CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

INFORME DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA

ÍNDICE

PRESENTACIÓN. 3
OBJETIVO. 3
ALCANCE. 3
ACCIONES. 3
PRIMERA SECCIÓN 4
I. GENERACIÓN. 4
1.1 TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN. 4
1.2 CENTRAL TURBOGÁS. 7
1.3 CENTRAL DE COMBUSTIÓN INTERNA. 8
1.4 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 9
SEGUNDA SECCIÓN 9
II. COSTOS DE INVERSIÓN. 9
2.1 CONCEPTO DE COSTOS. 9
2.2 PROGRAMA DE INVERSIÓN. 10
2.3 FACTOR DE VALOR PRESENTE. 10
2.4 FACTOR DE COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN. 11
2.5 COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES 12
2.6 COSTO NIVELADO POR COMBUSTIBLE. 12
2.7 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. 14
TERCERA SECCIÓN 15
III. IDENTIFICACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA. 15
3.1 CÁLCULO DE LOS INGRESOS DEL MERCADO DE ENERGÍA PARA LA TGR. 25
3.2 SELECCIÓN DE LA TGR. 27

FIGURA 1. GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. 5
FIGURA 2. CICLO DE LA TURBINA DE GAS. 7
FIGURA 3. AJUSTE DE LA POTENCIA BRUTA DE UNA TURBINA DE GAS 7
FIGURA 4. PLANTA DE COMBUSTIÓN INTERNA. 8
FIGURA 5. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL. 9

TABLA 1. CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES GENERADORAS. 4
TABLA 2. NÚMERO DE CENTRALES ELÉCTRICAS POR TECNOLOGÍA. 6
TABLA 3. CAPACIDAD PARA TURBOGÁS Y COMBUSTIÓN INTERNA. 6
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE CENTRALES GENERADORAS TÍPICAS. 6
TABLA 5. COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN 10
TABLA 6. PROGRAMA DE INVERSIÓN Y EL FACTOR DE VALOR PRESENTE. 11
TABLA 7. COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN. 12
TABLA 8. CÁLCULO DEL COSTO NIVELADO DE COMBUSTIBLE Y GENERACIÓN. 13
TABLA 9. COSTO NIVELADO POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE: SIN, BCA Y BCS. 14
TABLA 10. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. 15
TABLA 11. COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA BCA. 16
TABLA 12. COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA BCS. 16
TABLA 13. COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA EL SIN. 16
TABLA 14. NODO DE CONEXIÓN DE LA TGR. 17
TABLA 15. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS TECNOLOGÍAS DEL SIN 17
TABLA 16. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE BCA. 18
TABLA 17. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE BCS. 18
TABLA 18. VARIABLES ECONÓMICAS. 20
TABLA 19. COSTO DE TERRENO NIVELADO. 22
TABLA 20 COSTOS TOTALES NIVELADOS DEL SIN. 24
TABLA 21. COSTOS TOTALES NIVELADOS DE BCA. 24
TABLA 22. COSTOS TOTALES NIVELADOS DE BCS. 24
TABLA 23. PROMEDIO ANUAL DE LOS COSTOS DEL PRECIO DE COMBUSTIBLE PARA EL SIN, BCA Y BCS. 25
TABLA 24. COSTOS VARIABLES PROMEDIO ANUAL DE LAS TECNOLOGÍAS DEL SIN. 25
TABLA 25. COSTOS VARIABLES PROMEDIO ANUAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE BCA. 25
TABLA 26. COSTOS VARIABLES PROMEDIO ANUAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE BCS. 26
TABLA 27. INGRESOS DEL MERCADO DE ENERGÍA, PARA LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS: SIN, BCA Y BCS. 26
TABLA 28. PORCENTAJE DE DESPACHABILIDAD, PARA LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS: SIN, BCA Y BCS. 27
TABLA 29. TECNOLOGÍA SELECCIONADA. 27

PRESENTACIÓN.

El Mercado para el Balance de Potencia tiene como propósito establecer señales de precios que estén de acuerdo con la situación de escasez o exceso de capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional y de esta forma incentivar el desarrollo de nueva capacidad de generación que pueda satisfacer la demanda bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho. Para determinar estas señales de precio, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), con la no objeción de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), determinará los costos asociados de la fuente marginal de nueva Potencia cuyas características permitan su instalación y operación en la mayor parte de la Zona de Potencia (ZP) correspondiente y que sea replicable a escala comercial, que minimice los costos netos de generación y Potencia en el largo plazo con la finalidad de establecer el Precio Neto en el Mercado para el Balance de Potencia (MBP), para cada ZP que de confiabilidad y seguridad al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En cumplimiento con el numeral 11.2.1, del Manual del Mercado para el Balance de Potencia que establece que el CENACE deberá entregar a la CRE, para su revisión y no objeción, un informe por escrito en el que justifique las Tecnologías de Generación, se presenta este documento; donde se incluye información relevante sobre la Tecnología de Generación de Referencia (TGR), sus costos asociados y características técnicas.

El presente informe está dividido en tres secciones principales. La primera sección refiere los conceptos generales de la Tecnología de Generación utilizada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), Baja California (BCA) y Baja California Sur (BCS). La segunda sección incluye información relevante sobre los costos de combustible tomados como base por el CENACE, así mismo información sobre costos de inversión, costos de operación y mantenimiento (O&M) fijos y variables y costo nivelado de energía. Establecidas las bases, en la tercera sección se realiza la identificación de la TGR, realizando para ello los cálculos correspondientes de la sección anterior, con ello determinar la TGR y por ende la actualización de los costos en sitio de la misma.

Este documento sobre la TGR representa un paso más en la evolución del CENACE para sustentar eficientemente las transacciones de los productos de la electricidad entre generadores y consumidores, regida por la transparencia.

OBJETIVO.

Determinar los costos para la TGR que serán utilizados en el MBP correspondiente al año de producción 2017, para establecer las curvas de demanda, los Ingresos del Mercado de Energía para la TGR y con base en el precio de cierre de potencia resultante, obtener el precio neto de potencia para cada ZP.

ALCANCE.

De acuerdo con el marco legal vigente, el CENACE determinará la TGR que fijará el precio neto del MBP, con la no objeción de la CRE.

ACCIONES.

En apego al numeral 11.1.5 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, se utilizó como base para la elaboración del presente informe los siguientes documentos:

- Publicación anual – Gas Turbine World Handbook 2016-17, Vol. 32.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2017 Annual Technology – Baseline (ATB)
- Analysis Group Economic Financial and Strategy consultants. Study to Establish New York Electricity Market ICAP Demand Curve Parameters. September 13, 2016.
- DOE (U.S of Department of Energy). Energy Information Administration (EIA) Assumptions to the Annual Energy Outlook 2017.
- Variables de desempeño de tecnologías de generación estimados con información de fabricantes originales de máquinas (OEM por sus siglas en ingles) de acuerdo a las capacidades seleccionadas y comercialmente disponibles.

  - General Electric
  - MAN Diesel and Turbo SE
  - WÄRTSILÄ
  - Siemens
- Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis v10.0
- Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR) 2016.
- Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (PRODESEN) 2017-2031.
- Instituto Nacional de Estadísticas y Geografía (INEGI).
- Diario Oficial de la Federación (DOF) del 10/01/2017, 16/01/2017 y 21/02/2017 relacionado con las Tarifas de Transmisión CFE y Operación del CENACE, respectivamente.
- Términos para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos DOF del 5 de enero de 2017.
- Banco de México (BANXICO).
- Buro de Estadística de Estados Unidos.
- Sistema Nacional de Trámites de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

PRIMERA SECCIÓN

I. GENERACIÓN.

La capacidad de generación de electricidad a disposición de los Sistemas Eléctricos de Potencia se diversifica principalmente en 10 tipos de tecnología: vapor (combustóleo y gas), carboeléctrica, geotermoeléctrica, ciclo combinado, turbogás, combustión interna, hidroeléctrica, eoloeléctrica, nucleoeléctrica y solar fotovoltaica. Por lo que, 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 punta.

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

Tabla 1. Clasificación de las Centrales Generadoras.

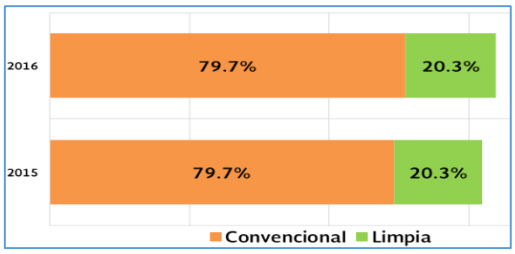
Carga	Tipo de Central
Punta	Turbina de Gas, Motor de Combustión Interna, Hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo, Carboeléctrica.
Intermedia	Central de Vapor de bajo rendimiento, Ciclo Combinado de bajo rendimiento, Hidroeléctrica, Geotérmica.
Base	Central Nuclear, Central de Vapor de alto rendimiento, Ciclo Combinado de alto rendimiento.

Fuente: COPAR 2016

1.1 TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN.

En los años 2015 y 2016 más del 79% de la generación de energía eléctrica provino de tecnologías convencionales, las cuales se integran por unidades y centrales que generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles como energético primario. Este grupo incluye tecnologías: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, termoeléctrica convencional y turbogás principalmente.

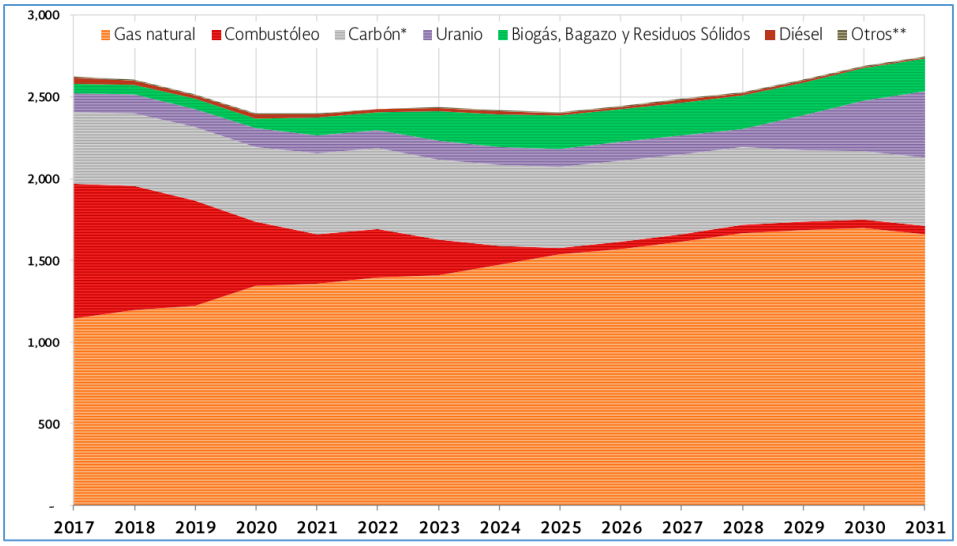
Figura 1. Generación Bruta de Energía Eléctrica.



Fuente: PRODESEN 2017-2031, Generación de Energía Eléctrica Gigawatt-Hora.

De acuerdo al PRODESEN 2017-2031, el consumo de gas natural se incrementará a una tasa promedio de 2.7% al año, por lo que al final del año 2031, se espera que su participación alcanzará el 60% en el total del consumo de combustibles fósiles requeridos para la producción de electricidad. Por lo tanto, la tecnología que puede ser replicable en la mayor parte de las Zonas de Potencia para el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2017, debe ser una tecnología convencional que debe tomar en cuenta el consumo de combustible más representativo como se muestra en la figura 2, por lo cual debe ser gas natural para el SIN y BCA, así como combustóleo o diésel para BCS, por su indisponibilidad de gas.

Figura 2. Consumo de Combustibles 2017-2031.



Fuente: PRODESEN 2017-2031, datos en Petajoule

De las tecnologías convencionales, en la Tabla 2, se muestra el número de centrales eléctricas instaladas en México por tipo de tecnología.

Tabla 2. Número de Centrales Eléctricas por Tecnología.

Tecnología	Número de Centrales Eléctricas
Ciclo Combinado	71
Termoeléctrica Convencional	60
Carboeléctrica	3
Turbogás	**128**
Combustión Interna	**253**

Fuente: PRODESEN 2017-2031

Como se puede observar las centrales turbogás y combustión interna se caracterizan por ser las que cuentan con el mayor número de centrales eléctricas instaladas en México, por lo que representan el tipo de tecnología que puede ser replicable en la mayor parte de cada Zona de Potencia pero principalmente porque cubren el requisito de ser tecnologías que son utilizadas para cubrir las demandas punta, es decir, cubrir la demanda de las horas críticas para el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2017.

La producción de electricidad mediante combustión interna, se caracteriza por tener los costos más altos respecto al resto de las tecnologías convencionales (PRODESEN 2017-2031), es así que solo sería rentable en lugares donde no se cuenta con disponibilidad de combustible para la generación de electricidad, como es el caso de Baja California Sur.

Las turbinas más grandes turbogás para el SIN y BCA, así como combustión interna para BCS que se encuentren instaladas y son utilizadas para cubrir principalmente la demanda punta, al cierre del año 2017, se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Capacidad para Turbogás y Combustión Interna.

ZONA DE POTENCIA	TECNOLOGÍA	UNIDAD	CAPACIDAD [MW]
SIN	Turbogás	Huinalá_TG	150
BCA	Turbogás	Tijuana_3_TG	150
BCS	Combustión Interna	Baja California Sur 5	48

Fuente: Elaboración propia, información CENACE

En la Tabla 4 y conforme a los criterios descritos líneas arriba, se muestran las características técnicas de aquellas tecnologías que pueden ser replicables a escala comercial en la mayor parte de cada sistema y minimizan los costos de generación.

Tabla 4. Características Básicas de Centrales Generadoras Típicas.

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad en [MW]		Eficiencia [%] 4/		Régimen térmico [kJ/KWh]		Vida útil 5/	Factor de Planta 5/	Usos propios [%] 5/
		Bruta 5/	Neta	Bruta	Neta	Bruto 4/	Neto	Años		
Turbogás aeroderivada gas 2/	1	44.7	44.1	37.00	36.52	9,730	9,858	30	0.125	1.3
	1	103.5	100.5	39.94	38.82	9,013	9,272	30	0.125	2.8
Turbogás industrial gas 2/	1	91.2	90.2	31.48	31.10	11,435	11,574	30	0.125	1.2
	1F	191.6	189.5	34.78	34.39	10,352	10,467	30	0.125	1.1
Turbogás aeroderivada a diésel 2/	1	42.3	41.6	36.63	36.04	9,828	9,988	30	0.125	1.6
Combustión interna 3/	1	44.0	42.4	42.60	41.06	8,452	8,767	30	0.700	3.6
	3	3.6	3.3	38.38	35.12	9,379	8,645	30	0.650	8.5

1/ Número de unidades por central o número de turbinas de gas por cada turbina de vapor.
2/ A condiciones ISO 3977-2: Temperatura ambiente de 15°C y presión atmosférica a nivel del mar.
3/ A condiciones ISO 15550: Temperatura ambiental de 25 °C, humedad relativa 30 % y presión barométrica 1.0 bar.
4/ Valores promedio de régimen térmico de fabricantes originales de máquinas.
5/ COPAR 2016.

1.2 CENTRAL TURBOGÁS.

La generación de energía eléctrica en las unidades de turbogás se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina de gas, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de la combustión, comprimidos[1] como se aprecia en la Figura 3.

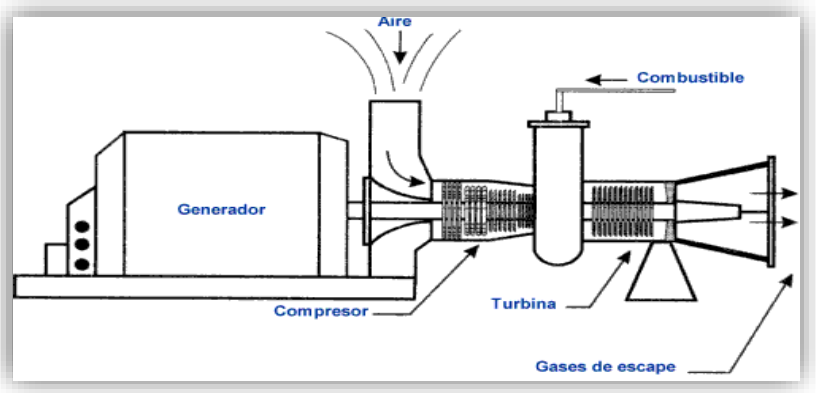
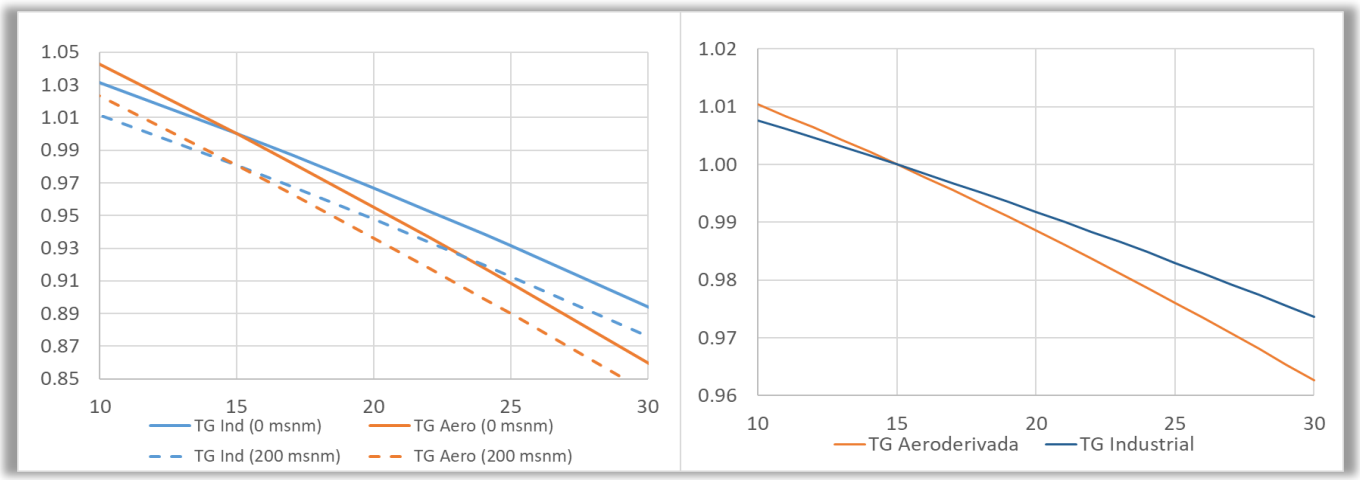


Figura 3. Ciclo de la Turbina de Gas[2].

El principio de funcionamiento de las turbinas de gas se basa, en parte, en la compresión de una gran cantidad de flujo de aire, situación que las hace sensibles a las condiciones ambientales que modifiquen la densidad del aire (temperatura, presión y humedad). Es por ello que se han establecido condiciones atmosféricas estándar que permitan definir su desempeño con fines comparativos, dichas condiciones se encuentran indicadas en la norma ISO 3977-2 y son 15 °C de temperatura, 60% de humedad relativa y presión atmosférica a nivel del mar[3].



a) Potencia bruta *b) Rendimiento*

Figura *4*. Ajuste a Turbina de Gas por Efecto de la Altitud y la Temperatura Ambiente[4].

Cada turbina de gas, debido a su capacidad, tipo (industrial o aeroderivada), relación de compresión, flujo de aire y temperaturas de operación, tiene respuestas y desempeños diferentes ante modificaciones de las condiciones atmosféricas. En general presentan un menor desempeño conforme aumenta la temperatura y la altitud; las turbinas aeroderivadas por sus características presentan mayor sensibilidad. La Figura 4 muestra los resultados promedio de desempeño de turbinas de gas obtenidos en la simulación de operación con modelos de proveedores de equipo

1 Comisión Federal de Electricidad (CFE)- Generación de Electricidad 2009.
2 Daniel Reséndiz Núñez, El sector eléctrico en México CFE. Fondo de Cultura Económica.
3 International Standards Organization ISO 3977-2 (Gas Turbines - Procurement - Part 2: Standard Reference Conditions and Ratings).
4 INEEL. Elaboración en base a simulaciones de desempeño de tecnologías comercialmente disponibles de EOMs, NodosP del CENACE y condiciones de altitud y temperatura para cada región de acuerdo al INEGI.

original (EOM por sus siglas en inglés). Las turbinas consideradas tienen características similares a las tecnologías de generación de referencia propuestas y en condiciones atmosféricas de las Zonas de Potencia respectivas.

Existen diferentes tipos de turbinas dependiendo de su uso, disposición de la cámara de combustión y ejes con los que cuenta.

Así dependiendo del uso las podemos clasificar como:

- Turbina de gas aeroderivadas: Provienen del diseño de turbinas para fines aeronáuticos, pero adaptadas a la producción de energía eléctrica en plantas industriales o micro turbinas. Su diseño compacto facilita las operaciones de sustitución y mantenimiento, lo que hace viable que se lleven a cabo revisiones completas en menores intervalos de tiempo.
- Turbinas de gas industriales: La evolución de su diseño se ha orientado siempre a la producción de electricidad, mejorando la eficiencia para obtener una mayor cantidad de potencia y largos periodos de operación a carga máxima disminuyendo el número de paros y arranques continuos. Su potencia de diseño puede llegar a los 500 MW, moviendo grandes cantidades de aire a bajas velocidades, que pueden aprovecharse en aplicaciones posteriores de cogeneración.

Su mantenimiento debe realizarse in situ debido a su gran tamaño y peso, buscándose alargar lo más posible en el tiempo las revisiones completas del equipo.

Una de las ventajas de las centrales tipo turbogás se encuentra en el poco tiempo que requiere para entrar en funcionamiento, abasteciendo rápidamente la demanda de carga eléctrica en horas pico, aunque no solamente son fuentes de generación de energía auxiliar, también existen modelos de tecnología avanzada diseñados para abastecer la demanda de carga eléctrica en forma permanente.

1.3 CENTRAL DE COMBUSTIÓN INTERNA.

El principio de funcionamiento de una central de combustión interna (fuente de energía: combustóleo, diésel, etc.) sigue la tecnología de los motores diésel, esto es, aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener energía mecánica, la cual a su vez es transformada en energía eléctrica en el generador, como se aprecia en la Figura 5.

Por lo regular las centrales de este tipo instaladas en México son relativamente de pequeña capacidad y la mayoría de ellas se encuentran instaladas en la península de Baja California.

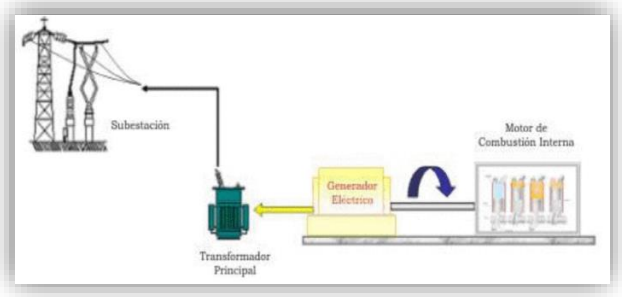


Figura *5*. Planta de Combustión Interna[5].

5 CFE-. Plantas Generadoras con Motor de Combustión Interna.

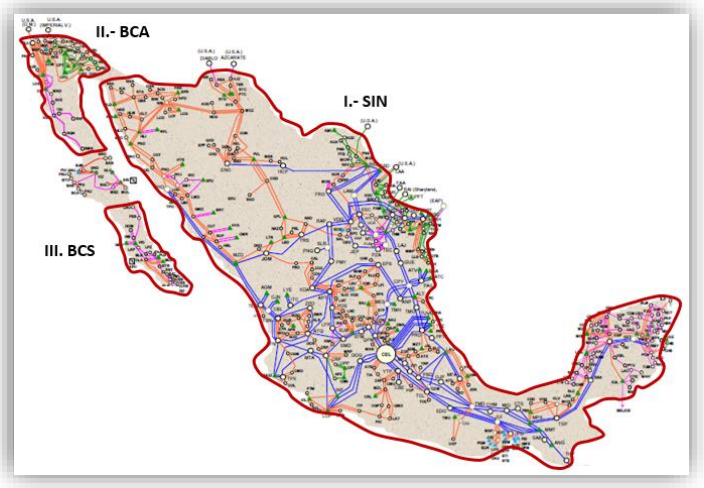
1.4 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Las Zonas de Potencia son conjuntos específicos de NodosP que están interconectados directamente entre ellos, para este análisis de la Tecnología de Generación de Referencia, aplicable al Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2017, se considerarán conforme a lo establecido en el numeral 4.1.2 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia como existentes tres Zonas de Potencia:

I. Sistema Interconectado Nacional (SIN).
II. Sistema Interconectado Baja California (BCA).
III. Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS).

La Figura 6 muestra la ubicación geográfica de cada ZP dentro de la República Mexicana.

Figura 6. Sistema Eléctrico Nacional.



Fuente: Elaboración Propia con Base en la Definición de Zonas de Potencia del Manual para el MBP.

SEGUNDA SECCIÓN

II. COSTOS DE INVERSIÓN.

2.1 CONCEPTO DE COSTOS.

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

I. **Costo de ingeniería, suministro y construcción (ISC):** se obtiene al dividir, en moneda constante de un año determinado, todas las erogaciones correspondientes a la construcción de la central entre la capacidad de la misma. Refleja el valor de los materiales, equipos, infraestructura y mano de obra directa o indirecta incorporada a la planta; así como los servicios de ingeniería, procura y construcción del contratista. Se trata de un costo instantáneo, es decir, una erogación realizada de forma inmediata. Sin embargo, existen otras inversiones que no pueden estandarizarse, por ejemplo: el costo del terreno, gasoductos o los caminos de acceso para la construcción de la central. Es por ello que estos costos se excluyen del monto total de

inversión de la planta, pero se consideran en las evaluaciones de proyectos de generación en la medida en que sean aplicables in situ.[6]

II. **Costo ISC más costo de administración del propietario (ADP)**: se obtiene al añadir al costo ISC, los costos originados por estudios previos o factibilidad, administración del proyecto, ingeniería, control, permisos y otras actividades relacionadas con la obra, también es un costo instantáneo.[7]

III. **Costo Actualizado al Inicio de la Operación (CAIO):** 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[8].

Los tres costos de inversión (ISC+ADP y CAIO), se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Costo Unitario de Inversión.

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad en [MW]		[Dólares/KW $_{bruto}$]	
		Bruta	Neta	ISC+ADP 4/	CAIO [10 %]
Turbogás aeroderivada gas 2/	1	44.7	44.1	837	877
	1	103.5	100.5	690	724
Turbogás industrial gas 2/	1	91.2	90.2	606	656
	1F	191.6	189.5	485	525
Turbogás aeroderivada diésel 2/	1	42.3	41.6	847	889
Combustión Interna 3/	1	44.0	42.4	2,524	2,753
	3	3.6	3.3	3,017 5/	3,262 5/

1/ Número de unidades por central o número de turbinas de gas por cada turbina de vapor.
2/ A condiciones ISO 3977-2: Temperatura ambiente de 15°C y presión atmosférica a nivel del mar.
3/ A condiciones ISO 15550: Temperatura ambiental de 25 °C, humedad relativa 30 % y presión barométrica 1.0 bar.
4/ INEEL. Estimación en base a metodología y datos de publicación anual: Gas Turbine World 2016-17 Handbook, Vol. 32.
5/ COPAR 2016

2.2 PROGRAMA DE INVERSIÓN.

Un programa de inversión es un instrumento mediante el cual se fijan las metas que se obtendrán a través de obras, adquisiciones y demás erogaciones de capital para un periodo determinado. Los programas de inversión se estiman a partir de cronogramas de construcción y de pago.

Para las Centrales Eléctricas los años asociados al periodo de construcción se expresan con números negativos para que el primer año de operación de la central sea el año cero.

2.3 FACTOR DE VALOR PRESENTE.

El factor de valor presente es un parámetro que permite evaluar proyectos de inversión al comparar los valores de distintos periodos y se obtiene a partir de la ecuación de interés compuesto mediante la siguiente ecuación II-1:

$$FVP = \frac{1}{(1+i)^t} \qquad \text{II-1}$$

[6] COPAR 2016
[7] COPAR 2016
[8] ídem

Donde:

FVP es el factor de valor presente.
i es la tasa de descuento.
t es el número de periodos.

Es decir, existirá un factor de valor presente para cada año o periodo de tiempo según las especificaciones del proyecto (hay tantos FVP como años o periodos).

Así en una central eléctrica existen muchos valores técnicos y económicos que varían con los años j 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.

La ecuación (II-2) permite transformar un valor que cambia año con año, en otro que considera el cambio del valor del dinero con el paso del tiempo.

$$v_{nivelado} = \frac{\sum_{j=1}^{n}[(v_j)(FVP_j)]}{\sum_{j=1}^{n} FVP_j} \qquad \text{II-2}$$

Donde:

$v_{nivelado}$ es el valor nivelado.
FVP_j es el factor de valor presente en el año j.
v_j es un valor en el año j.
n es el número de años.

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.

Por otra parte, el factor de valor presente depende del perfil de inversión mensual y de la tasa mensual de descuento; el producto de este factor por el Costo ISC+ADP, proporciona el Costo Actualizado al Inicio de la Operación (CAIO).

La Tabla 6 muestra los Programas de Inversión y el Factor de Valor Presente.

Tabla 6. Programa de Inversión y el Factor de Valor Presente.

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad en [MW]		Programa de Inversiones [%] Años de construcción 3/			Factor de valor presente al inicio de operación 2/ [10%]
		Bruta	Neta	-3	-2	-1	
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	44.1	-	-	100	1.0488
	1	103.5	100.5	-	-	100	1.0488
Turbogás industrial gas	1	91.2	90.2	10	10	80	1.0813
	1F	191.6	189.5	10	10	80	1.0813
Turbogás aeroderivada diésel	1	42.3	41.6	-	-	100	1.0488
Combustión interna	1	44.0	42.4	-	40	60	1.0908
	3	3.6	3.3			100	1.0488

1/ Número de unidades por central o número de turbinas de gas por cada turbina de vapor
2/ Calculado con el programa anual de inversiones
3/ National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2017 Annual Technology – Baseline (ATB) y fabricantes (OEMs).

2.4 FACTOR DE COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN.

El Costo Nivelado de Inversión (CNI): es el costo generado durante el tiempo de construcción, por lo que el factor de costo nivelado de inversión permite conocer el costo nivelado del MW-h neto generado a partir del Costo ISC+ADP, por MW instalado (ver Tabla 5). Este factor depende de la vida útil de la central, el factor de planta, el consumo de energía por usos propios y la tasa de descuento, el costo de inversión nivelado para cada tecnología se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Costo Nivelado de Inversión.

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad en [MW]		Costo nivelado de inversión [USD/MWh $_{neto}$] [10%]
		Bruta	Neta	
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	44.1	86.10
	1	103.5	100.5	72.19
Turbogás industria gas 1	1	91.2	90.2	64.16
	1F	191.6	189.5	51.36
Turbogás aeroderivadas diésel	1	42.3	41.6	87.47
Combustión interna	1	44.0	42.4	49.38
	3	3.6	3.3	58.88 /2

1/ Número de unidades por central o número de turbinas de gas por cada turbina de vapor
2/ COPAR 2016
NOTA: Estimado con inversión al inicio de la operación y metodología de valor nivelado. Valores en condiciones ISO.

2.5 COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES.

La evolución de precios de combustibles es un insumo fundamental para determinar la mezcla óptima de tecnologías de generación en el mediano y largo plazo.

Este precio de los combustibles puede variar durante la vida útil de una central eléctrica, a consecuencia de diferentes causas, entre las principales destacan las siguientes:

- Los energéticos se comercializan en mercados competitivos y sustitutivos. Por lo tanto, una disminución en la demanda provoca una reducción del precio.
- Durante la explotación de un combustible fósil, primero se extraen las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, provocando el incremento del precio.
- Existen otros factores que alteran el precio de los combustibles, por ejemplo: una guerra en el Golfo Pérsico o un invierno extremoso en los países nórdicos.

Por esta razón los costos de los combustibles que se presentan en este documento para obtener los costos variables nivelados, tienen como base los precios de referencia establecidos en el PRODESEN 2017-2031, con el objeto de eliminar posibles distorsiones económicas y permitir la comparación de distintos medios de generación.

2.6 COSTO NIVELADO POR COMBUSTIBLE.

A continuación, se presenta el mecanismo de cálculo para determinar los costos nivelados por combustible.

Para el Sistema Interconectado Nacional NodoP RIB-138 con base en lo establecido en la Tabla 14 y tomando en consideración una tecnología de central turbogás aeroderivada gas 1, con capacidad bruta de 44.7 MW y una tasa de descuento del 10 por ciento. Los costos de generación por concepto de combustible se calcularían en base a la siguiente ecuación II-3.

$$CG_j = \frac{RT_N * CC_j}{P_{Calorífico}} \quad [\text{USD/MW-h}] \qquad \text{II-3}$$

Donde:

CG_j Costo de generación en el año j [USD/MW-h].
RT_N Régimen térmico neto [KJ/KW-h] ver Tablas 15, 16 y 17.
CC_j Costo de combustible en el año j en [USD/ft3], ver Tabla 8.
$P_{calorífico}$ Poder calorífico [KJ/ft3] ver Tablas 15, 16 y 17.

Los resultados de la turbogás de 44.7 MW, serán los siguientes:

$$CG_0 = \frac{9857905.341 * 0.003783}{1167.5583} = 31.9397[\text{USD/MW-h}]$$

La Tabla 8 muestra los cálculos de los costos nivelados de generación por concepto de combustible, que serán empleados, en el cálculo del costo de generación nivelado.

Tabla 8. Cálculo del Costo Nivelado de Combustible y Generación.

Años	FVP	Costo de Combustible [USD/MMBut]	Costo de Combustible [USD/ft3]	Costo de Generación [USD/MW-h]	Valor Presente	
					Costo de Combustible [USD/ft3]	Costo de Generación [USD/MW-h]
0	1	3.68	0.00378	31.93966	0.003783	31.939663
1	0.90909091	3.94	0.00405	34.19627	0.003682	31.087518
2	0.82644628	4.19	0.00431	36.36608	0.003560	30.054614
3	0.7513148	4.46	0.00458	38.70948	0.003445	29.083007
4	0.68301346	4.71	0.00484	40.87930	0.003307	27.921110
5	0.62092132	4.95	0.00509	42.96232	0.003159	26.676219
6	0.56447393	5.08	0.00522	44.09062	0.002948	24.888006
7	0.51315812	5.2	0.00535	45.13213	0.002743	23.159920
8	0.46650738	5.32	0.00547	46.17364	0.002551	21.540345
9	0.42409762	5.43	0.00558	47.12836	0.002367	19.987026
10	0.38554329	5.54	0.00569	48.08308	0.002196	18.538109
11	0.3504939	5.55	0.00571	48.16987	0.002000	16.883246
12	0.31863082	5.57	0.00573	48.34346	0.001824	15.403715
13	0.28966438	5.58	0.00574	48.43025	0.001662	14.028518
14	0.26333125	5.59	0.00575	48.51704	0.001513	12.776054
15	0.23939205	5.59	0.00575	48.51704	0.001376	11.614594
16	0.21762914	5.59	0.00575	48.51704	0.001251	10.558722
17	0.19784467	5.59	0.00575	48.51704	0.001137	9.598838
18	0.17985879	5.59	0.00575	48.51704	0.001034	8.726216
19	0.16350799	5.59	0.00575	48.51704	0.000940	7.932924
20	0.14864363	5.59	0.00575	48.51704	0.000854	7.211749
21	0.13513057	5.59	0.00575	48.51704	0.000777	6.556136
22	0.12284597	5.59	0.00575	48.51704	0.000706	5.960123
23	0.11167816	5.59	0.00575	48.51704	0.000642	5.418294
24	0.1015256	5.59	0.00575	48.51704	0.000583	4.925722
25	0.092296	5.59	0.00575	48.51704	0.000530	4.477929
26	0.08390545	5.59	0.00575	48.51704	0.000482	4.070844
27	0.07627768	5.59	0.00575	48.51704	0.000438	3.700768
28	0.06934335	5.59	0.00575	48.51704	0.000398	3.364334
29	0.06303941	5.59	0.00575	48.51704	0.000362	3.058486
TOTAL	10.369606				0.052248	441.142748

Fuente: Elaboración propia en base a los costos de combustible del PRODESEN 2017-2031 y considerando como precio del combustible del año 2032 al 2046 iguales al precio estimado para 2031.

Precio nivelado del combustible es:

$$P_{nivelado} = \frac{\sum_j^t FVP_j CC_j}{\sum_{j=0}^t FVP} \qquad [\text{USD/ft3}] \qquad \text{II-4}$$

$$P_{nivelado} = \frac{0.052248}{10.369606} = 0.005039 \qquad [\text{USD/ft3}]$$

Costo nivelado de generación es:

$$CG_{nivelado} = \frac{\sum_j^t FVP_j CG_j}{\sum_{j=0}^t FVP} \qquad [\text{USD/MW-h}] \qquad \text{II-5}$$

$$CG_{nivelado} = \frac{441.142748}{10.369606} = 42.54 \qquad [\text{USD/MW-h}]$$

La Tabla 9 muestra el costo nivelado por concepto de combustible para las diferentes tecnologías, aplicando la metodología anteriormente descrita.

Tabla 9. Costo Nivelado por Concepto de Combustible: SIN, BCA y BCS.

Central	Número de unidades 1/	Capacidad por unidad en [MW]		Combustible	Costo nivelado del combustible [USD/MW-h]	
		Bruta	Neta		SIN	BCA
Turbogás aeroderivada gas	1	44.7	44.1	Gas natural	42.54	40.42
	1*	103.5	100.5	Gas natural	40.02	38.02
Turbogás industrial gas	1	91.2	90.2	Gas natural	49.95	47.46
	1F	191.6	189.5	Gas natural	45.17	42.92
BCS						
Combustión interna	1	44.0	42.4	Combustóleo	93.87	
	3	3.6	3.3	Combustóleo	92.56	
Turbogás aeroderivada diésel	1	42.3	41.6	Diésel BCS	249.14	

Fuente: Elaboración propia con base en los Costos de Combustible de PRODESEN 2017-2031, en tanto que las capacidades de generación para cada tecnología y la metodología empleada son del COPAR 2016, para mayor referencia consultar apéndice A ejemplo A-2.
1/ Número de unidades por central o número de turbinas de gas por cada turbina de vapor.

2.7 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Los costos de producción (también llamados costos de operación) y mantenimiento son los gastos necesarios para mantener un proyecto o línea de procesamiento. Por lo que los costos de operación y mantenimiento se determinan separadamente del gasto de combustible y se clasifican en dos componentes[9]:

- 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.

[9] U.S. Energy Information Administration, *Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants*, 2010.

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

- 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), arranques, entre otros.

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 y el número de arranques para determinadas tecnologías. Se requiere que la central salga de operación por un largo periodo y por lo tanto se realiza solo una vez al año. La Tabla 10 presenta los Costos de Operación y Mantenimiento.

Tabla 10. Costos de Operación y Mantenimiento.

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad en [MW]		Fijo [USD/MW-año]	Variable [USD/MWh]
		Bruta	Neta		
Turbogás aeroderivada gas 1/	1	44.7	44.1	11,470	5.495
	1	103.5	100.5	11,470	5.495
Turbogás industrial gas 2/	1	91.2	90.2	21,195	5.490
	1F	191.6	189.5	7,920	7.443
Turbogás aeroderivada diésel 1/	1	42.3	41.6	11,470	5.495
Combustión interna 3/	1	44.0	42.4	62,350[4/]	8.090[4/]
	3	3.6	3.3	15,000	15.000

1/ Publicación de Analysis Group Economic Financial and Strategy consultants
2/ Publicación de DOE (U.S of Department of Energy), National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2017 Annual Technology Baseline (ATB)
3/ Valores promedio de acuerdo a Fabricantes de Equipo Original (OEMs) y Lazard v10.0
4/ COPAR 2016

TERCERA SECCIÓN

III. IDENTIFICACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA.

CENACE deberá identificar para cada Zona de Potencia, la Tecnología de Generación de Referencia, así como el nodo donde se conectará, tomando en cuenta aquella que represente el menor costo nivelado conforme lo establece el numeral 11.1.1 del Manual de Mercado para el Balance de Potencia.

Para elegir el nodo de conexión de la Tecnología de Generación de Referencia se tomó como base aquellos puntos donde el costo del combustible a utilizarse, de acuerdo a lo publicado en el PRODESEN 2017-2031 (ver Tablas 11, 12 y 13), presenta el menor precio promedio pronosticado del 2017 al 2021. Los resultados de dicho análisis son mostrados en la Tabla 14.

Tabla 11. Costos de Combustible para BCA.

Clave de combustible	Descripción	Unidad	2017	2018	2019	2020	2021	Promedio
GN_ROS	Gas Natural de Rosarito, B.C.	USD'16 / MMBtu	3.4	3.7	4.0	4.2	4.5	3.9
GN_MXLI	Gas Natural de Mexicali, B.C.	USD'16 / MMBtu	3.4	3.7	4.0	4.2	4.5	3.9
GN_JOV	Gas Natural de Ensenada (La Jovita), B.C.	USD'16 / MMBtu	3.4	3.7	4.0	4.2	4.5	4.0

Fuente: PRODESEN 2017-2031, proyecciones de costos de combustible.

Tabla 12. Costos de Combustible para BCS.

Clave de combustible	Descripción	Unidad	2017	2018	2019	2020	2021	Promedio
COMB_PAZ	Combustóleo de La Paz, BCS.	USD'16 / bl	45.5	52.6	58.1	63.4	66.9	57.3
COMB_CONST	Combustóleo de Constitución, BCS.	USD'16 / bl	46.0	53.1	58.6	64.0	67.4	57.8
COMB_SNCARL	Combustóleo de San Carlos, BCS.	USD'16 / bl	45.5	52.6	58.0	63.4	66.8	57.3
COMB_VIZ	Combustóleo de Vizcainos, BCS.	USD'16 / bl	50.5	57.8	63.5	69.0	72.6	62.7
COMB_GRO	Combustóleo de Guerrero Negro, BCS.	USD'16 / bl	51.5	58.9	64.6	70.2	73.8	63.8
COMB_GRO_II	Combustóleo de Guerrero Negro II, BCS.	USD'16 / bl	50.5	57.8	63.4	69.0	72.6	62.6
DIE_BCS	Diésel Precio al consumidor mayorista Baja California Sur	USD'16 / bl	118.1	127.4	136.6	145.6	151.4	135.8

Fuente: PRODESEN 2017-2031, proyecciones de costos de combustible.

Tabla 13. Costos de Combustible para el SIN.

Clave de combustible	Descripción	Unidad	2017	2018	2019	2020	2021	Promedio
GN_PLIB	Gas Natural de Pto. Libertad. Son.	USD'16 / MMBtu	4.2	4.5	4.7	5.0	5.2	4.7
GN_GUAY	Gas Natural de Guaymas, Son.	USD'16 / MMBtu	4.2	4.5	4.7	5.0	5.2	4.7
GN_HERM	Gas Natural de Hermosillo, Son.	USD'16 / MMBtu	4.0	4.3	4.6	4.9	5.1	4.6
GN_AGPTA	Gas Natural de Agua Prieta, Son.	USD'16 / MMBtu	3.7	4.0	4.2	4.5	4.8	4.2
GN_TOPO	Gas Natural de Topolobampo, Son.	USD'16 / MMBtu	4.4	4.7	5.0	5.2	5.4	4.9
GN_MAZ	Gas Natural de Mazatlán, Sin.	USD'16 / MMBtu	4.6	4.9	5.2	5.4	5.7	5.1
GN_SMY	Gas Natural de Samalayuca, Chih. (CC y CT)	USD'16 / MMBtu	3.9	4.2	4.4	4.7	5.0	4.4
GN_CHIH_III	Gas Natural de Chihuahua Norte (CC Transalta Chihuahua III)	USD'16 / MMBtu	3.9	4.2	4.4	4.7	5.0	4.4
GN_NTE_II	Gas Natural de Chihuahua, Chih. (CC Norte II)	USD'16 / MMBtu	3.6	3.9	4.2	4.5	4.7	4.2
GN_ENC	Gas Natural de El Encino, Chih. (CC El Encino y CC Chihuahua II	USD'16 / MMBtu	3.9	4.1	4.4	4.7	4.9	4.4
GN_NTE_I	Gas Natural de Trinidad, Dgo. (CC Norte I)	USD'16 / MMBtu	3.9	4.1	4.4	4.7	4.9	4.4
GN_LLAG	Gas Natural de La Laguna (G. Palacio, Lerdo, Torreón y Chavez)	USD'16 / MMBtu	3.9	4.1	4.4	4.7	4.9	4.4
GN_RBRAV	Gas Natural de Río Bravo, Tamps.	USD'16 / MMBtu	3.7	3.9	4.2	4.5	4.7	4.2
GN_ALT	Gas Natural de Altamira, Tamps.	USD'16 / MMBtu	3.7	3.9	4.2	4.5	4.7	4.2
GN_MTY	Gas Natural de Monterrey, N.L.	USD'16 / MMBtu	3.7	3.9	4.2	4.5	4.7	4.2
GN_HUI	Gas Natural de Huinalá, N.L.	USD'16 / MMBtu	3.7	3.9	4.2	4.5	4.7	4.2
GN_MCV	Gas Natural de Monclova, Coah.	USD'16 / MMBtu	3.7	3.9	4.2	4.5	4.7	4.2
GN_SAL	Gas Natural de Saltillo, Coah.	USD'16 / MMBtu	3.7	3.9	4.2	4.5	4.7	4.2
GN_TAMZ	Gas Natural de Tamanzunchale, SLP.	USD'16 / MMBtu	3.8	4.0	4.3	4.5	4.8	4.3
GN_TUL	Gas Natural de Tula, Hgo.	USD'16 / MMBtu	4.3	4.5	4.8	5.0	5.3	4.8
GN_CTLA	Gas Natural de Cuautla, Mor.	USD'16 / MMBtu	4.1	4.3	4.6	4.8	5.1	4.6
GN_CDMX	Gas Natural de A. Conurbada, CDMX.	USD'16 / MMBtu	4.8	5.1	5.4	5.6	5.9	5.4
GN_EDOMEX	Gas Natural de A. Conurbada, Edo.Mex.	USD'16 / MMBtu	4.9	5.2	5.4	5.7	6.0	5.4
GN_VMEX	Gas Natural de Valle de México, Edo.Mex.	USD'16 / MMBtu	4.3	4.5	4.8	5.0	5.3	4.8
GN_SAUZ	Gas Natural de El Sauz, Qro.	USD'16 / MMBtu	4.0	4.3	4.5	4.8	5.0	4.5
GN_SMC	Gas Natural de Salamanca, Gto.	USD'16 / MMBtu	4.4	4.7	4.9	5.2	5.4	4.9
GN_BAJIO	Gas Natural de San Luis de la Paz, Gto. (CC Bajío)	USD'16 / MMBtu	4.4	4.7	4.9	5.2	5.4	4.9
GN_GDL	Gas Natural de Guadalajara, Jal.	USD'16 / MMBtu	4.4	4.7	4.9	5.2	5.4	4.9
GN_MAN	Gas Natural de Manzanillo, Col.	USD'16 / MMBtu	4.8	5.0	5.3	5.5	5.8	5.3
GN_PET	Gas Natural de Petacalco, Gro.	USD'16 / MMBtu	4.4	4.7	4.9	5.2	5.5	4.9
GN_TUXP	Gas Natural de Tuxpan, Ver.	USD'16 / MMBtu	3.7	3.9	4.2	4.5	4.7	4.2
GN_POZR	Gas Natural de Poza Rica, Ver.	USD'16 / MMBtu	3.7	3.9	4.2	4.5	4.7	4.2
GN_DBOCAS	Gas Natural de Dos Bocas, Ver.	USD'16 / MMBtu	3.8	4.1	4.3	4.6	4.8	4.3
GN_SNLNZ	Gas Natural de San Lorenzo, Pue.	USD'16 / MMBtu	3.8	4.1	4.3	4.6	4.8	4.3
GN_LERM	Gas Natural de Lerma, Camp.	USD'16 / MMBtu	3.9	4.2	4.4	4.7	4.9	4.4
GN_VALL	Gas Natural de Valladolid, Yuc.	USD'16 / MMBtu	4.3	4.5	4.8	5.0	5.3	4.8
GN_MER	Gas Natural de Mérida, Yuc.	USD'16 / MMBtu	4.4	4.7	5.0	5.2	5.5	5.0
GN_NIZ	Gas Natural de Nizuc, Q.R.	USD'16 / MMBtu	4.4	4.7	5.0	5.2	5.5	5.0

Fuente: PRODESEN 2017-2031, proyecciones de costos de combustible.

Tabla 14. Nodo de Conexión de la TGR.

Sistema	Nodo P	Localidad	Gerencia de Control Regional	Altitud [m.s.n.m]	Temperatura [°C]	Ajuste de por altitud y temperatura		
						Tecnología	Potencia	Rendimiento
I. SIN	06 RIB-138	REYNOSA	NORESTE	139	22	Aeroderivada	0.9236	0.9837
						Industrial	0.9397	0.9883
II. BCA	07 PJZ-230	ROSARITO	BAJA CALIFORNIA	10	17	Aeroderivada	0.9814	0.9955
						Industrial	0.9859	0.9968
III.BCS	07 COR-230	COROMUEL	BAJA CALIFORNIA	0	24	Aeroderivada diésel	0.9171	0.9787
						Combustión interna	1.0000	1.0000

Fuente: INEEL. Elaboración en base a simulaciones de desempeño de tecnologías comercialmente disponibles de EOMs, NodosP del CENACE y condiciones de altitud y temperatura para cada región de acuerdo al INEGI.

Las características técnicas presentadas a lo largo de este informe de las diferentes tecnologías es necesario ajustarlas a las condiciones de altitud y temperatura de cada NodoP elegido para la conexión de la TGR, esto debido a que se encuentran en condiciones ISO. El resumen de las diferentes características, consideraciones y ajustes de las tecnologías para cada sistema se presentan en las siguientes Tablas 15, 16 y 17.

Tabla 15. Características Técnicas de las Tecnologías del SIN.

SIN				
Tecnologías	Turbogás Aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
	1	1*	1	1F
Capacidad bruta. [MW]	44.70	103.50	91.20	191.60
Capacidad neta. [MW]	44.10	100.50	90.20	189.50
Potencia entregada [MW] 1/	37.01	84.35	77.02	161.81
Régimen térmico bruto [KJ/KW-h]	9730	9013	11435	10352
Régimen térmico neto [KJ/KW-h]	9858	9272	11574	10467
Poder calorífico del combustible [kJ/m3]	41232	41232	41232	41232
Factor de planta 2/	0.125	0.125	0.125	0.125
Tasa de salida forzada 3/	6.80	6.80	6.80	6.80
Horas en uso 4/	1096	1096	1096	1096
Usos propios [%]	1.3	2.8	1.2	1.1
Terreno [m2] 5/	26000	42119	42119	42119
Costo de terreno [pesos/m2] 6/	275	275	275	275
Costo de terreno nivelado [USD/MW-h]*	0.899	0.671	0.700	0.350

1/ Potencia entregada PE es igual a [(Capacidad Neta PN *Factor de Ajuste FAT) *(1-Tasa de Salida Forzada TSF) *(1-Tasa de nivelación degradada TD)], para el SIN sería PE=(PN*FAT) *(1-TSF) *(1-TD) = (44.10*0.9236) *(1-0.068) *(1-0.025) =37.01 MW.
2/ COPAR 2016, con un valor de Factor de Planta (FP) igual a 0.125.
3/ Base de Datos PIIRCE 2017-2031 Generación con valor de 6.80% para las tecnologías Turbogás del SIN.
4/ Las Horas en Uso se obtienen como FP*8766=0.125*8766=1,096. Nota: las 8766 horas representan las horas de un año promedio, (8760+8760+8760+8784)/4.
5/ Sistema Nacional de Trámites de la SEMARNAT.
6/ Informe de la Tecnología de Generación de Referencia 28 de Febrero 2017.
*Tipo de cambio 18.9197 promedio anual para el 2017, únicamente utilizado para nivelar el Terreno. Nota; se utiliza el tipo de cambio promedio anual derivado de que reflejan con mayor precisión, las fluctuaciones a lo largo del año al estar los precios originales en pesos.

Tabla 16. Características Técnicas de las Tecnologías de BCA.

BCA				
Tecnologías	Turbogás Aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
	1	1*	1	1F
Capacidad bruta. [MW]	44.70	103.50	91.20	191.60
Capacidad neta [MW]	44.10	100.50	90.20	189.50
Potencia entregada [MW] 1/	39.33	89.62	80.81	169.78
Régimen térmico bruto [KJ/KW-h]	9730	9013	11435	10352
Régimen térmico neto [KJ/KW-h]	9858	9272	11574	10467
Poder calorífico del combustible [kJ/m3]	41232	41232	41232	41232
Factor de planta 2/	0.125	0.125	0.125	0.125
Tasa de salida forzada 3/	6.80	6.80	6.80	6.80
Horas en uso 4/	1096	1096	1096	1096
Usos propios [%]	1.3	2.8	1.2	1.1
Terreno [m2] 5/	26000	42119	42119	42119
Costo de terreno [pesos/m2] 6/	500	500	500	500
Costo de terreno nivelado [USD/MW-h]*	1.538	1.148	1.218	0.606

1/ Potencia entregada PE es igual a [(Capacidad Neta PN *Factor de Ajuste FAT) *(1-Tasa de Salida Forzada TSF) *(1-Tasa de nivelación degradada TD)], para el SIN sería PE=(PN*FAT) *(1-TSF) *(1-TD) = (44.10*0.9814) *(1-0.068) *(1-0.025) =39.33 MW.
2/ COPAR 2016, con un valor de Factor de Planta (FP) igual a 0.125.
3/ Base de Datos PIIRCE 2017-2031 Generación con valor de 6.80% para las tecnologías Turbogás del SIN.
4/ Las Horas en Uso se obtienen como FP*8766=0.125*8766=1,096. Nota: las 8766 horas representan las horas de un año promedio, (8760+8760+8760+8784)/4.
5/ Sistema Nacional de Trámites de la SEMARNAT.
6/ Informe de la Tecnología de Generación de Referencia 28 de Febrero 2017.
* Tipo de cambio 18.9197 promedio anual para el 2017, únicamente utilizado para nivelar el Terreno. Nota; se utiliza el tipo de cambio promedio anual derivado de que reflejan con mayor precisión, las fluctuaciones a lo largo del año al estar los precios originales en pesos.

Tabla 17. Características Técnicas de las Tecnologías de BCS.

BCS			
Tecnologías	Combustión Interna		Turbogás Aeroderivada Diésel
	1 [44]	3 [3.6]	[42.3]
Capacidad bruta. [MW]	44.00	3.60	42.30
Capacidad neta [MW]	42.4	3.30	41.6
Potencia entregada [MW] 1/	38.40	2.99	34.67
Régimen térmico bruto [KJ/KW-h]	8452	9379	9828
Régimen térmico neto [KJ/KW-h]	8767	8645	9988
Poder calorífico del combustible [MMBtu/b]	6.190	6.190	5.966
Factor de planta 2/	0.700	0.650	0.125
Tasa de salida forzada 3/	7.10	7.10	6.80
Horas en uso 4/	6136	5698	1096
Usos propios [%]	3.6	8.5	1.6
Terreno [m2] 5/	26000	5200	26000
Costo de terreno [pesos/m2] 6/	800	800	800
Costo de terreno nivelado [USD/MW-h] *	0.496	1.374	2.791

1/ Potencia entregada PE es igual a [(Capacidad Neta PN *Factor de Ajuste FAT) *(1-Tasa de Salida Forzada TSF)*(1-Tasa de nivelación degradada TD)], para el BCS sería PE= (42.4*1.00) *(1-0.071)*(1-0.025) =38.40 MW.
2/ COPAR 2016.
3/ Base de Datos PIIRCE 2017-2031 Generación con valor de 7.1% para las tecnologías Combustión interna y de 6.8% para la tecnología Turbogás Aeroderivada Diésel para el nodo correspondiente.
4/ Las Horas en Uso se obtienen como FP*8766=0.7*8766=6136. Nota: las 8766 horas representan las horas de un año promedio, (8760+8760+8760+8784)/4.
5/ Sistema Nacional de Trámites de la SEMARNAT.
6/ Informe de la Tecnología de Generación de Referencia 28 de Febrero 2017.
* Tipo de cambio 18.9197 promedio anual para el 2017, únicamente utilizado para nivelar el Terreno. Nota; se utiliza el tipo de cambio promedio anual derivado de que reflejan con mayor precisión, las fluctuaciones a lo largo del año al estar los precios originales en pesos.

En tanto que las características económicas, referente al incremento en precios y tipo de cambio, se realizan mediante el factor de escalamiento definido en el numeral 11.1.4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia. A continuación, se muestran los cálculos para determinar el factor de escalamiento, con base en la ecuación II-6.

$$F_a = FTC_a * 0.7 + FTC_a * FIUS_a * 0.20 + FIMX_a * 0.10 \qquad \text{II-6}$$

$$FTC_a = \frac{TC_a}{TC_o}$$

$$FIUS_a = \frac{USPP_a}{USPP_o}$$

$$FIMX_a = \frac{INPP_a}{INPP_o}$$

Donde:

$\boldsymbol{F_a}$	es el factor de escalamiento aplicable para el año a.
$\boldsymbol{FTC_a}$	es el factor de ajuste aplicable para el año a para el movimiento de la tasa de cambio.
$\boldsymbol{FIUS_a}$	es el factor de ajuste aplicable para el año a para la inflación en los Estados Unidos.
$\boldsymbol{FIMX_a}$	es el factor de ajuste aplicable para el año a para la inflación en México.
$\boldsymbol{TC_0}$	es el tipo de cambio FIX Peso/Dólar promedio mensual publicado por el Banco de México 60 días previos a la fecha en que se publique el informe del CENACE.
$\boldsymbol{TC_a}$	es el tipo de cambio FIX Peso/Dólar promedio mensual publicado por el Banco de México 30 días previos a la fecha en que se publique la actualización de los costos de la Tecnología de Generación de Referencia para la ejecución del Mercado para el Balance de Potencia para el año a.
$\boldsymbol{USPP_0}$	es el Índice de Precios Productor de Estados Unidos para manufactura de turbinas y unidades de turbinas generadoras, publicado por U.S. Bureau of Labor Statistics (Producer Price Index for Turbine and turbine generator set unit manufacturing), (BLS Series ID PCU333611333611) 60 días previos a la fecha de publicación del informe del CENACE.
$\boldsymbol{USPP_a}$	es el Índice de Precios Productor de Estados Unidos para manufactura de turbinas y unidades de turbinas generadoras, publicado por U.S. Bureau of Labor Statistics (Producer Price Index for Turbine and turbine generator set unit manufacturing), (BLS Series ID PCU333611333611) 30 días previos a la fecha de publicación de la actualización de los costos de la Tecnología de Generación de Referencia para la ejecución del Mercado para el Balance de Potencia para el año a.
$\boldsymbol{INPP_0}$	es el Índice Nacional de Precios Productor y con servicios para la rama de generación, transmisión y distribución de electricidad, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 60 días previos a la fecha que se publique el informe del CENACE.
$\boldsymbol{INPP_a}$	es el Índice Nacional de Precios Productor y con servicios para la rama de generación, transmisión y distribución de electricidad, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 30 días previos a la fecha en que se publique la actualización de los costos de la Tecnología de Generación de Referencia para el Mercado para el Balance de Potencia para el año a.

Tomando como año base mayo de 2016 y como fecha final diciembre de 2017, se calcula el factor de escalamiento, los resultados se muestran en la Tabla 18.

$$FTC_a = \frac{19.1812}{18.1542}$$

$$FIUS_a = \frac{211.5}{220.2}$$

$$FIMX_a = \frac{125.4203}{93.1450}$$

$$F_a = \left[\left(\frac{19.1812}{18.1542}\right) * 0.7\right] + \left[\left(\frac{19.1812}{18.1542}\right) * \left(\frac{211.5}{220.2}\right) * 0.20\right] + \left[\left(\frac{125.4203}{93.145}\right) * 0.10\right] = 1.07722$$

Tabla 18. Variables Económicas.

Variables Económicas		
Tipo de cambio FIX promedio mensual	Mayo de 2016	18.1542
	Diciembre de 2017	19.1812
Factor de escalamiento de 2016 a 2017		1.07722
Índices de precios base 2017.		
$USPP_o$		220.2
$USPP_a$		211.5
$INPP_o$		93.145
$INPP_a$		125.4203

Fuente: INEGI, Banco de México, Buro de Estadística de Estados Unidos. El Fa fue obtenido mediante la Metodología del numeral 11.1.4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, usando como fecha de inicio mayo del 2016 y como fecha final diciembre del 2017, para los costos a dólares del 2016.

Derivado de que el factor de escalamiento descrito anteriormente es para los costos en pesos y a que los cálculos que a continuación se realizarán son en dólares, es necesario ajustar el factor de escalamiento de la siguiente forma:

$$F_{a'} = F_a * \frac{TC_0}{TC_a} \qquad \text{II-7}$$

Donde:

$F_a{}'$ es el factor de escalamiento ajustado en dólares aplicable para el año a.

Por lo que el factor de escalamiento ajustado en dólares tendrá el siguiente valor.

$$F_{a'} = 1.07722 * \frac{18.1542}{19.1812} = 1.019539 \qquad \text{II-8}$$

A continuación, se presenta el mecanismo de cálculo para determinar los costos fijos y variables nivelados en [USD/MW-año] de las diferentes tecnologías.

Para el SIN en el NodoP RIB-138 con base en los datos de la Tabla 14 y tomando en consideración una tecnología de central turbogás aeroderivada gas 1, con capacidad bruta de 44.7 MW, se desea calcular:

a) Potencia Entregada

$$P_E = (P_N * F_{AT})(1 - TSF)(1 - TD) \qquad \text{[MW-año]} \qquad \text{II-9}$$

$$P_E = \big((44.1)(0.9236)\big) * (1 - 0.068) * (1 - 0.025) = 37.01 \qquad \text{[MW-año]}$$

Donde:

$\boldsymbol{P_N}$ es la Capacidad Neta en [MW], ver datos en Tabla 7.

$\boldsymbol{F_{AT}}$ es el factor de ajuste por efecto de altitud y la temperatura ambiente, ver Tabla 14.

TSF es la Tasa de Salida Forzada con un valor 6.80%, ver Tabla 15.

TD es la Tasa de Degradación sobre la vida del Proyecto, estimada en 2.5%[10].

[10] CENACE

Costos Nivelados de Inversión (CNI)

$$CNI = \frac{C_{NI} * H * FP * Fa' * P_N}{P_E} * CIG \qquad [\text{USD/MW-año}] \qquad \text{II-10}$$

$$CNI = \frac{86.10 * 8766 * 0.125 * 1.019539 * 44.1}{37.01} * 1.04 = 119{,}180.67 \ [\text{USD/MW-año}]$$

Donde:
$\boldsymbol{C_{NI}}$ es el Costo Nivelado de Inversión, ver Tabla 7.
H son las 8766 horas del año.
FP es el factor de planta, ver Tabla 15.
$\boldsymbol{Fa'}$ es el factor de escalamiento ajustado en dólares con valor de 1.019539.
CIG es el ajuste por costo de interconexión a la red eléctrica y de gasoductos, estimados en 4%.

b) Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOM).

$$CFOM = \frac{CF_{OM} * Fa' * P_N}{P_E} \qquad [\text{USD/MW-año}] \qquad \text{II-11}$$

$$CFOM = \frac{(11470 * 1.019539 * 44.1)}{37.01} = 13{,}932.91 \quad [\text{USD/MW-año}]$$

Donde:

CF_{OM} son los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento, ver Tabla 10.

c) Costos Fijos de Transporte de Combustible (CFTC)

$$CFTC = \frac{CF_{TC} * F_{CU} * RT_N' * P_N}{P_E} * Dp \ [\text{USD/MW-año}] \qquad \text{II-12}$$

$$CFTC = \frac{0.4426 * 8.3085 * (9858 * (1 + 0.025)) * 44.1}{37.01} * 0.5679 = 25{,}143.53 \ [\text{USD/MW-año}]$$

Donde:

$\boldsymbol{CF_{TC}}$ son los Costos Fijos de Transporte de combustible para el NodoP RIB-138 los cuales tienen un valor de 0.4426 [USD/MMBTU] a precios constantes de 2017. [11]
$\boldsymbol{F_{CU}}$ es Factor de cambio de unidad de régimen térmico.
$\boldsymbol{RT_{N'}}$ es régimen térmico neto [KJ/KW-h], ver Tabla 15, ajustado por la tasa de Degradación del 2.5% en la vida del proyecto.
$\boldsymbol{Dp}$ es el porcentaje de despachabilidad de la Tecnología (porcentaje de horas que la Tecnología tuvo ingresos), ver Tabla 28.

[11] Tarifas por trayecto de Transporte de Gas Natural para el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado, DOF 07/04/2017.

d) Costos de Terreno Nivelado.

Los costos de terreno nivelado se calcularon para cada NodoP seleccionado.

A continuación, se describe la metodología que se empleó para calcular el costo nivelado del terreno para el SIN en el NodoP RIB-138, ubicado en Reynosa con las siguientes características (ver Tabla 14):

- central generadora con una tecnología de turbogás aeroderivada gas 1.
- capacidad bruta de 44.7 MW.
- potencia entregada es de 37.01 MW.
- vida útil de 30 años.
- tamaño del terreno de 26,000 m^2.
- costo del terreno industrial es de 275 pesos/m^2
- tipo de cambio promedio anual para el 2017 de 18.9197 pesos/dólares.

$$\text{Costo del terreno} = \frac{(\text{costo del terreno industrial}) * (\text{tamaño del terreno})}{\text{tipo de cambio}} = \frac{(275) * (26000)}{18.9197} = 377{,}912.97 \ \ [\text{USD}]$$

La Tabla 19 muestra los cálculos del valor presente de la energía generada. El cálculo del valor presente se realiza mediante la ecuación II-2 para la energía generada en [MW-h] (donde se multiplica el factor del valor presente por la energía generada), se divide el costo del terreno en valor presente entre la suma de la energía generada a lo largo de la vida útil total.

Tabla 19. Costo de Terreno Nivelado.

Año	Valor presente
	Energía generada [MW-h]
0	40558
1	36871
2	33519
3	30472
4	27702
5	25183
6	22894
7	20813
8	18921
9	17201
10	15637
11	14215
12	12923
13	11748
14	10680
15	9709
16	8827
17	8024
18	7295
19	6632
20	6029
21	5481
22	4982
23	4529
24	4118
25	3743

26	3403
27	3094
28	2812
29	2557
Total	**420,569.62**

$$\text{Costo de terreno nivelado} = \frac{\text{Costo del terreno} * \text{FVP}}{\text{CG}_{\text{nivelado}}}$$

$$\text{Costo de terreno nivelado} = \frac{377{,}912.969}{420{,}569.62} = 0.8986 \text{ [USD/MW-h]}$$

Para obtener el costo del terreno en [MW-año] se multiplica el costo del terreno nivelado en [MW-h] por las horas en uso, como se muestra a continuación:

$$\text{Costo de terreno nivelado} = [(0.8986) * (8766 * 0.125)] = 984.61 \text{ [USD/MW-año]}$$

e) Costos de Operación y Mantenimiento Variables

$$CVOM = CV_{OMh} * H * FP * Fa' \text{ [USD/MW-año]} \qquad \text{II-13}$$

$$CVOM = 5.495 * 8766 * 0.125 * 1.019539 = \quad 6{,}138.79 \quad \text{[USD/MW-año]}$$

Donde:

CV_{OMh} son los Costos de Operación y Mantenimiento Variables, ver Tabla 10.

f) Costos Nivelados de Combustible

$$CNC = C_{NC} * H * FP * \frac{RT_N{}'}{RT_N} \quad \text{[USD/MW-año]} \qquad \text{II-14}$$

$$\text{CNC} = 42.54 * 8766 * 0.125 * (1 + 0.025) = 47{,}780.67 \quad \text{[USD/MW-año]}$$

Donde:
$\boldsymbol{C_{NC}}$ son los Costos Nivelados de Combustible, ver Tabla *9*.
FP es el factor de planta.

Cabe mencionar que dada la condición de BCS de indisponibilidad de gas, se está considerando para el análisis de TGR una turbina de combustión interna o una turbogás aeroderivada diésel.

Las Tablas 20, 21 y 22 muestran los costos fijos y variables nivelados en [USD/MW-año], para las diferentes tecnologías, aplicando la metodología anteriormente descrita.

Tabla 20 Costos Totales Nivelados del SIN.

		Turbogás aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
		1	1*	1	1F
Sistema Interconectado Nacional	Capacidad Bruta. [MW]	44.70	103.50	91.20	191.60
	Potencia Entregada. [MW]	37.01	84.35	77.02	161.81
	Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	119,180.67	99,935.47	87,306.23	69,885.57
	Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	13,932.91	13,932.91	25,307.47	9,456.72
	Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	984.61	734.90	766.54	383.11
	Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	25,143.53	25,413.85	24,054.42	22,898.48
	Costos Fijos Nivelados [USD/MW-año]	**159,241.72**	**140,017.13**	**137,434.67**	**102,623.88**
	Costos de operación y mantenimiento Variables [USD/MW-año]	6,138.79	6,138.79	6,133.21	8,315.39
	Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	47,780.67	44,942.85	56,099.42	50,733.99
	Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]	**53,919.46**	**51,081.65**	**62,232.62**	**59,049.38**
	Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]	**213,161.18**	**191,098.77**	**199,667.29**	**161,673.27**

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21. Costos Totales Nivelados de BCA.

		Turbogás aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
		1	1*	1	1F
Baja California	Capacidad Bruta. [MW]	44.70	103.50	91.20	191.60
	Potencia Entregada. [MW]	39.33	89.62	80.81	169.78
	Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	112,170.46	94,057.26	83,207.30	66,604.52
	Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	13,113.37	13,113.37	24,119.31	9,012.74
	Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	1,684.90	1,257.58	1,328.27	663.86
	Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	9,912.14	9,565.82	5,806.78	7,437.91
	Costos Fijos Nivelados [USD/MW-años]	**136,880.88**	**117,994.04**	**114,461.67**	**83,719.01**
	Costos de operación y mantenimiento Variables [USD/MW-año]	6,138.79	6,138.79	6,133.21	8,315.39
	Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	45,396.14	42,699.94	53,299.73	48,202.07
	Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]	**51,534.93**	**48,838.74**	**59,432.94**	**56,517.46**
	Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]	**188,415.81**	**166,832.78**	**173,894.60**	**140,236.48**

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22. Costos Totales Nivelados de BCS.

	Conceptos	Combustión Interna		Turbogás aeroderivada diésel
		1 [44 MW]	3 [3.6 MW]	[42.3 MW]
Baja California Sur	Capacidad Bruta. [MW]	44.0	3.6	42.3
	Potencia Entregada. [MW]	38.4	2.99	34.67
	Costos nivelados de inversión [USD/MW-año]	354,728.07	392,734.95	121,945.10
	Costos de operación y mantenimiento fijo [USD/MW-año]	70,181.08	16,883.98	14,032.69
	Costo de terreno nivelado [USD/MW-año]	3,045.84	7,826.89	3,058.21
	Costos fijos de transporte de combustible [USD/MW-año]	16,674.72	15,636.69	-
	Costos Fijos Nivelados [USD/MW-año]	**444,629.71**	**433,082.52**	**139,035.99**
	Costos de operación y mantenimiento variables [USD/MW-año]	50,611.82	87,138.48	6,138.79
	Costos nivelados de combustible [USD/MW-año]	590,423.51	540,586.53	279,825.26
	Costos Variables Nivelados [USD/MW-año]	**641,035.33**	**627,725.02**	**285,964.05**
	Costos Totales Nivelados [USD/MW-año]	**1,085,665.05**	**1,060,807.54**	**425,000.04**

Fuente: Elaboración propia.

3.1 CÁLCULO DE LOS INGRESOS DEL MERCADO DE ENERGÍA PARA LA TGR.

El cálculo de los Ingresos del Mercado de energía para la TGR se realiza con base en los cálculos del numeral 11.3.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia y en base a lo establecido en los términos para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos, donde los costos variables de la Tecnología de Generación de Referencia para el año 2017 se obtienen sumando los costos variables de operación y mantenimiento en [pesos /MW-h], el costo variable del combustible en 2017 en [pesos/MW-h] y las Tarifas por Servicio de Transmisión y CENACE, así mismo restando los ingresos que recibiría por disponibilidad de reservas, de acuerdo a los "Términos para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos". El tipo de cambio Pesos por dolar utilizado es el FIX diario.

Únicamente como referencia, se presenta en la tabla 23 el precio promedio anual de los combustibles, sin embargo, en el cálculo de los Ingresos del Mercado de la Tecnología de Generación de Referencia se utilizan de forma diaria.

Tabla 23. Promedio anual de los costos del Precio de Combustible para el SIN, BCA y BCS.

AÑO	PRECIO (Pesos/MMBTU)			
	GAS NATURAL		COMBUSTÓLEO	DIÉSEL
	SIN	BCA	BCS	
2017	61.921	56.259	142.777	400.386

Fuente: Elaboración propia. Con base en el anexo C del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.

$$\mathrm{CV_{TEC}}h_i = (CV_{OMh} * Fa' * TC_i) + \frac{PC_i * RT_N}{1000 * F_{ART}} + TST + TCE - 2\%(CV_{OMh} * Fa' * TC_i + \frac{PC_i * RT_N}{1000 * F_{ART}}) \quad \text{[Pesos/MW-h]} \qquad \text{II-15}$$

Donde:

$CV_{TEC}h_i$ Costos variables nivelados de la tecnología en el día i [Pesos/MW-h].
CV_{OMh} Costos variables de operación y mantenimiento en [USD/MW-h], Ver Tabla 10.
F_{ART} Factor de ajuste del Régimen Térmico por efecto de las condiciones de sitio (Tabla 14).
PC_i Precio del combustible en el dia i [Pesos/GJoule].
RT_N Régimen térmico neto en [KJ/KW-h].
TC_i Tipo de cambio en [USD/pesos] FIX en el día i.
TST Tarifa del servicio de transmisión [pesos/MW-h].
TCE Tarifa de CENACE [pesos/MW-h].

$$CV_{TEC}\ h_{16_17ENE2017} = (5.495 * 1.019539 * 21.574) + \frac{73.08378 * 9857.91}{1000 * 0.9837} + 96.1 + 2.5628 - 0.02 * (5.495 * 1.019539 * 21.574 + \frac{73.08378 * 9857.91}{1000 * 0.9837}) = 934.85 \ \text{[Pesos/MW-h]}$$

Tabla 24. Costos Variables promedio anual de las Tecnologías del SIN.

Turbogás Aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
1 (44.70 MW)	1* (103.50 MW)	1 (91.20 MW)	1F (191.60 MW)
779.00	744.76	876.07	848.56

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25. Costos Variables promedio anual de las Tecnologías de BCA.

Turbogás Aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
1 (44.70 MW)	1* (103.50 MW)	1 (91.20 MW)	1F (191.60 MW)
677.07	646.33	766.31	745.18

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 26. Costos Variables promedio anual de las Tecnologías de BCS.

Combustión interna		Turbogás Aeroderivada Diésel
1 (44 MW)	3 (3.6 MW)	1 (42.3 MW)
1,371.39	1,485.71	3,954.92

Fuente: Elaboración propia.

Las Tablas 24, 25 y 26 son únicamente representativas, derivado de que para los cálculos de los IMTGR se utilizan los costos variables diarios.

Los ingresos del Mercado de Energía de la TGR en cumplimiento con el numeral 8.8.1 inciso h) del Manual del MBP, se obtuvieron con los PML´s (precio margina local) de los NodosP, de la Tabla 14, disponibles a Enero del 2018, así mismo se realizaron los cálculos con base en el numeral 11.3.1 inciso c) del Manual del MBP. Como se muestra a continuación:

$$\text{IMTGR}_{\text{SIN,17ENE2017 HORA 16}} = \text{PML}_{\text{06RIB}-138,\text{17ENE2017 HORA 16}} - \text{CVTGR}_{\text{TEC,ENE2017}}$$

$$\text{IMTGR}_{\text{SIN,17ENE2017 HORA 16}} = 1150.31\,\frac{\text{pesos}}{\text{MWh}} - 934.85\,\frac{\text{pesos}}{\text{MWh}} = 215.5\ [\text{pesos/MW-h}]$$

$$\text{IMTGR}_{\text{SIN,2017,TG 44.7 MW}} = \sum_{h\epsilon H} \max\left[0,\ \text{PML}_{\text{06RIB}-138,h} - \text{CVTGR}_{\text{TG 44.7 MW},h}\right] = 2{,}787{,}341.73\ [\text{pesos/MW-año}]$$

En la Tabla 27 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 27. Ingresos del Mercado de Energía, para las Diferentes Tecnologías: SIN, BCA y BCS.

		Turbogás aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
		1 (44.7 MW)	1* (103.5 MW)	1 (91.2 MW)	1F (191.6 MW)
SIN	[USD/MW-año]	152,148.30	161,456.38	128,969.89	135,093.92
	[Pesos /MW-año]	2,787,341.73	2,958,905.96	2,360,652.59	2,473,357.24
BCA	[USD/MW-año]	22,420.72	26,943.89	11,502.86	13,460.15
	[Pesos /MW-año]	411,959.04	496,045.33	209,402.84	245,737.47
		Combustión Interna		Turbogás aeroderivada gas diésel	
		1 (44 MW)	3 (3.6 MW)	(42.3 MW)	
BCS	[USD/MW-año]	507,844.06	458,405.28	9,953.76	
	[Pesos/MW-año]	9,366,200.45	8,437,582.31	184,213.52	

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 28, se presenta el porcentaje de despachabilidad que tendría cada unidad de haber participado en el Mercado del Día en Adelanto, lo cual corresponde al porcentaje de horas que cada turbina presentó Ingresos en el año 2017.

Tabla 28. Porcentaje de Despachabilidad, para las Diferentes Tecnologías: SIN, BCA y BCS.

Zona de Potencia	Turbogás aeroderivada gas		Turbogás industrial gas	
	1 (44.7 MW)	1* (103.5 MW)	1 (91.2 MW)	1F (191.6 MW)
SIN	56.8%	61.0%	47.1%	49.6%
BCA	31.2%	32.0%	15.6%	22.1%
	Combustión Interna		Turbogás aeroderivada gas diésel	
	1 (44 MW)	3 (3.6 MW)	(42.3 MW)	
BCS	96.3%	91.6%	11.8%	

Fuente: Elaboración propia

3.2 SELECCIÓN DE LA TGR.

Con base a las condiciones actuales de cada sistema interconectado en cuestiones de:

i. Menor costo nivelado,
ii. Replicable a escala comercial en la mayor parte de la Zona de Potencia.

De acuerdo a lo descrito a lo largo del presente informe y derivado de las condiciones propias de cada Zona de Potencia, la tecnología que presenta los menores costos nivelados totales se muestra en la Tabla 29.

Tabla 29. Tecnología Seleccionada.

Sistema	Tecnología	Capacidad [MW]	Costos Fijos Nivelados pesos/MW-año (USD/MW-año)	IMTGR pesos/MW-año (USD/MW-año)
SIN	Turbogás Industrial Gas	191.6	1,968,449.20 (102,623.88)	2,473,357.24 (135,093.92)
BCA	Turbogás industrial gas	191.6	1,605,831.16 (83,719.01)	245,737.47 (13,460.15)
BCS	Turbogás Aeroderivada Diésel	42.3	2,666,877.19 (139,035.99)	184,213.52 (9,953.76)

Fuente: Elaboración propia.

Para el SIN se seleccionó una turbina industrial a gas con capacidad de 191.6 MW brutos la cual presenta unos costos fijos nivelados de 102,623.88 [USD/MW-año] y cuyos ingresos del mercado serían de 135,093.92 [USD/MW-año] de haber participado en el Mercado de Día en Adelanto.

Bajo los mismos criterios para BCA se eligió una turbina Industrial a gas con capacidad de 191.6 MW brutos la cual presenta unos costos fijos nivelados de 83,719.01 [USD/MW-año] y unos ingresos del mercado de 13,460.15 [USD/MW-año]. En tanto que para BCS, se seleccionó una turbogás aeroderivada a diésel con capacidad de 42.3 MW brutos, costos fijos de 139,035.99 [USD/MW-año] con ingresos del mercado de 9,953.76 [USD/MW-año].