



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

COPAR 2012

GENERACIÓN

COSTOS Y PARÁMETROS DE REFERENCIA PARA LA
FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN DEL
SECTOR ELÉCTRICO

EDICIÓN 32

Subdirección de Programación

Coordinación de Evaluación

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

CAPITULO 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 nucleoeeléctricas
- 1.8 Centrales geotermoeléctricas
- 1.9 Centrales hidroeléctricas
- 1.10 Turbinas eólicas
- 1.11 Tecnología solar fotovoltaica
- 1.12 Emisiones contaminantes

CAPITULO 2

Costos de Inversión

- 2.1 Conceptos de costo directo, indirecto y actualizado
- 2.2 Programa de inversión y factor de valor presente
- 2.3 Factor de costos nivelado de inversión
- 2.4 Estructura del costo de inversión

CAPITULO 3

Costos de Combustibles

- 3.1 Generalidades
- 3.2 Carbón
- 3.3 Petróleo
- 3.4 Gas natural

Contenido

- 3.5 Uranio enriquecido
- 3.6 Coque de petróleo
- 3.7 Residuos de vacío
- 3.8 Poder calorífico superior e inferior
- 3.9 Costos de combustibles
- 3.10 Costo nivelado de generación

CAPITULO 4

Costos de Operación y Mantenimiento

- 4.1 Costos de operación y mantenimiento
- 4.2 Consumo de agua
- 4.3 Costos del agua
- 4.4 Costo total de generación

CAPITULO 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

CAPITULO 6

Tecnologías Alternas de Generación Eléctrica

- 6.1 Generalidades
- 6.2 Centrales de almacenamiento de energía
- 6.3 Generación de energía mediante biomasa
- 6.4 Generación de energía mediante celdas de combustible
- 6.5 Central Mareomotriz

CAPITULO 7

Cogeneración

- 7.1 Cogeneración
- 7.2 Relación calor-potencia
- 7.3 Sistemas de cogeneración

- 7.4 Factores para la selección de un sistema de cogeneración
- 7.5 Ventajas de la cogeneración
- 7.6 Costos del vapor
- 7.7 Evaluación financiera de un central con cogeneración

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
- A.7 La inflación y su efecto en la evaluación de proyectos
- A.8 El tipo de cambio

GLOSARIO

- B.1 Términos económico financieros
- B.2 Términos técnicos

BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En esta trigésima segunda edición del estudio “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico” (COPAR Generación 2012), 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 los denominamos Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico.

Introducción

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
- Los escenarios económicos corresponden a **abril de 2012**, mientras el de precios de combustibles a **mayo de 2011**
- Los costos se expresan en **dólares de 2012** con un tipo de cambio de **12.8 pesos por dólar**

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., mayo de 2012

Para aclaraciones y comentarios, favor de dirigirse a:

Dr. Isaac Jiménez Lerma
isaac.jimenez@cfe.gob.mx

CAPITULO 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

Descripción de Tecnologías

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

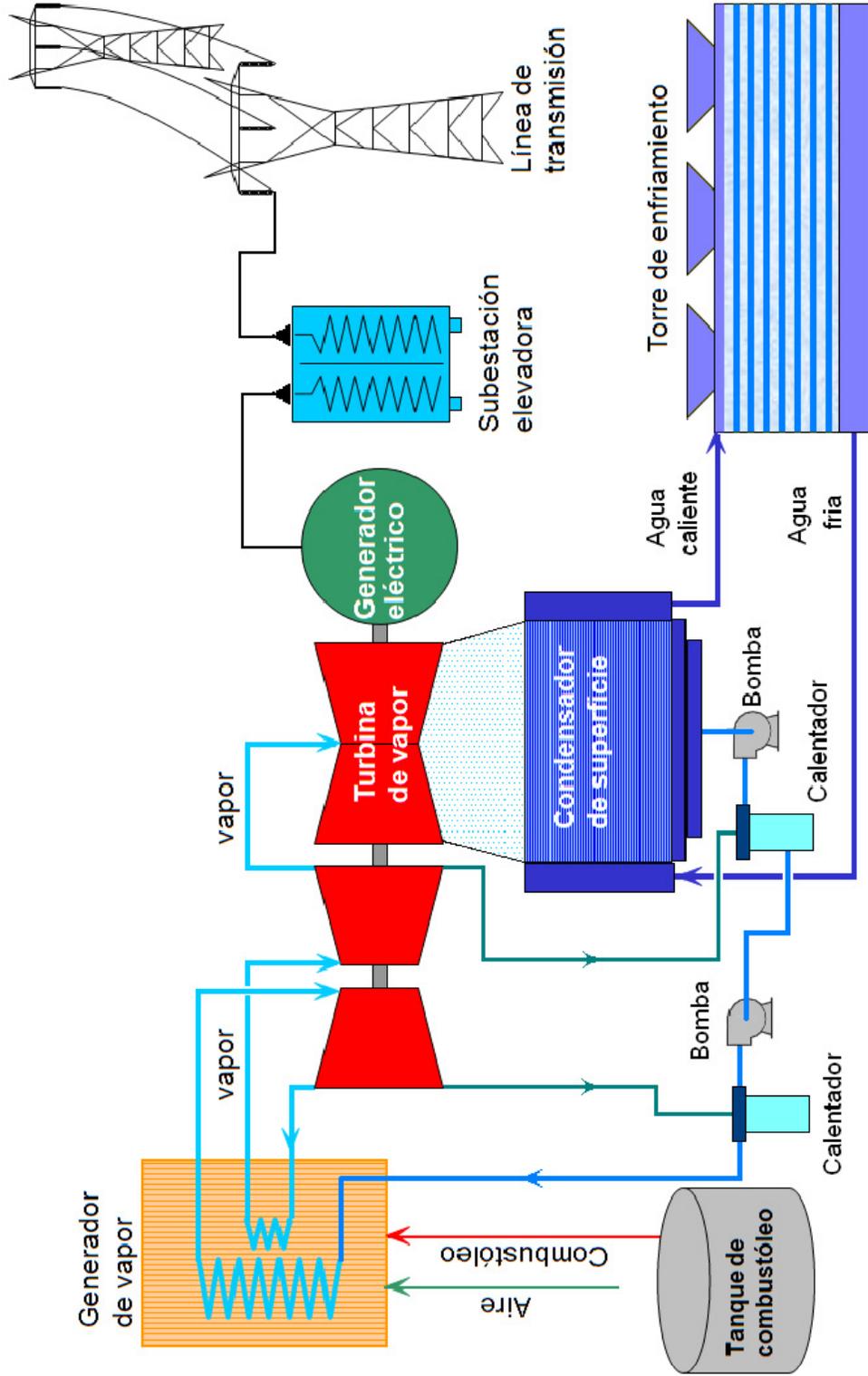


Figura 1.1

Descripción de Tecnologías

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

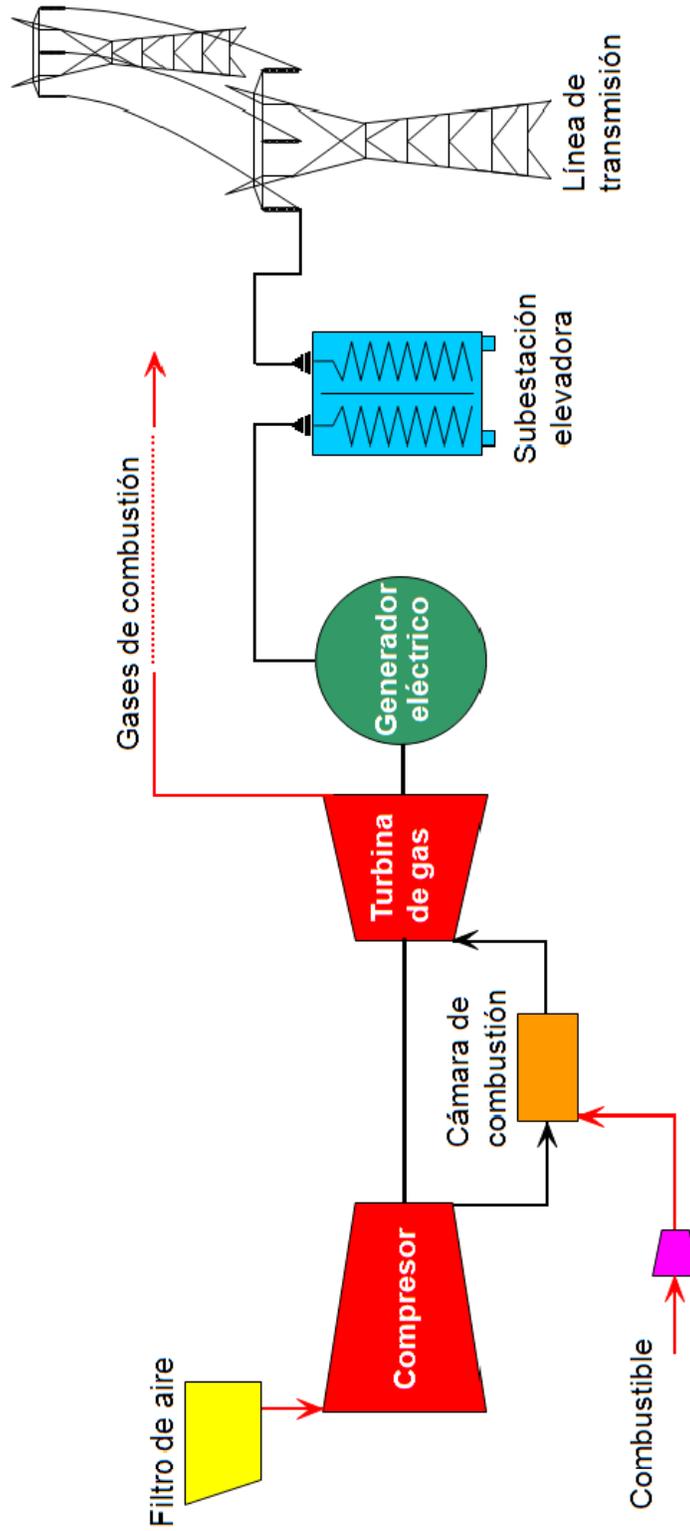


Figura 1.2

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

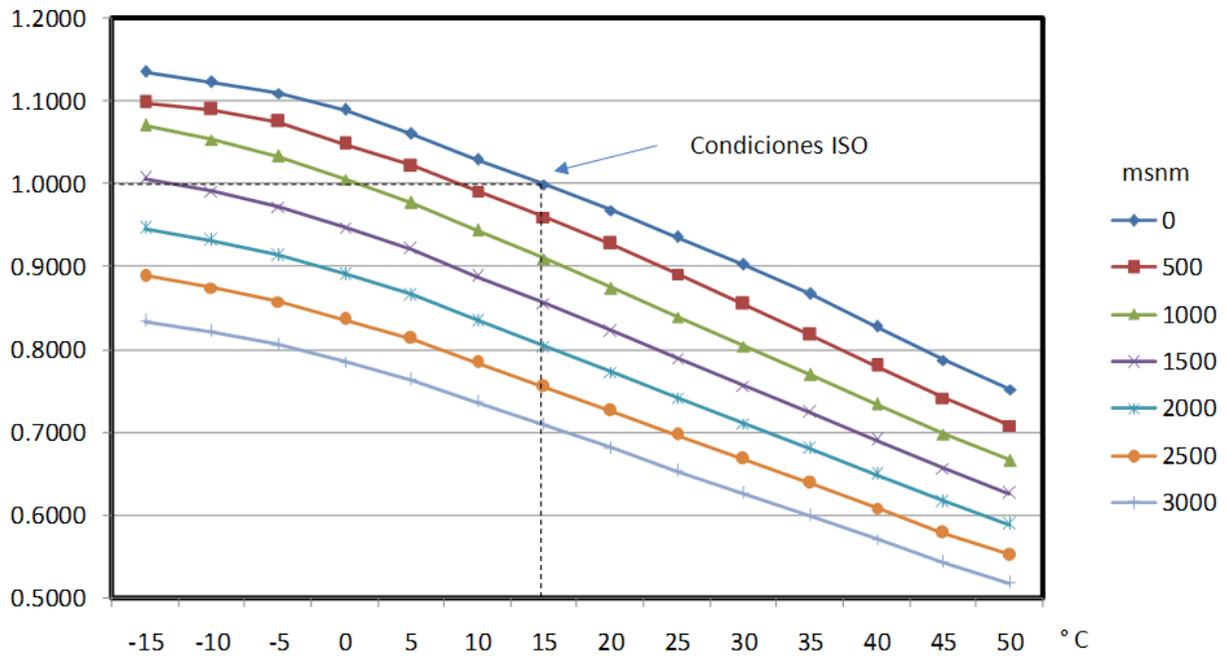


Figura 1.3

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

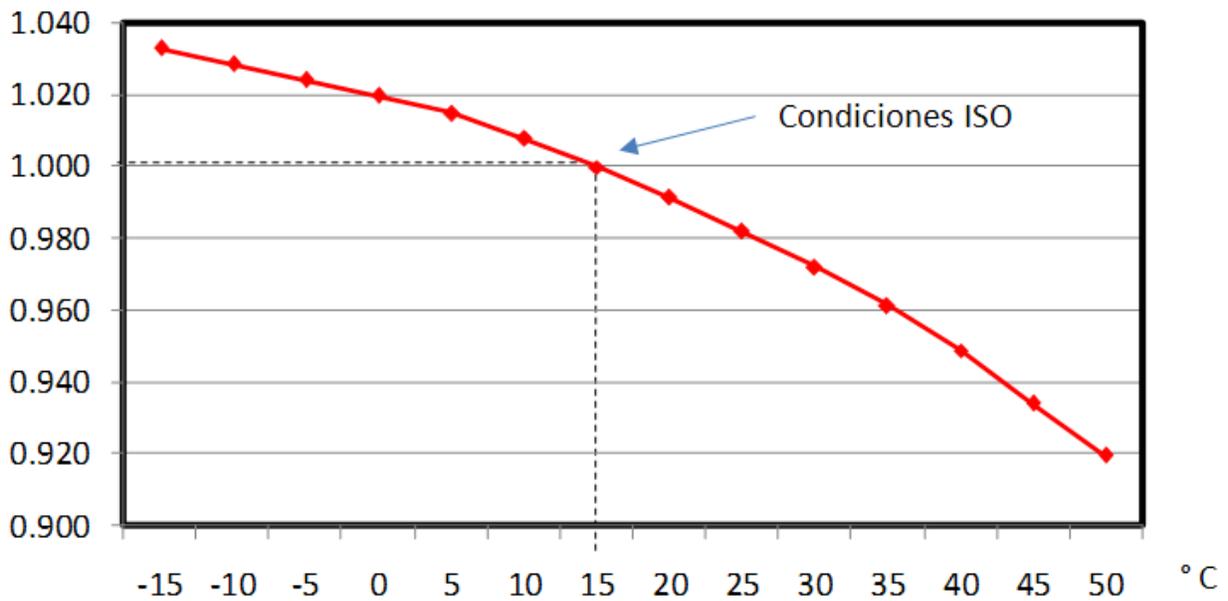


Figura 1.4

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

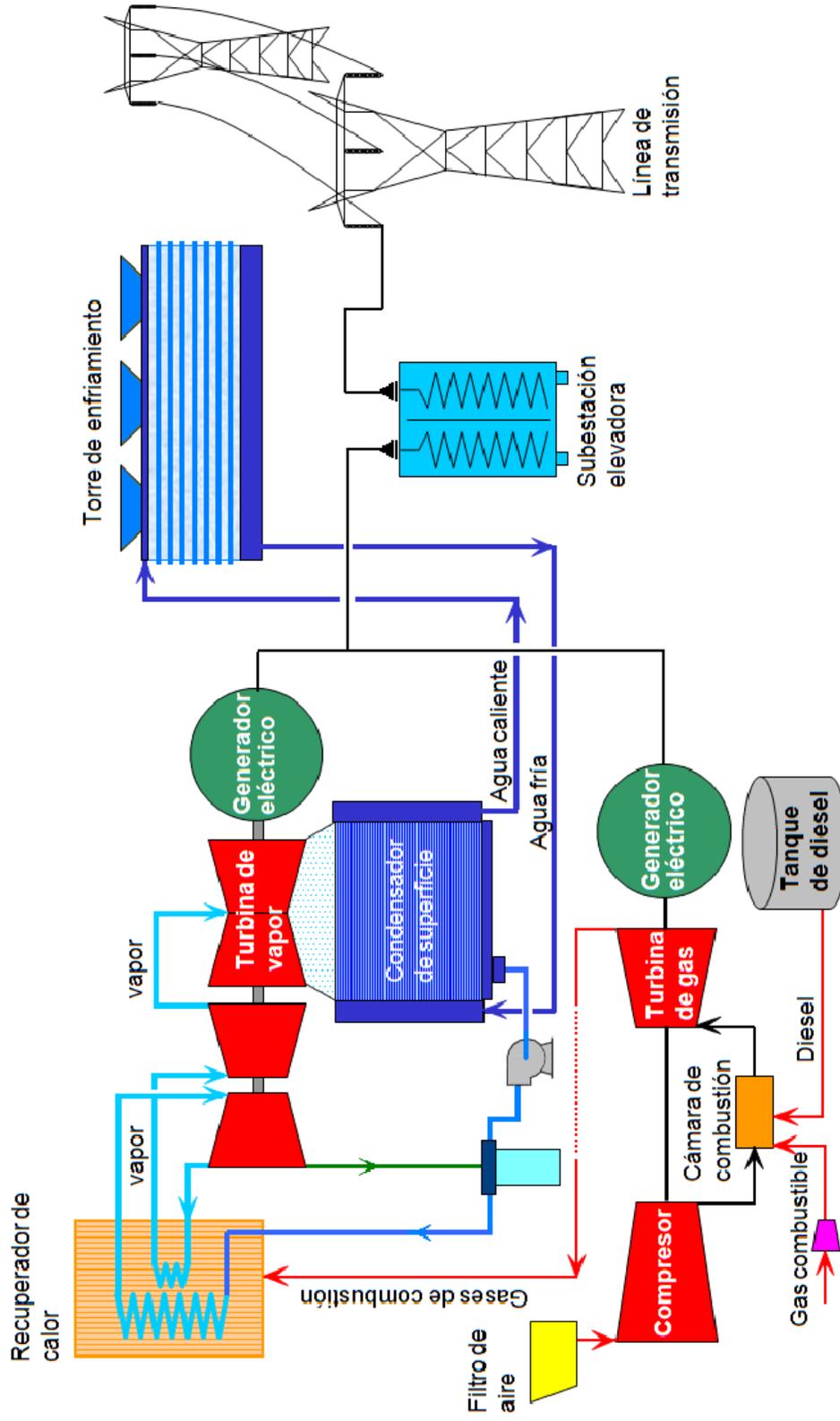


Figura 1.5

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

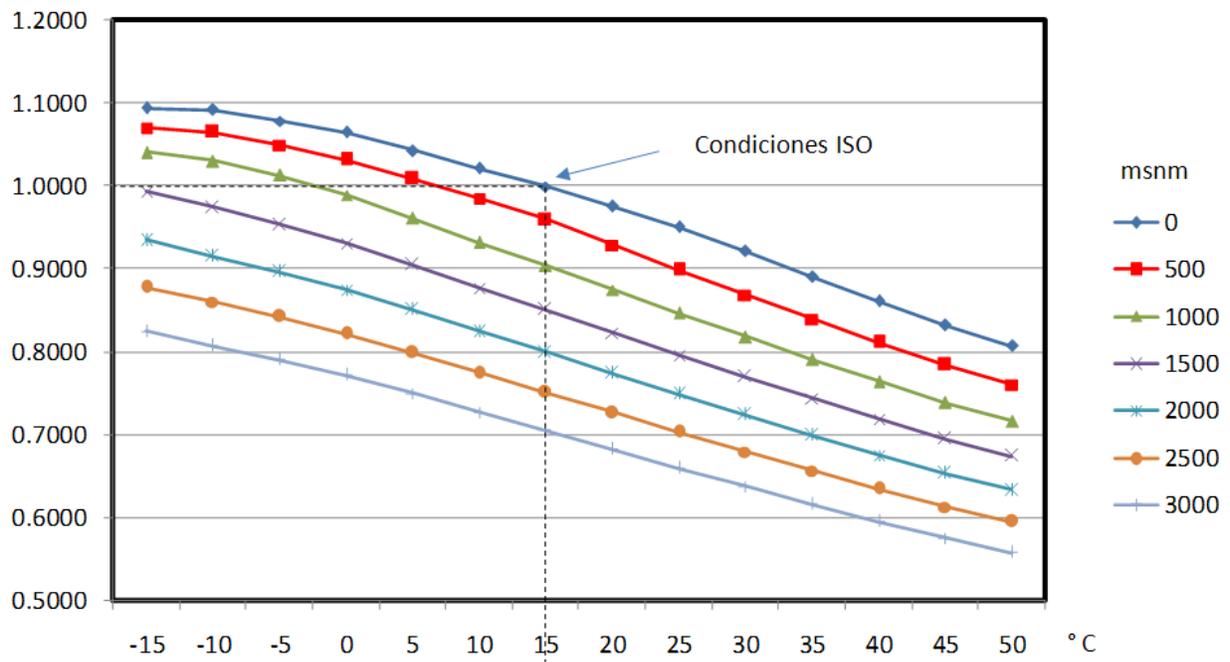


Figura 1.6

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

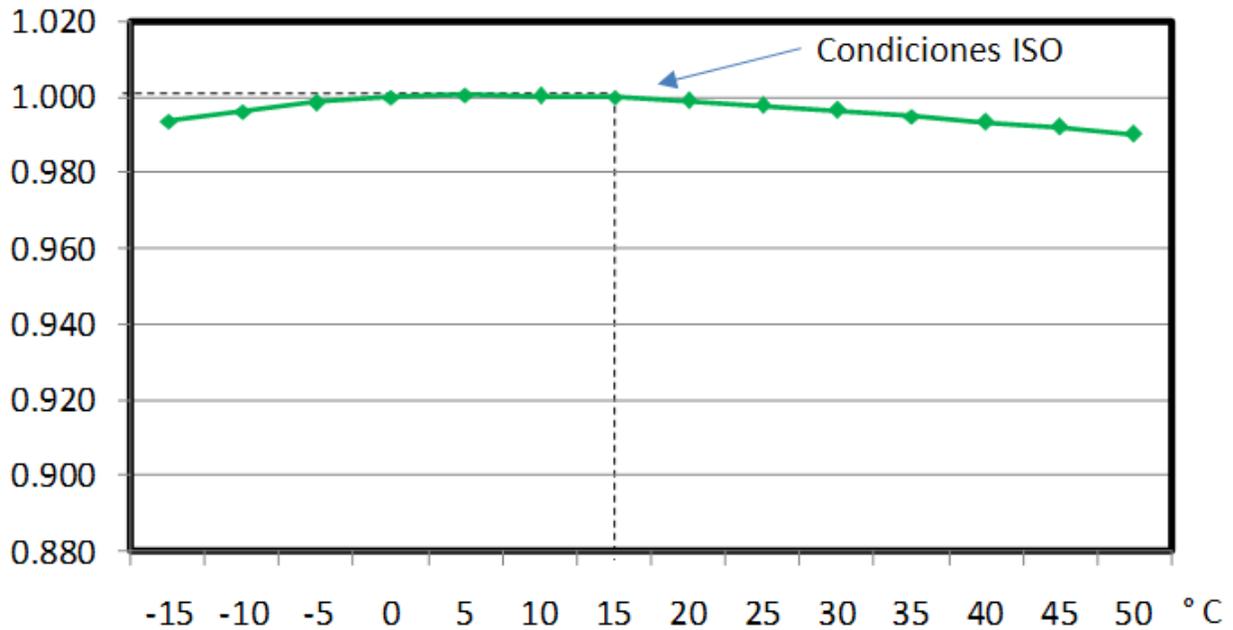


Figura 1.7

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

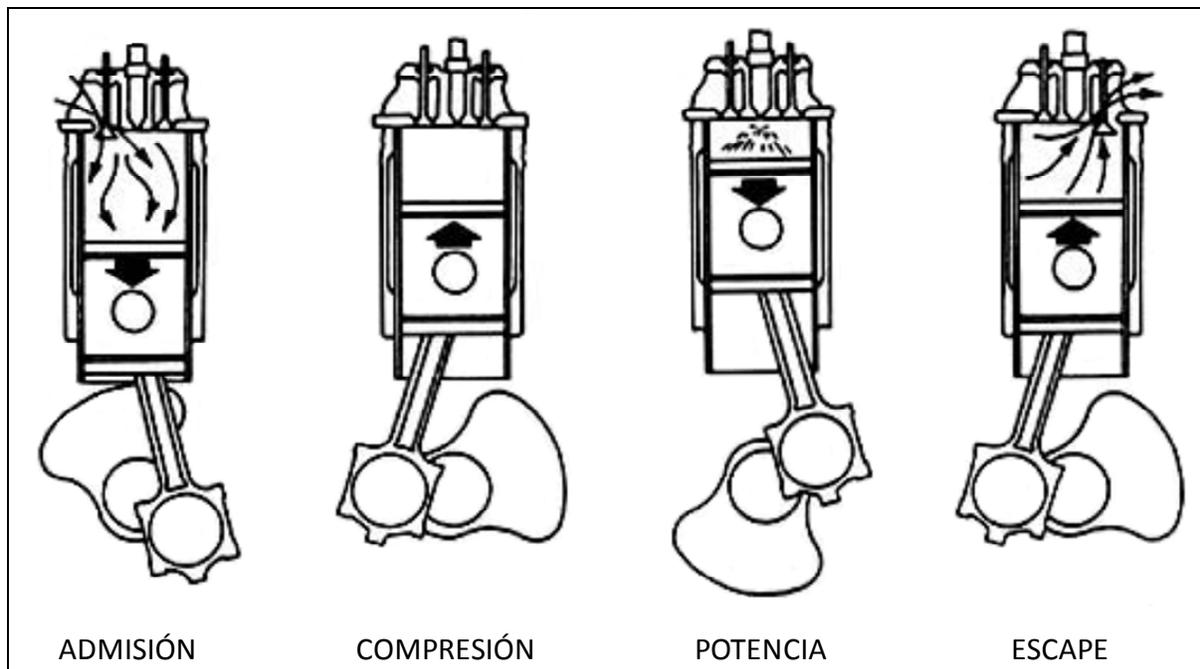


Figura 1.8

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

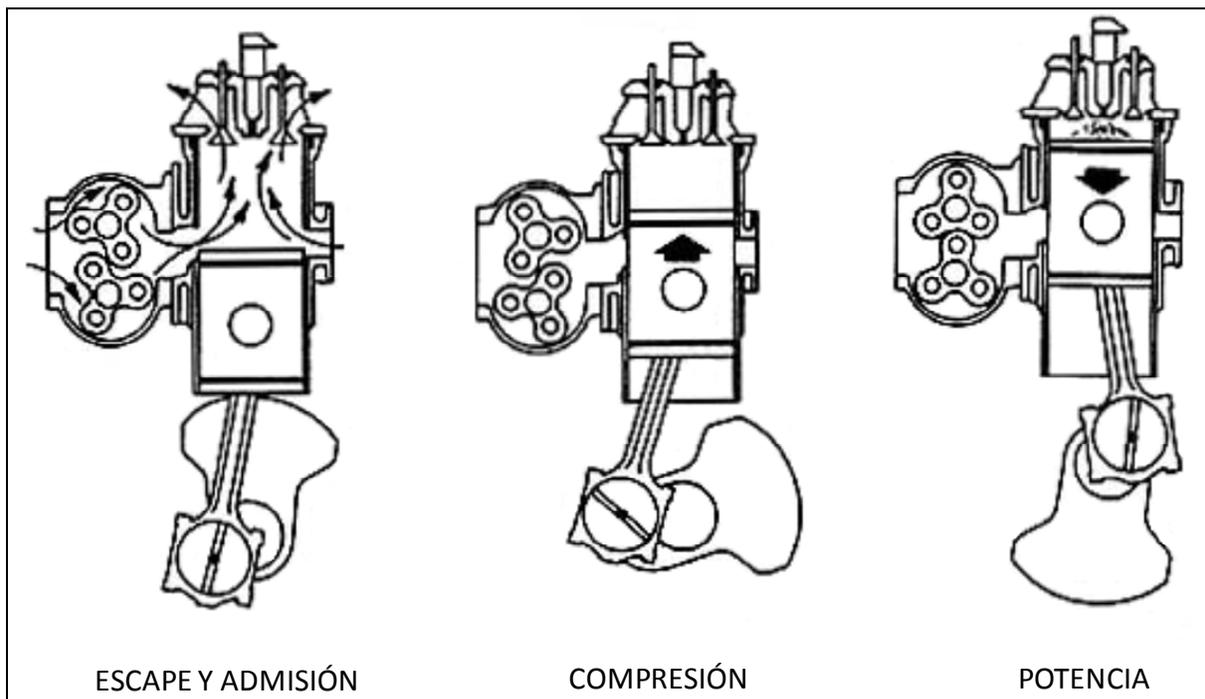


Figura 1.9

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

Descripción de Tecnologías

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.

En este documento se define como central básica la carboeléctrica sin desulfurador y sin quemadores duales. Utiliza carbón como el 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

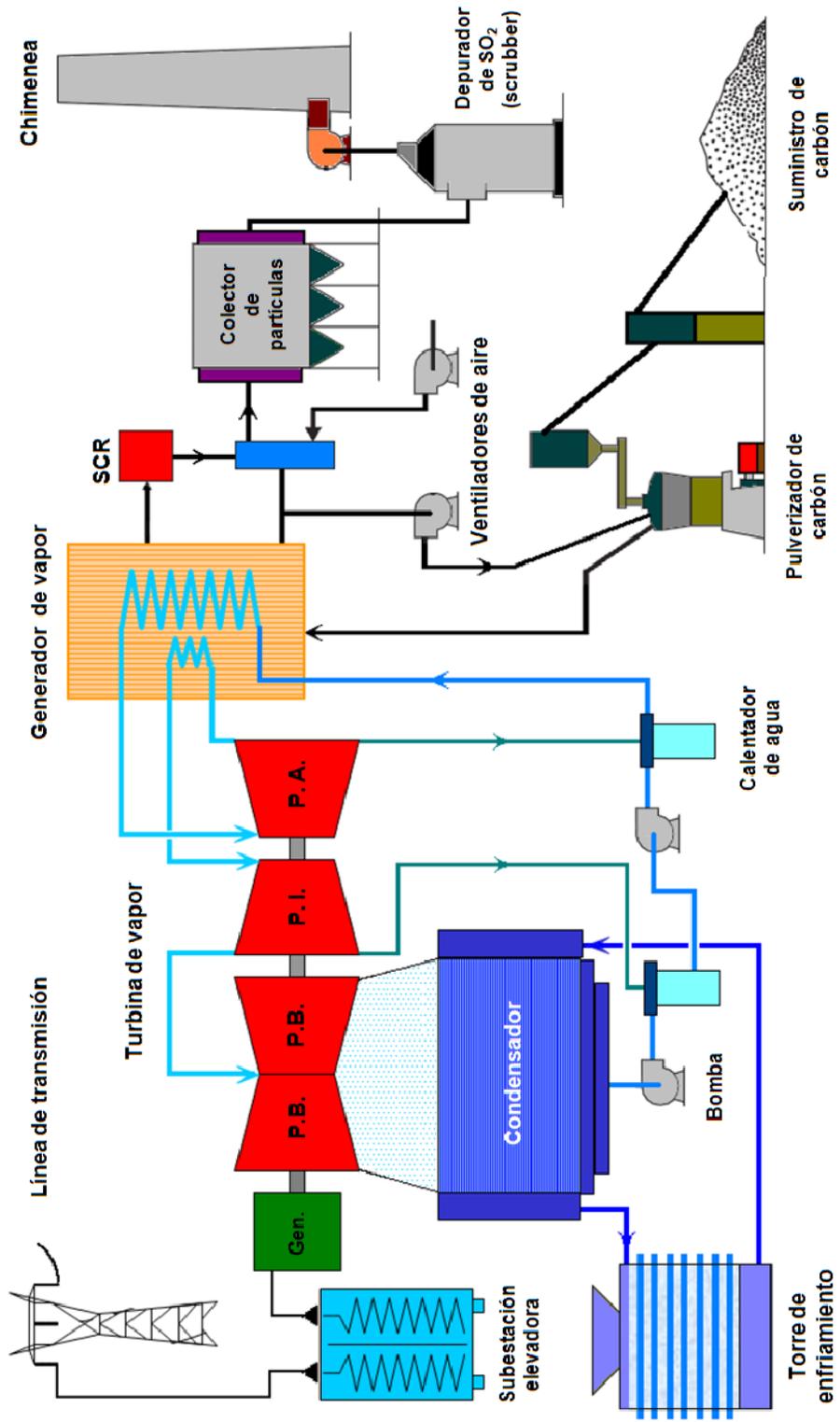


Figura 1.10

1.7 CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS

Los reactores nucleares son dispositivos donde se lleva a cabo una reacción nuclear controlada. El combustible utilizado son unas pastillas de uranio enriquecido de 2 cm de diámetro y 1 cm de longitud. Las pastillas se introducen dentro de unas barras de combustible hechas de una aleación de zirconio que resiste la corrosión. Un reactor puede contener hasta 50,000 barras.

Para controlar la reacción se utilizan unas barras de control que entran y salen de la vasija del reactor. Están hechas de acero al boro y tienen una gran capacidad para absorber neutrones. Además, la vasija del reactor está rodeada de otras barreras que evitan el escape de los neutrones.

Los reactores nucleares utilizan un refrigerante cuyo propósito es transmitir el calor hacia el exterior para generar vapor.

Un reactor de agua hirviente (BWR) utiliza agua ordinaria (agua ligera) como refrigerante y moderador. El agua hierve dentro del reactor y el vapor generado se utiliza directamente para impulsar la turbina. Posteriormente, el vapor se condensa y se alimenta al reactor nuevamente. La eficiencia es de alrededor de 33%, mientras la presión y temperatura que alcanza el vapor son menores a las de una central convencional.

En la figura 1.11 se presenta el esquema de una central con reactor avanzado de agua hirviente (ABWR).

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 1.12, 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

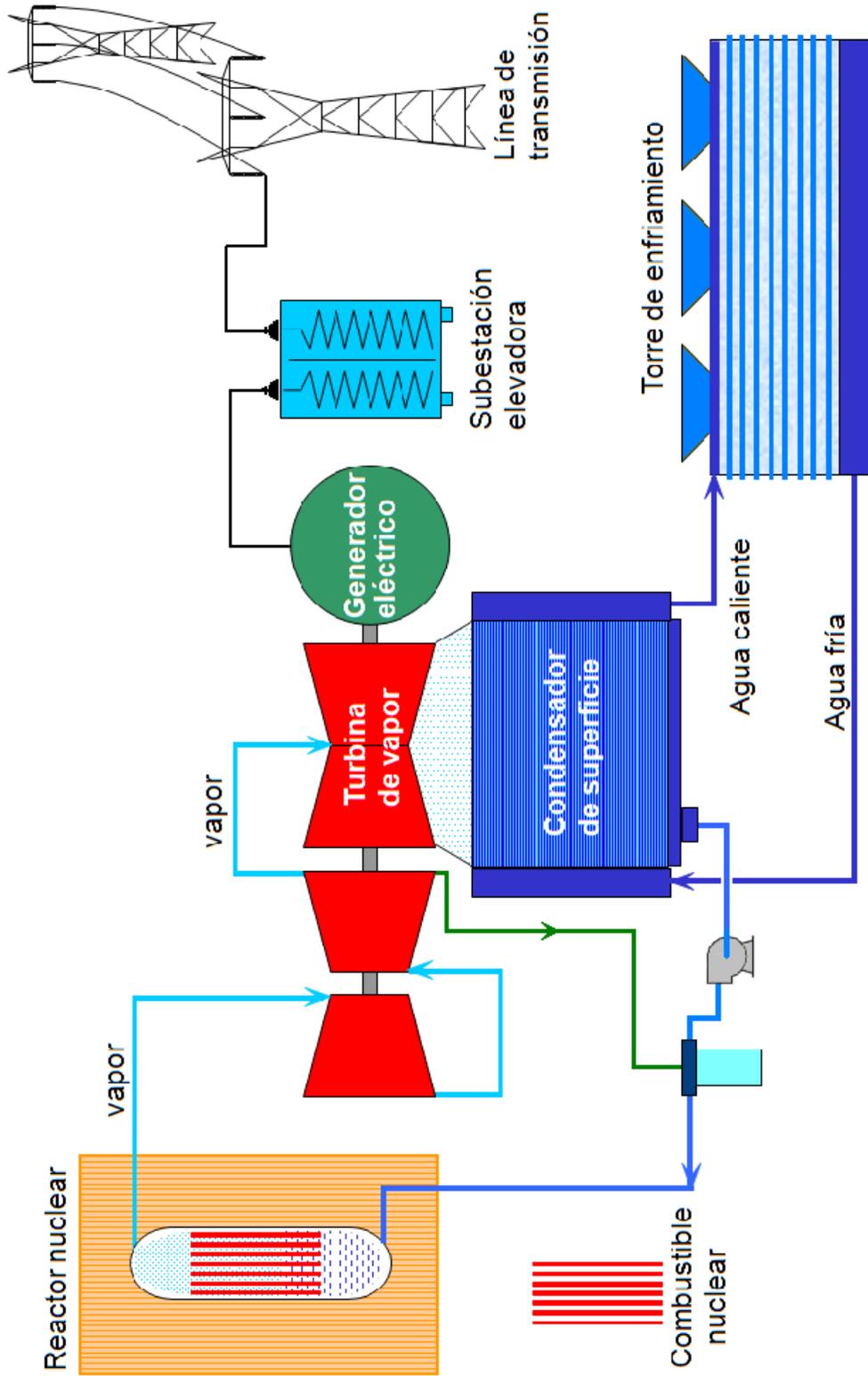


Figura 1.11

Central Geotermoeléctrica

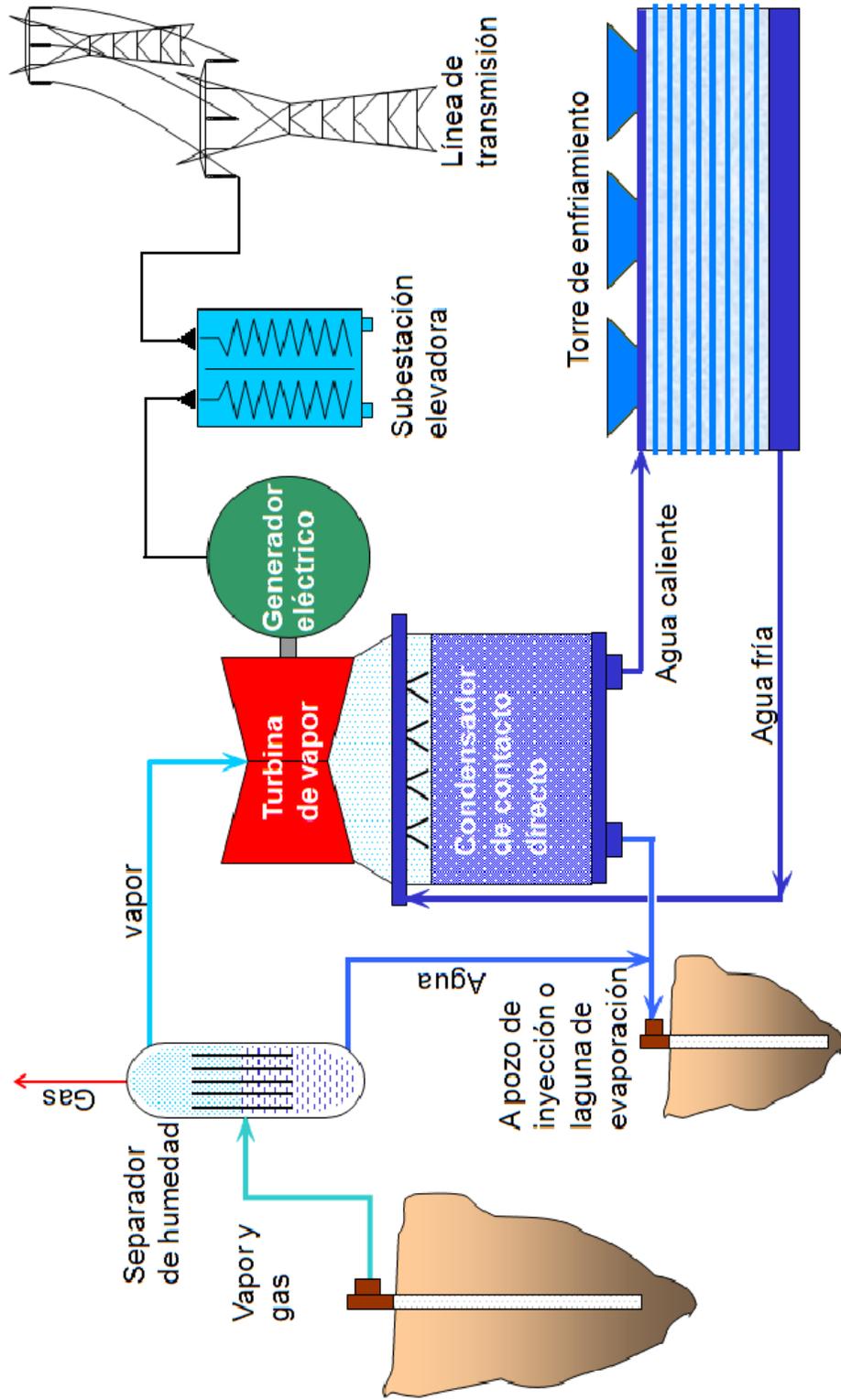


Figura 1.12

Características de los campos geotérmicos en operación

Concepto	Cerro Prieto	Los Azufres	Los Humeros
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/ En formaciones de tipo sedimentario, la proporción de perforaciones exitosas, es mayor que las de origen volcánico.

Cuadro 1.3

1.9 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

En la figura 1.13 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

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

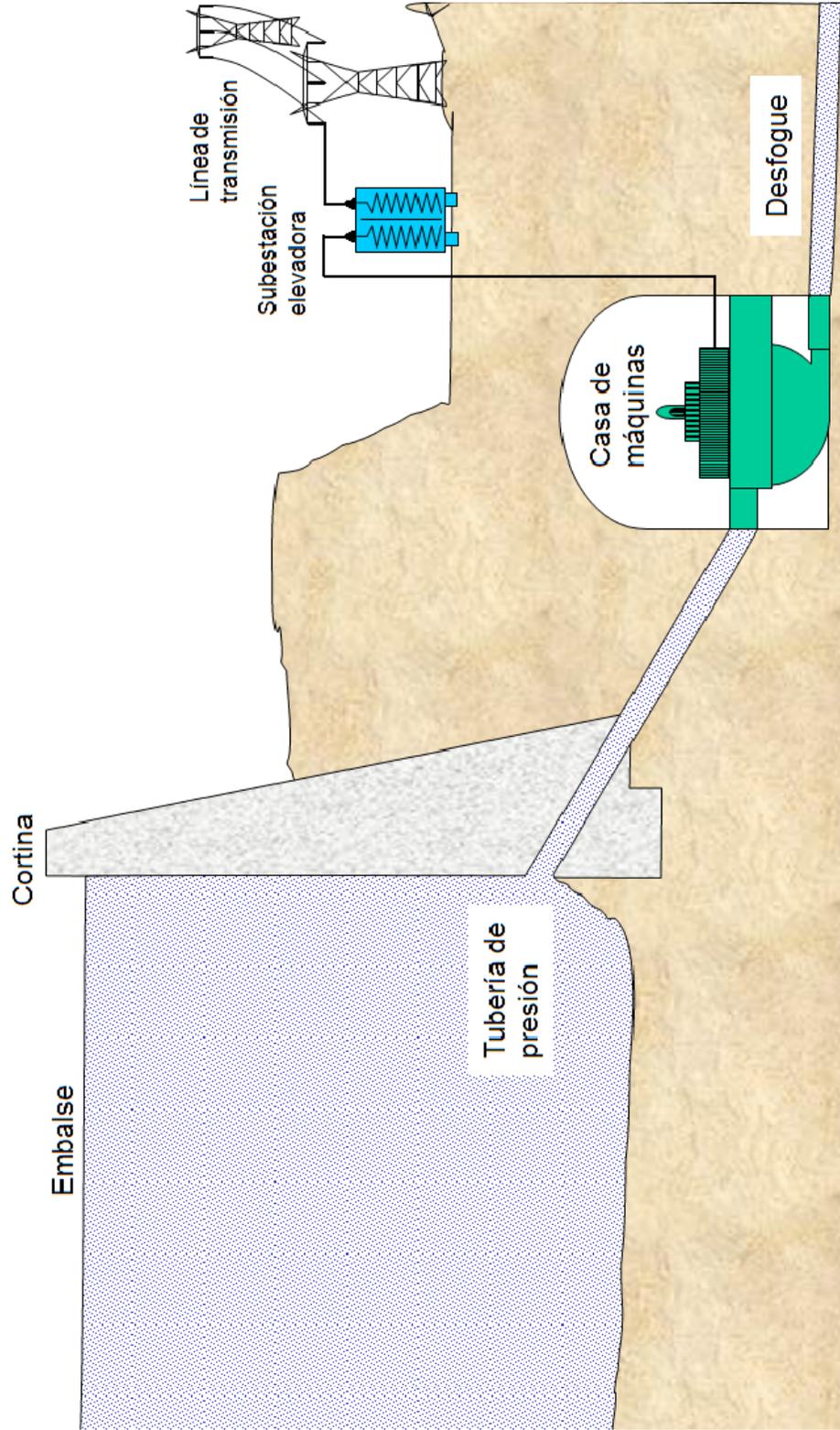


Figura 1.13

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

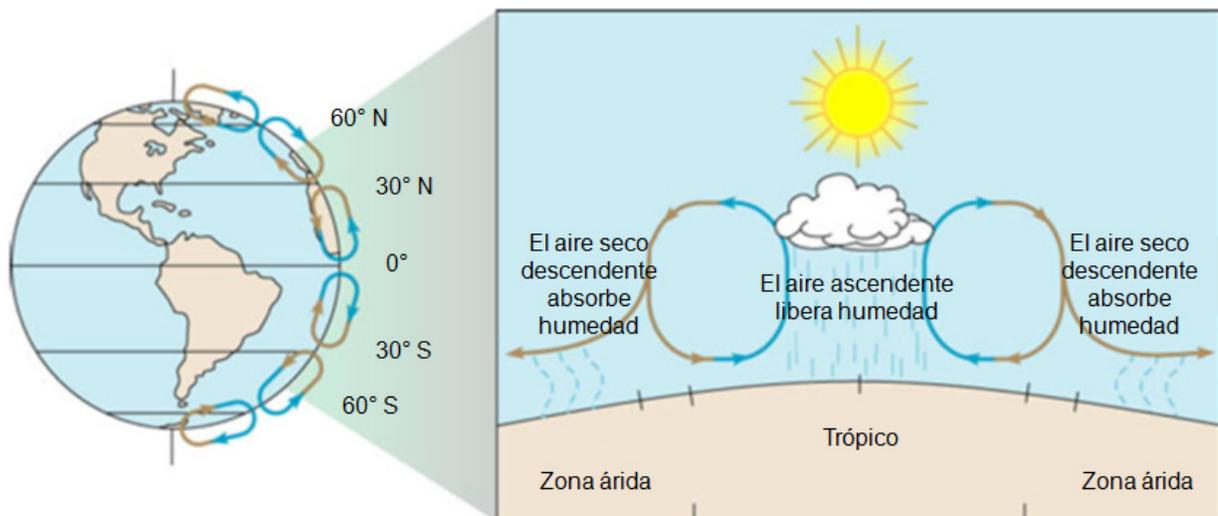


Figura 1.14

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 1.15.

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

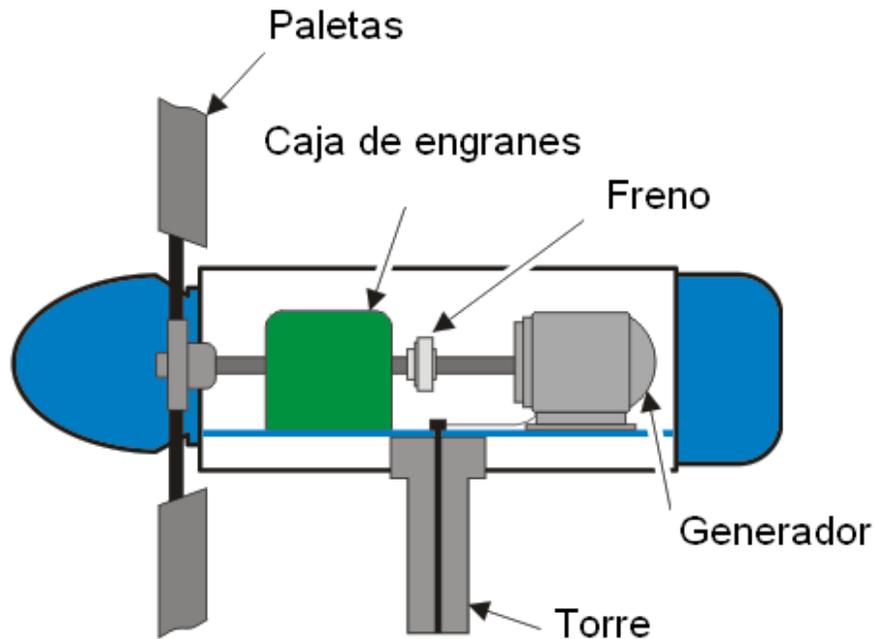


Figura 1.15

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

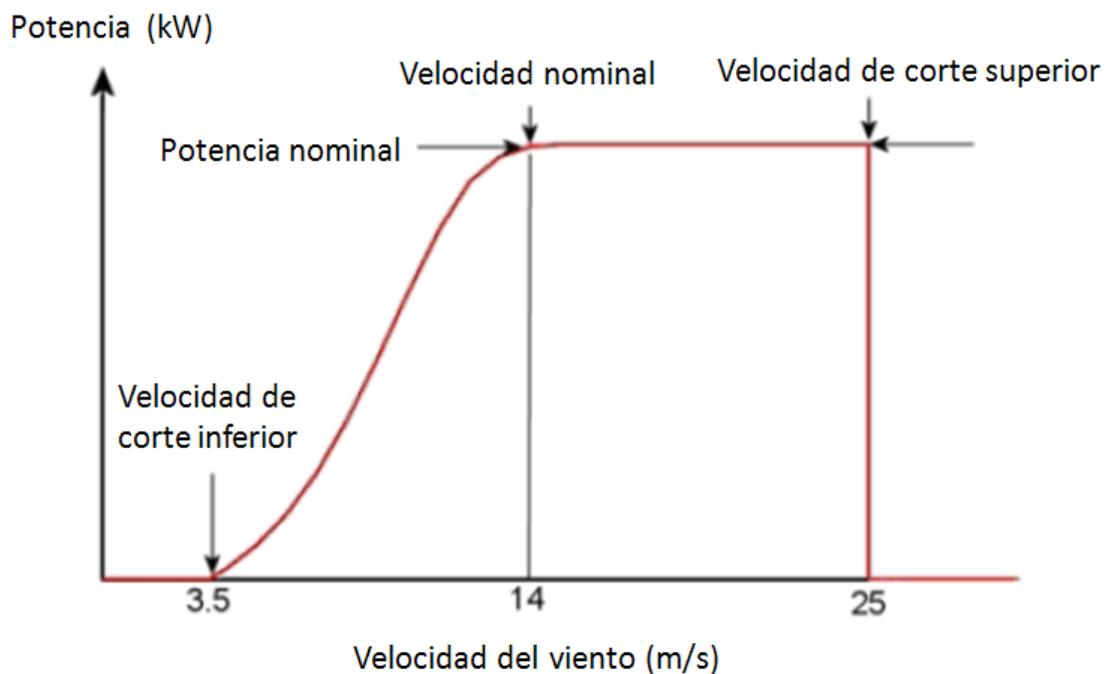


Figura 1.16

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/m^3)

A = Área del rotor (m^2)

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/m^3 (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 1.17). La potencia de los diseños comerciales va de $0.5 - 1.5 \text{ MW}$, 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 1.17

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
 $V_{total} = V1 + V2 + V3 + \dots + Vn.$
- 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.
 $I_{total} = i1 + i2 + i3 + \dots + in.$

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 1.18 y 1.19 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

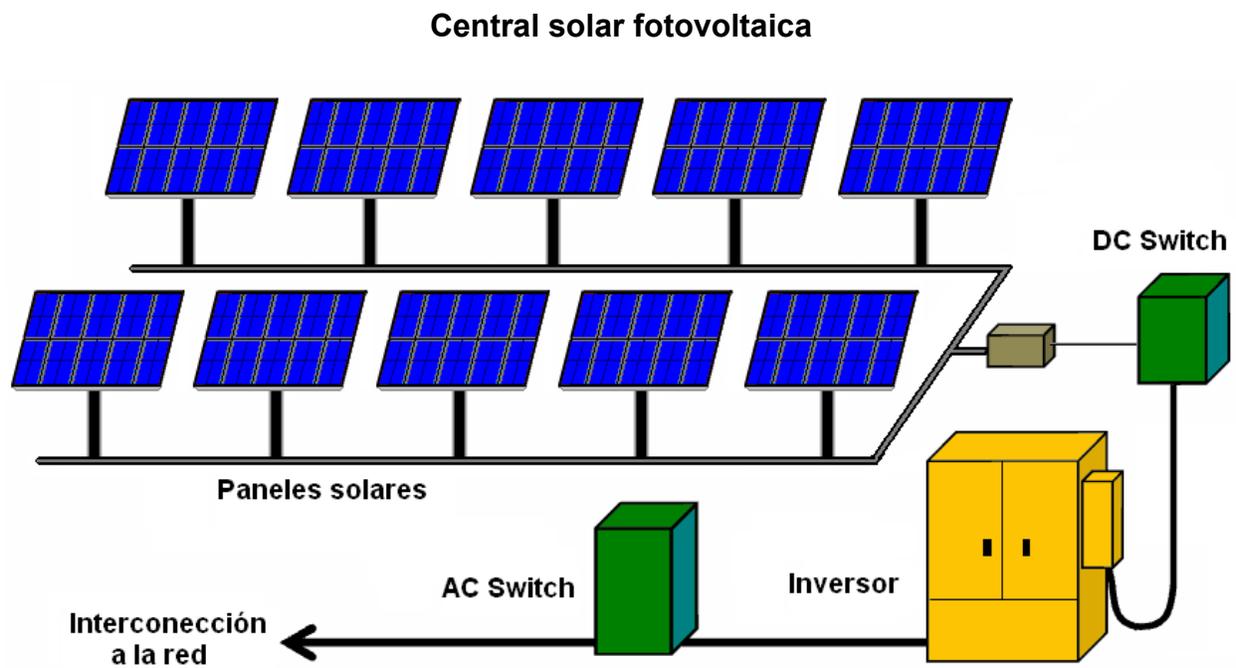


Figura 1.18

Central solar fotovoltaica



Figura 1.19

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	332.2	41.27	39.17	8,723	9,192	30	0.750	5.1
	2	160.0	149.2	39.28	36.64	9,165	9,826	30	0.650	6.7
	2	80.0	74.5	36.69	34.17	9,812	10,537	30	0.650	6.9
2/ Turbogás aeroderivada gas	1	42.2	40.9	37.39	36.25	9,628	9,932	30	0.125	3.1
	1	103.7	100.3	39.21	37.95	9,181	9,487	30	0.125	3.2
2/ Turbogás industrial gas	1	84.7	83.1	29.56	28.97	12,179	12,425	30	0.125	2.0
	1F	182.1	178.2	33.78	33.06	10,657	10,889	30	0.125	2.1
	1G	262.7	256.6	35.33	34.51	10,190	10,433	30	0.125	2.3
	1H	273.9	266.2	36.33	35.32	9,909	10,194	30	0.125	2.8
2/ Turbogás aeroderivada diesel	1	39.9	39.3	37.68	37.08	9,554	9,708	30	0.125	1.6
2/ Ciclo combinado gas	1A x 1	109.0	105.7	46.45	45.02	7,750	7,997	30	0.800	3.1
	1F x 1	281.9	273.3	51.64	50.08	6,971	7,189	30	0.800	3.0
	2F x 1	567.0	549.6	51.94	50.35	6,931	7,150	30	0.800	3.1
	3F x 1	851.6	825.7	52.01	50.43	6,922	7,139	30	0.800	3.0
	1G x 1	393.7	380.7	52.74	51.00	6,826	7,058	30	0.800	3.3
	2G x 1	789.4	763.7	52.87	51.15	6,809	7,039	30	0.800	3.3
	1H x 1	405.7	391.3	53.82	51.91	6,689	6,935	30	0.800	3.6
	2H x 1	813.6	785.0	53.95	52.05	6,673	6,916	30	0.800	3.5
3/ Combustión interna	1	44.0	42.3	44.30	42.55	8,126	8,460	25	0.650	3.9
	3	3.6	3.3	37.81	34.38	9,521	10,472	20	0.650	9.1
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	39.85	37.70	9,034	9,550	30	0.800	5.4
Carb. supercrítica	1	700.0	671.4	42.55	40.81	8,461	8,821	30	0.800	4.1
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	668.6	42.91	40.98	8,390	8,784	30	0.800	4.5
Nuclear (ABWR)	1	1,400.0	1,351.0	34.76	33.54	10,357	10,732	60	0.900	3.5
Geotermoeléctrica										
Cerro Prieto	4	27.0	25.0	19.02	17.62	18,927	20,427	30	0.850	7.3
Los Azufres	4	26.6	25.0	18.30	17.18	19,672	20,949	30	0.850	6.1
Hidroeléctricas										
	2	375.0	373.1					50	0.160	0.5
	3	45.0	44.8					50	0.250	0.5
	2	8.6	8.5					50	0.850	1.5
Eólica										
Clase de viento 6	67	1.5	1.5					20	0.350	0.1
Clase de viento 7	67	1.5	1.5					20	0.400	0.1
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9					25	0.250	0.1

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: Temperatura ambiente 25°C, humedad relativa de 30% y presión barométrica de 1.0 bar

Cuadro 1.7

1.12 EMISIONES CONTAMINANTES.

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

Bióxido de azufre (SO₂): 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 (SO₃) en la atmosfera y posteriormente en ácido sulfúrico (H₂SO₄) 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 SO₂ 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 atmosfera, el óxido nítrico se transforma en dióxido de nitrógeno (NO₂), el cual favorece la formación de ozono; así como de ácido nítrico (HNO₃), 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 atmosfera tiene como origen los automóviles, mientras que solo el 1% es producido por las plantas generadoras de energía.¹²

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.

¹² M.M. El-Wakil, *Powerplant Technology*, McGraw-Hill, 1984, p.726.

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** (CO₂) 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/m³ 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.

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 PM₁₀ (fracción respirable) 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 PM₁₀ 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.¹³

¹³ Pagina web del Sistema de Monitoreo Ambiental de la Ciudad de México.

Descripción de Tecnologías

En lo que respecta a emisiones contaminantes, la generación de energía eléctrica es responsable del 67% de las emisiones de dióxido de azufre, 23% del óxido nítrico y 40% de dióxido de carbono producido por el hombre.¹⁴ Al mismo tiempo, la cantidad de contaminantes emitidos depende del combustible que se utiliza, tal como se muestra en el cuadro 1.8.

Emisiones contaminantes¹⁵

Combustible	Contaminantes kg/MWh			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	Partículas
Combustóleo	822.40	2.99	1.26	
Carbón	1082.98	4.52	1.30	1.01
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	1403.75	4.22	3.31	

^{1/} Considera la contaminación por la fabricación del combustible y equipos

Cuadro 1.8

De acuerdo con la Environmental Protection Agency (EPA), las emisiones de algunas tecnologías como la 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 dióxido de carbono se consideran parte del ciclo natural del carbón en el planeta.

¹⁴ Página de internet de la Environmental Protection Agency: www.epa.gov

¹⁵ U.S. EPA, eGRID 2012, con datos del 2009

CAPITULO 2

Costos de Inversión

2.1 CONCEPTOS DE COSTO DIRECTO, INDIRECTO Y ACTUALIZADO

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

Costo Directo: se obtiene al dividir, en moneda constante, todas las erogaciones correspondientes a la obra entre la capacidad de la central. Refleja el valor de los materiales, equipos y mano de obra incorporados a la planta y mide el costo de inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.

Existen otras inversiones que no pueden estandarizarse, por ejemplo: el costo de la subestación, el costo del terreno, los caminos de acceso, y la infraestructura provisional para la construcción de una central. Estos costos directos se excluyen del monto total de inversión de la planta, pero se deben considerar en las evaluaciones de proyectos de generación.

Costo Directo más Indirecto: se obtiene al añadir al Costo Directo los costos originados por estudios previos, administración del proyecto, ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra, mismos que pertenecen a las oficinas centrales y unidades foráneas de la CFE.

Costo Actualizado al Inicio de 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 (Directo, Directo más Indirecto y Actualizado al Inicio de 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 los cronogramas de construcción y de pago de equipos para cada tecnología. El perfil en porcentaje para cada año es la suma de la erogación anual entre la suma total de erogaciones. Los años asociados al periodo de construcción se denominan con números negativos con objeto de llamar cero al primer año de operación de la central.

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 Directo más Indirecto proporciona el Costo Actualizado al Inicio de Operación. En el apéndice B 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 Directo más Indirecto 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 B.

2.4 ESTRUCTURA DEL COSTO DE INVERSIÓN

El costo de inversión puede clasificarse en: mano de obra, equipos nacionales, equipos importados, materiales y otros (cuadro 2.4). Esta última categoría incluye una pequeña fracción de equipo, mano de obra y materiales, que no es posible identificar por separado. Adicionalmente, para algunas tecnologías es posible distinguir dos procesos genéricos, la obra civil y la electromecánica.

Costo unitario de inversión

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad (MW)		Dólares/ kW _{bruto}			
		Bruta	Neta	Directo	Directo más Indirecto	CAIO 12%	CAIO 14%
Termoeléctrica convencional	2	350.0	332.2	1,095	1,203	1,449	1,492
	2	160.0	149.2	1,333	1,465	1,744	1,793
	2	80.0	74.5	1,676	1,842	2,198	2,261
Turbogás aeroderivada gas	1	42.2	40.9	829	850	898	906
	1	103.7	100.3	759	778	830	839
Turbogás industrial gas	1	84.7	83.1	609	624	660	666
	1F	182.1	178.2	519	532	567	573
	1G	262.7	256.6	473	485	517	522
	1H	273.9	266.2	480	492	525	530
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.9	39.3	809	829	876	884
Ciclo combinado gas	1A x 1	109.0	105.7	946	997	1,169	1,198
	1F x 1	281.9	273.3	754	794	932	956
	2F x 1	567.0	549.6	724	763	900	924
	3F x 1	851.6	825.7	715	752	884	907
	1G x 1	393.7	380.7	700	737	856	876
	2G x 1	789.4	763.7	682	718	845	867
	1H x 1	405.7	391.3	698	735	854	874
	2H x 1	813.6	785.0	681	717	843	865
2/ Combustión interna	1	44.0	42.3	1,792	1,887	2,230	2,289
	3	3.6	3.3	2,421	2,549	2,873	2,928
3/ Carboeléctrica	2	350.0	331.1	1,449	1,630	2,021	2,091
Carb. supercrítica	1	700.0	671.4	1,259	1,417	1,837	1,914
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	668.6	1,301	1,463	1,897	1,977
Nuclear (ABWR)	1	1,400.0	1,351.0	3,300	3,475	5,110	5,445
4/ Geotermoeléctrica							
Cerro Prieto	4	27.0	25.0	1,578	1,981	2,253	2,299
Los Azufres	4	26.6	25.0	1,355	1,700	1,934	1,973
Hidroeléctricas							
	2	375.0	373.1	979	1,100	1,456	1,523
	3	45.0	44.8	1,503	1,689	2,038	2,101
	2	8.6	8.5	2,445	2,748	3,099	3,159
Eólica							
Clase de viento 6	67	1.5	1.5	1,820	1,866	1,984	2,003
Clase de viento 7	67	1.5	1.5	1,820	1,866	1,984	2,003
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9	2,912	2,985	3,500	3,589

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

Cuadro 2.1

Programa de inversión

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad (MW)		Programa de inversiones (%)								Factor de valor presente a inicio de operación ^{2/}		Número de meses				
		Bruta	Neta	Años de construcción								12%	14%					
				-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1							
Termoeléctrica convencional	2	350.0	332.2						1.7	25.5	55.3	17.5	1.2045	1.2405	39			
	2	160.0	149.2							16.1	63.9	20.0	1.1903	1.2236	36			
	2	80.0	74.5							19.2	62.7	18.1	1.1934	1.2273	33			
Turbogás aeroderivada gas	1	42.2	40.9									100.0	1.0575	1.0668	10			
	1	103.7	100.3									100.0	1.0668	1.0777	12			
Turbogás industrial gas	1	84.7	83.1									100.0	1.0575	1.0668	10			
	1F	182.1	178.2									100.0	1.0668	1.0777	12			
	1G	262.7	256.6									100.0	1.0668	1.0777	12			
	1H	273.9	266.2									100.0	1.0668	1.0777	12			
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.9	39.3									100.0	1.0575	1.0668	10			
Ciclo combinado gas	1A x 1	109.0	105.7									81.2	18.8	1.1727	1.2025	24		
	1F x 1	281.9	273.3									2.2	79.0	18.8	1.1741	1.2041	27	
	2F x 1	567.0	549.6									9.3	71.8	19.0	1.1800	1.2112	30	
	3F x 1	851.6	825.7									7.6	71.9	20.5	1.1753	1.2056	30	
	1G x 1	393.7	380.7									2.3	72.8	24.9	1.1610	1.1886	27	
	2G x 1	789.4	763.7									8.0	71.9	20.1	1.1764	1.2070	30	
	1H x 1	405.7	391.3									2.3	72.8	24.9	1.1610	1.1886	27	
	2H x 1	813.6	785.0									8.0	71.9	20.1	1.1764	1.2070	30	
Combustión interna	1	44.0	42.3									4.3	85.6	10.0	1.1816	1.2130	27	
	3	3.6	3.3										51.2	48.8	1.1271	1.1485	20	
Carboeléctrica	2	350.0	331.1									1.5	42.1	43.2	13.3	1.2395	1.2823	42
Carb. supercrítica	1	700.0	671.4									11.0	60.1	24.3	4.5	1.2966	1.3509	45
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	668.6									11.0	60.1	24.3	4.5	1.2966	1.3509	45
Nuclear (ABWR)	1	1,400.0	1,351.0	0.4	6.0	9.6	13.5	21.9	21.9	17.2	9.4			1.4707	1.5670	96		
Geotermoeléctrica																		
	Cerro Prieto	4	27.0	25.0								2.5	60.0	37.6	1.1372	1.1604	28	
Los Azufres	4	26.6	25.0								2.5	60.0	37.6	1.1372	1.1604	28		
Hidroeléctricas																		
		2	375.0	373.1				5.4	22.8	34.5	29.7	7.6			1.3233	1.3841	52	
		3	45.0	44.8								37.3	32.7	29.9	1.2067	1.2437	36	
	2	8.6	8.5									50.0	50.0	1.1277	1.1495	24		
Eólica																		
	Clase de viento 6	67	1.5	1.5									100.0		1.0633	1.0736	12	
Clase de viento 7	67	1.5	1.5									100.0		1.0633	1.0736	12		
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9										81.2	18.8	1.1727	1.2025	24	

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.

Cuadro 2.2

Costo nivelado de inversión

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad (MW)		Factor de costo nivelado		Costo nivelado de inversión (USD/MWh _{neto})	
		Bruta	Neta	12%	14%	12%	14%
Termoeléctrica convencional	2	350.0	332.2	2.03E-05	2.37E-05	25.76	29.98
	2	160.0	149.2	2.32E-05	2.69E-05	36.41	42.30
	2	80.0	74.5	2.32E-05	2.70E-05	45.95	53.40
Turbogás aeroderivada gas	1	42.2	40.9	1.07E-04	1.22E-04	93.81	106.95
	1	103.7	100.3	1.08E-04	1.23E-04	86.82	99.12
Turbogás industrial gas	1	84.7	83.1	1.07E-04	1.22E-04	68.14	77.69
	1F	182.1	178.2	1.08E-04	1.23E-04	58.69	67.01
	1G	262.7	256.6	1.08E-04	1.23E-04	53.58	61.17
	1H	273.9	266.2	1.08E-04	1.23E-04	54.64	62.38
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.9	39.3	1.07E-04	1.22E-04	90.15	102.77
Ciclo combinado gas	1A x 1	109.0	105.7	1.85E-05	2.15E-05	19.07	22.10
	1F x 1	281.9	273.3	1.86E-05	2.15E-05	15.21	17.62
	2F x 1	567.0	549.6	1.87E-05	2.16E-05	14.69	17.04
	3F x 1	851.6	825.7	1.86E-05	2.15E-05	14.42	16.72
	1G x 1	393.7	380.7	1.84E-05	2.12E-05	14.00	16.20
	2G x 1	789.4	763.7	1.86E-05	2.16E-05	13.81	16.01
	1H x 1	405.7	391.3	1.84E-05	2.12E-05	14.00	16.20
	2H x 1	813.6	785.0	1.86E-05	2.16E-05	13.83	16.03
Combustión interna	1	44.0	42.3	2.36E-05	2.72E-05	46.42	53.42
	3	3.6	3.3	2.37E-05	2.67E-05	66.35	74.91
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	1.96E-05	2.29E-05	33.79	39.50
Carb. supercrítica	1	700.0	671.4	2.05E-05	2.41E-05	30.29	35.67
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	668.6	2.05E-05	2.41E-05	31.42	37.00
Nuclear (ABWR)	1	1,400.0	1,351.0	2.00E-05	2.44E-05	72.05	87.93
Geotermoeléctrica							
Cerro Prieto	4	27.0	25.0	1.69E-05	1.95E-05	36.19	41.73
Los Azufres	4	26.6	25.0	1.69E-05	1.95E-05	30.65	35.35
Hidroeléctricas							
	2	375.0	373.1	0.000102	1.21E-04	112.26	134.30
	3	45.0	44.8	5.92E-05	6.98E-05	100.58	118.58
	2	8.6	8.5	1.63E-05	1.9E-05	45.43	52.97
Eólica							
Clase de viento 6	67	1.5	1.5	4.15E-05	4.64E-05	77.41	86.60
Clase de viento 7	67	1.5	1.5	3.63E-05	4.06E-05	67.74	75.78
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9	6.1E-05	7.01E-05	182.12	209.36

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

Cuadro 2.3

Composición del tipo de costos de inversión por tipo de recurso y proceso (%)

Central	Tipo de recurso						Tipo de proceso (obra)			
	Mano de obra	Equipo nacional	Equipo importado		Materiales	Otros	Total	Civil	Electro-mecánica	Total
directo	indirecto									
Termoeléctrica convencional	23.4	9.5	26.9	7.1	19.7	13.4	100.0	25.6	74.4	100.0
Turbogás industrial gas	3.3	2.8	92.4		1.4	0.1	100.0	ND	ND	100.0
Ciclo combinado gas	12.8	8.0	72.8		6.2	0.2	100.0	ND	ND	100.0
Combustión interna	3.9		91.5		4.6		100.0	28.4	71.6	100.0
Carboeléctrica	15.9	15.5	44.6	2.6	11.3	10.1	100.0	28.6	71.4	100.0
Carb. supercrítica c/desulf.	11.9	20.1	43.8	2.5	8.4	13.3	100.0	28.6	71.4	100.0
Nuclear (ABWR)	8.9	3.5	36.1	3.2	9.6	38.7	100.0	29.2	70.8	100.0
Geotermoeléctrica	24.7	5.7	49.2	1.5	18.7	0.2	100.0	18.0	82.0	100.0
Hidroeléctricas	19.2	10.8	22.0	5.8	36.9	5.3	100.0	77.0	23.0	100.0

Cuadro 2.4

CAPITULO 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 transformada 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 oscuro 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 (34% 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. volátil (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 zooplancton 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 Diesel	4	5	6 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 $-161^{\circ}C$, 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 $-183^{\circ}C$, una temperatura de ebullición de $-162^{\circ}C$ y una temperatura de autoencendido de $860^{\circ}C$ a presión atmosférica.³ Su poder calorífico superior es de 55,532 kJ/kg y el inferior es de 50,047 kJ/kg a $25^{\circ}C$.

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
Volatiles	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 vacio es un combustible que se obtiene de la refinación del petróleo al vacio. 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 vacio 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 vacio 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

Costos de Combustibles

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	Millón BTU	1,055.00	293.06	1,000,000	251,982
Gas natural empresas eléctricas USA	Millón BTU	1,055.00	293.06	1,000,000	251,982
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	8.39	2.33	7,956	2,005
	Ton. métrica	18,503.65	5,139.90	17,539,000	4,419,520
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	4,683.15	1,300.87	4,439,000	1,118,550
Residuos de vacío	bbl	6,952.90	1,931.36	6,590,430	1,660,673
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.

Costos de Combustibles

- Los energéticos se comercializan en mercados competitivos y sustitutos. 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.
- El precio de referencia del combustible nuclear considera todo el ciclo del combustible, es decir, desde la compra del uranio natural hasta el almacenamiento de los desechos radioactivos.
- El costo del vapor geotérmico considera un cargo inicial que comprende las instalaciones superficiales del campo y la perforación de los pozos productores e inyectores para iniciar la operación comercial de la central. Posteriormente, durante la vida de la central se originan otros costos por el reemplazo de los pozos, la acidificación de otros y los costos de operación y mantenimiento del campo geotérmico. En comparación con otras tecnologías, estos conceptos representan más una inversión que un combustible, pero es lo que se requiere para extraer el vapor geotérmico
- 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.

En los cuadros 3.5, 3.6, 3.7 y 3.8 se muestran los precios de los combustibles para los escenarios medio, alto, bajo y nivelado. La información corresponde al escenario de combustibles de **mayo de 2011**, preparado por la Gerencia de Estudios Económicos de la Subdirección de Programación.

Escenario medio de combustibles en dólares

Año	Combustóleo barril	Gas millón BTU	Diesel barril	Carbón		Uranio enriquecido g
				Doméstico	Import. 1%S	
				tonelada métrica		
2012	63.48	4.67	84.40	55.56	95.49	1.94
2013	63.47	4.76	85.18	55.58	83.74	1.94
2014	62.62	4.90	87.11	55.59	82.06	1.95
2015	58.61	5.05	89.95	55.64	80.25	1.97
2016	59.82	5.20	90.60	55.71	79.26	1.97
2017	61.04	5.36	91.52	55.76	78.32	1.98
2018	61.87	5.51	95.00	55.77	76.90	1.98
2019	62.79	5.67	96.16	55.79	75.66	1.99
2020	63.74	5.83	97.26	55.81	74.69	2.01
2021	64.72	5.99	98.41	55.83	74.78	2.01
2022	65.71	6.16	99.56	55.84	74.93	2.02
2023	64.84	6.25	99.54	55.86	74.70	2.02
2024	65.00	6.35	99.53	55.88	74.52	2.03
2025	64.62	6.45	99.52	55.90	74.45	2.04
2026	64.73	6.54	99.51	55.91	76.09	2.04
2027	64.99	6.62	99.88	55.93	76.70	2.06
2028	65.24	6.69	100.26	55.95	77.30	2.06
2029	65.50	6.77	100.63	55.97	77.91	2.07
2030	65.75	6.84	101.01	55.98	78.51	2.08
2031	65.96	6.90	101.31	56.00	79.14	2.08
2032	66.17	6.96	101.62	56.02	79.78	2.09
2033	66.38	7.02	101.92	56.04	80.41	2.11
2034	66.58	7.09	102.23	56.05	81.04	2.11
2035	66.79	7.15	102.53	56.07	81.67	2.12
2036	67.00	7.21	102.84	56.09	82.33	2.13
2037	67.21	7.28	103.15	56.11	83.00	2.13
2038	67.42	7.34	103.46	56.12	83.66	2.15
2039	67.64	7.41	103.77	56.14	84.32	2.15
2040	67.85	7.47	104.08	56.16	84.99	2.16
2041	68.35	7.97	104.58	56.66	85.49	2.17
Nivelado ¹	63.18	5.57	93.19	55.76	80.53	2.00

1/ Nivelado a 30 años, excepto para el combustible nuclear que es de 60 años, tasa de descuento de 12%

Cuadro 3.5

Escenario alto de combustibles en dólares

Año	Combustóleo barril	Gas millón BTU	Diesel barril	Carbón		Uranio enriquecido g
				Doméstico	Import. 1%S	
				tonelada métrica		
2012	79.40	5.28	104.88	59.94	100.57	1.95
2013	83.94	5.43	111.78	60.30	89.08	1.97
2014	82.75	5.67	114.26	60.83	87.90	2.00
2015	78.50	6.02	119.70	61.95	87.13	2.02
2016	80.79	6.21	121.56	62.11	86.25	2.04
2017	83.00	6.41	123.60	62.22	85.39	2.06
2018	84.30	6.61	127.77	62.28	84.03	2.09
2019	85.30	6.80	128.98	62.31	82.83	2.11
2020	86.08	7.00	129.72	62.33	81.89	2.14
2021	87.17	7.25	130.92	62.60	82.28	2.16
2022	88.13	7.54	131.94	63.07	82.96	2.19
2023	87.54	7.84	132.78	63.94	83.65	2.21
2024	88.29	8.13	133.54	64.78	84.34	2.24
2025	88.36	8.48	134.39	65.81	85.31	2.26
2026	89.11	8.84	135.26	65.15	86.50	2.29
2027	89.47	8.94	135.84	65.17	87.21	2.31
2028	89.82	9.04	136.43	65.19	87.91	2.34
2029	90.18	9.14	137.02	65.21	88.62	2.37
2030	90.53	9.24	137.34	65.23	89.33	2.39
2031	90.82	9.33	137.76	65.25	90.07	2.42
2032	91.11	9.41	138.18	65.27	90.80	2.45
2033	91.40	9.50	138.61	65.29	91.54	2.48
2034	91.69	9.59	139.03	65.31	92.28	2.50
2035	91.98	9.67	139.45	65.34	93.02	2.53
2036	92.27	9.76	139.88	65.36	93.79	2.56
2037	92.56	9.85	140.31	65.38	94.57	2.59
2038	92.86	9.94	140.74	65.40	95.34	2.62
2039	93.15	10.03	141.17	65.42	96.12	2.65
2040	93.44	10.12	141.60	65.44	96.89	2.68
2041	93.94	10.62	142.10	65.94	97.39	2.71
Nivelado ¹	84.65	6.87	123.81	62.44	88.06	2.15

1/ Nivelado a 30 años, excepto para el combustible nuclear que es de 60 años, tasa de descuento de 12%

Cuadro 3.6

Escenario bajo de combustibles en dólares

Año	Combustóleo barril	Gas millón BTU	Diesel barril	Carbón		Uranio enriquecido g
				Doméstico	Import. 1%S	
				tonelada métrica		
2012	54.71	4.16	73.12	51.65	90.97	1.93
2013	52.07	4.12	70.36	50.78	78.34	1.94
2014	48.98	4.13	68.69	49.94	75.75	1.94
2015	43.69	4.14	67.63	49.07	73.07	1.94
2016	43.21	4.20	66.09	48.69	71.59	1.94
2017	43.51	4.32	65.91	48.78	70.69	1.95
2018	43.53	4.45	68.21	48.83	69.29	1.95
2019	43.61	4.58	68.21	48.87	68.05	1.95
2020	43.72	4.70	68.17	48.89	67.06	1.96
2021	44.64	4.91	69.32	49.41	67.66	1.96
2022	44.76	5.04	69.31	49.40	67.77	1.96
2023	44.18	5.17	69.30	49.73	67.91	1.97
2024	44.29	5.30	69.29	50.04	68.08	1.97
2025	44.03	5.43	69.28	50.35	68.36	1.97
2026	44.11	5.56	69.28	51.23	70.82	1.97
2027	44.28	5.62	69.48	51.25	71.38	1.98
2028	44.45	5.68	69.68	51.27	71.93	1.98
2029	44.62	5.74	69.88	51.28	72.48	1.98
2030	44.80	5.81	70.28	51.30	73.03	1.99
2031	44.93	5.86	70.49	51.31	73.61	1.99
2032	45.07	5.91	70.69	51.33	74.19	1.99
2033	45.21	5.96	70.90	51.35	74.77	2.00
2034	45.35	6.01	71.10	51.36	75.34	2.00
2035	45.49	6.06	71.30	51.38	75.92	2.00
2036	45.63	6.12	71.51	51.39	76.53	2.00
2037	45.78	6.17	71.72	51.41	77.13	2.01
2038	45.92	6.23	71.93	51.43	77.74	2.01
2039	46.06	6.28	72.14	51.44	78.35	2.01
2040	46.20	6.33	72.34	51.46	78.95	2.02
2041	46.70	6.83	72.84	51.96	79.45	2.02
Nivelado ¹	46.49	4.69	69.24	50.03	74.12	1.96

1/ Nivelado a 30 años, excepto para el combustible nuclear que es de 60 años, tasa de descuento de 12%

Cuadro 3.7

**Precio nivelado de combustibles en dólares por unidad
(Tasa de descuento de 12%)**

Periodo nivelado años	Combustóleo barril	Gas millón BTU	Diesel barril	Carbón		Uranio enriquecido g
				Doméstico	Import. 1%S	
				tonelada métrica		
Escenario medio						
5	61.87	4.89	87.06	55.61	85.00	1.95
10	62.14	5.16	90.04	55.67	81.84	1.97
15	62.64	5.36	91.66	55.71	80.66	1.98
20	62.88	5.48	92.44	55.73	80.41	1.99
25	63.06	5.56	92.91	55.74	80.43	1.99
30	63.18	5.61	93.19	55.76	80.53	2.00
60						2.00
Escenario alto						
5	81.12	5.67	113.50	60.89	90.91	1.99
10	82.50	6.06	118.68	61.41	88.22	2.03
15	83.48	6.41	121.19	61.92	87.56	2.07
20	84.06	6.65	122.56	62.21	87.64	2.09
25	84.42	6.79	123.34	62.36	87.85	2.11
30	84.65	6.87	123.81	62.44	88.06	2.13
60						2.15
Escenario bajo						
5	49.24	4.15	69.56	50.20	78.97	1.94
10	47.25	4.30	68.93	49.74	75.26	1.94
15	46.75	4.46	68.99	49.79	74.10	1.95
20	46.56	4.58	69.07	49.92	73.95	1.95
25	46.50	4.64	69.16	49.99	74.01	1.95
30	46.49	4.69	69.24	50.03	74.12	1.95
60						1.96

Cuadro 3.8.a

**Precio nivelado de combustibles en dólares por millón de BTU
(Tasa de descuento de 12%)**

Periodo nivelado años	Combustóleo millón BTU	Gas millón BTU	Diesel millón BTU	Carbón		Uranio enriquecido millón BTU
				Doméstico	Import. 1%S	
				millón BTU		
Escenario medio						
5	9.85	4.89	14.93	3.17	3.41	0.51
10	9.89	5.16	15.44	3.17	3.29	0.52
15	9.97	5.36	15.72	3.18	3.24	0.52
20	10.01	5.48	15.85	3.18	3.23	0.52
25	10.04	5.56	15.93	3.18	3.23	0.52
30	10.06	5.61	15.98	3.18	3.23	0.52
60						0.53
Escenario alto						
5	12.91	5.67	19.46	3.47	3.65	0.52
10	13.13	6.06	20.35	3.50	3.54	0.53
15	13.29	6.41	20.78	3.53	3.51	0.54
20	13.38	6.65	21.02	3.55	3.52	0.55
25	13.44	6.79	21.15	3.56	3.53	0.55
30	13.47	6.87	21.23	3.56	3.53	0.56
60						0.57
Escenario bajo						
5	7.84	4.15	11.93	2.86	3.17	0.51
10	7.52	4.30	11.82	2.84	3.02	0.51
15	7.44	4.46	11.83	2.84	2.97	0.51
20	7.41	4.58	11.85	2.85	2.97	0.51
25	7.40	4.64	11.86	2.85	2.97	0.51
30	7.40	4.69	11.87	2.85	2.98	0.51
60						0.51

Cuadro 3.8.b

3.10 COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN

En el cuadro 3.9 se muestran los costos de generación por concepto de combustible para las diferentes tecnologías. **Para calcular estos costos se utilizaron los valores de eficiencia del cuadro 1.7, los poderes caloríficos del cuadro 3.4 y el precio nivelado del cuadro 3.5.** El ejemplo 3.2 aclara como se obtiene el costo de generación.

Por otra parte, para las centrales hidroeléctricas se multiplica la cuota por derechos de agua por lo metros cúbicos turbinados para generar un kWh. En el cuadro 3.10 se muestran estos datos.

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 al 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:

$$CGEN = (6.956 \times 10^{-3} \text{ mil ft}^3/\text{kWh}) \left(5.57 \frac{\text{USD}}{\text{mil ft}^3} \right) = 0.3874 \text{ USD/kWh}$$

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

Costo de generación por concepto de combustible

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Combustible	Costo nivelado de combustible USD/MWh
		Bruta	Neta		
Termoeléctrica convencional	2	350.0	332.2	Combustóleo entregado a CFE	87.61
	2	160.0	149.2	Combustóleo entregado a CFE	93.65
	2	80.0	74.5	Combustóleo entregado a CFE	100.43
Turbogás aeroderivada gas	1	42.2	40.9	Gas natural entregado a CFE	52.77
	1	103.7	100.3	Gas natural entregado a CFE	50.41
Turbogás industrial gas	1	84.7	83.1	Gas natural entregado a CFE	66.02
	1F	182.1	178.2	Gas natural entregado a CFE	57.86
	1G	262.7	256.6	Gas natural entregado a CFE	55.43
	1H	273.9	266.2	Gas natural entregado a CFE	54.16
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.9	39.3	Diesel nacional	147.06
Ciclo combinado gas	1A x 1	109.0	105.7	Gas natural entregado a CFE	42.49
	1F x 1	281.9	273.3	Gas natural entregado a CFE	38.20
	2F x 1	567.0	549.6	Gas natural entregado a CFE	37.99
	3F x 1	851.6	825.7	Gas natural entregado a CFE	37.93
	1G x 1	393.7	380.7	Gas natural entregado a CFE	37.50
	2G x 1	789.4	763.7	Gas natural entregado a CFE	37.40
	1H x 1	405.7	391.3	Gas natural entregado a CFE	36.85
	2H x 1	813.6	785.0	Gas natural entregado a CFE	36.75
Combustión interna	1	44.0	42.3	Combustóleo entregado a CFE	80.64
	3	3.6	3.3	Combustóleo entregado a CFE	99.81
1/ Carboeléctrica	2	350.0	331.1	Carbón doméstico	28.78
Carb. supercrítica	1	700.0	671.4	Carbón imp. Petacalco (1%S)	27.03
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	668.6	Carbón imp. Petacalco (1%S)	26.91
Nuclear (ABWR)	1	1,400.0	1,351.0	Uranio	5.35
2/ Geotermoeléctrica					
Cerro Prieto	4	27.0	25.0	Vapor geotérmico	70.28
Los Azufres	4	26.6	25.0	Vapor geotérmico	29.96

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

Costo de generación por consumo de agua en centrales hidroeléctricas

Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)	Zona de disponibilidad	Costos por	Consumo	Costo de	
			derechos	especifico	generación	
			pesos/1000 m ³	m ³ / MWh	pesos/MWh	USD/MWh
2	375.0	Indistinto	3.8446	2,380	9.15	0.71
3	45.0	Indistinto	3.8446	32,600	125.33	9.79
2	8.6	Indistinto	3.8446	28,750	110.53	8.64

Cuadro 3.10

CAPITULO 4

Costos de Operación y Mantenimiento

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

Costos de O&M

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 no se realiza más de 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 ¹	Variable ²	Total ³
		Bruta	Neta	USD/MW-año	USD/MWh	USD/MWh
Termoeléctrica convencional	2	350.0	332.2	28,706	2.21	6.58
	2	160.0	149.2	35,163	3.13	9.30
	2	80.0	74.5	44,378	3.95	11.74
Turbogás aeroderivada gas	1	42.2	40.9	11,120	5.59	15.74
	1	103.7	100.3	10,292	5.17	14.57
Turbogás industrial gas	1	84.7	83.1	8,078	4.06	11.43
	1F	182.1	178.2	6,958	3.49	9.85
	1G	262.7	256.6	6,352	3.19	8.99
	1H	273.9	266.2	6,477	3.25	9.17
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.9	39.3	10,686	5.37	15.13
Ciclo combinado gas	1A x 1	109.0	105.7	19,775	3.75	6.57
	1F x 1	281.9	273.3	15,766	2.99	5.24
	2F x 1	567.0	549.6	15,227	2.89	5.06
	3F x 1	851.6	825.7	14,957	2.84	4.97
	1G x 1	393.7	380.7	14,516	2.75	4.82
	2G x 1	789.4	763.7	14,319	2.72	4.76
	1H x 1	405.7	391.3	14,518	2.75	4.83
	2H x 1	813.6	785.0	14,335	2.72	4.76
Combustión interna	1	44.0	42.3	59,070	7.65	18.02
	3	3.6	3.3	27,000	3.00	7.74
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	40,161	2.90	8.63
Carb. supercrítica	1	700.0	671.4	36,006	2.60	7.74
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	668.6	37,345	2.70	8.03
Nuclear (ABWR)	1	1,400.0	1,351.0	92,600	2.13	13.88
4 Geotermoeléctrica						
Cerro Prieto	4	27.0	25.0	92,330	0.05	12.45
Los Azufres	4	26.6	25.0	73,045	0.05	9.86
Hidroeléctricas						
	2	375.0	373.1	14,634		10.44
	3	45.0	44.8	20,487		9.35
	2	8.6	8.5	31,461		4.23
Eólica						
Clase de viento 6	67	1.5	1.5	28,070		9.16
Clase de viento 7	67	1.5	1.5	28,070		8.01
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9	16,700		7.63

1/ Determinado a partir de la potencia neta
3/ Costo del MWh neto generado sin agua

2/ Por MWh neto, no incluye costos de agua
4/ Se refiere a la central

Cuadro 4.1

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. La central consume este líquido, 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
3.8446

Cuadro 4.2

Cuota anual para centrales termoeléctricas

Zona de disponibilidad	Cuota anual pesos/m3
1	18.289
2	14.631
3	12.192
4	10.059
5	7.925
6	7.162
7	5.391
8	1.915
9	1.435

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	332.2	Torre humeda	4,139.95
	2	160.0	149.2	Torre humeda	1,894.96
	2	80.0	74.5	Torre humeda	1,064.95
Turbogás aeroderivada gas	1	42.2	40.9	--	
	1	103.7	100.3	--	
Turbogás industrial gas	1	84.7	83.1	--	
	1F	182.1	178.2	--	
	1G	262.7	256.6	--	
	1H	273.9	266.2	--	
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.9	39.3	--	
Ciclo combinado gas	1A x 1	109.0	105.7	Aerocondensador	5.23
	1F x 1	281.9	273.3	Aerocondensador	1.05
	2F x 1	567.0	549.6	Aerocondensador	3.47
	3F x 1	851.6	825.7	Aerocondensador	4.25
	1G x 1	393.7	380.7	Aerocondensador	1.89
	2G x 1	789.4	763.7	Aerocondensador	3.20
	1H x 1	405.7	391.3	Aerocondensador	2.25
	2H x 1	813.6	785.0	Aerocondensador	4.03
Combustión interna	1	44.0	42.3	--	11.39
	3	3.6	3.3	--	2.24
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	Abierto al mar	379.48
Carb. supercrítica	1	700.0	671.4	Abierto al mar	
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	668.6	Abierto al mar	675.99
Nuclear (ABWR)	1	1,400.0	1,351.0	Abierto al mar	800,383.68
Geotermoeléctrica					
Cerro Prieto	4	27.0	25.0	Torre humeda	17.00
Los Azufres	4	26.6	25.0	Torre humeda	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	332.2	4	10.06	1.90	19.08	1.49
	2	160.0	149.2	4	10.06	2.23	22.43	1.75
	2	80.0	74.5	4	10.06	2.51	25.25	1.97
Turbogás aeroderivada gas	1	42.2	40.9	4	10.06			
	1	103.7	100.3	4	10.06			
Turbogás industrial gas	1	84.7	83.1	4	10.06			
	1F	182.1	178.2	4	10.06			
	1G	262.7	256.6	4	10.06			
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.9	39.3	4	10.06			
Ciclo combinado gas	1A x 1	109.0	105.7	4	10.06	0.01	0.07	0.01
	1F x 1	281.9	273.3	4	10.06	0.00	0.01	0.00
	2F x 1	567.0	549.6	4	10.06	0.00	0.01	0.00
	3F x 1	851.6	825.7	4	10.06	0.00	0.01	0.00
	1G x 1	393.7	380.7	4	10.06	0.00	0.01	0.00
	2G x 1	789.4	763.7	4	10.06	0.00	0.01	0.00
	1H x 1	405.7	391.3	4	10.06	0.00	0.01	0.00
	2H x 1	813.6	785.0	4	10.06	0.00	0.01	0.00
Combustión interna	1	44.0	42.3	4	10.06	0.05	0.48	0.04
	3	3.6	3.3	4	10.06	0.12	1.21	0.09
Carboeléctrica	2	350.0	331.1	mar		0.16		
Carb. supercrítica	1	700.0	671.4	mar				
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	668.6	mar		0.14		
Nuclear (ABWR)	1	1,400.0	1,351.0	mar		75.14		
Geotermoeléctrica								
Cerro Prieto	4	27.0	25.0	4	10.06	0.09	0.92	0.07
Los Azufres	4	26.6	25.0	4	10.06	0.09	0.91	0.07

Cuadro 4.5

4.4 COSTO TOTAL DE GENERACIÓN

El costo total de generación es la suma de los costos de inversión del cuadro 2.3, los costos por combustibles 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 total de generación se encuentra en USD/MWh, y permite conocer el costo de producir un MWh de energía para cada tecnología, ya que incluye:

- 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

En el caso de las centrales geotérmicas, el costo del combustible representa las inversiones que se tienen que realizar para explorar, perforar y operar los pozos, mientras en las centrales hidroeléctricas es el cargo causado por el agua turbinada.

Costo total de generación

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	332.2	25.76	87.61	6.58	1.49	121.44
	2	160.0	149.2	36.41	93.65	9.30	1.75	141.12
	2	80.0	74.5	45.95	100.43	11.74	1.97	160.09
Turbogás aeroderivada gas	1	42.2	40.9	93.81	52.77	15.74		162.32
	1	103.7	100.3	86.82	50.41	14.57		151.80
Turbogás industrial gas	1	84.7	83.1	68.14	66.02	11.43		145.60
	1F	182.1	178.2	58.69	57.86	9.85		126.40
	1G	262.7	256.6	53.58	55.43	8.99		118.01
	1H	273.9	266.2	54.64	54.16	9.17		117.97
Turbogás aeroderivada diesel	1	39.9	39.3	90.15	147.06	15.13		252.33
Ciclo combinado gas	1A x 1	109.0	105.7	19.07	42.49	6.57	0.01	68.14
	1F x 1	281.9	273.3	15.21	38.20	5.24	0.00	58.65
	2F x 1	567.0	549.6	14.69	37.99	5.06	0.00	57.74
	3F x 1	851.6	825.7	14.42	37.93	4.97	0.00	57.33
	1G x 1	393.7	380.7	14.00	37.50	4.82	0.00	56.33
	2G x 1	789.4	763.7	13.81	37.40	4.76	0.00	55.97
	1H x 1	405.7	391.3	14.00	36.85	4.83	0.00	55.68
	2H x 1	813.6	785.0	13.83	36.75	4.76	0.00	55.34
2/ Combustión interna	1	44.0	42.3	46.42	80.64	18.02	0.04	145.12
	3	3.6	3.3	66.35	99.81	7.74	0.09	173.99
3/ Carboeléctrica	2	350.0	331.1	33.79	28.78	8.63		71.20
Carb. supercrítica	1	700.0	671.4	30.29	27.03	7.74		65.06
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700.0	668.6	31.42	26.91	8.03		66.36
Nuclear (ABWR)	1	1,400.0	1,351.0	72.05	5.35	13.88		91.27
4/ Geotermoeléctrica								
Cerro Prieto	4	27.0	25.0	36.19	70.28	12.45	0.07	118.99
Los Azufres	4	26.6	25.0	30.65	29.96	9.86	0.07	70.54
Hidroeléctricas								
	2	375.0	373.1	112.26	0.71	10.44		123.42
	3	45.0	44.8	100.58	9.79	9.35		119.72
	2	8.6	8.5	45.43	8.64	4.23		58.29
Eólica								
	Clase de viento 6	67	1.5	1.5	77.41		9.16	86.57
Clase de viento 7	67	1.5	1.5	67.74		8.01	75.75	
Solar fotovoltaica	1	60.0	59.9	182.12		7.63		189.74

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 de 1% de azufre

4/ El costo del combustible se refiere a la inversión y operación y mantenimiento del campo geotérmico

Cuadro 4.6

CAPITULO 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.

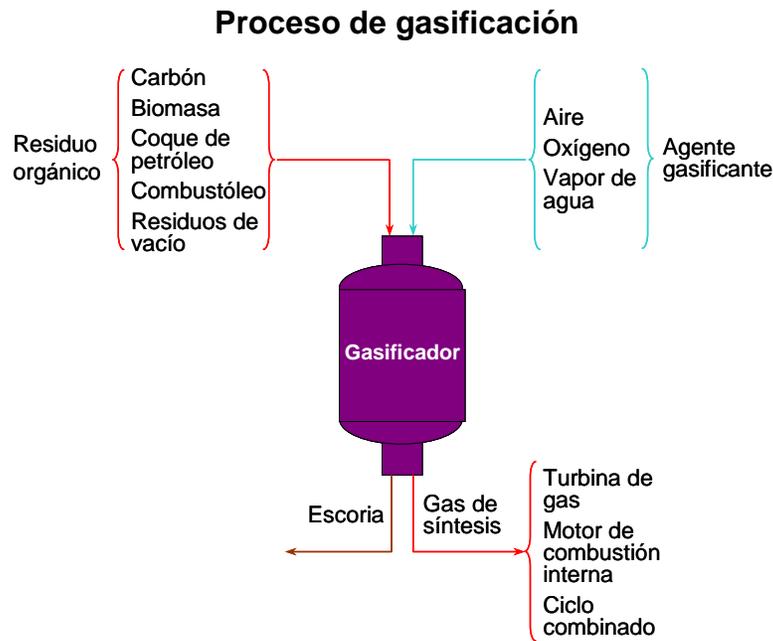


Figura 5.1

A diferencia de la combustión, la gasificación se realiza con defecto del oxígeno. De esta forma, el gas obtenido está compuesto principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H_2), 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 H_2 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 (CO_2 y H_2O) y el char, generando CO y H_2 . 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 H_2O y CO_2 , mientras aumentan las de CO y H_2 . En cambio, al aumentar la presión, disminuyen las concentraciones de CO y H_2 , aumentando la de H_2O .

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. El gas resultante tiene baja temperatura (400-500°C), y 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

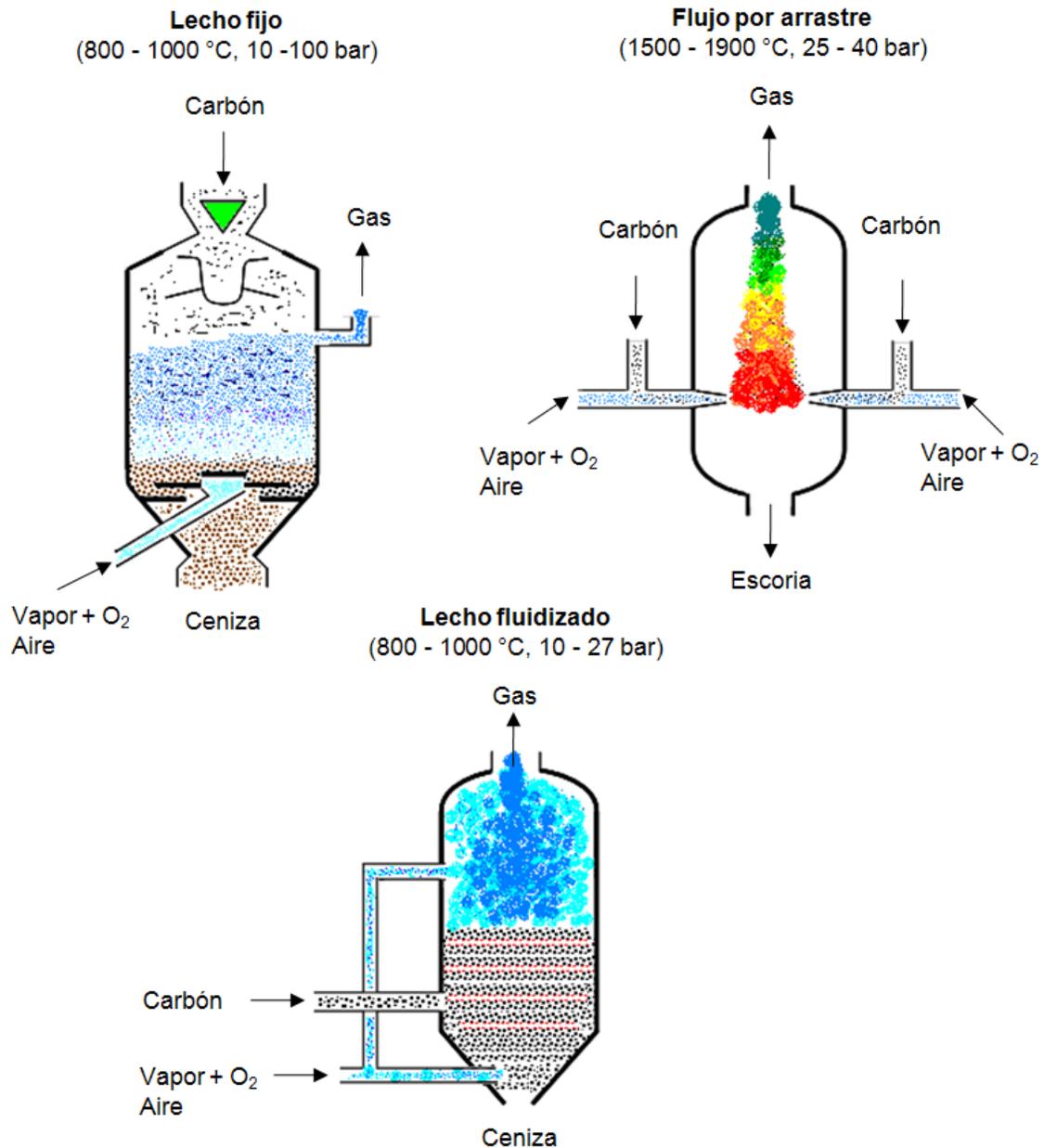


Figura 5.2

Ciclo combinado con gasificación integrada (IGCC)

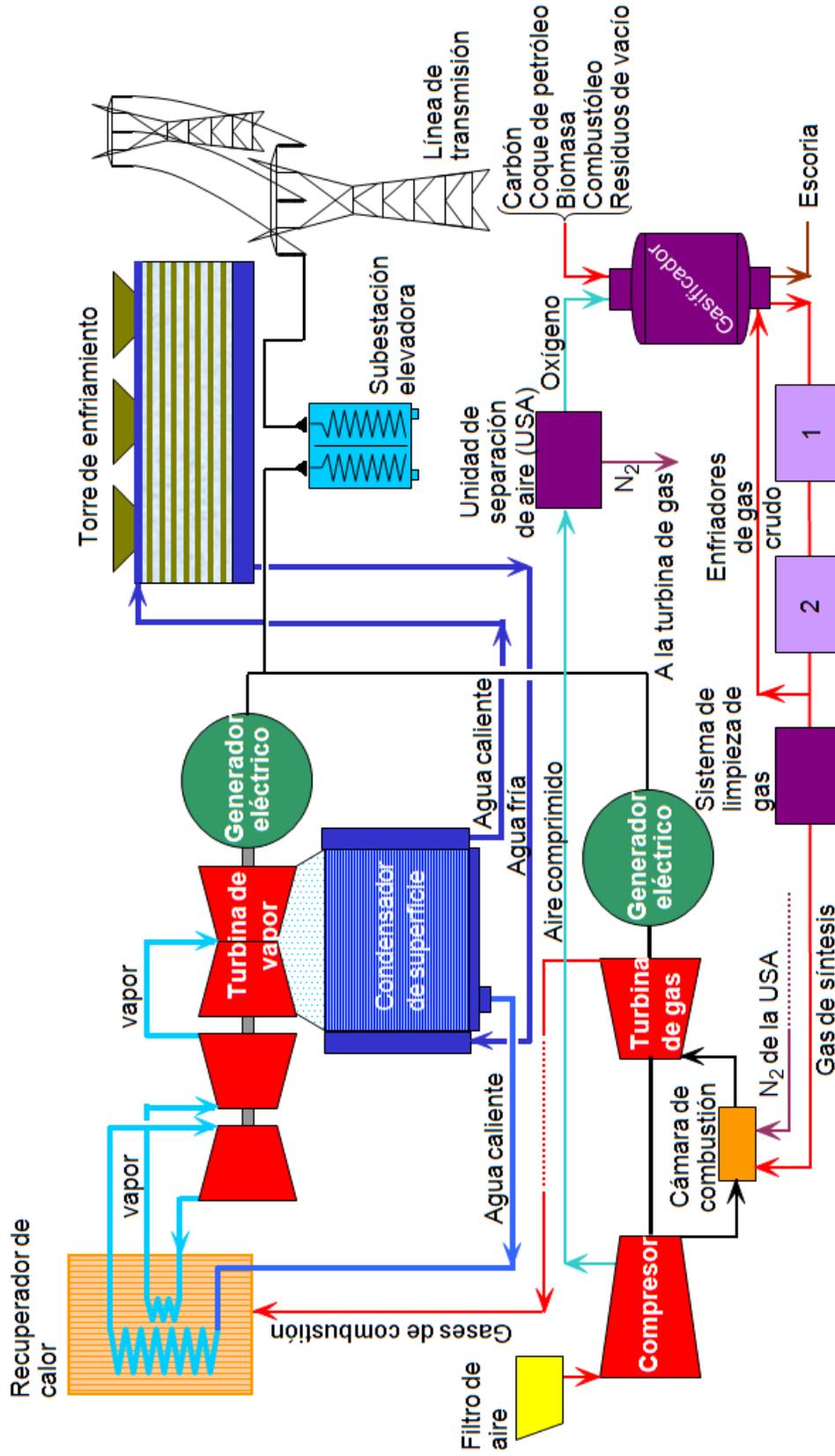


Figura 5.3

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.

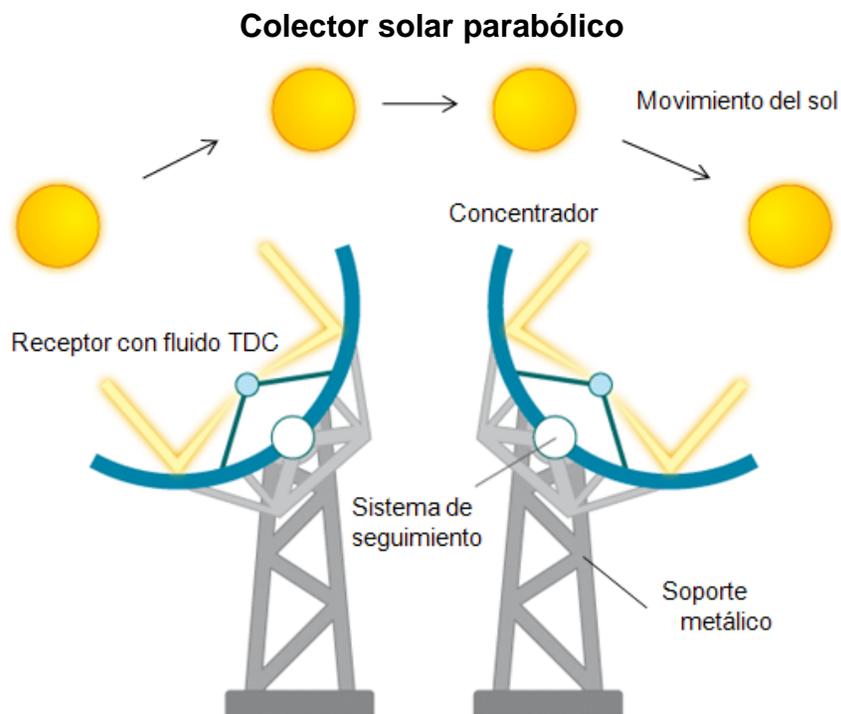


Figura 5.4

El receptor lineal está formado por dos tubos concéntricos separados por un espacio al vacío. El tubo exterior está fabricado en vidrio, mientras que 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)

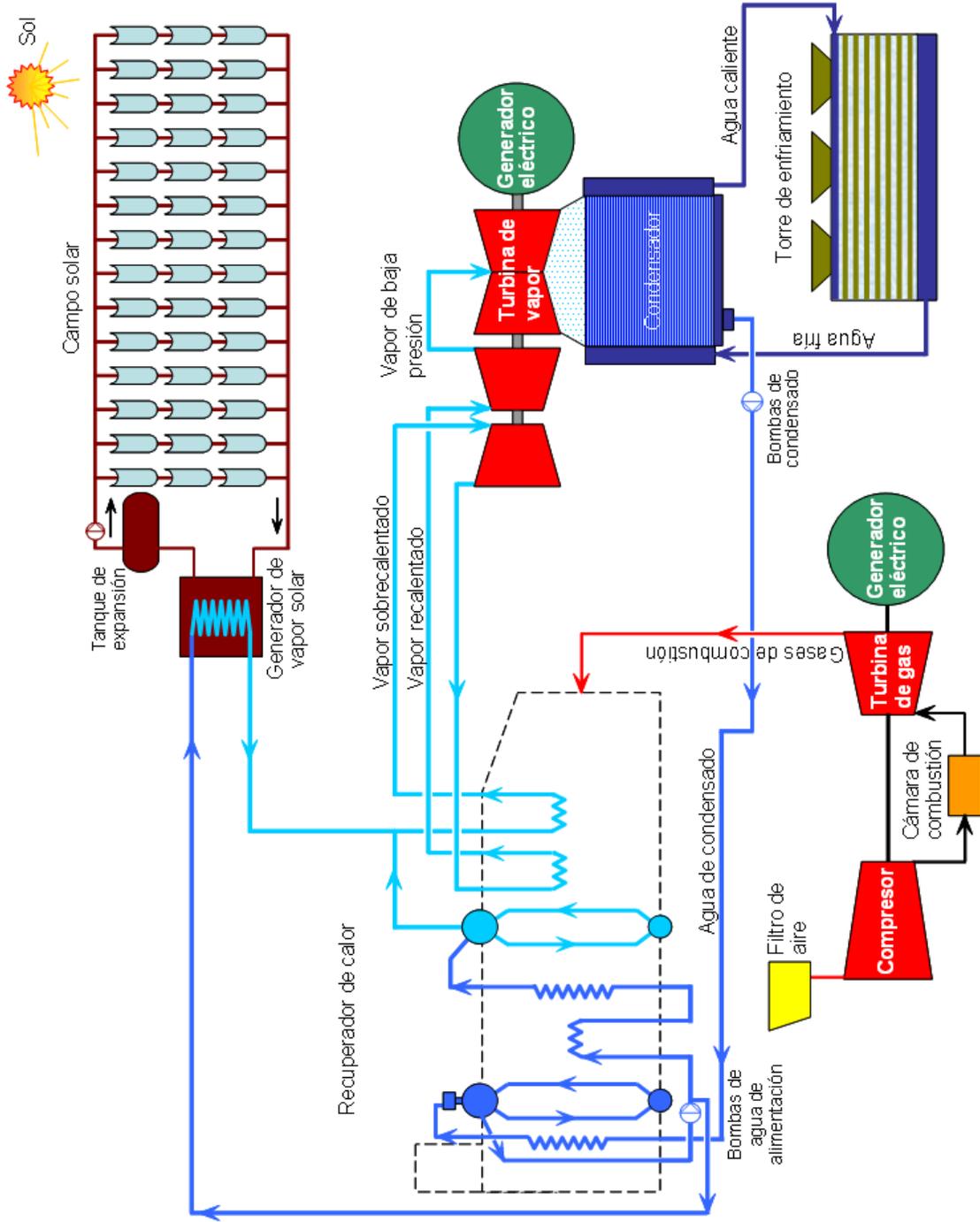


Figura 5.5

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

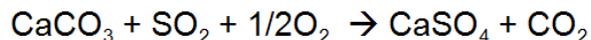
Las ventajas ambientales del ISCC son similares a las del ciclo combinado. El campo solar no produce emisiones contaminantes. Los únicos riesgos para la salud, serían causados por la luz reflejada y por la liberación accidental del fluido de transferencia. En condiciones de máxima radiación, el colector 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 (CaCO₃), 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. 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

Central termoeléctrica de lecho fluidizado circulante (AFBC)

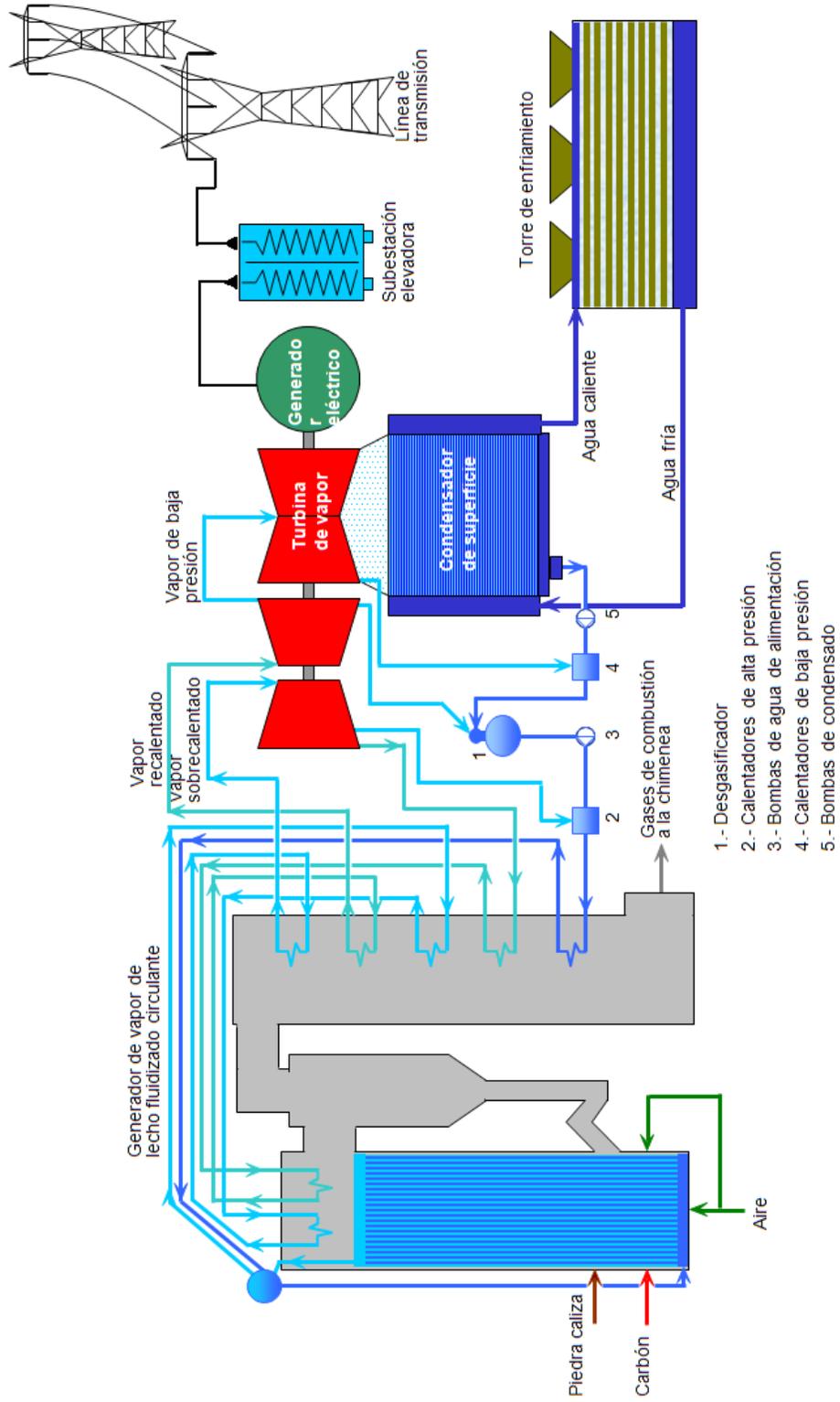


Figura 5.6

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 inexplotables (Figura 5.7).

Almacenamiento de CO₂

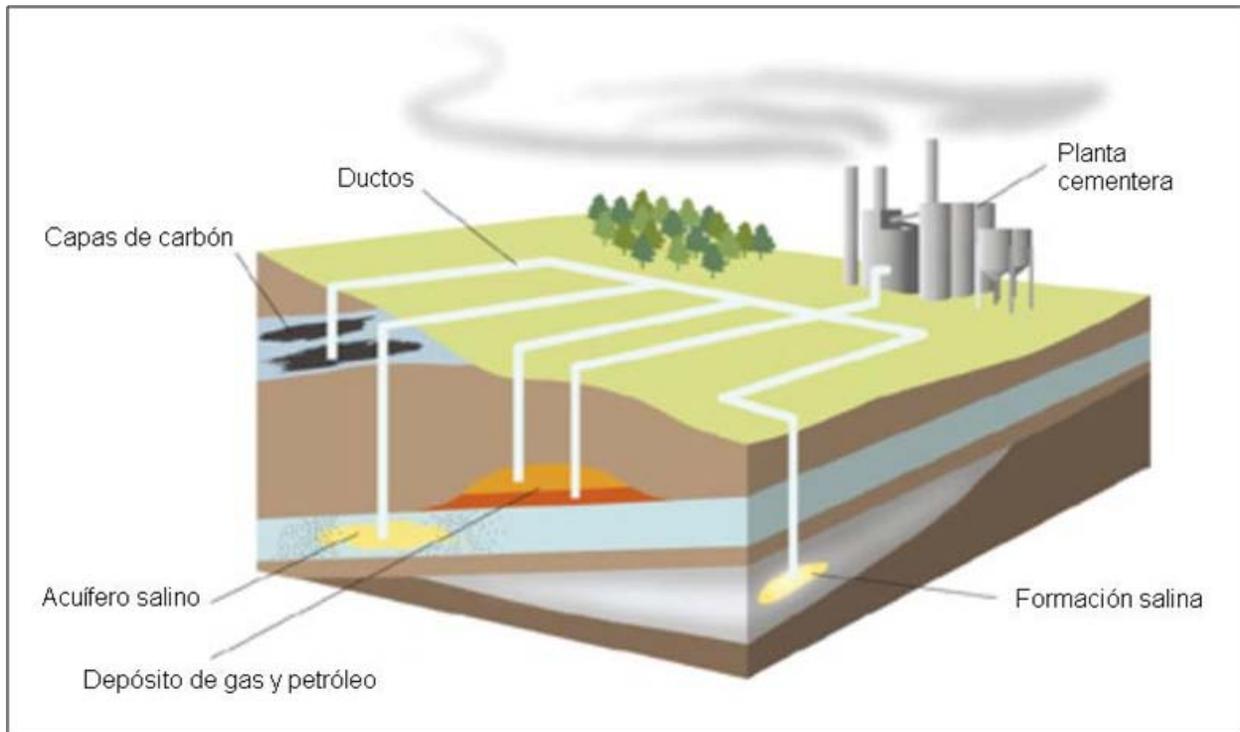


Figura 5.7

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 captura⁵.

⁵ International Energy Agency & Nuclear Energy Agency, *Projected Cost of Generating Electricity*, 2010

Central carboeléctrica con captura y secuestro de CO₂

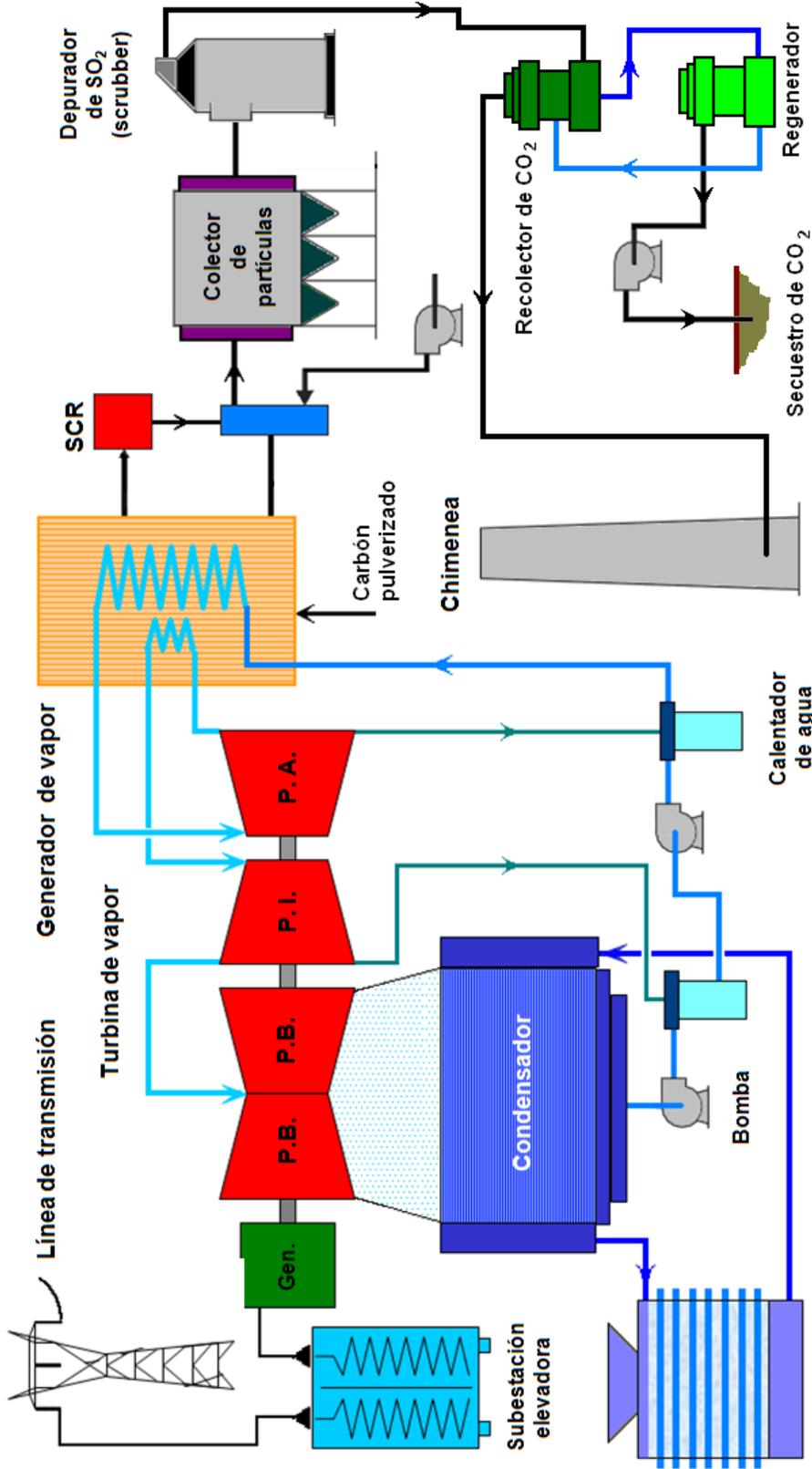


Figura 5.8

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 (CC)	2Fx1	Carbón imp.	706.5	622.1	46.7	41.1	30	0.700	11.9
	2Fx1-CC	Petacalco (1%S)	690.6	554.4	42.5	34.1	30	0.700	19.7
	2Fx1	Coque 6.5 %	660.7	583.8	46.9	41.5	30	0.700	11.6
	2Fx1-CC	Azufre	628.8	501.2	40.8	32.5	30	0.700	20.3
	2Fx1 2Fx1-CC	Residuos de vacío	667.5 651.1	595.6 538.7	46.2 42.0	41.2 34.8	30 30	0.700 0.700	10.8 17.3
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	297.8	288.7	52.2	50.6	30	0.783	3.1
Lecho fluidizado circulante (AFBC)	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	332.6	39.6	37.6	30	0.800	5.0
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	332.0	39.8	37.7	30	0.800	5.2
Carb. supercrítica con captura de CO2	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	699.9	581.6	36.7	30.5	30	0.800	16.9

Cuadro 5.1

Programa de inversiones

Central	Número de unidades	Combustible	Capacidad MW		Programa de inversiones (%)				FVP 12%	No. meses
			Bruta	Neta	Años de construcción					
					-4	-3	-2	-1		
Ciclo Combinado con gasificación integrada (IGCC) con o sin captura de CO2 (CC)	2Fx1	Carbón imp.	706.5	622.1	33.7	34.5	16.6	15.2	1.3186	48
	2Fx1-CC	Petacalco (1%S)	690.6	554.4	33.7	34.5	16.6	15.2	1.3186	48
	2Fx1	Coque 6.5 %	660.7	583.8	33.7	34.5	16.6	15.2	1.3186	48
	2Fx1-CC	Azufre	628.8	501.2	33.7	34.5	16.6	15.2	1.3186	48
	2Fx1 2Fx1-CC	Residuos de vacío	667.5 651.1	595.6 538.7	33.7 33.7	34.5 34.5	16.6 16.6	15.2 15.2	1.3186 1.3186	48 48
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	297.8	288.7	0	9.25	71.8	19.0	1.1800	30
Lecho fluidizado circulante (AFBC)	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	332.6	7.11	33.6	38.2	21.1	1.2345	42
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	332.0	7.11	33.6	38.2	21.1	1.2345	42
Carb. supercrítica con captura de CO2	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	699.9	581.6	11.05	60.1	24.3	4.5	1.2966	45

Cuadro 5.2

Costo unitario de inversión

Central	Número de unidades	Combustible	Capacidad MW		Dólares/ kW ^{bruto}		
			Bruta	Neta	Directo	Directo más indirecto	CAIO 12%
Ciclo Combinado con gasificación integrada (IGCC) con o sin captura de CO2 (CC)	2Fx1	Carbón imp.	706.5	622.1	2,457	2,587	3,412
	2Fx1-CC	Petacalco (1%S)	690.6	554.4	2,609	2,747	3,623
	2Fx1	Coque 6.5 %	660.7	583.8	2,426	2,555	3,369
	2Fx1-CC	Azufre	628.8	501.2	2,701	2,845	3,751
	2Fx1	Residuos de vacío	667.5	595.6	2,269	2,389	3,151
	2Fx1-CC		651.1	538.7	2,408	2,535	3,343
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	297.8	288.7	779	820	968
Lecho fluidizado circulante (AFBC)	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	332.6	1,462	1,645	2,031
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	332.0	1,409	1,585	1,957
Carb. supercrítica con captura de CO2	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	699.9	581.6	2,238	2,518	3,265

Cuadro 5.3

Costos de operación y mantenimiento

Central	Número de unidades	Combustible	Capacidad MW		Fijo ^{1/}	Variable ^{2/}	Total ^{2/}
			Bruta	Neta	USD/MW-año	USD/MWh	USD/MWh
Ciclo Combinado con gasificación integrada (IGCC) con o sin captura de CO2 (CC)	2Fx1	Carbón imp.	706.5	622.1	61,800	7.16	17.24
	2Fx1-CC	Petacalco (1%S)	690.6	554.4	72,310	8.12	19.91
	2Fx1	Coque 6.5 %	660.7	583.8	61,800	7.16	17.24
	2Fx1-CC	Azufre	628.8	501.2	72,310	8.12	19.91
	2Fx1	Residuos de vacío	667.5	595.6	61,800	7.16	17.24
	2Fx1-CC		651.1	538.7	72,310	8.12	19.91
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	297.8	288.7	15,508	3.02	5.28
Lecho fluidizado circulante (AFBC)	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	332.6	47,865	1.78	8.61
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	332.0	46,226	1.65	8.25
Carb. supercrítica con captura de CO2	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	699.9	581.6	73,854	5.34	15.88

1/ Por MW neto

2/ Por MWh neto, no incluye costos de agua

Cuadro 5.4

Costo unitario de generación

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 (CC)	2Fx1	Carbón imp.	706.5	622.1	70.03	26.82	17.24	0.00	114.09
	2Fx1-CC	Petacalco (1%S)	690.6	554.4	81.57	32.35	19.91	0.06	133.89
	2Fx1	Coque 6.5 %	660.7	583.8	68.91	28.08	17.24	0.01	114.23
	2Fx1-CC	Azufre	628.8	501.2	85.07	35.77	19.91	0.27	141.04
	2Fx1	Residuos de vacío	667.5	595.6	63.83	69.29	17.24	0.00	150.37
	2Fx1-CC		651.1	538.7	73.04	82.14	19.91	0.11	175.20
Ciclo Combinado 1Fx1 con campo solar (ISCC)	1	Gas natural entregado a CFE	297.8	288.7	16.13	37.82	5.28	0.00	59.24
Lecho fluidizado circulante (AFBC)	2	Carbón imp. Petacalco (1%S)	350.0	332.6	33.79	29.34	8.61	0.00	71.75
	2	Coque 6.5 % Azufre	350.0	332.0	32.64	30.86	8.25	0.00	71.74
Carb. supercrítica con captura de CO2	1	Carbón imp. Petacalco (1%S)	699.9	581.6	62.13	36.20	15.88	0.20	114.41

Cuadro 5.5

CAPITULO 6

Tecnologías Alternas de Generación Eléctrica

6.1 GENERALIDADES

En la actualidad existe un gran interés en el desarrollo de nuevas fuentes para generar electricidad. Entre las fuentes renovables de mayor proyección están la energía eólica y la solar.

Sin embargo, la celda de combustible no está lejos de alcanzar competencia comercial, mientras el uso de la biomasa es ya una realidad. Los esfuerzos actuales de estas tecnologías están orientados hacia la reducción de costos, el perfeccionamiento tecnológico y el aseguramiento del suministro del combustible.

Otras tecnologías, como el almacenamiento de energía, están probando su utilidad como un complemento de la generación intermitente. Además, la tecnología de captura y almacenamiento de carbono es vista como una opción viable para la mitigación del bióxido de carbono en la atmosfera.

Esta sección describe el uso de la biomasa, las celdas de combustible, el aprovechamiento de las mareas y el almacenamiento de energía, como alternativas en la generación de energía eléctrica.

6.2 CENTRALES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Las centrales de almacenamiento de energía ofrecen importantes beneficios para la generación, distribución y uso de la energía eléctrica. Su función es almacenar la energía eléctrica durante los periodos de baja demanda, cuando los costos de generación son bajos y entregarla a la red de transmisión en los periodos de demanda alta, cuando la generación es cara.

El almacenamiento de energía tiene un papel importante en la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. Muchas fuentes renovables como la solar, eólica y mareomotriz son intermitentes, pero al combinarlas con una central de almacenamiento, pueden suministrar la energía eléctrica en el momento que es requerida.

El almacenamiento de energía a gran escala utiliza prácticamente tres tipos de tecnologías:

Centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo: Este tipo de centrales cuentan con una presa y dos embalses separados a diferentes alturas. La diferencia de alturas proporciona la carga de agua para impulsar las turbinas.

Con el fin de generar energía, el agua se conduce desde el embalse superior a través de un túnel de alta presión, hacia las turbinas localizadas en la parte inferior. Las turbinas generan energía eléctrica y descargan el agua en el embalse inferior donde es almacenada.

Cuando se desea almacenar energía, las turbinas se invierten y actúan como bombas que regresan el agua desde el embalse inferior al superior. Las bombas son impulsadas mediante electricidad durante las horas de baja demanda, generalmente en la noche. Una vez que el agua se bombea al embalse superior, se puede re-utilizar para la generación de energía.

La mayor eficiencia que puede esperarse de una planta de almacenamiento de energía por bombeo es del 86%. En la práctica su eficiencia oscila entre 75% y 80%.

Los países con la mayor capacidad instalada de centrales hidroeléctricas por bombeo y almacenamiento son Japón y Estados Unidos, con alrededor de 20,000 MW cada uno.¹ En la mayoría de los casos, estas centrales están asociadas a una planta nuclear, donde la energía que no se entrega a la red de transmisión se utiliza para almacenar agua. En cuanto a los costos, estos varían entre 1,000 - 5,000 dólares/kW instalado.

¹ Paul Breeze, *Power Generation Technologies*, Newnes-Elsevier, Great Britain, 2005, p 139

Central de almacenamiento por bombeo

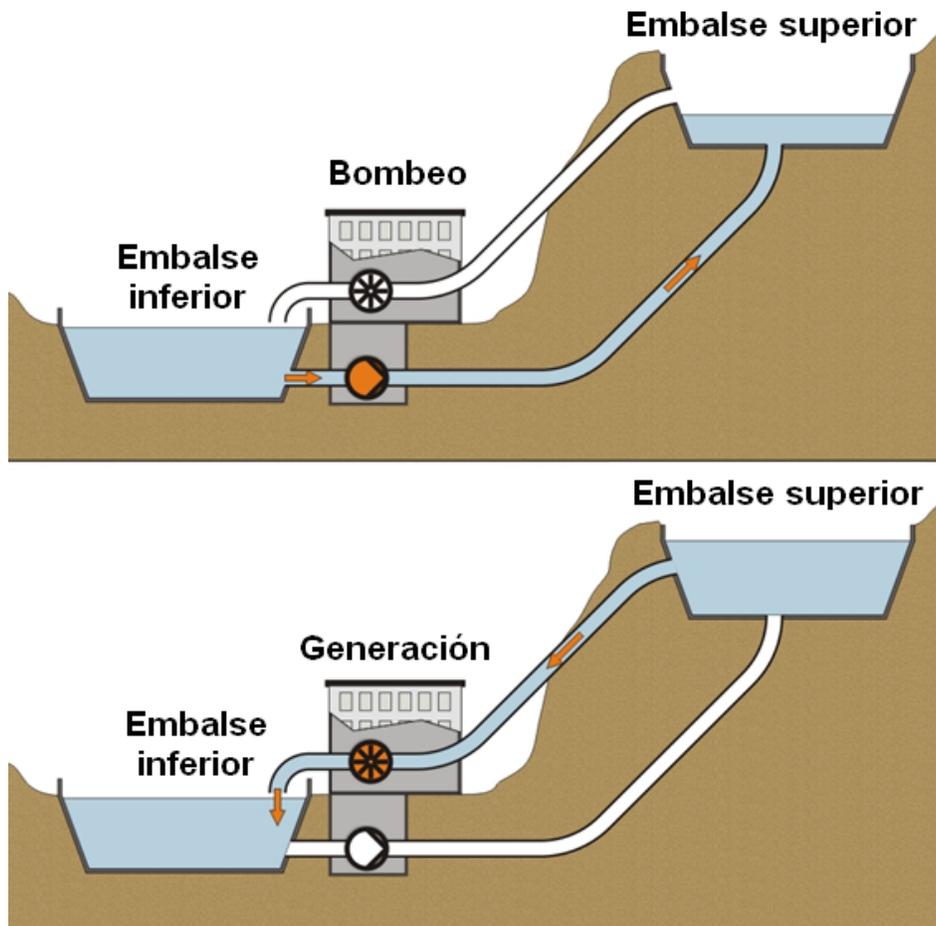


Figura 6.1

Almacenamiento de energía mediante aire comprimido: Este sistema consiste de una turbina de gas y una caverna para el almacenamiento de aire comprimido (figura 6.2). La turbina de gas y el compresor están acoplados mediante un embrague. Al mismo tiempo el compresor está acoplado a un motor/generador. Cuando se desea almacenar energía, el compresor se desacopla de la turbina de gas y es impulsado mediante el motor/generador utilizando energía eléctrica durante las horas de baja demanda. El aire comprimido que sale del compresor se almacena en la caverna.

Cuando se desea generar electricidad, se acoplan el compresor, la turbina y el motor/generador en el mismo eje y se utiliza el aire comprimido de la caverna para mezclarlo con un combustible líquido, el cual se quema en una cámara de combustión para impulsar la turbina de gas.

La parte más importante de estas centrales es la cámara de almacenamiento de aire.

Tecnologías alternativas de generación

Para escalas menores a 20 MWh se pueden utilizar tanques subterráneos, para escalas mayores se utilizan cavernas subterráneas construidas para este propósito ó que almacenaban petróleo, gas o sal.

Las cavernas deben ser impermeables para evitar el escape del aire y deben ser lo suficientemente profundas para soportar la presión. Además, no deben contener minerales que reaccionen con el oxígeno, de lo contrario no se podrá realizar la combustión e impulsar la turbina de gas.

El proyecto más grande de este tipo, se construyó en Alemania en 1978 y corresponde a una planta de 290 MW, que operó durante 10 años con una disponibilidad de 90%. En Estados Unidos existe un proyecto de 110 MW con una capacidad de almacenamiento de 2,600 MWh, se construyó en 1991 y continúa en operación.

Almacenamiento de energía mediante aire comprimido

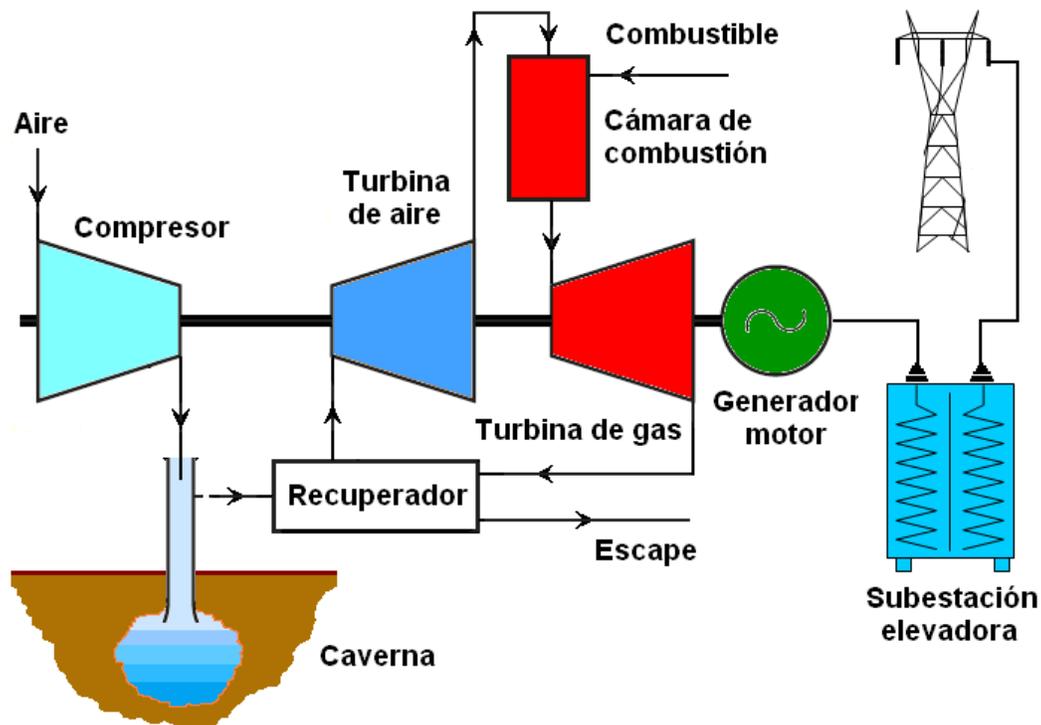


Figura 6.2

Sistemas de baterías a gran escala: Una batería es un dispositivo que almacena energía en forma química, de manera que puede ser liberada cuando sea requerida. Está compuesta de una serie de celdas individuales, cada una de las cuales es capaz de proporcionar una corriente definida a un voltaje fijo. Las celdas se unen en serie y paralelo para proporcionar la corriente y el voltaje requerido para una aplicación en particular.

Existen dos tipos de baterías: la celda primaria que una vez descargada debe desecharse; y la celda secundaria que puede ser descargada y recargada muchas veces. Sólo el segundo tipo se utiliza en sistemas de almacenamiento de energía.

Los sistemas de baterías para almacenamiento de energía eléctrica tienen la ventaja de responder a la demanda de forma instantánea, por lo que contribuyen a la estabilidad de la red. Su eficiencia promedio es del 70 % y se recomiendan para aplicaciones de almacenamiento de corto plazo, debido a las fugas de energía y la pérdida de capacidad con el paso del tiempo. Algunos tipos de baterías son:

Baterías de plomo: Son las que se utilizan en los automóviles porque operan a temperatura ambiente y son ideales para almacenamiento de energía a pequeña escala, son muy pesadas y con una baja densidad de energía. La batería más grande de este tipo se encuentra en California y tiene una capacidad de 10 MW.

Baterías de níquel-cadmio: Son más ligeras y con una mayor densidad de energía que las de plomo, sin embargo son más costosas. La batería más grande de este tipo se encuentra en Alaska y su capacidad es 40 MW, tiene el tamaño de un campo de fútbol y está compuesta por 13,760 celdas.

Baterías de sulfuro de sodio: Tienen una alta densidad de energía, operan a 300°C y utilizan sodio líquido, el cual puede explotar si se mezcla con agua. Los proyectos que se han desarrollado tienen una capacidad que varía entre 0.5 MW a 6 MW.

En relación al costo, las baterías de plomo se encuentran alrededor de 400 dólares/kW, mientras las de sulfuro de sodio cuestan alrededor de 1,000 dólares/kW. A manera de resumen, en la tabla 6.1, se muestran los costos de los tres sistemas de almacenamiento de energía descritos anteriormente.²

Costos de almacenamiento de energía

Tecnología	Eficiencia %	Costo USD/MWh
Central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo	75-80	1,000-5,000
Central de almacenamiento por aire comprimido	80	450
Sistemas de baterías a gran escala	75-90	500-1,000

Cuadro 6.1

² Página web de Electricity Storage Association, www.electricitystorage.org

6.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA MEDIANTE BIOMASA

Biomasa es un término utilizado en la industria eléctrica para denominar al combustible derivado directamente de árboles y plantas. Este combustible puede ser cultivado específicamente o puede constituirse de los residuos de la industria de la madera ó de la agricultura, tales como paja de cereales, bagazo de la caña, hojas de maíz y arroz.

La mayor parte de este combustible se quema en aplicaciones de calefacción doméstica y cocimiento de alimentos. El uso de biomasa para la generación eléctrica es menos común. En instalaciones industriales, los residuos de biomasa se utilizan para generar calor y/o abastecer sus propias necesidades de energía. Existe también un pequeño número de plantas de generación que queman exclusivamente biomasa. Aunque la capacidad de generación con biomasa a nivel mundial es pequeña, se espera un crecimiento acelerado en las próximas 2 décadas, ya que la biomasa es reconocida como un reemplazo sustentable de combustibles fósiles como el carbón.

Existen diversas maneras para transformar la biomasa en energía. La más simple y extendida es quemar el combustible en un horno y emplear el calor producido para generar vapor e impulsar una turbina. Un proceso más eficiente es la gasificación de la biomasa; también se puede mezclar la biomasa y el carbón para quemarlos en una central carboeléctrica. Algunos combustibles líquidos provenientes de la biomasa como el etanol y los aceites orgánicos, se utilizan en motores de combustión interna para la industria del transporte.

La generación con biomasa emplea la misma tecnología que las centrales de carbón, pero es más costosa porque su eficiencia es menor. Sin embargo, puede ser competitiva cuando la disponibilidad del combustible es favorable en cantidad y distancia. Los cultivos energéticos dedicados a este fin son más caros y no compiten con el carbón en la actualidad. Se espera que esta situación cambie en las próximas décadas. Se debe mencionar que la rentabilidad de cualquier proyecto se incrementa, cuando su planta industrial quema sus propios residuos de biomasa para generar electricidad.

Al considerar el impacto medioambiental, los proyectos de generación con biomasa lucen más atractivos. La combustión de la biomasa tiene un impacto menor sobre el medio ambiente y no contribuye a las concentraciones de bióxido de carbono atmosférico. La biomasa puede ser una pieza clave en el futuro de la energía sustentable porque ayuda a reemplazar a los combustibles fósiles.

Tipos de biomasa: Desde el punto de vista de la generación eléctrica, la biomasa se divide en residuos y cultivos energéticos. Los residuos se clasifican en cuatro categorías y están disponibles en cualquier momento, pero en cantidades limitadas:

Urbana: Comprende basuras orgánicas, desechos de jardines y residuos de madera.

Agrícola: Es la más empleada e incluye paja del maíz, trigo, bagazo de caña, cáscara de arroz y cualquier material residual de un cultivo.

Ganadera: En las granjas lecheras y porcinas, el estiércol de los animales se convierte en biogás, principalmente metano, y es utilizado en una turbina de gas para producir electricidad. Los vertederos de aguas residuales también son otra fuente de gases ricos en metano.

Residuos de madera: Los residuos de los aserraderos y fábricas de papel constituyen la última categoría de biomasa.

Los cultivos energéticos, en plantaciones dedicadas, resultan más caros, pero pueden producirse en la cantidad y ubicación requerida para garantizar el suministro de combustible de una central generadora. En Europa, América del Norte y Brasil, existen cultivos dedicados que suministran la materia prima para la fabricación de biocombustibles líquidos como el etanol y el biodiesel. Investigaciones recientes han considerado árboles de rápido crecimiento como sauces, álamos y eucaliptos. Estos árboles pueden cultivarse en un sistema donde la madera es cosechada en un ciclo de 3 a 7 años.

El contenido de energía de la biomasa depende de su contenido de agua. Para bajos contenidos de humedad presenta valores promedio de 20 GJ/tonelada; mientras el carbón presenta valores de 27 GJ/tonelada.

La rentabilidad de un cultivo depende del contenido de energía del combustible y del rendimiento de cada hectárea cosechada. Si una hectárea produce de 10 a 12 toneladas de combustible al año, una central generadora de 10 MW requerirá alrededor de 7,000 hectáreas dedicadas a su uso.

Tecnologías para aprovechar la biomasa: Existen diferentes tecnologías para convertir biomasa en electricidad. La más empleada utiliza un horno de combustión simple y una caldera, similar a la empleada en una central de carbón. En el mejor de los casos, esta forma directa de quemado del combustible alcanza una eficiencia de hasta 25%. La tecnología de gasificación de biomasa, ofrece eficiencias de hasta 45% y costos mayores. Esta tecnología se encuentra en fase de desarrollo y pruebas. Una tecnología de costo intermedio es la combustión conjunta de carbón y biomasa en una central de carbón, proceso conocido como quemado dual, con eficiencias entre 35% y 40% en el proceso de conversión.

Existen otras técnicas más especializadas que emplean digestores de biomasa para convertir los desechos animales en un gas combustible. La biomasa, obtenida a partir de la fermentación de granos ó caña de azúcar, se emplea para producir el etanol utilizado en motores de combustión interna. Por su parte, el biodiesel se obtiene a partir del girasol y otras semillas ricas en aceite. Estos combustibles líquidos son utilizados

ampliamente en la industria del transporte. Hasta un 10% de etanol puede ser mezclado con la gasolina, un producto vendido en Estados Unidos como gashol.

La biomasa puede considerarse un reemplazo directo de combustibles fósiles, especialmente del carbón. En la generación de electricidad, se quema ó gasifica de manera análoga al carbón, y como tal, producirá emisiones atmosféricas, principalmente el dióxido de carbono. La combustión de biomasa libera también monóxido de carbono y óxido de nitrógeno. Dependiendo de las normas ambientales, el control de estas emisiones impone un costo extra. Una diferencia importante entre la biomasa y el carbón, es que la biomasa prácticamente no contiene azufre. Por otro lado, la biomasa produce significativamente menos cenizas que el carbón, las cuales pueden devolverse al suelo como un abono.

El uso extensivo de cultivos dedicados para la generación de electricidad tiene sus propias consecuencias medio ambientales. Existe el riesgo de que el uso de la tierra cultivable para generación de electricidad reduzca apreciablemente el terreno disponible para el cultivo de alimentos. Contrariamente, su efecto también puede ser beneficioso. La mayoría de cultivos permanecerán durante un buen número de años, mejorando el entorno local. Esto puede ayudar a estabilizar las condiciones del suelo donde la erosión se ha convertido en un problema.

Por otro lado, grandes terrenos arbolados pueden mejorar la retención de aguas subterráneas y reducir escurrimientos perjudiciales del agua de lluvia. Adicionalmente, estos cultivos energéticos requieren menos fertilizantes que los de alimentos.

Riesgos y costos relacionados a la biomasa: La generación de electricidad con biomasa es un sector relativamente pequeño de la industria. Gran parte de la capacidad existente es ineficiente y su éxito futuro dependerá del desarrollo de sistemas más eficientes para explotar el combustible. Algunas mejoras en las tecnologías tradicionales de quemado directo y el desarrollo de sistemas de gasificación de biomasa están en marcha. Estas se basan en la bien conocida tecnología del carbón y en consecuencia los riesgos económicos asociados con la introducción de dichas técnicas deben ser mínimos. Las centrales comerciales de gasificación de biomasa estarán disponibles al final de la segunda década de este siglo.

El riesgo tecnológico asociado con la generación de electricidad con biomasa es relativamente bajo y predecible. Sin embargo el combustible plantea un nivel más alto de riesgo. El éxito de un proyecto tendrá que integrarse estrechamente con la producción agrícola del combustible. Sin embargo, no existe hoy en día ninguna industria agrícola dedicada exclusivamente a cultivos energéticos y para que esta industria se establezca, se requiere un mercado para sus productos. Serán necesarios subsidios gubernamentales para romper este círculo vicioso. Hasta que esto ocurra, cada proyecto de biomasa tendrá que estar estrechamente asociado con un proveedor de combustible para asegurar su viabilidad futura.

La opción más barata para generar electricidad a partir de biomasa es el quemado dual con una inversión incremental entre 50 y 250 dólares/kW aproximadamente. El costo de una central nueva con tecnología de quemado directo se encuentra en un rango entre 1,500 y 2,000 dólares/kW.³

Las plantas de electricidad de gasificación de biomasa de primera generación probablemente costarán entre 2,000 y 4,000 dólares/kW. Por comparación, una central con gasificación de carbón cuesta alrededor de 1,300 dólares/kW. El costo de la biomasa se encuentra en un rango entre 25 y 60 dólares/tonelada seca.⁴

6.4 GENERACION DE ENERGIA MEDIANTE CELDAS DE COMBUSTIBLE

La celda de combustible es un dispositivo para producir electricidad a partir de la reacción química entre el hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno actúa como elemento combustible y el oxígeno es obtenido directamente del aire. También se utilizan otros combustibles que contengan hidrógeno en su molécula, tales como el gas metano, metanol, etanol, gasolina o diesel. Sus principales ventajas son:

- Alta eficiencia, puede transformar el 70% de la energía del combustible en electricidad.
- Amigable con el medio ambiente, ya que se obtiene agua como subproducto.
- Al no tener partes móviles es muy silenciosa y necesita poco mantenimiento.

El funcionamiento de una celda de combustible consiste en la oxidación del hidrógeno en agua, generando energía eléctrica y calor. La celda está compuesta por un ánodo y un cátodo separados por una membrana electrolítica. La reacción se logra cuando el hidrógeno fluye hacia el ánodo de la celda, donde una cubierta de platino ayuda a quitar los electrones de los átomos de hidrógeno, dejándolo ionizado, en forma de protones (H⁺). La membrana electrolítica permite el paso solo de los protones hacia el cátodo.

Debido a que los electrones no pueden pasar a través de la membrana, se ven forzados a salir del ánodo por un circuito externo en forma de corriente eléctrica. Luego, a medida que el oxígeno fluye a través del cátodo, éste se combina con los protones y electrones para formar agua y liberar energía en forma de calor.

³ U.S. Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook*, Department of Energy, 2011

⁴ International Energy Agency & Nuclear Energy Agency, *Projected Cost of Generating Electricity*, 2010

Principio de una celda de combustible

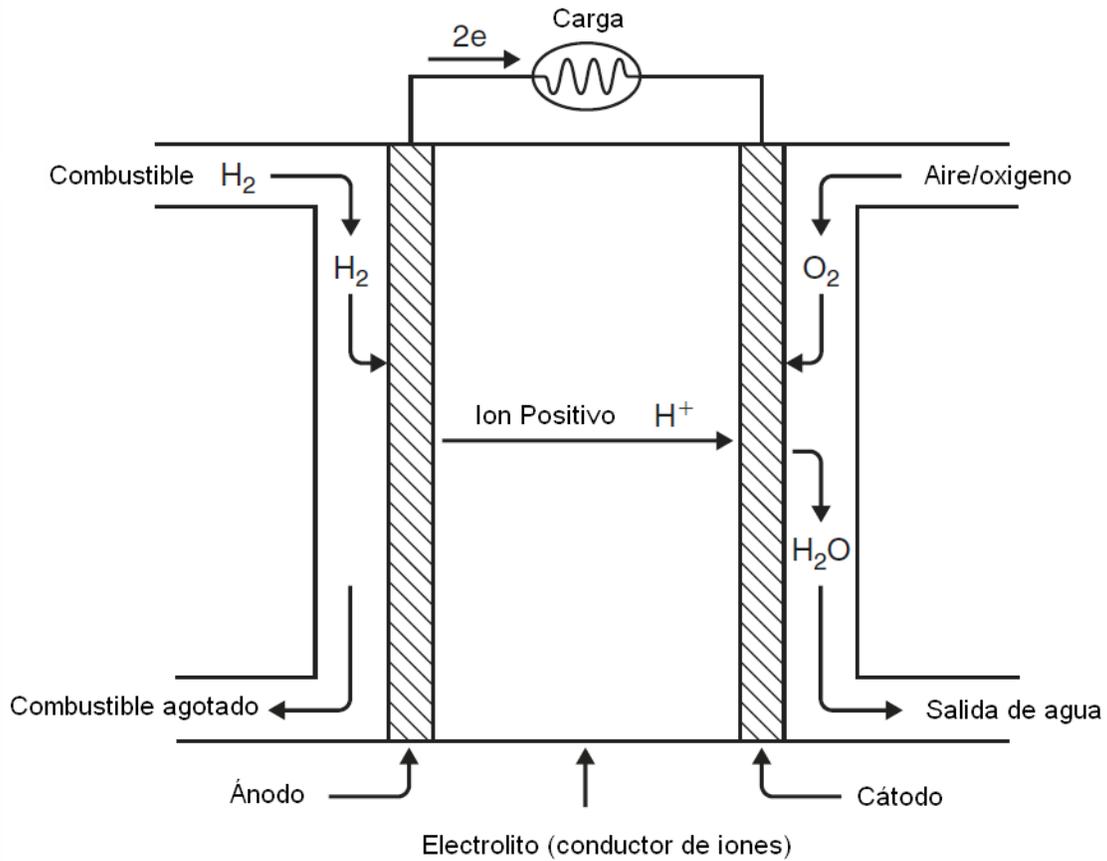


Figura 6.3

Existen varios tipos de celdas de combustibles cuyas características principales se muestran en la tabla 6.2.⁵

Tipos de celda de combustible

Tipo	Temp. Operación °C	Catalizador	Eficiencia %
Alcalina	150 - 200	Platino puro	70
Acido fosfórico (PAFC)	150 - 200	Basado en platino	35 - 42
Intercambio de protones (PEM)	80	Basado en platino	42 - 60
Carbonato fundido (MCFC)	650	No necesita	50 - 60
Oxido sólido (SOFC)	750 - 1,000	No necesita	50 - 60
Metanol	90 - 95	Platino - Rutenio	60

Cuadro 6.2

⁵ Paul Breeze, *Power Generation Technologies*, Newnes-Elsevier, Great Britain, 2005, p. 94

Una celda de combustible está diseñada para consumir hidrogeno. Actualmente, la principal fuente de hidrogeno es el gas natural; también puede obtenerse mediante la gasificación del carbón, la biomasa, o electrolisis del agua. En el futuro será posible establecer una economía basada en hidrogeno, que se obtendrá mediante electrólisis y con la ayuda de energía solar, aerogeneradores y otras fuentes renovables.

El hidrogeno se puede almacenar y luego transportarse a las celdas de combustible, las cuales estarían ubicadas en áreas urbanas para producir electricidad, suministrar agua para consumo humano y generar calor para los sistemas de calefacción.

La principal desventaja de las celdas de combustible es su alto costo⁶. El cual está alrededor de 4,500 dólares/KW para la celda de acido fosfórico (la única que se ha probado comercialmente). La mayoría de estas celdas de combustible se localizan en los Estados Unidos y reciben un subsidio del gobierno. A pesar de los esfuerzos para reducir sus costos, pasará mucho tiempo antes que la celda de combustible alcance los costos de inversión de otras tecnologías de generación.

6.5 CENTRAL MAREOMOTRIZ

En la figura 6.4 se muestra un esquema de una central mareomotriz, la cual consta de una barrera que atraviesa la parte más profunda y ancha de la desembocadura de un rio (estuario). La barrera incluye varios túneles equipados con una turbina que se impulsa con la entrada y salida del agua, es decir, conforme la marea asciende o desciende.

Existen tres tipos de operación:

- Modo de Flujo: Consiste en la generación de energía eléctrica cuando la marea está ascendiendo y el agua fluye del mar hacia el embalse. Una vez que la marea alcanza el nivel más alto, se utilizan unas compuertas para evitar que el agua regrese al océano.
- Modo de Reflujo. Consiste en la generación de energía cuando la marea está descendiendo. Cuando se tiene cierta diferencia entre el nivel del embalse y el nivel de marea, se abren las compuertas y se permite el paso del agua hacia el océano.
- Modo de flujo y reflujo. Consiste en aprovechar el ascenso y descenso de la marea, mediante una combinación de los dos modos anteriores.

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

Tecnologías alternas de generación

Entre estos modos de operación existen intervalos donde no se tiene generación, porque los niveles del agua dentro y fuera del embalse son los mismos.

La marea más alta a nivel mundial se encuentra en la Bahía de Fundy en Canadá, con 16 m de altura. Por lo tanto, las turbinas que se utilizan en estas centrales deben ser tipo Kaplan de álabes móviles, capaces de operar con pequeñas cargas de agua.

Desde el punto de vista ecológico, la construcción de este tipo de centrales modifica severamente el ecosistema, ya que cambia los patrones de movimiento del agua, afecta la vida de los peces, aves y permite la acumulación de sedimento y basura del lado del embalse.

Central mareomotriz

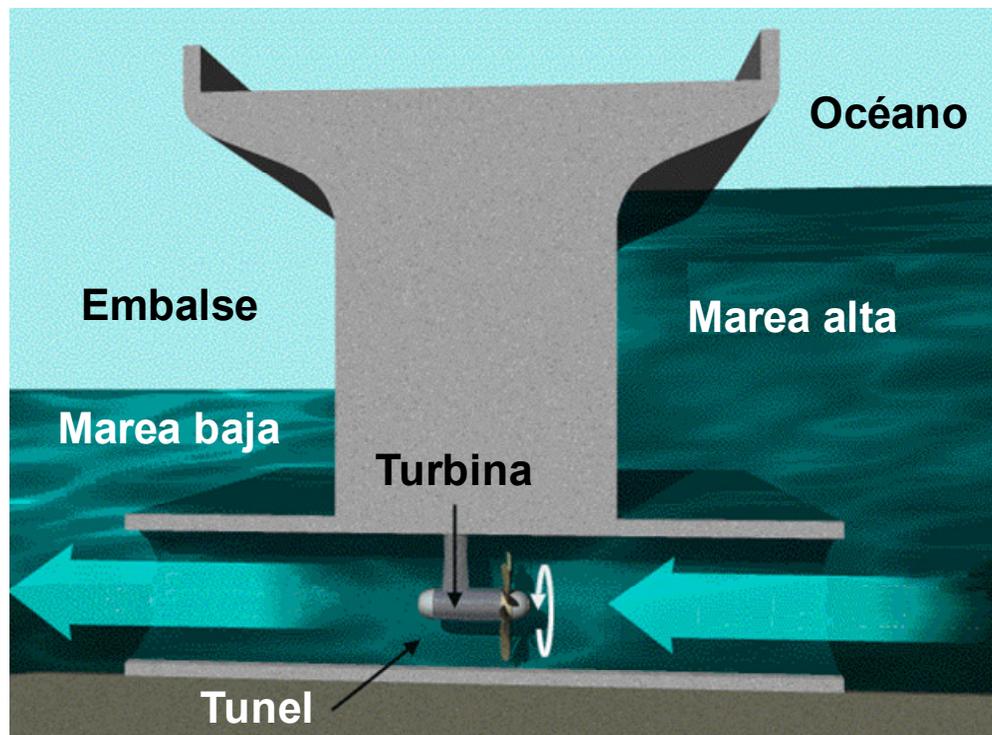


Figura 6.4

CAPITULO 7

Cogeneración

7.1 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 maquinas 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 lo 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

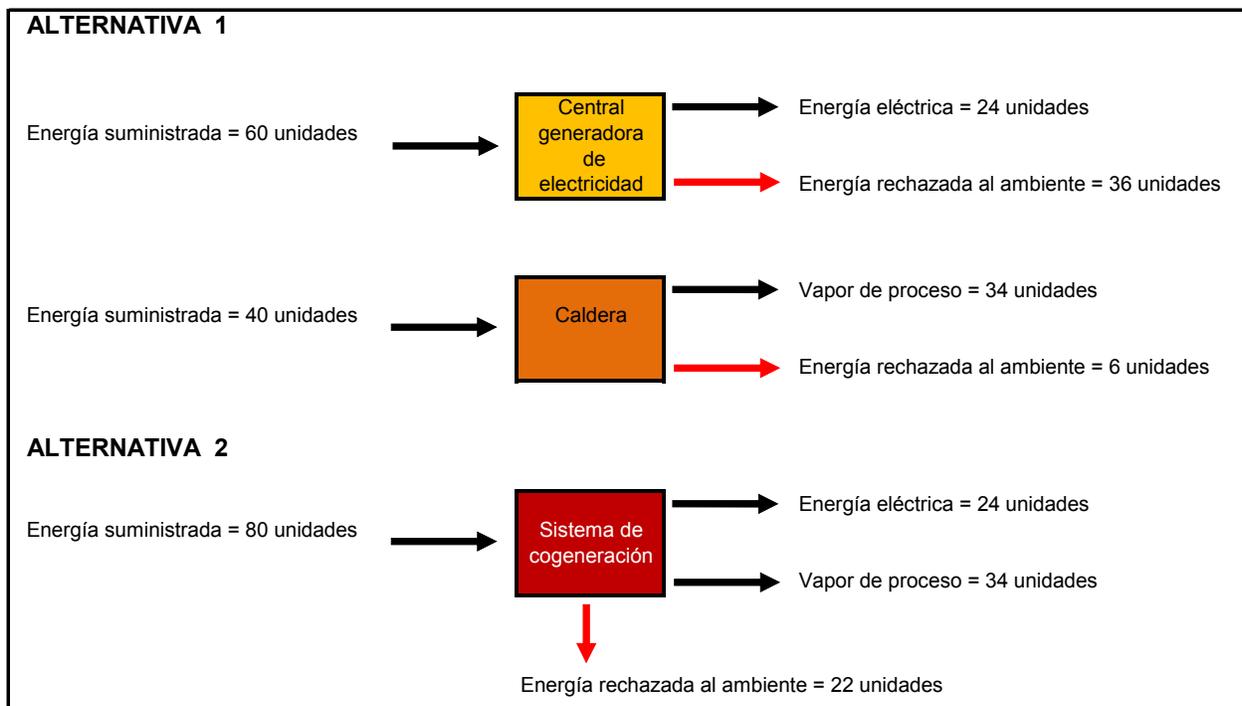


Figura 7.1

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 conocido que ha experimentado altas y bajas en su aplicación, principalmente asociadas a la oferta energética disponible. Debido al diferencial de costo actual entre la electricidad y los combustibles, la rentabilidad de este sistema es hoy más elevada que nunca.

La importante 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. Esto ha impulsado fuertemente el desarrollo actual de sistemas de cogeneración.

La industria con un sistema de cogeneración normalmente continúa demandando la misma cantidad de energía (electricidad y calor). La ventaja de la cogeneración es económica, ya que obtiene la misma cantidad de energía a menor costo. Esto implica obviamente una inversión que ha de amortizarse en un plazo de tiempo razonable.

Mientras que para la industria se tiene una ventaja económica, a nivel país la ventaja es energética. Existe un ahorro de energía primaria, debido precisamente al aprovechamiento simultáneo de calor y energía y 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. Las emisiones de CO₂ y SO₂ son directamente proporcionales a la cantidad y composición del combustible quemado. La penetración del gas natural y su empleo en sistemas de cogeneración ha dado lugar casi a la desaparición de emisiones de SO₂ asociadas al tipo de combustible.

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.

Cogeneración

Es importante destacar que la cogeneración generalmente involucra la sustitución de combustibles fósiles por gas natural, carbón o residuos combustibles, con el importante efecto en la diversificación y reducción de la dependencia del petróleo.

7.2 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 7.1 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 7.1

7.3 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.

7.4

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 7.2 muestra un sistema con una turbina de contrapresión donde se pueden alcanzar eficiencias del 87%.

Sistema de cogeneración con turbina de vapor de contrapresión

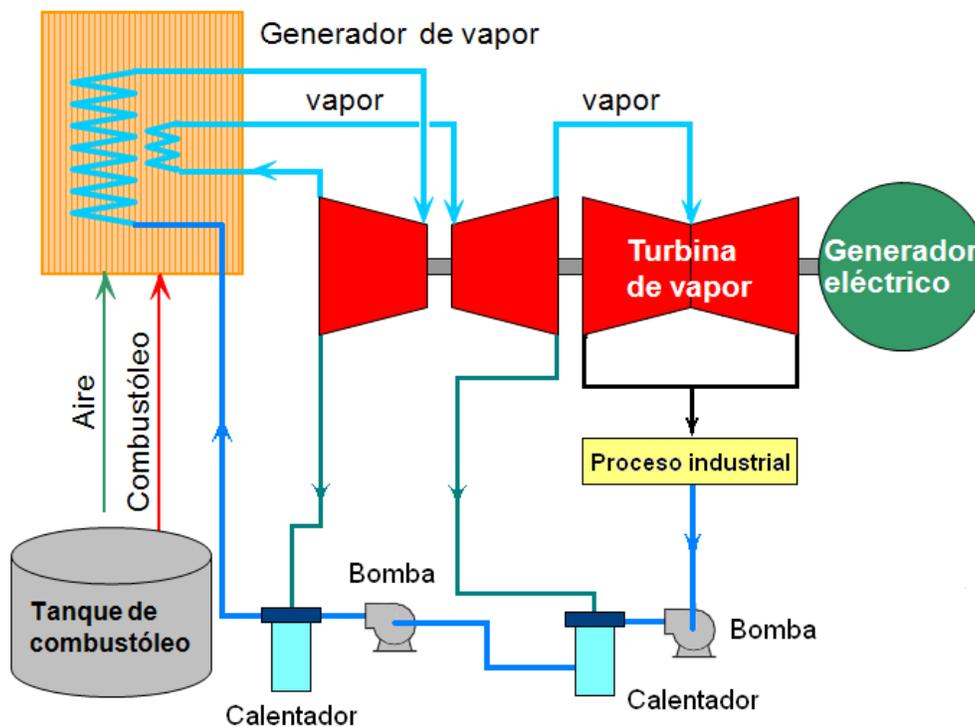


Figura 7.2

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 7.3 se muestra un sistema de cogeneración con turbina de gas.

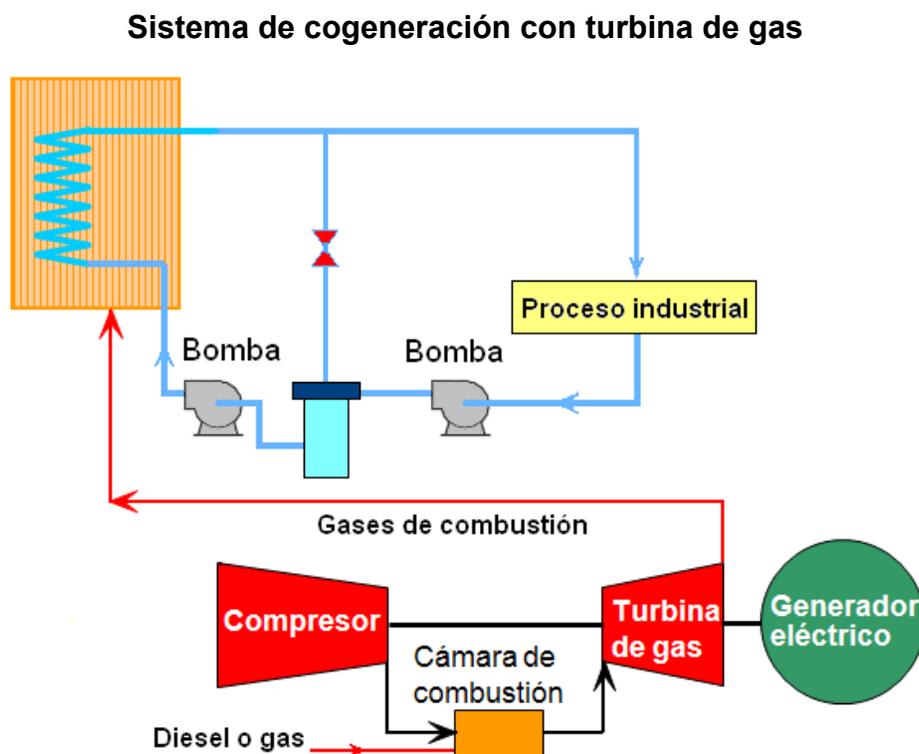


Figura 7.3

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

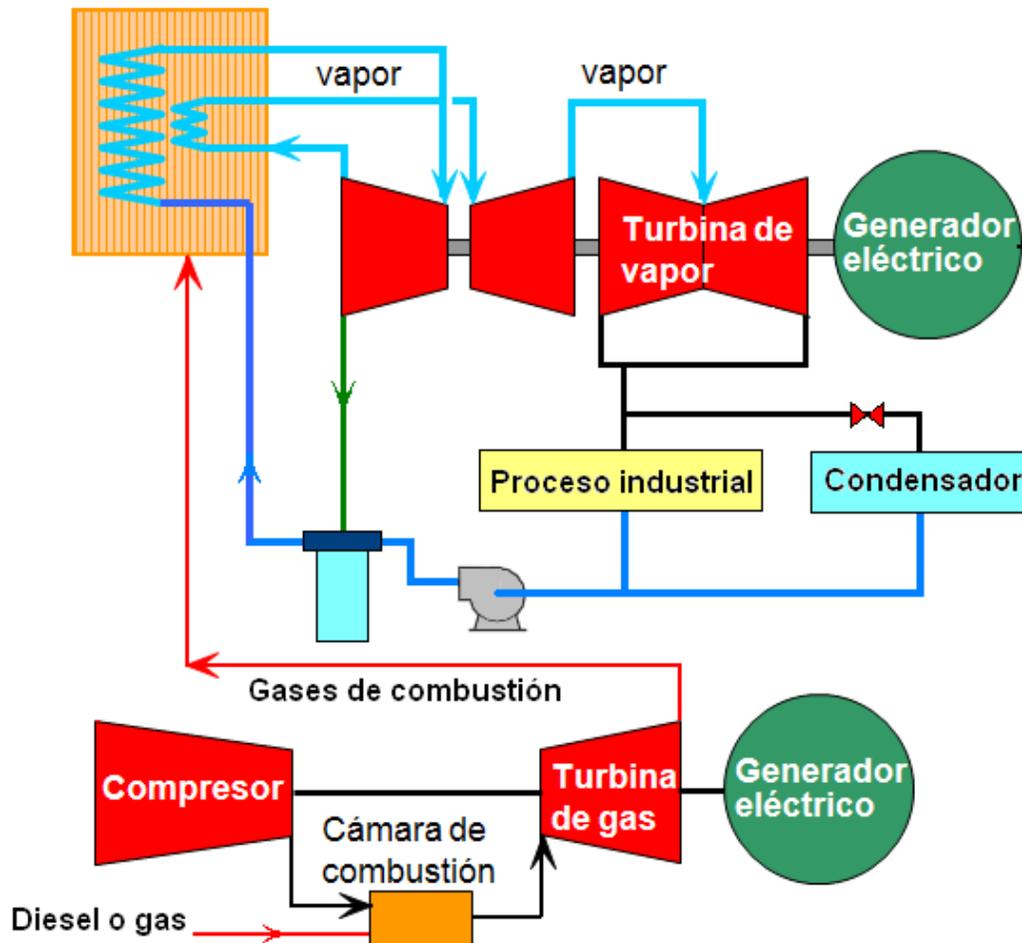


Figura 7.4

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

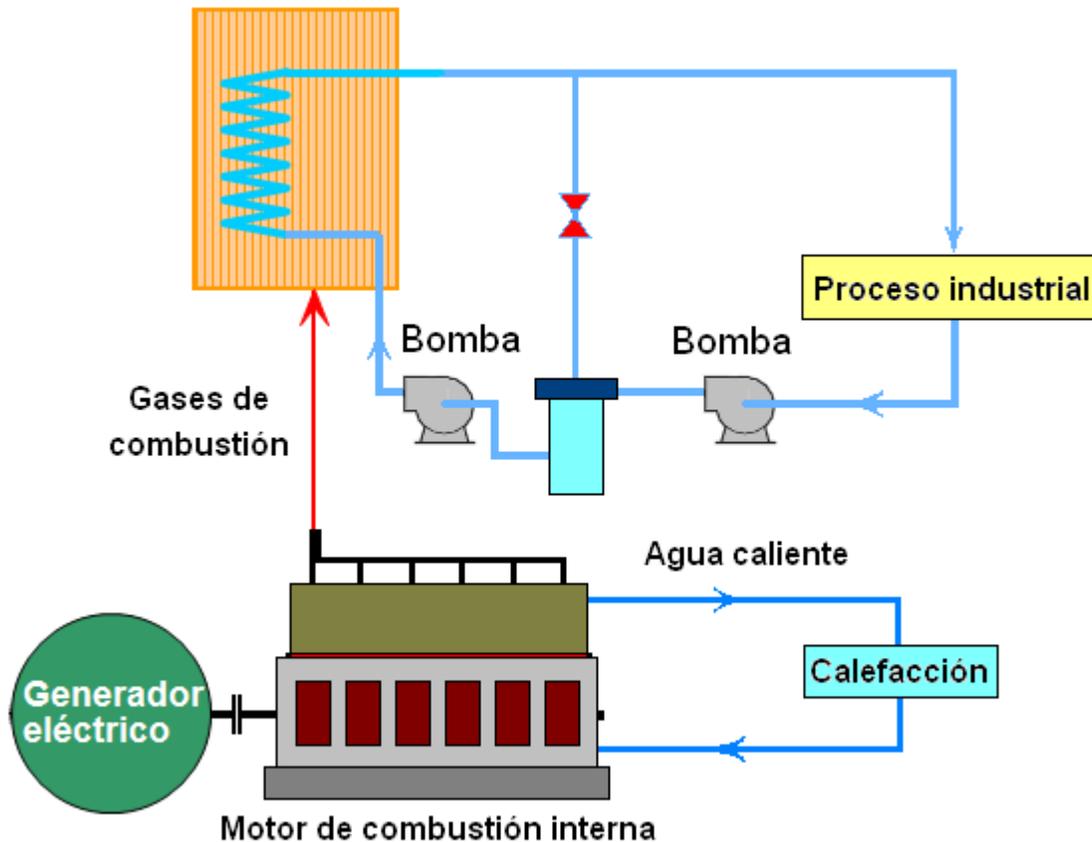


Figura 7.5

7.4 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.

7.5 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.

7.6 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 entalpia del vapor que se entrega al proceso
- La energía o entalpia 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 7.1: 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. Entonces el costo del mínimo del vapor se calcula por medio del cuadro 7.2, con una tasa del 12%.

Costo del vapor

Año	Periodo	Factor de valor presente	Inversión inicial USD	O&M USD	Total USD	Total en valor presente USD	Cantidad de vapor Ton.	Energía térmica útil kWh
1	0	1.00000	500,000	5,500	505,500	505,500	1,080	765,300
2	1	0.89286		5,500	5,500	4,911	1,080	765,300
3	2	0.79719		5,500	5,500	4,385	1,080	765,300
4	3	0.71178		5,500	5,500	3,915	1,080	765,300
5	4	0.63552		5,500	5,500	3,495	1,080	765,300
6	5	0.56743		5,500	5,500	3,121	1,080	765,300
7	6	0.50663		5,500	5,500	2,786	1,080	765,300
8	7	0.45235		5,500	5,500	2,488	1,080	765,300
9	8	0.40388		5,500	5,500	2,221	1,080	765,300
10	9	0.36061		5,500	5,500	1,983	1,080	765,300
Total						534,805	10,800	7,653,000

Cuadro 7.2

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

$$\text{Costos de la energía} = \frac{\text{Inversiones y costos}}{\text{Energía}} = \frac{534805}{7653000} = 0.069 \text{ USD/kWh}$$

$$\text{Costo del vapor} = \frac{\text{Inversiones y costos}}{\text{cantidad de vapor}} = \frac{534805}{10800} = 49.5 \text{ USD/ton}$$

Para no perder dinero, y pagar las inversiones y el mantenimiento, la central tiene que vender el vapor a un mínimo de 0.069 USD/kWh o 49.5 USD la tonelada.

El cálculo anterior estima el costo del vapor en base a las inversiones que se tienen que realizar y no se cobra por la energía térmica que tiene el vapor. La compañía que vende el vapor bien podría asignarle un costo a esta energía. El precio puede ser similar al precio del kWh de energía eléctrica. Algunas veces se decide no asignar un precio al vapor por considerarlo un producto de desecho del proceso.

7.7 EVALUACIÓN FINANCIERA DE UNA CENTRAL CON COGENERACIÓN

A partir del conocimiento de la demanda y costo del vapor, la evaluación financiera de una central con cogeneración compara el resultado neto de operación contra los gastos por amortización, intereses y presupuestales a realizar. Los resultados que se obtienen son el flujo neto de capital, el valor presente neto, la relación beneficio-costos y la tasa interna de retorno.

Considere el cuadro 7.3 donde se muestra la evaluación de una central generadora de 471 MW, compuesta por tres turbinas de gas y un recuperador de calor para el suministro de vapor.

**Evaluación financiera de una central de 471 MW
(millones de dólares en moneda corriente)**

Año	N	Factor de valor presente	Datos				Datos en valor presente					
			Resultado neto de operación	Pagos financieros		Presupuestal	Flujo Neto	Resultado neto de operación	Pagos financieros		Presupuestal	Flujo Neto
				Amortización	Intereses				Amortización	Intereses		
2009	-1	1.145										
2010	0	1.000				3.332	-3.332				3.332	-3.332
2011	1	0.874				1.326	-1.326				1.158	-1.158
2012	2	0.763				1.356	-1.356				1.035	-1.035
2013	3	0.667	98.145	25.689	37.686	0.349	34.421	65.449	17.131	25.131	0.233	22.954
2014	4	0.583	135.585	51.379	35.142		49.064	78.994	29.934	20.475		28.585
2015	5	0.509	144.299	51.379	31.238		61.682	73.450	26.153	15.900		31.397
2016	6	0.445	138.441	51.379	27.333		59.729	61.566	22.849	12.155		26.562
2017	7	0.389	135.281	51.379	23.428		60.474	52.561	19.962	9.103		23.496
2018	8	0.339	127.062	51.379	19.523		56.160	43.131	17.440	6.627		19.063
2019	9	0.297	134.717	51.379	15.619		67.720	39.952	15.237	4.632		20.083
2020	10	0.259	140.010	51.379	11.714		76.917	36.276	13.312	3.035		19.929
2021	11	0.226	143.297	51.379	7.809		84.109	32.437	11.630	1.768		19.039
2022	12	0.198	146.356	51.379	3.905		91.073	28.944	10.161	0.772		18.011
2023	13	0.173	149.792	25.689	0.488		123.614	25.881	4.439	0.084		21.358
2024	14	0.151	153.307				153.307	23.143				23.143
2025	15	0.132	156.905				156.905	20.693				20.693
2026	16	0.115	160.457				160.457	18.488				18.488
2027	17	0.101	164.429				164.429	16.553				16.553
2028	18	0.088	168.150				168.150	14.789				14.789
2029	19	0.077	172.311				172.311	13.240				13.240
2030	20	0.067	176.211				176.211	11.829				11.829
2031	21	0.059	180.592				180.592	10.592				10.592
2032	22	0.051	184.702				184.702	9.464				9.464
2033	23	0.045	189.292				189.292	8.474				8.474
2034	24	0.039	193.599				193.599	7.572				7.572
2035	25	0.034	198.004				198.004	6.766				6.766
2036	26	0.030	202.880				202.880	6.057				6.057
2037	27	0.026	207.453				207.453	5.411				5.411
2038	28	0.023	212.560				212.560	4.844				4.844
2039	29	0.020	217.975				217.975	4.340				4.340
2040	30	0.017	223.535				223.535	3.888				3.888
2041	31	0.015	229.242				229.242	3.484				3.484
2042	32	0.013	235.101				235.101	3.121				3.121
2043	33	0.012	60.279				60.279	0.699				0.699
								732.089	188.248	99.682	5.758	438.400
Año de inicio de erogaciones			2010		Valor presente neto		438.400					
Año de entrada en operación			2013		Relacion B/C:		2.49					
Tasa nominal de intereses			14.5%		TIR		157%					

Cuadro 7.3

La relación beneficio / costo se obtiene de dividir el resultado neto de operación entre los pagos financieros y presupuestales. Por último, la tasa interna de retorno se obtiene a partir del flujo neto.

Para este caso, en el cuadro 7.3 se observa que el proyecto tiene una alta rentabilidad, ya que su valor presente neto es de 438 millones dólares, la relación beneficio / costo es 2.49, y la tasa interna de retorno es 157%.

Cálculo del resultado neto de operación: Se obtiene a partir de los ingresos de la central menos los costos relacionados con su operación.

A continuación se listan los datos empleados en el cálculo.

Datos de la central

Capacidad bruta media anual	(<i>CAPb</i>)	471.2	MW
Capacidad neta media anual	(<i>CAPn</i>)	462.8	MW
Usos propios	(<i>UPS</i>)	1.78	%
Factor de planta	(<i>FP</i>)	94.0	%
Eficiencia bruta en el sitio	(<i>EF</i>)	31.83	%
Poder calorífico del gas natural	(<i>PCg</i>)	38,146.9	kJ/m ³
Consumo de agua de la central	(<i>CONSa</i>)	418,450	m ³

Datos para la evaluación económica

Año en que se realiza la evaluación		2009	
Año de inicio de erogaciones		2010	
Año de entrada en operación		2013	
Año de salida de operación		2043	
Inflación en EUA		2.20	%

Costos de operación y mantenimiento

Costos de O&M fijos	(<i>O&Mcf</i>)	13,997.6	USD/MW-año
Costos aceites y sustancias químicas	(<i>CASQ</i>)	0.161	USD/MWh
Costo del agua	(<i>Ca</i>)	0.689	USD/m ³

Datos del vapor que se vende

Venta de vapor	(<i>CVv</i>)	5,451,420	Ton/año
Precio del vapor (indexado al precio del gas)	(<i>Pv</i>)	25.53	USD/Ton

Otros datos:

Precio de venta de la capacidad (basado en un ciclo combinado 2Fx1)	(<i>Pvc</i>)	164,510.0	USD/MW-año
Precio de venta de la energía	(<i>Pe</i>)		
Precio del gas natural	(<i>Pg</i>)		USD/mil m ³

**Ingresos por capacidad, energía y venta de vapor
(moneda constante)**

Año	Ingresos por capacidad y energía de la central							Ingresos por vapor			Ingreso Total Millones USD
	Cap. neta KW	Costo marginal de capacidad	Ingresos por capacidad	Energía neta generada	Costo marginal de energía	Ingresos por energía	Ingresos por capacidad y energía	Ventas de vapor	Precio del vapor	Ingreso vapor	
	MW	USD/MW-año	Millones USD	MWh	USD/MWh	Millones USD	Millones USD	Ton/año	USD/ton	Millones USD	
2009											
2010											
2011											
2012											
2013	347.1	164510	57.103	2858222	60.41	172.665	229.768	4088565	25.23	103.155	332.923
2014	462.8	164510	76.137	3810963	62.11	236.699	312.836	5451420	25.91	141.247	454.083
2015	462.8	164510	76.137	3810963	63.49	241.958	318.095	5451420	25.94	141.424	459.519
2016	462.8	164510	76.137	3810963	62.66	238.795	314.932	5451420	26.59	144.955	459.887
2017	462.8	164510	76.137	3810963	63.16	240.700	316.837	5451420	27.59	150.428	467.266
2018	462.8	164510	76.137	3810963	61.95	236.089	312.226	5451420	28.24	153.960	466.186
2019	462.8	164510	76.137	3810963	64.24	244.821	320.958	5451420	28.92	157.667	478.625
2020	462.8	164510	76.137	3810963	65.93	251.248	327.385	5451420	29.57	161.198	488.583
2021	462.8	164510	76.137	3810963	66.15	252.096	328.233	5451420	29.67	161.728	489.961
2022	462.8	164510	76.137	3810963	66.37	252.944	329.081	5451420	29.80	162.434	491.515
2023	462.8	164510	76.137	3810963	66.60	253.792	329.929	5451420	29.89	162.964	492.893
2024	462.8	164510	76.137	3810963	66.82	254.640	330.777	5451420	29.99	163.494	494.271
2025	462.8	164510	76.137	3810963	67.04	255.488	331.625	5451420	30.09	164.023	495.648
2026	462.8	164510	76.137	3810963	67.24	256.246	332.383	5451420	30.19	164.553	496.936
2027	462.8	164510	76.137	3810963	67.44	257.004	333.140	5451420	30.25	164.906	498.047
2028	462.8	164510	76.137	3810963	67.64	257.762	333.898	5451420	30.35	165.436	499.334
2029	462.8	164510	76.137	3810963	67.84	258.519	334.656	5451420	30.41	165.789	500.445
2030	462.8	164510	76.137	3810963	68.03	259.277	335.414	5451420	30.51	166.319	501.733
2031	462.8	164510	76.137	3810963	68.24	260.049	336.186	5451420	30.57	166.672	502.858
2032	462.8	164510	76.137	3810963	68.44	260.821	336.958	5451420	30.67	167.201	504.159
2033	462.8	164510	76.137	3810963	68.64	261.593	337.730	5451420	30.74	167.555	505.284
2034	462.8	164510	76.137	3810963	68.84	262.365	338.501	5451420	30.83	168.084	506.586
2035	462.8	164510	76.137	3810963	69.05	263.136	339.273	5451420	30.93	168.614	507.887
2036	462.8	164510	76.137	3810963	69.30	264.114	340.251	5451420	31.03	169.144	509.395
2037	462.8	164510	76.137	3810963	69.56	265.092	341.229	5451420	31.16	169.850	511.079
2038	462.8	164510	76.137	3810963	69.82	266.070	342.207	5451420	31.25	170.380	512.587
2039	462.8	164510	76.137	3810963	70.10	267.144	343.281	5451420	31.35	170.909	514.190
2040	462.8	164510	76.137	3810963	70.38	268.222	344.359	5451420	31.45	171.439	515.798
2041	462.8	164510	76.137	3810963	70.67	269.304	345.441	5451420	31.55	171.969	517.410
2042	462.8	164510	76.137	3810963	70.95	270.391	346.528	5451420	31.64	172.498	519.026
2043	115.7	164510	19.034	952741	71.24	67.871	86.905	1362855	31.74	43.257	130.162

Cuadro 7.4

Secuencia de cálculo.

Energía bruta generada	$(Eb) =$	$CAPb * 8760 * FP$	GWh
Energía neta generada	$(En) =$	$CAPn * 8760 * FP$	GWh
Régimen térmico bruto	$(RTb) =$	$3600 / EF$	kJ/kWh
Cons. esp. de combustible	$(CONSb) =$	RTb / PCg	m ³ /GWh
Consumo anual de gas:	$(CGA) =$	$CONSb * Eb$	m ³

Costos

Costos fijos de O&M:	$(CFO\&M) =$	$CAPb * O\&Mcf$	Millones de USD
Costos variables de O&M:	$(VO\&M) =$	$Eb * CASQ$	Millones de USD
Costo del agua:	$(Cagua) =$	$CONSa * Ca$	Millones de USD

Ingresos

Ingresos por capacidad neta	(ICAP)=	$En * Pvc$	Millones de USD
Ingresos por energía neta generada	(IENE)=	$En * Pe$	Millones de USD
Ingresos por la venta de vapor	(IVAP)=	$CVv * Pv$	Millones de USD

El cuadro 7.4 muestra los ingresos de la central. El cuadro 7.5 presenta los costos de combustible, agua y de operación & mantenimiento de la central. El costo del gas natural depende del escenario de combustibles. Al restar los costos de los ingresos, se obtiene el resultado neto de operación en moneda constante (cuadro 7.6).

**Costos de O&M, agua y combustibles
(moneda constante)**

Año	Cap. bruta	O&M fijo COPAR	Costo fijo	Energía bruta generada	Costo químicos y aceites COPAR	Cost por químicos y aceites	Consumo agua	Costo agua COPAR	Costo por consumo agua	Precio Gas	Consumo Gas	Costo por consumo Gas	Costo Total
	MW	USD/MW-año	Millones USD	MWh	USD/MWh	Millones USD	m ³	USD/m ³	Millones USD	USD 10 ⁻³ m ³	Millones m ³	Millones USD	Millones USD
2009													
2010													
2011													
2012													
2013	353.4	13997.6	4.947	2910037	0.161	0.4685	313838	0.689	0.216	275.07	863	237.328	242.960
2014	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	282.49	1150	324.968	332.477
2015	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	282.84	1150	325.374	332.883
2016	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	289.90	1150	333.498	341.007
2017	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	300.85	1150	346.091	353.600
2018	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	307.91	1150	354.215	361.724
2019	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	315.32	1150	362.746	370.254
2020	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	322.39	1150	370.870	378.378
2021	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	323.45	1150	372.088	379.597
2022	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	324.86	1150	373.713	381.222
2023	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	325.92	1150	374.932	382.441
2024	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	326.98	1150	376.151	383.659
2025	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	328.04	1150	377.369	384.878
2026	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	329.10	1150	378.588	386.096
2027	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	329.80	1150	379.400	386.909
2028	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	330.86	1150	380.619	388.128
2029	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	331.57	1150	381.431	388.940
2030	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	332.63	1150	382.650	390.159
2031	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	333.33	1150	383.462	390.971
2032	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	334.39	1150	384.681	392.190
2033	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	335.10	1150	385.493	393.002
2034	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	336.16	1150	386.712	394.221
2035	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	337.22	1150	387.931	395.439
2036	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	338.28	1150	389.149	396.658
2037	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	339.69	1150	390.774	398.283
2038	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	340.75	1150	391.993	399.501
2039	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	341.81	1150	393.211	400.720
2040	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	342.87	1150	394.430	401.939
2041	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	343.93	1150	395.649	403.157
2042	471.2	13997.6	6.596	3880049	0.161	0.6247	418450	0.689	0.288	344.99	1150	396.867	404.376
2043	117.8	13997.6	1.649	970012	0.161	0.1562	104613	0.689	0.072	346.05	288	99.521	101.399

Cuadro 7.5

**Resultado neto de operación
(moneda constante y moneda corriente)**

Año	Ingreso Total	Costo Total	Resultado neto de operación	Factor de la inflación	Resultado neto de operación
	Millones USD constantes	Millones USD constantes	Millones USD constantes		Millones USD corrientes
2009				1.000	
2010				1.022	
2011				1.044	
2012				1.067	
2013	332.923	242.960	89.963	1.091	98.145
2014	454.083	332.477	121.606	1.115	135.585
2015	459.519	332.883	126.636	1.139	144.299
2016	459.887	341.007	118.880	1.165	138.441
2017	467.266	353.600	113.666	1.190	135.281
2018	466.186	361.724	104.462	1.216	127.062
2019	478.625	370.254	108.371	1.243	134.717
2020	488.583	378.378	110.205	1.270	140.010
2021	489.961	379.597	110.364	1.298	143.297
2022	491.515	381.222	110.293	1.327	146.356
2023	492.893	382.441	110.452	1.356	149.792
2024	494.271	383.659	110.611	1.386	153.307
2025	495.648	384.878	110.770	1.416	156.905
2026	496.936	386.096	110.839	1.448	160.457
2027	498.047	386.909	111.138	1.480	164.429
2028	499.334	388.128	111.207	1.512	168.150
2029	500.445	388.940	111.505	1.545	172.311
2030	501.733	390.159	111.574	1.579	176.211
2031	502.858	390.971	111.887	1.614	180.592
2032	504.159	392.190	111.970	1.650	184.702
2033	505.284	393.002	112.282	1.686	189.292
2034	506.586	394.221	112.365	1.723	193.599
2035	507.887	395.439	112.448	1.761	198.004
2036	509.395	396.658	112.737	1.800	202.880
2037	511.079	398.283	112.796	1.839	207.453
2038	512.587	399.501	113.085	1.880	212.560
2039	514.190	400.720	113.470	1.921	217.975
2040	515.798	401.939	113.859	1.963	223.535
2041	517.410	403.157	114.252	2.006	229.242
2042	519.026	404.376	114.650	2.051	235.101
2043	130.162	101.399	28.763	2.096	60.279
			3387.106		5179.968

Cuadro 7.6

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.

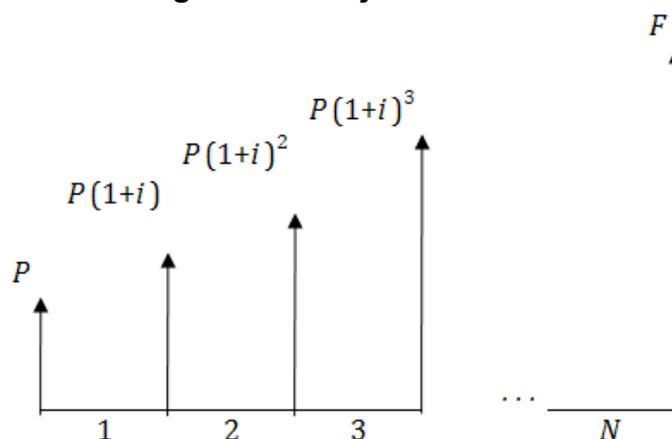


Figura A.1

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

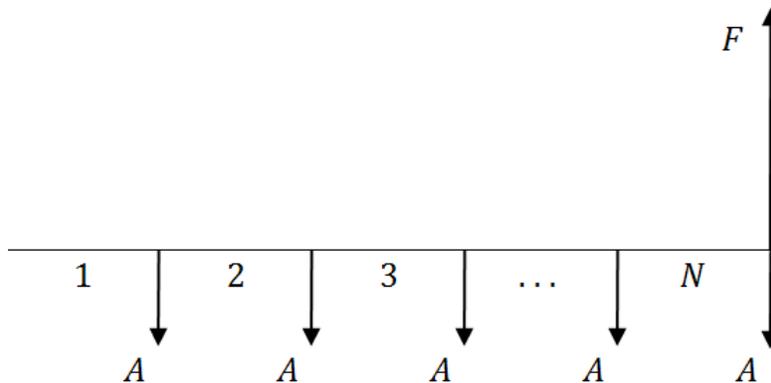


Figura A.2

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

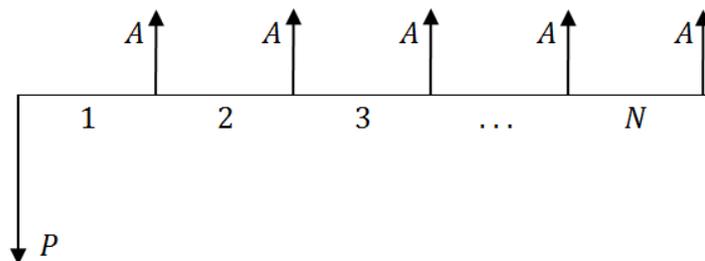


Figura A.3

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.

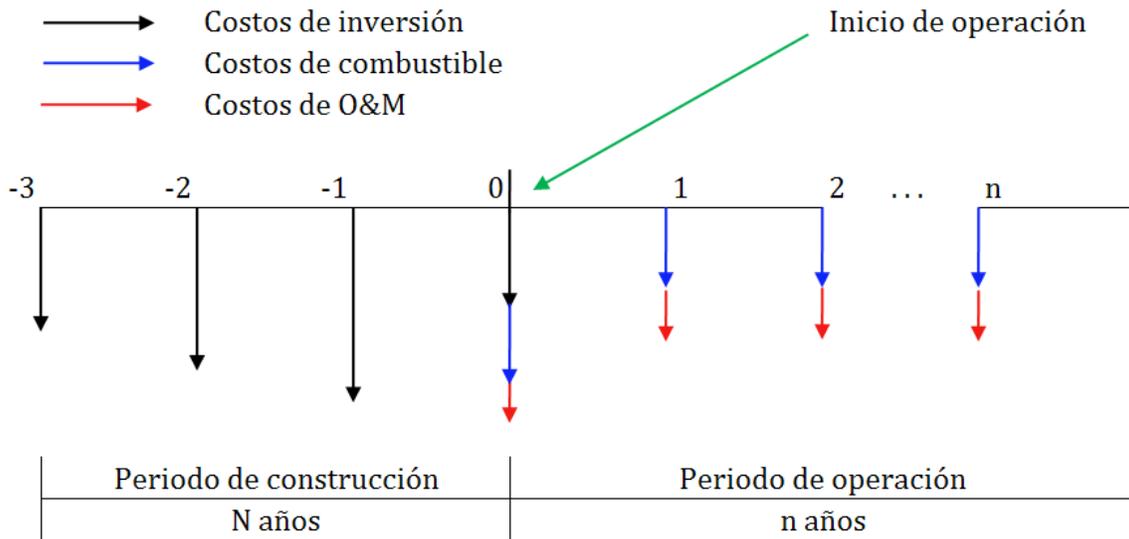


Figura A.4

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.

Metodología de Evaluación

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.

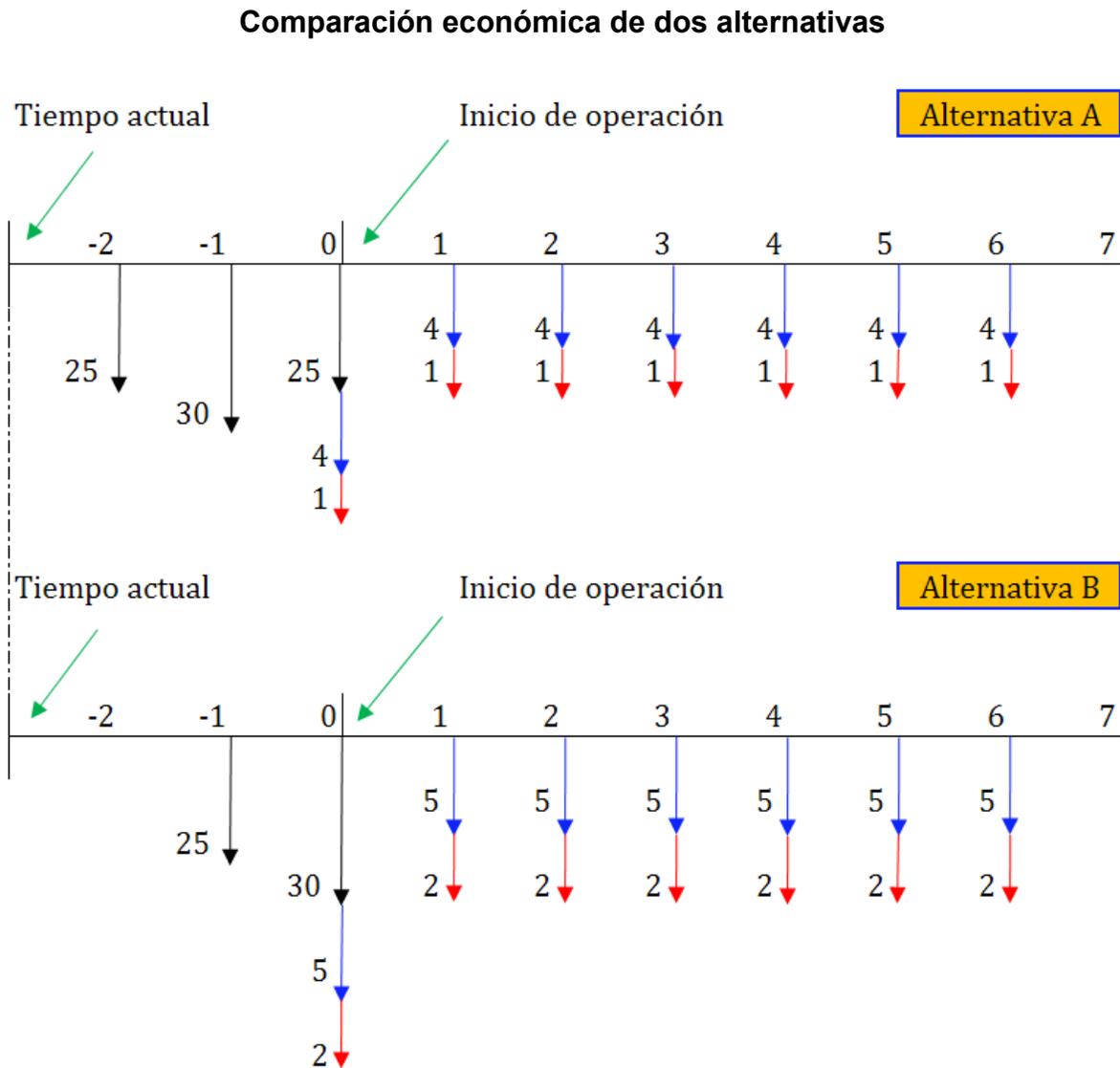


Figura A.5

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 más 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									
	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			
	A Inv+Comb+O&M		25.00	30.00	30.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00			Total
Valor presente		22.32	23.92	21.35	3.18	2.84	2.53	2.26	2.02	1.80			82.22	

Alt.	Inversión		25.00	30.00										
	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			
	B Inv+Comb+O&M		25.00	37.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00			Total
Valor presente		19.93	26.34	4.45	3.97	3.55	3.17	2.83	2.52				66.75	

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

Metodología de Evaluación

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

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:

$$CAIO = (283.36MW) \left(912750 \frac{USD}{MW} \right) = 258.63 \text{ Millones de USD}$$

La energía neta generada cada año es:

$$EN = (283.36MW)(1 - 0.022)(8760h)(0.8) = 1942099 \text{ MWh}$$

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**.

A.7 LA INFLACIÓN Y SU EFECTO EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS

La inflación es un fenómeno que puede definirse como la velocidad promedio con la cual se incrementan los precios. Si queremos conocer el costo de una determinada central, puede responderse, al menos, de dos maneras: La primera es sumar el valor de todas las facturas y costos pertinentes y proponer el resultado como respuesta. La segunda consiste en reconocer que debido al fenómeno inflacionario, la suma de los costos históricos es menor a lo que debería pagarse en este momento, por la adquisición de todos los bienes y servicios integrados a la central. Por tanto es necesario averiguar el costo actual de éstos y proponer la suma de las "facturas actualizadas" como respuesta.

Cada argumento tiene validez bajo diferentes circunstancias. La primera es correcta desde el punto de vista de la contabilidad clásica, mientras tanto la segunda resulta relevante en el ámbito de la planificación, que es el marco de este trabajo.

Índices de precios

Para simplificar el proceso de actualización de costos, instituciones especializadas publican los llamados números índice, que permiten obtener una aproximación rápida y funcional de las "listas de precios" requeridas; más aún, con este método se obtienen "listas" referidas a cualquier periodo deseado.

Un índice es la representación del precio de un bien o grupo de bienes más o menos homogéneos, con las siguientes características:

- Se establece un valor igual a 100 para el año denominado base
- Se publican periódicamente los valores del índice
- El valor del índice para un periodo dado es el resultado de dividir el precio del bien o bienes en el año de interés entre el precio en el año base. El resultado de la división se multiplica por 100

En México la elaboración de índices oficiales está encomendada al Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, aun cuando otras instituciones como el Banco de México son importantes generadoras de información. En el cuadro A.4 se muestran los índices más comunes.

Cuando todos los costos asociados a un proyecto son evaluados con "listas de precios" de un periodo específico, es afirmativo indicar que están en moneda constante del periodo de referencia. En caso contrario, los costos del proyecto se encuentran en moneda corriente.

A.8 EL TIPO DE CAMBIO

El Sector Eléctrico realiza importaciones que, de acuerdo con disposiciones oficiales, son cubiertas con divisas del Tipo de Cambio para Solventar Obligaciones en Moneda Extranjera en la República Mexicana.

Cuando se tiene por objeto comparar las estadísticas internas con las de otros países, no es posible convertir directamente los costos de una moneda a otra simplemente aplicando los tipos de cambio oficiales, debido a las distorsiones presentadas entre los tipos de cambio y el poder adquisitivo de las diversas divisas en cuestión. A continuación se definen los tipos de cambio que permiten efectuar las correcciones necesarias.

Tipo de cambio técnico

Se denomina tipo de cambio técnico al que existe entre dos divisas que las hace equiparables en términos de poder adquisitivo. El tipo de cambio técnico indica, por ejemplo, cuántos pesos compran en México los mismos bienes y servicios que con un dólar comprarían en los EUA.

Para establecer este tipo de cambio se busca un año en el que éste haya estado en un nivel de equilibrio, a partir del cual se calcula la serie de tipo de cambio técnico de acuerdo con los diferenciales de inflación entre los países, en este caso México y EUA.

Para la relación entre peso y dólar, los años 1967, 1975 y 1983 se pueden considerar adecuados para iniciar el cálculo de la serie. Tomando como base 1967 se obtienen los resultados del cuadro A.5. En éste se observa, por ejemplo, que en el periodo 1993-1994 el Tipo de Cambio para Solventar Obligaciones en Moneda Extranjera en la República Mexicana, nombre de la moneda en ese periodo, estaba sobrevaluado; al no aplicarse las medidas correctivas se produjo la devaluación importante de 1995.

Tipo de cambio para bienes cotizados en divisas

De lo expuesto en las secciones previas, se concluye que para convertir a divisas el costo de un bien cotizado en pesos, y viceversa, el componente importado debe evaluarse con el Tipo de Cambio para Solventar las Obligaciones en Moneda Extranjera en la República Mexicana, mientras tanto el componente nacional debe evaluarse con el tipo de cambio técnico; esto puede expresarse como:

$$\frac{I}{P} = \frac{(f)(I)}{PSO} + \frac{(1-f)(I)}{PT}$$

I = Inversión total (pesos)

P = Tipo de cambio

F = fracción importada de la inversión

PSO = Tipo de cambio para Solventar Obligaciones en Moneda Extranjera en la República Mexicana

PT = Tipo de cambio técnico

Para conocer el valor de P , se tiene:

$$P = \frac{(PT)(PSO)}{(f)(PT) + (1-f)(PSO)}$$

Índice de precios

Índice	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1/ Salario Mínimo Diario Promedio (pesos)	37.57	39.74	41.53	43.30	45.24	47.05	48.88	50.84	53.19	55.77	58.06	60.50
2/ Índice Nacional de precios al consumidor	65.80	69.11	72.26	75.64	78.66	81.52	84.75	89.09	93.81	97.71	101.04	104.08
3/ Índice Nacional de Precios Productor	86.23	90.00	96.75	105.74	110.17	117.49	122.99	133.36	139.91	145.18	154.79	162.07
4/ Deflactor del Producto Interno Bruto	89.05	91.42	100.00	109.07	114.02	121.65	128.50	136.43	142.04	148.26	156.57	162.05
4/ Def. del PIB Industrias Metálicas Básicas	91.36	92.01	100.00	145.40	151.79	187.50	200.72	230.01	213.63	228.78	268.91	301.50
4/ Deflactor del PIB Construcción	90.78	93.76	100.00	111.74	118.59	127.94	133.34	145.44	147.50	151.87	159.21	168.11
0 Def. PIB Transporte y Comunicaciones	90.92	95.05	100.00	105.23	111.02	116.68	120.18	126.19	133.11	141.83	149.36	158.79
5/ Deflactor del PIB de EUA	90.65	92.12	94.09	96.76	100.00	103.25	106.29	108.58	109.73	110.99	113.32	115.85
6/ CPI de EUA	177.07	179.88	183.96	188.88	195.29	201.59	207.34	215.30	214.54	218.06	224.94	229.88

1/ Salario Mínimo General, pesos corrientes por día

2/ Base 2a. quincena de junio de 2002=100

3/ Índice de precios productor de mercancías finales con petróleo, base diciembre de 2003=100

4/ Base 2003=100

5/ Base 2005=100. Datos históricos revisados

6/ Base 1982-1984=100

Cuadro A.4

**Tipos de cambio del peso respecto al dólar de acuerdo
Con los diferenciales de inflación
(pesos por dólar de EUA)**

Año	Tipo de cambio	
	Nominal 1/ Prom. Anual	Técnico Base 1970
1986	607.93	408.42
1987	1,369.38	911.40
1988	2,272.52	1,879.77
1989	2,461.73	2,152.79
1990	2,812.60	2,585.91
1991	3,017.89	3,044.62
1992	3,094.46	3,413.75
1993	3.12	3.64
1994	3.38	3.79
1995	6.42	4.98
1996	7.60	6.50
1997	7.92	7.67
1998	9.14	8.75
1999	9.56	9.98
2000	9.46	10.58
2001	9.34	10.94
2002	9.66	11.31
2003	10.79	11.56
2004	11.29	11.79
2005	10.90	11.86
2006	10.90	11.91
2007	10.93	12.03
2008	11.13	12.19
2009	13.51	12.87
2010	12.64	13.19
2011	12.42	13.23
2012	12.80	13.40

1/ Se refiere al Tipo de cambio para Solventar Obligaciones en Moneda Extranjera (PSOE) de Fecha Determinación (FIX), que publica el Banco de México los días hábiles. A partir del 1° de enero de 1993, se recorre el punto decimal tres lugares a la izquierda.

Cuadro A.5

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. Se incluye al final 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	<ul style="list-style-type: none">a) Económica. Periodo después del cual una máquina o instalación debe ser desmantelada o reemplazada debido a sus costos excesivos o baja rentabilidadb) Física. Periodo después del cual una máquina ya no puede ser reparada para desarrollar su función adecuadamentec) 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.
Coefficiente 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 cualquiera 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.
Escurrimiento	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, geotermal	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 loa 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 ₂ S 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

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] Bacoock & 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 2010
CFE
2010
México

- [7] Comisión Federal de Electricidad
Reporte de indicadores económicos de mayo de 2011
CFE
2011
México

- [8] Comisión Federal de Electricidad
Reporte de precios de combustibles de mayo de 2011
CFE
2011
México

- [9] Edward F. Obert
Motores de Combustión Interna
CECSA
1995
México

- [10] International Atomic Energy Agency
Expansion Planning For Electrical Generating Systems
Vienna
1984

- [11] International Energy Agency & Nuclear Energy Agency
Projected Cost of Generating Electricity
2010

- [12] John A. White & Marvin H. Agee
Técnicas de análisis económico en Ingeniería
Limusa
México

- [13] Kam W. Li & Paul Priddy
Power Plant System Design
John Wiley & Sons
1985
United States of America

- [14] M. M. El-Wakil
Power plant 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] Página web del Sistema de Monitoreo Ambiental de la Ciudad de México,
- [18] Página 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] SEMARNAT
Norma oficial mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994
México

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

- [25] Thermoflow Inc.
GT Pro & GT Master, Steam Pro & Steam Master
2011
United States of America

- [26] U.S. Energy Information Administration
Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants
Department of Energy
2010
United States of America

- [27] U.S. Energy Information Administration
Annual Energy Outlook
Department of Energy
2011
United States of America