



CENACE
Centro Nacional de Control de Energía

**INFORME DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN
DE REFERENCIA
AÑO DE PRODUCCIÓN 2020
PRELIMINAR NOV 2020**

ÍNDICE

PRESENTACIÓN.....	4
PRIMERA SECCIÓN.....	7
I. GENERACIÓN.....	7
SEGUNDA SECCIÓN	9
II. ZONAS DE POTENCIA.....	9
TERCERA SECCIÓN.....	10
III. MUESTRA DE TECNOLOGÍAS PARA SELECCIÓN Y UBICACIÓN.....	10
A. DATOS DE LAS TECNOLOGÍAS.....	10
B. UBICACIÓN DE LA TGR EN CADA ZONA DE POTENCIA.....	13
C. CONSIDERACIONES GENERALES	18
CUARTA SECCIÓN.....	21
IV. IDENTIFICACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TGR.....	21
QUINTA SECCIÓN	25
V. INGRESOS DEL MERCADO DE LA TGR.....	25
SEXTA SECCIÓN	26
VI. REFERENCIAS	26

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Generación de Energía Eléctrica. _____	7
Figura 2. Consumo de Combustibles 2018-2032. _____	8
Figura 3. Zonas de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional _____	9
Figura 4. Índice de precios de gas natural de la CRE. _____	14
Figura 5. Temperaturas maximas promedio mensual en el Norte de México _____	15
Figura 6. Relieve de la Región Norte de México. _____	16

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Número de Centrales Eléctricas por Tecnologías. _____	8
Tabla 2. Capacidad para Trubogás y Combustión Interna. _____	9
Tabla 3. Muestra de Tecnologías para la selección de TGR por Zona de Potencia. _____	10
Tabla 4. Datos de Tecnologías para las Zonas de Potencia SIN y BCA. _____	10
Tabla 5. Datos de Tecnologías para Zona de Potencia de BCS. _____	11
Tabla 6. Factores de costos adicionales de inversión. _____	13
Tabla 7. Escenarios de precios por localidad en el norte del país. _____	14
Tabla 8. Información para presentación de sitios para el SIN. _____	16
Tabla 9. Resultados de porcentaje de variación del costo nivelado de generación para el SIN. _____	17
Tabla 10. Nodo de Conexión de la TGR para cada Zona de Potencia.. _____	17
Tabla 11. Datos económicos y financieros generales. _____	18
Tabla 12. Resultados de costos de generación nivelados para la Zona de Potencia SIN. _____	21
Tabla 13. Resultados de Costos de Generación Nivelados para la Zona de Potencia de BCA.. _____	22
Tabla 14. Resultados de Costos de Generación Nivelados para la Zona de Potencia BCS. _____	22
Tabla 15. Tecnología seleccionada como TGR para cada Zona de Potencia. _____	23
Tabla 16. Costos Nivelados Anuales por MW-año. _____	24
Tabla 17. Ingresos del Mercado para la TGR en cada Zona de Potencia. _____	25
Tabla 18. Tecnología seleccionada como TGR _____	26

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 la misma 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. Cabe mencionar que el año de producción 2019, del Mercado para el Balance de Potencia 2020, ejecutado en febrero de 2020, 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 determinara 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 aplicables al año respectivo 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 para el Balance de Potencia.

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 2019), con la información disponible de los meses transcurridos en este 2020. Por trazabilidad se mantiene la estructura del Informe de la TGR año de producción 2019, Mercado para el Balance de Potencia 2020 y con ello las secciones que corresponden a la identificación que se realizó durante dicho año (como, por ejemplo, la sección “III.B Ubicación de la TGR en cada Zona de Potencia”). **Se presentan en color azul los costos actualizados y en consecuencia también los ingresos del Mercado de la TGR de cada Zona de Potencia** (también, se actualizaron los costos de las tecnologías analizadas durante el año de producción 2019, pero debido que no son TGR se mantienen en color negro).

El presente informe está dividido en seis secciones, la primera sección refiere al parque de tecnologías convencionales instaladas en el Sistema Eléctrico Nacional, la segunda sección describe las Zonas de Potencia vigentes, la tercera sección describe la muestra de tecnologías para la selección de la TGR, los datos utilizados para la evaluación de las tecnologías y la ubicación de la TGR en cada Zona de Potencia, la cuarta sección muestra los resultados de la evaluación y determina la TGR para cada Zona de Potencia. En la quinta sección están los resultados de la estimación de los ingresos del mercado de energía para la TGR y la sexta sección lista las fuentes empleadas como referencia.

De acuerdo a 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 en febrero de 2021, se actualizarán días previos cuando se tenga toda la información correspondiente al 2020, como son los Precios Marginales Locales (PML), índices de precios de combustible, tipo de cambio FIX Peso/Dólar, entre otros. Para el presente informe preliminar, con fines de practicidad, se considera igual el comportamiento de los meses de septiembre a diciembre 2020 con mayo a agosto 2020 para los datos antes mencionados, lo cual puede diferir con los resultados finales que se tengan una vez concluido el año 2020.

OBJETIVO.

Determinar los costos para la TGR que serán utilizados en el MBP correspondiente al año de producción 2020, 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 en febrero 2021, se actualizarán días previos cuando se tenga toda la información correspondiente al 2020, 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 utilizó como base para la elaboración del presente informe los siguientes documentos:

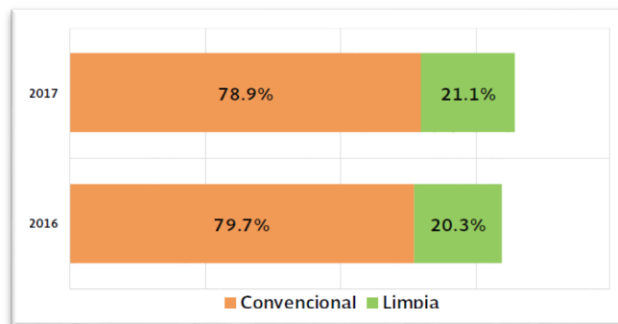
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), Annual Technology – Baseline (ATB), 2019.
- U.S Department of Energy (DOE). Energy Information Administration (EIA) Annual Energy Outlook and Annual Energy Outlook Assumptions, 2019.
- Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis, November 2018.
- Revista Gas Turbine World Handbook. 2019 GTW Handbook volumen 34.
- Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional, 2018-2032 (PRODESEN), SENER.
- Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional, 2019-2033 (PRODESEN), SENER.
- Publicaciones de los Operadores de Sistemas Independientes (ISO por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos de América (USA), por ejemplo:
 - ✓ Analysis Group Economic Financial and Strategy Consultants. Study to Establish New York Electricity Market ICAP Demand Curve Parameters. September 13, 2016.
 - ✓ PJM Cost of New Entry Combustion Turbines and Combined-Cycle Plants with June 1, 2022 Online Date, The Brattle Group, April 19, 2018.
- Software comercial especializado, Thermoflow© (2018).
- Consulta de información vía internet, INEGI, México, 2019 y 2020.
- Consulta de información vía internet, Banco Nacional de México, 2020.
- Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (BANCOMEXT). Retos y oportunidades para el financiamiento de proyectos de energías renovables con venta al Mercado Eléctrico Mayorista en México, Ciudad de México, 2019.
- Banco de información via internet, United States Department of Labor, Bureau of Labor Statistics (BLS). Product Price Indexes, 2019 y 2020.

PRIMERA SECCIÓN

I. GENERACIÓN.

En los años 2016 y 2017 más del 78% de la generación de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional provino de tecnologías convencionales, las cuales se integran por unidades que generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles como energético primario, Figura 1. Este grupo incluye las tecnologías: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, termoeléctrica convencional y turbogás principalmente.

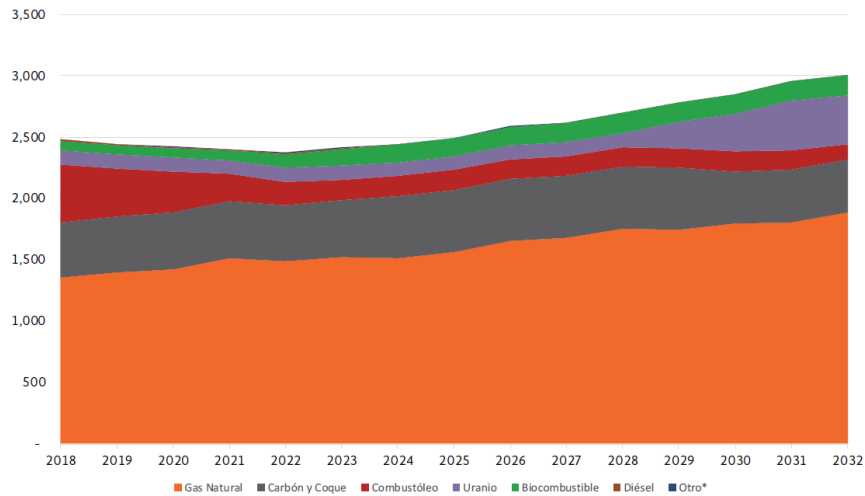
Figura 1 Generación de Energía Eléctrica.



Fuente: PRODESEN 2018-2032, Generación de Energía Eléctrica Gigawatt-Hora.

De acuerdo con el PRODESEN 2018-2032, el consumo de gas natural se incrementará a una tasa promedio de 2.4% al año, por lo que al final del año 2032, se espera que su participación alcanzará el 63% en el total del consumo de combustibles fósiles requeridos para la producción de electricidad. Por lo tanto, la tecnología que puede ser replicable en la mayor parte de las Zonas de Potencia para el Mercado para el Balance de Potencia correspondiente al año de producción 2019, debe ser una tecnología convencional que debe tomar en cuenta el consumo del combustible más representativo como se muestra en la Figura 2, por lo cual debe ser gas natural para el SIN y BCA, así como combustóleo o diésel para BCS, por su indisponibilidad de gas.

Figura 2. Consumo de Combustibles 2018-2032.



Fuente: PRODESEN 2018-2032, datos en Petajoule.

De las tecnologías convencionales, en la Tabla 1, se muestra el número de centrales eléctricas instaladas en México por tipo de tecnología.

Tabla 1 Número de Centrales Eléctricas por Tecnologías.

Tecnología	Número de Centrales Eléctricas
Ciclo Combinado	83
Termoeléctrica Convencional	59
Carboeléctrica	3
Turbogás	131
Combustión Interna	248

Fuente: PRODESEN 2018-2032.

Como se puede observar las centrales turbogás y combustión interna se caracterizan por ser las que cuentan con el mayor número de centrales eléctricas instaladas en México, por lo que representan el tipo de tecnología que puede ser replicable en la mayor parte de cada Zona de Potencia. La producción de electricidad mediante combustión interna se caracteriza por tener los costos más altos respecto al resto de las tecnologías convencionales (PRODESEN 2018-2032), es así que solo sería rentable en lugares donde no se cuenta con disponibilidad de gas natural para la generación de electricidad, como es el caso de Baja California Sur.

De las turbinas más grandes turbogás para el SIN y BCA, así como combustión interna para BCS que se encuentran instaladas, al cierre del año 2019, se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Capacidad para Turbogás y Combustión Interna.

Zona de Potencia	Tecnología	Unidad	Capacidad [MW]
SIN	Turbogás	Huinalá_TG	150
BCA	Turbogás	Presidente Juárez_TG	150
BCS	Combustión Interna	Baja California Sur 5	48

Fuente: Elaboración propia, información CENACE

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 2020. 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 3 muestra la ubicación geográfica de cada ZP dentro de la República Mexicana.

Figura 3. Zonas de Potencia del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Elaboración propia (mapa ilustrativo).

TERCERA SECCIÓN

III. MUESTRA DE TECNOLOGÍAS PARA SELECCIÓN Y UBICACIÓN.

En la Tabla 3, conforme a los criterios descritos líneas arriba, se muestran las tecnologías que pueden ser replicables a escala comercial en la mayor parte de cada una de las Zonas de Potencia vigentes y minimizan los costos de generación.

Tabla 3. Muestra de Tecnologías para la selección de TGR por Zona de Potencia.

Zona de Potencia		SIN		BCA		BCS	
Tecnología de Generación		Cap. [MW]	Combustible	Cap. [MW]	Combustible	Cap. [MW]	Combustible
Turbina de gas - Tipo aeroderivada	(TG Aero)	45	GN	45	GN	19	Diésel
Turbina de gas - Tipo aeroderivada	(TG Aero)	100	GN	100	GN	45	Diésel
Turbina de gas - Tipo industrial	(TG Ind)	98	GN	98	GN	20	Diésel
Turbina de gas - Tipo industrial	(TG Ind)	210	GN	210	GN	47.5	Diésel
Motor de combustión interna	(MCI)					18.5	Combustóleo

GN – Gas natural
Cap. – Capacidad bruta a condiciones de referencia ISO

Fuente: Elaborado por Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) con base en información de GTW Handbook 2019 [1]

a. Datos de las tecnologías

La Tabla 4 muestra las características técnicas y económicas de la muestra de tecnologías para selección en SIN y BCA, la Tabla 5 muestra lo correspondiente para BCS. Para el caso de las tecnologías que usan gas, es decir, para el caso del SIN y de BCA, el factor de consumo de combustible para reserva de transporte (referido en informes previos como reserva razonable de transporte de combustible) que se despliega en dichas tablas 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, para los combustibles no se estiman costos fijos de transporte de combustible, la causa es que no hay tarifa para el costo de reserva de capacidad de transporte para combustibles líquidos, la razón es que su almacenamiento en sitio evita riesgos de suministro.

Tabla 4. Datos de Tecnologías para las Zonas de Potencia SIN y BCA.

Tecnologías de Generación	TG Aero		TG Aero		TG Ind		TG Ind		UNIDAD
Capacidad de la central (ISO)	45.0	[1]	100.0	[1]	98.0	[1]	210.0	[1]	MW
Régimen térmico con PCS (ISO)	10,050	[2]	9,288	[2]	10,530	[2]	10,080	[2]	kJ/kWh
VARIABLES TÉCNICAS									
Tipo de combustible	Gas natural		Gas natural		Gas natural		Gas natural		
Usos propios (consumo de auxiliares)	2.10%	[3]	2.10%	[3]	2.10%	[3]	2.10%	[3]	%
Tasa de salidas forzadas	6.80%	[4]	6.80%	[4]	6.80%	[4]	6.80%	[4]	%
VARIABLES ECONÓMICAS									
Costos unitarios de ingeniería, procura y	844.98	[2]	675.29	[2]	554.93	[2]	428.42	[2]	USD/kW

Tecnologías de Generación	TG Aero	TG Aero	TG Ind	TG Ind	UNIDAD
construcción (EPC) actualizado					
Factor de planta	1.14% [5]	1.14% [5]	1.14% [5]	1.14% [5]	%
Vida útil	30 [3]	30 [3]	30 [3]	30 [3]	años
Costo fijo O&M (USD/MWañ) actualizado	11,877.22 [6]	11,877.22 [6]	15,692.80 [7], [8]	7,253.80 [7]	USD/MWañ
Costo variable O&M (USD/MWh) actualizado	5.690 [6]	5.690 [6]	5.583 [7], [8]	11.403 [7]	USD/MWh
Porcentaje de obra civil con riesgo de sismo y viento	5.31% [10]	5.31% [10]	4.75% [10]	4.75% [10]	%
PROGRAMA DE EGRESOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN					
Egresos durante la construcción año -3	10% [8]	10% [8]	10% [8]	10% [8]	%
Egresos durante la construcción año -2	10% [8]	10% [8]	10% [8]	10% [8]	%
Egresos durante la construcción año -1	80% [8]	80% [8]	80% [8]	80% [8]	%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	%
VARIABLES DE COSTO DE TERRENO					
Requerimientos de terreno por tipo de tecnología	194.67 [11]	138.88 [11]	139.85 [11]	121.21 [11]	m ² /MW
Tipo de terreno	Suburbano	Suburbano	Suburbano	Suburbano	
VARIABLES SECUNDARIAS					
Factor de consumo de combustible para reserva de transporte	93.20%	93.20%	93.20%	93.20%	%
FACTORES Y COSTOS POR SITIO					
Factor de ajuste de altitud y temperatura - Capacidad	0.83434/a) [12]	0.83434/a) [12]	0.88346/a) [12]	0.88346/a) [12]	[12] adimensional
Factor de ajuste de altitud y temperatura - Régimen térmico (HR)	0.92017/b) [12]	0.92017/b) [12]	0.94293/b) [12]	0.94293/b) [12]	[12] adimensional
Factor costo de obra civil para mitigación de riesgos	1.04311/a) [13]	1.04311/a) [13]	1.03029/a) [13]	1.03029/a) [13]	[12] adimensional
	2.6177/b) [13]	2.6177/b) [13]	2.6177/b) [13]	2.6177/b) [13]	[13] adimensional

a) Valor para el SIN.

b) Valor para BCA.

Fuente: Elaborado por INEEL y CENACE.

Tabla 5. Datos de Tecnologías para Zona de Potencia de BCS.

Tecnologías	TG Aero	TG Aero	TG Ind	TG Ind	MCI	UNIDAD
Capacidad de la central (ISO)	19.0 [1]	45.0 [1]	20.0 [1]	47.5 [1]	18.5 [14]	MW
Régimen térmico con PCS (ISO)	10,944 [2]	10,050 [2]	11,533 [2]	10,976 [2]	8,011 [14]	kJ/kWh
VARIABLES TÉCNICAS						
Tipo de combustible	Diésel	Diésel	Diésel	Diésel	Combustóleo	
Usos propios (consumo de auxiliares)	2.10% [3]	2.10% [3]	2.10% [3]	2.10% [3]	3.00% [3]	%

Tecnologías	TG Aero	TG Aero	TG Ind	TG Ind	MCI	UNIDAD
Tasa de salidas forzadas	6.80% [4]	6.80% [4]	6.80% [4]	6.80% [4]	7.10% [4]	%
VARIABLES ECONÓMICAS						
Costos unitarios de ingeniería, procura y construcción (EPC) actualizado	1,076.39 [2]	844.98 [2]	951.82 [2]	709.61 [2]	1,293.74 [14]	USD/kW
Factor de planta	1.14% [5]	1.14% [5]	1.14% [5]	1.14% [5]	1.14% [5]	%
Vida útil	30 [3]	30 [3]	30 [3]	30 [3]	25 [3]	años
Costo fijo O&M (USD/MW año) actualizado	11,877.22 [6]	11,877.22 [6]	20,229.91 [9]	20,229.91 [9]	41,087 [14]	USD/MW año
Costo variable O&M (USD/MWh) actualizado	5.690 [6]	5.690 [6]	10.115 [9]	10.115 [9]	4.532 [14]	USD/MWh
Porcentaje de obra civil con riesgo de sismo y viento	5.31% [10]	5.31% [10]	4.75% [10]	4.75% [10]	9.45% [10]	%
PROGRAMA DE EGRESOS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN						
Egresos durante la construcción año -3	10% [8]	10% [8]	10% [8]	10% [8]	6% [15]	%
Egresos durante la construcción año -2	10% [8]	10% [8]	10% [8]	10% [8]	69% [15]	%
Egresos durante la construcción año -1	80% [8]	80% [8]	80% [8]	80% [8]	25% [15]	%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	%
VARIABLES DE COSTO DE TERRENO						
Requerimientos de terreno por tipo de tecnología	263.03 [11]	194.67 [11]	259.50 [11]	190.15 [11]	420.32 [14]	m ² /MW
Tipo de terreno	Suburbano	Suburbano	Suburbano	Suburbano	Suburbano	
VARIABLES SECUNDARIAS						
Factor de consumo de combustible para reserva de transporte	N/A%	N/A%	N/A%	N/A%	N/A%	%
FACTORES Y COSTOS POR SITIO						
Factor de ajuste de altitud y temperatura - Capacidad	0.79933 [12]	0.79933 [12]	0.85783 [12]	0.85783 [12]	1.0000	adimensional
Factor de ajuste de altitud y temperatura - Régimen térmico (HR)	1.05203 [12]	1.05203 [12]	1.03622 [12]	1.03622 [12]	1.0000	adimensional
Factor costo de obra civil para mitigación de riesgos	3.4149 [13]	3.4149 [13]	3.4149 [13]	3.4149 [13]	3.4149 [13]	adimensional

Fuente: Elaborado por INEEL.

La Tabla 6 muestra la estimación de los componentes del costo 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 6. Factores de costos adicionales de inversión.

FACTORES DE OTROS COSTOS DE INVERSIÓN	UNIDADES	VALOR
Costo de interconexión de suministro de combustible	% de EPC	4.0% a)
Costos de administración del proyecto	% de EPC	2.0% [16]
Costos de paquete refacciones y materiales	% de EPC	1.0% [17]
Costos de contingencia y movilización	% de EPC	9.0% [18]
Costos legales	% de EPC	1.69% [19]
Permisos y licencias	% de EPC	0.23% [19]
Costos de seguros	% de EPC	0.60% [18], [19]
Otros costos	% de EPC	1.50% b) [16], [18]
a)	Este valor será de 4% en caso de usar combustible líquido. En caso de gas natural el costo se estimará en función de la capacidad del ducto requerida.	
b)	Este valor fue estimado con base en el análisis de las dos referencias	

Fuente: Elaborado por INEEL.

b. Ubicación de la TGR en cada Zona de Potencia.

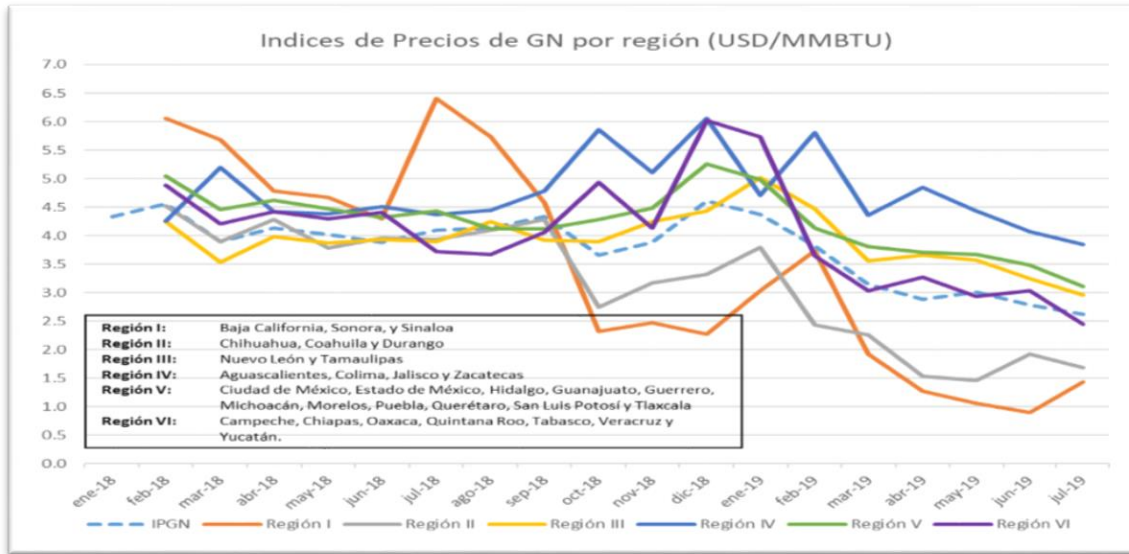
De acuerdo con el numeral 11.1. del MMBP se debe identificar para cada Zona de Potencia, la Tecnología de Generación de Referencia, así como el nodo donde se conectará, tomando en cuenta aquella ubicación que represente el menor costo nivelado.

Para la elección del sitio de instalación de la TGR para cada una de las tres Zonas de Potencia fue necesario como primera aproximación, revisar que el sitio contara con los recursos necesarios para la instalación y operación de una planta de este tipo; eso acotó las opciones de elección a regiones con infraestructura de red eléctrica (NodosP de interconexión) y con suministro de combustible (gas natural, diésel o combustóleo) por ser estos combustibles necesarios para la muestra de tecnologías para seleccionar la TGR.

Posteriormente se revisaron aspectos regionales que pueden afectar el resultado de un menor costo nivelado, entre estos, hay dos conceptos que destacan por la magnitud de su efecto; el precio local del combustible con impacto directo al costo de operación y el derrateo a la capacidad de la Central por efecto de la temperatura y altitud del sitio, que tiene un efecto importante en el costo de inversión.

Referente a la selección del sitio para la Zona de Potencia del SIN, inicialmente se revisó los precios del GN en la zona, por ser el combustible representativo de la muestra de tecnologías seleccionadas para la TGR, se revisó el comportamiento reciente de los precios a partir de los índices de precio registrados por la CRE [20], como lo muestra la Figura 4, resultando que, sin considerar la región que incluye Baja California, la región II (Norte) es la que presenta los precios más bajos.

Figura 4. Índice de precios de gas natural de la CRE.



Fuente: Elaborado por INEEL, con información de la CRE.

La Tabla 7 muestra el precio nivelado a 15 años del GN, de los once sitios con los precios más bajos. Resulta que el precio nivelado más bajo se presenta en el estado de Chihuahua zona Centro.

Tabla 7. Escenarios de precios por localidad en el norte del país.

Región	Sitio	Precio nivelado a 15 años [USD/MMBTU]
Norte	Chihuahua, Chih. (CC Norte II)	\$4.038
Noroeste	Puerto Libertad, Son.	\$4.041
Noroeste	Hermosillo, Son.	\$4.145
Norte	El Encino, Chih. (CC El Encino y CC Chihuahua II)	\$4.200
Norte	Samalayuca, Chih. (CC y CT)	\$4.200
Norte	Chihuahua Norte (CC Transalta Chihuahua III)	\$4.200
Noreste	Río Bravo, Tamps.	\$4.307
Noreste	Altamira, Tamps.	\$4.307
Noreste	Monterrey, N.L.	\$4.307
Noreste	Saltillo, Coah.	\$4.307
Oriente	Tuxpan, Ver.	\$4.307

Fuente: Elaborado por INEEL con información de SENER 2019

También se observa en la Tabla 7 que los once sitios con precios más bajos se ubican en el norte del país y que las ubicaciones cercanas a la zona litoral del golfo muestran el mismo precio nivelado, incluido el norte del estado de Veracruz (Tuxpan).

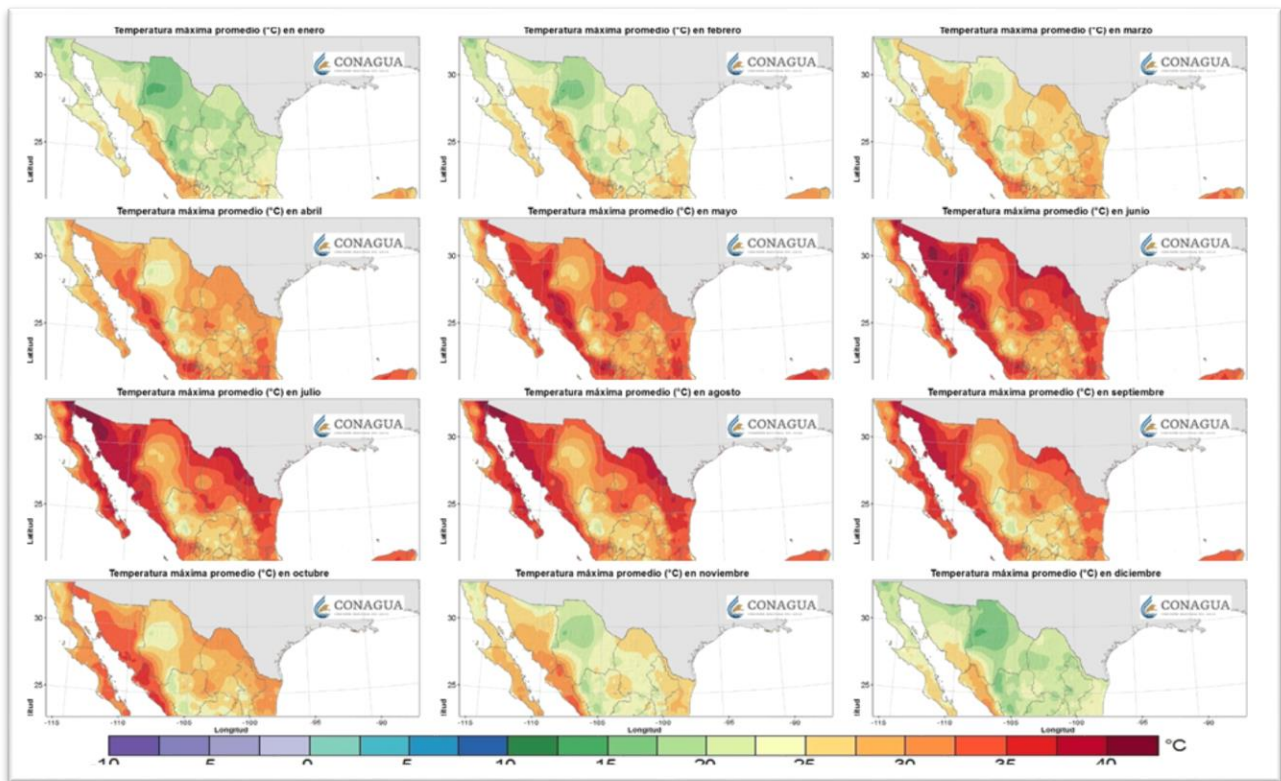
Por otra parte, las tecnologías de turbina de gas, por sus características intrínsecas son afectadas de manera importante en su rendimiento (régimen térmico) y en la capacidad por las condiciones de temperatura y altitud del sitio de instalación. Como referencia [1] y [12], en las turbinas de gas, por cada 10°C que aumente la temperatura, la capacidad presenta una reducción del orden del 6.7% y por cada 500 metros sobre el nivel del mar (msnm) de incremento en la altitud, la capacidad presenta una reducción del orden de 5.7%; el efecto combinado de estos cambios de temperatura

y altitud es de un decremento en la Potencia del orden del 10.9%, lo cual incrementa el costo unitario de inversión.

En el dimensionamiento de este tipo de centrales, es práctica común emplear la denominada “temperatura de diseño de verano”, que es una condición de temperatura tal que la Central pueda alcanzar o mejorar las condiciones nominales de capacidad y rendimiento en todo el año, salvo condiciones ambiente excepcionales. Este valor se estima como el promedio móvil mayor de tres meses consecutivos de las temperaturas máximas promedio mensual registradas en el sitio de instalación.

En la siguiente Figura 5 se muestran mapas de la región norte del país con las temperaturas máximas promedio mensual [21], del registro de temperaturas del Sistema Meteorológico Nacional.

Figura 5. Temperaturas máximas promedio mensual en el Norte de México

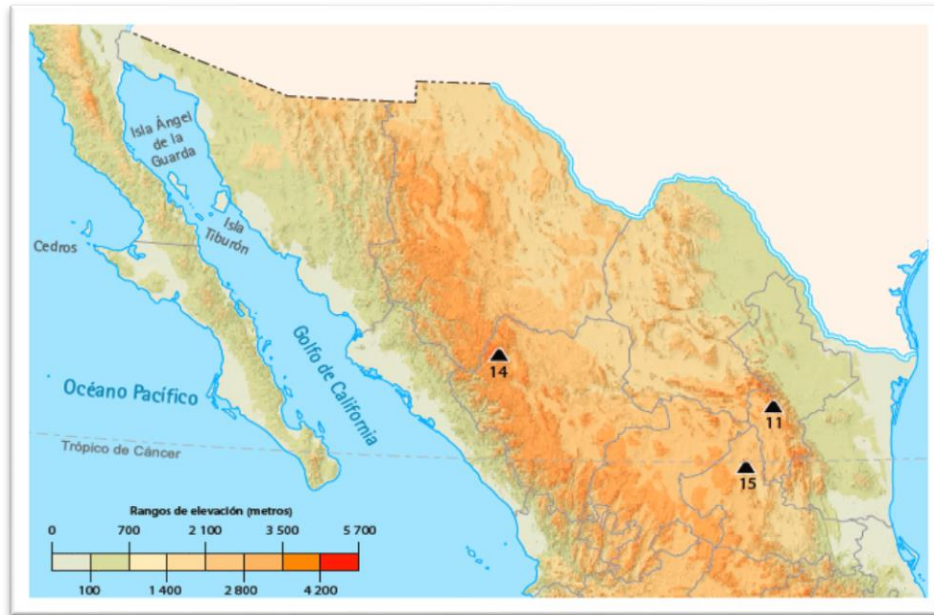


Fuente: Elaborado por INEEL con información del SMN-CONAGUA

Como se observa, las temperaturas más altas del país se presentan de abril a septiembre. Sonora se observa como el estado con mayores temperaturas, se estima con temperatura de diseño de verano con un valor de 37.5°C con base en los registros de los promedios estatales. Por otra parte, el estado del norte con la menor de estas temperaturas es Chihuahua con 32.5°C, condición que se logra por tratarse de un territorio con mayor altitud.

Referente a la altitud, la Figura 6 siguiente muestra un mapa con tonos de color que resalta las diferencias de altitud en la región norte de México.

Figura 6. Relieve de la Región Norte de México.



Fuente: Elaborado por INEEL, extracto de mapa de “Principales elevaciones, con relieve” - INEGI [22].

Se observa que Chihuahua tiene el territorio con mayor altitud, seguido de Coahuila y Nuevo León, estados que no cuentan con litoral, las localidades urbanas en estos estados presentan altitudes por arriba de los 1,000 msnm. Las zonas con localidades cercanas a nivel del mar son los litorales de Sonora, Tamaulipas y Veracruz.

Considerando los análisis anteriores, se realizó una selección de sitios con características, en cuanto a precio de combustible, infraestructura, temperatura y altitud, que pudieran presentar el menor impacto respecto al objetivo de obtener el menor costo nivelado para la TGR. Los sitios seleccionados para el SIN se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Información para presentación de sitios para el SIN.

Localidad	Temperatura de diseño de verano [°C]	Altitud [msnm]
Altamira, Tamaulipas	33.0	20
Tuxpan, Veracruz	31.3	8
Río Bravo, Tamaulipas	34.5	36
El Encino, Chihuahua	33.2	1,480

Fuente: Elaborado por INEEL, con información del SMN.

Como se observa, a la lista se agregó la localidad de El Encino, Chihuahua (ubicado a 20 km al sureste de la capital del estado, Chihuahua), para verificar el efecto de una mayor altitud combinado con menor precio del gas natural.

Para estos sitios se realizó una estimación preliminar del costo nivelado para una turbina de gas de 220 MW siguiendo la metodología del MMBP. Los resultados se presentan en la Tabla 9 siguiente en porcentajes de variación respecto al sitio que resultó con el menor costo nivelado de generación.

Tabla 9. Resultados de porcentaje de variación del costo nivelado de generación para el SIN.

Localidad	Costo Nivelado		
	Fijo	Variable	Total
Altamira, Tamaulipas	0.00%	0.00%	0.00%
Tuxpan, Veracruz	2.19%	-0.28%	2.05%
Río Bravo, Tamaulipas	5.22%	0.32%	4.94%
El Encino, Chihuahua	14.80%	-68.66%	9.99%

Fuente: Elaborado por INEEL.

La ubicación en Altamira resultó con el menor costo nivelado, en segundo lugar, resultó la localidad de Tuxpan con una diferencia de apenas 2%, estas dos localidades muestran características de sitio similares y se encuentran muy cercanas. La localidad de Río Bravo resultó con una diferencia de costo mayor a los 4.94%, la razón de esta diferencia se debe principalmente a que tiene mayor temperatura y que se ubica en una zona del SISTRANGAS con una tarifa de costo de reserva de capacidad de transporte de GN mayor (Tarifas de SISTRANGAS [23]).

Considerando los resultados se selecciona el sitio para la TGR en el SIN en Altamira, Tamaulipas, específicamente con interconexión en el nodo de 06PAE-400.

Respecto a la selección de los nodos de interconexión en las Zonas de Potencia de BCA y BCS, tienen como característica que son significativamente menos extensas en territorio, los rangos de altitud y temperatura son estrechos y prácticamente los precios de los combustibles son los mismos en toda la zona. Por lo tanto, las opciones para la selección de sitio son limitadas y las ubicaciones potenciales se circunscriben a sitios con infraestructuras cercanas al suministro de combustibles e interconexiones.

En el caso de la Zona de Potencia de BCA, se selecciona un sitio cercano a la localidad de Rosarito que cuenta con infraestructura para el suministro de GN y de interconexión eléctrica (NodoP 07PJZ-230); además, se encuentra cercano a la costa, circunstancia que le permite una altitud alrededor de los 16 msnm y temperatura de diseño de verano del orden de 24.3°C.

Para la Zona de Potencia BCS, los combustibles potenciales para la TGR son combustóleo y diésel (líquidos), ya que no existe infraestructura para el abasto de gas natural, por lo que se selecciona un sitio cercano al suministro de la ciudad de La Paz, con infraestructura de interconexión eléctrica (NodoP 07COR-230).

Los NodosP de conexión de la TGR para cada Zona de Potencia se muestran en la Tabla 10 siguiente:

Tabla 10. Nodo de Conexión de la TGR para cada Zona de Potencia..

ZP	Nodo P	Localidad	Altitud [msnm]	Temperatura [°C]
SIN	06PAE-400	Altamira	20	33.0
BCA	07PJZ-230	Rosarito	16	24.13
BCS	07COR-230	Coromuel	100	35.76

Fuente: Elaborado por INEEL con información CENACE y del SMN.

c. Consideraciones Generales

La Tabla 11 presenta los datos económicos y financieros utilizados para los cálculos de identificación de la TGR en cada una de las tres Zonas de Potencia. En cada dato mostrado se indica la referencia utilizada.

Tabla 11. Datos económicos y financieros generales.

PREMISAS ECONÓMICAS	UNIDADES	VALOR	REFERENCIA
Tasa inflación	%	3.97%	(a) [24]
Tasa de impuestos - ISR Empresarial México	%	30.0%	[25]
FINANCIAMIENTO	UNIDADES	VALOR	REFERENCIA
Capital propio	%	50.0%	(b) [26]
Tasa de capital propio	%	14.32%	(c)
Deuda (complemento de capital)	%	50.0%	[26]
Tasa de deuda	%	11.32%	(d) [27] [28]
Periodo del financiamiento	años	7	[26]
Tasa de descuento - Costo de capital promedio ponderado después de impuestos ($WACC_{di}$)	%	13.57%	(e) [29]
OTRAS VARIABLES	UNIDADES	VALOR	REFERENCIA
Tipo de cambio (media mensual)	\$/USD	20.3232	(f) [30]
Horas por año	horas/año	8,766	(j)
Datos para estimación de costo de interconexión eléctrica	UNIDADES	VALOR	REFERENCIA
Factor de potencia de la Central a la red de transmisión	%	90%	(g) [31]
Distancia de la línea de transmisión hasta la interconexión	km	10.0	(h)
Datos para estimación de costo de interconexión de GN	UNIDADES	VALOR	REFERENCIA
Distancia promedio de la interconexión de suministro de GN	km	10.0	(h)
Precio de referencia del acero en el año de ejercicio	USD/t	677.0	(i) [32], [33]

- a) Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) subyacente. La elaboración y publicación corresponde actualmente al INEGI. También reporta los índices de inflación en el Banco de Información Económica (BIE)
- b) Porcentaje de la inversión que se financia con recursos propios del inversionista.
- c) Tasa de interés o rendimiento que espera el inversionista obtener por su capital. Se recomienda un valor de 3 puntos porcentuales por arriba de la tasa de interés de la deuda.
- d) Es la tasa de interés que cobra el banco por el préstamo (deuda). La recomendación está en función de las tasas de referencia del mercado financiero mexicano, en general se espera un valor mayor a la TIIE a 28 días (promedio de 2019 de 8.32 [27]), alrededor de 3% más [28].
- e) La tasa de descuento se obtiene como el ponderado del $WACC_{di}$ con 100% Capital propio más el $WACC_{di}$ con 50% de capital propio, con los pesos en función del periodo del financiamiento, es decir, se obtiene de la suma:

$$(WACC_{di,100\%Capital_propio})[(Vida_Útil-Periodo_del_financiamiento)/Vida_Útil]+(WACC_{di,50\%Capital_propio})(Periodo_del_financiamiento)/Vida_Útil$$
- f) Tipo de cambio FIX Peso/Dólar promedio mensual publicado por el Banco de México correspondiente al mes de actualización del informe.
- g) Valor empleado para la estimación de la capacidad de la interconexión. El código de red (DOF08Abr16 [34], 4 *Requerimientos de control de tensión y potencia reactiva*) indica un valor de 95% en atraso o adelanto. El valor recomendado es de 90% para obtener una tolerancia en la capacidad de la interconexión.
- h) Distancia promedio que se espera encontrar entre el gasoducto principal o del punto de interconexión eléctrica hasta la Central. El valor se recomienda en función de los tamaños de las localidades urbanas en México y tomando en cuenta que una Central se ubicaría en las afueras de la localidad en terreno suburbano.
- i) Precio del acero de referencia para la estimación del costo de ductos de gas. La fuente reporta catorcenalemente en USD/t, el valor se estima como el promedio de los valores publicados para el acero tipo Hot Roll Band - USA en el año de producción (SteelBenchmarker™).
- j) Horas por año. Se estima como el promedio de cuatro años incluyendo un bisiestro. La forma de estimación se mantiene como en las estimaciones previas de la TGR.

Fuente: Elaborado por INEEL.

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, junto con los valores de TC_0 , $USPP_0$ e $INPP_0$. De acuerdo con el numeral 11.1.4, el Factor de escalamiento F_a (ecuación III.1) se utilizará 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 corresponden a fechas distintas:

Para F_{actual} :

- 0:** Fecha de la referencia de donde se obtuvo el 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 2020, acorde con el numeral 11.1.1 del MMBP esta fecha corresponde a **agosto 2019**.

Para F_a : (de acuerdo a 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 2020 esta fecha corresponde a **diciembre 2020**.

De esta forma, mediante los dos factores anteriores, los datos se actualizan desde la fecha de su origen hasta 30 días previos a la actualización del informe de la TGR para la ejecución del MBP.

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

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

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

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

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

Dónde:

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.

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.

- FTC_a** Es el factor de ajuste aplicable para la fecha **a** para el movimiento de la tasa de cambio.
- $FIUS_a$** 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_0** Es el tipo de cambio FIX Peso/Dólar promedio mensual publicado por el Banco de México para la fecha **0** .
- TC_a** Es el tipo de cambio FIX Peso/Dólar promedio mensual publicado por el Banco de México para la fecha **a** .
- $USPP_0$** 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 para la fecha **0**).
- $USPP_a$** 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 **a** .
- $INPP_0$** Es el Índice Nacional de Precios Productor sin petróleo y con servicios para la rama de generación, transmisión y distribución de electricidad, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) vigente para la fecha **0** .
- $INPP_a$** 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 **a** .

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

$$F_{actual\ USD} = F_{actual} * \frac{TC_0}{TC_a} \quad \text{III-3}$$

$$F_a' = F_a * \frac{TC_0}{TC_a} \quad \text{III-4}$$

En el caso del costo de terreno se considera que, debido a que este concepto no incluye ninguna infraestructura y que es un bien que de origen está ya en moneda nacional, no es necesario actualizarlo al Año de Producción utilizando relaciones de índices de tasa de cambio ni índices de precios de infraestructura, por lo que no se emplea **$F_{actual\ USD}$** , sino solo una relación de índices de inflación. Para el cumplimiento de lo explícitamente dispuesto en el MMBP se incluye la actualización con **F_a'** de la siguiente manera:

$$PU_{actual} = PU_{orig} * \frac{INPC_a}{INPC_{orig}} * F_a'$$

PU_{actual} Precio unitario de terreno actualizado, [USD/m²]

PU_{orig} Precio unitario del terreno suburbano en el municipio o estado (el que se encuentre disponible) en donde se ubica el NodoP de interés para instalar la Central, es un dato en la fecha original, [USD/m²]

$INPC_a$ Índice Nacional de precios al Consumidor en la fecha 60 días antes de publicación del informe de la TGR, [adimensional]

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

CUARTA SECCIÓN

IV. IDENTIFICACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TGR

La identificación de la Tecnología de Generación de Referencia se lleva a cabo de acuerdo con lo previsto en el Capítulo 11 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia. De tabla 12 a la Tabla 14 se despliegan los resultados de los costos nivelados de generación de la muestra de tecnologías para selección de la TGR en cada Zona de Potencia.

Tabla 12. Resultados de costos de generación nivelados para la Zona de Potencia SIN.

TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	TGAero	TGAero	TGInd	TGInd	UNIDAD
Capacidad bruta de la central (ISO)	45	100	98	210	MW
Capacidad instalada bruta	37.55	83.43	86.58	185.53	MW
Capacidad entregada	34.26	76.13	79.00	169.28	MW
Tipo de combustible	Gas natural	Gas natural	Gas natural	Gas natural	
Régimen térmico neto	10.708	9.896	11.082	10.608	GJ/MWh
Costos variables de O&M	5.690	5.690	5.583	11.403	USD/MWh
COSTOS FIJOS					
Costo nivelado de inversión	1,959.44	1,513.34	1,190.39	899.62	USD/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	128.07	118.36	132.54	126.88	USD/MWh
Costo fijo de O&M	121.32	121.32	160.29	74.09	USD/MWh
Costo nivelado fijo total	2,208.83	1,753.01	1,483.22	1,100.59	USD/MWh
COSTOS VARIABLES					
Costo nivelado de combustible	34.85	32.21	36.07	34.53	USD/MWh
Costo variable de O&M	5.69	5.69	5.58	11.40	USD/MWh
Costo nivelado variable total	40.54	37.90	41.65	45.93	USD/MWh
COSTO DE GENERACIÓN NIVELADO	2,249.37	1,790.91	1,524.87	1,146.52	USD/MWh
Moneda nacional					
COSTOS FIJOS					
Costo nivelado de inversión	39,822.14	30,755.94	24,192.49	18,283.13	MXN/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	2,602.82	2,405.37	2,693.62	2,578.58	MXN/MWh
Costo fijo de O&M	2,465.61	2,465.61	3,257.70	1,505.83	MXN/MWh
Costo nivelado fijo total	44,890.58	35,626.92	30,143.81	22,367.54	MXN/MWh
COSTOS VARIABLES					
Costo nivelado de combustible	708.30	654.57	733.01	701.70	MXN/MWh
Costo variable de O&M	115.64	115.64	113.47	231.75	MXN/MWh
Costo nivelado variable total	823.94	770.21	846.48	933.45	MXN/MWh
COSTO DE GENERACIÓN NIVELADO	45,714.52	36,397.12	30,990.29	23,300.99	MXN/MWh

Fuente: Elaborado por CENACE e INEEL.

Tabla 13. Resultados de Costos de Generación Nivelados para la Zona de Potencia de BCA.

TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	TGAero	TGAero	TGInd	TGInd	UNIDAD
Capacidad bruta de la central (ISO)	45	100	98	210	MW
Capacidad instalada bruta	41.41	92.02	92.41	198.02	MW
Capacidad entregada	37.78	83.96	84.31	180.67	MW
Tipo de combustible	Gas natural	Gas natural	Gas natural	Gas natural	
Régimen térmico neto	10.456	9.663	10.901	10.435	GJ/MWh
Costos variables de O&M	5.690	5.690	5.583	11.403	USD/MWh
COSTOS FIJOS					
Costo nivelado de inversión	1,805.59	1,411.51	1,137.58	866.41	USD/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	24.23	22.39	25.26	24.18	USD/MWh
Costo fijo de O&M	121.32	121.32	160.29	74.09	USD/MWh
Costo nivelado fijo total	1,951.15	1,555.22	1,323.14	964.68	USD/MWh
COSTOS VARIABLES					
Costo nivelado de combustible	27.89	25.77	29.07	27.83	USD/MWh
Costo variable de O&M	5.69	5.69	5.58	11.40	USD/MWh
Costo nivelado variable total	33.58	31.46	34.66	39.24	USD/MWh
COSTO DE GENERACIÓN NIVELADO	1,984.72	1,586.68	1,357.80	1,003.92	USD/MWh
Moneda nacional					
COSTOS FIJOS					
Costo nivelado de inversión	36,695.51	28,686.38	23,119.38	17,608.20	MXN/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	492.49	455.13	513.43	491.50	MXN/MWh
Costo fijo de O&M	2,465.61	2,465.61	3,257.70	1,505.83	MXN/MWh
Costo nivelado fijo total	39,653.61	31,607.12	26,890.50	19,605.52	MXN/MWh
COSTOS VARIABLES					
Costo nivelado de combustible	566.79	523.80	590.89	565.65	MXN/MWh
Costo variable de O&M	115.64	115.64	113.47	231.75	MXN/MWh
Costo nivelado variable total	682.43	639.44	704.36	797.41	MXN/MWh
COSTO DE GENERACIÓN NIVELADO	40,336.04	32,246.55	27,594.86	20,402.93	MXN/MWh

Fuente: Elaborado por CENACE e INEEL.

Tabla 14. Resultados de Costos de Generación Nivelados para la Zona de Potencia BCS.

TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	TGAero	TGAero	TGInd	TGInd	MCI	UNIDAD
Capacidad bruta de la central (ISO)	19	45	20	47.5	18.5	MW
Capacidad instalada bruta	15.19	35.97	17.16	40.75	18.50	MW
Capacidad entregada	13.86	32.82	15.65	37.18	16.67	MW
Tipo de combustible	Diésel	Diésel	Diésel	Diésel	Combustóleo	
Régimen térmico neto	11.760	10.800	12.208	11.618	8,259	GJ/MWh
Costos variables de O&M	5.690	5.690	10.115	10.115	4.532	USD/MWh
COSTOS FIJOS						
Costo nivelado de inversión	3,012.01	2,232.97	2,482.32	1,746.73	3,295.63	USD/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	USD/MWh
Costo fijo de O&M	121.32	121.32	206.64	206.64	423.58	USD/MWh
Costo nivelado fijo total	3,133.33	2,354.29	2,688.96	1,953.36	3,719.21	USD/MWh
COSTOS VARIABLES						
Costo nivelado de combustible	165.12	151.64	171.40	163.12	61.63	USD/MWh
Costo variable de O&M	5.69	5.69	10.11	10.11	4.53	USD/MWh
Costo nivelado variable total	170.81	157.33	181.52	173.23	66.16	USD/MWh
COSTO DE GENERACIÓN NIVELADO	3,304.14	2,511.61	2,870.48	2,126.60	3,785.37	USD/MWh
Moneda nacional						
COSTOS FIJOS						
Costo nivelado de inversión	61,213.77	45,381.14	50,448.77	35,499.13	66,977.94	MXN/MWh
Costo fijo de transporte de combustible	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	MXN/MWh
Costo fijo de O&M	2,465.61	2,465.61	4,199.56	4,199.56	8,608.49	MXN/MWh
Costo nivelado fijo total	63,679.38	47,846.75	54,648.34	39,698.69	75,586.43	MXN/MWh
COSTOS VARIABLES						
Costo nivelado de combustible	3,355.78	3,081.74	3,483.47	3,315.11	1,252.53	MXN/MWh
Costo variable de O&M	115.64	115.64	205.57	205.57	92.11	MXN/MWh

Costo nivelado variable total	3,471.42	3,197.39	3,689.04	3,520.68	1,344.63	MXN/MWh
COSTO DE GENERACIÓN NIVELADO	67,150.80	51,044.14	58,337.38	43,219.37	76,931.06	MXN/MWh

Fuente: Elaborado por CENACE e INEEL.

De la Tabla 12 a la Tabla 14 se puede apreciar cual tecnología tiene el menor costo nivelado de generación, que corresponde a la TGR a seleccionar. La Tabla 15 siguiente muestra la tecnología seleccionada como la TGR de cada Zona de Potencia.

Tabla 15. Tecnología seleccionada como TGR para cada Zona de Potencia.

Zona de Potencia	TECNOLOGÍA SELECCIONADA	Cap. [MW] *	Combustible
SIN	Turbina de gas - Tipo industrial (<i>TG Ind</i>)	210	GN
BCA	Turbina de gas - Tipo industrial (<i>TG Ind</i>)	210	GN
BCS	Turbina de gas - Tipo industrial (<i>TG Ind</i>)	47.5	Diésel

Fuente: Elaborado por INEEL.

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

La Tabla 16 siguiente integra los costos anuales nivelados por unidad de Potencia de cada TGR de cada Zona de Potencia. Se expresan tanto por MW-año de capacidad instalada como por MW-año de Capacidad entregada.

Tabla 16. Costos Nivelados Anuales por MW-año.

ZONA DE POTENCIA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	SIN TG Ind	BCA TG Ind	BCS TG Ind	UNIDAD
Capacidad bruta de la central (ISO)	210	210	47.50	<i>MW</i>
Capacidad instalada bruta	185.53	198.02	40.75	<i>MW</i>
Capacidad entregada	169.28	180.67	37.18	<i>MW</i>
Tipo de combustible	Gas natural	Gas natural	Diésel	
Régimen térmico neto	10.608	10.435	11.618	<i>GJ/MWh</i>
Costos variables de O&M	11.403	11.403	10.115	<i>USD/MWh</i>
COSTOS ANUALES POR CAPACIDAD INSTALADA BRUTA				
COSTOS FIJOS				
Costo nivelado de inversión	88,072.48	84,821.24	171,004.44	<i>USD/MW año</i>
Costo fijo de transporte de combustible	12,421.39	2,367.61	0.00	<i>USD/MW año</i>
Costo fijo de O&M	7,253.80	7,253.80	20,229.91	<i>USD/MW año</i>
Costo nivelado fijo total	107,747.67	94,442.65	191,234.35	<i>USD/MW año</i>
COSTOS VARIABLES				
Costo nivelado de combustible	3,380.19	2,724.84	15,969.37	<i>USD/MW año</i>
Costo variable de O&M	1,116.38	1,116.38	990.25	<i>USD/MW año</i>
Costo nivelado variable total	4,496.57	3,841.22	16,959.63	<i>USD/MW año</i>
COSTO TOTAL NIVELADO	112,244.24	98,283.87	208,193.98	<i>USD/MW año</i>
<i>Moneda nacional</i>				
COSTOS FIJOS				
Costo nivelado de inversión	1,789,918.37	1,723,842.54	3,475,364.70	<i>MXN/MW año</i>
Costo fijo de transporte de combustible	252,442.87	48,117.58	0.00	<i>MXN/MW año</i>
Costo fijo de O&M	147,420.71	147,420.71	411,137.41	<i>MXN/MW año</i>
Costo nivelado fijo total	2,189,781.95	1,919,380.82	3,886,502.11	<i>MXN/MW año</i>
COSTOS VARIABLES				
Costo nivelado de combustible	68,696.50	55,377.54	324,549.43	<i>MXN/MW año</i>
Costo variable de O&M	22,688.45	22,688.45	20,125.18	<i>MXN/MW año</i>
Costo nivelado variable total	91,384.94	78,065.99	344,674.61	<i>MXN/MW año</i>
COSTO TOTAL NIVELADO	2,281,166.89	1,997,446.81	4,231,176.72	<i>MXN/MW año</i>
COSTOS ANUALES POR CAPACIDAD ENTREGADA				
COSTOS FIJOS				
Costo nivelado de inversión	96,525.40	92,962.12	187,416.92	<i>USD/MW año</i>
Costo fijo de transporte de combustible	13,613.55	2,594.85	0.00	<i>USD/MW año</i>
Costo fijo de O&M	7,950.00	7,950.00	22,171.52	<i>USD/MW año</i>
Costo nivelado fijo total	118,088.95	103,506.96	209,588.43	<i>USD/MW año</i>
COSTOS VARIABLES				
Costo nivelado de combustible	3,452.70	2,783.29	16,311.92	<i>USD/MW año</i>
Costo variable de O&M	1,140.33	1,140.33	1,011.50	<i>USD/MW año</i>
Costo nivelado variable total	4,593.03	3,923.61	17,323.42	<i>USD/MW año</i>
COSTO TOTAL NIVELADO	122,681.98	107,430.57	226,911.85	<i>USD/MW año</i>
<i>Moneda nacional</i>				
COSTOS FIJOS				
Costo nivelado de inversión	1,961,709.16	1,889,291.58	3,808,919.39	<i>MXN/MW año</i>
Costo fijo de transporte de combustible	276,671.56	52,735.75	0.00	<i>MXN/MW año</i>
Costo fijo de O&M	161,569.69	161,569.69	450,597.10	<i>MXN/MW año</i>
Costo nivelado fijo total	2,399,950.40	2,103,597.02	4,259,516.49	<i>MXN/MW año</i>
COSTOS VARIABLES				
Costo nivelado de combustible	70,170.07	56,565.42	331,511.17	<i>MXN/MW año</i>
Costo variable de O&M	23,175.12	23,175.12	20,556.87	<i>MXN/MW año</i>
Costo nivelado variable total	93,345.19	79,740.54	352,068.04	<i>MXN/MW año</i>
COSTO TOTAL NIVELADO	2,493,295.60	2,183,337.56	4,611,584.53	<i>MXN/MW año</i>

Fuente: Elaborado por CENACE e INEEL.

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 2020 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 17 siguiente.

Tabla 17. Ingresos del Mercado para la TGR en cada Zona de Potencia.

ZONA DE POTENCIA TECNOLOGÍA	SIN TG Ind	BCA TG Ind	BCS TG Ind	
Capacidad bruta de la central (ISO)	210	210	47.5	MW
Capacidad instalada bruta	185.53	198.02	40.75	MW
Capacidad entregada	169.28	180.67	37.18	MW
Tipo de combustible	Gas natural	Gas natural	Diésel	
Régimen térmico neto	10.608	10.435	11.618	GJ/MWh
Costos variables de O&M	11.403	11.403	10.115	USD/MWh
INGRESOS DEL MERCADO DE ENERGÍA DE LA TGR				
Moneda nacional	18,824.83	872,730.37	3,456.82	MNX/MW año
Dólares estadounidenses	925.00	39,469.30	153.44	USD/MW año

Fuente: Elaborado por CENACE e INEEL.

Con base en las condiciones actuales de cada Zona de Potencia en cuestiones de:

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

De acuerdo con lo descrito a lo largo del presente informe y derivado de las condiciones propias de cada Zona de Potencia, la tecnología que presenta los menores costos nivelados totales se muestra en la Tabla 18.

Tabla 18. Tecnología seleccionada como TGR

Zona de Potencia	TECNOLOGÍA SELECCIONADA		Cap. [MW] *	Costos Fijos Nivelados por Capacidad Entregada	
				MXN/MW-año [USD/MW-año]	IMTGR MXN/MW-año [USD/MW-año]
SIN	Turbina de gas – Tipo industrial	(TG Ind)	210	2,399,950.40 [118,088.95]	18,824.83 [925.00]
BCA	Turbina de gas – Tipo industrial	(TG Ind)	210	2,103,597.02 [103,506.96]	872,730.37 [39,469.30]
BCS	Turbina de gas – Tipo industrial	(TG Ind)	47.5	4,259,516.49 [209,588.43]	3,456.82 [153.44]

Fuente: Elaborado por CENACE e INEEL.

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

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 en febrero 2021, se actualizarán días previos cuando se tenga toda la información correspondiente al año de producción 2020, 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. REFERENCIAS

- [1] G. T. World, «2019 GTW Handbook,» *Gas Turbine World*, vol. Volume 34, 2019.
- [2] Correlaciones realizadas por el INEEL de valores de unidades comercialmente disponibles, listadas en la Revista "Gas Turbine World 2019", «Estimaciones GTW 2019 v19Sep19.xlsx,» Cuernavaca, 2019.
- [3] SENER-2018, «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional,» Secretaría de Energía, México, 2018- 2032.
- [4] SENER-PIIRCE 2018, Programa indicativo para la instalación y retiro de centrales eléctricas, México: Secretaría de Energía, 2018-2032.
- [5] DOF-MMBP 22-09-2016, Manual del Mercado para el Balance de Potencia, México: Diario Oficial de la Federación - Secretaría de Energía, 2016.
- [6] Analysis Group, Inc. / Lummus Consultants International, Inc., «Study to Establish New York Electricity Market ICAP Demand Curve Parameters,» September, 2016.

- [7] EIA-DOE AEO, «Assumptions to the Annual Energy Outlook 2019. Electricity Market Module,» Energy Information Administration, Department of Energy US, 2019.
- [8] NREL-ATB, Annual Technology Baseline (ATB) Data, Denver: National Renewable Energy Laboratory, 2019.
- [9] «Lazard’s Levelized Cost Of Energy Analysis - Version 12.0,» November, 2018.
- [10] INEEL-EPC, «Desgloce de EPC con Thermoflow e información de proyectos para PEF 2015,» Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, Cuernavaca, 2019.
- [11] INEEL_Terreno, «Requerimientos de superficie por unidad de potencia,» 2019.
- [12] INEEL-Factores, «Factores de ajuste de altitud y temperatura realizados con Thermoflow,» Cuernavaca, 2019.
- [13] INEEL-ObraCivil, «Análisis de riesgos hidrometeorológicos y sismos con base en el manual de obras civiles.,» Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, Cuernavaca, 2019.
- [14] MAN Diesel&Turbo SE, Información directa del proveedor, México: Business Unit Power Plant, Septiembre, 2017.
- [15] Alliant Energy, «Appendix 7A Black & Veatch 2013 Power Characterization Study,» USA, November 2013.
- [16] P. S. Energy, «GENERIC RESOURCE COSTS FOR INTEGRATED RESOURCE PLANNING Revision: 3 HDR Project # 10111615,» October 18, 2018.
- [17] «Integrated Resource Plan 2017, Volume IV: Attachments C-H,» 2017.
- [18] T. B. Group, «AESO Cost of New Entry Analysis: Combustion Turbines and Combined-Cycle Plants with November 1, 2021 Online Date,» September 4, 2018.
- [19] G. P. S. Company, «AEMO 2018 Benchmark Reserve Capacity Price for the South West Interconnected System,» 2018.
- [20] CRE, «Índices de Referencia de Precios de Gas Natural,» Comisión Reguladora de Energía, 2019. [En línea]. Available: <http://www.cre.gob.mx/IPGN/index.html>. [Último acceso: 18 septiembre 2019].
- [21] SMN-CONAGUA, «Mapas de climatología 1981-2010,» Servicio Meteorológico Nacional, 2019. [En línea]. Available: <https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica/mapas-de-climatologia-1981-2010>. [Último acceso: 10 septiembre 2019].

- [22] INEGI, «Mapas para imprimir - Nacional,» INEGI, febrero 2018. [En línea]. Available: <http://cuentame.inegi.org.mx/mapas/nacional.aspx?tema=M>. [Último acceso: 10 septiembre 2019].
- [23] CENAGAS, «Tarifas de SISTRANGAS DOF26Dic18,» Centro Nacional de Control del Gas Natural, 26 12 2018. [En línea]. Available: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5547253&fecha=26/12/2018. [Último acceso: 10 septiembre 2019].
- [24] Banco de México, «Inflación acumulada anual a julio de 2020.,» Banco de México, 2020. [En línea]. Available: <https://www.banxico.org.mx/tipcomb/main.do?page=inf&idioma=sp>
- [25] SHCP-Ley ISR, «Ley de Impuesto sobre la Renta,» Secretaría de Hacienda y Crédito Público, México, 2019.
- [26] BANCOMEXT-ER, Retos y oportunidades para el financiamiento de proyectos de energías renovables con venta al Mercado Eléctrico Mayorista en México, Ciudad de México: Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (BANCOMEXT), 2019. Available: https://energypedia.info/images/5/5e/Mercado_Spot-Bancomext-GIZ.pdf
- [27] BANXICO, «Tasas de Interes en el Mercado de Dinero - (CF101),» Banco de México, [En línea]. Available: <https://www.banxico.org.mx/SielInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=18&accion=consultarCuadro&idCuadro=CF101&locale=es>. [Último acceso: 15 enero 2019].
- [28] BANXICO, «Reporte sobre las condiciones de competencia en el otorgamiento de crédito a las pequeñas y medianas empresas (PYME),» abril 2015. [En línea]. Available: <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>.
- [29] Comisión de Desarrollo Finanzas y Sistema Financiero, «Análisis el costo promedio ponderado de capital,» *Boletín de Investigación*, nº 16, 2014.
- [30] BANXICO, «Tipo de cambio promedio del periodo,» Banco de México, agosto 2020. [En línea]. Available: <https://www.banxico.org.mx/SielInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CF86>
- [31] DOF-MICEyCCC, *Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga*, México: Diario Oficial de la Federación-Secretaría de Energía, 2018.

- [32] SteelBenchmarker, «Pricing Tool for the “New Continuum”,» Steel Benchmarker, 2019. [En línea]. <http://www.steelbenchmarker.com/>
- [33] SteelBenchmarker, «www.steelbenchmarker.com,» Steel Benchmarker, 2019. [En línea]. Available: http://steelbenchmarker.com/files/price_history.xls
- [34] CRE, «Código de Red,» Comisión reguladora de Energía, 8 abril 2016. [En línea]. Available: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016. [Último acceso: 18 septiembre 2019].