

CARGO POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (CUST): 1999 - 2018

Componentes de los Requerimientos de Ingresos (RI)	2015	2016	2017	2018
Costos de Operación y Mantenimiento (COM)	\$23,689,199.69	\$23,746,169.30	\$21,393,621.63	\$24,078,210.01
Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (AVNR)	\$850,855.01	\$1,689,971.46	\$1,607,864.47	\$1,659,080.96
Valor Esperado de Compensación por Fallas (VECF)	\$34,257.78	\$38,195.38	\$32,251.82	\$29,820.39
Anualidad de las Inversiones del Plan de Expansión (AI)	\$19,900,552.38	\$19,900,552.38	\$21,207,570.76	\$27,742,657.52
Menos				
Ajuste de los RI por Ingresos Adicionales (AJRI)	\$683,448.15	\$557,426.60	\$289,282.71	\$1,944.22
Descuento por cobro en exceso en el año 2002				
Otros descuentos	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
(-) Ingresos No Regulados	(7) \$948,187.10	(7) \$948,187.10		(10) \$1,600,000.00
Cálculo de los RI:				
RI = COM + AVNR + VECF + AI - AJRI	\$42,843,229.61	\$43,869,274.82	\$43,952,025.97	\$51,907,824.66
Energía Inyectada en la red de Transmisión en el año anterior (MWh)	6,381,557.65 MWh	6,486,024.61 MWh	6,547,125.26 MWh	6,553,567.06 MWh
CUST (\$/MWh)	(8) \$6.713601/MWh	\$6.763661/MWh	(9) \$6.713179/MWh	\$7.920545/MWh

(7) En los años 2015 y 2016, se aplicó descuento por Ingresos No Regulados.

(8) CUST Promedio Anual 2015: CUST enero-abril 2015 = \$5.506639/MWh; CUST mayo-junio 2015 = \$7.197820/MWh; CUST julio-diciembre 2015 = \$7.356835/MWh.

(9) CUST Promedio Anual 2017: CUST enero-octubre 2017 = \$6.513547/MWh; CUST noviembre-diciembre 2017 = \$7.711341/MWh

(10) Para el CUST 2018, se aplicó Descuento de Fondos Remanentes e Ingresos No Regulados,

Componentes de los Requerimientos de Ingresos (RI)	2011	2012 (3)	2013	2014
Costos de Operación y Mantenimiento (COM)	\$17,838,747.01	\$20,488,939.80	\$22,427,171.68	\$20,323,918.83
Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (AVNR)	\$563,180.85	\$737,163.88	\$764,402.34	\$858,475.39
Valor Esperado de Compensación por Fallas (VECF)	\$28,307.31	\$58,217.14	\$60,642.10	\$34,700.62
Anualidad de las Inversiones del Plan de Expansión (AI)	\$9,015,702.18	\$10,320,720.42	\$10,320,720.42	\$10,320,720.42
Menos				
Ajuste de los RI por Ingresos Adicionales (AJRI)	\$877,356.62	\$865,918.46	\$253,217.49	\$650,329.93
Descuento por cobro en exceso en el año 2002				
Otros descuentos (4)		\$1,179,344.53	\$203,362.92	\$11,419.13
(-) Ingresos No Regulados				
Cálculo de los RI:				
RI = COM + AVNR + VECF + AI - AJRI	\$26,568,580.73	\$29,559,778.25	\$33,116,356.13	\$30,876,066.20
Energía Inyectada en la red de Transmisión en el año anterior (MWh)	5,403,283.99 MWh	5,944,547.67 MWh	6,017,112.17 MWh	6,185,958.51 MWh
CUST (\$/MWh)	\$4.917117/MWh	(5) \$4.972587/MWh	(6) \$5.503696/MWh	\$4.991315/MWh

(3) Incluye reconsideración RI 2011 solicitada para RI 2012

(4) Este monto corresponde a Cargos por Congestión transferidos a ETESAL por la UT, de conformidad con lo estipulado en el Ac. No 253-E-2008

(5) CUST Promedio Anual 2012. CUST enero-febrero 2012 = \$4.935113/MWh; CUST Marzo-Diciembre = \$4.980081/MWh

(6) CUST Promedio Anual 2013. CUST enero-mayo 2013 = \$5.500690/MWh; CUST Junio-Diciembre = \$5.505843/MWh

Componentes de los Requerimientos de Ingresos (RI)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Costos de Operación y Mantenimiento (COM)	\$15,359,789.24	\$16,343,121.87	\$16,417,324.51	\$13,856,750.17	\$14,596,222.41	\$16,730,819.30	\$18,479,631.70
Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (AVNR)	\$1,223,392.91	\$1,448,086.27	\$1,441,508.46	\$1,437,041.09	\$1,290,633.08	\$1,256,403.44	\$1,197,177.91
Valor Esperado de Compensación por Fallas (VECF)	\$183,398.04	\$115,250.11	\$50,905.78	\$59,716.35	\$65,427.28	\$49,745.62	\$36,525.72
Anualidad de las Inversiones del Plan de Expansión (AI)	\$1,061,080.00	\$4,289,205.79	\$4,289,205.79	\$4,289,205.79	\$5,388,547.82	\$6,917,737.66	\$8,812,407.44
Menos							
Ajuste de los RI por Ingresos Adicionales (AJRI)	\$3,676,598.21	\$441,250.30	\$577,046.33	\$864,130.36	\$401,736.72	\$558,826.62	-\$767,080.58
Descuento por cobro en exceso en el año 2002			\$713,273.02	\$1,248,273.27	\$284,840.48	\$284,840.47	
Cálculo de los RI:							
RI = COM + AVNR + VECF + AI - AJRI	\$14,151,061.99	\$21,754,413.75	\$20,908,625.19	\$17,530,309.77	\$20,654,253.39	\$24,111,038.93	\$29,292,823.35
Energía Inyectada en la red de Transmisión en el año anterior (MWh)	4,504,526.88 MWh	4,619,206.26 MWh	4,782,574.85 MWh	5,037,379.90 MWh	5,191,300.33 MWh	5,378,576.62 MWh	5,207,459.61 MWh
CUST (\$/MWh)	\$3.141520/MWh	\$4.709557/MWh	(1) \$4.371834/MWh	\$3.480045/MWh	\$3.978628/MWh	\$4.482792/MWh	(2) \$5.625166/MWh

(1) Promedio Anual 2006:

CUST Enero-Febrero 2006 = \$3.835422/MWh
CUST Marzo-Diciembre 2006 = \$4.479117/MWh

(2) Promedio Anual 2010:

CUST Enero-Febrero 2010 = \$4.653819/MWh
CUST Marzo 2010 = \$4.968844/MWh
CUST Abril - Mayo 2010 = \$5.165785/MWh
CUST Junio 2010 = \$5.825802/MWh
CUST Julio-Septiembre 2010 = \$5.942497/MWh
CUST a partir de Octubre 2010 = \$6.413548/MWh

Componentes de los Requerimientos de Ingresos (RI)	1999	2000	2001	2002	2003
- Costos de Operación y Mantenimiento (COM)	\$12,859,252.46	\$15,135,981.41	\$11,250,447.89	\$10,615,779.49	\$12,138,386.29
- Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (AVNR)	\$1,857,975.66	\$980,672.32	\$1,118,960.57	\$1,118,960.54	\$1,245,686.01
- Valor Esperado de Compensación por Fallas (VECF)	\$3,154,354.29	\$2,516,340.57	\$2,550,882.86	\$213,628.43	\$1,373,199.99
Menos					
- Ingresos Adicionales (INEX)	\$0.00	\$1,485,485.71	\$1,567,789.89	\$1,556,849.23	\$2,675,056.39
Cálculo de los RI:					
RI = COM + AVNR + VECF - INEX	\$17,871,582.40	\$17,147,508.58	\$13,352,501.43	\$10,391,519.23	\$12,082,215.90
Potencia Máxima Declarada (MW)	797.80 MW	807.00 MW	628.40 MW	498.00 MW	538.00 MW
CUST (\$/MW)	\$22,401.08/MW	\$21,248.46/MW	\$21,248.41/MW	\$20,866.50/MW	\$22,457.65/MW

Nota: Hasta el año 2003 el cálculo del CUST se realizaba en función de la Potencia Máxima Declarada (MW); a partir del año 2004 dicho cálculo se realiza en función de la Energía Inyectada a la Red (MWh).