

ANEXO I a la Resolución ENRE N° 33/2018.

Costos Propios de Distribución
vigencia a partir de 1° de febrero de 2018

		EDENOR	
hasta 150	CDFR1	23,63	\$/mes
	CDVR1	0,231	\$/kWh
151 a 325	CDFR2	44,48	\$/mes
	CDVR2	0,231	\$/kWh
326 a 400	CDFR3	76,44	\$/mes
	CDVR3	0,277	\$/kWh
401 a 450	CDFR4	90,34	\$/mes
	CDVR4	0,346	\$/kWh
451 a 500	CDFR5	138,98	\$/mes
	CDVR5	0,415	\$/kWh
501 a 600	CDFR6	277,97	\$/mes
	CDVR6	0,461	\$/kWh
601 a 700	CDFR7	732,35	\$/mes
	CDVR7	0,582	\$/kWh
701 a 1400	CDFR8	976,47	\$/mes
	CDVR8	0,642	\$/kWh
más de 1400	CDFR9	1220,58	\$/mes
	CDVR9	0,661	\$/kWh
Tarifa 1 - G			
hasta 800	CDFG1	272,74	\$/mes
	CDVG1	1,448	\$/kWh
801 a 2000	CDFG2	272,74	\$/mes
	CDVG2	1,807	\$/kWh
Más de 2000	CDFG3	272,74	\$/mes
	CDVG3	1,846	\$/kWh
Tarifa 1 - AP			
	CDA	1,130	\$/kWh
Tarifa 2 y Peaje			
	CDFMD	669,04	\$/mes
	CDPCMD	313,53	\$/kW-mes
Tarifa 3 - BT y Peaje			
	CDFGB	2650,54	\$/mes
	CDPCGB	279,44	\$/kW-mes
Tarifa 3 - MT y Peaje			
	CDFGM	2650,54	\$/mes
	CDPCGM	132,14	\$/kW-mes
Tarifa 3 - AT y Peaje			
	CDFGA	2650,54	\$/mes
	CDPCGA	34,69	\$/kW-mes

Handwritten signature and scribbles at the bottom left of the page.

Anexo II a la Resolución ENRE N° 33/2018 - Cuota CPD
vigencia a partir de 1° de febrero de 2018

EDENOR			
hasta 150	CDFR1	4,81	\$/mes
	CDVR1	0,016	\$/kWh
151 a 325	CDFR2	6,17	\$/mes
	CDVR2	0,013	\$/kWh
326 a 400	CDFR3	8,19	\$/mes
	CDVR3	0,017	\$/kWh
401 a 450	CDFR4	9,25	\$/mes
	CDVR4	0,022	\$/kWh
451 a 500	CDFR5	12,45	\$/mes
	CDVR5	0,027	\$/kWh
501 a 600	CDFR6	20,33	\$/mes
	CDVR6	0,031	\$/kWh
601 a 700	CDFR7	45,21	\$/mes
	CDVR7	0,043	\$/kWh
701 a 1400	CDFR8	139,52	\$/mes
	CDVR8	0,083	\$/kWh
más de 1400	CDFR9	123,20	\$/mes
	CDVR9	0,088	\$/kWh
Tarifa 1 - G			
hasta 800	CDFG1	19,76	\$/mes
	CDVG1	0,088	\$/kWh
801 a 2000	CDFG2	20,03	\$/mes
	CDVG2	0,111	\$/kWh
Más de 2000	CDFG3	20,07	\$/mes
	CDVG3	0,112	\$/kWh
Tarifa 1 - AP			
	CDA	0,070	\$/kWh
Tarifa 2 y Peaje			
	CDFMD	43,96	\$/mes
	CDPCMD	19,03	\$/kW-mes
Tarifa 3 - BT y Peaje			
	CDFGB	164,15	\$/mes
	CDPCGB	16,98	\$/kW-mes
Tarifa 3 - MT y Peaje			
	CDFGM	164,09	\$/mes
	CDPCGM	8,01	\$/kW-mes
Tarifa 3 - AT y Peaje			
	CDFGA	164,12	\$/mes
	CDPCGA	2,11	\$/kW-mes

Handwritten signature and initials (including "STC") are present in the bottom left corner of the page.

ANEXO III a la Resolución ENRE N° 33/2018 - Cuadro Tarifario
vigencia a partir de 1° de febrero de 2018

EDENOR

Tarifa 1 - R y Entidades de Bien Público

R1	Cargo Fijo 0 -150	\$/mes	28,43
	Cargo Variable 0 -150	\$/kWh	1,49
R2	Cargo Fijo 151-325	\$/mes	50,65
	Cargo Variable 151-325	\$/kWh	1,487
R3	Cargo Fijo 326-400	\$/mes	84,63
	Cargo Variable 326-400	\$/kWh	1,538
R4	Cargo Fijo 401-450	\$/mes	99,59
	Cargo Variable 401-450	\$/kWh	1,612
R5	Cargo Fijo 451-500	\$/mes	151,44
	Cargo Variable 451-500	\$/kWh	1,686
R6	Cargo Fijo 501-600	\$/mes	298,3
	Cargo Variable 501-600	\$/kWh	1,736
R7	Cargo Fijo 601 -700	\$/mes	777,56
	Cargo Variable 601-700	\$/kWh	1,868
R8	Cargo Fijo 701-1400	\$/mes	1115,99
	Cargo Variable 701-1400	\$/kWh	1,968
R9	Cargo Fijo +1400	\$/mes	1343,79
	Cargo Variable +1400	\$/kWh	1,992

Tarifa 1 - G

G1	Cargo Fijo 0 -800	\$/mes	292,5
	Cargo Variable 0 -800	\$/kWh	2,776
G2	Cargo Fijo 801-2000	\$/mes	292,77
	Cargo Variable 801-2000	\$/kWh	3,158
G3	Cargo Fijo +2000	\$/mes	292,81
	Cargo Variable +2000	\$/kWh	3,198

Tarifa 1 - AP

Cargo Variable	\$/kWh	2,434
----------------	--------	-------

Tarifa 2

Cargo Fijo	\$/mes	713
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	332,56
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	2,57
Cargo Variable	\$/kWh	1,235

Tarifa 3 - BT < 300 kW potencia contratada

Cargo Fijo	\$/mes	2814,69
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	296,42
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	2,99
Cargo Variable Pico	\$/kWh	1,289
Cargo Variable Resto	\$/kWh	1,23
Cargo Variable Valle	\$/kWh	1,172

Tarifa 3 - MT < 300 kW potencia contratada

Cargo Fijo	\$/mes	2814,63
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	140,15
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	3,45
Cargo Variable Pico	\$/kWh	1,225
Cargo Variable Resto	\$/kWh	1,169

Cargo Variable Valle	\$/kWh	1,114
Tarifa 3 - AT < 300 kW potencia contratada		
Cargo Fijo	\$/mes	2814,67
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	36,79
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	3,23
Cargo Variable Pico	\$/kWh	1,174
Cargo Variable Resto	\$/kWh	1,121
Cargo Variable Valle	\$/kWh	1,069
Tarifa 3 - BT >= 300 kW potencia contratada		
Cargo Fijo	\$/mes	2814,69
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	296,42
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	2,99
Cargo Variable Pico	\$/kWh	1,644
Cargo Variable Resto	\$/kWh	1,569
Cargo Variable Valle	\$/kWh	1,494
Tarifa 3 - MT >= 300 kW potencia contratada		
Cargo Fijo	\$/mes	2814,63
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	140,15
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	3,45
Cargo Variable Pico	\$/kWh	1,562
Cargo Variable Resto	\$/kWh	1,491
Cargo Variable Valle	\$/kWh	1,42
Tarifa 3 - AT >= 300 kW potencia contratada		
Cargo Fijo	\$/mes	2814,67
Cargo por Potencia Contratada	\$/kW-mes	36,79
Cargo por Potencia Adquirida	\$/kW-mes	3,23
Cargo Variable Pico	\$/kWh	1,498
Cargo Variable Resto	\$/kWh	1,43
Cargo Variable Valle	\$/kWh	1,361

Tarifas Servicio de Peaje

Tarifa 2

Cargo Fijo	\$/mes	713
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	332564
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	322
Cargo Variable	\$/MWh	140

Tarifa 3 - BT < 300 kW potencia contratada

Cargo Fijo	\$/mes	2814,69
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	296419
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	375
Cargo Variable Pico	\$/MWh	146,22
Cargo Variable Resto	\$/MWh	139,62
Cargo Variable Valle	\$/MWh	133,04

Tarifa 3 - MT < 300 kW potencia contratada

Cargo Fijo	\$/mes	2814,63
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	140148
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	253
Cargo Variable Pico	\$/MWh	82,25
Cargo Variable Resto	\$/MWh	78,54

Handwritten signature and scribbles on the left side of the page, including a large 'B' and some illegible marks.

Cargo Variable Valle	\$/MWh	74,84
Tarifa 3 - AT < 300 kW potencia contratada		
Cargo Fijo	\$/mes	2814,67
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	36793
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	94
Cargo Variable Pico	\$/MWh	31,98
Cargo Variable Resto	\$/MWh	30,54
Cargo Variable Valle	\$/MWh	29,1
Tarifa 3 - BT >= 300 kW potencia contratada		
Cargo Fijo	\$/mes	2814,69
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	296419
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	375
Cargo Variable Pico	\$/MWh	186,54
Cargo Variable Resto	\$/MWh	178,02
Cargo Variable Valle	\$/MWh	169,52
Tarifa 3 - MT >= 300 kW potencia contratada		
Cargo Fijo	\$/mes	2814,63
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	140148
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	253
Cargo Variable Pico	\$/MWh	104,93
Cargo Variable Resto	\$/MWh	100,14
Cargo Variable Valle	\$/MWh	95,36
Tarifa 3 - AT >= 300 kW potencia contratada		
Cargo Fijo	\$/mes	2814,67
Cargo por Potencia Contratada	\$/MW-mes	36793
Cargo por Potencia Adquirida	\$/MW-mes	94
Cargo Variable Pico	\$/MWh	40,8
Cargo Variable Resto	\$/MWh	38,94
Cargo Variable Valle	\$/MWh	37,08

Servicio de rehabilitación

Tarifa 1 - R1	\$	80,01
Tarifa 1 - G y AP	\$	483,92
Tarifa 2 y Tarifa 3	\$	1279,73

Conexiones domiciliarias

Comunes

Aéreas monofásicas	\$	974,28
Subterráneas	\$	3026,23
Aéreas trifásicas	\$	1843,69
Subterráneas Trifásicas	\$	4626,56

Especiales

Aéreas monofásicas	\$	2556,93
Subterráneas	\$	8226,67
Aéreas trifásicas	\$	4505,04
Subterráneas Trifásicas	\$	8505,04

Handwritten signature and scribbles on the left side of the page, including a large 'X' and some illegible marks.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

ANEXO IV

SUBANEXO II

EDENOR SA

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO

El Cuadro Tarifario se calculará en base a:

El precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM, (Precios Estacionales del Mercado Spot), que fije oportunamente la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA.

. Los costos propios de distribución vigentes.

Dicho Cuadro Tarifario se recalculará en las siguientes oportunidades:

- Cuando se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)
- Cuando corresponda aplicar el Mecanismo de Redeterminación del costo propio de distribución (de acuerdo a lo detallado en el punto C) del presente Procedimiento), y el Factor de Estímulo a la Eficiencia (de acuerdo a lo descrito en el punto D) del presente Procedimiento

Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas a usuarios y lo serán en las oportunidades y frecuencias que más abajo se indican:

1.- Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad que se reconocerán y trasladarán a las tarifas son las del precio medio estacional (mercado spot), calculado por



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

el Organismo Encargado del Despacho, como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral, aprobados por la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA.

2.- Con una periodicidad semestral se aplicará el mecanismo de Redeterminación del Costo Propio de Distribución, también contenido en el punto C) citado precedentemente.

Mediante el citado mecanismo se recalcularán los costos propios de distribución, así como también los valores de CENS (Costo de Energía No suministrada y CESMC (Costo de la Energía Suministrada en Malas Condiciones), definidos en el SUBANEXO IV - NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO y SANCIONES para EDENOR S.A. y EDESUR S.A. respectivamente.

Los nuevos Costos Propios de Distribución serán afectados además por el Factor de Estímulo a la Eficiencia, cuya determinación se rige por el mecanismo descrito en el punto D) del presente Procedimiento

Los nuevos valores tendrán plena vigencia en los 6 (seis) meses siguientes a la fecha de entrada en vigencia del cuadro tarifario determinado por esta RTI. La primera aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Variación de Costos será a partir de vencido el plazo citado precedentemente, contado a partir de la fecha de inicio del período quinquenal de vigencia de los Nuevos Cuadros Tarifarios.

A continuación se describen los procedimientos para la determinación del Cuadro Tarifario.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO

A) CÁLCULO DEL PRECIO DE LA POTENCIA Y ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO MAYORISTA

A.1) Precio de la potencia

$$P_{pot} = P_{ps}$$

donde:

Ppot: Precio de la potencia a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios finales, expresado en \$/kW-mes.

Pps: Precio de referencia de la potencia para las tarifas de distribuidores, vigente en el período para el cual se calculan las tarifas, expresado en \$/kW-mes. Se aplicará el valor calculado por el Organismo Encargado del Despacho (OED) en base a la metodología descrita en la Resolución SE N° 326/94 y las que en lo sucesivo la modifiquen.

NOTA: el ítem definido como Ppot, será calculado en función a lo que establezcan las normativas vigentes por el poder concedente.

A.2) Precio de la energía para cada tramo horario (pico, valle y restantes)

$$P_{ei} = P_{esi} + PET + FNEE$$

Donde:

Pei: Precio de la energía, en el horario i, a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios finales, expresado en \$/kWh.

Pesi: Precio de referencia de la energía en el horario i, para las tarifas de distribuidores, vigente en el período para el cual se calculan las tarifas, expresado en \$/kWh. Se considerará el valor calculado por el Organismo Encargado del Despacho (OED) en base a la normativa vigente.



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

i - horas de punta (p), valle (v) o restantes (r).

Los horarios en que deberán considerarse estos tramos serán los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

PET: Precio estabilizado de Transporte para LA DISTRIBUIDORA a transferir a las tarifas a usuarios finales, expresado en \$/kWh.

FNEE: Sobreprecio que debe aportar LA DISTRIBUIDORA al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por ley 24.065.

NOTA: los ítems definidos como Pep, Per y Pev serán calculados en función a lo que establezcan las normativas vigentes por el poder concedente.

B) CÁLCULOS DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

B.1) Pequeñas demandas – Uso Residencial (Tarifa 1 – R) - (Tarifa 1 – R “Entidades de Bien Público”)

Usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Residencial (Tarifa 1-R) y Entidades de Bien Público (Tarifa 1 – R “Entidades de Bien Público)

La Tarifa 1-R se compondrá de 9 bloques, donde cada uno de ellos estará compuesto por un cargo fijo y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los bloques o rangos de consumo son los siguientes:

- Bloque 1: 0 a 150 kWh/mes
- Bloque 2: 151 a 325 kWh/mes
- Bloque 3: 326 a 400 kWh/mes
- Bloque 4: 401 a 450 kWh/mes
- Bloque 5: 451 a 500 kWh/mes
- Bloque 6: 501 a 600 kWh/mes
- Bloque 7: 601 a 700 kWh/mes



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

- Bloque 8: 701 a 1400 kWh/mes
- Bloque 9: mayor a 1400 kWh /mes

En cada bloque de consumo se tiene:

B.1.1) Cargo Fijos Mensuales

$$CFR = CDFRi$$

donde:

CFR: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios residenciales, expresado en \$/mes.

CDFRi: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 1-R bloque i, expresado en \$/mes.

B.1.2) Cargo Variable

$$CVRi = (Pep * YpR + Per * YrR + Pev * YvR) * KREB + Ppot * KRPB * KMPR + CDVRI$$

157
0277



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

donde:

CVRI: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo i de los usuarios de esta categoría por la totalidad de la energía consumida, expresado en $\$/kWh$.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

YpR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

YrR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle.

YvR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPR: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVRI: costo propio de distribución asignado al cargo variable del bloque de consumo i , expresado en $\$/kWh$.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

B.2) Pequeñas demandas – Uso General (Tarifa 1 – G)

Usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso General (1-G).

La Tarifa 1-G se compondrá de 3 bloques, donde cada uno de ellos estará compuesto por un cargo fijo y un cargo variable por unidad de energía consumida.

Los bloques o rangos de consumo son los siguientes:

- Bloque 1: 0 a 800 kWh/mes
- Bloque 2: 801 a 2000 kWh/mes
- Bloque 3: mayor a 2000 kWh/mes

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.2.1) Cargos Fijos mensuales

$$CFG = CDFGi$$

donde:

CFG: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios de esta categoría, expresado en \$/mes.

CDFGi: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 1-General bloque i, expresado en \$/mes.

B.2.2) Cargo Variable

$$CVGi = (Pep * YpG + Per * YrG + Pev * YvG) * KREB + Ppot * KRPB * KMPG + CDVGi$$

donde:

CVGi: cargo variable que se aplicará al bloque de consumo i de los usuarios de esta categoría por la totalidad de energía consumida, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

YpG: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

YrG: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle.

YvG: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMPG: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios encuadrados en Tarifa 1-General. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVGi: costo propio de distribución asignado al cargo variable de la escala de consumo i , expresado en \$/kWh.

B.3) Pequeñas demandas - Alumbrado público (Tarifa 1 – AP)

B.3.1) Cargo Variable

Usuarios encuadrados en la Tarifa Alumbrado Público (T1-AP).

La tarifa se compondrá únicamente de un cargo variable que se aplicará a cada unidad de energía consumida. El cargo variable se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

$$CVA = P_{pot} * KRPB * KMA + (Pep * YpAP + Per * YrAP + Pev * YvAP) * KREB + CDA$$

donde:

CVA : Cargo variable de la Tarifa 1-AP, expresado en \$/kWh.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMA: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo variable de la tarifa 1-AP1. Este valor no estará sujeto a variación.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta

YpAP: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

YrAP: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle.

YvAP: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión.

CDA: costo propio de distribución asignado al cargo variable de la Tarifa 1-AP, expresado en \$/kWh.

B.4) Medianas demandas – (Tarifa T2)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Medianas Demandas (Tarifa T2).



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

Se aplicará una tarifa única, que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro contratada y otro por potencia adquirida;
- un cargo variable por unidad de energía consumida en tramo horario único.

Los cargos fijo y variable se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.4.1) Cargo Fijo mensual por factura emitida

$$\text{CFMD} = \text{CDFMD}$$

donde:

CFMD: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios de esta categoría, expresado en \$/mes.

CDFMD: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 2, expresado en \$/mes.

B.4.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada

$$\text{CPCMD} = \text{CDPCMD}$$

donde:

CPCMD: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en \$/kW-mes.

CDPCMD: costo propio de distribución asignado al cargo por capacidad contratada de la tarifa 2, expresado en \$/kW-mes.

B.4.3) Cargo fijo mensual por potencia adquirida

$$\text{CPAMD} = \text{Ppot} * \text{KRPB} * \text{FCTMD}$$



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

donde:

CPAMD: Cargo fijo mensual por unidad de potencia máxima registrada, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTMD: factor de coincidencia total de la tarifa 2 en el nivel de compra de potencia de la distribuidora

B.4.4) Cargo variable por unidad de energía consumida

$$\text{CVMD} = (\text{Pep} * \text{YpMD} + \text{Per} * \text{YrMD} + \text{Pev} * \text{YvMD}) * \text{KREB}$$

donde:

CVMD: cargo variable de la Tarifa 2, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

YpMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

YrMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle.

YvMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión.



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

B.5) Grandes Demandas – Baja tensión (Tarifa 3 – BT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Baja Tensión (T3 -BT), se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro contratada y otro cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.5.1) Cargo fijo por factura emitida.

$$\text{CFGFB} = \text{CDFGB}$$

donde:

CFGFB: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGB: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 - BT, expresado en \$/mes.

B.5.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada.

$$\text{CPCGB} = \text{CDPCGB}$$

donde:

CPCGB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en \$/kW-mes.

CDFFGB: costo propio de distribución asignado al cargo por potencia contratada de la tarifa 3 - BT, expresado en \$/kW-mes.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

B.5.3) Cargo por potencia adquirida

$$CPAGB = Ppot * KRPB * FCTGB$$

donde:

CPAGB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia máxima registrada, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGB: factor de coincidencia total de la tarifa 3 - BT en el nivel de compra de potencia de la distribuidora

B.5.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

$$CVPGB = Pep * KREB$$

donde:

CVPGB: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 3 - BT, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.5.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

$$CVVGB = Pev * KREB$$



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

donde:

CVVGB: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 3 - BT, expresado en \$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.5.6) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$$\text{CVRGB} = \text{Per} * \text{KREB}$$

donde:

CVRGB: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 3 - BT, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.6) Grandes Demandas – Media Tensión (Tarifa 3 – MT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Media Tensión (T3 -MT), se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro contratada y otro cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.6.1) Cargo fijo mensual por factura emitida.

$$\text{CFGM} = \text{CDFGM}$$

donde:

CFGM: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGM: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 - MT, expresado en \$/mes.

B.6.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada.

$$\text{CPCGM} = \text{CDPCGM}$$

donde:

CPCGM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en \$/kW-mes.

CDPCGM: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 3 - MT, expresado en \$/kW-mes.

B.6.3) Cargo por potencia adquirida

$$\text{CPAGM} = \text{Ppot} * \text{KRPM} * \text{FCTGM}$$

donde:

CPAGM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia máxima registrada, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

KRPM: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGM: factor de coincidencia total de la tarifa 3 - MT en el nivel de compra de potencia de la distribuidora

B.6.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta.

$$\text{CVPGM} = \text{Pep} * \text{KREM}$$

donde:

CVPGM: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 3 - MT, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.6.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno.

$$\text{CVVGM} = \text{Pev} * \text{KREM}$$

donde:

CVVGM: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 3 - MT, expresado en \$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

B.6.6) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes.

$$\text{CVRGM} = \text{Per} * \text{KREM}$$

donde:

CVRGM: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 3 - MT, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión.

Este valor no estará sujeto a variación.

B.7) Grandes Demandas - Alta Tensión (Tarifa 3 - AT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas en Alta Tensión (T3 -AT), se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro contratada y otro cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.7.1) Cargo fijo mensual por factura emitida

$$\text{CFGGA} = \text{CDFGA}$$



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

donde:

CFGA: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGA: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 - AT, expresado en \$/mes.

B.7.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada.

$$\text{CPCGA} = \text{CDPCGA}$$

donde:

CPCGA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en \$/kW-mes.

CDPCGA: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 3 - AT, expresado en \$/kW-mes.

B.7.3) Cargo por potencia adquirida

$$\text{CPAGA} = \text{Ppot} * \text{KRPA} * \text{FCTGA}$$

donde:

CPAGA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPA: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGA: factor de coincidencia total de la tarifa 3 - AT en el nivel de compra de potencia de la distribuidora

B.7.4) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta.

$$\text{CVPGA} = \text{Pep} * \text{KREA}$$



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

donde:

CVPGA: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 3 - AT, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.7.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno.

$$\text{CVVGA} = \text{Pev} * \text{KREA}$$

donde:

CVVGA: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 3 - AT, expresado en \$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.7.6) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

$$\text{CVRGA} = \text{Per} * \text{KREA}$$

donde:

CVRGA: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 3 - AT, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.8) Tarifa por Servicio de peaje – Medianas Demandas (Tarifa 2)

Usuarios encuadrados en la tarifa de peaje Medianas Demandas (Tarifa T2 - Peaje).

Se aplicará una tarifa única, que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro contratada y otro por potencia adquirida;
- un cargo variable por unidad de energía consumida en tramo horario único.

Los cargos fijo y variable se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.8.1) Cargo fijo por factura emitida

$$\text{CFMD} = \text{CDFMD}$$

donde:

CFMD: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios de esta categoría, expresado en \$/mes.

CDFMD: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 2 servicio de peaje, expresado en \$/mes.

B.8.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada

$$\text{CPCMD} = \text{CDPCMD}$$

donde:

CPCMD: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en \$/kW-mes.

CDPCMD: costo propio de distribución asignado al cargo por potencia contratada de la tarifa 2, expresado en \$/kW-mes.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

B.8.3) Cargo por potencia adquirida

$$CPAMDP = Ppot*(KRPB-1)*FCTMD$$

donde:

CPAMDP: Cargo por unidad potencia máxima registrada de la tarifa 2 servicio de peaje, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de compra de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTMD: factor de coincidencia total de la tarifa 2 en el nivel de compra de potencia de la distribuidora

B.8.4) Cargo variable por unidad de energía consumida.

$$CVMDP = (Pep * YpMD + Per * YrMD + Pev * YvMD) * (KREB - 1)$$

donde:

CVMDP: cargo variable de la Tarifa 2 - Peaje, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

YpMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

YrMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle.



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

"2018 - Año del Centenario de la Reforma Universitaria"

YvMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión

B.9) Tarifa por Servicio de peaje – Grandes Demandas Baja Tensión (Tarifa 3)

La Tarifa de Peaje en Baja Tensión se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro contratada y otro cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.9.1) Cargo fijo por factura emitida

$$\text{CFGB} = \text{CDFGB}$$

donde:

CFGB: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGB: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 BT de Servicios de Peaje, expresado en \$/mes.

B.9.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada

$$\text{CPCGB} = \text{CDPCGB}$$



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

donde:

CPCGB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en \$/kW-mes.

CDPCGB: costo propio de distribución asignado al cargo por potencia contratada de la tarifa 3 – BT servicio de peaje, expresado en \$/kW-mes.

B.9.3) Cargo por potencia adquirida

$$\text{CPAGBP} = \text{Ppot} * (\text{KRPB} - 1) * \text{FCTGB}$$

donde:

CPAGBP: Cargo fijo mensual por unidad de potencia máxima registrada de la tarifa 3 – BT servicio de peaje, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de compra de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPB: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGB: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en baja tensión con el nivel de compra de potencia.

B.9.4) Cargo variable en horas de punta.

$$\text{CVPGBP} = \text{Pep} * (\text{KREB} - 1)$$

donde:

CVPGBP: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

B.9.5) Cargo variable en horas de valle nocturno

$$\text{CVVGBP} = \text{Pev} * (\text{KREB} - 1)$$

donde:

CVVGBP: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.9.6) Cargo variable en horas restantes.

$$\text{CVRGBP} = \text{Per} * (\text{KREB} - 1)$$

donde:

CVRGBP: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.10) Tarifa por Servicio de peaje – Grandes Demandas Media Tensión (Tarifa 3)

La Tarifa de Peaje en Media Tensión se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro contratada y otro cargo por potencia adquirida;



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.10.1) Cargo fijo por factura emitida

$$\text{CFGM} = \text{CDFGM}$$

donde:

CFGM: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGM: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/mes.

B.10.2) Cargo fijo por capacidad de suministro contratada

$$\text{CPCGM} = \text{CDPCGM}$$

donde:

CPCGM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en \$/kW-mes.

CDPCGM: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 3 - MT, expresado en \$/kW-mes.

B.10.3) Cargo por potencia adquirida

$$\text{CPAGMP} = \text{Ppot} * (\text{KRPM}-1) * \text{FCTGM}$$



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

donde:

CPAGMP: Cargo fijo mensual de la tarifa peaje en media tensión por unidad de potencia máxima, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de compra de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPM: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGM: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en media tensión con el nivel de compra de potencia.

B.10.4) Cargo variable en horas de punta

$$\text{CVPGMP} = \text{Pep} * (\text{KREM} - 1)$$

donde:

CVPGMP: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.10.5) Cargo variable en horas de valle nocturno.

$$\text{CVVGMP} = \text{Pev} * (\text{KREM} - 1)$$

donde:

CVVGMP: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.



KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión.
Este valor no estará sujeto a variación.

B.10.6) Cargo variable en horas restantes

$$\text{CVRGMP} = \text{Per} * (\text{KREM} - 1)$$

donde:

CVRGMP: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREM: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión.
Este valor no estará sujeto a variación.

B.11) Tarifa por Servicio de peaje – Grandes Demandas Alta Tensión (Tarifa 3)

La Tarifa de Peaje en Alta Tensión se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- dos (2) cargos fijos mensuales, uno por capacidad de suministro contratada y otro cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.11.1) Cargo fijo por factura emitida



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

$$\text{CFGGA} = \text{CDFGA}$$

donde:

CFGGA: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en \$/mes.

CDFGA: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/mes.

B.11.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada.

$$\text{CPCGA} = \text{CDPCGA}$$

donde:

CPCGA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en \$/kW-mes.

CDPCGA: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 3 - AT, expresado en \$/kW-mes.

B.11.3) Cargo por potencia adquirida

$$\text{CPAGAP} = \text{Ppot} * (\text{KRPA}-1) * \text{FCTGA}$$

donde:

CPAGAP: Cargo fijo mensual por unidad de potencia máxima registrada de la tarifa peaje en alta tensión, expresado en \$/kW-mes.

Ppot: Precio de compra de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista.

KRPA: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGA: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en alta tensión con el nivel de compra de potencia.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

B.11.4) Cargo variable en horas de punta

$$\text{CVPGAP} = \text{Pep} * (\text{KREA} - 1)$$

donde:

CVPGAP: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.11.5) Cargo variable en horas de valle nocturno

$$\text{CVVGAP} = \text{Pev} * (\text{KREA} - 1)$$

donde:

CVVGAP: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.11.6) Cargo variable en horas restantes

$$\text{CVRGAP} = \text{Per} * (\text{KREA} - 1)$$



donde:

CVRGAP: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en \$/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes.

KREA: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

C) MECANISMO DE REDETERMINACIÓN DE LOS COSTOS PROPIOS DE DISTRIBUCIÓN RECONOCIDOS EN LAS TARIFAS

A los efectos de la redeterminación de la remuneración fijada en la RTI, se ha establecido un mecanismo no automático de actualización de los Costos Propios de Distribución reconocidos, a aplicar en caso de observarse variaciones en los precios de la economía relativos a los costos eficientes del servicio, con el objetivo de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la CONCESION.

Se aplicará una metodología que involucra dos instancias:

- En la primera instancia se establece una cláusula gatillo que está destinada a ponderar la variación de precios de la economía que se puede producir semestralmente. Si de la aplicación de la mencionada cláusula surgiera que la variación es igual o superior al 5% (CINCO POR CIENTO), se habilitará una segunda instancia.

De no alcanzarse en un semestre el 5%, la variación de precios se acumula y por ende, en el próximo semestre se la considera para realizar el ajuste correspondiente.

Teniendo en cuenta que el límite impuesto a la cláusula gatillo (5%) representa el 30% de la inflación prevista para el año 2017 contemplada en el Presupuesto



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

Nacional, a los efectos de establecer un sendero que acompañe la evolución de los precios de la economía para los próximos años del período tarifario, se ajustará el porcentaje dispuesto para esta cláusula de acuerdo a la inflación prevista anualmente por el Poder Ejecutivo Nacional en los sucesivos Presupuestos, manteniendo dicha relación (30%).

No obstante lo anterior, se señala que dicho límite de 5% representa el máximo valor que adoptará la cláusula gatillo, independientemente del valor de inflación que se prevea en el Presupuesto Nacional.

- En la segunda etapa, se considerará una fórmula de ajuste semestral que pondera los desvíos de la remuneración de la distribuidora, teniendo en cuenta la estructura de costos que fuera determinada en la presente RTI.

C.1) Cláusula gatillo

Se adopta a tal efecto la siguiente fórmula, en concordancia con los coeficientes de ponderación establecidos originariamente en el ANEXO XV SUBANEXO II del Contrato de Concesión para la actualización del VAD.

$$CG_n = (IPIM_n * 0,67 / IPIM_{n-i} + IPC_n * 0,33 / IPC_{n-i}) > = 5\%$$

Si $CG_n < 5\%$, el valor de i se corresponde con la cantidad de semestres necesarios hasta alcanzar dicho valor.

Donde:

CG_n : cláusula gatillo correspondiente al período n (período de 6 (seis) meses).

$IPIM_n$: índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) publicado por el INDEC correspondiente al mes " $m-2$ ", siendo " m " el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

IPIMn-1: Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general (IPIM) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el primer mes del período n-1 (período de 6 (seis) meses).

IPCn: Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

IPCn-1: Índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el primer mes del período n-1 (período de 6 (seis) meses).

C.2) Metodología de redeterminación de costos propios de distribución reconocidos

En función de las estructuras de costos para EDENOR S.A. y EDESUR S.A, resultantes de los Costos Reconocidos en la RTI, para la determinación de los valores tarifarios, se han determinado los principales ponderadores de costos que integran el CPD para cada una de las distribuidoras – Mano de Obra, Materiales y otros

En la tabla siguiente se muestran las ponderaciones para cada una de las distribuidoras y el promedio simple de los valores de ambas empresas

Empresa	α MO	α Mat.	α Otros
EDESUR	55.6%	23.4%	21.0%
EDENOR	53.3%	26.3%	20.4%
Promedio	54.4%	24.9%	20.7%

Donde:

α_{MO} : porcentaje de participación de los costos de mano de obra en el total del CPD.

α_{Mat} : porcentaje de participación de los costos en materiales en el total del CPD.

α_{Otros} : porcentaje de participación del resto de costos (servicios, transporte, impuestos, etc.) en el total del CPD.



ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD

Dada la poca variación porcentual en la estructura de costos entre una y otra empresa, se adopta para ambas la aplicación de la estructura porcentual promedio.

Los índices de precios que se utilizan para cada componente de la estructura, por considerarse los más representativos de las variaciones que pudiesen sufrir los costos de la prestación del servicio, son:

- ✓ mano de obra: índice de Salarios nivel general elaborado por el INDEC (IS)
- ✓ materiales: índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D "Productos Manufacturados" elaborado por el INDEC.
- ✓ otros: índice de Precios al Consumidor nivel general elaborado por el INDEC (IPC).

Así pues, una vez disparada la cláusula gatillo (CGn) se aplicará la metodología de redeterminación de costos propios de distribución reconocidos, determinándose los nuevos valores de los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación, así como también los valores de Costo de Energía No Suministrada (CENS) y Costo de Energía Suministrada en Malas Condiciones (CESMC), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPDi,j,n = (0,544 * ISn/ISo + 0,249 * IPIMDn/IPIMDo + 0,207 * IPCn/IPC0) * CPDi,j,o$$

Donde:

CPDi,j,n: costo propio de distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j, o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación, o el CENS o el CESMC. en el período n (período de 6 (seis) meses).



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

CPDi,j,o: costo propio de distribución inicial del parámetro tarifario i, de la tarifa j, o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación, o el CENS, o el CESMC, aprobados con vigencia a partir de febrero 2017.

ISn: índice de salarios nivel general (IS) publicado por el INDEC correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

ISo: índice de salarios nivel general (IS) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de febrero 2017.

IPIMDn: índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D "Productos Manufacturados" elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

IPIMDo: índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D "Productos Manufacturados" elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de febrero 2017.

IPCn: índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período n (período de 6 (seis) meses).

IPCo: índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo "k" el mes de febrero 2017.

Esta composición refleja la variación de los costos de la prestación del servicio y por ende, permite mantener la sustentabilidad económico financiera de la concesión durante el período tarifario quinquenal que abarca este proceso de RTI.

D) APLICACIÓN DEL FACTOR DE ESTÍMULO (E)

Conforme a lo establecido en el artículo 49 de la Ley 24.065, las tarifas de distribución estarán sujetas a topes anualmente decrecientes en términos reales a partir de fórmulas de ajuste automático que fijará y controlará el ENRE.



**ENTE NACIONAL REGULADOR
DE LA ELECTRICIDAD**

A tal efecto se ha definido una metodología tendiente a incentivar a las empresas prestadoras del servicio de distribución a operar de manera eficiente y a su vez refleje en las tarifas que pagan los usuarios, los resultados de tales mejoras en la eficiencia.

Tal mecanismo se basa en la aplicación de un factor de estímulo a la eficiencia denominado "E", el que combina dos aspectos contrapuestos en su resultado para las empresas prestadoras, pero coincidentes en su efecto medido como mejoras en la prestación del servicio.

Ambos aspectos están a su vez representados por dos factores que conforman el cálculo del mencionado Factor E.

El primero de ellos, denominado Factor X, reduce la remuneración del distribuidor, capturando la mejora de eficiencia y/o ganancia de productividad que el prestador pueda obtener, a efectos de trasladar a los usuarios los beneficios de las mejoras de gestión

El Segundo Factor está vinculado a la ejecución del Plan de Inversiones presentado por las empresas, que responden a distintos objetivos:

- Expansión
- Renovación
- Mejora en Calidad de Servicio y Producto Técnico
- Servicios al cliente
- Administración

Las inversiones que ejecuten anualmente las empresas distribuidoras pasarán a formar parte de la base de capital a remunerar al año siguiente de su puesta en servicio, incorporándose entonces como un ajuste a los CPD a reconocer en las tarifas, a través del denominado factor Q.

A efectos de definir el factor Q a aplicar en cada período anual se ha dispuesto un Mecanismo de Control de Ejecución de Inversiones, contenido en el Anexo XVIII



La tabla siguiente muestra la variación anual del CPDU, presentándose el factor estímulo (E) y su apertura en 2 componentes, sin inversiones (X) y con inversiones (Q) correspondiente a la empresa EDENOR SA.

EDENOR SA				
Factor	2018	2019	2020	2021
X	-4,1%	-4,3%	-4,7%	-4,6%
Q	3,4%	4,4%	4,2%	4,2%
E= X+Q	-0,7%	0,1%	-0,5%	-0,4%

La fila identificada como Factor E muestra el valor del factor que debería aplicarse al CPDU al comenzar cada año del quinquenio, a partir del año 2 (2018), si se cumpliera con la ejecución del Plan de Inversiones presentado.

Este factor de Estímulo captura por un lado las ganancias de eficiencia en la gestión y de productividad por la existencia de economías de densidad, que se espera la empresa alcance a lo largo del quinquenio (factor X, sin contemplar inversiones), lo cual reduce el CPDU, mientras que por el otro lado, contiene el impacto del costo de capital y evolución de los costos de explotación derivados de la ejecución de las obras del plan de inversiones a realizar por la empresa (factor Q, con inversiones), lo cual aumenta el CPDU.

Los porcentajes correspondientes al factor X se han calculado en forma secuencial de modo que en 2018, la inversión que no está presente es la del año 2017; en 2019 la inversión que no está presente es la del año 2018; y así sucesivamente.

La aplicación del factor E deberá ajustarse en función de que existan apartamientos entre las inversiones que realmente ejecute la empresa y las contempladas en el plan utilizado en la presente RTI para el cálculo de tarifas. Tales apartamientos, en caso de producirse, se pondrán de manifiesto con los resultados de la aplicación del Mecanismo de Control a implementar.



Con periodicidad anual, la primera vez en el mes de Febrero 2018, conjuntamente con el mecanismo de redeterminación de los CPD que se explicita en el punto D) precedente, se aplicará el Factor de Estímulo, para actualizar la remuneración de los distribuidores, en función de los valores definidos en la Tabla precedente, corregidos en función del resultado del control de Inversiones.

E) PARÁMETROS Y FACTORES DE PÉRDIDAS

Los siguientes parámetros presentan los factores de pérdidas de energía y potencia, y parámetros particulares de cada categoría, ya descriptos en los puntos anteriores.

Parámetros		YpR	0.29
KMPR	0.0024	YrR	0.49
KMPG	0.00115	YvR	0.22
KMA	0.0040		
FCTMD	0.71306	YpG	0.24
FCTGB	0.82985	YrG	0.61
FCTGM	1.01366	YvG	0.15
FCTGA	0.99376		
Factores de pérdidas		YpAP	0.36
KREB	1.128	YrAP	0.11
KRPB	1.143	YvAP	0.53
KREM	1.072		
KRPM	1.079	YpMD	0.23
KREA	1.028	YrMD	0.61
KRPA	1.030	YvMD	0.16