



I DATOS GENERALES DEL PROMOVENTE Y DEL RESPONSABLE DE LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

I.1 Promovente

I.1.1 Nombre o razón social (para el caso de personas morales deberá incluir copia simple del acta constitutiva de la empresa y, en su caso, copia simple del acta de modificaciones a estatutos más reciente)

Comisión Federal de Electricidad

I.1.2 Registro Federal de Contribuyentes (anexar copia simple)

Protección de datos personales LFTAIPG"

I.1.3 Nombre y cargo del Representante Legal (anexar copia certificada del poder respectivo en su caso)

"Protección de datos personales LFTAIPG"

Jefe del Proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar)

I.1.4 Registro Federal de Contribuyentes y Cédula Única de Registro de Población del Representante Legal (anexar copia simple de cada uno)

Protección de datos personales LFTAIPG"



-
- I.1.5 Dirección del promovente o de su representante legal para recibir u oír notificaciones (calle, número exterior, número interior, o bien, lugar o rasgo geográfico de referencia en caso de carecer de dirección postal. Colonia o barrio, Código Postal, Municipio o Delegación, Entidad Federativa, Teléfonos). Indique el fax y correo electrónico a través de los cuales acepta recibir comunicados oficiales por parte de la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental

Protección de datos personales LFTAIPG"

- I.1.6 **Actividad Productiva principal**

Generación de energía eléctrica.

- I.1.7 **Número de trabajadores equivalente (es el número que resulta de dividir entre 2 000 el total de horas trabajadas anualmente)**

La 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) durante la etapa de operación y mantenimiento, contará con 120 personas divididos en los tres turnos de 8 horas cada uno, entre técnicos, administrativos y trabajadores.



I.1.8 Inversión estimada en moneda nacional

El esquema de financiamiento de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), para el Ciclo Combinado será modalidad de Obra Pública Financiada y la inversión de la unidad híbrido solar, será donada por el Banco Mundial.

En la Tabla I-1 se observa la inversión que se realizará para la construcción de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

El sistema del campo Solar, es una donación del Global Environmental Facility (GEF), a través del Banco Mundial. Cabe destacar que esta donación asciende a 49,3 millones de dólares, se fundamenta en los beneficios que la operación del proyecto híbrido producirá en términos de reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Tabla I-1.- Inversión requerida para la construcción de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

Costo de etapa de Proyecto	Millones de Dólares
Costo total del Proyecto (Central Ciclo Combinado)	297
Costo Total del Proyecto (incluyendo campo solar)	347
Costo de medidas de prevención y mitigación de impactos	29

Fuente: Solicitud de Dictamen a la Comisión Intersecretarial de Gasto Financiamiento (Agosto del 2005) CFE.

Protección de datos personales LFTAIPG"



I.2 Responsable de la elaboración del estudio de riesgo ambiental

I.2.1 Nombre o Razón Social (para el caso de personas morales deberá incluir copia simple del acta constitutiva de la empresa y en su caso, copia simple del acta de modificaciones a estatutos más reciente)

Universidad Autónoma de Tamaulipas.

I.2.2 Registro Federal de Contribuyentes (anexar copia simple)

Protección de datos personales LFTAIPG"

I.2.3 Nombre del responsable de la elaboración del Estudio de Riesgo Ambiental

"Protección de datos personales LFTAIPG"

I.2.4 Registro Federal de Contribuyentes, Cédula Única de Registro de Población, y Número de Cédula Profesional del responsable de la elaboración del Estudio de Riesgo Ambiental (anexar copia simple de cada uno)

Protección de datos personales LFTAIPG"



-
- I.2.5 Dirección del responsable de la elaboración del Estudio de Riesgo Ambiental (calle, número exterior, número interior o número de despacho, o bien, lugar o rasgo geográfico de referencia en caso de carecer de dirección postal. Colonia o barrio, Código Postal, Municipio o Delegación, Entidad Federativa, Teléfonos, Fax y Correo Electrónico)

Protección de datos personales LFTAIPG"



Los que firman al calce, bajo protesta de decir verdad manifiestan que la información relacionada con el análisis de riesgo del proyecto denominado 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), a su leal saber y entender es real y fidedigna, y que saben de la responsabilidad en que incurren los que declaran con falsedad ante autoridad distinta de la judicial, como lo establece el artículo 247 del Código Penal.

POR EL PROMOVENTE

"Protección de datos personales LFTAIPG"

Protección de datos personales LFTAIPG"



Los que firman al calce, bajo protesta de decir verdad manifiestan que la información relacionada con el análisis de riesgo del proyecto denominado 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), a su leal saber y entender es real y fidedigna, y que saben de la responsabilidad en que incurren los que declaran con falsedad ante autoridad distinta de la judicial, como lo establece el artículo 247 del Código Penal.

POR EL CONSULTOR
"Protección de datos personales LFTAIPG"

Protección de datos personales LFTAIPG"

"Protección de datos personales
LFTAIPG"
Protección de datos personales LFTAIPG"



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



II DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

II.1 Nombre del proyecto

II.1.1 Descripción de la actividad a realizar, su(s) procesos, e infraestructura necesaria, indicando ubicación, alcance, e instalaciones que lo conforman

El proyecto 171 CC Agua Prieta II (con campo solar) es propuesto por CFE para contribuir a satisfacer la demanda de energía eléctrica esperada en el área Noroeste y para mantener los márgenes de reserva regional en niveles que cumplan con los estándares requeridos por el sistema.

De acuerdo con el estudio de desarrollo del mercado eléctrico, se estima que la demanda máxima del área Noroeste crecerá anualmente 5,1% en promedio durante 2004–2013. Por ello en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico de CFE (POISE) se propone instalar 535,64 MW \pm 15% de capacidad anual neta en condiciones de verano, que aportará el proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), mismos que se incorporarán a la red del área Noroeste a través del proyecto LT Red de Transmisión Asociada a la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar). El proyecto integral central-red de transmisión ayudará a satisfacer la demanda al menor costo total de largo plazo del sistema. La fecha programada de operación comercial del proyecto es para marzo de 2009.

De no realizarse el proyecto en 2009 se tendría una situación crítica en el área Noroeste en cuanto al suministro de electricidad. Esto implicaría un aumento considerable de la energía no suministrada por fallas en el sistema y un incremento en el costo de explotación de CFE.



El esquema de financiamiento de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), para el Ciclo Combinado será modalidad de Obra Pública Financiada y la inversión de la unidad híbrido solar, será donada por el Banco Mundial.

El tipo de Central que se construirá será de ciclo combinado y estará integrada por un conjunto de turbogeneradores de gas y vapor que trabajan en ciclo Brayton y Rankine respectivamente, que generará 535,64 MW +/- 15%, se contará con un campo solar que generará vapor adicional para incrementar la generación de energía eléctrica en un mínimo de 25 MW. El combustible base será gas natural.

En la Tabla II-1 se muestran las principales características técnicas del proyecto.

Tabla II-1.- Características Técnicas del Proyecto.

	Ciclo Combinado	Campo Solar
Combustible Principal	Gas Natural ($2,66 \times 10^6$ m ³ /día),	_____
Capacidad de Generación (ISO) @ condiciones de verano	776 MW (Diseño) 550.50 MW (Bruta) 535.64 MW (Neta)	25 MW
Equipo Principal	<ul style="list-style-type: none">• (1) Modulo (3 TG / 1 TV)• (3) Recuperadores de Calor• (3) Generadores sincronicos, trifásicos para operar a 60 Hz y 3,600 rpm.	<ul style="list-style-type: none">• (3) Áreas de espejos parabólicos reflejantes.• Tubería y Auxiliares para manejo de aceite térmico.• (1) Intercambiador de Calor
Superficie Total Requerida	36 ha (Ciclo Combinado, Subestación Eléctrica y Áreas de Acceso). Acueducto 8,4 ha.	67 ha (3 campos de espejos parabólicos)
Requerimientos de Agua	Agua Cruda (14,18 l/s)	Agua Tratada para limpieza de espejos (sin dureza) (259, 2 m ³ /mes).
Sistema de enfriamiento	Aero-condensadores	_____
Emisiones a la Atmósfera	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	_____

Nota: La Generación de Vapor en el Ciclo Combinado se lleva a cabo en los Recuperadores de Calor (HRST) y en la aplicación de campo solar a través de intercambio de calor (aceite térmico-agua).

La 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) utilizará gas natural como combustible principal, se requieren $2,66 \times 10^6$ m³/día de gas natural.



El suministro del gas natural será mediante un ramal de un gasoducto de 16" de la compañía El Paso Natural Gas que alimenta a la Central Naco Nogales. La distancia del punto de conexión del ramal a la Central es de 3 Km. por lo que se requerirán 4,5 ha como derecho de vía.

La trayectoria del ramal del gasoducto desde la interconexión con el gasoducto de "El Paso Gas Transmisión de México" (EPGTM) hasta la estación de medición, regulación y control de gas se muestra en el Anexo "C".

Para la transmisión de la energía eléctrica se construirán líneas de transmisión las cuales tendrán su propia gestión ambiental.

II.1.2 ¿La planta se encuentra en operación? En caso afirmativo proporcionar la fecha de inicio de operaciones

No, debido a que será una instalación nueva. Las etapas de preparación, construcción pruebas y puesta en servicio tendrán una duración de 24 meses. Se estima que el inicio de la operación comercial de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), sea en Marzo del 2009.

II.1.3 Planes de crecimiento a futuro, señalando la fecha estimada de realización

Dentro de los planes de crecimiento a futuro, no se tiene contemplada ninguna ampliación para esta Central.

II.1.4 Vida útil del proyecto

La vida útil del proyecto es de 25 años.



II.1.5 Criterios de ubicación

Indicar los criterios que definieron la ubicación del proyecto. ¿Se evaluaron sitios alternativos para determinar el sitio?, ¿Cuáles fueron?

De acuerdo a Tabla II-2 los criterios de identificación y exclusión de sitios de la CFE que se consideraron como sitios candidatos para la construcción y operación del proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) fueron los siguientes: “El Fresnal”, “La Quinta Chilla” y el sitio “Las Américas”.

Tabla II-2.- Criterios de identificación y exclusión.

Factores		Sitios			
		Subfactores	El Fresnal	La Quinta Chilla	Las Américas
Suministro de Combustible		Infraestructura existente	Gasoducto Cía. El Paso Natural Gas 16"	Gasoducto Cía. El Paso Natural Gas 16"	Gasoducto Cía. El Paso Natural Gas 16"
Gasoducto nuevo (ramal)		Longitud (km)	0,385	6	3
		Diámetro (pulgadas)	10	18	16
Suministro de agua		Enfriamiento	Agua negra tratada de OOAPASAP	Agua negra tratada de OOAPASAP	Agua negra tratada de OOAPASAP
		Fuentes alternas	N.A.	N.A.	NA
		Distancia al sitio (km)	10,1	11,7	8,4
Infraestructura eléctrica		Red asociada Tensión (kV)/ Longitud (km-c)	LT El Fresnal-Cananea 400/230 kV (76)	LT Naco-Nogales-Cananea 400/230 kV (76) LT El Fresnal-Los Cumaros 400/230 kV (10)	LT Naco-Nogales-Cananea 400/230 kV (76) LT El Fresnal-Las Américas 400/230 kV (8)
		Subestación Distancia (km)	El Fresnal 0,5	El Fresnal 10	El Fresnal 8
Características físicas	Topografía	Área disponible (ha)	>100	>100	>100
		Elevación (msnm)	1270	1280	1240
		Relieve	Abrupto	Plano	Plano
	Geotecnia	Bancos de material Distancia (km)	Sierra Anibacachi 4	Los Janitos 6	Los Janitos 6
		Tipo de suelo	Tipo II (intermedio)	Tipo II (intermedio)	Tipo II (intermedio)
Sismología		Aceleración del terreno (teórica)	0,21g	0,21g	0,21g
Características climatológicas		Temperatura media anual (°C)	17,2	17,2	17,2
		Precipitación pluvial media anual (mm)	365,28	365,28	365,28
		Evaporación media anual (mm)	2080,7	2080,7	2080,7



Continuación Tabla II-2

Factores	Sitios			
	Subfactores	El Fresnal	La Quinta Chilla	Las Américas
Características geográficas	Localización	12 km SW de Agua Prieta	9 km W de Agua Prieta	5,5 km W de Agua Prieta
	Municipio	Agua Prieta	Agua Prieta	Agua Prieta
	Coordenadas	31°13' 47" N 109°36'26" W 3 455 697.7927 N 632 661.4680 E	31°18'12" N 109°40'05" W 3 463 788.4524 N 626 763.9234 E	31°17'43" N 109°37'32" W 3 462 945.1194 N 630 806.3070 E
	Hidrología	RH-9B Río Yaqui	RH-9B Río Yaqui	RH-9B Río Yaqui

Como resultado de la aplicación del análisis de los sitios candidatos y de los factores preponderantes a considerar para la selección del sitio potencial, se obtuvo el siguiente resultado:

Tabla II-3.- Comparación de alternativas.

Concepto	Sitio		El Fresnal		La Quinta Chilla		Las Américas		Factor de Ponderación
	El Fresnal	La Quinta Chilla	El Fresnal	La Quinta Chilla	Las Américas	Las Américas			
Suministro de combustible	10,00	1,02	0,00	0,00	5,00	0,51	10,2339%		
Suministro de agua	5,00	0,51	5,00	0,51	10,00	1,02	10,2339%		
Infraestructura eléctrica	10,00	0,91	0,00	0,00	5,00	0,45	9,0643%		
Área disponible	10,00	0,91	10,00	0,91	10,00	0,91	9,0643%		
Topografía	0,00	0,00	10,00	0,76	10,00	0,76	7,6023%		
Geotecnia	5,00	0,38	5,00	0,38	5,00	0,38	7,6023%		
Bancos de material	5,00	0,38	5,00	0,38	5,00	0,38	7,6023%		
Población principal	5,00	0,20	5,00	0,20	5,00	0,20	4,0936%		
Población secundaria	5,00	0,07	10,00	0,15	5,00	0,07	1,4620%		
Crecimiento de la población	5,00	0,31	5,00	0,31	5,00	0,31	6,1404%		
Régimen de propiedad	5,00	0,20	5,00	0,20	5,00	0,20	4,0936%		
Infraestructura por indemnizar	10,00	0,15	10,00	0,15	10,00	0,15	1,4620%		
Uso de suelo	10,00	0,41	5,00	0,20	10,00	0,41	4,0936%		
Carretera principal	10,00	0,61	0,00	0,00	5,00	0,31	6,1404%		
Camino de acceso	5,00	0,07	10,00	0,15	0,00	0,00	1,4620%		
Vías férreas	0,00	0,00	10,00	0,41	10,00	0,41	4,0936%		
Aeropuerto	0,00	0,00	5,00	0,07	5,00	0,07	1,4620%		
Áreas protegidas	10,00	0,41	10,00	0,41	10,00	0,41	4,0936%		
Suma de calificaciones		6,55		5,19		6,96	100,00%		



Como se observa en la Tabla II-3 el sitio que obtuvo las mejores calificaciones con un puntaje de 6,96 fue el denominado "Las Américas", el cual reúne satisfactoriamente los atributos requeridos para la construcción del proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

II.2 Ubicación del proyecto

Descripción detallada de la ubicación del proyecto (Calle, Colonia, Ciudad, Municipio, Estado, Código Postal, coordenadas geográficas o UTM, altitud sobre el nivel del mar), accesos marítimos y terrestres, y actividades conexas (industriales, comerciales, y/o de servicios) que tengan vinculación con las actividades que se pretenden desarrollar

Incluir planos de localización de la región, a escala mínima de 1:5 000 describiendo y señalando las colindancias del proyecto y los usos de suelo en un radio de 500 metros en su entorno, así como la ubicación de zonas vulnerables ó puntos de interés (asentamientos humanos, hospitales, escuelas, parques, mercados, centros religiosos, áreas naturales protegidas, y zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, etc.) indicando claramente el distanciamiento a las mismas

Ubicación del sitio

El sitio seleccionado para la construcción del proyecto es el denominado "Las Américas" ubicado a la altura del Km 5 de la carretera federal No. 2 Agua Prieta-Cananea, en el municipio de Agua Prieta, Sonora a 6,2 km al SO de la ciudad fronteriza de Agua Prieta y a 7,7 Km al NNO de la Central Naco-Nogales (actualmente en operación) Figura II-1 y Figura II-2. En la Tabla II.4 se muestran las coordenadas UTM y Geográficas de los vértices del Predio de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) (Anexo "B" Plano Topográfico).

Tabla II-4.- Coordenadas de los vértices del predio en el cual se ubicará la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

Vértice	Coordenadas UTM		Coordenadas geográficas	
1	630 000,81	3 462 441,68	31° 17' 20,6"	109° 38' 3,0"
2	630 000,81	3 462 129,81	31° 17' 10,5"	109° 38' 3,2"
3	630 476,15	3 463 129,81	31° 17' 42,7"	109° 37' 44,7"



Continuación Tabla II-4.

Vértice	Coordenadas UTM		Coordenadas geográficas	
4	630 476,15	3 463 897,84	31° 18' 7,7"	109° 37' 44,4"
5	630 516,15	3 463 908,70	31° 18' 8,0"	109° 37' 42,8"
6	630 516,15	3 463 772,99	31° 18' 3,6"	109° 37' 42,9"
7	631 085,00	3 463 772,99	31° 18' 3,4"	109° 37' 21,4"
8	631 085,00	3 462 441,68	31° 17' 20,1"	109° 37' 22,0"

Las coordenadas de la trayectoria del ramal del gasoducto que alimentará a la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) se presentan en la Tabla II-5.

Tabla II-5.- Trayectoria del Ramal del Gasoducto para la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

Puntos de la Trayectoria	Coordenadas UTM		Coordenadas Geográficas	
	X	Y	Latitud Norte	Longitud Oeste
Entronque con Ramal de Gasoducto de 16 Ø El Paso Gas Transmisión de México (EPGTM)	633 287,68	3 464 662,33	31° 18' 31,4"	109° 35' 57,7"
Punto de Inflexión 1	631 227,45	3 464 073,10	31° 18' 12,2"	109° 36' 0,2"
Punto de Inflexión 2	630 485,15	3 463 900,97	31° 18' 7,8"	109° 37' 44,0"
Final (Estación de medición)	630 485,15	3 463 056,08	31° 17' 40,3"	109° 37' 44,4"

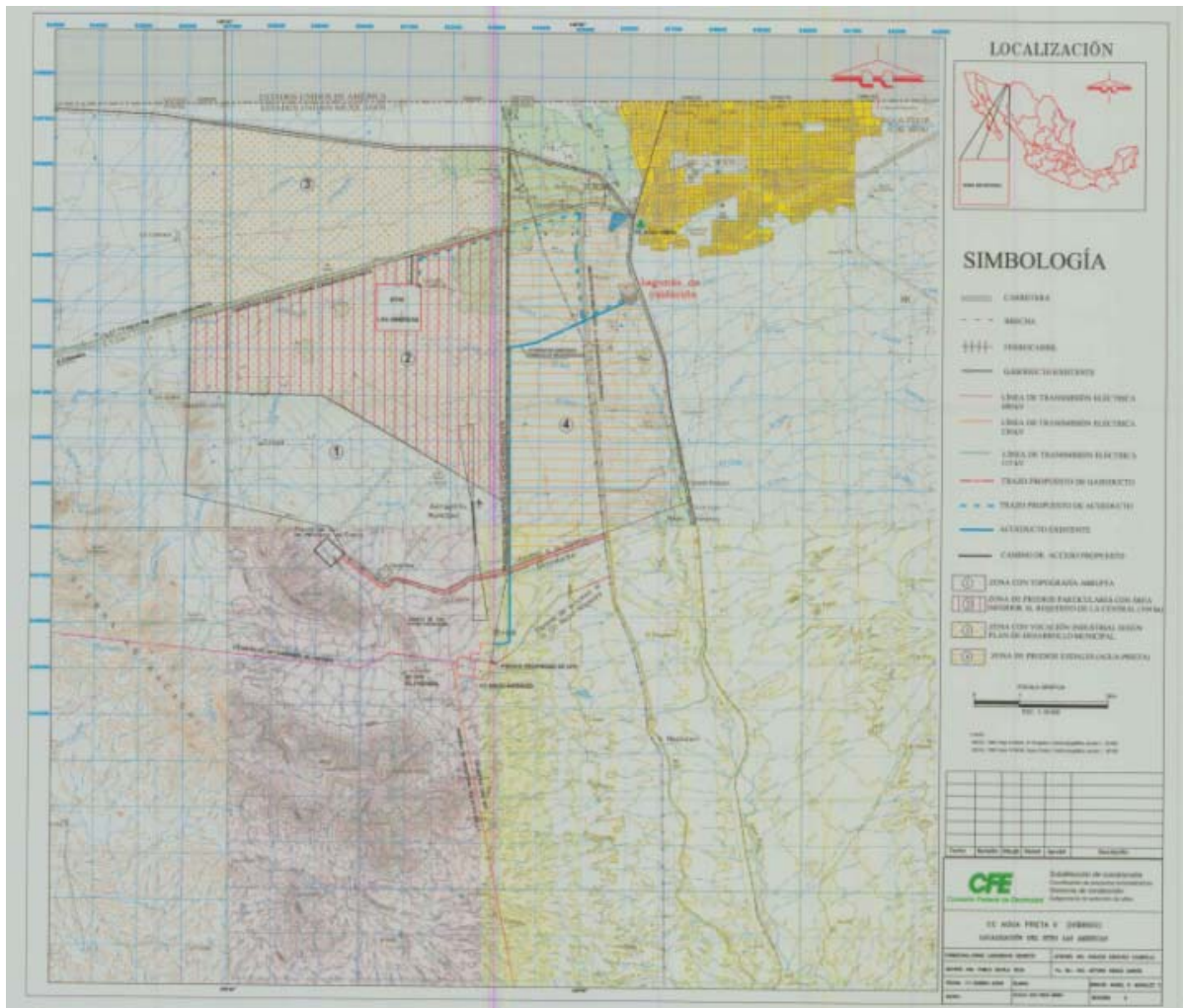


Figura II-1.- Ubicación del sitio "Las Américas" para la construcción y operación de la 171 CC Agua Prieta II (con campo solar).

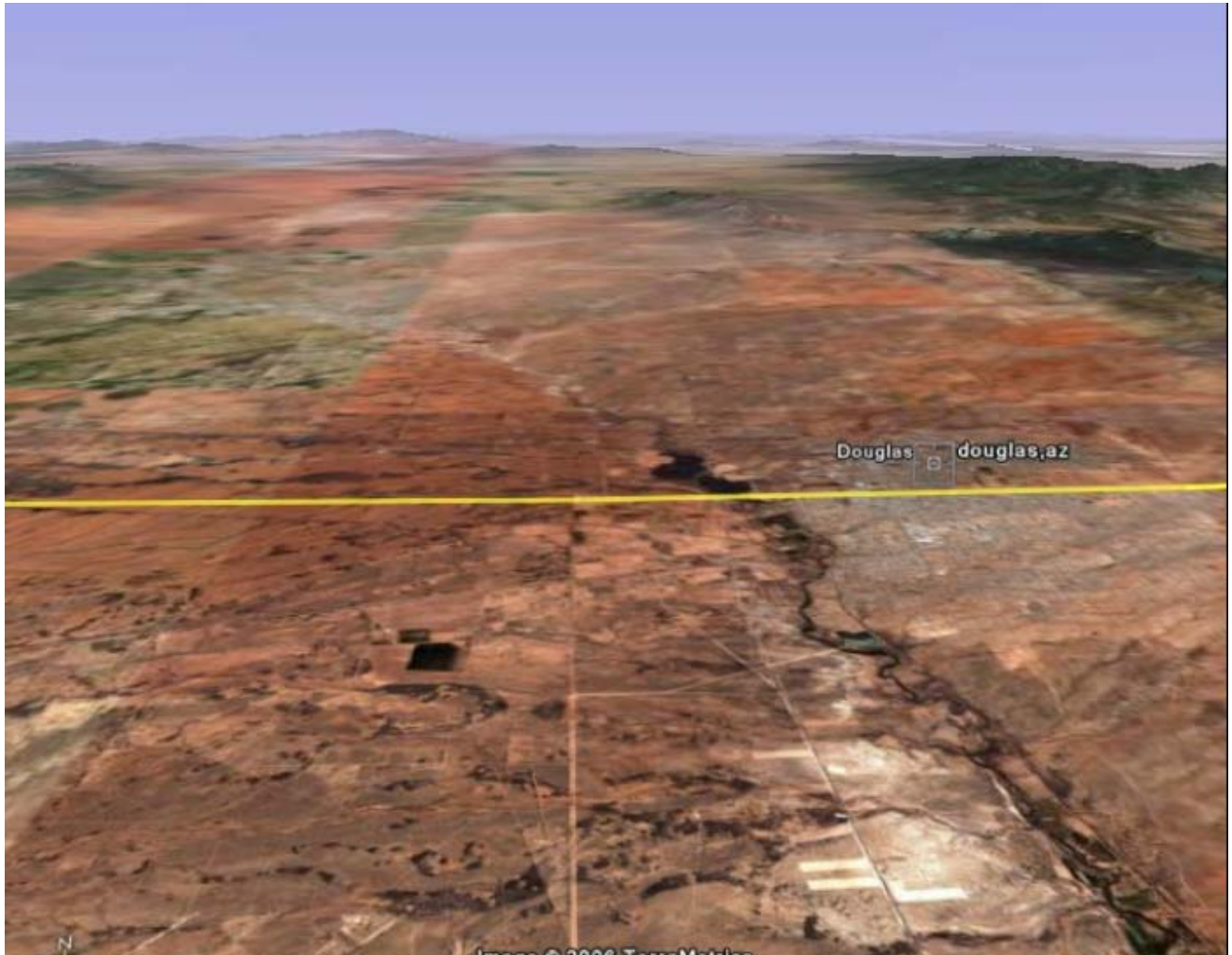


Figura II-2.- Vista área del sitio Las Américas y la ciudad de Agua Prieta.

En la Figura II-3 se muestra el arreglo general de equipo de la Central de Ciclo Combinado y el campo solar.

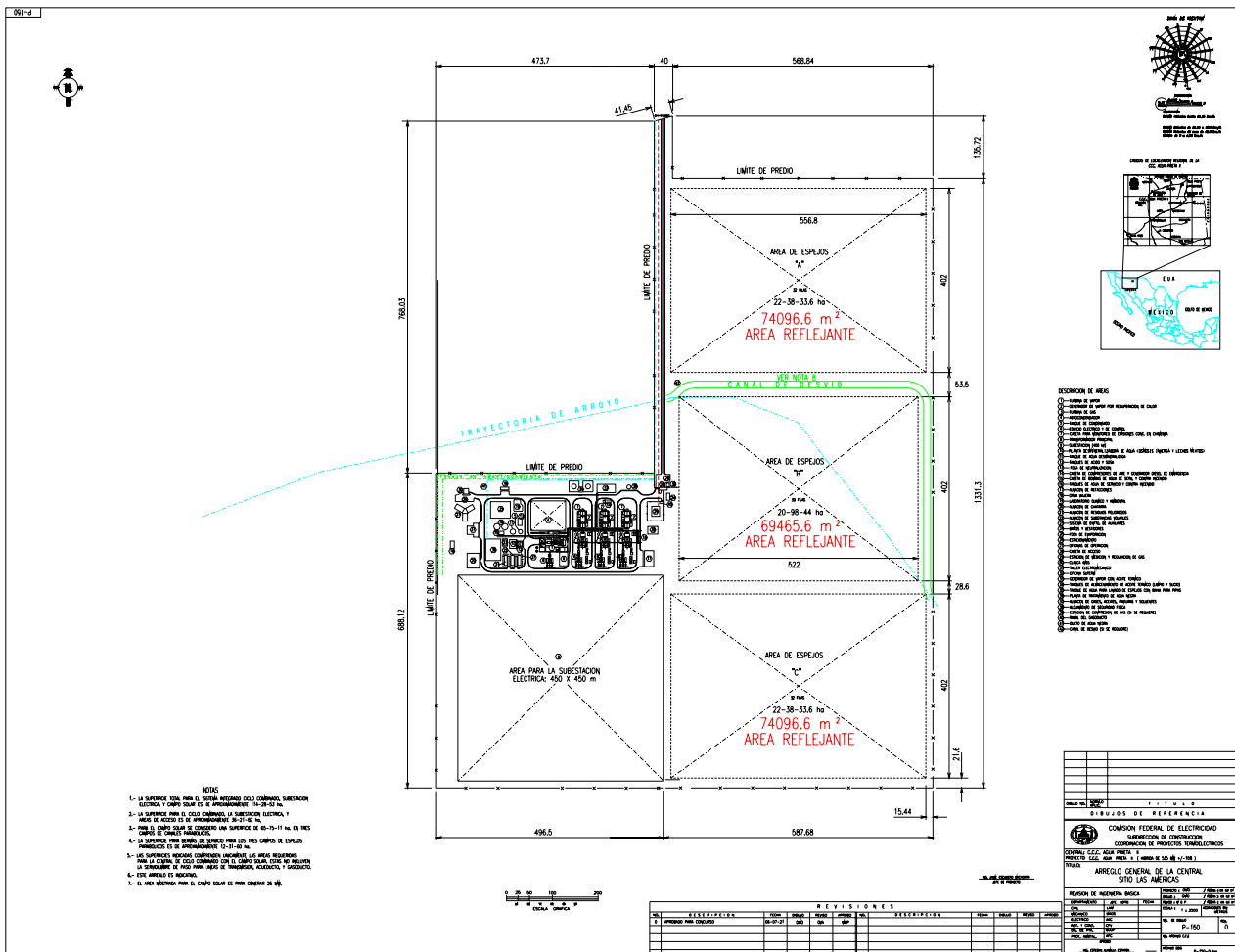


Figura II-3.- Arreglo General del Ciclo Combinado y el campo solar.

Descripción de accesos aéreos, férreos y terrestres:

Aéreos: La vía de acceso aérea al sitio del proyecto puede ser a través de los aeropuertos de Hermosillo (General Ignacio Pesqueira), Chihuahua (Gral. Roberto Fierro) y Cd. Juárez (Abraham González).

La ciudad de Agua Prieta cuenta con una aeropista pavimentada, no existiendo vuelos comerciales regulares a este destino.



Ferreos: En el área también existen vías de ferrocarril que comunican a Agua Prieta con Nacozari pasando por Esqueda y Frontera; Agua Prieta con Naco, Cananea y Nogales, de Nogales se comunica a Benjamín Hill pasando por Imuris, Magdalena y Santa Ana; Benjamín Hill es un nodo ferroviario que comunica con Guaymas pasando por Hermosillo; y con Mexicali, cruzando por Caborca y Puerto Peñasco.

Terrestre:

A partir de la Cd. de Hermosillo, capital del estado, por la Carretera Federal N° 15, tramo Nogales-Hermosillo hasta la altura de la población de Imuris en el km 2,400 tomar la carretera federal No. 2, tramo Imuris-Agua Prieta (Figura No. 6).

De la Cd. de Chihuahua se tiene acceso a Agua Prieta a través de la carretera federal No. 45 Chihuahua-Cd. Juárez, siguiendo por la Carretera Estatal N° 10, pasando por Flores Magón-Casas Grandes hasta Janos, siguiendo posteriormente por la carretera federal No. 2 hacia el oeste hasta Agua Prieta (Figura No. 6).

A partir de Cd. Juárez se llega a Agua Prieta por la Carretera Federal N° 2, pasando por Ascensión y Janos.

El uso actual de suelo en el predio del Proyecto es forestal, con utilización de ganadería extensiva (agostadero).

Las colindancias del predio son las siguientes:

Al norte 1082,54 m propiedad privada de uso forestal, localizada entre el sitio del proyecto y derecho de vía de Carretera Federal N° 2, tramo Cananea – Agua Prieta.

Al sur 1084,18 m con propiedad privada de uso forestal y utilización de ganadería extensiva.



Al este 1331,30 m con propiedad privada de uso agrícola. En este margen se colinda con dos cuerpos de agua. El primero, localizado en coordenadas X= 631 110,00; Y= 3 463 605,00 es un estanque para captar agua extraída del subsuelo y utilizada para riego agrícola; el segundo en coordenadas X= 631 135,00; Y= 3 462 754,00 consiste de un bordo que capta el agua de escurrimiento superficial, que fluye a través del arroyo que cruza el sitio del proyecto, su uso es agrícola.

Al oeste 1929,35 m con propiedad privada, es terreno con uso forestal en la parte noroeste y de esparcimiento en la parte suroeste; en este último se realizó desmonte para construir una pista de terracería, para carreras de autos.

El área de influencia del proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), está considerada principalmente como zona rural, en donde predominan las actividades agropecuarias.

El cuerpo de agua colindante al sitio del proyecto de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) es el río Agua Prieta, este se localiza en dirección este del predio de la Central a unos 5 km y se considera de natural a intermitente, aunque tiene un aporte permanente de las descargas de la planta de tratamiento de aguas residuales de Douglas, Arizona, y escurre de norte a sur. Este río se inicia en los Estados Unidos de Norte América y después de un recorrido de unos 35 km a partir de la línea fronteriza de la ciudad de Agua Prieta, recibe por la margen derecha las aportaciones del río Fronteras y después de 10 km de ésta afluencia se une al río Cajón Bonito, para formar el río Batepito. Unos 25 km aguas abajo de ésta confluencia, el río Batepito se une al río Bavispe el cual descarga sus aportaciones a la presa La Angostura, obra de almacenamiento y control de avenidas de la cuenca del río Yaqui. En el área de estudio se localizan las lagunas de oxidación del municipio de Agua Prieta, éstas se ubican 7 km al SSE del predio de la Central y descargan el agua tratada en la margen izquierda del río Agua Prieta.

El aprovechamiento de los efluentes de las lagunas es a través de obras de derivación que se han realizado aguas abajo a lo largo del río. Debido a que estas aguas residuales descargadas se



mezclan con los escurrimientos naturales, no existe una cuantificación precisa del agua tratada que se reusa para el riego de cultivos forrajeros y algunas pequeñas áreas de agricultura en terrenos ejidales.

Actividades conexas (industriales, comerciales, y/o de servicios)

A continuación se describen las principales actividades desarrolladas en la zona y que serán beneficiadas al asegurar el abasto de energía eléctrica.

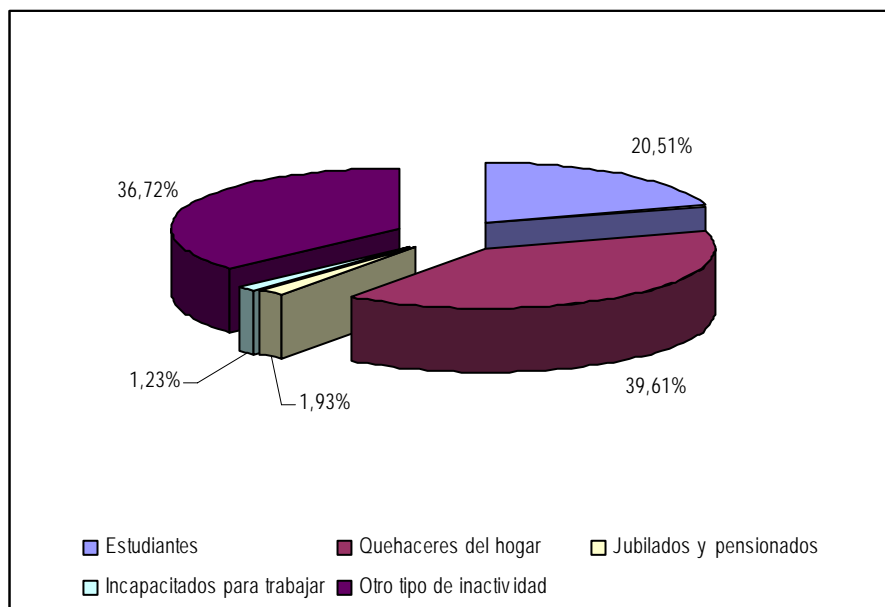
La población total con edad de 12 años o más de Agua Prieta es de 43 324, de los cuales, el 53,90% se encuentra económicamente activa y el 45,67% está inactiva (Tabla II-6).

Tabla II-6.- Población económicamente activa e inactiva.

Municipio	Población de 12 años o más	Distribución según condición de actividad económica				
		Población económicamente activa			Población económicamente inactiva	No especificado
		Total	Ocupada	Desocupada		
Agua Prieta	43 324	23 353	23 144	209	19 788	183

Fuente: INEGI. Sonora Censo General de Población y Vivienda (2000).

La Población Económicamente Inactiva del municipio es de 19 788 y en la Gráfica II-2 se muestra la distribución de la población por tipo de actividad no económica, en el que sobresale que 7 839 personas se dedican a los quehaceres del hogar, 7 266 tienen otro tipo de inactividad y 4 059 son estudiantes. Esta información se muestra en la Gráfica II-1.



Fuente: INEGI. Sonora Censo General De Población y Vivienda

Gráfica II-1.- Población Económicamente Inactiva por tipo.

En lo que se refiere a la población ocupada por municipio y sector de actividad, sobresalen las personas cuya actividad está dirigida al sector terciario, con el 48,68%, seguido por el sector secundario con el 43,99% y el sector primario con el 4,13%. Esto se aprecia en la Tabla II-7.

Tabla II-7.- Población económicamente activa por sector.

Sector de Actividad	Población Ocupada	
		%
	23 144	100,00
Primario/1	955	4,13
Secundario/2	10 182	43,99
Terciario/3	11 266	48,68
No Especificado	741	3,20

Fuente: INEGI Sonora Censo General de Población y Vivienda (2000)

/1 Actividades agropecuarias y pesca.

/2 Minería, industrias manufactureras, electricidad y agua, industria de la construcción.

/3 Comercio, transportes y comunicaciones, servicios financieros, inmobiliarios y de alquiler de bienes muebles, servicios técnicos, profesionales, personales y sociales.



La Tabla II-8 proporciona las principales ocupaciones del municipio, donde resaltan los artesanos y obreros con un 23,23%, los operadores de maquinaria fija con un 15,97% y los comerciantes y dependientes con el 11,97%, principalmente.

Tabla II-8.- Población económicamente activa según ocupación principal.

Ocupación Principal	Total	%
Agua Prieta	23 144	100,00
Profesionistas	537	2,32
Técnicos	566	2,45
Trabajadores de la educación	628	2,71
Trabajadores del arte	167	0,72
Funcionarios y directivos	410	1,77
Trabajadores agropecuarios	812	3,51
Inspectores y supervisores en la industria	827	3,57
Artesanos y obreros	5 377	23,23
Operadores de maquinaria fija	3 696	15,97
Ayudantes, peones y similares	893	3,86
Operadores de transporte	654	2,83
Jefes y supervisores administrativos	369	1,59
Oficinistas	1 470	6,35
Comerciantes y dependientes	2 769	11,97
Trabajadores ambulantes	402	1,74
Trabajadores en servicios personales	1 465	6,33
Trabajadores domésticos	594	2,57
Trabajadores en protección y vigilancia	582	2,51
No especificado	926	4,00

Fuente: INEGI Sonora Censo General de Población y Vivienda, 2000.

Con relación a la población ocupada de acuerdo a su distribución de salarios mínimos es de destacar que el 35,61% de la población recibe entre uno y dos salarios mínimos, el 22,51% recibe de 2 hasta menos de tres salarios mínimos, y el 17,16% de tres hasta cinco salarios mínimos. El salario mínimo en Agua Prieta se encuentra ubicado en el área geográfica A, siendo de \$ 48,67 por jornada, esto se muestra en la Tabla II-9.



Tabla II-9.- Población de acuerdo a su distribución en salarios mínimos.

Distribución según nivel de ingresos	Agua Prieta	(%)
Población Ocupada	23 144	100,00
No recibe ingresos	301	1,30
Un salario mínimo o menos	785	3,40
Mas de 1 hasta 2 s.m.	8 243	35,61
Mas de 2 hasta menos de 3 s.m.	5 209	22,51
De 3 hasta 5 s.m.	3 972	17,16
Más de 5 s.m. hasta 10 s.m.	2 290	9,89
Más de 10 s.m.	1 053	4,55
No especificado	1 291	5,58

Fuente: INEGI Sonora Censo General de Población y Vivienda (2000).

En la Tabla II-10, se presentan los datos agregados económicos del municipio, esto es, la información que describe a Agua Prieta y su capacidad de desarrollo, es decir, las unidades económicas, así como la remuneración otorgada al personal ocupado.

En ese sentido, se aprecia que existen 2 152 unidades censadas, mismas que ocuparon a 16 386 personas, otorgando una remuneración de 511 243 miles de pesos, de acuerdo al año censal de 1998, elaborado por el INEGI.



Tabla II-10.- Unidades Económicas Censadas, personal ocupado y remuneraciones por sector de actividad. Año censal 1998.

Sector	Unidades Económicas Censadas			Personal Ocupado	Remuneraciones	Activos Fijos Netos	Formación Bruta De Capital Fijo	Producción Bruta Total	Insumos Totales	Valor Agregado Censal Bruto
	Total	Productoras	Auxiliares							
Total	2 152	2 136	16	16 386	511 243	650 828	19 924	1 283 907,1	385 828	898 079,1
Minería y extracción de petróleo	*	*	1	40	2 245	15 311	70	11 232	7 205	4 027
Industrias manufactureras	209	207	2	10 570	415 705	262 713	8 946	674 883	188 809	486 074
Construcción	*	*	--	61	355	57	--	4 791	3 249	1 542
Comercio	1 013	1 005	8	2 832	50 197	165 583	4 582	370 921	76 422	294 499
Transportes y comunicaciones	53	53	--	181	3 777	13 388	91	20 992,1	10 328	10 664,1
Servicios privados no financieros	870	865	5	2 702	38 964	193 776	6 235	201 088	99 815	101 273

Fuente: INEGI. Sonora Censo General de Población y Vivienda, 2000

* No disponible



Usos del Suelo

En Agua Prieta el suelo es utilizado en un 70,8% por el sector ganadero, el 23,7% por el sector agrícola y en un 5,5% por el agropecuario. Esta información se proporciona en la Tabla II-11.

Tabla II-11.- Superficie de uso común y distribución porcentual del uso actual del suelo.

Municipio	Superficie de uso Común	Uso actual del suelo				
		Agrícola %	Ganadero %	Agropecuario %	Forestal %	Otros Usos %
Agua Prieta	74 650,168	23,7	70,8	5,5	--	--

Fuente: INEGI, Sonora Censo General de Población y Vivienda, 2000.

En Agua Prieta predomina la crianza del ganado bovino, el cual a su vez es el que representa el mayor valor de la población ganadera con el 96,88% del valor total. Tablas II-12 y II-13.

Tabla II-12.- Población Ganadera y Avícola al 31 de Diciembre de 2004 (Cabezas).

Municipio	Bovino	Porcino	Ovino	Caprino	Equino	Aves
Agua Prieta	25 404	104	267	211	1 797	--

Fuente: INEGI, Anuario Estadístico del Estado de Sonora, Edición 2005.

Tabla II-13.- Valor de la Población Ganadera y Avícola al 31 de Diciembre de 2004 (miles de pesos).

Municipio	Total	Bovino	Porcino	Ovino	Caprino	Equino	Aves
Agua Prieta	115 650,4	112 039,3	142,3	130,8	103,4	3 234,6	--

Fuente: INEGI, Anuario Estadístico del Estado de Sonora, Edición 2005.

El uso de suelo actual en el predio del proyecto es pecuario y en sus colindancias presenta una vegetación que esta conformada por matorral espinoso con mayor proporción de matorral desértico micrófilo.



Asentamientos Humanos. No existen asentamientos entorno a la CC en un radio de 500 metros, salvo tres edificaciones y un corral de manejo de ganado localizadas fuera del limite del Predio de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) (límite de predio) (ver Figura II-5).

Casa al noroeste (800 metros del Vértice 2)

Casa al oeste (680 metros del Vértice 2)

Casa al este (1 053 metros del Vértice 7)

Corral de manejo de ganado a (596 metros del Vértice 2)

Con respecto al ramal de gasoducto el derecho de vía correrá a un costado de líneas de conducción eléctrica y de la Carretera Cananea - Agua Prieta. Además sobre el trayecto del Ramal se localizan edificaciones en el inicio y en km 1 + 175, las cuales se mencionan a continuación:

Casas al inicio del Ramal:

1.- A 177 metros al noreste

2.- A 177 metros norte

3.- A 215 al norte

4.- A 485 metros al sur

Casas al norte en el km 1 + 175 del Ramal:

5.- A 98 metros

6.- A 238 metros

7.- A 180 metros

8.- A 90 metros

9.- A 125 metros

10.- A 170 metros

11.- A 230 metros



Hospitales. No existen hospitales en el entorno de la instalación.

Escuelas. No existen escuelas en el entorno de la instalación.

Parques. No existen parques en el entorno de la instalación.

Mercados. No existen mercados ni centros comerciales en el entorno de la instalación.

Centros religiosos. No existen centros religiosos en el entorno de la instalación.

Centros Arqueológicos. No existen centros arqueológicos en el entorno de la instalación.

Zonas de reserva ecológica. No se presentan en el entorno de la instalación.

Cuerpos de agua. Piletas de almacenamiento de agua y estanques de agua para ganado localizados al oeste a 161 metros y 590 metros del Vértice 2 del límite del Predio de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) (ver Figura II-4). Además se encuentran dos presas intermitentes perennes localizadas a 50 metros del Vértice 7 y Vértice 8.



SE ANEXARÁ LA FIGURA II-4.



III ASPECTOS DEL MEDIO NATURAL Y SOCIOECONÓMICO


III.1 Descripción de (los) sitio (s) o área (s) seleccionada (s)

III.1.1 Flora

Con el propósito de describir la vegetación en el área de estudio, se realizó una compilación bibliográfica (Leer, 1978; Browsers, 1993; Elmore, 1976; y INEGI, 1999), se revisó la información recabada en estudios anteriores por la CFE (1998 y 2002), se hicieron verificaciones en campo, a través de colectas y muestreos de vegetación dentro del predio seleccionado para la construcción de la central y el área de estudio, con un radio de 20 km.





En la Tabla III-1 y en el Plano 1 Anexo "B", se muestran los sitios de colecta y/o muestreo realizados en el predio y en el área de estudio del proyecto.

Tabla III-1.- Sitios de colecta y/o muestreo de vegetación en el área de estudio y en el predio del Proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

No.	Lugar	Vegetación	Coordenadas UTM		Fotografía
			X	Y	
1	Predio	Matorral espinoso con matorral desértico micrófilo	630 698	3 463 595	







Continuación Tabla III-1

No.	Lugar	Vegetación	Coordenadas UTM		Fotografía
			X	Y	
2	Pedio	Matorral espinoso con matorral desértico micrófilo	630 065	3 462 626	
3	Pedio	Matorral desértico micrófilo con matorral espinoso	631 006	3 462 889	
4	Pedio	Matorral desértico micrófilo	630 443	3 462 502	
5	Arroyo Predio	Vegetación riparia	630 776	3 463 257	







Continuación Tabla III-1

No.	Lugar	Vegetación	Coordenadas UTM		Fotografía
			X	Y	
6	12,315 km al SSE del predio	Matorral desértico micrófilo	636 537	3 452 368	
7	6,506 km al S del predio	Matorral desértico micrófilo con Matorral subinerme	630 180	3 456 494	
8	13,718 km al ENE del predio	Matorral espinoso con Matorral desértico micrófilo	643 412	3 467 094	
9	13,672 km al WSW del predio	Matorral desértico micrófilo	616 798	3 460 976	






Continuación Tabla III-1

No.	Lugar	Vegetación	Coordenadas UTM		Fotografía
			X	Y	
10	14,177 km al ESE del predio	Matorral Espinoso	644 471	3 462 142	
11	14,421 km al SSE del predio	Matorral desértico micrófilo	636 512	3 449 974	
12	3,480 km al WSW del predio	Matorral desértico micrófilo	626 895	3 462 380	
13	19,541 km al ESE del predio	Encinar (relictos)	649 118	3 457 662	



Continuación Tabla III-1

No.	Lugar	Vegetación	Coordenadas UTM		Fotografía
			X	Y	
14	18,954 km al SSE del predio	Vegetación riparia	637 038	3 445 274	
15	15,580 km al WSW del predio	Mezquital	614 927	3 460 587	
16	16,064km al WSW del predio	Matorral desértico micrófilo con <i>Juniperus</i> sp.	614 466	3 460 401	
17	5,541 km al ENE del predio	Mezquital	635 852	3 463 320	
18	8,379 km al SSE del predio	Matorral desértico micrófilo	631 298	3 454 677	
19	17,399 km al ENE del predio	Matorral desértico micrófilo	647 319	3 466 706	



Para la realización de los muestreos se utilizó el método de cuadrante y de transecto en línea (Brower, et al., 1998). El primero se usó para el caso de las comunidades que presentaban los tres estratos: arbóreo, arbustivo y herbáceo; y el segundo para las comunidades que solamente presentaba el estrato herbáceo.

Asimismo, para obtener los parámetros estructurales en las comunidades arbóreas, se utilizó una superficie de 400 m², para el estrato arbustivo 100 m² y para el estrato herbáceo 4 m². Los datos obtenidos fueron: especie, número de individuos, altura total y diámetro a la altura del pecho (para árboles) o diámetro basal (para arbustos).

Con los datos de campo, se obtuvieron los valores absolutos y relativos de densidad, frecuencia, cobertura y valor de importancia para cada una de las especies que se presentaron en los muestreos.

Los tipos de vegetación se definieron considerando la estructura y composición florística, aplicando la clasificación de INEGI (1999). Además, se describieron las asociaciones vegetales y su distribución espacial.

En cada sitio de muestreo se colectó material botánico fértil (con flor y/o fruto), el cual se prensó y deshidrató usando los métodos sugeridos por Lot y Chiang (1986). En el laboratorio se determinaron taxonómicamente las especies colectadas usando bibliografía especializada, entre la que destacan: Leer (1978), Bowers (1993) y Elmore (1976), Orth (1995).

Se elaboró un inventario florístico general, mismo que se utilizó para revisar la existencia de las especies de interés comercial y de las endémicas o con estatus de protección según la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2001 y la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (CITES, 1997).



Tipos de vegetación

De acuerdo a Rzedowski (1978), el área de estudio se encuentra dentro del Reino Neotropical; la cual incluye, la mayor parte del territorio del país al sumarse en él las proporciones de clima caliente, seco y semiseco. Dentro de este Reino se encuentra la Región Florística Xerofítica Mexicana y queda incluida en la Provincia Florística denominada Altiplanicie. Esta provincia es la más extensa del territorio y se encuentra entre los 1 000 y 2 000 m de altitud, por lo que es más notoria la influencia de bajas temperaturas. La vegetación predominante consiste en matorrales xerófilos, aun cuando también son frecuentes los pastizales (Figura III-1).






Figura III-1.- Regiones Florísticas.






Las características ambientales del área de estudio y el predio donde se ubicará el proyecto, permite la presencia de seis diferentes comunidades vegetales que se muestran en la Tabla III-2.

Tabla III-2.- Tipos de vegetación y número de especies presentes en el área de estudio y en el predio del Proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

Tipo de vegetación	Fotografía	Predio	Área	No. De especies*
Matorral desértico micrófilo		X	X	92
Mezquital			X	20
Vegetación riparia y acuática			X	23



Continuación Tabla III-2

Tipo de vegetación	Fotografía	Predio	Área	No. De especies*
Pastizal			X	16
Cultivos agrícolas			X	21
Encinar (relictos)			X	13

* La suma de especies excede al total registrado, ya que algunas se encuentran en más de un tipo de vegetación.

En el área de estudio, se registró un total de 136 especies de plantas vasculares pertenecientes a 123 géneros y 56 familias, además de un alga macroscópica.



Principales asociaciones vegetales y su distribución

En el área de estudio se registraron cinco comunidades vegetales, las cuales se muestran en la Tabla III-3 con el porcentaje de superficie que ocupa cada una de ellas (cobertura). Este porcentaje se calculó sin considerar las áreas desnudas. En el plano de Vegetación y uso del suelo (Plano 1 Anexo "B"), no aparecen todos los tipos de vegetación, ya que algunos se distribuyen en pequeños parches que no son mapeables a esa escala, como es el caso del Bosque de encino y el Matorral espinoso.

Tabla III-3.- Tipos de vegetación presentes en el área de estudio y su porcentaje de cobertura (INEGI, 1999).

Tipos de Vegetación	% Cobertura
Matorral desértico micrófilo	87,32
Mezquital	1,01
Pastizal	11,44
Vegetación riparia y acuática	0,11
Cultivos agrícolas	0,12
TOTAL	100

Asociaciones vegetales en el área de estudio en un radio de 20 km

El área de estudio se encuentra ubicada en la Provincia Sierras y Llanuras del Norte, pertenecientes al área de altiplanicie. En esta, se encuentra una extensa región cubierta por sierras con altitudes que van desde los 1 140 hasta los 1 860 msnm; y en las partes mas bajas se presentan lomeríos con pendientes suaves. La mayor parte del área presenta un clima tipo seco que presenta lluvias en verano y escasas a lo largo del año; a su vez, pertenece al subtipo seco templado, con lluvias en verano; y con un porcentaje de lluvia invernal mayor a 10,2, con verano cálido. La temperatura media mensual se presenta en los meses de enero y diciembre con valores de 7,2 y 7,4°C, respectivamente. En tanto que en agosto y julio se presentan los valores de temperatura media más altos de 25,6 y 26,6°C. La temperatura media anual es de 17,0°C.



El uso actual de la vegetación se ve reflejado principalmente por la ganadería y la agricultura en pequeña escala.

Las principales asociaciones vegetales encontradas en el área de estudio del Proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) son Matorral desértico micrófilo, Mezquital, Pastizal, Vegetación riparia y Agricultura de riego.

Matorral desértico micrófilo

El matorral desértico micrófilo está bien representado en el área de estudio en sus dos variantes, subinermes o espinoso. En la primera dominan las especies inermes como *Larrea divaricata* subsp. *tridentata* y *Flourensia cernua* y en el segundo especies espinosas como *Fouquieria splendens*.

La variante espinosa de esta comunidad vegetal, se localiza en terrenos planos o con pendiente, en ocasiones con afloramientos pedregosos, como ocurre en las laderas de los cerros. Usualmente presenta tres estratos principales (Sitios 7, 9 y 18).

El estrato arbóreo está compuesto normalmente por una sola especie, *Fouquieria splendens* (Ocotillo), con una altura media de 3,9 m. Esta planta también ocurre en el estrato arbustivo, el cual tiene alturas medias de alrededor de 1,5 m. Aunque el ocotillo puede también dominar en este estrato, otras especies importantes pueden ser *Mortonia scabrella*, *Agave* sp. y *Acacia constricta*, *Calliandra eriophylla*, *Opuntia phaeacantha*, *Opuntia spinosior*, *Yucca* sp., *Rhus microphylla*, *Salvia* sp., *Koeberlinia spinosa*, *Senna wislizenii*, *Condalia globosa*, *Dalea formosa*, *Krameria parvifolia*, *Quercus* sp., entre otras.

El estrato herbáceo tiene una altura media de 0,34 m. Entre las especies que ocupan este nivel se pueden mencionar a *Eragrostis* sp., *Parthenium confertum*, *Dasyochloa pulchella*, *Asistida* sp., *Notholaena* sp., *Bouteloua hirsuta*, *Hedeoma drummondii*, entre otras.



La variante inerme del matorral normalmente no presenta un estrato arbóreo y rara vez ocurre en lugares altos, como en el (Sitio 16), donde este estrato tiene una altura media de 5 m y está compuesto por *Juniperus monosperma*, *Dasyllirion* sp. y *Celtis laevigata* var. *reticulata*.

El estrato arbustivo como en otras zonas (Sitios 10 y 12), es dominado por *Larrea divaricata* subsp. *tridentata* y *Flourensia cernua*. La altura media de este estrato varía, por ejemplo en el (Sitio 10) es de 1,72 m y en los (Sitios 6, 11, 12 y 19) es de 1,20 m aproximado.

El estrato herbáceo suele ser diverso y también es variable en cuanto a su altura, en general la altura promedio es de 0,39 m. Las especies más importantes suelen ser *Parthenium confertum*, *Zinnia acerosa*, *Baileya multiradiata*, *Lepidium* sp., *Tiquilia canescens*, *Setaria* sp., *Asistida* sp., *Dasyochloa pulchella*, *Lepidium montanum*, *Acourtia* sp., *Bahia absintifolia*, *Chamaesaracha* sp., *Eriogonum* sp. y *Solanum eleagnifolium*.

Matorral espinoso

Asimismo, existen espacios donde se encuentra matorral espinoso dominado principalmente por dos estratos: el arbustivo y el herbáceo.

El estrato arbustivo está representado por la especie *Acacia constricta*, con una altura promedio de 0,96 m; muy frecuentemente se presenta *Larrea divaricata* subsp. *tridentata*, característica del matorral desértico micrófilo, así como también *Yucca elata*, *Celtis pallida*, *Rhus microphylla*, entre otras (Sitios 8 y 10).

El estrato herbáceo presenta una altura promedio de 0,47 m, encontrándose frecuentemente las especies de *Zinnia acerosa*, *Parthenium confertum* y *Tiquilia canescens*, entre otras.



Mezquita!

El mezquital se desarrolla en terrenos usualmente bajos, planos o con ligera pendiente, es frecuente en zonas cercanas a los cauces de arroyos donde se mezcla con la vegetación riparia, aunque en ocasiones puede asociarse en cierto grado al matorral desértico micrófilo.

Se distinguen tres estratos principales (Sitios 15 y 17):

El estrato arbóreo que tiene una altura media de 3,3 m está dominado por *Prosopis glandulosa* (Mezquite).

El estrato arbustivo que alcanza alturas de alrededor de 1,7 m, tiene también al mezquite como la especie dominante. Otras especies acompañantes son *Baccharis sarothrae*, *Acacia greggii*, *Acacia constricta*, *Lycium sp.* y *Opuntia spinosior*, *Opuntia phaeacantha*.

El estrato herbáceo no sobrepasa usualmente 0,35 m, caracterizándose individuos de las especies como *Gutierrezia sarothrae*, *Salsola kali*, *Setaria leucopila*, *Hoffmanseggia glauca* y *Lepidium montanum*.

Bosque de encinos

En el área de estudio, el bosque de encinos no forma las comunidades densas, características de otros lugares. Ocurre en forma discontinua o en parches, y son escasos en las partes altas de las sierras y lomeríos, encontrándose en altitudes por encima de los 1 400 msnm.

En esta comunidad vegetal se pueden distinguir tres estratos (Sitio 13):

El estrato arbóreo, que tiene una altura media de 5,22 m, está formado normalmente solo por *Quercus emoryi* (encino) aunque ocasionalmente pueden encontrarse escasos individuos de *Juniperus monosperma*.



El estrato arbustivo tiene una altura media de 1,45 m e incluye especies como *Prosopis glandulosa*, *Quercus emoryi*, *Dasyllirion* sp. y *Fouquieria splendens*.

El estrato herbáceo suele ser más diverso, con una altura promedio de 0,43 m., se registraron especies tales como *Opuntia phaeacantha*, *Aristida* sp. *Krameria parvifolia*, *Mimosa biuncifera*, *Opuntia spinosior*, *Gutierrezia sarothrae* y *Dalea formosa*.

Vegetación riparia y acuática

A lo largo de arroyos y otros cuerpos de agua, es posible encontrar comunidades acuáticas y riparias. (Sitio 14)

Las especies sumergidas incluyen a *Chara* sp. y a *Zanichellia palustris* básicamente.

Dentro de las especies arbustivas propiamente riparias, *Baccharis salicifolia* es la planta más común ya que forma poblaciones densas mezcladas con otras plantas como *Baccharis sarothrae* y *Helianthus* sp.

El estrato arbóreo (Sitio 14) en estos ambientes está dominado por *Populus fremontii* (álamo), aunque también es posible encontrar otras especies como *Salix goodingii* (sauce), *Fraxinus velutina* y *Juglans major*.

A lo largo del río Agua Prieta y en otras zonas con suelos salinos, es común encontrar densas poblaciones de *Tamarix ramosissima*, *Nicotiana glauca*.

Pastizal

Aunque la cartografía oficial indica la presencia de extensos pastizales en el área de estudio, en realidad los pastizales naturales, solo ocurren en algunos claros que existen entre otro tipo de comunidades, como los matorrales o los mezquitales.



Entre las especies representativas de estos pastizales se pueden mencionar a *Bouteloua barbata*, *Aristida* sp., *Chloris* sp., *Dasyochloa pulchella*, *Setaria leucopila* y *Eragrostis arida*.

Otras especies no gramíneas suelen mezclarse con los pastos como *Acacia constricta*, *Calliandra eriophylla* y *Gimnosperma glutinosum*.

Cultivos agrícolas

En el área de estudio no existen grandes extensiones de cultivo, sin embargo se registraron zonas de riego para el cultivo del maíz (*Zea mays*), alfalfa (*Medicago sativa*), vid (*vitis vinifera*). Asimismo, es muy común encontrar malezas como *Cynodon dactylon*, *Solanum elaeagnifolium*, *Sida abutifolia* y *Proboscidea louisianica*, *Datura* sp. a las orillas de las áreas agrícolas o abandonadas.

Descripción de las asociaciones vegetales en el predio

En el sitio del proyecto de la Central, se presentan dos tipos de vegetación: Matorral desértico micrófilo como el dominante (Figura III-2), asimismo, en un porcentaje menor se encuentra el matorral espinoso con la presencia de las mismas especies del matorral antes mencionadas; también, son notorios los parches de vegetación secundaria. Enseguida se describen cada uno de estas comunidades vegetales por separado.

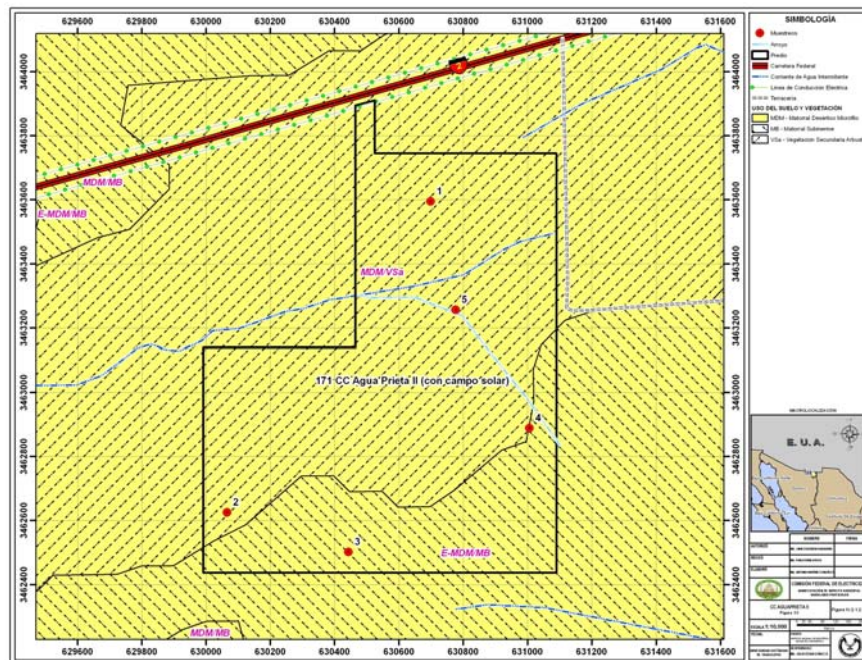


Figura III-2.- Localización de los sitios de muestreo en el sitio del proyecto.

Matorral desértico micrófilo

Dentro de los límites del predio, esta comunidad vegetal ocupa un 70% del total de la superficie del predio y se desarrolla sobre un terreno con suelos profundos de tipo regosol altamente erosionado y tiene una mezcla de elementos inermes y subinermes.

Se distinguen dos estratos principales.

El estrato arbustivo está dominado completamente por *Larrea divaricata* subsp. *tridentata* (gobernadora), con una altura media de 1,40 m y *Flourensia cernua* (hojasén), con una altura promedio de 0,90 m. Otras especies acompañantes son *Acacia constricta*, *Prosopis glandulosa*, *Opuntia leptocaulis*, entre otras.



El estrato herbáceo es muy escaso y tiene una altura media de 0,46 m. Las especies más comunes son *Parthenium confertum* y *Zinnia acerosa* (Sitios 3 y 4).



Fotografía 1.- Tipo de vegetación en el sitio del proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

Matorral espinoso con Matorral desértico micrófilo

Esta comunidad representa un 28% del total de la superficie del predio y se encuentra frecuentemente en lugares con presencia de escorrentías o cárcavas, donde hay acumulación de humedad.

En este tipo de comunidad se distinguen los tres estratos:

El arbóreo representado por la especie *Acacia constricta* con una altura media de 3,8 m y *Prosopis glandulosa* con una altura media de 3,2 m, así como también *Larrea divaricata subsp. tridentata*.



El estrato arbustivo se encuentra dominado por *Acacia constricta* con una altura media de 2,0 m y *Flourensia cernua* con una altura de 1,1 m; seguido, por *Larrea divaricata* subsp. *tridentata*, *Opuntia leptocaulis*, *Opuntia spinosior* y *Prosopis glandulosa*, entre otras.

El estrato herbáceo tiene una altura promedio de 0,6 m encontrándose especies de *Lepidium* sp., *Setaria* sp., entre otras (Sitios 1 y 2).

Vegetación riparia

Este tipo de vegetación se encuentra representada principalmente por la especie *Baccharis sarothrae*, encontrándose también *Acacia constricta*, *Prosopis glandulosa*, *Larrea divaricata* subsp. *tridentata*, *Flourensia cernua*, *Baccharis glutimosum*, entre otras.

Vegetación secundaria

Es importante mencionar que en el sitio de estudio en la parte Este, por donde corre el lienzo y un bordo (con orientación NE a SE), se presenta una franja de 20 m de ancho aproximadamente, de vegetación secundaria, representando un 2% del total de la superficie del predio; donde las especies más comunes e indicadoras de disturbio son *Salsola kali*, *Pennisetum ciliare*, *Cynodon dactylon*, *Solanum elaeagnifolium*, *S. xantii*, *Sida abutilifolia*, *Proboscidea louisianica*, *Datura* sp., *xanthium strumarium*, *Clematis drummondii*, *Amaranthus* sp., entre otras.



Fotografía 2.- Tipo de vegetación en el sitio del proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

Especies de interés comercial

No existen plantas silvestres que se exploten intensivamente de manera comercial, esporádicamente se utilizan algunas especies para autoconsumo (Tabla III-4) o a escala local.



Tabla III-4.- Especies vegetales utilizadas para autoconsumo en el área de estudio de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

Especie	Nombre común	Forma biológica	Usos								
			Leña	Maderable	Carbón	Postería	Medicinal	Alimento	Forrajera	Ornamental	Cercas vivas
<i>Quercus emoryi</i>	Encino	Árbol		X				X			
<i>Larrea divaricata</i> subsp. <i>tridentata</i>	Gobernadora	Arbusto					X				
<i>Populus fremontii</i>	Olmo, álamo	Árbol							X		
<i>Prosopis glandulosa</i>	Mezquite	Árbol	X		X	X					
<i>Fouquieria splendens</i>	Ocotillo	Árbol								X	
<i>Acacia constricta</i>		Arbusto	X								
<i>Vitis vinifera</i>	Vid	Trepadora					X				
<i>Medicago sativa</i>	Alfalfa	Herbácea						X			
<i>Zea mays</i>	Maíz	Herbácea					X	X			

Especies vegetales bajo régimen de protección legal y/o de lento crecimiento

De acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2001 (SEMARNAT, 2002) en el área de estudio existen dos especies protegidas: 1) *Juglans major* con la categoría de amenazada (A), fue localizada como parte de la vegetación riparia de los arroyos que existen en el sitio de muestreo número (2 y 14) *Peniocereus greggii* se encuentra bajo la categoría de protección especial (Pr), se encontró solamente un individuo de esta cactácea dentro del predio. Asimismo, en el área de estudio se encontraron especies de Lento crecimiento, estas son: *Mammillaria heyderi*, *Mammillaria sp.*, *Coryphanta recurvada*.



Peniocereus greggii

(Protección Especial)

COORDENADAS UTM:

X= 630 259 Y=3 462 956 1 243msnm



Echinocereus sp.

(Lento crecimiento)

COORDENADAS UTM:

X= 630 997 Y=3 462 889 1 238 msnm

X= 629 722 Y=3 462 446 1 254 msnm



Mammillaria heyderi

(Lento crecimiento)

COORDENADAS UTM:

X= 616 798 Y=3 460 976 1 439 msnm



Mammillaria sp.aff. thornberi

(Lento crecimiento)

COORDENADAS UTM:

X= 616 798 Y=3 460 976 1 439 msnm



Coryphantha recurvata

(Lento crecimiento)

COORDENADAS UTM:

X= 616 798 Y=3 460 976 1 439 msnm

III.1.2 Fauna

La caracterización faunística del área de estudio implicó, en primer lugar, una revisión bibliográfica para determinar las posibles especies de vertebrados terrestres a encontrar en el sitio del Proyecto, la cual se complementó con información recabada por CFE (CFE 1998).

Durante 5 días del mes de Marzo del 2006 se efectuaron muestreos en diferentes puntos del área de estudio. Para ello se emplearon métodos directos e indirectos, los primeros consisten en observaciones, censos, y capturas con trampas (en cuadrantes y transectos), y los indirectos, a través de rastros y encuestas. Los ejemplares capturados, fueron liberados en la misma área una vez identificados.



Para la identificación de los ejemplares de herpetofauna observados o capturados, se utilizó la guía de campo de Stebins (1988) y Conant y Collins (1991).

El listado avifaunístico se obtuvo principalmente por observaciones con binoculares 10 x 40, identificación de cantos y utilización de redes ornitológicas. La identificación de las aves se basó en las siguientes guías: Stokes y Stokes (1996), Peterson y Chalif (1973), Peterson (1980), Robbins et al. (1983), National Geographic Society (1987) y Howell y Webb (1995).

Para el muestreo mastozoológico se colocaron 50 trampas tipo Sherman, en cuadrantes de 100 X 50 m, (Mandujano, 1994, Brower et al., 1990). Se colocaron 3 estaciones olfativas con una distancia entre una y otra de 1 km (Aranda, 2000). La identificación de huellas y excrementos se basó en Aranda (2000). Adicionalmente, se aplicó una encuesta a los lugareños con el fin de complementar la información.

El arreglo filogenético de los anfibios y reptiles, de las aves y mamíferos se fundamentó en los criterios de Flores-Villela (1993), A.O.U. (1998) y Hall (1981), respectivamente.

La bibliografía reporta para el norte de Sonora una potencialidad de 373 especies de vertebrados terrestres, de las cuales 89 son mamíferos (Arita y CONABIO, *sin fecha*), 103 aves (Escalante *et al.*, 1993), 25 anfibios, y 156 reptiles (Flores-Villela, 1993).

Como resultado del trabajo de campo en el área de estudio se identificaron 105 especies de vertebrados, es decir el 28,15% de la potencialidad estimada para esta zona. Del total de vertebrados encontrados en el área de estudio, el 3,80% (4 especies) corresponde a anfibios, el 8,57% (9 especies) a reptiles, el 70,47% (74 especies) a aves y el 17,14% (18 especies) a mamíferos.



Las especies encontradas en el área de estudio se clasificaron por tipo de hábitat o vegetación, encontrando que la mayor diversidad se localiza en el matorral desértico, con 75 especies; seguida de la vegetación riparia, con 40 especies; mezquital y matorral micrófilo, con 35 especies ambos.

El 66,21% de las aves localizada en el área de estudio, se consideran como residentes reproductores, el resto realizan algún tipo de movimiento migratorio (migración en verano, invierno o transeúntes), por lo que la diversidad de este grupo puede variar a lo largo del año. Los reptiles, anfibios y mamíferos se consideraron como residentes reproductores.

Fauna del sitio del proyecto

En el sitio del proyecto para la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), fueron encontradas 33 especies; de éstas, el 3,03% corresponden a reptiles, el 60,6% a aves y el 36,36 % a mamíferos, siendo el grupo de las aves el más representativo en cuanto a diversidad de especies. Ninguna especie presentó un patrón de distribución restringida al sitio del proyecto, y todas se encuentran representadas en el área de estudio.

De las 20 especies de aves que se localizaron en el predio, la especie más abundante fue la paloma huilota (*Zenaida macroura*) con 25%, seguido por la paloma ala blanca (*Zenaida asiática*) con 15,27%.

De las 5 especies de roedores localizadas en el área de estudio, únicamente cuatro se presentan en el predio. La rata canguro (*Dipodomys merriami*), que suelen construir madrigueras al pie de los arbustos y el ratón de cactus (*Peromyscus eremicus*), resultaron las especies más abundantes, ambas con 12% de los registros. Estas especies se capturaron durante dos noches de muestreo con trampas tipo Sherman, colocadas en cuadrantes dentro del predio.

En el predio no se obtuvieron registros por captura de murciélagos, a pesar de aplicar la técnica de trapeo con redes de niebla. Para el grupo de los reptiles solo se observó un individuo de la especie *Cnemidophorus uniparens*. No hubo registros de ningún anfibio.



Como resultado de los cálculos de abundancia para las especies encontradas dentro del sitio del proyecto de la central, se estimó que la especie mas abundante de fauna silvestre es perteneciente al grupo de las aves, la paloma huilota (*Zenaida macroura*) con una abundancia de 18,36%, en contraste las menos abundantes fueron del grupo de los mamíferos y reptiles, como el venado cola blanca (*Odocoileus virginianus*) y el huico de pradera (*Cnemidophorus uniparens*) ambos con una abundancia de 1,02%.

Del total de especies localizadas en el sitio del proyecto de la Central (Tabla III-5), ninguna se encuentra reportada bajo algún estatus de protección de acuerdo con la NOM- 059-SEMARNAT-2001, o bajo los apéndices del CITES.

Tabla III-5.- Lista de especies encontradas en el predio de la Central.

Especie
REPTILES
<i>Cnemidophorus uniparens</i>
AVES
<i>Cathartes aura</i>
<i>Asturina nitida</i>
<i>Zenaida asiatica</i>
<i>Zenaida macroura</i>
<i>Geococcyx californianus</i>
<i>Picoides scalaris</i>
<i>Lanius ludovicianus</i>
<i>Corvus cryptoleucus</i>
<i>Corvus corax</i>
<i>Auriparus flaviceps</i>
<i>Salpinctes obsoletus</i>
<i>Vermivora celata</i>
<i>Vermivora luciae</i>
<i>Pipilo fuscus</i>
<i>Pipilo chlorurus</i>
<i>Amphispiza bilineata</i>
<i>Zonotrichia leucophrys</i>
<i>Cardinalis sinuatus</i>
<i>Agelaius phoeniceus</i>
<i>Carpodacus mexicanus</i>



Continuación Tabla III-5

Espece
MAMÍFEROS
<i>Lepus californicus</i>
<i>Sylvilagus audubonii</i>
<i>Dipodomys merriami</i>
<i>Peromyscus boylii</i>
<i>Peromyscus eremicus</i>
<i>Peromyscus maniculatus</i>
<i>Canis latrans</i>
<i>Urocyon cinereoargenteus</i>
<i>Procyon lotor</i>
<i>Lynx rufus</i>
<i>Pecari tajacu</i>
<i>Odocoileus virginianus</i>

En las comunidades cercanas al sitio del proyecto, las personas entrevistadas manifestaron no utilizar las especies de fauna silvestre como fuente de ingresos o para alimento (Tabla III-6), aun cuando, algunas especies pueden ser utilizadas como fuentes de alimentos, como es el caso de: conejos, venados, liebres, palomas y codornices.

Tabla III-6.- Especies de aves con valor comercial como ornato.

Nombre Científico	Nombre Común
<i>Corvus corax</i>	Cuervo grande
<i>Lanius ludovicianus</i>	Verdugo
<i>Cardinalis sinuatus</i>	Cardenal saino
<i>Zonotrichia leucophrys</i>	Gorrión coroniblanco
<i>Amphispiza bilineata</i>	Gorrión gorginegro
<i>Agelaius phoeniceus</i>	Sargento, tordo
<i>Carpodacus mexicanus</i>	Fringílido mexicano, Gorrión mexicano

Especies de interés cinegético

De las especies registradas en el área de estudio, nueve pueden ser de interés cinegético. En el sitio del proyecto se localizaron solo 5 especies (Tabla III-7).



Tabla III-7.- Especies de interés cinegético.

Grupo	Nombre Científico	Nombre Común
Reptiles	<i>Dipsosaurus dorsalis</i>	Porohui, Iguana de desierto
Aves	<i>Callipepla squamata</i>	Codorniz escamosa
	<i>Callipepla gambelii</i>	Codorniz de Gambel
	<i>Zenaida asiatica</i> *	Paloma ala blanca
	<i>Zenaida asiatica</i> *	Paloma huilota
	<i>Sylvilagus audubonii</i> *	Conejo
Mamíferos	<i>Pecari tajacu</i> *	Jabalí
	<i>Odocoileus virginianus</i> *	Venado cola blanca

* Especies registradas en el sitio del proyecto.

Especies bajo un estatus de protección

Del total de especies localizadas en el área de estudio, seis se encuentran bajo un estatus de protección, según la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2001 (Tabla III-8), y seis más según la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestre (CITES).

Tabla III-8.- Número de especies que se encuentran bajo algún estatus de protección, por grupo taxonómico.

Grupo	Cites		NOM-059-ECOL-2001			Total
	I	II	Amenazadas (a)	Peligro de extinción (p)	Protección especial (pr)	
Anfibios	-	-	1	-	-	1
Reptiles	-	-	3	-	1	4
Aves	-	4	1	-	-	1
Mamíferos	-	2	-	-	-	-
Total	-	6	5	-	1	6

SIMBOLOGIA:

- I Apéndice I. Incluye todas las especies en peligro de extinción que son o pueden ser afectadas por el comercio. El comercio en especímenes de estas especies deberá estar sujeto a una reglamentación particularmente estricta, a fin de no poner en peligro aún mayor su supervivencia y se autorizará solamente bajo circunstancias excepcionales.
- II Apéndice II. Incluye: a) todas las especies que, si bien en la actualidad no se encuentran necesariamente en peligro de extinción, podrían llegar a esa situación a menos que el comercio en especímenes de dichas especies esté sujeto a una reglamentación estricta; y b) aquellas otras especies no afectadas por el comercio, que también deberán sujetarse a reglamentación con el fin de permitir un eficaz control del comercio en las especies a que se refiere el subpárrafo (a) del presente párrafo.



En el sitio seleccionado para el proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), no se localizaron ejemplares de fauna bajo algún estatus de protección. Pero se registraron dos especies de mamíferos: el gato montes (*Lynx rufus*), y el pecari de collar (*Pecari tajacu*), los cuales se encuentran catalogados en el apéndice II del Convención Sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestre (CITES). De todas las especies localizadas en el sitio, las especies más susceptibles, por su baja movilidad, son los reptiles.

III.1.3 Suelo

Para determinar los tipos de suelos del área de estudio, se tomó como base la carta edafológica escala 1: 250 000 de INEGI (2002) y se verificaron mediante recorridos de campo, la tipificación de suelos de INEGI (2002) y los estudios de CFE (1988), existiendo correspondencia con lo reportado tanto para el sitio de la Central como para el área de estudio (Plano 2 Anexo "B"). La descripción de los perfiles de suelo se hizo a partir de pozos a cielo abierto.

En la Tabla III-9 y en el Plano 2 Anexo "B" se muestra los tipos de suelo presentes en el área de estudio (20 km de radio) y en el predio de la Central.

Tabla III-9.- Unidades de suelo reportadas en el área de estudio.

Unidad de suelo	Textura	Unidad principal	Unidad secundaria	Fase física
Regosol calcárico (Rc/2/P)* ** ***	Media	Regosol		Pedregosa
Regosol calcárico+Xerosol cálcico (Rc+Xk/2)**	Media	Regosol	Xerosol	SF
Asociación Regosol calcárico + Xerosol háplico (Rc+Xh/2/G) **	Media	Regosol	Xerosol	Gravosa
Asociación Xerosol háplico + Regosol calcárico (Xh+Rc/2 /PCP) **	Media	Xerosol	Regosol	Petrocalcica profunda
Asociación Feozem calcárico +Fluvisol calcárico (Hc+Jc/2) **	Media	Feozem	Fluvisol	SF
Asociación Litosol + Regosol Calcárico (I+Rc/2) ***	Media	Litosol	Regosol	SF



Continuación Tabla III-9

Unidad de suelo	Textura	Unidad principal	Unidad secundaria	Fase física
Yermosol cálcico + Xerosol Cálcico (Yk+Xk/1) **	Gruesa	Yermosol	Xerosol	SF
Regosol éútrico (Re/2/G)	Media	Regosol		Gravosa
Regosol calcárico + Feozem calcárico (Rc+Hc/2/P)	Media	Regosol	Feozem	Petrocálica
Regosol éútrico + Feozem háplico (Re+Hh/2/P)	Media	Regosol	Feozem	Petrocálica
Regosol éútrico (Re/2/L)	Media	Regosol		Lítica
Regosol éútrico + Litosol (Re+l/2/L)	Media	Regosol	Litosol	Lítica
Xerosol Háplico + Regosol calcárico (Xh+Rc/2/PC)	Media	Xerosol	Regosol	Petrocálica
Regosol éútrico + Regosol calcárico (Re+Rc/2/G)	Media	Regosol		Gravosa
Asociación Xerosol háplico + Yermosol háplico (Xh+Yh/2)	Media	Xerosol	Yermosol	SF
Asociación Xerosol háplico + Feozem háplico (Xh+Hh/2)	Media	Xerosol	Feozem	SF

Fuente: Carta edafológica Escala 1: 250 000 Agua Prieta H12-3 (INEGI, 2002).

* Suelo en el predio de la Central ** Datos de campo *** Suelos con perfil descrito en talud lateral de áreas erosionadas SF= Sin fase

Composición del suelo (Clasificación FAO-UNESCO)

El suelo del sitio del proyecto es Regosol que es dominante en el área de estudio seguido por el Litosol, el Xerosol, el Yermosol, y el Feozem (Plano 2 Anexo "B"), los cuales presentan las siguientes características, de acuerdo a la clasificación FAO-UNESCO.

Regosol (R): Es un suelo profundo bien drenado sobre materiales de origen conglomerados no consolidados, de textura media, tiene una capa superficial de color café pardo y las capas interiores color café pálido a gris rosáceos, son calcáreos, presentan lentes de gravas, fases pedregosas, son muy pobres en materia orgánica.

Litosol (l): Son suelos poco profundos sobre roca dura, sin desarrollo, con profundidad menor a 15 cm, donde su limitante es la roca madre, de color gris, de textura media, en el área de estudio se les encuentra en sierras y lomeríos. Su susceptibilidad a la erosión es de moderada a alta. No son



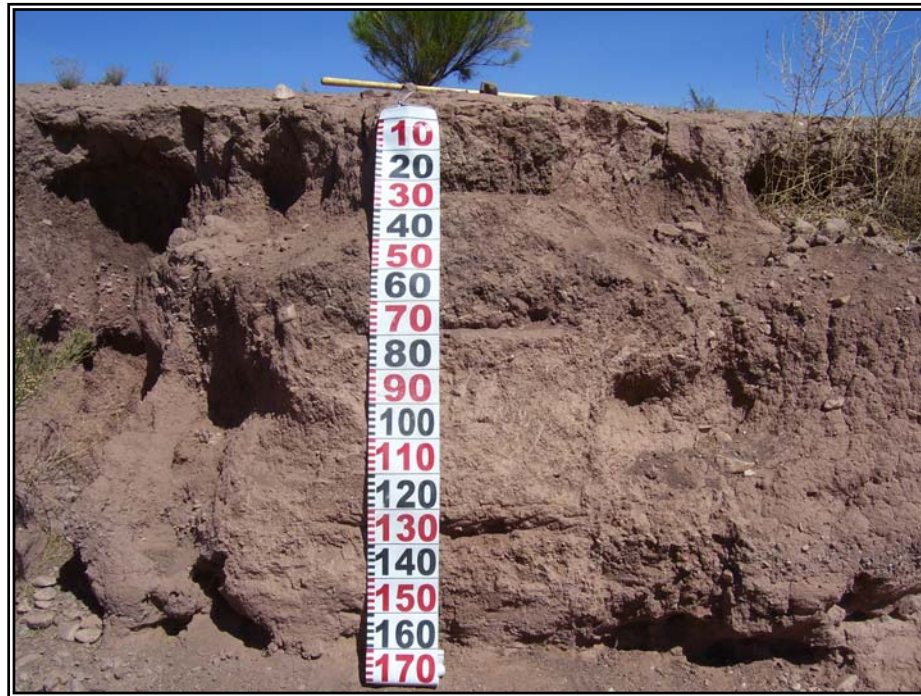
aptos para cultivo de ningún tipo. No se realizó la descripción del perfil de suelo por su poca profundidad.

Xerosol (X): Son suelos profundos y secos, tienen una capa superficial denominada horizonte A de color claro, de textura media, pobres en materia orgánica, presentan evidencias de movimientos de carbonatos en el perfil, en ellos se efectúa un proceso de acumulación de arcillas en las capas subsuperficiales, dando origen a un horizonte B. Son suelos de baja susceptibilidad a la erosión.

Feozem (H): Son suelos que presentan una capa superficial oscura, suave, de textura media, rica en materia orgánica y nutrientes, de colores pardo oscuro y gris oscuro en el horizonte superficial, con presencia de carbonatos de calcio en el horizonte A. La susceptibilidad a la erosión es moderada. Estos suelos se localizan en los márgenes del Río Agua Prieta.

Yermosol (Y): Son suelos que tienen una capa superficial de color pardo, pardo rojizo y pardo claro. Son de textura gruesa, muy pobres en materia orgánica, presentan acumulaciones de carbonato de calcio o cristales de yeso, su susceptibilidad a la erosión es moderada.

Descripción de perfiles de suelo en el sitio de la Central



Fotografía 3.- Representativo de la unidad de suelo Regosol calcárico asociado con Xerosol háplico (Rc+XH/2).

Este perfil se encuentra localizado en el sitio del Proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) en El Fresnal (Las Américas), municipio de Agua Prieta, Sonora, con coordenadas UTM 12R X= 630 336, Y= 3 463 279.

Tabla III-10.- Características físicas de la unidad de suelo Regosol calcárico asociado con Xerosol háplico.

Parámetros		Horizontes			
		A1	B1	B1-2	C
Profundidad (cm)		0-30	30-70	70-125	125-162
Transición		Media 2-5 cm.	Media 2-5 cm	Media 2-5 cm	Media 2-5 cm
Forma del Horizonte		Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Color	Seco	2,5YR5/3	2,5YR4/4	2,5YR2/4	2,5YR5/4
	Húmedo	10YR4/3	10YR3/2	10YR4/4	10YR3/4
Estructura	Desarrollo	Moderadamente desarrollada	Fuertemente desarrollada	Débilmente desarrollada	Débilmente desarrollada
	Tamaño y forma	Prismática media	Poliédrico angular, fina	Poliédrica angular muy fina	Poliédrica subangular muy fina



Continuación Tabla III-10

Parámetros		Horizontes			
		A1	B1	B1-2	C
Pedregosidad	Cantidad		Ligeramente pedregoso	Muy pedregoso	Muy pedregoso
	Tamaño		Piedras pequeñas	Pequeñas	Pequeñas
	Forma		Poliédrica subangular	Poliédrica subangular	Redondas
Consistencia	Seco	Ligeramente duro	Ligeramente duro	Blando	Suelto
	Húmedo	Muy friable	Muy friable	Friable	Friable
	Muy húmedo	Pegajoso	Ligeramente pegajoso y plástico	Pegajoso y ligeramente pegajoso	Ligeramente pegajoso, no plástico
Estratos endurecidos	Grado de endurecimiento	Moderado	Moderado	Fuertemente endurecido	Fuertemente endurecido
	Continuidad	Continúa	Continua	Quebrado	Continua
	Estructura	Vesicular	Vesicular	Aglomerada	Aglomerada
Cutanes	Formación	Concentración	Concentración	Concentración	Concentración
	Cantidad Espesor	Zonales, delgados	Continuos, moderadamente espesos	Continuos, delgados	Zonales, delgados
	Ubicación	Superficie de los agregados	Caóticos	En los poros de los agregados	Dentro de los poros
	Naturaleza	Sulfato de calcio	Sulfato de calcio	Sulfato de calcio	Sulfato de calcio
Nódulos	Abundancia	Muy pocos	Muy pocos	Frecuentes	Frecuentes
	Tamaño	Muy pequeños	Muy pequeños	Muy pequeños	Muy pequeños
	Color	Pardo	Pardo	Pardo	Pardo
	Forma	Esferoide	Elipsoide	Esferoides	Esferoides
	Dureza	Blandos	Duros	Blandos	Blandos
	Composición	Yeso	Yeso	Óxido de hierro y manganeso	Óxido de hierro y manganeso
Porosidad	Número	Pocos	Frecuentes	Pocos	Pocos
	Diámetro	Micro	Muy finos	Muy finos	Micro
	Continuidad	Discontinuos	Continuos	Discontinuos	Discontinuos
	Orientación	Caóticos	Oblicuos	Caóticos	Caóticos
	Localización	Dentro de los agregados	Dentro de los agregados	Fuera de los agregados	Fuera de los agregados
	Morfología	Irregulares	Intersticial	Intersticial	Vesicular
Permeabilidad		Lenta	Lenta	Lenta	Lenta
Raíces	Cantidad	Muy raras	Muy raras	Muy raras	Raras
	Tamaño	Muy finas	Finas	Finas	Delgadas
Drenaje del perfil		Bien drenado	Bien drenado	Excesivamente drenado	Excesivamente drenado
Reacción al HCl 10%		Moderada	Moderada	Moderada	Moderada

Análisis de Laboratorio

Se observa en los primeros horizontes un pH moderadamente alcalino, incrementándose la alcalinidad conforme se llega al horizonte C que es fuertemente alcalino, el contenido de materia



orgánica es deficiente. La salinidad se reporta en un rango de 102-1 010 $\mu\text{S}/\text{cm}$ considerándose no salino, observándose que decrece conforme se acerca al horizonte C (Tabla III-11). Presenta una textura migajón arcillo arenoso en todos sus horizontes.

Tabla III-11.- Características químicas de la unidad de Suelo Regosol calcárico asociado con Xerosol háplico.

Parámetro	Horizonte			
	A1	B1	B1-2	C
Profundidad cm	0-30	30-70	70-125	125-162
pH rel. 1:2	7,53	7,62	7,86	8,52
Materia orgánica (%)	1,05	0,95	0,48	< 0,48
Fósforo disponible (mg/kg)	12,87	14,36	10,28	7,43
Nitrógeno mg/kg	874	515	406	248
C.E. $\mu\text{S}/\text{cm}$	1010	860	541	102
Aniones solubles				
Sulfatos mg/kg	622	136	280	19,9
Cloruros mg/kg	208	274	105	<19
Carbonatos mg/kg	N.C.<12	N.C.<12	N.C.<12	N.C.<12
Bicarbonatos mg/kg	105	134	127	199
Cationes intercambiables mg/kg				
Calcio	6 130	5 670	4 685	4 080
Magnesio	115	130	82,2	74,9
Sodio	211	230	152	124
Potasio	268	275	209	149,5
Balance catiónico %				
Calcio	92,3	91,1	92,6	93,0
Magnesio	2,9	3,4	2,7	2,8
Sodio	2,8	3,2	2,6	2,5
Potasio	2,1	2,3	2,1	1,7
Cationes solubles mg/kg				
Calcio	354	286	188	63,9
Magnesio	14,2	12,1	11,6	8,46
Sodio	65,8	73,5	59,7	29,8
Potasio	13,2	9,44	13,1	8,32
Arena (%)	57,88	57,88	61,88	61,88
Limo (%)	22	15,44	17,44	14,68
Arcilla (%)	20,12	26,68	20,68	23,44
Clasificación textural	Migajón arcillo arenoso	Migajón arcillo arenoso	Migajón arcillo arenoso	Migajón arcillo arenoso



Erosión Potencial y Actual

La Erosión potencial, se refiere a la pérdida de suelo anual que se presentaría si el suelo se mantuviera sin cubierta vegetal, es decir suelo desnudo en forma continua. Considerando los factores de la Ecuación Universal de Pérdida de Suelos, R (Erosividad de la lluvia), K (Erodabilidad del suelo) y LS (Longitud y Grado de Pendiente), se obtuvieron los valores de erosión potencial (Tabla III-12).

La Erosión actual se refiere a la pérdida de suelo anual que se tiene considerando la cobertura actual del terreno y las prácticas de manejo que se le realizan. Es decir, considerando los valores RKLS además de C (Cobertura vegetal) y P (Prácticas de conservación de suelos), obtenidos para los suelos del área de estudio. Se obtuvieron los estimados de erosión actual para las distintas unidades de suelo (Tabla III-12).

Tabla III-12.- Erosión actual, potencial y grado de impacto estimado en el área de estudio.

Unidad de suelo	Erosión actual	Erosión potencial	Grado de impacto estimado
	ton/ha/año		
Regosol (R)	6,28	20,25	13,97
Xerosol (X)	13,80	46,00	32,20
Feozem (H)	3,36	16,02	12,65
Yermosol (Y)	30,36	97,95	67,58
Litosol (I)	15,63	57,90	42,27

La erosión actual de los suelos encontrados en el área de influencia del proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), presentan un grado de erosión de bajo a moderado, de acuerdo a la clasificación establecida por Shields y Coote (1991) (Tabla III-14).

El grado de impacto por erosión hídrica para el proyecto 171 CC Agua Prieta II (con Campo Solar), es considerado en un rango de moderado a severo, dado el tipo de precipitación y la cantidad que



se presenta en la zona. Es importante destacar que el valor obtenido de erosión es un promedio por tipo de suelo de la unidad principal en el área de influencia, considerando promedios de pendientes y cobertura vegetal sobre el suelo. Por lo que los criterios para mitigar el efecto estarán en función de la posibilidad de mantener la cubierta vegetal presente.

Tabla III-13.- Distribución porcentual por área ocupada por clase de suelo en el Proyecto.

Clase Suelo	Área (ha)	%
Regosol (R)	47 197,75	37,559
Xerosol (X)	13 810,12	10,990
Feozem (H)	1 959,95	1,560
Yermosol (Y)	2 132,34	1,697
Litosol (i)	14 543,23	11,573
N/A	46 020,11	36,622
Total	125 663,50	100,000

N/A: son áreas de asentamientos humanos y parte superior del proyecto, cuya área de influencia está en EEUU

La distribución porcentual del área ocupada por clase de suelo, fue calculada con base en el plano de suelos del (INEGI, 2002). Los suelos que ocupan mayor superficie en la zona de estudio son los Regosoles, seguido en orden decreciente por Litosoles, Xerosoles, Yermosoles y Feozem respectivamente.

Los Regosoles, son suelos poco desarrollados, estos presentan baja estabilidad en caso de eliminar la cubierta vegetal, pudiendo alcanzar valores de erosión moderada (53,02 ton/ha/año), debido a que se encuentran ubicados en áreas con pendientes que favorecen la erosión hídrica.

El área donde se pretende construir la obra presenta erosión actual de 6,28 ton/ha/año por lo que se puede concluir, que el riesgo de erosión hídrica será bajo.

En cuanto a los Xerosoles, Feozem, Yermosol y Litosol presentan una erosión potencial de moderada a severa, de 16,02 a 97,95 ton/ha/año. Dado que las lluvias torrenciales incrementan el



proceso de erosión hídrica, además de la cubierta vegetal, que es un factor determinante en la pérdida de suelo por lluvia.

Tabla III-14.- Clases de Riesgo de erosión propuestos por Shields y Coote.

Clase de Riesgo	Pérdida de suelo (ton/ha/año)
Nulo	< 2,0
Bajo	2,0 – 9,9
Moderado	10,0 – 49,9
Severo	50,0 – 199,9

Fuente: Shields y Coote (1991).

Los suelos del sitio de la Central y área de estudio, debido a que son profundos (mayor de 2 metros), de textura media, con un relieve ondulado a ligeramente ondulado, con pendientes de 2 a 4,6 %, y una capacidad de retención de agua baja, con uso forestal y sin aprovechamiento, con susceptibilidad moderada a la erosión hídrica y eólica, son calificados como suelos de estabilidad media.

III.1.4 Hidrología

Para la caracterización hidrológica del Proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), se consideraron los factores biofísicos: topografía, precipitación pluvial, suelos y vegetación; información de hidrología superficial y subterránea reportada por el Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática(INEGI), Comisión de Agua Potable y Alcantarillado del Estado de Sonora, (COAPAES), Comisión Nacional del Agua (C.N.A.), así como recorridos de campo para la verificación de la hidrología superficial y subterránea y muestreos realizados en el área de estudio.

El área de estudio del proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), se ubica en la región hidrológica RH-9 (“Sonora Sur”); colinda al oriente con la Región Hidrológica RH34 Cuencas



Cerradas del Norte (Río Casa Grandes) y por el poniente con la Región Hidrológica RH7 (Río Colorado).

La Cuenca del Río Yaqui (B) tiene las subcuencas de los ríos Agua Prieta (g) donde se localiza el Proyecto, Batepito o Cajón Bonito y Bavispe (f), en lo que se refiere en su cuenca alta. En el Plano 3 Anexo "B" se delimitan las áreas de captación de cada una de ellas. En ella se encuentran parte de las Cuencas Río Yaqui y Río Sonora.

Principales río o arroyos cercanos

El río Agua Prieta, se localiza al este del predio de la Central a unos 5 km que se considera de natural a intermitente, aunque tiene un aporte permanente de las descargas de la planta de tratamiento de aguas residuales de Douglas, Arizona, y escurre de norte a sur, (Plano 3 Anexo "B").

Embalses y cuerpos de agua cercanos (presas, lagunas, pantanos, etc.)

En el área de estudio se localizan las lagunas de oxidación del municipio de Agua Prieta, éstas se ubican aproximadamente a 7 km al NNE del predio de la Central (Plano 3 Anexo "B"), y descargan el agua tratada en la margen izquierda del río Agua Prieta.

Se realizó un muestreo puntual simple en el afluente de las lagunas de oxidación el 19 de Mayo del 2002, la ubicación del punto de muestreo tiene coordenadas en UTM de X= 635 963 y Y= 3 463 092 (Plano 3 Anexo "B").

En la Tabla III-15 se observan los resultados de los análisis de laboratorio.

**Tabla III-15.-** Condiciones particulares de descarga, contra los resultados obtenidos de los análisis de laboratorio.

Parámetro	Concentración promedio		Resultado	Unidades
	Mensual	Diario		
Arsénico	0,20	0,40	ND	mg/l
Cadmio	0,20	0,40	ND	mg/l
Cianuro	2,00	3,00	ND	mg/l
Cobre	4,00	6,00	ND	mg/l
Coliformes fecales	1000,00	2000,00	ND	mg/l
Cromo total	1,00	1,50	ND	mg/l
DBO5	150,0	200,00	117,4	mg/l
Fósforo total	20,00	30,00	157,42	mg/l
Grasas y aceites	15,00	25,00	11,77	mg/l
Materia flotante	Ausente	Ausente	Ausente	mg/l
Mercurio	0,01	0,02	ND	mg/l
Nitrógeno total Kjeldahl	40,00	60,00	15,68	mg/l
Níquel	2,00	4,00	ND	mg/l
Plomo	0,50	1,00	ND	mg/l
Sólidos suspendidos totales	150,00	200,00	836,0	mg/l
Sólidos Sedimentales	1,00	2,00	132,0	mg/l
Zinc	10,00	20,00		mg/l
pH	10	5,5	7,72	pH
Conductividad eléctrica	NA	NA	1470,0	
Turbidez	NA	NA	100	NTU
Oxígeno disuelto	NA	NA	ND	mg/l
Alcalinidad	NR	NR	307,94	mg/l
Dureza	NA	NA	66,75	mg/l
Cloruros	NA	NA	112,44	mg/l
Sustancias Activas al Azul de Metileno	NA	NA	25,23	mg/l

NA = No es aplicable ND = No determinado

Con base en los resultados obtenidos de los análisis químicos de la calidad de aguas residuales del efluente de las lagunas de oxidación, los valores de sólidos suspendidos totales, sólidos sedimentables y fósforo total, rebasan los límites de las condiciones particulares de descarga, establecidos por CNA.

Existen tres tipos de coeficientes de escurrimiento que tienden a ser uniformes debido a sus características de permeabilidad, cubierta vegetal y precipitación media. De acuerdo a la carta hidrológica de aguas superficiales (INEGI, 1983) en el sitio de la central, se presenta un coeficiente



de escurrimiento medio, del orden del 0 al 5%, y en sus alrededores, parte este y oeste, se presenta un coeficiente de escurrimiento ascendente en rangos del 5 al 10% y del 10 al 20% respectivamente (Plano 3 Anexo "B").

El río Agua Prieta ha presentado los siguientes escurrimientos máximos y medios, de acuerdo con los registros de aforo de 1960 a 1998, de la estación de aforo cerca de la ciudad de Douglas, en la Tabla III-16 se presentan los valores máximos y mínimos.

Tabla III-16.- Valores de escurrimientos del Río Agua Prieta.

Valor	Gasto Máximo (m ³ /s)	Gasto Mínimo (m ³ /s)
Valor Máximo	85,50	0,411
Valor Promedio	62,64	0,302
Valor Mínimo	1,20	0,008

Fuente: Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza, 1999.

De acuerdo a la Tabla III-16, este río presenta una alta variación en sus valores de flujo, en función de la presencia o ausencia de lluvias; sin embargo, recibe un flujo permanente de 70 lps de aportaciones provenientes de la planta de tratamiento de aguas negras de la ciudad de Douglas, Arizona.

A unos 3,5 km aguas abajo del sitio de aforo, el río Agua Prieta recibe además las descargas de aguas residuales de las lagunas de oxidación de la ciudad de Agua Prieta, Sonora, con un gasto medio de 126 lps.

Las aguas de este río, actualmente se encuentran notoriamente impactadas tanto por estas descargas de aguas negras, como por una gran cantidad de residuos sólidos y urbanos, grasas y aceites, etc.

El aprovechamiento de estas aguas residuales tratadas que se descargan en el río Agua Prieta, no es a través de tomas directas en las lagunas de oxidación, ni de los escurrimientos residuales de la planta de tratamiento de la ciudad de Douglas, sino por medio de obras de derivación que se han realizado a lo largo del río, aguas abajo de estas descargas. Debido a que las aguas residuales



descargadas se mezclan con los escurrimientos naturales, no existe una cuantificación precisa del agua tratada que se reusa para el riego de cultivos forrajeros y algunas pequeñas áreas de agricultura en terrenos ejidales.

Patrón de Drenaje

Por las características que presentan las formas del escurrimiento superficial de las cuencas en el área de influencia del proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), el patrón de drenaje es el “dendrítico”, definido por la erosión y transporte de partículas finas, predominando el material arcilloso; y caracterizado por las ramificaciones, el cual se forma en áreas de rocas sedimentarias, que pueden ser de origen mecánico, químico y orgánico.

III.1.5 Densidad demográfica del sitio

Al Censo del 2000 la población total llegó a 61 944 habitantes. Como se puede apreciar en la Tabla III-17, las principales localidades del municipio son: Agua Prieta, Colonia Morelos y El Rusbayo.

Tabla III-17.- Población total por principales localidades.

Localidad	Población	(%)
A.Municipio	61 944	100,00
Agua Prieta (Cabecera Municipal)	60 420	97,54
Colonia Morelos	295	0,48
El Rusbayo	98	0,16

INEGI. Resultados Definitivos; XII Censo General de Población y Vivienda (2000).

La Tabla III-18 muestra la migración del municipio de Agua Prieta, en donde se observa que de los 61 944 habitantes con los que cuenta el municipio, el 74,19% es nacida en la entidad y el 22,28% es de otra entidad. Destacando el Estado de Chihuahua, seguido de Sinaloa y Chiapas, principalmente. Cabe mencionar que los nacidos en otro país ocupa el cuarto lugar, esto por ser zona fronteriza.

**Tabla III-18.-** Población total por municipio de residencia actual y lugar de nacimiento (migración por lugar de nacimiento).

Lugar de Nacimiento	Población total	(%)
Agua Prieta	61 944	100,00
En la Entidad	45 956	74,19
En otra Entidad	13 802	22,28
Aguascalientes	56	0,41
Baja California	388	2,82
Baja California Sur	46	0,33
Campeche	8	0,06
Coahuila de Zaragoza	154	1,12
Colima	46	0,33
Chiapas	1 106	8,01
Chihuahua	3 917	28,38
Distrito Federal	636	4,61
Durango	492	3,56
Guanajuato	197	1,43
Guerrero	213	1,54
Hidalgo	48	0,35
Jalisco	445	3,22
México	86	0,62
Michoacán de Ocampo	284	2,06
Morelos	33	0,24
Nayarit	332	2,41
Nuevo León	58	0,42
Oaxaca	910	6,59
Puebla	145	1,05
Querétaro de Arteaga	32	0,23
Quintana Roo	4	0,03
San Luis Potosí	89	0,64
Sinaloa	3 029	21,95
Tabasco	45	0,33
Tamaulipas	70	0,51
Tlaxcala	42	0,30
Veracruz Llave	710	5,14
Yucatán	17	0,12
Zacatecas	164	1,19
En otro País	1 679	2,71
No especificado	507	0,82

Fuente: INEGI. Sonora. Censo General De Población y Vivienda (2000).



III.2 Características climáticas

De acuerdo con la clasificación climática de Köppen modificada por E. García (1981), el tipo de clima característico de la zona de estudio corresponde al grupo **B**, al tipo de climas secos **S₀** que presenta lluvias en verano y escasas a lo largo del año; al subtipo seco templado **k**, con lluvias en verano; y con un porcentaje de lluvia invernal mayor a 10,2, con verano cálido **w (x')**. Su fórmula climática es **BS₀kw (x')**. Plano 4 Anexo "B".

En la Tabla III-19, se presentan las estaciones climatológicas utilizadas en este estudio. En ella se muestra la información de: nombre de la estación, latitud, longitud y altitud, años de registro y distancia al sitio del proyecto.

Tabla III-19.- Ubicación geográfica de las estaciones climatológicas.

Estación Meteorológica	Latitud	Longitud	Altitud	Años	Distancia al sitio (km)
Agua Prieta	31°19'37"	109°32'28"	1 220,0	1961-2004	9,85
Cabullona	31°08'	109°32'	1 150,0	1976-2003	20,06

III.2.1 Temperatura (mínima, máxima y promedio)

En la Tabla III-20 se reportan las temperaturas mínimas, medias y máximas promedio mensuales de las dos estaciones utilizadas para la descripción climática del área de estudio.

Tabla III-20.- Temperaturas mensuales promedio (°C). Estaciones climatológicas Agua Prieta y Cabullona.

Mes	Temperaturas					
	Agua Prieta			Cabullona		
	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima
Enero	7,62	16,24	-0,99	8,67	15,58	-0,83
Febrero	9,41	18,23	0,65	9,03	16,41	0,49

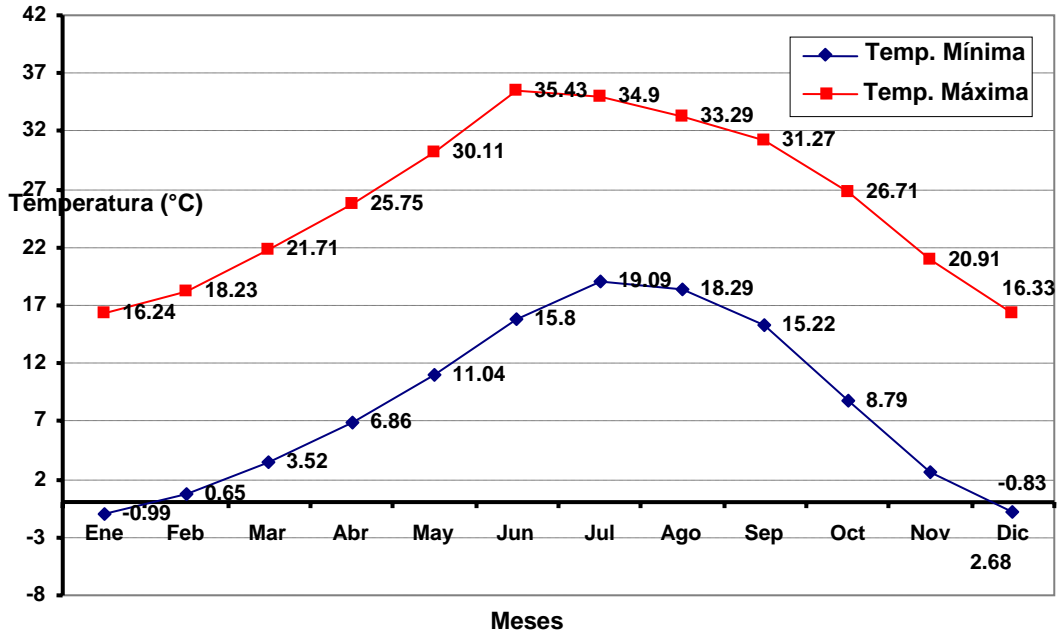


Continuación Tabla III-20

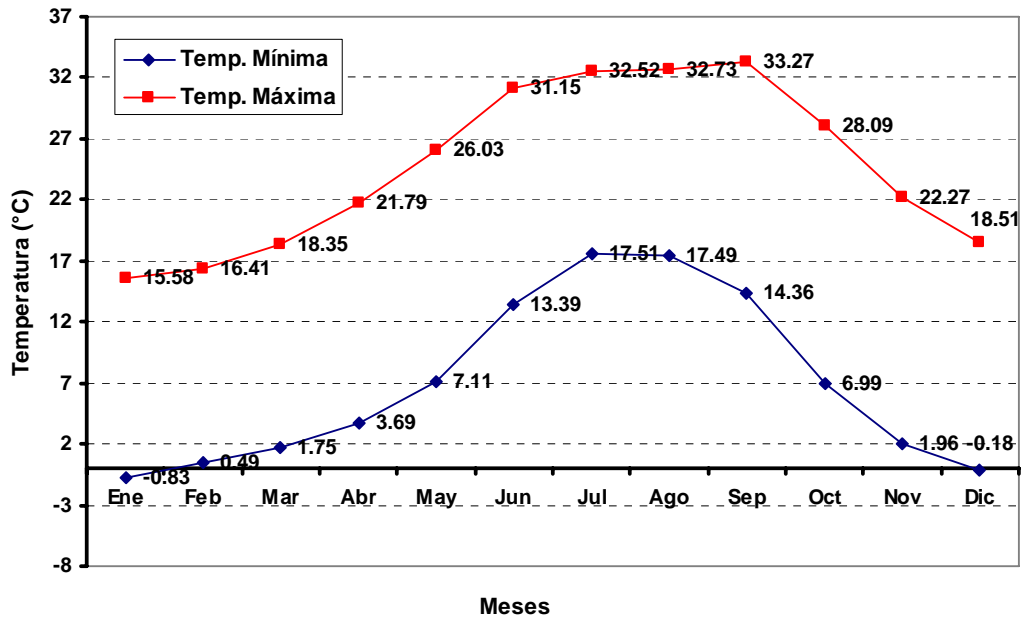
Mes	Temperaturas					
	Agua Prieta			Cabullona		
	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima
Marzo	12,62	21,71	3,52	9,86	18,35	1,75
Abril	16,31	25,75	6,86	12,87	21,79	3,69
Mayo	20,58	30,11	11,04	16,67	26,03	7,11
Junio	25,57	35,43	15,8	20,59	31,15	13,39
Julio	26,99	34,9	19,09	23,76	32,52	17,51
Agosto	25,79	33,29	18,29	23,85	32,73	17,49
Septiembre	23,24	31,27	15,22	22,63	33,27	14,36
Octubre	17,75	26,71	8,79	16,67	28,09	6,99
Noviembre	19,92	20,91	2,68	12,04	22,27	1,96
Diciembre	7,75	16,33	-0,83	8,71	18,51	-0,18
Anual	17,80	25,91	8,34	15,45	24,73	6,98

En la Gráfica III-1, se observa la tendencia de las temperaturas mínimas y máximas durante el año en la estación Agua Prieta. Ambas temperaturas presentan una distribución normal durante el año, con mínimos en los primeros y últimos meses del año (invierno) y máximos en los meses de verano. El mes que presenta la temperatura promedio de máxima más alta es junio, con 35,43°C. La temperatura media oscila de los 7,75 (noviembre) a los 26,99°C (julio), con una media anual de 17,80°C (Tabla III-20).

En la estación Cabullona, la temperatura media reportada oscila entre los 8,71 (noviembre) a los 23,85°C (agosto). De los meses de junio a septiembre, se registran temperaturas medias superiores a los 20°C. Respecto a la temperatura máxima mensual, el mes con valores más altos es septiembre con 33,27°C, y en el caso de la temperatura mínima mensual, los valores más bajos correspondientes a los meses más fríos son diciembre y enero, con temperaturas promedio inferiores a los 0°C (Gráfica III-2).



Gráfica III-1.- Tendencia de la temperatura promedio mensual (mínima y máxima). Estación Agua Prieta (1961-2004).



Gráfica III-2.- Tendencia de la temperatura promedio mensual (mínima y máxima). Estación Cabullona (1976-2003).

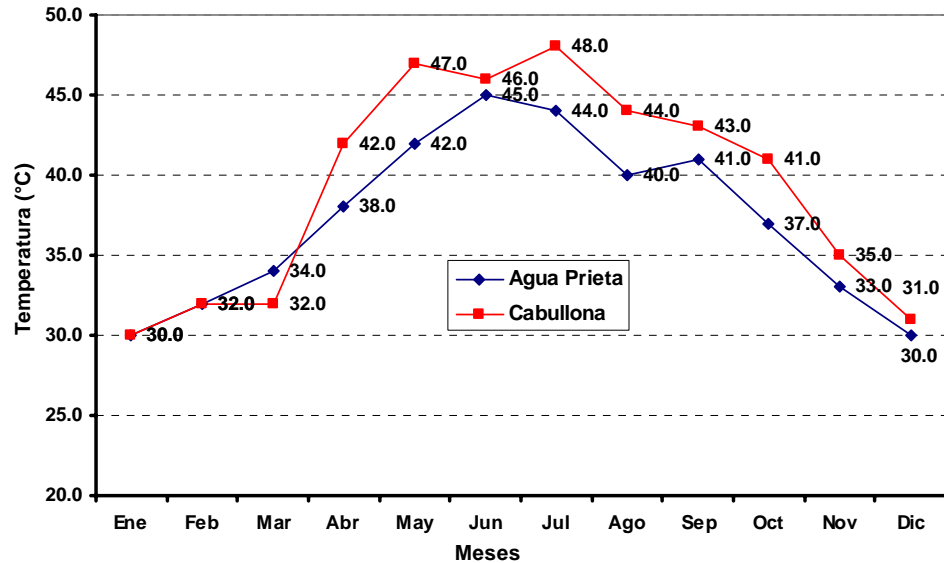


En general el área de estudio se caracteriza por ser un clima extremo. En los últimos 40 años, las temperaturas mínimas y máximas han presentado valores muy extremos.

En la estación climatológica Agua Prieta se presentó en el año de 1985 una temperatura mínima extrema de $-19,5^{\circ}\text{C}$ y en los años de 1969 y 1971 una temperatura de -12 y $-12,5^{\circ}\text{C}$ (Tabla III-21). El mes donde se ha presentado el valor más alto de temperatura mínima extrema ha sido en agosto con 10°C . En ésta estación climatológica las temperaturas mínimas extremas positivas se han registrado de junio a septiembre y las negativas del mes de octubre al mes de abril. En el caso de las temperaturas máximas extremas, éstas oscilan de 30 (enero de 1971 y diciembre de 1985) a 45°C (junio de 1969) (Gráfica III-3).

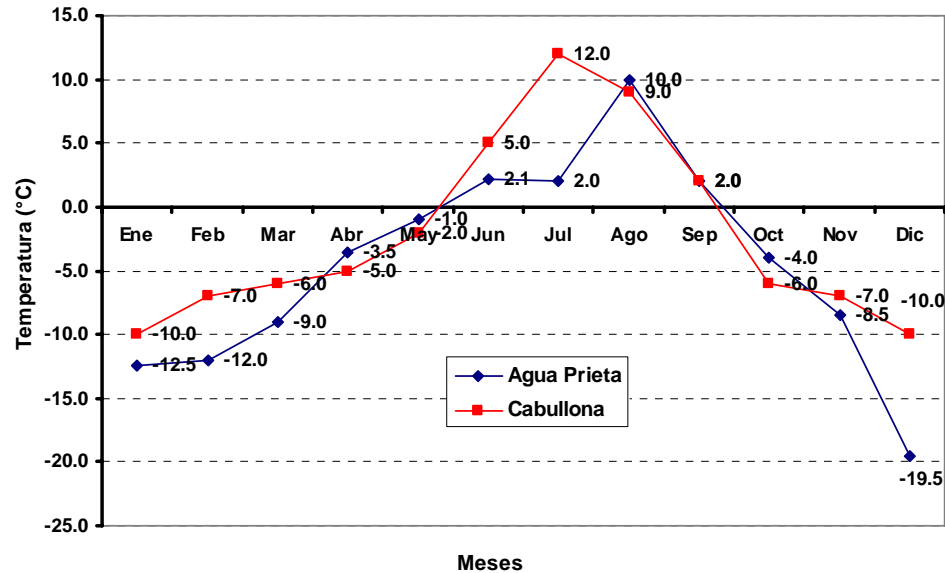
Tabla III-21.- Temperaturas máximas y mínimas extremas.

Meses	Temperaturas extremas							
	Agua Prieta				Cabullona			
	Máxima (°C)	Año	Mínima (°C)	Año	Máxima (°C)	Año	Mínima (°C)	Año
Enero	30	1971	-12,5	1962	30	1980	-10	1997
Febrero	32	1969	-12	1964	32	1999	-7	1998
Marzo	34	1969	-9	1965	32	1999	-6	1982 y 1983
Abril	38	1986	-3,5	1977 y 1970	42	1979	-5	1999
Mayo	42	2002	-1	1967	47	1978	-2	1982
Junio	45	1969	2,1	2002	46	1984	5	1984
Julio	44	1964	2	1988	48	1978	12	2003
Agosto	40	1986, 1994, 1995, 2002 y 2003	10	1989	44	1983	9	1985
Septiembre	41	1971	2	1988	43	1991	2	1965
Octubre	37	1970, 1978 y 2003	-4	1971	41	1991	-6	1982
Noviembre	33	1973	-8,5	1979	35	1978 y 1980	-7	2000
Diciembre	30	1985	-19,5	1978	31	1982	-10	1996



Gráfica III-3.- Temperaturas máximas extremas. Estaciones climatológicas Agua Prieta y Cabullona.

Las estaciones climatológicas Cabullona y Agua Prieta, se ubican en una zona del mismo tipo de clima, por lo que presentan temperaturas extremas semejantes. Al respecto, se tiene que en los meses de enero y diciembre, han ocurrido las temperaturas mínimas extremas más bajas, con -10°C , y estas se presentaron consecutivamente en los años de 1996 y 1997. Las temperaturas mínimas extremas históricas presentan valores negativos desde octubre hasta mayo y positivos de junio a septiembre. En el caso de la temperatura máxima extrema, la temperatura más alta ocurrió en el mes de julio del año 1978 con 48°C (Tabla III-21 y Gráfica III-3).



Gráfica III-4.- Temperaturas mínimas extremas. Estaciones climatológicas Agua Prieta y Cabullona.

En conclusión, se tiene que la estación climatológica Agua Prieta, ha presentado las temperaturas mínimas más extremas y en la estación Cabullona se han tenido las mayores temperaturas máximas extremas (Gráfica III-2 y Gráfica III-4).

III.2.2 Precipitación pluvial (mínima, máxima y promedio)

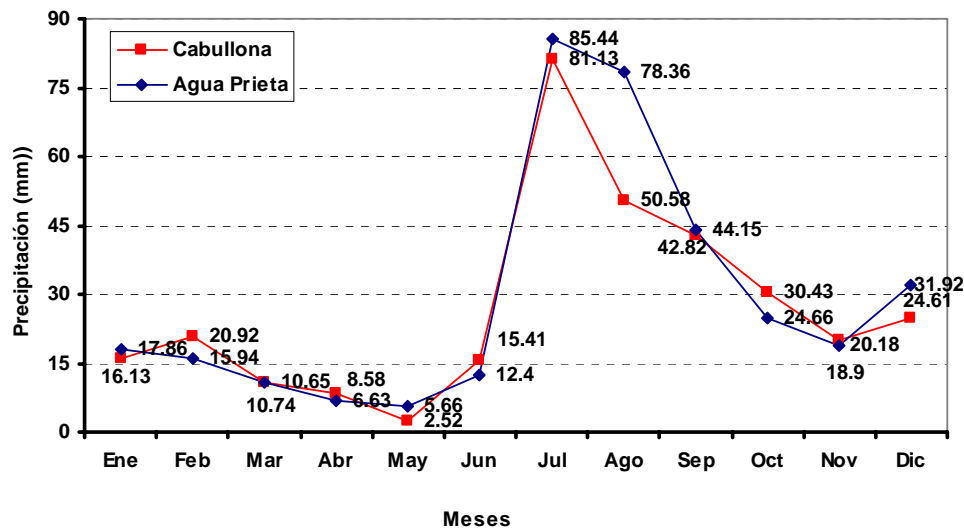
La precipitación media mensual que se registra en las estaciones representativas del área de estudio, es característica de los tipos de climas secos. La tendencia de la precipitación presenta una distribución unimodal con máximos en el mes de julio de 85,44 y 81,13 Mm. en las estaciones Agua Prieta y Cabullona, respectivamente (Tabla III-22).



Tabla III-22.- Precipitación mensual y extremas.

Meses	Precipitación					
	Agua Prieta			Cabullona		
	Media (mm)	Máxima en 24 horas (mm)	Año	Media (mm)	Máxima en 24 horas (mm)	Año
Enero	17,86	32	1993	16,13	25	1986
Febrero	15,94	25,2	1983	20,92	29,9	1980
Marzo	10,65	18,3	1983	10,74	18	1992
Abril	6,63	25,5	2988	8,58	29	1985
Mayo	5,66	22	1992	2,52	15,3	1976
Junio	12,4	35,5	1981	15,41	26	1981
Julio	85,44	53	1998	81,13	50	1976
Agosto	78,36	66	1966	50,58	45,4	1997
Septiembre	44,15	60	1991	42,82	63	2001
Octubre	24,66	55	2000	30,43	85	2000
Noviembre	18,9	55	1994	20,18	54	1994
Diciembre	31,92	65	1988	24,61	49	1994
Anual	352,57	66	1966	324,05	85	2000

Los meses de enero a junio son los más secos, siendo mayo el que tiene el registro de menor precipitación promedio, para las dos estaciones consideradas (Gráfica III-5).



Gráfica III-5.- Distribución mensual de la precipitación. Estaciones climatológicas Agua Prieta y Cabullona.



La precipitación extrema o lluvia máxima en 24 horas que se ha presentado en los últimos 45 años, registrada en la estación climatológica Agua Prieta presenta valores máximos de 66 y 65 mm, para los meses de agosto (1966) y diciembre (1988), respectivamente. Los valores más bajos de lluvias han ocurrido en el mes de marzo con 18,3 mm (1983).

La lluvia máxima en 24 horas en la estación climatológica Cabullona presenta máximos en el mes de octubre del año 2000 con 85 mm y mínimos en los meses de mayo (1985) y marzo (1992) con 15,3 y 18,0 mm, respectivamente.

III.2.3 Dirección y Velocidad de Viento Promedio

Dentro del área de influencia de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) no se localizan estaciones u observatorios que registren información horaria referente a la velocidad e intensidad de los vientos. Sin embargo, se dispuso de datos horarios del año 2003 del observatorio del Aeropuerto Internacional de Douglas, Arizona, EEUU.

Los datos meteorológicos del año 2003, muestran un sistema de viento dominante proveniente del sector Norte en un 8%, le sigue viento del NNO con un 7,5% y en tercer lugar se tiene viento del E con un 6,5% de frecuencia. La Figura III-3 muestra la rosa de viento para el año 2003 correspondiente a la zona de estudio, obtenida del Aeropuerto Internacional de Douglas-Bisbee, Arizona, Estados Unidos de América.

Las velocidades del viento fluctúan desde 0 hasta 22,6 m/s como máximo. El promedio anual de velocidad de viento es de 5 m/s, con un porcentaje de calmas del 25% lo que equivale aproximadamente a 2218 horas con calmas para todo el año. En general la zona de estudio, se caracteriza por presentar vientos débiles la mayor parte del año con una frecuencia del 80% dentro de un rango de 0,5 a 5,7 m/s.



Debido a que los modelos de tipo Gaussiano no dan buenos resultados cuando la velocidad del viento es menor a 1 m/s, el programa ISCST3 reconoce estos eventos como una calma y los ignora de las estadísticas del máximo impacto, de acuerdo con las recomendaciones de la EPA.

Estabilidad atmosférica

La información del viento descrita anteriormente va de acuerdo con la rosa de estabilidad atmosférica, ya que la mayor frecuencia se tiene en la clase D (24%) que de acuerdo a la clasificación de Pasquill corresponde a una atmósfera neutra. Esto implica alturas de mezcla bajas la mayor parte del año provocando estabilidad vertical y poca nubosidad durante el día. El valor que le sigue es la clase E (19%), la cual corresponde a una atmósfera estable (poco mezclado), implicando con esto una menor turbulencia en la atmósfera.

La estabilidad atmosférica neutra o clase D para la zona de estudio, se debe también a que las alturas de capa de mezcla son bajas la mayor parte del año debido a la poca intensidad de los vientos. La rosa de estabilidad atmosférica se muestra en la Figura III-4.

Alturas de capa de mezcla.

Revisando los radiosondeos de 2003 obtenidos de la misma estación (Aeropuerto de Douglas-Bisbee), se tiene que la altura de mezclado mínima encontrada es de 0 m en la estación de otoño. Incrementándose gradualmente hasta valores máximos de 5 693 m, que se presentan principalmente durante la primavera. La altura de capa de mezcla promedio anual para el sitio de estudio es de 1 179 m, lo cual; corresponde a alturas de capa de mezcla bajas (menores a 1,5 km) la mayor parte del año.

Las alturas de capa de mezcla altas (mayores a 1,5 km) se presentan únicamente durante el mes de abril solamente, ya que, de mayo a diciembre y de enero a marzo se tienen alturas de mezcla



bajas, encontrándose las alturas de capa de mezcla más bajas en los meses de octubre a diciembre.

La Figura III-5 muestra las alturas de capa de mezcla promedio por mes, información que se tomó de la estación de radiosondeo viento del Aeropuerto Internacional de Douglas-Bisbee, por ser ésta la estación más cercana al sitio de estudio y por lo tanto la más representativa.

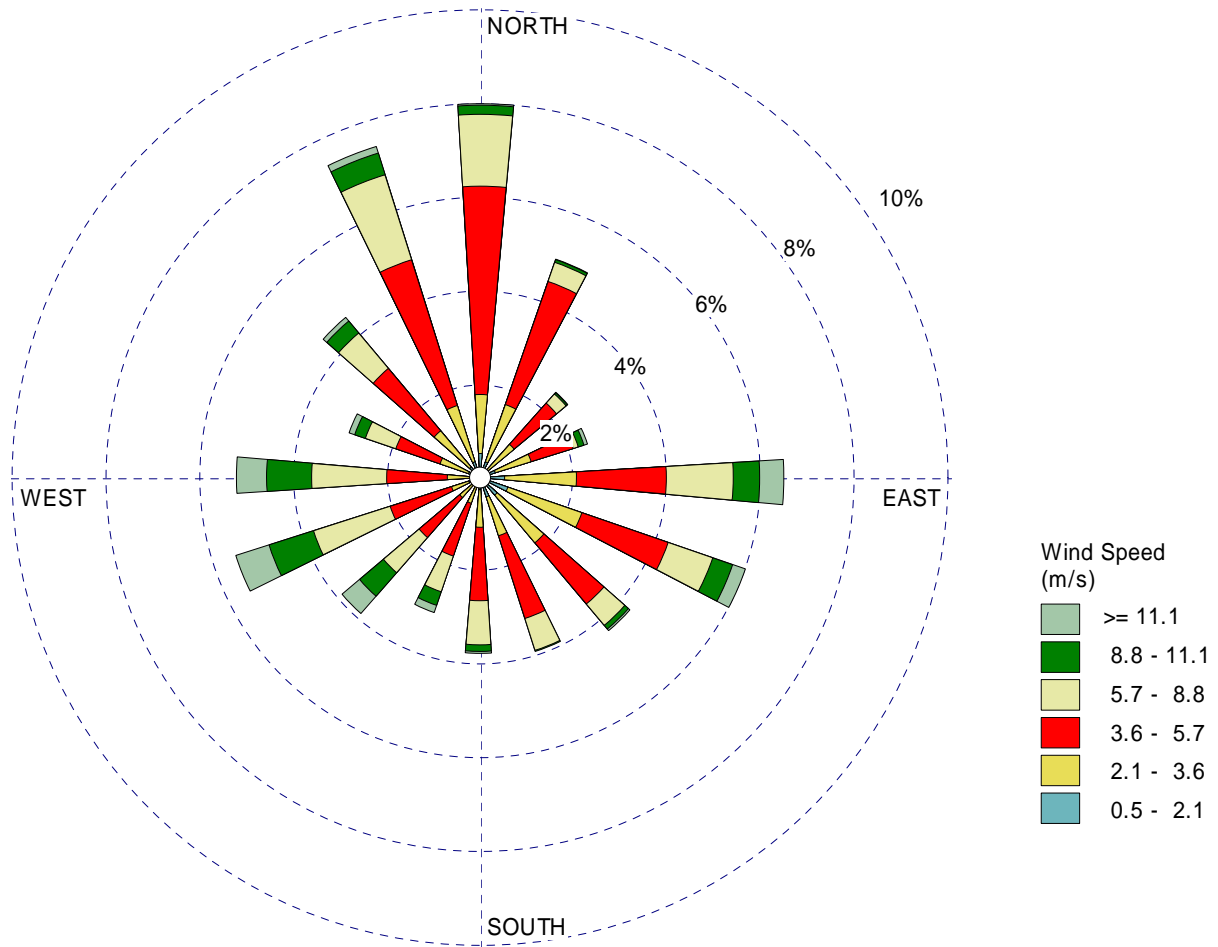


Figura III-3.- Rosa de vientos correspondiente al año 2003. Estación Meteorológica del Aeropuerto Internacional de Douglas-Bisbee, Arizona, Estados Unidos de América. Porcentaje de calmas del 25,3%.

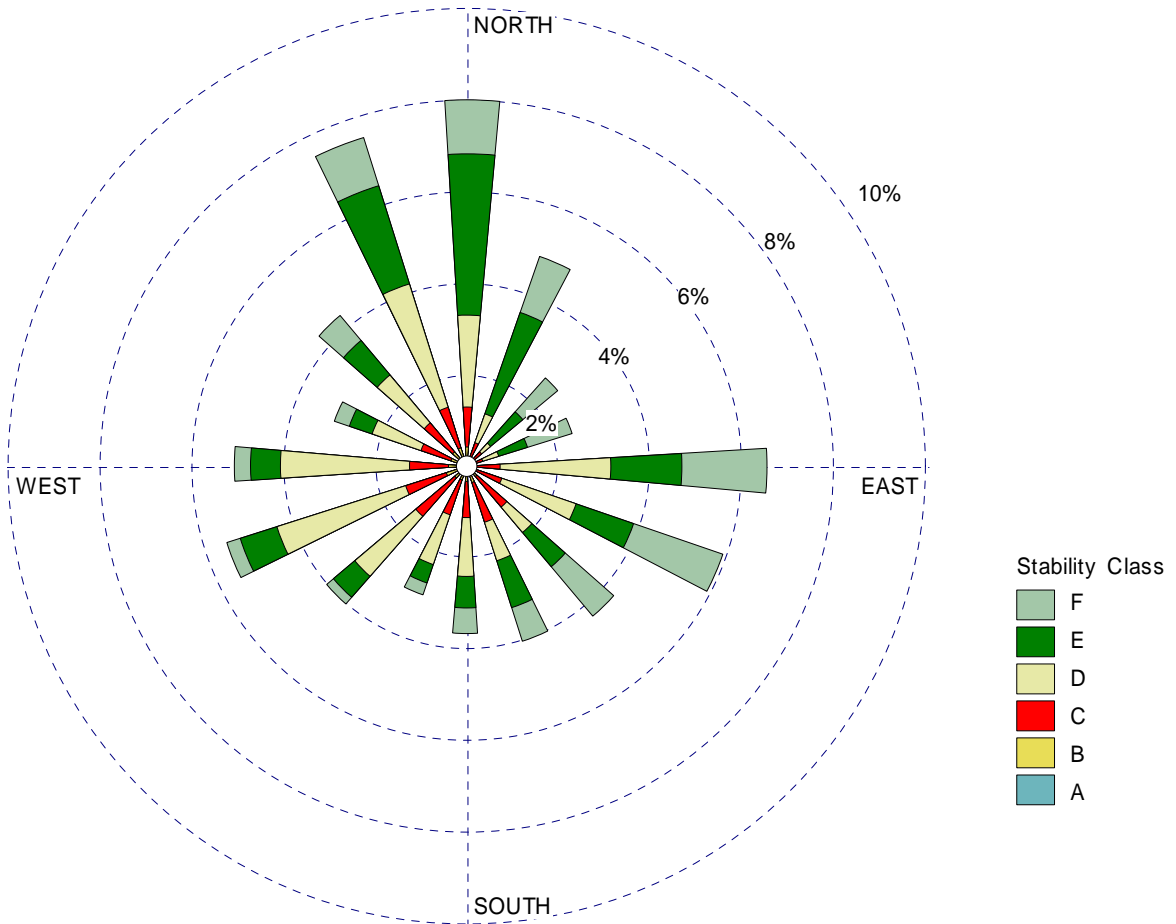


Figura III-4.- Rosa de estabilidad atmosférica para el año 2003. Estación Meteorológica y Estación de Radio Sonda Viento del Aeropuerto Internacional de Douglas-Bisbee, Arizona, Estados Unidos de América. La Estabilidad dominante de acuerdo con la clasificación de Pasquill para este año correspondió a la Clase D (atmósfera Neutra en un 24%).

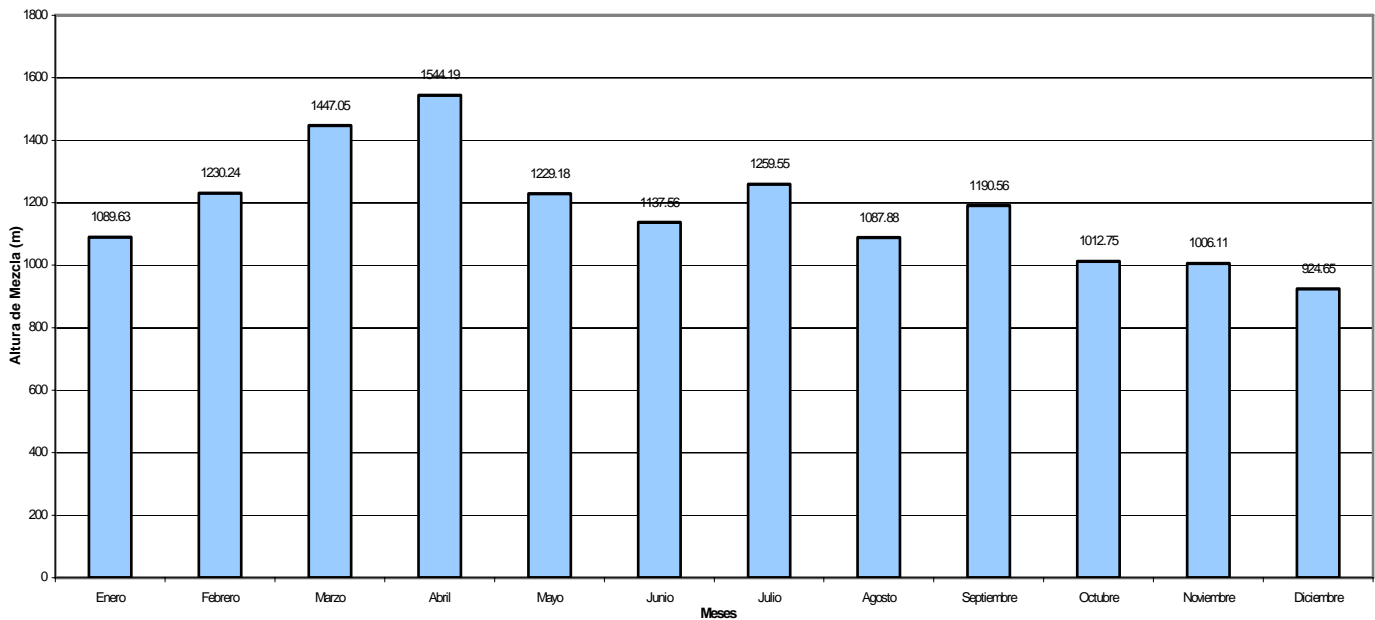


Figura III-5.- Altura de capa de mezclado rural, promedios mensuales obtenidos de la Estación de Radio Sondeo Viento del Aeropuerto Internacional de Douglas-Bisbee, Arizona, Estados Unidos de América, correspondiente al año 2003.

III.3 Intemperismos severos

¿Los sitios o áreas que conforman la ubicación del proyecto se encuentran en zonas susceptibles a:

Terremotos (Sismicidad)

La República Mexicana se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas. Estas zonas son un reflejo de que tan frecuentes son los sismos en las diversas regiones y la máxima aceleración del suelo a esperar durante un siglo. Las zonas (B), es una zona intermedias, donde se registran sismos no tan frecuentemente o son afectadas por altas aceleraciones, pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración de la gravedad. El proyecto de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) se ubica en



la zona B. El mapa de zonificación a que se hace referencia y que aparece en la Figura III-6, se tomó del Manual de diseño de Obras Civiles (Diseño por Sismo) de la Comisión Federal de Electricidad.

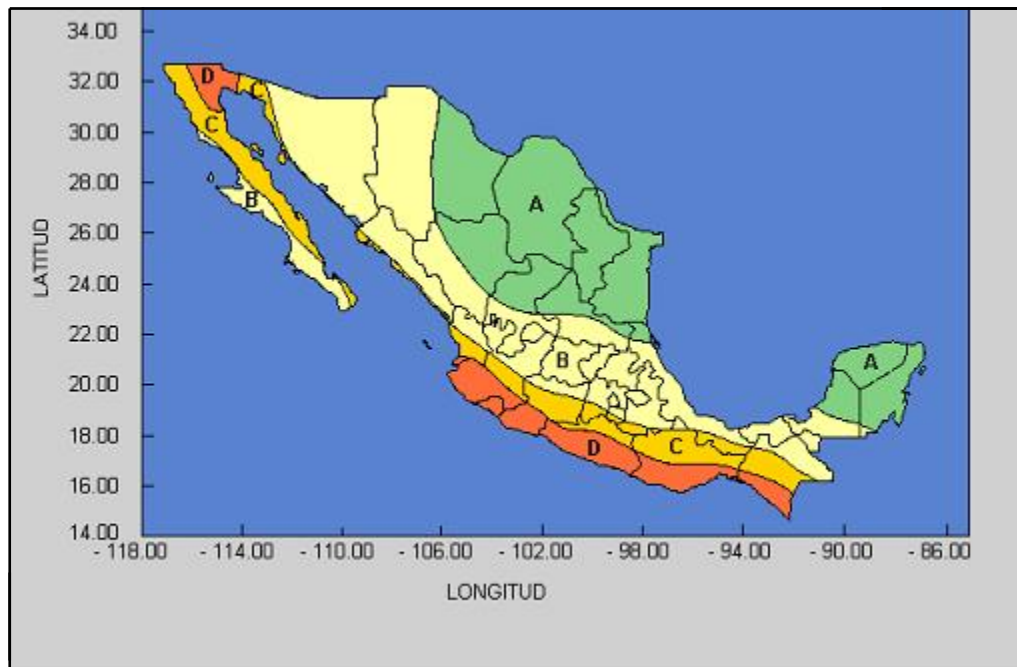


Figura III-6.- Regionalización sísmica de la República Mexicana (tomada del manual de diseño de obras civiles (Diseño por Sismo) de la CFE).

El área se localiza a más de trescientos kilómetros al este del sistema de fallas de San Andrés y su prolongación en el Golfo de California, que es el origen de la mayoría de los sismos que se producen en la costa del Pacífico y Golfo de California. En la Figura III-7, se presenta la localización de los sismos de la costa oeste de la frontera de México y Estados Unidos.

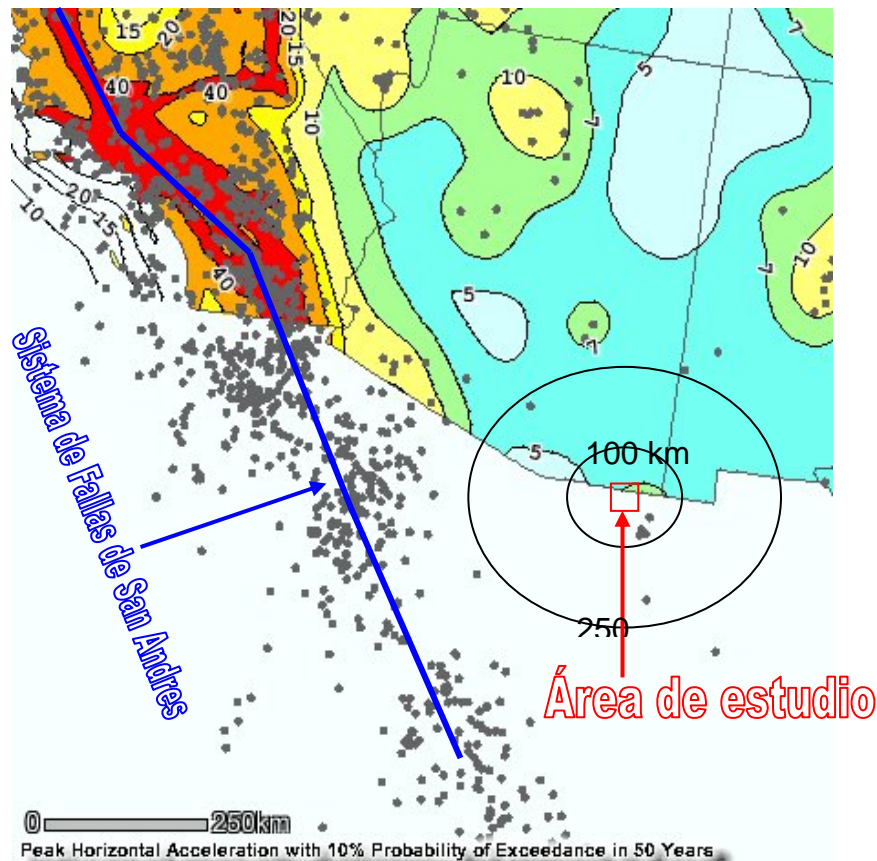


Figura III-7.- Localización de sismos cercanos al área de estudio.

Los sismos producidos cerca del área de estudio, tienen su origen en sistemas de fallas menores, de las cuales se han identificado más de 100 en la zona de Arizona y norte de Sonora. Estas fallas son relativamente poco activas, teniendo rupturas cada 5 000 a 10 000 años con intervalos de recurrencia de 50 000 y 100 000 años, en forma general.

El sismo más importante reportado ocurrió el 03 de mayo de 1887, conocido como sismo de Bavispe con una magnitud estimada de 7,4 grados (Hansa y Kanamori, 1979).

En los últimos 10 años, el servicio Sismológico Nacional registra para la región 5 sismos menores a 6 grados en la escala de Richter. Dichos sismos pudieron estar asociados a la citada falla normal del



Valle de San Bernardino (Falla Pitáycachi). Los eventos sísmicos reportados en la Tabla III-23 son los existentes en una distancia de 100 km alrededor del área.

Tabla III-23.- Sismos registrados en un radio de 100 km del área de estudio.

No. De eventos	Latitud n	Longitud w	Prof. Focal	Magnitud (grados richter)	Región	Distancia al área de estudio
1	31,900°	109,800°	0 km	>7	SONORA	31 km
1	30,648°	109,13°	5 km	4.6	SONORA	56 km
1	30,538°	109,18°	5 km	4	SONORA	62 km
1	30,774°	109,332°	5 km	4.5	SONORA	36 km
1	30,846°	109,332°	5 km	4.6	SONORA	35 km
1	30,822°	109,280°	5 km	4.4	SONORA	34 km
1	30,610°	109,251°	5 km	4.5	SONORA	44 km

Fuente: *National Earthquake Center Data de la U.S. Geological Survey.*

(No) Corrimientos de tierra?

(No) Derrumbes o hundimientos?

(No) Inundaciones? (Historial de diez años)

(Si) Pérdidas de suelo debido a la erosión?

De acuerdo al apartado III.1.3 Suelo, en lo que respecta a las pérdidas de suelo debido a erosión se destacan dos tipos de erosión, la actual y potencial, en donde el tipo de suelo impactado es Regosol, el cual se encuentra presente en el predio de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) y este tipo de suelo tendrá una pérdida actual de 6,28 ton/ha/año y potencial de 20,25 ton/ha/año con un grado de impacto estimado de 13,97 ton/ha/año.

(No) Contaminación de las aguas superficiales debido a escurimientos?

(No) Riesgos radiactivos?



(Si) Huracanes?

Trayectorias y frecuencias de huracanes

La temporada de huracanes en el Océano Pacífico comprende del 1° de junio al 30 de noviembre. En los últimos 35 años, la ocurrencia de huracanes cercanos al sitio del proyecto ha sido de 12 eventos que, han entrado o pasado cerca del sitio o se han introducido al Estado de Sonora. Estos 12 eventos se clasificaron como huracanes, ninguno en categorías de Depresión o Tormenta Tropical.

En la Tabla III-24 se presenta la información correspondiente a estos fenómenos meteorológicos, donde se incluye: año y mes de incidencia, tipo de evento, velocidad máxima del viento y categoría de acuerdo a la escala de Saffir-Simpson.

Durante los años de 1970 a 1993, la incidencia de huracanes cercanos al sitio del proyecto es de 5 eventos, tres de los cuales ocurrieron en el mes de septiembre y dos en el mes de agosto (Figura III-8).

Tabla III-24.- Huracanes que han impactado al estado de Sonora. Periodo de 1970-2005.

Número	Nombre	Año	Día- mes	Tipo	Velocidad máxima (km/h)	Categoría
1	Joanne	1972	30 sep - 7 oct	H	157,25	2
2	Liza	1976	25 sep - 2 oct	H	222,00	4
3	Raymond	1989	25 sep - 5 oct	H	231,25	4
4	Lester	1992	20 - 24 ago	H	129,50	1
5	Hylary	1993	17 - 27 ago	H	194,25	3
6	Ismael	1995	12 - 15 sep	H	129,50	1
7	Fausto	1996	10 - 14 sep	H	194,25	3
8	Nora	1997	16 - 26 sep	H	212,75	4
9	Isis	1998	01 - 03 sep	H	120,25	1
10	Juliette	2001	21 sep - 3 oct	H	231,25	4
11	Marty	2003	18 - 26 septiembre	H	157,25	2
12	Javier	2004	10 - 20 septiembre	H	240,50	4

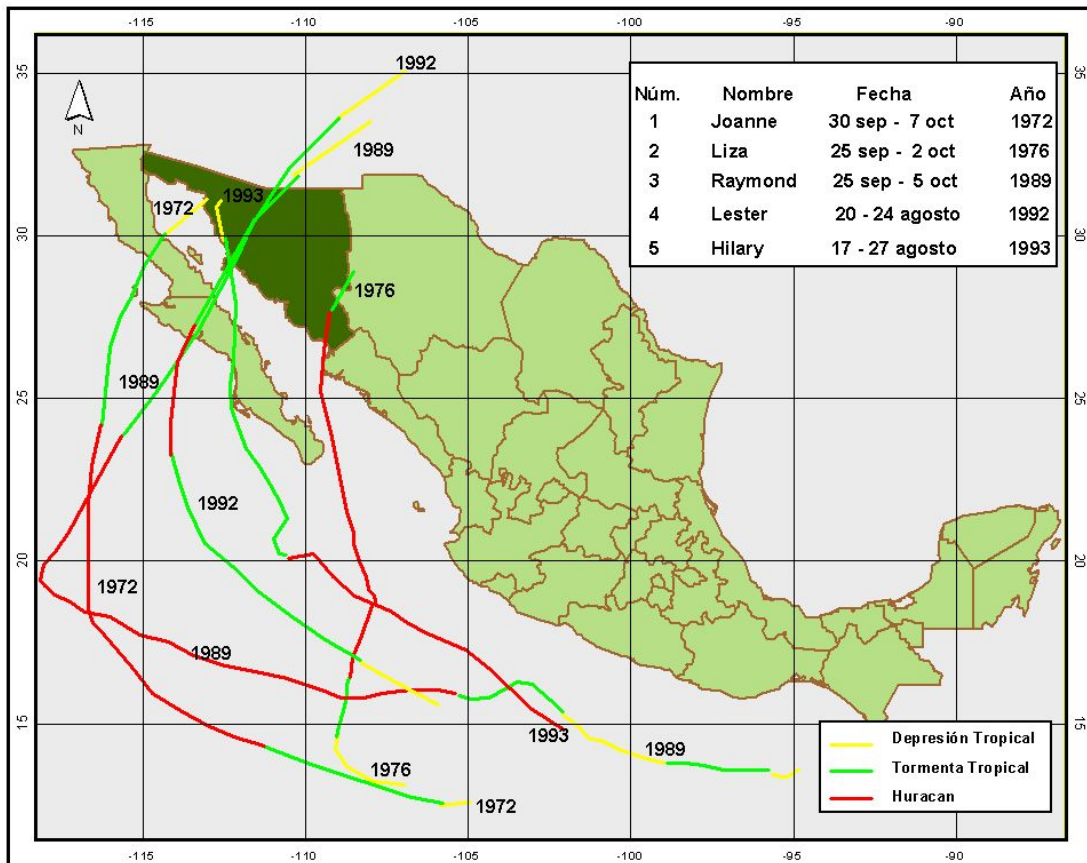


Figura III-8.- Trayectoria de huracanes que han impactado al estado de Sonora, México. Periodo de 1970-1993.

De los huracanes que se han adentrado al estado de Sonora, sólo 3 tuvieron una influencia más directa en el área de estudio. Estos eventos fueron: Raymond (1989), con categoría 4 y Lester (1992) e Ismael (1995), ambos con categoría 1.

El huracán Raymond tuvo influencia en el área de estudio ya como tormenta tropical, con una velocidad de viento de 45,84 km/h y una presión atmosférica de 1 000 milibares (mb). La distancia de curso respecto al sitio del proyecto fue de 98,17 km lado Oeste (Figura III-8). En 1992, el huracán Lester que alcanzó la categoría 1 con vientos hasta de 151,7 km/h, pasó al Oeste del sitio del proyecto a una distancia de 73,57 km como Tormenta Tropical.



Entre los años de 1994 y 2000, ocurrieron 4 eventos, cercanos al sitio, de éstos, dos fueron en categoría 1, uno en categoría 3 y otro en categoría 4. De éstos cuatro eventos el que pasó más cercano al sitio fue el huracán Ismael, a una distancia de 104,29 Km. entre el 12 y 15 de septiembre de 1995, dentro de la categoría de Depresión Tropical con velocidades de viento de 55,50 km/h y una presión de 1 008,0 mb (Figura III-9).

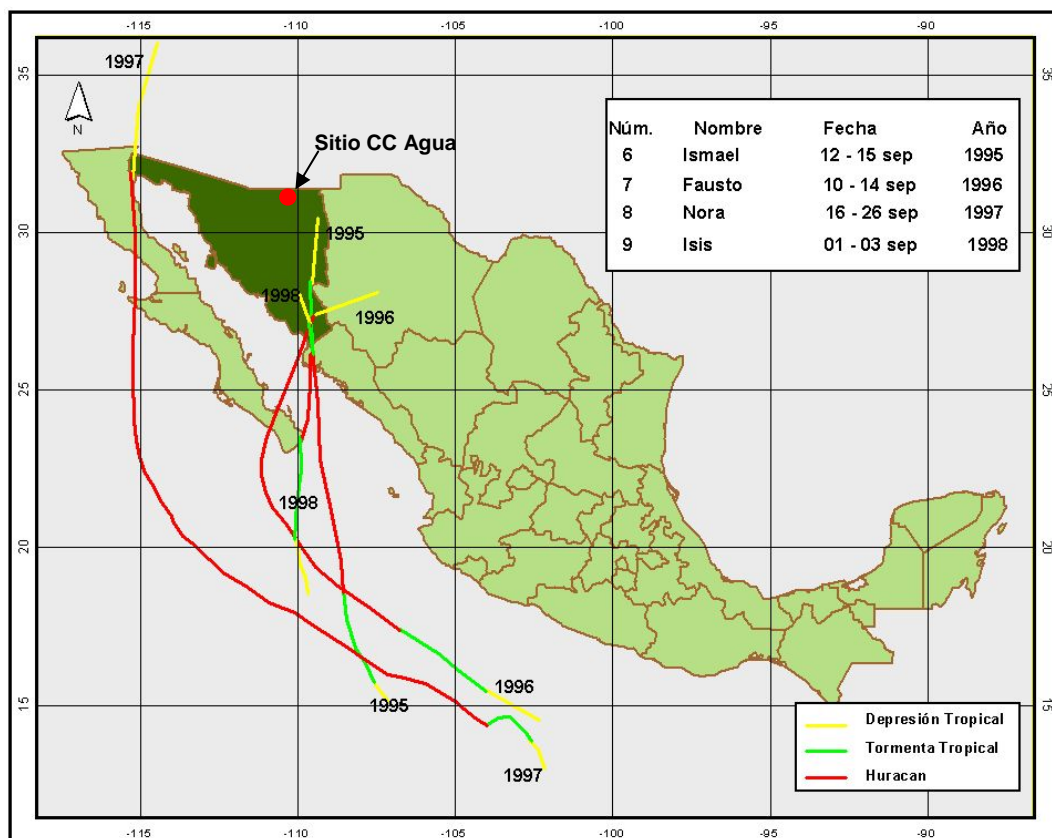


Figura III-9.- Trayectoria de huracanes que han impactado al estado de Sonora, México. Período de 1993-2000.

Del año 2000 al 2005 la incidencia de huracanes cercanos al estado de Sonora fue de tres eventos, sin embargo, éstos pasaron a una distancia mayor de 200 km al sitio de proyecto de la central (Figura III-10).

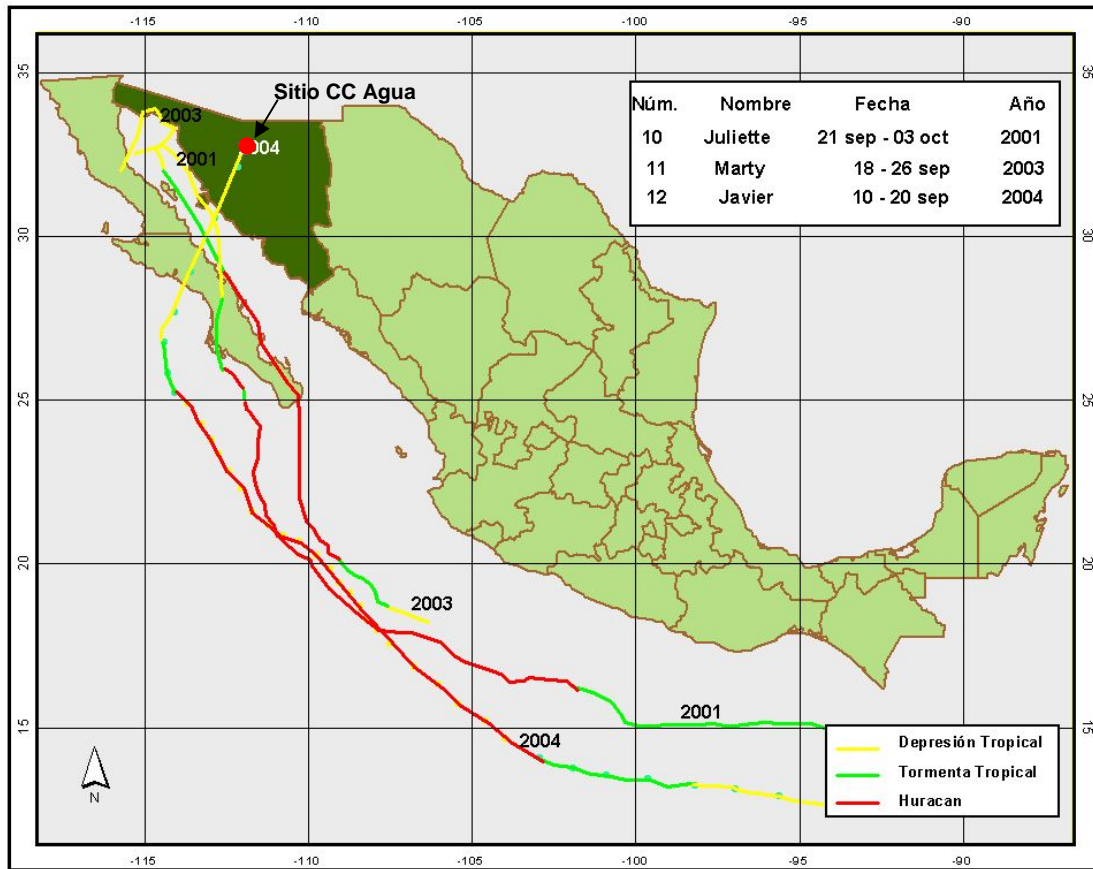


Figura III-10.- Trayectoria de huracanes que han impactado al estado de Sonora, México. Periodo de 2000-2005.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



IV INTEGRACIÓN DEL PROYECTO A LAS POLÍTICAS MARCADAS EN EL PROGRAMA DE DESARROLLO URBANO

IV.1 Programa de desarrollo municipal 2001-2004

El Proyecto de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) se encuentra en el municipio de Agua Prieta, Sonora, a 6,2 km al SO de la ciudad fronteriza de Agua Prieta y a 7,7 Km al NNO de la Central Naco-Nogales (actualmente en operación); específicamente la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) se localiza en el Predio denominado "Las Américas" ubicado a la altura del Km 5 de la carretera federal No. 2 Agua Prieta-Cananea. Según la estrategia de desarrollo del municipio de Agua Prieta, el área donde se ubicará el Proyecto de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) estará destinada para el sector manufacturero e industrial (uso del suelo industrial), sin embargo éste uso de suelo tanto el H. ayuntamiento de Agua Prieta y el Gobierno del Estado aun no lo han tipificado como uso industrial para la generación de energía eléctrica de las tres unidades que conformarán la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), por lo tanto se requerirá de un Estudio Técnico Justificativo. Actualmente el predio donde se ubicará el Proyecto, esta conformado por el matorral espinoso con mayor proporción de matorral desértico micrófilo. El área está considerada por el Inventario Nacional Forestal como forestal dentro de la clase de matorrales y otros tipos de vegetación, sin embargo en la zonificación forestal son de producción no maderable.

IV.2 Programa de desarrollo urbano estatal 2004-2009

El Plan Estatal de Desarrollo del Estado de Sonora 2004-2009, cuenta con cuatro principios de crecimiento económico y empleo: marco institucional sólido, mercados flexibles, Estado promotor y capital social amplio. Dentro de éstos, el Estado promotor menciona que "...El capital humano, la infraestructura física, el uso racional de los recursos naturales y el avance tecnológico, son de vital importancia para el crecimiento económico sustentable y la generación de empleos...", "...el estado



promotor, es necesario para asegurar un buen funcionamiento de los mercados, alcanzar un crecimiento económico sustentable y para corregir los desequilibrios regionales...”

Por otra parte, bajo la orientación de los principios antes mencionados, se han diseñado las estrategias y líneas de acción entorno a siete objetivos generales. Sin embargo, solamente mencionaremos los más importantes:

Objetivo 4: Desarrollo económico sustentable e infraestructura competitiva

Estrategia: promover una política ambiental que garantice la sustentabilidad de las actividades productivas.

Las líneas de acción a seguir son:

- “...promover, con la participación de las organizaciones de la sociedad civil, del sector educativo y de los agentes productivos, una nueva cultura ecológica que garantice un aprovechamiento racional y eficiente de los recursos naturales y la preservación del medio ambiente...”
- Alentar la incorporación de tecnologías no contaminantes y consistentes con el desarrollo, sustentable en los procesos industriales, particularmente en aquellos con alto grado de emisiones contaminantes.
- Prevenir y controlar emergencias ecológicas y contingencias ambientales.

Estrategia: Desarrollar una política integral para el aprovechamiento eficiente y sustentable del agua.

- Promover, con la participación de los medios de comunicación, el sector educativo, las organizaciones de la sociedad civil y los agentes productivos, una nueva cultura del agua que,



mediante campañas de concientización y nuevos mecanismos de reuso y facturación, que estimulen la conservación y el uso sustentable de este recurso.

Estrategia: Ampliar y modernizar la infraestructura y equipamiento de los servicios de agua potable, alcantarillado y saneamiento.

- Incentivar la generación de oferta y uso de agua tratada en procesos aptos para este tipo de servicio.

Objetivo 5: Empresas de calidad mundial e innovación tecnológica para generar empleos calificados y mejor remunerados.

Estrategia: Elevar los niveles de competitividad para tener empresas de calidad mundial.

- Identificar las ventajas competitivas con que cuenta el estado para vincular a ellas el desarrollo de los grandes proyectos de Infraestructura.
- Fortalecer las ventajas competitivas de Sonora a través de la integración de redes y conglomerados de empresas.

Estrategia: Impulsar la integración de redes de proveedores de bienes y servicios producidos en Sonora.

- Elevar el contenido de productos locales en los insumos de la industria maquiladora de exportación para pasar del ensamble de insumos importados a su fabricación local.

Objetivo 6: Desarrollo regional, diversificación y modernización productiva.

Estrategia: Aprovechar la fuerza de las regiones, modernizar y diversificar la producción local.



- Identificar las ventajas competitivas y limitaciones de cada región para diseñar las políticas públicas en el ámbito regional.
- Apoyar a las industrias en sus procesos de reconversión, vinculándola con centros de capacitación y de desarrollo de tecnologías para la modernización de sus procesos.

Estrategia: Promover la integración del sector primario a procesos productivos de mayor valor agregado.

- Impulsar, en coordinación con el gobierno federal, la banca de desarrollo y las asociaciones de productores, la integración de cadenas productivas mediante el acceso a bancos de información sobre proveedores y clientes, la organización de encuentros de productores y la asesoría sobre desarrollo y financiamiento de proyectos.

En tal sentido, lo antes mencionado son las bases fundamentales para que el Proyecto de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) se considere como un motor detonante generador de empleos directos e indirectos, así como también que permita la integración de regiones para potenciar al máximo el desarrollo de la entidad con un sentido sustentable de los recursos naturales.

IV.3 Plan nacional de desarrollo 2001 - 2006

El Proyecto de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), es compatible con las políticas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo, de acuerdo a los siguientes aspectos:

El objetivo de la política económica de la presente administración es... "promover un crecimiento con calidad de la economía. Un crecimiento sostenido y dinámico que permita crear los empleos que demandarán los millones de jóvenes que se incorporarán al mercado de trabajo los próximos



años. Un crecimiento que avance en la igualdad de oportunidades entre regiones, empresas y hogares, y permita contar con recursos suficientes y canalizarlos para combatir los rezagos y financiar proyectos de inclusión al desarrollo”...

...“En un mundo en proceso de globalización, corresponde al Estado promover las condiciones para la inserción competitiva de México en el nuevo orden económico mundial”...

...“Buscará aumentar y extender la competitividad del país, la competitividad de las empresas, la competitividad de las cadenas productivas y la competitividad de las regiones”...

“A fin de enfrentar el creciente volumen de actividad industrial y comercial que se desarrolla en nuestro país, y aprovechar plenamente las oportunidades de inversión y creación de empleo que ello implica, se requiere una inversión considerable en infraestructura. Seguir postergando la inversión en este campo deriva en elevados costos en términos del desarrollo, al inhibir la inversión y las oportunidades de los emprendedores. México ocupó, en el año 2000, la posición número 38 en cuanto a infraestructura básica mundial, por lo que se requerirán altos niveles de inversión para mejorar este factor de competitividad”.

Un objetivo del Plan Nacional de Desarrollo es “elevar la competitividad del país”, y para eso su estrategia de desarrollo y competitividad sectorial marca que “El sector energético debe contar con una regulación moderna y transparente que garantice la calidad en el servicio, así como precios competitivos. Por ello, es necesario asegurar recursos para que las empresas públicas del sector puedan cumplir sus objetivos, facilitar la competencia e inversión y promover la participación de empresas mexicanas en los proyectos de infraestructura energética”.

“En materia de energía, el objetivo para 2006 es contar con empresas energéticas de alto nivel con capacidad de abasto suficiente, estándares de calidad y precios competitivos”.



“Promover una inserción ventajosa del país en el entorno internacional y en la nueva economía”.

“En el terreno de los energéticos, México participa en el ordenamiento de la oferta y la demanda en los mercados mundiales de energía. Se debe fortalecer la cooperación internacional para concretar acuerdos trilaterales energéticos con América del Norte, así como con los socios del Plan Puebla-Panamá, a fin de integrar mercados energéticos regionales que faciliten el intercambio de energía eléctrica, y contribuyan al desarrollo económico del país”.

Programa Nacional de Desarrollo Urbano y Ordenación del Territorio 2001-2006

Los objetivos rectores del Plan son: ...“Conducir responsablemente la marcha económica del país”..., así como...“elevar y extender la competitividad”..., ...“promover el desarrollo económico regional equilibrado”... y ...“Crear condiciones para un desarrollo sustentable”... En este sentido la ubicación de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) obedece a una estrategia por parte de CFE para poder satisfacer las demandas de energía eléctrica en tiempo y forma, con lo cual el Proyecto de la Central se vincula estrechamente con el Plan Nacional de Desarrollo Urbano mejorando el bienestar social de la población al proporcionar un servicio de mejor calidad, acompañado de mejoras en eficiencia y calidad.

Las economías de integración, la capacidad de los recursos humanos, el desarrollo de las telecomunicaciones y niveles adecuados de infraestructura, así como de la ubicación geoestratégica y otros aspectos como la normatividad existente y la estabilidad política y social de una ciudad, región o país, son cada vez más valorados como los factores centrales que definen la competitividad de un país.

Por otro lado, la ordenación del territorio es una política que permite maximizar la eficiencia económica del territorio, garantizando al mismo tiempo, su cohesión social, política y cultural en



condiciones de sustentabilidad. En particular, es una estrategia que, al considerar plenamente la dimensión espacial, tiene como objetivo hacer no sólo compatibles sino complementarias las aspiraciones locales y regionales con las orientaciones nacionales.

El gobierno federal, por su parte, deberá identificar las áreas y mecanismos estratégicos para instrumentar acciones oportunas destinadas a: ...“Orientar el crecimiento bajo los principios de equidad y sustentabilidad, mediante instrumentos que mitiguen las externalidades negativas de la expansión y con el empleo de las herramientas de planeación, que impulsen el aprovechamiento del espacio urbano y su entorno bajo una perspectiva regional de largo plazo”...

Este programa presenta varias políticas, de las cuales:

La Política de Ordenación del Territorio y de acción urbana y regional, menciona que se asegurará de que confluyan las aspiraciones locales con las directrices nacionales en el marco del Pacto Federal, mediante los siguientes principios de actuación:

- *Orientación espacial de desarrollo*, el objetivo específico es introducir la dimensión espacial en el proceso de desarrollo.
- *Organización de territorios de actuación*, su objetivo es adecuar la intervención pública sobre el territorio en función a las nuevas dinámicas espaciales y mutaciones que se verifican en el país.
- *Planificación y prospectiva del territorio* y su objetivo es introducir una visión más estratégica y prospectiva del territorio y fortalecer el proceso de planificación y gestión urbana y regional.

Todo territorio, urbano o rural, debe imaginar, concebir y formular un proyecto local, de región, de mesorregión, de nación; y por otra parte, de localidad, de ciudad, de aglomeración urbana, de zona metropolitana, de red de ciudades en proceso de *metropolización*, que derive de un Sistema Urbano Nacional en sinergia con espacio periférico regional.



Dentro del principio Planificación y prospectiva del territorio, se agrega el Programa de Desarrollo urbano y Regional: *Programa Hábitat +*.

El objetivo específico de esta política consiste en la integración de un Sistema Urbano Nacional en sinergia con el desarrollo regional y en condiciones de sustentabilidad.

La implementación de la política de desarrollo urbano y regional, tiene la misión de conformar un marco estratégico de actuación institucional para integrar un sistema urbano coherente, articulado y que corresponda adecuadamente a las nuevas dinámicas espaciales. Un sistema que, además, sea congruente con las estrategias del desarrollo regional y todos aquellos mecanismos que permitan las sustentabilidad del territorio.

El Proyecto de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), respeta los lineamientos de las políticas y objetivos del Plan Nacional de Desarrollo Urbano, al ubicarse en una zona geoestratégica de acuerdo a las necesidades de abasto de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional.

IV.4 Decretos y programas de manejo de áreas naturales protegidas

Tomando en consideración las bases jurídicas y de acuerdo con los Decretos Federales y Estatales de las ANP's dentro del estado de Sonora [lugar donde se ubicará la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar)], y sus descripciones limítrofes topográficas se identificaron las mas cercanas al Proyecto.

De acuerdo con la Figura IV-1, el Proyecto de la Central, no se encuentra dentro de ninguna de las Áreas Naturales Protegidas decretadas ni en ANP's propuestas de competencia Estatal; el área Natural más cercana al sitio del Proyecto es la de Sierra los Ajos ubicada a poco más de 30 km



aproximadamente al Sur del Proyecto. En tal sentido las actividades de preparación y construcción de la Central no modificarán las condiciones y características de dichas Áreas Naturales Protegidas.

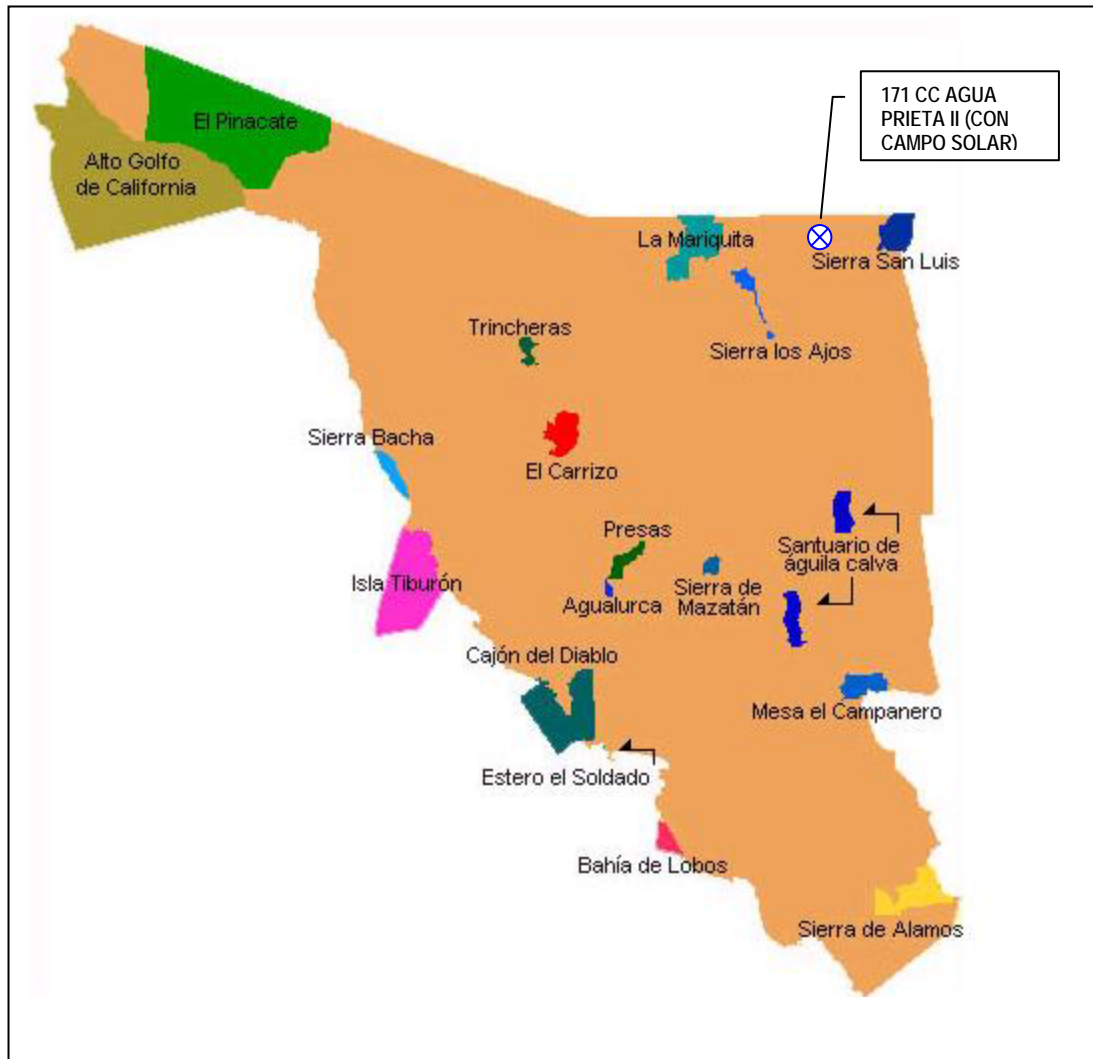


Figura IV-1.- Áreas Naturales Protegidas en el Estado de Sonora.



Tabla IV-1.- Áreas Naturales Protegidas de competencia federal, cercanas a la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

Nombre del ANP	Categoría	Superficie (ha)	Decreto	Ecosistemas	Distancia a la Central (km)
Alto Golfo de California y Delta del Río Colorado	Zona Protegida	934 756	15-JUN-93	Esta área natural protegida cuenta con Matorral xerófilo, matorral inerme, vegetación de dunas costeras, ecosistema marino y estuarino. Se localiza en las aguas del Golfo de California y los municipios de Mexicali, Baja California, de Puerto Peñasco y San Luis Río Colorado, Sonora.	378
El Pinacate y Gran Desierto de Altar	Reserva de la biosfera	714 556,5	10-JUN-93		326
Sierra de Álamos-Río Cuchujaqui	Área de Protección de Flora y Fauna	92 889,69	19-JUL-96	Esta ÁPF, presenta una riqueza biológica extraordinaria, dándose una mezcla de comunidades vegetales como son la Selva Baja Caducifolia, el Matorral Espinoso Sinaloense y el Bosque de Pino y Encino, con un total de aproximadamente 1 100 especies de plantas en 566 géneros y 148 familias (lo que representa el 67% de las familias conocidas para el país, según Rzedowski, 1991). Tomando en cuenta los cálculos más conservadores para Sonora, de un número superior a las 2 000 especies (Castellanos, 1992), el APFyF representaría el 55% del total de las plantas presentes en el estado; y con respecto al país (aproximadamente 36 000 especies) representaría el 3% de la diversidad florística presente. En el APFyF se registran 557 <i>especies</i> de vertebrados que representan el 23% de la riqueza del país (2 425 especies) y el 62% con respecto a las 900 especies registradas para Sonora. Distribuidas de la siguiente manera: 14 son especies de peces, 20 son especies de anfibios, 72 son especies de reptiles, 351 son especies de aves (incluyendo nativas y migratorias) y 100 especies de mamíferos. Del grupo de los crustáceos, se tienen registrados al langostino de agua dulce y el cangrejo de río, en las aguas del Río Cuchujaqui. De esta manera es considerada como un área con alta prioridad científica y de conservación.	278
La Elenita - Río San Pedro	Área de Protección de Flora y Fauna Silvestre	107 000	Propuesta a la Federación	Presencia de comunidades vegetales que van desde el pastizal semidesértico hasta el bosque de pino. Cuenta con la presencia de al menos 262 especies de vertebrados de los cuales 64 se encuentran bajo alguna categoría de protección. También con la presencia del observatorio astronómico Guillermo Haro en la cima de la Sierra La Mariquita. Dentro del área de reserva ha sido redescubierta una población de perrito de la pradera a quien se le había considerado extirpado del Estado, además de la presencia de oso negro, puma, búho manchado, halcón peregrino y águila real entre otras. Tiene una gran belleza escénica, y cuenta además con tres importantes cuencas como son: Río Sonora, Río San Pedro y Arroyo Cocóspera.	31



Continuación Tabla IV-1

Nombre del ANP	Categoría	Superficie (ha)	Decreto	Ecosistemas	Distancia a la Central (km)
Sierra Bacha	Área de protección de Flora y Fauna Silvestre y Acuática	28 031	Propuesta a la Federación	Incluye un macizo granítico con una altitud máxima de 700 msnm, formado por dos cordilleras: al norte la Sierra Cirio y al sur la Sierra Tordilla. Sierra Bacha forma parte de la subdivisión del Desierto Sonorense denominada Costa Central del Golfo con matorral mediano principalmente con plantas de tallo suculento. Como un rasgo importante de esta área destaca la presencia de especies altamente localizadas que solamente ocurren en la península de Baja California como cirios y ocotillos, entre otras. En relación a la fauna de este lugar, en Sierra Bacha se pueden localizar poblaciones importantes de Borrego Cimarrón y Venado Bura. Es además un sitio con relevancia histórico-cultural por ser parte del patrimonio de la Tribu Seri.	210
Isla Tiburón	Reserva de la Biosfera.	120 800	15-MAR-63	Alto grado de naturalidad del ecosistema. Cuenta con una gran diversidad de especies de flora (321 sp. de plantas vasculares) además de la presencia de taxa endémicos de las islas. En cuanto a fauna, tan sólo la isla San Esteban está considerada como la que contiene el mayor índice de endemismos de todas las islas del Golfo. Hay 217 especies de peces de litorales (90 % de las registradas para estos ambientes en el Golfo). Se han reportado 16 especies de mamíferos terrestres y 9 marinos sin contar los chiropteros. También 9 de éstos son endémicos y 14 enlistados en alguna categoría de protección. Culturalmente las dos islas resguardan un importante legado de la tribu Seri.	216
Ajos-Bavispe	Reserva Forestal Nacional y Refugio de Fauna Silvestre	184 908	el primero de fecha 30 de junio de 1936, 9 de septiembre de 1939		81
Sierra San Luis	Zona de Protección de la Flora y Fauna Silvestre y Acuática.	59 000	Propuesta a la Federación	Comprende el extremo Norte de la Sierra Madre Occidental y un gradiente altitudinal que va de los 1 300 a los 2 520 msnm. Forma parte de dos cuencas hidrológicas: la del Río Yaqui en Sonora y la del Río Casas Grandes en Chihuahua. Cuenta con la presencia de cuatro comunidades bióticas: Bosque Montañoso de Coníferas Madreño, Bosque Madreño Siempreverde, Pastizal de Planicies y Pastizal del Gran Bolson. Además de Presencia de 157 especies de plantas, 395 especies de animales de las cuales 70 están bajo alguna categoría.	80



Continuación Tabla IV-1

Nombre del ANP	Categoría	Superficie (ha)	Decreto	Ecosistemas	Distancia a la Central (km)
Cajón del Diablo	Área Natural Protegida	147 000	14-SEP-37	Incluye ecosistemas terrestres y marinos, además de sistemas insulares. La importancia ecológica del área radica en la diversidad de especies de fauna terrestre y acuática entre las que se han contado 249 de aves, 67 mamíferos, 41 reptiles, 8 anfibios y 283 peces. De éstas al menos 70 especies en alguna categoría de protección, 14 sp. de peces endémicos del Golfo y 3 sp. de reptiles endémicos de Isla Pedro Nolasco. Presencia de áreas con vegetación diferente a los alrededores y con elementos claramente tropicales (Cañón de Nacapule).	378
Bahía de Lobos	Área de Protección de la Flora y Fauna Silvestre y Acuática	27 113	Propuesta a la Federación	Destacan la presencia de 3 especies de mangle, vegetación de dunas costeras, vegetación halófila y matorral sarcocaule. Constituye el cuerpo lagunar más grande del estado y es un sitio importante de reproducción, crianza y desarrollo de especies de fauna terrestre y acuática. Área de aprovechamiento de bajo impacto de recursos pesqueros de donde dependen 750 familias de la tribu Yaqui.	429

- RB= Reserva de la Biosfera
- PN= Parque Nacional
- PMN= Parque Marino Nacional
- RF= Reserva Forestal
- ZPF= Zona Protectora Forestal
- SD= Sin Dato



Tabla IV-2.- Áreas Naturales Protegidas de competencia Estatal, cercanas a la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

Nombre del ANP	Categoría	Superficie (ha)	Estado/Mpio	Decreto d/m/a	Ecosistemas
Zona Protectora Forestal Abelardo Rodríguez Luján-El Molinito	ZSCE	92 800		Por el Gobierno de Sonora el 3 de Febrero 1994. Decreto 5-JUN-96	Es imprescindible su recuperación y restauración para preservar los ecosistemas del área siendo este cuerpo de agua la principal fuente de agua potable para la población de Hermosillo. Mediante el decreto Presidencial esta área se consideró Zona Protectora Forestal de la Ciudad de Hermosillo.
ANP Sierra Mazatlán	ZSCE	12 814		Propuesta al gobierno del estado	Esta área se distingue por ser un macizo montañoso aislado que cuenta con una población disyunta de encino, rodeada de matorral subtropical y planicies semidesérticas. Posee también una pequeña población de Palma de la virgen (<i>Dioon tomasellii</i>) que además de estar enlistada como una especie en peligro de extinción esta área representa parte de la distribución más norteña. Dentro de la fauna se encuentra además el monstruo de gila, la tortuga del desierto, el venado cola blanca, el guajolote silvestre y el puma. Área muy cercana a la ciudad de Hermosillo lo que la coloca como un importante potencial para el desarrollo de programas de uso público controlado como una alternativa de diversificación económica de los pobladores de Rancho Viejo, Pueblo de Álamos y Mazatlán y proporcionaría a los habitantes de Hermosillo y áreas aledañas de un espacio natural propio para realizar actividades de recreación responsable, campismo, educación ambiental, turismo ecológico, etc.
Trincheras	ZSCE	18 217		Propuesta al gobierno del estado	Área de gran importancia y representatividad en el desarrollo de la Cultura "Trincheras". Forma parte además de la cuenca del Río Magdalena por lo que posee gran relevancia lógica y ecológica.
Rancho El Carrizo	ZSCE	55 106		Propuesta al gobierno del estado	Pastizal de Sábana del Desierto Sonorense. Cuenta con la presencia de la Codorniz Mascarita que es una especie en peligro de extinción. Cuenta además con la presencia de 42 especies de mamíferos (10 en alguna categoría) entre los que destacan por ser de interés cinegético el venado bura, el venado cola blanca y el jabalí, 87 especies de aves (13 protegidas), 40 especies de reptiles y 9 de anfibios.



Continuación Tabla IV-2

Nombre del ANP	Categoría	Superficie (ha)	Estado/Mpio	Decreto d/m/a	Ecosistemas
Mesa Del Campanero-Arroyo El Reparó	ZSCE	43 500		Propuesta al gobierno del estado	Forma parte del corredor biogeográfico de la Sierra Madre Occidental y de la Cuenca del Río Yaqui y Mayo. Es una muestra representativa de los ambientes de montaña, en donde confluyen elementos de selva baja caducifolia (neotropical) y elementos de los bosques mixtos de y pino-encino (neártico). Asimismo es un área que alberga especies de flora y fauna que actualmente se encuentran bajo alguna categoría de protección entre las que destacan: el guayacán, hierba del agua, encino de hoja larga. Sobre fauna: la cotorra serrana, el trogon elegante, la guacamaya verde, la chachalaca, la salamandra de Yécora, el cascabel de montaña, lagartija de las cuevas. Históricamente fue hábitat del lobo mexicano, oso negro y del carpintero imperial, actualmente extinto.
Centro Ecológico Agua Lurca	ZSCE	4 655		Propuesta al Gobierno del Estado	Región representativa del Semi-Desierto Central Sonorense. Área que aún conserva en buen estado sus atributos naturales y que se encuentra aledaña a la Ciudad de Hermosillo, con lo cual se dotaría a la misma de una zona natural y principal pulmón. Presencia de al menos 250 especies de plantas entre las que destacan palo fierro, viejitos, papelillo, entre otras. Existen al menos 4 especies de aves enlistadas como amenazadas y cinco especies de reptiles (Crotalidae) bajo protección especial

- ZPE= Zona de Protección Ecológica
- AV= Área Verde
- ZSCE= Zona Sujeta a Conservación Ecológica
- RE= Reserva Ecológica
- ACE= Área de Conservación Ecológica
- PE= Parque Ecológico



V DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

V.1 Bases de diseño

Indicar los criterios de diseño y normas utilizadas para el proyecto con base a las características del sitio y a la susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos

De acuerdo con lo asentado en Apartado III.3 del presente estudio, la zona donde se pretende construir la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) y ramal de gasoducto está expuesta a fenómenos naturales y efectos meteorológicos, pero la susceptibilidad en presentarse un ciclón y/o huracán al área de estudio es en el mes de septiembre y octubre, sin embargo la distancia a las costas del Pacífico desvanecen la velocidad del meteoro al encontrar continente por lo que sólo se esperan tormentas y depresiones tropicales.

Los equipos, sistemas e instalaciones que formarán la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), están diseñados y serán construidos de acuerdo a la última edición de las Normas, Reglamentos, Leyes, Criterios y Códigos nacionales aplicables, conforme a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, las especificaciones de la Comisión y bajo normas internacionales aplicables (ISO/IEC).

Para el diseño por solicitaciones de viento y sismo, se deben aplicar respectivamente los capítulos C.1.3 y C.1.4 del Manual de Diseño de Obras Civiles de la Comisión y considerar que las estructuras, sistemas, equipos y componentes pertenecen al grupo A.

Se han realizado estudios e investigaciones topográficas, geohidrológicas, hidrológicas, hidrometeorológicas, geológicas, hidráulicas, geotécnicas, geofísicas, sísmicas y de materiales, así como otras investigaciones y estudios que juzgue necesarios, para determinar los parámetros definitivos que utilizará en la realización de sus diseños estructurales y para la adquisición de equipo.



Guías para el Diseño

Por lo que hace a las normas utilizadas en el proyecto, es conveniente mencionar que los sistemas y las instalaciones fueron diseñados de acuerdo con la última edición de las Normas, Reglamentos, Leyes, Criterios, Códigos, Especificaciones Técnicas de la CFE y Reglamentos Internacionales; de entre los cuales destacan los siguientes:

Leyes, Reglamentos, Criterios, Normas y Códigos Mexicanos

- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento (LSPEE).
- Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN).
- Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA).
- Ley Forestal.
- Ley Federal de Derechos en Materia de Agua.
- Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento.
- Ley Federal del Trabajo.
- Ley General de Salud.
- Ley del Seguro Social.
- Ley de Protección Civil.
- Reglamento para la Constitución y Funcionamiento de las Comisiones de Seguridad e Higiene.
- Reglamento de la LGEEPA de Materia de Impacto Ambiental.
- Reglamento de la LGEEPA de Materia de Residuos Peligrosos.
- Reglamento de la LGEEPA de Materia de Protección y Control de la Atmósfera.
- Reglamento para protección del ambiente contra la contaminación originada por la emisión del ruido.
- Leyes y reglamentos del municipio o del estado, aplicables a los temas no cubiertos en estas Especificaciones.
- Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente del Trabajo de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS, México).
- Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono en su forma ajustada y enmendada en la segunda reunión de las partes celebrada en Londres 27 al 29 de



Junio de 1990, y enmendada nuevamente en la tercera reunión de las partes, celebrada en Nairobi, del 19 al 21 de junio de 1991.

- Criterios Ecológicos en Calidad del Agua (CE-CCA-001).
- Criterios Ecológicos para la Selección y Preparación de Sitios Destinados a la Instalación de Centrales Termoeléctricas Convencionales, así como la Construcción y Operación de estos Sistemas (CE-OESE-002).
- Acuerdo que establece los lineamientos para determinar el criterio que servirá de base para evaluar la calidad del aire en un determinado momento. Diario Oficial, página 84, Secretaría de Salubridad y Asistencia, del 29 de Noviembre de 1982.

Relación de Normas y Proyectos de Normas

- NOM Serie B - Métodos de pruebas mecánicas para productos de acero estructural de alta resistencia.
- NOM Series 1-7 y 1-63, Equipo y componentes electrónicos, métodos de prueba para fuentes de alimentación utilizadas en telefonía, cargadores de baterías para uso industrial y de telecomunicaciones. Métodos de prueba ambientales y de durabilidad.
- NOM Series EE. Carretes de Madera para Conductores Eléctricos y Telefónicos.
- NOM Serie J. Motores de inducción, transformadores de corriente, transformadores de potencia, productos eléctricos conductores, técnicas de prueba de alta tensión, cordones desnudos flexibles de cobre para usos eléctricos y electrónicos. Método de prueba de aislamiento.
- NOM Serie W – Clasificación de Cobre.
- NOM Serie Z – Muestreo para inspección por atributos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-CCA-001-SEMARNAT-1996. Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de las centrales termoeléctricas convencionales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-1997. Calidad del gas natural.
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999. Instalaciones eléctricas (utilización).
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994. Instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica.



- Norma Oficial Mexicana NOM-001-STPS-1999. Relativa a las condiciones de edificios locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad e higiene.
- Norma Oficial Mexicana NOM-002-SEMARNAT-1996. Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales, a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.
- Norma Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2000. Relativa a las condiciones de seguridad para la prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-003-STC2-1994. Para el transporte de materiales y residuos peligrosos. Características de las etiquetas de envases y embalajes destinadas al transporte de materiales y residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-004-CNA-1996. Requisitos para la protección de acuíferos durante el mantenimiento y rehabilitación de pozos de extracción de agua y para el cierre de pozos en general.
- Norma Oficial Mexicana NOM-004-STC2-2000. Sistema de identificación de Unidades destinadas al transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-006-STC2-2000. Aspectos básicos para la revisión ocular diaria de la unidad destinada al auto-transporte de materiales y residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-1999. Transporte de gas natural.
- Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002. Sistema General de Unidades de Medida.
- Norma Oficial Mexicana NOM-008-SECRE-1999. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.
- Norma Oficial Mexicana NOM-009-ENER-1995. Eficiencia Energética en Aislamientos Térmicos Industriales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-009-SCT2-1994. Compatibilidad para el almacenamiento y transporte de sustancias, materiales y residuos peligrosos de la clase 1 explosivos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-011-STPS-2001. Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
- NRF-014-CFE-2001 Derechos de Vía.



- Norma Oficial Mexicana NOM-019-STPS-1993. Relativa a la constitución y funcionamiento de las comisiones de seguridad e higiene en los centros de trabajo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-021-STPS-1993. Relativa a los requerimientos y características de los informes de los riesgos de trabajo que ocurran, para integrar las estadísticas.
- Norma Oficial Mexicana NOM-022-SSA1-1993. Criterio para evaluar la calidad del aire, bióxido de azufre (SO₂), valor permisible para la concentración de bióxido de azufre en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población.
- Norma Oficial Mexicana NOM-023-SSA1-1993. Criterio para evaluar la calidad del aire, bióxido de nitrógeno (NO₂) valor permisible para la concentración de bióxido de nitrógeno en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
- Norma Oficial Mexicana NOM-024-SSA1-1993. Criterio para evaluar la calidad del aire, partículas suspendidas totales PTS valor permisible para la concentración de partículas suspendidas totales en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.
- Norma Oficial Mexicana NOM-025-SSA1-1993. Criterio para evaluar la calidad del aire, partículas menores de 10 micras (PM10) valor permisible para la concentración de partículas menores de 10 micras en el aire ambiente como medida de protección para la salud de la población.
- Norma Oficial Mexicana NOM-025-STPS-1999. Relativa a las condiciones de iluminación que deben tener los centros de trabajo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-1998. Relativa a colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos por tuberías.
- Norma Oficial Mexicana NOM-028-SCT2-1994. Disposiciones especiales para los materiales y residuos peligrosos de la clase 3 líquidos inflamables transportados.
- NRF-030-PEMEX-2003, Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos Terrestres para Transporte y Recolección de Hidrocarburos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-034-SEMARNAT-1993. Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de monóxido de carbono en el aire de ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-035-SEMARNAT-1993. Que establece los métodos de medición



para determinar la concentración de partículas suspendidas totales en el aire ambiente y el procedimiento para la calibración de los equipos de medición.

- Norma Oficial Mexicana NOM-037-SEMARNAT-1993. Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de nitrógeno en el aire ambiente y el procedimiento para la calibración de los equipos de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-038-SEMARNAT-1996. Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de azufre en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-043-SCT2-1994. Documento de embarque de sustancias, materiales y residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-048-SSA1-1993. Establece el método normalizado para la evaluación de riesgos a la salud como consecuencia de agentes ambientales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005. Que establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
- Norma Oficial Mexicana NOM-053-SEMARNAT-1996. Que establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
- Norma Oficial Mexicana NOM-054-SEMARNAT-1993. Que establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005.
- Norma Oficial Mexicana NOM-055-SEMARNAT-1993. Que establece los requisitos que deben reunir los sitios destinados al confinamiento controlado de residuos peligrosos, excepto de los radioactivos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-056-SEMARNAT-1993. Que establece los requisitos para el diseño y construcción de las obras complementarias de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.



- Norma Oficial Mexicana NOM-057-SEMARNAT-1993. Establece los requisitos que deben observarse en el diseño, construcción y operación de celdas de un confinamiento controlado para residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-058-SEMARNAT-1993. Que establece los requisitos para la operación de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2001. Protección ambiental-especies nativas de México de flora y fauna silvestres-categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-lista de especies en riesgo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-080-SEMARNAT-1994. Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido proveniente del escape de los vehículos automotores, motocicletas y triciclos motorizados en circulación y su método de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-081-SEMARNAT-1994. Establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994. Contaminación atmosférica, para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales (PST), bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión.
- Norma Oficial Mexicana NOM-113-SEMARNAT-1998. Que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de las subestaciones de fuerza eléctrica o distribución localizadas en áreas urbanas, suburbanas, rurales, fincas, industrial o áreas de servicio a turistas.
- Norma Oficial Mexicana NOM-117-SEMARNAT-1998. Que establece las especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía existentes ubicadas en zonas agrícolas, ganaderas o rurales.



- Norma Oficial Mexicana NOM-122-STPS-1994. Relativa a condiciones de seguridad e higiene para el funcionamiento de los recipientes sujetos a presión y generadores de vapor o calderas que operen en los centros de trabajo.

NMX Normas Mexicanas

- NMX-CC-001: 1995 IMNC (equivalente a ISO-8402: 1994) – Administración de la calidad y aseguramiento de la calidad. Vocabulario.
- NMX-CC-002/4: 1996 INMC (equivalente a ISO 9000-4: 1993) – Administración de Calidad – Parte 4: Seguridad de Funcionamiento.
- NMX-CC-003: 1995 IMNC (equivalente a ISO 9001: 1994) – Sistema de Calidad-Modelo para el Aseguramiento de Calidad en Diseño, Desarrollo, Producción, Instalación y Servicio.
- NMX-CC-007/1: 1993 SCFI (equivalente a ISO 10011-1: 1990) – Directrices para Auditar Sistemas de Calidad. – Parte 1: Auditorías.
- NMX-CC-007/2: 1993 SCFI (equivalente a ISO 10011-3: 1991) - Directrices para Auditar Sistemas de Calidad. – Parte 2: Administración del Programa de Auditorías.
- NMX-CC-008: 1993 SCFI (equivalente a SO 10011-2: 1991) - Criterio de Calificación por los Auditores de Sistemas de Calidad.
- NMX-CC-017/1: 1995 INMC (equivalente a ISO 10012-1: 1992) - Requisitos de Aseguramiento de Calidad para Equipos de Medición – Parte I: Sistema de Confirmación Metrológica para Equipo de Medición.
- NMX-CC-018: 1996 INMC (equivalente a ISO 10013: 1995) – Directrices para Desarrollar Manuales de Calidad.
- NMX-CC-019: 1997 INMC (equivalente a ISO 10005: 1995) Administración de Calidad – Parte 5: Guía para Planes de Calidad.
- NMX –SAST-001-IMNC-2000. Sistema de Administración de Seguridad y Salud en el Trabajo.- Especificación ó la norma internacional BSI OHSAS 18001:1999 Occupational Health and Safety Management System.- Specification.



- NMX-SSA-001-1998 INMC – Sistema de Administración Ambiental – Especificación, con guía para su uso.
- NMX-SSA-14001-INMC-2002. Sistemas de Gestión Ambiental - Especificación con guía para su uso.

Secretaría de Comunicaciones y Transportes

- SCT-2.01.01 - Normas de Servicios Técnicos. Proyecto Geométrico de Carreteras.
- SCT-3.02.02 - Normas para Construcción e Instalación. Terracerías.
- SCT-3.02.03 - Normas para la Construcción e Instalación de Estructuras y Obras de Drenaje.
- SCT-6.01.03 - Pavimento, Volúmenes I y II. Normas Técnicas de Instalaciones Telefónicas de Teléfonos de México, Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT).
- Normas Técnicas de Instalaciones telefónicas de Teléfonos de México, Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT).

Normas Internacionales

ISO – International Standard Organization

- ISO-9000-3: 1991 – Quality Management and quality assurance standards – Part 3: Guidelines for the application of ISO-9001 to the development, supply and maintenance of software.
- ISO 14001-1996 – Norma Internacional para la Administración Ambiental.

IEC – International Electrotechnical Commission

- IEC-45 – International Electrotechnical Commission. Part for Steam.

Normas y Códigos para el Hardware y Software

Asimismo, para el hardware y el software necesarios en la Central; el equipo, materiales, servicios, trabajos y pruebas se efectuarán de acuerdo a las normas y códigos de CFE, aplicándose adicionalmente los siguientes estándares y códigos:



- ANSI/IEEE 1050 –1989 Guía para “poner a tierra” Instrumentación y Equipos de Control de Estaciones de Generación.
- ANSI/ISA-S5.3 Simbología Gráfica para Control Distribuido en Desplegados de Instrumentación, Lógicos y Sistemas de Control.
- ANSI/ISA-RP55.1 Pruebas del Hardware de Controladores Digitales de Procesos.
- ANSI/ISA-RP60.3 Ergonomía para Centros de Control.
- ANSI/ISA-RP60.6 Identificaciones Leyendas y Etiquetas en Centros de Control.
- ANSI/ISA-RP60.8 Guía Eléctrica para Centros de Control.
- ANSI/ISA-S71.01 Condiciones Ambientales para Sistemas de Medición y Control: Humedad y Temperatura.
- KKS Sistema Kraftwerk-kennzeichen (solo turbinas de vapor y gas).

Especificaciones de la Comisión

Manual de Diseño de Obras Civiles (CFE)

- Capítulo 1 Criterios de diseño
- Capítulo 2 Acciones
- Capítulo 3 Diseño por sismo
- Capítulo 4 Diseño por viento

Normas y Códigos del país de Origen

Para la fabricación del equipo se aplican las normas del país de origen, siempre y cuando no se contrapongan a lo indicado en las Leyes, Reglamentos y Normas Mexicanas.

AASHTO	American Association of State Highway and Transportation Officials
ACI	American Concrete Institute.
AGA	American Gas Association.
AISC	American Institute of Steel Construction.
AISI	American Iron and Steel Institute.



ANSI	American National Standards Institute.
API	American Petroleum Institute.
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigeration & Air Conditioning Engineers.
ASME	American Society of Mechanical Engineers.
ASTM	American Society for Testing and Materials.
AWS	American Welding Society.
AWWA	American Water Works Association.
BSI	British Standard Institute.
DIN	German Standards Institute.
HEI	Heat Exchange Institute.
HIS	Hydraulic Institute Standards.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
IP	Institute of Petroleum.
ISA	Instrument Society of America.
JIS	Japanese Industrial Standards.
MSS	Manufacturer's Standardization Society.
NEC	National Electrical Code
NEMA	National Electrical Manufacturers Association.
NFPA	National Fire Protection Association.
TEMA	Tubular Exchanger Manufacturers Association.
TRD	Technical Rules for Steam Generators.
UBC	Unified Building Code
VDI	Association of German Engineers.
VGB	Society of Large Utility Owners.

En este apartado se describirán las principales características del ramal de gasoducto a construir desde la trampa de envío de diablos en el km 0+000 hasta la trampa de recibo de diablos en la Estación de Medición de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).



Para la construcción del ramal de gasoducto se empleará tubería de acero al carbón sin costura grado API-5L-X60, de 406,40 mm (16") de diámetro nominal con un espesor mínimo de 12,70 mm (0,500") y una longitud de 3,0 km.

El método empleado para el tendido de la línea será subterráneo a todo lo largo del trazo, mediante la excavación de una zanja a cielo abierto y recubierto con el mismo material desalojado. Las instalaciones superficiales serán las trampas de envío y recibo de diablos y la estación de regulación y medición de gas natural.

En el tendido del ramal de gasoducto se harán uniones soldadas a tope de tramos de tubería a una distancia en función de la longitud de cada tramo o carrete a unir. En todo el trazo se harán este tipo de uniones, siguiendo las recomendaciones del código ASME B31.8 o equivalentes.

Códigos de diseño y normas utilizadas

El gasoducto será diseñado de acuerdo al código ASME B31.8. Adicionalmente se considerarán los siguientes códigos, estándares y/o normas que se mencionan en la siguiente tabla:

Identificación	Título
ASME B31.8	Gas transmission and distribution piping systems
ASME Sec. VIII	Rules for construction of pressure vessels
API 520	Sizing selection and installation of pressure relieving systems in refinery
API 521	Guide for pressure-relieving and depressuring systems
API 610	Centrifugal pumps for general refining service
ANSI B31.1	Power piping
ANSI B73.1	Specification for horizontal end, suction centrifugal pumps for chemical process

Los componentes principales para el diseño del sistema incluyen:

- Gasoducto principal de 16" de diámetros y equipos asociado
- Estación de medición y regulación y equipos asociados;
- Sistema de control del ducto y equipos asociados;



El diseño de las instalaciones, el material y los equipos para el ducto, son consistentes con los requerimientos establecidos por la NOM-007-SECRE-1999 o en su versión vigente en el momento de arrancar el diseño del sistema

Gasoducto y Equipos Asociados

Los componentes principales del sistema incluyen:

- Tramos de Tuberías
- Franja de afectación (Servidumbres de Paso) permanente y ocupación temporal durante la construcción el ducto;
- Predio para la instalación por parte de EPGTM de una estación de medición de transferencia de custodia y regulación a ser propiedad de EPGTM y la instalación de la trampa de entrega de diablos (con sus accesorios) del ducto de CFE, colindante con el sevidumbre de paso de EPGTM con un área de cuando menos de 60 metros x 60 metros.
- Válvulas de aislamiento;
- Trampa de envío de diablos de limpieza e instrumentados ubicada en un sitio adyacente a la estación de medición y regulación en la Planta Termoeléctrica Agua Prieta II;
- Equipos y sistemas para reducir el riesgo causado por paralelismo de líneas eléctricas; y
- Caminos de acceso y cercos.

Accesorios del Gasoducto

En general, los accesorios del gasoducto, incluyendo los codos, las conexiones en "T", las válvulas de bloqueo, las válvulas del ducto y otros equipos, los cuales serán diseñados para cumplir con los mismos requisitos que los que se aplican al ducto.

Válvulas de aislamiento del Gasoducto y sus estaciones

Se colocarán válvulas de aislamiento de gas natural en la entrada al ducto desde el sistema de EPGTM y en la entrada a la estación de medición y control ubicada en la Planta Termoeléctrica Agua Prieta II.



El propósito de las válvulas es permitir el aislamiento del ducto a fin de minimizar el impacto al medio ambiente y brindar seguridad en caso de rupturas o de purgas programadas.

Curvas

Las curvas prefabricadas serán especificadas con requisitos similares a los del ducto y serán fabricadas de acuerdo con la norma ANSI B16.9. Los ensayos de Charpa y de soldabilidad para las curvas serán evaluados de manera similar a los ensayos del gasoducto. Los ensayos mecánicos se realizarán después del moldeado en caliente y del tratamiento térmico final.

Trampas de diablos y Válvulas de Bloqueo

Las trampas de diablos fabricadas se especificarán según requisitos similares a los del gasoducto y serán fabricadas de acuerdo con la NOM-007-SECRE.

El diámetro interior de los barriles de las trampas se dimensionará a un tamaño mayor que el ducto al que serán fijados para facilitar la entrada y la salida de herramientas de inspección y de limpieza. La longitud de los barriles de diablos será suficiente para aceptar la herramienta de inspección más larga prevista para el tamaño particular del ducto. Se instalarán manómetros e indicadores de inspección y limpieza en las trampas de entrega y recepción. Las trampas de entrega y recepción se diseñarán como equipos permanentes.

Los cierres en los extremos de los cilindros de las trampas serán con bisagra y del tipo de apertura rápida.

Las válvulas de bloqueo (en la salida de la trampa de lanzamiento y en la trampa de recepción) del ducto serán del tipo de paso total para permitir el paso de herramientas de inspección en línea, incluyendo diablos instrumentados, y a la vez estarán conectadas a la tubería mediante soldadura. Toda válvula de bloqueo estará certificada a prueba de fuego y vendrá equipada con trabas que asegurarán la válvula en posición abierta o cerrada.



Las válvulas de bloqueo contarán con salidas de venteo para purgas. Estas salidas de venteo serán dimensionadas para permitir la purga del tramo a presión atmosférica desde la presión máxima de trabajo, usando las dos estaciones de válvula de bloqueo en un razonable periodo de tiempo. Se instalarán silenciadores en el tubo vertical de ventilación si la magnitud del ruido de venteo excede el límite permitido en las Normas Oficiales Mexicanas.

Los montajes de tuberías de las válvulas de bloqueo serán equipados con conexiones para instrumentos que permitan la instalación de manómetros y otros instrumentos. Las conexiones contarán con válvulas de manera que los equipos puedan conectarse o desconectarse sin despresurizar el gasoducto.

Uniones Aislantes

Se utilizarán juntas de aislamiento para aislamiento eléctrico del gasoducto de la estación de recepción de EPGTM y de la estación de medición y control en la Planta Termoeléctrica Agua Prieta II. Estas uniones se situarán arriba del suelo y serán protegidas con electrodos o descargadores de sobretensión.

Excavación de Zanja y Profundidad de Cobertura

El tendido del gasoducto se conformará al contorno del terreno. En los todos los casos la profundidad de la cobertura cumplirá con la NOM-007-SECRE vigente.

Cimentación

Toda tubería y estructura estará soportada para evitar el asentamiento diferencial y las resultantes fuerzas y tensiones indeseables. El diseño de la cimentación contemplará las cargas estáticas y dinámicas debidas a las pruebas hidrostáticas, la vibración inducida por el flujo, o la pulsación por la transmisión de gas.



Cruce de Carreteras, Caminos y Líneas eléctricas

Los cruces están diseñados como cruces sin camisa protectora con una cobertura que cumplirá con la NOM-007-SECRE vigente. Durante la ingeniería de detalle se contemplarán requisitos adicionales de organismos y autoridades reguladoras competentes.

Cruce con Cuerpos de Agua

El gasoducto se diseñará para proporcionar una cobertura mínima de 1,5 metros debajo del lecho de cualquier cuerpo de agua, es decir, cualquier río o arroyo. Los requisitos adicionales regulatorios y de ingeniería serán examinados durante la ingeniería de detalle.

Los cruces de agua serán construidos utilizando la metodología de corte abierto y se les proporcionará una cobertura de concreto, la cual permitirá el movimiento del lecho a futuro y, asimismo, contemplará requisitos de dragado a futuro.

Control de flotación

La necesidad de contar con control de flotación en varias localizaciones a lo largo de la franja de afectación se determinará mediante levantamientos detallados para los cruces con cuerpos de agua, zonas cienegosas y pantanosas, en caso de que existan. Se especificarán pesas de recubrimiento de concreto continuo para controlar la flotación en los cruces con cuerpos de agua de corte abierto. También se colocará tubería con recubrimiento de concreto en zonas arenosas propensas a la inundación.

El recubrimiento de concreto será aplicado sobre la tubería y el recubrimiento anticorrosivo epóxico de adhesión por fusión (FBE) de la tubería aplicada en fábrica. Podrá aplicarse un recubrimiento adicional resistente a la abrasión, sobre el recubrimiento anticorrosivo de FBE, para protegerlo durante la aplicación de concreto y para asegurar una adherencia adecuada entre el recubrimiento de concreto y la tubería.



Cruces de Servicios Públicos Subterráneos e Infraestructuras de “Terceros”

Los cruces de servicios públicos subterráneos existentes (que no sean cables eléctricos de alto voltaje) serán diseñados con un mínimo de espacio libre de acuerdo a la NOM-007-SECRE vigente, o con el mínimo espacio libre especificado en el acuerdo de cruce celebrado entre las partes. De lo contrario, el gasoducto cruzará por debajo del servicio existente. Durante la ingeniería de detalle se contemplarán los requisitos regulatorios adicionales aplicables.

Diseño Sísmico

Los efectos sísmicos afectan la resistencia y la estabilidad del gasoducto y, por lo tanto, deben tomarse en cuenta en el diseño. El sistema del gasoducto será diseñado de acuerdo con las normas de diseño sísmico para la región y localidad que cruce el gasoducto.

Certificación de los materiales de construcción en toda la longitud del ducto.

Todos los materiales a utilizar para la construcción del gasoducto serán nuevos y el transportista contará con los documentos que certifiquen y garanticen la calidad y el cumplimiento de las especificaciones requeridas para una operación confiable, segura y con el mínimo de riesgos durante la operación.

Tolerancia a la corrosión.

El material con el que se construirá el gasoducto Tuxpan, estará de acuerdo a las características del fluido a manejar (gas natural o “gas dulce”), y a sus condiciones de operación. El metano, principal componente de la mezcla manejada en el gasoducto, no es considerado una sustancia corrosiva en sí misma de acuerdo a Sax N. Irving (1979) “Dangerous Properties of Industrial Materials” y a Marshall Sittig (1991) “Handbook of Toxic and Hazardous Chemicals and Carcinogens”, por lo que no se tomaron condiciones adicionales respecto a la tolerancia a la corrosión interna que la selección misma del material, sin embargo, es altamente recomendable que para que no se inicien procesos internos de corrosión se evite tener humedad condensable en el gas transportado o contenidos de ácido sulfhídrico (H₂S) superiores a lo especificado.



Para el caso de la corrosión exterior, ver en la Sección de “Recubrimientos internos y externos”.

Recubrimientos internos y externos.

El manejo del fluido en el gasoducto no requiere que la tubería tenga protección interior. La protección externa de la misma está de acuerdo al código ASME B31.8 o equivalente.

Especificación y ubicación de válvulas de control y de válvulas de retención.

Las válvulas serán de acero fundido o acero forjado y se conectarán a la tubería mediante soldaduras.

Las válvulas de bloqueo que se instalarán, cumplirán con lo especificado en el código ASME B31.8. Las válvulas que requieran el paso de diablos de limpieza, serán de bola con extremos soldables y de paso completo. Las válvulas estarán certificadas contra incendio conforme al código correspondiente y contarán con provisiones para la instalación de candados. Todas las válvulas de cierre de emergencia serán de acción rápida.

Tiempo de cierre de válvulas de corte.

Las válvulas de control serán automáticas de cierre instantáneo. Las válvulas manuales localizadas en el by-pass de la válvula de control y las trampas de envío y recibo de diablos, tienen un tiempo de cierre entre 15 y 25 min, lo cual depende del mantenimiento que tengan los vástagos de las mismas.

Infraestructura requerida para la operación del ducto (bombas, trampas, estaciones de regulación, puntos principales de interconexión, y/o compresión, venteo, entre otros).

Para la operación del ramal de gasoducto, la infraestructura necesaria se reduce básicamente a las trampas de envío y recibo de diablos y a la estación de regulación y medición de gas a localizar en el destino.



Procedimientos y medidas de seguridad.

Con objeto de evitar fugas de gas, el Licitante ganador implementará y aplicará medidas de seguridad y de operación para abatir el riesgo en las instalaciones de origen y destino del ramal de gasoducto y a todo lo largo del trazo, haciendo énfasis en los cruzamientos. Algunas medidas típicas para este tipo de instalaciones son:

1. Manual de operación del gasoducto, que también incluye las trampas de envío y recibo de diablos y la estación de regulación y medición.
2. Programas Anuales de Mantenimiento Preventivo a todo el sistema que incluyen:
 - Revisión continúa del derecho de vía para evitar asentamientos irregulares.
 - Inspección de los instrumentos de medición de flujo, presión y temperatura en las instalaciones de origen y destino.
 - Inspección de la protección mecánica y catódica.
 - Inspección de soldaduras de los tramos que componen el ducto.
 - Revisión de los señalamientos que indican la trayectoria a lo largo del derecho de vía, el tipo de producto manejado y los teléfonos para comunicarse en caso de presentarse una situación de emergencia.
 - Medición anual de espesores en instalaciones superficiales.
3. Información periódica a la población aledaña sobre los riesgos que representa el gasoducto y sobre la forma de actuar en caso de presentarse una emergencia.
4. Programas de capacitación y/o actualización al personal de operación y mantenimiento del sistema.
5. Implementación del Comité de Protección Civil de la región.

En el Anexo "C" se muestran los Planos de Trayectoria y ramal de gasoducto secciones y detalles.



Las pruebas que se realizarán al ramal de gasoducto serán las siguientes:

Prueba hidrostática.- La prueba hidrostática se llevará a cabo con la finalidad de detectar cualquier posible fuga y consiste en lo siguiente:

- En primer término, se correrán escudos o tacos de limpieza (diablos), para purgar el aire de la línea, limpiarla de incrustaciones, rebaba o polvo.
- Posteriormente se deja correr el agua hasta que ésta salga limpia. La fuente se elegirá tomando en cuenta la cercanía, volumen y calidad del agua.
- Una vez llena la línea, se conecta la bomba de alta presión hasta alcanzar 1,5 veces la presión de operación durante un período de 24 h sin que sea necesario bombear más agua. En caso de que se presenten fugas, se extrae el agua y se seca la línea, pasando varias veces los diablos a una velocidad de 6 a 9 km/h.
- Una vez terminada la prueba hidrostática, se procede a desalojar el agua de la tubería.

Inspección radiográfica.- Se llevará a cabo seleccionando uno o varios especímenes dentro de un lote de uniones soldadas de acuerdo a criterios establecidos y se realizará la inspección, calificando el procedimiento de soldadura y al soldador inicialmente. Posteriormente, se hará la inspección radiográfica en campo.

Medición de espesores.- La tubería de acero al carbón contará con un espesor de pared requerido para soportar los esfuerzos producidos por presión interna. Se utilizará un margen de corrosión con base en resultados estadísticos en el manejo del producto que se va a transportar. Se implementarán medidas para el control de la corrosión interna y externa de la tubería, de acuerdo a las condiciones del sistema.

Protección mecánica.- Se aplicará siguiendo el procedimiento epóxico avalado por el fabricante del material anticorrosivo, conforme a ISO-9002 y aprobado por Comisión Federal de Electricidad.



Protección anticorrosiva.- Se utilizará un detector de fallas para localizar posibles grietas, burbujas y poros sobre la superficie del recubrimiento de la tubería.

Corrida de diablos.- Se realizará la inspección interior del ducto completo, mediante una corrida de diablo geómetra con Sistema de Posicionamiento Global (GPS), previa a la entrega al área operativa. Lo anterior con el fin de tener un punto de referencia de las condiciones reales de la tubería al inicio de sus operaciones y de comprobar si durante la construcción no hubo problemas de aplastamiento por circulación de tractores y/o equipo pesado y/o vehículos de carga sobre la tubería enterrada.

Protección Catódica

Los ductos nuevos o existentes enterrados y/o sumergidos, deben ser protegidos catódicamente, como complemento al recubrimiento anticorrosivo, por medio de un sistema de ánodos galvánicos o por un sistema de corriente impresa, debiendo verificar que el sistema instalado proporcione la protección total de la instalación. El diseño del sistema de protección catódica se realizará de acuerdo con la Norma PEMEX No. 2.413.01, Capítulo 6.

La protección catódica es un método que implementa el principio electroquímico, por el cual transporta un gran cátodo a una estructura metálica por medio del paso de corriente de electrones provenientes de un ánodo galvánico (ánodo de sacrificio), los cuáles utilizan metales fuertes como lo son Zn, Al y Mg anódicos conectados a la tubería, dando origen al sacrificio de dichos metales por corrosión, descargando suficiente corriente para la protección de la tubería, ya sea que se encuentre enterrada o sumergida.

Sistema SCADA y Telecomunicaciones

El tipo y capacidad de los sistemas SCADA y de telecomunicaciones será determinada durante la ingeniería de detalle.

El sistema cumplirá con los requerimientos de todas las leyes, normas o regulaciones aplicables.



El Gasoducto estará controlado mediante un sistema de telecomunicaciones a través del cual habrá un enlace para la comunicación de voz y de datos (de ser necesario) entre el punto de recepción y la estación de medición y regulación. El sistema de telecomunicaciones proveerá una operación segura y continua en cualquier situación. El enlace de comunicaciones permitirá a todas las partes implicadas responder efectivamente en cualquier situación, ya sea planificada o de emergencia, que se pueda presentar.

V.1.1 Proyecto Civil

Presentar los resultados de la memoria técnica descriptiva y justificativa del proyecto civil de los tanques de almacenamiento, equipos de proceso y auxiliares y bardas o delimitación del predio

Se han realizado estudios e investigaciones topográficas, geohidrológicas, hidrológicas, hidrometeorológicas, geológicas, hidráulicas, geotécnicas, geofísicas, sísmicas y de materiales, para determinar los parámetros definitivos que serán utilizados en la realización de los diseños estructurales y para la adquisición de equipo.

A continuación se indican los requerimientos del área civil para la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar):

Cargas de diseño

La evaluación de las cargas que actuarán sobre cualquier estructura del proyecto, se apegará a los lineamientos de un código o reglamento reconocido, excepto las cargas de viento y sismo, para las cuales rige lo siguiente:

- a) **El diseño por viento** debe estar de acuerdo con la última revisión del Capítulo C.1.4. (Diseño por viento) del Manual de Diseño de Obras Civiles de la Comisión que cubre



estructuras, equipos y componentes de las Instalaciones, las cuales deben considerarse como pertenecientes al grupo A de acuerdo con la clasificación de dicho manual. La clasificación regional de velocidades está también especificada en el manual.

- b) **Carga sísmica.** Las estructuras, equipos y componentes de las Instalaciones deben considerarse como pertenecientes al Grupo A de acuerdo con la clasificación del Manual de Diseño de Obras Civiles de la Comisión y diseñarse para soportar y transmitir al suelo a través de la cimentación, los efectos horizontales y en su caso, los efectos verticales causados por el sismo que depende del tipo de suelo y la zona sísmica, debiendo basarse en la aceleración máxima horizontal especificada en la última revisión del capítulo C.1.3 (Diseño por Sismo) del Manual de Diseño de Obras Civiles de la Comisión.
- c) **Caminos.** El diseño de los caminos y puentes, incluyendo el entronque carretero, las obras de arte y las señalizaciones asociadas, se realizará considerando la máxima carga, durante los periodos de construcción y operación de las Instalaciones sin que esta sea menor a la carga máxima establecida por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (S.C.T.) El diseño geométrico y la construcción se realizarán conforme a las normas de la SCT.

V.1.2 Proyecto Mecánico

Presentar los resultados de la memoria técnica descriptiva y justificativa del proyecto mecánico de los tanques de almacenamiento, así como los equipos de proceso auxiliares

Todo el equipo mecánico se diseña para conservar su integridad estructural, capacidad funcional bajo las condiciones de servicio especificadas y para mantener el comportamiento requerido en el presente criterio.



Los efectos de las siguientes cargas se han considerado:

- a) Presión.
- b) Cargas vivas y muertas (incluyendo pesos máximos de operación producidos por el equipo).
- c) Cargas superpuestas causadas por otros componentes como: conexiones de tubería, movimiento y anclas soportes de todas clases, etc.
- d) Aceleraciones sísmicas.
- e) Cargas dinámicas o efectos de golpe de ariete.
- f) Efectos térmicos.
- g) Carga de viento.

Diseño por Sismo

Los equipos están diseñados para soportar y transmitir a la cimentación las cargas debidas a sismos, las cuales se deben obtener en base a la aceleración horizontal máxima probable del terreno. También debe considerarse la probabilidad de una aceleración vertical máxima equivalente a 2/3 de la horizontal. Ambas cargas deben aplicarse en el centro de gravedad del equipo y no se aplicarán simultáneamente.

Límites de Esfuerzos

Los límites de esfuerzos permisibles para los equipos mecánicos, están de acuerdo con las Normas y Códigos que sean aplicables al diseño estructural de los equipos.

Materiales

Todas las especificaciones de materiales están de acuerdo con ASTM y éstas serán mandatorias sobre todos los códigos. Es aceptable trabajar, cuando así se requiera, con los equivalentes a ASTM.



Los siguientes factores se deben considerar para la selección de los materiales:

- 1 Efectos corrosivos de los fluidos que se manejan.
- 2 Compatibilidad con las condiciones ambientales (corrosividad, sismicidad, temperaturas máximas y mínima, etc.).
- 3 Normas de la industria correspondiente.
- 4 Consideraciones económicas y para mantenimiento.-
- 5 Condiciones de operación a las que se sujetarán (vibración, fatiga, etc.).

Recipientes a presión y tanques atmosféricos

Los recipientes a presión y tanques atmosféricos están diseñados de acuerdo con la sección VIII, división 1 del Código ASME.

Tabla V-1.- Materiales para recipientes a presión y tanques atmosféricos.

	Componentes	Materiales	Norma
Recipientes a presión	Cuerpo	Acero al carbón	ASTM-A285 Gr C
	Tapas	Acero al carbón	ASTM-A285 Gr C
	Soportes	Acero al carbón	ASTM-A36
	Anillo para sujeción de aislamiento	Acero al carbón	ASTM-A36
	Tornillos	Acero al carbón	ASTM-A193
	Tuercas	Acero al carbón	ASTM-194
	Empaques	Asbesto	
	Placa de desgaste	Acero inox. 316	ASTM-296
	Interiores	Acero al carbón	ASTM-A53
	Conexiones Bridas	Acero al carbón	ASTM-A105
Bridas	Acero al carbón	ASTM-A181	
Tanques atmosféricos	Cuerpo	Acero al carbón	ASTM-A36
	Tapas	Acero al carbón	ASTM-A36
	Soportes	Acero al carbón	ASTM-A36
	Anillo para sujeción de aislamiento	Acero al carbón	ASTM-A36
	Tornillos y tuercas	Acero al carbón	ASTM-A-307
	Empaques	Asbesto	
	Boquillas y conexiones	Acero al carbón	ASTM-A105
	Bridas	Acero al carbón	ASTM-A181



Los tanques y recipientes deben fabricarse con tapas torisféricas.

El espesor mínimo de tapas y cuerpo debe ser de 6,35 mm nominal en todos los recipientes y tanques.

En el caso de los tanques de almacenamiento de ácido sulfúrico y sosa, al espesor calculado debe agregarse un margen de 3 mm para corrosión y de 1,5 para los recipientes de aire.

V.1.3 Proyecto Eléctrico

Presentar los resultados de la memoria técnica descriptiva y justificativa el proyecto eléctrico de los tanques de almacenamiento, así como los equipos de proceso auxiliares

A continuación se indica el equipo eléctrico de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar):

- Generador eléctrico y sus auxiliares.
- Sistema de excitación estático con control digital.
- Transformadores de potencia menores de 10 MVA.
- Transformadores de potencia de 10 MVA y mayores.
- Bus(es) de fase aislada trifásico(s).
- Motores eléctricos de 149 kW (200 HP) y mayores (aplica si la tecnología propuesta incluye este sistema).
- Motores eléctricos de inducción menores de 149 kW (200 HP).
- Interruptores trifásicos de potencia en SF6 de 400 kV.
- Transformadores de corriente de 400 kV.
- Cuchillas desconectoras trifásicas de 400 kV.
- Apartarrayos de óxidos metálicos para 400 kV.
- Transformadores de potencial para 230 kV.
- Postes troncocónicos y/o estructuras.



- Aisladores de suspensión para 400 kV (deben ser de porcelana).
- Aisladores tipo columna para 400 kV.
- Cables de guarda para las líneas de interconexión aéreas de 400 kV.
- Herrajes y accesorios.
- Grapas de suspensión y remate de aluminio.
- Interruptor de generador.
- Tableros y componentes de control incluidos dentro del suministro de sistemas y equipo mecánico.
- Equipo de medición de energía eléctrica para facturación.
- Cables de potencia, fuerza, control e instrumentación.
- Software y licencias para todo el equipo que lo requiera.
- Interruptor de generador.
- Equipo de monitoreo en línea del generador.
- Sistema de excitación estático.
- Esquemas del DAG y CAG.
- Registrador de disturbios de unidad incluyendo gabinete.
- Tableros metálicos blindados para tensión media.
- Subestaciones unitarias (aplica si la tecnología propuesta incluye este sistema).
- Centros de control de motores en baja tensión en corriente alterna.
- Equipo para el sistema monofásico de corriente alterna (aplica si la tecnología propuesta incluye este sistema).
- Equipo de energía ininterrumpible.
- Tableros de corriente directa.
- Tableros de distribución de 480/ VCA.
- Inversores de corriente y transformadores de tensión regulada.
- Baterías y cargadores de baterías.
- Tableros de protección de generadores y transformadores.
- Tableros de protección del equipo de las bahías de la Subestación de 400 kV.



- Protección catódica.
- Electrodo de tierra.
- Conductores para sistemas de tierra y pararrayos.
- Estructura de celosía para remate.
- Transformadores de corriente para el equipo de medición de balance de energía
- Transformadores de potencial inductivo para el equipo de medición de energía balance de energía
- Equipo de comunicación con el CENACE.

V.1.4 Proyecto Sistema Contra-Incendio

Presentar los resultados de la memoria técnico descriptiva y justificativa del proyecto sistema contra incendios describiendo:

- a). la cantidad y capacidad de los extintores
- b). sistema de manejo de agua a presión
- c). Sistemas auxiliares (alarmas, sistemas de comunicación, rociadores antichispas, etc.)

Presentar plano de localización del sistema contra incendios a escala mínima de 1:200 señalando la ubicación de todos los componentes del sistema dentro del arreglo general de planta

El Dibujo SKP-152, presentado en el Anexo "D", señala la ubicación de todos los componentes del sistema de protección contra incendio.

El sistema de protección contra incendio comprende desde la succión de los dos tanques de almacenamiento de agua cruda, hasta las diferentes áreas de la central a través de una red de agua formando circuitos.



De los tanques de almacenamiento de agua cruda se toma agua para abastecer y mantener presurizada la red de agua contra incendio. El sistema de protección contra incendio esta integrado por los siguientes equipos de bombeo:

Bomba principal

Bomba de emergencia

Bomba jockey

En caso de incendio, la bomba principal suministra agua a la red. En caso de que la bomba principal no opere entra la bomba de emergencia. La presurización de la red se establece utilizando la bomba jockey. Normalmente, la bomba jockey mantiene presurizado el sistema, en caso de fuego, la poca capacidad de la bomba jockey no es capaz de mantener la presión del sistema.

Cuando la presión del sistema cae a una presión de ajuste, la bomba accionada por motor eléctrico arranca automáticamente. Si la bomba accionada por motor eléctrico falla al arrancar, la presión cae mas y permite que la bomba contra incendio operada por motor diesel arranque. Las bombas contra incendio y la bomba jockey pueden arrancarse y pararse manualmente en el controlador de bomba local y en el tablero de control principal en el cuarto de control de la planta.

Adicionalmente a lo anterior se seguirán los siguientes lineamientos:

1) Lineamientos generales.

El sistema contra incendio a base de agua estará integrado por:

- a) Sistemas fijos de aspersion.- Estos son del tipo tubo húmedo y del tipo diluvio activados mediante detectores térmicos.
- b) Hidrantes.- Deben estar localizados en áreas exteriores dentro del predio de la Central.



- c) Caseta para mangueras.- Localizadas en áreas exteriores dentro del predio de la Central.
- d) Gabinetes para manguera.- Localizados en áreas accesibles interiores de tal manera que todas las áreas puedan alcanzarse con mangueras de 15 m. de longitud.
- e) Red de tubería de distribución.- Configurar circuitos alrededor de áreas de riesgo a proteger.

El sistema contra incendio a base de gases de extinción estará integrado por:

- a) Sistemas fijos de bióxido de carbono (CO₂).
- b) Sistemas fijos de gas limpio sustituto de halón 1301.
- c) Extintores portátiles de (CO₂) y halón 1211.

Los sistemas de inundación a base de gas sustituto de halón 1301 se instalarán solamente si se cuenta con un piso falso en el cuarto de control y en el cuarto de computadoras.

En los criterios de diseño y en el cuadro resumen del Sistema Integral de Protección contra incendio, se establecen las áreas y equipos de riesgo que serán protegidos para esta Central.

El sistema contra incendio a base de polvo químico seco estará integrado por:

- a) Extintores portátiles ABC.

Además, la Central contará con sistemas de alarma, los cuales serán activados en forma automática mediante detectores y en forma manual mediante estaciones.

2) Equipo de bombeo.

El diseño e instalación de los equipos de bombeo, deberá apegarse a lo indicado en las normas NFPA 20 y NFPA 850.



La capacidad máxima de las bombas principal y de emergencia, deberán ser de no menos del 150% de la capacidad nominal a no menos del 65% de la carga dinámica de diseño.

La presión de succión a la entrada de la bomba (principal y emergencia), siempre se debe especificar sobre la base de un 150% de la capacidad nominal de la bomba. La carga a válvula cerrada no debe exceder del 140% de la carga total nominal. La bomba debe de satisfacer todos los posibles modos de operación del sistema de protección contra incendio.

La presión manométrica en la succión de la bomba, no deberá alcanzar valores negativos en ninguna condición dentro de su operación. La curva comportamiento Presión-Gasto debe cumplir con las características recomendadas en la Norma NFPA 20.

El sistema de bombas para protección contra incendio, deben de resguardarse dentro de una caseta, la cual debe construirse de acuerdo con el código NFPA 20 y 37, el tanque de diesel debe estar afuera de la caseta cumpliendo con los requisitos de NFPA.

La bomba presurizadora (jockey), se debe dimensionar para un gasto del 3% del gasto de diseño de la bomba principal, pero no menor de 50 GPM y una presión de 70 kPa (man) arriba de la presión de descarga de diseño de la bomba principal.

Se debe instalar una línea de recirculación de flujo mínimo a la descarga de la bomba de motor eléctrico, motor diesel y jockey, el sistema debe tener su línea de medición de flujo y presión.

La bomba accionada por motor diesel, debe llevar indispensablemente una válvula de alivio, la cual no debe descargar a la succión de dicha bomba. El punto de ajuste de la válvula de alivio debe ajustarse a un punto de disparo como se establece en el NFPA 20. Dicha válvula debe ser ajustable en campo y debe descargar hacia los tanques de almacenamiento de agua contra incendio.



Para determinar los puntos de ajuste automático de arranque y de paro de las bombas contra incendio considerar lo indicado en la norma NFPA 20.

3) Red de Tubería de Distribución.

El diseño e instalación se apegará a lo indicado en la norma NFPA 24.

La red general de tubería debe alimentar a hidrantes, gabinetes para manguera, sistemas fijos de aspersión de rociadores y diluvio.

Toda la tubería de la red se debe instalar sobre el terreno o en trincheras poco profundas cubiertas con rejillas. La velocidad del agua en la tubería de la red no debe ser mayor de 4,6 m/s. En el diseño se deben considerar válvulas de drenaje localizadas en lugares accesibles de los puntos bajos de la tubería.

Los hidrantes deben ser con dos salidas con válvulas para conexión de mangueras, éstos deben localizarse intervalos de 46 a 91 m (esta distancia puede ser menor si el riesgo así lo requiere) y una separación mínima de 15 m de cualquier edificio o estructura. Se debe considerar un flujo de 16 l/s a una presión de 862 kPa a la salida de cada conexión para manguera, pudiendo tomar una presión mínima de 450 kPa en el hidrante más alejado.

La cantidad de casetas para mangueras será la requerida para cubrir completamente las áreas de riesgo, ya que depende del número y localización de hidrantes con respecto al área protegida, la magnitud de los riesgos y la capacidad del personal para combatir incendios.

La Central debe contar con una caseta para la brigada contra incendio, en el sitio donde se ubique ésta se deben tener suficientes mangueras y el equipo recomendado en la norma NFPA 24.



Los gabinetes para manguera se deben localizar en áreas accesibles y a distancias no mayores de 30 m del área de riesgo

Las mangueras para casetas deben ser de 63 mm de diámetro y 30 m de longitud; para gabinetes, las mangueras deben ser de 38 mm de diámetro y 15 m de longitud.

Para los sistemas fijos de aspersión se debe considerar que la velocidad de diseño en la tubería de abastecimiento a dichos sistemas debe ser de 4,6 m/s máxima, aunque la velocidad de diseño en la tubería de distribución propia de los sistemas pueda ser mayor. Se considera que la caída de presión a través de cualquier válvula de control es de 12,2 m lineales de longitud de tubería equivalente. El diseño de los sistemas fijos de aspersión debe apegarse a lo indicado en las normas NFPA 13, 15, 72 y 72E.



Sistema integral de protección contra incendio en Centrales generadoras de energía eléctrica.

Áreas a proteger	Medidas preventivas	Detección	Alarma	Sistema de extinción	Observaciones
1.0 Unidades Turbogás					
Unidades turbogás (prevención de incendios internos)	Detector de flama en el combustor. Sensor de velocidad de la turbina. Sensor de vibración en las chumaceras principales de la turbina. Dos válvulas de disparo en serie en línea principal de combustible; venteo entre válvulas si se usa gas				
Unidades turbogás (prevención de incendios internos)	Las tuberías rígidas de metal de fluidos combustibles deben poderse mover en cualquier dirección en la interfase con la turbina. En áreas de alta vibración se puede contar con mangueras metálicas entre tubería rígida e interfase con la turbina. Los soportes de la tubería no deben entrar en resonancia con la turbina ni con otros equipos				
Unidad turbogás en caseta	Sellos contra incendio en aberturas de salidas o entradas de cables	Detectores de humo y térmicos de temperatura fija	Local: Audible Remota: audible y visible en cuarto de control	-Sistema automático de inundación total a base de gas CO ₂ de alta presión	
Depósitos y equipo de manejo de aceite lubricante	Medios para drenar el combustible y el agua en caso de incendio	Detectores de térmicos de temperatura fija bulbo de rociadores en línea piloto neumática	Local: Audible Remota: audible y visible en cuarto de control	-Automático de aspersión de agua del tipo diluivo	
Filtro de entrada de aire a la turbogás	Material de construcción del tipo retardante a la flama Clase I de acuerdo a UL 900 Puertas de acceso o escotillas en estructuras grandes			-Equipo manual (extintores manuales de polvo químico seco. ABC de 9 kg, gabinetes-estación de manguera)	



Áreas a proteger	Medidas preventivas	Detección	Alarma	Sistema de extinción	Observaciones
1.0 Unidades Turbogás					
Casetas de tableros eléctricos		Detectores de de humo	Local: Audible Remota: audible y visible en cuarto de control	-Considerar la conveniencia de contar con un sistema automático de inundación total a base de gas	
2.0 Recuperador de Calor					
Recuperador de calor	No aplica	No aplica	Local: Audible, operación manual Remota en cuarto de control: Audible y Visible.	-Hidrantes	
3.0 Casa de maquinas					
Acondicionador y depósito de aceite lubricante del T-G	Medios para contener y drenar el líquido combustible y agente de extinción	Detectores térmicos, temperatura fija (bulbo de rociadores en línea piloto neumático)	Local: Audible Remota en Circuito. control: Audible y visible	-Automático de aspersión de agua, del tipo diluvio	
Unidad de aceite de sellos de hidrógeno	Medios para contener y drenar el líquido combustible y agente de extinción	Detectores térmicos, temperatura fija (bulbo de rociadores en línea piloto neumático)	Local: Audible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Automático de aspersión de agua, del tipo diluvio	
Áreas generales	No aplica	No aplica	No aplica	-Un extintor ABC, de 159 kg (1) -Extintores CO ₂ y ABC, de 9 kg -Gabinets, como respaldo	(1) Montado en chasis con ruedas. Manguera de 25 mm diámetro y 15 m de longitud
Áreas abajo del T-G, incluyendo tubería de aceite	Medios para contener y drenar el líquido combustible y agente de extinción	Detectores térmicos, temperatura fija (bulbo de los rociadores)	Local: Audible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Automático de aspersión de agua, tipo tubo húmedo	Instalar sistema, aunque la tubería de aceite este encaquetada
Bombas de agua de alimentación	Medios para contener y drenar el líquido combustible y agente de extinción	Detectores térmicos, temperatura fija	Local: Audible Remota: audible y visible en cuarto de control: Audible y visible	-Automático de aspersión, rocío o aspersores de espuma-agua, cuando el accionamiento es con turbina.	El equipo eléctrico debe ser del tipo cerrado para minimizar daños en caso de operar el sistema



Áreas a proteger	Medidas preventivas	Detección	Alarma	Sistema de extinción	Observaciones
3.0 Casa de maquinas					
Chumaceras de turbina y generador eléctrico	No aplica	Detectores térmicos, rango compensado	Local: Audible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Automático de aspersión de agua, tipo tubo húmedo (1) de preacción	(1) El fabricante del T-G debe proporcionar los requerimientos específicos de protección
Líneas de aceite de lubricación arriba del piso de operación de la turbina	No aplica	Detectores térmicos, temperatura fija (bulbo de los rociadores)	Local: audible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Automático de aspersión de agua, tipo tubo húmedo "Splinkers" (1) (2)	(2) La protección incluye el interior de la cubierta de la turbina
Excitador del generador eléctrico	No aplica	Detectores térmicos, temperatura fija, membrana biometálica	Local: Audible Remota en Cto. Control: Audible y visible	-Manual de aplicación local a base de CO ₂ , alta presión	El fabricante del T-G debe indicar los requerimientos específicos de protección
Sistema de control hidráulico	Medios para drenar el combustible y el agua en caso de incendio (3)	Detectores térmicos, de temperatura fija. (3)	Local: Audible Remota: audible y visible en cuarto de control. (3)	-Automático de aspersión de agua del tipo tubo húmedo. (3)	(3) Solo en caso de que el fluido no sea resistente al fuego
Tanques de aceite lubricante limpio y sucio	Dique para contener derrames	Detectores térmicos de rango compensado	Local: audible, Remota en cuarto de control: audible-visible	-Aspersión de agua tipo diluvio actuación manual	
4.0 Áreas Eléctricas y de control					
Cuartos de baterías	-Extractores de gases, uno en operación y otro de respaldo -Regadera -Lavaojos	-Monitoreo o analizador -Detectores de hidrógeno -La pérdida de la ventilación será detectada e indicada en el cuarto de control	Local: Audible Remota en cuarto de Control: Audible y visible	-Extintores CO ₂ de 9 kg. -Gabinets exteriores, como respaldo	
Subestaciones unitarias (tableros)	Sellos contra incendios en aberturas de salidas o entradas de cable de fuerza	Detectores de humo, tipo fotoeléctrico	Local: Audible Remota en cuarto de Control: Audible y visible	-Extintores CO ₂ de 9 kg. -Extintores ABC, de 9 kg. -Gabinets exteriores	Extintores ABC y gabinetes, como respaldo
Cargadores de baterías	No aplica	No aplica	No aplica	Extintores CO ₂ , de 9 kg.	
Transformadores en el interior del edificio	Los transformadores instalados dentro del área deben ser tipo seco	No aplica	No aplica	-No aplica	



Áreas a proteger	Medidas preventivas	Detección	Alarma	Sistema de extinción	Observaciones
4.0 Áreas Eléctricas y de control					
Tableros de CD y CA	Sellos contra Incendios en aberturas de salidas o entradas de cables de fuerza	Detectores de humo, tipo fotoeléctrico	Local: Audible Remota en cuarto de Control: Audible y visible	-Extintores CO ₂ , de 9 kg. -Extintores ABC, de 9 kg. -Gabinets exteriores	Extintores ABC y gabinetes, como respaldo
Cables en conduit y charolas (cuartos de cables)	-Sellos contra Incendios en aberturas de paso de cables en charola -Dividir en áreas con barreras contra incendio	Detectores de humo, tipo fotoeléctrico	Local: Audible y visible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Automático de inundación total CO ₂ , alta presión -Extintores CO ₂ , de 9 kg. -Gabinets exteriores, como respaldo	Detección interrelacionada con la ventilación Alarma visible local como aviso de conato de incendio y de descarga del sistema
Interruptor de máquina	Sellos contra incendio en aberturas de salidas o entradas de cables de fuerza	Detectores de humo	Local: Audible Remota: audible y visible en cuarto de control	Extintores de CO ₂ de 9 kg. Extintores de polvo químico seco ABC de 9 kg. Gabinetes (estaciones equipadas)	Extintores de polvo químico ABC y gabinetes, como respaldo
-Tableros blindados -Centros de control de motores -Tableros de 480	Sellos contra Incendios en aberturas de salidas o entradas de cables de fuerza	Detectores de humo, tipo fotoeléctrico	Local: Audible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Extintores CO ₂ , de 9 kg. -Extintores ABC, de 9 kg. -Gabinets exteriores	Extintores ABC y gabinetes, como respaldo
Cuarto de Control	-Construcción con materiales no combustibles -Sellos contra incendios en aberturas de paso de cables	Nota 1	Nota 1	-Nota 1 -Extintores Halón 1211, de 9 kg. -Gabinets exteriores, como respaldo	Disponer de equipo para respiración autónoma en el Cuarto de Control.
Cuarto de Computadoras (si aplica)	-Construcción con materiales no combustibles -Sellos contra Incendios en aberturas de paso de cables	Nota 1 -Detectores de humo, tipo fotoeléctrico (en el cuarto)	Local: Audible y visible. Remota en cuarto de Control: Audible y visible -Nota 2	-Nota 1 -Extintores Halón 1211, de 9 kg. -Gabinets exteriores, como respaldo	
Nota 1: En caso de existir piso falso, instalar en este un sistema automático de inundación total de agente extintor limpio de acuerdo a la norma NFPA 2001, alta presión, sustituto halón 1301, con detectores de humo tipo ionización y alarma audible y visible en el tablero de control. Nota 2: La alarma visible local para la operación del sistema de extinción indicado en la Nota 1.					



Áreas a proteger	Medidas preventivas	Detección	Alarma	Sistema de extinción	Observaciones
5.0 Área de transformadores (con aceite aislante y de enfriamiento)					
Transformador: -Principal -Auxiliar -Arranque -Excitación	-Área con bordes para contener el aceite y drenado del agente de extinción -Barrera conraincendio (El transformador de arranque no requiere)	Detectores térmicos, temperatura fija (bulbo de rociadores en línea neumática)	Local: Audible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Automático, fijo, individual, de aspersión de agua, del tipo diluvio -Hidrantes, Mangueras con boquilla ajustable para nebulización	
6.0 Laboratorio químico					
Laboratorio químico (y cuartos de almacenamiento de sustancias químicas)	No aplica	Detectores térmicos, temperatura fija, membrana bimetálica	Local: Audible Remota en cuarto de Control: Audible y visible	-Extintores ABC, de 9 kg.	
7.0 Casetas					
Caseta de bombas misceláneas	No aplica	Detectores térmicos, temperatura fija, membrana bimetálica.	Local: Audible Remota en cuarto de Control: Audible y visible	-Extintores CO ₂ , de 9 kg.	
Caseta del generador diesel de emergencia.	-Barreras contra incendio para aislarlo de otros equipos -Construcción con materiales no combustibles o resistentes al fuego	Detectores térmicos, temperatura fija, membrana bimetálica.	Local: Audible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Extintores CO ₂ , de 9 kg.	
8.0 Torres de Enfriamiento					
Aerocondensador		Alarma de accionamiento manual	Local: Audible Operación manual Remota: audible y visible en cuarto de control	-Monitores	
9.0 Bombas de Emergencia Contra Incendio (Accionadas por Motor a Diesel)					
Bombas en casetas	Barreras contra incendio para separarlo de otros equipos Construcción con materiales no combustibles o resistentes al fuego	Detectores térmicos de temperatura fija	Local: Audible Remota: audible y visible en cuarto de control	-Sistema automático de aspersión, de rocío o de aspersión espuma-agua	



Áreas a proteger	Medidas preventivas	Detección	Alarma	Sistema de extinción	Observaciones
10.0 Edificio de capacitación y administrativo					
Edificio de capacitación y administrativo	No Aplica	Detectores de humos tipo fotoeléctrico	Local: Audible Remota en cuarto de Control: Audible y visible	-Extintores A, B, C, de 9 kg.	
Oficinas de operación	No Aplica	Detectores de humo tipo fotoeléctrico	Local: Audible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Extintores A, B, C, de 9 kg.	
11.0 Almacenes					
Almacenes (aceites lubricantes, pinturas, solventes y almacenes con equipo de alto valor)	Los materiales inflamables y combustibles deben separarse entre si y de otros materiales, destinando áreas específicas de acuerdo al riesgo	-Detectores de humo, tipo fotoeléctrico (para activar la alarma)	Local: Audible Remota en cuarto de Control: Audible y visible	-Automático de aspersión de agua tipo tubo húmedo -Extintores CO ₂ , de 9 kg. -Gabinets	-El sistema automático se debe instalar donde exista material inflamable y combustible -Los extintores de CO ₂ y los gabinetes, como respaldo
Almacenes de residuos peligrosos	No Aplica	-Detectores de humo tipo fotoeléctrico para activar alarma y sistema de extinción	Local: Audible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Extintores CO ₂ , y ABC de 9 kg. -Gabinets	Los gabinetes como respaldo
12.0 Cuartos					
Cuarto de control de subestaciones	Emplear sellos contra incendio en aberturas de paso de cables	Detectores de humo, tipo fotoeléctrico	Local: Audible, Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Extintores CO ₂ y ABC, de 9 kg. -Gabinets	Extintores ABC y gabinetes, como respaldo.
-Cuartos de relevadores -Cuarto de comunicaciones	-Construcción con materiales no combustibles -Emplear sellos contra incendio en aberturas de paso de cables	Detectores de humo, tipo fotoeléctrico	Local: Audible, Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Extintores Halón 1211, de 9 kg.	
-Cuartos de almacenamiento de datos -Biblioteca	Construcción con materiales no combustibles	Detectores de humo, tipo fotoeléctrico	Local: Audible, Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Extintores Halón 1211, de 9 kg.	



Áreas a proteger	Medidas preventivas	Detección	Alarma	Sistema de extinción	Observaciones
13.0 Talleres					
Taller electromecánico	No Aplica	No Aplica	Local: Audible Remota en cuarto de control: Audible y visible	-Extintores CO ₂ y ABC, de 9 kg. -Gabinets	Los gabinetes como respaldo
Carpintería			Local: Audible Operación: manual Remota: Audible y visible en cuarto de control:	-Extintores de polvo químico seco ABC de 9 kg. Gabinetes (estaciones equipadas)	
Pintura		Detectores térmicos temperatura fija	Local: Audible Remota: Audible y visible en cuarto de control	-Extintores de CO ₂ de 9 kg. Gabinetes (estaciones equipadas), red de agua como respaldo	
Instrumentación y Control			Local: Audible Operación: manual Remota: Audible y visible en cuarto de control	-Extintores ABC de 9 kg, gabinetes como respaldo	
Oficinas de talleres			Local: Audible Operación: manual Remota: Audible y visible en cuarto de control	-Extintores de polvo químico seco ABC de 9 kg	
Cuartos para gabinetes de lógica ICA	Construcción con materiales no combustibles. Emplear sellos contra incendio en aberturas de paso de cables	Detectores de humo, tipo fotoeléctrico	Local: Audible Remota: Audible y visible en cuarto de control	-Extintores Halón 1211 de 9 kg	
Cuartos aislados de equipo de control eléctrico	No aplica	No aplica	Local: Audible Operación: manual Remota: Audible y visible en cuarto de control	-Extintores CO ₂ de 9 kg	
Cuarto de Compresores	No aplica	No aplica	No aplica	-Extintores CO ₂ de 9 kg	



Áreas a proteger	Medidas preventivas	Detección	Alarma	Sistema de extinción	Observaciones
14.0 Otros					
-Comedores -Alojamiento Militar -Oficina Sindical -Caseta Acceso -Unidad Médica -Baños y Vestidores	No aplica	No aplica	Local: Audible Operación: Manual	-Extintores A, B, C, de 9 kg.	Gabinetes como respaldo
15. Estacionamientos					
Estacionamiento interior cubierto	No aplica	No aplica	Local: Audible Operación: Manual	-Extintores A, B, C, de 9 kg. Gabinetes	Los gabinetes como respaldo
Estacionamiento Exterior	No Aplica	No Aplica	No Aplica	-Hidrante	



V.2 Descripción detallada del proceso

Describir detalladamente el proceso por líneas de producción. Anexar diagramas de bloques

El proyecto 171 CC Agua Prieta II consiste en la instalación de una "Central Ciclo Combinado (Con Campo Solar)" cuya capacidad proyectada bruta es de 550,50 MW a condiciones ISO y un ramal de gasoducto, con capacidad para suministrar 2,66 Mm³/d de gas natural.

El combustible será transportado desde la interconexión con el Gasoducto actual de El Paso Natural Gas, hasta la entrada a la caseta de medición y regulación de la CC, a través de un Gasoducto de 3 Km de longitud aproximada y 16 pulgadas de diámetro.

El sistema de generación Ciclo Combinado-Solar está compuesto básicamente por dos elementos que operan en conjunto para generar electricidad.

El primer elemento es una planta de generación eléctrica tipo ciclo combinado y el segundo elemento es un componente solar que aprovecha la energía del sol para transmitirla al ciclo combinado mediante un aceite térmico.

La Central generadora de energía eléctrica de ciclo combinado, está integrada por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor.

El ciclo Joule-Brayton de turbogás, que está formado por cuatro equipos principales que son: compresor, cámara de combustión, turbina de gas y generador eléctrico.

El ciclo Rankine de vapor, que está constituido principalmente por el recuperador de calor-generador de vapor (RCGV), la turbina de vapor, condensador de superficie y bomba de agua de alimentación. El RCGV se utiliza para generar vapor y está en la interfase entre el ciclo Joule-



Brayton y el ciclo Rankine, de acuerdo a estos dos ciclos resultan en una generación total de 535,64 MW \pm 15% de capacidad anual neta en condiciones de verano y la aportación de la energía solar representa un incremento en la potencia de 25 MW como mínimo, durante las horas de máxima radiación solar.

- El sistema de enfriamiento de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) será de ciclo cerrado, utilizando aerocondensador.
- El agua de repuesto para el ciclo agua-vapor se obtendrá mediante lagunas de oxidación del Municipio de Agua Prieta y esta agua será tratada a través de una planta de agua desmineralizada, que consta de sistema de ósmosis inversa e intercambiadores iónicos de lecho mixto, y dosificación de químicos para la generación de resinas de intercambio iónico.

En el Figura V-1 y Anexo "E" se muestra el Arreglo General de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) de acuerdo con la ingeniería proporcionada por CFE y en la Figura V-2 muestra el diagrama esquemático simplificado del proceso de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).

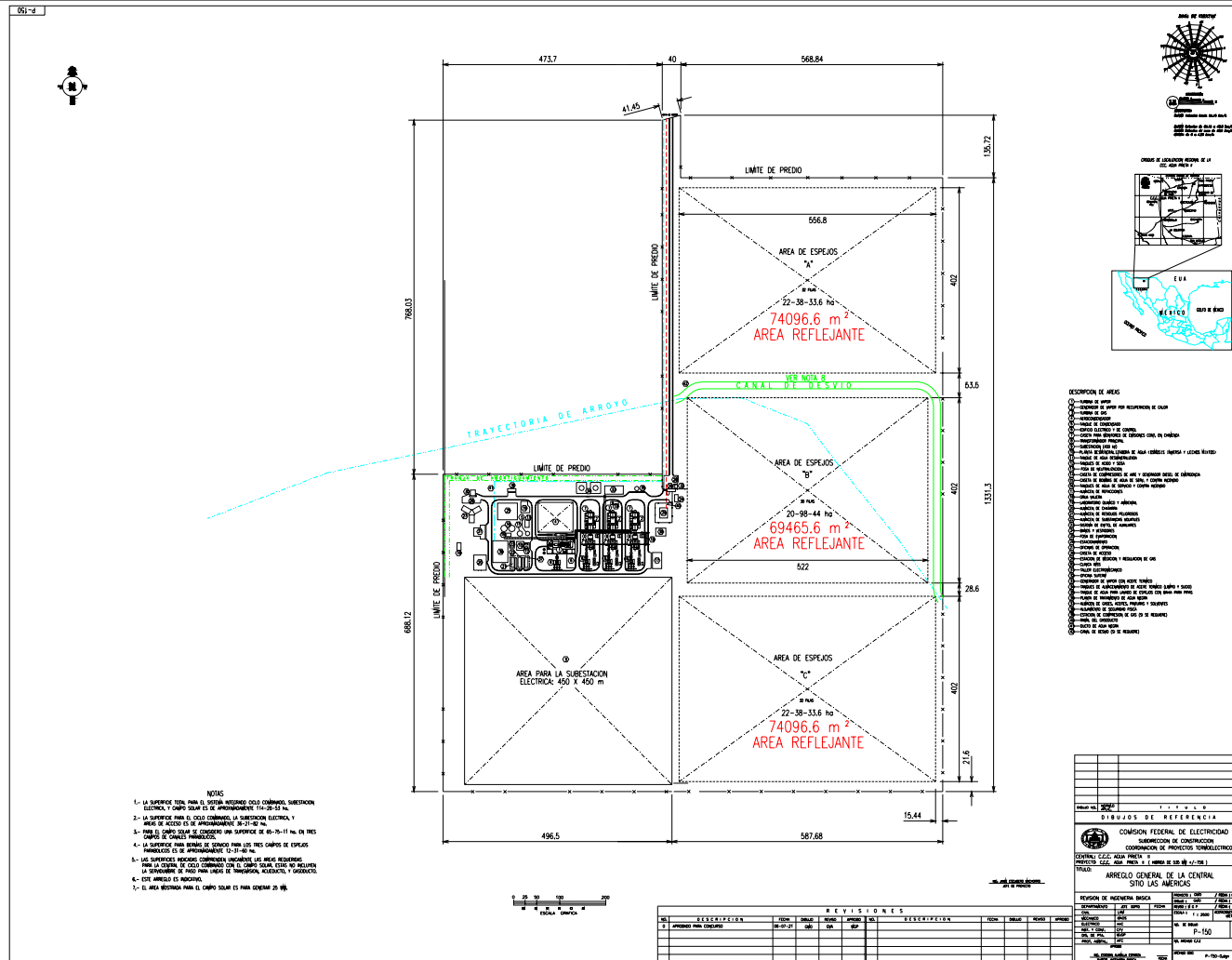


Figura V-1.- Arreglo General del Ciclo Combinado y el Campo Solar.

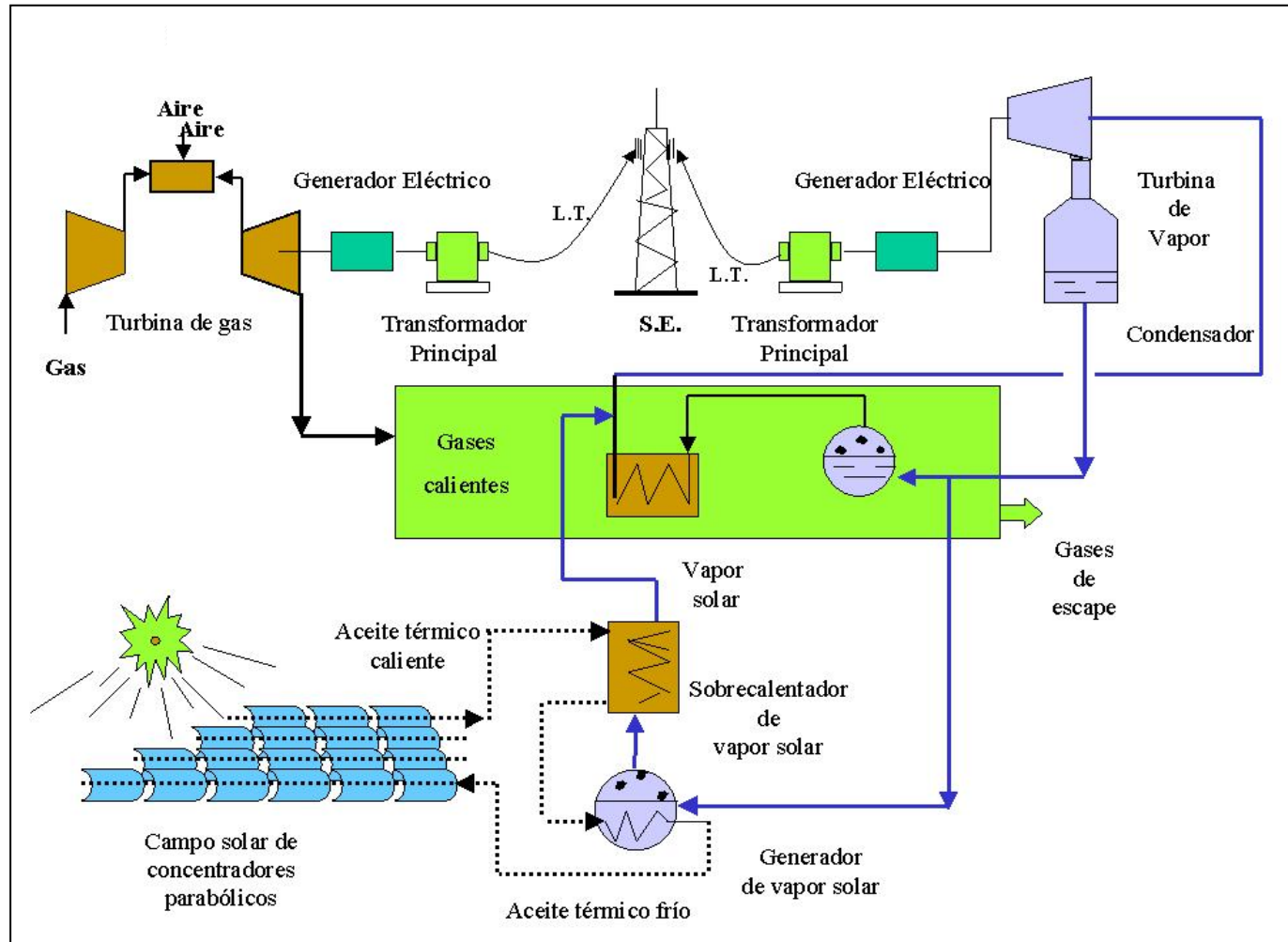


Figura V-2.- Diagrama de flujo de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).



En general, la Ciclo Combinado cuenta con los siguientes sistemas ó equipos principales y secundarios:

Sistemas o equipos principales

- | | | |
|---|--------|---|
| 1 | TG | Turbogás. (Ciclo Brayton) |
| 2 | CAV | Ciclo vapor / condensado (Ciclo Rankine) |
| 3 | TV | Turbina de vapor con generador. |
| 4 | SICCCS | Sistema Integrado Ciclo Combinado – Campo Solar |

Sistemas o equipos secundarios

- | | | |
|----|------|---|
| 5 | RGC | Recorrido de gases de combustión. (Recuperador) |
| 6 | GD | Circuito de alimentación de gas. |
| 7 | SAA | Sistema de suministro de agua |
| 8 | CEP | Circuito de enfriamiento principal |
| 9 | CEEA | Circuito de enfriamiento de equipo auxiliar. |
| 10 | STE | Sistema de tratamiento de efluentes |
| 11 | ADMI | Planta de Tratamiento de agua de repuesto al ciclo vapor – condensado (Sistema de Agua Desmineralizada) |
| 12 | SDQ | Sistema de dosificación de insumos químicos |
| 13 | TLE | Transformadores y líneas de entrega de energía. |

En el diagrama de interacción de sistemas (Figura V-3), se presenta la interacción entre los 13 sistemas citados. Cada sistema en el diagrama está codificado con un número que es el mismo que se refiere en la lista de sistemas arriba presentada.

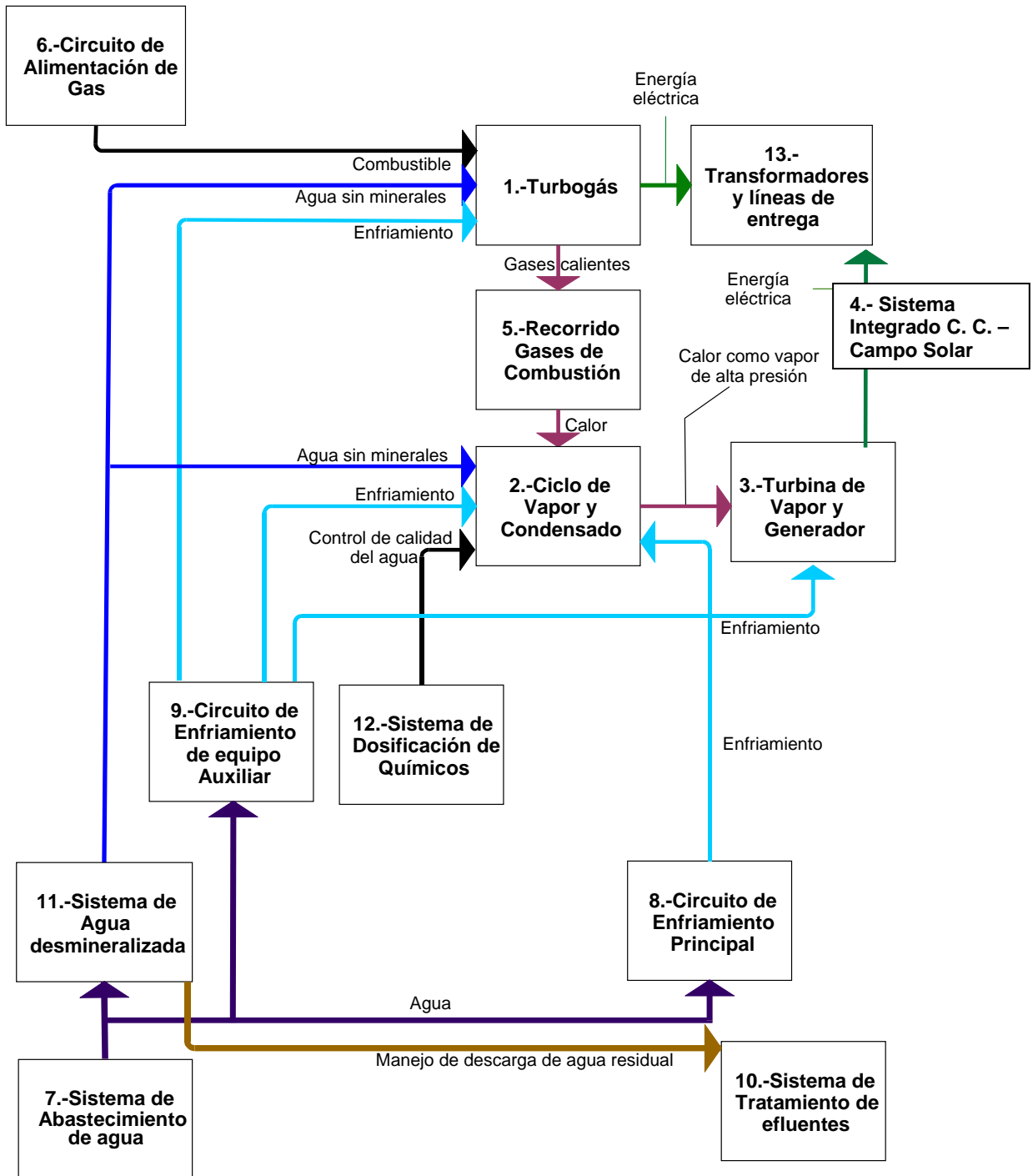


Figura V-3.- Diagrama de Interacción de los Sistemas de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).



A continuación se presenta la descripción general de las funciones que realiza cada uno de los sistemas (excepto el sistema de Transformadores y líneas de entrega).

Al final de cada descripción, se refiere la figura o diagrama con que se esquematizan las funciones de cada línea, sistema o equipo, con excepción del sistema de transformadores y líneas de entrega.

El proceso de generación de energía eléctrica de la Central 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), está basado en la operación simultánea del Ciclo Brayton (Turbogás), Rankine (Vapor) y Campo Solar.

Sistemas o equipos principales

1.- Ciclo Brayton (Turbogás):

Este sistema también conocido como aire-gas (Turbogás), tiene como propósito generar energía eléctrica mediante el giro de un generador asociado a una turbina a la que se alimenta los gases de la cámara de combustión. En este sistema se producen aproximadamente 2/3 de la energía eléctrica del Ciclo Combinado.

El proceso inicia cuando el sistema succiona aire a través del filtro a un compresor. El aire es comprimido y conducido a la cámara de combustión (combustor), donde el combustible, en este caso gas natural, alimentado en las toberas, se mezcla con el aire comprimido, produciendo su ignición. De ello resultan gases de combustión que debido a las altas temperaturas alcanzadas, (que pueden ser del orden de 1 288 °C, para una turbina de capacidad de aproximadamente 181 MW) se expanden haciendo girar la turbina. El generador eléctrico, acoplado a la turbina de gas, transforma esta energía mecánica en energía eléctrica (Figura V-4).

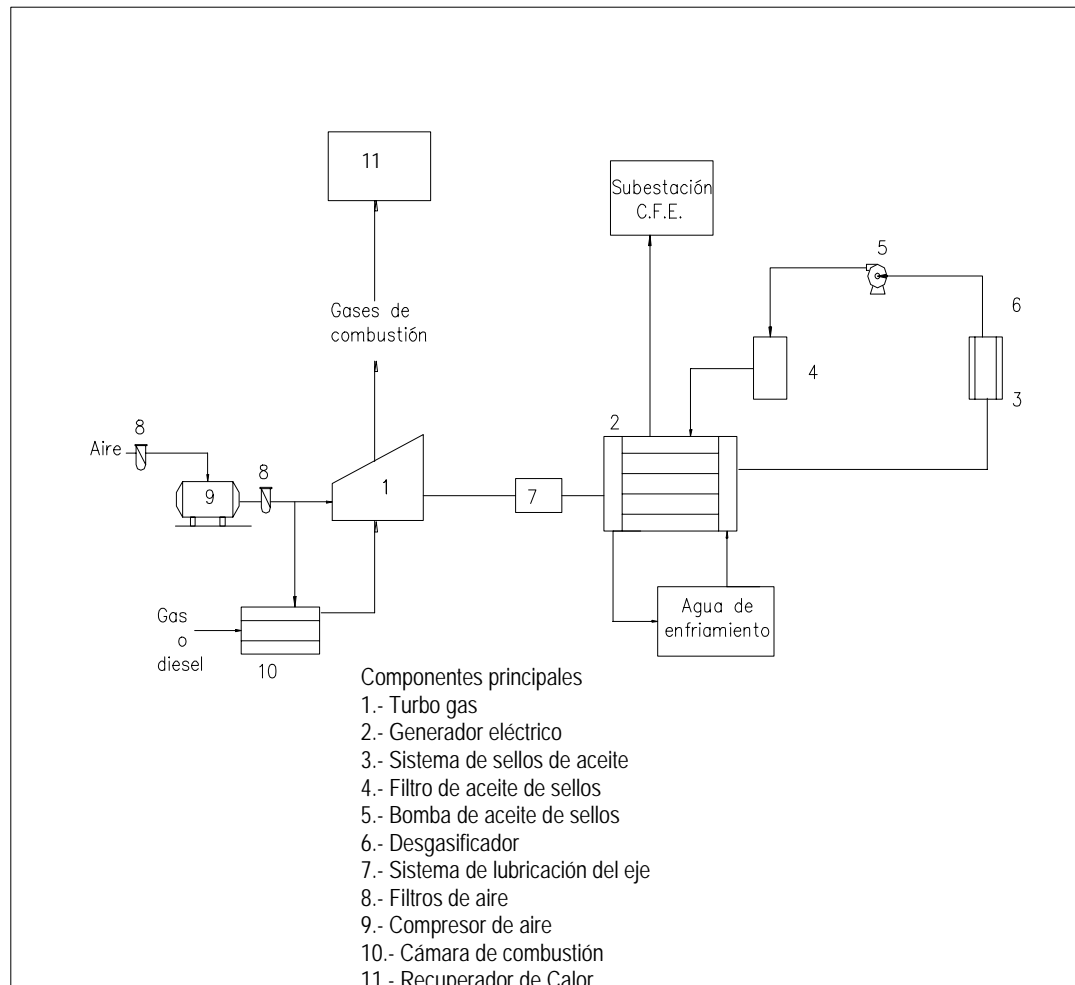


Figura V-4.- Esquema de los componentes y funcionamiento del ciclo Brayton.

Para el enfriamiento del generador eléctrico se usa Hidrógeno, debido a que este gas proporciona una mínima fricción al giro sin perder capacidad para absorber el calor generado. El Hidrógeno es impulsado al interior del generador, el que a su vez es enfriado a través de agua fría a contracorriente, mediante un intercambiador de calor. La presión del Hidrógeno en el sistema se mantiene gracias a un banco de cilindros y a un sistema de alimentación que reemplaza las pérdidas. Un subsistema que realiza una función crítica al respecto es el Sistema de Sellos de aceite, el cual mantiene al Hidrógeno dentro del generador evitando que fugue por las chumaceras del eje, a través



de asegurar una presión en el aceite, superior a la del Hidrógeno contenido. La presión del Hidrógeno en el sistema es 2,1 kg/cm².

El agua utilizada para enfriamiento, es enviada al aerocondensador, para su enfriamiento y reintegrarla al sistema.

2.- Ciclo vapor –condensado (Rankine):

Los gases de desecho generados durante el ciclo Brayton, poseen un importante contenido energético, manifestado en alta temperatura. Esta energía es aprovechada en el ciclo Rankine a través de un recuperador de calor-generador de vapor, para calentar agua por transferencia de calor, y llevarla a la fase de vapor.

Este vapor, ya sobrecalentado, es conducido a la turbina de vapor donde su energía cinética es convertida en trabajo mecánico, mismo que es transmitido al generador para producir energía eléctrica (el ciclo térmico de esta etapa es el denominado "Rankine"). Los componentes y el arreglo de este ciclo de generación se muestra en la Figura V-5.

El vapor después de haber trabajado en la turbina de vapor, se conduce a través de un condensador de superficie el cual produce el vacío necesario para extraer el vapor expandido de la turbina y unas bombas envían el condensado de regreso al generador de vapor, cerrando el ciclo agua - vapor. En este ciclo se produce aproximadamente 1/3 de la energía eléctrica.

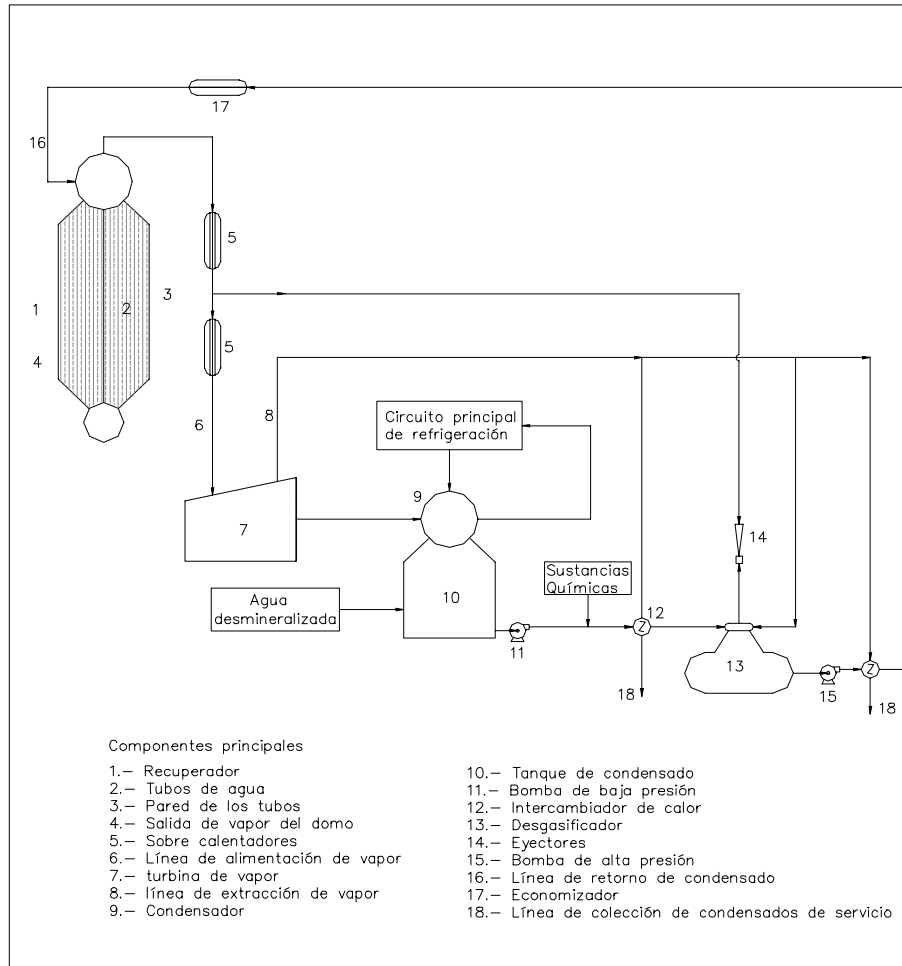


Figura V-5.- Esquematación y componentes del Ciclo de Vapor y Condensado.

En el aerocondensador, el vapor pasa a través de haces de tubos con superficies extendidas que son enfriadas con agua de las lagunas de oxidación, logrando así su condensación. En el fondo del aerocondensador se colecta el condensado; de aquí, las bombas de condensado lo envían al desgasificador y de ahí con bombas de agua de alimentación al recuperador para cerrar el ciclo. El sistema tiene purgas y pérdidas de agua, razón por la que el aerocondensador recibe agua desmineralizada como repuesto, compensando así dichas pérdidas (Figura V-14).



Los gases de combustión, después de haber pasado por el recuperador de calor, se descargan a la atmósfera mediante una chimenea.

La energía eléctrica de los generadores eléctricos se transmitirá al Sistema Eléctrico a través de la subestación eléctrica de 400 Kv ya existente dentro del predio.

En el Anexo "F" se describe el principio termodinámico del proceso de una central de ciclo combinado.

3.- Turbina de vapor:

Para el enfriamiento del generador eléctrico se usará Hidrógeno, debido a que este gas proporciona la mínima fricción al giro sin perder, con esto, su capacidad para absorber el calor generado. El Hidrógeno es impulsado a través del interior del generador y, después, se pasa por un intercambiador de calor en el cual una corriente de agua fría absorbe el calor generado en este sistema (Figura V-6).

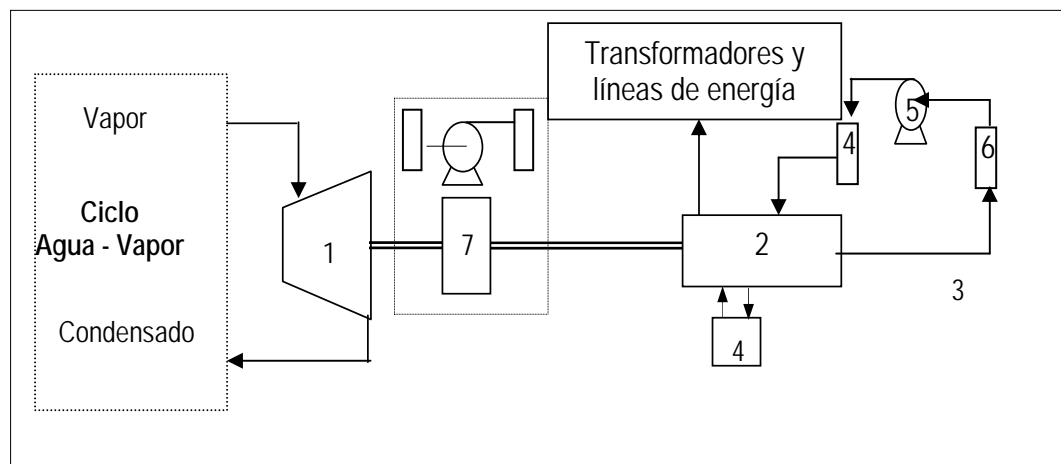


Figura V-6.- Turbina de Vapor.

- | | |
|------------------------------|---|
| 1 Turbina de Vapor | 5 Bomba de aceite de sellos |
| 2 Generador eléctrico | 6 Desgasificador |
| 3 Sistema de sellos | 7 Sistema de lubricación del eje |
| 4 Filtro de aceite de sellos | 8 Sistema de enfriamiento con hidrógeno |



4.- Sistema Integrado Ciclo Combinado – Campo Solar:

El sistema de generación Ciclo Combinado–Solar está compuesto básicamente por dos elementos que operan en conjunto para generar electricidad.

El primer elemento es una planta de generación eléctrica tipo ciclo combinado y el segundo elemento es un componente solar que aprovecha la energía del sol para transmitirla al ciclo combinado mediante un aceite térmico.

En la parte solar del sistema, la energía emitida por el sol es captada mediante un campo de concentradores parabólicos encargados de transformar la energía solar en energía térmica. La tecnología solar empleada es la de concentradores solares de espejo de canal parabólico, en estos concentradores se llega a alcanzar temperaturas hasta de 500 ° C. Este sistema de concentración solar tiene la finalidad de captar la componente directa de la radiación solar sobre su superficie y dirigirla hacia un objetivo llamado receptor, en donde generalmente la intensidad de la radiación solar es mayor que la recibida en el canal concentrador. Esto se debe a la forma parabólica del concentrador que permite dirigir los rayos solares hacia el objetivo y también a que la superficie de captación del concentrador es siempre mayor que la del receptor. En el tubo receptor, la energía solar proveniente del concentrador es captada y transmitida por radiación hacia el aceite térmico.

La energía térmica solar (calor) contenida en el aceite térmico es conducida a través de una red de tubería hacia un intercambiador de calor, en donde se transfiere el calor al agua alimentada por el lado de la coraza del intercambiador de calor, generándose vapor y este será agregado a la corriente de vapor en el recuperador de calor para adicionar a la producción de vapor en su componente de ciclo Rankine.

Un sistema de rastreo y seguimiento solar permite que los concentradores solares se orienten siempre en una posición normal a los rayos del sol. Con este mecanismo los colectores solares van siguiendo al sol durante su recorrido diario. Este sistema de seguimiento se emplea con la finalidad de minimizar al ángulo de incidencia de la radiación directa sobre la superficie de los colectores y de esta manera incrementar la incidencia de la radiación directa.

En el ciclo de vapor y en un punto termodinámicamente definido se incorpora la carga térmica solar proveniente del campo solar y es aprovechada para generar vapor a través de un intercambiador de calor. De esta manera se integra la tecnología solar para agregar vapor al ciclo Rankine y generar energía eléctrica a través de la turbina de vapor y del generador eléctrico asociado.

El segundo elemento del sistema, el campo solar está compuesto por filas de concentradores solares que tienen su eje horizontal alineado en dirección Norte-Sur. Los concentradores solares son canales reflectores de forma parabólica, que concentran los rayos solares en un receptor lineal localizado en el foco de la parábola, como se muestra en la Figura V-7.

Los concentradores siguen la trayectoria del sol de Este a Oeste durante el día, mediante un mecanismo electromecánico, para garantizar que la radiación solar incida en el receptor lineal (Figura V-8) durante todas las horas de insolación. Un fluido transmisor de calor (HTF, de sus siglas en inglés) es calentado cuando circula por el receptor lineal a lo largo de los espejos y retorna a unos intercambiadores de calor ubicados en el bloque de fuerza, donde es utilizado para generar vapor. El vapor es conducido a una turbina que acciona un generador eléctrico (Figura V-9).

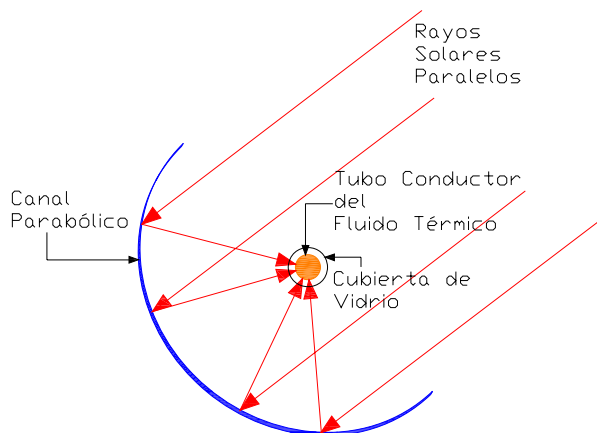


Figura V-7.- Canales parabólicos.

El HTF frío, después de pasar por los intercambiadores de calor, es recirculado nuevamente al campo solar.

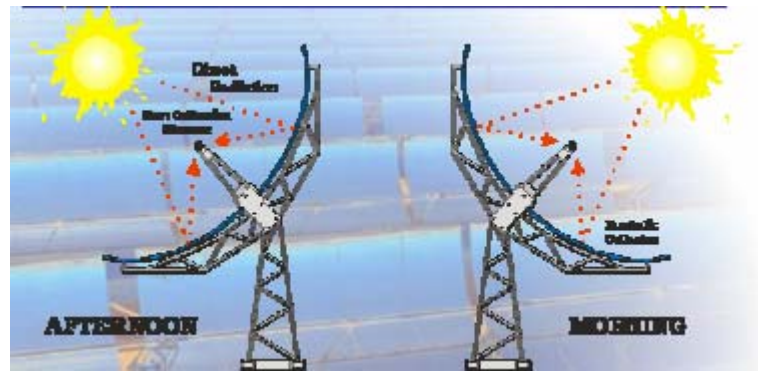


Figura V-8.- Movimiento de los concentradores solares a lo largo del día.

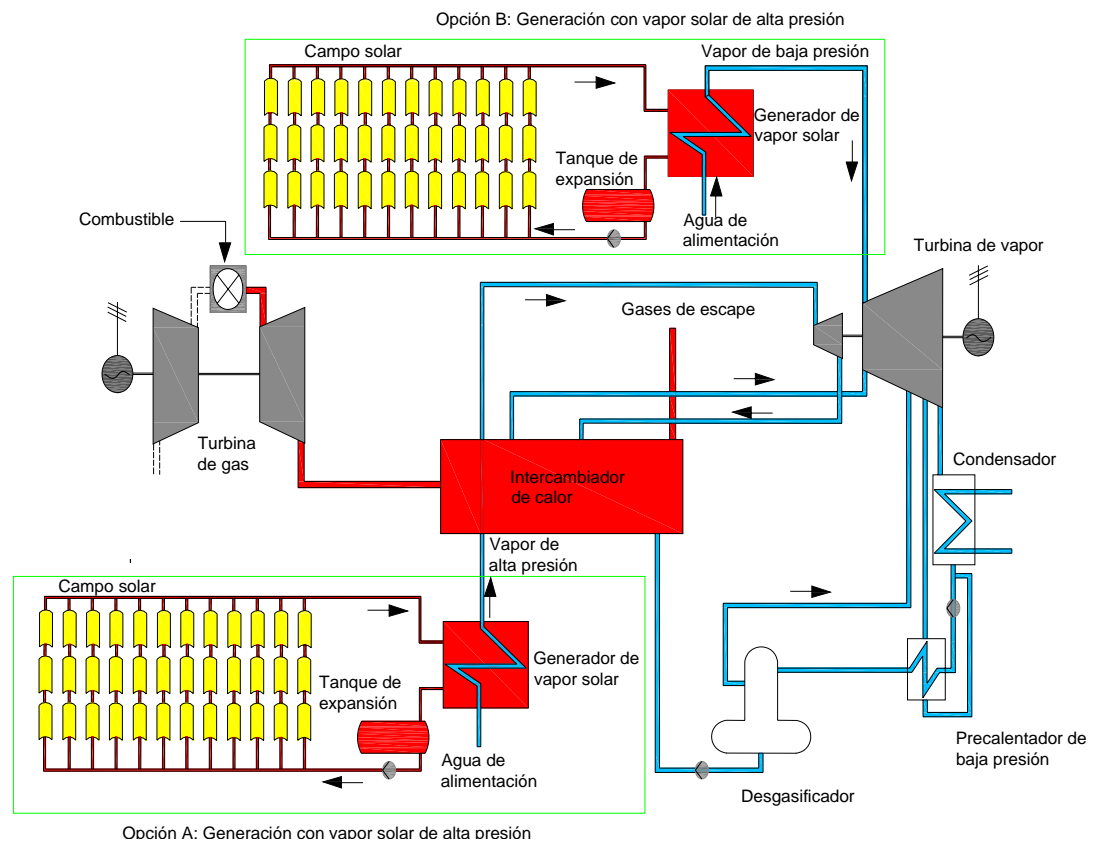


Figura V-9.- Diagrama de proceso campo solar.



Sistemas o equipos secundarios

5.- Recorrido de gases de combustión:

Comprende las instalaciones, equipos y accesorios. Sus funciones son: conducir y controlar el flujo de los gases de combustión desde la Turbogás, pasando a través del recuperador y la chimenea, hasta llevarlos a la atmósfera, así como promover la transferencia del calor de los gases de combustión al agua y vapor que fluyen por los tubos del Recuperador donde se genera el vapor de alta presión (Figura V-10).

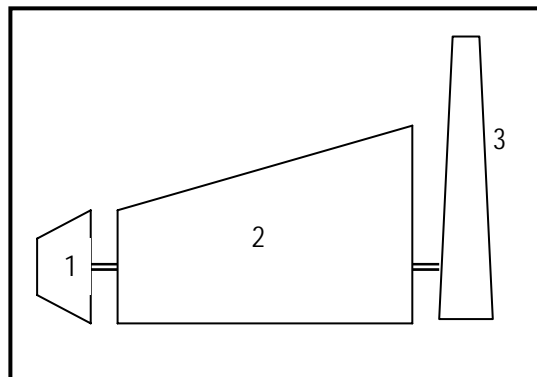


Figura V-10.- Recorrido de Gases de Combustión.

- 1 Turbogás.
- 2 Recuperador
- 3 Chimenea

6.- Circuito de alimentación de gas:

El combustible de la Central será gas natural. El Sistema de circulación y alimentación de gas suministra el combustible a la Turbogás. Los componentes principales del Circuito de alimentación de gas son: un juego de válvulas en punto de recepción, la estación de medición, el sistema de regulación de presión, las unidades de secado y filtración (Figura V-11). La máxima presión de operación de este sistema es 45,0 kg/cm², La correcta operación de este sistema es crítica para la central dado que el gas es el factor de riesgo más significativo.

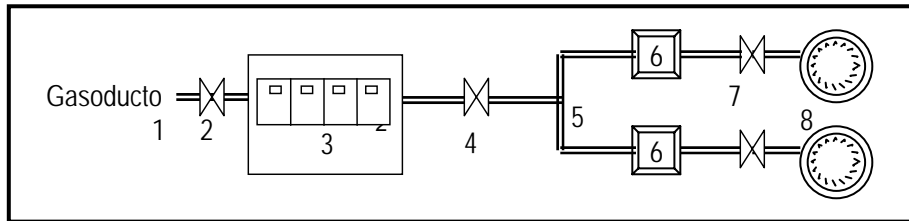


Figura V-11.- Circulación y Alimentación de Gas.

- | | |
|-------------------------------------|--|
| 1 Línea de entrega de gas. | 5 Líneas de gas dentro de la Central |
| 2 Juego de válvulas a la recepción | 6 Equipo para acondicionar el gas |
| 3 Estación de medición | 7 Válvulas de control de alimentación |
| 4 Sistema de regulación de presión. | 8 Maniful de distribución a quemadores |

7.- Sistema de suministro de agua:

Para el funcionamiento de la Central se requerirá agua cruda (aproximadamente 14,18 l/s), utilizando para suministro las lagunas de oxidación del municipio de Agua Prieta, localizadas a 8 km al E de la central proyectada.

El transporte de agua cruda a la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) será mediante un acueducto. El agua proveniente de las lagunas de oxidación del municipio, la cual, será almacenada en tanques de acero al carbón para ser utilizada principalmente en servicios y sistema contra incendio de la central, así como para repuesto al ciclo de vapor previo tratamiento (ósmosis inversa - desmineralización).

Por lo que respecta al agua requerida para limpieza de los espejos parabólicos, está provendrá de la planta desmineralizadota y será almacenada en tanque de acero al carbón, para de ahí ser bombeada al múltiple de llenado de auto-tanques.



Dentro de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), se contará con una planta tratamiento de agua de repuesto al ciclo que consiste en un sistema de ósmosis inversa y de desmineralización de agua, cuyo fin es el de tratar el agua cruda a las condiciones especificadas por el equipo de recuperación de calor para la producción del vapor (aproximadamente 4 l/s), el resto del agua tratada será empleada en los sistemas contra incendio y servicios de la Central. Con relación al abastecimiento de agua potable para el personal que operará la Central, se contratará de una empresa autorizada.

8.- Circuito de enfriamiento principal:

El tipo sistema de enfriamiento principal es con torres secas y el uso de aerocondensadores, utilizando aire como agente de enfriamiento. El objeto de usar este tipo de sistema de enfriamiento es el ahorro de agua de repuesto a la torre húmeda, arrastre, evaporación y purgas, teniendo sólo el consumo por servicios generales de la planta y repuesto al ciclo de vapor. El enfriamiento de los equipos auxiliares debe ser diseñado para disipar la carga térmica de la condensación del vapor de la turbina de vapor para todas las condiciones de operación, incluyendo la derivación del flujo total de vapor de la turbina de vapor.

La función de este sistema es proporcionar en todo momento el agua de enfriamiento necesaria para condensar el vapor del sistema vapor - condensado y alimentar a los circuitos de enfriamiento de equipos auxiliares. El calor transferido a este sistema se retira mediante una torre de enfriamiento de tiro inducido, de tipo húmedo. El sistema es un circuito cerrado, que parte de las bombas de la torre, enviando agua fría al condensador, y recibiendo agua caliente en la torre de enfriamiento. Los ductos de conducción son subterráneos y fabricados de concreto reforzado, y solo en los extremos son aéreos y en acero al carbón. Para compensar las pérdidas por evaporación, purga y arrastre, se alimenta agua cruda del sistema de abastecimiento de agua de la central; para control químico del agua de enfriamiento se dosifica ácido sulfúrico para convertir la



alcalinidad en dióxido de carbono y mantener el pH en el valor adecuado; también se dosifica hipoclorito de sodio para evitar crecimiento bacteriológico en el sistema, y reactivos para evitar incrustaciones y corrosión en sus componentes (inhibidores y dispersantes). El agua de enfriamiento de los equipos auxiliares se regresa a este sistema para remover el calor absorbido y se envía fría a los circuitos auxiliares. Para mantener la concentración de sales minerales dentro de los límites requeridos por el sistema, se tiene un flujo de purga continua de la torre de enfriamiento (Figura V-12).

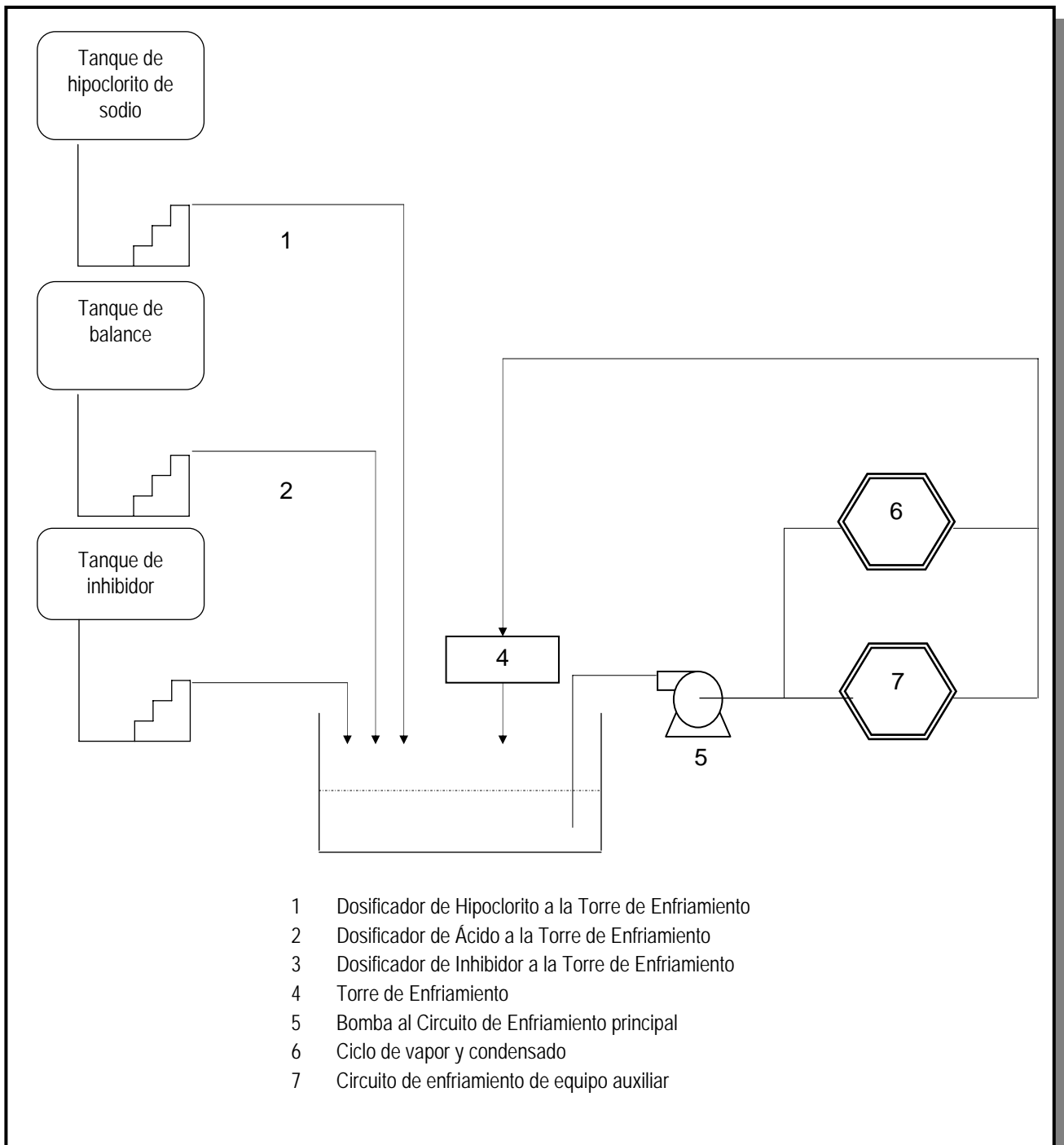


Figura V-12.- Circuito de enfriamiento principal.



9.- Circuito para el enfriamiento de Equipo Auxiliar:

La función de este sistema es proporcionar enfriamiento a todos los equipos auxiliares de la central, retirando el calor que generan por su propia operación. Este sistema utiliza dos circuitos. El primero simplemente es un circuito que toma agua de la torre de enfriamiento, la bombea a través de los intercambiadores de calor del segundo circuito y regresa el agua a la torre de enfriamiento; el segundo circuito es un circuito cerrado que bombea agua desmineralizada a través de los sellos, chaquetas de enfriamiento, venas de enfriamiento, etc., de los diferentes equipos de la central, absorbe el calor excedente y regresa el agua a los intercambiadores de calor para su enfriamiento. Los equipos auxiliares que enfría el circuito cerrado son, entre otros: los enfriadores de hidrógeno de los generadores eléctricos; los sellos de agua de las bombas de alimentación de agua de los enfriadores de los sistemas de lubricación de las turbogases y de la turbina de vapor; los compresores de aire de instrumentos; los compresores de gas natural. En resumen, los componentes principales de este sistema son: dos bombas de refuerzo de agua de enfriamiento a circuito cerrado; dos intercambiadores de calor; dos bombas de circuito cerrada. Adicionalmente, el circuito cerrado tiene contemplado un tanque de expansión que permite reponer agua a este circuito y llenarlo. (Figura V-13).

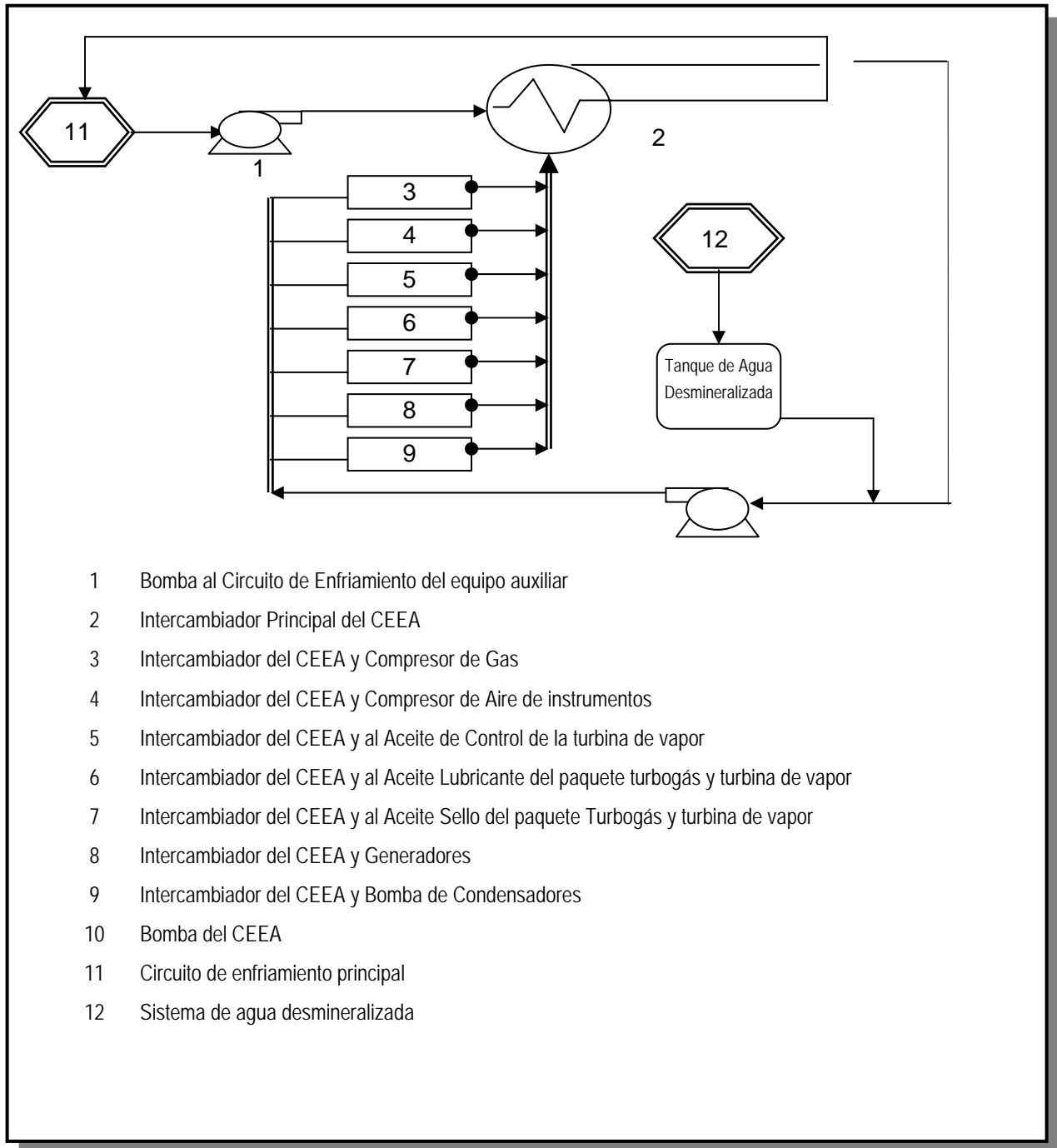


Figura V-13.- Circuito de Enfriamiento de Equipo Auxiliar (CEEA).



10.- Sistema de tratamiento de efluentes:

El sistema de tratamiento de efluentes tiene el equipo necesario para recibir y descargar las purgas de la central, los efluentes de agua residual del proceso y los efluentes sanitarios. Los componentes principales de este sistema son: un separador de grasas y aceites, fosas de captación, bombas para las fosas; planta modular para tratamiento biológico de aguas de origen sanitario; fosa para neutralización de efluentes ácido/alcalinos. Cada efluente es tratado para asegurar que cumpla con los parámetros de descarga determinados por la legislación, normatividad y autoridad ambiental vigente. El sistema está diseñado para operar en forma continua. (Figura V-14).

En La Central se generan dos tipos de aguas residuales; las sanitarias, que se tratarán en una planta de tratamiento de aguas negras. Otro tipo de aguas que se generarán serán las industriales, que incluyen purgas del recuperador de calor, aguas residuales provenientes de la regeneración de resina de intercambio iónico, así como del rechazo de las membranas de ósmosis inversa, y agua obtenida del separador de grasas y aceites, las cuales serán tratadas en una fosa de neutralización, en la cual se regulará su grado de acidez (pH) para ser reutilizadas posteriormente en el proceso. El agua residual industrial tratada será descargada a las lagunas de oxidación municipales y el agua residual sanitaria tratada será utilizada como agua de riego de áreas verdes.

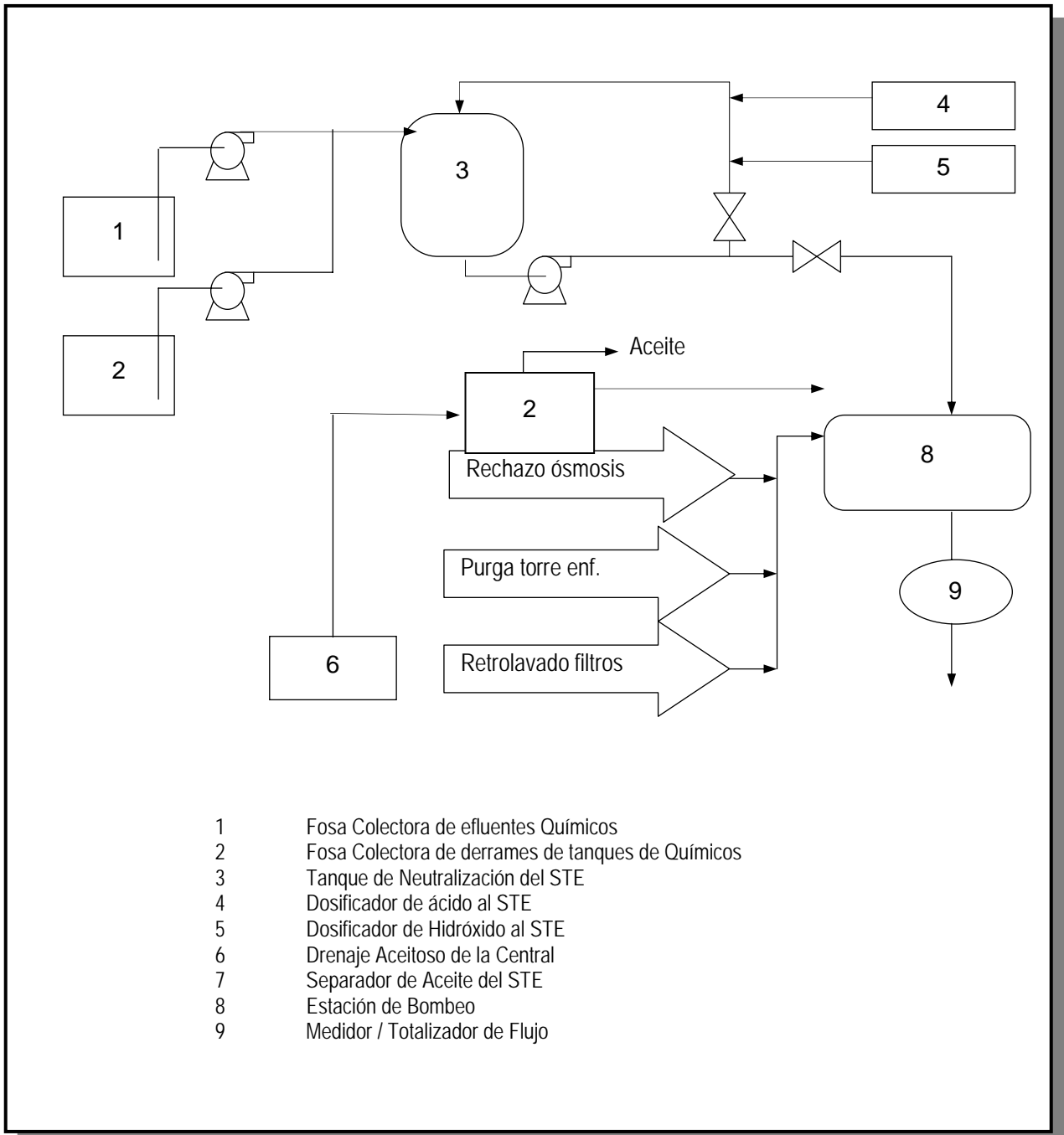


Figura V-14.- Sistema de tratamiento de efluentes.



11.- Planta de Tratamiento de agua de repuesto al ciclo vapor – condensado (Sistema de Agua Desmineralizada):

La función de este sistema es generar el agua desmineralizada que se repondrá al ciclo vapor-condensado. El agua que se utiliza proviene del Sistema de Abastecimiento de Agua (SAA). Los componentes principales son: los filtros duales, los filtros cartucho, el equipo para dosificación de ácido sulfúrico y anti-incrustante, el banco de membranas de ósmosis inversa, la torre descarbonatadora, las unidades de intercambio iónico, el tanque de agua desmineralizada, y los tanques de sosa cáustica y ácido sulfúrico (Figura V-14). Los componentes secundarios que no se muestran en el diagrama del sistema son el calentador eléctrico para facilitar la disolución de la sosa cáustica, el controlador del proceso, y las tuberías, válvulas y accesorios de interconexión e instrumentación miscelánea. El sistema está dividido en dos trenes de desmineralización, cada uno con 100% de capacidad en operación normal, mientras un tren desmineraliza agua, el otro está en modo de regeneración. En demandas pico, ambos trenes están en modo de producción.

La primer fase del proceso se lleva a cabo de la siguiente forma: el agua cruda se pasa a través de los filtros duales y los filtros de cartucho para eliminar partículas y orgánicos, se dosifica ácido sulfúrico para transformar los carbonatos del agua en dióxido de carbono, se dosifica un inhibidor al flujo para prevenir incrustaciones y se bombea el agua a través del banco de membranas de ósmosis inversa. De esta forma se elimina la mayor proporción de sales minerales disueltas en el agua cruda. Se elimina el dióxido de carbono en la torre descarbonatadora; y se almacena el agua en el tanque de agua descarbonatada.

La segunda fase consiste en pasar el agua descarbonatada a través de las unidades de intercambio iónico, a manera de alcanzar la calidad de agua desmineralizada requerida. El efluente de este sistema se almacena en el tanque de agua desmineralizada del cual se toman los volúmenes requeridos para el repuesto al ciclo agua-vapor.



Cuando los pulidores de lecho mixto agotan su capacidad de intercambio, salen de servicio y se regeneran con soluciones diluidas de ácido sulfúrico y sosa cáustica. El efluente de regeneración se envía a la fosa de neutralización del sistema de tratamiento de efluentes. El rechazo de la ósmosis inversa, se envía a la fosa de captación de agua tratada.

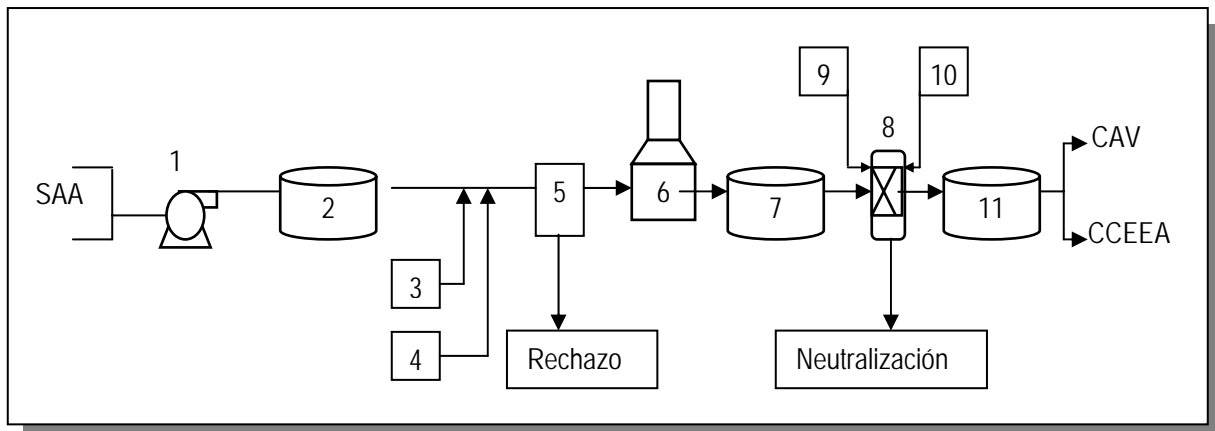


Figura V-15.- Sistema de agua desmineralizada.

- | | | | |
|---|--|----|---|
| 1 | Bomba principal del sistema | 7 | Tanque de agua descarbonatada |
| 2 | Filtros de cartucho | 8 | Unidad de intercambio iónico |
| 3 | Dosificador de ácido previo a la Ósmosis inversa | 9 | Tanque de NaOH para regeneración de resinas |
| 4 | Dosificador de anti-incrustante | 10 | Tanque de H ₂ SO ₄ para regeneración de resinas |
| 5 | Banco de ósmosis inversa | 11 | Tanque de agua desmineralizada |
| 6 | Torre descarbonatadora | | |

Los tanques de ácido y sosa serán de acero al carbón con una capacidad de 45 m³ cada uno. Ambos tanques estarán dentro de un dique de contención con capacidad para el volumen de cada tanque. El dique contará con un cárcamo y una bomba de achique para, en caso de derrame, enviar el líquido fugado a la fosa de neutralización de efluentes químicos.

La capacidad de producción del equipo de ósmosis inversa es de 51,05 m³/h; 25,5 por cada tren. Los pulidores de lecho mixto están diseñados para tratar 51,05 m³/hr de agua cruda, para en forma continua.



Se contará con un tanque de almacenamiento de agua desmineralizada para repuesto del ciclo agua-vapor, y un tanque de almacenamiento de agua contra incendio y de servicios.

12.- Sistema de dosificación de insumos químicos:

Es muy importante que el agua del Ciclo esté libre de contaminantes, particularmente de gases incondensables como el O_2 y el CO_2 mismos que causan diversos trastornos y riesgos al equipo. Para controlar la presencia de estos compuestos químicos, la Central contará con un Desgasificador, tratará el agua antes de ser alimentada al Ciclo y, por medio de este sistema, monitoreará la calidad del agua y dosificará las sustancias químicas necesarias, principalmente, hidrato de hidracina al 35%, el cual se preparará en un tanque de dilución con agua desmineralizada para ser bombeado y dosificado al Ciclo de vapor-condensado (Figura V-16).

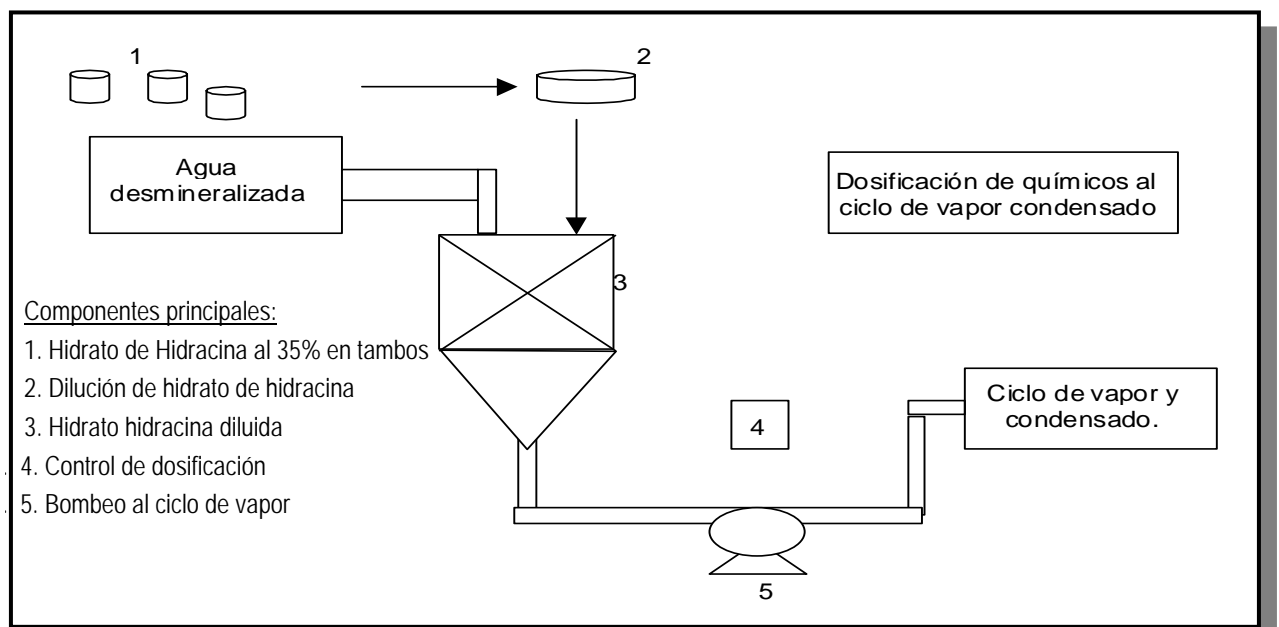


Figura V-16.- Sistema de dosificación de insumos químicos.



Materias primas

En el proceso de generación de energía, las materias primas que se utilizarán durante la etapa de operación son el gas natural cuyo uso se estima en una cantidad de 2,66 Mm³/d, y el aire necesario para la combustión.

El suministro de gas natural será a través de un gasoducto de aproximadamente 3 kilómetros de longitud y de 16 pulgadas de diámetro. El aire se obtendrá a partir de un sistema de compresión que lo tomará de la atmósfera a través de las unidades de filtrado, y lo suministrará a la cámara de combustión en las condiciones requeridas. Las Tablas V-2 y V-3 muestran el consumo de las sustancias empleadas en el proceso de generación de energía eléctrica y en la etapa de mantenimiento respectivamente.

Tabla V-2.- Insumos indirectos utilizados en la etapa de operación.

Sustancia	LAAR	Cantidad de reporte		Flujo o consumo		Cantidad máxima/almacén		Concentración		Tipo de almacenamiento
Gas Natural	2	500	kg*	2,66 x10 ⁶	m ³ /día	N/A		N/A		N/A
Ácido sulfúrico	#	N/A		1,595	m ³ /mes	99	m ³	98	%	Tq. Cil. Hor. Atm., Ac. al C., ASME VIII
Hidróxido de sodio	#	N/A		0,411	m ³ /mes	99	m ³	50	%	Tq. Cil. Hor. Atm., Ac. al C., ASME VIII
Hidrato de hidracina 35%	#	N/A		330	L/día	2,2	m ³	35	%	Tibores de 200 L de polipropileno
Ciclohexilamina	1	10 000	kg**	165	L/día	1,1	m ³	40	%	Tibores de 200 L de polipropileno
Fosfato disódico	#	N/A		5	kg/día	900	kg	N/A		Sacos de 50 kg
Fosfato trisódico	#	N/A		5	kg/día	900	kg	N/A		Sacos de 50 kg
Hidrógeno	2	500	kg*	22	kg/mes	67,89	kg	100	%	Cilindros tipo k de 0,417 kg a TPN
Hipoclorito de sodio	#	N/A		20	kg/día	1	m ³	100	%	Tibores de 200 L de polipropileno
Aceite dieléctrico	#	N/A		240	kg/mes		kg	N/A		Tibores
Aceite lubricante	#	N/A		240	L/mes		kg	N/A		Tibores
Líquido hidráulico	#	N/A		240	L/mes		kg	N/A		Tibores
Aceite Térmico				30	Ton/año	30	m ³	N/A		

LAAR Listados de actividades altamente riesgosas (1, 2)
 # No se encuentra en ninguno de los listados.
 N/A No aplica.

* Marcadas en el listado como sustancias en estado gaseoso
 ** Marcadas en el listado como sustancias en estado líquido



De las sustancias empleadas en el proceso, se identificaron aquellas que se encuentran en el 1er y 2do Listados de Actividades Altamente Riesgosas (LAAR)¹.

Tabla V-3.- Insumos indirectos utilizados en la etapa de mantenimiento.

Nombre	LAAR	Cantidad de Reporte	No. CAS	Estado Físico	Consumo mensual
Acetileno	2	500 kg	74-86-2	Gas	8 kg
Argón	N/A	N/A	7440-37-1	Gas	16 m ³
Pinturas y disolventes	N/A	N/A	-----	Líquido	20 Galones
Nitrógeno	N/A	N/A	7727-37-9	Gas	16 m ³
Bióxido de carbono	N/A	N/A	124-38-9	Gas	50 kg

Productos

El producto final del proceso es la energía eléctrica, siendo la capacidad neta de generación de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) de 535,64 MW +/-15% y la aportación de la energía solar representa un incremento en la potencia de 25 MW como mínimo, durante las horas de máxima radiación solar.

V.3 Hojas de seguridad

Incluir las hojas de datos de seguridad (HDS) de aquellas sustancias y/o materiales considerados peligrosos que presentan alguna característica CRETIB

Utilizar los datos de las sustancias proporcionados en las hojas de datos de seguridad, en la simulación de eventos máximos probables de riesgo y eventos catastróficos mencionados más adelante en la presente guía

En el Anexo "G" de este estudio se incluyen las hojas de datos de seguridad de las siguientes sustancias:

- Gas Natural
- Ácido Sulfúrico

¹ Publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de Marzo de 1990 y el 4 de Mayo de 1992



- Hidróxido de Sodio 50 %
- Fosfato Trisódico
- Fosfato Disódico
- Ciclohexilamina
- Hidrato de Hidracina al 35 %
- Hipoclorito de Sodio
- Aceite Lubricante
- Hidrógeno

V.4 Almacenamiento

Listar el tipo de recipientes y/o envases de almacenamiento, especificando:

Cantidad

Características

Código o estándares de construcción

Dimensiones

Capacidad máxima de almacenamiento

Dispositivos de seguridad instalados

Localización dentro del arreglo general de la planta

En la Tabla V-4 se presentan las especificaciones de los recipientes y envases de las sustancias riesgosas que serán almacenadas en la Central.

Tabla V-4.- Recipientes y envases de almacenamiento de las sustancias.

Sustancia	Características del recipiente	Código o estándar	Capacidad
Aceite dieléctrico	Tibores de lámina de acero	N/A	200 L c/u
Aceite lubricante	Tibores de lámina de acero	N/A	200 L c/u
Aceite Térmico	Circuito cerrado del campo solar	N/A	283 m ³
Ácido Sulfúrico 98%	Tanque cilíndrico horizontal	ASME-VIII	80 m ³ *



Continuación Tabla V-4

Sustancia	Características del recipiente	Código o estándar	Capacidad
Ciclohexilamina	Tibores de propileno	N/A	200 L c/u
Fosfato trisódico o disódico	Sacos	N/A	45 kg c/u
Hidrato de hidracina al 35%	Tibores de propileno AD	N/A	200 L c/u
Hidrógeno	Cilindros tipo K, de acero al carbón	N/A	0,417 kg TPN
Hidróxido de Sodio 50%	Tanque cilíndrico horizontal	ASME-VIII	80 m ³
Hipoclorito de Sodio	Tanque cilíndrico vertical	N/A	1,0 m ³
Líquido hidráulico	Tibores de lámina de acero	N/A	200 L c/u

El tanque de hidrógeno tiene válvula de conexión denominada BS-341 y CGA 510 para alta pureza.

En cualquier caso, la caseta para residuos almacenará temporalmente sustancias químicas y materiales peligrosos que se generen durante la operación de la Central; por lo que su diseño incluye las pendientes y trincheras necesarias, para asegurar que cualquier derrame potencial quede contenido en su interior. Este almacén cumplirá, por supuesto, con los requisitos que establecen el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Residuos Peligrosos.

El gas natural no se almacena, por lo que no se incluye en la tabla anterior, su conducción es a través de tubería y cumplirá con las especificaciones del American Petroleum Institute. El gasoducto que llega a la estación de medición, regulación y control de la central será de aproximadamente 3 kilómetros de longitud y de 16 pulgadas de diámetro.

V.5 Equipos de proceso y auxiliares

Describir los equipos de proceso y auxiliares, especificando: características, tiempo estimado de uso y localización dentro del arreglo general de la planta

Número de equipos

Características: técnicas y de diseño así como sus dispositivos de seguridad

Localización dentro del arreglo general de la planta

La descripción de los equipos de proceso y auxiliares se presenta en el apartado V.2.



La Tabla V-5 presenta los principales equipos de proceso y servicios auxiliares típicos de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) asimismo, el arreglo general de la central se muestra en la Figura V-1.

Tabla V-5.- Principales equipos de proceso y auxiliares.

Cantidad	Descripción	Características y/o capacidad
1	Compresor de aire de Instrumentos /Servicio	125 psi
1	Secador de aire y filtros	1x100% post-filtro 1x 100% secador de aire
1	Receptor de aire de servicio	30 minutos de almacenamiento
1	Filtro / separador de gas combustible	30 minutos de almacenamiento
1	Pre calentador de gas combustible	100% del rango de flujo de gas combustible
1	Tanque de almacenamiento de agua desmineralizada	500 000 galones
2	Bombas de condensado	100% de flujo total de condensado
2	Bombas de transferencia de agua desmineralizada	100% del flujo total
1	Bomba contra incendios accionada por electricidad	Código NFPA
1	Bomba eléctrica de mantenimiento de presión	Código NFPA
1	Bomba contra incendios operada con diesel	Código NFPA
1	Sumidero y bombas de purga de recuperador de calor	Dimensiones: 10´x10´x10´
2	Bombas de agua de alimentación de caldera	100% del flujo de agua de alimentación
2	Bombas de agua de servicio	100% del flujo total de agua de servicio
1	Condensador	Capacidad de condensar el flujo total de escape de la turbina de vapor
1	Equipo de remoción de aire del condensador	ADLG
2	Tanque de purga de recuperador de calor	Capacidad para acomodar el rango de purga de las bases de diseño de un recuperador de calor
1	Tanque de almacenamiento de agua de servicio contra incendios	500 000 galones
1	Tanque de vertedero de lavado de compresor de turbina de combustión	Según requisitos de la turbina
2	Bombas de agua de enfriamiento de circuito cerrado	Capacidad para el flujo de agua de enfriamiento de las bases de diseño para enfriamiento de equipo auxiliar
2	Intercambiador de calor de agua de enfriamiento de circuito cerrado	Capacidad para extraer el 100% del calor a carga según bases de diseño generado por los enfriadores de equipo auxiliar de la planta
1	Equipo de alimentación de fosfato	Dos paquetes de dosificación que incluyen 3 bombas de alimentación de 100% cada una tanto para los domos de AP y PI, tuberías, válvulas y controles, seis bombas en total para la planta
1	Equipo de alimentación de hidrato de hidracina	Un bastidor de bombeo que incluye 2 bombas de alimentación de 100% (un repuesto instalado), tuberías, válvulas y controles. Productos químicos provistos en los tanques de dilución
1	Bombas de agua neutralizada	Capacidad para vaciar el tanque de neutralización en 4 horas



Continuación Tabla V-5

Cantidad	Descripción	Características y/o capacidad
1	Equipo de pulidores de intercambio iónico	2 recipientes de pulidores de intercambio iónico con capacidad del 100%
1	Equipo de regeneración del desmineralizador	2 bombas de ácido de 100% con equipo de dilución, 2 bombas cáusticas de 100% con equipo de dilución, 1 calentador instantáneo de agua, un sistema de regeneración para residuos orgánicos
1	Drenaje de desperdicio químico y sistemas de tratamiento	Un cárcamo de recolección de agua de desecho y 2 bombas de transferencia de agua de desecho de 100%
1	Equipo de recolección de agua de desecho	Cárcamo de recolección de agua de desecho y 2 bombas de transferencia de agua de desecho de 100%
1	Separador de Grasas y aceites	Capacidad para contener una ruptura del recipiente de aceite lubricante de la turbina de vapor o Turbogás (calculado en 6 000 galones)
1	Generador de emergencia	Capacidad para paro seguro de la unidad de ciclo combinado en capacidad de diseño a 500 kW.
3	Estaciones de monitoreo de calidad de aire	Para monitoreo de óxidos de nitrógeno.
1	Planta de tratamiento de aguas negras	Capacidad para tratar los efluentes del drenaje sanitario (calculado para 15 personas).
1	Equipo de dosificación de hipoclorito de sodio al agua de circulación	Con capacidad del 100%, bombas dosificadoras del 100 % cada una, filtros y equipo asociado.
1	Bombas de agua de circulación	2 cada una dimensionada para proporcionar 100% de la capacidad del total de flujo de agua de circulación de diseño

La vida útil de los equipos es de 25 años. El tiempo estimado de uso de la mayoría de los equipos será de 24 horas, dado que el régimen de operación de la central es continuo.

V.6 Condiciones de operación

Describir las condiciones de operación de la planta (flujo, temperaturas y presiones de diseño y operación), así como el estado físico de la(s) sustancia(s)

Anexar diagramas de flujo y Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's) legibles y con la nomenclatura y simbología correspondiente

V.6.1 Balance de materia

El balance de masa de la operación de la central se indica en la Figura V-16, el balance de masa de la combustión del gas se determinó con base en el balance estequiométrico. También se incluye el



diagrama de flujo del uso estimado de agua para la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar)
Figura V-17.

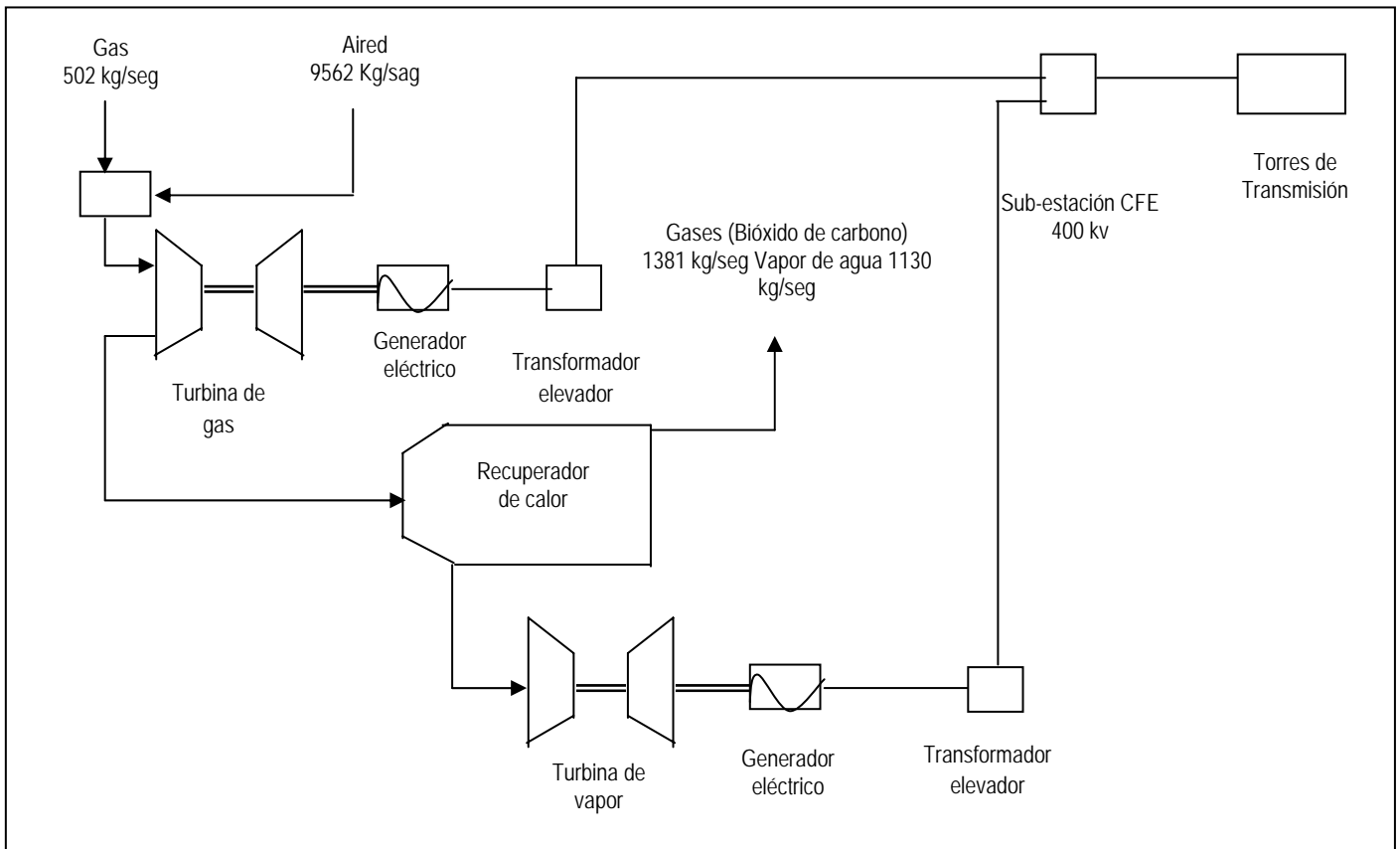


Figura V-17.- Balance de materia para Gas.

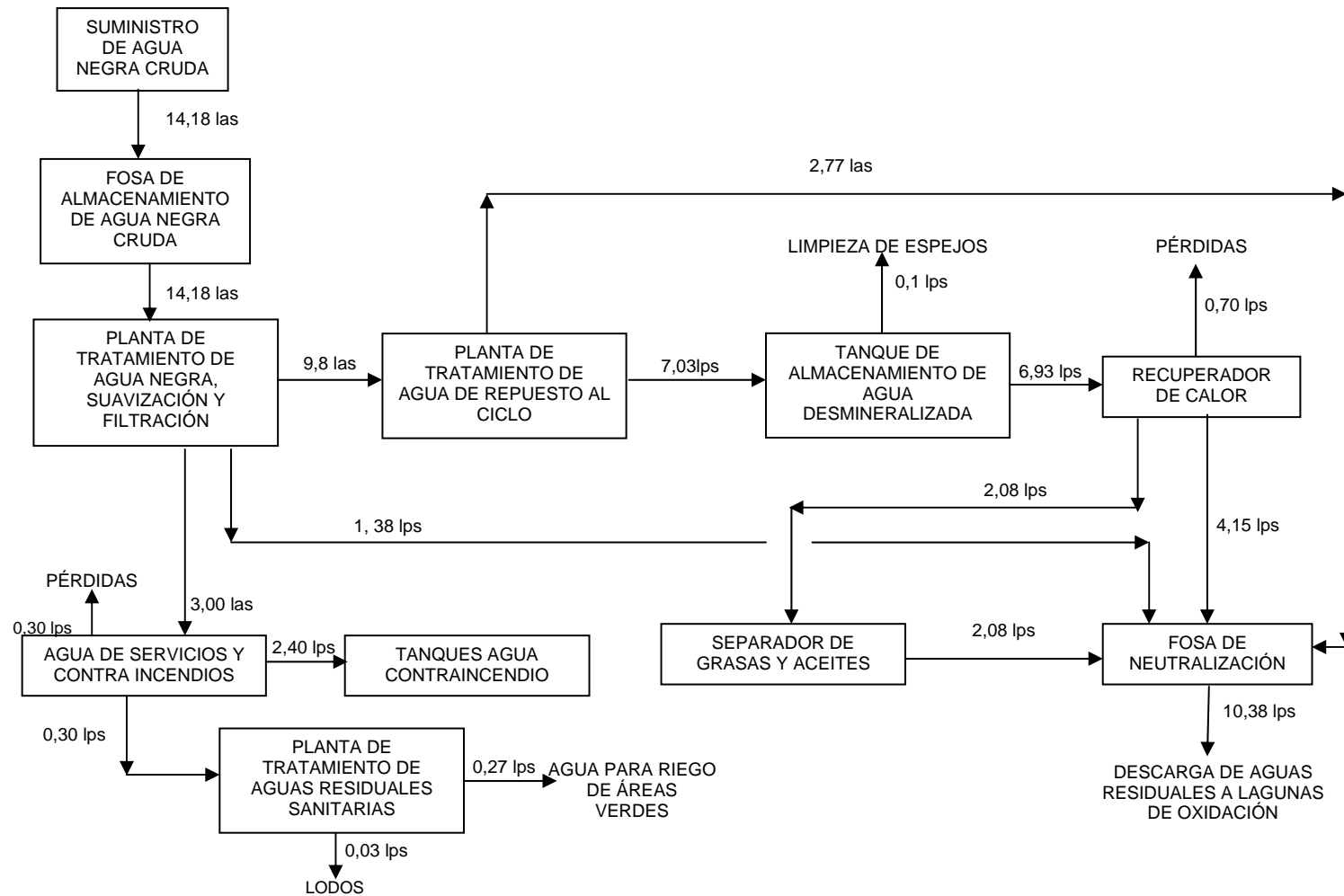


Figura V-18.- Diagrama de Flujo del uso estimado de agua para la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).



V.6.2 Temperaturas y presiones de diseño y operación

En la Tabla V-6 se presentan las temperaturas y presiones de diseño y operación. En la Figura V-19, se presenta el diagrama de flujo de las diferentes corrientes del proceso.

Tabla V-6.- Estado físico, temperaturas y presiones de las corrientes.

	Sistema o equipo	Sustancia	Estado físico	Temperatura Máxima (°C)	Presión Máxima
1	Gas de interconexión con gasoducto El Paso a Estación de Compresión	Gas Natural	Gaseoso	20	45 kg/cm ²
2	Alimentación de combustible al Turbogás (entrada a la cámara de combustión)	Gas Natural	Gaseoso	112,4	36 bar
3	Gases de combustión a la salida del Turbogás	Gas de combustión	Gaseoso	618	0,91 bar
4	Gases de combustión a la salida del Recuperador	Gas de combustión	Gaseoso	100	0,9 bar
5	Vapor sobrecalentado del Recuperador	Vapor	Gaseoso	586	124 bar
6	Vapor recalentado frío	Vapor	Gaseoso	365	32,58 bar
7	Agua caliente en retorno al ciclo	Agua	Líquido	48	1 bar
8	Hidrógeno para enfriamiento del generador	Hidrógeno	Gaseoso	20	2,1 bar

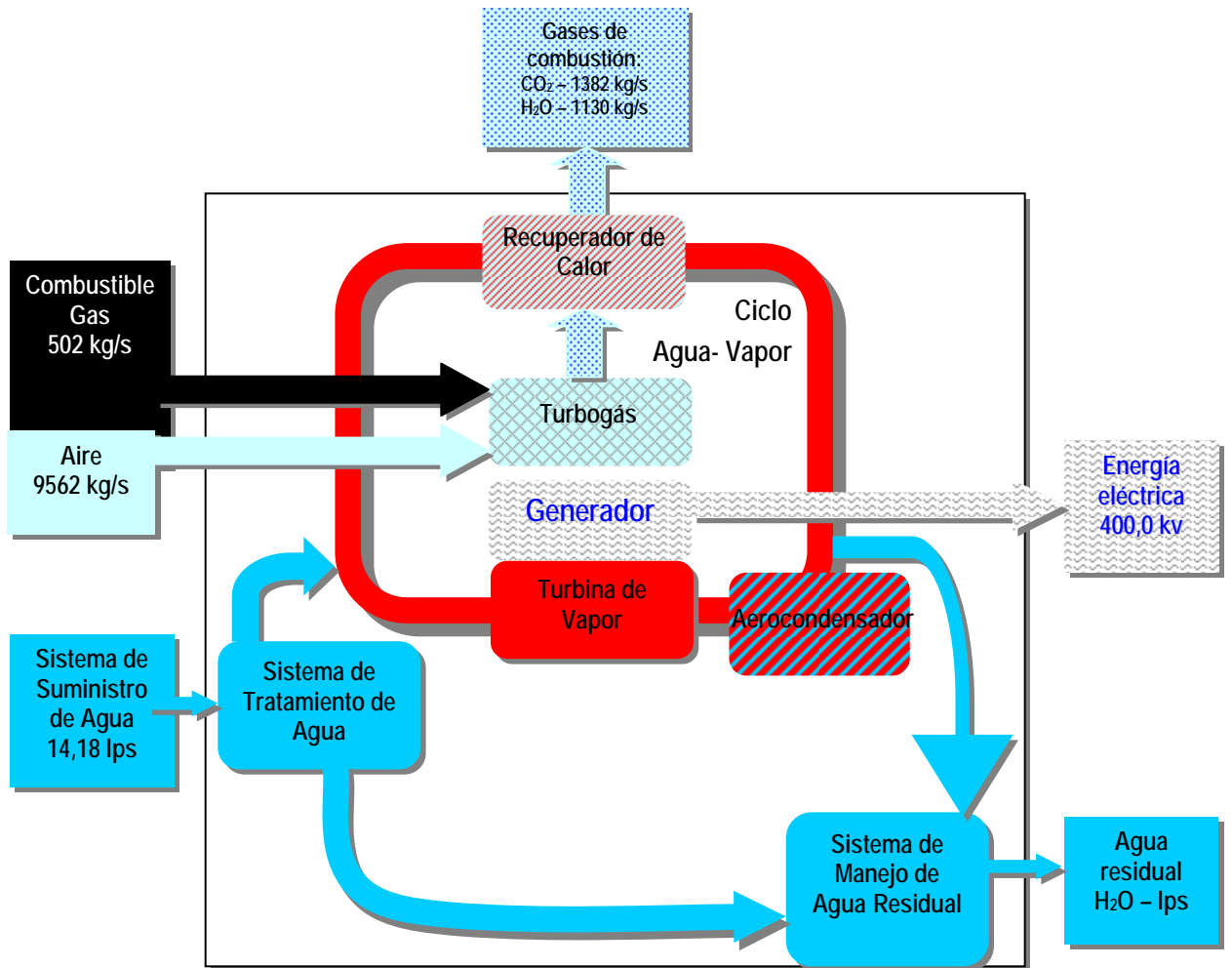


Figura V-19.- Corrientes del proceso.

V.6.3 Estado físico de las diversas corrientes de proceso

En la Figura V-20 se presenta el estado físico de las diversas corrientes del proceso.

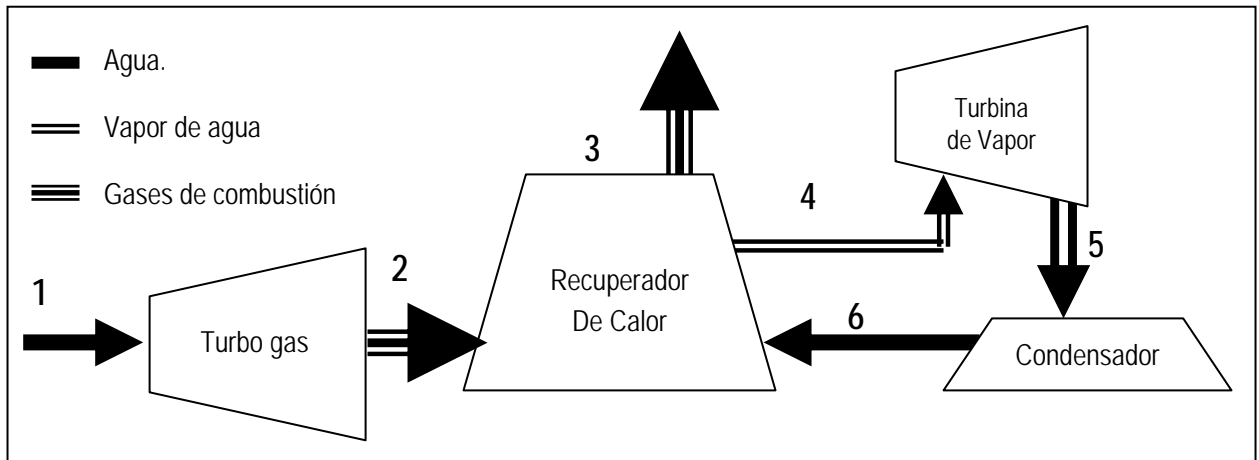


Figura V-20.- Estado físico de las corrientes del proceso.

V.6.4 Características del régimen operativo de la instalación (continuo o por lotes)

El proceso de generación de energía eléctrica es forzosamente un proceso continuo. El régimen de operación de la central estará gobernado por la demanda que los usuarios impongan a la red de distribución en cada momento. La 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) trabajará a carga base.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) proporcionará en forma diaria los predespachos de generación y producción, la Central informará a éste, cuando no se pueda cumplir con el programa por problemas en sus instalaciones.

La Central estará diseñada para operar en forma continua las 24 hrs del día, los 365 días del año en carga base, esto es, en un régimen de carga entre 85% a 100% de su capacidad todo el tiempo que esté disponible, durante la vida útil de la Central; la operación será de acuerdo a las políticas y procedimientos del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, con objeto de tener la contabilidad y economía adecuadas.



El generador de combustión podrá ser operado automáticamente desde la sala de control a distancia. La unidad podrá ser arrancada o detenida desde el escritorio de la unidad de control. La operación de este equipo se describe a continuación:

La instrumentación y el sistema de control de la planta, proporcionarán el equipo necesario para la operación segura de ésta. La operación y control de la planta se realizará desde el Cuarto de Control y, donde sea necesario, por medio de controladores locales. La instrumentación involucrada será la necesaria para la operación automática y segura. La supervisión y reportes de la planta se realizarán en el Sistema de Control Distribuido (SCD) desde el Cuarto de Control. El diseño e instalación de la instrumentación serán consistentes con las condiciones de operación de los servicios donde sean utilizados.

El Cuarto de Control tendrá estaciones de trabajo para operadores, cada una de las cuales estará integrada por monitor, teclado y "ratón", que el operador utilizará para diálogo, señalización y activación de dispositivos. La estación del operador proporcionará redundancia para seguridad, y confiabilidad en la operación de la planta. En caso de condiciones anormales en la planta, ésta proporciona un diálogo de comunicación para operadores e ingenieros.

Interfase con el Proceso

Los módulos de entradas son utilizados como una interfase entre los controladores y las variables medidas en el proceso, recibiendo las señales y acondicionándolas para ser procesadas en el Sistema de Control Distribuido. Los módulos de salidas, por el contrario, acondicionan las señales procesadas del Sistema de Control Distribuido a los valores de las variables del proceso.

Modo de Operación

Las funciones que se realizarán en las estaciones de trabajo son: operación, monitoreo y supervisión de las variables de proceso. El operador interactuará con el proceso a través del monitor, "ratón" y teclado; y estará en contacto con el proceso por medio desplegados en la pantalla del monitor, a



través gráficos de grupos, de tendencias, de objetos y reportes del comportamiento de las variables del proceso. El operador supervisará el proceso y el sistema de control por medio de alarmas, reportes de eventos, el auto diagnóstico del sistema y los desplegados en la pantalla del comportamiento de las variables en el sistema. Las alarmas serán anunciadas a través de textos intermitentes de colores que resalten, así como con señales audibles.

Condición "En espera".

1. Se suministra potencia para los equipos auxiliares a partir de la red de distribución.
2. Los interruptores de control de los auxiliares están puestos en la posición de automático.
3. Todo el equipo esta en condición de espera.
4. El aceite de lubricación esta circulando dentro del sistema de lubricación.
5. Las baterías están totalmente cargadas.
6. El rotor esta rotando lentamente gracias al mecanismo de rotación.

Condición "Arrancar".

1. La secuencia de arranque de la unidad es automática, la luz de "Listo para arrancar" está prendida después de que todos los "breakers" han sido cerrados para el reconocimiento de cualquier condición de alarma.
2. Después, la secuencia de control se inicia al empujar el botón de arranque en el cuarto de control. Las luces indicativas en el cuarto de control indican el progreso.
3. El dispositivo de arranque se energiza, e inicia la rotación a aproximadamente el 20% de la velocidad establecida.
4. El combustible se inyecta y prende.
5. La unidad es acelerada hasta velocidad de auto-sustentación, que es aproximadamente del 70% de la velocidad especificada.



6. En este punto el controlador es energizado para inyectar combustible adicional, al mismo tiempo se desacopla el dispositivo de arranque, y se acelera la turbina de combustión hasta calentamiento. Esto es alrededor de la velocidad especificada.
7. Después de un periodo de calentamiento corto, las luces indicadoras muestran que la unidad está lista para carga.

Condición "Operando Normal".

1. Cuando la unidad está en modo de sincronización automática, solo se indica al sincronizador el punto deseado de carga.
2. La unidad también puede ser sincronizada y cargada manualmente ajustando el gobernador en forma manual.

Condición "Apagar".

1. El apagado inicia al empujar el botón de alto.
2. La carga se reduce gradualmente hasta la carga mínima permisible
3. El break del generador se abre.
4. La turbina de combustión se enfría por un periodo corto.
5. Después del periodo de enfriamiento, se corta automáticamente el suministro de combustible, reduce su velocidad, se detiene y regresa a la condición de espera.

En el caso de que se señale condición de emergencia por alguno de los dispositivos de protección, o a través del botón de paro de emergencia, la unidad abre el "breaker" del generador y corta de golpe el suministro de combustible, reduciendo su velocidad; se detiene y regresa a las condiciones de espera.



Filosofía de Control de la Planta

Todos los valores analógicos son monitoreados y activarán alarmas cuando se salgan de los valores límite establecidos. El control relacionado con el proceso será efectuado dentro de la misma unidad de control. La falla de cualquier módulo o par redundante, no afectará el control ni la automatización de las variables del proceso controladas a través de diferentes módulos. En caso de falla de un módulo de procesamiento, uno de los módulos esclavos asociados, o un módulo I/O de señales analógicas; una señal de alarma será generada y la transferencia de modo "automático" a modo "manual" será realizada automáticamente. También será considerada la utilización de transductores redundantes y/o la supervisión de la calidad en las señales críticas analógicas de entrada. Se aplicará redundancia cuando la pérdida de cualquier señal de entrada requiera operación manual por ser una parte importante en el sistema de control.

Cuarto de Control

Como ya se ha dicho, existirá un cuarto de control centralizado en la planta, en donde se localizarán las estaciones de trabajo para operación, con un diseño tal que permita al operador una rápida y segura interacción bajo cualquier condición de operación. Para el diseño del cuarto de control han sido considerados aspectos ergonómicos, para disminuir o eliminar los errores humanos. El cuarto de control tendrá piso falso, permitiendo que la acometida a gabinetes, estaciones de control y paneles, sea por la parte inferior. El cuarto de control tendrá aire acondicionado para garantizar un ambiente adecuado y la adecuada operación del equipo de control.

V.6.5 Diagramas de Tubería e instrumentación (DTI's) con base en la ingeniería de detalle y con simbología correspondiente

Los DTI's se presentan en el Anexo "H".



A continuación, se presenta la descripción referente al sistema de control distribuido que representa la filosofía de la instrumentación y control.

Área de Instrumentación y Control

Todos los sistemas de instrumentación y control necesarios para la operación segura y automática del ciclo combinado, incluyendo ingeniería, equipo, accesorios, instalación, software y programación, licencias de uso de software, pruebas, documentación y capacitación de: Sistema de control distribuido, control maestro y Sistema de transmisión de datos.

Sistema de control distribuido:

El sistema de control distribuido incluye:

- Estaciones de operación, estaciones de pantalla simple (o de doble pantalla) en el cuarto de control central, en el laboratorio químico, en la caseta de la subestación de alta tensión, así como impresoras.
- Estación de programación (pantalla, teclado, ratón, procesador, memorias, impresora)
- Insertos con instrumentación de emergencia.

Equipo de control y monitoreo del turbogenerador de vapor, que incluye:

- Mediciones (sensores, transmisores, interruptores, accesorios de instalación, acondicionamiento de señales, etc.).
- Regulación de velocidad y carga.
- Protecciones.
- Controladores para secuencia automática de arranque y paro.
- Supervisores de vibración y variables dinámicas.
- Medición y regulación de las derivaciones de vapor (by pass) de la turbina de vapor



Equipo de control y monitoreo de los generadores de vapor (recuperadores de calor) y sistemas asociados al ciclo agua-vapor, que incluye:

- Mediciones (sensores, transmisores, interruptores, accesorios de instalación, acondicionamiento de señales, etc.)
- Regulación de variables del ciclo agua-vapor
- Protecciones
- Controles lógicos para automatización de arranque y paro de equipo
- Sistema de análisis y muestreo de agua y vapor
- Monitores de nivel de domo de los generadores de vapor (tipo conductividad).

Control maestro

El Control maestro incluye: algoritmos de control secuencial, regulación y despacho remoto de carga del ciclo combinado completo, coordinación de protecciones del ciclo combinado completo e interfase e interconexión con los controles de los turbogeneradores.

Sistema de transmisión de datos

Sistema de transmisión de datos incluye: Bus de planta, puertos de comunicación, interfase con los controles de los turbogeneradores de gas existentes, interfases con otros sistemas (CENACE, Sist. de Administración de CFE, etc.), gabinetes electrónicos y gabinetes de instrumentos locales, cajas terminales y accesorios de cableado, programación del sistema.

Elementos finales de control

Los cuales incluyen: actuadores, válvulas de control, posicionadores, reguladores auto-operados, accesorios de instalación, válvulas de seguridad y alivio.



Instrumentación local

Tal como: Indicadores de presión, indicadores de presión diferencial, puntos de prueba de presión, indicadores de temperatura, termopozos de prueba, columnas de nivel, indicadores de nivel tipo regleta, mirillas de flujo, rotámetros (indicadores de flujo), válvulas solenoides y controladores (reguladores) locales.

Sistemas de control de equipos paquete

Que cuenta con equipo y programación de: Medición, regulación, secuencias de arranque y paro, interfases con el operador, señalización al sistema de control distribuido.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



VI ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

Esta sección es una de las más importantes del Estudio de Riesgo Ambiental ya que permite determinar los radios de afectación a causa de un accidente

VI.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

Mencionar accidentes e incidentes ocurridos en la operación de las instalaciones o de procesos similares, describiendo brevemente el evento las causas, sustancias involucradas, nivel de afectación y en su caso acciones realizadas para su atención

Describir el evento, las causas, sustancia(s) involucrada(s), nivel de afectación, y acciones realizadas para su atención

CFE empresa paraestatal, es responsable en nuestro país de la generación y distribución de energía eléctrica, desarrollando y aplicando tecnología de punta en sus procesos de producción. Las unidades turbogeneradoras de gas, son plantas de generación de energía eléctrica, en las cuales se aprovechan los gases generados en el proceso de combustión, para el movimiento de turbinas de gas y generación de energía eléctrica.

Las unidades turbogeneradoras de gas usan gas natural como combustible único y llevan implícito un riesgo en su manejo, sin embargo, en éste tipo de unidades no se han registrado incidentes de riesgo (incendio, fugas y/o explosiones) que causen daño a los trabajadores, instalaciones, población o al ambiente.

Los reportes de accidentes que se han presentado en instalaciones similares, son registrados por la CFE y de acuerdo con las estadísticas revisadas, la mayoría son de índole laboral y de daños menores a algunos equipos.



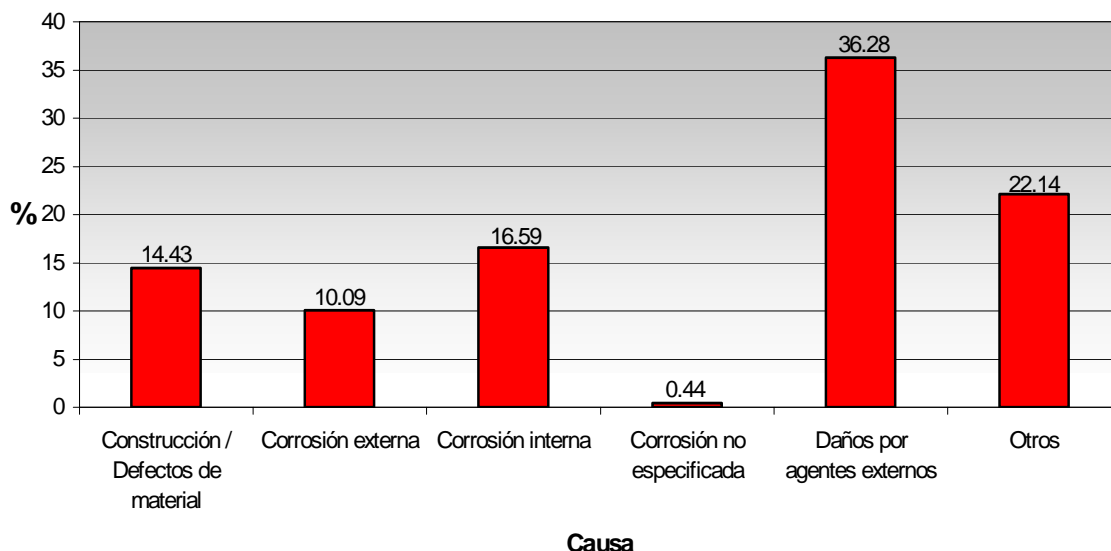
Los riesgos asociados a la conducción de gas natural a través de ductos e instalaciones están ligados a la fuga del fluido, que podría presentarse por un número limitado de causas, las cuales son:

- a) Interferencia de terceros, resultando en la perforación del ducto.
- b) Corrosión en la línea, resultando en la perforación de la misma.
- c) Falla mecánica del equipo, en la tubería o soldadura.
- d) Incumplimiento en especificaciones de diseño o materiales de construcción.
- e) Error en la operación.

En la actualidad no se cuenta con estadísticas oficiales que reporten los accidentes ocurridos durante la operación de los gasoductos en territorio nacional.

Como referencia indirecta, se cuenta con datos publicados por el grupo europeo de información sobre incidentes en ductos, los cuales indican que entre 1970 y 1992, el rango promedio de fallas es de $5,75 \times 10^{-4}$ / km·año, basándose en $1,47 \times 10^6$ km·año de operación de gasoductos subterráneos a través de Europa, incluyendo el Reino Unido. Las estadísticas de este grupo confirman que la mitad de todos los accidentes resultan de la injerencia de agentes externos al ducto, y no están relacionados con el diseño u operación del gasoducto.

En la Gráfica VI.1 se muestran incidentes ocurridos de 1994 a 2000, para diferentes factores causantes de fugas en gasoductos. Datos obtenidos de Office of Pipeline Safety, más referencias en (<http://ops.dot.gov/>). En la gráfica se aprecia que la mayor causa de accidentes es debida a factores externos al proceso, ocupan un lugar importante los diferentes tipos de corrosión y otros factores no especificados.



Gráfica VI.1.- Principales causas de accidentes en gasoductos ocurridos en E.U. de 1994 al 2000.

Si bien las estadísticas de fallas en otros países, no pueden ser aplicadas directamente en el nuestro, debido a las diferencias en diseño y operación que existen entre ambos, éstas se presentan a título informativo, con el propósito de mostrar que la probabilidad de falla es muy baja.

VI.2 Metodología de identificación y jerarquización

Con base en los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's) de la ingeniería de detalle, identificar y jerarquizar los riesgos en cada una de las áreas de proceso, almacenamiento y transporte, mediante la utilización de alguna de las siguientes metodologías: Análisis de Riesgo y Operabilidad (HazOp); Análisis de Modo Falla y Efecto (FMEA) con Árbol de Eventos; Árbol de Fallas, o alguna otra con características similares a las anteriores y/o la combinación de éstas, debiéndose aplicar la metodología de acuerdo a las especificaciones propias de la misma. En caso de modificar dicha aplicación, deberá sustentarse técnicamente

Bajo el mismo contexto, deberá indicar los criterios de selección de la(s) metodología(s) utilizadas para la identificación de riesgos; así mismo, anexar el o los procedimientos y la(s) memoria(s) descriptiva(s) de la(s) metodología(s) empleada(s)

En la aplicación de la(s) metodología(s) utilizada(s), deberá considerarse todos los aspectos de riesgo de cada una de las áreas que conforman el proyecto



Para la jerarquización de riesgos se podrá utilizar: Matriz de Riesgos, ó metodologías cuantitativas de identificación de riesgos, o bien aplicar criterios de peligrosidad de los materiales en función de los gastos, condiciones de operación y/o características CRETIB, o algún otro método que justifique técnicamente dicha jerarquización

Selección de la Metodología de Identificación de Riesgo

De acuerdo con la guía sugerida por el Centro de Seguridad en Procesos Químicos de Instituto Americano de Ingenieros Químicos (Center for Chemical Process Safety (CCPs) del American Institute of Chemical Engineers (AIChE) y la aplicación del diagrama de flujo que se presenta en el Anexo "I", se determinó la aplicación del procedimiento de Lista de Verificación y HazOp.

Descripción de las Técnicas de Evaluación de Riesgos

Lista de verificación

Es una lista de datos específicos para identificar tipos conocidos de peligros, deficiencias de diseño y situaciones potenciales de accidentes asociadas con operaciones y equipo de proceso.

Esta técnica se utiliza para evaluar materiales, equipo o procedimientos, con base en especificaciones de diseño.

El uso apropiado de la Lista de Verificación asegura que una pieza o equipo cumple con estándares aceptados y permite identificar áreas que requieren mayor atención en su evaluación.

Para utilizar una lista de Verificación adecuadas tiene que seleccionar una que se adapte al proceso y que contenga recursos disponibles (ejemplo: Estándares internacionales, guías industriales, normas vigentes, entre otras). Si no se cuenta con una Lista de Verificación específica, se deberá usar su propia experiencia y la información disponible de fuentes autorizadas para generar una que se adapte a las necesidades del proceso.

La Lista de Verificación que se utilizó para este estudio comprende siete puntos, de los cuales se obtuvo información de la manera en que se operará y administrará la seguridad en la planta.



- 1.- Dirección y Administración
- 2.- Seguridad Industrial
- 3.- Higiene Industrial
- 4.- Protección Ambiental
- 5.- Preparación Para Emergencias
- 6.- Sistemas y Equipos de Respuesta
- 7.- Seguridad en la Operación

HazOp

La técnica para Análisis de Riesgos Operacionales (HazOp), es una metodología crítica y sistemática al proceso y a los propósitos de diseño de las instalaciones, ya sean nuevas o existentes y permite reconocer él o los riesgos en operación y/o las condiciones inseguras de los diferentes equipos que constituyen la instalación, previniendo además las consecuencias para el personal, la instalación misma y el entorno del lugar en el cual se ubica.

El HazOp requiere de la interacción de un grupo multidisciplinario, que a través de su conocimiento de la instalación y del proceso, así como de los fenómenos involucrados, revelará los detalles del proceso y su comportamiento bajo diferentes circunstancias. El grupo de análisis que desarrollará la metodología HazOp selecciona el sistema y le aplica una serie de “palabras guía”, que al combinarse con las variables del proceso representan fallas o desviaciones a la intención de diseño de las partes del sistema, además identifica posibles causas de dichas fallas y determina sus consecuencias como un evento de riesgo. Finalmente se dan recomendaciones para mitigar o eliminar el riesgo.

Para la aplicación de la técnica se utilizaron diagramas de tubería e instrumentación (DTI's) que se presentan en el Anexo “H”.



Los nodos o etapas de proceso que se seleccionaron de los planos fueron los siguientes:

Sección de Hidrógeno para enfriamiento del Generador de Corriente Eléctrica

1. Cilindros y líneas de Suministro de Hidrógeno al Generador
2. Unidad de monitoreo de presión y pureza de Hidrógeno
3. Secador de Hidrógeno
4. Generador

Gasoducto, Estación de Medición y Regulación de Gas Natural y Turbogás

1. Línea, desde la válvula de interconexión hasta la válvula de la línea de by pass de la trampa de envío de diablos
2. Gasoducto (Línea regular)
3. Línea, desde válvula de by pass de trampa de recibo de diablos hasta la válvula de interconexión con destino del gasoducto
4. Trampa de envío de diablos.
5. Trampa de recibo de diablos
6. Conexión con Ramal de Gasoducto / Separador de líquidos
7. Tanque de drenaje del separador
8. Línea de transporte de gas, desde conexión con Separador hasta válvula antes de calentador de bono de agua
9. Calentador de bono de agua
10. Filtro Separador (separadores bifásicos)
11. Tanque de drenaje de condensado
12. Compresores
13. Calentador de gas combustible
14. Bastidor A
15. Turbogás (DTI's S1-62048, S1-62049 y S1-62050)



Ciclo Vapor – Condensado

1. Sistema de alimentación de hidrógeno a Generador de vapor. (DTI's 001, 002, 005, 006, 012, 013, 014 y 015)

Las variables de proceso que se aplicaron en la técnica HazOp fueron:

- Flujo
- Presión
- Temperatura
- Nivel

Las hojas de desarrollo del HazOp se presentan en el Anexo "J". En ellas se pueden encontrar las desviaciones, causas que las originan, salvaguardas y recomendaciones aplicadas al proceso.

Jerarquización de Riesgos

Para la metodología de jerarquización de los escenarios de riesgo identificados mediante la aplicación de las técnicas de evaluación cualitativas, Lista de Verificación y HazOp, se plantea el uso de una técnica semicuantitativa de riesgo llamada Matriz de Jerarquización de Riesgo (CCPs, 1995).

La Matriz de Jerarquización de Riesgo relaciona la severidad de los escenarios mediante el uso de índices ponderados de la severidad de las consecuencias (o afectación) y de la probabilidad de ocurrencia del incidente. El índice de evaluación de la severidad (Tabla VI-1), permite identificar la magnitud de las consecuencias en relación con los daños probables tanto a la salud como a la economía de la instalación. Por otro lado, la probabilidad de ocurrencia de un incidente (Tabla VI-2), depende directamente del nivel de protección del equipo, así como del historial de la frecuencia de fallas que funjan como eventos iniciantes en el desarrollo de los escenarios evaluados.



Tabla VI-1.- Índice de severidad de las consecuencias.

Categoría	Consecuencia	Descripción
4	Catastrófico	Fatalidad/daños irreversibles y pérdidas de producción mayores a USD \$ 1 000 000,00
3	Severa	Heridas múltiples/daños mayores a propiedades y pérdidas de producción entre USD \$ 100 000,00 y USD \$ 1 000 000,00
2	Moderada	Heridas ligeras/daños menores a propiedades y pérdidas de producción entre USD \$ 10 000,00 y USD \$ 100 000,00
1	Ligera	No hay heridas/daños mínimos a propiedades y pérdidas de producción menores a USD \$ 10 000,00

Fuente: JBF Associates, Inc., Knoxville, TN. (CCPs, 1995)

Tabla VI-2.- Índice de frecuencia del escenario.

Categoría	Frecuencia	Descripción
4	Frecuente	Se espera que ocurra más de una vez por año
3	Poco Frecuente	Se espera que ocurra más de una vez durante el tiempo de vida de la instalación
2	Raro	Se espera que ocurra NO más de una vez en la vida de la instalación
1	Extremadamente raro	No se espera que ocurra durante el tiempo de vida de la instalación

Fuente: JBF Associates, Inc., Knoxville, TN. (CCPs, 1995)

La Matriz de Jerarquización de Riesgos resultante se muestra en la Tabla VI-3:

Tabla VI-3.- Matriz de Jerarquización de Riesgos.

Índice Ponderado de Riesgo			Consecuencia			
			LIGERO	MODERADO	SEVERO	CATASTRÓFICO
			1	2	3	4
Frecuencia	FRECUENTE	4	IV	II	I	I
	POCO FRECUENTE	3	IV	III	II	I
	RARO	2	IV	IV	III	II
	EXTREMADAMENTE RARO	1	IV	IV	IV	III

Fuente: JBF Associates, Inc., Knoxville, TN. (CCPs, 1995)

Finalmente, el índice ponderado de riesgo, Tabla VI-4, nos permite jerarquizar las áreas de proceso que requieren de acciones correctivas urgentes o bien, interpretar el riesgo asociado de la instalación con sus posibles efectos.



Tabla VI-4.- Índice de riesgo.

Categoría	Riesgo	Descripción
IV	Aceptable	Riesgo generalmente aceptable; no se requieren medidas de mitigación y abatimiento
III	Aceptable con controles	Se debe revisar que los procedimientos de ingeniería y control se estén llevando a cabo en forma correcta
II	Indeseable	Se deben revisar tanto procedimientos de ingeniería como administrativos y en su caso modificar en un período de 3 a 12 meses
I	Inaceptable	Se deben revisar tanto procedimientos de ingeniería como administrativos y en su caso modificar en un período de 3 a 6 meses

Fuente: JBF Associates, Inc., Knoxville, TN. (CCPs, 1995)

Para la elaboración de la Matriz de Jerarquización de Riesgos, se evaluaron las desviaciones obtenidas en la técnica de identificación de Riesgos HazOp. Donde se le asignó una frecuencia de ocurrencia y una severidad o consecuencia tomando en cuenta las medidas de seguridad con que cuenta la instalación, de esta manera se pudieron identificar las situaciones que presentan mayor índice de riesgo. La matriz de jerarquización de riesgos se presenta en el Anexo “K”.

El índice ponderado de riesgo se utiliza para jerarquizar y determinar los escenarios que se consideren importantes para la simulación de consecuencias (Apartado VI.3).

Las posibles fallas o desviaciones identificadas mediante el HazOp que generarían un mayor índice de riesgo, según la metodología de jerarquización de riesgos, se presentan en las siguientes tablas:

Tabla VI-5.- Sistema de suministro de Gas Natural a Turbogás.

Núm.	Desviación	Nodo o Etapa	Posibles Causas	Frecuencia	Consecuencia	Nivel de riesgo
1	Menor Presión	Línea entre válvula de interconexión con origen y válvula de la línea de by pass.	Fuga por orificio o ruptura causado por agente externo.	2	3	III
3	Menor Presión	Gasoducto.	Fuga por orificio causado por corrosión externa.	3	2	III
3	Menor Presión	Gasoducto.	Fuga por orificio causado por corrosión interna.	3	2	III
3	Menor Presión	Gasoducto.	Fuga por orificio o ruptura causado por golpe externo.	2	3	III



Continuación Tabla VI-5

Núm.	Desviación	Nodo o Etapa	Posibles Causas	Frecuencia	Consecuencia	Nivel de riesgo
5	Menor Presión	Línea de válvula de by pass de trampa de recibo de diablos a interconexión con destino del gasoducto.	Fuga por orificio causado por corrosión externa.	3	2	III
5	Menor Presión	Línea de válvula de by pass de trampa de recibo de diablos a interconexión con destino del gasoducto.	Fuga por orificio causado por corrosión interna.	3	2	III
5	Menor Presión	Línea de válvula de by pass de trampa de recibo de diablos a interconexión con destino del gasoducto.	Fuga por orificio o ruptura causado por agente externo.	2	3	III
10	Mayor presión	Trampa de recibo de diablos (Aplica solo cuando se hacen corridas de diablos).	Válvula de la línea de by pass y válvula de la línea de pateo cerradas, con válvula de compuerta para paso de diablos abierta.	2	3	III
11	No Flujo	Conexión con Gasoducto / Separador de líquidos	Ruptura total de la línea en cualquier punto del nodo (golpe externo).	1	4	III
12	Menor Flujo	Conexión con Gasoducto / Separador de líquidos	Fuga de gas en cualquier punto de la línea o separador, causado por orificio ocasionado por deterioro, corrosión, vibración o golpe externo.	2	3	III
13	No presión	Conexión con Gasoducto / Separador de líquidos	Ruptura total de la línea en cualquier punto del nodo (golpe externo).	1	4	III
14	Menor Presión	Conexión con Gasoducto / Separador de líquidos	Fuga de gas en cualquier punto de la línea o separador, causado por orificio causada por deterioro, erosión, corrosión, vibración o golpe externo.	2	3	III
23	Mayor Presión	Tanque de drenaje del separador.	Gasificación del tanque.	2	3	III
24	No Flujo / Presión	Línea de transporte de gas, desde conexión con Separador hasta válvula antes de calentador de bono de agua.	Ruptura total en algún punto de la línea o conexión de accesorios.	1	4	III
25	Menor Flujo / Presión	Línea de transporte de gas, desde conexión con Separador hasta válvula antes de calentador de bono de agua.	Fuga de gas causado por corrosión, deterioro, vibración o golpe externo.	2	3	III
28	No Presión / Flujo	Calentador de bono de agua	Ruptura total en algún punto de la línea.	1	4	III
29	Menor Presión / Flujo	Calentador de bono de agua	Fuga de gas ocasionada por corrosión, deterioro, vibración o golpe externo.	2	3	III



Continuación Tabla VI-5

Núm.	Desviación	Nodo o Etapa	Posibles Causas	Frecuencia	Consecuencia	Nivel de riesgo
32	No Flujo	Filtro Separador (separadores bifásicos)	Ruptura de la línea antes de la entrada al separador.	1	4	III
33	Menor Flujo	Filtro Separador (separadores bifásicos)	Fuga de gas en el sistema causado por corrosión, vibración, deterioro o golpe externo.	2	3	III
35	No Presión	Filtro Separador (separadores bifásicos)	Ruptura de la línea antes de la entrada al separador.	1	4	III
36	Menor Presión	Filtro Separador (separadores bifásicos)	Fuga de gas en el sistema causado por corrosión, vibración, deterioro o golpe externo.	2	3	III
45	Mayor Presión	Tanque de drenaje de condensado	Gasificación del tanque.	2	3	III
46	No Flujo	Compresores	Ruptura de la línea corriente arriba.	1	4	III
47	Menor Flujo	Compresores	Fuga de gas en la línea causada por corrosión, vibración, deterioro o golpe externo.	2	3	III
48	No Presión	Compresores	Ruptura de la línea corriente arriba.	1	4	III
49	Menor Presión	Compresores	Fuga en la línea por deterioro, corrosión, golpe externo o vibración.	2	3	III
53	No Presión	Calentador de gas combustible	Ruptura total de la línea corriente arriba del calentador.	1	4	III
54	Menor Presión	Calentador de gas combustible	Fuga de gas deterioro, corrosión, golpe externo vibración.	2	3	III
57	No Presión / Flujo	Bastidor A	Ruptura total de la línea en algún punto.	1	4	III
58	Menos Presión	Bastidor A	Fuga por deterioro, corrosión, vibración o golpe externo.	2	3	III
59	Mayor Presión	Bastidor A	Fuga por deterioro, corrosión, vibración o golpe externo.	2	3	III



Tabla VI-6.- Sistema de suministro y monitoreo de Hidrógeno para enfriamiento del Generador de Turbogás.

Num.	Nodo o Etapa	Desviación	Posibles Causas	Frecuencia	Consecuencia	Nivel de riesgo
01	Cilindros y líneas de Suministro de Hidrógeno al Generador	No Flujo	Ruptura en algún punto de la línea ocasionado por golpe externo.	2	3	III
04	Cilindros y líneas de Suministro de Hidrógeno al Generador	Flujo inverso	Ruptura en algún punto de la línea	2	3	III
06	Cilindros y líneas de Suministro de Hidrógeno al Generador	No Presión	Ruptura total de la línea o de algún accesorio, causada por agente externo.	2	3	III
09	Control de la presión y la pureza del Hidrógeno.	No Flujo	Ruptura total de la línea o de accesorio.	2	3	III
11	Control de la presión y la pureza del Hidrógeno.	No Presión	Ruptura total de la línea o accesorio.	2	3	III
21	Generar Corriente Eléctrica	No Flujo	Ruptura en cabezal o línea de conducción de Hidrógeno.	2	3	III
23	Generar Corriente Eléctrica	No presión	Falla en sello hidráulico.	2	3	III
24	Generar Corriente Eléctrica	Menor Presión	Falla en sello hidráulico.	2	3	III

Tabla VI-7.- Sistema de alimentación de Hidrógeno a Generador Eléctrico del Ciclo Agua - Vapor.

Num.	Nodo o Etapa	Desviación	Posibles Causas	Frecuencia	Consecuencia	Nivel de riesgo
01	Alimentación del hidrógeno al Generador Ciclo Agua – Vapor, en la etapa de arranque.	Menor Pureza	No se logró el desplazamiento completo del aire presente en la turbina, por falla en el indicador de pureza de hidrógeno	2	3	III
02	Alimentar el hidrógeno necesario para el enfriamiento del Generador Ciclo Agua - Vapor	Menor Flujo	Ruptura de línea, tanque vacío o cerrado por falla del interruptor de apertura y cierre, válvula de venteo falle a cerrada.	2	3	III
03	Alimentar el hidrógeno necesario para el enfriamiento del Generador Ciclo Agua - Vapor	Menor Presión	Ruptura de línea, tanque vacío o cerrado por falla del interruptor de apertura y cierre, válvula de venteo falle a cerrada.	2	3	III
04	Alimentar el hidrógeno necesario para el enfriamiento del Generador Ciclo Agua - Vapor	Menor Presión	Ruptura del sello de aceite	2	3	III



Continuación Tabla VI-7

Num.	Nodo o Etapa	Desviación	Posibles Causas	Frecuencia	Consecuencia	Nivel de riesgo
05	Alimentación del sello de aceite	Menor presión	Ruptura de sello de aceite, por filtro taponado, falla de la bomba de aceite o falla en el nivel de aceite en el tanque de suministro. Falla en el indicador de presión en el sello de aceite que automatiza el suministro del mismo.	2	3	III
06	Alimentación del sello de aceite	No presión	Falla de bombeo de aceite.	2	3	III
07	Alimentación del sello de aceite	No presión	Ruptura del sello de aceite	2	3	III

La jerarquización de riesgos, permitió presentar un total de 46 fallas, de las cuales 31 son para el suministro de gas natural a turbogás, 8 en el sistema de suministro dentro el monitoreo de hidrógeno para enfriamiento del generador y 7 fallas en el sistema de alimentación del ciclo agua – vapor, con un nivel de riesgo III; el cual es aceptable con controles, pero debiendo revisar los procedimientos de ingeniería y control, así como realizar la operación en forma correcta. Cabe señalar, que cualquiera de estas desviaciones puede ser tomada en cuenta en la cuantificación de eventos. De acuerdo con estas posibles desviaciones, se consideraron tres potenciales fallas en el suministro de gas natural, una en el suministro y monitoreo de hidrógeno y una en el sistema de alimentación del ciclo agua – vapor. Las fallas son: 3, 10, 14, 25, 48; 24 y 5 respectivamente.

VI.3 Radios potenciales de afectación

Determinar los radios potenciales de afectación, a través de la aplicación de modelos matemáticos de simulación, del o los evento(s) máximo(s) probable(s) de riesgo y evento(s) catastrófico(s), identificados en el punto VI.2, e incluir la memoria de cálculo para la determinación de los gastos, volúmenes, y tiempos de fuga utilizados en las simulaciones, debiendo justificar y sustentar todos y cada uno de los datos empleados en estas determinaciones

En modelaciones por toxicidad, deben considerarse las condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos diez años (sección III.2)



Para el caso de simulaciones por explosividad, deberá considerarse en la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento el 10% de la energía total liberada

Representar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento obtenidas en un plano a escala adecuada, donde se indiquen los puntos de interés que pudieran verse afectados (asentamientos humanos, hospitales, escuelas, parques mercados, centros religiosos, áreas naturales protegidas, y zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, etc.)

La determinación de los radios potenciales de los eventos máximos probables se realizó mediante la aplicación de un software denominado Recursos Instrumentados para la Evaluación sistematizada de Grandes Riesgos (RIESGO Versión 2,10). Este software permite predecir las consecuencias de acuerdo al tipo de producto, velocidad de viento y estabilidad de Pasquill, y cuantifica los efectos por radiación y nube explosiva.

Para definir los escenarios a simular se tomaron las consideraciones siguientes:

1. Resultados de la aplicación de las metodologías HazOp y Jerarquización de Riesgos.
2. Las condiciones típicas de operación en los sistemas que emplean insumos químicos en instalaciones de C.F.E.
3. La experiencia del personal que elabora este estudio.
4. El tiempo de duración de la fuga dependerá de la localización del evento o del tiempo de respuesta del equipo automatizado o del personal de la planta.

Para el primer escenario evaluado se asignó un tiempo de fuga de 30 minutos, esto con la finalidad de evaluar las condiciones más críticas posibles en cuanto a acumulación de gas. Así también se toma en cuenta un tiempo de respuesta donde se localiza la fuga y se procede a aislar el sistema. Existiendo las válvulas de Corte (SDV) o la implementación del Sistema SCADA, la sección que presenta la fuga quedará aislada de manera instantánea.

A los escenarios 2, 3, 4 y 5 que representa fugas por el 20% del diámetro nominal del ducto y ruptura se les asignó un tiempo de 5 minutos. Cabe recalcar que este tipo de fuga de 2", 3,2" de diámetro y ruptura total por sus características se presentarían de tal forma que el personal de operación del Ramal de Gasoducto y de la Central deberán acudir en forma inmediata a atender



el evento, cerrando válvulas necesarias para aislar la sección dañada o contando con Válvulas de Corte o Sistema SCADA en las interconexiones del gasoducto bloquearán el suministro de gas a la Estación de Medición y Regulación y a la alimentación de combustible a la Turbogás, impidiendo que la fuga tenga una duración prolongada.

Escenario 6, representa la fuga de Hidrógeno de 0,5" de diámetro en el cabezal de Hidrógeno, o en el sello del sistema de enfriamiento del generador eléctrico de la Unidad turbogás. El tiempo de fuga asignado para este caso fue de 5 minutos debido a los inventarios de hidrógeno manejado en el proceso.

El escenario 7, representa la fuga de Hidrógeno 1,0" de diámetro en el sello del sistema de enfriamiento del generador eléctrico del Ciclo Agua – Vapor. El tiempo de fuga asignado para este caso fue de 5 minutos.

5. Para la selección de la estabilidad atmosférica se tomó en consideración la situación más estable que sea consistente con la velocidad de viento utilizada. La estabilidad atmosférica esta representada por 6 categorías de estabilidad. A continuación se muestran las condiciones meteorológicas típicamente asociadas con cada una de estas categorías de estabilidad.

Categoría de Estabilidad	Clasificación	Fenómenos Naturales	Tiempo del día más probable	Estación del año más probable
A	Muy inestable	Fuerte inestabilidad térmica, luz del sol brillante	Media mañana a media tarde	Primavera y verano
B	Inestable	Periodo de transición, mezclado moderado	Transición diurna	Todo el año
C	Ligeramente Inestable	Periodos de transición, mezclado ligero	Transición diurna	Todo el año
D	Neutral	Viento fuerte, nublado, transiciones día / noche	De día/ nublado, De noche/ nublado, viento fuerte, transición a luz diurna	Todo el año
E	Ligeramente Estable	Periodos de transición, vientos moderados nocturnos	Transición nocturna	Todo el año
F	Muy Estable	Cielos nocturnos claros, mezclado vertical muy limitado, pluma tortuosa y ventilada	De noche, cielos despejados, viento ligero	Todo el año



Clasificación de Estabilidad de Pasquill

Velocidad de viento en m/s	Día			Noche	
	Radiación Solar Incidente			Nubosidad mayor o igual a 4/8	Nubosidad menor a 4/8
	Fuerte	Moderada	Ligera		
+ Nota para los números	(1) +	(2) +	(3) +	(4) +	(5) +
< 2	A	A-B	B	F	F
2-3	A-B	B	C	E	F
3-5	B	B-C	C	D	E
5-6	C	C-D	D	D	D
> 6	C	D	D	D	D

Nota: Radiación solar fuerte significa: $\geq 600 \text{ W/m}^2$
Radiación solar moderada significa entre: 300 y 600 W/m^2
Radiación solar ligera significa: $< 300 \text{ W/m}^2$

- (1) Cielos despejados, una altura solar mayor de 60 grados sobre el horizonte, típicos de una tarde soleada de verano. Una atmósfera muy convectiva.
(2) Un día de verano con algunas nubes dispersas.
(3) Típico de una soleada tarde de otoño, un día de verano con bajas nubes dispersas, un día de verano con cielos despejados y una altura del sol de 15 a 35 grados sobre el horizonte.
(4) Se puede usar también para un día de invierno.
(Fuente: Modelos Atmosféricos para Simulación de Contaminación y Riesgos en Industrias)

- La velocidad del viento considerada fue la correspondiente a la mayor parte del año con una frecuencia del 80% con un rango de 0,5 a 5,7 m/s registrada en Agua Prieta, pero para fines del escenario más crítico se tomará la velocidad de 0,5 m/s (Ver Figura III-4, Cap. III).
- La temperatura ambiente promedio utilizada fue de 25,397 °C, temperatura media mensual registradas durante los meses de verano (Ver Tabla III-20, Cap. III).
- Las condiciones de operación utilizadas durante la simulación son las condiciones normales, estas se presentan en el apartado V.6.2, en el Capítulo V.
- Los tipos de fugas seleccionados corresponden a orificios de 0,5" de diámetro, que representan fugas causadas por corrosión, fallas en materiales o deterioro, falla en conexiones, válvulas, equipo o golpes externos. Orificios de 2", 3,2" de diámetro, que representa el 20 % del diámetro de la línea (referencia: Enrique C. Valdez *et al*, 1996. Riesgo Ambiental, Facultad de Ingeniería de la UNAM;), estos orificios podrán ser ocasionados por vibración o deterioro, golpes externos. Ruptura total, este tipo de fuga será ocasionada por agente externo.
- Se realizaron modelaciones para las sustancias gas natural e hidrógeno por considerarse como sustancia de alto riesgo ambiental. Con respecto a las sustancias ácido sulfúrico, hidróxido de sodio, hidrato de hidracina y las sustancias restantes que se utilizarán en la Central, no se realizaron modelaciones, en virtud de que estos insumos no se encuentran considerados en los



listados de actividades altamente riesgosas y además de que las condiciones de manejo en su almacenamiento (temperatura y presión ambiente), así como el tipo de flujo y destino del fluido solo pueden representar riesgos laborales y no ambientales.

Las consideraciones que se tomaron de acuerdo a SEMARNAT para definir la zona de alto riesgo y de seguridad, e interpretar los resultados de la simulación son las siguientes:

Niveles de radiación por incendio:

- 1,4 kW/m²
(440 BTU/h/ft²),
Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano en medio día. No causará incomodidad durante exposición prolongada. Este límite se considera como zona de amortiguamiento.
- 5,0 kW/m²
(1 500 BTU/h/ft²)
Nivel de radiación térmica suficiente para causar dolor al personal si no se protege adecuadamente en 8 segundos, sufriendo quemaduras hasta de 2º grado, sin protección adecuada, después de 8 segundos. Esta radiación será considerada como límite de zona de alto riesgo.

Niveles de sobrepresión por explosión:

- 0,5 lb/in²
La sobrepresión a la que se presentan normalmente ventanas grandes y pequeñas estrelladas, daño ocasional a marcos de ventanas. Esta sobrepresión se considerará como límite de la zona de amortiguamiento
- 1 lb/in²
Es la presión en la que se presenta demolición parcial de casas y se vuelven inhabitables. Se le considerará como zona de alto riesgo.

En la siguiente tabla se describen los valores de sobrepresión alcanzados por un evento explosivo y sus posibles daños.



Presión Máxima	Daño Producido por la Explosión (Clancy)
0.02	Ruido molesto (137 dB si es de baja frecuencia 10-15 Hz)
0.03	Ruptura ocasional de ventanas de vidrio grandes que estén bajo tensión
0.04	Ruido fuerte (143 dB), ruptura de vidrio por la onda sísmica.
0.10	Ruptura de ventanas pequeñas que se encuentren bajo tensión
0.15	Presión típica de ruptura del vidrio
0.30	"Distancia segura" (probabilidad de 0,95 que no ocurran daños serios a partir de este valor); límite de proyectiles; daños a techos de casas; ruptura del 10 % de ventanas de vidrios.
0.40	Daño estructural menor limitado.
0.50 – 1.00	Ventanas grandes y pequeñas normalmente estrelladas; daño ocasional a marcos de ventanas.
0.70	Daño menor a estructuras de casas.
1.00	Demolición parcial de casas, se vuelven inhabitables.
1.00-2.00	Destrucción de asbesto corrugado; en las divisiones de acero corrugado o aluminio, los tornillos fallan y después se tuercen; los tornillos de paneles de madera fallan; los paneles son destruidos.
1.00-8.0	Rango de daños ligeros a serios por heridas en la piel causadas por vidrios volando y otros misiles
1.30	El armazón de acero de edificios revestidos se deforma.
2.00	Colapso parcial de techos y paredes de casas.
2.00-3.00	Cuarteadura de paredes de concreto o bloques de ladrillo no reforzados.
2.30	Límite inferior de daño estructural serio.
2.4-12.2	Rango de 1-90% de ruptura de tímpano entre la población expuesta
2.50	50 % de destrucción de la mampostería en casas.
3.00	Poco daño a maquinaria pesada (3 000 lb) dentro de edificios industriales; armazones de acero en edificios se deforman y son arrancados de sus cimientos.
3.00-4.00	Demolición de edificios sin armazones o con paneles de acero; ruptura de tanques de almacenamiento de petróleo.
4.00	Ruptura del revestimiento de edificios industriales ligeros.
5.00	Los postes de madera se rompen súbitamente; prensas hidráulicas altas (40 000 lb) en edificios son ligeramente dañadas.
5.00-7.00	Destrucción casi completa de casas.
7.00-8.00	Paneles de ladrillo de 8-12 in de espesor no reforzados fallan por corte o flexión.
9.00	Demolición total de vagones de ferrocarril cargados.
10.00	Probable destrucción total de edificios; desplazamiento y daño fuerte a maquinaria pesada (7 000 lb), la maquinaria muy pesada (12 000 lb) sobrevive.
15.5-29.0	Rango de 1-99% de fatalidad entre la población expuesta debido a los efectos del choque directo.
300.00	Formación de cráter.



ESCENARIO 1	
<i>SUPOSICIÓN:</i> Se supone una fuga de gas a través de un orificio de 0,5" de diámetro equivalente en la Interconexión del Ramal de Gasoducto de 16" Ø "El Paso Gas Transmisión de México".	
<i>LOCALIZACIÓN:</i> La fuga se localiza en el inicio del Ramal de Gasoducto de 16" Ø "El Paso Gas Transmisión de México".	
<i>CAUSAS:</i> La fuga es ocasionada por corrosión, deterioro o vibración.	
<i>CONSIDERACIONES:</i> Velocidad del viento y estabilidad de Pasquill: 0,50 m/s, F; Temperatura ambiente: se consideró de 25,397 °C Presión en la línea: 45,0 kg/cm ² Temperatura en la línea: 20 °C Diámetro de Ducto: 16" Ø Longitud de Ducto: 3 749,71 La longitud asignada al tramo evaluado corresponde a la longitud del Gasoducto desde la interconexión del Gasoducto El Paso hasta la Estación de Regulación y Medición.	
<i>RESULTADOS:</i>	
TASA DE DESCARGA	DURACIÓN DE LA DESCARGA
26,69 kg/min (58,8 lbs/min)	5 min
RADIACIÓN TÉRMICA	
Zona de alto riesgo (5 Kw /m ²)	17,68 m (58 pies)
Zona de Amortiguamiento (1,4 Kw /m ²)	35,05 m (115 pies)
SOBREPRESIÓN POR EXPLOSIÓN	
(no se presenta explosión)	
<i>OBSERVACIONES:</i>	
<ul style="list-style-type: none">• El tiempo de duración de la fuga, la velocidad de viento y estabilidad de Pasquill no variarán los niveles de radiación térmica.• Se asignó un tiempo de 5 minutos a la fuga, pero la masa de gas liberada se estabiliza al pasar 3,3 minutos acumulando una masa de gas máxima de 192 lb en el LII (Límite inferior de Inflamabilidad);• La explosión de la nube de gas no se generó por contener una masa insuficiente para que se produzca este evento.	
La memoria del simulador se presenta en el Anexo "L": CCAGP-G1	



ESCENARIO 2	
<i>SUPOSICIÓN:</i> Se supone una fuga de gas a través de un orificio de 3,2" de diámetro equivalente en el Ramal de Gasoducto de 16" Ø.	
<i>LOCALIZACIÓN:</i> La fuga se localiza cercano a unas edificaciones en el km 1 + 175 de la línea regular del Ramal de Gasoducto 16" Ø "El Paso Gas Transmisión de México"	
<i>CAUSAS:</i> La fuga es ocasionada por corrosión, deterioro o vibración.	
<i>CONSIDERACIONES:</i> Velocidad del viento y estabilidad de Pasquill: 0,50 m/s, F; Temperatura ambiente: se consideró de 25,397 °C Presión en la línea: 45,0 kg/cm ² Temperatura en la línea: 20 °C Diámetro de Ducto: 16" Ø Longitud de Ducto: 3 749,71 La longitud asignada al tramo evaluado corresponde a la longitud del Gasoducto desde la interconexión del Gasoducto El Paso hasta la Estación de Regulación y Medición.	
<i>RESULTADOS:</i>	
TASA DE DESCARGA	DURACIÓN DE LA DESCARGA
1 092,46 kg/min (2 406,30 lbs/min)	5 min
RADIACIÓN TÉRMICA	
Zona de alto riesgo (5 Kw /m ²)	111,86 m (367 pies)
Zona de Amortiguamiento (1,4 Kw /m ²)	223,72 m (734 pies)
SOBREPRESIÓN POR EXPLOSIÓN	
Zona de alto riesgo (1,0 lb/in ²)	199,95 m (656 pies)
Zona de Amortiguamiento (0,5 lb/in ²)	346,55 m (1 137 pies)
<i>OBSERVACIONES:</i>	
<ul style="list-style-type: none">El tiempo de duración de la fuga, la velocidad de viento y estabilidad de Pasquill no variarán los niveles de radiación térmica.Se asignó un tiempo de 5 min a la fuga, pero la masa de gas liberada se estabilizará al pasar 27,9 min acumulando una masa de gas máxima de 12 032 lb en el LII; sin embargo este tiempo se considera demasiado grande ya que si se cuenta con dispositivos de seguridad como válvulas de corte rápido (SDV) la fuga quedará aislada en el tiempo que la válvula detecte la caída de presión (generalmente ocurre en fracción de segundos). Por otro lado el personal deberá estar capacitado para atender este tipo de incidentes a la mayor brevedad.	
La memoria del simulador se presenta en el Anexo "L": CCAGP-G2	



ESCENARIO 3	
SUPOSICIÓN: Se supone una fuga de gas natural causada por la ruptura total del Gasoducto de 16" Ø "El Paso Gas Transmisión de México".	
LOCALIZACIÓN: La fuga se localiza en la Trampa de Recibo del Ramal de Gasoducto de 16" Ø "El Paso Gas Transmisión de México" ubicada en la Estación de Regulación y Medición de Gas de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).	
CAUSAS: La fuga es ocasionada por golpe externo.	
CONSIDERACIONES: Velocidad del viento y estabilidad de Pasquill: 0,50 m/s, F; Temperatura ambiente: se consideró de 25,397 °C Presión en la línea: 45,0 kg/cm ² Temperatura en la línea: 20 °C Diámetro de Ducto: 16" Ø Longitud de Ducto: 3 749,71 La longitud asignada al tramo evaluado corresponde a la longitud del Gasoducto desde la interconexión del Gasoducto El Paso hasta la Estación de Regulación y Medición.	
RESULTADOS:	
TASA DE DESCARGA	DURACIÓN DE LA DESCARGA
27 311,28 kg/min (60 157,00 lbs/min)	5 min
RADIACIÓN TÉRMICA	
Zona de alto riesgo (5 Kw /m ²)	558,70 m (1 833 pies)
Zona de Amortiguamiento (1,4 Kw /m ²)	1 117,40 m (3 666 pies)
SOBREPRESIÓN POR EXPLOSIÓN	
Zona de alto riesgo (1,0 lb/in ²)	584,00 m (1 916 pies)
Zona de Amortiguamiento (0,5 lb/in ²)	1 013,15 m (3 324 pies)
OBSERVACIONES:	
<ul style="list-style-type: none">• El tiempo de duración de la fuga, la velocidad de viento y estabilidad de Pasquill no variarán los niveles de radiación térmica.• Se asignó un tiempo de 5 min a la fuga, pero la masa de gas liberada se estabilizará al pasar 252,1 min acumulando una masa de gas máxima de 1, 515971⁰⁷ lb en el LII; sin embargo este tiempo se considera demasiado grande ya que si se cuenta con dispositivos de seguridad como válvulas de corte rápido (SDV) la fuga quedará aislada en el tiempo que la válvula detecte la caída de presión (generalmente ocurre en fracción de segundos). Por otro lado el personal deberá estar capacitado para atender este tipo de incidentes a la mayor brevedad.	
La memoria del simulador se presenta en el Anexo "L": CCAGP-G3	



ESCENARIO 4	
<i>SUPOSICIÓN:</i> Se supone una fuga de gas natural a través de un orificio de 2,0" de diámetro equivalente.	
<i>LOCALIZACIÓN:</i> La fuga se localiza en la descarga de un compresor de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).	
<i>CAUSAS:</i> La ruptura es ocasionada por vibración o deterioro.	
<i>CONSIDERACIONES:</i> Velocidad del viento y estabilidad de Pasquill: 0,50 m/s, F; Temperatura ambiente: se consideró de 25,397 °C Presión en la línea: 36,0 Bar Temperatura en la línea: 112,4 °C La tasa de descarga se calculó en el mismo programa utilizando una longitud estimada de línea de 200 m y un diámetro estimado de 10" NOTA: Los valores de longitud y diámetro de la línea no afectarán los valores de tasa de descarga, solo son usados para obtener el dato, ya que está en función de la presión, temperatura de operación y diámetro de orificio de descarga.	
<i>RESULTADOS:</i>	
TASA DE DESCARGA	DURACIÓN DE LA DESCARGA
303,50 kg/min (688,5 lbs/min)	Estará determinada por el tiempo de respuesta del equipo automatizado o por el personal de operación.
RADIACIÓN TÉRMICA	
Zona de alto riesgo (5 Kw /m ²)	63,09 m (207 pies)
Zona de Amortiguamiento (1,4 Kw /m ²)	126,19 m (414 pies)
SOBREPRESIÓN POR EXPLOSIÓN	
Zona de alto riesgo (1,0 lb/in ²)	130,45 m (428 pies)
Zona de Amortiguamiento (0,5 lb/in ²)	226,16 m (742 pies)
<i>OBSERVACIONES:</i>	
<ul style="list-style-type: none">El tiempo de duración de la fuga, la velocidad de viento y estabilidad de Pasquill no variarán los niveles de radiación térmica.Se asignó un tiempo de 5 min a la fuga, pero la masa de gas liberada se estabilizará al pasar 12,8 min acumulando una masa de gas máxima de 5 855 lb en el LII; sin embargo este tiempo se considera demasiado grande ya que si se cuenta con dispositivos de seguridad como válvulas de corte rápido (SDV) la fuga quedará aislada en el tiempo que la válvula detecte la caída de presión (generalmente ocurre en fracción de segundos). Por otro lado el personal deberá estar capacitado para atender este tipo de incidentes a la mayor brevedad.	
La memoria del simulador se presenta en el Anexo "L": CCAGP –G4	



ESCENARIO 5	
<i>SUPOSICIÓN:</i> Se supone una fuga de gas natural causada por la ruptura total de una línea de 10" de diámetro.	
<i>LOCALIZACIÓN:</i> La fuga se localiza dentro de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).	
<i>CAUSAS:</i> La ruptura es ocasionada por agente externo.	
<i>CONSIDERACIONES:</i> Velocidad del viento y estabilidad de Pasquill: 0,50 m/s, F; Temperatura ambiente: se consideró de 25,397 °C Presión en la línea: 36,0 Bar Temperatura en la línea: 112,4 °C La tasa de descarga se calculó en el mismo programa utilizando una longitud estimada de línea de 200 m y un diámetro estimado de 10" NOTA: Los valores de longitud y diámetro de la línea no afectarán los valores de tasa de descarga, solo son usados para obtener el dato, ya que está en función de la presión, temperatura de operación y diámetro de orificio de descarga.	
<i>RESULTADOS:</i>	
TASA DE DESCARGA	DURACIÓN DE LA DESCARGA
7 586,79 kg/min (16 711,00 lbs/min)	Estará determinada por el tiempo de respuesta del equipo automatizado o por el personal de operación.
RADIACIÓN TÉRMICA	
Zona de alto riesgo (5 Kw /m ²)	315,47 m (1 035 pies)
Zona de Amortiguamiento (1,4 Kw /m ²)	630,63 m (2 069 pies)
SOBREPRESIÓN POR EXPLOSIÓN	
Zona de alto riesgo (1,0 lb/in ²)	381,00 m (1 250 pies)
Zona de Amortiguamiento (0,5 lb/in ²)	661,11 m (2 169 pies)
<i>OBSERVACIONES:</i>	
<ul style="list-style-type: none">• El tiempo de duración de la fuga, la velocidad de viento y estabilidad de Pasquill no variarán los niveles de radiación térmica.• Se asignó un tiempo de 5 min a la fuga, pero la masa de gas liberada se estabilizará al pasar 100 min acumulando una masa de gas máxima de 1 669 164 lb en el LII; sin embargo este tiempo se considera demasiado grande ya que si se cuenta con dispositivos de seguridad como válvulas de corte rápido (SDV) la fuga quedará aislada en el tiempo que la válvula detecte la caída de presión (generalmente ocurre en fracción de segundos). Por otro lado el personal deberá estar capacitado para atender este tipo de incidentes a la mayor brevedad.	
La memoria del simulador se presenta en el Anexo "L": CCAGP –G5	



TASA DE DESCARGA		DURACIÓN DE LA DESCARGA	
0,46 kg/min (1,02 lbs/min)		Estará determinada por el tiempo de respuesta del equipo automatizado, del personal de operación o del contenido de hidrógeno en el sistema.	
RADIACIÓN TÉRMICA			
Zona de alto riesgo (5 Kw /m ²)		11,28 m (37 pies)	
Zona de Amortiguamiento (1,4 Kw /m ²)		22,25 m (73 pies)	
SOBREPRESIÓN POR EXPLOSIÓN*			
Zona de alto riesgo (1,0 lb/in ²)		13,41 m (44 pies)	
Zona de Amortiguamiento (0,5 lb/in ²)		23,47 m (77 pies)	
<p>OBSERVACIONES:</p> <ul style="list-style-type: none"> *La sobrepresión por explosión solo se producirá si la nube de gas se confina, ya que de otra manera la masa de la nube será insuficiente para generar el evento. El tiempo de duración de la fuga no variará los niveles de radiación térmica. Se asignó un tiempo de 5 minutos a la fuga, pero la masa de gas liberada se estabiliza al pasar los 1,2 minutos acumulando una masa de 1,3 lb en el LII. 			
La memoria de simulador se presenta en el Anexo "L": CCAGP -H1			



ESCENARIO 7	
<i>SUPOSICIÓN:</i> Se supone una fuga de Hidrógeno en el generador eléctrico a través de un orificio de 0,5" de diámetro.	
<i>LOCALIZACIÓN:</i> La fuga se localiza en el sistema de aceite de sello.	
<i>CAUSAS:</i> La fuga se presenta por falla en el control de aceite de sello del sistema de enfriamiento del generador eléctrico con hidrógeno del Ciclo Agua - Vapor.	
<i>CONSIDERACIONES:</i> Velocidad del viento y estabilidad de Pasquill: 0,50 m/s, F Temperatura ambiente: 25,397°C Presión en la línea: 2,1 Bar Temperatura en la línea: 20 °C	
<i>RESULTADOS:</i>	
TASA DE DESCARGA	DURACIÓN DE LA DESCARGA
1,85 kg/min (4,07 lbs/min)	Estará determinada por el tiempo de respuesta del equipo automatizado, del personal de operación o del contenido de hidrógeno en el sistema.
RADIACIÓN TÉRMICA	
Zona de alto riesgo (5 Kw /m ²)	22,25 m (73 pies)
Zona de Amortiguamiento (1,4 Kw /m ²)	44,50 m (146 pies)
SOBREPRESIÓN POR EXPLOSIÓN*	
Zona de alto riesgo (1,0 lb/in ²)	26,51 m (87 pies)
Zona de Amortiguamiento (0,5 lb/in ²)	45,72 m (150 pies)
<i>OBSERVACIONES:</i>	
<ul style="list-style-type: none"> *La sobrepresión por explosión solo se producirá si la nube de gas se confina, ya que de otra manera la masa de la nube será insuficiente para generar el evento. El tiempo de duración de la fuga no variará los niveles de radiación térmica. Se asignó un tiempo de 5 minutos a la fuga, pero la masa de gas liberada se estabiliza al pasar los 2,5 minutos acumulando una masa de 9,9 lb en el LII. 	
La memoria de simulador se presenta en el Anexo "L": CCAGP -H2	



Como se ha mencionado anteriormente, el tiempo de duración de los eventos no modifica los niveles de radiación térmica generados, sin embargo en los casos de sobrepresión por explosión de nubes de gas es un factor importante.

Según el modelo matemático empleado para la simulación, para que se presente sobrepresión las nubes de gas no confinadas deben contener masas de 1 000 lbs o más. El acumulamiento de la masa de gas está en función de la tasa de descarga con que se libera y las condiciones del ambiente, como temperatura, estabilidad de pasquill y velocidad de viento, estas condiciones permitirán que las nubes de gas alcancen distancias y masas limitadas y posteriormente se estabilicen por la dispersión de los gases.

A continuación se presenta el comportamiento de la masa acumulada en las nubes de gas con respecto al tiempo de descarga para cada uno de los escenarios evaluados.

Escenario 1		Escenario 2	
Tiempo (min)	Masa de gas acumulada en LII (libras)	Tiempo (min)	Masa de gas acumulada en LII (libras)
0,1	5,9	0,1	241
1,0	160	1,0	2 407
2,0	118	2,0	4 813
3,0	177	3,0	7 219
3,1	183	4,0	9 626
3,2	189	4,5	10 829
3,3	192	4,6	11 069
3,4	192	4,7	11 310
3,5	192	4,8	11 551
4,0	192	4,9	11 791
5,0	192	5,0	12 032
		25,0	60 158
		27,9	67 089
		40,0	67 089



Escenario 3

Tiempo (min)	Masa de gas acumulada en LII (libras)
1,0	60 157
5,0	300 785
10,0	601 570
20,0	1 203 140
50,0	3 007 850
80,0	4 812 560
90,0	5 414 130
100,0	6 015 700
120,0	7 218 840
150,0	9 023 500
252,0	1, 515956 ⁰⁷
252,1	1, 515971 ⁰⁷
252,2	1, 515971 ⁰⁷

Escenario 4

Tiempo (min)	Masa de gas acumulada en LII (libras)
0,1	67
1,0	669
2,0	1 337
3,0	2 006
4,0	2 674
5,0	3 343
10,0	6 685
12,0	8 022
12,2	8 156
12,5	8 357
12,7	8 490
12,8	8 555
13,0	8 555

Escenario 5

Tiempo (min)	Masa de gas acumulada en LII (libras)
0,1	1 672
5,0	83 555
10,0	167 710
15,0	250 665
20,0	334 220
30,0	501 330
40,0	668 440
50,0	835 550
60,0	1 002 660
70,0	1 169 770
80,0	1 336 880
85,0	1 420 435
90,0	1 503 990
100,0	1 669 164
110,0	1 669 164

Escenario 6

Tiempo (min)	Masa de gas acumulada en LII (libras)
0,1	0,2
0,5	0,6
0,7	0,8
0,8	0,9
0,9	1,0
1,0	1,1
1,2	1,3
1,4	1,3
1,6	1,3
1,7	1,3
1,8	1,3
2,0	1,3
5,0	1,3



Escenario 7

Tiempo (min)	Masa de gas acumulada en LII (libras)
0,1	0,5
0,5	2,1
0,7	2,9
0,8	3,3
0,9	3,7
1,0	4,1
2,0	8,2
2,2	9,0
2,3	9,4
2,4	9,8
2,5	9,9
5,0	9,9

Los radios de afectación o diagramas de pétalos se representan gráficamente en el Plano de Arreglo General de la Central. El Plano de Localización de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) se insertó en una carta topográfica digitalizada escala 1:50 000, publicada por el Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática. En esta carta aparecen los sitios de interés de entorno que pudieran ser afectados por los eventos. Los Diagramas de Pétalos¹ se presentan en el Anexo “M” como Planos 1, 2, 3 y 4.

Nota 1: La interpretación de las instalaciones (numeradas) que aparecen en los planos con los diagramas de pétalos se podrá hacer utilizando el plano con el arreglo general de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) incluido en el Anexo “E” del presente estudio.

La simbología que aparece en los planos con diagramas de pétalos es la simbología correspondiente a las cartas topográficas, por lo que el sitio que se representa no siempre incluirá las referencias presentadas.



VI.4 Interacciones de riesgo

Realizar un análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, o instalaciones próximas al proyecto que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo, indicando las medidas preventivas orientadas a la reducción del riesgo de las mismas

De acuerdo con los escenarios evaluados, se encontró que solo en el caso de rupturas totales del Ramal de Gasoducto de 16" Ø "El Paso Gas Transmisión de México" y Gasoducto en la alimentación de gas natural a la unidad turbogás (evento con baja probabilidad), podrá causar afectación fuera de los límites de la central.

Por ello de acuerdo al Escenario 3 y 5, casos más catastróficos; sus radios de afectación en la zona de alto riesgo del ramal de gasoducto alcanzan a unas edificaciones cercanas y en la alimentación a la turbogás se afectarían las siguientes instalaciones:

- Unidades de generación
- Subestaciones eléctricas de la CC
- Transformador Principal de la CC
- Área de Turbina de Gas de la CC
- Área de Turbina de Vapor de la CC
- Generador de Vapor de la CC
- Condensador de Superficie de la CC
- Tanque de Condensado de la CC
- Estación de Regulación y Medición de Gas de la CC
- Caseta de Compresores de la CC
- Áreas Reflejantes del Campo Solar
- Almacén de Gases, Aceites, Pinturas y Solventes de la CC



Así mismo, en los Planos 1, 2, 3 y 4 del Anexo “M”, se muestran las interacciones de radiación térmica y sobrepresión, a través de diagramas de pétalos, donde se observa que no hay interacción de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) con otras instalaciones similares como las centrales cercanas de Naco Nogales y Agua Prieta II.

Estas interacciones podrán variar dependiendo de los arreglos que se hagan en la construcción final de la Central. Sin embargo, cabe destacar, que las instalaciones probables a verse afectadas son, área de mantenimiento y laboratorio químico – ambiental, donde laborará personal, por lo que deberán tomarse en cuenta las recomendaciones que se emiten a fin de prevenir o mitigar este tipo de incidentes, y que se señalan en el apartado VI.5, así también las señaladas en el Apartado VI.5.1 que incluyen medidas de prevención y protección como lo son, los sistemas contra incendio, válvulas de seguridad de corte automatizado, detectores de fuego y sistemas de alarma; así como capacitar al personal para casos de emergencias.

VI.5 Recomendaciones técnico-operativas

Indicar claramente las recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación de riesgos, así como de la evaluación de los mismos, señalados en los puntos VI.2 y VI.3

Las recomendaciones derivadas de la aplicación de las metodologías de evaluación de riesgos son las siguientes:

- o Contar con programas de capacitación al personal de nuevo ingreso, transferido, personal de planta, personal técnico y personal operativo.
- o Contar con programa de capacitación en seguridad para todo el personal.
- o Contar con programa de capacitación y entrenamiento para emergencias originadas por insumos químicos.
- o Promover la seguridad mediante el uso de tableros y anexos dentro de la instalación.
- o Contar con política o procedimiento que norme o regule el entrenamiento del personal de mantenimiento.



- o Contar con personal especializado para otorgar primeros auxilios.
- o Contar con la información de riesgos e higiene de las sustancias que se manejen.
- o Contar con políticas corporativas de seguridad y protección ambiental y asegurarse de que todo el personal que labora en la planta las conozca.
- o Contar con reglamento general interno de seguridad y comunicarlo a todo el personal de la instalación.
- o Definir las responsabilidades del personal técnico administrativo respecto a la seguridad y protección ambiental.
- o Contar con manual de procedimientos de seguridad y protección ambiental, donde se contemple capacitación de personal de nuevo ingreso como el que labora en: manejo de materiales peligrosos, selección y dotación de equipo de protección personal, señalización y avisos de riesgos, reporte de condiciones peligrosas, autorización de trabajos peligrosos, reporte e investigación de accidentes, obtención de atención médica y protección ambiental.
- o Contar con procedimientos para la ejecución de trabajos peligrosos y de entrenamiento para el personal que los realiza.
- o Elaborar y supervisar la aplicación de listados de verificación para las operaciones de descarga de ácido sulfúrico y sosa de los autotanques.
- o Contar con procedimiento o plan de emergencias donde se contemple evacuación del área, control de fugas y combate a incendios.
- o Contar con listas de verificación para descarga de autotanques para evitar derrames.
- o Contar con bitácoras para registrar inventario de los tanques de almacenamiento.
- o Elaborar un procedimiento para la verificación de los cilindros de hidrógeno, cada vez que se reciban en la Central y una vez instalados dentro de la misma.
- o Contar con Hojas de Seguridad de las sustancias a manejar en la Central, en las cuales se describan los procedimientos a realizar en caso de una emergencia donde se especifiquen los riesgos a la salud, incendio o explosión, indicaciones en caso de fuga o derrames, precauciones especiales, los teléfonos a los cuales hay que comunicarse y las propiedades fisicoquímicas del fluido. Las hojas de seguridad deberán colocarse en el lugar donde se maneje cada sustancia.



- o Elaborar y supervisar la estricta aplicación de un procedimiento de llenado de hidrógeno al sistema de enfriamiento del generador eléctrico.
- o Realizar inspecciones periódicas de la instalación por parte de los responsables de mantenimiento, así como también del equipo de protección personal y accesorios.
- o Contar con sistemas de detección de fugas de gas, calor y fuego, y sistemas de supresión de fuego de acción automática.
- o Colocar señalamientos de seguridad en lugares estratégicos de la central.
- o Contar con equipo de protección personal destinado y ubicado en las áreas donde pueda ocurrir una emergencia y entrenar al personal para su uso adecuado.
- o Contar con alarmas de los parámetros de proceso y alarma sonora para el caso de emergencia en la Central.
- o Contar con programa de comunicación de riesgos y proporcionar información al personal sobre las acciones de emergencias en caso de fugas de gas natural o de hidrógeno.
- o Elaborar un programa anual de simulacros operativos y de emergencias de los sistemas que manejan insumos químicos, gas natural e hidrógeno, en el que participe activamente todo el personal de la Central.
- o Contar con programa de mantenimiento para la protección contra la corrosión de las instalaciones, así como para el mantenimiento de válvulas y accesorios, líneas de transporte, sistemas e instrumentos de control, sistemas y dispositivos de protección y seguridad.
- o Contar con programas de inspección de tuberías donde se aplique la medición de espesores de pared de tuberías, vibración, protección anticorrosiva, protección mecánica, radiografiado de tuberías y pruebas de dureza después de aplicar soldadura, pruebas hidrostáticas antes de instalar tubería nueva.
- o Contar con programas de inspección en servicios a los equipos, tuberías, tanques y accesorios relacionados con el sistema de protección catódica.
- o Contar con programa de calibración de válvulas de seguridad en tuberías, tanques y equipos donde se maneje gas natural e hidrógeno.



- o Elaborar un programa de mantenimiento al sistema de aceite de sellos del sistema de enfriamiento del generador eléctrico.
- o Se recomienda tener en el sistema de bombeo del aceite del sistema de enfriamiento del generador eléctrico, una bomba operando y otra de respaldo, para disminuir el riesgo de que baje la presión del aceite y ocasionar una fuga de hidrógeno.
- o Contar con indicadores de pureza de hidrógeno, válvulas reguladoras de presión del sistema, alarmas por baja y alta presión de hidrógeno en los sistemas de alimentación de hidrógeno.
- o Contar con interruptores de presión diferencial en filtros de bombas, bombeo de respaldo y un control de presión diferencial aceite – hidrógeno para el equipo de aceite de sellos.
- o Delimitar claramente las áreas de riesgo mediante barandales de seguridad, para evitar que se puedan ocasionar golpes al ducto de gas natural e Hidrógeno, a los equipos, instrumentos y restringir la entrada de personal a estas áreas.
- o Integrar en el plan de emergencias de la Central procedimientos para atender cualquier evento de riesgo en los sistemas en donde se utilizará hidrógeno, gas natural, sosa (50%), ácido sulfúrico (98%) e hidrato de hidracina (35%). Así como un procedimiento para la evacuación parcial y total de la instalación.
- o Contar con un programa de prevención de accidentes antes de la operación comercial de la Central.

Los dispositivos de seguridad con los que deben contar las instalaciones donde se maneja gas natural u otros hidrocarburos, según el API 14C, son los siguientes:

Líneas de conducción

- Sensor para Alta Presión (PSH)
- Sensor para baja presión (PSL)
- Válvula de alivio (PSV)
- Válvula de corte (SDV)
- Válvula de retención (FSV)



Cabezales

- Sensor para Alta Presión (PSH)
- Sensor para baja presión (PSL)
- Válvula de alivio (PSV)
- Las líneas de alimentación a los cabezales deben ser protegidas Válvula de corte (SDV)

Recipientes a presión

- Sensor para Alta Presión (PSH)
- Sensor para baja presión (PSL)
- Válvula de retención (FSV)
- Sensor para alto nivel (LSH)
- Sensor para bajo nivel (LSL)
- Válvula de retención en salidas (FSV)

Recipientes a presión atmosférica

- Venteo
- Válvula de alivio para sobrepresión y vacío (PSV)
- Sensor para alto nivel (LSH)
- Sensor para bajo nivel (LSL)

Compresores

- Sensor para Alta Presión en la succión (PSH)
- Sensor para Alta Presión en la descarga (PSH)
- Sensor para baja Presión en la succión (PSL)
- Sensor para baja presión en la descarga (PSL)
- Válvula de alivio en la succión (PSV)
- Válvula de alivio en la descarga (PSV)
- Válvula de retención en la descarga final (FSV)
- Sensor por alta temperatura (TSH)



VI.5.1 Sistemas de Seguridad

Describir a detalle las medidas, equipos, dispositivos, y sistemas de seguridad con que contará la instalación, considerados para la prevención, control, y atención de eventos extraordinarios. Incluir un plano a escala mínima 1:200 indicando la localización de los equipos, dispositivos y sistemas de seguridad

El diseño y construcción de cada uno de los equipos y elementos que componen la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) se realizarán con base en los códigos, especificaciones y reglamentos nacionales, así como en los códigos internacionales aplicables, y estipulados por instituciones como: ASTM, API, ASME, NFPA, HIS, etc., con la finalidad de asegurar el funcionamiento de los mismos y disminuir los riesgos durante su construcción, operación y abandono.

Los tanques de almacenamiento de sustancias químicas contarán con diques para la contención de las sustancias por posibles fugas o derrames. El área de confinamiento tendrá drenaje con válvula de bloqueo hacia la fosa de neutralización.

El sistema de transporte de combustible contará con la instrumentación y el control necesarios para la detección de fugas y altas temperaturas y se contará con un sistema para la extinción de incendios. Se deberá hacer uso del Manual de Operación del Sistema de Combustible.

Se cumplirá con las normas de seguridad para el manejo del combustible y sustancias riesgosas, así como emplear tecnología de punta para minimizar riesgos en las instalaciones, al personal y al medio ambiente.

La 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) deberá contar con proyecto de sistema contra incendio, seguridad civil y emergencias aprobado por el Departamento de Bomberos del municipio de Agua Prieta.

La Central contará con planes o programas para prevención de accidentes en la etapa de preparación del sitio y construcción.



Programas de capacitación del personal que operará y dará mantenimiento a los sistemas de mayor riesgo.

Planes o programas para prevención de accidentes en la etapa de operación.

Se desarrollará un Plan de Respuesta a Emergencia (PRE) que incluya los procedimientos para atender eventos extraordinarios o accidentes que pudiesen ocurrir en la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), con el propósito de que el personal de operación actúe eficientemente cuando se presenten las contingencias.

Los principales procedimientos que se incluirán en el Plan de Respuesta a Emergencias son:

- Fuga de ácido sulfúrico o hidróxido de sodio
- Derrame de ácido sulfúrico o hidróxido de sodio
- Incendio en el sistema de aceite de sellos correspondiente a los generadores eléctricos
- Explosión en el sistema de hidrógeno
- Explosión en el generador eléctrico
- Fuga de gas natural en Central
- Incendio en turbinas de gas
- Fuga de gas natural en ramal de gasoducto
- Incendio o explosión del sistema de transporte de combustible

También se desarrollarán programas de revisión, inspección y mantenimiento a la instrumentación de medición de flujo, presión y temperatura de los fluidos de riesgo.

Se elaborará el plan de contingencias de acuerdo a lo indicado por el Comité de Protección Civil.

El transporte, manejo de combustibles y derivados del petróleo deberá contar con planes de contingencia autorizados por la autoridad ambiental, tanto para la etapa de construcción, puesta en servicio y operación.



Se contará con señalización del producto manejado así como con teléfonos de emergencia para comunicarse en caso de fallas, Información a la población sobre los riesgos frente a posibles contingencias y los colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías deberán ser acordes a lo establecido por la NOM-026-STPS-1998.

Recipientes sujetos a presión. Todos los recipientes sujetos a presión serán diseñados y construidos con base en el código ASME PRESSURE VESSEL CODE, sección VIII, con la finalidad de garantizar que no se presenten fallas mecánicas en los equipos.

Elementos de seguridad del sistema de conducción de gas natural y de la estación de medición y regulación. Básicamente, se contará con válvulas de corte de emergencia y válvulas de venteo, que podrán incluir:

- Válvula de corte de emergencia accionada por medio de presión del mismo gas combustible. Ante la pérdida de presión de gas, la válvula reductora de presión cierra inmediatamente y corta el suministro de gas hacia la válvula principal de paro.
- Válvula de venteo que es accionada por medio de presión de gas. Ante la pérdida de presión de gas, esta válvula abre inmediatamente venteando el gas acumulado entre la válvula de corte de emergencia y la válvula principal de paro.
- Interruptor de presión. Da permisivo para continuar la secuencia de arranque de las unidades Turbogás. Manda alarma si la presión del gas es inferior a la de diseño.
- Interruptor de presión que impide arrancar la unidad o dispara ésta si durante la operación normal se detecta una presión por encima de la presión máxima de operación.
- Válvula de seguridad que abre si la presión después de la válvula reguladora está fuera de parámetros de diseño.

Inspección de tuberías de gas natural. Periódicamente se realizará una verificación física del estado que guardan las líneas de alimentación de combustibles. En el caso de gas natural, se verificará periódicamente la eficiencia de la protección catódica aplicada a la tubería enterrada.



Medidas preventivas

Con objeto de evitar fugas de gas, se implementará y aplicará medidas de seguridad y de operación para abatir el riesgo en las instalaciones de origen y destino del gasoducto y a todo lo largo del trazo, haciendo énfasis en los cruzamientos. Algunas medidas típicas para este tipo de instalaciones son:

1. Programas Anuales de Mantenimiento Preventivo a todo el sistema que incluyen:
 - Revisión continua del derecho de vía para evitar asentamientos irregulares.
 - Inspección de los instrumentos de medición de flujo, presión y temperatura en las instalaciones de origen y destino.
 - Inspección de la protección mecánica y catódica.
 - Inspección de soldaduras de los tramos que componen el ducto.
 - Revisión de los señalamientos que indican la trayectoria a lo largo del derecho de vía, el tipo de producto manejado y los teléfonos para comunicarse en caso de presentarse una situación de emergencia.
 - Medición anual de espesores en instalaciones superficiales.
2. Información periódica a la población aledaña sobre los riesgos que representa el gasoducto y sobre la forma de actuar en caso de presentarse una emergencia.
3. Programas de capacitación y/o actualización al personal de operación y mantenimiento del sistema.

Implementación del Comité de Protección Civil de la región.

Cabe hacer la aclaración que el gasoducto deberá contar y cumplir con equipos, dispositivos y sistemas de seguridad de acuerdo a la normatividad aplicada por Petróleos Mexicanos y CFE, y que a continuación se presentan:



Válvulas de Alivio

Son dispositivos de relevo automático de presión, actuando por presión estática aplicada sobre la válvula.

Válvulas de Seccionamiento

Son dispositivos que se utilizan para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencias del ducto.

El diseño de estas válvulas deberá tomar en cuenta la seguridad pública y que además no rebase por carga hidrostática la presión interna de la tubería y la capacidad de presión de los componentes del ducto.

Las válvulas de seccionamiento en ductos de transporte deben reunir las características siguientes:

Ser lubricables, estar debidamente soportadas y ancladas de acuerdo a un análisis de flexibilidad a fin de verificar que el estado de esfuerzos, no sobrepase los permisibles del material; el rango de presión-temperatura de la válvula, deberá ser igual o mayor a las condiciones de diseño del ducto; todas las válvulas deben contar con un dispositivo que indique claramente la posición cerrada o abierta en que se encuentren; excepto las de retención, que deben tener marcado con una flecha el sentido de flujo. (Ref. DOT, Subparte "C", Párrafo 195.116.). Todas las válvulas deben contar con una inscripción en relieve o placa en la que se indique: marca, diámetro nominal, presión o clase y material del cuerpo (Ref. DOT, subparte "C", párrafo 195.116.);

Válvulas de retención

Estas válvulas permiten el flujo en una sola dirección, sellándose automáticamente cuando el flujo se invierte. La dirección del flujo se indica mediante una flecha en la válvula.



Indicador de presión

Son dispositivos que permiten conocer la presión de operación de la instalación

Conexiones y accesorios soldados

Todas las conexiones y accesorios soldables que sean empleadas en la fabricación de las instalaciones de la línea de descarga deben estar de acuerdo a lo indicado en la sección 8.2.12 Calificación de Procedimientos de Soldadura de la Norma de Referencia NRF-030-PEMEX-2003.

Pruebas hidrostáticas

A la tubería para transporte de hidrocarburos gaseosos, ya sea nueva, reparada o en condiciones diferentes a las de diseño, se le prueba hidrostáticamente en fábrica y antes de entrar en operación, lo referente a estas pruebas se indica en la Norma de Referencia NRF-030-PEMEX-2003, apartado 8.2.19. (Ref. API-RP-1110, Capítulo 3).

Las pruebas hidrostáticas se realizan con la finalidad de probar la presión de diseño del gasoducto antes de iniciar la operación de este, con el objetivo de identificar posibles fallas de materiales o de uniones soldadas.

Recubrimientos anticorrosivos

El recubrimiento anticorrosivo se refiere a la aplicación de todas las pinturas y productos que se usan para prevenir la corrosión en las tuberías, válvulas o accesorios y deberán cumplir con la norma PEMEX No. 4.411.01 y lo especificado en el concurso.

La función de los recubrimientos es aislar del medio circundante la superficie externa de los ductos enterrados, con la finalidad de evitar la incidencia de corrosión, reducir los requerimientos de corriente de Protección Catódica y mejorar la distribución de la misma. Los recubrimientos anticorrosivos deben cumplir con los métodos de prueba (MP) indicados en la Norma PEMEX No. 4.411.01, Capítulo 6 así como las características siguientes:



- a) Alta resistencia eléctrica.
- b) Impedir el paso de humedad.
- c) El método de aplicación no debe afectar las propiedades de la tubería.
- d) Una vez aplicado no debe manifestar defectos.
- e) Debe tener buena adherencia.
- f) Resistencia a microorganismos.
- g) Resistente al manejo, almacenaje e instalación de la tubería.
- h) Resistente al desprendimiento catódico.
- i) Resistente al ataque químico.
- j) Fácil de reparar.
- k) Deberá conservar sus propiedades físicas a través del tiempo.
- l) No tóxico.
- m) Resistente a efectos térmicos.
- n) Resistencia al impacto.
- o) Resistencia a la fricción.

Para seleccionar el recubrimiento apropiado se consideran los siguientes factores:

- a) El medio en el que va a estar alojado el ducto.
- b) Accesibilidad al ducto.
- c) Temperatura a la que va a operar el ducto.
- d) Temperatura ambiente durante la aplicación, almacenaje, construcción, instalación y prueba hidrostática.
- e) Localización geográfica.
- f) Compatibilidad con el tipo de recubrimiento de los ductos existentes.
- g) Manejo, almacenaje y método o técnica de instalación de la tubería.
- h) El tubo recubierto deberá protegerse interna y externamente de la corrosión atmosférica y de daños al recubrimiento.



- i) Se debe tener especial cuidado de no dañar el recubrimiento al estibar el tubo, por lo que se usarán separadores con apoyos adecuados o soportes con almohadillas.
- j) Se usarán bandas de lona reforzada para manejo y movimientos de los tubos así como para bajar el ducto en la zanja.
- k) Requerimientos de preparación de la superficie del tubo.
Costos.

Todo material propuesto para usarse como recubrimiento anticorrosivo en ductos enterrados y/o sumergidos, debe cumplir con los siguientes requisitos.

- a) Requisitos de aceptación basados en las especificaciones de la Norma PEMEX No. 4.411.01, Capítulo 4 como son: denominación, características y pruebas físicas, uso, aplicación, acabado, etc.
- b) Requisitos de manejo e identificación como son: envasado, transporte, almacenamiento e identificación según la Norma PEMEX No. 4.411.01, Capítulo 5.
- c) Aplicación de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- d) La instalación del ducto con el recubrimiento que se esté probando deberá hacerse siguiendo las recomendaciones del fabricante.

Recubrimientos comerciales.

En el mercado existen diversos sistemas de recubrimientos y las que se utilizarán son:

- a) Cintas plásticas en ductos enterrados
- c) Polímeros (poliéster, poliuretano, polietilenos extruidos, etc.), en ductos aéreos

La aplicación de los recubrimientos anticorrosivos se hará a base de:

Aspersión en ductos aéreos

Rodillo en ductos enterrados



Protección Catódica

Los ductos nuevos o existentes enterrados y/o sumergidos, deben ser protegidos catódicamente, como complemento al recubrimiento anticorrosivo, por medio de un sistema de ánodos galvánicos o por un sistema de corriente impresa, debiendo verificar que el sistema instalado proporcione la protección total de la instalación. El diseño del sistema de protección catódica se realizará de acuerdo con la Norma PEMEX No. 2.413.01, Capítulo 6.

La protección catódica es un método que implementa el principio electroquímico, por el cual transporta un gran cátodo a una estructura metálica por medio del paso de corriente de electrones provenientes de un ánodo galvánico (ánodo de sacrificio), los cuáles utilizan metales fuertes como lo son Zn, Al y Mg anódicos conectados a la tubería, dando origen al sacrificio de dichos metales por corrosión, descargando suficiente corriente para la protección de la tubería, ya sea que se encuentre enterrada o sumergida.

Aislamiento eléctrico

- a) Los ductos enterrados y/o sumergidos que se van a proteger catódicamente, deben aislarse eléctricamente en todas las interconexiones con estructuras ajenas. En algunos casos convendrá integrarlas como una unidad a los sistemas de protección catódica existentes.
- b) Se colocarán juntas dieléctricas en los ductos entre bridas de válvulas. Se procurará que estas juntas queden instaladas en sitios en donde puedan ser sustituidas sin incurrir en riesgos para la seguridad de la operación. Desde la etapa de construcción se instalarán juntas tipo cople aislante "monoblock" en sitios donde se prevea la existencia de atmósferas inflamables, manejo de productos calientes o productos que puedan dañar las juntas convencionales.
- c) Se considerarán y estudiarán los efectos que pudieran causar en los ductos las descargas eléctricas de alto voltaje, corrientes inducidas, cruces y paralelismo con torres de transmisión eléctrica y otras estructuras, debiéndose llevar a cabo los estudios en



colaboración con las dependencias involucradas para resolver los problemas comunes de corrosión.

- d) Durante la construcción se deberá prever que el ducto no tenga contacto con otras estructuras.
- e) En cruzamientos y paralelismo de ductos se realizarán puentes eléctricos externos, a través de una caja de conexiones.

Derecho de vía

Los derechos de vía o franja de terreno donde se alojará la tubería deben tener especificaciones de señalización, no se podrá transitar con maquinaria pesada ni se llevarán a cabo excavaciones de ninguna profundidad;

Todos los trabajos de mantenimiento que se realicen en el derecho de vía deben de ser supervisados por personal calificado y tenga pleno conocimiento de los riesgos existentes. También deben conocer los procedimientos de construcción aprobados cuando sea necesario atravesar obras públicas, particulares, de comunicaciones, acueductos, drenajes, irrigación, vías o corrientes fluviales, etc, y las prohibiciones de procedimientos que puedan dañar dichas obras de acuerdo con lo estipulado en el apartado 8.1.11.1 de la Norma de Referencia NRF-030-PEMEX-2003.

Señalamientos

Sobre el derecho de vía y en las instalaciones de todo ducto de transporte deben instalarse las señales necesarias para localizar e identificar estas instalaciones, así como para delimitar la franja de terreno donde se alojan, con el fin de reducir daños a las mismas, Norma de Referencia NRF-030-PEMEX-2003 (Ref. ASME B31.4, Capítulo VII, párrafo 451.3; D.O.T. subparte "F", párrafo 195.410 y Norma PEMEX No. 2.421.01, Capítulo 6, párrafo 6.3.1).

Los señalamientos se clasificarán en tres tipos: informativo, restrictivo y preventivo (Ref. Norma de Referencia NRF-030-PEMEX-2003, Capítulo 8, párrafos 8.1 y 8.2 y la Norma PEMEX No. 2.421.01,



Anexo II Capítulo 3, párrafo 3.7), además deberán apegarse a los lineamientos marcados por NOM-027-STPS Capítulos 1 al 13.

Señalamiento Tipo Informativo.

Las señales de tipo informativo tienen por objeto informar la localización de los ductos y caminos de acceso e instalaciones para fines de identificación y de inspección.

Señalamiento Tipo Restrictivo

Los señalamientos de tipo restrictivo indican la restricción de actividades que pongan en riesgo la seguridad de las personas y las instalaciones, así como de las instalaciones y poblaciones aledañas a las mismas.

Señalamiento Tipo Preventivo

Los señalamientos de tipo preventivo tienen la función de prevenir al público acerca de las condiciones de riesgo en la ejecución de trabajos de construcción y de mantenimiento, advirtiendo los daños que éstos pueden ocasionar.

Recubrimientos y revestimientos del ramal del gasoducto

A la tubería y accesorios prefabricados se les debe aplicar un recubrimiento en fábrica, sobre una superficie limpiada previamente a chorro de abrasivo. El recubrimiento debe ser de sustancia epóxica fijada por fusión aplicado conforme a la Norma aceptada a nivel internacional. Las juntas de campo deben estar protegidas con sustancia epóxica fijada por fusión o manga termocontraída.

Durante la construcción del ramal del gasoducto, los recubrimientos que incluyan las juntas de campo se deben someter a una prueba eléctrica de detección (“Holiday”) del cien por ciento de defectos en las superficies utilizando alto voltaje. Todos los daños del recubrimiento se deberán reparar utilizando técnicas compatibles con el tipo de recubrimiento original.



Este recubrimiento se aplicará a tubería y accesorios cuya instalación sea enterrada.

El polvo epóxico debe cumplir con los requerimientos de la Norma CAN/CSA-Z245.20-M92.

Previo a la protección las juntas de campo deben ser limpiadas con abrasivos secos libres de polvo, sales y otras impurezas. Una franja de 30 mm del recubrimiento aplicado en fábrica a cada lado de la junta debe prepararse por medio de chorro abrasivo ligero, para una base adecuada de adhesión. Las juntas que no hayan sido recubiertas después de 4 horas de su limpieza deben ser limpiadas nuevamente. Para aplicar el recubrimiento la junta debe calentarse utilizando equipo de inducción a la temperatura indicada por el vendedor del polvo epóxico sin exceder de 260° C y sin causar azulado o la formación de óxido en la superficie del tubo, el espesor del recubrimiento debe ser de 400 micras. En ninguna parte de la junta debe existir un espesor menor de 400 micras, cuando se especifique un espesor doble de recubrimiento este debe tener un espesor nominal de 700 micras y en ninguna parte de la junta será menor de 600 micras, el recubrimiento debe tener un traslape mínimo de 25 cm con el recubrimiento aplicado en fábrica. El espesor del recubrimiento en cada junta debe verificarse en cuando menos cuatro puntos en la superficie de la junta, cualquier junta que no cumpla con el espesor debe limpiarse con chorro abrasivo y aplicar recubrimiento nuevamente.

En las 10 primeras juntas y después de una de cada 50 debe determinarse el grado de curado del recubrimiento de acuerdo con la Norma ASTM D3418 usando análisis por calorimetría de rastreo diferencial de una muestra tomada de una posición en la junta del tubo. En las 10 primeras juntas y después una de cada 10 juntas se debe probar la adherencia del recubrimiento en cualquier punto de la junta, para ello se debe emplear un cuchillo pesado para hacer dos cortes de 15 mm de longitud cada uno en el recubrimiento y deben penetrar hasta la superficie del acero, estos cortes son en forma de X empleándose la punta del cuchillo para tratar de levantar el recubrimiento desde el acero empezando por la intersección de la X, el levantamiento o fractura del recubrimiento en



tamaño iguales o mayores de 2 mm se considera como falla. El daño causado al recubrimiento por esta prueba debe repararse de acuerdo con esta especificación.

Para la prueba Holiday el detector debe ajustarse a un mínimo de 5 voltios por micra de espesor del recubrimiento, se permite tener hasta (4) Holidays antes de reparar una junta, tubos con más de cuatro (4) Holidays deben ser rechazados para subsecuente limpieza y nuevo recubrimiento.

Las reparaciones al recubrimiento deben efectuarse mediante el empleo de un compuesto epóxico líquido de rápido endurecimiento de dos componentes, el tamaño máximo de defectos que se pueden reparar es de 50 cm² y el recubrimiento debe ser apto para uso de 85° C. El espesor del recubrimiento debe ser de 500 micras mínimo, someterse nuevamente a prueba Holiday y estar libre de Holidays, juntas con defectos mayores de 50 cm² en el recubrimiento deben ser rechazados para su subsecuente limpieza y nuevos recubrimiento. Se deben preparar registros de todos los datos relevantes para cada junta de tubería, estos deben incluir entre otros los siguientes datos:

- a) Número de lote de materiales y certificados detallando toda la información requerida por cada lote según se define en esta especificación.
- b) Detalles del abrasivo empleado, mediciones de rugosidad, norma aplicable a la preparación de la superficie y condiciones ambientales.
- c) Registros de los defectos superficiales del acero y su reparación.
- d) Temperatura superficial del tubo antes de recubrir.
- e) Resultado de todas las pruebas definidas en esta especificación.
- f) Datos de las reparaciones a los defectos en el recubrimiento que se detectan durante las pruebas y de las técnicas de reparación usadas.
- g) Datos de juntas rechazadas con las razones correspondientes.



Esta información debe presentarse directamente a la Comisión, las juntas recubiertas que se presenten a la Comisión para su aprobación no serán aceptadas si no van acompañadas por esta información. La falta de esta información será causa de rechazo de la junta.

El polvo epóxico debe cumplir con los requisitos de la norma CAN/CSA-Z245.20-M92.

Pintura

La tubería, accesorios y equipos instalados sobre la superficie deben ser cubiertos con pintura anticorrosiva

La preparación de la superficie será por medio de limpieza con chorro abrasivo o cepillo de alambre motorizado, hasta lograr un acabado superficial de conformidad con la Especificación de la Comisión o PEMEX.

La pintura debe ser como sigue o similar.

Primera capa	Epóxico de fosfato de zinc	50 micras
Capa intermedia	Epóxico curado con poliamido	140 micras
Capa de acabado	Poliuretano apto para reaplicación	50 micras

El color de la capa de acabado será como se indica en la especificación CFE L000015.

VI.5.2 Medidas Preventivas

Indicar las medidas preventivas, incluidos los programas de mantenimiento e inspección, así como los programas de contingencias que se aplicarán durante la operación normal del proyecto, para evitar el deterioro del ambiente, además de aquellas orientadas a la restauración de la zona afectada en caso de accidente

Se elaborará el Plan de Respuesta a Emergencia y los programas de contingencias, antes de iniciar la operación comercial de la Central. Se prevé que contemple los siguientes:



Etapa de mantenimiento

El mantenimiento de la Central estará dividido en mantenimiento de rutina/preventivo y mantenimiento mayor. El programa de mantenimiento ha sido diseñado de tal forma que las interrupciones de servicio para mantenimiento programado, ocurrirán durante el periodo de menor consumo de energía.

Existen tres diferentes grados de mantenimiento, los cuales se aplican en función de las horas de operación de las turbinas de gas principalmente, en la Tabla VI-7 se ilustra la frecuencia de los diferentes mantenimientos en función de las horas de operación de la turbina de gas.

Mantenimiento de Rutina/preventivo

El grupo principal de personal de mantenimiento se compondrá de los siguientes técnicos: tres mecánicos y tres instrumentistas y eléctricos. El resto del personal de mantenimiento de rutina se obtendrá por medio de subcontratistas locales cuando sea necesario y serán llamados en caso de una interrupción no planeada del servicio para mantenimiento correctivo. El mantenimiento de tipo preventivo es continuo y no implica la disminución en la capacidad de generación de la Central, en este tipo de mantenimiento se dan actividades como:

- a) Repintado de áreas y equipos expuestos a ambientes corrosivos.
- b) Cambio de aceite, filtros y engrasado de equipos cuyas partes están expuestas a fricción.
- c) Limpieza de la fosa separadora de grasas y aceites.
- d) Cambio de resinas de los sistemas de desmineralización de agua de repuesto al ciclo.
- e) Algunos equipos por su importancia podrían instalarse de manera redundante, lo cual permitirá en ciertas circunstancias dar un mantenimiento alternado de mayor alcance.
- f) Lavado de espejos del Campo Solar. Para mantener alta la reflectividad de los espejos es necesario efectuar rutinas de lavado, utilizando agua desmineralizada. En las plantas solares convencionales se utilizan tres métodos de lavado, los cuales requieren de diferentes volúmenes de agua y tiempos de ejecución, obteniendo también resultados



diferentes. En promedio se utilizan durante 3 o 4 noches de lavado, con 110 000 litros de agua, para un campo solar de 30 MW. Al año el consumo de agua es de 5 700 m³. Para este proyecto se requerirán 10 m³ / mes de agua desmineralizada y el lavado de espejos se realizará a través de autotanques con una periodicidad de 3 lavados por semana.

Mantenimiento Mayor

El mantenimiento al equipo mayor, incluyendo las turbinas de gas y vapor, generadores asociados, el generador de vapor, condensador seco, compresores de gas y transformadores, será con la contribución de los fabricantes del equipo, lo cual incluye desde los procedimientos de mantenimiento hasta la supervisión efectiva de las actividades de reparación en el sitio.

El tiempo de reparación de la turbina de gas, definirá los requerimientos de interrupción del servicio de la planta completa y el mantenimiento de otros equipos mayores.

El mantenimiento mayor el cual se da a los equipos principales, implica el paro de algún módulo de los que componen la Central y trae como consecuencia una baja en la disponibilidad de generación de la Central. El mantenimiento de los equipos principales se hace conforme a las indicaciones de los fabricantes. A continuación y a manera de ejemplo se ilustran las actividades principales de mantenimiento de estos equipos principales:

Turbina de gas

Para la turbina de gas se definen tres etapas de mantenimiento: la inspección del combustor (CI), la inspección de la ruta de gas caliente (HGPI) y la inspección mayor (MI).

La inspección del combustor tendrá una duración de 8 días aproximadamente, mientras que la inspección de la ruta de gas caliente y la inspección mayor tendrán una duración de 15 y 25 días respectivamente. La secuencia prevista de revisiones es CI, CI, HGPI, CI, CI, MI. El intervalo entre



revisiones vendrá definido, en principio, por el número de horas de funcionamiento, aunque también podría definirse por el número de arranques equivalentes.

Turbina de vapor

Se requieren dos tipos de inspección, definidas como inspecciones medianas e inspecciones mayores. Las inspecciones medianas se realizarán coincidiendo con las inspecciones a la ruta de gas caliente y la inspección mayor de la turbina de gas. Tendrán una duración aproximada de entre 15 y 25 días. La inspección mayor de la turbina de vapor se realizará en función del estado de la turbina de vapor observado en las inspecciones medianas previas, coincidiendo con una inspección mayor de la turbina de gas, teniendo la misma duración que ésta, y una vez que la turbina de vapor haya cumplido los 10 años de operación.

Recuperador de calor

Para el recuperador de calor se definen dos tipos de revisiones:

Inspecciones menores, que se realizarán coincidiendo con las inspecciones menores de la turbina de gas. La duración aproximada será de 4 días, al igual que las de la turbina de gas.

Inspecciones mayores, que durará aproximadamente 14 días, y que se realizarán simultáneamente a las inspecciones de la ruta de gas caliente y a la inspección mayor de la turbina de gas.

Generador

Para el generador hay tres tipos de inspecciones programadas, que son:

Inspección inicial, que durará aproximadamente 15 días, y que se realizará coincidiendo con la primera inspección de la ruta de gas caliente que se realizará en la turbina de gas.



Inspecciones medianas, que tendrán aproximadamente la misma duración (15 días) y se realizarán simultáneamente al resto de las inspecciones de las rutas de gas caliente que se realicen durante la vida de la planta.

Inspecciones mayores, éstas se llevarán a cabo dentro del periodo en el que se realicen las inspecciones mayores de la turbina de gas y que tendrán una duración aproximada de 25 días.

Los intervalos de las inspecciones estarán basados en el número de horas de operación equivalentes que se alcancen para la turbina de gas, y estas serán:

Después de 24 000 h, hay típicamente una repetición de la secuencia y tipo de inspección (Tabla VI.8).

Tabla VI-8.- Secuencia del mantenimiento.

Horas de operación	Tipo de inspección
6 000	A
12 000	B
18 000	A
24 000	C

Nota: Tipo A Inspección Breve.

Tipo B Inspección Prolongada.

Tipo C Inspección Mayor + Reparación Mayor.

El grupo principal de personal de mantenimiento se compondrá de los siguientes técnicos: tres mecánicos y tres instrumentistas y eléctricos. El resto del personal de mantenimiento de rutina se obtendrá por medio de sub contratistas locales cuando sea necesario y serán llamados en caso de una interrupción no planeada del servicio para mantenimiento correctivo.

Plan de Calidad. Se prevé que la Central cuente con un manual de calidad, dentro del cual se contemplará lo relacionado con seguridad.



Plan de emergencias. Se contará con un manual de administración ambiental, que contemplará planes y procedimientos para la prevención de accidentes, atención de emergencias y restauración de zonas afectadas. Se prevé que en el manual de administración ambiental estén incluidos los siguientes documentos:

- o Procedimiento de emergencia en caso de derrame de sosa cáustica
- o Procedimiento de emergencia en caso de derrame de ácido sulfúrico
- o Procedimiento de emergencia en caso de incendio en estación reductora de gas natural
- o Procedimientos para recepción y descarga de autotanques de ácido sulfúrico
- o Procedimientos para recepción y descarga de autotanques de sosa cáustica
- o Procedimientos para manejo, almacenamiento y transporte de residuos peligrosos.

Programa de capacitación. Se prevé que la Central cuente con un programa de capacitación en materia de seguridad e higiene para todo el personal de la planta.

Programa de seguridad. Se prevé que la Central cuente con un programa de seguridad, que contemplará la formación de comités mixtos de seguridad e higiene, brigadas contraincendio, brigadas de primeros auxilios, y programas de capacitación.

Sistemas anticontaminantes. Básicamente, la tecnología que se utilizará para la combustión permite que las emisiones a la atmósfera sean inferiores a la norma correspondiente. Respecto a las aguas residuales, se contará con una planta de tratamiento de aguas residuales sanitarias; equipo de neutralización de efluentes químicos y un separador de grasas y aceites. Todos los efluentes ya tratados serán enviados al evaporador cristalizador.



VI.6 Residuos, descargas y emisiones generadas durante la operación del proyecto

VI.6.1 Caracterización

Caracterización de residuos generados, descarga de efluentes y emisiones atmosféricas, señalando los volúmenes, sistemas de tratamiento y control, así como su cumplimiento en la normatividad aplicable

Residuos sólidos

- Residuos peligrosos.- Los desperdicios sólidos provenientes de las actividades rutinarias de operación y mantenimiento, incluyen filtros de aceite, envases, trapos con aceite, materiales absorbentes y otros desechos, los cuales se producirán en aproximadamente 2,5 kg/mes. Se almacenarán temporalmente cumpliendo con la normatividad y el reglamento en materia de Residuos peligrosos, hasta su disposición final en sitios autorizados.
- Residuos domésticos.- Los residuos domésticos se alojan en contenedores con tapa para evitar su diseminación, posteriormente serán transportados para depositarse en los basureros municipales, previa autorización.

Se utilizará aceite lubricante para lubricar las turbinas de gas. El aceite nuevo se almacenará en un tanque y el sucio se utilizará para reuso en otros procesos de la instalación.

Todos los residuos peligrosos se manejarán y dispondrán conforme a la Ley General de Protección al Ambiente y su Reglamento correspondiente en Materia de Residuos Peligrosos; para lo cual se cuenta con una empresa autorizada por SEMARNAT, que realiza el transporte y disposición final de dichos residuos; dando cumplimiento a los Artículos 151 y 151 Bis, de la citada ley.



Emisiones a la atmósfera

Durante la operación la única fuente emisora será la asociada al proceso de combustión en la turbina de gas. Los gases producto de la combustión del gas natural se emitirán a la atmósfera a través de las chimeneas de los RCGV, las emisiones consistirán principalmente en óxidos de nitrógeno (NOX). La emisión de contaminantes a la atmósfera cumplirá con los niveles máximos permisibles establecidos en la NOM-085-SEMARNAT-1994, para esto la unidad turbogás contará con sistema de baja generación de NOx, con los que se tendrán emisiones inferiores a los 110 ppm (5% O₂, 1 ATM y 25 °C), que equivale a 32,68 g/s., considerando una operación normal.

Combustores de bajo NO_x

Un sistema de baja generación de NO_x, en sí, no es un equipo adicional sino un diseño óptimo de los combustores y de la cámara de combustión de la turbina de gas. En el combustor de bajo NO_x se lleva a cabo la mezcla del aire y el combustible, dándose la combustión en condición cercana a la estequiométrica, bajo temperaturas controladas que no dañen la turbina y generando una flama estable. El sistema esta constituido por una cámara de combustión, que es un dispositivo donde se acomodan una serie de combustores; un sistema de inyección de combustible y un juego de piezas de transición encargadas de direccionar los gases de combustión a la turbina de gas. Dependiendo del fabricante existe la posibilidad de adquirir una turbina de gas con varias cámaras de combustión o con una sola en forma de silo. La formación de NO_x en los combustores de una turbina de gas, se debe a la presencia de nitrógeno en el combustible y a la presencia del nitrógeno en el aire.

La producción de NO_x debido a la presencia de nitrógeno en el combustible no se puede reducir, ya que durante la combustión este reacciona con el oxígeno del aire y forma NO_x en forma estequiométrica. La producción de NO_x debido al nitrógeno contenido en el aire se debe a la reacción del oxígeno y el nitrógeno presentes en el aire, provocada por las altas temperaturas que se generan durante la combustión.



Como se mencionó, la formación del NO_x producido por el nitrógeno presente en el combustible, no se puede reducir, y esto representa un pequeño porcentaje del NO_x total formado. La mayor parte del NO_x formado, es producto de la reacción del nitrógeno y oxígeno presentes en el aire. Este último, se puede reducir disminuyendo la cantidad de aire disponible durante la combustión, lo que se logra mediante una cámara de premezclado, que en dos etapas asegura un perfecto contacto de las moléculas del combustible con el oxígeno del aire, o sea, se asegura una combustión completa en un ambiente limitado de aire. Lo anterior, es el resultado del desarrollo tecnológico actual, que permite de esta forma reducir de manera apreciable la producción de NO_x .

Para la medición y control de este parámetro, la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) contará con un sistema de monitoreo continuo de emisiones (NO_x y O_2) el que a su vez contará con sistemas de autolimpieza y autocalibración. Este sistema será localizado en una caseta adyacente a la chimenea. Los analizadores operarán bajo los principios físicos establecidos por la norma NOM-085-SEMARNAT-94. Este sistema deberá en forma autónoma, o a través del sistema de control de la Unidad, generar y almacenar los reportes de emisiones con corrección de oxígeno.

Emisiones de ruido

La 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) será diseñada con equipos que en su conjunto, lograrán que no se excedan los niveles máximos permisibles de ruido establecidos en el Artículo 11 del Reglamento para la Protección del Ambiente contra la Contaminación Originada por la Emisión de Ruido, y en las Normas Oficiales Mexicanas NOM-081-SEMARNAT-1993, para aspectos ambientales y la NOM-080-STPS-1993 y NOM-011-STPS-1993 para aspectos laborales.



VI.6.2 Factibilidad de reciclaje o tratamiento

Indicar la factibilidad de reciclaje de los residuos, descarga de efluentes y emisiones atmosféricas generadas durante la operación del proyecto

Durante los mantenimientos, se generarán sobrantes de la aplicación de recubrimientos anticorrosivos o esmaltes los cuales no se podrán reciclar. En el caso de cambios de secciones de tubería o reemplazos de equipo, estos se podrán reutilizar según convenga.

Los únicos residuos con posibilidades de reciclaje serán: cartón, papel y vidrio, para lo cual se aplicarán procedimientos para la separación de los mismos dentro de las instalaciones de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), para posteriormente venderlos o proporcionarlos a empresas encargadas del reciclaje de los mismos.

Con respecto al tratamiento, los residuos peligrosos serán entregados como lo señala la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente y su Reglamento en materia de Residuos Peligrosos, para su tratamiento y disposición final a una empresa autorizada para esto.

VI.6.3 Disposición

Disposición final de los residuos señalando volumen y composición

La disposición final de los residuos generados se manejará de acuerdo a lo estipulado en la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, el Reglamento en la materia y las Normas aplicables. La disposición de los residuos generados estará a cargo de compañías contratadas para proporcionar dicho servicio, y se harán en base a lo estipulado en el contrato y a lo establecido por la autoridad correspondiente.

A continuación en la Tabla VI-9 y VI-10, se describen los volúmenes de residuos sólidos domésticos y peligrosos a los cuales se les dará disposición final, durante la operación de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).



Tabla VI-9.- Generación de residuos sólidos durante la operación del Proyecto.

Concepto	Cantidad Generada	Disposición Final
Basura Doméstica	2,5 toneladas/año	Será almacenada temporalmente en tambos y puesta a disposición del servicio municipal de recolección de basura.
Reciclables Cartón Madera Metal	Cantidad despreciable	La generación de este tipo de residuos es despreciable por lo que se pondrá a disposición del servicio municipal, para su reuso.

Tabla VI-10.- Residuos sólidos peligrosos: etapa de operación.

Nombre del residuo	Características CRETIB	Cantidad	Tipo de empaque	Sitio de disposición final
Material impregnado con grasas o aceites lubricante	I	2000 kg	Tambos etiquetados	Confinamiento autorizado
Aislante Térmico	I	14 m ³	Tambos etiquetados	Confinamiento autorizado
Solventes usados	E, I, T	0,2 m ³	Tambos etiquetados	Confinamiento autorizado
Baterías	C, T	50 kg	NO APLICA	Venta para Reciclamiento
Aceite lubricante usado	I, T	2 m ³	Tambos de 200 l y etiquetados	Venta para Reciclamiento
Aceite Térmico		5 ó 6 m ³ cada 6 meses	No aplica	El proveedor se encarga de su transporte y disposición

NOTA:

1. Las cantidades indicadas corresponden a la generación esperada durante un año de operación de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).
2. Ninguno de los residuos sólidos considerados durante la operación del Proyecto tiene propiedades como cancerígeno o que provoque otro tipo de daños a la salud.
3. Todos los residuos peligrosos generados son transportados a sus sitios de depósito definitivo en vehículos que cumplen con los requisitos establecidos por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.



VII RESUMEN

VII.1 Señalar las conclusiones del Estudio de Riesgo

De los resultados del estudio de riesgo fundamentados en la información proporcionada por C.F.E, en la revisión de las instalaciones, en las condiciones de operación de la misma y en los radios de afectación, es evidente que el riesgo ambiental para la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), no representa peligro a la población y al ambiente, ya que las condiciones de seguridad son suficientes para prácticamente eliminar la posibilidad de un evento de riesgo que involucre instalaciones del entorno ajenas a la planta. Además las metodologías de identificación de riesgos y evaluación de consecuencias, utilizadas por la U.A.T. pueden establecer que las instalaciones correspondientes al proyecto 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), dispondrán de la infraestructura necesaria para operar con seguridad, minimizando los riesgos al personal, ambiente e instalaciones propias y aledañas. Por ello se recomienda asegurar que las actividades que complementarán al proceso como: mantenimiento, inspección, capacitación, supervisión, y planes para comunicación de emergencias, cuenten con procedimientos y programas apropiados como se menciona en las recomendaciones del apartado VI.5 y mantenerlos en revisión y actualización frecuente a efecto de detectar y minimizar posibles riesgos. Con respecto al Ramal de Gasoducto se recomienda llevar a cabo las medidas mencionadas en el apartado VI.5.1 y es importante comunicar a los habitantes de los riesgos inherentes, para que se respete el Derecho de Vía y evitar todo tipo de excavaciones en él.

VII.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de Riesgo Ambiental, señalando desviaciones encontradas y posibles áreas de afectación

Como posibles causas de riesgo, se mencionan principalmente las fugas generadas por orificios causados por agentes externos, los cuales pueden ser ocasionados durante el desarrollo de actividades con maquinaria o herramientas pesadas, dentro de las instalaciones. En este tipo de



eventualidades, el peor de los casos sería la ruptura total de la línea, caso que aunque podría generar consecuencias catastróficas, si hay incendio o explosión, representa una probabilidad baja, debido a que el suceso requiere un golpe con maquinaria pesada o un vehículo. Para su prevención se deberá contar con procedimientos operativos para labores dentro de las instalaciones, con el señalamiento apropiado y acceso restringido a vehículos y maquinaria pesada en áreas de mayor riesgo.

Otra causa de riesgo, es la fuga en orificios causados por corrosión, pues las características del sitio lo favorecen, por lo que el índice de frecuencia para estos casos puede ser mayor, esperándose que ocurra más de una vez durante el tiempo de vida de la instalación. Los orificios por corrosión podrán ocurrir en las secciones superficiales de la instalación y se espera sean de tamaños relativamente pequeños. Estos pueden ser detectados fácilmente durante los recorridos o inspecciones visuales. El riesgo que producirán en caso de incendiarse, es sobre las instalaciones que se localicen cerca del incendio y no tendrá mayores consecuencias en el entorno. Para el caso de orificios en las secciones subterráneas, podrán presentar tamaños mayores por requerir mayor tiempo para su detección, aun así el riesgo será minimizado por estar bajo tierra, es importante que durante las labores de reparación, se tomen las medidas y procedimientos pertinentes para evitar accidentes, siguiendo el manual de operación para trabajos peligrosos o actividades con riesgo y capacitando frecuentemente al personal.

Las fugas causadas por falla en equipo como: válvulas, compresores, indicadores de presión, temperatura o flujo, falla en conexiones u otros defectos en materiales, podrán ser evitadas mediante la aplicación de programas de mantenimiento e inspección en la instalación.

En el caso del sistema de enfriamiento con Hidrógeno, el evento más relevante que se podría generar consiste en una fuga por falla en el aceite de sello en la turbina de vapor. Otra fuente de fuga serán orificios causados por agentes externos, donde lo pequeño de las líneas facilita que se rompan totalmente. Las fugas de Hidrógeno no presentarán niveles altos de riesgo ya que las



condiciones de operación de esta sustancia no contemplan presiones ni volúmenes elevados. Existe la posibilidad de que el Hidrógeno quede confinado dentro del área donde se encuentra el generador y se pueda presentar una explosión o que el evento tenga alcance sobre la línea de alimentación de gas natural a las unidades turbogás, esto podrá generar una posible interacción con el manejo de gas e incrementar el evento.

Las afectaciones en caso de presentarse un evento extraordinario serán principalmente a instalaciones dentro de la Central y en el Ramal, salvo en casos extremos como los descritos en los Escenarios 3 y 5, donde los radios de afectación incluyen parte del entorno fuera del perímetro de las instalaciones, sin embargo se sabe por estudios análogos que la ruptura total del ramal de gasoducto y gasoducto de alimentación a turbogás es un evento de muy baja probabilidad de ocurrencia.

A continuación se presentan los escenarios de fuga evaluados y el área que podrían afectar en caso de algún incidente con incendio o explosión.

Escenario	Área Afectada Por Radiación Térmica	Área Afectada Por Sobrepresión
1 Se supone una fuga de gas a través de un orificio de 0,5" de diámetro equivalente en la Interconexión del Ramal de Gasoducto de 16" Ø "El Paso Gas Transmisión de México" y es ocasionada por corrosión, deterioro o vibración.	982,00 m ²	No se presenta
2 Se supone una fuga de gas a través de un orificio de 3,2" de diámetro equivalente en el Ramal de Gasoducto de 16" Ø. La fuga se localiza cercano a unas edificaciones en el km 1 + 175 de la línea regular del Ramal de Gasoducto 16" Ø "El Paso Gas Transmisión de México" y es ocasionada por corrosión, deterioro o vibración.	39 309,77 m ²	125 601,17 m ²
3 Se supone una fuga de gas natural causada por la ruptura total del Gasoducto de 16" Ø "El Paso Gas Transmisión de México". La fuga se localiza en la Trampa de Recibo del Ramal de Gasoducto de 16" Ø "El Paso Gas Transmisión de México" ubicada en la Estación de Regulación y Medición de Gas de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) y es ocasionada por golpe externo.	980 636,90 m ²	1 071 461,53 m ²
4 Se supone una fuga de gas a través de un orificio de 2" de diámetro equivalente, la fuga se localiza en la descarga de un compresor de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) y es ocasionada por vibración deterioro o golpe externo.	12 504,66 m ²	53 461,24 m ²



Escenario	Área Afectada Por Radiación Térmica	Área Afectada Por Sobrepresión
5 Se supone una fuga de gas natural causada por la ruptura total de una línea de 10" de diámetro. La fuga se localiza dentro de la dentro de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar) y es ocasionada por agente externo.	312 656,18 m ²	456 037,80 m ²
6 Se supone una fuga de Hidrógeno en el generador eléctrico a través de un orificio de 0,5" de diámetro. La fuga se localiza en el sistema de aceite de sello. La fuga se presenta por falla en el control de aceite de sello del sistema de enfriamiento del generador eléctrico con hidrógeno de la unidad turbogás.	399,73 m ²	564,95 m ² (solo si el Hidrógeno se confina)
7 Se supone una fuga a través de un orificio de 1,0" de diámetro, por falla de la bomba de aceite, en el sello del sistema de enfriamiento con Hidrógeno del generador eléctrico del ciclo agua - vapor.	1 555,28 m ²	2 207,85 m ²

VII.3 Presentar el Informe Técnico debidamente llenado

El Informe Técnico del Estudio de Riesgo se presenta en el Anexo "N".



Vista del Carretera Federal N° 2 Cananea - Agua Prieta acceso principal de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Acceso principal al Aeropuerto Municipal de Agua Prieta.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



No	Punto de Observación	Punto Observado	Elemento	Visibilidad	Punto de localización del registro (UTM)
1	Desde la Carretera Federal No. 2.	Predio de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar)	Vegetación matorral micrófilo	CORTA	631 026 E 3 464 098 N Vista hacia el sur, de 180°
2	Camino al W del predio	Predio de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar)	Vegetación matorral desértico micrófilo	CORTA	631 095 E 3 463 559 N Vista de 90° Inicia en el W y termina en el N



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Imagen frente al sitio de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), cerca del vértice 1 (NW).



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



CC Naco-Nogales al sureste del predio de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



En la imagen se observa un Banco de Material que según personal de SCT, este no es de buena calidad, ubicado frente a la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Casa al este a 1 053 metros del Vértice 7 del límite del predio de la 171 CC Agua Prieta II
(Con Campo Solar).



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Casa al oeste 680 metros del Vértice 2 del límite del predio de la 171 CC Agua Prieta II
(Con Campo Solar).



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Pista de carreras de autos al sur del predio de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), ubicada en las coordenadas UTM X = 630 516,00; Y = 3 463 262,00.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Planta Mexicana de Cobre SA, Planta de Cal de Agua Prieta Sonora, ubicada en las coordenadas UTM X= 629 272,00; Y= 3 457 420,00.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Estación de monitoreo del aire, a la entrada al aeropuerto de Agua Prieta, ubicada en las coordenadas UTM X= 632 673,00; Y= 3 457 045,00.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



IMSS - Hospital General de Zona de Agua Prieta.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



SSA - Hospital General de Agua Prieta.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Relleno Sanitario PASA en el cual se depositarán los residuos sólidos de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), ubicado en la coordenadas UTM = 640 480,00; Y= 3 463 921,00.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Estación de Bomberos de Agua Prieta.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Lagunas de oxidación de Agua Prieta, las cuales serán el abastecimiento de agua para la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar), atrás se observa el Ejido Agua Prieta.



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE



Vista del arroyo dentro de la 171 CC Agua Prieta II (Con Campo Solar).



ESTA HOJA FUE DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE