CENACE®
CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

INFORME DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA

MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA 2024

AÑO DE PRODUCCIÓN 2023

PRELIMINAR

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS 2
ÍNDICE DE FIGURAS 2
PRESENTACIÓN 3
OBJETIVO. 4
ALCANCE. 4
ACCIONES. 4
PRIMERA SECCIÓN 5
I. GENERACIÓN 5
SEGUNDA SECCIÓN 7
II. ZONAS DE POTENCIA. 7
TERCERA SECCIÓN 8
III. MUESTRA DE TECNOLOGÍAS PARA SELECCIÓN 8
a. Datos de las tecnologías 8
b. Ubicación de la TGR en cada Zona de Potencia 11
c. Consideraciones Generales 12
CUARTA SECCIÓN 16
IV. IDENTIFICACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TGR 16
QUINTA SECCIÓN 21
V. INGRESOS DEL MERCADO DE LA TGR 21
SEXTA SECCIÓN 22
VI. Tasa de Deuda y Tasa de Capital Propio 22
SEPTIMA SECCIÓN 25
I. REFERENCIAS 25

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Muestra de Tecnologías para la selección de TGR por Zona de Potencia. 8
Tabla 2. Datos de Tecnologías para las Zonas de Potencia SIN y BCA. 9
Tabla 3. Datos de Tecnologías para Zona de Potencia BCS. 10
Tabla 4. Costos de Inversión en términos del EPC. 11
Tabla 5. Elementos Financieros. 12
Tabla 6. Costos Nivelados de Generación para la Zona de Potencia SIN. 16
Tabla 7. Costos Nivelados de Generación para la Zona de Potencia BCA. 17
Tabla 8. Costos Nivelados de Generación para la Zona de Potencia BCS. 18
Tabla 9. Tecnología Seleccionada como TGR para cada Zona de Potencia. 19
Tabla 10. Costos Nivelados Anuales por MW-año. 19
Tabla 11. Ingresos del Mercado para la TGR en cada Zona de Potencia. 21
Tabla 12. Tecnología Seleccionada como TGR 22

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Generación de Energía Eléctrica 2018 – 2021 (GWh) 5
Fig. 2. Consumo de Combustibles 2018-2032. 6
Fig. 3. Consumo de Combustibles 2018-2020. 6
Fig. 4. Zonas de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional 7

PRESENTACIÓN

El Mercado para el Balance de Potencia (MBP), es un mercado ex post que tiene como propósito:

- Facilitar transacciones entre los Participantes del Mercado (PM) cuyos Contratos de Cobertura Eléctrica resultaron insuficientes para cumplir con los requisitos para obtener Potencia establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y los PM que cuenten con Potencia no comprometida a través de Contratos de Cobertura Eléctrica.

- Determinar, acorde a lo establecido por la CRE, la curva de demanda de Potencia en exceso de los requisitos de Potencia y comprar la porción de esta que aplique por cuenta de los PM que tengan un requisito de Potencia, a fin de fomentar la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

El MBP se basa principalmente en tres conceptos propios de dicho mercado: Zonas de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), 100 Horas Críticas (HC) del año de Producción correspondiente y Tecnología de Generación de Referencia (TGR) en cada una de las Zonas de Potencia e incluye como insumos la política de confiabilidad determinada por la Secretaría de Energía (SENER) y los Porcentajes Zonales y de Reserva determinados por la Comisión Reguladora de Energía.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), con la no objeción de la 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.

Acorde con el numeral 2.3.1 inciso (b) del Manual del Mercado para el Balance de Potencia (MMBP), el CENACE operará el Mercado para el Balance de Potencia a más tardar en el mes de febrero de cada año.

Con base al numeral 11.1.1 del MMBP cada tres años el CENACE publicará en el Sistema de Información del Mercado y por lo menos cuatro meses antes de la operación del siguiente Mercado para el Balance de Potencia, las Tecnologías de Generación de Referencia identificadas y sus costos y características técnicas, las cuales estarán sujetas a la no objeción de la CRE. Acorde al numeral 11.2.1 del MMBP 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 de Referencia identificadas. Es importante señalar que el año de producción 2022 del Mercado para el Balance de Potencia 2023, ejecutado en febrero de 2023, fue año de identificación de la TGR.

Conforme al numeral 11.4 del MMBP por lo menos 30 días antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE determinará el cálculo final de los costos fijos nivelados totales y de los costos variables totales de las Tecnologías de Generación de Referencia para cada Zona de Potencia y deberá publicar en su sitio de internet un reporte que contenga las actualizaciones del costo de las Tecnologías de Generación de Referencia a más tardar 25 días naturales antes de que se lleva a cabo el mercado.

En cumplimiento a lo expuesto anteriormente, el presente documento corresponde a la actualización de los costos indicada por el numeral 11.4 del MMBP (puesto que la identificación de la TGR, acorde con el numeral 11.1. se realizó en el año 2022), con la información disponible de los meses enero a agosto de este año 2023. Por trazabilidad se mantiene la estructura del Informe de la TGR año de producción 2022 y con ello las secciones que corresponden a la identificación que se realizó durante dicho año.

Para la TGR del año de producción 2023, la CRE instruyó al CENACE que, además, debe actualizar valores utilizados para determinar la tasa de descuento de la TGR del año de producción 2022 (año de identificación de la TGR y con ello, año de determinación de los valores utilizados para determinar la tasa de descuento), esto con información más reciente ya que dicho Organismo expresó que los valores utilizados para la identificación de la TGR del año de producción 2022 son inconsistentes con las condiciones actuales de Mercado. El detalle de esto se encuentra en la sección sexta de este documento.

El presente informe está dividido en siete secciones, la primera sección refiere al parque de generación de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional a través de tecnologías convencionales. La segunda sección describe las Zonas de Potencia vigentes. La tercera sección muestra las tecnologías y datos utilizados para la selección de la TGR en cada Zona de Potencia. La cuarta sección muestra los resultados de la evaluación e identificación de la TGR para cada Zona de Potencia. En la quinta sección se muestran los ingresos del mercado de energía para la TGR. La sexta sección contiene la actualización, de la tasa de deuda y del capital propio, instruida por la CRE para la TGR del año de producción 2023. Y finalmente en la séptima sección se lista las fuentes empleadas como referencia.

De acuerdo con lo establecido en el numeral 11.4.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, los costos finales con los que se ejecutará el MBP a más tardar en febrero de 2024 se actualizarán días previos a la realización del Mercado para el Balance de Potencia, cuando se tenga toda la información correspondiente al año de producción 2023, como son los Precios Marginales Locales (PML), índices de precios de combustible, tipo de cambio FIX peso/dólar, factor de escalamiento, entre otros. Para el presente informe preliminar, con fines de practicidad, para los datos que componen el factor de escalamiento establecido por el numeral 11.1.4, del MMBP, de los meses de septiembre a diciembre se utilizaron los meses de mayo a agosto de 2023.

OBJETIVO.

Determinar los costos para la TGR que serán utilizados en el MBP correspondiente al año de producción 2023 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.

De acuerdo con lo establecido en el numeral 11.4.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, los costos finales con los que se ejecutará el MBP a más tardar en febrero 2024 se actualizarán días previos a la realización del Mercado para el Balance de Potencia, cuando se tenga toda la información correspondiente al año de producción 2023, como son los PML, índices de precios de combustibles, tipo de cambio FIX peso/dólar, Factor de escalamiento, etc. **Para lo cual el presente informe debe considerarse como preliminar y no vinculatorio, por lo cual el CENACE no se hace responsable del uso o interpretación que se le pueda dar.**

ALCANCE.

De acuerdo con el marco legal vigente, el CENACE determinará la TGR que fijará el precio neto de la Potencia en el 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 utilizaron como base para la elaboración del presente informe las siguientes fuentes de información:

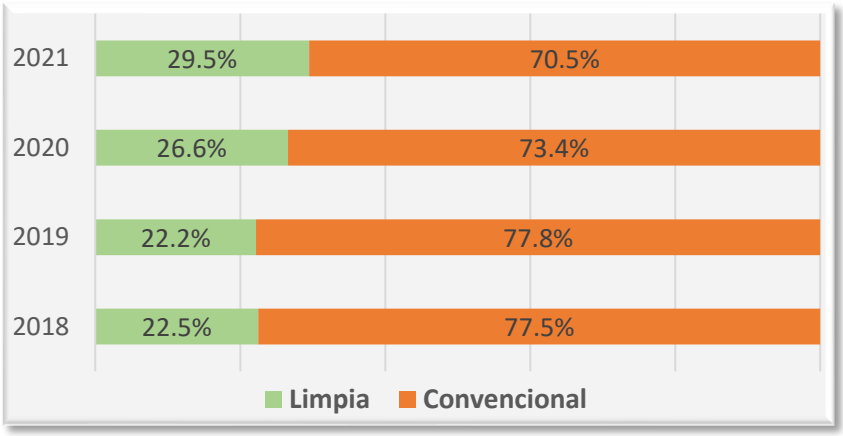
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), Annual Technology – Baseline (ATB).
- Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis.
- Revista Gas Turbine World Handbook.
- Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional.
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía.
- Banco de México.
- Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (BANCOMEXT).
- United States Department of Labor, Bureau of Labor Statistics (BLS).
- S&P Global Inc. Platts Gas Daily.

PRIMERA SECCIÓN

I. GENERACIÓN.

En los años 2018 a 2021 más del 70% de la generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional provino de tecnologías convencionales, las cuales generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles, Fig. 1. Este grupo incluye principalmente las tecnologías: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, termoeléctrica convencional y turbogás.

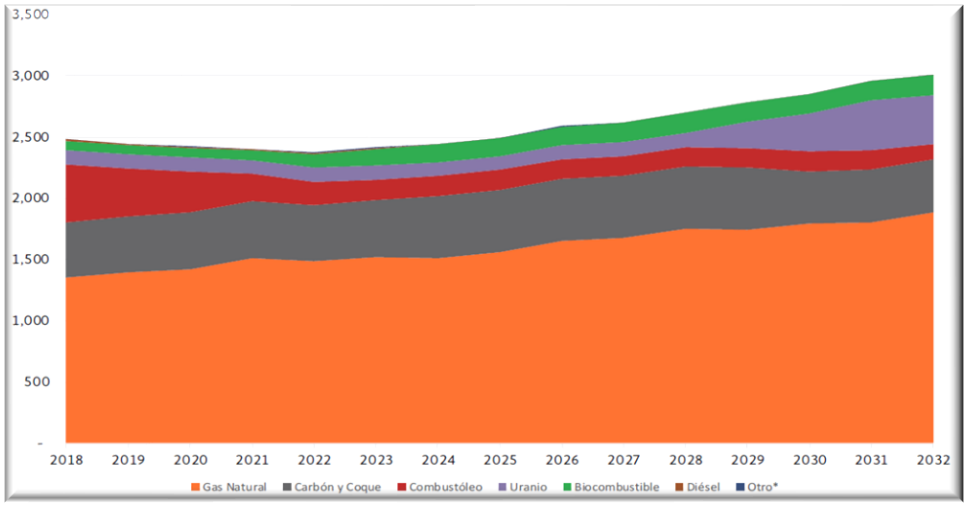
Fig. 1. ***Generación de Energía Eléctrica 2018 – 2021 (GWh).***



Fuente: Elaboración propia con Información de PRODESEN 2022-2036.

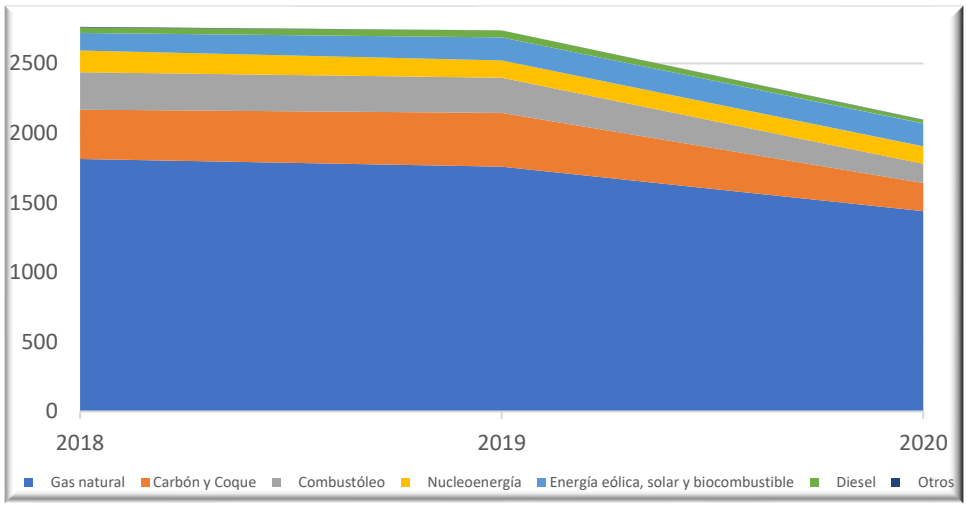
El PRODESEN 2018-2032 proyectó que el gas natural seguirá siendo el combustible fósil más utilizado para generar electricidad, como se muestra en la Fig. 2 y se confirma, como se muestra en la Fig. 3., para los años 2018 al 2020. Por lo tanto, la tecnología que puede ser replicable en la mayor parte de las Zonas de Potencia para el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2022, debe ser una tecnología convencional usando gas natural como combustible para el SIN y BCA, así como diésel para BCS.

Fig. 2. ***Consumo de Combustibles 2018-2032.***



Fuente: PRODESEN 2018-2032, datos en Petajoules.

Fig. 3. ***Consumo de Combustibles 2018-2020.***



Fuente: Elaboración propia con Información de la SENER, datos en Petajoules.

Acorde con el numeral 1.3.36 del MMBP la Tecnología de Generación de Referencia debe ser replicable a escala comercial. La tecnología convencional que cumple con esto es la turbina de gas [1] y [2].

SEGUNDA SECCIÓN

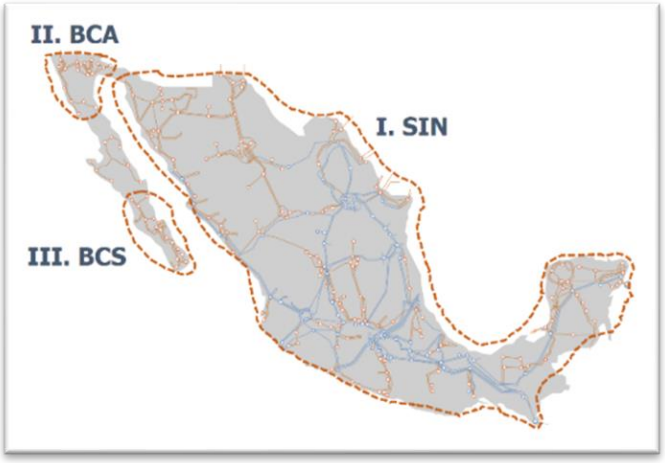
II. ZONAS DE POTENCIA.

Las Zonas de Potencia son conjuntos específicos de NodosP que están interconectados directamente entre ellos. El presente informe de la Tecnología de Generación de Referencia aplica al Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2023. Conforme a lo establecido en el numeral 4.1.2 del MMBP se considerarán como existentes tres Zonas de Potencia:

- Sistema Interconectado Nacional (SIN)
- Sistema Interconectado Baja California (BCA)
- Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)

La Fig. 4 muestra la ubicación geográfica de cada ZP dentro de la República Mexicana.

Fig. 4. ***Zonas de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional***



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo).

TERCERA SECCIÓN

III. MUESTRA DE TECNOLOGÍAS PARA SELECCIÓN.

En la Tabla 1, conforme a lo descrito anteriormente, se muestran las capacidades analizadas de turbina de gas industrial (TG IND) y turbina de gas Aeroderivada (TG AERO) en cada Zona de Potencia, para que a partir de ellas identificar la TGR de cada Zona de Potencia.

Tabla 1. **Muestra de Tecnologías para la selección de TGR por Zona de Potencia.**

ZONA DE POTENCIA	SIN – BCA		BCS	
TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	CAPACIDAD [MW]	COMBUSTIBLE	CAPACIDAD [MW]	COMBUSTIBLE
Turbina de Gas Aeroderivada	-	-	70.13	Diésel
Turbina de Gas Aeroderivada	-	-	70.88	Diésel
Turbina de Gas Industrial	239	Gas Natural	-	-
Turbina de Gas Industrial	260	Gas Natural	-	-

Fuente: Elaboración propia con base en información de GTW Handbook 2022 [3]

a. Datos de las tecnologías

La Tabla 2 muestra las características técnicas y económicas de las capacidades analizadas para las Zonas de Potencia SIN y BCA, la Tabla 3 muestra lo correspondiente para BCS. Para el caso de las tecnologías que usan gas, es decir, para el caso del SIN y de BCA, como en la TGR 2019, el factor de consumo de combustible para reserva de transporte se obtuvo con base al 100% de la capacidad de producción de la Central Eléctrica menos la tasa de salidas forzadas de la misma. En el caso de la Zona de Potencia de BCS no se cuenta con tarifa para el costo de reserva de capacidad de transporte para combustibles líquidos, por lo cual en dicha Zona de Potencia no se determina costo fijo del transporte de combustible.

Tabla 2. **Datos de Tecnologías para las Zonas de Potencia SIN y BCA.**

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	TG IND	TG IND	UNIDAD
ELEMENTO TÉCNICOS			
Capacidad de la central (ISO) [3]	**239**	**260**	**MW**
Régimen térmico ISO en términos del valor superior calorífico [3]	10,388.93	9,989.59	kJ/kWh
Ajuste de capacidad por temperatura [3]	0.71	0.71	%/°C
Ajuste de régimen térmico por temperatura [3]	0.18	0.18	%/°C
Ajuste de capacidad por altitud [3]	0.01	0.01	%/m
Tipo de combustible	Gas natural	Gas natural	
Usos propios [4]	2.10	2.10	%
Tasa de salidas forzadas [4]	6.80	6.80	%
Factor de planta [5]	1.14	1.14	%
Factor de consumo de combustible para reserva de transporte	93.20	93.20	%
Vida operativa [4]	30	30	años
Altura (en sitio) [6]	1,097 b) 519 c)	1,097 b) 519 c)	msnm
Temperatura (en sitio) [7]	22.11 b) 19.95 c	22.11 b) 19.95 c	°C
ELEMENTOS ECONÓMICOS			
Costo unitario de ingeniería, procura y construcción actualizado [3], a)	406.31	409.63	USD/kW
Costo unitario de obras de interconexión actualizado [8]	23,412.08	23,412.08	USD/MW
Costo unitario de obras de refuerzo actualizado [8]	40,906.35	40,906.35	USD/MW
Interconexión suministro de combustible actualizado [3]	4.77	4.77	MMUSD
Costo fijo de transporte del combustible por día [9]	0.90 b) 0.17 c)	0.90 b) 0.17 c)	USD/GJ-día
Costo fijo de operación y mantenimiento actualizado [1]	7,347.68	7,347.68	USD/MW-año
Costo unitario del terreno actualizado [10], d)	16.33 b) 7.16 c)	16.33 b) 7.16 c)	USD/m2
Costo variable de operación y mantenimiento actualizado [1]	4.20	4.20	USD/MWh
PROGRAMA DE EGRESOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN			
Egresos durante la construcción año -3 [11]	10	10	%
Egresos durante la construcción año -2 [11]	60	60	%
Egresos durante la construcción año -1 [11]	30	30	%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**

a) Acorde con [3] se determina como 2 veces el costo de la turbina.
b) Valor para el SIN
c) Valor para BCA.
d) El costo del terreno utilizado para determinar el costo del derecho de vía se incrementa en un 30% por concepto de bienes distintos a la tierra [10].

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3. **Datos de Tecnologías para Zona de Potencia BCS.**

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	TG AERO	TG AERO	UNIDAD
ELEMENTO TÉCNICOS			
Capacidad de la central (ISO) [3]	**70.13**	**70.88**	**MW**
Régimen térmico ISO en términos del valor superior calorífico [3]	9,344.43	9,058.37	kJ/kWh
Ajuste de capacidad por temperatura [3]	0.71	0.71	%/°C
Ajuste de régimen térmico por temperatura [3]	0.18	0.18	%/°C
Ajuste de capacidad por altitud [3]	0.01	0.01	%/m
Tipo de combustible	Diésel	Diésel	
Usos propios [4]	2.10	2.10	%
Tasa de salidas forzadas [4]	6.80	6.80	%
Factor de planta [5]	1.14	1.14	%
Vida operativa [4]	30	30	años
Altura (en sitio) [6]	235	235	msnm
Temperatura (en sitio) [7]	23.39	23.39	°C
ELEMENTOS ECONÓMICOS			
Costo unitario de ingeniería, procura y construcción actualizado [3], a)	804.01	824.93	USD/kW
Costo unitario de obras de interconexión actualizado [8]	23,412.08	23,412.08	USD/MW
Costo unitario de obras de refuerzo actualizado [8]	40,906.35	40,906.35	USD/MW
Costo fijo de operación y mantenimiento actualizado [1]	22,305.47	22,305.47	USD/MW-año
Costo unitario del terreno actualizado [10], b)	7.16	7.16	USD/m2
Costo variable de operación y mantenimiento actualizado [1]	5.51	5.51	USD/MWh
PROGRAMA DE EGRESOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN			
Egresos durante la construcción año -3 [11]	10	10	%
Egresos durante la construcción año -2 [11]	60	60	%
Egresos durante la construcción año -1 [11]	30	30	%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**

a) Acorde con [3] se determina como 2 veces el costo de la turbina.
b) El costo del terreno utilizado para determinar el costo del derecho de vía se incrementa en un 30% por concepto de bienes distintos a la tierra [10].

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 4 muestra los costos de inversión que se obtienen como un porcentaje de los costos de ingeniería, procuración, administración del proyecto y construcción (EPC por sus siglas en inglés).

Tabla 4. **Costos de Inversión en términos del EPC.**

COSTOS DE INVERSIÓN EN TÉRMINOS DEL EPC	UNIDADES	VALOR
Costo de interconexión de suministro de combustible a)	% EPC	4.00%
Costos de administración del proyecto [12]	% EPC	2.00%
Costos de paquete refacciones y materiales [13]	% EPC	1.00%
Costos de contingencia y movilización [14]	% EPC	9.00%
Costos legales [15]	% EPC	1.69%
Permisos y licencias [15]	% EPC	0.23%
Costos de seguros [14], [15]	% EPC	0.60%
Otros costos [14]	% EPC	1.50%

a) Este valor será de 4% en caso de usar combustible líquido.
Fuente: Elaboración propia.

b. Ubicación de la TGR en cada Zona de Potencia

Acorde con los numerales 11.2.1 inciso (i) y 8.8.1 inciso (h) del MMBP la TGR se podrá interconectar en cada Zona de Potencia en una ubicación o en varias. Acorde a los numerales citados previamente y al numeral 11.3.1 del MMBP, en el primer caso: TGR interconectada en una ubicación, los Ingresos del Mercado de la Tecnología de Generación de Referencia (IMTGR) se obtienen sólo a través del Precio Marginal Local (PML) del nodo en el que se encuentra interconectada la misma. En el segundo caso: TGR interconectada en más de una ubicación, los IMTGR se obtienen a través de todos los PMLs de la Zona de Potencia en cuestión.

En la identificación de TGR 2022, se considera que la TGR de cada una de las Zonas de Potencia se interconecta en más de una ubicación, por lo cual, para cada una de las tres Zonas de Potencia los IMTGR en el año de producción 2023 se obtienen a través de los PMLs de los nodos que componen cada una de ellas. Como consecuencia, para cada Zona de Potencia los siguientes elementos del cálculo se determinaron como el promedio de la información disponible para cada Zona de Potencia:

- La temperatura se obtuvo como el promedio de la temperatura de los estados que componen la Zona de Potencia correspondiente [7].
- La altitud se obtuvo como el promedio de la altitud de los estados que componen la Zona de Potencia correspondiente [6].
- El costo unitario fijo del transporte de combustible se obtuvo como el promedio de las rutas de gas desde sus puntos de origen en Estados Unidos de América de enero a agosto del año 2023 [9].
- El precio de referencia del combustible utilizado para el cálculo del costo nivelado del combustible se determinó como el promedio de los precios de referencia promedios de las rutas de gas

continental establecidas por el Anexo C del Manual de registro y acreditación de participantes de mercado en el periodo de enero a agosto del año 2023.

- El precio del combustible diario utilizado en el cálculo de lo IMTGR se calculó como el promedio de los precios de referencia diarios de las rutas de gas continental establecidas por el Anexo C del Manual de registro y acreditación de participantes de mercado.

- Los costos de interconexión y los costos de las obras de refuerzos por MW se obtuvieron como promedio de costos de estudios realizados para interconexión de centrales eléctricas convencionales en el Sistema Eléctrico Nacional.

c. Consideraciones Generales

La Tabla 5 presenta los datos económicos y financieros utilizados para la identificación de la TGR en cada una de las tres Zonas de Potencia.

Tabla 5. **Elementos Financieros.**

ELEMENTOS FINANCIEROS	VALOR	UNIDADES
Capital propio [16], a)	50.00	%
Tasa de capital propio b)	17.35	%
Deuda (complemento de capital) [16]	50.00	%
Tasa de deuda c)	14.35	%
Tasa de impuestos - ISR Empresarial México [17]	30.00	%
Tasa de descuento - Costo de capital promedio ponderado después de impuestos ($WACC_{di}$) d)	**13.70**	**%**

a) Porcentaje de la inversión que se fondea con recursos propios del inversionista.
b) Tasa de interés o rendimiento que espera el inversionista obtener por su capital. Para más detalle, ver sección sexta de este informe.
c) Es la tasa de interés que cobra el banco por el préstamo (deuda). Para más detalle, ver sección sexta de este informe.
d) Es el promedio ponderado de las tasas de capital y deuda después de impuestos, para más detalle ver el anexo formulación TGR 2022.
Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en las TGR's de los años anteriores, las horas por año que se utilizan para la identificación de la TGR son el promedio de las horas de cuatro años calendario, debido al año bisiesto que se presenta en este periodo de tiempo.

Acorde con el numeral 11.2.1 (b) del MMBP se presentan las fórmulas utilizadas de conformidad con lo previsto en el numeral 11.1.4 del mismo. De acuerdo con el numeral 11.1.4, el Factor de escalamiento $\boldsymbol{F_a}$ (ecuación III-1) se utiliza para escalar, el total de los costos fijos nivelados denominados en Pesos y los costos variables de operación y mantenimiento distintos a los costos de combustible de la TGR.

Adicionalmente, se define el siguiente factor ($\boldsymbol{F_{actual}}$), que se estima con la ecuación III-2 y que se utilizó para escalar los costos fijos denominados en Pesos y los costos variables de operación y mantenimiento distintos a los costos de combustible, a partir de las fechas de los datos originales.

La estimación de este factor $\boldsymbol{F_{actual}}$ se realiza de la misma forma que el $\boldsymbol{F_a}$, salvo que las fechas de los índices $\mathbf{0}$ y $\boldsymbol{a}$ corresponden a fechas distintas:

Para $\boldsymbol{F_{actual}}$:

- $\mathbf{0}$: Fecha del dato original.
- $\boldsymbol{a}$: 60 días antes de publicación del informe de la TGR. Para el caso del informe de la TGR del Año de Producción 2022, acorde con el numeral 11.1.1 del MMBP esta fecha corresponde a **agosto 2022**.

Para $\boldsymbol{F_a}$: (de acuerdo con lo indicado en el numeral 11.1.4 del MMBP):

- $\mathbf{0}$: 60 días antes de publicación del informe de la TGR.
- $\boldsymbol{a}$: 30 días previos a la fecha en que se publique la actualización de los costos de la TGR para la ejecución del MBP. Para el caso del informe de la TGR del Año de Producción 2023 esta fecha corresponde a **diciembre 2023**.

De esta forma, mediante los dos factores anteriores, los datos se actualizan desde la fecha del dato hasta 30 días previos a la fecha en la que se publique la actualización de los costos de la TGR para la ejecución del MBP.

$$\boldsymbol{F_a = FTC_a \times 0.70 + FTC_a \times FIUS_a \times 0.20 + FIMX_a \times 0.10} \qquad \textbf{III-1}$$

$$\boldsymbol{F_{actual} = FTC_a \times 0.70 + FTC_a \times FIUS_a \times 0.20 + FIMX_a \times 0.10} \qquad \textbf{III-2}$$

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

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

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

Dónde:

$\boldsymbol{F_{actual}}$ Es el factor de escalamiento aplicable para desde la fecha de dato original hasta 60 días antes de la publicación del informe de la TGR.

$\boldsymbol{F_a}$ Es el factor de escalamiento aplicable a los costos desde 60 días antes de la publicación del informe de la TGR hasta 30 días antes de la actualización del Informe de la TGR para la ejecución del MBP.

$\boldsymbol{FTC_a}$ Es el factor de ajuste aplicable para la fecha $\boldsymbol{a}$ para el movimiento de la tasa de cambio peso/dólar.

$\boldsymbol{FIUS_a}$ Es el factor de ajuste aplicable para la fecha $\boldsymbol{a}$ para la inflación en los Estados Unidos.

$\boldsymbol{FIMX_a}$ Es el factor de ajuste aplicable para la fecha $\boldsymbol{a}$ para la inflación en México.

$\boldsymbol{TC_0}$ Es el tipo de cambio FIX peso/dólar promedio mensual publicado por el Banco de México para la fecha $\mathbf{0}$.

$\boldsymbol{TC_a}$ Es el tipo de cambio FIX peso/dólar promedio mensual publicado por el Banco de México para la fecha $\boldsymbol{a}$.

$\boldsymbol{USPP_0}$ 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 para la fecha $\mathbf{0}$).

$\boldsymbol{USPP_a}$ 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) vigente para la fecha $\boldsymbol{a}$.

$\boldsymbol{INPP_0}$ Es el Índice Nacional de Precios Productor sin petróleo y con servicios para la rama de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) vigente para la fecha $\mathbf{0}$.

$\boldsymbol{INPP_a}$ Es el Índice Nacional de Precios Productor sin petróleo y con servicios para la rama de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) vigente para la fecha $\boldsymbol{a}$.

Como los factores de escalamiento anteriores ($\boldsymbol{F_{actual}}$ y $\boldsymbol{F_a}$) son aplicables a costos en Pesos, si la actualización a realizar es para dólares, se utilizarán, respectivamente, los siguientes factores:

$$\boldsymbol{F_{actual\ USD}} = \boldsymbol{F_{actual}} \times \frac{\boldsymbol{TC_0}}{\boldsymbol{TC_a}} \qquad \textbf{III-3}$$

$$\boldsymbol{F_a{}'} = \boldsymbol{F_a} \times \frac{\boldsymbol{TC_0}}{\boldsymbol{TC_a}} \qquad \textbf{III-4}$$

En el caso del precio del terreno, al igual que en la TGR 2019, se considera que, debido a que dicho concepto no incluye infraestructura y que es un bien que de origen está en MXN, solo se actualiza desde la fecha del dato original a 60 días antes de la publicación del informe de la TGR por inflación. Y para el cumplimiento de lo explícitamente dispuesto en el MMBP se incluye la actualización con $\boldsymbol{F_a{}'}$ de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{PU_{terreno\ F_{a'}}} = \frac{\boldsymbol{PU_{terreno\ orig}}}{\boldsymbol{TC\ FIX_a}} \times \frac{\boldsymbol{INPC_a}}{\boldsymbol{INPC_{orig}}} \times \boldsymbol{F_a{}'}$$

Dónde:

$\boldsymbol{PU_{terreno\ F_{a'}}}$ Precio unitario de terreno actualizado, [USD/m2]

$\boldsymbol{PU_{terreno\ orig}}$ Precio unitario del terreno suburbano, es un dato en la fecha de este, [MXN/m2]

$\boldsymbol{INPC_a}$ Índice Nacional de precios al Consumidor 60 días antes de publicación del informe de la TGR, [adimensional]

$\boldsymbol{INPC_{orig}}$ Índice Nacional de precios al Consumidor en la fecha del dato, [adimensional]

$\boldsymbol{TC\ FIX_a}$ Tipo de cambio FIX peso/dólar promedio mensual, en la fecha 60 días antes de la publicación del informe de la TGR, [MXN/USD].

CUARTA SECCIÓN

IV. IDENTIFICACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TGR

La identificación de la Tecnología de Generación de Referencia se lleva acabo de acuerdo con lo previsto en el Capítulo 11 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia. De tabla 6 a la Tabla 8 se despliegan los costos nivelados de generación de la muestra de tecnologías para selección de la TGR en cada Zona de Potencia.

Tabla 6. **Costos Nivelados de Generación para la Zona de Potencia SIN.**

TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	TG IND	TG IND	UNIDAD
Capacidad bruta de la central (ISO)	**239**	**260**	**MW**
Capacidad instalada bruta	196.76	214.05	MW
Capacidad instalada neta	192.63	209.56	MW
Capacidad entregada	179.53	195.31	MW
Tipo de combustible	Gas natural		
Régimen térmico neto en sitio	10,746.44	10,333.35	kJ/kWh
Costos variables de O&M	4.20	4.20	USD/MWh
COSTOS FIJOS			
Costo nivelado de inversión	1,077.42	1,079.57	USD/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	792.22	761.76	USD/MWh
Costo fijo de O&M	75.05	75.05	USD/MWh
Costo nivelado fijo total	**1,944.69**	**1,916.39**	**USD/MWh**
COSTOS VARIABLES			
Costo nivelado de combustible	17.20	16.54	USD/MWh
Costo variable de O&M	4.20	4.20	USD/MWh
Costo nivelado variable total	**21.40**	**20.74**	**USD/MWh**
COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN	**1,966.10**	**1,937.13**	**USD/MWh**
MONEDA NACIONAL			
COSTOS FIJOS			
Costo nivelado de inversión	18,290.99	18,327.51	MXN/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	13,449.13	12,932.15	MXN/MWh
Costo fijo de O&M	1,274.14	1,274.14	MXN/MWh
Costo nivelado fijo total	**33,014.27**	**32,533.80**	**MXN/MWh**

COSTOS VARIABLES			
Costo nivelado de combustible	292.06	280.83	MXN/MWh
Costo variable de O&M	71.28	71.28	MXN/MWh
Costo nivelado variable total	**363.34**	**352.11**	**MXN/MWh**
COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN	**33,377.61**	**32,885.91**	**MXN/MWh**

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7. **Costos Nivelados de Generación para la Zona de Potencia BCA.**

TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	TG IND	TG IND	UNIDAD
Capacidad bruta de la central (ISO)	**239**	**260**	**MW**
Capacidad instalada bruta	216.30	235.30	MW
Capacidad instalada neta	211.76	230.36	MW
Capacidad entregada	197.36	214.70	MW
Tipo de combustible	Gas natural		
Régimen térmico neto en sitio	10,705.66	10,294.13	kJ/kWh
Costos variables de O&M	4.20	4.20	USD/MWh
COSTOS FIJOS			
Costo nivelado de inversión	975.89	978.93	USD/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	152.54	146.67	USD/MWh
Costo fijo de O&M	75.05	75.05	USD/MWh
Costo nivelado fijo total	**1,203.48**	**1,200.66**	**USD/MWh**
COSTOS VARIABLES			
Costo nivelado de combustible	37.63	36.18	USD/MWh
Costo variable de O&M	4.20	4.20	USD/MWh
Costo nivelado variable total	**41.83**	**40.38**	**USD/MWh**
COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN	**1,245.30**	**1,241.04**	**USD/MWh**
MONEDA NACIONAL			
COSTOS FIJOS			
Costo nivelado de inversión	16,567.24	16,618.90	MXN/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	2,589.55	2,490.00	MXN/MWh
Costo fijo de O&M	1,274.14	1,274.14	MXN/MWh
Costo nivelado fijo total	**20,430.93**	**20,383.04**	**MXN/MWh**

COSTOS VARIABLES			
Costo nivelado de combustible	638.81	614.26	MXN/MWh
Costo variable de O&M	71.28	71.28	MXN/MWh
Costo nivelado variable total	**710.09**	**685.54**	**MXN/MWh**
COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN	**21,141.02**	**21,068.58**	**MXN/MWh**

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8. **Costos Nivelados de Generación para la Zona de Potencia BCS.**

TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	TG AERO	TG AERO	UNIDAD
Capacidad bruta de la central (ISO)	**70.13**	**70.88**	**MW**
Capacidad instalada bruta	64.03	64.72	MW
Capacidad instalada neta	62.69	63.36	MW
Capacidad entregada	58.43	59.05	MW
Tipo de combustible	Diésel		
Régimen térmico neto en sitio	9,687.91	9,391.34	kJ/kWh
Costos variables de O&M	5.51	5.51	USD/MWh
COSTOS FIJOS			
Costo nivelado de inversión	1,818.40	1,861.70	USD/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	-	-	USD/MWh
Costo fijo de O&M	227.84	227.84	USD/MWh
Costo nivelado fijo total	**2,046.24**	**2,089.54**	**USD/MWh**
COSTOS VARIABLES			
Costo nivelado de combustible	255.66	247.84	USD/MWh
Costo variable de O&M	5.51	5.51	USD/MWh
Costo nivelado variable total	**261.17**	**253.35**	**USD/MWh**
COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN	**2,307.41**	**2,342.88**	**USD/MWh**
MONEDA NACIONAL			
COSTOS FIJOS			
Costo nivelado de inversión	30,870.22	31,605.29	MXN/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	-	-	MXN/MWh
Costo fijo de O&M	3,867.94	3,867.94	MXN/MWh
Costo nivelado fijo total	**34,738.16**	**35,473.23**	**MXN/MWh**

COSTOS VARIABLES			
Costo nivelado de combustible	4,340.27	4,207.40	MXN/MWh
Costo variable de O&M	93.55	93.55	MXN/MWh
Costo nivelado variable total	**4,433.82**	**4,300.96**	**MXN/MWh**
COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN	**39,171.98**	**39,774.18**	**MXN/MWh**

Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 6 a la Tabla 8 se puede apreciar la tecnología y capacidad con el menor costo nivelado de generación, que corresponde a la TGR a seleccionar. La Tabla 9 muestra la tecnología seleccionada como TGR para cada Zona de Potencia.

Tabla 9. **Tecnología Seleccionada como TGR para cada Zona de Potencia.**

ZONA DE POTENCIA	TECNOLOGÍA SELECCIONADA	CAPACIDAD [MW] *	COMBUSTIBLE
SIN	Turbina de Gas Industrial	**260**	Gas Natural
BCA	Turbina de Gas Industrial	**260**	Gas Natural
BCS	Turbina de Gas Aeroderivada	**70.13**	Diésel

* Capacidad bruta de la unidad comercial a condiciones de referencia (ISO)
Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 10 siguiente integra los costos nivelados anuales por unidad de Potencia de cada TGR de cada Zona de Potencia. Se expresan tanto por MW-año de capacidad instalada bruta como por MW-año de capacidad entregada.

Tabla 10. **Costos Nivelados Anuales por MW-año.**

ZONA DE POTENCIA	SIN	BCA	BCS	UNIDADES
TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	TG IND	TG IND	TG AERO	
Capacidad bruta de la central (ISO)	**260**	**260**	**70.13**	**MW**
Capacidad instalada bruta	214.05	235.30	64.03	MW
Capacidad instalada neta	209.56	230.36	62.69	MW
Capacidad entregada	195.31	214.70	58.43	MW
Tipo de combustible	Gas natural	Gas natural	Diésel	
Régimen térmico neto en sitio	10,333.35	10,294.13	9,687.91	kJ/kWh
Costos variables de O&M	4.20	4.20	5.51	USD/MWh

COSTOS NIVELADOS ANUALES POR CAPACIDAD INSTALADA BRUTA				
COSTOS FIJOS				
Costo nivelado de inversión	105,690.35	95,837.21	178,021.21	USD/MW-año
Costo fijo de transporte de combustible	74,576.62	14,359.26	-	USD/MW-año
Costo fijo de O&M	7,347.68	7,347.68	22,305.47	USD/MW-año
Costo nivelado fijo total	**187,614.65**	**117,544.15**	**200,326.67**	**USD/MW-año**
COSTOS VARIABLES				
Costo nivelado de combustible	1,619.50	3,542.28	25,029.28	USD/MW-año
Costo variable de O&M	411.05	411.05	539.50	USD/MW-año
Costo nivelado variable total	**2,030.55**	**3,953.33**	**25,568.78**	**USD/MW-año**
COSTO TOTAL NIVELADO ANUAL	**189,645.21**	**121,497.48**	**225,895.46**	**USD/MW-año**
MONEDA NACIONAL				
COSTOS FIJOS				
Costo nivelado de inversión	1,794,262.88	1,626,989.92	3,022,194.83	MXN/MW-año
Costo fijo de transporte de combustible	1,266,057.37	243,771.47	-	MXN/MW-año
Costo fijo de O&M	124,738.68	124,738.68	378,670.99	MXN/MW-año
Costo nivelado fijo total	**3,185,058.93**	**1,995,500.07**	**3,400,865.81**	**MXN/MW-año**
COSTOS VARIABLES				
Costo nivelado de combustible	27,493.66	60,135.85	424,912.08	MXN/MW-año
Costo variable de O&M	6,978.24	6,978.24	9,158.94	MXN/MW-año
Costo nivelado variable total	**34,471.89**	**67,114.08**	**434,071.01**	**MXN/MW-año**
COSTO TOTAL NIVELADO ANUAL	**3,219,530.82**	**2,062,614.15**	**3,834,936.83**	**MXN/MW-año**
COSTOS NIVELADOS ANUALES POR CAPACIDAD ENTREGADA				
COSTOS FIJOS				
Costo nivelado de inversión	115,834.19	105,035.36	195,107.13	USD/MW-año
Costo fijo de transporte de combustible	81,734.25	15,737.42	-	USD/MW-año
Costo fijo de O&M	8,052.89	8,052.89	24,446.28	USD/MW-año
Costo nivelado fijo total	**205,621.32**	**128,825.67**	**219,553.40**	**USD/MW-año**
COSTOS VARIABLES				
Costo nivelado de combustible	1,654.24	3,618.26	25,566.17	USD/MW-año
Costo variable de O&M	419.87	419.87	551.08	USD/MW-año
Costo nivelado variable total	**2,074.11**	**4,038.13**	**26,117.25**	**USD/MW-año**
COSTO TOTAL NIVELADO ANUAL	**207,695.43**	**132,863.80**	**245,670.65**	**USD/MW-año**
MONEDA NACIONAL				
COSTOS FIJOS				

Costo nivelado de inversión	1,966,470.64	1,783,143.35	3,312,255.68	MXN/MW-año
Costo fijo de transporte de combustible	1,387,569.62	267,167.89	-	MXN/MW-año
Costo fijo de O&M	136,710.71	136,710.71	415,014.65	MXN/MW-año
Costo nivelado fijo total	**3,490,750.97**	**2,187,021.95**	**3,727,270.33**	**MXN/MW-año**
COSTOS VARIABLES				
Costo nivelado de combustible	28,083.41	61,425.79	434,026.64	MXN/MW-año
Costo variable de O&M	7,127.92	7,127.92	9,355.40	MXN/MW-año
Costo nivelado variable total	**35,211.33**	**68,553.71**	**443,382.04**	**MXN/MW-año**
COSTO TOTAL NIVELADO ANUAL	**3,525,962.30**	**2,255,575.66**	**4,170,652.37**	**MXN/MW-año**

Fuente: Elaboración propia.

QUINTA SECCIÓN

V. INGRESOS DEL MERCADO DE LA TGR

El cálculo de los Ingresos del Mercado de Energía de la TGR (IMTGR) se realiza con base en los cálculos del numeral 11.3.1 del MMBP 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 2023 se obtienen sumando los costos variables de operación y mantenimiento, el costo variable del combustible y las Tarifas por Servicio de Transmisión y CENACE, así mismo restando 2% de 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 peso-dólar utilizado es el FIX diario. Los resultados para cada TGR de cada Zona de Potencia se muestran en la Tabla 11 siguiente.

Tabla 11. **Ingresos del Mercado para la TGR en cada Zona de Potencia.**

ZONA DE POTENCIA TECNOLOGÍA	SIN TG IND	BCA TG IND	BCS TG AERO	UNIDADES
Capacidad bruta de la central (ISO)	**260**	**260**	**70.13**	**MW**
Capacidad instalada bruta	214.05	235.30	64.03	MW
Capacidad instalada neta	209.56	230.36	62.69	MW
Capacidad entregada	195.31	214.70	58.43	MW
Tipo de combustible	Gas natural	Gas natural	Diésel	
Régimen térmico neto en sitio	10,333.35	10,294.13	9,687.91	kJ/kWh
Costos variables de O&M	4.20	4.20	5.51	USD/MWh
INGRESOS DEL MERCADO DE ENERGÍA DE LA TGR				
Moneda nacional	**1,261,596.41**	**1,561,501.70**	**1,340,679.01**	**MXN/MW-año**
Dólares estadounidenses	**72,440.42**	**88,397.61**	**78,426.08**	**USD/MW-año**

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con lo descrito a lo largo del presente informe, la Tecnología de Generación de Referencia de cada Zona de Potencia se muestra en la Tabla 12, así como su correspondiente costo fijo en ingresos del mercado.

Tabla 12. **Tecnología Seleccionada como TGR**

ZONA DE POTENCIA	TECNOLOGÍA SELECCIONADA	CAPACIDAD [MW]*	COSTOS FIJOS NIVELADOS POR CAPACIDAD ENTREGADA MXN/MW-año [USD/MW-año]	IMTGR MXN/MW-año [USD/MW-año]
SIN	Turbina de Gas Industrial	260	**3,490,750.97** [205,621.32]	**1,261,596.41** [72,440.42]
BCA	Turbina de Gas Industrial	260	**2,187,021.95** [128,825.67]	**1,561,501.70** [88,397.61]
BCS	Turbina de Gas Aeroderivada	70.13	**3,727,270.33** [219,553.40]	**1,340,679.01** [78,426.08]

* Capacidad bruta de la unidad comercial a condiciones de referencia (ISO)
Fuente: Elaborado por CENACE.

De acuerdo con lo establecido en el numeral 11.4.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, los costos finales con los que se ejecutará el MBP a más tardar en febrero 2024 se actualizarán días previos a la realización del Mercado para el Balance de Potencia, cuando se tenga toda la información correspondiente al año de producción 2023, como son los PML, índices de precios de combustibles, tipo de cambio FIX peso/dólar, factor de escalamiento, etc. **Para lo cual el presente informe debe considerarse como preliminar y no vinculatorio, por lo cual el CENACE no se hace responsable del uso o interpretación que se le pueda dar.**

SEXTA SECCIÓN

VI. Tasa de Deuda y Tasa de Capital Propio

Con base al numeral 11.1.1 del MMBP, cada tres años el CENACE publicará en el Sistema de Información del Mercado y por lo menos cuatro meses antes de la operación del siguiente MBP, las TGR's identificadas y sus costos y características técnicas, las cuales estarán sujetas a la no objeción de la CRE. Acorde al numeral 11.2.1 del MMBP el CENACE deberá entregar a la CRE, para su revisión y no objeción, un informe por escrito en el que justifique las TGR's identificadas. Es importante señalar que el año de producción 2022 del Mercado para el Balance de Potencia 2023, ejecutado en febrero de 2023, fue año de identificación de la TGR. Conforme al numeral 11.4 del MMBP, por lo menos 30 días antes de que se lleve a cabo el Mercado para el Balance de Potencia, el CENACE determinará el cálculo final de los costos fijos nivelados totales y de los costos variables totales de la TGR para cada Zona de Potencia y deberá publicar en su sitio de internet un reporte que contenga las actualizaciones del costo de las TGR's a más tardar 25 días naturales antes de que

se lleve a cabo el mercado. Así el año de producción 2023, es un año de actualización de costos de TGR indicada por el numeral 11.4.

Para la TGR del año de producción 2023, la CRE instruyó al CENACE que, además de la actualización de costos indicada por el numeral 11.4 del MMBP, debe actualizar valores utilizados para determinar la tasa de descuento de la TGR del año de producción 2022 (año de identificación de la TGR y con ello, año de determinación de los valores utilizados para determinar la tasa de descuento), esto con información más reciente ya que dicho Organismo expresó que los valores utilizados para la identificación de la TGR del año de producción 2022 son inconsistentes con las condiciones actuales de Mercado.

Como consecuencia, a lo previamente expuesto, para la TGR correspondiente al año de producción 2023 además de dar cumplimiento a la actualización indicada por el numeral 11.4 del MMBP se dio cumplimiento a lo instruido por la CRE para dicha TGR, esto, al actualizar el valor de la tasa de capital propio de la TGR del año de producción 2022 y como consecuencia se actualizó la tasa de deuda de la TGR del año de producción 2022. La actualización consistió en la integración de la información del periodo comprendido de septiembre de 2022 a agosto de 2023 en la determinación de la tasa de capital propio de la TGR del año de producción 2022[1] y con ello en la actualización de la Tasa de deuda[2]. Resultando dicha actualización en valores de la tasa de capital propio y tasa de deuda de 13%[3] y 10%[4] respectivamente, es decir, resultando en valores del mismo orden que los valores de la tasa de capital propio y tasa de deuda de la TGR del año de producción 2022[5]. Así, derivado de la actualización de la tasa de deuda y la tasa de capital propio, la actualización del $WACC_{di}$ resultó en un valor de 10%[6], es decir, resultó en un valor igual al del $WACC_{di}$ de la TGR del año de producción 2022[7], razón por la cual, CENACE también determinó las tasas de deuda y de capital propio de la TGR del año de producción 2023 de la misma manera que en la identificación de TGR previa a la identificación del año de producción 2022, es decir, de igual manera que en la identificación de la TGR del año de producción 2019[8]:

- **Tasa de deuda**: se obtiene como el promedio de la TIIE a 28 días en el periodo comprendido de enero de 2023 a agosto de 2023 [20] más 3% [21]. Es importante enfatizar que la tasa de deuda no forma parte de la actualización establecida por el numeral 11.4 del MMBP, por lo cual, dicha tasa no formará parte de la actualización que CENACE debe realizar una vez que haya transcurrido el año de producción 2023 completo para cumplir con dicho numeral. Así, **la tasa de deuda de la TGR correspondiente al año de producción 2023 corresponde al valor establecido, a dos decimales, en la Tabla 5 del presente informe,** el cual es un valor mayor al valor de la tasa de deuda de la TGR correspondiente al año de producción 2022.

[1] Para más detalle ver sección sexta del Informe de la Tecnología de Generación de Referencia del año de producción 2022 [18].

[2] Para más detalle ver Tabla 5 del Informe de la Tecnología de Generación de Referencia del año de producción 2022 [18].

[3] Redondeado a enteros.

[4] Redondeado a enteros.

[5] Es decir, que son iguales a los valores de la TGR del año de producción 2022 redondeados a enteros.

[6] Redondeado a enteros.

[7] Es decir, que es igual al valor de la TGR del año de producción 2022 redondeado a enteros.

[8] El detalle se encuentra en la tabla 11 del informe de la TGR correspondiente al año de producción 2019 [19].

- **Tasa de capital propio**: se obtiene como la tasa de deuda más 3% [19]. Al igual que en la tasa de deuda, es importante enfatizar que la tasa de capital propio no forma parte de la actualización establecida por el numeral 11.4 del MMBP, por lo cual, dicha tasa no formará parte de la actualización que CENACE debe realizar una vez que haya transcurrido el año de producción 2023 completo para cumplir con dicho numeral. Así, **la tasa de capital propio de la TGR correspondiente al año de producción 2023 corresponde al valor establecido, a dos decimales, en la Tabla 5 del presente informe,** el cual es un valor mayor al valor de la tasa de capital propio de la TGR correspondiente al año de producción 2022.

SEPTIMA SECCIÓN

I. REFERENCIAS

1. 15.0 LLCOEA. levelized cost of energy. [Online].; 2021. Available from: https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen-2021/.

2. EIA-DOE AEO. Energy Information Administration, Department of Energy US; 2022. [Online].: Energy Information Administration, Department of Energy US; 2022. Available from: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/electricity.pdf.

3. World GT. 2022 GTW Handbook. Gas Turbine World. 2022; Volume 37.

4. SENER-2018. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. [Online]. México: Secretaría de Energía; 2018- 2032. Available from: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf.

5. DOF-MMBP 22-09-2016. Diario Oficial de la Federación - Secretaría de Energía. [Online]. México: Diario Oficial de la Federación - Secretaría de Energía; 2016. Available from: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoBalance/Manual%20del%20Mercado%20para%20el%20Balance%20de%20Potencia%20(DOF%20SENER%2022-Sep-16).pdf.

6. Tovar Cabañas R. Research Gate. [Online].; 2022 cited 2022 Agosto. Available from: https://www.researchgate.net/publication/362776813_MEXICO_ALTITUD_PROMEDIO_POR_ESTADOS.

7. CONAGUA. CONAGUA. [Online].; 2021 cited 2022 Agosto. Available from: https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatolog%C3%ADa/Pron%C3%B3stico%20clim%C3%A1tico/Temperatura%20y%20Lluvia/TMED/2021.pdf

8. CENACE. Estudios de Interconexión.

9. S&P Global Inc. Platts Gas Daily. ; 2023.

10. Dirección Corporativa de Planeación Estratégica. Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico transmisión y transformación. ; 2021.

11. NREL-ATB. National Renewable Energy Laboratory. [Online]. Denver: National Renewable Energy Laboratory; 2022. Available from: https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fdata.openei.org%2Ffiles%2F5716%2F2022%2520v1%2520Annual%2520Technology%2520Baseline%2520Workbook%2520Original%25206-14-2022.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK.

12. Energy PS. GENERIC RESOURCE COSTS FOR INTEGRATED RESOURCE PLANNING. [Online].; 2018. Available from: https://www.pse.com/-/media/PDFs/001-Energy-Supply/001-Resource-Planning/10111615-0ZR-P0001_PSE_IRP.pdf.

13. 2017 IRP. Integrated Resource Plan 2017 Submitted to the North Dakota Public Service Commission Vol. IV: attachments C-H. [Online].; 2017.

14. T.B. Group. Cost of New Entry Analysis: Combustion Turbines and Combined-Cycle Plants with November 1. [Online].; 2018. Available from: https://www.aeso.ca/assets/Uploads/CONE-Study-2018-09-04.pdf.

15. Company GPS. Benchmark Reserve Capacity Price for the South West Interconnected System. [Online].; 2018. Available from: https://aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/wa_wem_consultation_documents/2017/brcp/ghd-2020-21-benchmark-reserve-capacity-price-for-the-swis.pdf?la=en.

16. BANCOMEXT-ER. Banco Nacional de Comercio Exterior. Retos y oportunidades para el financiamiento de proyectos de energías renovables con venta al Mercado Eléctrico Mayorista en México. [Online]. Ciudad de México: Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (BANCOMEXT); 2018. Available from: https://energypedia.info/images/5/5e/Mercado_Spot-Bancomext-GIZ.pdf.

17. Secretaría de Hacienda y Crédito Público. SHCP-Ley ISR Ley de Impuesto Sobre la Renta. [Online]. México: Secretaría de Hacienda y Crédito Público; 2021 cited 2022. Available from: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LISR.pdf.

18. CENACE. Informe de la Tecnología de Generación de Referencia año de producción 2022. [Online].; 2023. Available from: https://www.cenace.gob.mx/Docs/02_MBP/InformeTGR/2022/Informe%20TGR%202022%20(v2023-02-10).pdf.

19. CENACE. Informe de la Tecnología de Generación de Referencia año de producción 2019. [Online].; 2020 [cited 2020. Available from: https://www.cenace.gob.mx/Docs/02_MBP/InformeTGR/2019/Informe%20TGR%20en%202019%20(v2020-02-06).pdf.

20. BANCO DE MEXICO. Tasas de Interés Interbancarias - (CF111). [Online].; 2023. Available from: https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=18&accion=consultarCuadro&idCuadro=CF111&locale=es.

21. BANCO DE MEXICO. Reporte sobre las condiciones de competencia en el otorgamiento de crédito a las pequeñas y medianas empresas (PYME). [Online].; 2015. Available from: from: https://anterior.banxico.org.mx/publicaciones-y-discursos/publicaciones/informes-periodicos/reporte-sobre-las-condiciones-de-competencia-en-lo/%7BB0D52028-C9F4-9410-0DA9-AA76BD9474AB%7D.pdf.

Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista
Subdirección de Operación del Mercado
Jefatura de Unidad de Planeación y Derechos de Transmisión

Ciudad de México, octubre de 2023.

CENACE®
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA