

INFORME DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE REFERENCIA

MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA 2026

AÑO DE PRODUCCIÓN 2025

ANEXO

**FORMULACIÓN Tecnología de Generación de Referencia
(TGR) 2025 Preliminar**

ÍNDICE GENERAL

1. ELEMENTOS TÉCNICOS.....	4
1.1 Condiciones ISO para diésel	4
1.1.1 Capacidad bruta ISO diésel	4
1.1.2 Régimen térmico ISO en términos del valor inferior calorífico diésel	4
1.2 Factores de ajuste de capacidad y régimen térmico	5
1.2.1 Ajuste de capacidad por temperatura	5
1.2.2 Ajuste de régimen térmico por temperatura	5
1.2.3 Ajuste de capacidad por altitud	5
1.2.4 Ajuste de régimen térmico por altitud	5
1.3 Requerimientos totales del terreno.....	6
1.3.1 Requerimiento de terreno para la Central.....	6
1.4 Condiciones en sitio de la unidad	6
1.4.1 Factor de derrateo de capacidad por altitud	6
1.4.2 Factor de derrateo de capacidad por temperatura	6
1.4.3 Capacidad instalada bruta	7
1.4.4 Factor de ajuste del régimen térmico por altitud.....	7
1.4.5 Factor de ajuste de régimen térmico por temperatura	7
1.4.6 Régimen térmico bruto en sitio.....	7
1.4.7 Consumo de combustible a capacidad instalada bruta.....	8
1.5 Condiciones netas de la unidad	8
1.5.1 Capacidad instalada neta sitio en sitio.....	8
1.5.2 Régimen térmico neto en sitio	9
1.6 Condiciones de entrega	9
1.6.1 Capacidad entregada	9
1.6.2 Factor esperado de salidas forzadas	9
1.7 Consumo de combustible y generación	10
1.7.1 Generación bruta en sitio	10
1.7.2 Factor de consumo de combustible para reserva de transporte	10

1.7.3 Consumo de combustible para reserva de transporte	10
1.7.4 Factor de planta	11
1.7.5 Generación bruta producida en sitio	11
1.7.6 Generación neta en sitio	12
1.7.7 Consumo bruto de combustible	12
2. ELEMENTOS ECONÓMICOS.....	13
2.1 Ingeniería, procura y construcción (EPC)	13
2.1.1 Costo unitario de ingeniería, procura y construcción	13
2.1.2 Costo unitario de ingeniería, procura y construcción actualizada hasta 60 días antes de la publicación del Informe de la TGR	13
2.1.3 Costo unitario de ingeniería, procura y construcción actualizada a partir de los 60 días antes de la publicación de la TGR hasta 30 días de la actualización de la TGR para la ejecución del MBP	14
2.1.4 Costos de ingeniería, procura y construcción total	14
2.2 Costo de adquisición de terreno de la central.....	14
2.2.1 Costo unitario del terreno afectado por INPC	14
2.2.2 Costo unitario del terreno actualizado $F_{a'}$	15
2.2.3 Costo de adquisición del terreno de la central en términos de la capacidad bruta ISO	16
2.3 Interconexión a la red eléctrica.....	16
2.3.1 Costo de interconexión a la red eléctrica	16
2.3.2 Costo de los estudios de interconexión	16
2.3.3 Costo actualizado unitario de obras de interconexión.....	17
2.3.4 Costo actualizado unitario de obras de refuerzo	17
2.3.5 Costo total de obras de interconexión	18
2.3.6 Costo total de obras de refuerzo.....	18
2.3.7 Costo unitario del derecho de vía afectado por INPC.....	19
2.3.8 Costo unitario del derecho de vía afectado por $F_{a'}$	19
2.3.9 Costo total del derecho de vía	20
2.4 Interconexión al suministro de gas	20
2.4.1 Costos de interconexión al suministro de combustible (SIN y BCA)	20
2.4.2 Costos de interconexión al suministro de combustible líquidos (BCS)	20

2.5 Costos legales, permisos y otros costos y Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más	21
2.5.1 Costos legales, permisos y otros costos	21
2.5.2 Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más	21
2.6 Costos de inversión.....	22
2.6.1 Costo total de la Central (SIN y BCA).....	22
2.6.2 Costo total de la Central (BCS)	23
3. ELEMENTOS FINANCIEROS	24
3.1 Deuda y capital propio.....	24
3.1.1 Egresos durante la construcción	24
3.1.2 Costo del capital propio	25
3.1.3 Costo de la Deuda	26
3.2 Amortización de la inversión y valor presente.....	27
3.2.1 Tasa de descuento	27
3.2.2 Costo anual de la amortización de la inversión total más intereses	28
3.2.3 Valor presente de la generación neta en la vida operativa de la Central	28
3.2.4 Factor de equivalencia entre costos unitarios de generación y costos anuales por unidad de capacidad	28
3.2.5 Costo nivelado de inversión.....	29
3.2.6 Costo fijo de Operación y Mantenimiento	31
3.2.7 Costo variable de operación y mantenimiento	32
3.2.8 Costo nivelado de combustible	33
3.2.9 Costo fijo de transporte de combustible	34

1. ELEMENTOS TÉCNICOS

1.1 Condiciones ISO para diésel

1.1.1 Capacidad bruta ISO diésel

$$CB_{ISO\text{diésel}} = DCD \times CB_{ISO}$$

Donde:

$CB_{ISO\text{diésel}}$	Capacidad bruta ISO de la turbina de gas afectada por el uso de diésel como combustible, dato en MW.
DCD	Factor del decremento de capacidad por el uso de diésel como combustible, <i>se obtiene como 1 menos el porcentaje del decremento de capacidad por uso de diésel</i> , dato en %.
CB_{ISO}	Capacidad bruta ISO de la turbina de gas, dato en MW.

1.1.2 Régimen térmico ISO en términos del valor inferior calorífico diésel

$$HR_{LHV\text{diésel}} = HR_{LHV} \times IRD$$

Donde:

$HR_{LHV\text{diésel}}$	Régimen térmico ISO en términos del valor inferior calorífico de la turbina de gas afectado por el uso de diésel como combustible, dato en kJ/kWh.
HR_{LHV}	Régimen térmico ISO en términos del valor inferior calorífico de la turbina de gas, dato en kJ/kWh.
IRD	Factor del incremento del régimen térmico por el uso del diésel como combustible, <i>se obtiene como 1 más el porcentaje del incremento del régimen térmico por uso de diésel</i> , dato en %.

1.2 Factores de ajuste de capacidad y régimen térmico

1.2.1 Ajuste de capacidad por temperatura

$$ACT = 0.67$$

Donde:

ACT Ajuste de capacidad por temperatura, dato en %/°C.

1.2.2 Ajuste de régimen térmico por temperatura

$$ART = 0.17$$

Donde:

ART Ajuste de régimen térmico por temperatura, dato en %/°C.

1.2.3 Ajuste de capacidad por altitud

$$ACH = 0.01$$

Donde:

ACH Ajuste de capacidad por altitud, dato en %/m.

1.2.4 Ajuste de régimen térmico por altitud

El ajuste de régimen térmico por altitud, ARA_{alt} , se considera 0.00 ya que su efecto es despreciable.

1.3 Requerimientos totales del terreno

1.3.1 Requerimiento de terreno para la Central

$$RTC = \frac{80,937.1284 \text{ m}^2}{CB_{ISO}}$$

Donde:

RTC Requerimiento del terreno para la Central, dato en m²/MW.

CB_{ISO} Capacidad bruta ISO, dato en MW.

1.4 Condiciones en sitio de la unidad

1.4.1 Factor de derrateo de capacidad por altitud

$$FDC_{alt} = H \times ACH$$

Donde:

FDC_{alt} Factor de derrateo de capacidad por altitud, dato en %.

H Altitud, dato en m.

ACH Ajuste de capacidad por altitud, dato en %/m.

1.4.2 Factor de derrateo de capacidad por temperatura

$$FDC_{temp} = ACT \times (T - T_{ISO})$$

Donde:

FDC_{temp} Factor de derrateo de capacidad por temperatura, dato en %.

T Temperatura en sitio, dato en °C.

T_{ISO} Temperatura ISO, dato en °C.

1.4.3 Capacidad instalada bruta

$$CB_{sitio} = CB_{ISO} - (CB_{ISO} \times FDC_{alt}) - (CB_{ISO} \times FDC_{temp})$$

Donde:

CB_{sitio}	Capacidad instalada bruta en sitio, dato en MW.
CB_{ISO}	Capacidad bruta ISO, dato en MW.
FDC_{alt}	Factor de derrateo de capacidad por altitud, dato en %.
FDC_{temp}	Factor de derrateo de capacidad por temperatura, dato en %.

1.4.4 Factor de ajuste del régimen térmico por altitud

El factor de ajuste de régimen térmico por altitud, FHR_{alt} , se considera 0.00 ya que su efecto es despreciable.

1.4.5 Factor de ajuste de régimen térmico por temperatura

$$FHR_{temp} = ART \times (T - T_{ISO})$$

Donde:

FHR_{temp}	Factor de ajuste del régimen térmico por temperatura, dato en %.
ART	Ajuste de régimen térmico por temperatura, dato en %/°C.
T	Temperatura en sitio, dato en °C.
T_{ISO}	Temperatura ISO, dato en °C.

1.4.6 Régimen térmico bruto en sitio

$$HRB_{sitio} = HRB_{ISO} + (HRB_{ISO} \times FHR_{alt}) + (HRB_{ISO} \times FHR_{temp})$$

Donde:

HRB_{sitio}	Régimen térmico bruto en sitio, dato en kJ/kWh.
HRB_{ISO}	Régimen térmico bruto ISO, dato en kJ/kWh.
FHR_{alt}	Factor de ajuste del régimen térmico por altitud, dato en %.
FHR_{temp}	Factor de ajuste del régimen térmico por temperatura, dato en %.

1.4.7 Consumo de combustible a capacidad instalada bruta

$$CCCI_B = \frac{GBP_{sitio} \times HRB_{sitio}}{1000}$$

Donde:

$CCCI_B$	Consumo de combustible a capacidad instalada bruta, dato en GJ/año.
GBP_{sitio}	Generación bruta producida en sitio, dato en MWh/año.
HRB_{sitio}	Régimen térmico bruto en sitio, dato en kJ/kWh.

1.5 Condiciones netas de la unidad

1.5.1 Capacidad instalada neta sitio en sitio

$$CN_{sitio} = CB_{sitio} \times (100\% - U_{prop})$$

Donde:

CN_{sitio}	Capacidad instalada neta sitio en sitio, dato en MW.
CB_{sitio}	Capacidad instalada bruta en sitio, dato en MW.
U_{prop}	Usos propios, porcentaje de potencia empleada por la Central para autoconsumo en sus servicios auxiliares, dato en %.

1.5.2 Régimen térmico neto en sitio

Flujo de energía consumida $HRB_{sitio} \times CB_{sitio} = HRN_{sitio} \times CN_{sitio}$

Entonces:

$$HRN_{sitio} = HRB_{sitio} \times \frac{CB_{sitio}}{CN_{sitio}}$$

Donde:

HRN_{sitio} Régimen térmico neto en sitio, dato en kJ/kWh.

HRB_{sitio} Régimen térmico bruto en sitio, dato en kJ/kWh.

CB_{sitio} Capacidad instalada bruta en sitio, dato en MW.

CN_{sitio} Capacidad instalada neta sitio en sitio, dato en MW.

1.6 Condiciones de entrega

1.6.1 Capacidad entregada

$$CE = CN_{sitio} \times (100\% - TSF)$$

Donde:

CE Capacidad entregada, dato en MW.

CN_{sitio} Capacidad instalada neta sitio en sitio, dato en MW.

TSF Tasa de salidas forzadas, es un dato, dato en %.

1.6.2 Factor esperado de salidas forzadas

$$FESF = \frac{CN_{sitio}}{CE}$$

Donde:

$FESF$ Factor esperado de salidas forzadas, dato adimensional.

CN_{sitio}	Capacidad instalada neta sitio en sitio, dato en MW.
CE	Capacidad entregada, dato en MW.

1.7 Consumo de combustible y generación

1.7.1 Generación bruta en sitio

$$GB_{sitio} = CB_{sitio} \times H_{año}$$

Donde:

GB_{sitio}	Generación bruta en sitio, dato en MWh/año.
CB_{sitio}	Capacidad instalada bruta en sitio, dato en MW.
$H_{año}$	Horas por año, se estiman como el promedio de cuatro años incluyendo un año bisiesto dando como resultado 8,766 horas, dato en h/año.

1.7.2 Factor de consumo de combustible para reserva de transporte

$$FRT = 100\% - TSF$$

Donde:

FRT	Factor de consumo de combustible para reserva de transporte, dato en %.
TSF	Tasa de salidas forzadas, dato en %.

1.7.3 Consumo de combustible para reserva de transporte

$$CD_{comb} = \frac{CB_{sitio} \times 24 \times HRB_{sitio}}{1000}$$

Donde:

CD_{comb}	Consumo de combustible a capacidad instalada bruta diario, dato en GJ/día.
-------------------------------	--

CB_{sitio}	Capacidad instalada bruta en sitio, dato en MW.
HRB_{sitio}	Régimen térmico bruto en sitio, dato en kJ/kWh.

$$CRC_{comb} = CD_{comb} \times FRT$$

Donde:

CRC_{comb}	Consumo de combustible para reserva de transporte, dato en GJ/día.
CD_{comb}	Consumo de combustible a capacidad instalada bruta diario, dato en GJ/día.
FRT	Factor de consumo de combustible para reserva de transporte, dato en %.

1.7.4 Factor de planta

$$FP = \frac{100}{H_{año}}$$

Donde:

$H_{año}$	Horas por año, 8,766 h/año. Se estiman como el promedio de cuatro años incluyendo un año bisiesto.
-----------------------------	--

1.7.5 Generación bruta producida en sitio

$$GBP_{sitio} = GB_{sitio} \times FP$$

Donde:

GBP_{sitio}	Generación bruta producida en sitio, dato en MWh/año.
GB_{sitio}	Generación bruta en sitio, dato en MWh/año.
FP	Factor de planta, dato en %.

1.7.6 Generación neta en sitio

$$GN_{sitio} = CN_{sitio} \times H_{año} \times FP$$

Donde:

- GN_{sitio}** Generación neta en sitio, dato en MWh/año.
- CN_{sitio}** Capacidad instalada neta sitio en sitio, dato en MW.
- $H_{año}$** Horas por año, 8,766 horas, dato en h/año.
- FP** Factor de planta, dato en %.

1.7.7 Consumo bruto de combustible

$$CBC = \frac{GBP_{sitio} \times HRB_{sitio}}{1000}$$

Donde:

- CBC** Consumo bruto de combustible, dato en GJ/año.
- GBP_{sitio}** Generación bruta producida en sitio, dato en MWh/año.
- HRB_{sitio}** Régimen térmico bruto en sitio, dato en kJ/kWh.

2. ELEMENTOS ECONÓMICOS

2.1 Ingeniería, procura y construcción (EPC)

2.1.1 Costo unitario de ingeniería, procura y construcción

$$EPC_{original} = \left(\frac{TG_{total} \times 1000}{CB_{ISO}} \right) \times 2$$

Donde:

$EPC_{original}$ Costo unitario de ingeniería, procura y construcción, dato en USD/kW.

TG_{total} Costo total de turbina de gas, dato en MMUSD.

CB_{ISO} Capacidad bruta ISO, dato en MW.

2.1.2 Costo unitario de ingeniería, procura y construcción actualizada hasta 60 días antes de la publicación del Informe de la TGR

$$EPC_{F_{actual\ USD}} = EPC_{original} \times F_{actual\ USD}$$

Donde:

$EPC_{F_{actual\ USD}}$ Costo de ingeniería, procura y construcción, actualizado por $F_{actual\ USD}$ en USD, dato en USD/kW.

$EPC_{original}$ Costo de ingeniería, procura y construcción, dato original en fecha conocida para la tecnología seleccionada, dato en USD/kW.

$F_{actual\ USD}$ Es el factor de escalamiento aplicable desde la fecha de dato original hasta 60 días antes de la publicación del Informe de la TGR. Aplicable a dólares, adimensional.

2.1.3 Costo unitario de ingeniería, procura y construcción actualizada a partir de los 60 días antes de la publicación de la TGR hasta 30 días de la actualización de la TGR para la ejecución del MBP

$$EPC_{F_{a'}} = EPC_{F_{actual\ USD}} \times F_{a'}$$

Donde:

- $EPC_{F_{a'}}$** Costo de ingeniería, procura y construcción, actualizado por $F_{a'}$ en USD, dato en USD/kW.
- $EPC_{F_{actual\ USD}}$** Costo de ingeniería, procura y construcción, actualizado por F actual en USD, dato en USD/kW.
- $F_{a'}$** 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 Mercado para el Balance de Potencia (MBP), aplicable a dólares, dato adimensional.

2.1.4 Costos de ingeniería, procura y construcción total

$$EPC_{total} = \frac{CB_{ISO} \times EPC_{F_{a'}}}{1000}$$

Donde:

- EPC_{total}** Costo de ingeniería, procura y construcción, dato en MMUSD.
- $EPC_{F_{a'}}$** Costo de ingeniería, procura y construcción, actualizado por $F_{a'}$ en USD, dato en USD/kW.
- CB_{ISO}** Capacidad bruta ISO, dato en MW.

2.2 Costo de adquisición de terreno de la central

2.2.1 Costo unitario del terreno afectado por INPC

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

Donde:

$PU_{terreno}$	Precio unitario del terreno suburbano, dato en USD/m ² .
$PU_{terreno\ orig}$	Precio unitario del terreno suburbano, es un dato en la fecha original, dato en MXN/m ² .
$TC\ FIX_a$	Tipo de cambio FIX peso/dólar promedio mensual, en la fecha 60 días antes de la publicación del Informe de la TGR, dato en MXN/USD.
$INPC_a$	Índice Nacional de precios al Consumidor (INPC) en la fecha 60 días antes de publicación del Informe de la TGR, dato adimensional.
$INPC_{orig}$	Índice Nacional de precios al Consumidor en la fecha del dato original, dato adimensional.

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, sólo se actualiza desde la fecha del dato original a 60 días antes de la publicación del Informe de la TGR por inflación.

2.2.2 Costo unitario del terreno actualizado $F_{a'}$

$$PU_{terreno\ F_{a'}} = PU_{terreno} \times F_{a'}$$

Donde:

$PU_{terreno\ F_{a'}}$	Precio unitario del terreno suburbano actualizado por $F_{a'}$ en USD, para cumplir con el numeral 11.1.4 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, dato en USD/m ² .
$PU_{terreno}$	Precio unitario del terreno suburbano, dato en USD/m ² .
$F_{a'}$	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, aplicable a dólares, dato adimensional.

2.2.3 Costo de adquisición del terreno de la central en términos de la capacidad bruta ISO

$$C_{as} = \frac{CB_{ISO} \times RT \times PU_{terreno\ Fa'}}{1E^6}$$

Donde:

C_{as} Costo de adquisición del terreno, dato en MMUSD.

CB_{ISO} Capacidad bruta ISO de la Central, dato en MW.

RT Requerimiento total del terreno, *el cual corresponde al requerimiento del terreno por tipo de tecnología*, dato en m²/MW.

$PU_{terreno\ Fa'}$ Precio unitario del terreno suburbano actualizado por Fa' en USD, dato en USD/m².

2.3 Interconexión a la red eléctrica

2.3.1 Costo de interconexión a la red eléctrica

$$CIRE = COST_{EI} + COI_{total} + COR_{total} + COST_{dvia}$$

Donde:

$CIRE$ Costo de interconexión a la red eléctrica, dato en USD.

$COST_{EI}$ Costo de los estudios de interconexión, dato requerido en USD.

COI_{total} Costo total de obras de interconexión, dato en USD.

COR_{total} Costo total de obras de refuerzo, dato en USD.

$COST_{dvia}$ Costo total del derecho de vía para la línea de transmisión, dato en USD.

2.3.2 Costo de los estudios de interconexión

$$COST_{EI} = E_{ind} + E_{is} + E_{inst}$$

Donde:

$COST_{EI}$	Costo de los estudios de interconexión, dato en MXN.
E_{ind}	Costo del estudio indicativo, dato en MXN.
E_{is}	Costo del estudio de impacto al sistema, dato en MXN.
E_{inst}	Costo del estudio de las instalaciones, dato en MXN.

2.3.3 Costo actualizado unitario de obras de interconexión

$$COI_{F_a'} = \frac{COI_{unitario} \times F_a'}{TC\ FIX_a}$$

Donde:

$COI_{F_a'}$	Costo unitario de obras de interconexión actualizado, dato en USD/MW.
$COI_{unitario}$	Costo original unitario de obras de interconexión, se obtuvo como un promedio de costos de estudios realizados en el sistema eléctrico por parte de CENACE, dato en MXN/MW.
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, aplicable a dólares, dato adimensional.
$TC\ FIX_a$	Tipo de cambio FIX peso/dólar promedio mensual publicado por el Banco de México 60 días previos a la fecha en la que se publique el Informe de la TGR, dato en MXN/USD.

2.3.4 Costo actualizado unitario de obras de refuerzo

$$COR_{F_a'} = \frac{COR_{unitario} \times F_a'}{TC\ FIX_a}$$

Donde:

$COR_{F_a'}$	Costo actualizado unitario de obras de refuerzo, dato en USD/MW.
--------------------------------	--

$COR_{unitario}$	Costo original unitario de obras de refuerzo, se obtuvo como un promedio de estudios realizados en el sistema eléctrico, dato en MXN/MW.
$F_{a'}$	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, aplicable a dólares, dato adimensional.
$TC\ FIX_a$	Tipo de cambio FIX peso/dólar promedio mensual publicado por el Banco de México 60 días previos a la fecha en la que se publique el Informe de la TGR, dato en MXN/USD.

2.3.5 Costo total de obras de interconexión

$$COI_{total} = COI_{F_{a'}} \times CB_{sitio}$$

Donde:

COI_{total}	Costo total de obras de interconexión, dato en USD.
$COI_{F_{a'}}$	Costo unitario de obras de interconexión actualizado, dato en USD/MW.
CB_{sitio}	Capacidad instalada bruta en sitio, dato en MW.

2.3.6 Costo total de obras de refuerzo

$$COR_{total} = COR_{F_{a'}} \times CB_{sitio}$$

Donde:

COR_{total}	Costo total de obras de refuerzo, dato en USD.
$COR_{F_{a'}}$	Costo unitario de obras de interconexión actualizado, dato en USD/MW.
CB_{sitio}	Capacidad instalada bruta en sitio, dato en MW.

2.3.7 Costo unitario del derecho de vía afectado por INPC

$$PU_{dvía} = \frac{PU_{dvía\ orig}}{TC\ FIX_a} \times \frac{INPC_a}{INPC_{orig}}$$

Donde:

$PU_{dvía}$	Precio unitario vigente del derecho de vía contemplado para la línea de transmisión, 60 días antes de la publicación del Informe de la TGR, dato en USD/m ² .
$PU_{dvía\ orig}$	Precio unitario del derecho de vía, <i>se obtiene como el precio unitario del terreno más el 30% considerado por concepto de bienes distintos a la tierra, es un dato en la fecha original</i> , dato en MXN/m ² .
$TC\ FIX_a$	Tipo de cambio FIX peso/dólar promedio mensual publicado por el Banco de México 60 días previos a la fecha en la que se publique el Informe de la TGR, dato en MXN/USD.
$INPC_a$	Índice Nacional de precios al Consumidor en la fecha 60 días antes de publicación del Informe de la TGR, dato adimensional.
$INPC_{orig}$	Índice Nacional de precios al Consumidor en la fecha del dato original, dato adimensional.

2.3.8 Costo unitario del derecho de vía afectado por F_a'

$$PU_{dvía\ F_{a'}} = PU_{dvía} \times F_{a'}$$

Donde:

$PU_{dvía\ F_{a'}}$	Precio unitario vigente del derecho de vía actualizado por $F_{a'}$ en USD, contemplado para la línea de transmisión, dato en USD/m ² .
$PU_{dvía}$	Precio unitario vigente del derecho de vía contemplado para la línea de transmisión, 60 días antes de la publicación del Informe de la TGR, dato en USD/m ² .
$F_{a'}$	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, aplicable a dólares, dato adimensional.

2.3.9 Costo total del derecho de vía

$$COST_{dvía} = LLT \times 1000 \times ALT \times PU_{dvía F_a'}$$

Donde:

- $COST_{dvía}$** Costo total del derecho de vía, dato en USD.
- LLT** Longitud de la línea de transmisión, dato en km.
- ALT** Ancho de vía para la Línea de Transmisión, dato en m.
- $PU_{dvía F_a'}$** Precio unitario vigente del derecho de vía actualizado por Fa' en USD, contemplado para la línea de transmisión, dato en USD/m².

2.4 Interconexión al suministro de gas

2.4.1 Costos de interconexión al suministro de combustible (SIN y BCA)

$$COST_{ISC} = COST_{gas} \times DDC + EM$$

Donde:

- $COST_{ISC}$** Costo de interconexión al suministro de combustible, dato en MMUSD.
- $COST_{gas}$** Costo del gasoducto, dato en MMUSD/km.
- DDC** Distancia al punto de interconexión del ducto de combustible, dato en km.
- EM** Costo de la estación de medición, dato en requerido en MMUSD.

2.4.2 Costos de interconexión al suministro de combustible líquidos (BCS)

$$COST_{ISCL} = EPC_{total} \times ISCL$$

Donde:

$COST_{ISCL}$	Costo de interconexión al suministro de combustibles líquidos, dato en MMUSD.
EPC_{total}	Costo de ingeniería, procura y construcción total, dato en MMUSD.
$ISCL$	Porcentaje del costo de interconexión al suministro de combustibles líquidos respecto al EPC, dato en %.

2.5 Costos legales, permisos y otros costos y Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más

2.5.1 Costos legales, permisos y otros costos

$$COST_{LP\&O} = EPC_{total} \times LP\&O$$

Donde:

$COST_{LP\&O}$	Costos legales, permisos y otros costos, dato en MMUSD.
EPC_{total}	Costo de ingeniería, procura y construcción total, dato en MMUSD.
$LP\&O$	Porcentaje de los costos legales, permisos y otros respecto al EPC, dato en %.

2.5.2 Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más

Para las Centrales que utilizan gas natural.

$$COST_{CLPI} = (COST_{LP\&O} + C_{as} + CIRE + COST_{ISC}) \times CLPI$$

Donde:

$COST_{CLPI}$	Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más, dato en MMUSD.
$COST_{LP\&O}$	Costos legales, permisos y otros costos, dato en MMUSD.
C_{as}	Costo de adquisición del terreno, dato en MMUSD.
$CIRE$	Costo de interconexión a la red eléctrica, dato requerido en MMUSD.

$COST_{ISC}$	Costo de interconexión al suministro de combustible, dato en MMUSD.
$CLPI$	Porcentaje de los costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más, dato en %.

Para las Centrales que utilizan diésel.

$$COST_{CLPI} = (COST_{LP\&O} + C_{as} + CIRE + COST_{ISCL}) \times CLPI$$

Donde:

$COST_{CLPI}$	Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más, dato en MMUSD.
$COST_{LP\&O}$	Costos legales, permisos y otros costos, dato en MMUSD.
C_{as}	Costo de adquisición del terreno, dato en MMUSD.
$CIRE$	Costo de interconexión a la red eléctrica, dato requerido en MMUSD.
$COST_{ISCL}$	Costo de interconexión al suministro de combustible líquido, dato en MMUSD.
$CLPI$	Porcentaje de los costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más, dato en %.

2.6 Costos de inversión

2.6.1 Costo total de la Central (SIN y BCA)

$$COST_{CENTRAL} = EPC_{total} + COST_{LP\&O} + C_{as} + CIRE + COST_{ISC} + COST_{CLPI}$$

Donde:

$COST_{CENTRAL}$	Costo total de la central, dato en MMUSD.
EPC_{total}	Costo de ingeniería, procura y construcción total, dato en MMUSD.
$COST_{LP\&O}$	Costos legales, permisos y otros costos, dato en MMUSD.
C_{as}	Costo de adquisición del terreno, dato en MMUSD.
$CIRE$	Costo de interconexión a la red eléctrica, dato requerido en MMUSD.

$COST_{ISC}$	Costo de interconexión al suministro de combustible, dato en MMUSD.
$COST_{CLPI}$	Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más, dato en MMUSD.

Al igual que en TGR 2019, se asume que el valor de rescate es cero.

2.6.2 Costo total de la Central (BCS)

$$COST_{CENTRAL} = EPC_{total} + COST_{LP\&O} + C_{as} + CIRE + COST_{ISCL} + COST_{CLPI}$$

Donde:

$COST_{CENTRAL}$	Costo total de la central, dato en MMUSD.
EPC_{total}	Costo de ingeniería, procura y construcción total, dato en MMUSD.
$COST_{LP\&O}$	Costos legales, permisos y otros costos, dato en MMUSD.
C_{as}	Costo de adquisición del terreno, dato en MMUSD.
$CIRE$	Costo de interconexión a la red eléctrica, dato requerido en MMUSD.
$COST_{ISCL}$	Costo de interconexión al suministro de combustible líquido, dato en MMUSD.
$COST_{CLPI}$	Costos por contingencias legales, permisos, interconexión y más, dato en MMUSD.

Al igual que en TGR 2019, se asume que el valor de rescate es cero.

3. ELEMENTOS FINANCIEROS

3.1 Deuda y capital propio

3.1.1 Egresos durante la construcción

El factor de valor futuro para cada año de construcción de la Central es:

$$FVF_i = \%E_{año\ i} \times (1 + T_d)^i$$

Donde:

- $\%E_{año\ i}$ Porcentaje de egresos de la construcción de la planta respecto al costo total durante el año i , dato en %.
- T_d Tasa de descuento, dato en %.
- i Año i antes de la entrada de operación de la Central.

El programa de construcción de la Central en conjunto con el porcentaje de egresos de cada periodo tendrá una estructura según se muestra en la Tabla:

Tabla. Programa de egresos durante la construcción de la Central

Período de construcción	Porcentaje de egreso cada año	Factor de valor futuro
Año m	$\%E_{año\ m}$	FVF_m
Año $m-1$	$\%E_{año\ m-1}$	FVF_{m-1}
Año 3	$\%E_{año\ 3}$	FVF_3
Año 2	$\%E_{año\ 2}$	FVF_2
Año 1	$\%E_{año\ 1}$	FVF_1

Integrando el periodo completo, el factor de valor futuro es:

$$FVF_{total} = \sum_{i=1}^m [\%E_{año\ i} \times (1 + T_d)^i]$$

Donde:

- FVF_{total}** Factor de valor futuro total para determinar los intereses durante la construcción de la Central, dato adimensional.
- T_d** Tasa de descuento, dato en %.
- m** Duración de la construcción de la Central, dato en años.

$$\sum_{i=1}^m (\%E_{año\ i}) = 100\%$$

3.1.2 Costo del capital propio

$$COST_{cp} = COST_{CENTRAL} \times W_e$$

Donde:

- COST_{cp}** Costo del capital propio, dato en MMUSD.
- COST_{CENTRAL}** Costo total de la Central, dato en MMUSD.
- W_e** Participación del capital propio respecto al capital total, dato en %.

El rendimiento esperado por esta fracción de la inversión es:

$$MI_{cp} = COST_{cp} \times (FVF_{total} - 1)$$

Donde:

- MI_{cp}** Monto de los intereses por concepto de capital propio en el año cero, dato en MMUSD.

El monto de la inversión, en su componente de solo capital propio con intereses en el año de inicio de operación de la Central es:

$$M_{cpci} = COST_{cp} \times FVF_{total}$$

Donde:

M_{cpci} Monto total del capital propio incluyendo su rendimiento en año cero, dato en MMUSD.

3.1.3 Costo de la Deuda

$$COST_{cf} = COST_{CENTRAL} \times W_d$$

Donde:

$COST_{cf}$ Costo de la deuda, dato en MMUSD.

W_d Participación de la deuda en el capital total, es el coeficiente de endeudamiento estándar para la capacidad de generación nueva, dato en %.

El monto de solo intereses por concepto de capital financiado:

$$MI_{cf} = COST_{cf} \times (FVF_{total} - 1)$$

Donde:

MI_{cf} Monto de los intereses para pago de deuda en el año cero, dato en MMUSD.

El monto total de la deuda con intereses en el año de inicio de operación de la Central es:

$$M_{cfci} = COST_{cf} \times FVF_{total}$$

Donde:

M_{cfci} Monto total de la deuda con intereses en el año cero, dato en MMUSD.

Inversión total de la Central con intereses durante la construcción:

$$I_{tci} = M_{cpci} + M_{cfci}$$

Donde:

I_{tci} Inversión total de la Central con intereses en el año cero, dato en MMUSD.

3.2 Amortización de la inversión y valor presente

3.2.1 Tasa de descuento

Tasa estimada mediante el Costo Promedio Ponderado de Capital o WACC por sus siglas en inglés (Weighted Average Cost of Capital):

$$WACC_{di} = [W_e \times K_e] + W_d \times K_d \times (1 - T_{im})$$

Donde:

$WACC_{di}$ Costo Promedio Ponderado de Capital después de impuestos, dato en %.

W_e Participación del capital propio en el capital total, dato en %.

K_e Costo del capital propio para financiar nueva capacidad de generación, dato en %.

W_d Participación de la deuda en el capital total, es el coeficiente de endeudamiento estándar para la nueva capacidad de generación, dato en %.

K_d Costo vigente de la deuda para financiar la Central, dato en %.

T_{im} Tasa de impuestos vigentes en el año, publicado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, dato en %.

3.2.2 Costo anual de la amortización de la inversión total más intereses

$$AI = I_{tci} \times \left[\frac{T_d \times (1 + T_d)^{n-1}}{(1 + T_d)^n - 1} \right]$$

Donde:

- AI** Amortización de la inversión, dato en MMUSD/año.
- T_d** Costo Promedio Ponderado de Capital después de impuestos, dato en %.
- n** Vida operativa de la Central, dato en años.
- I_{tci}** Inversión total de la Central con intereses en el año cero, dato en MMUSD.

3.2.3 Valor presente de la generación neta en la vida operativa de la Central

$$VPG_{vo} = \sum_{t=0}^{n-1} \frac{GN_{sitio}}{(1 + T_d)^t}$$

Donde:

- VPG_{vo}** Valor presente de la generación neta en vida operativa de la Central, dato en MWh.
- T_d** Costo Promedio Ponderado de Capital después de impuestos, dato en %.
- n** Vida operativa económica de la Central, dato en años.
- GN_{sitio}** Generación neta en sitio, dato en MWh/año.

3.2.4 Factor de equivalencia entre costos unitarios de generación y costos anuales por unidad de capacidad

$$FF_CG_CA_E = FESF \times FP \times H_{año}$$

Donde:

$FF_CG_CA_E$	Factor de equivalencia para obtener costos fijos anuales por unidad de capacidad entregada a partir de costos fijos unitarios de generación neta en sitio, dato en h/año.
$FESF$	Factor esperado de salidas forzadas, dato adimensional.
FP	Factor de planta, dato en %.
$H_{año}$	Horas por año, dato en h/año.

Análogamente, el factor para costos variables y con respecto a Capacidad instalada neta sitio se estima como:

$$FF_CG_CA_{neta} = FP \times H_{año}$$

Donde:

$FF_CG_CA_{neta}$	Factor de equivalencia para obtener costos variables anuales por unidad de Capacidad instalada neta sitio a partir de costos variables unitarios de generación neta en sitio, dato en h/año.
---------------------------------------	--

3.2.5 Costo nivelado de inversión

La inversión total de la Central (I_{tci}) considera la suma de la inversión proveniente del capital propio ($COST_{cp}$) y la inversión que se provee con capital financiado ($COST_{cf}$), más sus respectivos intereses ($MI_{cp} + MI_{cf}$) generados en el periodo de construcción de la Central, es decir, es el monto total de inversión en el año cero de operación.

$$I_{tci} = (COST_{cp} + MI_{cp}) + (COST_{cf} + MI_{cf})$$

Esta cantidad se puede anualizar para obtener la inversión total anualizada equivalente (I_{ta}) considerando para su determinación, la tasa de descuento y la vida operativa de la Central:

$$I_{ta} = I_{tci} \times \left[\frac{T_d \times (1 + T_d)^{n-1}}{(1 + T_d)^n - 1} \right]$$

Donde:

I_{ta} Inversión anual equivalente de la Central, dato en MMUSD/año.

Costo nivelado de inversión:

$$CN_I = \frac{I_{tci} \times 1E^6}{VPG_{vo}}$$

Donde:

CN_I Costo nivelado de inversión por unidad de generación, dato en USD/MWh.

I_{tci} Inversión total de la Central incluyendo los intereses durante los años de construcción, dato en MMUSD.

VPG_{vo} Valor presente de la generación neta en la vida operativa de la Central, dato en MWh.

Costo anual nivelado de inversión por unidad de capacidad entregada:

$$CAN_I = CN_I \times FF_CG_CA_E$$

Costo anual nivelado de inversión por unidad de capacidad instalada bruta en sitio:

$$CAN_{I_CB} = CAN_I \times \frac{CE}{CB_{sitio}}$$

Donde:

CAN_I Costo anual nivelado por unidad de capacidad entregada, dato en USD/MW-año.

CAN_{I_CB} Costo anual nivelado por unidad de capacidad instalada bruta en sitio, dato en USD/MW-año.

$FF_CG_CA_E$ Factor de equivalencia para obtener costos fijos anuales por unidad de capacidad entregada a partir de costos fijos unitarios de generación neta en sitio, dato en h/año.

3.2.6 Costo fijo de Operación y Mantenimiento

$$CA_{fo\&M_CB} = CO\&M_{f\ original} \times F_{actual\ USD} \times F_a'$$

$$CA_{fo\&M} = CA_{fo\&M_CB} \times \frac{CB_{sitio}}{CE}$$

Donde:

- $CA_{fo\&M}$** Costo fijo anual de operación y mantenimiento unitario por capacidad entregada, dato en USD/MW-año.
- $CA_{fo\&M_CB}$** Costo fijo anual de operación y mantenimiento unitario por capacidad instalada bruta en sitio, actualizado a la fecha correspondiente, dato en USD/MW-año.
- $CO\&M_{f\ original}$** Costo fijo de operación y mantenimiento unitario en la fecha original del dato utilizado, dato en USD/MW-año.
- 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, aplicable a dólares, dato adimensional.
- $F_{actual\ USD}$** Es el factor de escalamiento aplicable desde la fecha de dato original hasta 60 días antes de la publicación del Informe de la TGR, aplicable a dólares, dato adimensional.

Se determina el costo fijo de O&M por unidad de generación neta en sitio como:

$$CO\&M_f = \frac{CA_{fo\&M}}{FF_CG_CA_E}$$

Donde:

- $CO\&M_f$** Costo fijo de operación y mantenimiento por unidad de generación neta en sitio, dato en USD/MWh.
- $FF_CG_CA_E$** Factor de equivalencia para obtener costos fijos anuales por unidad de capacidad entregada a partir de costos fijos unitarios de generación neta en sitio, dato en h/año.

3.2.7 Costo variable de operación y mantenimiento

$$CO\&M_v = CO\&M_{v \text{ original}} \times F_{actual \text{ USD}} \times F_a'$$

Donde:

- $CO\&M_v$** Costo variable de operación y mantenimiento por unidad de generación, actualizado a la fecha correspondiente, dato en USD/MWh.
- $CO\&M_{v \text{ original}}$** Costo variable de operación y mantenimiento unitario en la fecha original del dato utilizado, dato en USD/MWh.
- $F_{actual \text{ USD}}$** Es el factor de escalamiento aplicable desde la fecha de dato original hasta 60 días antes de la publicación del Informe de la TGR, aplicable a dólares, dato adimensional.
- 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, aplicable a dólares, dato adimensional.

Costo anual variable de O&M por unidad de Capacidad instalada neta sitio:

$$CA_{vO\&M} = CO\&M_v \times FV_CG_CA_{neta}$$

Costo anual variable de O&M por unidad de capacidad instalada bruta:

$$CA_{vO\&M_CB} = CA_{vO\&M} \times \frac{CN_{sitio}}{CB_{sitio}}$$

Donde:

- $CA_{vO\&M}$** Costo anual variable de O&M por unidad de Capacidad instalada neta sitio, dato en USD/MW-año.
- $CA_{vO\&M_CB}$** Costo anual variable de O&M por unidad de capacidad instalada bruta, dato en USD/MW-año.

- $FV_{CG_CA_{neta}}$** Factor de equivalencia para obtener costos variables anuales por unidad de Capacidad instalada neta sitio a partir de costos variables por unidad de generación neta en sitio, dato en h/año.

3.2.8 Costo nivelado de combustible

El costo inicial del combustible utilizado en el año j está dado por:

$$Costo_{j\ comb} = CCCI_B \times PU_{j\ comb}$$

Donde:

- $Costo_{j\ comb}$** Costo anual del combustible en el año j , dato en USD/año.
- $CCCI_B$** Consumo de combustible a capacidad instalada bruta, dato en GJ/año.
- $PU_{j\ comb}$** Precio unitario del combustible en el año j , dato en USD/GJ, de acuerdo con los índices de precio del combustible del escenario medio del PRODESEN para el combustible utilizado.

$$CN_{comb} = \frac{VPCosto_{comb}}{VPGvo}$$

Donde:

- CN_{comb}** Costo nivelado del combustible por unidad de generación neta en sitio, dato en USD/MWh.
- $VPCosto_{comb}$** Valor presente del costo del combustible, dato requerido en USD.
- $VPGvo$** Valor presente de la generación neta en sitio, dato en MWh.

El numerador de la ecuación anterior se obtiene como:

$$VPCosto_{comb} = \sum_{j=0}^{n-1} \frac{Costo_{j\ comb}}{(1 + T_d)^j}$$

Donde:

$VPCosto_{comb}$ Valor presente del costo del combustible, dato en MMUSD.

$Costo_{j\ comb}$ Costo anual del combustible en el año j , dato requerido en MMUSD.

T_d Tasa de descuento, dato en %.

El costo anual nivelado por consumo de combustible por unidad de Capacidad instalada neta sitio se determina como:

$$CAN_{comb} = CN_{comb} \times FF_CG_CA_{neta}$$

Y el costo anual nivelado por unidad de capacidad instalada bruta en sitio se determina como:

$$CAN_{comb_CB} = CN_{comb} \times \frac{GN_{sitio}}{CB_{sitio}}$$

Donde:

CAN_{comb} Costo anual nivelado por consumo de combustible por unidad de Capacidad instalada neta sitio, dato en USD/MW-año.

CAN_{comb_CB} Costo anual nivelado por consumo de combustible por unidad de capacidad instalada bruta, dato en USD/MW-año.

$FF_CG_CA_{neta}$ Factor de equivalencia para obtener costos variables anuales por unidad de Capacidad instalada neta sitio a partir de costos variables unitarios de generación neta en sitio, dato en h/año.

3.2.9 Costo fijo de transporte de combustible

Para las Centrales que utilizan gas natural.

$$CA_{f\ tran\ comb} = \frac{CRC_{comb} \times CUFTC \times 365.25}{CE}$$

Donde:

$CA_{f\ tran\ comb}$	Costo fijo anual de transporte de combustible por unidad de capacidad entregada, dato en USD/MW-año.
CRC_{comb}	Consumo de energía para reserva de capacidad de transporte de combustible, dato en GJ/día.
$CUFTC$	Costo unitario fijo de transporte de combustible, dato en USD/GJ-día.
CE	Capacidad entregada, dato en MW.

La constante de 365.25 corresponde al promedio de días de cuatro años incluyendo un año bisiesto.

El costo fijo de transporte de combustible por unidad de generación:

$$C_{f\ tran\ comb} = \frac{CA_{f\ tran\ comb}}{FF_CG_CA_E}$$

Costo anual fijo por transporte de combustible por unidad de capacidad instalada bruta:

$$C_{f\ tran\ comb_CB} = CA_{f\ tran\ comb} \times \frac{CE}{CB_{sitio}}$$

Donde:

$C_{f\ tran\ comb}$	Costo fijo de transporte de combustible por unidad de generación, dato en USD/MWh.
$CA_{f\ tran\ comb}$	Costo fijo anual de transporte de combustible por unidad de capacidad entregada, dato en USD/MW-año.
$FF_CG_CA_E$	Factor de equivalencia para obtener costos fijos anuales por unidad de capacidad entregada a partir de costos fijos unitarios de generación neta en sitio, dato en h/año.