

ANEXO II

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO Distribuidora EdERSA Periodo 2011-2016

A. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO

INTRODUCCION

En el presente Anexo se exponen las pautas necesarias para establecer el Costo de Abastecimiento que LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) incorporará al cálculo de la TUF para el periodo 2011-2016.

Este CA se integra con los costos reconocidos para las distintas fuentes de abastecimiento y los conceptos de costos trasladables a las tarifas.

Se consideran las particularidades que se citan a continuación:

- Por definiciones de Red Adaptada a la Demanda, las localidades de La Mosca, El Caín, Cerro Policía y El Cuy deben ser abastecidas a través de líneas de interconexión por ser la opción técnica y económica más aceptable, implica ello que se modelice el Costo de Abastecimiento asociado a dichas localidades según el origen que tenga su abastecimiento: Generación Propia, interconexiones desde el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico o el Mercado Eléctrico Mayorista. Los datos físicos para esas localidades serán los asociados a las energías generadas para igual trimestre del año anterior que el que se inicia.
- El monto a reconocer como Costo de Generación Propia será el que surja del costo variable eficiente para cada fuente existente o nueva y se asignará a la energía abastecida en igual trimestre año anterior o proyectada según sea el caso.

- El abastecimiento de El Bolsón se considera a partir del Concepto de Generación Propia .
- Para la Central El Bolsón el Costo Eficiente es el que resulta de considerar el uso de combustible gaseoso al precio unitario vigente para igual trimestre del año anterior que el que se inicia.
- Las cantidades físicas a considerar son las resultantes de las energías generadas para igual trimestre del año anterior que el que se inicia.
- Se incorpora el abastecimiento al paraje Las Perlas desde el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Se establece que la asignación por el reconocimiento de multas de calidad de servicio en el Sistema Troncal y Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista y Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico se efectúe en el ajuste del trimestre correspondiente.
- Para la estructura de los CA se consideran los Precios Unitarios de las distintas fuentes de abastecimiento intervinientes, y los costos de transporte; los Datos Físicos relacionados con los aportes de dichas fuentes; las ecuaciones que permiten obtener el costo trimestral por consideración de precios y cantidades físicas, y finalmente las ecuaciones para su asignación a la potencia y energía.
- Para los sobre costos que Secretaria de Energía de la Nación apruebe con posterioridad a la sanción de la reglamentación del Costo de Abastecimiento, estos serán incorporados conforme a la naturaleza que los genera, previa autorización del Ente.

DESARROLLO

1 PRECIOS UNITARIOS.

1.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

Los precios unitarios considerados son los publicados por CAMMESA en la Programación Estacional Definitiva para la jurisdicción Río Negro, para el trimestre que se inicia.

1.2 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGÓNICO (MEMSP):

Los precios unitarios considerados son los publicados por CAMMESA en la Programación Estacional Definitiva para la jurisdicción Río Negro, para el trimestre que se inicia.

1.3 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)

Se consideran los precios unitarios que se definan en los Contratos celebrados por LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) mientras los mismos no superen el precio límite establecido por el **E.P.R.E.** para el trimestre que se inicia.

1.4 GENERACIÓN

Las fuentes de generación podrán ser Externas y/o Propias.

1.4.1 Generación Externa

El precio a reconocer dependerá del costo asignado a dichas fuentes los cuales en ningún caso podrán superar el precio límite establecido por el **E.P.R.E.** para el trimestre que se inicia.

1.4.2 Generación Propia

Los precios unitarios serán el resultado de los costos variables de la solución técnica más eficiente para el periodo en análisis.

En el caso de abastecimiento a la localidad de El Bolsón que incluye la demanda de LA MOSCA interconectada por red de MT, el costo de generación surgirá de considerar el volumen de combustible gaseoso necesario para abastecer la energía abastecida en igual trimestre año anterior del período de análisis y el costo del gas.

Se tomaran como valores de consumos específicos proyectados, los registrados en igual trimestre del año anterior.

El costo del combustible gaseoso se obtendrá de considerar el precio de gas en boca de pozo contratado (\$/dam³), el Costo de Serv. y Adm. (\$), el Costo de Transporte de Gas (\$/m³) y el Fondo Fiduciario (\$/dam) para igual periodo del año anterior.

1.5 PRECIO LIMITE A RECONOCER.

1.5.1 Para fuentes en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (\$PLEMEMi):

Precio Límite Unitario por energía en el MEM, definido como: $\$PEMEMi * FnMEMi + \$PEAMEMi$.

1.5.2 Para fuentes en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGÓNICO (\$PLEMEMSPi):

Precio Límite Unitario por energía en el MEMSP, definido como: $\$PEMEMSPi * FnMEMSPi + \$PEAMEMSPi$.

2 DATOS FÍSICOS.

2.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

Energía proyectada comprar en el MEM sin considerar en ella la energía con que se abastece a LA DISTRIBUIDORA (CEARC), para el periodo que se inicia.

Potencia resultante de considerar la suma de los requerimientos máximos de los tres meses declarados al MEM, sin considerar en ella la potencia máxima con que se abastece a LA DISTRIBUIDORA (CEARC). Sobre este concepto CAMMESA factura a LA DISTRIBUIDORA por la Reserva y Servicios Asociados a la potencia.

2.2 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGÓNICO (MEMSP):

Energía proyectada comprar en el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) para el trimestre que se inicia.

Potencia resultante de considerar la suma de los Requerimientos Máximos proyectados para el Sistema Patagónico para el trimestre que se inicia.

2.3 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)

Según las características del contrato se considerará:

- a) Si el precio acordado es sobre el Monómico de energía:
La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre que se inicia.
- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:

La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre que se inicia.

Potencia que surge de la suma de potencias máximas conforme contrato, para el trimestre que se inicia.

2.4 GENERACIÓN

2.4.1 Generación Externa

- a) Si el precio está asociado al Monómico de energía:

La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, proyectada comprar para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia. Según se establezca

- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:

La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, proyectada comprar para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia. Según se establezca.

Potencia que surge de la suma de potencias máximas proyectada comprar para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia. Según se establezca.

2.4.2 Generación Propia

La energía eléctrica total proyectada por banda horaria para el trimestre que se inicia, o para igual trimestre del año anterior al que se inicia. Según se establezca.

En el caso de abastecimiento a la localidad de El Bolsón que incluye la demanda de LA MOSCA interconectada por red de MT, será la energía abastecida en igual trimestre año anterior al período de análisis.

3 CÁLCULO COSTO TRIMESTRAL.

3.1. SOBRE CONCEPTOS DE ENERGÍA

3.1.a POR FUENTE DE ABASTECIMIENTO

3.1.a.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

Para cada uno de los horarios tarifarios “i” (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$$CEMEMi = \$PLEMEMi * EMEMi$$

Donde:

CEMEMi: Costo por la energía en el horario “i” para el trimestre que se inicia.

$\$PLEMEMi$: Precio unitario límite por energía en el MEM, para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia, definido como

($\$PEMEMi * FnMEMi + \$PEAMEMi$), con:

$\$PEMEMi$: Precio unitario de la energía en el Mercado para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

$FnMEMi$: Factor de Nodo para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

$\$PEAMEMi$: Precio unitario de la energía adicional para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el Trimestre que se inicia.

EMEMi: Energía proyectada comprar en el MEM, sin considerar en ella la energía con que se abastece a LA DISTRIBUIDORA (CEARC), para el periodo que se inicia en el horario “i”.

3.1.a.2 MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEMSP):

Para cada uno de los horarios tarifarios “i” (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$$CEMEMSPi = \$PLEMEMSPi * EMEMSPi$$

Donde:

CEMEMSPi: Costo por la energía en el horario “i” para el trimestre que se inicia.

$\$PLEMEMSPi$: Precio límite unitario por energía en el MEMSP en el horario “i” para el trimestre, definido como ($\$PMEMSPi * FnMEMSPi + \$EAMEMSPi$), con:

\$PMEMSPi: Precio unitario de la energía en el MEMSP para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia. FnMEMSPi:

Factor de Nodo para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el Sistema Patagónico para el trimestre que se inicia.

\$EAMEMSPi: Precio unitario de la energía adicional para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el Sistema Patagónico para el trimestre que se inicia de acuerdo a lo especificado en el punto 1.5 del presente.

EMEMSPi: Energía asignada para el trimestre que se inicia en el horario “i”, de acuerdo a lo establecido en el punto 2.2

3.1.a.3 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)

Para cada uno de los horarios tarifarios “i” (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$CECi = \$PECi * ECi$; si $\$PECi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CECi = \$PLEMEMi * ECi$; si $\$PECi$ es mayor que $\$PLEMEMi$.

Donde:

CECi: Costo por la energía del Contrato en el horario “i” para el trimestre en cuestión.

$\$PECi$: Precio unitario de la energía según detalle en el punto 1.3. del presente para el horario “i”, previsto para el trimestre que se inicia.

ECi: Energía prevista en el Contrato, en el horario “i”, de acuerdo a lo especificado en el punto 2.3 del presente.

$\$PLEMEMi$: Precio unitario límite por Energía en el MEM, definido en el numeral 3.1.a.1.

3.1.a.4 Costo trimestral Generación Externa

Para cada uno de los horarios tarifarios “i” (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$CEGEi = \$PEGEi * EGEi$; si $\$PEGEi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CEGE_i = \$PLEMEM_i * EGE_i$; si $\$PEGE_i$ es mayor que $\$PLEMEM_i$.

Donde:

$CEGE_i$: Costo por la energía en el horario "i" para el trimestre que se inicia.

$\$PEGE_i$: Precio unitario de la energía según detalle en el punto 1.1. del presente para el horario "i", previsto para el trimestre que se inicia.

EGE_i : Energía para el trimestre que se inicia en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto 2.4. del presente.

$\$PLEMEM_i$: Precio unitario límite por Energía en el MEM, definido en el numeral 3.1.a.1

3.1.a.5 Costo trimestral por GENERACION PROPIA

Para cada central considerada en cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$$CEGP_i = \$CC * EGP_i$$

Donde:

$\$CC$: Precio del combustible expresado en $\$/Kwh$

Será el de la solución más eficiente y se determinará en cada caso en particular

EGP_i : Energía para el trimestre que se inicia en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto 2.4.2 del presente.

Para el abastecimiento de El Bolsón y su zona:

$$CEGP_{ebi} = \$CG * ECP_i$$

Donde:

$\$CG$: Precio del gas expresado en $\$/Kwh$

Esta constituido por el precio de suministro de gas ($\$SG$), el precio de Servicio y Administración ($\$SAG$), el precio de transporte de gas ($\$TG$) y el precio del fondo fiduciario ($\$FF$).

$\$SG$ = Costo de compra de gas expresado en $\$/dam^3$.

$\$SAG$ =Costo de Servicio y Administración expresado en \$.

$\$TG$ =Costo Transporte de Gas, expresado en $\$/m^3$.

$\$FF$ = Costo por Fondo Fiduciario, expresado en \$.

EGPebi: Energía para el trimestre que se inicia en el horario “i”, de acuerdo a lo especificado en el punto 2.4.2. del presente.

3.1.b COSTOS ASOCIADOS A LA ENERGÍA:

3.1.b.1 CARGOS POR POTENCIA DESPACHADA: MEM, MEMSP, CONTRATOS Y GENERACIÓN.

3.1.b.1.1 MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM):

Cargo por Base y Confiabilidad.

$$CPDESPMEM = (\$PBASmem + \$PCONFmem) * PMDem * FAmem$$

Donde:

CPDESPMEM: Costo de la potencia Despachada en el MEM para el trimestre que se inicia.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada Base publicado en la Programación Estacional Definitiva de CMMESA para el y trimestre que se inicia.

\$PCONFmem: Precio de la Potencia Despachada Confiabilidad publicado en la Programación Estacional Definitiva de CMMESA para el trimestre que se inicia.

PMDem: Potencia Media Demandada al Mercado Eléctrico Mayorista, sin considerar en ella la Potencia Media Demandada con que se abastece a LA DITRIBUIDORA (CEARC).

FAmem: Factor de Adaptación vigente para el trimestre que se inicia.

3.1.b.1.2 MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEMSP):

Cargo por Base y Confiabilidad.

$$CPDESPSP = (\$PBASsp + \$PCONFsp) * PMDemsp * FAsp$$

Donde:

CPDESPSP: Costo de la potencia Despachada (Base+Confiabilidad) en el MEMSP para el trimestre que se inicia.

\$PBASsp : Precio de la Potencia Despachada (Base) publicado en la Programación Estacional Definitiva - Sistema Patagónico de CMMESA para el trimestre que se inicia.

\$PCONFsp: Precio de la Potencia Despachada (Confiabilidad) publicado en la Programación Estacional Definitiva - Sistema Patagónico de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

PMDemsp: Potencia Media Demandada al Mercado Eléctrico Mayorista - Sistema Patagónico para el Trimestre que se inicia.

FAsp: Factor de Adaptación vigente para el trimestre que se inicia.

PMDem factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) con la Potencia Media Demandada prevista para el trimestre que se inicia en el MEMSP.

3.1.b.1.3 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)

Cargo por Base y Confiabilidad.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer y según el MEM que las contenga, MEM o MEMSP. Genéricamente se expone como MEM

$$CPDESPC = (\$PBASmem + \$PCONFmem) * RELmem * RMPC * FAmem$$

Donde:

CPDESPC: Costo de la potencia Despachada para el Contrato para el trimestre que se inicia.

\$PBASCGAmemsp = \$PBASmemsp: Precio de la Potencia Despachada (Base) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

\$PCONFCGAmemsp = \$PCONFmemsp Precio de la Potencia Despachada (Confiabilidad) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

RMPC: Sumatoria de las potencias máximas consideradas por Contrato para el trimestre que se inicia.

RELmem₁: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) con PMDC.

FAmem: Factor de Adaptación vigente para el trimestre que se inicia.

3.1.b.1.4 GENERACIÓN EXTERNA:

Cargo por Base y Confiabilidad.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer y según el MEM que las contenga, MEM o MEMSP. Genéricamente se expone como MEM

$$CPDESPGE = (\$PBASmem + \$PCONFmem) * RMPGE * RELmem_1 * FAmem$$

Donde:

CPDESPGE = Costo de la potencia Despachada (Base+Confiable) para la GE para el trimestre que se inicia.

PMDGE: Potencia media despachada en horas fuera de valle de días hábiles, proyectada para el trimestre que se inicia.

$\$PBASCGAmemsp = \$PBASmemsp$: Precio de la Potencia Despachada (Base) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

$\$PCONFCGAmemsp = \$PCONFmemsp$ Precio de la Potencia Despachada (Confiable) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

RELmem: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) con la Potencia Media Demandada prevista para el trimestre que se inicia.

RMPGE: Sumatoria de las potencias máximas para el Trimestre que se inicia.

3.1.b.2 SOBRECOSTO POR PRECIO LOCAL PARA EDESA

3.1.b.2.1 En el MEM (SCPL).

Se considera el valor establecido para Río Negro en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia en el MEM, planilla SOBRECOSTOS POR PRECIOS LOCALES, columna SALDO FONDO DE ESTABILIZACION.

3.1.b.2.2 En el MEMSP (SCPL).

Se considera el valor establecido para Río Negro en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia en el MEMSP, planilla SOBRECOSTOS POR PRECIOS LOCALES, columna SALDO FONDO DE ESTABILIZACION.

3.1.b.2.3 Cargos Variables por Transporte de Energía por los Contratos a Término en el MEM y MEMSP.

Cargo trimestral facturado por CAMMESA que remunera el transporte de la energía abastecida por los Contratos de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) para igual trimestre al que se inicia pero del año anterior.

3.1.b.2.4 Gastos Administrativos de CAMMESA por Abastecimiento del MEM y MEMSP.

Sumatoria de lo facturado por CAMMESA en concepto de gastos y/o inversiones de CAMMESA de acuerdo a los valores determinados y publicados por este organismo en los documentos de transacciones económicas.

3.1.b.2.5 Canon por el recursos provinciales para la Generación Propia

En caso de utilizarse recursos de la Provincia de Río Negro para la Generación Propia y por ello se establezca un canon se considerará el mismo según las condiciones que particularmente se establezcan. En todo caso la consideración del \$PEGP el precio límite que se establezca para dicha fuente.

3.1.b.2.6 Fondo Nacional de la Energía.

Carga impositiva nacional que debe tributar LA DISTRIBUIDORA al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por Ley N° 24.065, por la energía proyectada demandar exceptuada la Generación Propia para el trimestre que se inicia.

3.1.b.2.7 Generación Forzada:

Costo reconocido que surge por restricciones en el sistema de transporte y que provocan déficit en los perfiles de tensión y reactivo del nodo de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA), en la medida que no sean producto de la ineficiencia técnica/operativa de la DISTRIBUIDORA (EdERSA) .

3.1.b.2.8. Costos por las nuevas tasas aplicadas a los combustibles líquidos y de gas natural definidos por la SEN .

3.2 SOBRE LOS CONCEPTOS POR POTENCIA

3.2.a POR FUENTE DE ABASTECIMIENTO

3.2.a.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

Cargo por Reserva y Servicios Asociados.

$$\text{CPRESSAmem} = (\text{\$RESmem} + \text{\$SAPmem}) * \text{RMPmem} * \text{FAmem}$$

Donde:

CPRESSAmem: Costo de la potencia por Reserva y Servicios Asociados a la Potencia en el MEM para el trimestre que se inicia.

\\$RESmem: Precio de la Reserva de Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

\\$SAPmem: Precio por los Servicios Asociados a la Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

RMPmem: Requerimiento Máximo de Potencia Sumatoria de las potencias máximas declaradas al Mercado Eléctrico Mayorista, sin considerar en ellas la Potencia Máxima con que se abastece a LA DISTRIBUIDORA (CEARC).

FAmem: Factor de Adaptación vigente para el trimestre que se inicia.

3.2.a.2 MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEMSP):

Cargo por Reserva y Servicios Asociados.

$$\text{CPRESSASP} = (\text{\$RESsp} + \text{\$SAPsp}) * \text{RMPsp} * \text{FAsp}$$

Donde:

CPRESSA SP: Costo de la potencia por Reserva y Servicios Asociados a la Potencia en el MEMSP para el trimestre en cuestión.

\\$RESsp: Precio de la Reserva de Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva - Sistema Patagónico de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

\\$SAPsp: Precio por los Servicios Asociados a la Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva - Sistema Patagónico de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

RMPsp: Sumatoria de las potencias máximas declaradas al Mercado Eléctrico Mayorista - Sistema Patagónico para el Trimestre que se inicia.

FAsp: Factor de Adaptación vigente para el trimestre en cuestión.

3.2.a.3 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)

Cargo por Reserva y Servicios Asociados.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer y según el MEM que las contenga, MEM o MEMSP. Genéricamente se expone como MEM.

$$\text{CPRESSA CP} = (\text{\$RESmem} + \text{\$SAPmem}) * \text{RMPCP} * \text{FAmem}$$

Donde:

CPRESSA CP: Costo por Reserva y Servicios Asociados a la Potencia a Contratos de Abastecimiento de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA), para el trimestre que se inicia.

\\$RESmem: Precio de la Reserva de Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

\\$SAPmem: Precio por los Servicios Asociados a la Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el período que se inicia.

RMPCP: Sumatoria de las potencias máximas consideradas por el Contrato para el trimestre que se inicia.

FAmem: Factor de Adaptación vigente para el trimestre que se inicia.

3.2.a.4 GENERACIÓN EXTERNA:

Cargo por Reserva y Servicios Asociados.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer y según el MEM que las contenga, MEM o MEMSP. Genéricamente se expone como MEM

$$\text{CPRESSAGE} = (\text{\$RESCGEmem} + \text{\$SAPCGEmem}) * \text{RMPCGE} * \text{FAmem}$$

Donde:

CPRESSACGE : Costo de la potencia por Generación Externa, por Reserva y Servicios Asociados para el trimestre en cuestión.

\\$RESCGAmem: Precio de la Reserva de Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

\$SAPCGAmem: Precio por los Servicios Asociados a la Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre que se inicia.

RMPGE: Sumatoria de las potencias máximas asociadas a la Generación Externa para el Trimestre que se inicia.

FAmem: Factor de Adaptación vigente para el trimestre en cuestión para el MEM.

3.2.b COSTOS ASOCIADOS A LA POTENCIA:

CRÉDITOS POR ALIVIO DE CARGA:

Los créditos que recibe LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) por su participación en el alivio de cargas por actuación de relés de subfrecuencia, ante la ineficiencia técnica de otros distribuidores. (\$/trimestre).

3.3 CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES.

3.3.a MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

3.3.a.1 COSTO TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN PARA EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

$$CTATT_{mem} = CCATT_{mem} + CCONATT_{mem} + CAST_{mem} + TE$$

Donde:

CTATT : Costo de Transporte en Alta Tensión asignado al trimestre que se inicia.

CCATT_{mem}: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que inicia en el concepto "CARGO COMPLEMENTARIO EN SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION".

CCONATT_{mem}: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que inicia en el concepto "CARGO POR CONEXION Y TRANSFORMACION EN ALTA TENSION".

CAST_{mem}: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público Obras en el Sistema de transporte del MEM, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

TE: impuesto que transfiere el MEM a las Distribuidoras por las actividades de Regulación del ENRE a los actores del mercado (\$/año). Costo asignable trimestralmente.

3.3.a.2 Costo Transporte DistroComahue:

Para el transporte de energía abastecida a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) por la Distribución Troncal el costo se calcula de la siguiente manera:

$$CTDCTmem = CCDCTmem + CCONDCTmem + CTPAFTTmem + CASDCmem$$

Donde:

CTDCTmem: Costo de Transporte por distribución troncal asignado al trimestre que se inicia.

CCDCTmem: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que se inicia como concepto "CARGO COMPLEMENTARIO DE TRANSPORTE EN DISTRIBUCION TRONCAL".

CCONDCTmem: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que se inicia en el concepto: "CARGO POR CONEXION Y TRANSFORMACION EN DISTRIBUCION TRONCAL".

CTPAFTTmem: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que se inicia en el concepto "SUBTOTAL CARGOS POR TRANSPORTE PAFTT – Prestación Adicional de la Función de Transporte -"

CASDCmem: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

3.3.b. Costo de Transporte en el MEMSP

3.3.b.1 Costo de Transporte Por Distribución Troncal en el Sistema Patagónico.

$$CTDTTmemsp = CCDTTmemsp + CCONDTTmemsp + CTPAFTTmemsp + CASTmemsp$$

Donde:

CTATmemsp : Costo de Transporte en Alta Tensión asignado al trimestre que se inicia.

CCATmemsp: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que inicia en el concepto "CARGO COMPLEMENTARIO EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION".

CCONDTTmemsp: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que inicia en el concepto "CARGO POR CONEXION Y TRANSFORMACION EN ALTA TENSION".

CTPAFTTmemsp: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre que se inicia en el concepto "SUBTOTAL CARGOS POR TRANSPORTE PAFTT – Prestación Adicional de la Función de Transporte -"

CASTmemsp: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público por obras en el Sistema de transporte del MEMSP, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

Nota : Los costos de operación y mantenimiento que sean retribuidos por las ampliaciones mayores que se realicen a través de los contratos entre partes, serán reconocidos como incluidas dentro de los costos de transporte definidos en cada numeral del punto 3.3, en la medida que La Distribuidora EdERSA presente, en cada actualización, el detalle desagregado de las instalaciones y de los montos asociados a su operación y mantenimiento vinculados a este tipo de ampliaciones al sistema de transporte.

Los costos de operación y mantenimiento que sean retribuidos por las ampliaciones menores realizadas como consecuencia de un contrato entre partes, serán reconocidos como incluidos en cada numeral del punto 3.3, dentro de los costos de transporte en la medida que La Distribuidora EdERSA presente, en cada actualización, el detalle desagregado de las instalaciones y de los montos asociados a su operación y mantenimiento vinculados a este tipo de ampliaciones al sistema de transporte.

4 ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES A POTENCIA, ENERGÍA Y USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES.

4.1 ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES POR ENERGÍA A LA TUF

4.1.a COSTOS TRIMESTRALES POR FUENTE DE ABASTECIMIENTO

Son los obtenidos por banda (pico, valle y resto) que surgen del numeral 3.1.a.

4.1.b COSTOS TOTALES TRIMESTRALES ASOCIADOS A LA ENERGÍA

4.1.b.1 A partir de las definiciones en el numeral 3.1.b. los costos trimestrales asociados a la energía se prorratan según la energía trimestral por banda (pico, valle y horas restantes) según la siguiente metodología:

$$CT_z \text{ pico} = CT_z * \text{PART pico.}$$

$$CT_z \text{ valle} = CT_z * \text{PART valle.}$$

$$CT_z \text{ resto} = CT_z * \text{PART resto.}$$

$$\text{PART pico} = \text{Energía Pico} / \text{Energía Total.}$$

$$\text{PART valle} = \text{Energía Valle} / \text{Energía Total.}$$

$$\text{PART resto} = \text{Energía Resto} / \text{Energía Total}$$

Donde:

CT_z : Costos Trimestrales, donde z corresponde a cada costo definido en el numeral 3.1.b

PART pico : Participación de la Energía en pico, respecto a la energía total definida en los datos físicos a tal efecto.

PART valle : Participación de la Energía en valle, respecto a la energía total definida en

los datos físicos a tal efecto.

PART resto : Participación de la Energía en resto, respecto a la energía total definida en los datos físicos a tal efecto.

4.1.b.2 A partir de las definiciones en el numeral 3.1.b. los costos trimestrales por cargos de potencia asociados a la energía se prorratan según la energía trimestral por banda (pico, valle y horas restantes) según la siguiente metodología:

El cargo trimestral de la potencia (Base+Confiabilidad) se prorrata en pico y resto de la siguiente forma:

$$\text{CPT pico} = \text{CPTBC} / \text{PARTD pico}$$

$$\text{CPT resto} = \text{CPTBC} / \text{PARTD resto}$$

Donde:

CPT pico: Costo trimestral asignado a la potencia (base+confiabilidad) prorrataado en pico.

CPT resto: Costo trimestral asignado a la potencia (base+confiabilidad) prorrataado en resto.

CPTBC: Sumatoria de los cargos trimestrales (base+confiabilidad) definidos en el numeral 1.3.1.b.1

PARTD pico : Participación de la Energía en pico, respecto a la suma de energía total en pico y resto definida en los datos físicos a tal efecto.

PARTD resto : Participación de la Energía en resto, respecto a la suma de energía total en pico y resto definida en los datos físicos a tal efecto.

4.1.c Costo por energía trasladable a tarifas

El **Costo por energía trasladable a tarifas (CEtti)** para la banda pico, valle y horas restantes, se define como la suma de conceptos por banda citados en los puntos 4.1.a y 4.1.b.

4.2 ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES POR POTENCIA A LA TUF

Se define como Costo Total Trimestral por Potencia (CTTP) a la sumatoria de los costos por Potencia (Servicios Asociados + Reserva) definidos en el numeral 3.2.a. y los Créditos por Alivio de Carga (3.2.b.)

El **Costo por Potencia trasladable a tarifas (CPtt)**, se define como el cociente entre CTTP y la potencia máxima trimestral total para el período que se inicia. (PMTp).

$$CPtt = CTTP / PMTp$$

4.3 ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TRIMESTRALES POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES A TUF

ACUST: Se define como la sumatoria de los costos totales trimestrales asociados al uso del sistema de transporte e incluyen la Tasa ENRE, Gastos por Transporte en AT, DISTRO, PAFTT y las erogaciones que correspondan por Canon por obras de ampliación en el Sistema de Transporte. Se contemplan también las deducciones por montos de calidad de servicio por transporte que afectan a la suma de Gastos por Transporte en AT, DISTRO, PAFTT y las erogaciones que correspondan por Canon por obras de ampliación en el Sistema de Transporte.

$$ACUST = TE + (GT_k + CAST_k - CCS_k)$$

TE: tasa ENRE

k: AT, DISTRO, PAFTT

GT_k: Gastos por Transporte.

CCS_k: Créditos por Calidad de Servicio por transporte en AT, DISTRO, PAFTT.

CAST_k: Canon por obras de ampliación en el Sistema de Transporte en AT, DISTRO.

El **Costo asignable por el Uso Sistema de Transporte trasladable a tarifas (ACUSTtt)** se define como el cociente entre ACUST y la Potencia Máxima

Trimestral proyectada por LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) para el trimestre que se inicia.

$ACUST_{tt} = ACUST/PMTp$

PMTp: Potencia Máxima Trimestral para el período que se inicia

5 PRECIOS DE ENERGÍA, POTENCIA Y ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES, PARA LA DEFINICION DE TARIFAS A USUARIOS FINALES:

Costo por Energía trasladable a tarifas (CEtt) en pico, valle y horas restantes, expresado en \$/MWh.

Costo por Potencia trasladable a tarifas (CPTt), expresado en \$/MW .

Costo por el uso del sistema de transporte trasladable a tarifas (ACUSTtt), expresado en \$/MW.

6 - RECALCULO TRIMESTRAL DEL COSTO DE ABASTECIMIENTO.

A continuación se describe el mecanismo de recalcu de los costos del cuadro de abastecimiento expost.

1 PRECIOS UNITARIOS.

1.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

Los precios unitarios considerados son los publicados por CAMMESA en la Programación Estacional Definitiva para la jurisdicción Río Negro, para el trimestre transcurrido.

1.2 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGÓNICO (MEMSP):

Los precios unitarios considerados son los publicados por CAMMESA en la Programación Estacional Definitiva para la jurisdicción Río Negro, para el trimestre transcurrido.

1.3 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)

Se consideran los precios unitarios que se definan en los Contratos celebrados por LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)mientras los mismos no superen el precio límite establecido por el **E.P.R.E.** para el trimestre transcurrido.

1.4 GENERACIÓN

Las fuentes de generación podrán ser Externas y/o Propias.

1.4.1 Generación Externa

El precio a reconocer dependerá del costo asignado a dichas fuentes los cuales en ningún caso podrán superar el precio límite establecido por el E.P.R.E. para el trimestre transcurrido.

1.4.2 Generación Propia

Los precios unitarios serán el resultado de los costos variables de la totalidad de la producción térmica de la solución técnica más eficiente para el periodo en análisis, con las particularidades del trimestre.

1.5 PRECIO LIMITE A RECONOCER.

1.5.1 Para fuentes en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (\$PLEMEMi):

Precio Límite Unitario por energía en el MEM, definido como: $\$PEMEMi * FnMEMi + \$PEAMEMi$.

1.5.2 Para fuentes en jurisdicción del MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGÓNICO (\$PLEMEMSPi):

Precio Límite Unitario por energía en el MEMSP, definido como: $\$PEMEMSPi * FnMEMSPi + \$PEAMEMSPi$.

2 DATOS FÍSICOS.

2.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

Energía real comprada en el MEM para el trimestre transcurrido.

Potencia resultante de considerar la suma de los requerimientos máximos de los tres meses registrados en el MEM., Sobre este concepto CAMMESA factura a LA DISTRIBUIDORA por la Reserva y Servicios Asociados a la potencia.

2.2 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGÓNICO (MEMSP):

Energía registrada en el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) para el trimestre transcurrido.

Potencia resultante de considerar la suma de los Requerimientos Máximos registrados para el Sistema Patagónico para el trimestre transcurrido.

2.3 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)

Según las características del contrato se considerará:

- a) Si el precio acordado es sobre el Monómico de energía:
La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre transcurrido.
- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:

La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, conforme contrato, para el trimestre transcurrido.

Potencia que surge de la suma de potencias máximas conforme contrato, para el trimestre transcurrido.

2.4 GENERACIÓN

2.4.1 Generación Externa

- b) Si el precio está asociado al Monómico de energía:

La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, real registrada para el trimestre transcurrido.

- b) Si el precio acordado es sobre energía y potencia:

La energía eléctrica total por banda: Pico, Valle y Horas Restantes, real registrada para el trimestre transcurrido.

Potencia que surge de la suma de potencias máximas registradas para el trimestre transcurrido.

2.4.2 Generación Propia.

La energía abastecida por equipos de generación para el trimestre transcurrido.

3 CÁLCULO COSTO TRIMESTRAL.

3.1. SOBRE CONCEPTOS DE ENERGÍA

3.1.A POR FUENTE DE ABASTECIMIENTO

3.1.a.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

Para cada uno de los horarios tarifarios “i” (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$$CEMEMi = \$PLEMEMi * EMEMi$$

Donde:

CEMEMi: Costo por la energía en el horario “i” para el trimestre transcurrido.

\$PLEMEMi: Precio unitario límite por energía en el MEM, para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido, definido como

(\$PEMEMi * FnMEMi + \$PEAMEMi), con:

\$PEMEMi: Precio unitario de la energía en el Mercado para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

FnMEMi: Factor de Nodo para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

\$PEAMEMi: Precio unitario de la energía adicional para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

EMEMi: Energía proyectada comprar en el MEM para el trimestre transcurrido en el horario “i”, de acuerdo a la declaración efectuada a CAMMESA definida en el punto 2.1 del presente.

3.1.a.2 MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEMSP):

Para cada uno de los horarios tarifarios “i” (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$$CEMEMSPi = \$PLEMEMSPi * EMEMSPi$$

Donde:

CEMEMSPi: Costo por la energía en el horario “i” para el trimestre transcurrido.

$\$PLEMEMSPi$: Precio límite unitario por energía en el MEMSP en el horario “i” para el trimestre transcurrido, definido como ($\$PMEMSPi * FnMEMSPi + \$EAMEMSPi$), con:

$\$PMEMSPi$: Precio unitario de la energía en el MEMSP para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

$FnMEMSPi$:

Factor de Nodo para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el Sistema Patagónico para el trimestre transcurrido.

$\$EAMEMSPi$: Precio unitario de la energía adicional para el horario “i” publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el Sistema Patagónico para el trimestre transcurrido de acuerdo a lo especificado en el punto 1.5 del presente.

$EMEMSPi$: Energía asignada para el trimestre transcurrido en el horario “i”, de acuerdo a lo establecido en el punto 2.2

3.1.a.3 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)

Para cada uno de los horarios tarifarios “i” (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$CECi = \$PECi * ECi$; si $\$PECi$ es menor o igual que $\$PLEMEMi$.

$CECi = \$PLEMEMi * ECi$; si $\$PECi$ es mayor que $\$PLEMEMi$.

Donde:

$CECi$: Costo por la energía del Contrato en el horario “i” para el trimestre transcurrido en cuestión.

$\$PECi$: Precio unitario de la energía según detalle en el punto 1.3. del presente para el horario “i”, previsto para el trimestre transcurrido.

ECi : Energía prevista en el Contrato, en el horario “i”, de acuerdo a lo especificado en el punto 2.3 del presente.

$\$PLEMEMi$: Precio unitario límite por Energía en el MEM, definido en el numeral 3.1.a.1.

3.1.a.4 Costo trimestral Generación Externa

Para cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$CEGE_i = \$PEGE_i * EGE_i$; si $\$PEGE_i$ es menor o igual que $\$PLEMEM_i$.

$CEGE_i = \$PLEMEM_i * EGE_i$; si $\$PEGE_i$ es mayor que $\$PLEMEM_i$.

Donde:

$CEGE_i$: Costo por la energía en el horario "i" para el trimestre transcurrido.

$\$PEGE_i$: Precio unitario de la energía según detalle en el punto 1.1. del presente para el horario "i", previsto para el trimestre transcurrido.

EGE_i : Energía para el trimestre transcurrido en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto 2.4. del presente.

$\$PLEMEM_i$: Precio unitario límite por Energía en el MEM, definido en el numeral 3.1.a.1

3.1.a.5 Costo trimestral por GENERACION PROPIA

Para cada central considerada en cada uno de los horarios tarifarios "i" (Pico, Valle y Horas Restantes) el costo se calcula de la siguiente manera:

$$CEGP_i = \$CGE * EGPI$$

Donde:

$\$CGE$: Costo de la Generación Eficiente, expresado en \$/kWh, correspondiente con la generación térmica a gas.

$EGPI$: Energía para el trimestre transcurrido en el horario "i", de acuerdo a lo especificado en el punto 2.4.2 del presente.

Caso particular: abastecimiento desde la Central El Bolsón

Para el caso particular del abastecimiento a la localidad de El Bolsón que incluye la demanda de LA MOSCA interconectada por red de MT, el costo a reconocer ex post, surgirá de considerar el monto resultante de abastecer la demanda con generación térmica eficiente, lo que incluirá los costos de combustibles, y el costo de alquiler de los grupos generadores.

Reconocimiento de costo eficiente de equipos generadores: para el abastecimiento de la demanda se determinará el equipamiento de generación eficiente de la siguiente manera:

Se toma como base la máxima generación anual para abastecer la demanda del área, descontando el mercado vinculado al sistema interconectado que se alimenta desde la ET El Coihue, del año 2007 (3.623 kW)

Se considera un crecimiento para el año 2008 de 6%, por lo tanto la demanda máxima anual de ese año reconocida es de 3.840 kW.

Se reconoce una reserva rotante del 15% en el despacho operativo, necesaria para garantizar la estabilidad de la generación y absorber los aumentos de demanda instantáneos que presenta el despacho real de una central de generación.

Se considera una reserva fría necesaria para el cubrimiento de los mantenimientos y reparaciones de los equipos de generación instalados. Considerando como despacho razonable la cantidad de 4 equipos generadores para cubrir la máxima demanda, esa reserva fría se establece en un 25% que se agrega a la demanda total anual reconocida (incluyendo el computo de la reserva rotante).

Teniendo esto en cuenta la potencia reconocida para el año 2008 será la siguiente:

$$\text{Potencia reconocida 2008 (PR)} = \text{Dem. máx. 2007} \times 1,06 \times 1,15 \times 1,25 = 5.520 \text{ kW}$$

A efectos de determinar la potencia reconocida de los años siguientes se incrementará este valor del año 2008 en un 6% y así sucesivamente. Este porcentaje estará sujeto a revisiones anuales por parte del EPRE en caso que se perciban apartamientos importantes con el crecimiento real. La verificación de dicho incremento se realizará al comienzo de cada año en función de la documentación presentada por la Distribuidora EdERSA en las actualizaciones correspondientes al año anterior.

El valor monetario trimestral de reconocimiento de esta generación eficiente se determina como el costo unitario promedio del trimestre (CUPT = \$/kW-mes), en base a los contratos y/o facturas de los alquileres efectuados por LA DISTRIBUIDORA, la que deberá presentar la documentación respaldatoria correspondiente.

Para el trimestre Mayo – Julio 2008 el valor unitario reconocido será:

$$\text{CUPT mayo-julio 2008} = 86 \text{ \$/kW-mes}$$

En cuanto al costo de la generación eficiente (denominado CUPT) fijado en un valor de 86 \$/kW-mes, debe ser considerado como un Cargo Fijo inamovible durante la vigencia del presente reglamento.

De esta forma, el valor de reconocimiento trimestral de generación eficiente se determinará de la siguiente manera:

Costo trimestral reconocido de generación eficiente (CTR) = 3 x PR x CUPT

Reconocimiento de costos de combustible y lubricante: a los efectos del reconocimiento abastecimiento de gas para el funcionamiento de los grupos generadores se considerará el precio que resulte de las mejores ofertas obtenidas por la Distribuidora, entendiéndose por tales, aquellas que consideren necesariamente el transporte y distribución de gas con la condición "firme". Para ello, la Distribuidora deberá presentar el respaldo de la documentación pertinente que avale el precio contratado.

En función de lo expuesto, el costo monómico de la energía para la fuente El Bolsón en el trimestre de análisis surge de la siguiente metodología:

Precio de Contratos de Abastecimiento de Gas Firme

Para el costo de Abastecimiento de gas se deberá considerar:

- i. El costo de adquirir el gas en forma directa a los Productores.
- ii. El costo del servicio de Transporte y Distribución correspondiente al prestador Camuzzi Gas de Sur.

Respecto de la consideración de "firme", la misma se relaciona únicamente con este último servicio de Transporte y Distribución.

Por este servicio de Transporte y Distribución, se deberá pagar la tarifa correspondiente a Camuzzi Gas del Sur Subzona Cordillerana-Provincia de Río Negro, servicio Gran Usuario Transporte y Distribución FD/FT (servicio firme).

Los cargos que constan en el Cuadro Tarifario vigente (Resolución Energas N° 572/08) son los siguientes:

- a- Cargo Fijo: \$ 11,258537
- b- Cargo por m³/día: \$ 0,158463 (cargo mensual por reserva de capacidad).

Respecto de este cargo, el volumen de capacidad de reserva diaria a considerar será la totalidad del volumen efectivamente calculado por la metodología para la Distribuidora.

c- Cargo por m3 de consumo: \$ 0,011029

Este ultimo cargo por m3 de consumo, surge de la suma de los siguientes cargos:

-Cargo por m3 de consumo: \$ 0,008791 (que corresponde al servicio de Distribución).

-Tarifa de transporte firme por ruta –cordillerano (\$/m3): \$ 0.002238 (que corresponde al servicio de Transporte).

Estos valores deberán ser actualizados periódicamente de acuerdo a los precios vigentes en los trimestres considerados.

- iii. El costo de generación eficiente según las definiciones dadas en los párrafos anteriores.
- iv. El costo de combustible líquido utilizado en la generación cuando no se supere el 5% de energía generada con este combustible; o en los casos de restricción en el suministro de gas o en situaciones operativas debidamente justificadas, aunque se supere el 5% de energía generada con combustible líquido.
- v. Costo de Lubricantes

Para dar cumplimiento a la consideración de los costos mencionados en los puntos anteriores, se incorporará en el recálculo del trimestre de ajuste n-2, lo siguiente:

Total Energía Generada en EL Bolsón (EtGEB)

Energía eléctrica total generada por banda en: Pico, Valle y Horas Restantes, real registrada para el trimestre transcurrido.

Costo trimestral de generación eficiente de energía a El Bolsón (CtGEB)

Es la sumatoria de los costos en concepto de: Provisión de Gas más Fondo Fiduciario, Transporte y Distribución de Gas, Consumo de combustible líquido, y Lubricante y el Costo Trimestral Reconocido de generación eficiente (CTR).

Costo monómico trimestral de generación para el abastecimiento de El Bolsón que se traslada a tarifas (CMtGEB)

El mismo se determina como el cociente entre Costo trimestral de abastecimiento de energía a El Bolsón (CtGEB) y Total Energía Generada en EL Bolsón (EtGEB).

Estructura de costo de abastecimiento trimestral: La distribuidora deberá presentar el costo de abastecimiento trimestral para el cálculo tarifario según el siguiente esquema (ejemplo):

Energía Generada por Fuente de Abastecimiento (kWh)

Tipo de Generación	Mes			Total	%
	Febrero (kWh)	Marzo (kWh)	Abril (kWh)		
Térmica a gas	1.324.242	1.381.161	1.502.087	4.207.490	94,60%
Térmica a gas oil	4.680	173.145	62.127	239.952	5,40%
TOTAL	1.328.922	1.554.306	1.564.214	4.447.442	100,00%
Potencia Reconocida (PR) kW-mes	5.520	5.520	5.520		
Costo Unitario Promedio del trimestre (CUPT) \$/kW-mes	86	86	86		

Costos	Febrero	Marzo	Abril	TOTAL	
Provisión de Gas + Fondo Fiduciario	193.897,40	201.607,87	220.231,35	615.736,62	
Transporte y Distribución de Gas	4.742,64	5.029,05	5.145,10	14.916,79	
GasOil	11.799,62	137.806,59	50.034,67	199.640,88	
Lubricante	1.946,59	952,94	6.520,08	9.419,61	
Costo de Generación Eficiente	474.720,00	474.720,00	474.720,00	1.424.160,00	
TOTAL COSTO	687.106,24	820.116,44	756.651,21	2.263.873,89	

Costo Monómico trimestral de generación eficiente	0,509 \$/kWh
--	---------------------

3.1.b COSTOS ASOCIADOS A LA ENERGÍA:

3.1.b.1 Cargos por Potencia Despachada: MEM, MEMSP, CONTRATOS y Generación.

3.1.b.1.1 MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM):

Cargo por Base y Confiabilidad.

$$CPDESPMEM = (\$PBASmem + \$PCONFmem) * PMDem * FAMem$$

Donde:

CPDESPMEM: Costo de la potencia Despachada en el MEM para el trimestre transcurrido.

\$PBASmem: Precio de la Potencia Despachada Base publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el y trimestre transcurrido.

\$PCONFmem: Precio de la Potencia Despachada Confiabilidad publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

PMDem: Potencia Media Demandada al Mercado Eléctrico Mayorista para el trimestre transcurrido.

FAmem: Factor de Adaptación vigente para el trimestre transcurrido.

3.1.b.1.2 MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEMSP):

Cargo por Base y Confiabilidad.

$$CPDESPSP = (\$PBASp + \$PCONFsp) * PMDemsp * FAsp$$

Donde:

CPDESPSP: Costo de la potencia Despachada (Base+Confiabilidad) en el MEMSP para el trimestre transcurrido.

\$PBASp : Precio de la Potencia Despachada (Base) publicado en la Programación Estacional Definitiva - Sistema Patagónico de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

\$PCONFsp: Precio de la Potencia Despachada (Confiabilidad) publicado en la Programación Estacional Definitiva - Sistema Patagónico de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

PMDemsp: Potencia Media Demandada al Mercado Eléctrico Mayorista - Sistema Patagónico para el trimestre transcurrido.

FAsp: Factor de Adaptación vigente para el trimestre transcurrido.

PMDem: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) con la Potencia Media Demandada prevista para el trimestre transcurrido en el MEMSP.

3.1.b.1.3 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)

Cargo por Base y Confiabilidad.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer y según el MEM que las contenga, MEM o MEMSP. Genéricamente se expone como MEM

$$CPDESPC = (\$PBASmem + \$PCONFmem) * RELmem * RMPC * FAmem$$

Donde:

CPDESPC: Costo de la potencia Despachada para el Contrato para el trimestre transcurrido.

$\$PBASCGAmemsp = \$PBASmemsp$: Precio de la Potencia Despachada (Base) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

$\$PCONFCGAmemsp = \$PCONFmemsp$ Precio de la Potencia Despachada (Confiabilidad) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

RMPC: Sumatoria de las potencias máximas consideradas por Contrato para el trimestre transcurrido.

$RELmem_1$: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) con PMDC.

FAmem: Factor de Adaptación vigente para el trimestre transcurrido.

3.1.b.1.4 GENERACIÓN EXTERNA:

Cargo por Base y Confiabilidad.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer y según el MEM que las contenga, MEM o MEMSP. Genéricamente se expone como MEM

$$CPDESPGE = (\$PBASmem + \$PCONFmem) * RMPGE * RELmem_1 * FAmem$$

Donde:

CPDESPGE = Costo de la potencia Despachada (Base+Confiabilidad) para la GE para el trimestre transcurrido.

PMDGE: Potencia media despachada en horas fuera de valle de días hábiles, proyectada para el trimestre transcurrido.

$\$PBASCGAmemsp = \$PBASmemsp$: Precio de la Potencia Despachada (Base) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

$\$PCONFCGAmemsp = \$PCONFmemsp$ Precio de la Potencia Despachada (Confiabilidad) publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

RELmem: factor que relaciona la Potencia Máxima de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) con la Potencia Media Demandada prevista para el trimestre transcurrido.

RMPGE: Sumatoria de las potencias máximas para el trimestre transcurrido.

3.1.b.2 SOBRECOSTO POR PRECIO LOCAL PARA EDERSA

3.1.b.2.1 En el MEM (SCPL).

Se considera el valor establecido para Río Negro en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido en el MEM, planilla SOBRECOSTOS POR PRECIOS LOCALES, columna SALDO FONDO DE ESTABILIZACION.

3.1.b.2.2 En el MEMSP (SCPL).

Se considera el valor establecido para Río Negro en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido en el MEMSP, planilla SOBRECOSTOS POR PRECIOS LOCALES, columna SALDO FONDO DE ESTABILIZACION.

3.1.b.2.3 Cargos Variables por Transporte de Energía por los Contratos a Término en el MEM y MEMSP.

Cargo trimestral facturado por CAMMESA que remunera el transporte de la energía abastecida por los Contratos de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) para el trimestre transcurrido.

3.1.b.2.4 Gastos Administrativos de CAMMESA por Abastecimiento del MEM y MEMSP.

Sumatoria de lo facturado por CAMMESA en concepto de gastos y/o inversiones de CAMMESA de acuerdo a los valores determinados y publicados por este organismo en los documentos de transacciones económicas.

3.1.b.2.5 Canon por el recursos provinciales para la Generación Propia

En caso de utilizarse recursos de la Provincia de Río Negro para la Generación Propia y por ello se establezca un canon se considerará el mismo según las condiciones que particularmente se establezcan. En todo caso la consideración del \$PEGP el precio límite que se establezca para dicha fuente.

3.1.b.2.6 Fondo Nacional de la Energía.

Carga impositiva nacional que debe tributar LA DISTRIBUIDORA al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por Ley N° 24.065, por la energía real registrada demandada exceptuada la Generación Propia para el trimestre transcurrido.

3.1.b.2.7 Generación Forzada:

Costo reconocido que surge por restricciones en el sistema de transporte y que provocan déficit en los perfiles de tensión y reactivo del nodo de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA), en la medida que no sean producto de la ineficiencia técnica/operativa de la DISTRIBUIDORA (EdERSA).

3.1.b.2.8. Costos por las nuevas tasas aplicadas a los combustibles líquidos y de gas natural definidos por la SEN .

3.2 SOBRE LOS CONCEPTOS POR POTENCIA

3.2.A POR FUENTE DE ABASTECIMIENTO

3.2.a.1 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

Cargo por Reserva y Servicios Asociados.

$$\text{CPRESSAmem} = (\text{\$RESmem} + \text{\$SAPmem}) * \text{RMPmem} * \text{FAmem}$$

Donde:

CPRESSAmem: Costo de la potencia por Reserva y Servicios Asociados a la Potencia en el MEM para el trimestre transcurrido.

\\$RESmem: Precio de la Reserva de Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

$\$SAP_{mem}$: Precio por los Servicios Asociados a la Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CMMESA para el trimestre transcurrido.

RMP_{mem} : Requerimiento Máximo de Potencia Sumatoria de las potencias máximas registradas en el Mercado Eléctrico Mayorista para el trimestre transcurrido.

F_{Amem} : Factor de Adaptación vigente para el trimestre transcurrido.

3.2.a.2 MERCADO ELECTRICO MAYORISTA SISTEMA PATAGONICO (MEMSP):

Cargo por Reserva y Servicios Asociados.

$$CPRESSASP = (\$RES_{sp} + \$SAP_{sp}) * RMP_{sp} * F_{Asp}$$

Donde:

CPRESSA SP: Costo de la potencia por Reserva y Servicios Asociados a la Potencia en el MEMSP para el trimestre en cuestión.

$\$RES_{sp}$: Precio de la Reserva de Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva - Sistema Patagónico de CMMESA para el trimestre transcurrido.

$\$SAP_{sp}$: Precio por los Servicios Asociados a la Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva - Sistema Patagónico de CMMESA para el trimestre transcurrido.

RMP_{sp} : Sumatoria de las potencias máximas registradas en el Mercado Eléctrico Mayorista - Sistema Patagónico para el trimestre transcurrido.

F_{Asp} : Factor de Adaptación vigente para el trimestre transcurrido.

3.2.a.3 CONTRATOS CELEBRADOS POR LA DISTRIBUIDORA (EdERSA)

Cargo por Reserva y Servicios Asociados.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer y según el MEM que las contenga, MEM o MEMSP. Genéricamente se expone como MEM.

$$CPRESSA CP = (\$RES_{mem} + \$SAP_{mem}) * RMP_{CP} * F_{Amem}$$

Donde:

CPRESSA CP: Costo por Reserva y Servicios Asociados a la Potencia a Contratos de Abastecimiento de LA DISTRIBUIDORA (EdERSA), para el trimestre transcurrido.

\$RESmem: Precio de la Reserva de Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

\$SAPmem: Precio por los Servicios Asociados a la Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el período transcurrido.

RMPCP: Sumatoria de las potencias máximas consideradas por el Contrato para el trimestre transcurrido.

FAmem: Factor de Adaptación vigente para el trimestre transcurrido.

3.2.a.4 GENERACIÓN EXTERNA:

Cargo por Reserva y Servicios Asociados.

Para los casos en que dichos contratos prevean consideración de Potencia a abastecer y según el MEM que las contenga, MEM o MEMSP. Genéricamente se expone como MEM

$$\text{CPRESSAGE} = (\text{\$RESCGEmem} + \text{\$SAPCGEmem}) * \text{RMPCGE} * \text{FAmem}$$

Donde:

CPRESSACGE : Costo de la potencia por Generación Externa, por Reserva y Servicios Asociados para el trimestre transcurrido.

\$RESCGAmem: Precio de la Reserva de Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

\$SAPCGAmem: Precio por los Servicios Asociados a la Potencia publicado en la Programación Estacional Definitiva de CAMMESA para el trimestre transcurrido.

RMPGE: Sumatoria de las potencias máximas asociadas a la Generación Externa para el trimestre transcurrido.

FAmem: Factor de Adaptación vigente para el trimestre en cuestión para el MEM.

3.2.B COSTOS ASOCIADOS A LA POTENCIA:

CRÉDITOS POR ALIVIO DE CARGA:

Los créditos que recibe LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) por su participación en el alivio de cargas por actuación de relés de subfrecuencia, ante la ineficiencia técnica de otros distribuidores. (\$/trimestre).

3.3 CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE OTROS AGENTES.

3.3.A MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM):

3.3.a.1 Costo Transporte en Alta Tensión para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):

$$CTATT_{mem} = CCATT_{mem} + CCONATT_{mem} + CAST_{mem} + CASTM_{mem} + TE$$

Donde:

CTATT : Costo de Transporte en Alta Tensión asignado al trimestre transcurrido.

CCATT_{mem}: Sumatoria de los valores facturados por CAMMESA para el trimestre transcurrido en el concepto "CARGO COMPLEMENTARIO EN SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION".

CCONATT_{mem}: Sumatoria de los valores facturados por CAMMESA para el trimestre transcurrido en el concepto "CARGO POR CONEXION Y TRANSFORMACION EN ALTA TENSION".

CAST_{mem}: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público Obras en el Sistema de transporte del MEM, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

CASTM_{mem}: Canon por Ampliaciones Menor por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el EPRE por obras

que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

TE: impuesto que transfiere el MEM a las Distribuidoras por las actividades de Regulación del ENRE a los actores del mercado (\$/año). Costo asignable trimestralmente.

3.3.a.2 Costo Transporte DistroComahue:

Para el transporte de energía abastecida a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) por la Distribución Troncal el costo se calcula de la siguiente manera:

$$\text{CTDCTmem} = \text{CCDCTmem} + \text{CCONDCTmem} + \text{CTPAFTTmem} + \text{CASDCmem} + \text{CASDCM mem}$$

Donde:

CTDCTmem: Costo de Transporte por distribución troncal asignado al trimestre transcurrido.

CCDCTmem: Sumatoria de los valores facturados por CAMMESA para el trimestre transcurrido como concepto "CARGO COMPLEMENTARIO DE TRANSPORTE EN DISTRIBUCION TRONCAL".

CCONDCTmem: Sumatoria de los valores facturados por CAMMESA para el trimestre transcurrido en el concepto: "CARGO POR CONEXION Y TRANSFORMACION EN DISTRIBUCION TRONCAL".

CTPAFTTmem: Sumatoria de los valores proyectados por CAMMESA para el trimestre transcurrido en el concepto "SUBTOTAL CARGOS POR TRANSPORTE PAFTT – Prestación Adicional de la Función de Transporte -"

CASDCmem: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

CASDCM mem: Canon por Ampliaciones Menor por obras en el Sistema de transporte de la Distro Comahue, valor anual definido por el EPRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

3.3.B. COSTO DE TRANSPORTE EN EL MEMSP

3.3.b.1 Costo de Transporte Por Distribución Troncal en el Sistema Patagónico.

$$\text{CTDTTmemsp} = \text{CCDTTmemsp} + \text{CCONDTTmemsp} + \text{CTPAFTTmemsp} + \text{CASTmemsp} + \text{CASTM memsp}$$

Donde:

CTATmemsp : Costo de Transporte en Alta Tensión asignado al trimestre transcurrido.

CCATmemsp: Sumatoria de los valores facturado por CAMMESA para el trimestre que inicia en el concepto "CARGO COMPLEMENTARIO EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION".

CCONDTTmemsp: Sumatoria de los valores facturado por CAMMESA para el trimestre que inicia en el concepto "CARGO POR CONEXION Y TRANSFORMACION EN ALTA TENSION".

CTPAFTTmemsp: Sumatoria de los valores valores facturado por CAMMESA para el trimestre transcurrido en el concepto "SUBTOTAL CARGOS POR TRANSPORTE PAFTT – Prestación Adicional de la Función de Transporte -"

CASTmemsp: Canon por Ampliaciones Mayores por Concurso Público por obras en el Sistema de transporte del MEMSP, valor anual definido por el ENRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

CASTM memsp: Canon por Ampliaciones Menor por obras en el Sistema de transporte del MEMSP, valor anual definido por el EPRE por obras que afectan a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) y que resultan en un beneficio a los usuarios finales de esta. Costo asignable trimestralmente.

Nota : Los costos de operación y mantenimiento que sean retribuidos por las ampliaciones mayores que se realicen a través de los contratos entre partes, serán reconocidos como incluidas dentro de los costos de transporte definidos en cada numeral del punto 3.3, en la medida que La Distribuidora EdERSA presente, en cada actualización, el detalle desagregado de las instalaciones y de los montos asociados a su operación y mantenimiento vinculados a este tipo de ampliaciones al sistema de transporte.

Los costos de operación y mantenimiento que sean retribuidos por las ampliaciones menores realizadas como consecuencia de un contrato entre partes, serán reconocidos como incluidos en cada numeral del punto 3.3, dentro de los costos de transporte en la medida que La Distribuidora EdERSA presente, en cada actualización, el detalle desagregado de las instalaciones y de los montos asociados a su operación y mantenimiento vinculados a este tipo de ampliaciones al sistema de transporte mientras el E.P.R.E. haya dado su aprobación a los mismos..

4. PLAZOS Y FORMAS DE PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN

4.1. MULTAS POR CALIDAD DE SERVICIO QUE SE INCORPORAN AL COSTO DE ABASTECIMIENTO.

El E.P.R.E. informará a LA DISTRIBUIDORA (EdERSA) a través de una Nota, la cual será notificada en un plazo mayor a los 11 (once) días hábiles anteriores al primer día de vigencia de la Actualización Trimestral respectiva, las RESOLUCIONES EPRE referidas a infracciones que no afectaron en forma directa a los usuarios o que, afectándolos, no fue posible materialmente su individualización, así como los créditos que se le reconozcan a dicha empresa Distribuidora, los cuales deberán ser incorporados al correspondiente ajuste.

4.2. PLAZOS PARA PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN.

La documentación que avala cada recálculo tarifario trimestral deberá ser presentado por LA DISTRIBUIDORA (EdERSA), según el siguiente esquema de fechas:

TRIMESTRE	FECHA DE PRESENTACION
Noviembre-Diciembre-Enero	Antes de cada 19 de Abril
Febrero-Marzo-Abril	Antes de cada 19 de Julio
Mayo-Junio-Julio	Antes de cada 20 de Octubre
Agosto-Septiembre-Octubre	Antes de cada 20 de Enero

4.3. SOBRE LA DOCUMENTACIÓN PRESENTADA.

Toda la información solicitada precedentemente deberá ser avalada por la documentación pertinente a tal efecto.

B. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Y COSTOS DE GESTIÓN COMERCIAL

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN REDUCIDOS POR PERDIDAS A NIVEL DE SUMINISTRO

COSTOS DE DISTRIBUCIÓN Red. a Nivel de Suministro \$/kw_mes								
RED AT	CD_AT	0,105	0,105	0,106	0,106	0,108	0,113	0,118
TP AT/ST	CD_ATST		0,138	0,139	0,140	0,142	0,150	0,156
TRANSF. ST/MT	CD_STMT				2,871	2,921	3,081	3,196
RED MT	CD_MT					10,012	10,561	10,953
TRANSF. MT/BT	CD_MTBT						16,558	17,172
RED BT	CD_BT							21,458

COSTOS DE GESTIÓN COMERCIAL

COSTOS DE GESTION COMERCIAL		
CATEGORÍA	CGC [\$/Usu_mes]	VALOR \$/mes
T1R: RESIDENCIAL_mono	CGCT1Rm	10,31
T1R: RESIDENCIAL_trif	CGT1Rt	14,10
T1G: GENERAL_mono	CGCT1Gm	10,31
T1G: GENERAL_trif	CGCT1Gt	14,10
T1B: RESIDENCIAL_mono	CGCT1R_B_m	10,31
T1B: RESIDENCIAL_trif	CGCT1R_B_t	14,10
T1B: GENERAL_mono	CGCT1G_B_m	10,31
T1B: GENERAL_trif	CGCT1G_B_t	14,10
T1AP	CGCT1AP	14,10
T2AP	CGCT2AP	177,48
T2BT: BAJA TENSION < 50 kW	CGCT2BT men	177,48
T2BT: BAJA TENSION > 50 kW	CGCT2BT may	317,13
T2MT: MEDIA TENSION	CGCT2MT	755,63
T2ST: SUBTRANSMISION	CGCT2ST	755,63
TRA: RIEGO AGRICOLA < 50 KW	CGCRA_BT men	177,48

TRA: RIEGO AGRICOLA > 50 KW	CGCRA_BT may	317,13
TRA: RIEGO AGRICOLA MT	CGCRA_MT	755,63
T2AT: ALTA TENSION	CGCT2AT	755,63

C. FACTORES DE PÉRDIDAS Y FACTORES DE ASIGNACIÓN DE COSTOS

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN CADA NIVEL DE SUMINISTRO

ETAPA	UNIDADES	FPP
RED AT	pu	1,001
TRANSFORMACION AT/ST	pu	1,001
RED ST	pu	1,0072
TRANSFORMACION ST/MT	pu	1,0023
RED MT	pu	1,0173
TRANSFORMACION MT/BT	pu	1,0548
RED BT	pu	1,0371

PÉRDIDA DE ENERGÍA POR NIVEL DE TENSIÓN

ETAPA	UNIDADES	FPE
RED AT	pu	1,0020
TRANSFORMACION AT/ST	pu	1,0020
RED ST	pu	1,0055
TRANSFORMACION MT/MT	pu	1,0055
RED MT	pu	1,0137
TRANSFORMACION MT/BT	pu	1,0908
RED BT	pu	1,0425

FACTORES DE ASIGNACIÓN PARA LA COMPRA DE POTENCIA Y USO DE TRANSPORTE

FACTOR DE COINCIDENCIA

FACTOR	VALOR
cFCOT2BT_S	1

cFCOT2MT_S	1
cFCOT2ST_S	1
cFCOT2AT_S	1
cFCOT2RBT_S	1
cFCOT2RMT_S	1
cFCOT2A_S	1
cFCOT1R1_S	0,977
cFCOT1R2.1_S	0,97
cFCOT1R2.2_S	0,97
cFCOT1R2.3_S	0,97
cFCOT1R2.4_S	0,97
cFCOT1G1_S	0,76
cFCOT1G2.1_S	0,76
cFCOT1G2.2_S	0,76
cFCOT1A_S	1

FACTOR DE SIMULTANEIDAD EN PICO

FACTOR	UNIDADES
cFST2BT_S	0,982
cFST2MT_S	0,982
cFST2ST_S	0,982
cFST2AT_S	0,982
cFST2RBT_S	0,988
cFST2RMT_S	0,988
cFST2A_S	1
cFST1R1_S	1
cFST1R2.1_S	1
cFST1R2.2_S	1
cFST1R2.3_S	1
cFST1R2.4_S	1
cFST1G1_S	1
cFST1G2.1_S	1
cFST1G2.2_S	1
cFST1A_S	1

FACTORES DE ASIGNACIÓN PARA EL DISEÑO DE LA RED

FACTORES DE INCIDENCIA

PEQUEÑAS DEMANDAS

FACTOR	UNIDADES
cFRT1R1_AT	0,977
cFRT1R1_ATST	0,977
cFRT1R1_ST	0,977
cFRT1R1_STMT	0,977
cFRT1R1_MT	0,977
cFRT1R1_MTB	0,977
cFRT1R1_BT	0,977
cFRT1R2.1_AT	0,97
cFRT1R2.1_ATST	0,97
cFRT1R2.1_ST	0,97
cFRT1R2.1_STMT	0,97
cFRT1R2.1_MT	0,97
cFRT1R2.1_MTB	0,97
cFRT1R2.1_BT	0,97
cFRT1R2.2_AT	0,97
cFRT1R2.2_ATST	0,97
cFRT1R2.2_ST	0,97
cFRT1R2.2_STMT	0,97
cFRT1R2.2_MT	0,97
cFRT1R2.2_MTB	0,97
cFRT1R2.2_BT	0,97
cFRT1R2.3_AT	0,97
cFRT1R2.3_ATST	0,97
cFRT1R2.3_ST	0,97
cFRT1R2.3_STMT	0,97
cFRT1R2.3_MT	0,97
cFRT1R2.3_MTB	0,97
cFRT1R2.3_BT	0,97
cFRT1R2.4_AT	0,97
cFRT1R2.4_ATST	0,97
cFRT1R2.4_ST	0,97
cFRT1R2.4_STMT	0,97
cFRT1R2.4_MT	0,97
cFRT1R2.4_MTB	0,97
cFRT1R2.4_BT	0,97
cFRT1R1B_AT	0,977
cFRT1R1B_ATST	0,977
cFRT1R1B_ST	0,977
cFRT1R1B_STMT	0,977
cFRT1R1B_MT	0,977
cFRT1R1B_MTB	0,977

GRANDES DEMANDAS

FACTOR	UNIDADES
cFRT2NBT_AT	0,9075
cFRT2NBT_ATST	0,825
cFRT2NBT_ST	0,825
cFRT2NBT_STMT	0,825
cFRT2NBT_MT	0,825
cFRT2NMTBT_MTB	0,825
cFRT2NBT_BT	0,825
cFRT2NMT_AT	0,885
cFRT2NMT_ATST	0,885
cFRT2NMT_ST	0,885
cFRT2NMT_STMT	0,885
cFRT2NMT_MT	0,885
cFRT2NST_AT	1
cFRT2NST_ATST	1
cFRT2NST_ST	1
cFRT2NAT_AT	1
cFRT2RBT_AT	0,761
cFRT2RBT_ATST	0,761
cFRT2RBT_ST	0,761
cFRT2RBT_STMT	0,761
cFRT2RBT_MT	0,761
cFRT2RMTBT_MTB	0,761
cFRT2RBT_BT	0,761
cFRT2RMT_AT	0,761
cFRT2RMT_ATST	0,761
cFRT2RMT_ST	0,761
cFRT2RMT_STMT	0,761
cFRT2RMT_MT	0,761
cFRT2ABT_AT	1
cFRT2ABT_ATST	1
cFRT2ABT_ST	1
cFRT2ABT_STMT	1
cFRT2ABT_MT	1
cFRT2AMTB_MTB	1

cFRT1R2.1B_AT	0,97
cFRT1R2.1B_ATST	0,97
cFRT1R2.1B_ST	0,97
cFRT1R2.1B_STMT	0,97
cFRT1R2.1B_MT	0,97
cFRT1R2.1B_MBT	0,97
cFRT1R2.2B_AT	0,97
cFRT1R2.2B_ATST	0,97
cFRT1R2.2B_ST	0,97
cFRT1R2.2B_STMT	0,97
cFRT1R2.2B_MT	0,97
cFRT1R2.2B_MBT	0,97
cFRT1R2.3B_AT	0,97
cFRT1R2.3B_ATST	0,97
cFRT1R2.3B_ST	0,97
cFRT1R2.3B_STMT	0,97
cFRT1R2.3B_MT	0,97
cFRT1R2.3B_MBT	0,97
cFRT1R2.4B_AT	0,97
cFRT1R2.4B_ATST	0,97
cFRT1R2.4B_ST	0,97
cFRT1R2.4B_STMT	0,97
cFRT1R2.4B_MT	0,97
cFRT1R2.4B_MBT	0,97
cFRT1G1_AT	0,76
cFRT1G1_ATST	0,76
cFRT1G1_ST	0,76
cFRT1G1_STMT	0,76
cFRT1G1_MT	0,76
cFRT1G1_MBT	0,76
cFRT1G1_BT	0,76
cFRT1G2.1_AT	0,96
cFRT1G2.1_ATST	0,96
cFRT1G2.1_ST	0,96
cFRT1G2.1_STMT	0,96
cFRT1G2.1_MT	0,96
cFRT1G2.1_MBT	0,96
cFRT1G2.1_BT	0,96
cFRT1G2.2_AT	0,96
cFRT1G2.2_ATST	0,96
cFRT1G2.2_ST	0,96
cFRT1G2.2_STMT	0,96
cFRT1G2.2_MT	0,96
cFRT1G2.2_MBT	0,96

cFRT1G2.2_BT	0,96
cFRT1G1B_AT	0,76
cFRT1G1B_ATST	0,76
cFRT1G1B_ST	0,76
cFRT1G1B_STMT	0,76
cFRT1G1B_MT	0,76
cFRT1G1B_MBT	0,76
cFRT1G2.1B_AT	0,96
cFRT1G2.1B_ATST	0,96
cFRT1G2.1B_ST	0,96
cFRT1G2.1B_STMT	0,96
cFRT1G2.1B_MT	0,96
cFRT1G2.1B_MBT	0,96
cFRT1G2.2B_AT	0,96
cFRT1G2.2B_ATST	0,96
cFRT1G2.2B_ST	0,76
cFRT1G2.2B_STMT	0,76
cFRT1G2.2B_MT	0,76
cFRT1G2.2B_MBT	0,76
cFRT1A_AT	1
cFRT1A_ATST	1
cFRT1A_ST	1
cFRT1A_STMT	1
cFRT1A_MT	1
cFRT1A_MBT	1

FACTOR DE SIMULTANEIDAD

FACTOR	UNIDADES
cFST2MT	0,98
cFST2ST	0,98
cFST2AT	1
CFST2RBT	0,988
cFST2RMT	0,988
cFST2A	0,988
cFST1R1	1
cFST1R2.1	1
cFST1R2.2	1
cFST1R2.3	1
cFST1R2.4	1
cFST1G1	1
cFST1G2.1	1
cFST1G2.2	1

cFST1A	1
--------	---

PARÁMETROS DE CONSUMO PARA LAS PEQUEÑAS DEMANDAS

FACTOR	R1	R2.1	R2.2	R2.3	R2.4	G1	G2.1	G2.2	T1A	R1	R2.1	R2.2	R2.3	R2.4	G1	G2.1	G2.2
cKEP	0,3	0,257	0,257	0,257	0,257	0,298	0,24	0,24	0,36	0,3	0,257	0,257	0,257	0,257	0,298	0,24	0,24
cKER	0,458	0,505	0,505	0,505	0,505	0,546	0,524	0,524	0,1	0,458	0,505	0,505	0,505	0,505	0,546	0,524	0,524
cKEV	0,242	0,238	0,238	0,238	0,238	0,156	0,235	0,235	0,54	0,242	0,238	0,238	0,238	0,238	0,156	0,235	0,235
cKFV	0,12	0,14	0,15	0,15	0,12	0,21	0,14	0,14	1	0,12	0,14	0,15	0,15	0,12	0,21	0,14	0,14
cFC	0,7	0,55	0,55	0,55	0,55	0,51	0,51	0,49	1	0,7	0,55	0,55	0,55	0,55	0,51	0,51	0,49
PSIM_BT	0,2	0,8	0,8	0,8	1	0,9	1,85	2	6,869	0,2	0,8	0,8	0,8	1	0,9	1,85	2

D. TASAS, BONIFICACIONES Y RECARGOS

Tasa de Conexión del Medidor		
T1 Conexión Monofásica	\$/Unidad	115,92
T1 Conexión Trifásica	\$/Unidad	152,52
T2 BT Conexión Aérea	\$/Unidad	152,52
T2 BT Conexión Subterránea	\$/Unidad	240,72
T2 MT	\$/Unidad	2.345,99
Otros cargos de conexión al servicio		
Tasa por Envío Aviso Suspensión	\$/Unidad	3,40
Tasa Rehabilitación PD	\$/Unidad	29,15
Tasa Rehabilitación GD	\$/Unidad	89,21
Tasa Reconexión del Servicio PD	\$/Unidad	122,19
Tasa Reconexión del Servicio GD	\$/Unidad	636,16

Bonificaciones- Recargos Por la Energía Reactiva Inductiva		&inst T2BT_R	&inst T2BT_B	&inst T2MR	Expresión
Bonificaciones Tg fi ≤ 0,426	\$/kW-mes	18,774	10,968	5,860	&inst * Preg (0,426 -tg fi reg)
Recargos Tg fi > 0,62	\$/kW-mes	18,774	10,968	5,860	&inst * Preg (tg fi reg - 0,62)

E. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO