



CUADRO TARIFARIO PROPUESTO

Trimestre NOVIEMBRE - ENERO 2019

NOVIEMBRE 2018

CUADRO TARIFARIO PROPUESTO

Trimestre NOVIEMBRE - ENERO 2019

I - ASPECTOS GENERALES

II - PROCESOS DE DATOS Y PRECIOS EX-ANTE

III - CALCULO DEL PRECIO DE LA ENERGIA Y POTENCIA

IV - COSTOS DISTRIBUCION, COMERCIALES Y GENERACION

V - CALCULO DE LOS CARGOS TARIFARIOS

VI - FONINMEM y CALIDAD DE SERVICIO (λ)

VII - CUADRO TARIFARIO PROPUESTO

VIII - DOCUMENTACIÓN RESPALDATORIA

I. ASPECTOS GENERALES

ASPECTOS CONSIDERADOS EN EL CÁLCULO DEL CUADRO TARIFARIO

1 Plexo normativo

Tal como lo establece el Contrato de Concesión de prestación de los servicios públicos de distribución, se elabora el presente documento cuyo objeto es describir el plexo normativo y los datos físicos – económicos relevantes empleados en el proceso de cálculo del Cuadro Tarifario para el período comprendido entre **1° de NOVIEMBRE DE 2018 y el 31 de ENERO de 2019.**

Mercado Eléctrico Mayorista

- (i) El marco normativo que se emplea en este trimestre es el determinado por la **Disposición SEE N° 75/2018**, que en sus ARTÍCULOS 2° y 3°.- establece la aplicación de:
 - a) Precios Estabilizados de Referencia de la Potencia y la Energía en el MEM sancionados a partir del 1° de Agosto hasta el 31 de Octubre de 2018, para los usuarios cuya demanda de potencia no supere los 300 Kw, que se estiman se mantendrán constantes en el período trimestral.
 - b) Precios Estabilizados de Referencia en el Mercado para los usuarios cuya demanda de potencia supere los 300 kW,
 - c) Precios de Referencia del Transporte Eléctrico, destinados al transporte nacional (TRANSENER) y regional (TRANSNOA).

Resto de la normativa nacional considerada

- (ii) **Resolución SEE N° 1091/2017**, establece la aplicación de:
 - d) El descuento del DIEZ POR CIENTO (10%) del Precio Estabilizado de la Energía (PEE) (definido en párrafo a) anterior), para usuarios residenciales que ahorren al menos el 20% de sus consumos de energía con respecto a de igual mes del año 2015,
 - e) Subsidios a los Precios Estabilizados de la Energía (PEE) para los usuarios residenciales encuadrados como Tarifa Social. En ese sentido, establece una nueva escala de consumos a los efectos de su liquidación, primeros 150 kWh/mes: descuento del 100% del PEE, los segundos 150 kWh/mes: descuento del 50% del PEE y los excedentes a los 300 kWh/mes sin descuento del PEE.
- (iii) **Resolución SEE 1085/2017**, publicada en el Boletín Oficial del 30 de Noviembre de 2017, que aprueba la metodología de distribución del costo que representa la remuneración del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión y por Distribución Troncal en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), detallada en el Anexo (IF-2017-30271632-APN- SECEE#MEM) que forma parte integrante de la medida y que será de aplicación a partir del 1 de diciembre de 2017. En la misma norma instruye a CAMMESA a realizar los cálculos correspondientes conforme la metodología

aprobada, de los que resultarán los precios por el Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en el MEM, incluyendo su estabilización, a los Agentes Distribuidores del MEM.

- (iv) **Resolución SEE N°20/2017**, que en Art. 16 actualiza la Tasa del Fondo Nacional de la Energía.
- (v) **Resoluciones ENARGAS N° 302/2018** que aprueba Cuadro Tarifario por el servicio de transporte y distribución de gas a aplicar a los usuarios de GASNOR a partir del 1° de Abril de 2018, que obran en los Anexos de las mencionadas resoluciones.
- (vi) **Resolución ENRE N° 635/2017** que en ARTÍCULO 1.- establece que los Generadores, Transportistas y Distribuidores obligados al pago de la Tasa de Fiscalización y Control para el año 2018 deberán cancelar los montos que a cada uno le corresponda, en cuatro (4) pagos, de acuerdo con el siguiente calendario de vencimientos: primera cuota el 19 de enero de 2018; segunda cuota el 20 de abril de 2018; tercera cuota el 20 de julio de 2018, y el pago final en fecha a determinar en el Acto Administrativo que fije la tasa definitiva para el ejercicio 2018.
- (vii) **Resolución ENRE N° 99**, publicada en el Boletín Oficial del 10 de Abril de 2018, que actualiza la remuneración de la concesionaria del transporte nacional, TRANSENER, a partir del 1° de Febrero de 2018.
- (viii) **Resolución ENRE N° 101**, publicada en el Boletín Oficial del 10 de Abril de 2017, que actualiza la remuneración de la concesionaria del transporte del NOA, TRANSNOA, a partir del 1° de Febrero de 2018.
- (ix) **Ley 27.430/2017**, se aplica a partir del 1 de marzo de 2018 y regula el Impuesto a la Transferencia de Combustibles (ITC) en un monto fijo inicial de \$4,148 por litro y el impuesto al CO2 en un monto fijo inicial de \$0,473 por litro, en ambos casos para el gasoil. Se consideran estos montos actualizados conforme con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) según la descripción de la factura de YPF para ventas a granel.

Mercado provincial

- (x) Las previsiones de la demanda conectada al Sistema Interconectado y en el Sistema Aislado Provincial (La Quiaca + Susques) responden a la programación propia en función de la actividad y las condiciones climáticas esperadas para el trimestre Noviembre 2018 – Enero 2019.
- (xi) Los resultados del balance ex post de precios del trimestre comprendido entre el 1° de MAYO y el 31 de JULIO 2018 (su respectiva memoria de cálculo forma parte de esta presentación).

Normativa Provincial aplicable

- (xii) **Resolución SUSEPU N° 256 – 2016**, que aprueba el Subanexo 2 (Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario) a regir en el quinquenio Diciembre 2016 – Noviembre 2021.

- (xiii) **Ley N°6053** “Modificación de la Ley 6030 – Impositiva de la Provincia de Jujuy” que establece una tasa del 3%, en concepto de Ingresos Brutos a las actividades de comercialización (mayorista y minorista) y de prestación de obras y servicios.

2 Breves consideraciones a los costos considerados en el presente trimestre

Precios Estacionales de la Energía (\$/MWh)

	2017	2018	2019
Enero	768,72	1.329,0	2.174,0
Febrero	1.065,61	1.329,0	
Marzo	1.065,61	1.329,0	
Abril	1.065,61	1.329,0	
Mayo	1.065,61	1.329,0	
Junio	1.065,61	1.329,0	
Julio	1.065,61	1.329,0	
Agosto	1.065,61	2.174,0	
Setiembre	1.065,61	2.174,0	
Octubre	1.065,61	2.174,0	
Noviembre	1.065,61	2.174,0	
Diciembre	1.329,00	2.174,0	

Se muestra el Precio Estacional en las horas de resto, para demandas con potencias mayores a los 300 kW.

Precio de Referencia del servicio de Transporte eléctrico (\$/MWh)

	2017	2018	2019
Enero		94,6	151,07
Febrero		94,6	
Marzo		94,6	
Abril		94,6	
Mayo		94,6	
Junio		94,6	
Julio		94,6	
Agosto		151,07	
Setiembre		151,07	
Octubre		151,07	
Noviembre		151,07	
Diciembre	94,6	151,07	

Generación forzada (\$GF)

El trimestre “t-1”, no presenta sobrecostos por generación forzada en el sistema de transporte troncal en 132 kV, conforme a lo que se muestra en tabla adjunta.

	2017	2018	2019
Enero	0	0	0
Febrero	0	0	
Marzo	0	0	
Abril	0	0	
Mayo	0	0	
Junio	0	0	
Julio	0	0	
Agosto	0	0	
Setiembre	0	0	
Octubre	0	0	
Noviembre	0	0	
Diciembre	0	0	
Total año	0	0	0

Generación Distribuida en Humahuaca

Con el traslado de la mitad del parque de generación a gasoil situado en Piedra Negra hacia la ET Humahuaca, se constituyó el servicio de Generación Distribuida Humahuaca, con una potencia instalada de 4 x 800 kW (3,2 MW) y un sistema de almacenaje de gasoil de 50.000 litros conforme a las exigencias de la Secretaría de Energía – Subsecretaría de Combustibles de la Nación. La puesta en servicio de la Central fue efectuada el 15 de Agosto de 2018.

Los gastos de inversión, los costos variables de producción (combustibles y no combustibles) y los operativos asociados, no implican un costo tarifario adicional en términos de su consideración en el servicio de Reserva Fría en Piedra Negra.

Fondo Nacional de la Energía Eléctrica

Se considera la nueva tasa (15,5 \$/MWh) del Fondo Nacional de la Energía establecida a través de la Resolución SEE N° 20/2017.

SAP

Precio del gas natural

Conforme a concurso de precios del gas natural destinado a la generación de energía eléctrica en el SAP realizado el 20 ABRIL 2018, se tiene para el período NOVIEMBRE/2018 – ABRIL/2019 un precio estacional de **176,54 USD/dam³**. La tabla siguiente muestra los precios del gas en punto de inyección del sistema de transporte y costos del transporte hasta cada una de las centrales y el resultado ponderado de los mismos, que se empleará como precio de referencia para el presente trimestre. El tipo de cambio es el dólar de referencia circular 3500 del Banco Central de la República Argentina y corresponde al promedio del mes de **SEPTIEMBRE 2018**.

También se consideran los cargos del Cuadro Tarifario de GASNOR que fuera aprobado mediante **Resolución ENARGAS N° 302/2018**. De este modo, el precio del gas puesto en el SAP queda establecido conforme al cuadro siguiente.

		Piedra Negra	Miraflores	Piedra Negra + Miraflores
Subtotal gas	\$/m3	7,0788	7,0788	7,0788
Subtotal T&D firme	\$/m3	0,3854	2,0665	0,4248
Total gas puesto en SAP	\$/m3	7,4642	9,1453	7,5035
Total gas puesto en SAP	USD/m3	0,3689	0,4520	0,1944

Precio del gasoil

Conforme al Subanexo tarifario se emplea el precio de referencia del gasoil Ultradiesel de YPF puesto en el ámbito del SAP en el mes anterior al período tarifario. Para el trimestre en consideración, la facturación de YPF por el gasoil puesto en el SAP se corresponde con el mes de **SEPTIEMBRE 2018** y presenta la siguiente estructura de costos.

	Período	Nov/18– Ene/19
	Mes real de refer,	Sep/2018
Precio refinería puesto en La Quiaca de Ultradiesel YPF	\$/litro	27,3470
Impuesto a la Transferencia de Combustibles - Ley 27430	\$/litro	4,3317
Impuesto sobre CO2	\$/litro	0,4941
Precio refinería puesto en La Quiaca + ITC + CO2	\$/litro	32,1728
Ingresos Brutos	%	0,00%
Precio del litro de gasoil puesto en el SAP	\$/litro	32,1728

Incidencia del Balance Ex post del trimestre “t-2” (trimestre MAYO – JULIO/2018)

Resultados del balance

El resultado neto del presente balance de precios, cuyo detalle de cálculo se muestra en documento “Balance Ex post de Precios - Trimestre **MAYO – JULIO/2018**” y asciende a la suma de **\$ 2.978.722** (pesos dos millones novecientos setenta y ocho mil setecientos veintidós) en favor de la demanda de usuarios, la que deberá incorporar en los precios de la potencia y energía a transferir en el trimestre considerado en este documento conforme a lo que se indica en la tabla siguiente.

Potencia	\$/trimestre	-73.959
Energía de Punta	\$/trimestre	973.501
Energía de Resto	\$/trimestre	1.496.947
Energía de Valle	\$/trimestre	582.232
Total	\$/trimestre	2.978.722

(-) crédito a demanda
(+) débito a demanda

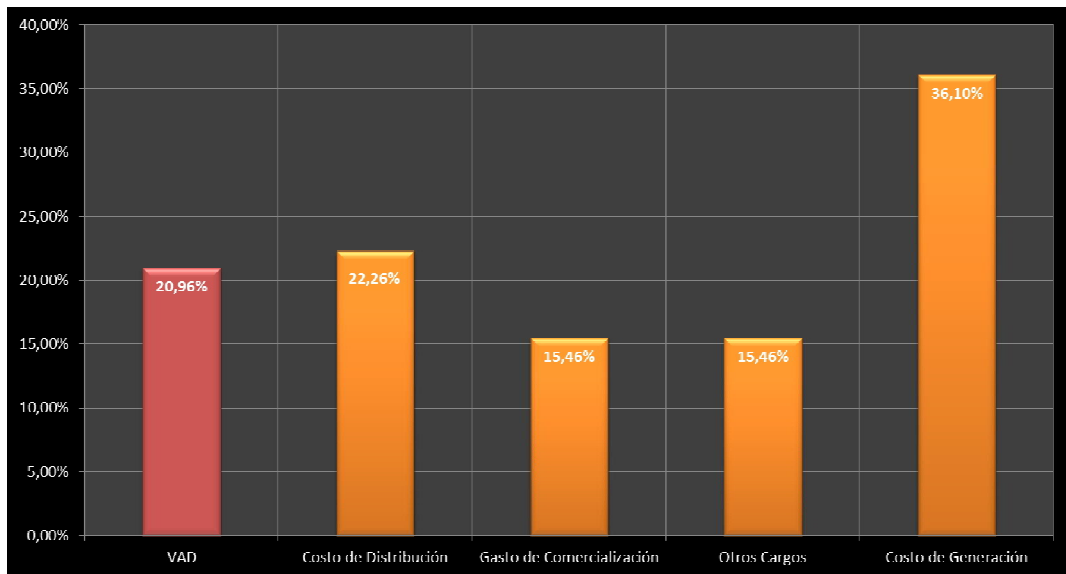
Balance del Cargo Variable FONINVEMEM

Se calculan los cargos en un todo de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 072 – SUSEPU del 20 de febrero de 2006. De acuerdo a lo establecido en el Artículo 4, se incluye en el Cuadro Tarifario propuesto el apartado “APORTES AL FONDO DE INVERSIONES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA Resolución Secretaría de Energía N° 1866/2005”.

En cuanto al balance expost del trimestre **MAYO– JULIO/ 2018**, del Cargo Variable FONINVEMEM, el resultado es de \$ **24.393** (pesos veinticuatro mil trescientos noventa y tres).

3 Costos de Distribución, Gastos de Comercialización, Otros Cargos y Costos de Generación

En el marco del Subanexo 2 – “Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario”, se aplica metodología expresada en el mismo cuyos resultados de variación de costos de la actividad de distribución se resumen en el Cuadro siguiente.



Gerencia Comercial
02-OCTUBRE-2018

II - PROCESOS DE DATOS Y PRECIOS EX-ANTE

COMPOSICION DE LOS \$CFT

		COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO						CALIDAD DEL TRANSPORTE
		TRANSENER			TRANSNOA			
Período / Concepto Facturado	C.Conexión	C.Compl.	Reactivo	C.Conexión	C.Compl.	Reactivo		Premios/Resarcimientos
1 noviembre-18								
2 diciembre-18								
3 enero-19								
Factor descuento	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00		
4 Resarcimiento	-	-	-	-	-	-		(342)
5 Resarcimiento								(1.700)
6 Resarcimiento								(15)
7 Resarcimiento								(5.361)
8 Resarcimiento								(6.949)
9 Resarcimiento								(573)
10 Premios								6.307
11 Premios								5.950
12 Premios								5.797
13 Premios								5.659
14 Premios								4.878
15 Premios								4.745
16								
17								
18								
19								
21								
22								
23								
24								
25								
							-	18.396

\$CFT 0

COMPOSICION DE LOS \$CFT

Fuentes

	Tipo de documento	Nro	Emision
4	NC	51-109319	21-ago-18
5	NC	51-109326	21-ago-18
6	NC	51-109332	21-ago-18
7	NC	51-109339	21-ago-18
8	NC	51-109349	21-ago-18
9	NC	51-109359	21-ago-18
10	ND	51-129281	21-ago-18
11	ND	51-129289	21-ago-18
12	ND	51-129297	21-ago-18
13	ND	51-129305	21-ago-18
14	ND	51-129313	21-ago-18
15	ND	51-129321	21-ago-18

GASTOS Y/O INVERSIONES DE CAMMESA

Concepto	Fuente	Período	Monto
Gastos e Inversiones de CAMMESA	DTE 0818	noviembre-18	113.543
Gastos e Inversiones de CAMMESA	DTE 0918	diciembre-18	113.543
Gastos e Inversiones de CAMMESA	DTE 1018	enero-19	113.543

Total			340.629
--------------	--	--	----------------

Tipo de documento	Nro	Emission
Factura	52-43670	06-sep-18

e

DEMANDAS PREVISTAS ABASTECER POR EL MEM, GENERACION DISTRIBUIDA Y LA GENERACION DEL SISTEMA AISLADO
Energía prevista abastecer y abastecida del MEM en [kWh]

	Previsión				Abastecimiento			
	Pico	Resto	Valle	Total	Pico	Resto	Valle	Total
noviembre-18	20.892.955	42.509.835	19.385.750	82.788.541				0
diciembre-18	22.988.627	48.553.343	22.450.489	93.992.459				0
enero-19	22.507.853	47.757.833	20.628.639	90.894.325				0
Trimestre	66.389.435	138.821.011	62.464.878	267.675.325	0	0	0	0

0,25 0,52 0,23 1 0
0

Requerimiento máximo de potencia al MEM en [kW]

	Previsión	Abastecimiento
noviembre-18	167.761	
diciembre-18	181.683	
enero-19	169.377	
SUM POTREF	518.821	

Energía aportada por la Generación Distribuida en [kWh]

	Previsión				Abastecimiento			
	Pico	Resto	Valle	Total	Pico	Resto	Valle	Total
noviembre-18				0				0
diciembre-18				0				0
enero-19				0				0
Trimestre	0	0	0	0	0	0	0	0

Potencia máxima aportada por la GD[kW]

	Previsión	Abastecimiento
noviembre-18		
diciembre-18		
enero-19		
SUM POTREF	0	

DEMANDAS PREVISTAS ABASTECER POR EL MEM, GENERACION DISTRIBUIDA Y LA GENERACION DEL SISTEMA AISLADO

Energía prevista abastecer y abastecida del sistema La Quiaca en [kWh]

	Previsión				Abastecimiento			
	Pico	Resto	Valle	Total	Pico	Resto	Valle	Total
noviembre-18	595.363	1.079.233	479.186	2.153.782				0
diciembre-18	596.196	1.113.184	509.576	2.218.955				0
enero-19	595.351	1.110.925	453.308	2.159.584				0
Trimestre	1.786.909	3.303.342	1.442.070	6.532.321	0	0	0	0
	0,27	0,51	0,22	1				

Demanda máxima de potencia del sistema La Quiaca en [kW]

	Previsión	Abastecimiento
noviembre-18	4.735	
diciembre-18	4.796	
enero-19	4.476	
SUMA	14.008	

Energía prevista abastecer y abastecida del sistema Susques en [kWh]

	Previsión				Abastecimiento			
	Pico	Resto	Valle	Total	Pico	Resto	Valle	Total
noviembre-18	31.105	56.385	25.035	112.525				0
diciembre-18	30.721	57.359	26.257	114.338				0
enero-19	33.890	63.238	25.805	122.933				0
Trimestre	95.716	176.983	77.097	349.796	0	0	0	0
	0,01	0,03	0,01	0				

Demanda máxima de potencia del sistema Susques en [kW]

	Previsión	Abastecimiento
noviembre-18	269	
diciembre-18	250	
enero-19	278	
SUMA	797	

COMPOSICION DE LA GENERACION FORZADA (\$GF) TRIMESTRE (n-1)

1- Nodo Güemes

Mes	\$GF tensión (desp.mínimo)			\$GF seguridad (máq.adicional)			\$GF despacho de seguridad
	Energía	Potencia	Subtotal	Energía	Potencia	Subtotal	(1) + (2)
mayo-18			0			0	0
junio-18			0			0	0
julio-18			0			0	0
total trimestre	0	0	0	0	0	0	0

2- Nodo Palpalá

Mes	\$GF tensión (desp.mínimo)			\$GF seguridad (máq.adicional)			\$GF despacho de seguridad
	Energía	Potencia	Subtotal (1)	Energía	Potencia	Subtotal (2)	(1) + (2)
mayo-18			0			0	0
junio-18			0			0	0
julio-18			0			0	0
total trimestre	0	0	0	0	0	0	0

3- Nodo San Pedro

Mes	\$GF tensión (desp.mínimo) (1)			\$GF seguridad (máq.adicional) (2)			\$GF despacho de seguridad
	Energía	Potencia	Subtotal	Energía	Potencia	Subtotal	(1) + (2)
mayo-18			0			0	0
junio-18			0			0	0
julio-18			0			0	0
total trimestre	0	0	0	0	0	0	0

4- Nodo Cabra Corral

Mes	\$GF tensión (desp.mínimo) (1)			\$GF seguridad (máq.adicional) (2)			\$GF despacho de seguridad
	Energía	Potencia	Subtotal (1)	Energía	Potencia	Subtotal (2)	(1) + (2)
mayo-18			0			0	0
junio-18			0			0	0
julio-18			0			0	0
total trimestre	0	0	0	0	0	0	0

5- Nodo El Bracho

Mes	\$GF tensión (desp.mínimo) (1)			\$GF seguridad (máq.adicional) (2)			\$GF despacho de seguridad
	Energía	Potencia	Subtotal	Energía	Potencia	Subtotal	(1) + (2)
mayo-18			0			0	0
junio-18			0			0	0
julio-18			0			0	0
total trimestre	0	0	0	0	0	0	0

Resumen

Mes	\$GF tensión (desp.mínimo) (1)			\$GF seguridad (máq.adicional) (2)			\$GF despacho de seguridad
	Energía	Potencia	Subtotal	Energía	Potencia	Subtotal	(1) + (2)
mayo-18	0	0	0	0	0	0	0 [1]
junio-18	0	0	0	0	0	0	0 [2]
julio-18	0	0	0	0	0	0	0 [3]
SGF	0	0	0	0	0	0	0

III - CALCULO DEL PRECIO DE LA ENERGIA Y POTENCIA

Nov18

Plexo Legal

DISP.75 SEE

1 Datos de demanda

sin	Emem pico	MWh-trimestre	66.389,435
sin	Emem resto	MWh-trimestre	138.821,011
sin	Emem valle	MWh-trimestre	62.464,878
sin	Emem total	MWh-trimestre	267.675,325
sin	Egd pico	MWh-trimestre	0,000
sin	Egd resto	MWh-trimestre	0,000
sin	Egd valle	MWh-trimestre	0,000
sin	Egd total	MWh-trimestre	0,000
sap	Eslq pico	MWh-trimestre	1.786,909
sap	Eslq resto	MWh-trimestre	3.303,342
sap	Eslq valle	MWh-trimestre	1.442,070
sap	Eslq total	MWh-trimestre	6.532,321
sap	Esusques pico	MWh-trimestre	95,716
sap	Esusques resto	MWh-trimestre	176,983
sap	Esusques valle	MWh-trimestre	77,097
sap	Esusques total	MWh-trimestre	349,796
sapd	Esapdisperso pico	MWh-trimestre	55,784
sapd	Esapdisperso resto	MWh-trimestre	145,039
sapd	Esapdisperso valle	MWh-trimestre	66,941
sapd	Esapdisperso total	MWh-trimestre	267,764
	Eusnoreg pico	MWh-trimestre	-2,701
	Eusnoreg resto	MWh-trimestre	-7,022
	Eusnoreg valle	MWh-trimestre	-3,241
	Eusnoreg total	MWh-trimestre	-12,963
	Egd+Esap-Eusnoreg pico	MWh-trimestre	1.935,709
	Egd+Esap-Eusnoreg resto	MWh-trimestre	3.618,342
	Egd+Esap-Eusnoreg valle	MWh-trimestre	1.582,868
	Egd+Esap-Eusnoreg total	MWh-trimestre	7.136,918
	Emem+Egd+Esap-Eusnoreg pico	MWh-trimestre	68.325,144
	Emem+Egd+Esap-Eusnoreg resto	MWh-trimestre	142.439,353
	Emem+Egd+Esap-Eusnoreg valle	MWh-trimestre	64.047,746
	Emem+Egd+Esap-Eusnoreg total	MWh-trimestre	274.812,243
	Ratio punta	pu	0,02833
	Ratio resto	pu	0,02540
	Ratio valle	pu	0,02471
	Ratio = sap/(mem+sap)	pu	0,02597
	Factor Res.450-SUSEPU-2007		1,000
	Pmem	MW	518,821
	Pgd	MW	0,000
	Pslq	MW	14,008
	Psusques	MW	0,797
	Pmedconredes	MW	
	SUMPOTREF total	MW	533,626

2 Precios estacionales

\$POTREF	\$/MW	10.000,00
CFT	\$/trimestre	0
PET AT	\$/MWh	64,00
PET DISTRO	\$/MWh	87,07
PET	\$/MWh	151,07
Premios y/o resarcimientos	\$/trimestre	18.396
GCA	\$/trimestre	340.629
TFyC	\$/trimestre	467.181

		Nov18
PP	\$/MW	11.548
CUST	\$/MW	1.548
Pesp_res_ <150 kWh/mes	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res_ <150 kWh/mes	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res_ <150 kWh/mes	\$/MWh	1.330,00
Pesp_res(>=150<190 kWh/mes)	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res(>=150<190 kWh/mes)	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res(>=150<190 kWh/mes)	\$/MWh	1.330,00
Pesp_res(>=190<300 kWh/mes)	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res(>=190<300 kWh/mes)	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res(>=190<300 kWh/mes)	\$/MWh	1.330,00
Pesp_res_ >=300<500 kWh/mes	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res_ >=300<500 kWh/mes	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res_ >=300<500 kWh/mes	\$/MWh	1.330,00
Pesp_res_>500 <=700 kWh/mes (Res.SE 1169/08_Anexo)	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res_>500 <=700 kWh/mes (Res.SE 1169/08_Anexo)	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res_>500 <=700 kWh/mes (Res.SE 1169/08_Anexo)	\$/MWh	1.330,00
Pesp_res_>700 <= 1400 kWh/mes (Res.SE 1169/08_Ane)	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res_>700 <= 1400 kWh/mes (Res.SE 1169/08_Ane)	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res_>700 <= 1400 kWh/mes (Res.SE 1169/08_Ane)	\$/MWh	1.330,00
Pesp_res_> 1400 kWh/mes (Res.SE 1169/08_Anexo XI)	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res_>1400 kWh/mes (Res.SE 1169/08_Anexo XI)	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res_>1400 kWh/mes (Res.SE 1169/08_Anexo XI)	\$/MWh	1.330,00
Pesp_ap	\$/MWh	1.470,00
Pesr_ap	\$/MWh	1.400,00
Pesv_ap	\$/MWh	1.330,00
Pesp_no res <250 kWh/mes	\$/MWh	1.470,00
Pesr_no res <250 kWh/mes	\$/MWh	1.400,00
Pesv_no res <250 kWh/mes	\$/MWh	1.330,00
Pesp_no res_< 2000 kWh/mes (Res .SE 1169/08_Anexo)	\$/MWh	1.470,00
Pesr_no res_< 2000 kWh/mes (Res .SE 1169/08_Anexo X)	\$/MWh	1.400,00
Pesv_no res_< 2000 kWh/mes (Res .SE 1169/08_Anexo)	\$/MWh	1.330,00
Pesp_no res_>= 2000 kWh/mes (Res .SE 1169/08_Anexo)	\$/MWh	1.470,00
Pesr_no res_>= 2000 kWh/mes (Res .SE 1169/08_Anexo)	\$/MWh	1.400,00
Pesv_no res_>= 2000 kWh/mes (Res .SE 1169/08_Anexo)	\$/MWh	1.330,00
Pesp_>=10 <50 kW_BT	\$/MWh	1.470,00
Pesr_>=10 <50 kW_BT	\$/MWh	1.400,00
Pesv_>=10 <50 kW_BT	\$/MWh	1.330,00
Pesp_>=50 <300 kW_BT	\$/MWh	1.470,00
Pesr_>=50 <300 kW_BT	\$/MWh	1.400,00
Pesv_>=50 <300 kW_BT	\$/MWh	1.330,00
Pesp_>= 300 kW_BT	\$/MWh	2.283,00
Pesr_>= 300 kW_BT	\$/MWh	2.174,00
Pesv_>= 300 kW_BT	\$/MWh	2.065,00
Pesp_>=50 <300 kW_MT	\$/MWh	1.470,00
Pesr_>=50 <300 kW_MT	\$/MWh	1.400,00
Pesv_>=50 <300 kW_MT	\$/MWh	1.330,00
Pesp_>= 300 kW_MT	\$/MWh	2.283,00
Pesr_>= 300 kW_MT	\$/MWh	2.174,00
Pesv_>= 300 kW_MT	\$/MWh	2.065,00
Pesp_>=10 <50 kW_BTE	\$/MWh	1.470,00
Pesr_>=10 <50 kW_BTE	\$/MWh	1.400,00
Pesv_>=10 <50 kW_BTE	\$/MWh	1.330,00
Pesp_>=50 <300 kW_BTE	\$/MWh	1.470,00
Pesr_>=50 <300 kW_BTE	\$/MWh	1.400,00
Pesv_>=50 <300 kW_BTE	\$/MWh	1.330,00

		Nov18
Pesp_>=10 <50 kW_BT-FTT	\$/MWh	1.470,00
Pesr_>=10 <50 kW_BT-FTT	\$/MWh	1.400,00
Pesv_>=10 <50 kW_BT-FTT	\$/MWh	1.330,00
Pesp_>=50 <300 kW_BT-FTT	\$/MWh	1.470,00
Pesr_>=50 <300 kW_BT-FTT	\$/MWh	1.400,00
Pesv_>=50 <300 kW_BT-FTT	\$/MWh	1.330,00
Pesp_>= 300 kW_BT-FTT	\$/MWh	2.283,00
Pesr_>= 300 kW_BT-FTT	\$/MWh	2.174,00
Pesv_>= 300 kW_BT-FTT	\$/MWh	2.065,00
Pesp_>=50 <300 kW_MT-FTT	\$/MWh	1.470,00
Pesr_>=50 <300 kW_MT-FTT	\$/MWh	1.400,00
Pesv_>=50 <300 kW_MT-FTT	\$/MWh	1.330,00
Pesp_>= 300 kW_MT-FTT	\$/MWh	2.283,00
Pesr_>= 300 kW_MT-FTT	\$/MWh	2.174,00
Pesv_>= 300 kW_MT-FTT	\$/MWh	2.065,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>10%*Em,a-1 y [Em,a - Em,a-1]<=20%*Em,a-1	Res.SE 06/16 - Arts.5°	
Pesp_res <150 kWh/mes	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res <150 kWh/mes	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res <150 kWh/mes	\$/MWh	1.330,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>20%*Em,a-1		
Pesp_res <150 kWh/mes	\$/MWh	1.323,00
Pesr_res <150 kWh/mes	\$/MWh	1.260,00
Pesv_res <150 kWh/mes	\$/MWh	1.197,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>10%*Em,a-1 y [Em,a - Em,a-1]<=20%*Em,a-1	Res.SE 06/16 - Arts.5°	
Pesp_res(>=150<300 kWh/mes)	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res(>=150<300 kWh/mes)	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res(>=150<300 kWh/mes)	\$/MWh	1.330,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>20%*Em,a-1		
Pesp_res(>=150<300 kWh/mes)	\$/MWh	1.323,00
Pesr_res(>=150<300 kWh/mes)	\$/MWh	1.260,00
Pesv_res(>=150<300 kWh/mes)	\$/MWh	1.197,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>10%*Em,a-1 y [Em,a - Em,a-1]<=20%*Em,a-1	Res.SE 06/16 - Arts.5°	
Pesp_res_ >=300<500 kWh/mes	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res_ >=300<500 kWh/mes	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res_ >=300<500 kWh/mes	\$/MWh	1.330,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>20%*Em,a-1		
Pesp_res_ >=300<500 kWh/mes	\$/MWh	1.323,00
Pesr_res_ >=300<500 kWh/mes	\$/MWh	1.260,00
Pesv_res_ >=300<500 kWh/mes	\$/MWh	1.197,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>10%*Em,a-1 y [Em,a - Em,a-1]<=20%*Em,a-1	Res.SE 06/16 - Arts.5°	
Pesp_res_ >=500<700 kWh/mes	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res_ >=500<700 kWh/mes	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res_ >=500<700 kWh/mes	\$/MWh	1.330,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>20%*Em,a-1		
Pesp_res_ >=500<700 kWh/mes	\$/MWh	1.323,00
Pesr_res_ >=500<700 kWh/mes	\$/MWh	1.260,00
Pesv_res_ >=500<700 kWh/mes	\$/MWh	1.197,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>10%*Em,a-1 y [Em,a - Em,a-1]<=20%*Em,a-1	Res.SE 06/16 - Arts.5°	
Pesp_res_ >=700<1400 kWh/mes	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res_ >=700<1400 kWh/mes	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res_ >=700<1400 kWh/mes	\$/MWh	1.330,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>20%*Em,a-1		
Pesp_res_ >=700<1400 kWh/mes	\$/MWh	1.323,00
Pesr_res_ >=700<1400 kWh/mes	\$/MWh	1.260,00
Pesv_res_ >=700<1400 kWh/mes	\$/MWh	1.197,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>10%*Em,a-1 y [Em,a - Em,a-1]<=20%*Em,a-1	Res.SE 06/16 - Arts.5°	
Pesp_res_ >=1400 kWh/mes	\$/MWh	1.470,00
Pesr_res_ >=1400 kWh/mes	\$/MWh	1.400,00
Pesv_res_ >=1400 kWh/mes	\$/MWh	1.330,00
Plan Estímulo - si [Em,a - Em,a-1]>20%*Em,a-1		
Pesp_res_ >=1400 kWh/mes	\$/MWh	1.323,00
Pesr_res_ >=1400 kWh/mes	\$/MWh	1.260,00
Pesv_res_ >=1400 kWh/mes	\$/MWh	1.197,00

Nov18

Tarifa Social

	Res.SE 1091/17	
Pesp_base <= 150 kWh/mes	\$/MWh	0,00
Pesr_base <= 150 kWh/mes	\$/MWh	0,00
Pesv_base <= 150 kWh/mes	\$/MWh	0,00

Pesp_exced > 150 kWh/mes, <= 300 kWh/mes	\$/MWh	735,00
Pesr_exced > 150 kWh/mes, <= 300 kWh/mes	\$/MWh	700,00
Pesv_exced > 150 kWh/mes, <= 300 kWh/mes	\$/MWh	665,00

Pesp_exced > 300 kWh/mes	\$/MWh	1.470,00
Pesr_exced > 300 kWh/mes	\$/MWh	1.400,00
Pesv_exced > 300 kWh/mes	\$/MWh	1.330,00

Tarifa Social - si Em,a <= 80% x Em,a-1

Pesp_exced > 150 kWh/mes, <= 300 kWh/mes	\$/MWh	661,50
Pesr_exced > 150 kWh/mes, <= 300 kWh/mes	\$/MWh	630,00
Pesv_exced > 150 kWh/mes, <= 300 kWh/mes	\$/MWh	598,50

Tarifa Social - si Em,a <= 80% x Em,a-1

Pesp_exced > 300 kWh/mes	\$/MWh	1.323,00
Pesr_exced > 300 kWh/mes	\$/MWh	1.260,00
Pesv_exced > 300 kWh/mes	\$/MWh	1.197,00

	Res.SE 20/17 -	
	Arts.8°	
Electrodependientes		
Pesp_base <= 600 kWh/mes	\$/MWh	0,00
Pesr_base <= 600 kWh/mes	\$/MWh	0,00
Pesv_base <= 600 kWh/mes	\$/MWh	0,00

Electrodependientes - si Em,a <= Em,a-1		
Pesp_exced > 600 kWh/mes	\$/MWh	0,00
Pesr_exced > 600 kWh/mes	\$/MWh	0,00
Pesv_exced > 600 kWh/mes	\$/MWh	0,00

Electrodependientes - si Em,a > Em,a-1		
Pesp_exced > 600 kWh/mes, <= 1050 kWh/mes	\$/MWh	0,00
Pesr_exced > 600 kWh/mes, <= 1050 kWh/mes	\$/MWh	0,00
Pesv_exced > 600 kWh/mes, <= 1050 kWh/mes	\$/MWh	0,00

Electrodependientes - si Em,a > Em,a-1		
Pesp_exced >1050 kWh/mes	\$/MWh	0,00
Pesr_exced >1050 kWh/mes	\$/MWh	0,00
Pesv_exced >1050 kWh/mes	\$/MWh	0,00

PEEST - Res.SE N°2016/2012 - Nota SSEE N°71/2013	\$/MWh	1.000,35
Pf	\$/MWh	15,5000
Foninvemem	\$/MWh	3,6000
fpebt<300 kW	pu	1,1414
fpebt>300 kW	pu	1,0482
fpemt	pu	1,0411

	Control transferencia Retroactivo TRANSNOA n° de cuota	---
Var%CG semestral	pu	1,361
\$GF (Generación Distribuída)	\$/trimestre	0
\$DIFE (Plan Alternativo)	\$/trimestre	0
Canon Güemes - Las Maderas	\$/trimestre	0
Otros Canon	\$/trimestre	0
\$CVT	\$/trimestre	0
CVT	\$/MWh	0,0000

e Detalle de cálculo del Cuadro Tarifario

Nov18

3	Determinación de SP		
3.1	Estimación del psinpond		
	Ponderado		
	Pesinp = Pesp + Pf*k + CVT	\$/MWh	1.025,81
	Pesinr = Pesr + Pf*k + CVT	\$/MWh	1.009,68
	Pesinv = Pesv + Pf*k + CVT	\$/MWh	947,41
	Pesinpond	\$/MWh	1.000,35
3.2	Precios de referencia del combustible		
	Ratio de despacho	pu	100/0
	Datos básicos "b"		
	Peslq(o)	\$/MWh	4.898,979
	Alícuotas de localidades dispersas conectadas (detracción)	\$/MWh	181,40
	(Peslq(o) - Alícuotas de conexión)	\$/MWh	4.717,576
	Costo de Generación (A)		
	Datos básicos "b"		
	CGb	\$/MWh	2.892,74
	Datos del trimestre actual "a"		
	Var%CG semestral	pu	
	Var%CG	pu	1,8652
	CGa	\$/MWh	5.395,62
	A (Ck+Coym)	pu	0,59048
	Costo del gasoil (B)		
	Var%Gasoil	pu	2,0885
	(Precio YPF puesto en La Quiaca) "b"	\$/litro	15,4048
	(Precio YPF puesto en La Quiaca) "a"	\$/litro	32,1728
	B (Cgasoil)	pu	0,11001
	Costo del gas natural (C)		
	Var%Gas natural	pu	2,5876
	Costo de (630.825 + 15.124 m3) en (Piedra Negra + Miraflores) "b"	\$/m3	2,8998
	Costo de (630.825 + 15.124 m3) en (Piedra Negra + Miraflores) "a"	\$/m3	7,5035
	C (Cgas)	pu	0,29951
	Precio del Sistema Aislado Provincial		
	PESAP	\$/MWh	9.935,95
			9.935,95
	SPp	\$/MWh	253,15
	SPr	\$/MWh	226,99
	SPv	\$/MWh	220,83
	SPmedio	\$/MWh	232,06
	<i>check sanity</i>	\$/MWh	232,06
	Factor Energía		0,0260
	Pesap - Pesinp	\$/MWh	8.935,6
	SPmedio	\$/MWh	232,06
3.3	Otras Diferencias (\$DIFE)		
	\$DIFEo	\$/trimestre	0
	DCG	pu	1,3610
	\$DIFE	\$/trimestre	0
	\$DIFE unitario	\$/MWh	0,00
3.4	\$DIFE (Res.06/16 - TS)		
	\$DIFE TS unitario	\$/MWh	0,00
3.5	Sobrepuestos (PESAP+\$DIFE)		
	SPp	\$/MWh	253,15
	SPr	\$/MWh	226,99
	SPv	\$/MWh	220,83
	SPmedio	\$/MWh	232,06
	<i>check sanity</i>	\$/MWh	232,06

		Nov18
4	Balance trimestre "n-2"	
	Trimestre considerado	May - Jul18
	\$BALPP	\$/trimestre -73.959
	\$BALPEP	\$/trimestre 973.501
	\$BALPER	\$/trimestre 1.496.947
	\$BALPEV	\$/trimestre 582.232
	\$BALPE	\$/trimestre 3.052.681
	BALPP	\$/MW -138,60
	BALPEP	\$/MWh 14,26
	BALPER	\$/MWh 10,52
	BALPEV	\$/MWh 9,10
	BALPE	\$/MWh 11,11
		243,167
5	Precios de referencia área de distribución Jujuy	
	Precios energía	1,000
5.1	Demanda residencial < 10 kW_0-150 kWh/mes	
	PP	\$/kW 11,4097
	Pep	\$/kWh 1,9040
	Per	\$/kWh 1,8041
	Pev	\$/kWh 1,7265
	Plan estímulo 10% < (Em a - Em a-1) <= 20%	
	PP	\$/kW 11,4097
	Pep	\$/kWh 1,9040
	Per	\$/kWh 1,8041
	Pev	\$/kWh 1,7265
	Plan estímulo (Em a - Em a-1) > 20%	
	PP	\$/kW 11,4097
	Pep	\$/kWh 1,7570
	Per	\$/kWh 1,6641
	Pev	\$/kWh 1,5935
5.2	Demanda residencial < 10 kW_150-190 kWh/mes	
	PP	\$/kW 11,4097
	Pep	\$/kWh 1,9040
	Per	\$/kWh 1,8041
	Pev	\$/kWh 1,7265
	Plan estímulo 10% < (Em a - Em a-1) <= 20%	
	PP	\$/kW 11,4097
	Pep	\$/kWh 1,9040
	Per	\$/kWh 1,8041
	Pev	\$/kWh 1,7265
	Plan estímulo (Em a - Em a-1) > 20%	
	PP	\$/kW 11,4097
	Pep	\$/kWh 1,7570
	Per	\$/kWh 1,6641
	Pev	\$/kWh 1,5935
5.3	Demanda residencial < 10 kW_190-300 kWh/mes	
	PP	\$/kW 11,4097
	Pep	\$/kWh 1,9040
	Per	\$/kWh 1,8041
	Pev	\$/kWh 1,7265
	Plan estímulo 10% < (Em a - Em a-1) <= 20%	
	PP	\$/kW 11,4097
	Pep	\$/kWh 1,90398
	Per	\$/kWh 1,80408
	Pev	\$/kWh 1,72650
	Plan estímulo (Em a - Em a-1) > 20%	
	PP	\$/kW 11,4097
	Pep	\$/kWh 1,75698
	Per	\$/kWh 1,66408
	Pev	\$/kWh 1,59350

5.4	Demanda residencial < 10 kW_300-500 kWh/mes		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Plan estímulo 10% < (Em a - Em a-1) <= 20%		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Plan estímulo (Em a - Em a-1) > 20%		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,7570
Per	\$/kWh	1,6641	
Pev	\$/kWh	1,5935	
5.5	Demanda residencial < 10 kW_500-700 kWh/mes		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Plan estímulo 10% < (Em a - Em a-1) <= 20%		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Plan estímulo (Em a - Em a-1) > 20%		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,7570
Per	\$/kWh	1,6641	
Pev	\$/kWh	1,5935	
5.6	Demanda residencial < 10 kW_700 - 1400 kWh/mes		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Plan estímulo 10% < (Em a - Em a-1) <= 20%		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Plan estímulo (Em a - Em a-1) > 20%		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,7570
Per	\$/kWh	1,6641	
Pev	\$/kWh	1,5935	
5.7	Demanda residencial < 10 kW_>1400 kWh/mes		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Plan estímulo 10% < (Em a - Em a-1) <= 20%		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Plan estímulo (Em a - Em a-1) > 20%		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,7570
Per	\$/kWh	1,6641	
Pev	\$/kWh	1,5935	

6	Demanda Alumbrado Público		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Demanda no residencial < 10 kW =< 250 kWh/mes		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Demanda no residencial < 10 kW_250 - 1000 kWh/mes		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Demanda no residencial < 10 kW_> 1000 kWh/mes		
	PP	\$/kW	11,410
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Demanda GU > = 10 kW < = 50 kW BT		
	PP	\$/kW	11,410
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Demanda GU > = 50 kW < = 300 kW BT		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Demanda GU > = 300 kW BT		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	2,7170
	Per	\$/kWh	2,5781
	Pev	\$/kWh	2,4615
	Demanda GU > = 50 kW < = 300 kW MT		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Demanda GU > = 300 kW MT		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	2,7170
	Per	\$/kWh	2,5781
	Pev	\$/kWh	2,4615
	Demanda GU > = 10 kW < = 50 kW BTE		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Demanda GU > = 50 kW < = 300 kW BTE		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265
	Demanda GU > = 10 kW < = 50 kW BT-FTT		
	PP	\$/kW	11,4097
	Pep	\$/kWh	1,9040
	Per	\$/kWh	1,8041
	Pev	\$/kWh	1,7265

Nov18

Demanda GU > = 50 kW < 300 kW BT-FTT

PP	\$/kW	11,4097
Pep	\$/kWh	1,9040
Per	\$/kWh	1,8041
Pev	\$/kWh	1,7265

Demanda GU > = 300 kW BT-FTT

PP	\$/kW	11,4097
Pep	\$/kWh	2,7170
Per	\$/kWh	2,5781
Pev	\$/kWh	2,4615

Demanda GU > = 50 kW < = 300 kW MT-FTT

PP	\$/kW	11,4097
Pep	\$/kWh	1,9040
Per	\$/kWh	1,8041
Pev	\$/kWh	1,7265

Demanda GU > = 300 kW MT-FTT

PP	\$/kW	11,4097
Pep	\$/kWh	2,7170
Per	\$/kWh	2,5781
Pev	\$/kWh	2,4615

Tarifa Social (hasta 150 kWh/mes)

PP	\$/kW	11,4097
Pep	\$/kWh	0,4340
Per	\$/kWh	0,4041
Pev	\$/kWh	0,3965

Tarifa Social (>150, <= 300 kWh/mes)

PP	\$/kW	11,4097
Pep	\$/kWh	1,1690
Per	\$/kWh	1,1041
Pev	\$/kWh	1,0615

Tarifa Social (> 300 kWh/mes)

PP	\$/kW	11,4097
Pep	\$/kWh	1,9040
Per	\$/kWh	1,8041
Pev	\$/kWh	1,7265

**Tarifa Social (>150, <= 300 kWh/mes),
si Em,a <= (1-20%)*Em,2015**

PP	\$/kW	11,4097
Pep	\$/kWh	1,0955
Per	\$/kWh	1,0341
Pev	\$/kWh	0,9950

**Tarifa Social (>300 kWh/mes),
si Em,a <= (1-20%)*Em,2015**

PP	\$/kW	11,4097
Pep	\$/kWh	1,7570
Per	\$/kWh	1,6641
Pev	\$/kWh	1,5935

Electrodependientes (<= 600 kWh/mes)

PP	\$/kW	0,0000
Pep	\$/kWh	0,2674
Per	\$/kWh	0,2375
Pev	\$/kWh	0,2299

Electrodep.(Exced > 600 kWh/mes) - si Em,a <= Em,a-1

PP	\$/kW	0,0000
Pep	\$/kWh	0,2674
Per	\$/kWh	0,2375
Pev	\$/kWh	0,2299

Electrodep.(Exced > 600, <=1050 kWh/mes) - si Em,a > Em,a-1

PP	\$/kW	0,0000
Pep	\$/kWh	0,2674
Per	\$/kWh	0,2375
Pev	\$/kWh	0,2299

e Detalle de cálculo del Cuadro Tarifario

Nov18

Electrodep.(Exced > 1050 kWh/mes) - si Em,a > Em,a-1		
PP	\$/kW	0,0000
Pep	\$/kWh	0,2674
Per	\$/kWh	0,2375
Pev	\$/kWh	0,2299
Referencia para Tarifa Social		
Pespd1 "t"	\$/kWh	1,47000
Pesrd1 "t"	\$/kWh	1,40000
Pesvd1 "t"	\$/kWh	1,33000
Referencias para PFTT		
\$POTREF	\$/kW	10,0000
CUST	\$/kW	1,5483
BALPP	\$/kW	-0,1386
> = 10 kW < 300 kW - BT		
[Pesp+Pf+Foninvemem]*(fpebt-1)]	\$/kWh	0,2106
[Pesr+Pf+Foninvemem]*(fpebt-1)]	\$/kWh	0,2007
[Pesv+Pf+Foninvemem]*(fpebt-1)]	\$/kWh	0,1908
[SPP+CVT+BALPEP]	\$/kWh	0,2674
[SPR+CVT+BALPER]	\$/kWh	0,2375
[SPV+CVT+BALPEV]	\$/kWh	0,2299
> = 300 kW - BT		
[Pesp+Pf+Foninvemem]*(fpebt>300-1)]	\$/kWh	0,1109
[Pesr+Pf+Foninvemem]*(fpebt>300-1)]	\$/kWh	0,1056
[Pesv+Pf+Foninvemem]*(fpebt>300-1)]	\$/kWh	0,1004
[SPP+CVT+BALPEP]	\$/kWh	0,2674
[SPR+CVT+BALPER]	\$/kWh	0,2375
[SPV+CVT+BALPEV]	\$/kWh	0,2299
>=50 kW < 300 kW - MT		
[Pesp+Pf+Foninvemem]*(fpemt-1)]	\$/kWh	0,0613
[Pesr+Pf+Foninvemem]*(fpemt-1)]	\$/kWh	0,0584
[Pesv+Pf+Foninvemem]*(fpemt-1)]	\$/kWh	0,0555
[SPP+CVT+BALPEP]	\$/kWh	0,2674
[SPR+CVT+BALPER]	\$/kWh	0,2375
[SPV+CVT+BALPEV]	\$/kWh	0,2299
>=300 kW - MT		
[Pesp+Pf+Foninvemem]*(fpemt-1)]	\$/kWh	0,0947
[Pesr+Pf+Foninvemem]*(fpemt-1)]	\$/kWh	0,0902
[Pesv+Pf+Foninvemem]*(fpemt-1)]	\$/kWh	0,0857
[SPP+CVT+BALPEP]	\$/kWh	0,2674
[SPR+CVT+BALPER]	\$/kWh	0,2375
[SPV+CVT+BALPEV]	\$/kWh	0,2299