

Edesur S.A.

Revisión Tarifaria de Distribución 2016

Mecanismo de actualización del costo
propio de distribución

Septiembre 2016



ÍNDICE

1.	Síntesis	1-2
2.	MECANISMO DE ACTUALIZACIÓN DEL COSTO PROPIO DE DISTRIBUCIÓN	2-4
3.	DETALLE DE AJUSTE DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN	3-6
3.1	Variación de costos de explotación y capital	3-6
3.2	Factor de recupero de variación de costos pasada	3-11
4.	DETALLE DE OTROS FACTORES	4-13
4.1	Factor de incentivo a las inversiones de calidad	4-13
4.2	Factor de incentivo a las inversiones en tecnología	4-13
4.3	Factor de compensación ante cambios extraordinarios en el mercado eléctrico mayorista	4-14
4.4	Factor de estímulo	4-15

1. **SÍNTESIS**

En el marco de la Resolución ENRE N°55/16 para la presentación de los informes relacionados con la Revisión Tarifaria Integral correspondiente al año 2016, EDESUR ha preparado el presente informe con el fin de cumplimentar la solicitud detallada en el inciso A-14 de la misma, que invita a proponer un mecanismo de actualización del costo propio de distribución (CPD).

Este aspecto es de especial importancia habida cuenta de los altos niveles inflacionarios registrados en los últimos años (del orden de 25-30% anual), y también el previsto para el año en curso. En dicho contexto, la imposibilidad, el retraso y/o el diseño equivocado de la metodología de ajuste implicarán indefectiblemente problemas en la gestión de la empresa.

Para elaborar el mecanismo propuesto, se consideraron elementos del contrato de concesión original, la ley 24.065 y su decreto de reglamentación, así como también antecedentes sobre la prohibición de indexación prevista tanto en la Ley de Convertibilidad como las distintas Leyes de Emergencia Económica. Asimismo. Adicionalmente, la fórmula recupera elementos incorporados originalmente en el Acta Acuerdo del año 2005 (ratificada por el Decreto PEN 1959/06), que introduce un procedimiento de reconocimiento de mayores costos pero sujeto a aprobación del ENRE.

Con base en lo anteriormente expuesto, e independientemente de los ajustes trimestrales que correspondan a la variación de precios estacionales mayoristas de energía eléctrica, se propone el siguiente procedimiento que comprende las siguientes tres instancias:

- A. **Ajuste Ordinario Trimestral:** redeterminación trimestral de la estructura de remuneración de distribución, o Costo Propio de Distribución (CPD), mediante un mecanismo de actualización que contemple la variación de costos representativa de la estructura de costos de capital y de explotación del concesionario, de acuerdo a lo expuestos en los documentos de Base de Capital y Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial, con base en los valores correspondientes al mes de diciembre de 2015. El Ajuste Ordinario Trimestral incorpora además del factor de ajuste un factor adicional que tiene como objetivo corregir las distorsiones propias de un mecanismo de ajuste ex post (detallado en el punto 3.2 del presente documento). Además, se propone que los ajustes trimestrales sean automáticos, siguiendo el criterio regulatorio de la Ley de Energía Eléctrica 24.065 en su artículo 44 y el Contrato de Concesión de Edesur en el punto D del subanexo. Finalmente, durante la revisión ordinaria trimestral se incluirán factores de incentivo adicionales y extraordinarios para la RTI en curso, como por ejemplo el factor de incentivo a las inversiones en calidad (detallado en el punto 4.1 del presente documento).

Se propone que los ajustes trimestrales se realicen en paralelo con las programaciones y reprogramaciones de los precios estacionales de energía del mercado eléctrico mayorista. Esto es, en los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre.

La frecuencia de ajuste trimestral tiene como beneficio adicional una variación absoluta menor percibida por los clientes, en especial los residenciales, lo que

permite una adecuación paulatina en el tiempo del presupuesto familiar, en un contexto de cambios en las tarifas de los servicios públicos.

- B. **Revisión Anual por Reconocimiento de la Variación de Costos:** Con periodicidad anual el ENRE iniciará un procedimiento de revisión, mediante el cual evaluará la real magnitud de la variación de los costos para el Concesionario, determinando si correspondiere, el ajuste de los ingresos del mismo, en más o en menos, de acuerdo a las diferencias existentes entre los ajustes trimestrales de ingresos percibidos y la real afectación por variaciones de costos. El ENRE se expedirá dentro del plazo de sesenta (60) días corridos contados a partir de la fecha de presentación de la documentación pertinente. Complementariamente, durante la revisión anual se incluirán todos los factores de incentivo adicionales y extraordinarios propuestos para la RTI en curso, como por ejemplo el factor de compensación ante cambios extraordinarios en el mercado eléctrico mayorista (detallado en el punto 4.3 del presente documento).

Se propone el mes de febrero como punto para las revisiones anuales.

- C. **Revisiones Extraordinarias:** Cuando la aplicación de la fórmula de variación demuestre respecto del último ajuste, una variación mayor o igual al diez por ciento ($\geq 10\%$), el ENRE, una vez verificada la correcta aplicación de la fórmula mencionada precedentemente, autorizará dentro del plazo de cinco (5) días hábiles, la aplicación del nuevo Cuadro Tarifario. Asimismo, Edesur podrá solicitar al ENRE una revisión extraordinaria ante variaciones significativas en su ecuación económica. A modo de ejemplo, no exhaustivo, ante una caída significativa en la demanda por cualquier motivo no controlable por Edesur (deficiencias en generación o transporte de alta duración, crisis económica, catástrofes, etc.).

El mecanismo propuesto busca brindar un grado mínimo de automaticidad en la recomposición de ingresos para los concesionarios en el corto plazo, evitando ineficiencias e interacciones innecesarias. Dada la necesidad de ajustes anuales complementarios, el mecanismo sigue contemplando instancias de redeterminación a cargo del ENRE.

El objetivo último del ajuste del CPD es la neutralidad tarifaria. Esto es, asegurar el mantenimiento de la ecuación económica del concesionario en términos reales. Dicha estabilidad resulta crucial para asegurar la ejecución del Plan de Inversión Plurianual y con ello lograr una mejora importante en la calidad de servicio a los clientes.

2. MECANISMO DE ACTUALIZACIÓN DEL COSTO PROPIO DE DISTRIBUCIÓN

A continuación se explicita el mecanismo de actualización propuesto con la totalidad de sus factores. El mismo contempla las variaciones reales de los costos de explotación y capital y otros factores de incentivo a las inversiones en calidad y tecnología, de compensación ante cambios extraordinarios en el mercado eléctrico mayorista y factor de estímulo. A modo de principio, la fórmula se puede calcular para cualquier mes del periodo tarifario, independientemente de la frecuencia de su aplicación.

$$FA_t = (1 + VC_t) * (1 + FRVCP_t) * (1 + Y_t) * (1 + T_t) * (1 + Z_t) * (1 - X_t)$$

Donde:

VC_t = Variación de costos de explotación y de capital

$FRVCP_t$ = Factor de recupero de variación de costos pasada

Y_t = Factor de incentivo a las inversiones en calidad

T_t = Factor de incentivo a las inversiones en tecnología

Z_t = Factor de compensación ante cambios extraordinarios en el mercado eléctrico mayorista

X_t = Factor de estímulo

El mecanismo de actualización tiene como factor una polinómica detallada en el punto 3.1 del presente documento. Se propone al regulador que la redeterminación ante la variación de costos sea realizada periódicamente en la revisión tarifaria trimestral (VC_t).

Además, por su diseño, la redeterminación de los ingresos es ex post, es decir, tiene un retraso entre el momento en que los costos aumentan y cuando efectivamente se convalidan los aumentos de ingresos. Por lo tanto, proponemos incluir un Factor de recupero de variación de costos pasados para que su efecto sea neutro en la ecuación económico-financiera de las distribuidoras incorporándolo periódicamente en la revisión tarifaria trimestral ($FRVCP_t$), detallado en el punto 3.2 del presente documento.

Desde el congelamiento tarifario y los sucesivos cambios en las condiciones laborales, la calidad de servicio ha empeorado significativamente, generando fuertes reclamos por parte de la sociedad. El Plan de Inversión Plurianual propuesto junto a las mejoras operativas que se esperan obtener tiene como objetivo reducir de manera importante el nivel de interrupciones (SAIDI y SAIFI) en los próximos cinco años, apuntando a las pautas de calidad de servicio y penalidades dictaminadas por el ENRE en las resoluciones 463/2016 y 492/2016. Es por ello que se propone incluir en el mecanismo de actualización tarifario un factor que incluya progresivamente en la remuneración del concesionario las inversiones en calidad de la red, con periodicidad trimestral (Y_t). Este factor se detalla en el punto 4.1 del presente documento.

En el próximo período tarifario se realizarán además inversiones en automatización de la red y mejoras tecnológicas. Estas inversiones van a permitir mejorar la gestión de la energía, la gestión de facturación a clientes y brindar servicios innovadores a los clientes. Es por ello que se propone incluir en el mecanismo de actualización un factor que incluya progresivamente en la remuneración a las distribuidoras las inversiones en innovación y

tecnología de la red incorporándolo periódicamente en la revisión tarifaria trimestral (T_t). Este factor se detalla en el punto 4.2 del presente documento.

Durante el próximo período tarifario el precio de la energía en el mercado eléctrico mayorista podría ser sujeto de incrementos sustanciales dado el diferencial actual entre el precio estacional y el costo medio de generación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Dichos incrementos impactan directamente en la tarifa y afectan principalmente la disciplina de mercado de las distribuidoras. Es por ello que se propone un factor excepcional y extraordinario para el próximo período tarifario mientras se normalice la situación en el mercado eléctrico mayorista para casos de incrementos sustanciales en el precio de la energía incorporado periódicamente en la revisión anual (Z_t). Este factor se detalla en el punto 4.3 del presente documento.

Siguiendo el informe presentado de Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial, se propone un factor de estímulo que inicie en 0% y se incremente durante en el período tarifario hasta 2,0%, principalmente porque es prioritario orientar todos los recursos posibles para obtener una mejora rápida de la calidad de servicio. Este factor se detalla en el punto 4.4 del presente documento.

Cabe destacar que a los efectos de actualizar el costo propio de distribución desde la fecha de referencia elegida por el regulador (diciembre de 2015) hasta el mes donde se ponga en vigencia el nuevo cuadro tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral, se utilizará el factor de variación de costos de explotación y capital. Una vez que el cuadro tarifario entre en vigencia, comenzará a aplicar trimestralmente el mecanismo de actualización completo con todos los factores expuestos.

3. DETALLE DE AJUSTE DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

3.1 VARIACIÓN DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN Y CAPITAL

3.1.1 Introducción

El acta acuerdo 2005 firmada estableció el MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS (MMC) que fue resultado de negociaciones con Uniren y que fueran aplicados a la renegociación de los contratos de servicios públicos. En dicho acuerdo se convenía que el ENRE calculase cada 6 meses el MMC con base en una estructura de costos de explotación e inversión definidas por el regulador a partir de índices de precios. En el caso que dicha variación de costos superase el 5%, habilitaba al regulador a ajustar el ingreso de las distribuidoras.

La presente propuesta toma elementos considerados pertinentes de la metodología diseñada en el Acta Acuerdo 2005. Por ello, se propone una redeterminación periódica automática de los ingresos ante variaciones en los costos, con frecuencia trimestral.

El mecanismo de actualización propuesto define la fórmula para la variación de costos de explotación y capital de la distribuidora. La fórmula tiene como objetivo actualizar los ingresos del concesionario de acuerdo con la variación real de los costos inherentes a su estructura de remuneración. De esta manera, primero se establecen los porcentajes de participación de los costos de explotación y de capital en la remuneración. Luego, tomando la estructura de costos, se asignan índices de precios relevantes que reflejen la variación de cada tipo de costo.

La fórmula de variación de costos se representa de la siguiente manera:

$$\text{Variación de costos}_t = (\%PEXP * \Delta CEXP_t + \%PCC * \Delta CC_t)$$

Donde:

%PCEXP: porcentaje de participación de la componente de reconocimiento de costos de explotación en la remuneración, sobre el total de los ingresos regulados en la proyección económico financiera, definido como:

$$\%PCEXP = CEXP / (CEXP + CC)$$

%PCC: porcentaje de participación de los costos de capital, sobre el total de los costos, definido como:

$$\%PCC = CC / (CEXP + CC)$$

De acuerdo al informe tarifario presentado, los valores para los parámetros son *%PCEXP* y *%PCC* son 48,59% y 51,41%.

$\Delta CEXP_t$: variación de los costos de explotación correspondientes al mes t del nuevo período tarifario ('17-'21) tomando como base diciembre 2015.

ΔCC_t : variación de los costos de capital correspondientes al mes t del nuevo período tarifario ('17-'21) tomando como base diciembre 2015.

Las variaciones de los costos de explotación y capital se ajustan por la misma serie de índices de precio incluidos en el Mecanismo de Monitoreo de Costos del Acta Acuerdo 2005 (con excepción del Precio del Gas Oil), y por dos nuevos índices asociados al precio internacional del cobre y del aluminio (PC y PA respectivamente). Dichos precios de metales se incluyen por su participación sustantiva en los costos de capital del concesionario. El criterio de incluir precios de metales y *commodities* en general es utilizado por la regulación de la distribución de energía eléctrica en Chile. La variación en los costos de explotación e capital se representan de la siguiente manera:

$$\Delta CEXP_t = \alpha_1 * \left(\frac{IPIM_t}{IPIM_0} - 1 \right) + \beta_1 * \left(\frac{IPC_t}{IPC_0} - 1 \right) + \gamma_1 * \left(\frac{ICS_t}{ICS_0} - 1 \right) + \varphi_1 * \left(\frac{ING_t}{ING_0} - 1 \right) + \pi_1 * \left(\frac{PC_t}{PC_0} - 1 \right) + \mu_1 * \left(\frac{PA_t}{PA_0} - 1 \right)$$

$$\Delta CC_t = \alpha_2 * \left(\frac{IPIM_t}{IPIM_0} - 1 \right) + \beta_2 * \left(\frac{IPC_t}{IPC_0} - 1 \right) + \gamma_2 * \left(\frac{ICS_t}{ICS_0} - 1 \right) + \delta_2 * \left(\frac{TC_t}{TC_0} - 1 \right) + \varepsilon_2 * \left(\frac{ICC_t}{ICC_0} - 1 \right) + \pi_2 * \left(\frac{PC_t}{PC_0} - 1 \right) + \mu_2 * \left(\frac{PA_t}{PA_0} - 1 \right)$$

Donde:

indicador se define de la $IPIM_t$ = Índice de Precios Internos al por Mayor elaborado por el INDEC, correspondiente al mes t

$IPIM_0$ = Índice de Precios Internos al por Mayor elaborado por el INDEC, correspondiente al mes diciembre de 2015

IPC_t = Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes t

IPC_0 = Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes diciembre de 2015

ICS_t = Coeficiente de Variación Salarial elaborado por el INDEC, correspondiente al mes t

ICS_0 = Coeficiente de Variación Salarial elaborado por el INDEC, correspondiente al mes diciembre de 2015

TC_t = Promedio diario del tipo de cambio de referencia – Comunicación “A” 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en pesos por dólar estadounidense, correspondiente al mes t

TC_0 = Promedio diario del tipo de cambio de referencia – Comunicación “A” 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en pesos por dólar estadounidense, correspondiente al mes diciembre de 2015

ING_t = Índice de variación de la tarifa del Concesionario, correspondiente al mes t. El siguiente manera:

$$ING_t = ING_0 * (1 + \eta * \Delta ICAB_t + (1 - \eta) * \Delta IVAD_t)$$

Donde:

$ING_0 = 100$

η = es la participación en la tarifa media del costo de abastecimiento.

$ICAB_t$ = es el índice del Costo de Abastecimiento promedio, correspondiente al mes correspondiente al mes t

$$\Delta ICAB_t = \left(\frac{PME_t}{PME_0} \right) - 1$$

$ICAB_0 = 100$

PME_t = Precio Medio de Compra en el Mercado Estacional definido como el cociente entre la factura de Cammesa a la Concesionaria y el total de volumen facturado para ese período, de acuerdo a los valores informados en el Documento de Transacciones Económicas de Cammesa, correspondiente al mes t

PME_0 = Precio Medio de Compra en el Mercado Estacional definido como el cociente entre la factura de Cammesa a la Concesionaria y el total de volumen facturado para ese período, de acuerdo a los valores informados en el Documento de Transacciones Económicas de Cammesa, al mes diciembre de 2015

$(1-\eta)$ = es la participación en la tarifa media del valor agregado de distribución.

$IVAD_t$: Índice de variación del Valor Agregado de Distribución, correspondiente al mes t

$$\Delta IVAD_t = \left(\frac{VAD_t}{VAD_0} \right) - 1$$

$IVAD_0 = 100$

PC_t = Índice de precio del cobre publicado por el BLS¹ (código WPU10260314) expresado en pesos argentinos (multiplicado por la variación en el mismo periodo del índice TC), correspondiente al mes t

PC_0 = Índice de precio del cobre publicado por el BLS (código WPU10260314) expresado en pesos argentinos, correspondiente al mes diciembre de 2015

PA_t = Índice de Precio del aluminio publicado por el BLS² (código WPU10250105) expresado en pesos argentinos (multiplicado por la variación en el mismo periodo del índice TC), correspondiente al mes t

PA_0 = Índice de Precio del aluminio publicado por el BLS (código WPU10250105) expresado en pesos argentinos, correspondiente al mes diciembre de 2015

Las distribuidoras podrán proponer cambios o modificaciones en el mecanismo de actualización por la variación de costos ante casos de crisis económica, desastre natural

¹ Disponible en: <https://fred.stlouisfed.org/series/WPU10260314>. Este precio es el mismo que utiliza la regulación de Chile.

² Disponible en: <https://fred.stlouisfed.org/series/WPU10250105>.

u otro hecho relevante que lo justifique a través de las Revisiones Extraordinarias. Además, podrán proponer nuevos índices de precios en el caso de que los índices mencionados dejen de reflejar objetivamente la real variación en los costos de las distribuidoras.

3.1.2 Ponderadores de los índices de variación de costos

Los ponderadores de la fórmula de variación de costos se asignan de acuerdo a los costos de explotación proyectados para el período 2017-2021. Para el caso del costo de capital, se asignan de acuerdo con el valor nuevo de reemplazo (VNR) de la base de capital.

i. Variación de costos de explotación

La estructura de los costos de explotación presentada en el informe de Costos de Explotación, Mantenimiento y Gestión comercial se puede abrir según su tipo en remuneraciones, materiales o servicios y gasto; o su función: distribución, comercial, administración o no controlables. A partir de esta apertura se pueden asignar los costos a los índices de precio relevantes.

Costos de Explotación	Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	Otros	TOTAL	(%) Part.
Distribución [m\$/año]	1.990.571	315.492	1.338.246		3.644.309	53%
Comercial [m\$/año]	890.139	113.313	1.349.331		2.352.783	34%
Administración [m\$/año]	269.291	24.811	134.116		428.218	6%
No controlables [m\$/año]				459.154	459.154	7%
Total [m\$/año]	3.150.001	453.616	2.821.693	459.154	6.884.464	100%
	46%	7%	41%	7%	100%	

A partir de las participaciones relativas de los costos, se procede a asignar para cada ítem de costo el índice que refleja su variación. Para ello se utilizó:

- **Remuneraciones:** índice de costo de variación salarial (ICS)
- **Materiales:** en el caso de distribución, se lo asigna al precio de aluminio y cobre (PA y PC), mientras que para Comercial y Administración se le asigna el índice de precios internos al por mayor (IPIM)
- **Servicios y Gastos:** índice de precios al consumidor (IPC)
- **Otros:** sólo se corresponden con los gastos no controlables, asignados al índice de variación de la tarifa del Concesionario (ING)

A partir de estos criterios, los ponderadores para la fórmula de variación de costos de explotación son los siguientes:

Costos de Explotación	(%) Part.	Asignación de índices por tipo de costo					
		IPIM	IPC	ICS	PA	PC	ING
Distribución [%]	53%		37%	55%	4%	4%	
Comercial [%]	34%	5%	57%	38%			
Administración [%]	6%	6%	31%	63%			
No controlables [%]	7%						100%
Ponderadores Costos de explotación		2%	41%	46%	2%	2%	7%

ii. *Variación de costos de capital*

La estructura de los costos de capital viene dada del valor nuevo de reemplazo (VNR) de la base de capital. Los costos de la base de capital se pueden abrir según su tipo en remuneraciones, materiales o servicios y gasto; o por tipo de rubro. La suma de cada tipo de costos resulta en el valor nuevo de reemplazo bruto. A partir de esta apertura se pueden asignar los costos a los índices de precio relevantes. Cabe aclarar que para ponderar correctamente cada uno de los rubros de la base de capital, se utiliza el valor depreciado técnico.

Valor nuevo de Reemplazo	Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	Total VNR	Total VDT	(%) Part. Sobre VDT
Red de BT – Cables [m\$/año]	9.668.491.477	4.624.919.395	2.215.478.700	16.508.889.572	9.152.140.083	28%
Red de MT– Cables [m\$/año]	6.097.136.730	2.409.978.859	1.318.602.840	9.825.718.429	4.883.659.049	15%
Red de BT – Líneas [m\$/año]	2.306.625.425	3.233.822.596	858.769.440	6.399.217.461	3.236.361.546	10%
CT– Equipamiento [m\$/año]	714.589.031	4.197.932.619	923.580.910	5.836.102.560	2.628.781.738	8%
EETT– Equipamiento [m\$/año]	1.725.373.411	6.302.394.796	1.613.573.490	9.641.341.697	2.565.676.388	8%
Red de AT– Cables [m\$/año]	3.881.384.106	1.689.313.833	1.124.009.840	6.694.707.779	1.833.009.763	6%
Red de MT– Líneas [m\$/año]	944.335.189	1.395.163.063	362.615.380	2.702.113.632	1.812.432.982	5%
CT– O. Civil [m\$/año]	1.082.653.050	1.072.325.500	269.380.350	2.424.358.900	956.887.617	3%
Red de AT– Líneas [m\$/año]	2.525.593.142	268.658.431	586.792.840	3.381.044.412	920.830.606	3%
EETT– O. Civil [m\$/año]	1.408.741.335	1.806.608.475	466.225.700	3.681.575.509	807.050.348	2%
Terrenos [m\$/año]	0	661.824.225	45.665.870	707.490.095	707.490.100	2%
Materiales y repuestos [m\$/año]	0	557.145.400	0	557.145.400	557.145.400	2%
Medidores [m\$/año]	648.918.171	822.154.558	91.207.080	1.562.279.809	536.832.846	2%
Edificios [m\$/año]	383.264.830	643.754.945	128.377.860	1.155.397.635	87.143.546	0%
Telecontrol y telemando de SS.EE. [m\$/año]	3.682.100	72.220.100	4.022.820	79.925.020	67.546.537	0%
Informática – Software [m\$/año]	0	243.324.500	1.216.790	244.541.290	52.318.798	0%
Grupos electrógenos [m\$/año]	0	101.034.300	1.010.770	102.045.070	48.857.934	0%
Cables telefónicos [m\$/año]	460.455.800	540.534.500	38.037.640	1.039.027.940	44.069.061	0%
Medios de transporte [m\$/año]	4.229.500	144.807.000	1.490.680	150.527.180	43.828.210	0%
Equipos para telecomunicaciones [m\$/año]	18.533.600	174.904.800	7.350.780	200.789.180	33.279.521	0%
Informática – Hardware [m\$/año]	0	127.080.800	645.940	127.726.740	28.552.322	0%
Máq., herramientas y equip. [m\$/año]	0	101.771.818	3.561.940	105.333.758	3.406.220	0%
Muebles y útiles [m\$/año]	0	75.654.057	2.647.870	78.301.927	2.882.831	0%
Servidumbre de CT a Nivel [m\$/año]		2.060.845.270		2.060.845.270	2.060.845.270	6%
Servidumbre de Líneas AT [m\$/año]		76.750.400		76.750.400	76.750.400	0%
Total [m\$/año]	31.874.006.897	33.404.924.239	10.064.265.530	75.343.196.666	33.147.779.116	100%
	42%	44%	13%	100%		

A partir de las participaciones relativas, se procede a asignar para cada ítem de costo su índice que refleja su variación. Para ello se utilizó:

- **Remuneraciones:** índice de costo de variación salarial (ICS)
- **Materiales:** se ajustan por el precio del cobre y aluminio (PC y PA), tipo de cambio (TC), Índice de costo de la construcción (ICC) e índice de precios internos al por mayor (IPIM)
- **Servicios y Gastos:** índice de precios internos al por mayor (IPIM)

Base de Capital	[%]	Part.	Asignación de índices por tipo de costo						
			IPIM	IPC	ICS	ICC	TC	PA	PC
Red de BT – Cables	[%]	28%	13%		59%	0%	0%	20%	8%
Red de MT– Cables	[%]	15%	13%		62%	0%	0%	18%	6%
Red de BT – Líneas	[%]	10%	13%		36%	0%	0%	35%	15%
CT– Equipamiento	[%]	8%	27%		12%	0%	32%	0%	29%
EETT– Equipamiento	[%]	8%	17%		18%	0%	22%	0%	44%
Red de AT– Cables	[%]	6%	17%		58%	0%	0%	13%	13%
Red de MT– Líneas	[%]	5%	13%		35%	0%	0%	46%	5%
CT– O. Civil	[%]	3%	11%		45%	44%	0%	0%	0%
Red de AT– Líneas	[%]	3%	17%		75%	0%	0%	8%	0%
EETT– O. Civil	[%]	2%	13%		38%	49%	0%	0%	0%
Terrenos	[%]	2%	100%		0%	0%	0%	0%	0%
Materiales y repuestos	[%]	2%	0%		0%	0%	0%	70%	30%
Medidores	[%]	2%	6%		42%	0%	53%	0%	0%
Edificios	[%]	0%	11%		33%	56%	0%	0%	0%
Telecontrol y telemando de SS.EE.	[%]	0%	5%		5%	0%	90%	0%	0%
Informática – Software	[%]	0%	0%		0%	0%	100%	0%	0%
Grupos electrógenos	[%]	0%	1%		0%	0%	99%	0%	0%
Cables telefónicos	[%]	0%	4%		44%	0%	52%	0%	0%
Medios de transporte	[%]	0%	1%		3%	0%	96%	0%	0%
Equipos para telecomunicaciones	[%]	0%	4%		9%	0%	87%	0%	0%
Informática – Hardware	[%]	0%	1%		0%	0%	99%	0%	0%
Máq., herramientas y equip.	[%]	0%	3%		0%	0%	97%	0%	0%
Muebles y útiles	[%]	0%	100%		0%	0%	0%	0%	0%
Servidumbre de CT a Nivel	[%]	6%	100%		0%	0%	0%	0%	0%
Servidumbre de Líneas AT	[%]	0%	100%		0%	0%	0%	0%	0%
Ponderadores Costos de inversión			22%	0%	41%	3%	6%	16%	12%

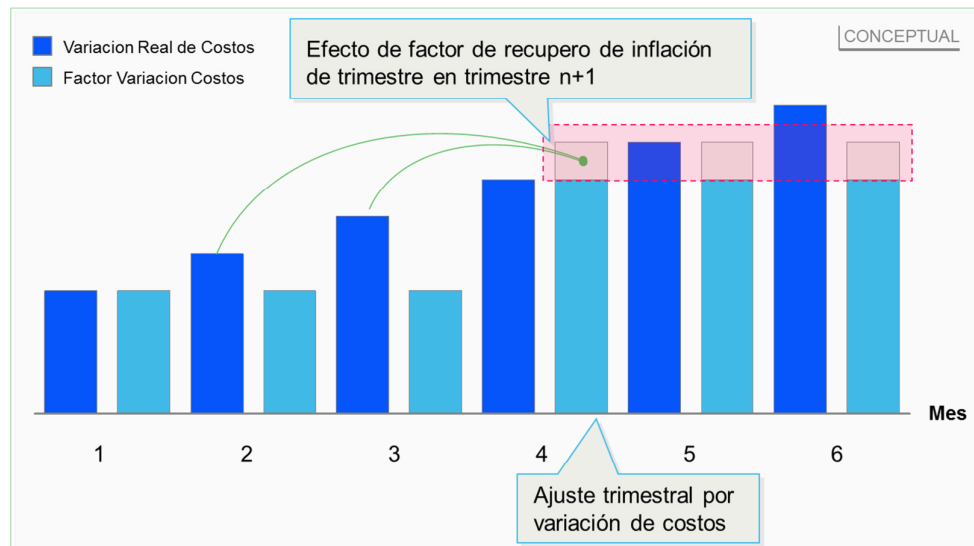
3.1.3 Resumen de los parámetros

En el siguiente recuadro se resumen los parámetros relevantes para la fórmula de variación de costos.

Resumen Parametros	[%]	Part.	Ponderadores de índices							
			IPIM	IPC	ICS	ICC	TC	PA	PC	ING
Costos de Explotación	[%]	48,59%	2%	41%	46%			2%	2%	7%
Costos de Capital	[%]	51,41%	22%	0%	41%	3%	6%	16%	12%	

3.2 FACTOR DE RECUPERO DE VARIACIÓN DE COSTOS PASADA

La metodología propuesta para redeterminar ante variaciones en los costos tiene una **frecuencia trimestral**. Por construcción, la redeterminación de los ingresos es *expost*, es decir, tiene un retraso entre el momento en que los costos aumentan y cuando efectivamente se convalidan los aumentos de ingresos. Este fenómeno resulta en una pérdida en términos reales de ingresos. Dicha pérdida es mayor cuanto menor es la frecuencia de ajuste de los ingresos. El fenómeno se puede ver conceptualmente en el cuadro 1.



Cuadro 1

Ante este hecho, se propone incluir en el ajuste tarifario el cálculo y la aplicación del Factor de recupero de variación de costos pasada en cada redeterminación de costos **trimestral**.

El factor se calcula de la siguiente manera:

$$(1 + FRVCP_t) = \left(1 + \left[\prod_{k=1}^{n-1} \left(\frac{1 + VC_{(j-1) \times n + k}}{1 + VC_{(j-1) \times n}} \right) - 1 \right] \times \frac{1}{n} \right) \text{ si } t > n$$

$$(1 + FRVCP_t) = 1 \text{ si } t < n$$

Donde:

t = mes de análisis dentro del período regulatorio

n = periodicidad de ajuste de la fórmula (trimestral = 3)

j = valor entero inferior de (t / n)

Este factor tiene como objetivo dar previsión de los ingresos a las distribuidoras de manera que el efecto de la variación en los costos de la distribuidora sea neutro en su ecuación económico-financiera.

4. DETALLE DE OTROS FACTORES

4.1 FACTOR DE INCENTIVO A LAS INVERSIONES DE CALIDAD

Desde el congelamiento tarifario y los sucesivos cambios en las condiciones laborales, la calidad de servicio se ha deteriorado significativamente, generando fuertes reclamos por parte de la sociedad. El Plan de Inversiones Plurianual propuesto junto a las mejoras operativas que se esperan obtener tienen como objetivo reducir el nivel de interrupciones a clientes tanto en frecuencia como en duración (SAIFI y SAIDI) en los próximos cinco años, apuntando a las pautas de calidad de servicio y penalidades dictaminadas por el ENRE en las resoluciones 463/2016 y 492/2016. Siguiendo esta línea, el ENRE en la resolución 55/2016 ha abierto la posibilidad adelantar la remuneración a las inversiones en calidad durante el próximo período tarifario. Específicamente, en dicha resolución se especifica que “Los montos de las inversiones para alcanzar la calidad de servicio y producto objetivo, se incorporarán progresivamente a la base de capital, según el cronograma anual que finalmente se proponga...”.

Es por ello que se propone incluir en el mecanismo de actualización un factor que incorpore progresivamente en la remuneración al concesionario las inversiones en calidad realizadas en cada ajuste trimestral durante el próximo período tarifario. La fórmula del factor propuesto es la siguiente:

$$(1 + Y_t) = \left(1 + \frac{\sum_{i=1}^t \text{Inversion calidad}_{(i-1)} * \text{Tasa rentabilidad}}{\text{VAD RTI}_{2015} * (1 + VC_t)} \right)$$

VC_t = Variación de costos de explotación y de capital

Inversión en calidad_t = Inversión en calidad en el mes t

Tasa de rentabilidad = tasa de rentabilidad real antes de impuestos definida en la Res. 494/2016 del ENRE

VAD RTI_{2015} = Valor agregado de distribución a diciembre 2015 resultante de la RTI

La fórmula propuesta incorpora en el mes t la sumatoria de las inversiones en calidad realizadas desde el primer mes de vigencia del cuadro tarifario hasta el mes previo (t-1). Las mismas se incorporarán luego de la emisión de los Estados Contables trimestrales de la distribuidora donde se podrá llevar registro de las inversiones de calidad efectivamente realizadas.

4.2 FACTOR DE INCENTIVO A LAS INVERSIONES EN TECNOLOGÍA

En el próximo período tarifario se realizarán inversiones de automatización de la red, mejoras e innovaciones tecnológicas. Estas inversiones van a permitir mejorar la gestión de la energía, la gestión de facturación a clientes y brindar servicios innovadores a los clientes.

Es por ello que se propone incluir en el mecanismo de actualización un factor que incorpore progresivamente en la remuneración del concesionario las inversiones en tecnología realizadas **en cada revisión tarifaria trimestral** durante el próximo periodo tarifario. La fórmula del factor propuesto es la siguiente:

$$(1 + T_t) = \left(1 + \frac{\sum_{i=1}^t \text{Inversión tecnología}_{(i-1)} * \text{Tasa rentabilidad}}{\text{VAD RTI}_{2015} * (1 + VC_t)} \right)$$

VC_t = Variación de costos de explotación y de capital

Inversión en tecnología = Inversión en tecnología en el mes t

Tasa de rentabilidad = tasa de rentabilidad real antes de impuestos definida en la Res. 494/2016 del ENRE

VAD RTI_{2015} = Valor agregado de distribución a diciembre 2015 resultante de la RTI

La fórmula propuesta incorpora en el mes t la sumatoria de las inversiones en tecnología realizadas desde el primer mes de vigencia del cuadro tarifario hasta el mes previo (t-1). Las mismas se incorporarán luego de la emisión de los Estados Contables trimestrales de la distribuidora donde se podrá llevar registro de las inversiones de tecnología efectivamente realizadas.

Las inversiones que debieran ser consideradas en tecnología son:

- Medidores inteligentes
- Iluminación pública inteligente
- Redes inteligentes (*"Smart Grids"*)
- Estaciones de carga para vehículos eléctricos
- Estaciones de carga para transporte público con impulsión eléctrica
- Sistema de Gestión de la Energía
- Tendido Fibra Óptica

4.3 FACTOR DE COMPENSACIÓN ANTE CAMBIOS EXTRAORDINARIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Las distribuidoras deben gestionar la disciplina de mercado en situaciones "normales". En el contexto actual, el precio de la energía que es traspasado a los clientes del concesionario es sustancialmente inferior al costo medio de producción del mercado eléctrico mayorista (MEM). La diferencia de costos es financiada en la actualidad por subsidios del Estado Nacional. Ante la posibilidad que se decida eliminar total o parcialmente los subsidios, corrigiendo el precio de la energía, dicho incremento se trasladará directamente en la tarifa final a los clientes del concesionario. A partir de estos incrementos, las distribuidoras deberán afrontar mayores problemas para gestionar la disciplina de mercado debido a los incrementos en el precio de la energía que no podrán mitigar en el corto plazo.

Es por ello que se propone un factor excepcional y extraordinario para el próximo período tarifario mientras se normalice la situación en el mercado eléctrico mayorista para casos de incrementos sustanciales en el precio de la energía. El objetivo principal es brindar recursos al concesionario para hacer frente a mayores problemas para gestionar la disciplina de mercado.

$$(1 + Z_t) = \left(1 + \frac{\text{Venta de Energía}_t * \beta}{\text{VAD RTI}_{2015} * (1 + VC_t)}\right)$$

Donde:

$$\beta = \begin{cases} 0\% & \text{si } \frac{\text{Precio Energía}_t}{\text{Precio Energía}_{t-12}} - 1 < \frac{\text{IPC}_t}{\text{IPC}_{t-12}} - 1 + 50\% \\ 0,5\% & \text{si } \frac{\text{IPC}_t}{\text{IPC}_{t-12}} - 1 + 50\% < \frac{\text{Precio Energía}_t}{\text{Precio Energía}_{t-12}} - 1 < \frac{\text{IPC}_t}{\text{IPC}_{t-12}} - 1 + 100\% \\ 1\% & \text{si } \frac{\text{IPC}_t}{\text{IPC}_{t-12}} - 1 + 100\% < \frac{\text{Precio Energía}_t}{\text{Precio Energía}_{t-12}} - 1 \end{cases}$$

VC_t = Variación de costos de explotación y de capital

VAD RTI_{2015} = Valor agregado de distribución a diciembre 2015 resultante de la RTI

$\text{Precio de Energía}_t$ = precio de energía estacional en el mes t

$\text{Venta de Energía}_t$ = facturación de energía en el mes t

Por su construcción, el parámetro solo asume un valor mayor a 1 siempre que exista un **incremento sustancial en el precio de la energía** del mercado eléctrico mayorista, definido como un aumento superior a la inflación más un 50% con respecto al año anterior.

4.4 FACTOR DE ESTÍMULO

En el informe presentado de Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial, la eficiencia que se logra es de un 1,7% el cual al ser afectada por la proporción que representen los requerimientos de costos de explotación, resulta en un Factor X igual a 0,8 % anual. Dicho valor del factor de eficiencia está en línea con casos internacionales.

Es por ello que para el próximo periodo tarifario, se propone un valor de factor de estímulo que inicie en 0% y se incremente en el período tarifario a 2,0%, y cuyo promedio sea 0,8%. Dada la circunstancia de la red actual resulta prioritario orientar todos los recursos posibles para obtener una **mejora rápida de la calidad de servicio**. Un factor mayor de eficiencia en el período regulatorio 2017-2021 podría reducir los recursos disponibles de personal para lograr dicho objetivo.

Año	Factor de Estímulo
2017	[%] 0,0%
2018	[%] 0,2%
2019	[%] 0,6%
2020	[%] 1,2%
2021	[%] 2,0%

