

CAMMESA

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima

Avda. E. Madero 942 – 1° piso (1106) Capital Federal – Argentina – Tel.: (011) 4319-3700 – Fax: (011) 4315-4716
Ruta Prov. 34 "S" Km. 3 – (2121) Pérez – Pcia. de Santa Fe – Argentina – Tel.: (0341) 495-8300 – Fax: (0341) 495-8375

Buenos Aires, 27 de julio de 2017

Citar: Nota B-116633-1

Señor:
SECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Ing. Alejandro SRUOGA
Balcarce 186 – 1° Piso.
(C1064AAD) – C.A.B.A.

Ref.: Resolución S.E.E. N° 287/2017- Metodología de Evaluación de Ofertas.

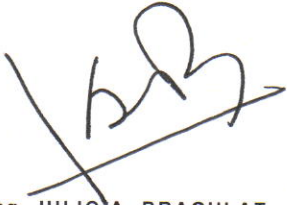
De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigimos a Ud. para poner a consideración la propuesta de Metodología de Evaluación Económica de las Ofertas (la "Metodología") a aplicar para la evaluación de las propuestas a recibir para el Cierres de CC y Cogeneración en el marco de la Convocatoria Abierta dispuesta por el Artículo 1° de la Resolución S.E.E. N° 287-E/2017, de acuerdo lo requerido en el apartado 10.1 del Capítulo 10 - Título II del "Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria Abierta a Interesados - Etapa I" (PBCCAI Etapa 1), que, como Anexo (IF-2017-08119339-APN-SECEE#MEM) forma parte integrante de dicha resolución.

La Metodología propuesta establece las condiciones básicas de evaluación de las ofertas a recibir, considerando las características particularidades propias y específicas de cada oferta.

Al respecto, se adjunta al presente como Anexo I, el detalle de la Metodología que se propone aplicar al objetivo planteado.

Sin otro particular, quedando al aguardo de las instrucciones pertinentes al caso, saludamos a Ud. muy atentamente.



Ing. JULIO A. BRAGULAT
DIRECTOR VICEPRESIDENTE



JU/JR/JB/AM/pc

Adj: CD – Cálculo Relación Beneficio Costo

Para Conocimiento:

Sr. Subsecretario de Energía Térmica, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica, Ing. Osvaldo Rolando



ANEXO I

PROPUESTA

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

ECONÓMICA DE LAS OFERTAS

RESOLUCIÓN S.E.E. N° 287-E/2017

Se describe a continuación la metodología general desarrollada para la evaluación de las ofertas de generación térmica a recibir en el marco de la convocatoria abierta dispuesta por la Resolución S.E.E. N° 287-E/2017, puesta a consideración de la Secretaría de Energía Eléctrica (“SEE”) para su aplicación en la evaluación de las ofertas técnico – económicas que sean aceptadas.

1. ESQUEMA GENERAL

Los términos de Referencia aprobados por la SEE establecen las condiciones de las ofertas técnicas y económicas y de administración de los Contratos.

La evaluación se realizará a través de una planilla de cálculo Excel conteniendo los conceptos base definidos en el pliego de bases y condiciones de la licitación Etapa 1 de la presente resolución.

La evaluación económica, es función del impacto (beneficios operativos) que tendría el ingreso de la oferta en el Sistema y de los Costos de la misma. La Metodología de Análisis contempla las unidades de generación (Ciclos Combinados o Cogeneración) como un conjunto. Los Beneficios producidos sobre el sistema se corresponden a ese conjunto.

Desde el punto de vista de los costos, se categorizará cada parte del conjunto en:

- Generación Nueva: Cuyo costo es al cual el oferente valoriza su oferta.
- Generación Existente: Sobre la cual se desarrollará el nuevo proyecto de Ciclo Combinado o Cogeneración. Esta oferta existente se valoriza a un monto representativo de una remuneración equivalente a 7.000 U\$S/MW-mes, similar a la establecida por Resolución S.E.E. N° 19-E/2017 para la generación térmica.

2. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS:

2.1. Cálculo del Beneficio Operativo:

El beneficio operativo base se determina, en su concepción general, como la diferencia positiva entre el Costo Marginal representativo definido en forma indirecta a través de los rendimientos informados en el Capítulo 10 del Título II del Pliego de Base y Condiciones de la Convocatoria Abierta a Interesados y el Costo Variable de la oferta en evaluación.

Este Costo Variable se determina en base al consumo específico de la generación ofertada, el costo de combustible provisto por CAMMESA o por propio generador/cogenerador, el Factor de Pérdidas según su punto de interconexión con la red, la potencia del conjunto generador y el factor de utilización general definido en un valor del 90%.



El costo del combustible provisto por CAMMESA surgirá de una referencia a ser comunicada por la SEE al momento de apertura de los Sobres 1

El costo del combustible alternativo suministrado por el proponente deberá incluir el flete/transporte hasta la central y se expresa como un % del precio de referencia que informe la SEE. En el caso del gas el % solo afecta el costo del producto y se le suma el TyD correspondiente. Sobre el particular cabe señalar que los valores de Fletes y costos de T+D de gas natural para cada PDI se incluyen en la planilla de cálculo.

La disponibilidad anticipada, respecto a la fecha objetivo, se valorizará en la simulación como un premio (120 U\$/MW mes), y el ingreso tardío, como una penalidad (240 U\$/MW mes), los que se restarán o sumarán al precio fijo ofertado.

En los casos en que las singularidades de la oferta lo requieran, se utilizarán escenarios, con el nivel de detalle necesario a través del modelo de simulación (MARGO), que permitan determinar adecuadamente los beneficios operativos del proyecto, incorporando los resultados al modelo de cálculo simplificado.

2.1.1. Beneficio Operativo Ciclo Combinado:

En el caso de ofertas de cierre de ciclo combinado, se tomará para el cálculo del beneficio operativo a la potencia total del ciclo, es decir, la suma de la potencia entregada a la red por el nuevo equipamiento y la del existente que compondrán el ciclo combinado.

La integración del cierre de un ciclo combinado se compondrá por generador/es existente/s (TG/TV) y nuevo/s (TG/TV).

En la evaluación económica, el costo fijo del conjunto se calcula como la suma del costo del equipamiento nuevo ofertado más un costo estándar del equipamiento existente.

El costo fijo del equipamiento nuevo ofertado se calculará para cada mes como producto de la potencia del equipamiento nuevo que integrará al ciclo por el precio ofertado, más la potencia del equipamiento existente que integrará el ciclo por un valor estándar de 7.000 U\$/MW-mes, para cada mes correspondiente, multiplicando el resultado por 12 para obtener el valor anual.

2.1.2. Beneficio Operativo Cogeneración:

En el caso de ofertas de cogeneración, se tendrá en cuenta el número de horas de despacho resultante de la eficiencia correspondiente informada.

El valor anual será la suma de los 12 meses evaluados.

Se permitirá la apertura de los parámetros de Potencia ofertada, consumo específico garantizado por tipo de combustible, tipo de combustible y factor de utilización como ciclo cerrado o abierto, con la apertura definida en el Capítulo 10, Título II, del PBC.

Enero-Abril (Verano)

Mayo-Agosto (Invierno)

Setiembre-Diciembre (Verano)

En los casos en que las singularidades de la oferta lo requieran, se utilizarán escenarios, con el nivel de detalle necesario a través del modelo de simulación (MARGO), que permitan determinar adecuadamente los beneficios operativos del proyecto, incorporando los resultados al modelo de cálculo simplificado.

**2.2. Periodo de Simulación / Análisis de Resultado:**

En todos los casos la relación beneficio/costo que surgen del análisis de los 12 meses del período de un año, darán como resultado un índice para cada oferta evaluada.

A los efectos de conformar la lista de mérito base, se ordenarán las ofertas en función de esta relación en valores descendentes. Se verificarán en cada caso si la capacidad de transporte disponible en el PDI y/o en el corredor es suficiente considerando el aporte propio y el de las ofertas ordenadas en mejor posición, identificando la condición que corresponda (con/sin transporte disponible).

La Autoridad de Aplicación decidirá sobre los beneficios finales a considerar en la evaluación de cada Proyecto y determinará las Ofertas en condiciones de ser calificadas, a cuyos efectos instruirá a CAMMESA para que realice las notificaciones correspondientes y continúe con el procedimiento.

2.3. Metodología desarrollada

Adjunto al presente resumen se agrega la Metodología de Evaluación desarrollada, incluyendo los conceptos generales y particulares a considerar para la evaluación de las ofertas que se reciban tanto para el cierre de Ciclos Combinados como para la instalación de nuevos cogeneradores.

2.4. Publicación de la Metodología:

Una vez aprobada por la SEE, CAMMESA publicará y pondrá a disposición esta metodología de evaluación en su página web.



METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

Metodología datos y modelo

Se describen a continuación las características generales de la metodología de evaluación incluida en la planilla “Cálculo de Relación Beneficio / Costo”.

Se presenta una herramienta base de cálculo de la relación Beneficio / Costos, con la cual se pueden simular, inicialmente, las diferentes alternativas de un proyecto. En la planilla de cálculo se pueden introducir diferentes variables del proyecto, tales como costos combustibles, PDI conexión, potencia ofertada, consumo específico garantizado (CEG), costo fijo por disponibilidad, etc., en celdas resaltadas en color azul.

Los conceptos de cálculo base definidos en esta metodología se ajustarán para modelar las condiciones singulares que presente cada proyecto, de ser necesario. Todos los costos serán evaluados en U\$S para un período anual.

Costos Marginales de Referencia

Los Costos Marginales representativos del escenario de referencia surgen de simulaciones de un año base para las condiciones previstas del Sistema sin nueva Oferta y para costos de combustible marginal establecidos a los fines de esta evaluación. Los Consumos Específicos Marginales y los Costos representativos de OyM fueron incluidos en el Pliego en tanto los Costos de Combustibles (Gas Natural y Gas Oil) serán definidos por la SEE en sobre cerrado a presentar junto con la recepción de ofertas.

Precios de Combustible y OyM:

- ✓ Base - Gas Natural de redes → Período: enero–abril y setiembre–diciembre
Costo: **(XXX)** U\$S/MMBTu, OyM: 8 U\$S/MWh.
- ✓ Alternativo - Gas Oil → Período: mayo–agosto
Costo: **(YYY)** U\$S/m³, OyM: 12 u\$S/MWh.

En la hoja “Precios Ref. Mercado” se calculan los Precios de Referencia Mercado como Precio Combustible x CEM Ref + Costo OyM No Combustibles.

A modo de ejemplo, tomamos el siguiente conjunto de costos de combustibles. Los valores a adoptar serán definidos por la SEE oportunamente.

Combustible Alternativo	Precio	U\$S/uc	Poder Calorífico	No Combustible U\$S/MWh	Precio Flete Ref Representativo GBA [U\$S/uc]
Gas	5,2	U\$S/MMbtu	228	8	0.578
Gas Oil	400	U\$S/m ³	8.580	12	17

Utilizando los CEM Ref (kcal/kWh), se calculan los CMAR (U\$S/MWh):

$$\text{CMAR} = (\text{Precio Comb+Flete}) \times \frac{\text{CEM Ref}}{\text{PCI Combustible}} + \text{OyM}$$



Mes	Tipo Combustible	CEM ref [kcal/kWh]	CVP No Combustible [U\$/MWh]	CMARG [U\$/MWh]
Ene	Gas	2400	8	68.9
Feb	Gas	2400	8	68.9
Mar	Gas	2400	8	68.9
Abr	Gas	2200	8	63.9
May	Gas Oil	2200	12	119
Jun	Gas Oil	2400	12	129
Jul	Gas Oil	2400	12	129
Ago	Gas Oil	2400	12	129
Sep	Gas	2200	8	63.9
Oct	Gas	2200	8	63.9
Nov	Gas	2200	8	63.9
Dic	Gas	2400	8	68.9

10.2 Costos Marginales de Referencia

Costo Combustible Referencia
(a definir por la Secretaría de Energía Eléctrica)

Costos Combustibles de Referencia					
Combustible	Precio Combustible	U\$/luc	Poder Calorífico [Kcal/luc]	CVP ND Comb [U\$/MWh]	Ref Representat ivo GBA [U\$/luc]
Gas	6.2	U\$/Mbru	228	8	0.578
Gas Oil	400	U\$/luc	8580	12	17
Fuel Oil	300	U\$/ton	9800		

Los valores de precios combustibles a adoptar serán comunicados por la SEE

Mes	Tipo Combustible	CEM ref [kcal/kWh]	CVP No Combustible [U\$/MWh]	CMARG [U\$/MWh]
Ene	Gas	2400	8	68.9
Feb	Gas	2400	8	68.9
Mar	Gas	2400	8	68.9
Abr	Gas	2200	8	63.9
May	Gas Oil	2200	12	119
Jun	Gas Oil	2400	12	129
Jul	Gas Oil	2400	12	129
Ago	Gas Oil	2400	12	129
Sep	Gas	2200	8	63.9
Oct	Gas	2200	8	63.9
Nov	Gas	2200	8	63.9
Dic	Gas	2400	8	68.9

Promedio Anual **86.3** [U\$/MWh]

Precios Ref Mercado | Parámetros Globales | Cierre Ciclo Comb | Cogenerador | PDI Aux | Aux ...



Parámetros Evaluación de Ofertas

En el mecanismo de evaluación de ofertas existen una serie de parámetros complementarios a ser utilizados. En la hoja “Parámetros Globales” se modelan los valores correspondientes que se utilizan en el mecanismo de evaluación.

Factor de Despacho		90%	El beneficio operativo base se determina, en su concepto general, como la diferencia correspondiente afectado por la Potencia Ofertada, por el Factor de Despacho del 90%												
Fecha Objetivo Ingreso [Meses desde Firma Contrato]															
Objetivo	30	Meses	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Beneficio / Penalización por Fecha de Ingre</th> <th rowspan="2">Beneficio / Penalización por fecha de Ingreso</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Atraso</td> <td>240</td> <td>\$/MW mes</td> </tr> <tr> <td>Adelanto</td> <td>120</td> <td>\$/MW mes</td> </tr> </tbody> </table>		Beneficio / Penalización por Fecha de Ingre		Beneficio / Penalización por fecha de Ingreso			Atraso	240	\$/MW mes	Adelanto	120	\$/MW mes
Beneficio / Penalización por Fecha de Ingre		Beneficio / Penalización por fecha de Ingreso													
Atraso	240	\$/MW mes													
Adelanto	120	\$/MW mes													
Adelanto	24	Meses													
Atraso	36	Meses													
Costo Estandar Pot NO Contratada		7,000	← -US\$/MW mes												
Representa el costo estandar que pagado por el equipamiento existente largo plazo.															
En la evaluación de la relación Beneficio / Costo se considera al equipamiento existente que compone al Ciclo Combinado															
que compone el costo del conjunto con un valor de 7.000US\$/MW mes															

Determinación de los Costos Variables Ofertados y Beneficios Operativos

Para determinar los valores representativos de los Costos Variables Ofertados, se utilizan las variables que se determinan más adelante, presentándose dos planillas tipo para la evaluación del equipamiento propuesto:

- ✓ Cierre Ciclo Combinado (pestaña “Cierre Ciclo Comb.”), que contempla la evaluación de un ciclo combinado, con capacidad de utilizar como combustible gas en verano y alternativo (por ejemplo, Gas Oil) en invierno.
- ✓ Cogenerador (pestaña “Cogenerador”), para el caso de cogenerador que tiene un funcionamiento a ciclo cerrado y abierto, con combustible propio.

De ser necesario, los conceptos de cálculo base definidos en esta metodología se ajustarán para modelar las condiciones singulares que presente cada proyecto.

Adicionalmente se presenta, contemplando el punto 2.3 de la circular 2, un caso particular adicional.



CASO: Cierre Ciclo Combinado

Proyecto CIERRE Ciclo Combinado				Relación Beneficio / Costo Total		1.027	
				Fecha Comprometida E/S			
Objetivo		Declarado	0		Meses Atrazo		
Fecha Objetivo Ingreso (Meses desde Firma Contrato)		30	30				
Pot Nueva Otortada		Equip. Nuevo		Equip. Existente			
Potencia Ofertada (MW)		TV	TG	Ciclo			
VERANO (MW)	Ene - Abr	80	170	250		MW	
INVIERNO (MW)	May - Ago	80	170	250		MW	
OT (MW)	Sep - Dic	80	170	250		MW	
Costo US\$/MW mes OFERTAD		22,000	US\$/MW mes				
PDI		211	EZZIZA		Se utiliza para los valores de perdidas y fletes		
Factor de Teñida		Tipo Combustible		CEG Combustible Base/Alternativo para período Verano (Ene-Abr / Sep-Dic) e Invierno (May-Agos)			
Consumos Específicos Garantizados CEG		Combinable		CEG Ciclo Cerrado (kcal/kWh)			
Período		Combinable		Base		Alternativo	
VERANO	Ene - Abr	Base	Gas	1,600		1,600	
INVIERNO	May - Ago	Alternativo	Gas Oil	1,600		1,600	
VERANO	Sep - Dic	Base	Gas	1,600		1,600	

CVP NO Comb (US\$/MWh)		CVP No Comb			
Base	Gas	8.0			
Alternativo	Gas Oil	12.0			
Tiene Combustible Propio ? SI / No		Def Comb Propio SI/NO		Definición Flete Combustible (valido en caso Combustible NO Propio)	
Base		NO			
Alternativo		NO			
Flete Combustible		ID	0.591	US\$/Mbu	
Base	Gas	Terrestre GO		15.00	
Alternativo	Gas Oil				
Precio Combustible Producto Ref (US\$/t)		Precio Referencia Combustible Producto + Flete			
Base	Gas	5.2	5.8	US\$/Mbu	
Alternativo	Gas Oil	400	415.0	US\$/m3	
% Precio Combustible		Precio Comb Declarado + Flete		Poder Calorífico Combustible	
Base	Gas	100%	5.8	228 kcal/MBTU	
Alternativo	Gas Oil	100%	435.8	8590 Kcal/m3	

Variables incluidas:

- ✓ **Tipo de Combustible:** se definen para los períodos “Ene–Abr / Sep–Dic” y “May–Ago” que tipo de combustible consumirá → Base o Alternativo.
- ✓ **Combustible:** para “Tipo de Combustible” se define el combustible Gas / Gas Oil / Fuel Oil.
- ✓ **CEG** es el Consumo Específico Garantizado para los períodos Verano / Invierno y los Combustibles Base / Alternativo en kcal/kWh.
- ✓ **Flete Combustible:** son los costos de flete y logística definidos para le evaluación por tipo de combustible (Base o Alternativo) y por combustible (Gas / Gas Oil / Fuel Oil / Carbón). Los costos se definen para el Gas (ID / IT), Gas Oil (Terrestre GO / Fluvial GO), Fuel Oil (Terrestre FO / Fluvial FO), y en el caso de combustible propio (provisto por el generador), Combustible Propio, en el cual el costo de Flete del combustible alternativo es nulo porque todos los costos tienen que estar incluidos en el % del Combustible de Referencia.
- ✓ **% Precio Combustible:** Para combustible provisto por el sistema no se utiliza. En el caso de que el combustible sea provisto por el generador, es el % respecto del Costo Combustible Referencia con el cual se le reconocería los costos combustibles y flete para el alternativo propio, etc.
- ✓ **CVP No Combustible:** es el costo variable no combustible requerido por el oferente para el combustible de referencia.



- ✓ Potencia Neta Ofertada Verano: es la potencia ofertada en los períodos “Ene – Abr” y “Sep – Dic” del equipamiento a incorporar.
- ✓ Potencia Neta Ofertada Invierno: es la potencia ofertada en el período “May – Ago” del equipamiento a incorporar.
- ✓ Costo U\$\$/MW mes Ofertado es el costo mensual fijo en U\$\$/MW mes ofertado del equipamiento a incorporar.
- ✓ PDI: Se define el punto de conexión al sistema y con ello las pérdidas asociadas (Per_{PDI}), y los fletes de combustibles para la evaluación.
- ✓ Fecha E/S Comprometida: Se toma como fecha base 30 meses (912 días) a partir de la fecha límite de firma del contrato (22/Nov/2017), es decir, el 22/May/2020. La fecha comprometida es la cantidad de días a partir 22/Nov/2017 para la entrada en servicio comercial del generador.

Determinación de los CVP * Factor de Pérdidas

10.3. Determinación de los Costos Variables Ofertados								
		CEG Ciclo Cerrado [Kcal/KWh]	Precio Comb [U\$\$/uc]	Poder Calorífico Combustible [Kcal/uc]	CVP Comb [U\$\$/MWh]	CVP NO Comb [U\$\$/MWh]	CVP [U\$\$/MWh]	CVP * Factor de Pérdidas [U\$\$/MWh]
Ene	Base	1600	5.791	228	40.7	8	48.7	48.71
Feb	Base	1600	5.791	228	40.7	8	48.7	48.71
Mar	Base	1600	5.791	228	40.7	8	48.7	48.71
Abr	Base	1600	5.791	228	40.7	8	48.7	48.71
May	Alternativo	1600	435.750	8,580	81.3	12	93.3	93.26
Jun	Alternativo	1600	435.750	8,580	81.3	12	93.3	93.26
Jul	Alternativo	1600	435.750	8,580	81.3	12	93.3	93.26
Ago	Alternativo	1600	435.750	8,580	81.3	12	93.3	93.26
Sep	Base	1600	5.791	228	40.7	8	48.7	48.71
Oct	Base	1600	5.791	228	40.7	8	48.7	48.71
Nov	Base	1600	5.791	228	40.7	8	48.7	48.71
Dic	Base	1600	5.791	228	40.7	8	48.7	48.71

- Para cada mes, el Precio Combustible en Central es:

Caso de Combustible Provisto

$$P_{\text{CombCentral}} = (\text{Prec Ref. Comb.} + \text{Flete}) * k_{\text{comb}}$$

$k_{\text{comb}} \rightarrow$ gas natural = 1; alternativos líquidos = 1,05

Caso de Combustible Propio

Alternativo $P_{\text{CombCentral}} = \text{Prec Ref. Comb.} * \% \text{ Prec Ref (para combustible propio)}$

Gas $P_{\text{CombCentral}} = \text{Prec Ref. Comb.} * \% \text{ Prec Ref (para combustible propio)} + \text{Flete}$

- El Costo Variable de Producción representativo será:

$$CVP_{cc} = CEG_{cc} \times \frac{P_{\text{CombCentral}}}{PCI_{\text{Combustible}}} + CVP_{\text{No Comb}}$$

$$CVP_{cc \text{ PDI}} [\text{U}\$/\text{MWh}] = CVP_{cc} * \text{Factor Pérdidas PDI ("FP}_{\text{PDI}}")$$



Determinación de los Beneficios Operativos

10.4. Determinación de los Beneficios Operativos						
		CMARG Ref [U\$\$/MWh]	CMO - CVP * F.Perd [U\$\$/MWh]	Pot Generada [MW]	HS Mes Disponible	Beneficio U\$S
Ene	Base	68.94	20	250	744	U\$S 3,386,459
Feb	Base	68.94	20	250	672	U\$S 3,058,737
Mar	Base	68.94	20	250	744	U\$S 3,386,459
Abr	Base	63.86	15	250	720	U\$S 2,454,531
May	Alternativo	118.92	24	250	744	U\$S 4,100,141
Jun	Alternativo	128.64	34	250	720	U\$S 5,542,564
Jul	Alternativo	128.64	34	250	744	U\$S 5,727,316
Ago	Alternativo	128.64	34	250	744	U\$S 5,727,316
Sep	Base	63.86	15	250	720	U\$S 2,454,531
Oct	Base	63.86	15	250	744	U\$S 2,536,349
Nov	Base	63.86	15	250	720	U\$S 2,454,531
Dic	Base	68.94	20	250	744	U\$S 3,386,459
	Promedio Anual	86.3	22.4		Beneficio TOTAL	U\$S 44,215,393

Para cada mes se calcula la diferencia entre el CMARG_{Ref} (costo marginal de referencia de Mercado) y el CVP_{CC PDI}. Se toma el máximo entre la diferencia y cero, dado que, si el CVP_{CC PDI} es mayor al CMARG_{Ref}, el despacho del equipo será nulo.

Para cada mes de los períodos “Ene–Abr / Sep–Dic” y “May–Ago”, se toma a la Potencia Despachada como la suma de Potencia Nueva Ofertada + Potencia del Equipo Existente que componen el Ciclo Combinado, es decir, la potencia ofertada por el conjunto del ciclo combinado conformado (“Pot_{CC}”).

- o Para el cálculo de los beneficios a nivel mensual:

$$\text{Benef}_{\text{mes}} = (\text{CMARG}_{\text{Ref}} - \text{CVP}_{\text{CC PDI}}) * \text{Pot}_{\text{CC}} * \text{H.Mes} * \text{FU}$$

Siendo:

H.Mes: Horas del mes

FU: Factor de Uso para la evaluación (90%)

Cálculo del Costo de la Oferta

10.5. Relación Beneficio – Costo – Ordenamiento de Ofertas									
Beneficio / Penalización por Fecha de Ingreso									
Beneficio por Fecha Ingreso U\$\$/MW mes		0	U\$\$/MW mes			Atraso	240	U\$\$/MW mes	
						Adelanto	120	U\$\$/MW mes	
	Pot Contratada [MW]	Costo U\$\$/MW mes OFERTADO	Beneficio por Fecha Ingreso U\$\$/MW mes	Costo Final [U\$\$/MW mes]	Costo Final Contrato U\$S	Pot No Contratada [MW]	Costo Estándar Pot NO Contratada	Costo Estándar Pot NO Contratada U\$S	Costo Total U\$S
Ene	Base	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
Feb	Base	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
Mar	Base	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
Abr	Base	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
May	Alternativo	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
Jun	Alternativo	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
Jul	Alternativo	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
Ago	Alternativo	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
Sep	Base	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
Oct	Base	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
Nov	Base	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
Dic	Base	80.0	20000	0	20000	170.0	7000	U\$S 1,190,000	U\$S 2,790,000
	Promedio Anual	80.0			Costo Anual			U\$S 14,280,000	U\$S 33,480,000



El Costo Total se calcula como la suma del “Costo Final Contrato” más el “Costo Estándar Pot NO Contratada”

Donde:

Costo Final Contrato: es la potencia instalada del nuevo equipamiento a ser contratada, valorizada al “Costo Mensual Ofertado” [U\$/MW-mes], +/- el ajuste correspondiente por el adelanto / atraso del ingreso comprometido del equipamiento (“Fecha de Ingreso”) respecto al plazo de referencia establecido (“Fecha de Referencia”).

Costo Estándar Pot NO Contratada: es la remuneración del equipamiento existente que compone el ciclo combinado, valorizada a un precio estándar de 7.000 U\$/MW-mes, de acuerdo a los valores de remuneración establecidos en la Resolución S.E.E. N° 19-E/2017 para los generadores térmicos existentes.

Los costos mensuales se calculan como:

Ajuste por Atraso / Adelanto del Costo de la Potencia:

Si la Fecha de Ingreso (FI) es MAYOR a la Fecha de referencia:

$$\text{Ajuste Costo [U$/MW-mes]: } + 240 \text{ U$/MW-mes} * (FI_{[\text{mes}]} - FR_{[\text{mes}]})$$

Si la Fecha de Ingreso (FI) es MENOR a la Fecha de referencia:

$$\text{Ajuste Costo [U$/MW-mes]: } - 120 \text{ U$/MW mes} * (FI_{[\text{mes}]} - FR_{[\text{mes}]})$$

Donde:

$FI_{[\text{mes}]}$ = Fecha de Ingreso en meses a contar desde firma contrato

$FR_{[\text{mes}]}$ = Fecha de Referencia en meses a contar desde firma contrato

Costo Final Contrato (CF Contrato):

$$\text{Costo Fijo Potencia [U$/MW-mes]} = \text{Costo Mensual Ofertado} + \text{Ajuste Costo}$$

$$\text{CF Contrato [U\$]} = \text{Costo Fijo Potencia} * \text{Potencia Contratada [MW]}$$

Costo Estándar Pot. No Contratada (CEP NC):

$$\text{Pot NC [MW]} = \text{Potencia Ciclo Combinado [MW]} - \text{Potencia Contratada [MW]}$$

$$\text{CEP NC [U\$]} = 7.000 \text{ [U$/MW-mes]} * \text{Pot NC [MW]}$$

Costo Total del mes (Costo mes):

Costo mes [U\$] = CF Contrato [U\$] + CEP NC [U\$]



Relación Beneficio / Costo

La relación Beneficio / Costo se calcula como la sumatoria de los beneficios de los 12 meses de un año, dividido por la sumatoria de los Costos Totales mensuales de los 12 meses de un año:

$$\text{Beneficio / Costo} = \frac{\sum \text{Benef}_{\text{mes}}}{\sum \text{Costo mes}}$$



CASO: Cogenerador

Proyecto Cogeneración		Relación Beneficio / Costo		1.071	
Fecha Objetivo Ingreso (Meses desde Firma Contrato)		Objetivo	Declarado	Fecha Comprometida E/S	
30		31	1	Meses Atrazo	
Pot Nueva Ofertada					
Potencia Ofertada (MW)		Año Cogenerador			
VERANO (MW)	Ene - Abr	100			
INVIERNO (MW)	May - Ago	110			
VERANO (MW)	Sep - Dic	100			
Factor de Pérdidas		1,037	FDI Conexión		
Consumos Específicos Garantizados CEG		12,000	Se utiliza para los valores de pérdidas y fletes		
RAMALLO		CEG Combustible Base/Alternativo para período Verano (Ene-Abr / Sep-Dic) y Invierno (May-Agos)			
Tipo Combustible		Combustible		CEG Ciclo Cerrado (kcal/kWh)	
Período		Base	Alternativo	Base	Alternativo
VERANO	Ene - Abr	Gas	Gas	1,400	1,400
INVIERNO	May - Ago	Gas Oil	Gas Oil	2,050	2,100
VERANO	Sep - Dic	Gas	Gas	1,400	1,400
				Base	Alternativo
				2,100	2,150
				2,100	2,150
				2,100	2,150
					% Funcionamiento a Ciclo Cerrado
					85%
					90%
					85%

Costo Fijo Disponibilidad Pot.

% Funcionamiento del Equipamiento a Ciclo Combinado

CVP No Comb [US\$/MWh]		Def Comb Propio SI/NO		Definición Flete Combustible (valido en caso Combustible NO Propio)	
Base	8.0	SI		Flete Combustible	
Alternativo	12.0	SI		Base	Gas
				Alternativo	Gas Oil
					Terrestre GO
					0.379
					15
					US\$/Mtu
					US\$/m3
				Precio Combustible Producto Ref [US\$/luc]	
				Precio Referencia Combustible Producto + Flete	
Base	Gas	5.2	5.6	US\$/Mtu	
Alternativo	Gas Oil	400	415.0	US\$/m3	
				% Precio Ref	
Base	Gas	110%	5.7	US\$/Mtu	
Alternativo	Gas Oil	98%	392.0	US\$/m3	
				Poder Calorífico Combustible	
				228	
				kcal/MBTU	
				8580	
				Kcal/m3	

% respecto a costo referencia, para combustible

Variables incluidas:

- ✓ **Tipo de Combustible:** se definen para los períodos “Ene – Abr”, “Sep – Dic” y “May – Ago” que tipo de combustible consumirá → Base o Alternativo.
- ✓ **Combustible:** para “Tipo de Combustible” se define el combustible Gas / Gas Oil / Fuel Oil / Carbón
- ✓ **CEG:** es el Consumo Específico Garantizado funcionando para los períodos Verano / Invierno y los Combustible Base / Alternativo en kcal/kWh.
- ✓ **Flete Combustible:** son los costos de flete y logística definidos. Este es el caso de combustible propio alternativo (provisto por el generador) Combustible Propio, en el cual el costo de Flete es nulo, ya que todos los costos deben estar incluidos en el % del Combustible de Referencia. Para el gas el % del Combustible de Referencia afecta solo el producto.
- ✓ **% Precio Combustible:** Para combustible provisto por el sistema el valor es 100%. En el caso de que el combustible sea provisto por el generador, es el % respecto del Costo Combustible Referencia con el cual se le reconocerían los costos combustibles, flete para el alternativo, etc.
- ✓ **CVP No Combustible:** es el costo variable no combustible requerido por el oferente para el combustible de referencia.



- ✓ Potencia Neta Ofertada Verano: es la potencia ofertada en los períodos “Ene – Abr” y “Sep – Dic”
- ✓ Potencia Neta Ofertada Inverno: es la potencia ofertada en el período “May – Ago”
- ✓ Costo Ofertado [U\$\$/MW mes]: es el costo mensual fijo en U\$\$/MW mes ofertado.
- ✓ PDI: Se define el punto de conexión al sistema, y con ello las pérdidas asociadas y los fletes de combustibles.
- ✓ Fecha E/S Comprometida: Se toma como fecha base 30 meses (912 días) a partir de la fecha límite de firma del contrato (22/Nov/2017), es decir, el 22/May/2020. La fecha comprometida es la cantidad de días a partir 22/Nov/2017 para la entrada en servicio comercial del generador.
- ✓ % Funcionamiento a Ciclo Combinado FU_{CC}: es para cada período “Ene – Abr”, “May – Ago” y Sep – Dic” el porcentaje de tiempo que el equipamiento funcionaría a ciclo cerrado.

Determinación de los CVP * Factor de Pérdidas

10.3. Determinación de los Costos Variables Ofertados								
CERRADO		CEG Ciclo Cerrado [Kcal/Kwh]	Precio Comb [U\$\$/tuc]	Poder Calorífico Combustible [Kcal/tuc]	CVP Comb [U\$\$/Mwh]	CVP NO Comb [U\$\$/Mwh]	CVP [U\$\$/Mwh]	CVP * Factor de Pérdidas [U\$\$/Mwh]
Ene	Barc	1400	5.720	228	35.2	8	43.2	44.79
Feb	Barc	1400	5.720	228	35.2	8	43.2	44.79
Már	Barc	1400	5.720	228	35.2	8	43.2	44.79
Abr	Barc	1400	5.720	228	35.2	8	43.2	44.79
May	Alternativa	1400	392.000	8.560	64.0	12	76.0	78.77
Jun	Alternativa	1400	392.000	8.560	64.0	12	76.0	78.77
Jul	Alternativa	1400	392.000	8.560	64.0	12	76.0	78.77
Ago	Alternativa	1400	392.000	8.560	64.0	12	76.0	78.77
Sep	Barc	1400	5.720	228	35.2	8	43.2	44.79
Oct	Barc	1400	5.720	228	35.2	8	43.2	44.79
Nov	Barc	1400	5.720	228	35.2	8	43.2	44.79
Dic	Barc	1400	5.720	228	35.2	8	43.2	44.79
ABIERTO		CEG Ciclo ABIERTO [Kcal/Kwh]	Precio Comb [U\$\$/tuc]	Poder Calorífico Combustible [Kcal/tuc]	CVP Comb [U\$\$/Mwh]	CVP NO Comb [U\$\$/Mwh]	CVP [U\$\$/Mwh]	CVP * Factor de Pérdidas [U\$\$/Mwh]
Ene	Barc	2100	5.720	228	52.8	8	60.8	63.04
Feb	Barc	2100	5.720	228	52.8	8	60.8	63.04
Már	Barc	2100	5.720	228	52.8	8	60.8	63.04
Abr	Barc	2100	5.720	228	52.8	8	60.8	63.04
May	Alternativa	2150	392.000	8.560	38.2	12	110.2	114.31
Jun	Alternativa	2150	392.000	8.560	38.2	12	110.2	114.31
Jul	Alternativa	2150	392.000	8.560	38.2	12	110.2	114.31
Ago	Alternativa	2150	392.000	8.560	38.2	12	110.2	114.31
Sep	Barc	2100	5.720	228	52.8	8	60.8	63.04
Oct	Barc	2100	5.720	228	52.8	8	60.8	63.04
Nov	Barc	2100	5.720	228	52.8	8	60.8	63.04
Dic	Barc	2100	5.720	228	52.8	8	60.8	63.04

- Para cada mes el Precio Combustible en Central
 $P_{CombCentral} = (Prec\ Ref.\ Comb. * \% Prec\ Ref^{(1)} + Flete^{(2)}) * Kcomb$

Siendo:

$$P_{CombCentral} = (Prec\ Ref.\ Comb. + Flete) * kcomb$$

Kcomb → gas natural = 1; alternativos líquidos = 1,05

(1) Para el caso de combustible propio

(2) Para combustible provisto y gas propio



- El Costo Variable de Producción representativo será:

$$CVP_{CC}^{(1)} = CEG_{CC} \times \frac{P_{CombCentral}}{PCI_{Combustible}} + CVP_{No Comb}$$

$$CVP_{CA}^{(1)} = CEG_{CA} \times \frac{P_{CombCentral}}{PCI_{Combustible}} + CVP_{No Comb}$$

$$CVP_{CC PDI}^{(1)} [U\$/MWh] = CVP_{CC} * \text{Factor Pérdidas PDI ("FP}_{PDI}\text{"})$$

$$CVP_{CA PDI}^{(1)} [U\$/MWh] = CVP_{CA} * \text{Factor Pérdidas PDI ("FP}_{PDI}\text{"})$$

(1) Utilizando el CEG correspondiente a Ciclo Cerrado / Ciclo Abierto, y el combustible y mes correspondiente.

Determinación de los Beneficios Operativos

10.4. Determinación de los Beneficios Operativos							
	CERRADO	CMARG Ref U\$/MWh	Ciclo Cerrado CMO - CVP * F.Perd [U\$/MWh]	% Funcio. Ciclo Cerrado	Pot Generada [MW]	H5 Mes Disponible	Beneficio U\$
Ene	Base	68.94	26	85%	85	744	US\$ 1,463,296
Feb	Base	68.94	26	85%	85	672	US\$ 1,321,686
Mar	Base	68.94	26	85%	85	744	US\$ 1,463,296
Abr	Base	63.86	21	85%	85	720	US\$ 1,136,379
May	Alternativo	118.92	40	90%	99	744	US\$ 2,661,764
Jun	Alternativo	128.64	50	90%	99	720	US\$ 3,199,476
Jul	Alternativo	128.64	50	90%	99	744	US\$ 3,306,125
Ago	Alternativo	128.64	50	90%	99	744	US\$ 3,306,125
Sep	Base	63.86	21	85%	77	720	US\$ 1,022,741
Oct	Base	63.86	21	85%	77	744	US\$ 1,056,833
Nov	Base	63.86	21	85%	77	720	US\$ 1,022,741
Dic	Base	68.94	26	85%	77	744	US\$ 1,316,966
Promedio Anual		86.3	31.3			Beneficio	US\$ 22,277,426
CERRADO							
	ABIERTO	CMARG Ref U\$/MWh	Ciclo Cerrado CMO - CVP * F.Perd [U\$/MWh]	% Funcio. Ciclo Cerrado	Pot Generada [MW]	H5 Mes	Beneficio U\$
Ene	Base	68.94	8	85%	15	744	US\$ 82,860
Feb	Base	68.94	8	85%	15	672	US\$ 74,842
Mar	Base	68.94	8	85%	15	744	US\$ 82,860
Abr	Base	63.86	3	85%	15	720	US\$ 30,826
May	Alternativo	118.92	5	90%	11	744	US\$ 33,978
Jun	Alternativo	128.64	14	90%	11	720	US\$ 102,168
Jul	Alternativo	128.64	14	90%	11	744	US\$ 105,574
Ago	Alternativo	128.64	14	90%	11	744	US\$ 105,574
Sep	Base	63.86	3	85%	14	720	US\$ 27,744
Oct	Base	63.86	3	85%	14	744	US\$ 29,668
Nov	Base	63.86	3	85%	14	720	US\$ 27,744
Dic	Base	68.94	8	85%	14	744	US\$ 74,574
Promedio Anual		86.3	7.8			Beneficio	US\$ 777,413
ABIERTO							
Promedio Anual		89.5	7.7			Beneficio	US\$ 23,054,839
TOTAL							
Factor Uso Evaluación				90%			

Para cada mes se calcula la diferencia entre el $CMARG_{Ref}$ (costo marginal de referencia de Mercado) y el $CVP_{CC PDI}$ o el $CVP_{CA PDI}$ que corresponda para cada mes según la condición ofertada. Se toma el máximo entre la diferencia y cero, dado que, si el $CVP_{CC PDI}$ o el $CVP_{CA PDI}$ resulte ser mayor al $CMARG_{Ref}$, el despacho del equipamiento será nulo.

- Para el cálculo de los beneficios a nivel mensual:

$$\text{Benef}_{mes CC} = (CMARG_{Ref} - CVP_{CC PDI}) * H.Mes * FUE * FU_{CC}$$

$$\text{Benef}_{mes CA} = (CMARG_{Ref} - CVP_{CA PDI}) * H.Mes * FUE * (1 - FU_{CC})$$



Siendo:

CC: Ciclo Cerrado

CA: Ciclo Abierto

H.Mes: Horas del mes

FUE: Factor de Uso para la evaluación (90%)

Cálculo del Costo de la Oferta

10.5. Relación Beneficio – Costo – Ordenamiento de Ofertas											
Beneficio / Penalización por Fecha de Ingreso											
Penalización por Fecha Ingreso U\$/MW mes		240		U\$/MW mes		Atraso		240		U\$/MW mes	
						Adelanto		120		U\$/MW mes	
		Pot Contratada [MW]	Costo U\$/MW mes OFERTADO	Penalización por Fecha Ingreso U\$/MW mes	Costo Final U\$/MW mes	% Funcio. Ciclo Cerrado	Costo Final Ciclo Cerrado U\$	Costo Final Ciclo Abierto U\$	Costo Final TOTAL U\$		
Ene	Baro	100.0	12,000	240	12240	85%	US\$ 1,040,400	US\$ 31,800	US\$ 1,132,200		
Feb	Baro	100.0	12000	240	12240	85%	US\$ 1,040,400	US\$ 31,800	US\$ 1,132,200		
Mar	Baro	100.0	12000	240	12240	85%	US\$ 1,040,400	US\$ 31,800	US\$ 1,132,200		
Abr	Baro	100.0	12000	240	12240	85%	US\$ 1,040,400	US\$ 31,800	US\$ 1,132,200		
May	Alternativa	110.0	12000	240	12240	30%	US\$ 1,211,760	US\$ 67,320	US\$ 1,279,080		
Jun	Alternativa	110.0	12000	240	12240	30%	US\$ 1,211,760	US\$ 67,320	US\$ 1,279,080		
Jul	Alternativa	110.0	12000	240	12240	30%	US\$ 1,211,760	US\$ 67,320	US\$ 1,279,080		
Ago	Alternativa	110.0	12000	240	12240	30%	US\$ 1,211,760	US\$ 67,320	US\$ 1,279,080		
Sep	Baro	100.0	12000	240	12240	85%	US\$ 1,040,400	US\$ 31,800	US\$ 1,132,200		
Oct	Baro	100.0	12000	240	12240	85%	US\$ 1,040,400	US\$ 31,800	US\$ 1,132,200		
Nov	Baro	100.0	12000	240	12240	85%	US\$ 1,040,400	US\$ 31,800	US\$ 1,132,200		
Dic	Baro	100.0	12000	240	12240	85%	US\$ 1,040,400	US\$ 31,800	US\$ 1,132,200		
Promedio Anual		103.3					Costo TOTAL	US\$ 13,170,240	US\$ 1,003,680	US\$ 14,173,920	
				Relación Beneficio / Costo				1.071			

Los costos mensuales se calculan como

Ajuste por Atraso / Adelanto del Costo de la Potencia:

Si la Fecha de Ingreso (FI) es MAYOR a la Fecha de referencia:

$$\text{Ajuste Costo [U\$/MW-mes]}: + 240 \text{ U\$/MW-mes} * (FI_{[mes]} - FR_{[mes]})$$

Si la Fecha de Ingreso (FI) es MENOR a la Fecha de referencia:

$$\text{Ajuste Costo [U\$/MW-mes]}: - 120 \text{ U\$/MW mes} * (FI_{[mes]} - FR_{[mes]})$$

Donde:

FI_[mes] = Fecha de Ingreso en meses a contar desde firma contrato

FR_[mes] = Fecha de Referencia en meses a contar desde firma contrato

Los costos mensuales se calculan como:

Costo Fijo Potencia [U\$/MW-mes] = Costo Mensual Ofertado + Ajuste Costo

$$\text{Costo}_{mes} \text{ CC [U\$]} = \text{Costo Fijo Pot. [U\$/MW mes]} * \text{Pot. Ofertada Mes [MW]} * FU_{cc}$$

$$\text{Costo}_{mes} \text{ CA [U\$]} = \text{Costo Fijo Pot. [U\$/MW mes]} * \text{Pot. Ofertada Mes [MW]} * (1 - FU_{cc}) * 50\%$$

Costo Total del mes (Costo mes):



$$\text{Costo mes [U\$S]} = \text{Costo}_{\text{mes}} \text{ CC} + \text{Costo}_{\text{mes}} \text{ CA}$$

Relación Beneficio / Costo

La relación Beneficio / Costo se calcula como la sumatoria de los beneficios de los 12 meses de un año, dividido por la sumatoria de los Costos Totales mensuales de los 12 meses de un año:

$$\text{Beneficio / Costo} = \frac{\sum \text{Benef}_{\text{mes}}}{\sum \text{Costo mes}}$$



Caso con Gas Firme con Ventana de Interrumpibilidad

En el punto 2.3 de la Circular 2 se plantea que

“Se admiten ofertas con compromiso de gas firme con ventanas de interrumpibilidad que no deberán ser mayores a 40 días. Para ser considerada válida, junto con las ofertas, el Generador o Cogenerador deberá presentar un compromiso a asumir donde incluya las condiciones de abastecimiento del contrato de gas firme con ventana a firmar, el que en caso de resultar su oferta seleccionada deberá ser perfeccionado previo a la firma del Contrato de Demanda Mayorista. Para la evaluación de la oferta se considerará que la disponibilidad es firme, salvo 30 días de ventana máxima adicional a lo informado, por condiciones operativas del sistema de gas. En caso de que cuente con combustible alternativo, el beneficio operativo se determinará para esa condición en ese período. En caso de no contar con combustible alternativo, tanto el beneficio en los días de corte informados como en los 30 días adicionales estimados por condiciones operativas del sistema de gas, será cero, y el costo asociado a la oferta de potencia también. Durante la vigencia del Contrato de Demanda Mayorista, el Generador o Cogenerador deberá ceder el gas contratado, para su uso por el sector eléctrico, en caso de indisponibilidad de máquina o no despacho. En cada período anual se contarán los días de corte; si se superan los garantizados más los 30 días adicionales antes indicados, además de las penalizaciones previstas en el Contrato de Demanda Mayorista, (de no contar con combustible líquido alternativo), se incorpora una penalización adicional por cada día de corte adicional calculada en base al valor del sobre costo de sustitución del día por el volumen comprometido.”

Cada una de las opciones “Cierre Ciclo Combinado” o “Cogenerador” se puede modelar el gas firme de invierno con ventana de interrumpibilidad con el siguiente cuadro

Gas en Invierno	SI ← Define si se declara Gas Firme Invierno
Días Interr Declarados	15 ← Días Interrumpibilidad
Alternativo Invierno	NO ← NO Dispone Combustible Alternativo a para cubrir los días con interrumpibilidad

En función de este cuadro se define el siguiente cuadro Caso SIN Combustible Alternativo



	Beneficio U\$S	Días Corte	HS Mes	Caso Gas Inv Ben. Alter U\$S	Factor Costo Mes
Ene	US\$ 2,365,974		744	US\$ 0	100%
Feb	US\$ 2,137,009		672	US\$ 0	100%
Mar	US\$ 2,365,974		744	US\$ 0	100%
Abr	US\$ 1,549,263		720	US\$ 0	100%
May	US\$ 11,023,977		744	US\$ 0	100%
Jun	US\$ 9,337,121	7	720	US\$ 0	77%
Jul	US\$ 0	31	744	US\$ 0	0%
Ago	US\$ 9,743,083	7	744	US\$ 0	77%
Sep	US\$ 1,549,263		720	US\$ 0	100%
Oct	US\$ 1,600,905		744	US\$ 0	100%
Nov	US\$ 1,549,263		720	US\$ 0	100%
Dic	US\$ 2,365,974		744	US\$ 0	100%
	US\$ 45,587,808			US\$ 0	

Días Interrumpibilidad Declarado + 30 días Distribuido entre Julio y el resto entre Junio y Agosto

Factor de los días con Interrumpibilidad / Días Total Mes

Dado que No cuenta con Combustible Alternativo para el período Junio / Julio / Agosto los Beneficios se reducen proporcionalmente a los días de Corte, como así también los costos para dichos períodos, reflejados en el "Factor de Costo Mes"

En función de este cuadro se define el siguiente cuadro Caso CON Combustible Alternativo

Gas en Invierno	SI	Define si se declara Gas Firme Invierno
Días Interr Declarados	15	Días Interrumpibilidad
Alternativo Invierno	SI	SI Dispone Combustible Alternativo a para cubrir los días con interrumpibilidad

	Beneficio U\$S	Días Corte	HS Mes	Caso Gas Inv Ben. Alter U\$S	Factor Costo Mes
Ene	US\$ 2,365,974		744	US\$ 0	100%
Feb	US\$ 2,137,009		672	US\$ 0	100%
Mar	US\$ 2,365,974		744	US\$ 0	100%
Abr	US\$ 1,549,263		720	US\$ 0	100%
May	US\$ 11,023,977		744	US\$ 0	100%
Jun	US\$ 9,337,121	7	720	US\$ 1,113,517	100%
Jul	US\$ 0	31	744	US\$ 4,931,288	100%
Ago	US\$ 9,743,083	7	744	US\$ 1,113,517	100%
Sep	US\$ 1,549,263		720	US\$ 0	100%
Oct	US\$ 1,600,905		744	US\$ 0	100%
Nov	US\$ 1,549,263		720	US\$ 0	100%
Dic	US\$ 2,365,974		744	US\$ 0	100%
	US\$ 52,746,129			US\$ 7,158,321	

Días Interrumpibilidad Declarado + 30 días Distribuido entre Julio y el resto entre Junio y Agosto

Dado que cuenta Combustible Alternativo Factor de Costos es 100%

Beneficios Con Combustible Alternativo

Dado que en este ejemplo la oferta contempla Combustible Alternativo para los días de corte, para este período se contemplan los Beneficios con dicho combustible y los costos en forma completa para dicho período.