



CENACE®

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

INFORME DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA

**MERCADO PARA EL BALANCE
DE POTENCIA 2026**

AÑO DE PRODUCCIÓN 2025

INFORME PRELIMINAR

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	1
ÍNDICE DE TABLAS	2
PRESENTACIÓN	3
OBJETIVO	4
ALCANCE.....	5
ACCIONES	5
PRIMERA SECCION.....	6
I. GENERACIÓN	6
SEGUNDA SECCIÓN.....	8
II. ZONAS DE POTENCIA.....	8
TERCERA SECCIÓN.....	9
III. MUESTRA DE TECNOLOGÍAS PARA SELECCIÓN	9
a. Datos de las tecnologías	9
b. Ubicación de la TGR en cada Zona de Potencia	13
c. Consideraciones generales	13
CUARTA SECCIÓN	17
IV. IDENTIFICACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TGR	17
QUINTA SECCIÓN	23
V. INGRESOS DEL MERCADO DE ENERGÍA DE LA TGR.....	23
SEXTA SECCIÓN	25
I. REFERENCIAS.....	25

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh) 2018 – 2023.	6
FIGURA 2. CONSUMO DE COMBUSTIBLE 2018 – 2032.	7
FIGURA 3. CONSUMO DE COMBUSTIBLES 2018 – 2023.	7
FIGURA 4. ZONAS DE POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.	8

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. MUESTRA DE TECNOLOGÍAS PARA LA SELECCIÓN DE TGR POR ZONA DE POTENCIA.....	9
TABLA 2. DATOS DE LAS TECNOLOGÍAS PARA LA ZONA DE POTENCIA SIN.....	10
TABLA 3. DATOS DE LAS TECNOLOGÍAS PARA LA ZONA DE POTENCIA BCA.....	11
TABLA 4. DATOS DE LAS TECNOLOGÍAS PARA LA ZONA DE POTENCIA BCS.....	12
TABLA 5. ELEMENTOS FINANCIEROS.....	14
TABLA 6. COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN PARA LA ZONA DE POTENCIA SIN.....	18
TABLA 7. COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN PARA LA ZONA DE POTENCIA BCA.....	19
TABLA 8. COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN PARA LA ZONA DE POTENCIA BCS.....	20
TABLA 9. TECNOLOGÍA SELECCIONADA COMO TGR PARA CADA ZONA DE POTENCIA.....	21
TABLA 10. COSTOS NIVELADOS ANUALES POR MW-AÑO.....	21
TABLA 11. INGRESOS DEL MERCADO DE ENERGÍA PARA LA TGR EN CADA ZONA DE POTENCIA.....	23
TABLA 12. TECNOLOGÍA SELECCIONADA COMO TGR.....	24

PRESENTACIÓN

El Mercado para el Balance de Potencia (MBP), es un mercado expost 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 el órgano correspondiente¹ y los PM que cuenten con Potencia no comprometida a través de Contratos de Cobertura Eléctrica.
- Determinar 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 el órgano correspondiente¹.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), con la no objeción del órgano correspondiente¹ 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 en el 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 del órgano correspondiente¹. Acorde al numeral 11.2.1 del MMBP el CENACE deberá entregar al órgano correspondiente¹ 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 2025 del Mercado para el Balance de Potencia 2026, próximo a ejecutarse en febrero de 2026, es año de identificación de la TGR.

El presente informe es el que corresponde a lo establecido por el numeral 11.2.1 para la TGR correspondiente al año de producción 2025. Para la identificación de la TGR correspondiente al año de producción 2025, CENACE aplicó la misma metodología que utilizó para la identificación de la TGR correspondiente al año de producción 2022, así como la metodología empleada para determinar la tasa de descuento de la TGR correspondiente al año de producción 2023, esto derivado de la instrucción de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para dicha TGR respecto al referido elemento (para mayor detalle se recomienda leer los

¹ Acorde al transitorio Tercero de la Ley del Sector Eléctrico publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de marzo de 2025, el cual establece que:

“La operación del Mercado Eléctrico Mayorista debe realizarse conforme a las Reglas del Mercado, ... y demás disposiciones aplicables vigentes al momento de la publicación de esta Ley y hasta en tanto no se expidan nuevas disposiciones.”

Acorde al transitorio Tercero de la Ley de la Comisión Nacional de Energía publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de marzo de 2025, el cual establece que:

“Las referencias normativas a ... la Comisión Reguladora de Energía se entienden hechas o conferidas a la Secretaría o a la Comisión, conforme a las atribuciones, competencias y facultades que les correspondan.”

informes de TGR correspondientes a los años de producción 2023 y 2024, los cuales se encuentran publicados en el Sistema de Información del Mercado, área pública, en su sección del Mercado para el Balance de Potencia, insumos para el MBP). El informe de TGR 2025, mantiene la misma estructura que el informe de la TGR 2024, excepto la Sexta sección, que trata la instrucción de la CRE a CENACE respecto a la tasa de descuento para el año de producción 2023. La Tabla 4 del informe de TGR correspondiente al año de producción 2024, se removió y sus elementos se incluyeron en las tablas 2 a 4 del presente informe, esto derivado de que el número de fuentes utilizadas para los elementos de la referida tabla se redujo.

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 lleve a cabo el mercado.

El presente informe está dividido en seis 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. Y finalmente, la sexta sección enumera las fuentes de información empleadas como referencia para la elaboración del informe.

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 2026 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 2025, 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, y con fines de practicidad, en el factor de escalamiento señalado en el numeral 11.1.4 del MMBP, para los datos correspondientes a los meses de septiembre a diciembre de 2025 se utilizaron los datos disponibles de los meses de mayo a agosto de 2025.**

OBJETIVO

Determinar los costos para la TGR que serán utilizados en el MBP correspondiente al año de producción 2025 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 2026 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 2025, 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 del órgano correspondiente¹.

ACCIONES

En apego a lo establecido en el numeral 11.1.5 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, para la elaboración del presente informe se utilizaron como base las siguientes fuentes de información:

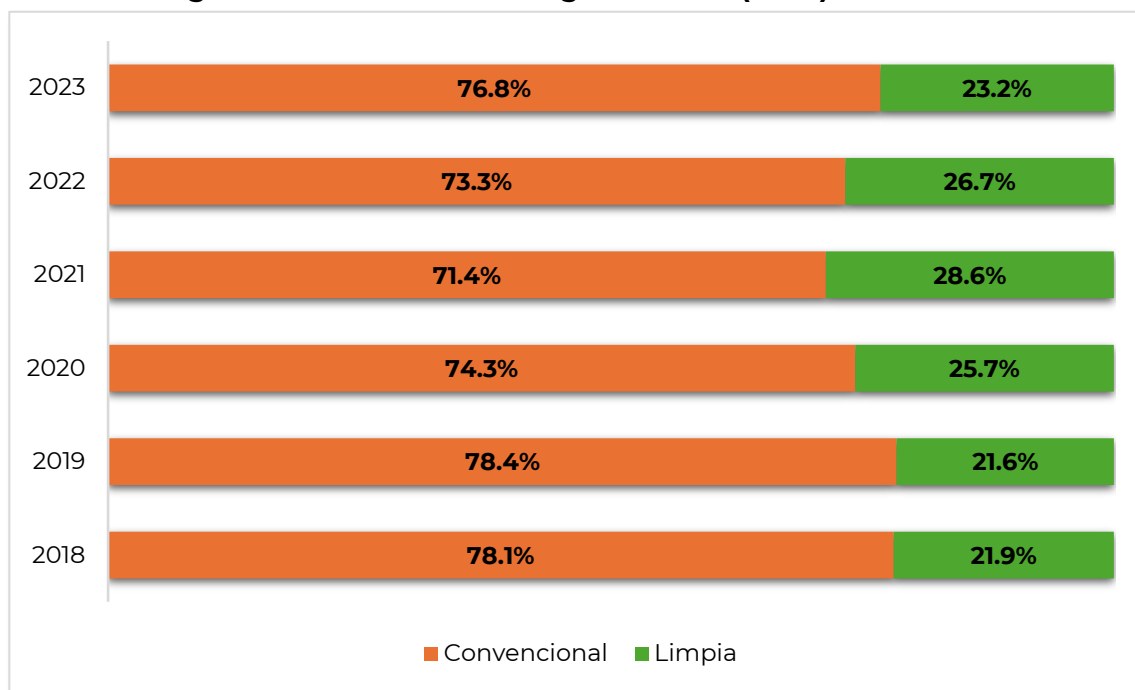
- *National Renewable Energy Laboratory (NREL), Annual Technology – Baseline (ATB).*
- *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis.*
- *Revista Gas Turbine World Handbook.*
- *Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN).*
- *Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI).*
- *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 SECCION

I. GENERACIÓN

Durante el periodo 2018 - 2023, más del 70% de la generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) provino de tecnologías convencionales, las cuales generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles (Figura 1). Entre ellas destacan la carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, termoeléctrica convencional y turbogás.

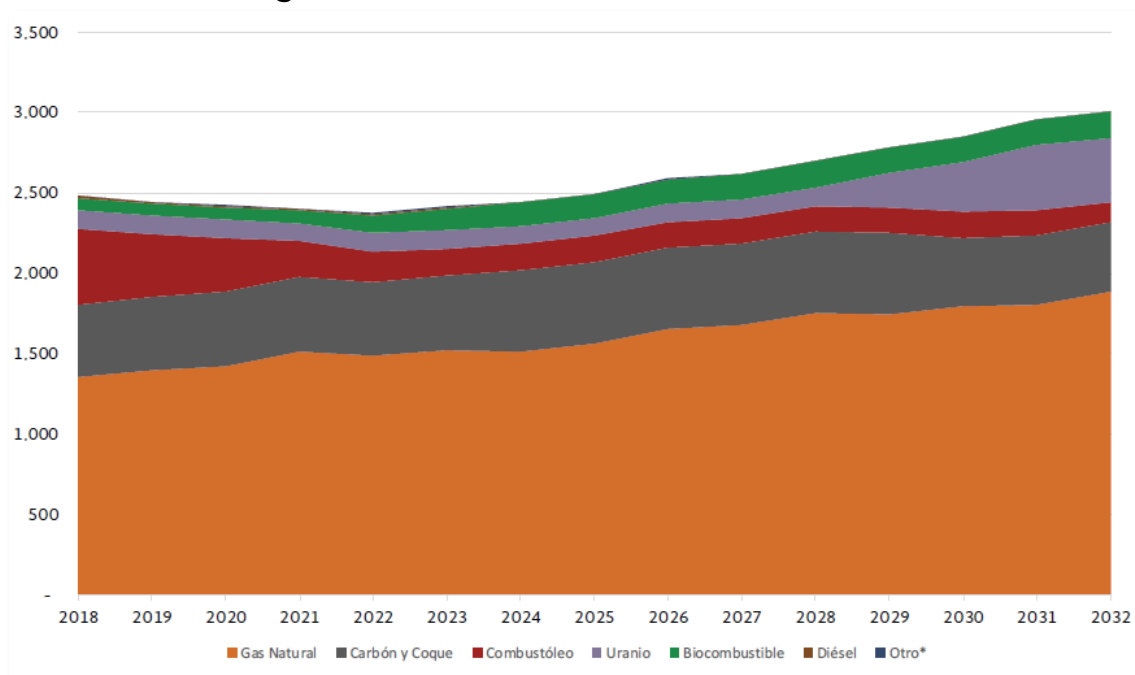
Figura 1. Generación de Energía Eléctrica (GWh) 2018 – 2023.



Fuente: Elaboración propia con información de PRODESEN.

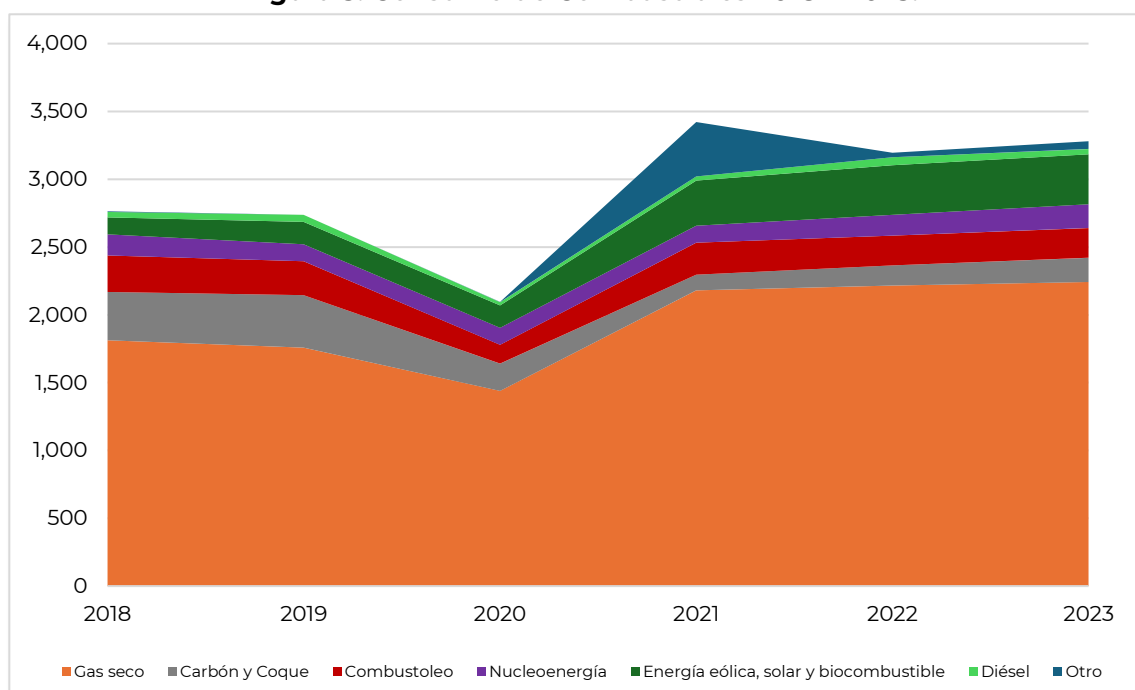
El PRODESEN 2018 - 2032 proyectó que el gas natural seguirá siendo el combustible fósil más utilizado para generar electricidad, como se muestra en la Figura 2 y se confirma, como se muestra en la Figura 3., para los años 2018 al 2023. Por lo tanto, la tecnología que puede ser replicable en la mayor parte de las Zonas de Potencia para el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2025, debe ser una tecnología convencional usando gas natural como combustible para el SIN y BCA, así como diésel para BCS.

Figura 2. Consumo de Combustible 2018 – 2032.



Fuente: PRODESEN 2018 – 2032, datos en Petajoules.

Figura 3. Consumo de Combustibles 2018 – 2023.



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 2025.

Conforme a lo establecido en el numeral 4.1.2 del MMBP se considerarán 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 4 muestra la ubicación geográfica de cada ZP dentro de la República Mexicana.

Figura 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, y conforme a lo descrito anteriormente, se presentan las capacidades analizadas para la turbina de gas industrial (TG IND) y turbina de gas aeroderivada (TG AERO) en cada Zona de Potencia, a partir de las cuales se identifica la TGR correspondiente a cada Zona de Potencia.

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

TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	CAPACIDAD BRUTA (ISO) ^{1/} [MW]	COMBUSTIBLE	ZONA DE POTENCIA
Turbina de Gas Aeroderivada	71.93	Diésel	BCS
Turbina de Gas Industrial	78.00	Diésel	BCS
Turbina de Gas Industrial	239.00	Gas Natural	SIN y BCA
Turbina de Gas Industrial	260.00	Gas Natural	SIN y BCA

Fuente: Elaboración propia con base en información de GTW Handbook 2025 [3].

a. Datos de las tecnologías

En las Tablas 2, 3 y 4 se presentan las características técnicas y económicas de las capacidades analizadas para las Zonas de Potencia SIN, BCA y BCS respectivamente. 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 calculó con base en el 100% de la capacidad de producción de la Central Eléctrica, menos la tasa de salidas forzadas. 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 las Tecnologías para la Zona de Potencia SIN.

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	TG IND	TG IND	UNIDADES
ELEMENTOS TÉCNICOS			
Tipo de combustible	Gas Natural	Gas Natural	No aplica
Zona de Potencia	SIN	SIN	No aplica
- Nivel de tensión	115	115	kV
- Temperatura (en sitio) [4]	22.90	22.90	°C
- Altitud (en sitio) [5]	1,097.00	1,097.00	msnm
Capacidad bruta ISO [3]	239.00	260.00	MW
- Usos propios [6]	2.10	2.10	%
- Tasa de salidas forzadas [6]	6.80	6.80	%
- Factor de planta [7]	1.14	1.14	%
- Ajuste de la capacidad por temperatura [3]	0.67	0.67	%/°C
- Ajuste de la capacidad por altitud [3]	0.01	0.01	%/m
Régimen térmico ISO en términos del valor superior calorífico [3]	10,388.93	9,989.59	kJ/kWh
- Ajuste de régimen térmico por temperatura [3]	0.17	0.17	%/°C
- Ajuste de régimen térmico por altitud [3]	0.00	0.00	%/m
Vida operativa de la Central [6]	30	30	años
Factor de consumo de combustible para reserva de transporte	93.20	93.20	%
ELEMENTOS ECONÓMICOS			
Costo unitario de ingeniería, adquisiciones y construcción actualizado [3]	481.16	484.07	USD/kW
Costos legales, permisos y otros costos [3]	13.80	15.10	MMUSD
Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más [3]	2.81	3.02	MMUSD
Costo actualizado unitario de obras de interconexión [8]	68,683.26	68,683.26	USD/MW
Costo actualizado unitario de obras de refuerzo [8]	11,122.43	11,122.43	USD/MW
Costo de interconexión del suministro de combustible actualizado [3]	4.21	4.21	MMUSD
Costo unitario fijo de transporte del combustible por día [9]	0.92	0.92	USD/GJ-día
Costo fijo de operación y mantenimiento actualizado [1]	10,096.52	10,096.52	USD/MW
Costo unitario del terreno actualizado [10]	15.96	15.96	USD/m²
Costo variable de operación y mantenimiento actualizado [1]	3.53	3.53	USD/MWh
PROGRAMA DE EGRESOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN			
- Porcentaje de egresos durante el año de construcción (año 3) [11]	30	30	%
- Porcentaje de egresos durante el año de construcción (año 2) [11]	60	60	%
- Porcentaje de egresos durante el año de construcción (año 1) [11]	10	10	%
TOTAL	100	100	%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3. Datos de las Tecnologías para la Zona de Potencia BCA.

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	TG IND	TG IND	UNIDADES
ELEMENTOS TÉCNICOS			
Tipo de combustible	Gas Natural	Gas Natural	No aplica
Zona de Potencia	BCA	BCA	No aplica
- Nivel de tensión	115	115	kV
- Temperatura (en sitio) [4]	19.42	19.42	°C
- Altitud (en sitio) [5]	519.00	519.00	msnm
Capacidad bruta ISO [3]	239.00	260.00	MW
- Usos propios [6]	2.10	2.10	%
- Tasa de salidas forzadas [6]	6.80	6.80	%
- Factor de planta [7]	1.14	1.14	%
- Ajuste de la capacidad por temperatura [3]	0.67	0.67	%/°C
- Ajuste de la capacidad por altitud [3]	0.01	0.01	%/m
Régimen térmico ISO en términos del valor superior calorífico [3]	10,388.93	9,989.59	kJ/kWh
- Ajuste de régimen térmico por temperatura [3]	0.17	0.17	%/°C
- Ajuste de régimen térmico por altitud [3]	0.00	0.00	%/m
Vida operativa de la Central [6]	30	30	años
Factor de consumo de combustible para reserva de transporte	93.20	93.20	%
ELEMENTOS ECONÓMICOS			
Costo unitario de ingeniería, adquisiciones y construcción actualizado [3]	481.16	484.07	USD/kW
Costos legales, permisos y otros costos [3]	13.80	15.10	MMUSD
Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más [3]	2.89	3.11	MMUSD
Costo actualizado unitario de obras de interconexión [8]	68,683.26	68,683.26	USD/MW
Costo actualizado unitario de obras de refuerzo [8]	11,122.43	11,122.43	USD/MW
Costo de interconexión del suministro de combustible actualizado [3]	4.21	4.21	MMUSD
Costo unitario fijo de transporte del combustible por día [9]	0.14	0.14	USD/GJ-día
Costo fijo de operación y mantenimiento actualizado [1]	10,096.52	10,096.52	USD/MW
Costo unitario del terreno actualizado [10]	6.99	6.99	USD/m²
Costo variable de operación y mantenimiento actualizado [1]	3.53	3.53	USD/MWh
PROGRAMA DE EGRESOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN			
- Porcentaje de egresos durante el año de construcción (año 3) [11]	30	30	%
- Porcentaje de egresos durante el año de construcción (año 2) [11]	60	60	%
- Porcentaje de egresos durante el año de construcción (año 1) [11]	10	10	%
TOTAL	100%	100%	%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4. Datos de las Tecnologías para la Zona de Potencia BCS.

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	TG AERO	TG IND	UNIDADES
ELEMENTOS TÉCNICOS			
Tipo de combustible	Diésel	Diésel	No aplica
Zona de Potencia	BCS	BCS	No aplica
- Nivel de tensión	115	115	kV
- Temperatura (en sitio) [4]	23.62	23.62	°C
- Altitud (en sitio) [5]	235.00	235.00	msnm
Capacidad bruta ISO diésel [3]	70.13	76.05	MW
- Usos propios [6]	2.10	2.10	%
- Tasa de salidas forzadas [6]	6.80	6.80	%
- Factor de planta [7]	1.14	1.14	%
- Ajuste de la capacidad por temperatura [3]	0.67	0.67	%/°C
- Ajuste de la capacidad por altitud [3]	0.01	0.01	%/m
Régimen térmico ISO en términos del valor superior calorífico [3]	9,344.43	10,496.59	kJ/kWh
- Ajuste de régimen térmico por temperatura [3]	0.17	0.17	%/°C
- Ajuste de régimen térmico por altitud [3]	0.00	0.00	%/m
Vida operativa de la Central [6]	30	30	años
Factor de consumo de combustible para reserva de transporte	-	-	%
ELEMENTOS ECONÓMICOS			
Costo unitario de ingeniería, adquisiciones y construcción actualizado [3]	868.38	827.47	USD/kW
Costos legales, permisos y otros costos [3]	7.31	7.55	MMUSD
Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más [3]	1.24	1.30	MMUSD
Costo actualizado unitario de obras de interconexión [8]	68,683.26	68,683.26	USD/MW
Costo actualizado unitario de obras de refuerzo [8]	11,122.43	11,122.43	USD/MW
Costo de interconexión del suministro de combustible líquido actualizado, a)	2.44	2.52	MMUSD
Costo unitario fijo de transporte del combustible por día	-	-	USD/GJ-día
Costo fijo de operación y mantenimiento actualizado [1]	17,164.09	17,164.09	USD/MW
Costo unitario del terreno actualizado [10]	6.99	6.99	USD/m²
Costo variable de operación y mantenimiento actualizado [1]	5.05	5.05	USD/MWh
PROGRAMA DE EGRESOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN			
- Porcentaje de egresos durante el año de construcción (año 3) [11]	30	30	%
- Porcentaje de egresos durante el año de construcción (año 2) [11]	60	60	%
- Porcentaje de egresos durante el año de construcción (año 1) [11]	10	10	%
TOTAL	100	100	%

a) Corresponde al 4% de los costos del EPC, en caso de usar combustible líquido, la fuente es el Instituto Nacional de Electricidad y Energías limpias y se utilizó en la identificación de las TGR 2019 y TGR 2022.

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 Energía 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 2025, 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 2025 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 [4].
- La altitud se obtuvo como el promedio de la altitud de los estados que componen la Zona de Potencia correspondiente [5].
- El costo unitario fijo del transporte de combustible se obtuvo como el promedio del costo promedio de las rutas de gas desde sus puntos de origen en Estados Unidos de América para el periodo de enero-agosto del año 2025 [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 enero-agosto del año 2025
- 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 de costos de estudios realizados para interconexión de centrales eléctricas convencionales en el Sistema Eléctrico Nacional [8].

c. Consideraciones generales

La Tabla 5 presenta los datos financieros aplicados en la determinación de la TGR correspondiente a cada Zona de Potencia.

Tabla 5. Elementos Financieros.

ELEMENTOS FINANCIEROS	VALOR	UNIDADES
Capital propio [12], a)	50.00	%
- Tasa de capital propio, b)	15.15	%
Deuda (complemento de capital) [12]	50.00	%
- Tasa de deuda, c)	12.15	%
- Tasa de impuestos – ISR Empresarial México [13]	30.00	%
Tasa de descuento - Costo de capital promedio ponderado después de impuestos (WACC_{di}), d)	11.82	%

- a) Porcentaje de la inversión que se financia con recursos propios del inversionista.
- b) Tasa de interés o rendimiento que espera el inversionista obtener por su capital. Al igual que en las TGR correspondientes a los años de producción 2023 y 2024 se obtiene de sumar 3 puntos porcentuales a la tasa de interés de la deuda.
- c) Es la tasa de interés que cobra el banco por el préstamo (deuda). La recomendación se basa en las tasas de referencia del mercado financiero mexicano; en general, se espera un valor de 3 puntos porcentuales [14] por encima de la TIIE a 28 días [15] (como en el caso de las TGR correspondientes a los años de producción 2023 y 2024, corresponde al promedio de enero a agosto del año de producción correspondiente, en este caso del año 2025).
- d) Es el promedio ponderado de las tasas de capital y deuda después de impuestos. Para más detalle ver anexo formulario TGR 2025.

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 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 (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 F_{actual} se realiza de la misma forma que el F_a , salvo que las fechas de los índices 0 y a correspondan a distintas fechas:

Para F_{actual} :

- 0 : Fecha del dato original.
- a : 60 días antes de publicación del informe de la TGR. Para el caso del informe de la TGR del Año de Producción 2025, acorde con el numeral 11.1.1 del MMBP esta fecha corresponde a **agosto 2025**.

Para F_a : (de acuerdo con lo indicado en el numeral 11.1.4 del MMBP):

- **0**: 60 días antes de publicación del informe de la TGR.
- **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 2025 esta fecha corresponde a **diciembre 2025**.

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.

$$F_a = FTC_a \times 0.70 + FTC_a \times FIUS_a \times 0.20 + FIMX_a \times 0.10 \quad \text{III-1}$$

$$F_{actual} = FTC_a \times 0.70 + FTC_a \times FIUS_a \times 0.20 + FIMX_a \times 0.10 \quad \text{III-2}$$

$$FTC_a = \frac{TC_a}{TC_0}$$

$$FIUS_a = \frac{USPP_a}{USPP_0}$$

$$FIMX_a = \frac{INPP_a}{INPP_0}$$

Donde:

- 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.
- 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.
- FTC_a Es el factor de ajuste aplicable para la fecha **a** para el movimiento de la tasa de cambio peso/dólar.
- $FIUS_a$ Es el factor de ajuste aplicable para la fecha **a** para la inflación en los Estados Unidos.
- $FIMX_a$ Es el factor de ajuste aplicable para la fecha **a** para la inflación en México.
- TC_a Es el tipo de cambio FIX peso/dólar promedio mensual publicado por el Banco de México para la fecha **0**.

- TC_0** Es el tipo de cambio FIX peso/dólar promedio mensual publicado por el Banco de México para la fecha **a** .
- $USPP_a$** 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 para la fecha **0**).
- $USPP_0$** 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) vigente para la fecha **a** .
- $INPP_a$** 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 **0** .
- $INPP_0$** 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 **a** .

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

$$F_a' = F_a \times \frac{TC_0}{TC_a} \quad \text{III-3}$$

$$F_{actual\ USD} = F_{actual} \times \frac{TC_0}{TC_a} \quad \text{III-4}$$

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 por inflación desde la fecha del dato original a 60 días antes de la publicación del informe de la TGR. Y para el cumplimiento de lo explícitamente dispuesto en el MMBP se incluye la actualización con **F_a'** , de la siguiente manera:

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

Donde:

$PU_{terreno\ F_a'}$ Precio unitario de terreno actualizado, [USD/m²].

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

<i>TC FIX_a</i>	Tipo de cambio FIX peso/dólar promedio mensual, en la fecha 60 días antes de la publicación del informe de la TGR, [MXN/USD].
<i>INPC_a</i>	Índice Nacional de precios al Consumidor 60 días antes de publicación del informe de la TGR, [adimensional].
<i>INPC_{orig}</i>	Índice Nacional de precios al Consumidor en la fecha del dato, [adimensional].

CUARTA SECCIÓN

IV. IDENTIFICACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TGR

La identificación de la Tecnología de Generación de Referencia se realizó conforme a lo establecido en el Capítulo 11 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia. En las Tablas 6, 7 y 8 se presentan los costos nivelados de generación correspondientes a la muestra de tecnologías evaluadas para la selección de la TGR en cada una de las Zonas de Potencia.

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

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	TG IND	TG IND	UNIDAD
Capacidad bruta ISO	239.00	260.00	MW
Capacidad instalada bruta	196.30	213.55	MW
Capacidad instalada neta	192.18	209.06	MW
Capacidad entregada	179.11	194.85	MW
Tipo de combustible	Gas Natural	Gas Natural	No aplica
Régimen térmico neto en sitio	10,751.58	10,338.29	kJ/kWh
Costo variable de O&M	3.53	3.53	USD/MWh
COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN			
COSTOS FIJOS ANUALES			
- Nivelado de inversión	1,068.57	1,070.61	USD/MWh
- Fijo de transporte de combustible	810.10	778.96	USD/MWh
- Operación y mantenimiento	103.13	103.13	USD/MWh
Costo Fijo Nivelado Total	1,981.80	1,952.71	USD/MWh
COSTOS VARIABLES ANUALES			
- Nivelado de combustible	49.51	47.60	USD/MWh
- Operación y mantenimiento	3.53	3.53	USD/MWh
Costo Variable Nivelado Total	53.04	51.14	USD/MWh
COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN	2,034.84	2,003.84	USD/MWh
MONEDA NACIONAL			
COSTOS FIJOS ANUALES			
- Nivelado de inversión	19,988.90	20,027.17	MXN/MWh
- Fijo de transporte de combustible	15,154.06	14,571.54	MXN/MWh
- Operación y mantenimiento	1,929.20	1,929.20	MXN/MWh
Costo Fijo Nivelado Total	37,072.16	36,527.91	MXN/MWh
COSTOS VARIABLES ANUALES			
- Nivelado de combustible	926.09	890.50	MXN/MWh
- Operación y mantenimiento	66.10	66.10	MXN/MWh
Costo Variable Nivelado Total	992.20	956.60	MXN/MWh
COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN	38,064.36	37,484.51	MXN/MWh

Fuente: Elaboración propia.

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

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	TG IND	TG IND	UNIDAD
Capacidad bruta ISO	239.00	260.00	MW
Capacidad instalada bruta	217.72	236.85	MW
Capacidad instalada neta	213.15	231.88	MW
Capacidad entregada	198.65	216.11	MW
Tipo de combustible	Gas Natural	Gas Natural	No aplica
Régimen térmico neto en sitio	10,689.88	10,278.96	kJ/kWh
Costo variable de O&M	3.53	3.53	USD/MWh
COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN			
COSTOS FIJOS ANUALES			
- Nivelado de inversión	969.94	972.20	USD/MWh
- Fijo de transporte de combustible	120.43	115.80	USD/MWh
- Operación y mantenimiento	103.13	103.13	USD/MWh
Costo Fijo Nivelado Total	1,193.50	1,191.13	USD/MWh
COSTOS VARIABLES ANUALES			
- Nivelado de combustible	45.04	43.31	USD/MWh
- Operación y mantenimiento	3.53	3.53	USD/MWh
Costo Variable Nivelado Total	48.58	46.84	USD/MWh
COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN	1,242.08	1,237.98	USD/MWh
MONEDA NACIONAL			
COSTOS FIJOS ANUALES			
- Nivelado de inversión	18,144.07	18,186.31	MXN/MWh
- Fijo de transporte de combustible	2,252.74	2,166.15	MXN/MWh
- Operación y mantenimiento	1,929.20	1,929.20	MXN/MWh
Costo Fijo Nivelado Total	22,326.02	22,281.66	MXN/MWh
COSTOS VARIABLES ANUALES			
- Nivelado de combustible	842.57	810.18	MXN/MWh
- Operación y mantenimiento	66.10	66.10	MXN/MWh
Costo Variable Nivelado Total	908.67	876.28	MXN/MWh
COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN	23,234.68	23,157.94	MXN/MWh

Fuente: Elaboración propia.

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

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	TG AERO	TG IND	UNIDAD
Capacidad bruta ISO diésel	70.13	76.05	MW
Capacidad instalada bruta	64.21	69.63	MW
Capacidad instalada neta	62.86	68.16	MW
Capacidad entregada	58.58	63.53	MW
Tipo de combustible	Diésel	Diésel	No aplica
Régimen térmico neto en sitio	9,682.06	10,875.85	kJ/kWh
Costo variable de O&M	5.05	5.05	USD/MWh
COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN			
COSTOS FIJOS ANUALES			
- Nivelado de inversión	1,659.25	1,586.19	USD/MWh
- Fijo de transporte de combustible	-	-	USD/MWh
- Operación y mantenimiento	175.32	175.32	USD/MWh
Costo Fijo Nivelado Total	1,834.57	1,761.52	USD/MWh
COSTOS VARIABLES ANUALES			
- Nivelado de combustible	275.82	309.83	USD/MWh
- Operación y mantenimiento	5.05	5.05	USD/MWh
Costo Variable Nivelado Total	280.87	314.88	USD/MWh
COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN	2,115.45	2,076.40	USD/MWh
MONEDA NACIONAL			
COSTOS FIJOS ANUALES			
- Nivelado de inversión	31,038.46	29,671.82	MXN/MWh
- Fijo de transporte de combustible	-	-	MXN/MWh
- Operación y mantenimiento	3,279.64	3,279.64	MXN/MWh
Costo Fijo Nivelado Total	34,318.09	32,951.46	MXN/MWh
COSTOS VARIABLES ANUALES			
- Nivelado de combustible	5,159.66	5,795.85	MXN/MWh
- Operación y mantenimiento	94.43	94.43	MXN/MWh
Costo Variable Nivelado Total	5,254.10	5,890.28	MXN/MWh
COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN	39,572.19	38,841.74	MXN/MWh

Fuente: Elaboración propia.

En las Tablas 6 a 8 se identifica, para cada Zona de Potencia, la tecnología y capacidad con el menor costo nivelado de generación con la Tecnología de Generación de Referencia seleccionada. En la Tabla 9 se presenta la capacidad de cada tecnología seleccionada como TGR para cada una de las Zonas 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	260.00	Gas Natural
BCA	Turbina de Gas Industrial	260.00	Gas Natural
BCS	Turbina de Gas Industrial	76.05	Diésel

* Capacidad bruta de la unidad comercial a condiciones de referencia (ISO).

Fuente: Elaboración propio.

La Tabla 10 presenta los costos nivelados anuales por unidad de Potencia de cada TGR correspondiente a cada Zona de Potencia. Estos costos se expresan tanto en términos de MW-año de capacidad instalada bruta, como en términos de MW-año de capacidad entregada.

Tabla 10. Costos Nivelados Anuales por MW-año.

TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	TG IND	TG IND	TG IND	UNIDADES
Zona de Potencia	SIN	BCA	BCS	No aplica
Capacidad bruta ISO	260.00	260.00	76.05	MW
Capacidad instalada bruta	213.55	236.85	69.63	MW
Capacidad instalada neta	209.06	231.88	68.16	MW
Capacidad entregada	194.85	216.11	63.53	MW
Tipo de combustible	Gas Natural	Gas Natural	Diésel	No aplica
Régimen térmico neto en sitio	10,338.29	10,278.96	10,875.85	kJ/kWh
Costo variable de O&M	3.53	3.53	5.05	USD/MWh
COSTOS NIVELADOS POR UNIDAD DE CAPACIDAD INSTALADA BRUTA				
COSTOS FIJOS ANUALES				
- Nivelado de inversión	104,812.80	95,178.63	155,288.38	USD/MW-año
- Fijo de transporte de combustible	76,260.62	11,336.60	-	USD/MW-año
- Operación y mantenimiento	10,096.52	10,096.52	17,164.09	USD/MW-año
Costo Fijo Nivelado Total	191,169.95	116,611.76	172,452.48	USD/MW-año
COSTOS VARIABLES ANUALES				
- Nivelado de combustible	4,660.43	4,240.09	30,332.75	USD/MW-año
- Operación y mantenimiento	345.96	345.96	494.22	USD/MW-año
Costo Variable Nivelado Total	5,006.39	4,586.04	30,826.98	USD/MW-año
COSTO NIVELADO TOTAL	196,176.34	121,197.81	203,279.45	USD/MW-año

MONEDA NACIONAL
COSTOS FIJOS ANUALES

- Nivelado de inversión	1,960,659.70	1,780,440.06	2,904,871.09	MXN/MW-año
- Fijo de transporte de combustible	1,426,554.11	212,065.93	-	MXN/MW-año
- Operación y mantenimiento	188,868.62	188,868.62	321,076.66	MXN/MW-año
Costo Fijo Nivelado Total	3,576,082.43	2,181,374.61	3,225,947.75	MXN/MW-año

COSTOS VARIABLES ANUALES

- Nivelado de combustible	87,179.48	79,316.32	567,413.53	MXN/MW-año
- Operación y mantenimiento	6,471.58	6,471.58	9,245.12	MXN/MW-año
Costo Variable Nivelado Total	93,651.06	85,787.91	576,658.65	MXN/MW-año

COSTO TOTAL NIVELADO ANUAL	3,669,733.50	2,267,162.52	3,802,606.40	MXN/MW-año
-----------------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	-------------------

COSTOS NIVELADOS POR UNIDAD DE CAPACIDAD ENTREGADA
COSTOS FIJOS ANUALES

- Nivelado de inversión	114,872.41	104,313.58	170,192.48	USD/MW-año
- Fijo de transporte de combustible	83,579.88	12,424.66	-	USD/MW-año
- Operación y mantenimiento	11,065.56	11,065.56	18,811.45	USD/MW-año
Costo Fijo Nivelado Total	209,517.85	127,803.80	189,003.93	USD/MW-año

COSTOS VARIABLES ANUALES

- Nivelado de combustible	4,760.40	4,331.04	30,983.40	USD/MW-año
- Operación y mantenimiento	353.38	353.38	504.83	USD/MW-año
Costo Variable Nivelado Total	5,113.78	4,684.42	31,488.23	USD/MW-año

COSTO NIVELADO TOTAL	214,631.63	132,488.21	220,492.16	USD/MW_{año}
-----------------------------	-------------------	-------------------	-------------------	-----------------------------

MONEDA NACIONAL
COSTOS FIJOS ANUALES

- Nivelado de inversión	2,148,837.72	1,951,321.16	3,183,671.58	MXN/MW-año
- Fijo de transporte de combustible	1,563,470.33	232,419.36	-	MXN/MW-año
- Operación y mantenimiento	206,995.65	206,995.65	351,892.60	MXN/MW-año
Costo Fijo Nivelado Total	3,919,303.70	2,390,736.16	3,535,564.18	MXN/MW-año

COSTOS VARIABLES ANUALES

- Nivelado de combustible	89,049.52	81,017.69	579,584.82	MXN/MW-año
- Operación y mantenimiento	6,610.40	6,610.40	9,443.43	MXN/MW-año
Costo Variable Nivelado Total	95,659.92	87,628.10	589,028.25	MXN/MW-año

COSTO NIVELADO TOTAL	4,014,963.62	2,478,364.26	4,124,592.42	MXN/MW-año
-----------------------------	---------------------	---------------------	---------------------	-------------------

Fuente: Elaboración propia.

QUINTA SECCIÓN

V. INGRESOS DEL MERCADO DE ENERGÍA 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 2025 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 de Energía para la TGR en cada Zona de Potencia.

TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	TG IND	TG IND	TG IND	UNIDADES
Zona de Potencia	SIN	BCA	BCS	No aplica
Capacidad bruta ISO	260.00	260.00	76.05	MW
Capacidad instalada bruta	213.55	236.85	69.63	MW
Capacidad instalada neta	209.06	231.88	68.16	MW
Capacidad entregada	194.85	216.11	63.53	MW
Tipo de combustible	Gas Natural	Gas Natural	Diésel	No aplica
Régimen térmico neto en sitio	10,338.29	10,278.96	10,875.85	kJ/kWh
Costos variables de O&M	3.53	3.53	5.05	USD/MWh
INGRESOS DEL MERCADO DE ENERGÍA DE LA TGR				
Moneda nacional	650,497.30	2,004,699.82	24,258.88	MXN/MW-año
Dólares estadounidenses	33,426.38	104,182.91	1,296.70	USD/MW-año

Fuente: Elaboración propia.

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

Tabla 12. Tecnología Seleccionada como TGR.

ZONA DE POTENCIA	TECNOLOGÍA SELECCIONADA	CAPACIDAD [MW]*	COSTOS FIJOS NIVELADOS POR CAPACIDAD ENTREGADA	IMTGR
			MXN/MW-año [USD/MW-año]	MXN/MW-año [USD/MW-año]
SIN	Turbina de Gas Industrial	260.00	3,919,303.70 [209,517.85]	650,497.30 [33,426.38]
BCA	Turbina de Gas Industrial	260.00	2,390,736.16 [127,803.80]	2,004,699.82 [104,182.91]
BCS	Turbina de Gas Industrial	76.05	3,535,564.18 [189,003.93]	24,258.88 [1,296.70]

* Capacidad bruta de la unidad comercial a condiciones de referencia (ISO).

Fuente: Elaboración propia.

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 2026 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 2025, 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. Para el presente informe preliminar, y con fines de practicidad, en el factor de escalamiento señalado en el numeral 11.1.4 del MMBP, para los datos correspondientes a los meses de septiembre a diciembre de 2025 se utilizaron los datos disponibles de los meses de mayo a agosto de 2025.**

SEXTA SECCIÓN

I. REFERENCIAS

1. LAZARD. Lazard's Levelized Cost of Energy - Version 17.0. [Online]; 2024. Available from: <https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-vf.pdf>.
2. U.S. Energy Information Administration. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2025: Electricity Market Module, Washington, DC, 2025. [Online]. Available from: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/EMM_Assumptions.pdf.
3. Gas Turbine World. 2025 Gas Turbine World Handbook, Volume 40.
4. CONAGUA. Servicio Meteorológico Nacional (SMN). Temperatura Media por Entidad Federativa y Nacional. [Online]; 2024. Available from: <https://smn.conagua.gob.mx/tools/DATA/Climatolog%C3%ADa/Pron%C3%B3stico%20clim%C3%A1tico/Temperatura%20y%20Lluvia/TMED/2024.pdf>.
5. Tovar Cabañas R. México. Altitud Promedio por Estados. ResearchGate. [Online]; 2022. Available from: https://www.researchgate.net/publication/362776813_MEXICO_ALTITUD_PROMEDIO_POR_ESTADOS.
6. SENER. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018 - 2032. México: Secretaría de Energía. [Online]; 2018. Available from: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>.
7. SENER. Manual del Mercado para el Balance de Potencia, México: Diario Oficial de la Federación. Secretaría de Energía. [Online]; 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](https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoBalance/Manual%20del%20Mercado%20para%20el%20Balance%20de%20Potencia%20(DOF%20SENER%2022-Sep-16).pdf).
8. CENACE. Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas..
9. S&P Global Inc. Platss Gas Daily. ; 2025.
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. ; 2024.
11. NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2024 Annual Technology Baseline. [Online]; Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory 2024. Available from: <https://atb.nrel.gov/>.
12. BANCOMEXT. Retos y Oportunidades para el Financiamiento de Proyectos de Eenergías 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.

13. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Ley del Impuesto Sobre la Renta (ISR). [Online]; Última Reforma DOF, 01 de abril de 2024. Available from: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LISR.pdf>.
14. Banco de México. Reporte sobre las condiciones de competencia en el otorgamiento de crédito a las pequeñas y medianas empresas (PYME). [Online]; abril 2015. Available 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>.
15. Banco de México. "Tasas de Interés Interbancarias - (CFI11)", Sistema de Información Económica, Banxico. [Online]; 2025. Available from: <https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=18&accion=consultarCuadro&idCuadro=CFI11&locale=es>.

Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista

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

Ciudad de México, octubre de 2025



CENACE[®]
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA