

COPAR 2015

GENERACIÓN



Edición 35



Subdirección de Programación
Coordinación de Evaluación

CONTENIDO

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1

Descripción de Tecnologías

- 1.1 Generalidades
- 1.2 Central termoeléctrica convencional
- 1.3 Central turbogás
- 1.4 Central de ciclo combinado
- 1.5 Unidades de combustión interna
- 1.6 Centrales carboeléctricas
- 1.7 Centrales nucleoelectricas
- 1.8 Centrales geotermoeléctricas
- 1.9 Centrales hidroeléctricas
- 1.10 Turbinas eólicas
- 1.11 Tecnología solar fotovoltaica

CAPÍTULO 2

Costos de Inversión

- 2.1 Conceptos de costos
- 2.2 Programa de inversión y factor de valor presente
- 2.3 Factor de costo nivelado de inversión

CAPÍTULO 3

Costos de Combustibles

- 3.1 Generalidades
- 3.2 Carbón
- 3.3 Petróleo
- 3.4 Gas natural
- 3.5 Uranio enriquecido
- 3.6 Coque de petróleo

Contenido

- 3.7 Residuos de vacío
- 3.8 Poder calorífico superior e inferior
- 3.9 Costos de combustibles
- 3.10 Costo nivelado por combustible

CAPÍTULO 4

Costo Nivelado de Energía y Costos de O&M

- 4.1 Costos de operación y mantenimiento
- 4.2 Consumo de agua
- 4.3 Costos del agua
- 4.4 Costo nivelado de energía

CAPÍTULO 5

Tecnologías Convencionales Avanzadas

- 5.1 Introducción
- 5.2 Central de ciclo combinado con gasificación integrada
- 5.3 Central de ciclo combinado con campo solar
- 5.4 Central termoeléctrica de lecho fluidizado atmosférico
- 5.5 Carboeléctrica con captura y almacenamiento de CO₂

CAPÍTULO 6

Cogeneración

- 6.1 Cogeneración
- 6.2 Relación calor-potencia
- 6.3 Sistemas de cogeneración
- 6.4 Factores para la selección de un sistema de cogeneración
- 6.5 Ventajas de la cogeneración
- 6.6 Costos del vapor
- 6.7 Evaluación financiera de un central de cogeneración

CAPÍTULO 7

Emisiones Contaminantes

- 7.1 Sustancias contaminantes
- 7.2 Emisiones contaminantes por tipo de combustibles
- 7.3 Emisiones contaminantes por tecnología

APÉNDICE A

Metodología de Evaluación

A.1 Generalidades

A.2 El valor del dinero en el tiempo

A.3 Perfil de Inversiones de un proyecto

A.4 Comparaciones económicas

A.5 Costo nivelado

A.6 Costo unitario de generación

GLOSARIO

B.1 Términos económico financieros

B.2 Términos técnicos

BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En esta trigésima quinta edición del estudio “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico” (COPAR Generación 2015), la Comisión Federal de Electricidad presenta la actualización de los principales parámetros técnico-económicos que intervienen en el cálculo del costo nivelado del kWh neto generado de las diversas tecnologías para la producción de energía eléctrica.

El objeto de estas ediciones es consolidar una base de información confiable que sirva como referencia para los modelos electrotécnicos y económicos que la CFE utiliza en la planificación del sistema eléctrico, así como en la evaluación económica y financiera de tecnologías y proyectos de generación.

Debido a que cada proyecto tiene características propias, no es posible establecer un costo único para aplicarlo indiscriminadamente a cada tecnología, por ello a los resultados de este estudio se denominan Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico.

En la elaboración de COPAR de Generación se consideran las siguientes fuentes de información:

- Compras de equipo por parte de CFE
- Contratos de precio alzado otorgados por CFE para la construcción de las centrales generadoras
- Información especializada sobre estudios realizados en el extranjero para nuevas tecnologías
- Información especializada de fabricantes de equipos
- El escenario de combustibles corresponde a **junio de 2015**
- Los costos se expresan en **dólares de 2015**, mientras el tipo de cambio es **13 pesos por dólar**
- La tasa social de descuento es de **10%**

El estudio fue realizado en la Coordinación de Evaluación con información proveniente de diversas áreas de las Subdirecciones de Construcción y de Generación, así como de la propia Subdirección de Programación.

México D.F., julio de 2015

Para aclaraciones y comentarios, favor de dirigirse a la Coordinación de Evaluación en el teléfono 52-29-44-00, Ext. 80149

CAPÍTULO 1

Descripción de Tecnologías

CAPÍTULO 1

Descripción de Tecnologías

1.1 GENERALIDADES

Un sistema eléctrico debe tener una cantidad suficiente de unidades generadoras disponibles para cubrir las variaciones de la demanda, desde la carga base hasta la carga pico. Las unidades más eficientes, diseñadas para operar por largos periodos de tiempo, funcionarán la mayor parte del año; otras solo actuarán como respaldo y su operación anual será muy reducida.

Para satisfacer las variaciones de la demanda, las centrales generadoras se clasifican en los siguientes grupos:¹

Clasificación de las centrales generadoras

Carga	Tipo de central
Pico	Turbina de gas Motor de combustión interna Hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo
Intermedia	Central de vapor de bajo rendimiento Ciclo combinado de bajo rendimiento Hidroeléctrica
Base	Central nucleares Central de vapor de alto rendimiento Ciclo combinado de alto rendimiento

Cuadro 1.1

¹ Kam W. Li & Paul Priddy, *Power Plant System Design*, John Wiley & Sons, 1985, p.1

Las unidades para carga pico pueden entrar y salir de operación varias veces al día. Algunas de estas unidades son móviles y por su facilidad en el arranque se utilizan en situaciones de respaldo o emergencia. Además, se caracterizan por un bajo costo de inversión, pero un alto costo de generación.

Las unidades de carga intermedia operan generalmente de lunes a viernes y salen de operación durante las noches o fines de semana. Su eficiencia es más alta que las unidades de pico, pero menor a las de base.

Las unidades de base operan a toda su capacidad la mayor parte del año; sus costos de inversión son altos, mientras los de generación son bajos. Por su complejidad, a este tipo de centrales les toma más tiempo responder a los cambios de la demanda.

De acuerdo con su situación geográfica, recursos naturales y características de la demanda, México requiere diferentes tipos de tecnologías para generar electricidad. En este capítulo se describen brevemente estas tecnologías.

1.2 CENTRAL TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL

La figura 1.1 muestra el diagrama de una central térmica convencional, donde el generador de vapor transforma el agua en vapor, este se expande en la turbina y su energía se transforma en un movimiento mecánico para impulsar el generador eléctrico. Posteriormente, el vapor abandona la turbina y se transforma en agua por medio de un condensador. Finalmente, se utiliza una bomba para aumentar la presión del fluido de trabajo y llevarlo otra vez al generador de vapor.

Este tipo de centrales tienen como base el ciclo Rankine ideal, el cual consta de cuatro procesos:

- 1-2 Suministro de calor a presión constante en el generador de vapor
- 2-3 Expansión adiabática en la turbina
- 3-4 Rechazo de calor a presión constante en el condensador
- 4-1 Compresión adiabática en la bomba.

El ciclo real de las centrales generadoras de energía es mucho más complejo, ya que se busca mejorar la eficiencia térmica; generalmente se utiliza vapor sobrecalentado, el cual puede alcanzar temperaturas entre 540 y 590 °C.²

Estas centrales incluyen uno o dos recalentamientos, para evitar que el vapor que se expande en la turbina alcance un alto grado de humedad y pueda dañar el equipo. Usualmente, el recalentamiento se realiza a una presión que oscila entre el 20 y 28% de la presión inicial y se alcanza la misma temperatura con la que el vapor principal deja el generador de vapor.

² Kam W. Li & Paul Priddy, *Power Plant System Design*, John Wiley & Sons, 1985, p.34

Central Termoeléctrica Convencional

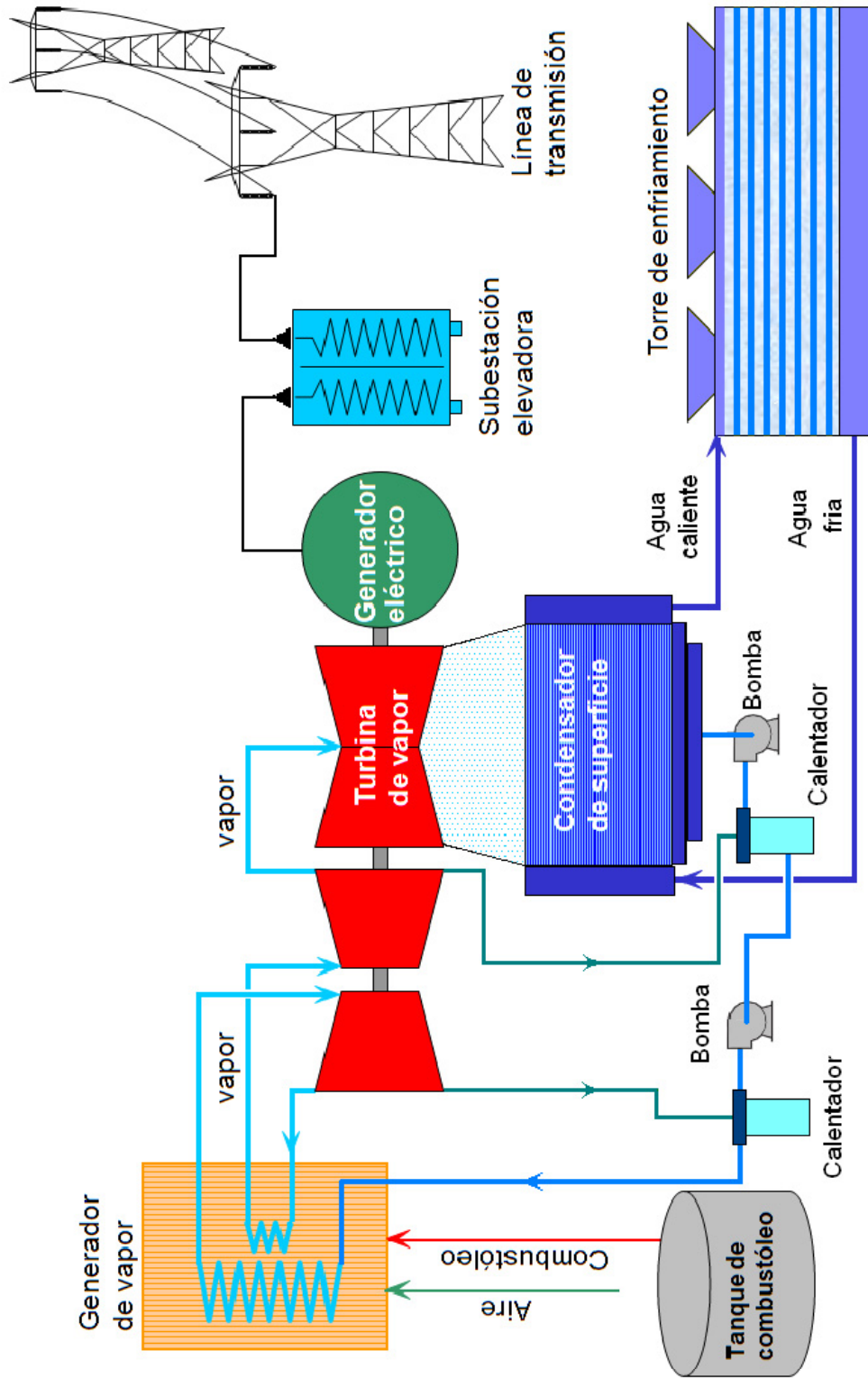


Figura 1.1

Preferentemente se incluyen varios calentadores de agua de alimentación, los cuales utilizan vapor que se extrae de la turbina con el propósito de precalentar el agua que entra al generador de vapor y reducir el consumo de combustible.

Otro aspecto importante es la presión a la que opera el condensador, al reducir su valor, se aumenta el trabajo desarrollado y la eficiencia. Sin embargo, se incrementa la humedad del vapor que abandona la turbina; provocando erosión en los alabes y un condensador de mayor tamaño. En el diseño de turbinas de vapor, se considera que el contenido de humedad debe ser menor a 15%.³

Respecto al agua que requiere el condensador para rechazar calor al medio ambiente, esta puede provenir del mar, un lago, o un río. Cuando la disponibilidad de agua es reducida, se utilizan torres de enfriamiento o aerocondensadores.

Otra característica de estas centrales es que pueden quemar una gran variedad de combustibles. Sin embargo, este documento considera que consumen combustóleo.

1.3 CENTRAL TURBOGÁS

Una turbina de gas es una máquina diseñada para transformar la energía de un combustible en potencia útil, ya sea como potencia mecánica en una flecha o como empuje a alta velocidad por medio de una tobera. Está compuesta de compresor, cámara de combustión y una turbina de expansión, como se muestra en la figura 1.2.

En una turbina de gas de ciclo abierto, el aire entra continuamente al compresor en condiciones atmosféricas. Después de la compresión, el aire entra a la cámara de combustión, donde una parte proporciona el oxígeno necesario para realizar la combustión, mientras la parte restante se utiliza para enfriar los gases para que puedan entrar a la turbina. Los gases realizan trabajo en la turbina para después ser expulsados a la atmósfera.

El trabajo desarrollado en la turbina debe ser suficiente para impulsar el compresor y obtener un trabajo útil en la flecha. Generalmente el compresor consume el 60% del trabajo total desarrollado en la turbina.

Algunas de las ventajas de la turbina de gas son:

- Tamaño y peso reducido en comparación con otras tecnologías
- Bajo costo de inversión.
- Tiempos cortos de arranque y alcance de plena carga
- No requieren agua de enfriamiento
- Tiempos de entrega e instalación de corto plazo

³ Kam W. Li & Paul Priddy, *Power Plant System Design*, John Wiley & Sons, 1985, p.33

Central Turbogás

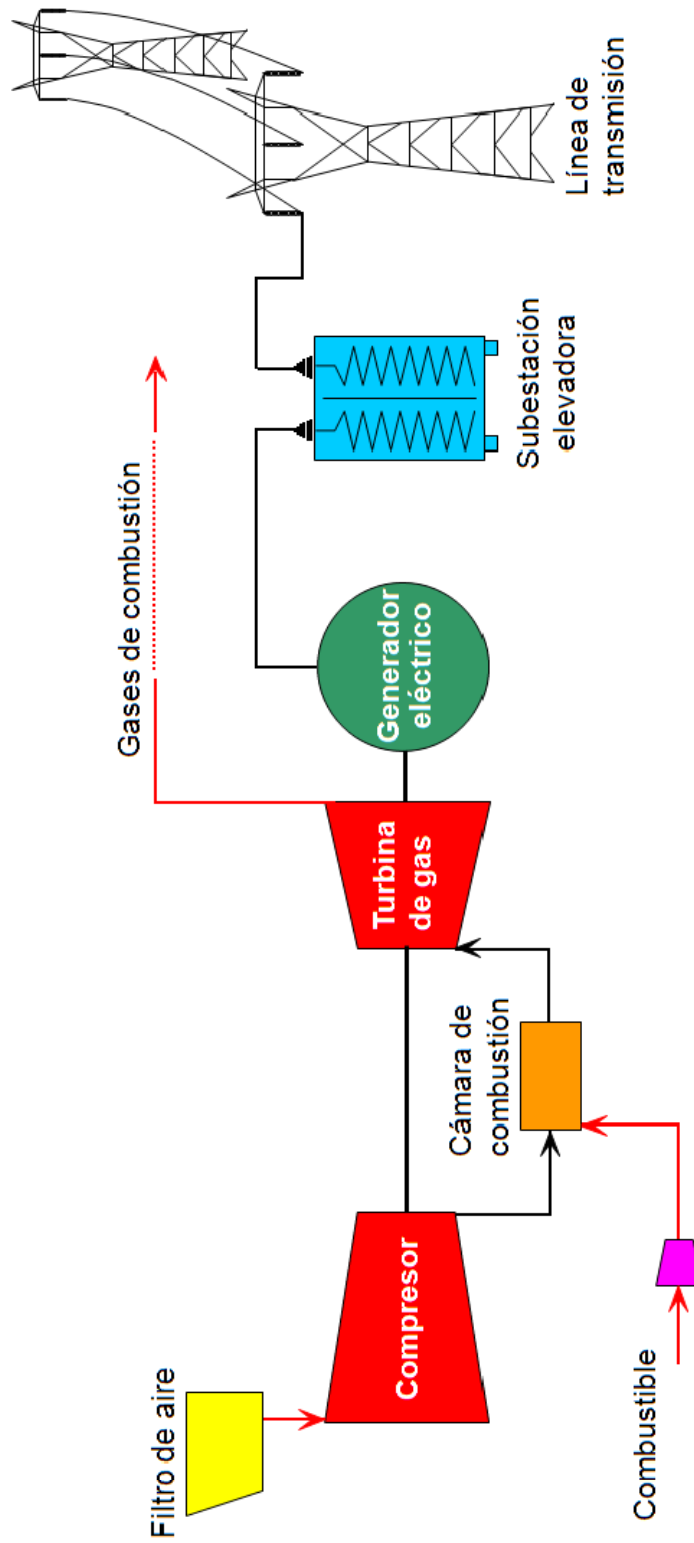


Figura 1.2

Descripción de Tecnologías

Las unidades turbogás tienen como desventajas un factor de planta bajo y no consumir combustibles sólidos.

El ciclo de potencia con el cual funcionan las turbinas de gas es el ciclo Joule-Brayton, que en forma ideal, consta de los siguientes procesos:

- 1-2 Compresión adiabática.
- 2-3 Suministro de calor a presión constante en la cámara de combustión
- 3-4 Expansión adiabática en la turbina
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante en la atmósfera

La eficiencia térmica del ciclo Joule-Brayton depende de varios factores, destacan la relación de presiones del compresor y la temperatura de entrada de los gases a la turbina. Entre mayor sea el valor de estos parámetros, mayor será la eficiencia de la turbina de gas. Los equipos actuales pueden alcanzar temperaturas de 1400 °C y relaciones de presión de 35.

Además de los parámetros anteriores, el comportamiento de una turbina de gas se ve afectado por la variación de las siguientes condiciones atmosféricas:

- Temperatura ambiente
- Humedad del aire
- Presión atmosférica

La temperatura ambiente afecta significativamente el comportamiento de una turbina de gas. Un aumento de la temperatura, reduce la densidad del aire que entra al compresor. Si se considera una velocidad constante del mismo, esto se traduce en un decremento del flujo másico, reduciendo la potencia útil y la eficiencia térmica.

La humedad del aire no afecta el rendimiento térmico, ya que la masa de agua es constante a través de todos los componentes de la turbina de gas. Sin embargo, un aumento en la humedad del aire provoca un ligero aumento de la potencia útil.

La densidad del aire disminuye conforme se reduce la presión atmosférica. Por esta razón, las turbinas de gas proporcionan una menor potencia cuando se localizan en sitios por encima del nivel del mar. Sin embargo, los cambios en la presión atmosférica no afectan el rendimiento térmico.

Debido a los efectos de las condiciones atmosféricas, se ha establecido que el desempeño de las turbinas de gas sea evaluado bajo determinadas normas o estándares. Una de estas normas corresponde a la International Standards Organization (ISO), la cual indica una temperatura ambiente de 15°C, humedad relativa del 60% y presión atmosférica a nivel del mar.

Cada turbina de gas tiene un comportamiento diferente al cambiar las condiciones atmosféricas, pero pueden esperarse los valores indicados en las figuras 1.3 y 1.4.

Ajuste de la potencia bruta de una turbina de gas por efecto de la altitud y la temperatura ambiente

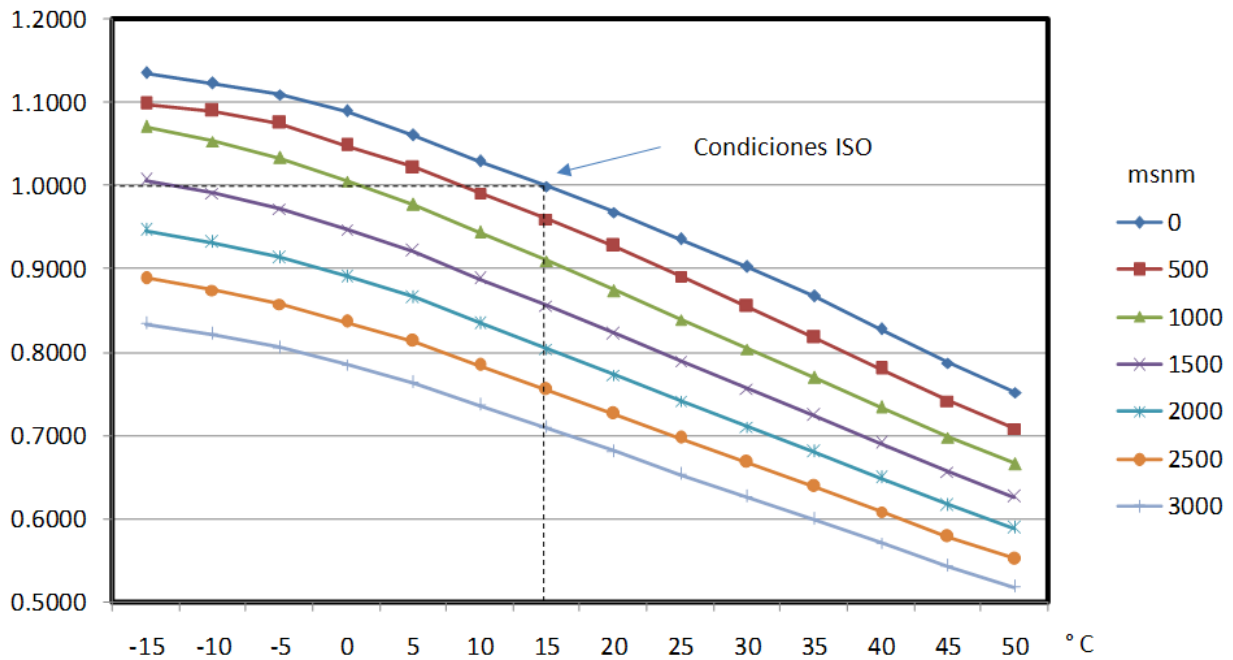


Figura 1.3

Ajuste del rendimiento térmico bruto de una turbina de gas por efecto de la temperatura ambiente

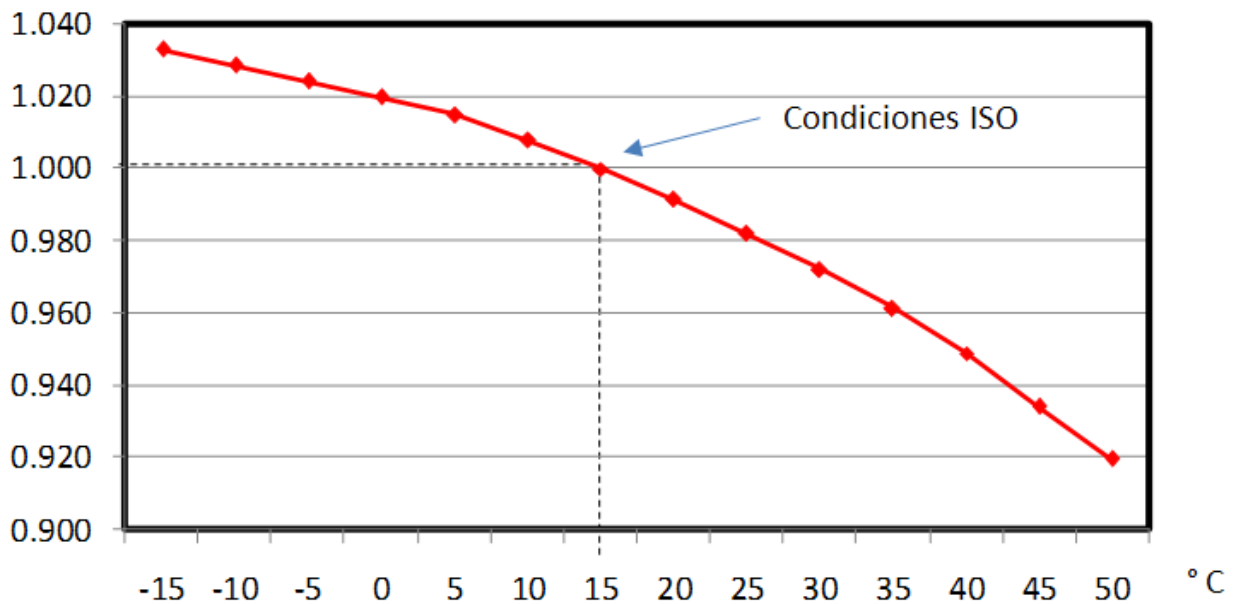


Figura 1.4

Se observa que la figura 1.3 utiliza la altura sobre el nivel del mar, en lugar de la presión atmosférica. La relación que existe entre la altitud de un lugar y la presión atmosférica está determinada por la ecuación altimétrica:

$$z = \alpha \left[\ln \frac{P_o}{P} \right]$$

También:

$$P = P_o e^{\frac{-z}{\alpha}}$$

z = Altura del sitio en metros sobre el nivel del mar

P = Presión atmosférica del sitio en Pascales

P_o = 101,325 Pa

α = 8000 m

Como la eficiencia y la potencia de una turbina de gas dependen de las condiciones atmosféricas. Lo más deseable es que la instalación de una turbina de gas sea en un sitio donde la temperatura ambiente sea menor o igual 15 °C y donde la presión atmosférica sea mayor o igual a la del nivel del mar.

1.4 CENTRAL DE CICLO COMBINADO

En la figura 1.5 se muestra el diagrama de un ciclo combinado, donde los gases de escape de la turbina de gas se utilizan en una caldera de recuperación para generar vapor e impulsar una turbina en un proceso similar al de las centrales térmicas convencionales.

Generalmente, la capacidad de la turbina de vapor es menor que la de la turbina de gas, el generador de vapor es muy sencillo y solo se tiene un deareador y un calentador de agua de alimentación. Algunos ciclos combinados cuentan con combustión suplementaria para alcanzar la máxima potencia de la turbina de vapor o para continuar en operación cuando la turbina de gas está en mantenimiento.

Como los ciclos combinados utilizan turbinas de gas, la potencia de toda la central varía con los cambios en las condiciones atmosféricas, tal como se muestra en las figuras 1.6 y 1.7. Sin embargo, estas variaciones son menores a las presentadas por una central formada únicamente por turbinas de gas.

Central Ciclo Combinado

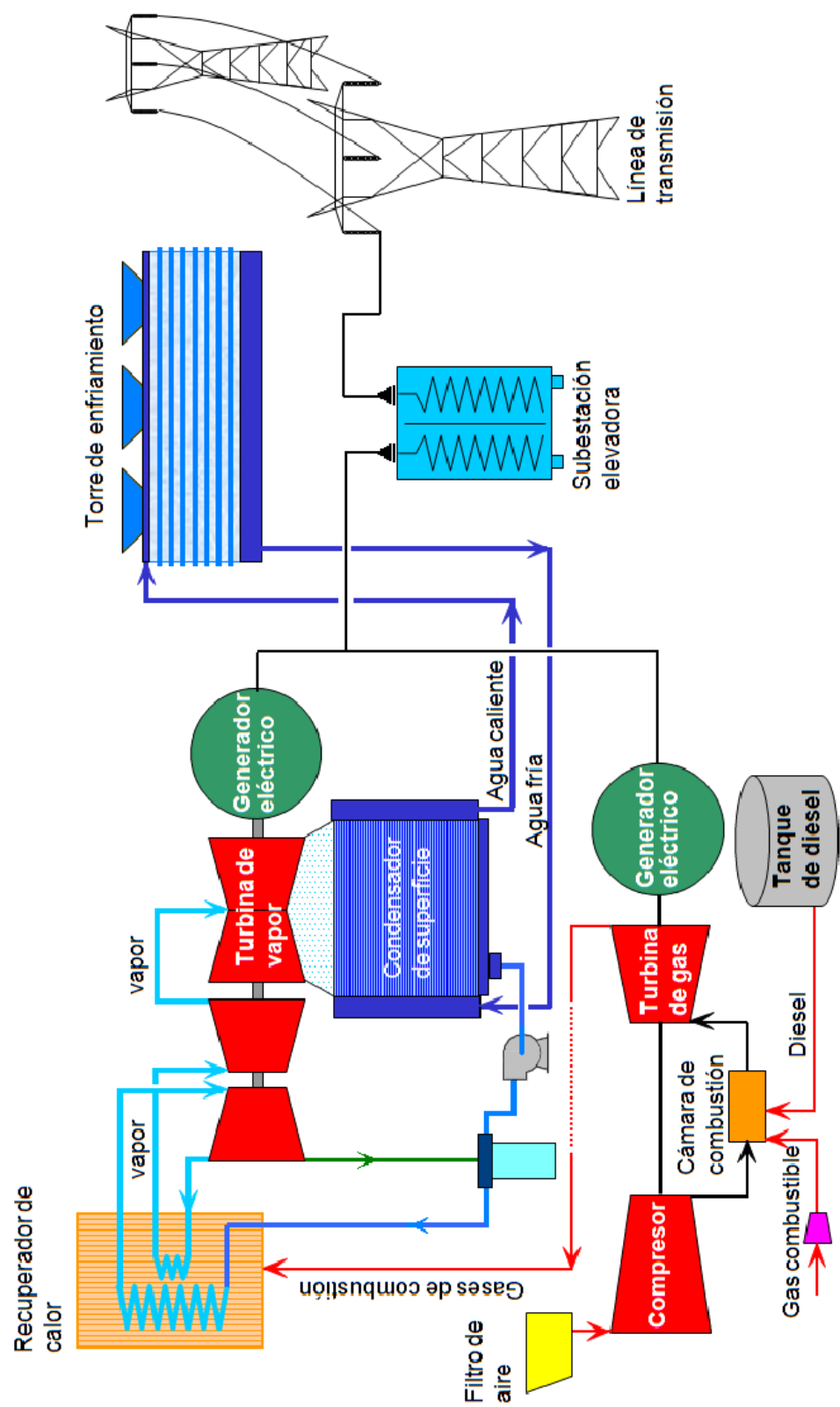


Figura 1.5

Ajuste de la potencia bruta de un ciclo combinado por efecto de la altitud y la temperatura ambiente

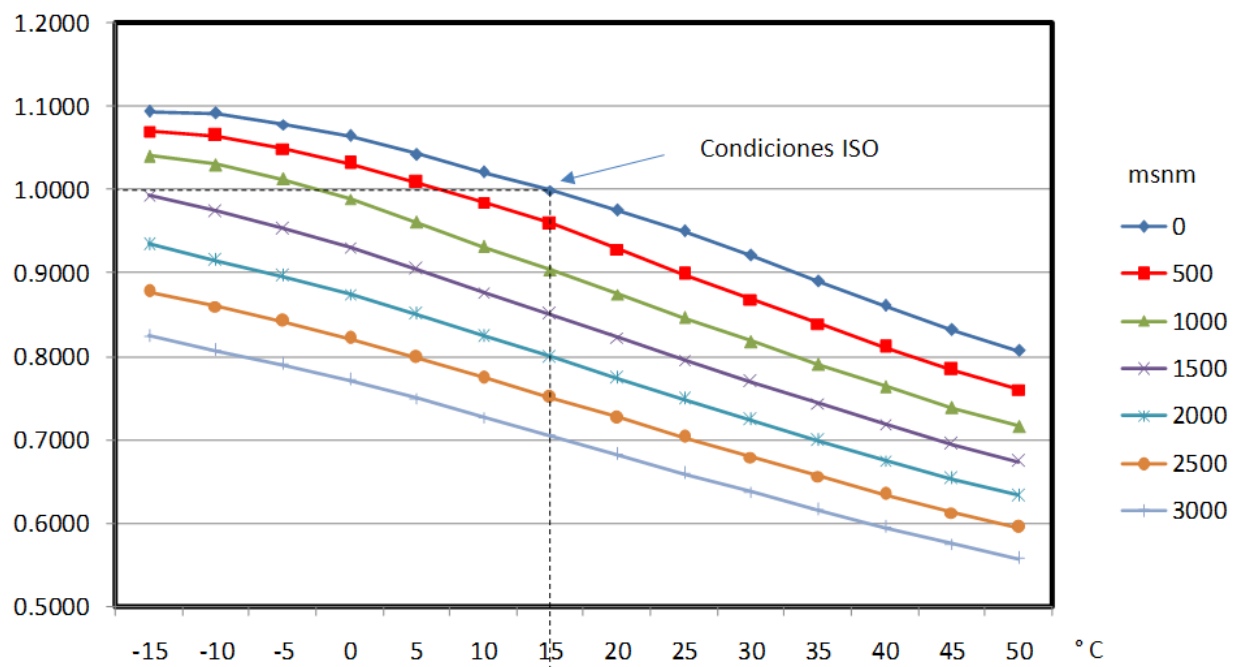


Figura 1.6

Ajuste del rendimiento térmico bruto de un ciclo combinado por efecto de la temperatura ambiente

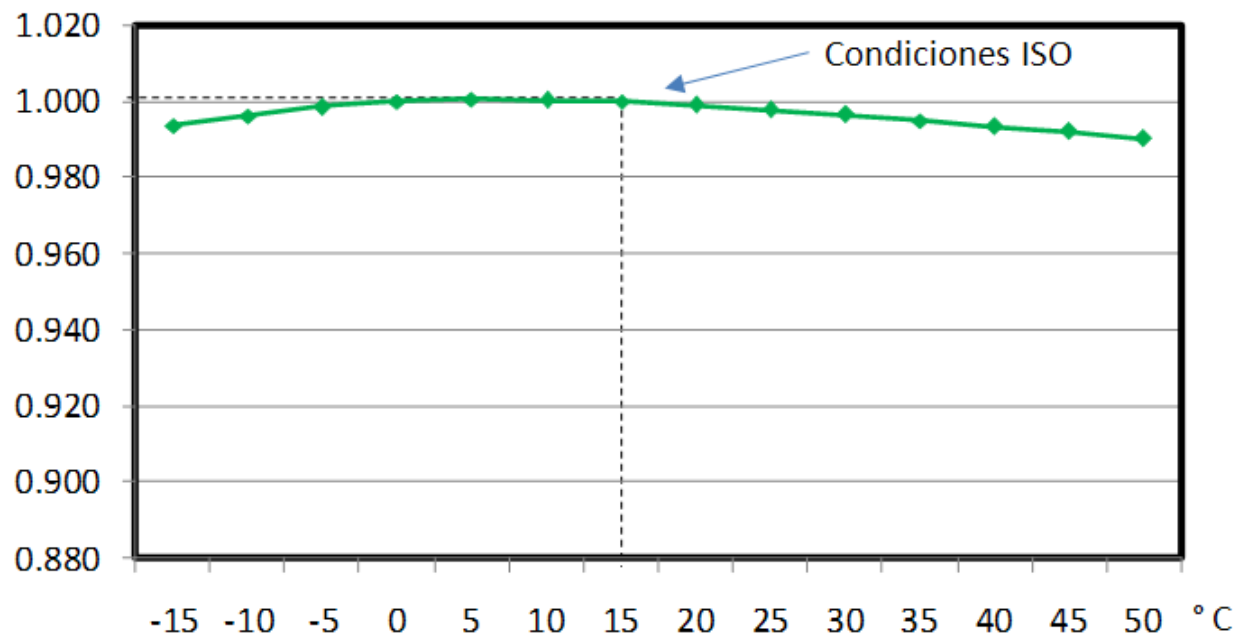


Figura 1.7

Algunas ventajas de los ciclos combinados son:⁴

- Alta eficiencia térmica
- Menores costos de inversión
- Son más sencillos y requieren menos espacio que una central térmica convencional de la misma capacidad.
- Pueden construirse en dos etapas: primero la turbina de gas y luego la de vapor

Tal vez la principal desventaja de un ciclo combinado es que no puede consumir combustibles sólidos, a menos que se utilice un equipo de gasificación, lo cual incrementa el costo de inversión y disminuye el rendimiento térmico de la central.

1.5 UNIDADES DE COMBUSTIÓN INTERNA.

Los motores que ha instalado la CFE para la producción de energía eléctrica son principalmente de ignición por compresión o tipo Diesel.

Este tipo de motor fue desarrollado por Rudolph Diesel en 1897 y tiene como principio someter el aire a una compresión muy elevada, hasta alcanzar una temperatura tan alta, que el combustible se incendia espontáneamente sin la necesidad de la chispa de una bujía.

El ciclo ideal para este tipo de motores es el ciclo diesel que consta de los siguientes procesos:

- 1-2 Compresión adiabática.
- 2-3 Suministro de calor a presión constante
- 3-4 Expansión adiabática
- 4-1 Rechazo de calor a volumen constante

Además, los motores Diesel pueden ser de cuatro o dos movimientos del pistón. El de cuatro movimientos se muestra en la figura 1.8 y necesita de dos vueltas del cigüeñal para completar los procesos que transforman la energía del combustible en trabajo:

Admisión: durante este movimiento el pistón se mueve hacia abajo y el cigüeñal gira en sentido de las manecillas del reloj. La válvula de admisión permanece abierta y permite la entrada del aire al cilindro.

Compresión: Las válvulas permanecen cerradas y el aire se comprime cuando el pistón se mueve hacia arriba. El resultado de esta compresión es un aumento en la presión y la temperatura del aire.

⁴ Pierre Pichot, *Compressor Application Engineering*, Gulf Publishing Company, 1986, p.133

Carrera de potencia: Antes de que el pistón alcance el punto muerto superior, el combustible se introduce a la cámara mediante un inyector. Como la temperatura del aire es muy alta, el combustible se quema al instante y provoca que el pistón se desplace hacia abajo haciendo girar el cigüeñal. Este es el único movimiento donde se obtiene trabajo

Escape: Conforme el pistón se acerca al punto muerto inferior, la válvula de escape se abre; posteriormente los gases salen del cilindro cuando el pistón se mueve hacia arriba

Motor Diesel de cuatro tiempos

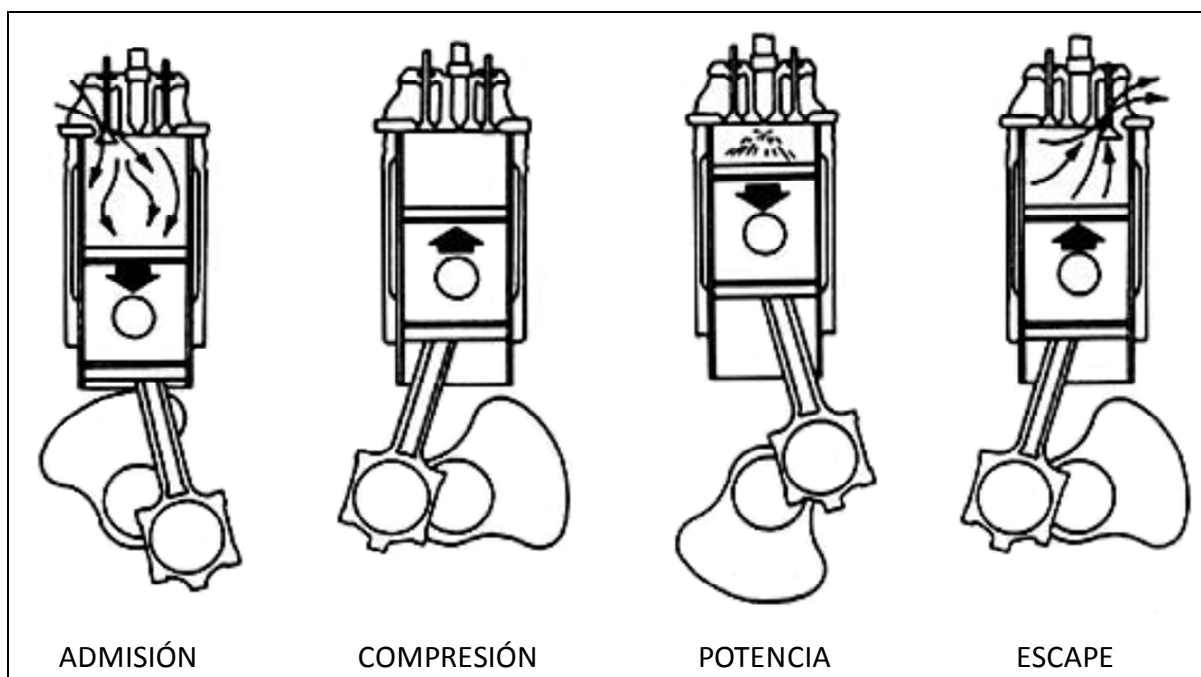


Figura 1.8

El motor de dos movimientos requiere solo de una vuelta del cigüeñal para completar todos los procesos:

Escape y admisión: Después de la combustión, la válvula de escape se abre y conforme el pistón se mueve hacia abajo, se descubren las lumbreras de admisión. Estas lumbreras permiten la entrada de aire que proviene de un turbocargador. El aire al tener una mayor presión ayuda a expulsar los gases de escape.

Compresión: Después de que el pistón alcanza el punto muerto inferior, inicia

su carrera hacia arriba, cubriendo las lumbreras de admisión. Posteriormente, se cierran las válvulas de escape e inicia la compresión del aire. El resultado es un aumento de la presión y la temperatura del aire.

Carrera de potencia: Antes de que el pistón alcance el punto muerto superior, el combustible se introduce a la cámara de combustión mediante un inyector. Como la temperatura del aire es muy alta, el combustible se quema al instante y provoca que el pistón se desplace hacia abajo haciendo girar el cigüeñal.

Motor Diesel de dos tiempos

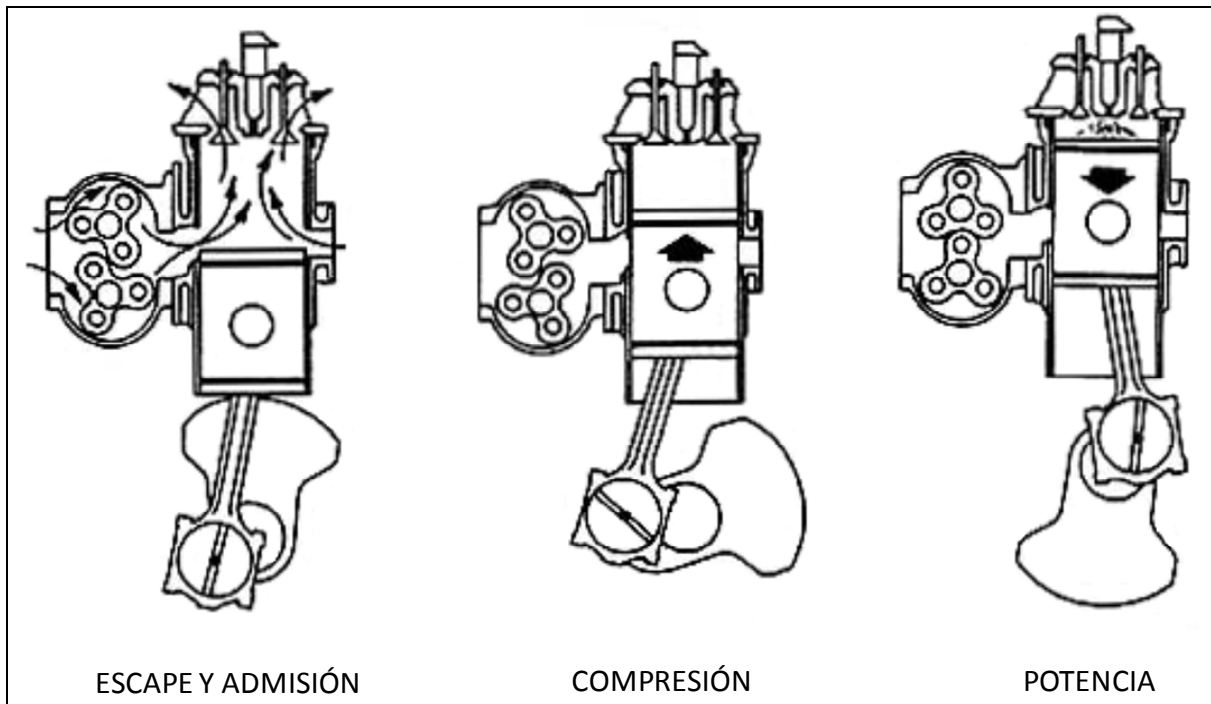


Figura 1.9

Algunas diferencias entre los motores de dos y cuatro tiempos son:

- Los motores de dos tiempos tienen una carrera de potencia por cada vuelta del cigüeñal, mientras los de cuatro tiempos tienen una carrera de potencia por cada dos vueltas del cigüeñal.
- El motor de dos tiempos tiene únicamente válvulas de escape, mientras el de cuatro tiene válvulas de escape y de admisión del aire.
- Los motores de cuatro tiempos pueden ser normalmente aspirados ya que el aire entra al cilindro como consecuencia del vacío que provoca el pistón al desplazarse al punto muerto inferior. Los de dos tiempos, tienen lumbreras de

admisión de aire y requieren de un turbocargador para aumentar la presión del aire y que este pueda entrar al cilindro.

- Los motores de dos tiempos se utilizan en aplicaciones donde se requieren grandes potencias como son los barcos y los generadores eléctricos. Los de cuatro tiempos son más complejos y operan con mayor seguridad a altas revoluciones

Por su velocidad de giro los motores se clasifican en:

- Baja velocidad: Operan por debajo de las 300 rpm e incluyen motores de dos tiempos que se utilizan para desplazar barcos. Son de alta eficiencia y se diseñan para quemar combustibles de baja calidad como el combustóleo.
- Mediana velocidad: Entre 300 y 1,000 rpm, se utilizan en locomotoras, generadores eléctricos y motores marinos pequeños.
- Alta velocidad: Están por arriba de las 1,000 rpm. Se utilizan en yates, automóviles y camiones. Son de baja eficiencia pero menor costo de inversión.

En general, los motores diesel utilizan un destilado ligero del petróleo denominado diesel (fuel oil No. 2). Los modelos más recientes pueden quemar diferentes combustibles como el gas natural, gas asociado a petróleo crudo, biogás, combustibles vegetales, emulsiones de residuos pesados y combustóleo (fuel oil No. 6).

La central Agustín Olachea (Puerto San Carlos) cuenta con tres motores de combustión interna de dos tiempos, cuyas características se muestran en el cuadro 1.2.

Características de los motores de la central Agustín Olachea⁵

Característica	Unidades 1 y 2 Sulzer-Mitsubishi	Unidad 3 Hyundai-Man
Número de cilindros	12 en línea	12 en línea
Número de tiempos	2	2
Potencia	45277 Hp	58000 Hp
Velocidad	100 rpm.	102.9 rpm.
Turbo cargadores	2 tipo MET 83 SC	3 tipo VTR714D-32
Diámetro del cilindro	760 mm	900 mm
Carrera del pistón	2200 mm	2300 mm
Relación de compresión	14.3	13.89
Velocidad del pistón	7.33 m/s	7.9 m/s
Largo x Ancho x Altura en metros	20.9 x 4.1 x 12.5	23.1 x 10.56 x 16.3
Peso	1,420,000 kg	1,810,000 kg

Cuadro 1.2

⁵ Página Intranet de la CFE, Subdirección de Generación, Portal interno.

1.6 CENTRALES CARBOELÉCTRICAS

La concepción básica de estas centrales es muy similar a las termoeléctricas convencionales. El cambio principal radica en el generador de vapor, el cual es más complejo, de mayores dimensiones y con superficies más grandes para la transferencia de calor.⁶

La figura 1.10 muestra una central carboeléctrica donde se identifican los equipos para el manejo, pulverización y secado del carbón; los sistemas anticontaminantes como colectores de bolsas y equipos de desulfuración; y los componentes del ciclo Rankine como el generador de vapor, turbina, condensador, bombas y calentadores.

Este documento define como central básica una carboeléctrica que utiliza carbón de la cuenca de Río Escondido.

Los costos de este tipo de central no incluyen los correspondientes a las obras portuarias, ni los asociados a las instalaciones para la recepción y manejo del carbón, debido a la dificultad para tipificarlos.

Centrales carboeléctricas supercríticas. Este tipo de centrales tienen capacidades mayores a 350 MW y las condiciones del vapor a la entrada de la turbina son mayores a las del punto crítico (221 bar y 374 °C). El generador de vapor es de un solo paso y no requiere domo de vapor, ya que el agua no realiza un cambio de fase a temperatura constante, sino que se da un cambio gradual en la densidad y la temperatura.

Una desventaja de esta tecnología es que la expansión puede alcanzar un alto grado de humedad en las últimas etapas de la turbina, por esta razón es necesario uno o dos recalentamientos.⁷ En México, la unidad 7 de la central Plutarco Elías Calles en Petacalco tiene una capacidad de 678 MW y utiliza vapor a 242 bar y 540 °C.⁸ El combustible primario que utiliza es carbón con un contenido de azufre del 1%.

Los costos para este tipo de central, no incluyen los correspondientes a obras portuarias y las instalaciones para la recepción y manejo del carbón

⁶ Bacock & Wilcox Company, *Steam, its generation and use*, edition 41, 2005, p. 1-6

⁷ M. M. El-Wakil, *Power plant Technology*, McGraw-Hill, 1984, p. 71

⁸ Página Intranet de la CFE, Subdirección de Generación, Portal interno.

Central Carboeléctrica

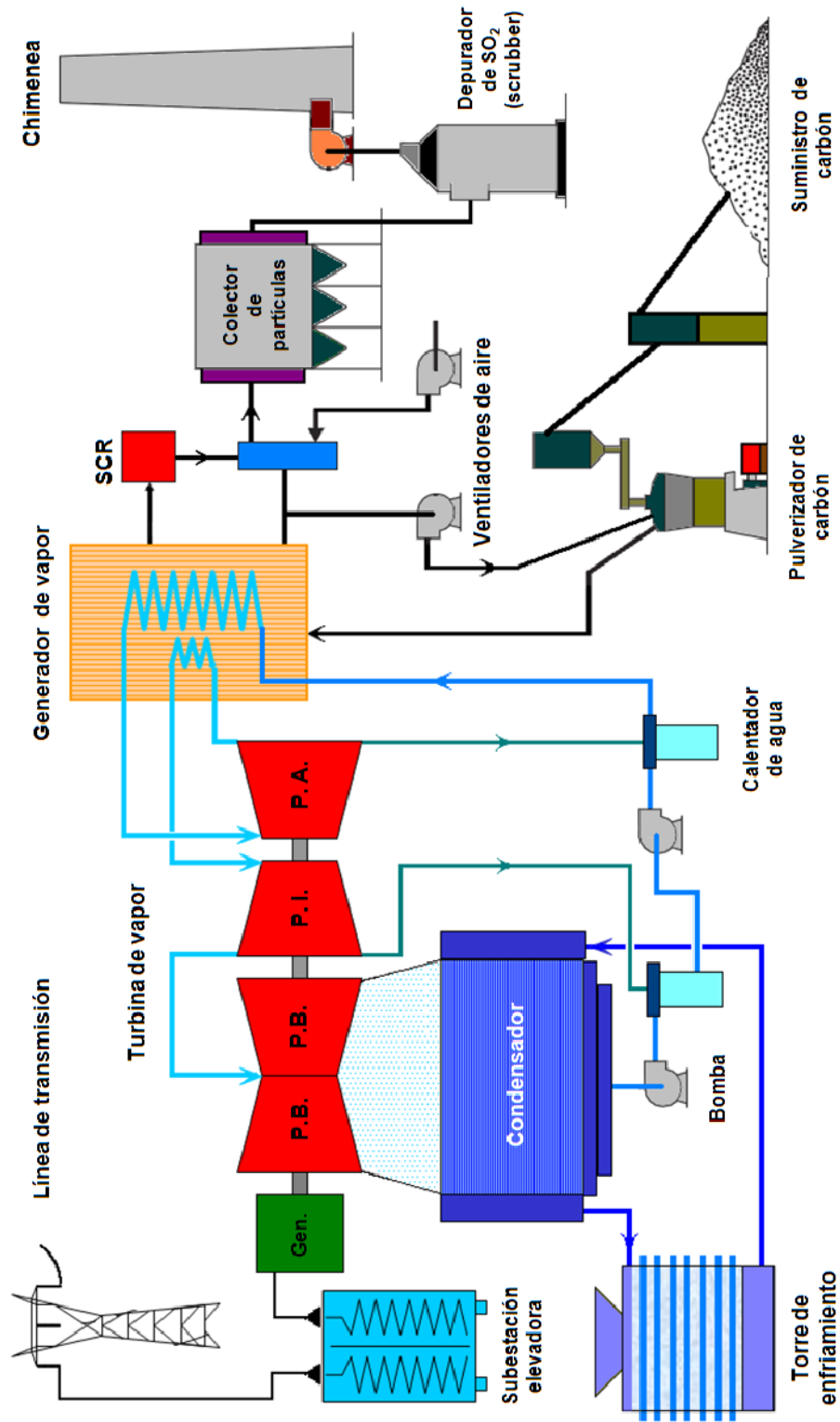


Figura 1.10

1.7 CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS

Dentro de una central nuclear, la energía generada por la fisión de los átomos es utilizada para la generación de electricidad. Estas centrales tienen cuatro componentes fundamentales:

- El reactor
- El sistema de enfriamiento
- La unidad para generar electricidad
- El sistema de seguridad

La fisión se produce al chocar un neutrón contra un núcleo de uranio 235 o plutonio 236. La división de estos núcleos genera una gran cantidad de energía, partículas subatómicas y más neutrones, los que al chocar con otros núcleos de uranio o plutonio, provocan una reacción en cadena.

Dentro de un reactor, se provoca una reacción controlada al bombardear las barras de combustible con neutrones, donde la diferencia de masa entre los productos iniciales y finales se transforma en energía. También se utiliza un moderador con el propósito de frenar los neutrones y que estos tengan mayores posibilidades de fisionar otros núcleos de combustible, aumentando la eficiencia del reactor. El moderador más común es el agua (o agua ligera), aunque se pueden utilizar otros materiales como el grafito o el agua pesada

La energía generada por el reactor se aprovecha mediante un refrigerante, el cual puede ser agua, sodio líquido u otros. Este fluido absorbe el calor dentro del reactor y permite mediante un sistema secundario generar vapor de agua.

El vapor generado se utiliza para impulsar una turbina de vapor y obtener electricidad mediante un generador eléctrico.

Para controlar la fisión nuclear dentro del reactor se utilizan las barras de control, las cuales están hechas de acero, boro, hafnio y recubiertas de zirconio. Estas se introducen entre las barras de combustible y tienen la propiedad de absorber una gran cantidad de neutrones y eventualmente detener el reactor.

Uno de los problemas que enfrenta una central nuclear, es la pérdida del refrigerante, cuando esto se presenta, el reactor puede fundirse y liberar la radiación hacia el medio ambiente. Por esta razón, las tuberías son muy fuertes y se cuenta con equipos de respaldo para el sistema de enfriamiento.

Existen diferentes tipos de reactores, a continuación se describen brevemente dos de ellos:

Reactor de agua presurizada (PWR y APWR): Es enfriado y moderado por agua natural. El combustible se encuentra dentro de una vasija llena de agua. La alta presión dentro del reactor impide que el agua hierva. El agua del interior de la vasija transmite calor a otro circuito de agua natural, produciendo el vapor necesario para mover la turbina. En esta categoría, destaca el reactor denominado AP1000, el cual utiliza menos espacio de terreno y componentes (válvulas, cables, bombas) con respecto a otros reactores. Por lo tanto su periodo de construcción es de 36 meses desde la colocación del primer concreto estructural.

Reactor de agua hirviendo (BWR y ABWR): También utiliza agua como moderador y enfriador. Sin embargo la presión dentro de la vasija es menor que un PWR, por lo tanto el agua hierve, produciendo directamente el vapor para mover la turbina. La central de Laguna Verde utiliza un reactor del tipo BWR.

En los dos casos, la presión y temperatura que alcanza el vapor son menores a las de una central convencional. En las figuras 1.11 y 1.12 se presentan los esquemas para los reactores APWR y ABWR respectivamente.

1.8 CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS

Este tipo de planta opera con principios análogos a los de una termoeléctrica convencional, excepto en la producción de vapor, el cual se extrae del subsuelo. En la figura 1.13, la mezcla agua vapor sustraída del pozo se envía a un separador de humedad; el vapor ya seco es conducido a la turbina, la cual transforma su energía cinética en mecánica y esta, a su vez, en electricidad.

En México, existen unidades de 5 MW en las cuales el vapor, una vez que ha trabajado en la turbina, es liberado directamente a la atmósfera. En las unidades que actualmente se encuentran operando de 22.5 MW, 26.95 MW, 37.5 MW, 50 MW y 110 MW, el vapor se envía a un condensador de contacto directo, en el cual el vapor de escape de la turbina se mezcla con el agua de circulación. Parte de este volumen se envía a la torre de enfriamiento y el resto, junto con el proveniente del separador, se reinyecta al subsuelo o bien se envía a una laguna de evaporación.

El cuadro 1.3 presenta algunas características sobre los campos geotérmicos del país.

Central Nuclear (APWR)

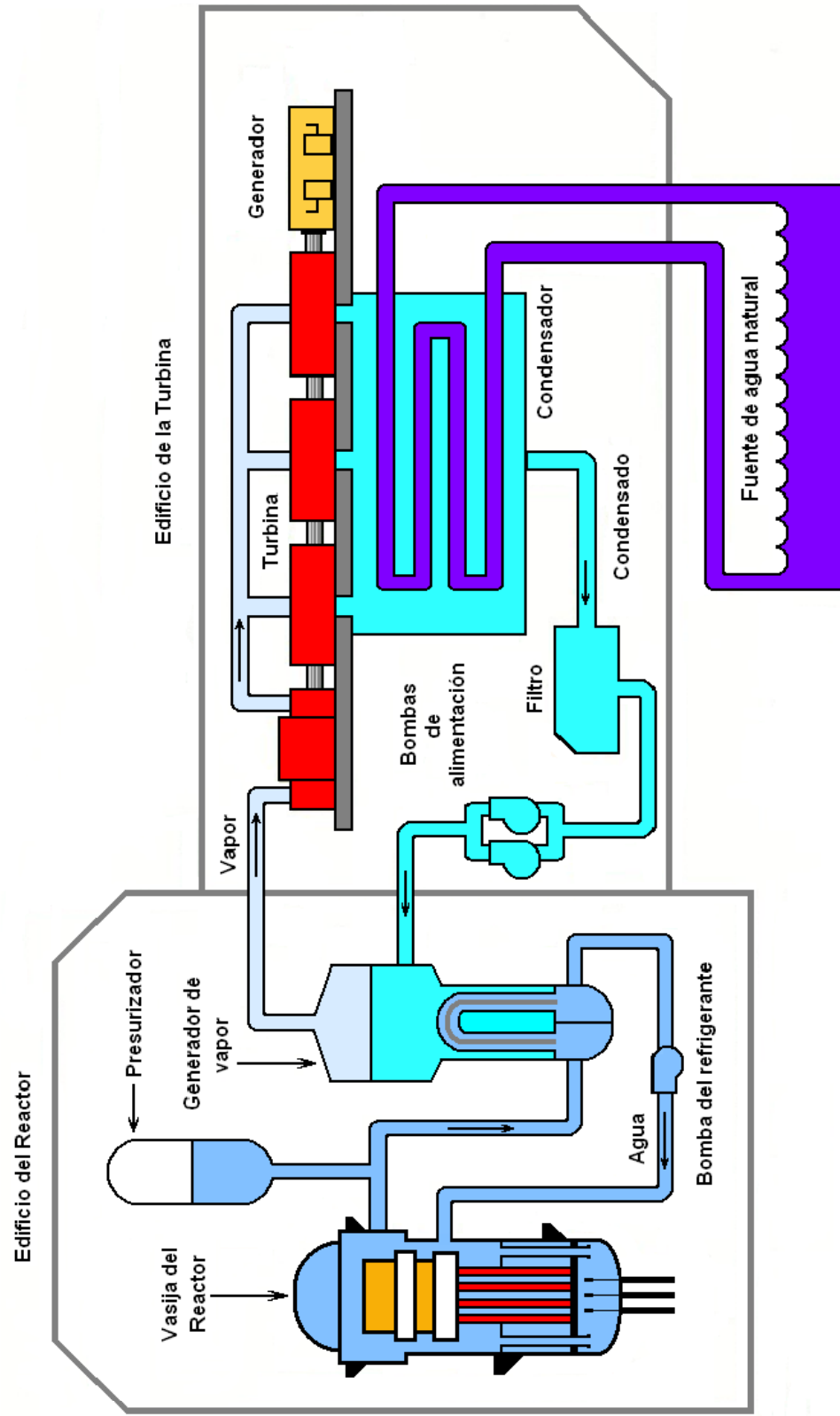


Figura 1.11

Central Nuclear (ABWR)

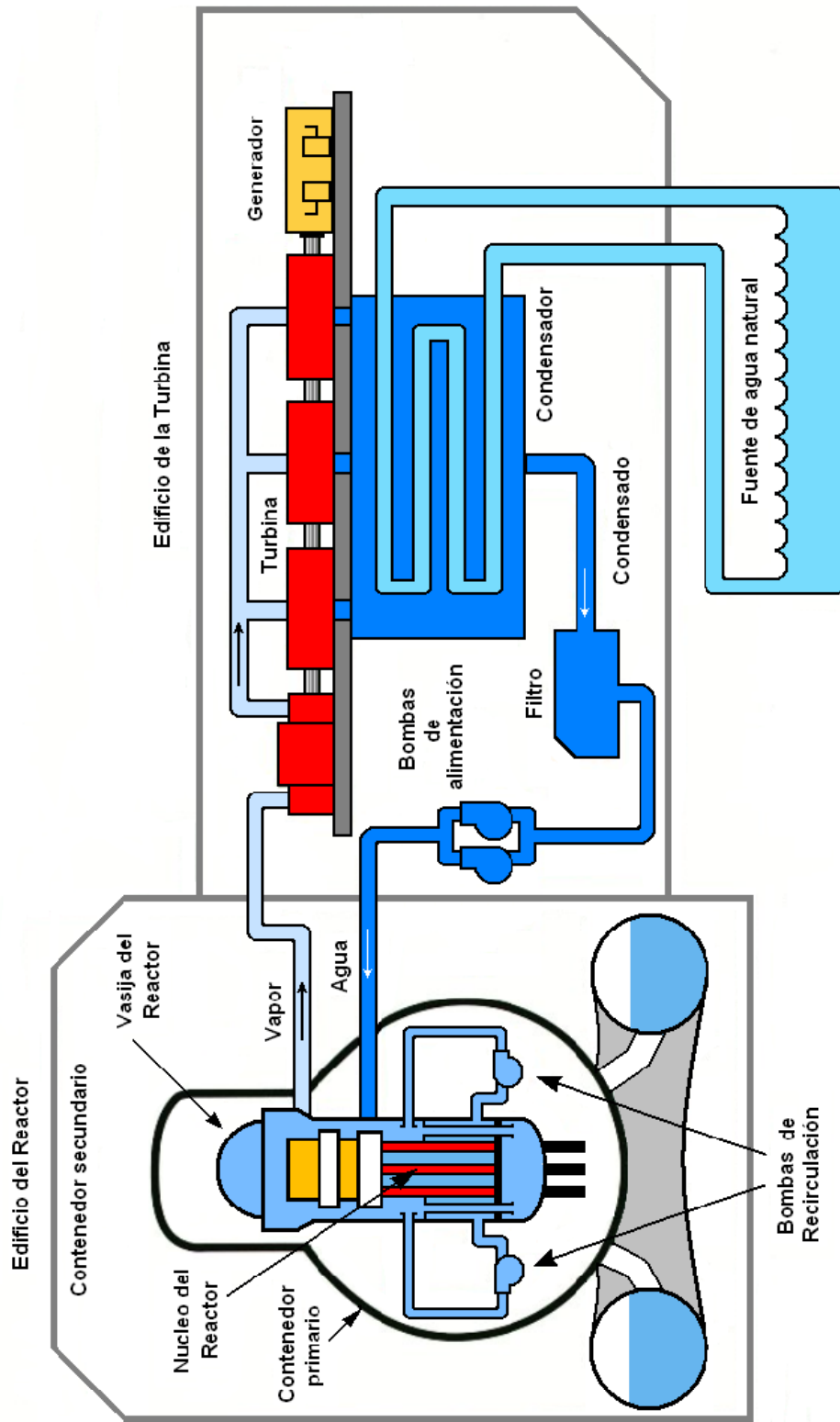


Figura 1.12

Central Geotermoelectrónica

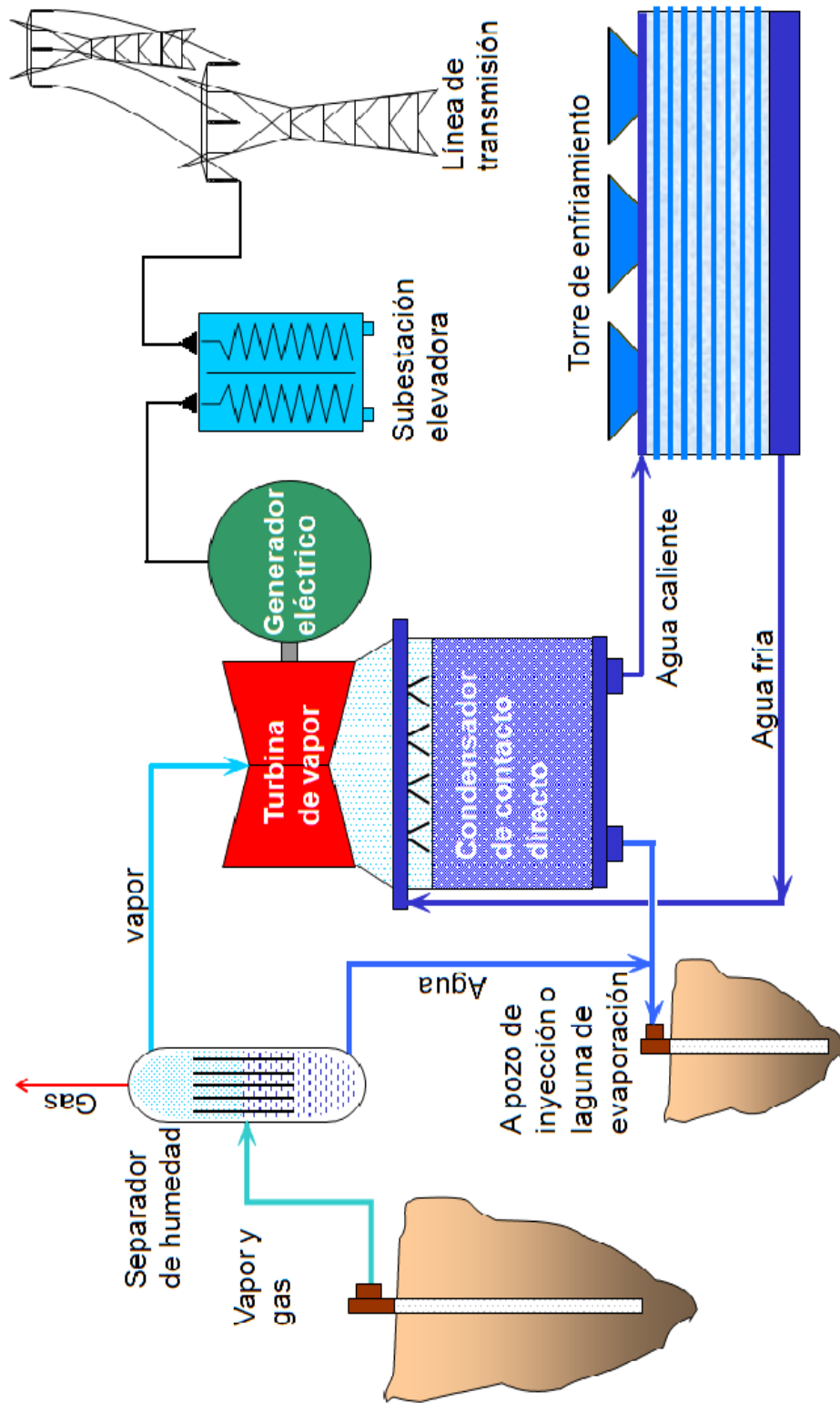


Figura 1.13

Características de los campos geotérmicos en operación

Concepto	Cerro Prieto	Los Azufres	Los Hornos
Capacidad neta instalada hasta 2010 (MW)	720	188	40
Capacidad bruta adicional en programa (MW)		53.27	54.50
Generación media esperada (GWh/año)	4,547	1,576	336
Promedio de vapor por pozo (T/h)	33.7	41.0	28.0
Profundidad de los pozos (m)	1 500 - 3 800	700 - 2 700	1500-3100
Pozos en producción	171	40	23
Pozos inyectoros	16	6	3
Fluido dominante	Agua	Vapor	Vapor
Desecho de agua	Laguna de Evap/Reinyec	Reinyección	Reinyección
Geología genérica ^{1/}	Sedimentaria	Volcánica	Mixta
Ubicación (Entidad)	Baja California	Michoacán	Puebla

1/ La proporción de perforaciones exitosas en las formaciones de tipo sedimentario (pozos productores contra pozos perforados, 7:8), es mayor que en las de origen volcánico (pozos productores contra pozos perforados, 8:18)

Cuadro 1.3

1.9 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

En la figura 1.14 se muestra una central hidroeléctrica, donde la energía potencial del agua se convierte en electricidad. Para lograrlo, el líquido es conducido hasta las turbinas donde la energía cinética se transfiere al generador y se convierte en energía eléctrica.

Algunas de las ventajas de las centrales hidroeléctricas son:

- Alta disponibilidad
- Bajos costos de operación
- No producen emisiones contaminantes
- Pueden entrar y salir de operación rápidamente y servir como reserva rodante
- Vida útil mayor a 50 años

Algunas de sus desventajas son:

- Altos costos de inversión
- Largos periodos de construcción
- La disponibilidad del agua varía con las estaciones y los años.
- Generalmente se encuentran lejos de los centros de carga y requieren de extensas líneas de transmisión
- Perturban los ecosistemas y provocan el desplazamiento poblacional.

Con base en lo anterior, la selección de un sitio para construir una planta hidroeléctrica se relaciona con:

- La disponibilidad del agua
- Capacidad de almacenamiento
- Altura que puede alcanzar el embalse; a mayor altura, mayor potencia
- Accesibilidad del sitio
- Distancia del centro de carga
- Tipo de suelo y costo del terreno

Generalmente una central hidroeléctrica consta de los siguientes elementos:

- Área de captación
- Cortina y embalse
- Obra de toma
- Túneles para la conducción del agua
- Casa de máquinas
- Turbinas hidráulicas
- Galería de oscilación
- Vertederos
- Subestación elevadora

En cuanto a las turbinas hidráulicas, estas pueden clasificarse de acuerdo a la carga de agua o diferencia de elevación, tal como se muestra en el cuadro 1.4.⁹

Clasificación de las turbinas hidráulicas

Carga de agua		Tipo de turbina
Tipo	Metros	
Baja	2-15	Kaplan
Media	16-70	Kaplan o Francis
Alta	71-500	Francis o Pelton
Muy alta	mayor a 500	Pelton
Rebombeo	menor a 300	Deriaz

Cuadro 1.4

⁹ P.K. Nag, *Power Plant Engineering*, McGraw-Hill, 2008, p. 679

Descripción de Tecnologías

Este tipo de centrales no se pueden estandarizar, ya que cada lugar es diferente en condiciones topográficas y geológicas; lo que da origen a una gran variedad de diseños, métodos constructivos y tamaños. La determinación de un costo unitario de referencia para centrales hidroeléctricas corre el riesgo de ser un ejercicio ocioso.

El cuadro 1.5 muestra las principales características de algunos proyectos que la CFE ha desarrollado.

Características de proyectos hidroeléctricos de la CFE

Central	Cap. bruta MW	Tipo de turbina	Gen. bruta GWh/año	Carga neta de diseño m	Gasto de diseño m ³ /s	Almacena- miento útil 10 ⁶ m ³	Altura de cortina m	Ubicación
Aguamilpa	3 x 320	Francis	2,131	144	720	2,575	187	Nayarit
Agua Prieta	2 x 120	Pelton	440	509	55	1	15	Jalisco
El Cajón	2 x 350	Francis	1,288	156	519	3,166	186	Nayarit
Caracol	3 x 200	Francis	1,501	91	714	915	126	Guerrero
Chicoasén	8 x 300	Francis	5,580	176	930	270	262	Chiapas
Peñitas	4 x 105	Kaplan	1,912	32	1,396	130	45	Chiapas
Zimapán	2 x 146	Pelton	1,292	553	59	680	203	Hidalgo

Cuadro 1.5

Central Hidroeléctrica

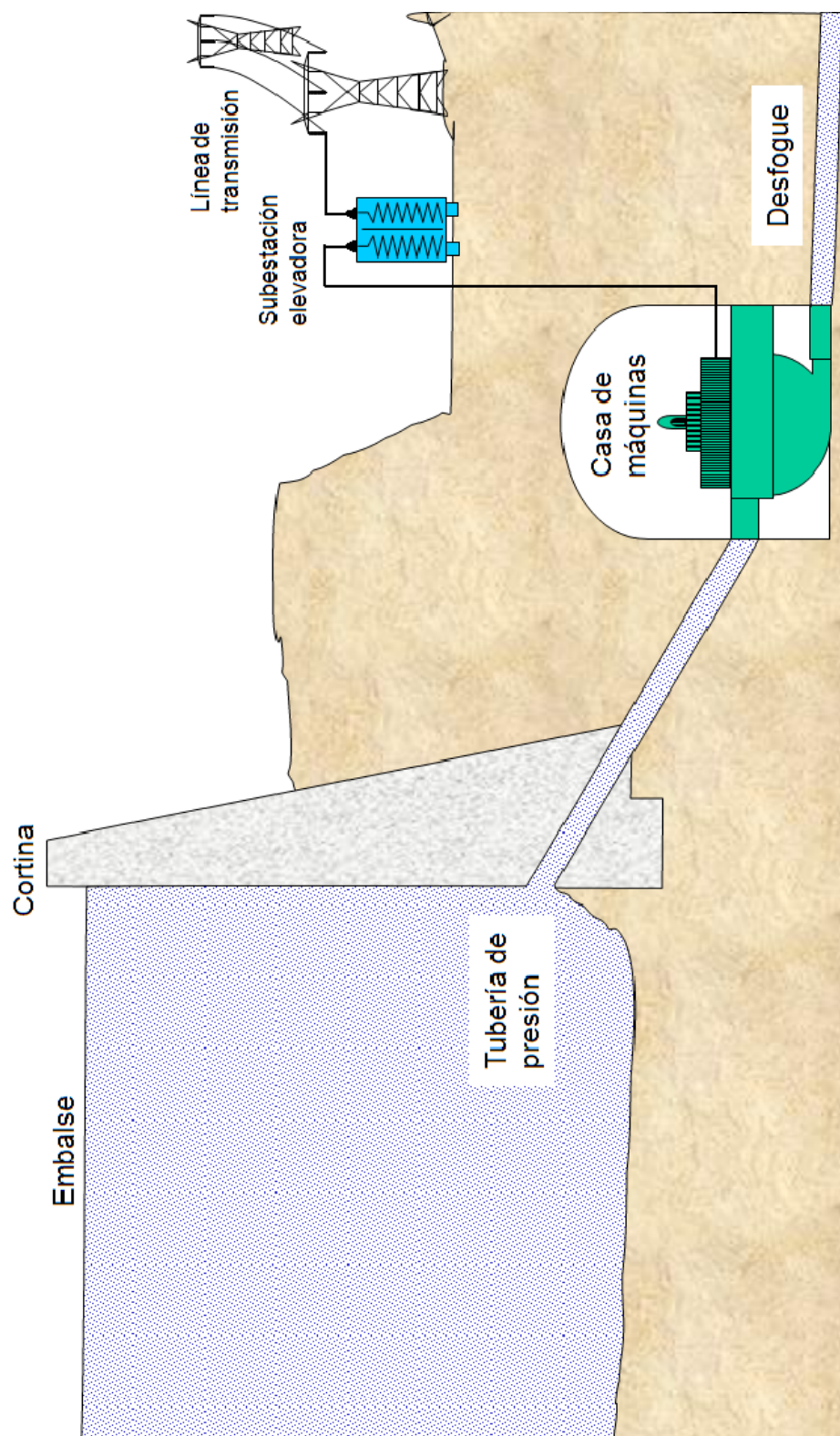


Figura 1.14

1.10 TURBINAS EÓLICAS

Desde el punto de vista planetario, el ecuador recibe mayor energía solar que los polos, provocando que el aire caliente se aleje del ecuador hacia el norte o el sur. Además, cuando el sol calienta la atmosfera, se provocan diferencias de temperatura y presión entre las masas de aire, estas diferencias hacen que el aire se desplace de las zonas de mayor presión a las de menor presión, dando origen al viento.

Otros factores que afectan las corrientes de viento son las cadenas montañosas y la rotación de la tierra (efecto Coriolis). A su vez, los vientos son los responsables de producir las olas y las corrientes en el océano.

Circulación global del aire y patrones de precipitación

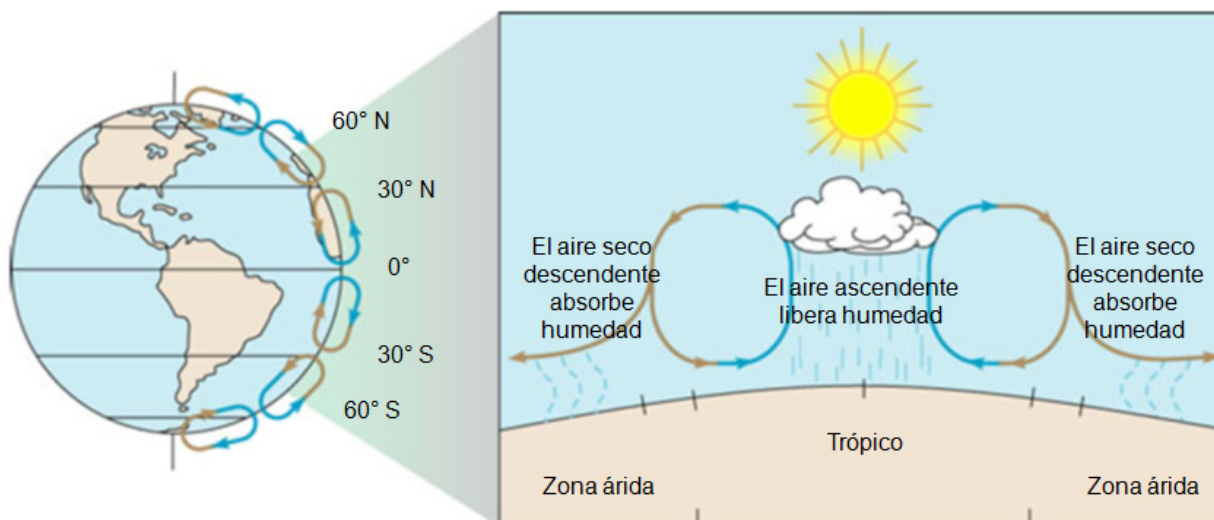


Figura 1.15

Los recursos eólicos se localizan preferentemente en los pasos montañosos, las costas de los océanos y los grandes lagos.

Una turbina eólica o aerogenerador es un dispositivo mecánico que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica al mover un eje, posteriormente la energía mecánica se convierte en energía eléctrica al impulsar un generador. Los principales componentes de una turbina eólica se muestran en la figura 1.16.

Un proyecto de generación eólica tiene como primer paso medir las características del viento, tales como velocidad, dirección, variación de la velocidad con la altura, así como las horas y estaciones del año en las que se presentan. Estas mediciones se realizan por un periodo de 5 a 10 años con el fin de elaborar una estadística confiable del sitio.

Componentes de una turbina eólica

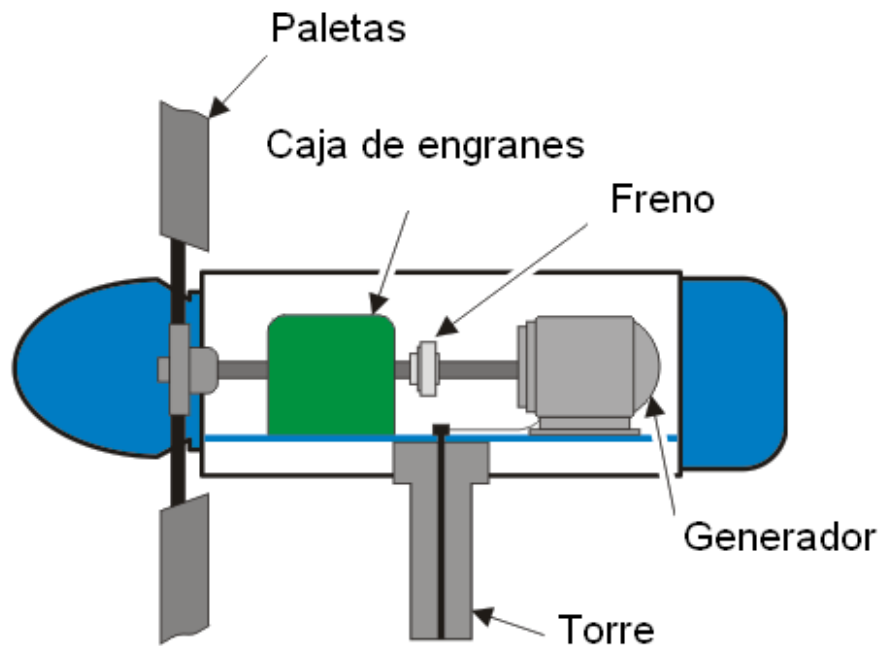


Figura 1.16

El viento se clasifica mediante una escala que va de 1 a 7, donde el rango de 4 a 7 es el más deseable para proyectos comerciales. En el cuadro 1.6 se muestra esta clasificación.

Clasificación del viento para diferentes alturas

Clase de potencia del viento ^{1/}	10 metros		30 metros		50 metros	
	Densidad de potencia W / m^2	Velocidad media m/s	Densidad de potencia W / m^2	Velocidad media m/s	Densidad de potencia W / m^2	Velocidad media m/s
1	0 - 100	0.0 - 4.4	0 - 160	0 - 5.1	0 - 200	0.0 - 5.6
2	100 - 150	4.4 - 5.1	160 - 240	5.1 - 5.9	200 - 300	5.6 - 6.4
3	150 - 200	5.1 - 5.6	240 - 320	5.9 - 6.5	300 - 400	6.4 - 7.0
4	200 - 250	5.6 - 6.0	320 - 400	6.5 - 7.0	400 - 500	7.0 - 7.5
5	250 - 300	6.0 - 6.4	400 - 480	7.0 - 7.4	500 - 600	7.5 - 8.0
6	300 - 400	6.4 - 7.0	480 - 640	7.4 - 8.2	600 - 800	8.0 - 8.8
7	400 - 1000	7.0 - 9.4	640 - 1600	8.2 - 11.0	800 - 2000	8.8 - 11.9

^{1/} Se considera la velocidad del viento a nivel del mar. Para mantener la misma densidad de potencia, la velocidad debe incrementarse 3% por cada 1,000 m de elevación

Cuadro 1.6

En cuanto a la velocidad del viento para accionar un aerogenerador, esta se clasifica en cuatro categorías:

- Velocidad de inicio: Velocidad a la que empieza a girar el rotor.
- Velocidad de corte inferior: La velocidad mínima a la que la turbina empieza a generar energía.
- Velocidad nominal: Velocidad a la que la turbina genera la potencia para la que está diseñada.
- Velocidad de corte superior: Cuando la turbina deja de funcionar para proteger el equipo.

Velocidad del viento para una turbina eólica

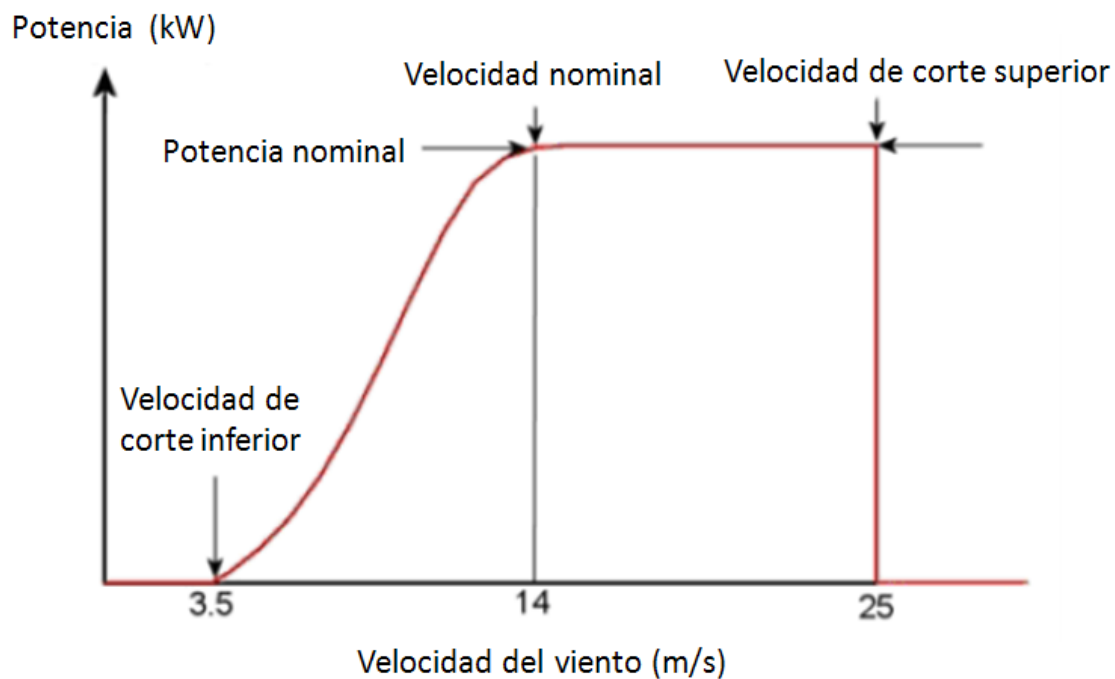


Figura 1.17

La potencia que se puede obtener en una turbina eólica está determinada por:¹⁰

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3$$

P = Potencia (Watt)

C_p = Coeficiente de potencia

¹⁰ T. Al Shemmeri, *Wind Turbines*, Book Boon, 2010, p. 41

ρ = Densidad del aire (kg/m³)

A = Área del rotor (m²)

V = Velocidad del aire (m/s)

En los aerogeneradores modernos, el valor de C_p varía desde 0.4 hasta 0.5, teniendo como límite 0.593, a este valor se le denomina coeficiente de Betz y representa la más alta eficiencia de conversión posible.

La potencia también disminuye cuando la densidad del aire se reduce, ya sea por aumento de la temperatura ambiente o por ubicar la turbina en un lugar muy alto. A nivel del mar, la densidad del aire tiene un valor de 1.225 kg/m³ (1.0133 bar de presión atmosférica, aire seco y 15 °C de temperatura).

Para cumplir con las restricciones de ruido ambiental, la velocidad en la punta del aspa de una turbina eólica debe ser menor a 75 m/s. Por esta razón, entre mayor sea el radio de la turbina, menor será su velocidad angular. La velocidad en la punta del aspa está determinada por:

$$V = r\omega = 2\pi fr$$

V = Velocidad (m/s)

ω = Velocidad angular (rad/s)

r = Radio (m)

f = Frecuencia (rev/s)

Existen muchos tipos de turbinas eólicas, pero la que más se utiliza comercialmente es la de tres aspas, de eje horizontal (figura 1.18). La potencia de los diseños comerciales va de 0.5 - 1.5 MW, también existen prototipos con potencias de 3 a 5 MW.

Una granja eólica consiste en uno o más aerogeneradores colocados en filas. La colocación de los aerogeneradores depende de los estudios topográficos y del viento. Comúnmente, las turbinas están separadas entre sí por una distancia de tres a cinco diámetros del rotor, mientras las filas se separan de cinco a nueve diámetros del rotor.

Las grandes granjas eólicas se conectan a la red de transmisión a través de una subestación, mientras las plantas eólicas pequeñas se conectan directamente a la red de distribución.

La principal desventaja que enfrenta este tipo de centrales es la intermitencia del viento. Por lo tanto, su factor de planta oscila entre 20% y 43% dependiendo del fabricante y del cuidado que se haya tenido en la selección del sitio. Aunque este factor es bajo comparado con otras tecnologías, se trata de un recurso gratuito, renovable y no contaminante. Además, los factores de disponibilidad de estos equipos se encuentran entre 95% a 98%.

Turbinas de eje horizontal con tres aspas en La Venta.



Figura 1.18

Dada la naturaleza intermitente de los vientos, las centrales eólicas deben integrarse a un sistema interconectado con otras tecnologías de generación y aportar energía cuando sople el viento. A pequeña escala, las turbinas eólicas pueden formar parte de sistemas híbridos independientes, o de generación distribuida con capacidad de respaldo.

1.11 TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El Sol es la fuente más importante de energía para el planeta Tierra, si él no es posible la vida de plantas y animales. Es el origen de muchas otras fuentes de energía como el viento, los combustibles fósiles, las mareas, la lluvia y todos los recursos que el hombre necesita para sobrevivir.

Una forma de aprovechar la energía solar es a través de celdas solares o fotovoltaicas. Estas son dispositivos de estado sólido como los transistores o microchips y están compuestas por una capa muy delgada de material semiconductor que transforma la energía luminosa en una corriente directa de 1- 8 A. y 0.6 V.

La mayoría de las celdas solares están hechas de Silicio o arseniuro de Galio, y pueden alcanzar eficiencias de conversión promedio entre 18% y 24% dependiendo de

la tecnología utilizada en su fabricación. Sin embargo, la exposición a la luz provoca que el material se degrade y la eficiencia se reduzca con el paso del tiempo. Las que se fabrican actualmente alcanzan una eficiencia de alrededor 13% después de la degradación.¹¹

Las celdas se interconectan en grupos de 36 a 72 células para formar un módulo fotovoltaico que producen un voltaje de aproximadamente 20 a 40 volts. Cada módulo fotovoltaico cuenta con una caja de conexión ubicada en su parte posterior.

Al conjunto de módulos fotovoltaicos se le denomina panel ó arreglo. Los módulos fotovoltaicos que conforman un arreglo se pueden conectar entre sí en serie, paralelo o de forma mixta, para obtener el voltaje o amperaje requerido por el sistema.

Las características eléctricas del panel dependen de la configuración realizada, es decir, del número de módulos conectados en serie y en paralelo.

- Módulos en serie: Cuando se conectan los módulos fotovoltaicos en serie se incrementa el voltaje del sistema. El voltaje final del sistema es la sumatoria de los voltajes individuales de cada módulo
 $V_{\text{total}} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n$.
- Módulos en paralelo: Si los módulos se conectan en paralelo se incrementa la corriente del sistema del sistema. La corriente final es la sumatoria de las corrientes individuales de cada módulo.
 $I_{\text{total}} = i_1 + i_2 + i_3 + \dots + i_n$.

La energía generada por los paneles se dirige a un inversor, el cual se encarga de transformar la corriente directa en corriente alterna. Además, cuenta con un sistema para controlar los paneles.

En la figura 1.19 y 1.20 se muestra una central solar fotovoltaica, donde los paneles pueden ser fijos o móviles; los últimos cuentan con un sistema para seguir el Sol.

Por último, en el cuadro 1.7 se muestran las características básicas de las centrales de generación de energía eléctrica descritas en esta sección.

¹¹ Paul Breeze, *Power Generation Technologies*, Newnes-Elsevier, 2005, p. 194

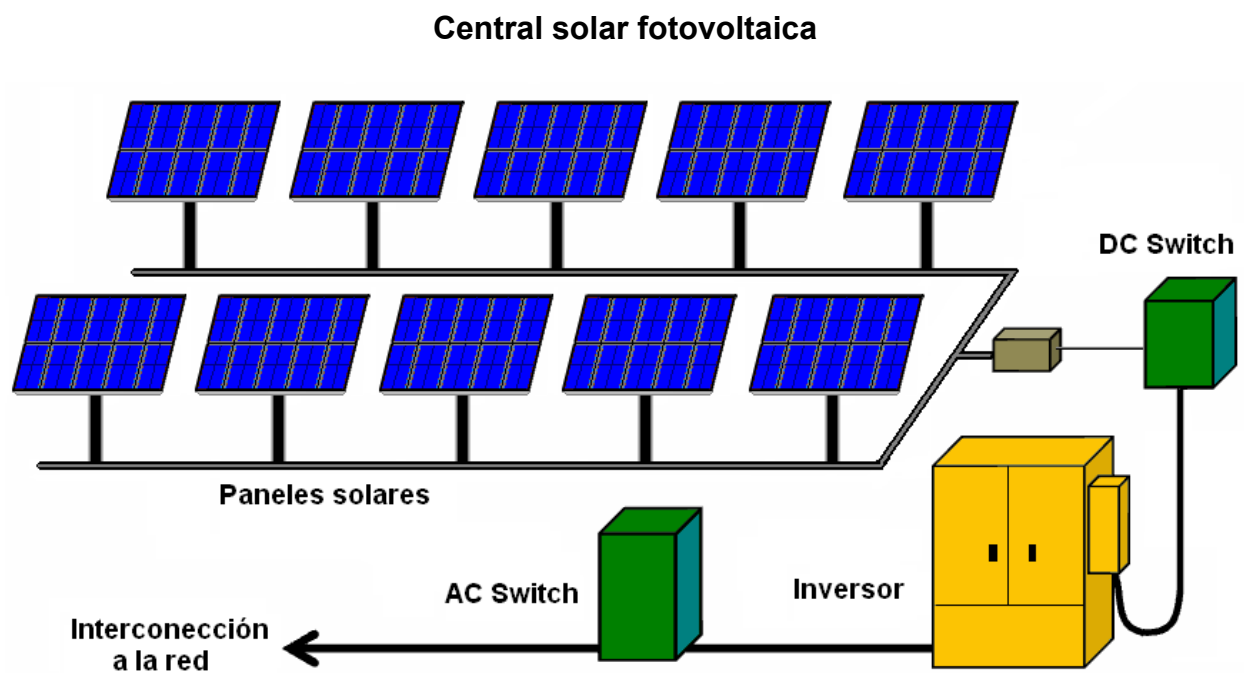


Figura 1.19

Central solar fotovoltaica



Figura 1.20

Características básicas de las centrales generadoras

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad (MW)		Eficiencia (%)		Régimen térmico (kJ/KWh)		Vida útil años	Factor de planta	Usos propios (%)
		Bruta	Neta	Bruta	Neta	Bruto	Neto			
Termoeléctrica convencional	2	350.0	333.7	40.28	38.40	8,937	9,374	30	0.750	4.7
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160.0	149.8	38.67	36.21	9,310	9,942	30	0.650	6.4
	2	80.0	75.0	37.32	34.97	9,646	10,295	30	0.650	6.3
2/ Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	43.6	37.49	36.57	9,603	9,845	30	0.125	2.5
	1	103.5	100.5	39.04	37.93	9,221	9,491	30	0.125	2.8
2/ Turbogás industrial gas	1	88.8	87.8	30.55	30.20	11,784	11,922	30	0.125	1.2
	1F	186.5	184.5	34.01	33.65	10,585	10,699	30	0.125	1.1
	1G	275.6	272.7	35.84	35.47	10,045	10,150	30	0.125	1.0
	1H	280.4	277.6	36.39	36.02	9,893	9,995	30	0.125	1.0
	1J	319.0	315.7	37.89	37.50	9,501	9,599	30	0.125	1.0
2/ Turbogás aeroderivada diesel	1	42.3	41.6	38.08	37.47	9,454	9,607	30	0.125	1.6
2/ Ciclo combinado gas	1A x 1	114.4	110.8	50.30	48.74	7,157	7,386	30	0.800	3.1
	1F x 1	285.7	278.3	52.06	50.71	6,915	7,100	30	0.800	2.6
	2F x 1	575.1	559.9	52.40	51.01	6,870	7,057	30	0.800	2.7
	3F x 1	864.6	841.0	52.51	51.08	6,856	7,048	30	0.800	2.7
	1G x 1	408.5	396.2	53.36	51.75	6,747	6,956	30	0.800	3.0
	2G x 1	823.8	798.0	53.81	52.13	6,690	6,906	30	0.800	3.1
	1H x 1	413.4	402.2	53.74	52.28	6,699	6,886	30	0.800	2.7
	2H x 1	833.6	809.9	54.19	52.65	6,643	6,837	30	0.800	2.8
	1J x 1	460.9	447.6	54.90	53.31	6,557	6,753	30	0.800	2.9
	2J x 1	929.7	901.7	55.37	53.70	6,502	6,704	30	0.800	3.0
3/ Combustión interna	1	44.0	42.4	44.99	43.37	8,002	8,301	25	0.700	3.6
	3	3.6	3.3	35.00	32.01	10,286	11,246	20	0.650	8.5
4/ Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	332.5	40.84	38.80	8,815	9,279	40	0.800	5.0
4/ Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.3	41.73	39.96	8,627	9,010	40	0.800	4.3
4/ Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	659.8	42.24	39.81	8,523	9,043	40	0.800	5.8
Nuclear ABWR	1	1,400.0	1,351.0	34.76	33.54	10,357	10,732	60	0.900	3.5
Nuclear AP1000	1	1,200.0	1,107.0	35.00	32.29	10,286	11,150	60	0.900	7.8
Geoterm. Cerro Prieto	4	27.0	25.0	19.02	17.62	18,927	20,427	30	0.850	7.3
Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25.0	18.30	17.18	19,672	20,949	30	0.850	6.1
P.H. El Cajón	2	375.0	373.1					50	0.169	0.5
P.H. Chicoasén II	3	81.2	80.0					50	0.300	1.5
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	35.5	35.0					50	0.300	1.5
Eólica clase de viento 6	50	2.0	2.0					25	0.350	0.1
Eólica clase de viento 7	50	2.0	2.0					25	0.400	0.1
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9					25	0.200	0.1

Cuadro 1.7

1/ Número de unidades por central o número de turbinas de gas por cada turbina de vapor

2/ Condiciones ISO: Temperatura ambiente de 15°C, humedad relativa de 60% y presión atmosférica a nivel del mar

3/ Condiciones ISO 15550:2002; ISO 3046-1:2002: Temp. amb. 25°C, humedad relativa de 30% y presión barométrica de 1.0 bar

4/ Incluye filtros de bolsa y como equipo opcional el desulfurador húmedo

CAPÍTULO 2

Costos de Inversión

CAPÍTULO 2

Costos de Inversión

2.1 CONCEPTOS DE COSTOS

Este documento distingue tres elementos que integran el costo unitario de inversión:

Costo de ingeniería, suministro y construcción (ISC): se obtiene al dividir, en moneda constante, todas las erogaciones correspondientes a la construcción de la central entre la capacidad de la misma. Refleja el valor de los materiales, equipos, infraestructura y mano de obra directa o indirecta incorporada a la planta; así como los servicios de ingeniería, procura y construcción del contratista. Se trata de un costo instantáneo (overnight) y se expresa en dólares de un año determinado.

Sin embargo, existen otras inversiones que no pueden estandarizarse, por ejemplo: el costo del terreno, gasoductos o los caminos de acceso para la construcción de la central. Es por ello que estos costos se excluyen del monto total de inversión de la planta, pero se deben considerar en las evaluaciones de proyectos de generación.

Costo ISC más costo de administración del propietario (ADP): se obtiene al añadir al costo ISC, los costos originados por estudios previos o factibilidad, administración del proyecto, ingeniería, control, permisos y otras actividades relacionadas con la obra, mismos que pertenecen a las oficinas centrales y unidades foráneas de la CFE. También es un costo instantáneo (overnight).

Costo Actualizado al Inicio de la Operación: Este concepto incorpora el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra, considerando una tasa de descuento y los programas de inversión correspondientes.

Los tres costos de inversión (ISC, ISC+ADP y Actualizado al Inicio de la Operación), se presentan en el cuadro 2.1 para cada tipo de central.

2.2 PROGRAMA DE INVERSION Y FACTOR DE VALOR PRESENTE

El cuadro 2.2 muestra los programas de inversión y el factor de valor presente. Los programas de inversión se estiman a partir de cronogramas de construcción y de pago. Los años asociados al periodo de construcción se expresan con números negativos para que el primer año de operación de la central sea el año cero.

Para las centrales hidroeléctricas, los perfiles de inversión corresponden al desarrollo que hubiera tenido el proyecto en condiciones ideales, es decir, sin restricciones presupuestales ni de ningún otro tipo.

Por otra parte, el factor de valor presente depende del perfil de inversión mensual y de la tasa mensual de descuento; el producto de este factor por el Costo ISC+ADprop, proporciona el Costo Actualizado al Inicio de la Operación. En el apéndice A se explica la metodología utilizada.

2.3 FACTOR DE COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN

El factor de costo nivelado de inversión permite conocer el costo nivelado del MWh neto generado a partir del costo ISC+ADP, por MW instalado (cuadro 2.3). Este factor depende de la vida útil de la central, el factor de planta, la proporción de usos propios y la tasa de descuento. La metodología de cálculo se presenta en el apéndice A.

Costo unitario de inversión

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad (MW)		Dólares/ kW bruto		
		Bruta	Neta	ISC	ISC + ADP	CAIO 10%
Termoeléctrica convencional	2	350.0	333.7	1,091	1,309	1,531
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160.0	149.8	1,339	1,607	1,861
	2	80.0	75.0	1,682	2,018	2,342
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	43.6	883	1,059	1,111
	1	103.5	100.5	886	1,063	1,122
Turbogás industrial gas	1	88.8	87.8	629	755	792
	1F	186.5	184.5	478	573	605
	1G	275.6	272.7	412	495	522
	1H	280.4	277.6	408	490	517
	1J	319.0	315.7	425	510	538
Turbogás aeroderivada diesel	1	42.3	41.6	862	1,035	1,085
Ciclo combinado gas	1A x 1	114.4	110.8	1,170	1,404	1,598
	1F x 1	285.7	278.3	695	834	951
	2F x 1	575.1	559.9	673	807	927
	3F x 1	864.6	841.0	670	805	921
	1G x 1	408.5	396.2	647	777	880
	2G x 1	823.8	798.0	654	785	899
	1H x 1	413.4	402.2	637	765	866
	2H x 1	833.6	809.9	643	772	884
	1J x 1	460.9	447.6	639	767	879
	2J x 1	929.7	901.7	637	764	875
2/ Combustión interna	1	44.0	42.4	2,255	2,706	3,144
	3	3.6	3.3	2,467	2,960	3,263
3/ Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	332.5	1,160	1,392	1,700
Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.3	1,188	1,425	1,782
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	659.8	1,412	1,695	2,119
Nuclear ABWR	1	1,400.0	1,351.0	3,265	3,983	6,281
Nuclear AP1000	1	1,200.0	1,107.0	3,890	4,746	6,557
4/ Geoterm. Cerro Prieto	4	27.0	25.0	1,916	2,261	2,530
4/ Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25.0	1,543	1,821	2,038
P.H. El Cajón	2	375.0	373.1	1,010	1,173	1,487
P.H. Chicoasén II	3	81.2	80.0	1,482	1,586	1,901
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	35.5	35.0	2,561	2,891	3,389
Eólica clase de viento 6	50	2.0	2.0	1,732	1,836	2,016
Eólica clase de viento 7	50	2.0	2.0	1,732	1,836	2,016
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9	1,900	2,128	2,353

Cuadro 2.1

- 1/ Número de unidades por central o número de turbinas de gas por cada turbina de vapor
2/ La central de mayor capacidad es de dos tiempos, la menor es de cuatro tiempos
3/ No incluye los costos correspondientes a la terminal de recibo y manejo de carbón
4/ Se refiere a la inversión en la central

Programa de inversión

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Programa de inversiones (%)								Factor de valor presente a inicio de operación 10% ^{2/}	Número de meses		
				Años de construcción									Pre-inversión	Cons-trucción	Total
				-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1				
Termoeléctrica convencional	2	350.0	333.7				0.0	1.8	25.5	55.2	17.5	1.1694	12	39	51
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160.0	149.8					0.1	16.1	63.7	20.0	1.1579	12	36	48
	2	80.0	75.0					0.1	19.2	62.6	18.1	1.1603	12	33	45
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	43.6							0.0	100.0	1.0486	6	10	16
	1	103.5	100.5							0.1	99.9	1.0558	6	12	18
Turbogás industrial gas	1	88.8	87.8							0.0	100.0	1.0486	6	10	16
	1F	186.5	184.5							0.1	99.9	1.0558	6	12	18
	1G	275.6	272.7							0.1	99.9	1.0558	6	12	18
	1H	280.4	277.6							0.1	99.9	1.0558	6	12	18
	1J	319.0	315.7							0.1	99.9	1.0558	6	12	18
Turbogás aeroderivada diesel	1	42.3	41.6							0.0	100.0	1.0486	6	10	16
Ciclo combinado gas	1A x 1	114.4	110.8						0.1	82.2	17.7	1.1379	12	24	36
	1F x 1	285.7	278.3					0.0	2.3	79.3	18.4	1.1410	12	27	39
	2F x 1	575.1	559.9					0.1	9.4	72.0	18.5	1.1489	12	30	42
	3F x 1	864.6	841.0					0.1	7.1	73.0	19.9	1.1446	12	30	42
	1G x 1	408.5	396.2					0.0	2.5	73.1	24.4	1.1331	12	27	39
	2G x 1	823.8	798.0					0.1	8.0	72.1	19.9	1.1455	12	30	42
	1H x 1	413.4	402.2					0.0	2.5	73.1	24.4	1.1331	12	27	39
	2H x 1	833.6	809.9					0.1	8.0	72.1	19.9	1.1455	12	30	42
	1J x 1	460.9	447.6					0.1	8.0	72.1	19.9	1.1455	12	27	42
	2J x 1	929.7	901.7					0.1	8.0	72.1	19.9	1.1455	12	30	42
Combustión interna	1	44.0	42.4					0.0	4.3	85.7	10.0	1.1618	12	27	39
	3	3.6	3.3						0.1	51.2	48.7	1.1023	12	20	32
Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	332.5				0.1	4.1	52.3	36.4	7.1	1.2210	12	42	54
Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.3				0.1	11.6	58.8	25.7	3.9	1.2502	12	45	57
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	659.8				0.1	11.6	58.8	25.7	3.9	1.2502	12	45	57
Nuclear ABWR	1	1,400.0	1,351.0	0.1	14.8	17.9	20.3	19.9	10.5	6.9	0.8	1.5769	12	96	108
Nuclear AP1000	1	1,200.0	1,107.0		0.1	8.9	14.8	36.0	26.5	12.8	0.8	1.3816	12	72	84
Geoterm. Cerro Prieto	4	27.0	25.0					0.0	2.5	60.2	37.3	1.1192	12	28	40
Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25.0					0.0	2.5	60.2	37.3	1.1192	12	28	40
P.H. El Cajón	2	375.0	373.1			0.5	6.1	21.7	34.5	29.7	7.5	1.2673	12	52	64
P.H. Chicoasén II	3	81.2	80.0				0.9	13.5	21.9	45.5	18.3	1.1993	12	43	55
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	35.5	35.0					1.0	36.2	33.3	29.6	1.1724	12	36	48
Eólica clase de viento 6	50	2.0	2.0						0.3	44.4	55.3	1.0981	12	24	36
Eólica clase de viento 7	50	2.0	2.0						0.3	44.4	55.3	1.0981	12	24	36
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9						0.3	50.0	49.7	1.1057	12	24	36

Cuadro 2.2

1/ Número de unidades por central o número de turbinas de gas por cada turbina de vapor

2/ Calculado con un programa de inversiones mensual

Costo nivelado de inversión

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad (MW)		Factor de costo nivelado 10%	Costo nivelado de inversión (USD/MWh _{neto}) 10%
		Bruta	Neta		
Termoeléctrica convencional	2	350.0	333.7	1.72E-05	23.57
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160.0	149.8	1.96E-05	33.66
	2	80.0	75.0	1.97E-05	42.33
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	43.6	9.24E-05	100.30
	1	103.5	100.5	9.30E-05	101.73
Turbogás industrial gas	1	88.8	87.8	9.24E-05	70.55
	1F	186.5	184.5	9.30E-05	53.87
	1G	275.6	272.7	9.30E-05	46.49
	1H	280.4	277.6	9.30E-05	46.01
	1J	319.0	315.7	9.30E-05	47.87
Turbogás aeroderivada diesel	1	42.3	41.6	9.24E-05	97.09
Ciclo combinado gas	1A x 1	114.4	110.8	1.57E-05	22.69
	1F x 1	285.7	278.3	1.57E-05	13.44
	2F x 1	575.1	559.9	1.58E-05	13.11
	3F x 1	864.6	841.0	1.57E-05	13.03
	1G x 1	408.5	396.2	1.56E-05	12.48
	2G x 1	823.8	798.0	1.58E-05	12.77
	1H x 1	413.4	402.2	1.56E-05	12.26
	2H x 1	833.6	809.9	1.58E-05	12.52
	1J x 1	460.9	447.6	1.58E-05	12.45
	2J x 1	929.7	901.7	1.58E-05	12.42
Combustión interna	1	44.0	42.4	1.90E-05	53.26
	3	3.6	3.3	2.07E-05	66.91
Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	332.5	1.62E-05	23.73
Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.3	1.66E-05	24.69
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	659.8	1.66E-05	29.82
Nuclear ABWR	1	1,400.0	1,351.0	1.82E-05	75.30
Nuclear AP1000	1	1,200.0	1,107.0	1.60E-05	82.23
Geoterm. Cerro Prieto	4	27.0	25.0	1.45E-05	35.37
Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25.0	1.45E-05	28.11
P.H. El Cajón	2	375.0	373.1	7.85E-05	92.56
P.H. Chicoasén II	3	81.2	80.0	4.18E-05	67.35
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	35.5	35.0	4.09E-05	120.05
Eólica clase de viento 6	50	2.0	2.0	3.59E-05	65.92
Eólica clase de viento 7	50	2.0	2.0	3.14E-05	57.68
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9	6.32E-05	134.64

Cuadro 2.3

1/ Número de unidades por central o número de turbinas de gas por cada turbina de vapor

CAPÍTULO 3

Costos de Combustibles

CAPÍTULO 3

Costos de Combustibles

3.1 GENERALIDADES

Un combustible es cualquier material que al oxidarse de forma violenta, libera energía en forma de calor. Se trata de sustancias susceptibles a quemarse, donde se transforma una energía potencial o energía química en energía calorífica.

El origen de los combustibles fósiles no se conoce totalmente, pero se cree que se formaron a partir de materia orgánica que fue envuelta por capas de tierra y rocas, y que posteriormente fue sometida a grandes presiones que descompusieron el producto.

En la generación de electricidad, se utilizan principalmente tres combustibles fósiles:

- Carbón
- Petróleo
- Gas natural

En nuestro país se utilizan otras fuentes de energía, como el vapor geotérmico, el agua de las presas y el uranio enriquecido. A continuación se describen algunas de estas sustancias.

3.2 CARBÓN

Se trata de una roca sedimentaria de color negro que se localiza generalmente bajo una capa de pizarra y sobre una capa de arena y arcilla. Se cree que la mayor parte del carbón se formó hace 300 millones de años, a partir de materia vegetal que se acumuló en zonas pantanosas, lagunares o marinas y que fue trasformada por bacterias anaeróbicas.

Existen diferentes tipos de carbón, los cuales se clasifican de acuerdo al grado de carbonización que sufrió la materia vegetal:

Turba: Es el primer paso en la formación del carbón, proviene de la putrefacción y carbonización de la vegetación en agua. Es un material orgánico de color oscuro donde aún se aprecian sus componentes vegetales. Presenta un alto contenido de carbono y de humedad. Se utiliza en la obtención de abonos o como combustible una vez desecado.

Lignito: Su nombre viene del latín “Lignum” que significa madera. Es un material de color obscuro con textura similar a la madera, proviene de plantas ricas en resina y tiene un alto contenido de humedad y materia volátil.

Sub-bituminoso: Es de color negro y estructura homogénea, su contenido de azufre es el menor de todos, pero su contenido de humedad es de 15 a 30 %. Generalmente se pulveriza para quemarse.

Bituminoso: Contiene una gran cantidad de carbono y de materiales volátiles, abarca diferentes tipos de carbón que se clasifican de acuerdo a su volatilidad. A mayor volatilidad, menor poder calorífico; se quema con facilidad y en forma pulverizada. Su nombre proviene de la palabra bitumen, un compuesto asfáltico que se obtiene de la refinación del petróleo.

Antracita: Es el carbón mineral de más alto rango y el que presenta el mayor contenido de carbono. Es de color negro brillante, denso y pocas veces se pulveriza porque es muy duro. Debido a su bajo contenido en materia volátil, es difícil de quemar y produce una corta llama azul con muy poco humo.

En el cuadro 3.1 se muestran algunas propiedades del carbón.

Las centrales de Río Escondido y Carbón II utilizan carbón sub-bituminoso de flama larga con bajo contenido de azufre (1% de S) y alto contenido de ceniza (32% carbón PRODEMI, 38.5% carbón CIMSA). La central dual de Petacalco utiliza carbón importado de bajo contenido de azufre (0.5% de S) y 10% en contenido de ceniza.

Propiedades de algunos tipos de carbón ¹

Análisis de masa (%)	Antracita	Bituminoso	Sub-bituminoso	Lignito
Carbono	83.8	70	45.9	30.8
Mat. volatil (hidrocarburos y gases)	5.7	20.5	30.5	28.2
Humedad	2.5	3.3	19.6	34.8
Cenizas (sales no combustibles)	8.0	6.2	4.0	6.2
C	83.9	80.7	58.8	42.4
H ₂	2.9	4.5	3.8	2.8
S	0.7	1.8	0.3	0.7
O ₂	0.7	2.4	12.2	12.4
N ₂	1.3	1.1	1.3	0.7
H ₂ O	2.5	3.3	19.6	34.8
Poder calorífico superior kJ/kg	31,907	33,279	23,558	16,768

Cuadro 3.1**3.3 PETRÓLEO**

El petróleo, es una mezcla de compuestos orgánicos insolubles al agua. Se cree que su origen es el zooplankton y algas que se depositaron en el lecho de los océanos y fueron enterrados por varias capas de sedimento, posteriormente la materia orgánica se transformo por la acción de la presión y la temperatura.

Generalmente, el petróleo se encuentra asociado a grandes cantidades de gas y de agua salada, se considera que el agua salada quedo atrapada en los poros de las rocas desde los tiempos en que fue depositada la materia orgánica.

El petróleo no puede ser utilizado tal como se extrae de la naturaleza, sino que se separa en mezclas más simples mediante un proceso de destilación fraccionada. Durante este proceso, el petróleo se introduce por la parte inferior de una torre de destilación a 400°C, las diferentes sustancias que lo componen se vaporizan y pasan a otras cámaras superiores dentro de la torre. Estas cámaras se encuentran a menor temperatura y permiten la condensación de las siguientes sustancias:

- Gas metano, etano y licuado del petróleo como el propano y butano
- Nafta o éter de petróleo
- Gasolina
- Queroseno

¹ M. M. El-Wakil, *Power plant Technology*, McGraw-Hill, 1984, p. 124

Costos de Combustibles

- Gasóleo (ligero y pesado)
- Fuel-oil (aceite combustible)
- Aceites lubricantes
- Asfalto
- Alquitrán

Los aceites combustibles son los que más se utilizan en la generación de energía eléctrica y se clasifican en diferentes grados que van de ligeros a pesados:

Destilados: No. 1, No. 2 y No. 4

Residuales: No. 5 y No. 6

En México, al aceite destilado No. 2 se le conoce como **diesel**, mientras el aceite residual No. 6 se le denomina **combustóleo**. En el cuadro 3.2 se muestran las propiedades de estas sustancias de acuerdo a la normas de la American Society for Testing and Materials (ASTM).

Propiedades de los aceites combustibles²

Análisis de masa (%)	Grado				
	1	2	4	5	6
		Diesel			Combustóleo
C	86.5	86.4	86.1	85.55	85.7
H ₂	13.2	12.7	11.9	11.7	10.5
O ₂ y N ₂	0.2	0.2	0.5	0.7	0.9
S	0.1	0.4 - 0.7	0.4 - 1.5	2.0 máximo	2.8 máximo
Sedimentos y agua	traza	traza	0.5 máximo	1.0 máximo	2.0 máximo
Ceniza	traza	traza	0.02	0.05	0.08
Densidad a 15 °C, kg/m ³	824.3	864.7	927.0	951.9	985.1
Viscosidad a 38° C, cSt	1.60	2.68	15.00	50.00	360.00
Poder calorífico superior kJ/kg	46,380	45,520	43,961	43,380	42,473

Cuadro 3.2

3.4 GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de gases ligeros, principalmente metano (CH₄), pero contiene cantidades significativas de etano, propano, butano, pentano y bióxido de carbono; así como otros elementos como helio y nitrógeno. Puede encontrarse en forma aislada o asociado a yacimientos de petróleo o depósitos de carbón. Durante el siglo XIX y XX, la mayor parte del gas asociado se quemaba en los campos petroleros, ya que no tenía valor comercial y no se contaba con la infraestructura para aprovecharlo. Actualmente se re-inyecta para aumentar la presión en los pozos petroleros.

² M. M. El-Wakil, *Power plant Technology*, McGraw-Hill, 1984, p. 149

Al gas natural se le denomina gas amargo cuando contiene ácido sulfhídrico (H_2S) y gas dulce cuando se elimina este compuesto altamente corrosivo; también se le llama gas húmedo cuando contiene propano, butano y pentanos, y gas seco cuando se han eliminado estos compuestos condensables.

El gas natural no se utiliza tal y como se extrae del pozo, sino que se separa de los demás componentes para su transportación y consumo. Uno de estos procesos se denomina endulzamiento y consiste en atrapar el ácido sulfhídrico y el bióxido de carbono mediante una solución de agua y dietanolamina. La dietanolamina es tratada posteriormente para recuperar el azufre sólido.

Al enfriar el gas natural por debajo de los -161°C , este se transforma en un líquido llamado gas natural licuado (GNL), el cual es más fácil de transportar ya que ocupa 1/600 del volumen que ocuparía en estado gaseoso y pesa mucho menos que el agua. No debe confundirse con el gas licuado del petróleo (GLP) el cual son propanos y butanos condensados a temperaturas relativamente bajas.

Cuando se encuentra en forma líquida y almacenado en tanques, el gas natural puede medirse de acuerdo a su peso, pero cuando fluye en ductos es común medirlo en miles de pies cúbicos o miles de metros cúbicos.

La calidad del gas natural se mide de acuerdo a su poder calorífico, es decir, la cantidad de energía que libera al quemarse. Mientras más alto sea su poder calorífico, mayor será el precio del gas. El poder calorífico puede variar por los contaminantes que contiene, especialmente el nitrógeno, que es un gas poco reactivo. Por esta razón es preferible establecer el precio de gas natural por unidades de calor o de energía (dólares / millón de BTU) que por unidades de volumen (dólares / miles de pies cúbicos)

Una de las ventajas del gas natural es que produce poco CO_2 , ya que el metano contiene 4 átomos de hidrógeno por 1 de carbono, produciendo 2 moléculas de agua por 1 de CO_2 , mientras que otros hidrocarburos de cadena larga producen sólo 1 molécula de agua por 1 de CO_2 .

El metano tiene una temperatura de fusión de -183°C , una temperatura de ebullición de -162°C y una temperatura de autoencendido de 860°C a presión atmosférica.³ Su poder calorífico superior es de 55,532 kJ/kg y el inferior es de 50,047 kJ/kg a 25°C .

³ Edward F. Obert, *Motores de combustión interna*, CECSA, 1995, p. 283

3.5 URANIO ENRIQUECIDO

El uranio natural se compone principalmente del isótopo U^{238} (no fisionable), con una proporción de 0.7 % de U^{235} (isótopo fisionable). El enriquecimiento es el proceso al que se somete el uranio natural para aumentar la concentración del isótopo U^{235} hasta un 3% y disminuir la del U^{238} al 97%.⁴

Este proceso inicia con la explotación del mineral de uranio, el cual se convierte en un concentrado de uranio mediante procesos de lixiviación y purificación. El concentrado puede ser diuranato de sodio o amonio y tiene una pureza del 85% en U_3O_8 .

El concentrado se envía a plantas de conversión para obtener inicialmente dióxido de uranio (UO_2) y luego ser transformado en gas de hexafluoruro de uranio (UF_6). El gas se somete a un proceso de centrifugación para separar las moléculas más pesadas de U^{238} (uranio empobrecido) de las más ligeras U^{235} (uranio enriquecido).

El hexafluoruro de uranio enriquecido es transformado en plantas químicas especiales en dióxido de uranio en polvo. Este se prensa para convertirlo en un material cerámico y darle la forma de pastillas, las cuales se utilizan finalmente como combustible en los reactores nucleares.

Como dato curioso, el U^{238} que queda después del enriquecimiento se le conoce como uranio empobrecido, es mucho menos radiactivo que el uranio natural, pero es extremadamente denso, por lo tanto se utiliza en vehículos blindados y armas para atravesar blindajes.

3.6 COQUE DE PETROLEO

El coque es un material sólido con alto contenido de carbón que se obtiene durante el proceso de refinación del petróleo.

Se utiliza como combustible en la generación de electricidad por tener un bajo contenido de ceniza y alto poder calorífico. Sin embargo, su contenido de azufre lo hace recomendable para generadores de vapor de lecho fluidizado, procesos de gasificación o donde existan equipos de desulfuración de los gases de escape.

En el cuadro 3.3 se muestran algunas características del coque de petróleo.

⁴ Comisión Federal de Electricidad, *Del fuego a la energía nuclear*, CFE, 2004, p. 19

Propiedades del coque de petróleo

Concepto	Valor
Carbono	87.0 - 93.0 % en peso
Azufre	0.8 - 7.0 % en peso
Volátiles	8.5 - 12.0 % en peso
Color	Negro
Poder calorífico superior	7,700 - 8,400 kcal/kg
Densidad	2,110 kg/m ³

Cuadro 3.3**3.7 RESIDUOS DE VACIO**

Los residuos de vacío es un combustible que se obtiene de la refinación del petróleo al vacío. La destilación del petróleo crudo puede dividirse en dos etapas, la primera se realiza en condiciones atmosféricas, tal como se menciona en el punto 3.3.

A los residuos de esta primera etapa se les denomina crudo reducido y se someten a una segunda etapa, donde se genera un vacío parcial dentro de la columna de destilación, para lograr vaporizar sustancias por debajo de su punto de ebullición normal y extraer más productos sin descomponer su estructura molecular. En esta segunda etapa se obtiene gas-oleo ligero, pesado y residuos de vacío.

Los residuos de vacío se someten a un craqueo térmico para obtener más productos ligeros y lo que queda en el fondo se utiliza para producir combustóleo o coque.

3.8 PODER CALORIFICO SUPERIOR E INFERIOR

El poder calorífico del combustible es el calor transferido cuando los productos de la combustión se enfrían hasta la temperatura inicial del aire y el combustible. Existen dos valores para el poder calorífico:

Poder calorífico superior (HHV): Considera la condensación del vapor de agua dentro de los productos de la combustión. Por lo tanto, incluye el calor latente de vaporización del agua contenida en los productos de la combustión.

Poder calorífico inferior (LHV): No considera la condensación del vapor de agua dentro de los productos de la combustión.

Cuando se investigó científicamente el proceso de combustión, se consideró que para el buen funcionamiento de las calderas, era necesario que los gases quemados salieran a una temperatura mínima para generar el tiro necesario en la chimenea y

evitar la formación de ácido sulfúrico. Esta temperatura está por encima de los 100 °C, por lo que el agua producida no se condensa y se pierde el calor latente. Por lo tanto, hubo necesidad de definir el poder calorífico inferior, para que las calderas tuvieran, aparentemente, un rendimiento más alto.

En otras palabras, cuando se utiliza el poder calorífico inferior, los equipos aparentan tener un rendimiento más alto que cuando se utiliza el poder calorífico superior. A continuación se muestra un ejemplo que aclara esta cuestión:

Ejemplo 3.1: Una turbina de gas produce una potencia de 17,288 kW y consume diesel (aceite destilado No. 2) a una razón de 1.22 kg/s. Si el poder calorífico superior del diesel es de 45,329 kJ/kg y el inferior es de 42,557 kJ/kg, determine la eficiencia para cada uno.

La eficiencia térmica se define como la energía obtenida entre la energía suministrada:

$$\eta = \frac{\text{energía obtenida}}{\text{energía suministrada}}$$

En los dos casos, la energía obtenida es 17,288 kW, mientras la energía suministrada con el poder calorífico superior es:

$$E_{HHV} = \left(1.22 \frac{kg}{s}\right) \left(45329 \frac{kJ}{kg}\right) = 55301 \text{ kW}$$

Y la del poder calorífico inferior es:

$$E_{LHV} = \left(1.22 \frac{kg}{s}\right) \left(42557 \frac{kJ}{kg}\right) = 51919 \text{ kW}$$

Por tanto, la eficiencia con el poder calorífico superior es:

$$\eta_{HHV} = \frac{17288 \text{ kW}}{55301 \text{ kW}} = 0.312 = 31.2\%$$

Y la eficiencia con el poder calorífico inferior es:

$$\eta_{LHV} = \frac{17288 \text{ kW}}{51919 \text{ kW}} = 0.332 = 33.2\%$$

Mientras que la ASTM establece un procedimiento para determinar el poder calorífico superior, no existe un procedimiento para el poder calorífico inferior, sin embargo es un valor que utilizan muchos fabricantes de equipo. Este documento utiliza el poder calorífico superior, aunque las eficiencias aparenten ser menores, tal como se muestra en el cuadro 3.4.

Poder calorífico superior de los combustibles

Combustible	Unidad	MJ	kWh	BTU	kcal
Combustóleo doméstico	l	41.69	11.58	39,519	9,958
	gal	157.82	43.84	149,595	37,695
	bbl	6,628.57	1,841.27	6,283,000	1,583,206
Combustóleo empresas eléctricas USA	l	41.72	11.59	39,544	9,964
	gal	157.92	43.87	149,690	37,719
	bbl	6,632.79	1,842.44	6,287,000	1,584,213
Gas natural doméstico	m ³	36.72	10.20	34,806	8,770
	ft ³	1.04	0.29	986	248
Gas natural empresas eléctricas USA	m ³	38.13	10.59	36,142	9,107
	ft ³	1.08	0.30	1,024	258
Diesel doméstico	l	38.69	10.75	36,676	9,242
	gal	146.47	40.69	138,833	34,984
	bbl	6,151.71	1,708.81	5,831,000	1,469,309
Diesel empresas eléctricas USA	l	38.65	10.73	36,638	9,233
	gal	146.32	40.64	138,690	34,948
	bbl	6,145.38	1,707.05	5,825,000	1,467,798
Carbón doméstico	lb	8.45	2.35	8,007	2,018
	Ton. métrica	18,623.92	5,173.31	17,653,000	4,448,246
Carbón importado en Petacalco (1% S)	lb	11.92	3.31	11,300	2,847
	Ton. métrica	26,282.41	7,300.67	24,912,236	6,277,446
Uranio enriquecido	g	4,018.50	1,116.25	3,809,000	959,801
Coque de petróleo	bbl	4,153.54	1,153.76	3,937,000	992,055
Residuos de vacío	bbl	6,842.73	1,900.76	6,486,000	1,634,358
Vapor geotérmico Cerro Prieto	Ton.	2,780.10	772.25	2,635,166	664,015
Vapor geotérmico Los Azufres	Ton.	2,764.90	768.03	2,620,758	660,385

Cuadro 3.4

3.9 COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES

El precio de los combustibles puede variar durante la vida útil de una central generadora, algunas de las causas son:

- Se trata de recursos no renovables, cuyo precio aumenta conforme se van utilizando.
- Los energéticos se comercializan en mercados competitivos y sustitutivos. Por lo tanto, una disminución en la demanda provoca una reducción del precio.
- Durante la explotación de un combustible fósil, primero se extraen las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, provocando el incremento del precio.
- Existen otros factores que alteran el precio de los combustibles, por ejemplo: una guerra en el Golfo Pérsico o un invierno riguroso en los países nórdicos.

Los costos de los combustibles que se presentan en este documento tienen como base los precios de referencia, con el objeto de eliminar posibles distorsiones económicas y permitir la comparación de distintos medios de generación:

- En el caso del combustóleo y el gas, el precio de referencia corresponde al precio promedio entregado en las plantas de CFE.
- Para el diesel se utiliza el precio promedio del diesel nacional
- Para el carbón se consideran dos tipos e incluyen el manejo de las cenizas: el doméstico cuyo precio corresponde al carbón entregado a CFE en la zona de Río Escondido; y el importado que se entrega en la central Plutarco Elías Calles en Petacalco.
- Para las centrales hidroeléctricas, el costo del agua considera la cuota que establece la ley federal de derechos en materia de agua. Actualmente la cuota es la misma en cualquier lugar de México y se mide por metros cúbicos turbinados.
- Para el vapor geotérmico, su costo considera tres componentes importantes:
 - a) Un costo inicial que comprende la perforación de los pozos productores e inyectores para iniciar la operación comercial de la central, así como sus instalaciones superficiales.
 - b) Posteriormente, durante la vida de la central se originan otros costos por la perforación de pozos de remplazo, así como sus instalaciones superficiales, trabajos de acidificación y reparación de pozos,

c) Los costos de operación y mantenimiento del campo geotérmico.

El cuadro 3.5 indica estos componentes.

Componentes del costo del vapor geotérmico

Concepto	Cerro Prieto	Los Azufres
Periodo de construcción: Considera la perforación de pozos productores e inyectores, así como sus instalaciones superficiales	12.87	12.52
Periodo de operación: Considera los trabajos de reposición de pozos, reparación e instalaciones superficiales	8.43	3.98
Costos de O&M en el campo geotérmico	12.22	8.62
Total (USD/MWh)	33.53	25.12

Cuadro 3.5

Se debe mencionar que los costos para el vapor geotérmico son datos representativos de un campo que no ha llegado a la etapa de agotamiento.

En los cuadros 3.6, 3.7 y 3.8 se muestran los precios de los combustibles para el escenario de referencia, así como los precios nivelados. La información corresponde al escenario de combustibles del **8 de junio de 2015**, preparado por la Gerencia de Estudios Económicos de la Subdirección de Programación.

Escenario de referencia (dólares)

Año	Combustóleo barril	Gas millón BTU	Diesel barril	Carbón		Uranio enriquecido g
				Doméstico	Import. 1%S	
				tonelada métrica		
2015	41.97	3.74	73.90	46.64	70.01	1.97
2016	46.41	4.01	79.73	45.63	68.45	1.97
2017	47.66	4.23	80.89	46.56	69.90	1.98
2018	48.90	3.95	83.15	46.92	70.45	1.98
2019	49.88	4.06	84.80	48.68	73.19	1.99
2020	50.62	4.18	86.17	50.44	75.93	2.01
2021	51.15	4.30	87.08	52.19	78.66	2.01
2022	51.41	4.45	87.29	53.95	81.40	2.02
2023	51.50	4.59	87.32	55.71	84.14	2.02
2024	52.98	4.72	89.35	57.47	86.88	2.03
2025	54.44	4.85	91.76	59.22	89.62	2.04
2026	55.88	4.97	94.31	60.98	92.35	2.04
2027	57.31	5.11	96.91	62.74	95.09	2.06
2028	58.74	5.21	99.60	64.50	97.83	2.06
2029	60.21	5.31	101.83	66.26	100.57	2.07
2030	61.69	5.41	104.01	68.01	103.31	2.08
2031	63.16	5.51	106.16	69.77	106.04	2.08
2032	64.64	5.61	108.31	71.53	108.78	2.09
2033	66.12	5.72	110.46	73.29	111.52	2.11
2034	67.59	5.82	112.61	75.05	114.26	2.11
2035	69.07	5.92	114.75	76.80	117.00	2.12
2036	70.54	6.02	116.90	78.56	119.74	2.13
2037	72.02	6.12	119.05	80.32	122.47	2.13
2038	73.50	6.22	121.20	82.08	125.21	2.15
2039	74.97	6.32	123.35	83.84	127.95	2.15
2040	76.45	6.42	125.50	85.59	130.69	2.16
2041	77.21	6.49	126.75	86.45	132.00	2.17
2042	77.98	6.55	128.02	87.31	133.31	2.17
2043	78.76	6.62	129.30	88.19	134.65	2.18
2044	79.55	6.69	130.59	89.07	135.99	2.20
Nivelado ¹	53.80	4.64	91.14	56.75	85.76	2.04

1/ Nivelado a 30 años, excepto para el combustible nuclear que es de 60 años, tasa de descuento de 10%

Cuadro 3.6

**Precio nivelado de combustibles en dólares por unidad
(Tasa de descuento de 10%)**

Periodo nivelado años	Combustóleo barril	Gas millón BTU	Diesel barril	Carbón		Uranio enriquecido g
				Doméstico	Import. 1%S	
				tonelada métrica		
Escenario medio						
5	46.61	3.99	80.01	46.79	70.25	1.98
10	48.46	4.15	82.81	49.40	74.32	1.99
15	50.11	4.33	85.42	51.90	78.21	2.00
20	51.63	4.46	87.82	53.96	81.41	2.01
25	52.88	4.56	89.73	55.58	83.93	2.02
30	53.80	4.64	91.14	56.75	85.76	2.03
60						2.04

Cuadro 3.7

**Precio nivelado de combustibles en dólares por millón de BTU
(Tasa de descuento de 10%)**

Periodo nivelado años	Combustóleo	Gas	Diesel	Carbón		Uranio enriquecido
				Doméstico	Import. 1%S	
	millón BTU	millón BTU	millón BTU	millón BTU		millón BTU
Escenario medio						
5	7.42	3.99	13.72	2.65	2.82	0.52
10	7.71	4.15	14.20	2.80	2.98	0.52
15	7.98	4.33	14.65	2.94	3.14	0.53
20	8.22	4.46	15.06	3.06	3.27	0.53
25	8.42	4.56	15.39	3.15	3.37	0.53
30	8.56	4.64	15.63	3.21	3.44	0.53
60						0.54

Cuadro 3.8

3.10 COSTO NIVELADO POR COMBUSTIBLE

El cuadro 3.9 muestra el costo nivelado por concepto de combustible para las diferentes tecnologías. El siguiente ejemplo aclara como se obtiene este costo.

Ejemplo 3.2: Considere un ciclo combinado que tiene una eficiencia neta de 49.76% y consume gas natural con un poder calorífico de 1.04 MJ/ft^3 ($1,040,000 \text{ kJ/mil ft}^3$). Si el costo nivelado del gas es $5.57 \text{ USD/mil ft}^3$. Determine el costo de generación por concepto de combustible.

El régimen térmico neto está determinado por:

$$CTU_N = \frac{3600 \text{ kJ/kWh}}{0.4976} = 7234.7 \text{ kJ/kWh}$$

El consumo de gas se obtiene la dividir el régimen térmico entre el poder calorífico:

$$CONS = \frac{7234.7 \text{ kJ/kWh}}{1040000 \frac{\text{kJ}}{\text{mil ft}^3}} = 6.956 \times 10^{-3} \text{ mil ft}^3/\text{kWh}$$

El costo de generación por consumo de combustible es:

$$CGEN = (6.956 \times 10^{-3} \text{ mil ft}^3/\text{kWh}) \left(5.57 \frac{\text{USD}}{\text{mil ft}^3} \right) = 0.03874 \text{ USD/kWh}$$

$$CGEN = 38.74 \text{ USD/MWh}$$

Costo nivelado por concepto de combustible

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Combustible	Costo nivelado por combustible USD/MWh
		Bruta	Neta		
Termoeléctrica convencional con desulfurador y equipo para control de partículas	2	350.0	333.7	Combustóleo entregado a CFE	76.09
	2	160.0	149.8	Combustóleo entregado a CFE	80.70
	2	80.0	75.0	Combustóleo entregado a CFE	83.56
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	43.6	Gas natural entregado a CFE	43.28
	1	103.5	100.5	Gas natural entregado a CFE	41.73
Turbogás industrial gas	1	88.8	87.8	Gas natural entregado a CFE	52.41
	1F	186.5	184.5	Gas natural entregado a CFE	47.03
	1G	275.6	272.7	Gas natural entregado a CFE	44.62
	1H	280.4	277.6	Gas natural entregado a CFE	43.94
	1J	319.0	315.7	Gas natural entregado a CFE	42.20
Turbogás aeroderivada diesel	1	42.3	41.6	Diesel nacional	142.33
Ciclo combinado gas	1A x 1	114.4	110.8	Gas natural entregado a CFE	32.47
	1F x 1	285.7	278.3	Gas natural entregado a CFE	31.21
	2F x 1	575.1	559.9	Gas natural entregado a CFE	31.03
	3F x 1	864.6	841.0	Gas natural entregado a CFE	30.99
	1G x 1	408.5	396.2	Gas natural entregado a CFE	30.58
	2G x 1	823.8	798.0	Gas natural entregado a CFE	30.36
	1H x 1	413.4	402.2	Gas natural entregado a CFE	30.27
	2H x 1	833.6	809.9	Gas natural entregado a CFE	30.06
	1J x 1	460.9	447.6	Gas natural entregado a CFE	29.69
	2J x 1	929.7	901.7	Gas natural entregado a CFE	29.47
Combustión interna	1	44.0	42.4	Combustóleo entregado a CFE	67.37
	3	3.6	3.3	Combustóleo entregado a CFE	91.28
1/ Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	332.5	Carbón doméstico	28.27
Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.3	Carbón imp. Petacalco (1%S)	29.40
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	659.8	Carbón imp. Petacalco (1%S)	29.50
Nuclear ABWR	1	1,400.0	1,351.0	Uranio	5.44
Nuclear AP1000	1	1,200.0	1,107.0	Uranio	5.66
2/ Geoterm. Cerro Prieto	4	27.0	25.0	Vapor geotérmico	33.53
2/ Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25.0	Vapor geotérmico	25.12

1/ No incluye los costos correspondientes a la terminal de recibo y manejo de carbón

2/ Se refiere al costo de la infraestructura para extraer y suministrar el vapor geotérmico

Cuadro 3.9

Costos de Combustibles

Por otra parte, para las centrales hidroeléctricas se multiplican los metros cúbicos turbinados, para generar un kWh, por la cuota de derechos de agua. El cuadro 3.10 indica estos datos.

Costo de generación por consumo de agua en centrales hidroeléctricas

Nombre	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)	Zona de disponibilidad	Costos por derechos	Consumo específico	Costo de generación	
				pesos/1000 m ³	m ³ / MWh	pesos/MWh	USD/MWh
P.H. El Cajón	2	375.0	Indistinto	4.9444	2,380	11.77	0.91
P.H. Chicoasén II	3	81.2	Indistinto	4.9444	18,940	93.65	7.20
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	35.5	Indistinto	4.9444	35,490	175.48	13.50

Cuadro 3.10

CAPÍTULO 4

Costo Nivelado de Energía y Costos de O&M

CAPÍTULO 4

Costo Nivelado de Energía y Costos de O&M

4.1 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento se determinan separadamente del gasto de combustible y se clasifican en dos componentes:¹

- Costos fijos
- Costos variables

Los costos fijos son aquellos gastos relacionados a la operación de la central, pero no varían significativamente con la generación de energía eléctrica. Este renglón incluye los siguientes conceptos de costos:

- Salarios y prestaciones del personal
- Mantenimiento y servicios generales por contrato
- Materiales de mantenimiento y consumo (herramientas, consumibles y renta de equipo)
- Gastos generales

¹ U.S. Energy Information Administration, *Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants*, 2010, p.35

Los costos variables son aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón se consideran:

- Consumo de agua
- Lubricantes y sustancias químicas (catalizadores, gases, y sustancias para operar la central y los equipos anticontaminantes)
- Equipos, materiales y refacciones relacionadas a la generación de energía
- Mantenimiento mayor (refacciones, equipo y servicios)

Dependiendo de la tecnología, los costos variables por mantenimiento mayor involucran aquellos gastos para mantener los equipos principales como: Generadores de vapor y recuperadores de calor; turbinas de vapor y de gas; condensadores y sistemas de enfriamiento; equipos para pulverizar el carbón y equipos anticontaminantes; generadores eléctricos y otros.

El mantenimiento mayor está relacionado con la generación de energía o con el número de arranques para determinadas tecnologías. Se requiere que la central salga de operación por un largo periodo y por lo tanto se realiza solo una vez al año.²

El cuadro 4.1 presenta los costos de operación y mantenimiento con las siguientes consideraciones.

- Los costos variables no incluyen el costo por consumo de agua
- En el caso de los proyectos geotérmicos, las cifras están referidas exclusivamente a la central, ya que los inherentes al campo geotérmico son incluidos dentro del costo del combustible.
- Para aquellas tecnologías donde no se cuenta con información de CFE, se utiliza la de algunas publicaciones internacionales.

² U.S. Energy Information Administration, *Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants*, 2010, p.36

Costos de operación y mantenimiento

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Fijo	Variable ^{1/}	Total
		Bruta	Neta	USD/MW-año	USD/MWh	USD/MWh
Termoeléctrica convencional	2	350.0	333.7	28,477	2.20	6.53
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160.0	149.8	35,183	3.13	9.31
	2	80.0	75.0	44,254	3.94	11.71
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	43.6	21,357	3.19	22.69
	1	103.5	100.5	10,792	4.12	13.98
Turbogás industrial gas	1	88.8	87.8	8,517	4.19	11.97
	1F	186.5	184.5	7,102	3.20	9.69
	1G	275.6	272.7	6,749	3.04	9.20
	1H	280.4	277.6	6,639	3.01	9.07
	1J	319.0	315.7	6,440	3.13	9.01
Turbogás aeroderivada diesel	1	42.3	41.6	20,058	3.08	21.40
Ciclo combinado gas	1A x 1	114.4	110.8	24,585	4.43	7.94
	1F x 1	285.7	278.3	17,314	3.02	5.49
	2F x 1	575.1	559.9	16,980	2.96	5.38
	3F x 1	864.6	841.0	16,367	2.88	5.22
	1G x 1	408.5	396.2	15,553	2.73	4.95
	2G x 1	823.8	798.0	15,741	2.77	5.01
	1H x 1	413.4	402.2	15,471	2.73	4.93
	2H x 1	833.6	809.9	15,512	2.73	4.94
	1J x 1	460.9	447.6	15,380	2.72	4.91
	2J x 1	929.7	901.7	15,029	2.69	4.83
Combustión interna	1	44.0	42.4	61,852	8.01	18.10
	3	3.6	3.3	28,044	3.16	8.09
Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	332.5	32,883	2.38	7.07
Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.3	33,863	2.46	7.29
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	659.8	40,910	2.97	8.81
Nuclear ABWR	1	1,400.0	1,351.0	98,000	2.25	14.68
Nuclear AP1000	1	1,200.0	1,107.0	98,090	2.25	14.69
2/ Geoterm. Cerro Prieto	4	27.0	25.0	111,839	0.06	15.08
2/ Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25.0	87,118	0.06	11.76
P.H. El Cajón	2	375.0	373.1	25,244	0.00	17.05
P.H. Chicoasén II	3	81.2	80.0	17,846	0.00	6.79
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	35.5	35.0	30,576	0.00	11.63
Eólica clase de viento 6	50	2.0	2.0	24,963	0.00	8.14
Eólica clase de viento 7	50	2.0	2.0	24,963	0.00	7.12
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9	19,000	0.00	10.84

Cuadro 4.1

1/ Por MWh neto, no incluye costos de agua

2/ Se refieren únicamente a la central

4.2 CONSUMO DE AGUA

El agua es uno de los principales elementos que emplean las centrales generadoras, por ejemplo: las térmicas convencionales la utilizan en los sistemas de enfriamiento y como fluido de trabajo; las hidroeléctricas, en cambio, la utilizan prácticamente como combustible, mientras las turbinas de gas no utilizan agua a menos que tengan inyección de agua / vapor o para enfriar el aire que entra al compresor.

Se puede decir que una central utiliza agua, cuando la toma de una corriente derivada de su curso normal y la retornan a su cauce natural, sin disminuir su calidad y su volumen original. En contraste, una central consume agua, cuando altera sus características fisicoquímicas, incluyendo disminución de volumen, o bien si se vierte a un sistema de alcantarillado o agua residual.

La cantidad de agua que utiliza una central generadora depende de su proceso de generación. Existen centrales donde el consumo de agua es mínimo y se requiere únicamente para riego de áreas verdes, sistema contra incendios o servicios del personal; en otros casos es imprescindible para el proceso de generación y su consumo es mayor. En otras palabras el consumo de agua se puede clasificar en tres áreas:

- para servicios
- de repuesto al ciclo termodinámico
- de enfriamiento

4.3 COSTOS DEL AGUA

Tanto el uso como el consumo de agua son gravados con un cargo por m^3 , de acuerdo con el capítulo VIII, artículo 223 de la Ley Federal de Derechos vigente. Los valores de las cuotas aprobadas para este año se muestran en los cuadros siguientes.

Cuota anual para centrales hidroeléctricas

Centrales Hidroeléctricas pesos /1000 m^3
4.9444

Cuadro 4.2

Cuota anual para centrales termoeléctricas

Zona de disponibilidad	Cuota anual pesos/m3
1	19.391
2	7.506
3	2.614
4	1.900

Cuadro 4.3

Aunque el precio del agua parece atractivo; en algunos casos, el permiso para consumirla es denegado porque se prefiere para consumo humano o agrícola. Otras veces se puede obtener un permiso para consumir aguas negras. Sin embargo, el municipio puede comercializarla como aguas industriales y aumentar su costo.

Por lo tanto, en muchas centrales se ha optado por instalar un aerocondensador en lugar de una torre de enfriamiento húmeda. En la elaboración de este documento se consideró lo siguiente:

- Las térmicas convencionales se simularon con torre de enfriamiento húmeda.
- Para los ciclos combinados, se considero un aerocondensador.
- Las carboeléctricas y nucleares se simularon con sistemas abiertos al mar.

En el cuadro 4.4 y 4.5 se muestran los consumos de agua y sus costos para las diferentes tecnologías:

Consumo de agua

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Sistema de enfriamiento	Consumo de agua en miles de m3 al año
		Bruta	Neta		
Termoeléctrica convencional	2	350.0	333.7	Torre húmeda	4,441.32
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160.0	149.8	Torre húmeda	1,999.73
	2	80.0	75.0	Torre húmeda	1,059.08
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	43.6	--	0.00
	1	103.5	100.5	--	0.00
Turbogás industrial gas	1	88.8	87.8	--	0.00
	1F	186.5	184.5	--	0.00
	1G	275.6	272.7	--	0.00
	1H	280.4	277.6	--	0.00
	1J	319.0	315.7	--	0.00
Turbogás aeroderivada diesel	1	42.3	41.6	--	0.00
Ciclo combinado gas	1A x 1	114.4	110.8	Aerocondensador	0.42
	1F x 1	285.7	278.3	Aerocondensador	1.51
	2F x 1	575.1	559.9	Aerocondensador	3.45
	3F x 1	864.6	841.0	Aerocondensador	4.32
	1G x 1	408.5	396.2	Aerocondensador	2.25
	2G x 1	823.8	798.0	Aerocondensador	4.09
	1H x 1	413.4	402.2	Aerocondensador	2.25
	2H x 1	833.6	809.9	Aerocondensador	4.07
	1J x 1	460.9	447.6	Aerocondensador	2.21
	2J x 1	929.7	901.7	Aerocondensador	4.23
Combustión interna	1	44.0	42.4	--	12.26
	3	3.6	3.3	--	2.24
Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	332.5	Abierto al mar	18.08
Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.3	Abierto al mar	0.00
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	659.8	Abierto al mar	819.94
Nuclear ABWR	1	1,400.0	1,351.0	Abierto al mar	800,384
Nuclear AP1000	1	1,200.0	1,107.0	Abierto al mar	1,115,428
Geoterm. Cerro Prieto	4	27.0	25.0	Torre húmeda	17.00
Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25.0	Torre húmeda	16.78

Cuadro 4.4

Costos de agua

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Zona	Cuota \$/m ³	Consumo m ³ /MWh	Costo	
		Bruta	Neta				\$/MWh	USD/MWh
Termoeléctrica convencional	2	350.0	333.7	4	19.39	2.03	39.28	3.02
con desulfurador y equipo	2	160.0	149.8	5	19.39	2.34	45.46	3.50
para control de partículas	2	80.0	75.0	6	19.39	2.48	48.12	3.70
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	43.6	4	19.39	0.00	0.00	0.00
	1	103.5	100.5	5	19.39	0.00	0.00	0.00
Turbogás industrial gas	1	88.8	87.8	6	19.39	0.00	0.00	0.00
	1F	186.5	184.5	7	19.39	0.00	0.00	0.00
	1G	275.6	272.7	8	19.39	0.00	0.00	0.00
	1H	280.4	277.6	9	19.39	0.00	0.00	0.00
Turbogás aeroderivada diesel	1	42.3	41.6	4	19.39	0.00	0.00	0.00
Ciclo combinado gas	1A x 1	114.4	110.8	4	19.39	0.00	0.01	0.00
	1F x 1	285.7	278.3	5	19.39	0.00	0.02	0.00
	2F x 1	575.1	559.9	6	19.39	0.00	0.02	0.00
	3F x 1	864.6	841.0	7	19.39	0.00	0.01	0.00
	1G x 1	408.5	396.2	8	19.39	0.00	0.02	0.00
	2G x 1	823.8	798.0	9	19.39	0.00	0.01	0.00
	1H x 1	413.4	402.2	10	19.39	0.00	0.02	0.00
	2H x 1	833.6	809.9	11	19.39	0.00	0.01	0.00
	1J x 1	460.9	447.6	12	19.39	0.00	0.01	0.00
	2J x 1	929.7	901.7	13	19.39	0.00	0.01	0.00
Combustión interna	1	44.0	42.4	4	19.39	0.05	0.91	0.07
	3	3.6	3.3	4	19.39	0.12	2.31	0.18
Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	332.5	mar	0.00	0.01	0.00	0.00
Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.3	mar	0.00	0.00	0.00	0.00
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	659.8	mar	0.00	0.18	0.00	0.00
Nuclear ABWR	1	1,400.0	1,351.0	mar	0.00	75.14	0.00	0.00
Nuclear AP1000	1	1,200.0	1,107.0	mar	0.00	127.80	0.00	0.00
Geoterm. Cerro Prieto	4	27.0	25.0	4	19.39	0.09	1.77	0.14
Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25.0	4	19.39	0.09	1.75	0.13

Cuadro 4.5

4.4 COSTO NIVELADO DE ENERGÍA

El costo nivelado de energía es la suma del costo nivelado de inversión del cuadro 2.3, el costo nivelado por combustible del cuadro 3.9, los costos de operación y mantenimiento del cuadro 4.1 y el costo por consumo de agua del cuadro 4.5.

El costo nivelado de energía permite conocer el costo de producir un MWh y sus unidades son USD/MWh. Este costo incluye los siguientes aspectos:

- El costo de inversión actualizado al inicio de operación
- El costo nivelado del combustible
- Los costos de O&M y consumo de agua.
- La energía generada por la central de acuerdo a su vida útil y factor de planta

Costo nivelado de energía

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad (MW)		Costos en USD/MWh neto				
		Bruta	Neta	Inversión	Combustible	O&M	Agua	Total
Termoeléctrica convencional	2	350.0	333.7	23.57	76.09	6.53	3.02	109.21
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160.0	149.8	33.66	80.70	9.31	3.50	127.16
	2	80.0	75.0	42.33	83.56	11.71	3.70	141.30
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	43.6	100.30	43.28	22.69	0.00	166.28
	1	103.5	100.5	101.73	41.73	13.98	0.00	157.43
Turbogás industrial gas	1	88.8	87.8	70.55	52.41	11.97	0.00	134.93
	1F	186.5	184.5	53.87	47.03	9.69	0.00	110.59
	1G	275.6	272.7	46.49	44.62	9.20	0.00	100.32
	1H	280.4	277.6	46.01	43.94	9.07	0.00	99.03
	1J	319.0	315.7	47.87	42.20	9.01	0.00	99.08
Turbogás aeroderivada diesel	1	42.3	41.6	97.09	142.33	21.40	0.00	260.81
Ciclo combinado gas	1A x 1	114.4	110.8	22.69	32.47	7.94	0.00	63.10
	1F x 1	285.7	278.3	13.44	31.21	5.49	0.00	50.14
	2F x 1	575.1	559.9	13.11	31.03	5.38	0.00	49.51
	3F x 1	864.6	841.0	13.03	30.99	5.22	0.00	49.23
	1G x 1	408.5	396.2	12.48	30.58	4.95	0.00	48.01
	2G x 1	823.8	798.0	12.77	30.36	5.01	0.00	48.14
	1H x 1	413.4	402.2	12.26	30.27	4.93	0.00	47.46
	2H x 1	833.6	809.9	12.52	30.06	4.94	0.00	47.52
	1J x 1	460.9	447.6	12.45	29.69	4.91	0.00	47.05
	2J x 1	929.7	901.7	12.42	29.47	4.83	0.00	46.73
2/ Combustión interna	1	44.0	42.4	53.26	67.37	18.10	0.07	138.81
	3	3.6	3.3	66.91	91.28	8.09	0.18	166.46
3/ Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	332.5	23.73	28.27	7.07	0.00	59.08
Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.3	24.69	29.40	7.29	0.00	61.38
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	659.8	29.82	29.50	8.81	0.00	68.13
Nuclear ABWR	1	1,400.0	1,351.0	75.30	5.44	14.68	0.00	95.43
Nuclear AP1000	1	1,200.0	1,107.0	82.23	5.66	14.69	0.00	102.58
4/ Geoterm. Cerro Prieto	4	27.0	25.0	35.37	33.53	15.08	0.14	84.11
4/ Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25.0	28.11	25.12	11.76	0.13	65.12
P.H. El Cajón	2	375.0	373.1	92.56	0.91	17.05		110.51
P.H. Chicoasén II	3	81.2	80.0	67.35	7.20	6.79		81.35
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	35.5	35.0	120.05	13.50	11.63		145.18
Eólica clase de viento 6	50	2.0	2.0	65.92	0.00	8.14		74.06
Eólica clase de viento 7	50	2.0	2.0	57.68	0.00	7.12		64.80
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9	134.64	0.00	10.84		145.49

Cuadro 4.6

- 1/ Número de unidades por central o número de turbinas de gas por cada turbina de vapor
2/ La de mayor capacidad es de dos tiempos, las menor es de cuatro tiempos
3/ La central carboeléctrica opera con carbón doméstico, la supercrítica con carbón importado
4/ El costo del combustible se refiere a la inversión y operación y mantenimiento del campo geotérmico

CAPÍTULO 5

Tecnologías Convencionales Avanzadas

CAPÍTULO 5

Tecnologías Convencionales Avanzadas

5.1 INTRODUCCIÓN

La contaminación ambiental y la reducción de las reservas de petróleo y gas natural, han obligado a la industria eléctrica a buscar alternativas para mejorar sus procesos.

Para lograrlo, se ha buscado complementar algunas tecnologías convencionales con el fin de aumentar la eficiencia, consumir diferentes combustibles y cumplir con las normas ambientales. Entre estas tecnologías destacan:

- Ciclo combinado con gasificación integrada
- Ciclo combinado con campo solar integrado
- Centrales de lecho fluidizado
- Carboeléctrica con captura y almacenamiento de CO₂

5.2 CENTRAL DE CICLO COMBINADO CON GASIFICACIÓN INTEGRADA (IGCC)

El IGCC es una tecnología que permite reducir las emisiones contaminantes y aprovechar diferentes combustibles para generar electricidad. Utiliza la tecnología del ciclo combinado junto con la gasificación del carbón.

La gasificación es un proceso termoquímico (figura 5.1) que permite transformar diversas materias primas con contenido de carbono; tales como carbón, coque de petróleo, lignito, destilados de petróleo y residuos de refinerías en un gas de síntesis, mediante la oxidación parcial con aire, oxígeno o vapor de agua.

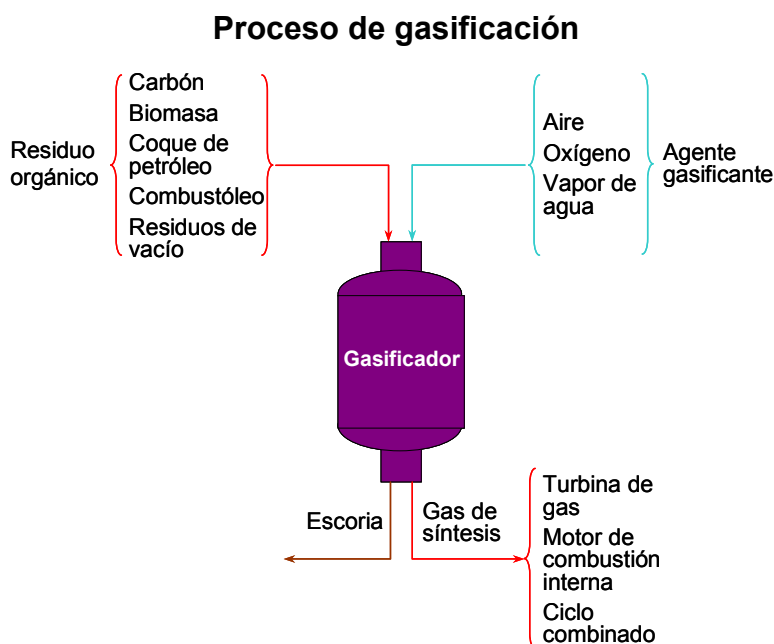


Figura 5.1

A diferencia de la combustión, la gasificación consiste en una oxidación parcial. De esta forma, el gas obtenido está compuesto principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂), conservando la mayor parte de la energía del combustible. En el proceso de gasificación se pueden distinguir tres etapas:¹

Pirólisis: Descomposición térmica del carbón donde se obtiene una fracción gaseosa rica en H₂ y un residuo carbonoso denominado “char”.

Combustión: Los gases resultantes se queman y consumen la mayor parte del oxígeno alimentado al gasificador. El residuo carbonoso (char) reacciona parcialmente con el oxígeno restante hasta agotarlo.

Gasificación: Cuando se consume todo el oxígeno, se producen reacciones entre los gases de combustión (CO₂ y H₂O) y el char, generando CO y H₂. Estas reacciones de gasificación son consecuencia de alimentar entre 1/3 y 1/5 del oxígeno necesario para una combustión total.

La composición del gas de síntesis depende de las condiciones de presión, temperatura y del equilibrio entre el combustible y los agentes gasificantes. A elevadas temperaturas, disminuyen las concentraciones de H₂O y CO₂, mientras aumentan las de CO y H₂. En cambio, al aumentar la presión, disminuyen las concentraciones de CO y H₂, aumentando la de H₂O.

¹ Manuel Treviño Coca, *Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado IGCC*, Enerclub-Elcogas, España, p.12

El valor del gas de síntesis radica en que contiene la mayor parte de la energía química del carbón inicial, tal como indica el siguiente balance de energía:

- Poder calorífico del gas de síntesis: 75% del poder calorífico del carbón.
- Calor sensible en el gas de síntesis: 15%. Esta energía se recupera al enfriar el gas y producir vapor.
- Calor en ceniza, escoria y pérdidas al medio ambiente: 10%.

En cuanto a los tipos de gasificadores (figura 5.2), estos pueden ser:

Lecho fijo: El carbón se alimenta seco por la parte superior del reactor, y desciende lentamente reaccionando con los gases que fluyen a contracorriente. En su camino descendente, el carbón experimenta en forma sucesiva los procesos de secado, calentamiento, pirólisis, combustión y gasificación. Las cenizas pueden extraerse secas o fundidas, mientras el gas resultante a baja temperatura (400-500°C), contiene cantidades importantes de alquitranes y aceites.

Flujo por arrastre: El carbón y los agentes gasificantes fluyen en la misma dirección, con velocidades muy superiores a las de otros gasificadores. La alimentación del carbón pulverizado puede ser seca o húmeda y se realiza a través de quemadores de oxidación parcial. La temperatura de operación es muy elevada (1,200 - 1,600 °C), y las cenizas se extraen fundidas por la parte inferior.

Lecho fluidizado: Las partículas de combustible se introducen en un flujo ascendente de gas, en el que se encuentran suspendidas mientras se produce la reacción. La temperatura de operación es inferior a la de fusión de las cenizas del combustible (800-1,050°C) para que éstas se puedan descargar en forma seca o aglomerada.

El flujo por arrastre es el más utilizado en la generación de electricidad, porque gasifica todo tipo de combustibles, que además, pueden ser alimentados en forma seca o de lodos.

Para mejorar el proceso de gasificación se utiliza una unidad de fraccionamiento de aire (ASU), cuyo objetivo es producir oxígeno mediante la destilación criogénica del aire. Este oxígeno mejora el proceso de gasificación, ya que se obtiene un gas de síntesis con mayor poder calorífico y se disminuye el tamaño de los equipos.

Para un ciclo combinado, al añadir la unidad de fraccionamiento de aire y los equipos de gasificación y limpieza del gas, se obtiene el arreglo de la figura 5.3.

Las ventajas de esta tecnología son:

- El uso de casi cualquier tipo de combustible
- Una eficiencia neta de hasta 42%
- La obtención de azufre comercial
- Reducción de las emisiones contaminantes debido a la limpieza del gas antes de la combustión.

Tipos de gasificadores

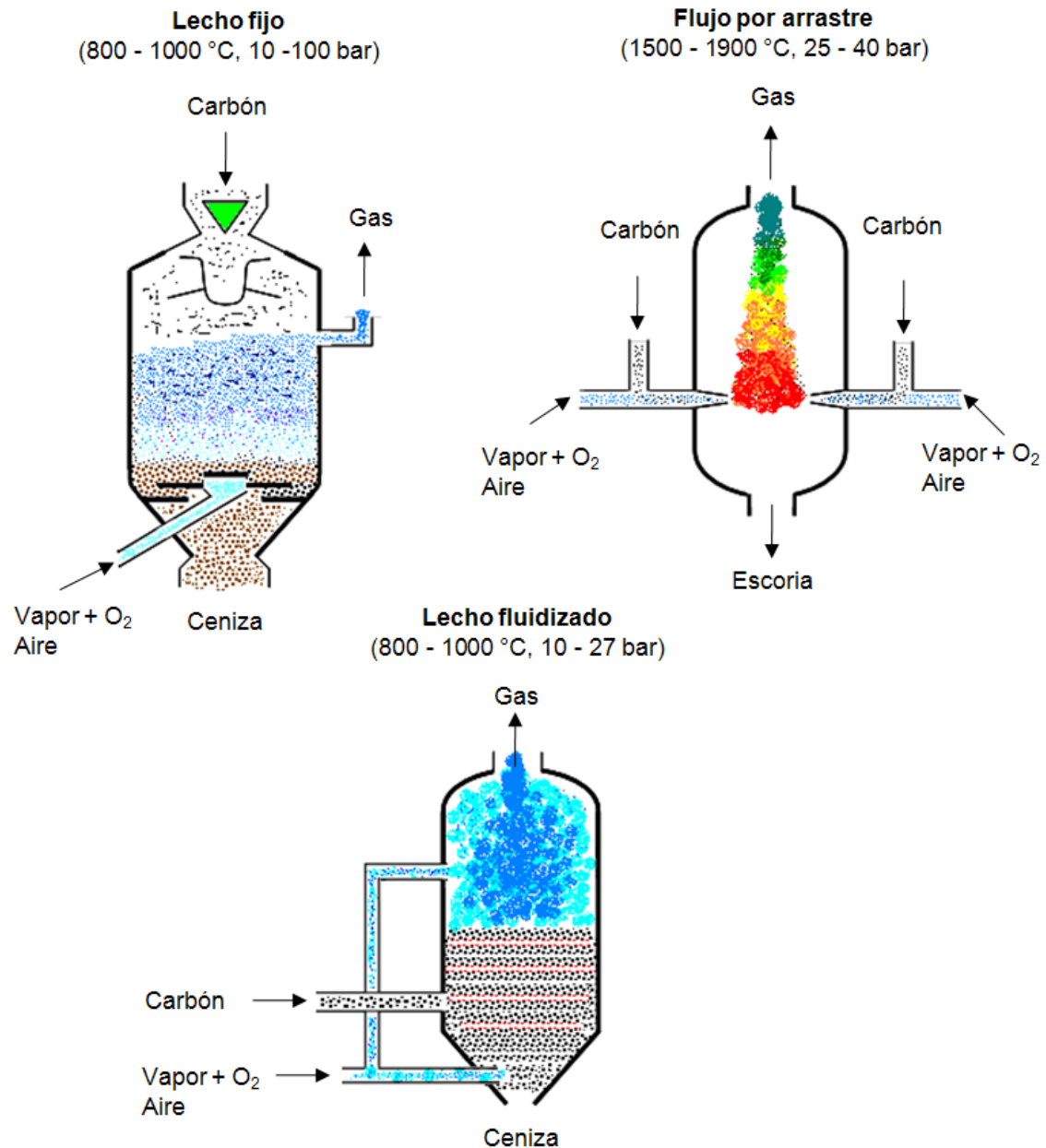


Figura 5.2

5.3 CENTRAL DE CICLO COMBINADO CON CAMPO SOLAR (ISCC) DE CANALES PARABÓLICOS INTEGRADOS

Esta tecnología consiste en incluir un campo solar de canales parabólicos en una planta de ciclo combinado. El campo solar ayuda a generar el vapor que se utiliza en el ciclo Rankine, aumentando la eficiencia de todo el ciclo combinado. Las turbinas de gas se utilizan para aportar la energía al generador de vapor cuando no hay sol.

El campo solar consiste en varios colectores solares de canal parabólico colocados en filas paralelas. Los colectores son modulares, están fabricados en vidrio reflejante y cuentan con un sistema que les permite seguir al sol.

La función de cada colector (figura 5.4) es concentrar la radiación solar sobre un receptor lineal, el cual contiene un fluido que captura y transfiere el calor (TDC). El fluido caliente se bombea a un intercambiador de calor, donde ayuda a producir parte del vapor que impulsa la turbina para generar electricidad.

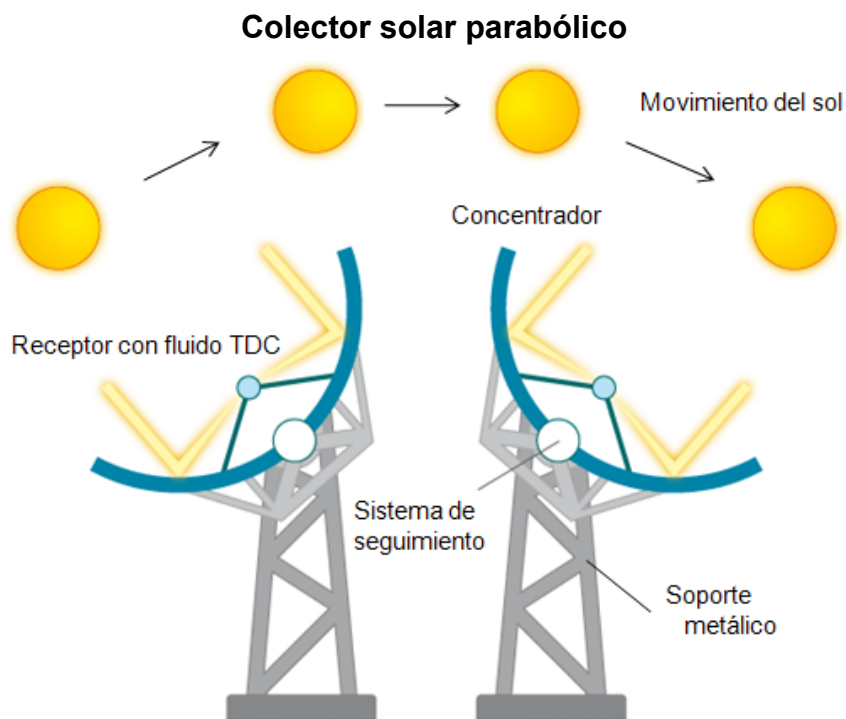


Figura 5.4

El receptor lineal está formado por dos tubos concéntricos separados por un espacio al vacío. El tubo exterior está fabricado en vidrio, mientras el interior es de metal y contiene el fluido TDC. Este fluido puede ser agua desmineralizada con etileno-glicol, cuando se manejan temperaturas menores a los 200 °C; o un aceite sintético para temperaturas entre 200 °C y 400 °C.²

² Abengoa Solar, *Solar Power for a Sustainable World*, 2010, p. 10

Ciclo combinado con campo solar integrado (ISCC)

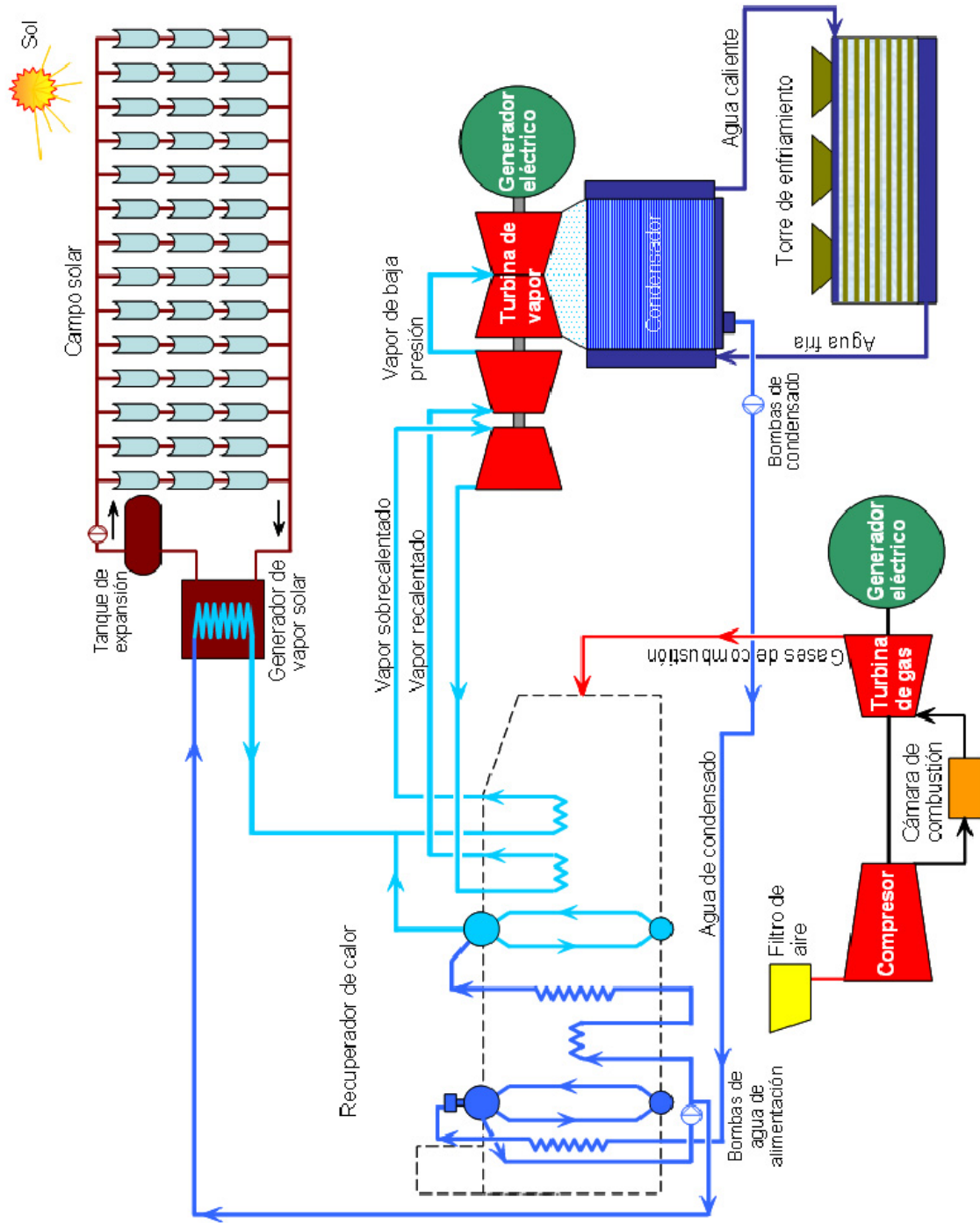


Figura 5.5

Algunos requisitos a considerar para esta tecnología son:

- El terreno debe ser plano
- El clima debe ser soleado
- Disponibilidad de agua para los colectores
- Cercanía a una subestación eléctrica

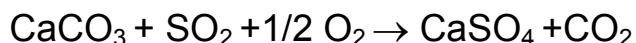
Las ventajas ambientales del ISCC son similares a las del ciclo combinado. El campo solar no produce emisiones contaminantes. Los únicos riesgos para la salud, serían causados por la luz reflejada y por la liberación accidental del fluido de transferencia. En condiciones de máxima radiación, el colector solar puede aumentar la potencia del ciclo combinado en 30%, mientras el promedio anual es del 10 %.³

5.4 CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE LECHO FLUIDIZADO ATMOSFÉRICO (AFBC)

En un generador de vapor de lecho fluidizado, el combustible se mezcla con un material absorbente, generalmente piedra caliza, con el propósito de remover el bióxido de azufre.

Durante la combustión, la mezcla combustible-absorbente es suspendida por la acción de un flujo de aire que proviene de la parte inferior del piso del quemador (fluidización). Al mismo tiempo, otro flujo de aire fomenta una combustión por etapas y de baja temperatura (750 - 950 °C). La turbulencia, provocada por el flujo de aire, mejora la transferencia de calor, reduce el tiempo de reacción, el tamaño del equipo y los requerimientos de potencia

La piedra caliza es una roca sedimentaria compuesta principalmente de carbonato de calcio (CaCO_3), que ayuda a transformar el bióxido de azufre en sulfato de calcio por medio del oxígeno en el exceso de aire, de acuerdo con:⁴



La adición de piedra caliza permite remover hasta el 90% del bióxido de azufre. Mientras la combustión de baja temperatura ayuda a reducir los óxidos nitrosos, permite utilizar aleaciones más baratas y evita la formación de escoria sobre las superficies de transferencia. Estas centrales tienen costos de O&M entre 5 - 10% más baratos que una termoeléctrica, ya que no necesitan pulverizar el carbón y pueden consumir una gran variedad de combustibles baratos.⁵ En la figura 5.6 se muestra un esquema de una planta de lecho fluidizado.

³ The world Bank, Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants, 1999, p.11

⁴ M.M. El-Wakil, *Power plant Technology*, McGraw-Hill, 1984, p.145

⁵ S. Kavindass, G. Anderson, *Why build a CFB to generate steam*, Babcock & Wilcox Company, 2000

Central termoeléctrica de lecho fluidizado circulante (AFBC)

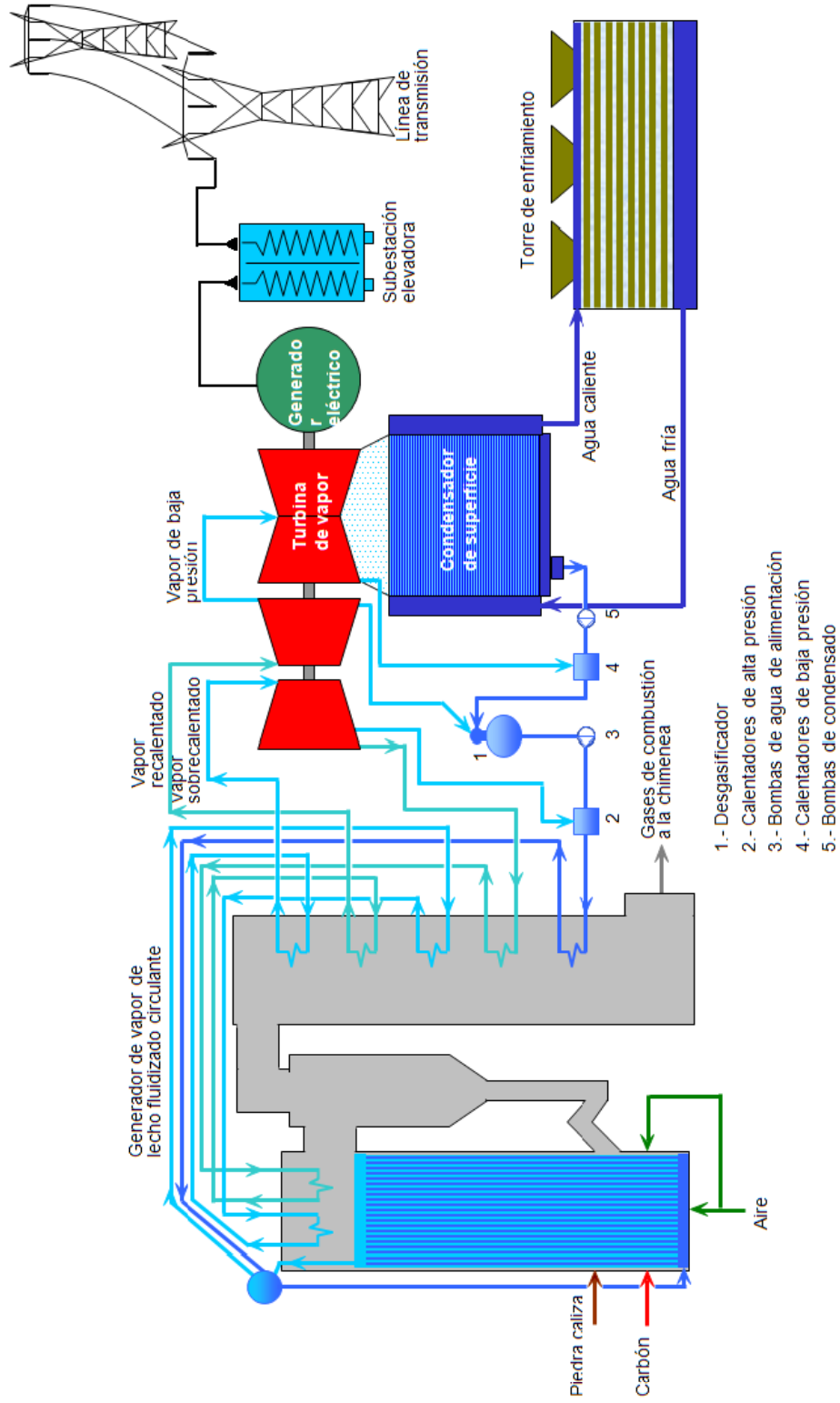


Figura 5.6

5.5 CARBOELÉCTRICA CON CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

Existe una creciente necesidad por reducir las emisiones de gases que provocan el efecto invernadero, ya que las consecuencias del cambio climático pueden ser devastadoras. Como la generación de energía eléctrica está relacionada con estas emisiones, se requiere des-carbonizar los combustibles fósiles que se utilizan.

Des-carbonizar los combustibles, significa capturar y almacenar el CO₂ producto de la combustión. A continuación se describen tres alternativas para lograr este objetivo.

Captura después de la combustión: Consiste en separar el CO₂ de los gases de escape por medio de un proceso de absorción química, donde se utilizan solventes como el amoníaco o soluciones de carbonato de sodio. Este proceso se ha utilizado en la industria por décadas, pero su mayor desafío consiste en recobrar el CO₂ del solvente, sin utilizar demasiada energía y a un bajo costo. El calor necesario para regenerar el solvente varía entre 3.2 - 4.4 MJ/Kg. Algunos solventes son corrosivos y disminuyen la disponibilidad y la vida útil de los equipos.

Captura antes de la combustión: Este proceso consiste en gasificar el combustible (sólido o líquido) y hacerlo reaccionar con oxígeno o vapor para obtener un gas de síntesis rico en hidrógeno y CO₂. Posteriormente, se captura el CO₂, mientras el hidrógeno se utiliza para generar electricidad en una turbina de gas, ciclo combinado o celda de combustible. La captura del CO₂ se realiza mediante un solvente, pero la alta concentración de CO₂ en el gas de síntesis, permite que la regeneración del solvente necesite solo la mitad de la energía que un proceso de absorción química.

Proceso de oxi-combustión: Este proceso implica la remoción del nitrógeno del aire por medio de una unidad de fraccionamiento de aire (ASU). Posteriormente, se utiliza el oxígeno puro para quemar el combustible, y se obtienen gases de escape que contienen principalmente vapor de agua y CO₂.

Transporte y almacenamiento de CO₂: Los ductos es la opción más recomendable para el transporte de CO₂ a gran escala. Estos ductos son similares a los gasoductos, pero están fabricados en acero inoxidable para evitar la corrosión. El costo por transportar CO₂ es mucho menor al del gas natural, ya que el CO₂ se transporta en estado líquido y por lo tanto su densidad es mayor.

El CO₂ comprimido puede inyectarse en las formaciones rocosas porosas del subsuelo, mediante los métodos que se utilizan en las industrias del gas y del petróleo. Los tres grandes tipos de almacenamiento geológico son las reservas agotadas de gas y petróleo, los acuíferos salinos y los lechos de carbón inexplorables (Figura 5.7).

Almacenamiento de CO₂

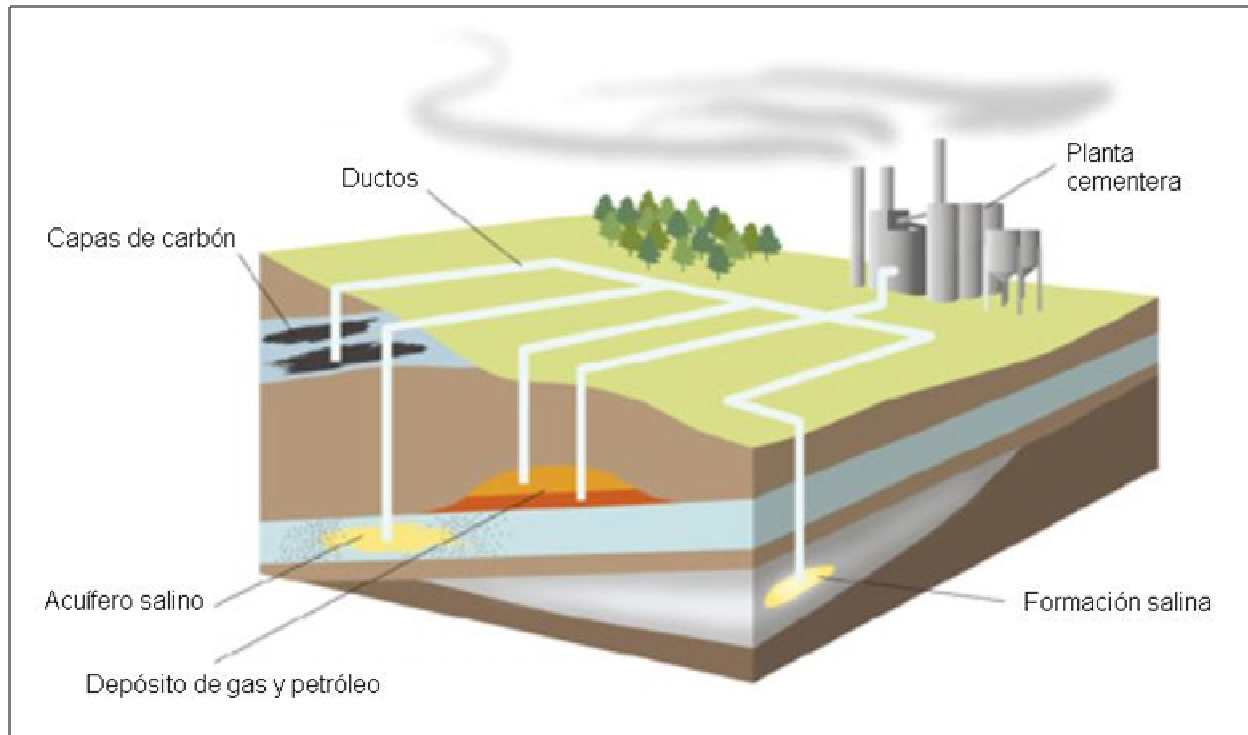


Figura 5.7

Los lugares de almacenamiento deben localizarse a una profundidad igual o superior a los 800 m, donde la presión mantiene al CO₂ en un estado tanto líquido como supercrítico. Bajo estas condiciones, el CO₂ tiene una densidad inferior a la del agua y debe ser bloqueado desde arriba para evitar su resurgimiento en la superficie. Por ejemplo, el CO₂ puede capturarse físicamente bajo una capa rocosa hermética, o en los espacios al interior de las rocas. Asimismo, puede capturarse químicamente al disolverse con agua y reaccionar con las rocas que le rodean para formar carbonatos minerales.

Por todo el mundo existen lugares potenciales para almacenamiento geológico, tanto en tierra firme como en el mar. Basándose en el ritmo actual de las emisiones, los pronósticos indican la existencia de espacio suficiente para almacenar por cientos de años las emisiones de CO₂.

En la figura 5.8 se muestra el esquema de una carboeléctrica con captura y secuestro de CO₂ después de la combustión. El costo del equipo de captura es alto y representan un incremento importante sobre el costo de una central generadora sin captura⁶.

⁶ International Energy Agency & Nuclear Energy Agency, *Projected Cost of Generating Electricity*, 2010

Central carboeléctrica con captura y secuestro de CO₂

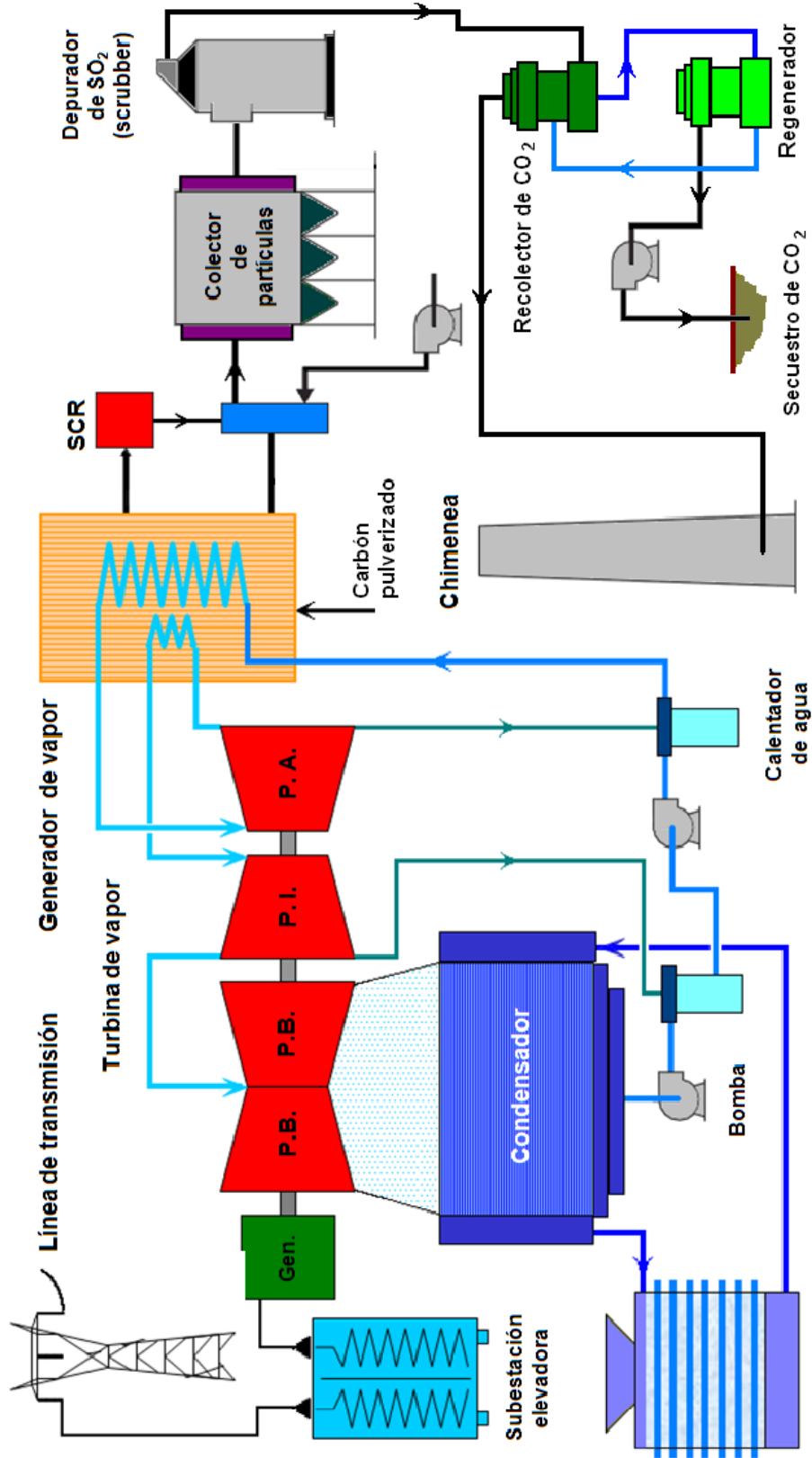


Figura 5.8

Parámetros básicos

Central	Número de unidades	Combustible	Capacidad MW		Eficiencia %		Vida útil años	Factor de planta	Usos propios (%)
			Bruta	Neta	Bruta	Neta			
Ciclo Combinado con gasificación integrada (IGCC) con o sin captura de CO2	2Fx1	Carbón imp.	710.3	624.5	46.8	41.2	30	0.700	12.1
	2Fx1-c/CO2	Petacalco (1%S)	711.3	572.3	43.8	35.2	30	0.700	19.5
	2Fx1	Coque 6.5 %	694.0	614.4	49.0	43.3	30	0.700	11.5
	2Fx1-c/CO2	Azufre	653.5	522.8	42.4	33.9	30	0.700	20.0
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	299.1	291.3	52.4	51.0	30	0.783	2.6
Lecho fluidizado circulante (AFBC) con precipitador elec.	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	331.7	39.6	37.5	30	0.800	5.2
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	332.9	40.4	38.4	30	0.800	4.9
Carb. supercrítica con captura de CO2	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	700.0	582.7	35.2	29.3	40	0.800	16.8

Cuadro 5.1

Programa de inversiones

Central	Número de unidades	Combustible	Capacidad MW Bruta	Programa de inversiones (%)					FVP 10%	Número de meses		
				Años de construcción						Pre- inversion	Cons- trucción	Total
				-5	-4	-3	-2	-1				
Ciclo Combinado con gasificación integrada (IGCC) con o sin captura de CO2	2Fx1	Carbón imp.	710.3	0.1	11.8	58.5	25.7	3.9	1.2508	12	48	60
	2Fx1-c/CO2	Petacalco (1%S)	711.3	0.1	11.8	58.5	25.7	3.9	1.2508	12	48	60
	2Fx1	Coque 6.5 %	694.0	0.1	11.8	58.5	25.7	3.9	1.2508	12	48	60
	2Fx1-c/CO2	Azufre	653.5	0.1	11.8	58.5	25.7	3.9	1.2508	12	48	60
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	299.1	-	0.06	7.992	72.1	19.9	1.1455	12	30	42
Lecho fluidizado circulante (AFBC) con precipitador elec.	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	0.1	4.092	52.3	36.4	7.1	1.2210	12	42	54
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	0.1	4.092	52.3	36.4	7.1	1.2210	12	42	54
Carb. supercrítica con captura de CO2	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	700.0	0.1	4.245	52.3	36.2	7.2	1.2214	12	45	57

Cuadro 5.2

Costo unitario de inversión

Central	Número de unidades	Combustible	Capacidad MW		Dólares/ kW _{bruto}		
			Bruta	Neta	ISC	ISC+ADP	CAIO 10%
Ciclo Combinado con gasificación integrada (IGCC) con o sin captura de CO2	2Fx1	Carbón imp.	710.3	624.5	2,426	2,912	3,642
	2Fx1-c/CO2	Petacalco (1%S)	711.3	572.3	2,570	3,084	3,857
	2Fx1	Coque 6.5 %	694.0	614.4	2,509	3,011	3,767
	2Fx1-c/CO2	Azufre	653.5	522.8	2,742	3,290	4,115
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	299.1	291.3	722	866	992
Lecho fluidizado circulante (AFBC) con precipitador elec.	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	331.7	1,464	1,757	2,145
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	332.9	1,371	1,645	2,008
Carb. supercrítica con captura de CO2	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	700.0	582.7	2,163	2,595	3,170

Cuadro 5.3

Costos de operación y mantenimiento

Central	Número de unidades	Combustible	Capacidad MW		Fijo	Variable ^{1/}	Total ^{1/}
			Bruta	Neta	USD/MW-año	USD/MWh	USD/MWh
Ciclo Combinado con gasificación integrada (IGCC) con o sin captura de CO2	2Fx1	Carbón imp.	710.3	624.5	65,460	7.58	18.26
	2Fx1-c/CO2	Petacalco (1%S)	711.3	572.3	76,580	8.62	21.11
	2Fx1	Coque 6.5 %	694.0	614.4	65,460	7.58	18.26
	2Fx1-c/CO2	Azufre	653.5	522.8	76,580	8.62	21.11
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	299.1	291.3	17,017	3.05	5.53
Lecho fluidizado circulante (AFBC) con precipitador elec.	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	331.7	35,219	2.53	7.56
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	332.9	32,893	2.36	7.05
Carb. supercrítica con captura de CO2	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	700.0	582.7	70,930	5.56	15.68

1/ Por MWh neto, no incluye costos de agua

Cuadro 5.4

Costo nivelado de energía

Central	Número de unidades	Combustible	Capacidad MW		Costos en USD/MWh neto				
			Bruta	Neta	Inv.	Comb.	O&M	Agua	Total
Ciclo Combinado con gasificación integrada (IGCC) con o sin captura de CO2	2Fx1	Carbón imp.	710.3	624.5	65.15	28.53	18.26	0.00	111.93
	2Fx1-c/CO2	Petacalco (1%S)	711.3	572.3	75.39	33.35	21.11	0.00	129.85
	2Fx1	Coque 6.5 %	694.0	614.4	66.91	17.00	18.26	0.00	102.17
	2Fx1-c/CO2	Azufre	653.5	522.8	80.89	21.74	21.11	0.48	124.22
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	299.1	291.3	14.31	31.01	5.53	0.00	50.86
Lecho fluidizado circulante (AFBC) con precipitador elec.	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	331.7	31.15	31.34	7.56	0.00	70.04
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	332.9	29.06	19.20	7.05	0.00	55.32
Carb. supercrítica con captura de CO2	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	700.0	582.7	50.52	40.04	15.68	0.19	106.43

Cuadro 5.5

CAPÍTULO 6

Cogeneración

CAPÍTULO 6

Cogeneración

6.1 COGENERACIÓN

Habitualmente las industrias satisfacen sus necesidades energéticas comprando la electricidad y los combustibles a las correspondientes compañías suministradoras. Esta modalidad de abastecimiento, cómoda para el industrial, resulta ser, en determinados casos, demasiado cara, y desde el punto de uso racional de la energía, bastante ineficiente.

La cogeneración es un sistema alternativo, de alta eficiencia energética, que permite reducir en forma importante la factura energética de ciertas empresas, sin alterar su proceso productivo.

La cogeneración se define como la producción secuencial de dos o más formas de energía útil a partir de la misma fuente de combustible. En el caso más común se genera electricidad y energía térmica (vapor y agua caliente).

En un sistema de cogeneración, la electricidad y el vapor se obtienen en un solo proceso, en lugar de utilizar una central para producir electricidad y una caldera para producir vapor. La característica de mayor rendimiento global es lo que la distingue de la generación eléctrica convencional.

Cogeneración

Las centrales generadoras convencionales son máquinas térmicas que utilizan la energía del combustible para producir electricidad. Sin embargo, gran parte de esta energía se desperdicia como calor rechazado al medio ambiente, ya sea en la torre de enfriamiento o en los gases de escape que se expulsan por la chimenea.

Considere por ejemplo una industria que requiere 24 unidades de energía eléctrica y 34 unidades de vapor para su proceso. Como primera alternativa, se suministra la electricidad mediante una central que consume 60 unidades de energía, mientras el vapor se genera en una caldera que consume 40 unidades de energía. Como segunda alternativa se utiliza un sistema de cogeneración que consume 80 unidades de energía.

Eficiencia energética

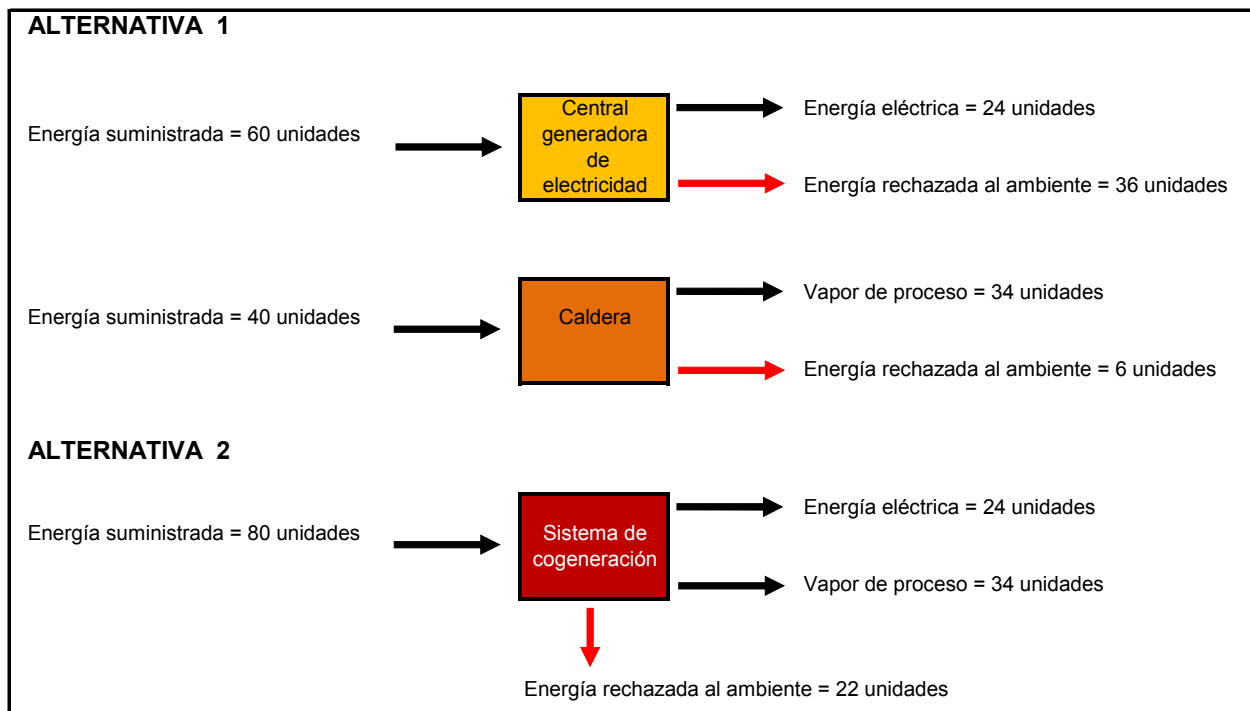


Figura 6.1

La eficiencia se define como la energía obtenida entre la energía suministrada:

$$\eta = \frac{\text{energía obtenida}}{\text{energía suministrada}}$$

Para la alternativa 1, la eficiencia total es:

$$\eta_{A1} = \frac{24 + 34}{60 + 40} = 0.58$$

Para la alternativa 2, la eficiencia total es:

$$\eta_{A2} = \frac{24 + 34}{80} = 0.72$$

Se observa que la eficiencia es mucho mayor para el sistema de cogeneración.

La cogeneración es un sistema que ha experimentado altas y bajas en su aplicación, principalmente asociadas a la oferta energética disponible. Actualmente, su rentabilidad es más elevada que nunca, dados los altos costos de la electricidad y los combustibles.

La penetración del gas natural ha permitido ampliar el abanico de sistemas de cogeneración, incorporando tecnologías de mayor rendimiento eléctrico, menor impacto ambiental y mayor confiabilidad.

Una industria con un sistema de cogeneración demanda la misma cantidad de energía. La ventaja de la cogeneración es económica, ya que esa energía se obtiene a un menor costo. Esto implica obviamente una inversión que ha de amortizarse en un plazo de tiempo razonable.

Mientras la industria obtiene una ventaja económica, a nivel país la ventaja es energética. Existe un ahorro de energía primaria, debido al aprovechamiento simultáneo de la energía, así como la mejora en el rendimiento de la instalación respecto a un esquema convencional.

El ahorro de energía primaria tiene un efecto directo en el impacto ambiental, ya que las emisiones de CO_2 y SO_2 son directamente proporcionales a la cantidad y composición del combustible quemado. Además, la penetración del gas natural y su empleo en sistemas de cogeneración ha dado lugar a la disminución de las emisiones de SO_2 .

En lo que se refiere a NO_x , CO e hidrocarburos, estos dependen directamente de las condiciones de combustión y están fuertemente afectados por la temperatura, relación aire-combustible o tiempo de residencia.

Las pérdidas de transporte de electricidad prácticamente se anulan en algunos casos y en otros se reducen considerablemente, ya que la generación se produce en el punto de consumo.

Finalmente, la cogeneración disminuye la dependencia del petróleo, ya que involucra la sustitución de los combustibles fósiles por gas natural, carbón o residuos combustibles.

6.2 RELACIÓN CALOR- POTENCIA

La relación calor potencia se define como:

$$R_{C/P} = \frac{\text{Energía térmica útil}}{\text{Energía eléctrica útil}} = \frac{kW_{th}}{kW_e}$$

La relación calor-potencia es uno de los parámetros más importantes en la selección de un sistema de cogeneración. El cuadro 6.1 muestra esta relación y la infraestructura de equipo requerida en su aplicación. La tabla es una guía básica para la realización de un proyecto de cogeneración de acuerdo a los requerimientos de calor y potencia. La tabla incluye valores de eficiencia que se obtienen con cada arreglo.

Relación Calor – Potencia

Sistema de cogeneración	Relación Calor-Potencia (kW _{th} / kW _e)	Eficiencia eléctrica %	Eficiencia cogeneración %
Turbina de vapor de contrapresión	4.0 - 14.3	14.0 - 28.0	84.0 - 92.0
Turbina de vapor de extracción y condensación	2.0 - 10.0	22.0 - 40.0	60.0 - 80.0
Turbina de gas	1.3 - 2.0	24.0 - 35.0	70.0 - 85.0
Ciclo combinado	1.0 - 1.7	34.0 - 40.0	69.0 - 83.0
Motor de combustión interna	1.1 - 2.5	33.0 - 53.0	75.0 - 85.0

Cuadro 6.1

6.3 SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Los sistemas de cogeneración se clasifican en dos tipos básicos:

Ciclo superior: Aquellos donde el equipo principal se utiliza para generar electricidad, mientras el calor residual o el vapor sobrante se utiliza para un proceso industrial.

Ciclo inferior: Aquellos donde el equipo principal se utiliza para generar vapor para procesos industriales y el vapor sobrante se utiliza para generar electricidad.

A continuación se describen brevemente algunas configuraciones de sistemas de cogeneración.

Sistema basado en una turbina de vapor: Tiene como base el ciclo Rankine, donde se utiliza una caldera para generar vapor, el cual impulsa una turbina donde se obtiene energía eléctrica al hacer girar un generador. La turbina puede ser de contrapresión, extracción o de condensado. El vapor que sale de la turbina se utiliza como energía térmica útil en algún proceso industrial. La figura 6.2 muestra un sistema con una turbina de contrapresión donde se pueden alcanzar eficiencias del 87%.

Sistema de cogeneración con turbina de vapor de contrapresión

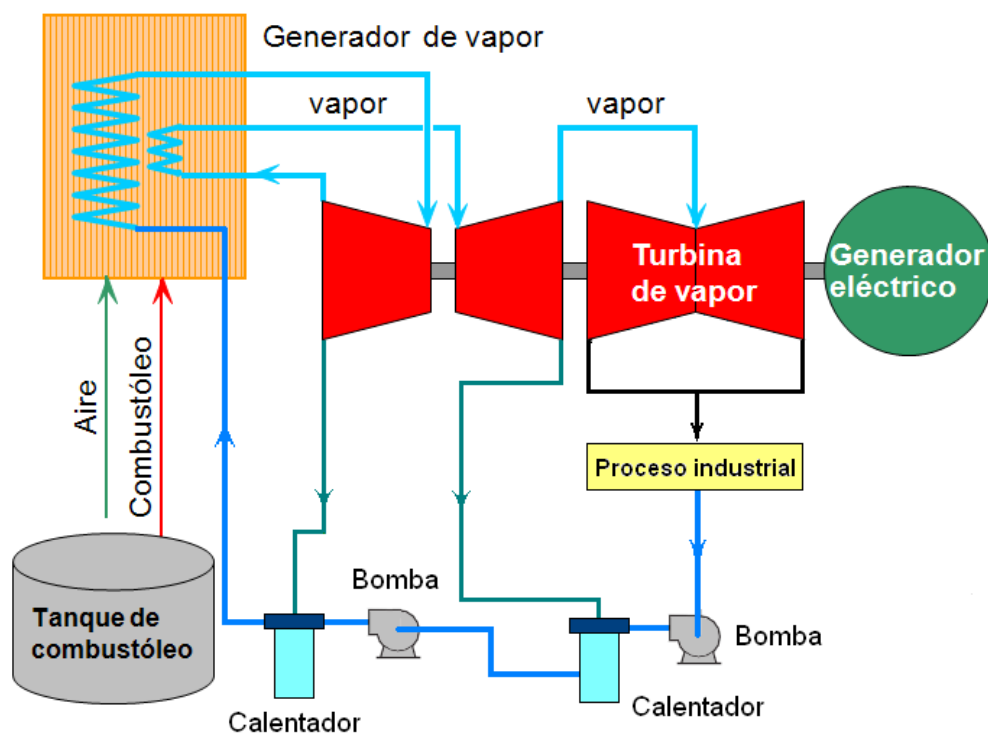


Figura 6.2

La selección de la turbina depende de los requerimientos de energía eléctrica y vapor de proceso. Cuando existen variaciones en la demanda de vapor y de energía eléctrica, se recomienda una turbina de extracción regulada.

Sistema basado en una turbina de gas: Este sistema utiliza una turbina de gas que produce electricidad. Los gases de escape que salen de la turbina tienen una temperatura de 480-540°C y se utilizan para generar vapor en una caldera de recuperación, donde se obtiene agua caliente o vapor para algún proceso industrial. En forma aislada, la turbina de gas alcanza una eficiencia del 25-35%, al utilizar una caldera de recuperación se alcanza una eficiencia del 70-80%.

En comparación con un sistema de cogeneración con turbina de vapor, las turbinas de gas son más adecuadas para procesos industriales donde la demanda de vapor es alta y constante. Sin embargo, las turbinas de gas tienen como desventaja que al operar por debajo del 80% de su capacidad, el consumo de combustible se incrementa y la generación de vapor disminuye.

Una alternativa para satisfacer la demanda de vapor cuando disminuye la carga de la turbina de gas, es el uso de quemadores suplementarios. Estos permiten una gran flexibilidad en la generación de vapor y energía eléctrica; generalmente se instalan en el ducto que conecta el escape de la turbina de gas y la caldera de recuperación. En la figura 6.3 se muestra un sistema de cogeneración con turbina de gas.

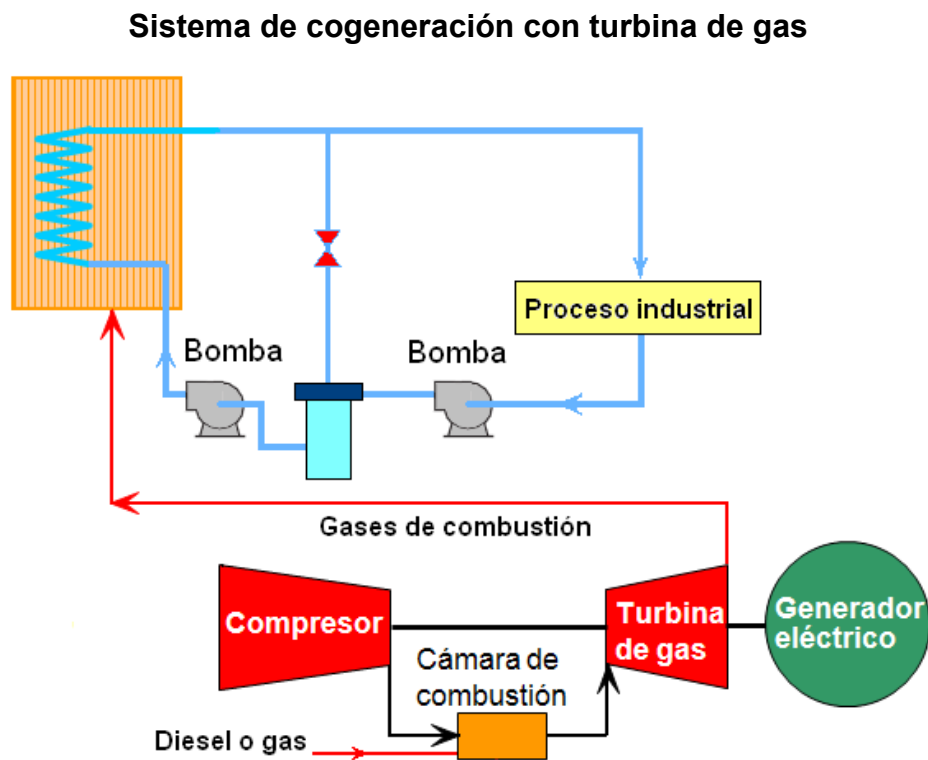


Figura 6.3

Sistemas de ciclo combinado: Este sistema utiliza una turbina de gas para generar electricidad. Posteriormente los gases de escape se aprovechan en una caldera de recuperación para generar vapor que impulsa una turbina acoplada a un generador eléctrico. Finalmente, el vapor que abandona la turbina se utiliza en algún proceso industrial.

Este sistema puede alcanzar una eficiencia muy alta, ya que se aprovecha al máximo la energía del combustible. Si además se combina con quemadores suplementarios, la central tendrá una gran flexibilidad de operación.

Cuando la demanda de vapor es muy pequeña en relación a la demanda de electricidad, se recomienda una turbina de vapor de extracción-condensación. Además, si el proceso industrial no está operando, se utiliza un bypass para dirigir el vapor al condensador.

Sistema de cogeneración con ciclo combinado

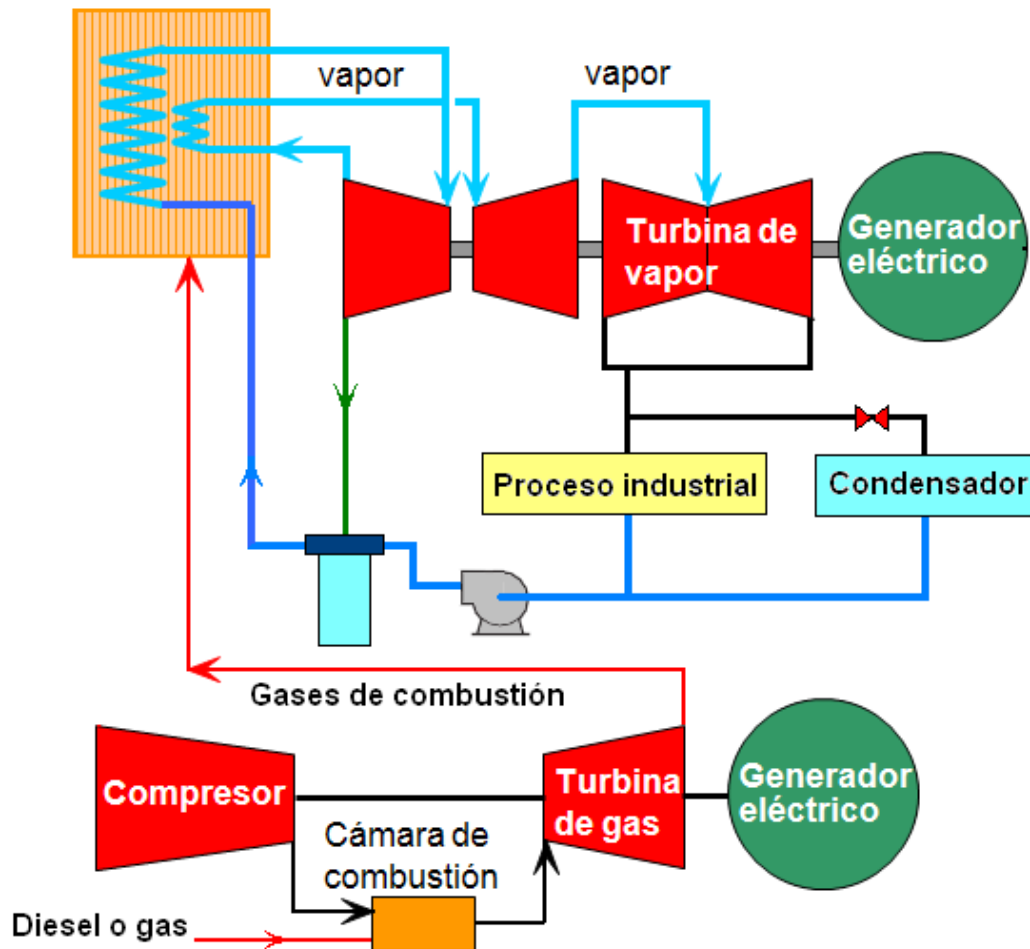


Figura 6.4

Sistemas con motores de combustión interna: Utilizan un motor de combustión interna para producir electricidad, mientras los gases de escape se aprovechan en una caldera de recuperación para producir vapor de proceso. Además, el agua del sistema de refrigeración y el aceite del motor se aprovechan para producir agua caliente.

Estos sistemas se recomiendan para aplicaciones donde los requerimientos de vapor o agua caliente no son muy altos. Los motores tienen eficiencias de 35-42%, al utilizarlos en sistemas de cogeneración, alcanzan eficiencias de 65-75%.

Algunos motores de combustión interna tienen como desventaja estar diseñados para una operación intermitente o situaciones de emergencia, por lo tanto no se recomiendan para sistemas de cogeneración donde la demanda de vapor sea continua.

Sistema de cogeneración con motor de combustión interna

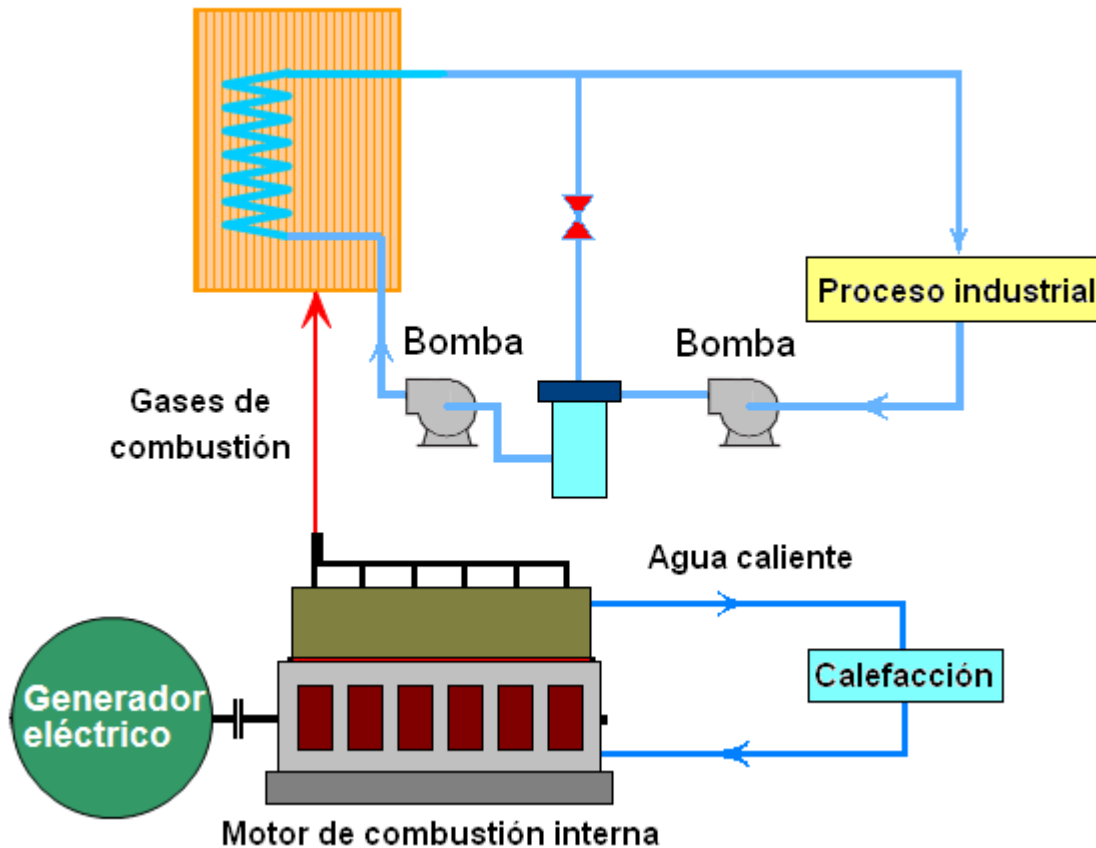


Figura 6.5

6.4 FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN.

A continuación se enumeran algunos factores a considerar en la selección de un sistema de cogeneración.

- Demanda máxima, mínima y normal del vapor de proceso y electricidad.
- Tiempo que puede durar el proceso sin suministro de vapor o electricidad.
- Sistema de respaldo; importancia relativa del vapor o la energía eléctrica.
- Cambios en la demanda de vapor y electricidad a lo largo del día o semana.
- Disponibilidad del combustible.

- El tiempo de vida de los equipos y sus salidas a mantenimiento.
- Condiciones del sitio: espacio disponible, agua de repuesto, características del suelo, restricciones ambientales.
- Tiempo de construcción.
- Costo del proyecto y beneficios a largo plazo.

6.5 VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN

Algunas de las ventajas de los sistemas de cogeneración son:

- Mayor eficiencia energética.
- Reducción de los costos de generación de vapor y de electricidad.
- Incrementa la competitividad.
- Menor necesidad de inversiones en red.
- Alta confiabilidad.
- Reducción de impacto ambiental.
- Seguridad del abastecimiento energético.
- Posibilidad de empleo de combustibles residuales o energías alternativas.

6.6 COSTO DEL VAPOR

En la evaluación del costo del vapor es importante considerar los siguientes conceptos:

- La cantidad de vapor que utiliza en el proceso industrial
- La energía o entalpía del vapor que se entrega al proceso
- La energía o entalpía del condensado que sale del proceso
- Las inversiones en equipo adicional para entregar el vapor al proceso
- Costos de O&M adicionales para entregar el vapor
- Combustible adicional para entrega de vapor

De forma simplificada, el costo del vapor está determinado por el valor de las inversiones entre la cantidad de vapor o energía térmica útil que se suministra al proceso industrial.

$$\text{Costo del vapor} = \frac{\text{Inversiones y costos}}{\text{cantidad de vapor}}$$

$$\text{Costo de la energía} = \frac{\text{Inversiones y costos}}{\text{Energía térmica}}$$

Ejemplo 6.1: Una industria requiere vapor saturado a 1 bar y 100°C. Después de utilizar el vapor, las propiedades del condensado son de 1 bar y 30 °C. La industria opera durante 6000 hrs al año y consume 0.05 kg/s de vapor. Al mismo se planea comprar el vapor a una central generadora de energía eléctrica durante 10 años y establecer un proceso de cogeneración.

Para suministrar el vapor, la central eléctrica tiene que realizar una inversión adicional de 0.5 millones de dólares y gastar 5,500 dólares cada año en O&M. A continuación se determina el costo mínimo del vapor o de la energía térmica útil que se suministra al proceso industrial. Se considera una tasa de descuento del 12% anual.

Utilizando las tablas de vapor, las propiedades del vapor a 1 bar y 100 °C son,

$$h_1 = 2676 \text{ kJ/kg}$$

Las propiedades del vapor condensado a 1 bar y 30 °C son,

$$h_2 = 125 \text{ kJ/kg}$$

De acuerdo con la primera ley de la Termodinámica, la cantidad de energía útil que se suministra al proceso es:

$$\dot{Q} = \dot{m} (h_1 - h_2) = 0.05(2676 - 125) = \frac{127.5 \text{ kJ}}{\text{s}} = 459180 \text{ kJ/hr}$$

Cada año la planta opera durante 6000 horas y consumen 0.05 kg/s de vapor. Por lo tanto, consume 1080 toneladas de vapor al año, que representa una energía de:

$$Q = 6000 \text{ hr} \left(\frac{459180 \text{ kJ}}{\text{hr}} \right) = 2.75 \times 10^9 \text{ kJ} = 765300 \text{ kWh}$$

Por otra parte, la inversión inicial que hace la central de energía eléctrica en equipo es de 500,000 dólares y el mantenimiento cuesta 5,500 dólares anuales. Con ayuda del cuadro 6.2, donde se utiliza una tasa de descuento de 12%, el costo nivelado del vapor se calcula con la siguiente ecuación:

$$v_{\text{nivelado}} = \frac{\sum_{i=1}^n (v_i)(FVP)}{\sum_{i=1}^n FVP}$$

Costo del vapor

Año	Periodo	Factor de valor presente	Inversión inicial	O&M	Total	Cantidad de vapor	Energía térmica útil	Costo por tonelada de vapor	Costo de la energía del vapor	Valor presente	
										Costo por tonelada de vapor	Costo de la energía del vapor
			USD	USD	USD	Ton.	kWh	USD/Ton	USD/kWh	USD/Ton	USD/kWh
1	0	1.00000	500,000	5,500	505,500	1,080	765,300	468.056	0.661	468.056	0.661
2	1	0.89286		5,500	5,500	1,080	765,300	5.093	0.007	4.547	0.006
3	2	0.79719		5,500	5,500	1,080	765,300	5.093	0.007	4.060	0.006
4	3	0.71178		5,500	5,500	1,080	765,300	5.093	0.007	3.625	0.005
5	4	0.63552		5,500	5,500	1,080	765,300	5.093	0.007	3.236	0.005
6	5	0.56743		5,500	5,500	1,080	765,300	5.093	0.007	2.890	0.004
7	6	0.50663		5,500	5,500	1,080	765,300	5.093	0.007	2.580	0.004
8	7	0.45235		5,500	5,500	1,080	765,300	5.093	0.007	2.304	0.003
9	8	0.40388		5,500	5,500	1,080	765,300	5.093	0.007	2.057	0.003
10	9	0.36061		5,500	5,500	1,080	765,300	5.093	0.007	1.836	0.003
Total		6.32825				10,800	7,653,000	513.889	0.725	495.190	0.699

Cuadro 6.2

El costo nivelado de la energía útil o del vapor con esas propiedades es:

$$\text{Costos nivelado de la energía} = \frac{0.699}{6.32} = 0.1106 \text{ USD/kWh}$$

$$\text{Costo nivelado del vapor} = \frac{495.19}{6.32} = 78.35 \text{ USD/ton}$$

Para no perder dinero, y pagar las inversiones y el mantenimiento, la central tiene que vender el vapor a un mínimo de 0.1106 USD/kWh o 78.35 USD/ton.

6.7 EVALUACIÓN FINANCIERA DE UNA CENTRAL DE COGENERACIÓN

En la evaluación financiera de una central de cogeneración se consideran varios aspectos, entre los que destacan el ingreso operativo, la depreciación, intereses y el pago de la deuda. Los resultados que se obtienen son el flujo neto de capital y el valor presente neto.

Considere el cuadro 6.3 y 6.4 donde se muestran los datos de una central de cogeneración de 376 MW, compuesta por tres turbinas de gas y sus recuperadores de calor para el suministro de vapor.

Datos principales de una central de cogeneración

Var.	Concepto	Unidad	Valor
CB	Capacidad Bruta	MW	376.09
UPS	Usos propios	--	0.0209
CN	Capacidad Neta = CB (1-UPS)	MW	368.24
CTUL	CTU neto (LHV)	kJ/kWh	10,385
Efn	Eficiencia Neta (LHV)	%	34.67
CTUH	CTU neto (HHV)	kJ/kWh	11,496
Efn	Eficiencia Neta (HHV)	%	31.31
FP	Factor de Planta	--	0.925
ENA	Energía neta generada al año = CN(8760)(FP)	MWh	2,982,714
	Combustible	--	gas natural
h	Poder Calorífico	MJ/Millón BTU	1,054.79
PCH	Precio del combustible (HHV)	USD/MJ	0.003881
PCL	Precio del combustible (LHV)	USD/MJ	0.004297
\$/MWh	Costo del MWh generado (LHV) = (CTUL)(PCL)	USD/MWh	44.62
CC	Costo del combustible anual = CTUL (PCL)(ENA)	USD	133,101,628
CFO&M	Costo fijo O&M	USD/MW-año	7,102
CVO&M	Costo variable O&M	USD/MWh	3.20
CF	Costo fijo O&M	USD	2,615,236
CV	Costo variable O&M	USD	9,544,686
CAIO	Costo actualizado al inicio operación de la central	USD	352,355,000
	Año de inicio de operación		2017

Cuadro 6.3

Datos principales de una central de cogeneración

Var.	Concepto	Unidad	Valor
i	Porcentaje de deuda de la inversión total		70%
	Tasa de interés de la deuda (para moneda corriente)		6.5%
	Deuda	USD	246,648,500
	Numero de años para pagar la deuda	años	15
	Capital de riesgo (Equity)	USD	105,706,500
td	Tasa de descuento para el valor presente neto		9.44%
AD Dep	Porcentaje de la depreciación		100%
	Años de la depreciación	años	20
	Depreciación anual durante 20 años = $CAIO/AD$	USD	17,617,750
	Tasa total de impuestos (ISR persona moral)		30%
PME	Precio medio de la electricidad	USD/MWh	79.33
VEE	Ventas de energía eléctrica= $PME(ENA)$		236,609,557
Evap	Energía neta del vapor entregado	kJ/hr	2,080,263,864
ENV	Energía anual del vapor = $Evap(FP)(8760)$	GJ/año	16,850,000
PV	Precio de venta del vapor	USD/GJ	4.41
VV	Ventas de vapor al año = $PV(ENV)$	USD	74,308,500
A	consumo de agua al año	m ³	54,210
PA	Costo del agua	USD/m ³	0.40
CAA	Costo del agua al año = $PA(A)$	USD	21,684
	Incremento anual del precio de combustible		1.97%
	Incremento anual del precio de la electricidad		1.19%
	Incremento anual del costo de O&M		4.00%
	Incremento anual del costo del agua		1.20%
	Incremento anual del precio del vapor		1.97%

Cuadro 6.4

Cogeneración

En el siguiente cuadro se indican los incrementos en costos del combustible, vapor, electricidad y otros; en este caso se consideran como constantes, pero el lector puede cambiarlos.

Incrementos en costos (USD)

No	Año	Combustible		O&M fijo		O&M variable		Agua		Electricidad		Vapor	
		Inc.	Costo	Inc.	Costo	Inc.	Costo	Inc.	Costo	Inc.	Costo	Inc.	Costo
1	2017		133,101,628		2,615,236		9,544,686	1.20%	21,684		236,609,557		74,308,500
2	2018	1.97%	135,723,731	4.00%	2,719,845	4.00%	9,926,474	1.20%	21,944	1.19%	239,425,211	1.97%	75,772,377
3	2019	1.97%	138,397,488	4.00%	2,828,639	4.00%	10,323,533	1.20%	22,208	1.19%	242,274,371	1.97%	77,265,093
4	2020	1.97%	141,123,919	4.00%	2,941,785	4.00%	10,736,474	1.20%	22,474	1.19%	245,157,436	1.97%	78,787,216
5	2021	1.97%	143,904,060	4.00%	3,059,456	4.00%	11,165,933	1.20%	22,744	1.19%	248,074,809	1.97%	80,339,324
6	2022	1.97%	146,738,970	4.00%	3,181,834	4.00%	11,612,570	1.20%	23,017	1.19%	251,026,900	1.97%	81,922,008
7	2023	1.97%	149,629,727	4.00%	3,309,108	4.00%	12,077,073	1.20%	23,293	1.19%	254,014,120	1.97%	83,535,872
8	2024	1.97%	152,577,433	4.00%	3,441,472	4.00%	12,560,156	1.20%	23,572	1.19%	257,036,888	1.97%	85,181,529
9	2025	1.97%	155,583,209	4.00%	3,579,131	4.00%	13,062,562	1.20%	23,855	1.19%	260,095,627	1.97%	86,859,605
10	2026	1.97%	158,648,198	4.00%	3,722,296	4.00%	13,585,065	1.20%	24,141	1.19%	263,190,765	1.97%	88,570,739
11	2027	1.97%	161,773,567	4.00%	3,871,188	4.00%	14,128,467	1.20%	24,431	1.19%	266,322,735	1.97%	90,315,583
12	2028	1.97%	164,960,506	4.00%	4,026,035	4.00%	14,693,606	1.20%	24,724	1.19%	269,491,975	1.97%	92,094,800
13	2029	1.97%	168,210,228	4.00%	4,187,077	4.00%	15,281,350	1.20%	25,021	1.19%	272,698,930	1.97%	93,909,067
14	2030	1.97%	171,523,970	4.00%	4,354,560	4.00%	15,892,604	1.20%	25,321	1.19%	275,944,047	1.97%	95,759,076
15	2031	1.97%	174,902,992	4.00%	4,528,742	4.00%	16,528,308	1.20%	25,625	1.19%	279,227,781	1.97%	97,645,530
16	2032	1.97%	178,348,581	4.00%	4,709,892	4.00%	17,189,441	1.20%	25,933	1.19%	282,550,592	1.97%	99,569,146
17	2033	1.97%	181,862,048	4.00%	4,898,288	4.00%	17,877,018	1.20%	26,244	1.19%	285,912,944	1.97%	101,530,659
18	2034	1.97%	185,444,731	4.00%	5,094,219	4.00%	18,592,099	1.20%	26,559	1.19%	289,315,308	1.97%	103,530,813
19	2035	1.97%	189,097,992	4.00%	5,297,988	4.00%	19,335,783	1.20%	26,877	1.19%	292,758,160	1.97%	105,570,370
20	2036	1.97%	192,823,222	4.00%	5,509,907	4.00%	20,109,214	1.20%	27,200	1.19%	296,241,982	1.97%	107,650,106
21	2037	1.97%	196,621,840	4.00%	5,730,304	4.00%	20,913,583	1.20%	27,526	1.19%	299,767,262	1.97%	109,770,813
22	2038	1.97%	200,495,290	4.00%	5,959,516	4.00%	21,750,126	1.20%	27,857	1.19%	303,334,492	1.97%	111,933,298
23	2039	1.97%	204,445,047	4.00%	6,197,897	4.00%	22,620,131	1.20%	28,191	1.19%	306,944,173	1.97%	114,138,384
24	2040	1.97%	208,472,615	4.00%	6,445,812	4.00%	23,524,936	1.20%	28,529	1.19%	310,596,808	1.97%	116,386,910
25	2041	1.97%	212,579,525	4.00%	6,703,645	4.00%	24,465,934	1.20%	28,872	1.19%	314,292,910	1.97%	118,679,732
26	2042	1.97%	216,767,342	4.00%	6,971,791	4.00%	25,444,571	1.20%	29,218	1.19%	318,032,996	1.97%	121,017,723
27	2043	1.97%	221,037,658	4.00%	7,250,662	4.00%	26,462,354	1.20%	29,569	1.19%	321,817,589	1.97%	123,401,772
28	2044	1.97%	225,392,100	4.00%	7,540,689	4.00%	27,520,848	1.20%	29,924	1.19%	325,647,218	1.97%	125,832,787
29	2045	1.97%	229,832,325	4.00%	7,842,316	4.00%	28,621,682	1.20%	30,283	1.19%	329,522,420	1.97%	128,311,693
30	2046	1.97%	234,360,021	4.00%	8,156,009	4.00%	29,766,549	1.20%	30,646	1.19%	333,443,737	1.97%	130,839,433

Cuadro 6.5

En el cuadro 6.6 se muestra el cálculo del ingreso operativo:

Ingreso operativo (USD)

No	Año	Ingresos por ventas			Gastos operativos					Ingreso operativo
		Electricidad	Vapor	Total	Comb.	O&M f	O&M v	Agua	Total	
1	2017	236,609,557	74,308,500	310,918,057	133,101,628	2,615,236	9,544,686	21,684	145,283,234	165,634,823
2	2018	239,425,211	75,772,377	315,197,588	135,723,731	2,719,845	9,926,474	21,944	148,391,994	166,805,595
3	2019	242,274,371	77,265,093	319,539,464	138,397,488	2,828,639	10,323,533	22,208	151,571,867	167,967,597
4	2020	245,157,436	78,787,216	323,944,651	141,123,919	2,941,785	10,736,474	22,474	154,824,651	169,120,000
5	2021	248,074,809	80,339,324	328,414,133	143,904,060	3,059,456	11,165,933	22,744	158,152,192	170,261,941
6	2022	251,026,900	81,922,008	332,948,908	146,738,970	3,181,834	11,612,570	23,017	161,556,391	171,392,517
7	2023	254,014,120	83,535,872	337,549,992	149,629,727	3,309,108	12,077,073	23,293	165,039,201	172,510,791
8	2024	257,036,888	85,181,529	342,218,416	152,577,433	3,441,472	12,560,156	23,572	168,602,633	173,615,783
9	2025	260,095,627	86,859,605	346,955,231	155,583,209	3,579,131	13,062,562	23,855	172,248,757	174,706,475
10	2026	263,190,765	88,570,739	351,761,504	158,648,198	3,722,296	13,585,065	24,141	175,979,700	175,781,804
11	2027	266,322,735	90,315,583	356,638,317	161,773,567	3,871,188	14,128,467	24,431	179,797,653	176,840,664
12	2028	269,491,975	92,094,800	361,586,775	164,960,506	4,026,035	14,693,606	24,724	183,704,872	177,881,903
13	2029	272,698,930	93,909,067	366,607,997	168,210,228	4,187,077	15,281,350	25,021	187,703,676	178,904,320
14	2030	275,944,047	95,759,076	371,703,123	171,523,970	4,354,560	15,892,604	25,321	191,796,455	179,906,668
15	2031	279,227,781	97,645,530	376,873,311	174,902,992	4,528,742	16,528,308	25,625	195,985,668	180,887,643
16	2032	282,550,592	99,569,146	382,119,738	178,348,581	4,709,892	17,189,441	25,933	200,273,846	181,845,892
17	2033	285,912,944	101,530,659	387,443,602	181,862,048	4,898,288	17,877,018	26,244	204,663,598	182,780,005
18	2034	289,315,308	103,530,813	392,846,120	185,444,731	5,094,219	18,592,099	26,559	209,157,607	183,688,513
19	2035	292,758,160	105,570,370	398,328,530	189,097,992	5,297,988	19,335,783	26,877	213,758,640	184,569,890
20	2036	296,241,982	107,650,106	403,892,088	192,823,222	5,509,907	20,109,214	27,200	218,469,544	185,422,544
21	2037	299,767,262	109,770,813	409,538,075	196,621,840	5,730,304	20,913,583	27,526	223,293,253	186,244,822
22	2038	303,334,492	111,933,298	415,267,790	200,495,290	5,959,516	21,750,126	27,857	228,232,789	187,035,002
23	2039	306,944,173	114,138,384	421,082,557	204,445,047	6,197,897	22,620,131	28,191	233,291,266	187,791,291
24	2040	310,596,808	116,386,910	426,983,718	208,472,615	6,445,812	23,524,936	28,529	238,471,893	188,511,826
25	2041	314,292,910	118,679,732	432,972,643	212,579,525	6,703,645	24,465,934	28,872	243,777,975	189,194,667
26	2042	318,032,996	121,017,723	439,050,719	216,767,342	6,971,791	25,444,571	29,218	249,212,922	189,837,797
27	2043	321,817,589	123,401,772	445,219,361	221,037,658	7,250,662	26,462,354	29,569	254,780,243	190,439,117
28	2044	325,647,218	125,832,787	451,480,005	225,392,100	7,540,689	27,520,848	29,924	260,483,561	190,996,444
29	2045	329,522,420	128,311,693	457,834,113	229,832,325	7,842,316	28,621,682	30,283	266,326,606	191,507,507
30	2046	333,443,737	130,839,433	464,283,170	234,360,021	8,156,009	29,766,549	30,646	272,313,226	191,969,944

Cuadro 6.6

El cuadro 6.7 muestra el cálculo del flujo de caja neto. En este cuadro, el primer pago de la deuda se obtiene:

$$1er\ pago = \frac{246648500}{\sum_{n=1}^{n=15} (1+i)^{n-1}} = \frac{246648500}{24.18} = 10199602$$

Cogeneración

El segundo pago es igual al primero multiplicado por $(1+i)$ y así sucesivamente hasta pagar la deuda.

$$2o \text{ pago} = 10199602(1.065) = 10862576$$

Flujo de caja neto (USD)

N	Año	N-1	sumatoria de: $(1+i)^{N-1}$ $i=6.5\%$	Deuda restante DR	Ingreso operativo IO	Depreciación Dep	Intereses deducibles (Deuda) ID=DR(0.065)	Ingresos antes de impuestos ING=IO-Dep-ID	Impuestos IMP=ING(0.3)	Ingreso neto INGn=ING-IMP	Pago principal deuda PPD	Flujo de caja neto FN=INGn+Dep-PPD	Flujo caja acumulativo Fac
1	2017	0	1.0000	246,648,500	165,634,823	17,617,750	16,032,153	131,984,920	39,595,476	92,389,444	10,199,602	99,807,592	99,807,592
2	2018	1	1.0650	236,448,898	166,805,595	17,617,750	15,369,178	133,818,666	40,145,600	93,673,066	10,862,576	100,428,240	200,235,833
3	2019	2	1.1342	225,586,322	167,967,597	17,617,750	14,663,111	135,686,736	40,706,021	94,980,715	11,568,643	101,029,822	301,265,654
4	2020	3	1.2079	214,017,679	169,120,000	17,617,750	13,911,149	137,591,101	41,277,330	96,313,771	12,320,605	101,610,916	402,876,570
5	2021	4	1.2865	201,697,073	170,261,941	17,617,750	13,110,310	139,533,881	41,860,164	97,673,717	13,121,445	102,170,022	505,046,592
6	2022	5	1.3701	188,575,629	171,392,517	17,617,750	12,257,416	141,517,351	42,455,205	99,062,146	13,974,339	102,705,557	607,752,149
7	2023	6	1.4591	174,601,290	172,510,791	17,617,750	11,349,084	143,543,957	43,063,187	100,480,770	14,882,671	103,215,849	710,967,999
8	2024	7	1.5540	159,718,620	173,615,783	17,617,750	10,381,710	145,616,323	43,684,897	101,931,426	15,850,044	103,699,132	814,667,131
9	2025	8	1.6550	143,868,576	174,706,475	17,617,750	9,351,457	147,737,267	44,321,180	103,416,087	16,880,297	104,153,540	918,820,671
10	2026	9	1.7626	126,988,279	175,781,804	17,617,750	8,254,238	149,909,816	44,972,945	104,936,871	17,977,516	104,577,105	1,023,397,776
11	2027	10	1.8771	109,010,762	176,840,664	17,617,750	7,085,700	152,137,214	45,641,164	106,496,050	19,146,055	104,967,745	1,128,365,521
12	2028	11	1.9992	89,864,708	177,881,903	17,617,750	5,841,206	154,422,947	46,326,884	108,096,063	20,390,548	105,323,264	1,233,688,785
13	2029	12	2.1291	69,474,159	178,904,320	17,617,750	4,515,820	156,770,750	47,031,225	109,739,525	21,715,934	105,641,341	1,339,330,126
14	2030	13	2.2675	47,758,225	179,906,668	17,617,750	3,104,285	159,184,633	47,755,390	111,429,243	23,127,470	105,919,523	1,445,249,649
15	2031	14	2.4149	24,630,755	180,887,643	17,617,750	1,600,999	161,668,894	48,500,668	113,168,226	24,630,755	106,155,220	1,551,404,870
16	2032			-	181,845,892	17,617,750	-	164,228,142	49,268,443	114,959,699	-	132,577,449	1,683,982,319
17	2033			-	182,780,005	17,617,750	-	165,162,255	49,548,676	115,613,578	-	133,231,328	1,817,213,647
18	2034			-	183,688,513	17,617,750	-	166,070,763	49,821,229	116,249,534	-	133,867,284	1,951,080,931
19	2035			-	184,569,890	17,617,750	-	166,952,140	50,085,642	116,866,498	-	134,484,248	2,085,565,179
20	2036			-	185,422,544	17,617,750	-	167,804,794	50,341,438	117,463,356	-	135,081,106	2,220,646,285
21	2037			-	186,244,822	-	-	186,244,822	55,873,447	130,371,376	-	130,371,376	2,351,017,661
22	2038			-	187,035,002	-	-	187,035,002	56,110,500	130,924,501	-	130,924,501	2,481,942,162
23	2039			-	187,791,291	-	-	187,791,291	56,337,387	131,453,904	-	131,453,904	2,613,396,065
24	2040			-	188,511,826	-	-	188,511,826	56,553,548	131,958,278	-	131,958,278	2,745,354,343
25	2041			-	189,194,667	-	-	189,194,667	56,758,400	132,436,267	-	132,436,267	2,877,790,610
26	2042			-	189,837,797	-	-	189,837,797	56,951,339	132,886,458	-	132,886,458	3,010,677,068
27	2043			-	190,439,117	-	-	190,439,117	57,131,735	133,307,382	-	133,307,382	3,143,984,451
28	2044			-	190,996,444	-	-	190,996,444	57,298,933	133,697,511	-	133,697,511	3,277,681,962
29	2045			-	191,507,507	-	-	191,507,507	57,452,252	134,055,255	-	134,055,255	3,411,737,217
30	2046			-	191,969,944	-	-	191,969,944	57,590,983	134,378,961	-	134,378,961	3,546,116,177
			24.1822										

Cuadro 6.7

A continuación se muestra el cálculo del valor presente neto utilizando una tasa de descuento de 9.44%.

Valor presente neto

N	Año	Fac. valor presente $1/(1+td)^{N-1}$ td=9.44%	Flujo de caja neto	Valor presente Flujo de caja
1	2017	0.9137	99,807,592	91,198,458
2	2018	0.8349	100,428,240	83,850,119
3	2019	0.7629	101,029,822	77,076,384
4	2020	0.6971	101,610,916	70,833,064
5	2021	0.6370	102,170,022	65,079,329
6	2022	0.5820	102,705,557	59,777,457
7	2023	0.5318	103,215,849	54,892,600
8	2024	0.4859	103,699,132	50,392,563
9	2025	0.4440	104,153,540	46,247,608
10	2026	0.4057	104,577,105	42,430,268
11	2027	0.3707	104,967,745	38,915,171
12	2028	0.3388	105,323,264	35,678,887
13	2029	0.3095	105,641,341	32,699,778
14	2030	0.2828	105,919,523	29,957,863
15	2031	0.2584	106,155,220	27,434,692
16	2032	0.2361	132,577,449	31,307,783
17	2033	0.2158	133,231,328	28,748,350
18	2034	0.1972	133,867,284	26,393,983
19	2035	0.1802	134,484,248	24,228,460
20	2036	0.1646	135,081,106	22,236,832
21	2037	0.1504	130,371,376	19,610,311
22	2038	0.1374	130,924,501	17,994,802
23	2039	0.1256	131,453,904	16,509,106
24	2040	0.1148	131,958,278	15,142,954
25	2041	0.1049	132,436,267	13,886,884
26	2042	0.0958	132,886,458	12,732,173
27	2043	0.0875	133,307,382	11,670,781
28	2044	0.0800	133,697,511	10,695,300
29	2045	0.0731	134,055,255	9,798,902
30	2046	0.0668	134,378,961	8,975,295
Valor Presente Neto				1,076,396,157

Cuadro 6.8

CAPÍTULO 7

Emisiones Contaminantes

CAPÍTULO 7

Emisiones Contaminantes

7.1 SUSTANCIAS CONTAMINANTES.

Una central generadora que consume combustibles fósiles, produce distintos tipos de sustancias contaminantes, de los cuales destacan:

Bióxido de azufre (SO_2): Proviene de la combustión del carbón, petróleo, diesel o gas natural, ya que estos combustibles contienen ciertas cantidades de compuestos azufrados. El bióxido de azufre se transforma en trióxido de azufre (SO_3) en la atmósfera y posteriormente en ácido sulfúrico (H_2SO_4) al contacto con el agua de las nubes, provocando la lluvia ácida.

Es un gas tóxico e irritante que afecta las mucosidades y los pulmones provocando ataques de tos, irritación del tracto respiratorio y bronquitis. La combinación de óxidos de azufre y partículas suspendidas producen un efecto combinado mucho más nocivo que el efecto individual de cada uno de ellos por separado. Experimentos realizados en animales expuestos a concentraciones de SO_2 de 9 a 50 ppm, muestran cambios permanentes similares a los que presenta la bronquitis crónica.

Óxidos de nitrógeno (NO_x): Los óxidos de nitrógeno abarcan diferentes formas como el óxido nítrico, óxido nitroso, dióxido de nitrógeno y otros. El óxido nítrico (NO) se forma por la quema de combustibles fósiles y depende de la temperatura de combustión y la concentración de oxígeno. Los principales contribuyentes a la formación del óxido nítrico son los automóviles, ya que la combustión se realiza a altas temperaturas.

En la atmósfera, el óxido nítrico se transforma en dióxido de nitrógeno (NO_2), el cual favorece la formación de ozono; así como de ácido nítrico (HNO_3), que se dispersa en forma de lluvia ácida.

El dióxido de nitrógeno es un agente muy nocivo para la salud, ya que tiene afinidad por la hemoglobina, evitando que el oxígeno llegue a los tejidos; provoca irritación en los pulmones, bronquitis, pulmonía y reduce la resistencia a las infecciones respiratorias.

Óxidos de carbono: El monóxido de carbono (CO) es producto de la combustión incompleta de un material que contiene carbono. Por esta razón, cerca del 90% del monóxido de carbono que se emite a la atmósfera tiene como origen los automóviles, mientras que solo el 1% es producido por las plantas generadoras de energía.¹

El monóxido de carbono representa aproximadamente el 75% de los contaminantes emitidos a la atmósfera; sin embargo, es una molécula estable que no afecta directamente a la vegetación o los materiales. Su importancia radica en los daños que puede causar a la salud humana.

El monóxido de carbono tiene la capacidad de unirse fuertemente a la hemoglobina, evitando la oxigenación de las células y tejidos a través de la sangre, afecta el funcionamiento del corazón, del cerebro y de los vasos sanguíneos. Una concentración de CO de 100 ppm provoca dolor de cabeza, mientras que 500 ppm causa desmayos y 1000 ppm es fatal. Como dato curioso, una persona que fuma se somete a concentraciones de 42,000 ppm en un instante.

Por otra parte, el **bióxido de carbono** (CO_2) se produce tanto por causas naturales, como por causas antropogénicas. Cuando se trata de causas naturales, el bióxido de carbono no se considera un contaminante atmosférico ni del agua, porque no es perjudicial ni venenoso. Una persona puede permanecer en una habitación con alta densidad de bióxido de carbono (5 gr/m^3 o 3078 ppm) y no se asfixiará, en tanto la densidad de oxígeno permanezca normal y estable.

Sin el bióxido de carbono, la vida de los organismos fotosintéticos y de los animales no sería posible, pues sirve como base para la formación de compuestos orgánicos que son nutrientes para las plantas y los animales.

Sin embargo, el bióxido de carbono y el agua son gases que provocan el efecto invernadero, es decir, no dejan salir al espacio la energía que emite la Tierra cuando se calienta con la radiación solar. Este fenómeno está asociado al cambio climático y sus consecuencias.

¹ M.M. El-Wakil, *Powerplant Technology*, McGraw-Hill, 1984, p.726.

Partículas sólidas: En contaminación atmosférica, se reconoce como partícula a cualquier material sólido o líquido con un diámetro entre 0.0002 y 500 micrómetros. Las fuentes de emisión de partículas pueden ser naturales o antropogénicas.

Entre las fuentes naturales se encuentran: erosión del suelo, material biológico fraccionado, erupciones volcánicas, incendios forestales y otros. Entre las fuentes antropogénicas se encuentran: combustión de productos derivados del petróleo, quemas en campos agrícolas y diversos procesos industriales.

El riesgo a la salud por partículas lo constituyen su concentración en el aire y el tiempo de exposición; sin embargo, el tamaño es la característica física más importante para determinar su toxicidad y efectos en la salud humana.

Las partículas mayores a 10 μm son retenidas básicamente en las vías respiratorias superiores y eliminadas por el sistema de limpieza natural del tracto respiratorio. Por su parte, las partículas suspendidas en su fracción respirable (PM_{10}) penetran hasta los pulmones y pueden producir irritación de las vías respiratorias, agravar el asma y favorecer las enfermedades cardiovasculares.

A corto plazo, la contaminación por PM_{10} causa el deterioro de la función respiratoria, mientras a largo plazo se asocia con el desarrollo de enfermedades crónicas, el cáncer o la muerte prematura.²

7.2 EMISIONES CONTAMINANTES POR TIPO DE COMBUSTIBLE

En cuanto a las emisiones contaminantes, la generación de energía eléctrica es responsable del 67% de las emisiones de bióxido de azufre, 23% del óxido nitroso y 40% de bióxido de carbono producido por el hombre.³ Al mismo tiempo, la cantidad de contaminantes emitidos depende del combustible que se utiliza, tal como se muestra en el cuadro 7.1.

La Environmental Protection Agency (EPA), indica que las emisiones de algunas tecnologías como nuclear, solar fotovoltaica y eólica se consideran despreciables, ya que no queman ningún combustible; a menos que se consideren los contaminantes emitidos durante la fabricación del combustible nuclear y los equipos que involucran estas tecnologías. En cuanto a la biomasa, las emisiones de bióxido de carbono se consideran parte del ciclo natural del carbón en el planeta.

² Página web del Sistema de Monitoreo Ambiental de la Ciudad de México.

³ Página web de la Environmental Protection Agency: www.epa.gov

Emisiones contaminantes por tipo de combustible⁴

Combustible	Contaminantes kg/MWh			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	Partículas
Combustóleo	822.40	2.99	1.26	1.01
Carbón	1,082.98	4.52	1.30	
Gas natural	524.44	0.18	0.63	
Hidroeléctrica	15.00			
Nuclear ^{1/}	65.00			
Solar fotovoltaica ^{1/}	106.00			
Eólica ^{1/}	21.00			
Biomasa	1,403.75	4.22	3.31	

1/ Considera la contaminación por la fabricación del combustible y equipos

Cuadro 7.1

7.3 EMISIONES CONTAMINANTES POR TECNOLOGÍA

La Secretaría de Energía (SENER) publicó el 14 de diciembre de 2012 en el Diario Oficial de la Federación (DOF) una **metodología para valorar las externalidades asociadas a la generación de electricidad en México**. Esta metodología establece que el COPAR de generación debe indicar la cantidad de toneladas de sustancias contaminantes por MWh por tecnología.

Estas cifras serán calculadas a partir del **Inventario de Emisiones de Energía Eléctrica** de las centrales generadoras que funcionaron durante el año inmediato anterior. Para aquellas tecnologías que no se tengan centrales en el país, se utilizarán estimaciones de fabricantes o estudios elaborados por instituciones nacionales o internacionales.

El inventario de Emisiones de Energía Eléctrica es un estudio que la CFE realizara anualmente y que muestra las emisiones de sustancias contaminantes asociadas a diversos combustibles empleados para la satisfacción de la demanda del servicio

⁴ U.S. EPA, eGRID 2012, con datos del 2009

público de energía eléctrica. Este inventario incluye las centrales generadoras de CFE, las de los productores independientes, así como los pequeños productores.

Dicho estudio deberá incluir las estimaciones de emisiones derivadas de los procesos naturales de descomposición en los embalses de proyectos hidroeléctricos y las que provienen de la explotación de los recursos geotérmicos.

Para el caso de centrales nuevas se ha determinado incluir como referencia las emisiones contaminantes basada en los resultados del Programa Thermoflow 25. Estos datos se muestran en el cuadro 7.2 y 7.3

Emisiones por tipo de tecnología^{2/}

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		kg/MWh			
		Bruta	Neta	CO ₂	SO ₂	NOx	PST
Termoeléctrica convencional	2	350.0	333.7	654.00	0.97	0.00	0.00
con desulfurador y equipo	2	160.0	149.8	681.00	1.02	0.00	0.00
para control de partículas	2	80.0	75.0	705.00	1.05	0.00	0.00
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	43.6	486.00	0.00	0.00	0.00
	1	103.5	100.5	466.25	0.00	0.00	0.00
Turbogás industrial gas	1	88.8	87.8	595.75	0.00	0.00	0.00
	1F	186.5	184.5	535.00	0.00	0.00	0.00
	1G	275.6	272.7	507.90	0.00	0.00	0.00
	1H	280.4	277.6	500.45	0.00	0.00	0.00
	1J	319.0	315.7	481.00	0.00	0.00	0.00
Turbogás aeroderivada diesel	1	42.3	41.6	661.85	2.08	0.00	0.00
Ciclo combinado gas	1A x 1	114.4	110.8	362.00	0.00	0.00	0.00
	1F x 1	285.7	278.3	349.90	0.00	0.00	0.00
	2F x 1	575.1	559.9	347.20	0.00	0.00	0.00
	3F x 1	864.6	841.0	346.70	0.00	0.00	0.00
	1G x 1	408.5	396.2	341.10	0.00	0.00	0.00
	2G x 1	823.8	798.0	338.50	0.00	0.00	0.00
	1H x 1	413.4	402.2	339.00	0.00	0.00	0.00
	2H x 1	833.6	809.9	336.15	0.00	0.00	0.00
	1J x 1	460.9	447.6	331.80	0.00	0.00	0.00
	2J x 1	929.7	901.7	329.00	0.00	0.00	0.00
1/ Carboeléctrica sin desulf.	2	350.0	332.5	773.00	8.30	0.00	0.10
1/ Carb. supercrítica sin desulf.	1	700.0	670.3	794.00	1.76	0.00	0.01
1/ Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	659.8	752.00	2.55	0.00	0.01

1/ Incluye filtros de bolsa y como equipo opcional el desulfurador húmedo

2/ Tienen como referencia ejecuciones con el modelo Thermoflow 25

Cuadro 7.2

Emisiones por tipo de tecnología ^{1/}

Central	Número de unidades	Combustible	Capacidad MW		kg/MWh			
			Bruta	Neta	CO ₂	SO ₂	NO _x	PST
Ciclo Combinado con gasificación integrada (IGCC) con o sin captura de CO ₂	2Fx1	Carbón imp.	710.3	624.5	695.00	0.02	0.00	0.00
	2Fx1-c/CO ₂	Petacalco (1%S)	711.3	572.3	83.70	0.02	0.00	0.00
	2Fx1	Coque 6.5 %	694.0	614.4	658.90	0.24	0.00	0.00
	2Fx1-c/CO ₂	Azufre	653.5	522.8	73.59	0.28	0.00	0.00
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	299.1	291.3	349.90	0.00	0.00	0.00
Lecho fluidizado circulante (AFBC) con precipitador elec.	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	331.7	805.30	0.86	0.00	0.11
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	332.9	860.20	2.55	0.00	0.06
Carb. supercrítica con captura de CO ₂	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	700.0	582.7	92.23	0.10	0.00	0.00

1/ Tienen como referencia ejecuciones con el modelo Thermoflow 25

Cuadro 7.3

Por otra parte, el cuadro 7.4 muestra las emisiones contaminantes por tecnología con base en el Inventario de Emisiones de Energía Eléctrica del año 2014. Además, el cuadro 7.5, indica las emisiones por central.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, estas emiten menores cantidades de gases de invernadero que las centrales térmicas. Sin embargo, la cantidad de CO₂ que emite una hidroeléctrica depende mucho de sus características. Por ejemplo, una central que funciona a hilo de agua emite mucho menos gases de invernadero que otra con un embalse de gran tamaño.

También influye mucho su localización, ya que las centrales localizadas en los bosques tropicales tienen emisiones mayores a las que se encuentran en el hemisferio norte. En el cuadro 7.6 se muestran algunos datos sobre la emisión de CO₂ para esta tecnología.

Otro aspecto importante tiene que ver con la descomposición de la vegetación, ya que las emisiones de CO₂ son mayores en los primeros años después de la inundación del embalse, posteriormente estas disminuyen poco a poco, tal como se muestra en el cuadro 7.7.

Emisiones por tipo de tecnología
(Con base en el Inventario de Emisiones de Energía Eléctrica)

Central	Número de unidades	Cap. Bruta por unidad (MW)	kg/MWh			
			CO ₂	SO ₂	NO _x	PST
Termoeléctrica convencional	2	350	702.38	13.83	1.10	0.89
	2	160	692.08	10.55	1.09	0.69
	2	80	825.07	16.04	1.29	1.04
Turbogás aeroderivada gas			493.76	0.00	1.67	0.03
Turbogás industrial gas	1	182	572.05	0.01	1.94	0.04
Turbogás aeroderivada diesel			1,310.86	40.61	7.65	0.10
Ciclo combinado gas			393.30	0.00	1.33	0.03
Combustión interna	1	44	624.93	14.66	11.68	0.26
	3	3.6	758.55	15.11	16.15	0.24
Carboeléctrica	2	350	791.03	9.52	5.86	0.48
Carb. Supercrítica	1	700	548.46	3.01	4.07	0.33
			kg/MWh			
			CO ₂	H ₂ S	NO _x	PST
Geoterm. Cerro Prieto	4	26.95	122.00	1.90	ND	ND
Geoterm. Los Azufres	4	26.6	221.19	2.92	ND	ND

Cuadro 7.4

Emisiones por central generadora
(Con base en el Inventario de Emisiones de Energía Eléctrica)

Central	Combustible	Generación (GWh)	Ciclo combinado							
			kg/MWh							
			CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	NO _x	NM ₁₀ OC	SO ₂	Partículas
ALTAMIRA V CC	gas	7317.01	363.976	0.033	0.012	0.314	1.233	0.008	0.004	0.025
EL BAJIO CC	gas	4111.87	352.355	0.032	0.011	0.304	1.194	0.008	0.004	0.025
C.C.C. CAMPECHE	gas	854.15	420.786	0.038	0.013	0.363	1.425	0.009	0.004	0.029
SALTILLO CC	gas	1762.47	379.317	0.035	0.012	0.328	1.285	0.008	0.004	0.026
DOS BOCAS C.C.	gas	1453.37	557.215	0.051	0.018	0.481	1.888	0.012	0.006	0.039
TUXPAN II CC.	gas	2488.65	371.745	0.034	0.012	0.321	1.259	0.008	0.004	0.026
CHIHUAHUA C.C.	gas	3051.68	382.561	0.035	0.012	0.330	1.296	0.009	0.004	0.027
C.C.C EL ENCINO	gas	1545.92	372.662	0.034	0.012	0.322	1.262	0.008	0.004	0.026
TUXPAN V CC	gas	3916.37	339.124	0.031	0.011	0.293	1.149	0.008	0.003	0.024
C.C.C NORTE I	gas	3867.84	354.734	0.032	0.011	0.306	1.202	0.008	0.004	0.025
GOMEZ PALACIO	gas	1433.60	483.003	0.044	0.015	0.417	1.636	0.011	0.005	0.034
HUINALA CC	gas	2008.23	490.911	0.045	0.016	0.424	1.663	0.011	0.005	0.034
HUINALA II CC	gas	2729.41	390.634	0.036	0.012	0.337	1.323	0.009	0.004	0.027
MERIDA III CC	gas/diesel	2019.30	422.154	0.035	0.012	0.338	1.509	0.009	1.083	0.030
RIO BRAVO II C.C.	gas	3584.29	392.319	0.036	0.012	0.339	1.329	0.009	0.004	0.027
CCC EMILIO PORTES C	gas	1475.05	398.417	0.036	0.013	0.344	1.350	0.009	0.004	0.028
ROSARITO C.C.	gas	5247.13	371.186	0.034	0.012	0.321	1.257	0.008	0.004	0.026
C.C.C. EL SAUZ II	gas	2955.33	382.499	0.035	0.012	0.330	1.296	0.009	0.004	0.027
SAMALAYUCA II	gas	4188.27	371.127	0.034	0.012	0.321	1.257	0.008	0.004	0.026
C.C.C. CHIHUAHUA III	gas	45.63	12658.709	1.152	0.402	10.935	42.883	0.281	0.128	0.884
TULA C.C.	gas	3364.53	403.371	0.037	0.013	0.348	1.366	0.009	0.004	0.028
VALLADOLID III CC	gas/diesel	2400.87	391.925	0.034	0.012	0.323	1.372	0.008	0.607	0.028
VALLADOLID CC	gas/diesel	665.50	607.732	0.024	0.008	0.232	2.911	0.007	11.656	0.046

Central	Combustible	Generación (GWh)	Térmica convencional de vapor							
			kg/MWh							
			CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	NO _x	NM ₁₀ OC	SO ₂	Partículas
P. PRIETA II	comb/diesel	745.12	892.438	0.010	0.004	0.176	1.393	0.027	21.605	1.372
VALLADOLID V	comb/diesel	338.55	977.969	0.011	0.004	0.193	1.527	0.029	22.464	1.433
ALTAMIRA	comb/gas	1683.85	574.475	0.011	0.010	0.249	0.908	0.026	2.191	0.171
FCO. VILLA	comb/diesel	758.76	831.417	0.009	0.004	0.164	1.298	0.025	20.122	1.279
LERDO	comb/diesel	517.19	810.535	0.009	0.004	0.160	1.266	0.024	19.634	1.245
LERMA	comb/diesel	489.66	937.724	0.010	0.004	0.185	1.464	0.028	21.529	1.375
MERIDA II	comb/gas/diesel	838.68	874.566	0.010	0.004	0.173	1.365	0.026	20.041	1.280
MAZATLAN DOS	comb/diesel	2703.27	777.845	0.009	0.003	0.154	1.214	0.023	18.832	1.196
GUAYMAS DOS	comb/diesel	1914.19	775.566	0.009	0.003	0.153	1.211	0.023	12.047	0.800
P. LIBERTAD	comb/diesel	2245.31	768.823	0.009	0.003	0.152	1.200	0.023	11.952	0.793
RIO BRAVO	comb/gas	860.86	531.309	0.011	0.010	0.251	0.842	0.026	0.082	0.040
SALAMANCA	comb/gas	3357.03	569.569	0.010	0.009	0.233	0.899	0.025	3.279	0.237
SAMALAYUCA	comb/gas	720.87	603.254	0.011	0.009	0.237	0.952	0.026	2.735	0.210
TOPOLOBAMPO	comb/diesel	1570.11	764.586	0.008	0.003	0.151	1.193	0.023	18.505	1.176
TULA	comb/gas	9350.03	717.216	0.008	0.003	0.146	1.120	0.022	16.530	1.055
TUXPAN	comb/diesel	5447.53	746.380	0.008	0.003	0.147	1.165	0.022	17.150	1.093
VILLA DE REYES	comb/diesel	1664.35	776.365	0.009	0.003	0.153	1.212	0.023	18.341	1.162
PTE. JUAREZ U5-6	gas/diesel	599.64	545.053	0.011	0.011	0.258	0.864	0.026	0.012	0.036
VALLE DE MEX	gas	2996.14	442.785	0.009	0.009	0.210	0.702	0.021	0.007	0.030

Cuadro 7.5.a

Emisiones por central generadora

Central	Combustible	Generación (GWh)	Turbogás y combustión interna							
			kg/MWh							
			CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	NOx	NM VOC	SO ₂	Partículas
BAJA CALIFORNIA SUR	comb/diesel	198.42	632.614	0.331	0.000	3.128	11.808	0.000	14.683	0.257
BAJA CALIFORNIA SUR	comb	250.45	620.434	0.328	0.000	3.096	11.656	0.000	14.341	0.254
PTO SAN CARLOS	comb/diesel	564.77	621.739	0.332	0.000	3.140	11.572	0.000	14.968	0.257
GRO.NEGRO DOS	comb/diesel	52.26	758.549	0.306	0.000	4.024	16.146	0.419	15.107	0.237
ARAGON	gas	78.97	487.684	0.044	0.015	0.421	1.652	0.011	0.005	0.034
ATENCO	gas	105.73	496.841	0.045	0.016	0.429	1.683	0.011	0.005	0.035
COAPA	gas	109.98	479.920	0.044	0.015	0.415	1.626	0.011	0.005	0.034
SANTA CRUZ	gas	112.83	483.016	0.044	0.015	0.417	1.636	0.011	0.005	0.034
CUATITLAN	gas	275.98	507.958	0.046	0.016	0.439	1.721	0.011	0.005	0.035
COYOTEPEC	gas	564.07	507.112	0.046	0.016	0.438	1.718	0.011	0.005	0.035
CHAVEZ	gas/diesel	81.01	5.147	0.000	0.000	0.004	0.018	0.000	0.003	0.000
ECATEPEC	gas	122.04	503.181	0.046	0.016	0.435	1.705	0.011	0.005	0.035
FUNDIDORA	gas	2.06	1076.625	0.098	0.034	0.930	3.647	0.024	0.011	0.075
TG. HERMOSILLO	gas	1671.20	383.307	0.035	0.012	0.331	1.299	0.009	0.004	0.027

Central	Combustible	Generación (GWh)	Turbogás y combustión interna							
			kg/MWh							
			CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	NOx	NM VOC	SO ₂	Partículas
TG. HUINALA	gas	396.23	572.053	0.052	0.018	0.494	1.938	0.013	0.006	0.040
IZTAPALAPA	gas	117.84	482.953	0.044	0.015	0.417	1.636	0.011	0.005	0.034
LEONA	gas	6.09	1107.134	0.101	0.035	0.956	3.751	0.025	0.011	0.077
TG. LAGUNA	gas/diesel	97.81	8.260	0.001	0.000	0.007	0.028	0.000	0.001	0.001
MAGDALENA	gas	72.73	488.194	0.044	0.015	0.422	1.654	0.011	0.005	0.034
MONCLOVA	gas	218.79	40.165	0.004	0.001	0.035	0.136	0.001	0.000	0.003
NONOALCO T.J.	gas	1.58	1206.999	0.110	0.038	1.043	4.089	0.027	0.012	0.084
REMEDIOS	gas	112.09	476.973	0.043	0.015	0.412	1.616	0.011	0.005	0.033
TG SAUZ U6	gas	1119.63	413.255	0.038	0.013	0.357	1.400	0.009	0.004	0.029
C.T.G. SAN LORENZO	gas	2948.35	394.750	0.036	0.013	0.341	1.337	0.009	0.004	0.028
TG. TIJUANA	gas	399.81	535.718	0.049	0.017	0.463	1.815	0.012	0.005	0.037
UNIVERSIDAD	gas/diesel	4.52	1011.934	0.092	0.032	0.874	3.430	0.022	0.032	0.071
VALLEJO	gas	119.47	498.914	0.045	0.016	0.431	1.690	0.011	0.005	0.035
VILLA DE LAS FLORES	gas	102.80	535.231	0.049	0.017	0.462	1.813	0.012	0.005	0.037
VICTORIA	gas	94.08	509.367	0.046	0.016	0.440	1.726	0.011	0.005	0.036
TG. VALLE DE MEXICO	gas	1656.62	624.706	0.057	0.020	0.540	2.116	0.014	0.006	0.044
LOS CABOS	diesel	155.16	1269.618	0.000	0.000	0.028	7.412	0.003	42.522	0.101
TJ LOS CABOS	diesel	2.68	1337.105	0.000	0.000	0.029	7.806	0.004	44.782	0.106
CULIACAN T.G.	diesel	1.57	1074.840	0.000	0.000	0.024	6.275	0.003	35.999	0.086
T.G. CIPRES	diesel	0.58	1292.514	0.000	0.000	0.028	7.546	0.004	43.289	0.103
LOS CABOS DOS	diesel	10.02	1140.072	0.000	0.000	0.025	6.656	0.003	38.183	0.091
CD. DEL CARMEN	diesel	11.69	743.103	0.000	0.000	0.016	4.338	0.002	24.888	0.059
CANCUN	diesel	7.80	1287.587	0.000	0.000	0.028	7.517	0.004	43.124	0.102
TJ. COZUMEL	diesel	10.32	1301.319	0.000	0.000	0.028	7.597	0.004	43.584	0.104
GUERRERO DOS JET	diesel	15.00	1467.299	0.000	0.000	0.032	8.566	0.004	49.143	0.117
TJ GUERRERO NEGRO	diesel	1.02	2195.092	0.000	0.000	0.048	12.815	0.006	73.518	0.175
TG.VIZCAINO	diesel	20.98	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
HOLBOX	diesel	50.76	110.893	0.000	0.000	0.002	0.647	0.000	3.714	0.009
IND. CABORCA	diesel	23.90	34.820	0.000	0.000	0.001	0.203	0.000	1.166	0.003
INDUSTRIAL	diesel	0.13	1411.339	0.000	0.000	0.031	8.239	0.004	47.269	0.112
TJ LOS CABOS III	diesel	15.87	1902.785	0.000	0.000	0.042	11.108	0.005	63.728	0.151
MERIDA TG.	diesel	1.95	1409.583	0.000	0.000	0.031	8.229	0.004	47.210	0.112
TG. MEXICALI	diesel	1.53	1567.892	0.000	0.000	0.034	9.153	0.004	52.512	0.125
TG NACHI-COCOM	diesel	0.60	1807.065	0.000	0.000	0.040	10.550	0.005	60.522	0.144
TG. NIZUC	diesel	9.60	1118.252	0.000	0.000	0.024	6.528	0.003	37.453	0.089
P. PRIETA I	diesel	17.99	1325.417	0.000	0.000	0.029	7.738	0.004	44.391	0.105
TJ SANTA ROSALIA	diesel	4.72	1969.590	0.000	0.000	0.043	11.498	0.005	65.966	0.157
TECNOLOGICO	diesel	0.46	1092.130	0.000	0.000	0.024	6.376	0.003	36.578	0.087
CONSTITUCION	diesel	24.93	1335.880	0.000	0.000	8.434	39.158	3.108	12.875	0.000
STA. ROSALIA	diesel	11.25	1070.176	0.000	0.000	6.757	31.369	2.490	10.314	0.000
XULHA	diesel	2.77	1956.230	0.000	0.000	0.043	11.420	0.005	65.518	0.156
YECORA	diesel	0.00	2497.605	0.000	0.000	15.769	73.211	5.810	24.071	0.000

Cuadro 7.5.b

Emisiones por central generadora (Con base en el Inventario de Emisiones de Energía Eléctrica)

Central	Combustible	Generación (GWh)	Carboeléctrica							
			kg/MWh							
			CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO	NO _x	NMVOC	SO ₂	Partículas
PETACALCO	diesel/carbón	16166.26	548.462	0.008	0.014	0.085	4.068	0.007	3.012	0.332
CARBON II	diesel/carbón	8559.33	791.028	0.012	0.020	0.123	5.856	0.010	9.519	0.477
RIO ESCONDIDO	diesel/carbón	8,886.60	828.8	0.013	0.020	0.129	6.145	0.010	9.940	0.501

NMVOC = Compuestos orgánicos volátiles excluyendo el metano

Cuadro 7.5.c

Emisiones de CO₂ para centrales hidroeléctricas⁵

Tipo de central hidroeléctrica	kg de CO ₂ eq/MWh
Hilo de agua o fuera de los bosques tropicales	0.5 -152
Embalse inundado recientemente y localizado en el hemisferio norte	160 - 250
Central localizada en los bosques tropicales	1,300 - 3,000

Cuadro 7.6

Disminución de las emisiones de CO₂ después de la inundación del embalse⁶

Años posteriores a la inundación del embalse	kg de CO ₂ eq/MWh
1	671
2	436
3	308
4	238

Cuadro 7.7

⁵ Steinhurts, Schultz & Knight, *Hidropower Grenhouse Gas Emissions*, Synapse Economics, 2012, p. 2

⁶ Steinhurts, Schultz & Knight, *Hidropower Grenhouse Gas Emissions*, Synapse Economics, 2012, p. 9

APÉNDICE A

Metodología de Evaluación

APÉNDICE A

Metodología de Evaluación

A.1 GENERALIDADES

La Ingeniería económica utiliza conceptos y técnicas matemáticas para analizar, comparar, y evaluar financieramente diferentes alternativas o proyectos, tomando como base los costos de cada uno. Es una herramienta que nos permite conocer que alternativa es la más económica posible.

En esta sección se describen brevemente los conceptos básicos para evaluar proyectos de generación eléctrica.

A.2 EL VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO

Cuando dos cantidades de dinero coinciden en un mismo punto en el tiempo, se puede realizar una comparación directa y elegir la opción más conveniente. Sin embargo, cuando dos cantidades ocurren en diferentes puntos del tiempo, se debe considerar como cambia el valor del dinero con el paso del tiempo. Estos cambios se deben a que el dinero puede invertirse para obtener una ganancia o puede perder su poder adquisitivo debido a la inflación.

El cambio del valor del dinero en el tiempo se ilustra con la siguiente comparación:

“Tener \$100.0 ahora, tiene mayor valor que tener \$100.0 el próximo año”

Al tener \$100.0 ahora, el dinero puede invertirse en una cuenta de ahorro cuya tasa de interés sea 10 % anual y después de un año se tendrán \$110.0. Por lo tanto, tener \$100.0 ahora equivale a tener \$110.0 dentro de un año.

Al proceso matemático donde las cantidades de dinero se mueven hacia adelante o hacia atrás para coincidir en un mismo punto en el tiempo, se le denomina análisis de valor presente. Este análisis considera una tasa de interés compuesto discreta, es decir, los intereses causados, no retirados o pagados, pasan a causar intereses cada determinado período de tiempo, que pueden ser años, meses, días u otro.

A continuación se muestran algunas expresiones utilizadas en el análisis de valor presente¹.

Valor futuro de una suma única de dinero: Considere una cantidad de dinero P que se deposita actualmente en una cuenta, a una tasa de interés compuesto i para un determinado número de periodos N . El capital crecerá de acuerdo con la figura A.1 y al final de los N periodos, el total acumulado en la cuenta será:

$$F = P(1 + i)^N$$

P = Valor actual

F = Valor futuro

i = Interés

N = Número de periodos

Diagrama de flujo de efectivo.

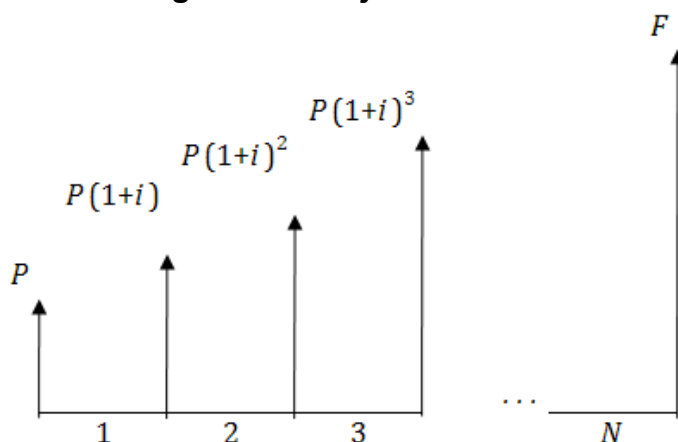


Figura A.1

¹ International Atomic Energy Agency, *Expansion Planning For Electrical Generating Systems*, Vienna, 1984, p.125

Valor presente de una suma única de dinero: A partir de la ecuación anterior, se obtiene el valor presente P de una cantidad F que se invirtió durante N periodos.

$$P = \left[F \frac{1}{(1+i)^N} \right]$$

Valor futuro de una serie de pagos uniformes: Considere la figura A.2, donde se realiza una serie de depósitos iguales A , durante N periodos de tiempo, con el propósito de acumular una cantidad F en una cuenta cuya tasa de interés es i . A cada uno de estos pagos se le denomina anualidad y su valor está determinado por:

$$A = F \left[\frac{i}{(1+i)^N - 1} \right]$$

A = Anualidad

F = Valor futuro

i = Interés

N = Número de periodos

Valor futuro de una serie de anualidades

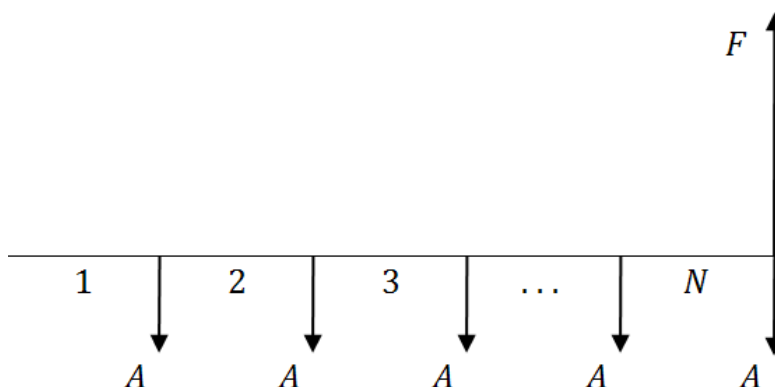


Figura A.2

Valor presente de una serie de pagos uniformes: Considere la figura A.3 donde se realiza una inversión P en una cuenta con una tasa de interés i , con el propósito de hacer una serie de retiros iguales A durante N periodos de tiempo.

$$P = A \left[\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \right]$$

A = Anualidad

P = Valor presente

i = Interés

N = Número de periodos

Valor presente de una serie de anualidades

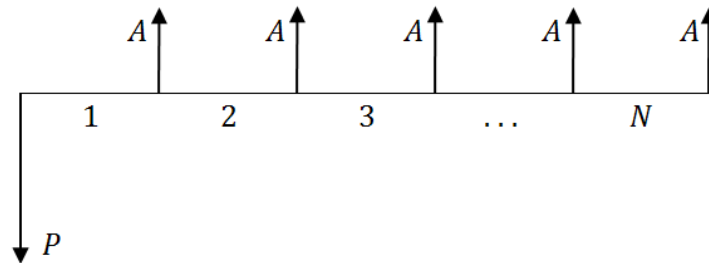


Figura A.3

A.3 PERFIL DE INVERSIONES DE UN PROYECTO

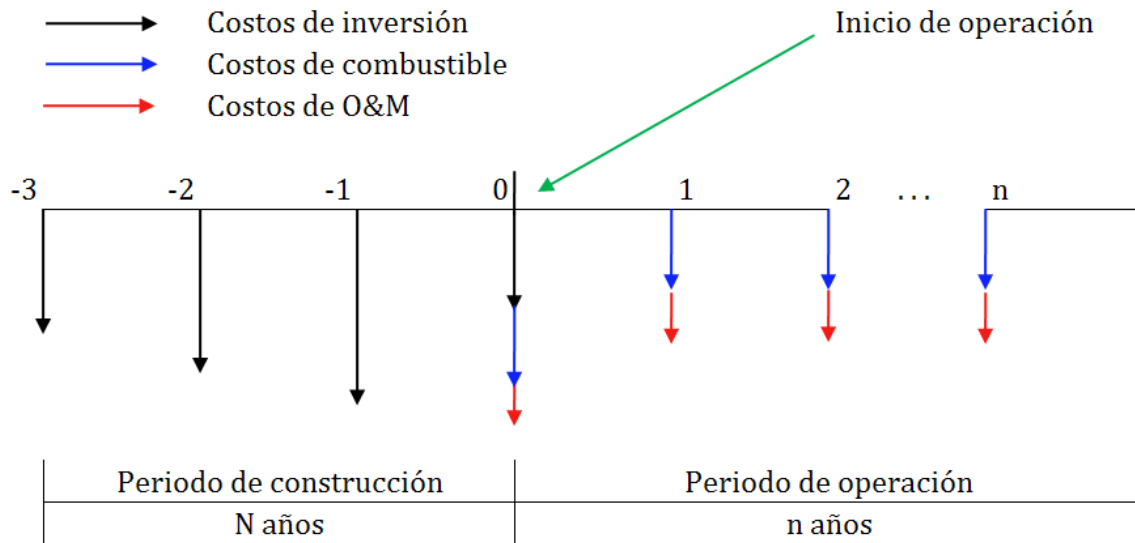
La vida de una central generadora de electricidad se divide en dos grandes etapas:

- Construcción
- Operación

Las erogaciones realizadas durante el periodo de construcción, se denominan costos de inversión; mientras los gastos de operación están relacionados con los costos de combustibles, de operación y mantenimiento, y se realizan durante la vida útil de la central.

No existe una frontera precisa entre la terminación del periodo de construcción y el inicio del periodo de operación. Por razones prácticas, se considera que el inicio del periodo de operación coincide con el fin del periodo de construcción. Este momento corresponde a la entrada en servicio de la primera unidad de la central, una vez realizadas las pruebas de operación y concluido el periodo de puesta en servicio.

En realidad se incurre en erogaciones en forma casi continua; sin embargo, para efectos del análisis se supone que éstas se presentan en forma discreta, una vez por año y precisamente al principio del mismo. La figura A.4 muestra un diagrama donde se indica las erogaciones para un proyecto de generación eléctrica.

Perfil de inversiones de un proyecto.**Figura A.4**

Cada erogación es representada por una flecha hacia abajo en el eje del tiempo. Los costos incurridos en los periodos $(-N, \dots, 0)$ corresponden a inversiones, mientras que los incurridos en $(0, \dots, n)$ son los de operación.

A.4 COMPARACIONES ECONOMICAS.

Las formulas de interés compuesto se utilizan para comparar económicamente diferentes alternativas. Existen varios métodos de comparación, pero el que se explica en esta sección, consiste en llevar a valor presente todos los costos relacionados con el proyecto.

En un análisis en valor presente, las alternativas deben tener la misma vida útil. Cuando dos alternativas tienen una vida útil distinta, se debe realizar el remplazo de cada una en el futuro, hasta que el periodo de estudio las dos alternativas tenga la misma duración.

El siguiente ejemplo compara dos proyectos de generación, cuyos costos de inversión, combustible y O&M son totalmente inventados.

Ejemplo A.1: Considere que dentro de tres años tiene que entrar en operación un proyecto de generación de energía eléctrica. Para este proyecto se tienen dos alternativas con la misma capacidad de generación y con la misma vida útil de 7 años.

Los perfiles de inversión se muestran en la figura A.5 y las cantidades son en millones de dólares. Si la tasa de descuento es de 12% anual, determine el costo de cada alternativa en el tiempo actual.

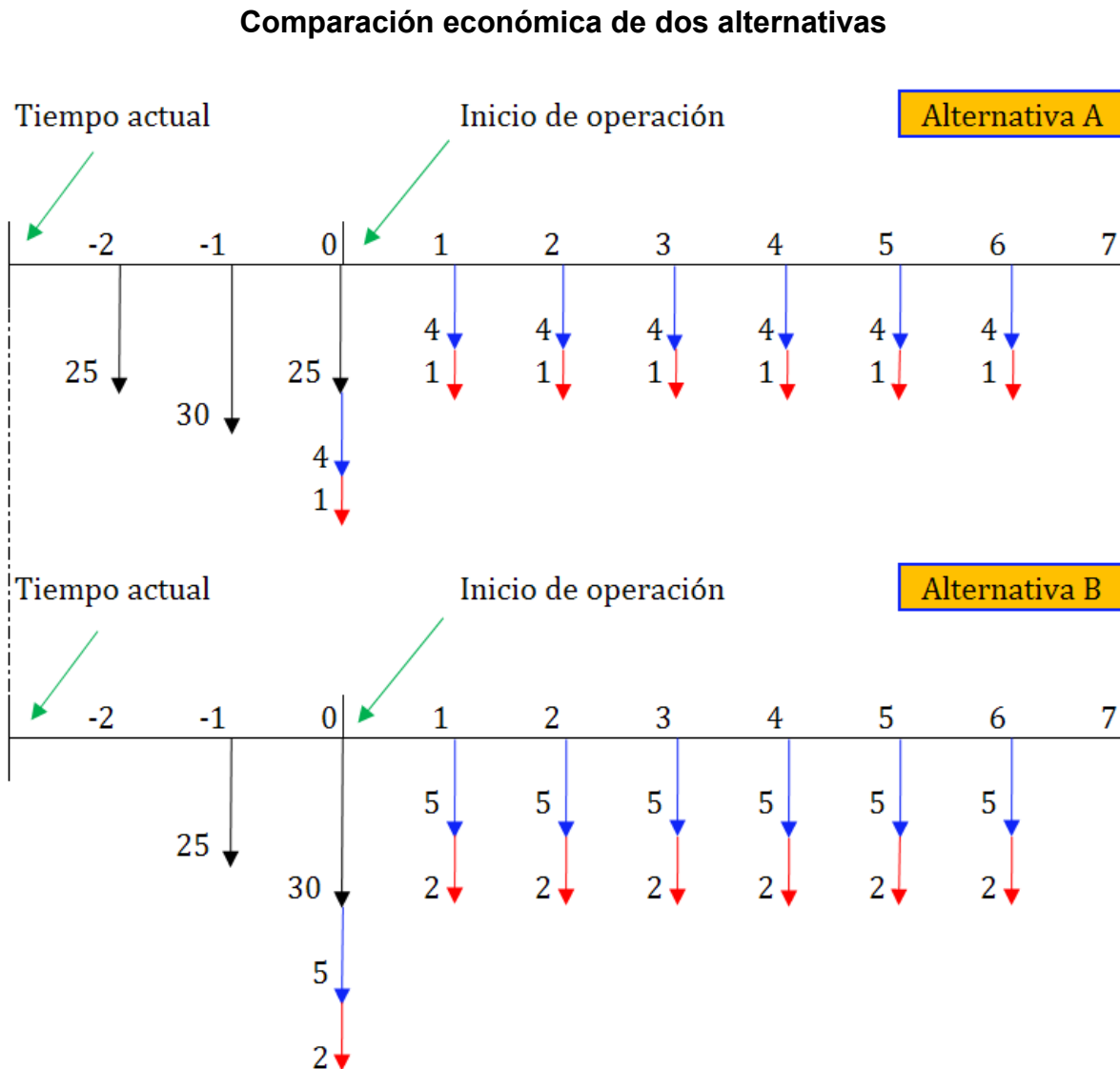


Figura A.5

Utilizando la ecuación de valor presente, se obtienen los resultados del cuadro A.1.

Se observa que la alternativa B con 66.75 millones de dólares, es mas económica que A, con 82.22 millones de dólares.

Para B, los costos de combustible y de O&M son más altos que A. Sin embargo, la inversión de B es menor y se realiza un año después que A.

Valor presente de dos alternativas de generación

		Tiempo actual			Inicio de operación							
Años, perfil de inversiones		-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7
Línea de tiempo actual		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Factor de valor presente		1.000	0.893	0.797	0.712	0.636	0.567	0.507	0.452	0.404	0.361	0.322

Alt.	Inversión		25.00	30.00	25.00								Total
	Combustible				4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00		
	O&M				1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		
	Inv+Comb+O&M		25.00	30.00	30.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00		
	Valor presente		22.32	23.92	21.35	3.18	2.84	2.53	2.26	2.02	1.80		

Alt.	Inversión			25.00	30.00								Total
	Combustible				5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00		
	O&M				2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00		
	Inv+Comb+O&M			25.00	37.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00		
	Valor presente			19.93	26.34	4.45	3.97	3.55	3.17	2.83	2.52		

Cuadro A.1

A.5 COSTO NIVELADO.

En una central generadora existen muchos valores técnicos y económicos que varían con los años y que se relacionan con el cambio del valor del dinero en el tiempo: por ejemplo: el costo de combustible o el costo de la energía generada.

A continuación se muestra una ecuación que permite transformar un valor que cambia año con año, en otro que considera el cambio del valor del dinero con el paso del tiempo².

$$v_{nivelado} = \frac{\sum_{i=1}^n (v_i)(FVP)}{\sum_{i=1}^n FVP}$$

El numerador representa la sumatoria del producto de cada valor por su factor de valor presente, mientras el denominador es la sumatoria de todos los factores de valor presente. A continuación se presenta un ejemplo.

Ejemplo A.2: Considere una central de ciclo combinado con un régimen térmico neto de 7280 kJ/KWh; el combustible que consume es gas natural con un poder calorífico de 1040 kJ/ft³. Si el precio del combustible evoluciona de acuerdo al cuadro A.2, determine el precio nivelado del combustible y el precio nivelado de generación.

El factor de valor presente se obtiene a partir de la ecuación de interés compuesto, mientras el costo de generación esta dado por:

² Kam W. Li & Paul Priddy, *Power Plant System Design*, John Wiley & Sons, 1985, p. 98

$$CG = \frac{(RT)(CC)}{h} = \frac{(7280)(0.00536)}{1040} = 0.0375 \frac{USD}{kWh} = 37.52 \frac{USD}{MWh}$$

RT = Régimen térmico (kJ/kWh)

CC = Costo del combustible (USD/ft³)

h = Poder calorífico (kJ/ft³)

Cálculo del costo nivelado de combustible y generación

Año	FVP	Costo de combustible USD/1000ft ³	Costo de generación USD/MWh	Valor Presente	
				Costo de combustible USD/1000ft ³	Costo de generación USD/MWh
	1.0000	5.36	37.52	5.36	37.52
1	0.8929	4.67	32.69	4.17	29.19
2	0.7972	4.76	33.32	3.79	26.56
3	0.7118	4.90	34.30	3.49	24.41
4	0.6355	5.05	35.35	3.21	22.47
5	0.5674	5.20	36.40	2.95	20.65
6	0.5066	5.36	37.52	2.72	19.01
7	0.4523	5.51	38.57	2.49	17.45
8	0.4039	5.67	39.69	2.29	16.03
9	0.3606	5.83	40.81	2.10	14.72
10	0.3220	5.99	41.93	1.93	13.50
11	0.2875	6.16	43.12	1.77	12.40
12	0.2567	6.25	43.75	1.60	11.23
13	0.2292	6.35	44.45	1.46	10.19
14	0.2046	6.45	45.15	1.32	9.24
15	0.1827	6.54	45.78	1.19	8.36
16	0.1631	6.62	46.34	1.08	7.56
17	0.1456	6.69	46.83	0.97	6.82
18	0.1300	6.77	47.39	0.88	6.16
19	0.1161	6.84	47.88	0.79	5.56
20	0.1037	6.90	48.30	0.72	5.01
21	0.0926	6.96	48.72	0.64	4.51
22	0.0826	7.02	49.14	0.58	4.06
23	0.0738	7.09	49.63	0.52	3.66
24	0.0659	7.15	50.05	0.47	3.30
25	0.0588	7.21	50.47	0.42	2.97
26	0.0525	7.28	50.96	0.38	2.68
27	0.0469	7.34	51.38	0.34	2.41
28	0.0419	7.41	51.87	0.31	2.17
29	0.0374	7.47	52.29	0.28	1.95
TOTAL	9.0218			50.25	351.74

Cuadro A.2

De acuerdo con el cuadro A.2, el precio nivelado del combustible se obtiene a partir de:

$$PC_{nivelado} = \frac{50.25}{9.02} = 5.57 \frac{USD}{1000ft^3}$$

Mientras el costo nivelado de generación es:

$$CG_{nivelado} = \frac{351.74}{9.02} = 38.99 \frac{USD}{MWh}$$

A.6 COSTO UNITARIO DE GENERACION

El costo unitario de generación es el costo por producir un MWh, se trata de costo nivelado y está compuesto por tres partes:

- Costo de inversión
- Costo del combustible
- Costo de operación y mantenimiento

Este costo involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, tales como: costos de inversión, programa de inversiones, precio del combustible, factor de planta, eficiencia y otros. A continuación se muestra un ejemplo donde se calcula el costo unitario de generación.

Ejemplo A.3: Para el ejemplo anterior, considere un costo de inversión actualizado al inicio de operación de 912.75 USD/KW instalado, mientras la potencia bruta es de 283.36 MW y los usos propios son de 2.2%.

Al mismo tiempo, los costo fijos de O&M son de 38,984.6 USD/MW-año, mientras los costos variables de O&M y consumo de agua son 0.33 USD/MWh y 1.3 USD/MWh, respectivamente. Determine el costo unitario de generación si el factor de planta es 80% y la vida útil es 30 años.

El costo de inversión actualizado al inicio de operación es:

$$CAIO = (283.36MW) \left(912.75 \frac{USD}{MW} \right) = 258.63 \text{ Millones de USD}$$

La energía neta generada cada año es:

$$EN = (283.36MW)(1 - 0.022)(8760h)(0.8) = 1942099 MWh$$

Metodología de Evaluación

En siguiente cuadro, se calcula el valor presente de toda la energía neta que genera la central durante toda su vida útil, así como el valor presente de los costos de O&M y agua.

Valor presente de la energía generada y los costos de O&M

Año	FVP	Energía generada MWh	O&M variable y agua USD/MWh	O&M variable y agua Miles de USD	O&M fijo Miles de USD	O&M total Miles de USD	Valor Presente	
							Energía generada MWh	O&M total Miles de USD
	1.0000	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	1942099	13687.945
1	0.8929	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	1734017	12221.379
2	0.7972	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	1548229	10911.946
3	0.7118	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	1382348	9742.809
4	0.6355	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	1234239	8698.936
5	0.5674	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	1101999	7766.907
6	0.5066	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	983928	6934.739
7	0.4523	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	878507	6191.731
8	0.4039	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	784381	5528.331
9	0.3606	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	700340	4936.010
10	0.3220	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	625304	4407.152
11	0.2875	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	558307	3934.957
12	0.2567	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	498488	3513.354
13	0.2292	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	445079	3136.924
14	0.2046	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	397392	2800.825
15	0.1827	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	354814	2500.736
16	0.1631	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	316798	2232.800
17	0.1456	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	282856	1993.572
18	0.1300	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	252550	1779.975
19	0.1161	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	225491	1589.263
20	0.1037	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	201331	1418.985
21	0.0926	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	179760	1266.951
22	0.0826	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	160500	1131.206
23	0.0738	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	143304	1010.005
24	0.0659	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	127950	901.791
25	0.0588	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	114241	805.170
26	0.0525	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	102001	718.902
27	0.0469	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	91072	641.877
28	0.0419	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	81314	573.104
29	0.0374	1942099	1.36	2641.255	11046.690	13687.945	72602	511.700
TOTAL	9.0218						17521240	123490

Cuadro A.3

Para calcular el costo unitario por inversión, se divide el costo actualizado al inicio de operación entre el valor presente de la energía generada:

$$CUI = \frac{258.6 \times 10^6}{17521240} = 14.7 \frac{USD}{MWh}$$

El costo unitario por concepto de combustible, ya se había calculado anteriormente y es de 38.99 USD/MWh.

Mientras el costo unitario de O&M se obtiene al dividir el costo en valor presente de O&M entre el valor presente de la energía:

$$CUOM = \frac{123.49 \times 10^6}{17521240} = 7.04 \frac{USD}{MWh}$$

Finalmente, el costo unitario de generación es la suma de los tres anteriores, es decir, **60.73 USD/MWh**.

GLOSARIO

GLOSARIO

En esta sección se presentan las definiciones de algunos términos utilizados en el COPAR y relacionados con la planeación de los sistemas eléctricos de potencia. Además, al final se muestra una tabla de conversión de unidades.

B.1 TÉRMINOS ECONOMICO-FINANCIEROS

Análisis de costo-beneficio	Estudio sistemático de los efectos positivos (beneficios) y negativos (costos) de realizar un proyecto.
Análisis de sensibilidad	Evaluación del efecto de la variación de parámetros de un problema en la solución básica del mismo.
Análisis en moneda constante	Método que se realiza sin incluir el efecto de inflación, pero considerando una escala real.
Análisis en moneda corriente	Técnica que incluye el efecto de inflación y escalación real.
Costo de construcción	Suma de todos los costos, directos o indirectos, inherentes a la transformación de un diseño o plan en una instalación lista para operación.

Costo incremental	Costo adicional de generación o transmisión de electricidad sobre una cantidad base previamente determinada.
Costo nivelado de energía	Se calcula dividiendo el valor presente de los egresos que ocasionan el diseño y la construcción de una central generadora, más los costos de su operación durante su vida útil, entre la energía que aportará la planta en dicho periodo.
Costos de operación y mantenimiento	Costos directos e indirectos de mano de obra, administrativos, refacciones y equipo asociados con la operación y mantenimiento de centrales generadoras. Este concepto no incluye los costos de combustible.
Costos directos de capital	Costos de los materiales y mano de obra involucrados en la fabricación, montaje y edificación de una instalación, para una central generadora; se incluyen los del equipo y de su instalación en sitio.
Costos fijos de operación y mantenimiento	Costos independientes de las variaciones de la producción del sistema bajo consideración. Se incluye en ellos: mano de obra, mantenimiento, servicio técnico, laboratorio, impuestos y seguros, reparaciones y administración.
Costos indirectos de construcción	Costos asociados con la construcción pero no directamente relacionados con la fabricación, montaje y edificación de instalaciones. Incluyen los de los servicios de construcción (instalaciones temporales en sitio, herramientas, combustibles, permisos, etc.), administración del proyecto y servicios de ingeniería en oficinas y campo.
Costos variables de operación y mantenimiento	Costos de materias primas y del proceso, que varían con el volumen de producción de la central.
Deflación	Fenómeno económico que se manifiesta por la reducción en los precios de bienes y servicios, correspondiendo a una inflación “negativa”.
Fórmula de ajuste de precio	Expresión algebraica de índices de precios, usada entre dos fechas para calcular el incremento en un precio de un equipo debido a la inflación en ese periodo.

Fórmula de escalación	Fórmula de ajuste de precios.
Moneda constante	Unidades monetarias con valor de compra constante, el cual corresponde a una fecha de referencia.
Tasa de descuento	Tasa de interés que refleja el valor del dinero en el tiempo y que se utiliza para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valores equivalentes asociados a un tiempo común. Teóricamente, refleja el costo de oportunidad del dinero para un inversionista en particular (o en términos más amplios, para un país específico).
Tipo de cambio	Relación existente entre la moneda de un país y el peso mexicano en una fecha determinada.
Vida de una instalación	a) Económica. Periodo después del cual una máquina o instalación debe ser desmantelada o reemplazada debido a sus costos excesivos o baja rentabilidad b) Física. Periodo después del cual una máquina ya no puede ser reparada para desarrollar su función adecuadamente c) En servicio. Periodo en que una instalación desarrolla satisfactoriamente su función, sin reparaciones
Vida útil	Periodo para el cual ha sido diseñado cualquier equipo o instalación a fin de que su operación sea eficiente.

B.2 TÉRMINOS TÉCNICOS

Alabe (paleta)	Elemento que forma parte de una rueda de turbina, en la cual se transforma la energía cinética de un fluido de trabajo.
Alimentador eléctrico	Circuito eléctrico por donde se recibe o transmite energía.
Almacenamiento por bombeo	Operación mediante la cual se eleva agua a un depósito superior utilizando energía a horas fuera de pico y almacenándola para usarla en la producción de energía eléctrica a las horas de máxima demanda en el sistema.

Alternador	Generador de corriente alterna.
Aportación	Volumen de agua captada por una presa o embalse durante un periodo para generación de energía eléctrica u otros fines alternos.
Aportación crítica	Volumen de agua aportado durante cierto periodo para generación de energía hidroeléctrica en las condiciones hidrológicas más adversas.
Área de control	Unidad técnico-administrativa que controla la operación de un sistema eléctrico.
Área de servicio	Territorio en el cual se requiere el servicio eléctrico o se tiene el derecho para solicitarlo.
Ataguía	Muro para separar agua.
Autotransformador	Transformador con el cual pueden obtenerse dos tensiones diferentes con un solo devanado.
Auxiliares o equipo auxiliar	Equipo accesorio que se requiere para operar una central generadora (bombas, interruptores, ventiladores, pulverizadores, etc.).
Avenida o creciente	Fenómeno transitorio del aumento considerable del gasto de agua que ocurre en el cauce de un río o en la temporada de lluvias o de deshielo, o por otras causas.
Año de hidraulicidad media	Volumen de escurrimiento que llega a los vasos de las centrales hidroeléctricas; es una variación aleatoria que sigue una distribución con determinada media. Cuando el volumen anual de escurrimiento es cercanamente igual a la media de la distribución, a ese año se le denomina de hidraulicidad media.
Bahía	Sección de terreno comprendida entre columnas y traveses que sirven para alojar buses, interruptores, cuchillas, aisladores soporte, dispositivos de potencial, apartarrayos, etc.
Bahía de una subestación	Espacio de una subestación o de una central generadora donde están instalados los aparatos de seccionamiento, de interrupción y de conexión, asignados a una salida de línea o a un transformador.

Balance térmico	Estudio de equilibrio térmico entre energía calorífica recibida y entregada.
Banco eléctrico	Conjunto de estructuras y equipo eléctrico.
Banco de transformación	Conjunto de tres transformadores o autotransformadores, conectados entre sí para que operen de la misma manera que un transformador o autotransformador trifásico.
Barra colectora (bus)	Conductor eléctrico rígido, ubicado en una subestación con la finalidad de servir como conector de dos o más circuitos eléctricos.
Bus	Véase barra colectora.
Cabezal del vaporducto (steam pipe head)	En un campo geotérmico, tubería principal donde se conectan las de vapor de cada uno de los pozos alimentadores para conducirlo hacia un turbogenerador.
Caída de tensión	Es la diferencia entre la tensión de transmisión y de recepción.
Caldera	Equipo para convertir la energía química de los combustibles en calor y transmitir éste al agua para generar vapor.
Calidad de vapor	Porcentaje de humedad contenida en el vapor.
Cámara de oscilación	Ampliación vertical u horizontal del canal de desfogue localizado después del tubo de aspiración, cuya función es reducir la sobrepresión al presentarse cierre súbito de las válvulas o compuertas o variación de carga en las turbinas.
Cambiador de calor	Dispositivo que sirve para transferir calor.
Cambiador de derivación	Mecanismo acoplado a los transformadores de potencia, que permite cambiar electromecánicamente o mecánicamente las relaciones de transformación.
Canal de descarga	Conducto construido en descenso desde el vertedor hasta su descarga en el río que tolera los gastos de agua máxima previstos.

Capacidad	Medida de la aptitud para generar potencia eléctrica generalmente expresada en megawatts o kilowatts. El término capacidad puede referirse a la potencia suministrada por un solo generador, una central, un sistema local o uno interconectado.
Capacidad base	Capacidad de generación que se opera para satisfacer la carga base.
Capacidad bruta	Corresponde a la potencia medida en las terminales del generador y por lo tanto incluye aquella para los auxiliares y las pérdidas en los transformadores que se consideran parte integral de la central.
Capacidad bruta demostrada	Producción bruta o continua de una unidad o estación.
Capacidad de diseño de una conducción	Gasto de agua que fluye libremente, con el nivel del líquido a la elevación de la cresta de los vertedores naturales.
Capacidad de generación	Máxima carga que un sistema de generación puede alimentar, bajo condiciones establecidas, por un periodo de tiempo dado.
Capacidad de pico	Capacidad de generación del sistema, destinada a operar durante las horas de máxima demanda.
Capacidad de placa	Potencia eléctrica definida por el fabricante para la unidad generadora, cuando ésta opera bajo las condiciones de diseño.
Capacidad de transmisión	Potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: límite térmico, caída de tensión, límite de estabilidad en estado estable, etc.
Capacidad disponible en un sistema	Suma de las capacidades efectivas de las unidades del sistema que se encuentran en servicio o en posibilidad de darlo durante el periodo de tiempo considerado.

Capacidad efectiva o potencia real instalada	Carga máxima que puede tomar la unidad en las condiciones que prevalecen y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes en equipos que componen la unidad y que inhabilitan al generador para producir la potencia nominal.
Capacidad indisponible	Cantidad de capacidad que no estará disponible para responder a la demanda del sistema durante el periodo de tiempo que se haya considerado. La capacidad disponible incluye la capacidad fuera de servicio debido al mantenimiento programado de unidades y a degradaciones; también, la capacidad fuera de servicio por salidas forzadas no planeadas de corta duración y limitaciones de capacidad como resultado de condiciones temporales de operación.
Capacidad instalada	Potencia nominal o de placa de una unidad generadora.
Capacidad muerta de una presa	Volumen de agua ubicado abajo de la elevación del asiento de la compuerta de toma; de haber más compuertas de este tipo a diferente elevación, se considera la elevación del asiento de la compuerta más baja.
Capacidad neta	Capacidad de una unidad generadora medida en las terminales del generador menos la potencia requerida por los equipos auxiliares (motores, motobombas y otros equipos esenciales para operar la unidad) y las pérdidas en los transformadores.
Capacidad para regulación de avenidas	Volumen de agua comprendido entre NAMO y NAME.
Capacidad primaria	Carga que una central hidroeléctrica puede suministrar virtualmente todo el tiempo. Está determinada por los flujos mínimos de agua y la capacidad de almacenamiento del embalse.
Capacidad total de una presa	Volumen de agua que puede almacenarse en la presa hasta el NAME.
Capacidad útil de una presa	Volumen de agua comprendido entre el NAMO y el nivel mínimo de operación (NAMINO).
Cárcamo	Fosa de succión de una bomba.

Carga	Cantidad de potencia que debe ser entregada en un punto dado de un sistema eléctrico.
Carga base	Carga mínima a lo largo de un periodo de tiempo dado.
Carga conectada	Suma de las potencias nominales de los consumidores de energía eléctrica conectados a un nodo de suministro.
Carga hidráulica	Diferencia de presión hidráulica entre dos puntos expresada en unidades de longitud de una columna vertical de agua que representa la misma presión: a) Diseño.- Carga en la cual la salida máxima de la turbina es igual a la capacidad de placa del generador b) Bruta.- Diferencia entre el nivel de agua en el desfogue en una central hidroeléctrica c) Neta.- Carga bruta menos todas las pérdidas hidráulicas, con excepción de las atribuibles a la turbina d) De operación.- Carga hidráulica existente durante la operación de una central hidroeléctrica
Carga promedio	Carga hipotética constante que en un periodo dado consumiría la misma cantidad de energía que la carga real en el mismo tiempo.
Central generadora	Lugar y conjunto de instalaciones, incluidas las obras de ingeniería civil y edificaciones necesarias, directa o indirectamente utilizadas para la producción de energía eléctrica.
Ciclos de concentración	La relación entre la concentración de sólidos disueltos en el agua de enfriamiento del sistema de agua de circulación y su concentración en el líquido de repuesto.
Ciclo hidrológico	El paso directo del agua forma el ciclo completo comenzando con un vapor atmosférico, pasando de líquido a sólido para formar una precipitación sobre la tierra, y regresando finalmente a vapor atmosférico por evaporación y transpiración.
Coeficiente de escurrimiento	Porcentaje obtenido entre el volumen de agua medido en el sitio seleccionado del río y el volumen llovido en la cuenca limitada hasta el sitio.
Combustóleo	Mezcla de hidrocarburos utilizada para la combustión, producto final de la refinación del petróleo.

Condensado	Etapa líquida del medio de trabajo desde el condensador de la turbina hasta el desareador.
Condensador	Dispositivo que sirve para transformar el medio de trabajo de vapor a líquido.
Condensador barométrico	Condensador de vapor tipo contacto directo vapor-agua de enfriamiento que opera con presión de agua barométrica.
Condensador tipo jet	Condensador de tipo contacto directo con el agua de enfriamiento dispersa en gotas mediante el efecto de chorro (jet).
Condiciones ISO	Características atmosféricas consideradas en el diseño de turbinas de gas (temperatura de 15 °C, altitud al nivel de mar y humedad relativa de 60%) y motores de combustión interna (temperatura 25 °C, altitud e 100 msnm y humedad relativa de 30%).
Conducto	Canal cerrado desde la cámara de presión al tanque de ruptura de carga, o un canal abierto desde la cámara de presión hasta la caja de la turbina.
Confiabilidad	Aptitud de un sistema eléctrico para satisfacer la demanda en forma continua. En la evaluación de la confiabilidad se utilizan diferentes medidas probabilísticas, tales como: valor esperado de la energía no suministrada, probabilidad de pérdida de carga, frecuencia y duración de las fallas del sistema, etc.
Consumo (gasto)	Cantidad de una sustancia en movimiento, medida en función del tiempo.
Consumo de energía	Energía eléctrica utilizada por toda o por una parte de una instalación de utilización durante un periodo determinado.
Consumo específico de combustible	Cantidad de combustible necesario para generar un kWh de energía eléctrica.
Consumo específico nominal	Volumen de agua necesario para producir un kWh operando el equipo generador a plena carga, obtenido de los datos que suministra el fabricante.

Consumo específico real	Volumen de agua para producir un kWh en la central, obtenido con mediciones en condiciones determinadas (m^3/kWh).
Contingencia	Anormalidad en el sistema, línea o subestación.
Contingencia múltiple	Pérdida de dos o más elementos del sistema causado por un solo evento de baja probabilidad, o por varios no relacionados entre sí, que ocurren en un intervalo de tiempo demasiado corto como para permitir ajustes en el sistema en respuesta a cualquiera de las salidas.
Contingencia sencilla	Pérdida de un solo elemento del sistema, bajo cualquier condición de operación prevista.
Contorno del embalse	Terreno que ocupa el almacenamiento de agua de una presa, comprendido entre las elevaciones -entre las que puede haber inestabilidad de los taludes arriba del nivel máximo de agua- hasta la correspondiente al apoyo de la compuerta de toma.
Control remoto	Control a distancia por medio de señal eléctrica, mecánica, neumática, etc.
Conversión de energía eléctrica	Modificar la electricidad por otra con características — diferentes (naturaleza, forma y frecuencia).
Cortina de una presa	Muro de suficiente altura, construido sobre el cauce de un río para detener el agua de una corriente natural y formar un embalse o almacenamiento de agua.
Cortina de arco bóveda	Formada por una placa con doble curvatura, con convexidad hacia aguas arriba.
Cortina de arcos múltiples	Formada por una serie de arcos en el paramento mojado con talud, que transmiten su carga de trabajo a una serie de apoyos verticales y paralelos, quedando visible el interior de los arcos. Los apoyos se desplantan por separado o en cimentación común.
Cortina de encorvamiento	Obra construida con materiales naturales rocosos.

Cortina de losa contrafuertes (Ambursen)	Formada por una serie de apoyos verticales y paralelos que soportan losas continuas con la forma exterior impermeable de la cortina. Los apoyos se desplantan por separado en terreno firme o sobre cimentación común en terreno heterogéneo.
Cortina de tierra	Obra construida con materiales naturales y compactados.
Cuenca hidrológica	Extensión superficial de terreno que recibe agua pluvial y la conduce a través de arroyos y ríos hasta una sección transversal de un cauce que cierra la cuenca en el extremo inferior.
Curva alterada de gastos y de áreas	Gráficas obtenidas con una serie de aforos practicados en una conducción o corriente de agua que se separan de las iniciales, acusando obstrucciones aguas abajo o alteraciones en la plantilla del cauce.
Curva de carga	Gráfica que muestra la variación de la magnitud de la carga a lo largo de un periodo de tiempo dado.
Curva de duración de carga	Gráfica que representa el porcentaje del tiempo durante el cual se registra o excede un determinado nivel de carga.
Curva inicial de gastos y de áreas	Gráficas obtenidas de una serie de aforos practicados en una conducción o corriente de agua con varios tirantes, cuando no existen obstrucciones accidentales que alteren el flujo normal previsto en el diseño.
Decremento forzado	Ocurrencia forzada de la falla de un componente u otra condición que requiera que la carga de la unidad se reduzca 2% o más, inmediatamente, o hasta el fin de semana más próximo.
Decremento indirecto	Acción inmediata o planeada de reducir en más de 10% la capacidad real de una unidad por causa externa a la misma y a la central, pero no por necesidad del sistema (ejemplos: ampliación, falta de combustible).
Decremento planeado	Ocurrencia de la falla de un componente u otra condición que requiera que la carga de la unidad se reduzca 2% o más. La reducción pudiera posponerse hasta después del fin de semana más próximo.

Decremento por falla	Acción inmediata e ineludible de recurrir en más de 10% la capacidad real de una unidad, so pena de riesgos o daños mayores a componentes de la misma.
Decremento por mantenimiento	Acción planeada de reducir en más de 10% la capacidad real de una unidad con propósito de mantenimiento y que hubiera podido esperar hasta después del próximo fin de semana.
Degradación	Reducción obligada de la potencia de una unidad, como consecuencia de la falla de uno de sus componentes o por cualquiera otra condición limitante.
Demanda coincidente	Suma de dos o más demandas que ocurren simultáneamente.
Demanda eléctrica	Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en megawatts (MW) o kilowatts (kW).
Demanda máxima bruta	Demanda máxima de un sistema eléctrico incluyendo los usos propios de las centrales.
Demanda máxima coincidente	Demanda máxima de un conjunto de sistemas en combinación; i.e., la máxima que se tendría si el conjunto fuera un sistema único.
Demanda máxima neta	Demanda máxima bruta menos los usos propios.
Demanda máxima no coincidente	Suma de las demandas máximas de los sistemas individuales, sin considerar el tiempo en que se presentan. La demanda máxima no coincidente siempre será mayor o igual a la coincidente.
Demanda máxima o demanda pico	Requerimiento máximo registrado en un sistema eléctrico en un periodo de tiempo dado (día, mes, estación, año). En la práctica, la demanda máxima se calcula dividiendo la energía utilizada en un periodo corto de tiempo, usualmente una hora, entre la duración del periodo.
Demanda no coincidente	Suma de dos o más demandas individuales, las cuales no ocurren en el mismo intervalo de demanda.
Demanda promedio	Demanda de un sistema eléctrico o cualesquiera de sus partes calculada dividiendo el consumo de energía en kWh entre el número de unidades de tiempo del intervalo en que se midió dicho consumo.

Derrateo	Diferencia entre la capacidad nominal (o de placa) y la efectiva.
Descarga hidráulica	Descarga de agua subterránea directamente desde la zona de saturación dentro de la tierra o de una masa de agua en la superficie, directa de un manantial o una abertura artificial.
Desgravador o trampa de azolve grueso	Depresión con fuerte pendiente a lo largo de una conducción o de un pequeño almacenamiento de agua, permitiendo que el acarreo grueso se separe del flujo de agua y pueda ser extraído mediante reducidas y periódicas aberturas de la compuerta.
Desmineralización	Proceso de eliminación de minerales disueltos en el agua por medio de intercambio iónico.
Despacho de carga	Control operativo de un sistema eléctrico que comprende acciones como: a) Asignación del nivel de generación de unidades b) Programación de intercambios de energía entre áreas eléctricas propias o con sistemas vecinos c) Control de flujo de potencia en líneas de transmisión, subestaciones y equipo
Dique	Muros construidos en prolongación de la cortina o separados de ella, edificados en las depresiones del terreno para contener los más altos niveles de agua en el vaso.
Dique geológico	Cuerpo tubular ígneo que corta a través de la estructura de roca adyacente o la roca masiva.
Disparo	Poner fuera de servicio un equipo, manual o automáticamente.
Disparo de carga	Procedimiento para desconectar, en forma deliberada, carga del sistema como respuesta a una pérdida de generación y con el propósito de mantener su frecuencia en su valor nominal.
Disponibilidad	Periodo en que un dispositivo está en posibilidad de dar servicio.
Eficiencia térmica	Proporción de energía calorífica utilizada que se convierte en trabajo útil.

Emergencia	Condición anormal en operación de centrales.
Energía necesaria bruta	Energía que se requiere para satisfacer la demanda de un sistema eléctrico, incluyendo los usos propios de la central.
Energía necesaria neta	Energía necesaria bruta menos la de los usos propios de la central.
Energía primaria	Energía en su forma natural (carbón, petróleo, uranio, etc.) antes de ser convertida para su uso final.
Envejecimiento	Cambios en las propiedades de un material, bajo determinadas condiciones.
Escurrecimiento	Gastos y volúmenes de agua que en forma natural fluyen en los ríos de una cuenca hidrológica.
Estabilidad	Facultad que tiene el sistema para operar todos los generadores de manera síncrona y con aptitud de desarrollar acciones que mantengan o recuperen el sincronismo cuando se presentan disturbios en su funcionamiento normal.
Estabilidad condicional	Estabilidad de un sistema de potencia que se logra gracias a la presencia de controles automáticos adecuados.
Estabilidad en estado permanente	Un sistema eléctrico de potencia se encuentra en una condición de estado permanente si, después de cualquier disturbio (pequeño) alcanza otra condición de operación de estado permanente idéntica o cercana a su condición inicial.
Estabilidad natural	Estabilidad basada en la respuesta natural de las máquinas síncronas sin tomar en cuenta la acción de los controles automáticos.
Estabilidad transitoria	Un sistema de potencia está en condiciones de estabilidad transitoria con respecto a una secuencia de disturbios (no pequeños), si después de éstos regresa a una condición de operación síncrona en estado permanente.
Evaporación instantánea (flasheo)	Cambio brusco de estado de un líquido.

Expansión	Cambio en las dimensiones de un cuerpo por efectos mecánicos.
Extracción (sangría, sangrado)	Salida de vapor de un determinado paso de la turbina, que permite elevar la eficiencia del ciclo.
Eyector (eductor)	Dispositivo en donde el flujo de un fluido se utiliza para arrastrar otro fluido.
Factor de aprovechamiento hidráulico	Relación entre el volumen de agua turbinado y el disponible, expresado en porcentaje.
Factor de capacidad	Relación de la carga promedio de una unidad por un periodo de tiempo determinado, y la potencia de la unidad o equipo.
Factor de carga	Relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho lapso.
Factor de demanda	Relación entre la demanda máxima registrada y la carga total conectada al sistema.
Factor de disponibilidad	Relación entre la hora en disponibilidad y las horas totales del periodo en consideración.
Factor de diversidad	Relación entre las sumas de las demandas máximas individuales de dos o más cargas y la máxima del conjunto.
Factor de operación	Relación entre el número de horas de operación de una unidad o central entre el número total de horas en el periodo de referencia.
Factor de planta	Conocido también como factor de utilización de una central, es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de ellos, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de ellos hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo, a su potencia máxima posible en servicio. Se expresa generalmente en porcentaje.

Factor de potencia	Coseno del ángulo formado por el desfaseamiento existente entre la tensión y la corriente en un circuito eléctrico alterno.
Factor energético	La energía en kWh producida por un m ³ de agua expresado en kWh/m ³ .
Falla	Anormalidad que interrumpe el servicio eléctrico.
Falla de una unidad generadora	Funcionamiento anormal de una unidad generadora debido a fallas en los equipos componentes, que pueden ocasionar reducción de la capacidad de la unidad (degradación), o salida inmediata de servicio (salida forzada), para corregir el problema.
Fecha de operación comercial	Fecha en que una unidad o central queda declarada como disponible para producir electricidad de manera regular.
Fecha de sincronismo	Fecha de sincronización al sistema de una unidad generadora por primera vez.
Flujo calorífico	Dispersión de calor viniendo desde dentro de la tierra por conducción.
Flujo geotermal	Cantidad vector que conduce las mediciones del flujo de calor desde el interior de la tierra hacia la superficie.
Frecuencia y duración de falla	Número de eventos esperados en un periodo de tiempo dado, que produce una disminución en la capacidad de generación, mientras que la duración es la magnitud esperada del periodo durante el cual se presenta una disminución de capacidad de generación producida por una falla.
Fuente termal	Fuente termal cuya agua tiene más alta temperatura que el cuerpo humano (98.6 °F).
Gases incondensables	Componentes intrínsecos de vapor endógeno que no aportan energía al ciclo pero sí ocasionan corrosión.
Gasoducto	Tubería usada para transportar gas.
Gasto específico	El gasto de agua en m ³ /s requerido para producir 1000 kW.

Géiser	Manantial que arroja sucesivamente chorros intermitentes de agua o vapor. El calor está considerado como resultado del contacto del agua subterránea con la roca caliente.
Generación bruta	Cantidad total de energía eléctrica producida por las unidades generadoras en una o varias centrales.
Generación de energía eléctrica	Producción de electricidad por el consumo de alguna otra forma de energía.
Generación neta	Es la generación bruta menos la energía consumida para los usos propios de la central.
Generación posible de una unidad	Energía eléctrica estimada que podrían suministrar las unidades generadoras si tuvieran que operar en forma continua a su capacidad efectiva, desconectando la energía correspondiente a los periodos de indisponibilidad por mantenimiento, salidas forzadas y otras reducciones posibles. En centrales hidroeléctricas es la generación esperada de acuerdo con la naturaleza probabilística de las aportaciones y las restricciones técnicas de operación de la central.
Generador de vapor	Conjunto de equipos para el aprovechamiento integral del combustible en la generación de vapor.
Geotérmico, geothermal	El calor interior de la tierra.
Golpe de ariete	Fenómeno que ocurre al variar la dirección de la energía cinética o de movimiento de un flujo.
Hidrocarburo	Compuesto químico, combinación principalmente de hidrógeno y carbono.
Hidrógeno	Elemento químico, gaseoso a condiciones atmosféricas cuyas mezclas con oxígeno son muy altamente explosivas. Se utiliza como medio de enfriamiento en los alternadores por su gran conductividad térmica.
Hogar	Lugar de combustión del generador de vapor.
Hollín	Residuo sólido de la combustión, formado por cenizas, combustible sin quemar, etc.
Horas en disponibilidad	El tiempo acumulado en horas, durante el cual una unidad o equipo se encuentra disponible, a través de cierto periodo considerado.

Mantenimiento	Preservación de la vida útil de un equipo o instalación.
Mantenimiento anual	El que de acuerdo a sus horas de servicio, indicaciones de manuales de mantenimiento, observaciones mediante inspección o por diagnóstico, se requiere dar al generador de vapor, equipo supervisorio y auxiliares no dúplex y generales.
Mantenimiento mayor de unidades generadoras	Se realiza bajo las mismas premisas que en el caso del mantenimiento anual, requiriendo además del desarmado y en su caso sustitución de partes principales de la unidad.
Mantenimiento programado	Conjunto de actividades que se requiere anualmente para inspeccionar y restablecer los equipos que conforman una unidad generadora. Se programa con suficiente anticipación, generalmente a principio del año y puede ser atrasado o modificado de acuerdo a las condiciones de operación.
Margen	Diferencia entre la capacidad y la demanda máxima. Generalmente se expresa en megawatts.
Margen de capacidad	Diferencia entre la capacidad y la demanda máxima dividida entre la capacidad. Generalmente se expresa en porcentaje.
Margen de reserva	Diferencia entre la capacidad y la demanda máxima dividida entre la demanda máxima. Generalmente se expresa en porcentaje.
Mezcla geotérmica	Fluido extraído de los pozos formado por agua en las fases vapor y líquida así como sales y gases incondensables (H_2S y SO_2).
Módulo	Conjunto de elementos armados en bloque que forman parte de un sistema.
Nitrógeno	Elemento gaseoso inerte usado como medio de conservación del aceite en los transformadores eléctricos y para almacenamiento de los generadores de vapor.
Nivel de aguas máximas de operación (NAMO)	Elevación de la cresta vertedora o la provista en condiciones ordinarias al haber compuertas vertedoras.
Nivel de aguas máximas extraordinarias (NAME)	Elevación del nivel máximo del agua que admite la presa en condiciones de seguridad al ocurrir la avenida de diseño.

Nivel de aguas mínimas de operación (NAMINO)	Elevación mínima del nivel del agua en el vaso para que puedan operar las turbinas abastecidas directamente a través de tuberías forzadas o conductos a presión, para extraer del vaso el gasto de diseño del canal o conducto sin presión.
Obra de toma de una presa	Conjunto de obras con rejillas y compuertas por el que se hacen las extracciones de agua del embalse hacia las turbinas a través de las tuberías forzadas o para obras de irrigación.
Oleoducto	Tubería usada para transportar combustóleo.
Operación comercial	Fecha en la que una unidad ha operado 30 días mínimo, en automático todos sus sistemas, habiéndosele efectuado pruebas de comportamiento dinámico que garanticen su operación confiable y alcanzando su capacidad máxima garantizada y otra negociable por limitaciones.
Operación fuera de sincronismo	Una máquina síncrona está operando fuera de sincronismo si ocurren uno o más desplazamientos de sus polos durante la operación. Un sistema de potencia está operando fuera de sincronismo si una o más máquinas síncronas operan fuera de sincronismo.
Operación síncrona	Forma de operación de una máquina síncrona cuando su velocidad eléctrica (multiplicación de velocidad angular por el número de pares de polos) se mantiene igual a la frecuencia angular de la tensión de la red en el punto de conexión.
Orden de despacho	Prioridad asignada a unidades o bloques de unidades en el proceso de generación de energía con el propósito de minimizar costos de generación y respetar restricciones de generación.
Parámetro	Valor de una variable.

Pérdida de sincronismo

Paso de la operación en sincronismo a la operación fuera de sincronismo de una o varias unidades.

Perfil hidráulico de una conducción

Obtenido de la presa con sus niveles de agua, hasta la toma de la tubería forzada incluyendo la corona de las márgenes vertedoras laterales, compuertas transversales y laterales.

Poder calorífico de un combustible

Contenido de energía. Se expresa en Joules, kilocalorías o BTU por unidad de masa o volumen.

Poder calorífico inferior de un combustible

Es el poder calorífico superior disminuido por el calor de vaporización del agua contenida o producida por el combustible. Se mide por medio de un calorímetro sin enfriamiento de los gases de combustión de manera que el vapor de agua no se condense.

Poder calorífico superior de un combustible

Es la cantidad de calor que se puede obtener al quemar una cantidad de combustible, en el que los gases producto de la combustión se enfrían, a fin de conseguir que el vapor de agua se condense. Esto se obtiene principalmente en un calorímetro.

POISE

Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. Indica las características básicas generales de las obras programadas, fechas probables de entrada en operación y programa de inversiones asociado.

Potencia eléctrica

Tasa de producción, transmisión o utilización de energía eléctrica, generalmente expresada en Watts.

Potencia instalada

Suma de potencias nominales de máquinas de la misma clase (generadores, transformadores, convertidores, motores) en una instalación eléctrica.

Potencia máxima

Valor máximo de la carga que puede ser mantenida durante un tiempo especificado.

Potencia real

Parte de la potencia aparente que produce trabajo. Comercialmente se mide en kW.

Potencia real instalada

Capacidad efectiva.

Pozo de oscilación	Fosa de sección circular o elíptica, vertical o inclinada, subterránea elevada o mixta, unida generalmente a la parte superior de una tubería forzada, con un extremo a la intemperie a una elevación mayor que la del nivel del agua en el almacenamiento.
Presa derivadora	Muro construido transversalmente en el lecho de un río, con su mayor parte funcionando como vertedor, que sobreeleva el nivel de agua del cauce para derivar lateralmente un gasto de agua.
Presa o embalse	Depósito artificial construido en terreno natural en el cual se almacenan las aguas de uno o varios ríos, para su aprovechamiento en cualquier uso, mediante muro construido transversalmente en el cauce.
Probabilidad de pérdida de carga	Proporción de tiempo en que la generación disponible se espera sea suficiente para satisfacer la carga del sistema.
Probabilidad de pérdida de energía	Relación entre la cantidad esperada de energía no suministrada por deficiencia en la capacidad de generación disponible y la energía total requerida por el sistema.
Producción de una central	Energía eléctrica efectivamente generada por una central durante un periodo determinado.
Pruebas de operación	Trabajo de una unidad sincronizada al sistema y en producción, cuya responsabilidad está bajo personal encargado de la construcción, hasta que el equipo se considere totalmente apto para operación continua por los responsables de su recepción.
Rechazo de carga	La repentina y total variación de la demanda de carga en el generador.
Recursos geotermales	Calor almacenado que es recuperable por tecnología, usando corriente o corriente intermedia.
Recursos geotérmicos paramarginales	Recursos que son recuperables a un costo entre una y dos veces al precio corriente de energía competitiva.
Régimen térmico	Es la relación entre la energía suministrada al ciclo termodinámico de la unidad en kcal/h, BTU/h, kJ/h, dado el consumo de combustible, con respecto a la energía que se obtiene a la salida del generador eléctrico en kW.

Reinyección	Proceso de bombeo de agua de desperdicio regresada a un pozo o acuífero.
Rendimiento	Factor que indica la capacidad de aprovechamiento.
Reserva	Sinónimo de margen.
Reserva caliente	Capacidad térmica generatriz en reserva, mantenida en temperatura y condición que permita entrar en servicio prontamente.
Reserva de energía	Cantidad de generación que aún podría suministrarse después de despachar las unidades para satisfacer la curva de demanda del periodo considerado. Se calcula restando la energía necesaria de la generación posible total del sistema en el periodo bajo estudio. Se expresa en porcentaje de la energía necesaria bruta.
Reserva disponible	Capacidad excedente después de cubrir la demanda máxima considerando las unidades que realmente se encuentran disponibles, es decir, excluyendo aquellas que se encuentran fuera de servicio por salidas forzadas o planeadas.
Reserva fría	Capacidad térmica generatriz disponible para servicio, pero en la cual no se mantiene temperatura de operación.
Reserva instalada	Reserva de capacidad prevista para cubrir salidas forzadas y planeadas de las unidades generadoras; se calcula como la diferencia entre la potencia real instalada y la demanda máxima en el periodo considerado.
Reserva rodante	Capacidad de generación disponible a fin de tomar carga en forma inmediata, para cubrir eventualidades de falla de generación o incrementos repentinos.
Resincronización	Regreso a la operación en sincronismo de una o más máquinas que han sufrido una pérdida de sincronización.
Salida forzada	Poner fuera de servicio una unidad o equipo por falla de uno de sus componentes o por cualquier condición adversa para la operación. Esta salida deberá ser inmediata o en fecha no posterior al fin de semana más próximo.

Salida no planeada	Poner fuera de servicio una unidad o equipo por falla de unos de sus componentes o por cualquier condición adversa para la operación. Se clasifican en este grupo las salidas que pueden posponerse para una fecha posterior al fin de semana más próximo.
Salida planeada	Poner fuera de servicio una unidad para inspección o mantenimiento general de uno o más equipos mayores. Los trabajos a efectuar en este tipo de salidas son programados con bastante anticipación (por ejemplo, mantenimiento anual o mayor).
Salida por economía	Puesta fuera de servicio de una unidad para obtener una operación económica del sistema. La unidad desconectada se considera disponible para entrar en operación cuando se requiera (reserva desconectada).
Separador primario	Equipo al que llega la mezcla endógena de un pozo para separar la fase vapor de la fase líquida.
Separador secundario	Equipo al que llega la fase líquida del separador primario para formar vapor, aprovecharlo y retirar la fase líquida.
Silenciador geotérmico	Equipo que se instala en el extremo de la descarga de vapor a la atmósfera de cada pozo geotérmico para eliminarle la velocidad y, por consiguiente, el ruido producido por el fluido.
Sincronización	Igualación de los parámetros de dos fuentes de energía eléctrica para su interconexión.
Sistema eléctrico	Instalaciones de generación, transmisión y distribución, físicamente conectadas entre sí, operando como una unidad integral, bajo control, administración y supervisión.
Subestación	Conjunto de aparatos eléctricos localizados en un mismo lugar, y edificaciones necesarias para la conversión o transformación de energía eléctrica o para el enlace entre dos o más circuitos.
Subestación de transformación	Subestación que incluye transformadores.
Subestación elevadora	Subestación de transformación que eleva la tensión de generación con propósitos de transmisión.

Subestación reductora	Subestación de transformación que reduce la tensión de la energía eléctrica para su utilización.
Tanque de regulación horaria	Almacenamiento de agua construido junto a la obra de toma de tuberías forzadas, con volumen suficiente para almacenar el líquido excedente en horas de poca demanda y abastecer el gasto a turbinas al operar a plena carga durante horas del pico de carga.
Tasa de crecimiento	Para propósitos de planeación eléctrica, es el índice que señala el crecimiento anual de un parámetro eléctrico (demanda, energía o ventas).
Tasa de salida forzada	Relación entre las horas fuera por salida forzada y el total de las horas en servicio más aquellas fuera por salida forzada. Para expresarla en porcentaje se multiplica por 100.
Temperatura base	Es la máxima temperatura alcanzada por aguas geotermales durante la circulación convectiva.
Transformación de energía eléctrica	Conversión de energía eléctrica sin cambio de frecuencia.
Transformador	Dispositivo que sirve para convertir el valor de un flujo eléctrico a uno diferente. De acuerdo con su utilización se clasifica de diferentes maneras.
Túnel de descarga	Conducto cerrado sujeto a presión hidrostática y en descenso desde el vertedor hasta su descarga a la atmósfera.
Turbina	Motor primario accionado por vapor, gas o agua, que convierte en movimiento giratorio la energía cinética del medio.
Usos propios	Es la energía eléctrica recibida y autoabastecida consumida por los equipos auxiliares de las centrales (motores de equipos, alumbrado, etc.).
Valor esperado de la energía suministrada	Cantidad de energía no suministrada por año, debido a deficiencias de capacidad de generación o a cortes en los suministros básicos de energía.

Valor esperado de pérdida de carga	Número esperado de días u horas por año, en que la capacidad de generación es insuficiente para servir la carga pico diaria.
Vapor primario	Producto principal extraído de la mezcla endógena en el separador primario.
Vapor secundario	Producto principal extraído del fluido líquido en el separador secundario.
Vaporductos	Tuberías que conducen el vapor extraído de los pozos hacia el turbogenerador.
Vaso	Sinónimo de presa o embalse.
Vertedor de una presa	Conjunto de obras para evacuar el agua excedente de un embalse, derramándolo sobre su cresta situada abajo de la corona de la cortina.
Zona	Unidad mínima del sistema eléctrico nacional considerada para fines de estudio del mercado eléctrico.

Tabla de conversión

Multiplique	Por	Para convertir
acres	0.4047	hectáreas
año	8,760	horas
atmósferas	1.0333	kg/cm ²
atmósferas	14.7	lb/pulg ²
bars	0.9869	atmósferas
bars	14.5	lb/pulg ²
bars	1.0197	kg/cm ²
barril	42	galones
barril	158.987	litros
barril	0.158987	metros ³
BTU/h	0.2139	W (watts)
BTU/hp-h	0.3379	kcal/kWh
BTU/hp-h	1.4148	kJ/kWh
BTU/kWh	0.25198	kcal/kWh
BTU/kWh	1.0548	kJ/kWh
BTU/lb	0.5555	kcal/kg
BTU/lb	2.3256	kJ/kg
°C	(°C x 9/5) + 32	°F
°C	°C + 273.18	°K
galón	3.785412	litros
hp (US)	0.7457	kW
pulgada de mercurio	3.453×10^{-2}	kg/cm ²
pulgada de agua (a 4 °C)	2.54×10^{-3}	kg/cm ²
pulgada de agua (a 4 °C)	3.613×10^{-2}	lb/pulg ²
kilogramo	2.2046	libras
kilogramo	1.102×10^{-3}	toneladas cortas
kilogramo	9.842×10^{-4}	toneladas largas
libra	0.45359	kilogramos
litros	0.2642	galones
litros	0.03531	pie ³
metro ³	1,000	litros
pie ³	0.028317	metros ³
tonelada corta (USA)	907.185	kilogramos
tonelada larga (UK)	1,016.06	kilogramos
tonelada eq. de carbón	0.008141	GWh
tonelad eq. de petróleo	0.011630	GWh
joule	2.788×10^{-7}	kWh
joule	9.481×10^{-4}	BTU
joule	2.389×10^{-4}	kcal
kWh	3413	BTU
kWh	860	kcal
BTU	0.252	kcal

Cuadro B.1

Equivalencia entre unidades de energía

Unidades	joule	kWh	BTU	kcal	MWd ^{1/}
1 joule	1	2.788×10^{-7}	9.481×10^{-4}	2.389×10^{-4}	1.16×10^{-11}
1 kWh	3,600,000	1	3,413	860	4.17×10^{-5}
1 BTU	1,054.79	2.93×10^{-4}	1	0.252	1.22×10^{-8}
1 kcal	4,186.05	1.163×10^{-3}	3.9686	1	4.84×10^{-8}
MWd	8.64×10^{10}	24,000	81.89×10^9	20.64×10^6	1

1/ Megawatt-día

Cuadro B.2

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Abengoa Solar
Solar Power for a Sustainable World
2010

- [2] Ann Chambers & Susan D. Kerr
Power Industry Dictionary
Penn Well Books
1996
United States of America

- [3] A. J. Pansini & K.D. Smalling
Guide to Electric Power Generation, 3° edition
CRC Press
2006
United States of America

- [4] Bacock & Wilcox Company
Steam, its generation and use, 41° edition
2005
United States of America

- [5] Comisión Federal de Electricidad
Del fuego a la Energía Nuclear
CFE
2004
México

- [6] Comisión Federal de Electricidad
COPAR generación 2014
CFE
2014
México
- [7] Comisión Federal de Electricidad
Escenario de precios de combustibles de junio de 2015
CFE
2015
México
- [8] Edward F. Obert
Motores de Combustión Interna
CECSA
1995
México
- [9] International Atomic Energy Agency
Expansion Planning For Electrical Generating Systems
Vienna
1984
- [10] International Energy Agency & Nuclear Energy Agency
Projected Cost of Generating Electricity
2010
- [11] John A. White & Marvin H. Agee
Técnicas de análisis económico en Ingeniería
Limusa
México
- [12] Kam W. Li & Paul Priddy
Power Plant System Design
John Wiley & Sons
1985
United States of America
- [13] Kavidass & Anderson
Why build a Circulating Bed Boiler to Generate Steam an Electric Power
Babcock & Wilcox Company
2000
United States of America

- [14] M. M. El-Wakil
Powerplant Technology
McGraw-Hill
United States of America
1984
- [15] Manuel Treviño Coca
Tecnología de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (IGCC)
Enerclub-Elcogas
España
- [16] Pagina Intranet de la CFE
Subdirección de Generación
Portal interno
- [17] Pagina web del Sistema de Monitoreo Ambiental de la Ciudad de México,
- [18] Pagina web de Electricity Storage Association
- [19] Paul Breeze
Power Generation Technologies
Newnes-Elsevier
Great Britain
2005
- [20] Pierre Pichot
Compressor Application Engineering
Gulf Publishing Company
1986
- [21] P.K. Nag
Power Plant Engineering
McGraw-Hill
2008
United States of America
- [22] Rolf h. Kehlhofer & Judy Warner
Combined cycle gas & Steam Turbine Power plants, 2° edition
Penn Well Books
1999
United States of America

- [23] T. Al Shemmeri
Wind Turbines
Book Boon
2010

- [24] Thermoflow Inc.
GT Pro & GT Master, Steam Pro & Steam Master V25
2015
United States of America

- [25] U.S. Energy Information Administration
Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants
Department of Energy
April 2013
United States of America