

ANEXO ÚNICO

ÍNDICES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Tabla de contenido

ANEXO ÚNICO	1
I. ALCANCE	2
II. OBJETO	2
III. Reglas de Interpretación	2
IV. ÍNDICES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES	3
1. FÓRMULA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DEL COMBUSTÓLEO.....	3
2. FÓRMULA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DEL DIÉSEL	6
3. DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GAS NATURAL	8
4. FÓRMULA PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS DEL CARBÓN NACIONAL	12

ANEXO ÚNICO

ÍNDICES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

I. ALCANCE

En el presente documento se establecen las fórmulas para determinar los Índices de Precios de los Combustibles (Índices de Precios de Combustibles) que el CENACE deberá utilizar para fines de evaluación de la consistencia de las ofertas de venta de energía que los Participantes del Mercado en la modalidad de Generador presenten en el Mercado del Día en Adelanto y el Mercado de Tiempo Real en la Primera Etapa del mercado y, se adicionará el Mercado de una Hora Adelanto en la Segunda Etapa del mercado.

II. OBJETO

El presente, establece la metodología para que el CENACE realice el cálculo de los Índices de Precios de Combustibles gas natural, diésel, combustóleo y carbón que utilizan las Unidades de Central Eléctrica de tecnología térmica y que presentan ofertas de venta de energía eléctrica en el Mercado de Energía de Corto Plazo. Esto, para asegurar que los Índices de Precios de Combustibles sean un reflejo de los costos en los que incurren los Participantes del Mercado en la modalidad de Generador por concepto de compra o adquisición de combustibles para la generación de energía eléctrica más los costos de transporte del combustible a cada Unidad de Central Eléctrica (UCE) que representan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). De acuerdo con la Base 18.5.7 inciso (a) de las Bases del Mercado Eléctrico, los Índices de Precios de Combustibles incluyen costos variables y costos de transporte.

III. Reglas de Interpretación

En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este documento y lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico o las Disposiciones Operativas del Mercado, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico y en las Disposiciones Operativas del Mercado.

Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a un capítulo, sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o, en general, a cualquier disposición, deberá entenderse realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, sub-inciso, apartado o disposición correspondiente de este documento.

Cuando se establezca que, para alguna de las fórmulas se deberá utilizar el "día de cálculo" deberá entenderse que el valor que el CENACE deberá utilizar para definir las variables para el cálculo de los Precios de Referencia con fines de ejecutar el AU-MDA, se referirán al precio del día previo al día de operación para el que se esté realizando el cálculo, en caso de que no se cuente con el dato para ese día, se tomará la información actualizada más reciente. Cuando sea con fines de cálculo para el Mercado de Tiempo Real, se entenderá como el valor a consultar el del día de operación.

IV. ÍNDICES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Todos los Índices de Precios de Combustibles deberán expresarse en **MXN/MMBtu**. Deberán utilizarse los últimos índices y variables aplicables indicadas en las fuentes oficiales de referencia o el promedio móvil de 7 días, según aplique en cada fórmula. En caso de sustitución o renombramiento de alguna fuente o fórmula, la Unidad de Vigilancia de Mercado (UVM) lo notificará por escrito al CENACE. En tanto esto no ocurra se utilizará el último valor conocido. Para los índices de precios de combustibles que aparezcan en la publicación de referencia con valor negativo, se utilizará el valor de cero.

Las consideraciones para el Tipo de Cambio en fines de semana y días festivos se aplicarán de acuerdo con la última publicación conocida.

De conformidad con la Base 18.5.7 inciso (a) de las Bases del Mercado Eléctrico, las ofertas basadas en costos deben ser consistentes con los parámetros registrados en el CENACE en términos del Manual de Prácticas de Mercado correspondiente, y con los Índices de Precios de Combustibles determinados por la Autoridad de Vigilancia del Mercado (AVM), los cuales podrán basarse en índices de precios o precios de contractuales y deberán reflejar los costos de transporte y las condiciones de disponibilidad de combustible donde se ubiquen las centrales.

Todas las ofertas de venta que presenten los Participantes del Mercado estarán sujetas a supervisión y vigilancia por parte del CENACE, la UVM y el Monitor Independiente del Mercado (MIM) a fin de verificar que corresponden con los costos reales. En este sentido, todos los Precios de Referencia e Índices de Precios de Combustibles que estime el CENACE estarán sujetos a supervisión y vigilancia de la UVM y el MIM. Lo anterior, con fundamento en los numerales 2.3.2, incisos (a), (c) y (d) y 2.3.3, incisos (a), (c) y (d) del MVM.

1. FÓRMULA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DEL COMBUSTÓLEO

Para las Unidades de Central Eléctrica que utilicen combustóleo nacional se aplicará la fórmula siguiente:

$$P_{Com_nj} = \left[\left(\left(\frac{USGC_{HSFO}}{FactBarr_MMBtu} \right) - AjustCal_j - TransUS_j \right) * TC_{p7} \right] + \left(\frac{IEPS}{FactL_MMBtu} \right) + TransNac$$

Para las Unidades de Central Eléctrica que utilicen combustóleo importado se aplicará la fórmula siguiente:

$$P_{Comb_i} = \left[\left(\left(\frac{USGC_{HSFO}}{FactBarr_MMBtu} \right) + TransUS_j \right) * TC_{p7} \right] + \left(\frac{IEPS}{FactL_MMBtu} \right)$$

Donde:

P_{Com_nj} : Índice de Precio del Combustóleo nacional en el centro productor "j".

P_{Comb_i} : Índice de Precio para el Combustóleo importado.

j: subíndice referido al centro productor (Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz o Tula).

USGC HSFO: índice de precio para el día de cálculo, en dólares por barril, de combustóleo con 3.5 % de azufre y 380 cSt de viscosidad (a 50°C) en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América, reportado como HSFO en US Marketscan, publicado por Platts, bajo el encabezado Gulf Coast Houston con clave PUAZF00.

FactBarr_MMBtu: factor de conversión considerando el poder calorífico para obtener dólares por MMBtu, establecido en 6.283.

AjusCal_j: ajuste a la calidad por contenido de azufre, viscosidad y trazas de metales del combustóleo del centro productor j, y el registrado en el mercado de referencia, cuya fórmula de estimación es la siguiente:

$$AjusCal_j = \frac{(USGC \text{ No. 6 1\%} - USGC \text{ HSFO}) * \left[\frac{\%S_j - \%USGC \text{ HSFO}}{\%S \text{ HSFO} - \%USGC \text{ No. 6 1\%}} \right] * (K_j) + [(USGC \text{ No. 2}) * FactGal - USGC \text{ HSFO}] * PenVis + [(NIVaProm - NiVaRef) * PenNV]}{FacBarr_MMBtu}$$

Donde:

USGC No. 6 1%: índice de precio para el día de cálculo, en dólares por barril, del combustóleo con 1% de azufre en la costa del Golfo de los Estados Unidos de América, reportado como No. 6 1% en US Marketscan, publicado por Platts, bajo el encabezado Gulf Coast – Houston con clave PUAAI00.

%S_j: porcentaje en el peso del azufre contenido en el combustóleo del centro productor “j”.

%S USGC HSFO: porcentaje en el peso del azufre en el combustóleo USGC HSFO igual a 3.5

%S USGC No. 6 1%: porcentaje en el peso del azufre contenido en el combustóleo USGC No. 6 igual a 1.

%K_j: factor de ajuste que depende del porcentaje de azufre en el combustóleo del centro productor “j” de acuerdo con la Tabla 1:

Tabla 1. Porcentaje de Azufre

%S _j	Factor K _j	Centro productor
4.20	0.605	-
4.10	0.549	-
4.00	0.471	Cadereyta, Madero y Salina Cruz
3.90	0.354	Minatitlán y Salamanca
3.80	0.159	-
3.70	-0.231	-
3.60	-1.4	-
3.55	-3.74	Tula

USGC No. 2: índice de precio de referencia internacional para el día de cálculo, en centavos de dólar por galón (USc\$/galón), del diésel de menor calidad en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América, reportado como No. 2 en US Marketscan (publicado por Platts) bajo el encabezado Gulf Coast - Houston con clave Platts POAEE00.

FactGal: factor de conversión para obtener dólares por barril a partir de centavos de dólar por galón, establecido en 0.42.

PenVisc: factor de penalización por viscosidad del combustóleo nacional, establecido en 0.1133.

NiVa Prom: media ponderada del contenido de Níquel-Vanadio en el combustóleo nacional, en partículas por millón, estimada en 327 ppm.

NiVaRef: nivel de contenido de Níquel-Vanadio en el combustóleo de referencia, establecido en 300 ppm.

PenNV: factor de penalización por exceso de Níquel-Vanadio, establecido en 0.000368 para todos los centros productores.

TransUS_j: tarifa de flete marítimo y terrestre, desde el centro productor "j" de referencia hacia la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América, con base en la Tabla 2:

Tabla 2. Tarifa de Flete marítimo y terrestre

Centro productor	USD/bl	USD/MMBtu
Cadereyta	2.08	0.331
Madero	1.01	0.160
Minatitlán	1.01	0.160
Salamanca	4.59	0.73
Salina Cruz	1.01	0.16
Tula	5.20	0.827

TC_{p7}: promedio móvil de los últimos 7 días para el día de cálculo, del tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los EE.UU.A., pagaderas en la República Mexicana publicado diariamente en el DOF.

IEPS: Impuesto Especial sobre Producción y Servicios vigente aplicable al combustóleo durante el año de operación publicado en el DOF.

FactL_MMBtu: factor de conversión considerando el poder calorífico para obtener pesos por MMBtu, establecido en 0.039519.

TransNac: componente de transporte expresado en pesos por MMBtu, de acuerdo con lo establecido en la Tabla 3:

Tabla 3. Componente de Transporte

Centro productor	Región de entrega								
	BCN	BCS	Centro	Oriente	Occidente	Noroeste	Noreste	Norte	Península
Tula	-	-	0.00	-	15.20	-	-	-	-
Minatitlán	-	-	-	4.25	-	-	-	-	16.16
Salamanca	-	-	-	-	-	-	-	33.96	-
Cadereyta	-	-	-	-	-	-	14.09	33.95	-
Madero	-	-	-	-	-	-	0.55	-	-
Salina Cruz/San Carlos	11.32	7.54	-	-	-	-	-	-	-
Salina Cruz/Manzanillo	-	-	-	-	5.46	-	-	-	-

Centro productor Puerto Embarcadero	Región de entrega								
	BCN	BCS	Centro	Oriente	Occidente	Noroeste	Noreste	Norte	Península
Salina Cruz/Mazatlán	-	-	-	-	-	7.01	-	-	-
Salina Cruz/Guaymas	-	-	-	-	-	8.20	-	-	-
Salina Cruz/Topolobampo	-	-	-	-	-	7.54	-	-	-
Salina Cruz/Lázaro Cárdenas	-	-	-	-	5.05	-	-	-	-

En caso que exista una actualización en los estándares internacionales, donde se indique la restricción del uso de combustóleo con un contenido de azufre igual o mayor al que usan las UCE para la generación de energía eléctrica, así como un cambio en alguno de los componentes de los Índices de Precios de Combustibles para el combustóleo, será responsabilidad de la UVM determinar la modificación a la fórmula del Índice de Precios de Combustible para el combustóleo, de conformidad con el numeral 11.1.1 del Manual de Vigilancia. Además, si el CENACE no cuenta con información actualizada, deberá tomar el último valor conocido de las variables a las que tiene acceso y notificará esta situación a la UVM.

2. FÓRMULA PARA LA DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DEL DIÉSEL

$$P_{Dis_i} = \left\{ \left(\frac{ULSD * FactGal}{FactLit} \right) * TC_{p7} + ACL_i + Flete + IEPS \right\} * FactL_MMBtu$$

Donde:

P_{Dis_i} : Índice de Precio de Combustible para el Diésel para la Región de Referencia i , en la que se encuentra la Unidad de Central Eléctrica de acuerdo con la Tabla 4:

Tabla 4. Relación de Regiones de Referencia y Entidades

REGIÓN DE REFERENCIA i	ENTIDAD
BCS	BAJA CALIFORNIA SUR
CENTRO	HIDALGO
	CIUDAD DE MÉXICO
	GUERRERO
	MORELOS
	QUERÉTARO
	ESTADO DE MÉXICO
CENTRO-NORTE	AGUASCALIENTES
	GUANAJUATO
	ZACATECAS
GOLFO	CAMPECHE
	QUINTANA ROO
	TABASCO
	VERACRUZ
	YUCATÁN
NORESTE	NUEVO LEÓN
	SAN LUIS POTOSÍ
	TAMAULIPAS

REGIÓN DE REFERENCIA <i>i</i>	ENTIDAD
NORTE	BAJA CALIFORNIA
	CHIHUAHUA
	COAHUILA DE ZARAGOZA
	DURANGO
	SONORA
PACÍFICO	COLIMA
	JALISCO
	MICHOACÁN DE OCAMPO
	NAYARIT
	SINALOA
SUR	CHIAPAS
	OAXACA
	PUEBLA
	TLAXCALA

ULSD: índice de precio para el día de cálculo, reportado como (Ultra Low Sulfur Diesel) ULSD Waterbone Gulf Coast Code AATGZ00 publicado por Platts en USD\$/galón.

TC_{p7} : promedio móvil de los últimos 7 días para el día de cálculo, del tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los EE.UU.A., pagaderas en la República Mexicana publicado diariamente en el DOF.

Flete: monto correspondiente a los costos de flete por región, establecido en 0.13 MXN\$/l.

FactGal: factor de conversión para obtener dólares por barril a partir de centavos de dólar por galón establecido en 0.42.

FactLit: factor de conversión para obtener litros a partir de barriles establecido en 158.9873.

FactL_MMBtu: factor de conversión de litros de diésel a MMBtu, establecido en 27.26578.

IEPS: suma de las cuotas en vigor aplicables para el diésel según lo establecido en los artículos Segundo, Tercero y Cuarto del Acuerdo por el que se actualizan las cuotas que se especifican en materia de impuesto especial sobre producción y servicios, de conformidad con lo publicado en el DOF.

ACL_i : factor de ajuste (en MXN\$/l) por calidad de cetano y azufre incluyendo los costos de logística por Región de Referencia *i* y entidad establecidos en la Tabla 5:

Tabla 5. Factor ACL por Región

REGIÓN DE REFERENCIA <i>i</i>	ENTIDAD	ACL_i (MXN\$/l)
BCS	BAJA CALIFORNIA SUR	\$ 1.70
CENTRO	HIDALGO	\$ 1.72
	CIUDAD DE MÉXICO	
	GUERRERO	
	MORELOS	
	QUERÉTARO	
CENTRO-NORTE	ESTADO DE MÉXICO	\$ 1.84
	AGUASCALIENTES	
	GUANAJUATO	
	ZACATECAS	
GOLFO	CAMPECHE	\$ 1.48
	QUINTANA ROO	
	TABASCO	
	VERACRUZ	
	YUCATÁN	

REGIÓN DE REFERENCIA <i>i</i>	ENTIDAD	ACL_i (MXN\$/l)
NORESTE	NUEVO LEÓN	\$ 1.79
	SAN LUIS POTOSÍ	
	TAMAULIPAS	
NORTE	BAJA CALIFORNIA	\$ 2.10
	CHIHUAHUA	
	COAHUILA DE ZARAGOZA	
	DURANGO	
	SONORA	
PACÍFICO	COLIMA	\$ 1.97
	JALISCO	
	MICHOACÁN DE OCAMPO	
	NAYARIT	
	SINALOA	
SUR	CHIAPAS	\$ 1.66
	OAXACA	
	PUEBLA	
	TLAXCALA	

En caso de que exista una actualización en los estándares internacionales, así como un cambio en el precio de referencia o de los otros componentes de los Índices de Precios de Combustibles para el diésel, será responsabilidad de la UVM determinar la fórmula para el nuevo Índice de Precios de Combustible para el diésel, esto de conformidad con el numeral 11.1.1 del Manual de Vigilancia. Además, si el CENACE no cuenta con información actualizada, deberá tomar el último valor conocido de las variables a las que tiene acceso y notificará esta situación a la UVM.

3. DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GAS NATURAL

3.1. Definición de las regiones y Entidades Federativas

Es responsabilidad del Participante del Mercado identificar el punto de extracción del gas que corresponde a cada UCE que representa en el MEM de acuerdo con su localización y hacer del conocimiento de la Comisión Reguladora de Energía el punto de extracción de gas natural de dichas UCE. La Comisión Reguladora de Energía, deberá instruir al CENACE sobre los cambios en las regiones o puntos de extracción que soliciten los Participantes del Mercado, una vez que cuente con la documentación comprobatoria.

La Comisión Reguladora de Energía revisará la documentación comprobatoria que entregue el Participante del Mercado para determinar el o los puntos de extracción de gas natural que correspondan a cada UCE e instruirá al CENACE para que actualice en la base de registro par Parámetros de Referencia, el punto de extracción de gas natural de conformidad con su localización y con lo que cada Participante del Mercado haya informado. El Participante del Mercado podrá, en su caso, registrar un máximo de cinco puntos de extracción, siempre y cuando presente documentación comprobatoria a la UVM. Lo anterior, con la finalidad que el CENACE calcule el Precio de Referencia de cada UCE y lleve a cabo la Evaluación de Consistencia de Ofertas. Los puntos de extracción se definen las siguientes Tablas 6 y 7.

Tabla 6. Regiones y Entidades Federativas para fines del cálculo del Índice de Precios de Gas Natural

Región ^{1/}	Identificador	Punto de extracción	Entidades que contempla la región
BAJA CALIFORNIA	<i>IPG_gas_{bc}</i>	Ver Tabla 7	Baja California
NOROESTE	<i>IPG_gas_{no}</i>	Ver Tabla 7	Sinaloa, Sonora y Baja California Sur
NORTE	<i>IPG_gas_{nt}</i>	Ver Tabla 7	Chihuahua, Coahuila y Durango
GOLFO	<i>IPG_gas_g</i>	Ver Tabla 7	Nuevo León, Tamaulipas
OCCIDENTE	<i>IPG_gas_{occ}</i>	Ver Tabla 7	Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Querétaro, Colima, Nayarit, Zacatecas, San Luis Potosí y Aguascalientes
CENTRO	<i>IPG_gas_c</i>	Ver Tabla 7	Estado De México, Ciudad De México, Morelos, Tlaxcala, Puebla e Hidalgo
SUR	<i>IPG_gas_{sur}</i>	Ver Tabla 7	Tabasco, Veracruz, Oaxaca y Chiapas
PENINSULAR	<i>IPG_gas_{pen}</i>	Ver Tabla 7	Yucatán, Campeche y Quintana Roo

Nota ^{1/}: Las regiones se definieron con base en la distribución del SISTRANGAS, no están referenciadas a las regiones que publica Platts en el Gas Daily para México.

3.2. Localización de los puntos de extracción de gas natural para las UCE.

Se deberá tomar como referencia la información de la Tabla 7 para determinar el Índice de Precios de Combustibles para gas natural de cada UCE. Asimismo, en dicha tabla se localizará el punto de extracción que fue proporcionado por el Participante del Mercado para asignar el precio de referencia correspondiente, localizado en la columna **"Price"** del reporte Gas Daily México Prices. Los Participantes del Mercado podrán registrar un punto de extracción principal y hasta 5 puntos de extracción de suministro de gas natural, incluido Gas Natural Licuado.

En el caso del Gas Natural Licuado (GNL), los componentes de las fórmulas de costos variables de transporte son tarifas expresadas en MXN/GJ, por lo que, se aplicará un factor de conversión a fin de expresar los valores en **MXN/MMBtu**, dicho factor es de **0.9478**. Cuando sea necesario, se aplicará el factor de conversión **1.055056** para convertir **de \$/GJ a \$/MMBtu**.

Tabla 7. Puntos de extracción de Gas Natural para México

Punto de extracción	Identificador de Platts	Región	Identificador	Punto de origen	Clave Platts
Rosarito	1	Baja California	<i>IPG_gas_{bc}</i>	Socal Border	AAZMC21
Aguascalientes	8	Occidente	<i>IPG_gas_{occ}</i>	El encino	AAZMO21
Tula	12	Centro	<i>IPG_gas_c</i>	Tuxpan	AAZMN21
Valtierrilla	10	Occidente	<i>IPG_gas_{occ}</i>	Los Ramones Monterrey	AAZMH21
Villa de Reyes	9	Occidente	<i>IPG_gas_{occ}</i>	Los Ramones Monterrey	AAZMI21

Punto de extracción	Identificador de Platts	Región	Identificador	Punto de origen	Clave Platts
El encino	4	Norte	<i>IPG_gas_{nt}</i>	Waha	AAZME21
Juárez	3	Norte	<i>IPG_gas_{nt}</i>	Waha	AAZMA21
Los Ramones Monterrey	6	Golfo	<i>IPG_gas_g</i>	Tennessee, zona 0	AAZMF21
Reynosa	7	Golfo	<i>IPG_gas_g</i>	Tetco STX	AAZMB21
Sierrita	2	Norte	<i>IPG_gas_{nt}</i>	Waha	AAZMD21
Topolobambo	5	Noroeste	<i>IPG_gas_{no}</i>	El encino	AAZMP21
Mérida	15	Peninsular	<i>IPG_gas_{pen}</i>	Ciudad Pemex	AAZMK21
Ciudad Pemex	14	Sur	<i>IPG_gas_{sur}</i>	Tuxpan	AAZMJ21
Puente Moreno	16	Sur	<i>IPG_gas_{sur}</i>	Los Ramones Monterrey	AAZMG21
Tuxpan	13	Sur	<i>IPG_gas_{sur}</i>	Reynosa	AAZML21
Guadalajara	11	Occidente	<i>IPG_gas_{occ}</i>	Aguascalientes	AAZMM21

Fuente: Elaboración propia con base al reporte de Platts Gas Daily y Tabla 6

Nota /1. Los precios que publica Platts en su reporte Gas Daily están representados en dólares por MMBtu.

Nota/2. Las regiones que aquí se muestran son de acuerdo a las regiones del SISTRANGAS, no necesariamente coinciden con aquellas que define Platts en el Gas Daily y no deben tomarse como equivalentes.

Corresponderá a la UVM llevar a cabo la actualización de la información contenida en la Tabla 7.

3.4 Precio del Gas Natural Licuado (GNL)

Para las Regiones y las UCE donde se inyecta y/o utiliza GNL (regiones Golfo y Occidente), se calculará el Índice de Precios del Gas Natural como se muestra a continuación:

$$PGNL_n = [(IR_{imp,n} + K_n) * (1 + fuel) * TC_{p7}] + TT_{(na)(nb)} + cregas$$

Donde:

PGNL_n: precio del Gas Natural que se inyecta en la Región n.

n: Golfo¹ (g) u Occidente² (occ)

IR_{imp,n}: índice de precios de referencia internacional, resultado de las subastas realizadas para la adquisición de gas natural licuado, expresado en dólares por MMBtu (Tabla 8), puede ser *IR_{impNE}* o *IR_{impO}*, donde:

IR_{impNE}: índice de referencia de Altamira. En caso de ser *Hennry Hub*, se reporta en Gas Daily publicado por Platts con clave *IGBBL21*, bajo el encabezado *Louisiana/Southeast* (columna mid) y en caso de ser National Balancing Point, UK publicado por Platts con clave *LNCVMO1*

¹ Respecto a la UCE, Central de Ciclo Combinado Altamira V, únicamente aplicará la fórmula: $PGNL_g = (IR_{imp,NE} + K_{NE}) * (1 + fuel) * TC_{p7}$

² Respecto a las UCE, Central de Ciclo Combinado Manzanillo (Manuel Álvarez Moreno) y Central Térmica Manzanillo (Manuel Álvarez Moreno), únicamente aplicará la fórmula $PGNL_{occ} = (IR_{imp,occ} + K_{occ}) * (1 + fuel) * TC_{p7}$

IR_{impocc} : índice de referencia de Manzanillo. En caso de ser Japan Korea Marker, es publicado por Platts con clave *AAOVQ00* y en caso de ser Henry Hub se reporta en Gas Daily publicado por Platts con clave *IGBBL21*, bajo el encabezado *Louisiana/Southeast* (columna mid)

K_n : constante de ajuste al índice de precio que se determina de acuerdo con los resultados de las subastas para adquisición de Gas Natural Licuado, según corresponda (Tabla 8), puede ser K_{NE} o K_{occ} , donde:

K_{NE} : constante de ajuste de la subasta para la adquisición de Gas Natural de Altamira.

K_{occ} : constante de ajuste de la subasta para la adquisición del Gas Natural de Manzanillo.

Estos valores deberán ser enviados por las UCE al CENACE a más tardar a las 08:00 horas del día previo al día de operación, para que, de conformidad con el numeral 2.4.1 inciso (b) fracción (i) del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, el CENACE cuente con toda la información necesaria para correr el modelo de optimización del modelo AUMDA.

$fuel$: porcentaje del gas combustible establecido por la Comisión Reguladora de Energía, utilizado para entrega a la zona correspondiente.

$TT_{(na,nb)}$: tarifa por trayecto de transporte de gas natural para el SINSTRANGAS aprobada por la Comisión Reguladora de Energía, publicada de manera anual en el DOF, localizada en la sección "Tarifas por punto de inyección y extracción", columna "Cargo por Capacidad", donde:

n_a : Zona de la inyección del gas

n_b : Zona de la extracción del gas

$cregas$: componente variable de la tarifa de regasificación vigente publicada por la Comisión Reguladora de Energía en el DOF, establecida en 6% del cargo por capacidad en la terminal KMS de GNL en Manzanillo. El componente de la tarifa de regasificación en la terminal LGN de Altamira está incluida en el índice de precio de referencia, por lo tanto, el componente $cregas$ en la Región Golfo es cero.

TC_{p7} promedio móvil de los últimos 7 días para el día de cálculo, del tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los EE.UU.A., pagaderas en la República Mexicana publicado diariamente en el DOF.

En la Tabla 8 se definen las regiones para las cuales el CENACE podrá contemplar el costo asociado al uso de GNL, con base en su localización (distinta a las regiones Golfo y Occidente) y por lo cual, deberá utilizar la fórmula **$PGNL_n$** , según corresponda. En este sentido, el Participante del Mercado que represente UCE localizadas en las regiones que se enlistan en la Tabla 8, podrá enviar su oferta de venta de energía de dichas UCE considerando el precio de GNL según sus costos reales por consumo de combustible para el día de cálculo.

Por lo tanto, para las UCE que se compruebe que su punto de extracción corresponde a una región en la que se reconoce el uso de GNL enlistada en la Tabla 8, el CENACE deberá considerar la proporción del costo correspondiente al consumo de GNL para el cálculo del ÍNDICE DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE para gas natural de la UCE que corresponda.

Todas las ofertas de venta que presenten los Participantes del Mercado estarán sujetas a supervisión y vigilancia del CENACE, la UVM y el MIM a fin de verificar que corresponden con los costos reales. Lo anterior, con fundamento en los numerales 2.3.2, incisos (a), (c) y (d) y 2.3.3, incisos (a), (c) y (d) del MVM.

Tabla 8. Índices de precios y tarifas de transporte aplicables al GNL

Región	Variable de la fórmula de GNL	Precio GNL	Tarifas del SISTRANGAS (TT)	TT _(na,nb)
Golfo	IR_{impNE}	GNL Altamira	Gas inyectado en la zona 3 y extraído en la zona 4,	TT _(3,4)
Occidente	IR_{impOCC}	GNL Manzanillo	Gas inyectado en la zona 5 y extraído en la zona 6,	TT _(5,6)
Sureste ¹	IR_{impNE}	NA (GNL Altamira)	NA	-
Centro ²	IR_{imOCC}	GNL Manzanillo	Gas inyectado en la zona 7 y extraído en la zona 6,	TT _(6,7)
Centro ³	IR_{imNE}	GNL Altamira	Gas inyectado en la zona 5 y extraído en la zona 4,	TT _(5,4)

Fuente: Elaboración propia.

Nota /1. La Región Sureste no recibe directamente GNL, sin embargo, se autorizará por la Comisión Reguladora de Energía el uso de GNL a aquellas centrales que cuenten con un SWAP financiero con la región centro. Le corresponderá el precio del GNL de Altamira.

Nota /2. La región Centro pueden contar con suministro adyacente de GNL de Manzanillo.

Nota /3. El uso de GNL de Altamira para la región Centro se reconocerá solo bajo condiciones de insuficiencia de gas natural en la región Centro.

En caso de que exista una actualización en los estándares internacionales, así como un cambio en el precio de referencia internacional o de los otros componentes de los Índices de Precios de Combustibles para el gas natural, será responsabilidad de la UVM determinar los nuevos Índices de Precios de Combustibles, de conformidad con el numeral 11.1.1 del Manual de Vigilancia. Además, si el CENACE no cuenta con información actualizada, deberá tomar el último valor conocido de las variables a las que tiene acceso y notificará esta situación a la UVM.

4. FÓRMULA PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIOS DEL CARBÓN NACIONAL

$$IP_carb_{Nac} = [(x * CarbDis_q + y * PMaxSub_m + IEPS) * FactTon_MMBtu]$$

IP_carb_{Nac}: precio del Carbón Nacional para las centrales José López Portillo y Carbón II.

x: proporción del carbón de diseño proveniente del contrato entre CFE y Corporativo Industrial Coahuila (CICSA) utilizado por la central.

CarbDis_q: precio del contrato de suministro de carbón de diseño entre CFE y CICSA ajustado por inflación de forma trimestral.

y: proporción del carbón adquirido mediante subastas para la región de Sabinas, diferente al de diseño, utilizado por la central.

PMaxSub_m: precio máximo de los licitantes ganadores de la última subasta realizada por CFE para la adquisición de carbón en la región de Sabinas ajustado por inflación de forma mensual.

IEPS: Impuesto Especial sobre Producción y Servicios vigente aplicable al carbón durante el año de operación publicado en el DOF.

FactTon_MMBtu: el factor de conversión de toneladas de carbón nacional a MMBtu, establecido en 0.0566.

Para la actualización del precio del carbón de diseño proveniente de CICSA **CarbDis_q**, se realizará un ajuste trimestral por inflación de acuerdo a lo siguiente:

$$CarbDis_q = P_0 * \left[\left(0.35 * \left(\frac{TC_{q-1}}{TC_0} \right) \right) + \left(0.325 * \left(\frac{INPPmcm_{q-1}}{INPPmcm_0} \right) \right) + \left(0.1625 * \left(\frac{INPPopq_{q-1}}{INPPopq_0} \right) \right) + \left(0.1625 * \left(\frac{INPPemt_{q-1}}{INPPemt_0} \right) \right) \right]$$

Donde:

CarbDis_q: precio de **CarbDis** para el trimestre correspondiente al mes de operación.

P₀: precio del **CarbDis** ofertado por el licitante ganador de la subasta.

TC_{q-1}: tipo de cambio para solventar obligaciones pagaderas en moneda extranjera, fecha de liquidación, publicado por el Banco de México con periodicidad mensual vigente en el último mes del trimestre anterior.

TC₀: tipo de cambio para solventar obligaciones pagaderas en moneda extranjera, fecha de liquidación, publicado por el Banco de México con periodicidad mensual vigente en el mes de presentación y apertura de propuestas.

INPPmcm_{q-1}: Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), mercancías y servicios intermedios, materias primas según quien las consume, 21211 Minería del Carbón Mineral vigente en el último mes del trimestre anterior publicado por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI).

INPPmcm₀: Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), mercancías y servicios intermedios, materias primas según quien las consume, 21211 Minería del Carbón Mineral vigente en el mes de presentación y apertura de propuestas publicado por el INEGI.

INPPopq_{q-1}: Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1306 otros productos químicos vigente en el último mes del trimestre anterior publicado por el INEGI.

INPPopq₀: Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1306 otros productos químicos vigente en el mes de presentación y apertura de propuestas publicado por el INEGI.

INPPemt_{q-1}: Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional,

1087 electricidad industrial a media tensión vigente en el último mes del trimestre anterior publicado por el INEGI.

INPP_{emt0}: Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1087 electricidad industrial a media tensión vigente en el mes de presentación y apertura de propuestas publicado por el INEGI.

Para la actualización del precio del carbón de la región de Sabinas adquirido mediante subastas **PMaxSub_m** a partir del segundo mes de entrada en vigor del contrato correspondiente (el mes de entrada en vigor del contrato corresponderá al mes cero), se realizará un ajuste por inflación de acuerdo a lo siguiente:

$$PCarbon_m = PCarbon_{m-1} * \left(\frac{INPP_{m-1}}{INPP_{m-2}} \right)$$

Donde:

PCarbon_m: precio de **PMaxSub** para el mes de operación.

PCarbon_{m-1}: precio de **PMaxSub** del mes inmediato anterior al de operación.

INPP_{m-1}: Índice Nacional de Precios al Productor del mes inmediato anterior al de operación, publicado por el INEGI, integrado de la siguiente forma:

50% del Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), mercancías y servicios intermedios, materias primas según quien las consume, 21211 Minería del Carbón Mineral.

25% del Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1087 electricidad industrial a media tensión.

25% del Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1306 otros productos químicos.

INPP_{m-2}: Índice Nacional de Precios al Productor del segundo mes anterior al mes correspondiente de operación, publicado por el INEGI, integrado de la siguiente forma:

50% del Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), mercancías y servicios intermedios, materias primas según quien las consume, 21211 Minería del Carbón Mineral.

25% del Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1087 electricidad industrial a media tensión.

25% del Índice Nacional de Precios al Productor base julio 2019=100(SCIAN 2013), índice de precios productor genéricos, índice de precios productos genéricos para mercado nacional, 1306 otros productos químicos.

En caso de que exista una actualización en los estándares internacionales, así como un cambio en el precio de referencia o de los otros componentes del Índice de Precios de Combustible para el carbón nacional, será responsabilidad de la UVM determinar el nuevo Índice de Precios de Combustible, esto de conformidad con el numeral 11.1.1 del Manual de Vigilancia. Además, si el CENACE no cuenta con información actualizada, deberá tomar el último valor conocido de las variables a las que tiene acceso y notificará esta situación a la UVM:

5. Fórmula para la determinación de precios del carbón importado

$$IP_carb_{imp} = \left[\left((API2 \cdot Ajuste_{API2}) + (PmaxOf - API2_{m0-3}) \right) \cdot TC_{p7} + IEPS \right] \cdot FactTonl_MMBtu$$

Donde:

IP_carb_{imp} : precio del Carbón Importado.

$API2$: índice del día de cálculo, en dólares por tonelada, del carbón publicado como **API2 CIF ARA Daily index** por *Argus/McCloskey*.

$Ajuste_{API2}$: constante de ajuste al índice $API2$ que se determina de acuerdo al poder calorífico correspondiente al precio máximo más la máxima bonificación permitida de poder calorífico que corresponde a 250 kcal/kg de los licitantes ganadores de la última subasta realizada por la CFE para la adquisición de carbón importado, dividido entre el poder calorífico de referencia del **API2 CIF ARA DAILY INDEX** (6,277.45 kcal/kg GAR). Dado que este valor cambia con las subastas, los factores de ajuste deberán ser enviados por las UCE al CENACE a más tardar a las 08:00 horas del día previo al día de operación, para que, de conformidad con el numeral 2.4.1 inciso (b) fracción (i) del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, el CENACE cuente con toda la información necesaria para correr el modelo de optimización del modelo AU-MDA.

$PmaxOf$: precio máximo de los licitantes ganadores de la última subasta realizada por CFE para la adquisición de carbón importado.

$API2_{m0-3}$: promedio móvil del índice de los últimos 3 meses anteriores al mes de la publicación oficial de la convocatoria de la última subasta realizada por CFE para la adquisición de carbón importado, en dólares por tonelada, del carbón publicado como **API2 CIF ARA Daily index** por *Argus/McCloskey*.

TC_{p7} : promedio móvil de los últimos 7 días del tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los EE.UU.A., pagaderas en la República Mexicana publicado diariamente en el DOF.

$IEPS$: Impuesto Especial sobre Producción y Servicios vigente aplicable al carbón durante el año de operación publicado en el DOF.

$FactTonl_MMBtu$: el factor de conversión de toneladas de carbón importado a MMBtu, establecido en 0.04014. Este factor corresponde a un poder calorífico superior (GAR) de 6,277.45 kcal/kg equivalente a 6,000 kcal/kg NAR aproximadamente.

En caso de que exista una actualización en los estándares internacionales, así como un cambio en el precio de referencia o de los otros componentes de los Índices de Precios de Combustibles del carbón importado, será responsabilidad de la UVM determinar la fórmula para el Índice de Precios de Combustible, de conformidad con el numeral 11.1.1 del Manual de Vigilancia. Además, si el CENACE no cuenta con información actualizada, deberá tomar el último valor conocido de las variables a las que tiene acceso y notificará esta situación a la UVM.