

# Edesur S.A.

Revisión Tarifaria de Distribución 2016

Costos de Operación y Mantenimiento,  
Indirectos y de Explotación Comercial

Septiembre 2016



## **ÍNDICE**

<b>1.</b>	<b>Síntesis</b>	<b>1-2</b>
<b>2.</b>	<b>Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial</b>	<b>2-6</b>
2.1	Introducción	2-6
2.2	Otros Gastos del Servicio - Reconocimiento de las variaciones de costos del servicio de distribución no controlables / estabilidad regulatoria	2-12
<b>3.</b>	<b>Cálculo de los Costos de Operación y Mantenimiento, Costos Indirectos y de Explotación Comercial</b>	<b>3-16</b>
3.1	Consideraciones Generales	3-16
3.2	Introducción al Modelo de Cálculo de los Costos de Explotación	3-16
3.3	Requerimientos de personal	3-17
3.4	Costos totales por área de la empresa	3-19
3.5	Estructura de Red y Mercado Atendido	3-21
3.6	Costos de mercado	3-21
3.7	Nivel de Tercerización de Actividades	3-25
3.8	Acciones técnicas y comerciales	3-25
3.9	Rendimientos de Actividades Técnicas, Comerciales y Administrativas	3-27
3.10	Asignación de Costos para la transferencia a los cargos tarifarios	3-30
<b>4.</b>	<b>ANEXOS</b>	<b>4-33</b>
4.1	ANEXO 1 Gestión de Pérdidas	4-34
4.2	ANEXO 2 Gestión de Morosidad	4-46
4.3	ANEXO 3 Modelización, Escenarios y Alternativas de Reconocimiento de Ingresos	4-69
4.4	ANEXO 4 - Informe de Técnico PEREZ ALATI, GRONDONA, BENITES, ARNTSEN & MARTINEZ DE HOZ (H)	4-72

## 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 realizó la estimación de los costos de operación y mantenimiento, costos indirectos y de explotación comercial a incluir en su requerimiento de ingresos, en base a un modelo de empresa eficiente y determinando los mismos **en valores monetarios correspondientes a Diciembre de 2015**.

La decisión de utilizar el criterio de modelo de empresa eficiente surge de la desadaptación que presenta la empresa entre las actividades registradas en el pasado y las necesarias para el servicio eficiente debido a la insuficiencia tarifaria que existió a lo largo de estos años y que la llevaron a la necesidad de adecuar las tareas a realizar conforme a su disponibilidad de fondos. La limitación de actividades condujo al deterioro de la calidad de servicio y del estado de la red en general cuyo impacto actual se traduce en la necesidad de realizar la recuperación, requiriendo para ello incrementar tanto las inversiones como las tareas de mantenimiento postergadas.

Resulta entonces necesario señalar que existe una diferencia sustancial entre los fondos que fue posible utilizar durante el año 2015 y los que hubiese correspondido en base a la operación eficiente de la empresa acorde a las exigencias dispuestas en la presente presentación y para poder darle una mensura racional, en términos de costos, sólo es posible de captar sus efectos con un modelo de actividad, tomando sólo como referencia los registros históricos de gastos.

En este sentido, los ingresos de la compañía recién comenzaron a ser subsanados a partir del dictado de la Resolución ENRE N°01/16 por lo cual aún no han tenido un significativo impacto en la normalización de la gestión de EDESUR y sobre sus gastos.

Para el cálculo de los gastos eficientes de la empresa se partió de parámetros y ratios utilizados en oportunidad de estudios realizados para previos intentos de revisiones tarifarias que han demostrado su adecuada exactitud. Dichos parámetros y ratios fueron contrastados, ajustados y complementados con los resultados observados en otras distribuidoras en diferentes partes del mundo, a través de la experiencia que aporta la escala de nuestra operadora, una de las mayores empresas de distribución en el mundo como es ENEL.

El modelo utilizado supone estándares de operación y mantenimiento eficientes, apuntando a niveles de calidad compatibles con las exigencias del Contrato de Concesión y con la senda establecida por las Resoluciones ENRE N° 463/16 y N° 492/16, para lo cual será necesario normalizar la red y reimplantar las tareas de mantenimiento predictivo y preventivo, actividades que se han relegado en los últimos años en pos de atender a la emergencia generada por la insuficiencia de recursos.

Creemos que dichos ratios representan cabalmente el esfuerzo inicial a realizar, siendo una aproximación válida en función de las limitaciones de tiempo impuestas para la presente Revisión Tarifaria Integral. En la medida que las inversiones que se realicen, a partir de los ingresos que se obtengan de esta renegociación, se irá readecuando el mix de tareas a realizar para llegar a la situación de régimen convergiendo en valores estándar a nivel global.

De igual forma el hecho de que las tarifas a usuarios no reflejaran los costos reales del suministro eléctrico llevó indefectiblemente a una situación en la cual el consumo se independizó del pago y hace prever que a medida que se normalicen los precios va a existir una mayor necesidad en el control de las pérdidas y la morosidad para que la mismas se mantengan dentro de valores razonables y compatibles con los considerados en el presente estudio.

La siguiente tabla resume la situación actual, donde el nivel requerido de gasto eficiente para la calidad de servicio pretendida incrementa el nivel de actividad por encima de los valores registrados en el pasado. Para facilitar su comprensión se compara en la misma con el resultado obtenido contra la contabilidad regulatoria a pesos corrientes del 2015 y a precios constantes de diciembre de 2015, discriminando cuánto se debe a los niveles de actividad y el diferencial por recupero de instalaciones y calidad actividad.

Creemos necesario señalar que en relación con los requerimientos adicionales establecidos en la Res ENRE 492/16 del 29 de agosto, y en atención al escaso margen de tiempo para su completa evaluación hemos incorporado la mejor estimación de sus efectos en la línea de Comercial Otros Gastos y entendemos que esta norma merece ser analizado ya que su interpretación genera las siguientes observaciones:

- El plazo que se contempla para el tratamiento de errores de facturación puede no ser compatible con la estructura de factura mensual
- La necesidad de incorporar la comunicación fehaciente del aviso de corte, tiene no solo mayores costos contemplados sino problemas prácticos de implementación, entendemos que la misma debiese ser una comunicación simple con un protocolo de entrega con acuse por muestreo, que permita ratificar razonablemente la entrega.
- La exigencia de Salones comerciales adicionales y la cantidad de puestos de atención no es compatible con la búsqueda de eficiencia y a lo que tiende el mundo con las tecnologías actuales.
- Ante reclamos de los clientes entendemos que debemos dar la atención privilegiada de los reclamos de Seguridad en Vía Pública (SVP) y electrodependientes, pero para generar la señal correcta que evite su mal uso vamos a incorporar un Cargo por Falso Reclamo
- De igual forma que para muchos de los reclamos ingresados en el ENRE es necesario el paso previo por la distribuidora, el Ente debe dar traslado correcto de los que recibe sin asignar a calidad de producto o seguridad en la vía pública reclamos por falta de suministro.
- El régimen propuesto para afectaciones extraordinarias de la prestación de servicio implica la aplicación de sanciones que no guarda relación con la afectación real que el usuario recibe, y escapa a lo establecido en la Res ENRE 463/16 como régimen de calidad de servicio.

También se incorpora al resultado explícitamente, el reconocimiento de aquellos **Costos NO Controlables** por la Distribuidora y que están directamente relacionados con su actividad.

A continuación presentamos los valores obtenidos y su comparación contra la contabilidad regulatoria a pesos corrientes del 2015 y a precios constantes de diciembre de 2015 para el promedio de los años 2013, 2014 y 2015

Requerimientos de COyM, C e I base 2015	Contabilidad Regulatoria 2015 [a precios corrientes 2015]	Contabilidad Regulatoria Promedio 2013 a 2015 [a precios constantes Dic-15]	Modelo de Costos con parametrización RTI	% Contabilidad Regulatoria 2015 [a precios corrientes 2015]	% Contabilidad Regulatoria Promedio 2013 a 2015 [a precios constantes Dic-15]
Operación y Mantenimiento	[MM\$/año] 2,288	2,108	3,236	41%	54%
Distribución Otros	[MM\$/año] 425	404	408	-4%	1%
Atención Clientes y Conexiones	[MM\$/año] 558	391	740	33%	89%
Lectura, Facturación, Reparto y Cobranzas	[MM\$/año] 291	333	692	138%	108%
Morosidad y Pérdidas	[MM\$/año] 71	185	754	957%	307%
Comercial Otros y Adicionales Resolución ENRE 492/16	[MM\$/año] 121	113	166	38%	47%
Administración	[MM\$/año] 523	429	428	-18%	0%
<b>TOTAL</b>	<b>[MM\$/año] 4,278</b>	<b>3,964</b>	<b>6,425</b>	<b>50%</b>	<b>62%</b>
Impuestos, tasas y contribuciones	[MM\$/año] 120	119			
Impuesto al Movimiento en Cuentas Corrientes	[MM\$/año]		221		
Tasa de Seguridad e Higiene	[MM\$/año]		9		
Tasa de Inspección y Control ENRE	[MM\$/año]		22		
Otras Tasas e Impuestos	[MM\$/año]		20		
<b>COSTOS NO CONTROLABLES (sin Incobrabilidad)</b>	<b>[MM\$/año]</b>		<b>273</b>		
Incoobrabilidad	[MM\$/año] 32	37	187		
<b>TOTAL CON COSTOS NO CONTROLABLES E INCOBRABILIDAD</b>			<b>6,884</b>		

Como se evidencia de la tabla, más allá de posibles discrepancias menores de imputación, se evidencia que el modelo realizado por EDESUR SA es validado en sus resultados contra los valores habidos, y justificando su extrapolación a actividades necesarias.

El modelo minimiza las erogaciones en actividades de soporte y tiene incrementos acordes en el resto de las actividades técnicas y comerciales en relación a las exigencias que han sido planteadas. En particular las actividades comerciales, incorporan un doble estándar de calidad. Debiéndose primero cumplimentar las exigencias requeridas por la Resolución ENRE N° 01/16 (lectura bimestral y facturación, reparto, cobranza mensual y mayor requerimiento de atención comercial) y segundo las establecidas por la Resolución ENRE N° 492/16 del 29 de agosto.

También, para las actividades de “Pérdidas y Morosidad” se ha tenido en cuenta el impacto que tuvo el precio mayorista en la tarifa de los usuarios, y su efecto fundamentalmente sobre el comportamiento esperable de los clientes respecto a su conducta de pago y propensión al hurto por su fuerte incidencia en los gastos de gestión de la compañía, y que por ende deben ser reconocidos y compensados en su justa medida, tanto en el nivel de gasto reconocido para hacer frente al problema de incobrabilidad como en las facultades que tenga la empresa de gestionar el mismo.

Este mayor reconocimiento de costos en tarifas podría ser moderado de considerarse el establecimiento de un sendero de pérdidas reconocidas de manera análoga al sendero de calidad establecido por el Régimen descrito en la Resolución ENRE 463/16. En los “ANEXO 1- Gestión de Pérdidas” y “ANEXO 2- Gestión de Morosidad” del presente documento mostramos distintos escenarios, asociados a planes de acción, y los gastos directos en estas actividades.

La siguiente tabla muestra la apertura de costos obtenidos para los distintos años del período tarifario y los ratios de eficiencia de los mismos. Todo a precios de diciembre de 2015:

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Administración	[MM\$]	428	432	435	438	440	442	446
Comercial	[MM\$]	2,353	2,406	2,445	2,468	2,496	2,521	2,544
Distribución	[MM\$]	3,644	3,679	3,705	3,723	3,749	3,805	3,866
<b>TOTAL COyM, C e I</b>	<b>[MM\$]</b>	<b>6,425</b>	<b>6,517</b>	<b>6,585</b>	<b>6,628</b>	<b>6,685</b>	<b>6,769</b>	<b>6,856</b>
COSTOS NO CONTROLABLES (sin Incobrabilidad)	[MM\$]	273	276	279	281	284	287	291
Incobrabilidad	[MM\$]	187	189	191	192	194	197	199
<b>TOTAL CON COSTOS NO CONTROLABLES</b>	<b>[MM\$]</b>	<b>6,884</b>	<b>6,983</b>	<b>7,056</b>	<b>7,102</b>	<b>7,163</b>	<b>7,253</b>	<b>7,346</b>
Costos Totales por Energía Demandada	\$/MWh	326	323	317	310	304	300	296
			-1.0%	-1.9%	-2.2%	-1.9%	-1.4%	-1.3%
Costos Totales por Potencia Máxima	\$/MW	1,748	1,733	1,703	1,663	1,629	1,604	1,580
			-0.8%	-1.7%	-2.3%	-2.0%	-1.6%	-1.5%

En función de lo expresado entendemos que se evidencia cabalmente el esfuerzo que ha realizado EDESUR en la preparación y análisis del modelo, minimizando el crecimiento conjunto de actividades de estructura y asumiendo que las inversiones realizadas permitirán mantener valores eficientes de operación de la red.

Como se desprende de la tabla precedente se han considerados costos de operación y mantenimiento decrecientes por energía demandada, tal lo solicitado por la Resolución ENRE N° 55/16 y conforme a la expectativa de que con un nivel de inversiones razonable se logre recuperar la calidad de la red y por ende que se necesiten menos recursos para su operación y mantenimiento.

Como corolario de dicha situación se desprende la existencia de un nivel de **eficiencia del 1.66 % anual acumulativa, la cual al ser afectada por la proporción del VAD que representan los estos costos, resultaría en un Factor X igual a 0.809 % anual.** Éste se corresponde con el primer factor de estímulo a la eficiencia (FACTOR X) a ser aplicado a partir del segundo período tarifario conforme a lo establecido en el Artículo 49 de la Ley N° 24.065. Dada la **desadaptación que presenta la red actualmente entendemos que el mismo debe ser aplicado en forma gradual hasta un máximo de 0,800% acumulativo anual.**

## **2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, INDIRECTOS Y DE EXPLOTACIÓN COMERCIAL**

---

### **2.1 INTRODUCCIÓN**

En este punto se desarrolla la estimación de costos de operación y mantenimiento, costos indirectos y de explotación comercial en base al modelo de empresa eficiente y a valores monetarios correspondientes a Diciembre de 2015.

Los Principios Tarifarios que emanan de la Ley 24.065, buscan remunerar a las empresas por un costo eficiente que le permita mantener los niveles de calidad de servicio exigidos y la capacidad inalterada de los activos durante toda su vida útil.

En los últimos años la desvinculación entre el costo de proveer un insumo básico como la energía eléctrica y el precio que los clientes pagan por dicho servicio, significó la merma en los ingresos de las empresas que operan en el mismo, llevando al sector eléctrico al borde del colapso, que implicó la necesidad de las Autoridades del dictado del Decreto N° 134/2015, por el cual el Poder Ejecutivo declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional, y que desde el punto de vista de la prestación del servicio está marcado por:

- El deterioro de la calidad de servicio aumentando la cantidad y consecuentemente la duración de los cortes de suministro, así como la imposibilidad de abastecer los picos de demanda.
- La insuficiencia de ingresos genuinos en todas las compañías obligando a la erogación de fondos por parte del Estado, llegando incluso a girar fondos para el pago de sueldos y su correspondiente afectación a las cuentas nacionales.
- La desadaptación entre las redes de distribución y los requerimientos de la demanda.
- La necesidad del uso de generación del alto costos operativos, en nodo de distribución para estados de alta carga o problemas de calidad de servicio
- Un marcado deterioro en la productividad del personal asociado a la prestación del servicio y una mayor conflictividad en las relaciones laborales, conjuntamente con la reducción de la jornada laboral

Lo mencionado en el último punto se presenta detallado en el análisis de la evolución de productividad del personal que se adjunta y que fue realizado por un prestigioso estudio de abogados laboralista que se desarrolla en el ANEXO 4 “Informe de Técnico PEREZ ALATI, GRONDONA, BENITES, ARNTSEN & MARTINEZ DE HOZ (H)” del presente informe.

En cuanto a justificar la poca injerencia que tuvo la empresa en esta evolución de la dinámica del gasto, podemos mencionar que:

- En diciembre de 2012 mediante la aplicación de la Resolución Secretaría de Trabajo N° 1906/12 del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social, la cual estableció que, a partir del 1° de enero de 2013, las empresas del sector eléctrico deberían abonar, en concepto de suma remunerativa, a cada empleado propio o

tercerizado, afiliado al gremio Luz y Fuerza, la suma de \$ 2.410 en reemplazo de los \$ 2.000 que se abonaban hasta esa fecha como no remunerativos. Posteriormente se produce la firma del Acta Paritaria con el Sindicato Luz y Fuerza, estableciéndose incrementos en las remuneraciones del 18% a partir del mes de enero de 2013, el 5% no acumulativo, a partir de junio de 2013 y 7% acumulativo a partir de enero de 2014.

- En el año 2014 dicha situación continuó con la entrada en vigencia de la Resolución de Secretaría de Trabajo N° 836/2014, para el personal encuadrado en Luz y Fuerza. La cual otorga aumentos diversos aumentos en varios conceptos remunerativos (básico, antigüedad, tipo de tarea, etc.) a la totalidad del personal del sector eléctrico. Entre ellos se destacan un incremento salarial del 15% a partir de mayo de 2014, al que se le adiciona un nuevo incremento del 10% a partir de julio de 2014. Y de la Resolución de Secretaría de Trabajo N° 1928/2014 para el personal correspondiente a la Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía, otorgando un aumento del 15% para el período mayo-junio 2014 y otro del 10% acumulativo para el período julio 2014 - abril 2015; más la actualización de varios conceptos remunerativas al igual que el personal del Luz y Fuerza.
- Durante el año 2015 la situación descripta continuó con el dictado de las Resoluciones de Secretaría de Trabajo N° 47/2015, 750/2015 y 779/2015 las cuales otorgaron anticipos a cuenta. Las cuales fueron homologadas mediante el Acta suscripta el 29 de junio de 2015 entre las empresas, la Secretaría de Trabajo y los sindicatos de Sindicato Luz y Fuerza y la Asociación de Personal Superior de Empresas de Energía. La cual acordó un incremento salarial del 16,0% para el período mayo a agosto, del 11,8% para el período septiembre 2015 a abril 2016 y del 11,9% para el período mayo a octubre de 2016.

En este contexto es evidente que los costos de dotación y su productividad son la parte más importante de los Costos de Explotación y para completarlos se debe estimar el valor de los servicios contratados y de los gastos generales de administración en las condiciones actuales y las que se estiman en el corto plazo y para ello la mejor forma es materializarlo a través de la utilización de un modelo como el descripto.

Adicionalmente a los costos de operación y mantenimiento se deben incluir los Otros Gastos del Servicio y la transferencia a los clientes de las externalidades que puedan aparecer en el futuro, o que no hubiesen sido contempladas en el Contrato de Concesión original, a fin de permitir una lógica garantía de estabilidad regulatoria. A título de ejemplo de estos cambios que impactan en los costos podemos citar la decisión de la autoridad con las modificaciones introducidas por la Resolución ENRE 01/16 (lectura bimestral y facturación, reparto, cobranza y atención mensual).

A tal fin la determinación de los Costos de Explotación eficientes, técnicos, comerciales y administrativos, para ser considerados en el cálculo de la futura tarifas de EDESUR se efectuó mediante el diseño de una Empresa Modelo teórica operando en la región del Gran Buenos Aires, atendiendo el mismo mercado que la empresa real, y con las siguientes consideraciones en cuanto al cumplimiento de normas técnicas y de calidad de servicio:

- Prestaciones de calidad de servicio técnica y Costo de la Energía No Suministrada que apuntan a niveles previstos por la Resolución ENRE N° 463/16.



- Se han incorporado los requerimientos necesarios para cumplimentar la Ley 26.361 (Ley de Defensa del Consumidor), que introdujo modificaciones en la normativa específica de la prestación del Servicio de las distribuidoras.
- Cumplimiento de los mayores requerimientos asociados a la implementación de la Resolución ENRE N°01 de 2016, manteniéndose el actual esquema de lectura bimestral y facturación mensual (financiación del pago a cargo de la distribuidora).
- Calidad de Servicio Comercial, Calidad de Producto y Servicio Técnico en función de la mejor interpretación y comprensión de la Resolución ENRE N° 492/16, indicándose aquellas consideraciones adoptadas y/o no consideradas.
- Cumplimiento de la normativa y necesidades de mayor información relacionada con temas de Seguridad en la Vía Pública y Ambientales y otros requerimientos del regulador.
- Mantenimiento del actual nivel de pérdidas reconocidas tanto en energía como en potencia.
- Que continúa el actual Acuerdo Marco o un acuerdo similar para atender a los consumos de barrios carenciados hasta su urbanización.
- Finalmente, no se contemplaron los incrementos de costos y aumentos de los plazos de gestión en las solicitudes en las municipalidades -en especial no se contempló el reciente tarifario del GCBA-.

Este diseño se desarrolló mediante un modelo único donde se dimensionan todas las actividades, y la estructura correspondiente, pertenecientes a una empresa distribuidora operando en forma eficiente. Es decir que del modelo se obtienen como resultado los valores optimizados de los Costos de Operación y Mantenimiento Técnico, los Costos de Operación Comercial (o de Gestión Comercial de los Clientes), y los Costos Indirectos (o Gastos de Administración, o de la Estructura de Apoyo).

Para su cálculo se partió de los parámetros y ratios utilizados oportunamente en previas revisiones tarifarias. Si bien dicho modelo considera estándares de operación y mantenimiento eficientes para los niveles de calidad entendemos que, más allá de la senda de calidad establecida por las Resoluciones ENRE 463/16 y 492/16, será necesario normalizar la red y reimplantar tareas de mantenimiento predictivo y preventivo. Dichas actividades se han relegado en los últimos años en pos de atender a la emergencia generada por la insuficiencia de recursos.

En tal sentido, creemos que dichos ratios representan cabalmente el esfuerzo inicial a realizar, siendo una aproximación válida en función de las limitaciones de tiempo impuestas para la presente RTI. Y que en la medida que las inversiones que se realicen a partir de los fondos que se obtengan de esta renegociación, se irán readecuando el mix de tareas a realizar para llegar a la situación de régimen.

Se han determinado los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) y los Costos de Comercialización (CC), incluyendo los costos de las actividades de apoyo, en función de los ratios enunciados y del crecimiento de la demanda y de la red esperados.

La siguiente tabla resumen pone en evidencia la situación actual donde el nivel requerido de gasto eficiente para la calidad de servicio estipulada incrementa el nivel de actividad por encima de los valores registrados en el pasado, para facilitar su comparación se contrasta el resultado obtenido contra la contabilidad regulatoria a pesos corrientes del 2015 y a precios constantes de diciembre de 2015 discriminando cuanto se debe a los niveles de actividad anteriores y el diferencial por recupero de instalaciones y calidad actividad.

También se incorpora al resultado explícitamente el reconocimiento de aquellos Costos NO Controlables por la Distribuidora y que están relacionados con su actividad. Además, su comparación contra la contabilidad regulatoria a pesos corrientes del 2015 y a precios constantes de diciembre de 2015 para el promedio de los años 2013, 2014 y 2015.

Requerimientos de COyM, C e I base 2015	Contabilidad Regulatoria 2015 [a precios corrientes 2015]	Contabilidad Regulatoria Promedio 2013 a 2015 [a precios constantes Dic-15]	Modelo de Costos con parametrización RTI	% Contabilidad Regulatoria 2015 [a precios corrientes 2015]	% Contabilidad Regulatoria Promedio 2013 a 2015 [a precios constantes Dic-15]
Operación y Mantenimiento [MMS/año]	2,288	2,108	3,236	41%	54%
Distribución Otros [MMS/año]	425	404	408	-4%	1%
Atención Clientes y Conexiones [MMS/año]	558	391	740	33%	89%
Lectura, Facturación, Reparto y Cobranzas [MMS/año]	291	333	692	138%	108%
Morosidad y Pérdidas [MMS/año]	71	185	754	957%	307%
Comercial Otros y Adicionales Resolución ENRE 492/16 [MMS/año]	121	113	166	38%	47%
Administración [MMS/año]	523	429	428	-18%	0%
<b>TOTAL [MMS/año]</b>	<b>4,278</b>	<b>3,964</b>	<b>6,425</b>	<b>50%</b>	<b>62%</b>
Impuestos, tasas y contribuciones [MMS/año]	120	119			
Impuesto al Movimiento en Cuentas Corrientes [MMS/año]			221		
Tasa de Seguridad e Higiene [MMS/año]			9		
Tasa de Inspección y Control ENRE [MMS/año]			22		
Otras Tasas e Impuestos [MMS/año]			20		
<b>COSTOS NO CONTROLABLES (sin Incobrabilidad) [MMS/año]</b>			<b>273</b>		
Incobrabilidad [MMS/año]	32	37	187		
<b>TOTAL CON COSTOS NO CONTROLABLES E INCOBRABILIDAD</b>			<b>6,884</b>		

Como se evidencia de la tabla, más allá de posibles discrepancias menores de imputación, se evidencia que el modelo realizado por EDESUR SA es validado en sus resultados contra los valores habidos, justificando su extrapolación a actividades necesarias.

El modelo minimiza las erogaciones en actividades de soporte y tiene incrementos acordes en el resto de las actividades técnicas y comerciales en relación a las exigencias que han sido planteadas. En particular las actividades comerciales, incorporan un doble estándar de calidad. Debiéndose primero cumplimentar las exigencias requeridas por la Resolución ENRE N° 01/16 (lectura bimestral y facturación, reparto, cobranza mensual y mayor requerimiento de atención comercial) y segundo las establecidas por la Resolución ENRE N° 492/16.

Creemos necesario señalar que en relación con los requerimientos adicionales establecidos por ésta última resolución del 29 de agosto, y en atención al escaso margen de tiempo para su completa evaluación hemos incorporado la mejor estimación de sus efectos en la línea de Comercial Otros Gastos y entendemos que esta norma merece ser analizado ya que su interpretación genera las siguientes observaciones:

- El plazo que se contempla para el tratamiento de errores de facturación puede no ser compatible con la estructura de factura mensual

- La necesidad de incorporar la comunicación fehaciente del aviso de corte, tiene no solo mayores costos contemplados sino problemas prácticos de implementación, entendemos que la misma debiese ser con acuse.
- La exigencia de Salones comerciales adicionales y la cantidad de puestos de atención no es compatible con la búsqueda de eficiencia y a lo que tiende el mundo con las tecnologías actuales.
- Ante reclamos de los clientes entendemos que debemos dar la atención privilegiada de los reclamos de SVP y electrodependientes, pero para generar la señal correcta que evite su mal uso vamos a incorporar un Cargo por Falso Reclamo
- De igual forma que para muchos de los reclamos ingresados en el ENRE es necesario el paso previo por la distribuidora, el Ente debe dar traslado correcto de los que recibe sin asignar a calidad de producto o seguridad en la vía pública reclamos por falta de suministro.
- El régimen propuesto para afectaciones extraordinarias de la prestación de servicio implica la aplicación de sanciones que no guarda relación con la afectación real que el usuario recibe, y escapa a lo establecido en la Res ENRE 463/16 como régimen de calidad de servicio.

También, para las actividades de “Pérdidas y Morosidad” se ha tenido en cuenta el impacto que tuvo el precio mayorista en la tarifa de los usuarios, y su efecto fundamentalmente sobre el comportamiento esperable de los clientes respecto a su conducta de pago y propensión al hurto por su fuerte incidencia en los gastos de gestión de la compañía, y que por ende deben ser reconocidos y compensados en su justa medida, tanto en el nivel de gasto reconocido para hacer frente al problema de incobrabilidad como en las facultades que tenga la empresa de gestionar el mismo.

Este mayor reconocimiento de costos en tarifas podría ser moderado de considerarse el establecimiento de un sendero de pérdidas reconocidas análogo al establecido por el Régimen de Calidad descrito en la Resolución ENRE 463/16. En los “ANEXO 1- Gestión de Pérdidas” y “ANEXO 2- Gestión de Morosidad” del presente documento mostramos distintos escenarios y evoluciones de gastos directos en estas actividades.

La siguiente tabla muestra la apertura de costos obtenidos para los distintos años del período tarifario y los ratios de eficiencia de los mismos a precios de diciembre de 2015:

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Administración	[MM\$]	428	432	435	438	440	442	446
Comercial	[MM\$]	2,353	2,406	2,445	2,468	2,496	2,521	2,544
Distribución	[MM\$]	3,644	3,679	3,705	3,723	3,749	3,805	3,866
<b>TOTAL COyM, C e I</b>	<b>[MM\$]</b>	<b>6,425</b>	<b>6,517</b>	<b>6,585</b>	<b>6,628</b>	<b>6,685</b>	<b>6,769</b>	<b>6,856</b>
<b>COSTOS NO CONTROLABLES (sin Incobrabilidad)</b>	<b>[MM\$]</b>	<b>273</b>	<b>276</b>	<b>279</b>	<b>281</b>	<b>284</b>	<b>287</b>	<b>291</b>
Incobrabilidad	[MM\$]	187	189	191	192	194	197	199
<b>TOTAL CON COSTOS NO CONTROLABLES</b>	<b>[MM\$]</b>	<b>6,884</b>	<b>6,983</b>	<b>7,056</b>	<b>7,102</b>	<b>7,163</b>	<b>7,253</b>	<b>7,346</b>
Costos Totales por Energía Demandada	\$/MWh	326	323	317	310	304	300	296
			-1.0%	-1.9%	-2.2%	-1.9%	-1.4%	-1.3%
Costos Totales por Potencia Máxima	\$/MW	1,748	1,733	1,703	1,663	1,629	1,604	1,580
			-0.8%	-1.7%	-2.3%	-2.0%	-1.6%	-1.5%

En función de todo esto creemos que se evidencia cabalmente el esfuerzo que ha realizado EDESUR en la preparación y análisis del modelo, minimizando el crecimiento conjunto de actividades de estructura y asumiendo que las inversiones realizadas permitirán mantener valores eficientes de operación de la red.

Como se desprende de la tabla precedente se han considerado costos de operación y mantenimiento decrecientes, tal lo solicitado por la Resolución ENRE N° 55/16 y conforme a la expectativas que con un nivel de inversiones razonable se logre recuperar la calidad de la red y se necesiten menos recursos para su operación y mantenimiento.

Como corolario de dicha situación se desprende la existencia de un nivel de **eficiencia del 1.66 % anual acumulativa, la cual al ser afectada por la proporción del VAD que representan los estos costos, resultaría en un Factor X igual a 0.809 % anual.** Éste se corresponde con el primer factor de estímulo a la eficiencia (FACTOR X) a ser aplicado a partir del segundo período tarifario conforme a lo establecido en el Artículo 49 de la Ley N° 24.065. **Dada la desadaptación que presenta la red actualmente entendemos que el mismo debe ser aplicado en forma gradual hasta un máximo de 0,800%.**

Finalmente, a los fines del cálculo tarifario, se ha escindido dichos costos para separar la parte asignable a gastos comerciales, la parte asignable a cargos específicos y otros:

		MONTO
Costo de OyM en MAT y AT	[ \$ / año ]	471
Costo de OyM en AT/MT	[ \$ / año ]	470
Costo de OyM en MT	[ \$ / año ]	803
Costo de OyM en MT/BT	[ \$ / año ]	302
Costo de OyM en BT	[ \$ / año ]	2,131
		<b>4,177</b>
Costo de Gestión Comercial - T1	[ \$ / año ]	1,367
Costo de Gestión Comercial - T2	[ \$ / año ]	49
Costo de Gestión Comercial - T3BT	[ \$ / año ]	79
Costo de Gestión Comercial - T3MT	[ \$ / año ]	71
Costo de Gestión Comercial - T3AT	[ \$ / año ]	1
		<b>1,567</b>
Conexiones	[ \$ / año ]	178
Avisos de Suspensión (notificación de deuda)	[ \$ / año ]	158
Rehabilitaciones	[ \$ / año ]	244
		<b>581</b>
Costos Indirectos de Inversión	[ \$ / año ]	100
		<b>100</b>
		<b>6,425</b>
Impuesto al Movimiento en Cuentas Corrientes	[ \$ / año ]	221
Tasa de Seguridad e Higiene	[ \$ / año ]	9
Tasa de Inspección y Control ENRE	[ \$ / año ]	22
Otras Tasas e Impuestos	[ \$ / año ]	20
		<b>273</b>
Incobrabilidad	[ % ]	1%
Costo de Compra MEM	[ \$ / año ]	6,703
Remuneración Capital	[ \$ / año ]	5,260
Incobrabilidad	[ \$ / año ]	187
		<b>187</b>
		<b>6,884</b>

## **2.2 OTROS GASTOS DEL SERVICIO - RECONOCIMIENTO DE LAS VARIACIONES DE COSTOS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN NO CONTROLABLES / ESTABILIDAD REGULATORIA**

Antes de introducirnos en el desarrollo del modelo de costos utilizado deseamos aclarar la necesidad, magnitud y fundamentos del reconocimiento de todos aquellos costos, sobrecostos y similares que se han ido incorporando a la actividad de distribución eléctrica a lo largo de los últimos años.

La Ley 24.065 establece que la tarifa debe reflejar aquellos cambios en los costos que el prestador no pueda controlar. Por otra parte, el Acta Acuerdo en su Cláusula Décimo Primera, prevé un mecanismo para el reconocimiento de la afectación del servicio por los mayores costos derivados de modificaciones de carácter normativo o regulatorio de distinta naturaleza o materia que acontezcan durante el período de transición.

A efectos de dar cumplimiento a las disposiciones de la Ley 24.065, se propone su reconocimiento tarifario implementándose un mecanismo mediante el cual se autorice trasladar a tarifas las variaciones en los costos de cualquier naturaleza que impacten en el servicio de distribución y que la distribuidora no pueda controlar, tengan los mismos su origen en la aplicación de nuevas normativas o en modificaciones regulatorias que entren en vigor con posterioridad a la vigencia de la Revisión Tarifaria Integral.

De verificarse cambios normativos y/o mayores exigencias regulatorias que las contempladas en las tarifas, el ENRE, a pedido de la empresa, debería iniciar un proceso orientado a evaluar la afectación producida y su incidencia en los costos del servicio, cuyo resultado determinaría, de corresponder, la readecuación de la tarifa.

Se describen a continuación algunos aspectos cuyas variaciones tienen gran incidencia en las tarifas y que por ende deberían ser considerados especialmente.

### **2.2.1 Costo de la Incobrabilidad**

Se debe reconocer en los ingresos de las empresas el valor adicional como consecuencia de la existencia de un número razonable de clientes incobrables (o que la gestión para su cobro resulte significativamente mayor que el beneficio obtenido). Se ha considerado en la determinación del VAD una incobrabilidad del 1% acorde con los valores normalmente reconocidos en este rubro.

Esta incobrabilidad es similar a los ratios actuales, y entendemos que se irá incrementando en caso de que se reconozcan la totalidad de los costos reales incurridos por la cadena de abastecimiento eléctrico.

### **2.2.2 Costo Fiscal y Costos no controlables de la actividad de distribución no incluidos en los costos propios de distribución (VAD)**

Los Contratos de Concesión para la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica de las empresas de jurisdicción nacional, prevén un concepto de estabilidad tributaria parcial que no permite reflejar en las tarifas la variación o creación de nuevas tasas, contribuciones o gravámenes que afecten la actividad del prestador.

A los efectos de reflejar en su exacta incidencia las variaciones generadas por algunos costos vigentes y no controlables, deben incluirse en forma explícita en las fórmulas tarifarias y no dentro del Valor Agregado de Distribución (VAD) los siguientes conceptos de costos:

- Tasa de Inspección y Control del ENRE expresada como un monto trimestral
- Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios expresada como un monto trimestral
- Tasa de Seguridad e Higiene expresada como un monto trimestral
- Los cambios en el régimen impositivo o de prestación de servicio que se hubiese producido en el trimestre

Se propone trasladar a la tarifa una estimación trimestral del monto a pagar por los precitados conceptos, en función a la venta de energía. Estos valores se ajustarían trimestralmente mediante un mecanismo de ajuste ex post, según los costos reales incurridos.

### **2.2.3 Costos Exigencias Seguridad Pública**

Otro aspecto de gran relevancia en los costos de la prestación, es el asociado a la seguridad pública. Al respecto resulta necesario especificar en el Contrato de Concesión la tipificación de anomalías en función de normas técnicas conocidas, y graduación de riesgos, plazos para remediación de anomalías acordes al grado de riesgo que representen, los mecanismos de control a emplear así como también las penalidades que corresponderán en cada caso y buscando que el régimen sancionatorio sea una señal para la subsanación de situaciones precedentes y una guía a la mejora en lugar de una simple erogación de fondos.

En este punto en particular hemos incorporado ratios eficientes de operación y mantenimiento que toman en cuenta las exigencias adicionales a la normal operación producto de nuevas exigencias.

### **2.2.4 Ley 26.361 Ley de Defensa del Consumidor**

Deberán reconocerse en las tarifas a usuarios los mayores costos en que incurre la Distribuidora por la aplicación de la citada normativa o de los efectos que la misma implica sobre las distintas acciones que debe llevar a cabo la empresa. Entendemos que la propuesta realizada contempla razonablemente estas exigencias. Fundamentalmente

esta cuestión se evidencia en la multiplicidad de puntos donde el cliente puede iniciar sus reclamos y que la empresa debe atender.

### **2.2.5 Costos por Mayores Exigencias de Información**

A lo largo de los últimos años se han ido incrementando los requerimientos de información, tanto estadísticos como de operación, de parte tanto de distintos organismos gubernamentales como de asociaciones y organizaciones sin fines de lucro.

La información solicitada llega a ser requerida diariamente, todos los días de la semana, los 365 días del año, generando así una significativa carga laboral. Más allá del costo en tiempo y recursos humanos que los mismos representan, el cumplimiento de los mismos ha obligado al sobredimensionamiento y recambio anticipado de los sistemas informáticos (tanto en software como en hardware) y resulta necesario reconocer estos costos al distribuidor como un porcentaje adicional sobre las licencias, sistemas y servidores que el mismo posea a la hora de la definición de su VAD. Nuestra propuesta cubre, solo parcialmente esta situación a los niveles actuales ya que en muchos casos se aprovechan recursos compartidos con otras exigencias regulatorias, pero entendemos que de mantenerse la tendencia actual estos costos deberían ser reconsiderados.

### **2.2.6 Costos por Exigencias Medioambientales**

Dada la importancia que tiene en la actualidad la problemática medioambiental en el desarrollo de la actividad de distribución, y la gran incidencia en los costos de la prestación que pueden derivarse de cambios normativos respecto de esta temática, es conveniente que se prevea expresamente el procedimiento automático de revisión extraordinaria de tarifas para el reconocimiento de costos de remediación de pasivos ambientales o de costos de reinstalación o se definan explícitamente en el Contrato de Concesión las modificaciones de normas medioambientales que está obligado a cumplir el prestador.

Las mayores exigencias sobre gestión y eliminación de PCB, Campos Electromagnéticos, Nivel de Ruido, Derrames y Disposición de residuos, Instalación de líneas aéreas y subestaciones adicionales, u otras impuestas por autoridades, incluido el ENRE deberán ser incorporadas como un reconocimiento de mayores costos o bien en un cambio normativo que equipare al concepto reconocido. Dicho análisis excede al presente informe, y no ha sido considerado en el mismo.

### **2.2.7 Costos de Conexiones y Ampliaciones de Potencia**

En virtud de la experiencia adquirida a lo largo de los años de la Concesión creemos necesario que el regulador reconozca en los costos de conexiones y ampliaciones no solo un valor simbólico, sino que el mismo también guarde relación con los costos que incurre la distribuidora para tal fin.

Se considera adecuada la implementación de una metodología en la cual las obras relevantes, sin retorno de la inversión en el corto plazo, sean soportadas parcialmente por el cliente o bien garantizando una permanencia en el nivel de consumo que originó la



obra (símil potencia contratada). Su valor estará relacionado con el monto total de la obra y con la utilización por parte del solicitante de las instalaciones a construir.

Un apartado especial será la problemática relacionada con el fenómeno de sustitución de gas por electricidad (edificios full electric) y la asimetría que presentan ambas prestaciones en cuanto a los requerimientos y obligaciones de conexión. La Ley 24.076 de Regulación del Transporte y Distribución de Gas Natural (Artículo 16° inciso C y Artículo 28°) y el Reglamento de Suministro de Gas (acápites 7 y 13).

Estas situaciones son tratadas en nuestra propuesta de Régimen Tarifario.

### **2.2.8 Acuerdo Marco para el Tratamiento de los Asentamiento dentro de la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires.**

EDESUR S.A. mantiene desde 1994 un Acuerdo Marco con el Gobierno Nacional y el de la Provincia de Buenos Aires con el objetivo de proceder a la normalización y abastecimiento del suministro eléctrico en aquellos asentamientos y barrios carenciados definidos en dicho acuerdo.

Este acuerdo está sostenido por un fondo especial del Estado Nacional y de la Provincia de Buenos Aires, generado con aportes porcentuales sobre impuestos nacionales y provinciales incluidos en la facturación efectivamente cobrada a los barrios carenciados y/o clientes con características particulares, el cual se destinaba a atender los saldos por consumo impagos de los asentamientos.

En la ciudad de autónoma de buenos Aires se factura de la misma manera que en el Acuerdo Marco, pero su factura es pagada por la comisión municipal de la vivienda, según el convenio que fuera firmado 04/08/93 entre la Municipalidad Autónoma de la Ciudad de Buenos Aires y EDESUR S.A.

Por lo antes expuesto, la presente propuesta tarifaria considera la vigencia de ambos acuerdos durante todo el período tarifario 2016/2021. Por lo que cualquier modificación en los citados acuerdos que le signifique a EDESUR una merma en los ingresos comprometidos, deberá ser incorporada como un reconocimiento de mayores costos.



### **3. CÁLCULO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, COSTOS INDIRECTOS Y DE EXPLOTACIÓN COMERCIAL**

---

#### **3.1 CONSIDERACIONES GENERALES**

En el presente apartado se presentan los resultados del Cálculo de los Costos de Operación y Mantenimiento, Costos Indirectos y de Explotación Comercial obtenidos para el año base 2015 del modelado de la empresa parámetros y ratios utilizados. **Todos los valores monetarios se encuentran expresados en pesos a valores de diciembre de 2015.**

Se han realizado todos los esfuerzos necesarios para mantener el reconocimiento de ingresos necesarios en los valores mínimos posibles. A tal efecto se ha modelado la organización eficiente para los niveles de calidad brindados durante el año 2015 y se han mantenidos los gastos de estructura de la forma más acotada posible, más allá de las distorsiones existentes en el punto de partida.

Se ha considerado que la mayor parte de los incrementos de actividad se realizan mayoritariamente con personal contratado. Para que esta situación sea así, se requerirá un importante apoyo de las autoridades para tal fin. Cualquier modificación en sentido contrario en esta eficiencia de las actividades deberá ser considerada como mayor costo a ser reconocido en las próximos ajustes tarifarios.

#### **3.2 INTRODUCCIÓN AL MODELO DE CÁLCULO DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN**

La metodología de cálculo de los costos de explotación de una empresa de distribución eléctrica requiere una ordenada consideración de los elementos que los componen, según la naturaleza de los mismos, para poder así establecer su correcta incidencia en las categorías de gastos de las actividades técnicas de operación y mantenimiento de las instalaciones consideradas, de las actividades comerciales, y de las actividades de apoyo.

Los principales recursos requeridos para efectuar las actividades técnicas, comerciales y de apoyo son fundamentalmente los recursos humanos propios y contratados, los que representan prácticamente más del 80% de los gastos de explotación (excluidos los costos de compra de energía).

En el caso particular de la empresa EDESUR, usando las cantidades físicas de las redes de distribución se establecen los recursos destinados a las actividades técnicas (cantidad de instalaciones, kilómetros de redes por nivel de tensión, MVA instalados por nivel de tensión, etc.), mientras que la cantidad de clientes define los recursos destinados a las actividades comerciales.

Por su parte la calidad de servicio determina la frecuencia de inspecciones preventivas que se realizarán sobre las instalaciones existentes y los tiempos máximos de reposición que se pueden aceptar ante contingencias. Por lo tanto, a mayor exigencia de calidad, mayor será la cantidad de inspecciones preventivas y mayor será la necesidad de disponer de equipos para atender situaciones de emergencia.

Adicionalmente el perfil de usuario determina la periodicidad y complejidad de las actividades comerciales. Siendo rasgos importantes la relación presente entre usuario suburbano y urbano, y las diferencias entre pequeñas, medianas y grandes demandas.

Cabe destacar que no existe un único enfoque teórico para el cálculo del costo de explotación, siendo los métodos más empleados los siguientes: a) Empresa Modelo y b) Comparación con Empresas de Referencia (*Benchmarking*) de similares características, dentro de cierto rango, a la compañía en estudio, y con niveles de eficiencia considerados razonables.

El método de Empresa Modelo se basa en el diseño de una empresa virtual para satisfacer la demanda en la zona de prestación del servicio de distribución de energía eléctrica. Este método realiza su construcción a través del análisis de instalaciones y gastos optimizados, lo cual permite identificar la estructura de costos relevante y eficiente. La implementación práctica de esta metodología implica una serie de análisis y estudios para las instalaciones eléctricas, así como el diseño de la estructura operativa y de gestión administrativa y comercial de la empresa bajo estudio. Ello implica la necesidad de definir y valorizar tecnologías, típicos constructivos, costos de atención de clientes, requerimientos de operación y mantenimiento y sus costos, pérdidas discriminadas, etc.

Por dicho motivo, en este trabajo el cálculo del costo de explotación fue realizado a través de este último método. Para su cálculo se partió de los parámetros y ratios utilizados oportunamente en previas revisiones tarifarias. Si bien dicho modelo supone estándares de operación y mantenimiento eficientes para los niveles de calidad del Contrato de Concesión entendemos que, más allá de la senda de calidad establecida por las Resoluciones ENRE N° 463/16 y ENRE N° 492/16, será necesario normalizar la red y reimplantar tareas de mantenimiento predictivo y preventivo, conjuntamente con las actividades relacionadas a calidad de servicio comercial y control de pérdidas y morosidad.

El mismo estableció los costos de operación y mantenimiento a partir de ratios que relacionan los recursos humanos y los materiales, que representan casi la totalidad de los gastos de explotación (excluidos los gastos de compra de energía), con la cantidad de actividades técnicas, comerciales y de apoyo efectuadas en las empresas.

Los costos que se obtienen mediante la metodología de cálculo indicada precedentemente, son representativos de una empresa dimensionada para la prestación de servicios a los usuarios, cuyo suministro se efectúa a través de las instalaciones de distribución, según ratios comparables y aceptados en la industria, y cuyos costos resultan razonables y acordes con una gestión prudente del servicio y de la infraestructura, determinada bajo el criterio de costo promedio total presente.

### **3.3 REQUERIMIENTOS DE PERSONAL**

Se calcularon los requerimientos de personal (tanto directo como indirecto), partiendo de los procesos y actividades identificados y aplicando, en la mayoría de los casos, los principios comparativos de organización descritos anteriormente.

Para calcular las dotaciones de cada sector se utilizaron ratios que relacionan el plantel requerido para operar y mantener una unidad de instalación respecto de las instalaciones

de la empresa. Mientras que en otros casos los ratios relacionan una actividad con el trabajo necesario para ejecutarla.

Se han realizado todos los esfuerzos necesarios para mantener el reconocimiento de ingresos necesario en los valores mínimos posibles. A tal efecto se ha modelado la organización eficiente para mantener los gastos de estructura lo más acotado posible, más allá de las distorsiones existentes en el punto de partida. Se ha considerado que la mayor parte de los incrementos de actividad se realizan con personal contratado. Para que esta situación sea así, requerimos del apoyo de las autoridades para tal fin. Cualquier modificación en sentido contrario deberá ser considerada como mayor costo a ser reconocido en las próximas renegociaciones tarifarias.

Los costos salariales promedio han sido obtenidos en función del sistema de remuneración de liquidaciones de EDESUR y reflejan las siguientes situaciones:

- La reducción de la jornada laboral y el deterioro en la productividad del personal asociado a la prestación del servicio y mayor conflictividad en las relaciones laborales. (ANEXO 4 “Informe de Técnico PEREZ ALATI, GRONDONA, BENITES, ARNTSEN & MARTINEZ DE HOZ (H)”)
  - El costo del personal convenionado que evoluciono a lo largo de los últimos años por encima de otros costos del servicio.

Por su parte el rendimiento actual de las actividades ha decrecido en función del acortamiento de la jornada laboral, el aumento de la antigüedad media de la dotación y la proliferación de nuevos feriados nacionales.

Productividad		
Fines de semana	104	días
Feridos Nacionales	17	días
Vacaciones anuales	20	días
<b>Total días no laborables por año</b>	<b>141</b>	<b>días</b>
Horas útiles de trabajo en OFICINA	5.7	hs / día
Horas útiles de trabajo en la CALLE	4.3	hs / día
<b>Días Hábiles de trabajo</b>	<b>224</b>	<b>días</b>
<b>Horas útiles de trabajo en OFICINA</b>	<b>1,277</b>	<b>hs / año</b>
<b>Horas útiles de trabajo en la CALLE</b>	<b>963</b>	<b>hs / año</b>

A partir de estos rendimientos, se ha determinado la dotación óptima en función de los supuestos y exigencias planteados:

Posición	Nivel	Personal Actual [#]	Costo Salarial Actual [M\$/año]
Gerente General	N-1	1	4,332
Director	N-2	7	25,704
Gerente	N-3	31	58,292
Jefe de Departamento	N-4	79	88,659
Jefe de Sección	N-5	15	13,146

Profesional (Ingeniero/Contador/Analista)	N-6	622	400,366
Supervisor	N-7	210	178,744
Empleado	N-8	1,015	579,438
Capataz / Caporal	N-9	469	436,208
Técnico / Operario	N-10	1,897	1,331,550
<b>DOTACIÓN TOTAL</b>		<b>4,346</b>	<b>3,116,439</b>

Sector	Personal Actual [#]	Costo Salarial Actual [M\$/año]
Gerencia General	3	5,546
Gerencia de Comunicación	9	6,738
Dirección Asuntos Legales	24	20,075
Dirección Recursos Humanos	57	44,070
Dirección de Planificación y Control Económico	26	25,283
Gerencia de Auditoría	12	8,523
Dirección de Administración y Finanzas	231	159,055
Dirección de Planificación, Ingeniería y Obras	1,217	872,578
Dirección de Distribución	43	36,328
Dirección Comercial	2,724	1,938,241
<b>DOTACIÓN TOTAL</b>		<b>3,116,439</b>

Como se evidencia en las tablas precedentes, la estructura óptima que permite brindar el nivel de servicio planteado representa un incremento menor al 5% de la dotación con que contaba EDESUR al 31 de diciembre de 2015.

En este contexto es evidente que los costos de dotación y su productividad son la parte más importante de los Costos de Explotación y para completarlos se debe estimar el valor de los servicios contratados y de los gastos generales de administración en las condiciones actuales y las que se estiman en el corto plazo.

### 3.4 COSTOS TOTALES POR ÁREA DE LA EMPRESA

Los costos totales correspondientes a remuneraciones, materiales de explotación y servicios contratados para cada área de la empresa, y para cada sector dentro de las áreas se presentan a continuación, expresados en miles de \$ anuales correspondientes a diciembre del año 2015.

Estos costos que se presentan a continuación no incluyen los montos correspondientes a Impuestos y Tasa ni las Multas, ni ningún otro costo no controlable por la distribuidora.

DISTRIBUCION		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Operación MAT	[ m \$ / año ]	8,902	505	10,893	20,301
Operación AT	[ m \$ / año ]	48,557	2,756	59,418	110,731
Operación MT	[ m \$ / año ]	55,577	644	11,940	68,161
Operación BT	[ m \$ / año ]	85,112	6,392	196,743	288,248
Mantenimiento SSEE 220 kV	[ m \$ / año ]	67,788	6,491	3,772	78,050
Mantenimiento Líneas MAT	[ m \$ / año ]	36,347	2,201	2,935	41,483
Mantenimiento Líneas AT	[ m \$ / año ]	26,723	1,618	2,158	30,500
Mantenimiento Cables MAT	[ m \$ / año ]	3,055	447	182	3,683
Mantenimiento Cables AT	[ m \$ / año ]	83,706	12,236	4,985	100,927
Mantenimiento SSEE 132 kV	[ m \$ / año ]	337,362	21,717	18,765	377,843
Mantenimiento Líneas MT	[ m \$ / año ]	155,147	12,363	80,210	247,721
Mantenimiento Cables MT	[ m \$ / año ]	209,477	24,351	107,453	341,281
Mantenimiento CT MT/BT aéreos	[ m \$ / año ]	10,731	4,876	62,739	78,345
Mantenimiento CT MT/BT subterráneos	[ m \$ / año ]	20,562	25,491	137,331	183,384
Mantenimiento Líneas BT	[ m \$ / año ]	167,077	22,177	168,294	357,548
Mantenimiento Cables BT	[ m \$ / año ]	393,171	66,541	448,427	908,139
Calidad de Servicio y Producto	[ m \$ / año ]	178,331	104,603	21,162	304,097
Ingeniería y Construcción	[ m \$ / año ]	83,066	0	0	83,066
Normalización y Planificación del Sistema	[ m \$ / año ]	19,881	81	838	20,801
<b>Total Distribución</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>1,990,571</b>	<b>315,492</b>	<b>1,338,246</b>	<b>3,644,309</b>

COMERCIAL		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Atención Clientes en Oficinas	[ m \$ / año ]	71,752	793	289,004	361,549
Atención de Contrataciones	[ m \$ / año ]	3,158	35	13,522	16,715
Call Center (comercial)	[ m \$ / año ]	32,425	358	33,035	65,818
Atención Medianos y Grandes Clientes	[ m \$ / año ]	101,263	1,120	14,730	117,113
Conexiones	[ m \$ / año ]	98,023	25,021	55,424	178,468
Lectura y Facturación PD	[ m \$ / año ]	221,424	11,878	327,173	560,475
Lectura y Facturación MD	[ m \$ / año ]	5,548	219	24,871	30,638
Lectura y Facturación GD	[ m \$ / año ]	1,972	65	6,905	8,943
Normativa comercial	[ m \$ / año ]	14,945	165	2,174	17,284
Análisis y recuperación de lecturas y facturación	[ m \$ / año ]	40,679	487	46,857	88,023
Recaudación y control	[ m \$ / año ]	43,463	481	48,394	92,338
Análisis, gestión y verificación de saldos	[ m \$ / año ]	37,513	465	10,337	48,314
Avisos de Suspensión (notificación de deuda)	[ m \$ / año ]	15,356	1,469	141,659	158,484
Suspensiones y Reconexiones PD	[ m \$ / año ]	103,821	2,465	128,800	235,086
Suspensiones y Reconexiones MD	[ m \$ / año ]	2,973	63	3,033	6,068
Suspensiones y Reconexiones GD	[ m \$ / año ]	0	2,348	715	3,064
Cobranza Extrajudicial PD	[ m \$ / año ]	0	0	648	648
Cobranza Extrajudicial MD	[ m \$ / año ]	0	0	33	33
Cobranza Extrajudicial GD	[ m \$ / año ]	0	0	11	11
Detección, planificación y apoyo a recup. de ventas	[ m \$ / año ]	8,744	97	13,459	22,299
Inspecciones, normalizaciones y medidores PD	[ m \$ / año ]	21,353	63,806	167,895	253,054
Inspecciones, normalizaciones y medidores MD	[ m \$ / año ]	7,349	744	9,451	17,544
Inspecciones, normalizaciones y medidores GD	[ m \$ / año ]	5,541	652	3,515	9,708
Compras de Energía	[ m \$ / año ]	4,330	48	630	5,008
Reclamos Regulatorios / Resolución ENRE 492/16	[ m \$ / año ]	48,507	536	7,056	56,099
<b>Total Comercial</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>890,139</b>	<b>113,313</b>	<b>1,349,331</b>	<b>2,352,783</b>

ADMINISTRACION		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Gerencia General	[m \$/año]	5,546	515	2,779	8,840
Comunicación	[m \$/año]	6,738	625	3,376	10,739
Asuntos Legales	[m \$/año]	12,347	1,145	6,187	19,679
Contrato de Concesión	[m \$/año]	7,728	717	3,872	12,316
Relaciones Laborales	[m \$/año]	12,831	1,190	6,429	20,450
Personal	[m \$/año]	15,315	1,421	7,674	24,409
Seguridad y Medicina Laboral	[m \$/año]	15,925	1,477	7,979	25,382
Planificación Económico	[m \$/año]	9,311	864	4,666	14,841
Control de Gestión	[m \$/año]	9,335	866	4,677	14,878
Tarifas y Asuntos Regulatorios	[m \$/año]	6,637	616	3,326	10,579
Auditoría Interna	[m \$/año]	8,523	791	4,271	13,585
Contabilidad	[m \$/año]	25,354	2,352	12,704	40,410
Finanzas	[m \$/año]	16,558	1,536	8,297	26,391
Sistemas	[m \$/año]	54,917	5,095	27,517	87,529
Abastecimiento para Inversiones	[m \$/año]	11,491	895	4,941	17,327
Abastecimiento general	[m \$/año]	7,326	680	3,671	11,677
Servicios	[m \$/año]	43,408	4,027	21,750	69,185
<b>Total Administración</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>269,291</b>	<b>24,811</b>	<b>134,116</b>	<b>428,219</b>

### 3.5 ESTRUCTURA DE RED Y MERCADO ATENDIDO

La siguiente tabla resume las magnitudes físicas utilizadas en los distintos cálculos

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Cables Subterráneos de 220 kV	[ km ]	19	19	19	19	19	39	39
Líneas Aéreas de 220 kV	[ km ]	272	272	272	272	272	272	272
Subestaciones de 500 y 220 kV	[ ud ]	11	11	11	11	11	12	12
Cables Subterráneos de 132 kV	[ km ]	532	532	548	548	566	621	692
Líneas Aéreas de 132 kV	[ km ]	200	200	200	200	207	217	227
Subestaciones de 132 y 27,5 kV	[ ud ]	60	60	61	61	62	64	68
Cables Subterráneos MT (CMT)	[ km ]	4,555	4,800	4,975	5,193	5,415	5,661	5,828
Líneas Aéreas MT (LMT)	[ km ]	3,373	3,415	3,444	3,481	3,519	3,561	3,589
Centros de Transformación MT/BT en Cámara (CTC)	[ ud ]	6,243	6,280	6,287	6,296	6,305	6,314	6,323
Centros de Transformación MT/BT Aéreos (CTA)	[ ud ]	14,263	14,360	14,377	14,401	14,424	14,448	14,472
Cables Subterráneos BT (CBT)	[ km ]	6,288	6,411	6,443	6,478	6,517	6,551	6,578
Líneas Aéreas BT (LBT)	[ km ]	10,758	10,888	10,922	10,959	11,000	11,036	11,065
Mediciones mensuales de Calidad de Producto y Servicio Técnico	[ acc ]	27,564	27,564	27,564	27,564	27,564	27,564	27,564
Trabajos Seguridad Vía Pública	[ acc ]	33,540	33,540	33,540	33,540	33,540	33,540	33,540
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Tarifa T1R	[Clientes]	2,160,665	2,194,035	2,222,754	2,240,058	2,257,230	2,274,272	2,291,181
Tarifa T1G	[Clientes]	276,000	278,287	279,683	281,080	282,477	283,874	285,271
Tarifa T2	[Clientes]	27,986	31,561	33,029	34,497	35,966	37,434	38,903
Tarifa T3BT y Peaje BT	[Clientes]	6,131	6,896	7,234	7,573	7,911	8,250	8,588
Tarifa T3MT, T3AT, Peaje MT y Peaje AT	[Clientes]	1,566	1,769	1,833	1,897	1,960	2,024	2,087
<b>TOTAL CUENTES</b>	<b>[Clientes]</b>	<b>2,472,347</b>	<b>2,512,547</b>	<b>2,544,534</b>	<b>2,565,105</b>	<b>2,585,545</b>	<b>2,605,853</b>	<b>2,626,030</b>
Nivel de Pérdidas	[%]	12.4%	12.8%	12.2%	11.4%	10.8%	10.4%	10.3%
SAIDI Res. ENRE 463/16		32.2	32.0	30.6	27.7	27.7	21.6	8.7

### 3.6 COSTOS DE MERCADO

#### 3.6.1 Personal Propio, feriados y vacaciones

Los costos del personal propio corresponden a los valores promedio por nivel (categoría) actualmente en vigencia en la distribuidora, los que se presentan en la siguiente tabla expresados en miles de pesos por año (miles \$/año), correspondientes a diciembre de 2015.

Se indican además el promedio de feriados nacionales por año, y la cantidad promedio de vacaciones anuales para el personal de la distribuidora.

Nivel		Monto
Nivel 1 - Gerente General	[ miles \$/año ]	<b>4,332</b>
Nivel 2 - Director	[ miles \$/año ]	<b>3,672</b>
Nivel 3 - Gerente	[ miles \$/año ]	<b>1,880</b>
Nivel 4 - Jefe de Departamento	[ miles \$/año ]	<b>1,122</b>
Nivel 5 - Jefe de Sección	[ miles \$/año ]	<b>876</b>
Nivel 6 - Profesional (Ingeniero/Contador/Analista)	[ miles \$/año ]	<b>644</b>
Nivel 7 - Supervisor	[ miles \$/año ]	<b>851</b>
Nivel 8 - Empleado	[ miles \$/año ]	<b>571</b>
Nivel 9 - Capataz / Caporal	[ miles \$/año ]	<b>930</b>
Nivel 10 - Técnico / Operario	[ miles \$/año ]	<b>702</b>

### 3.6.2 Adquisición y mantenimiento de Vehículos

Los costos de compra y de explotación típicos para los vehículos y equipos de transporte y de movimiento de cargas utilizado, representativo del mercado argentino en diciembre de 2015, son los que se presenta a continuación.

Vehículo		Monto
Costo total de adquisición automóvil Sedan	[ \$/ unidad ]	182,900
Costo total de adquisición utilitario liviano	[ \$/ unidad ]	269,000
Costo total de adquisición Pick-up 4x2 simple cabina	[ \$/ unidad ]	409,700
Costo total de adquisición Pick-up 4x4 doble cabina	[ \$/ unidad ]	624,300
Costo total de adquisición Camión	[ \$/ unidad ]	975,392
Costo total de adquisición Camión Canasta 4x2	[ \$/ unidad ]	2,173,400
Costo total de adquisición Camión Doble Canasta (aislado)	[ \$/ unidad ]	2,481,485
Costo total de adquisición Camión Grúa	[ \$/ unidad ]	1,876,801
Costo total de adquisición Grúa	[ \$/ unidad ]	901,409
Costo total de adquisición Excavadora	[ \$/ unidad ]	852,639
Precio de la Nafta	[ \$ / l ]	16.53
Precio del Diesel	[ \$ / l ]	15.28
Costo de neumáticos de automóvil y utilitario liviano	[ \$/ unidad ]	1,200
Costo de neumáticos de camioneta (Pick Up)	[ \$/ unidad ]	4,310
Costo de neumáticos de camión	[ \$/ unidad ]	6,775
Costo de neumáticos de grúas y excavadoras	[ \$/ unidad ]	6,775

### 3.6.3 Contratistas

Con respecto a los costos básicos de empresas contratistas, para determinar el precio de mercado del personal contratado se han considerado los siguientes costos salariales, considerando valores vigentes a diciembre de 2015.

COSTOS DE PERSONAL		Monto
Costo salarial mensual de un liniero de 1° o caporal	[ \$/ mes ]	<b>83,162</b>
Costo salarial mensual de un liniero de 2°	[ \$/ mes ]	<b>65,722</b>
Costo salarial mensual de un ayudante	[ \$/ mes ]	<b>45,858</b>
Costo salarial mensual de un peon (no calificado)	[ \$/ mes ]	<b>35,909</b>
Especialista electrónico	[ \$/ mes ]	<b>57,693</b>
Costo salarial mensual de un técnico / proyectista	[ \$/ mes ]	<b>61,080</b>
Costo salarial mensual de un empleado de oficina	[ \$/ mes ]	<b>57,716</b>
Costo salarial mensual de un vigilador (seguridad)	[ \$/ mes ]	<b>46,915</b>

### 3.6.4 Cobranza por terceros

En lo referente a los costos de cobranza por terceros agentes, los valores considerados son:

COSTOS DE COBRANZA POR TERCEROS		
Costo del servicio de cobranza en Bancos	[ \$ / fact ]	1.38
Costo del servicio de cobranza mediante Tarjeta de Crédito	[ \$ / fact ]	2.22
Costo del servicio de cobranza mediante Débito Automático	[ \$ / fact ]	0.53
Costo del servicio de cobranza por Terceros	[ \$ / fact ]	2.64
Seguridad y transporte de caudales	[ \$ / mes ]	971,053.04



### 3.6.5 Materiales en actividades comerciales

COSTOS UNITARIOS DE MATERIALES DE ACCIONES COMERCIALES		
Impresión Facturas Pequeñas Demandas (con ensobrado)	[ \$ / factura ]	0.29
Impresión Facturas Medianas Demandas (con ensobrado)	[ \$ / factura ]	0.29
Impresión Facturas Grandes Demandas (con ensobrado)	[ \$ / factura ]	0.29
Conexión Pequeñas Demandas monofásicas	[ \$ / acción ]	213.80
Conexión Pequeñas Demandas trifásicas	[ \$ / acción ]	1,487.93
Conexión Medianas Demandas	[ \$ / acción ]	1,231.00
Conexión Grandes Demandas	[ \$ / acción ]	3,890.00
Reconexión Pequeñas Demandas monofásicas	[ \$ / acción ]	151.69
Reconexión Pequeñas Demandas trifásicas	[ \$ / acción ]	493.71
Reconexión Medianas Demandas	[ \$ / acción ]	636.00
Reconexión Grandes Demandas	[ \$ / acción ]	1,275.00
Normalización Pequeñas Demandas monofásicas	[ \$ / acción ]	262.75
Normalización Pequeñas Demandas trifásicas	[ \$ / acción ]	1,101.97
Normalización Medianas Demandas	[ \$ / acción ]	747.00
Normalización Grandes Demandas	[ \$ / acción ]	2,324.00
Reparación de Medidor Pequeñas Demandas	[ \$ / acción ]	125.00
Reparación de Medianas Demandas	[ \$ / acción ]	287.00
Reparación de Grandes Demandas	[ \$ / acción ]	335.00

### 3.6.6 Costos de acciones de apoyo a la recuperación de ventas

COSTOS UNITARIOS DE ACCIONES DE APOYO AL CONTROL DE HURTO		
Apoyo policial para control de hurto	[ \$ / acción ]	0
Certificación de irregularidades (notario o funcionario)	[ \$ / acción ]	4,500.00

### 3.6.7 Costos de Oficinas y Edificios

COSTOS DE OFICINAS Y EDIFICIOS		Técnica	Comercial	Administ.
Costo de alquiler oficinas con expensas	\$ / m2 - año	----	1,101	----
Costo de alquiler de bodegas	\$ / m2 - año	----	----	----
Costo de limpieza y mantenimiento de oficinas	\$ / m2 - año	180	430	384
Costo de limpieza y mantenimiento de bodegas	\$ / m2 - año	79	----	----

### 3.7 NIVEL DE TERCERIZACIÓN DE ACTIVIDADES

Los valores indicados representan el nivel final al cual se ha arribado para poder mantener la dotación propia en niveles acotados, como se ha señalado precedentemente.

Los niveles adoptados se presentan en las siguientes tablas.

PARTICIPACION DE CONTRATISTAS EN ACTIVIDADES TECNICAS	
Mantenimiento de SSEE	0%
Mantenimiento de Red AT	0%
Mantenimiento de Red MT	54%
Mantenimiento de CT	89%
Mantenimiento de Red BT	59%
Mantenimiento de AP	54%
Operación de SSEE	54%
Operación de red MT	54%
Guardia de Reclamos	66%
Mantenimiento TCT	54%
Medición Calidad Técnica	54%

PARTICIPACION DE CONTRATISTAS EN ACTIVIDADES COMERCIALES	
Atención a Clientes en Oficinas Propias	75%
Call Center	94%
Conexiones	41%
Lectura de medidores	75%
Análisis de lecturas y facturación	75%
Notificación de facturas	92%
Cobranza en Oficinas Propias	75%
Participación del Contratista de Gestión de Morosidad	68%
Recuperación de Ventas - Inspecciones	65%
Recuperación de Ventas - Normalizaciones	59%
Reparación de Medidores	100%

### 3.8 ACCIONES TÉCNICAS Y COMERCIALES

Las acciones técnicas y comerciales comprenden una serie de parámetros que definen las características del mercado a atender (comportamientos comerciales típicos de los clientes, criterios adoptados por las distribuidoras ante esos comportamientos) y la regulación vigente (acciones originadas en diferentes tipos de obligaciones establecidos por la regulación). Estos parámetros se presentan a continuación.

ACCIONES TECNICAS		
Mediciones mensuales de Calidad de Producto ( Tensión )	[ acc / mes ]	2,263
Mediciones mensuales de Calidad de Producto (Flicker y Arm.)	[ acc / mes ]	34
Trabajos Seguridad Vía Pública	[ acc / mes ]	2,795

ACCIONES COMERCIALES		
Promedio de llamadas por Reclamos Comerciales por cliente	[ llam / cli-año ]	0.119
Promedio de llamadas por Reclamos Técnicos por cliente	[ llam / cli-año ]	1.172
Atención de Clientes en Oficinas por cliente	[ atenc / cli-año ]	0.256
Reclamos regulatorios anuales (% sobre el total de clientes)	[ % ]	0.02%
Novedades de lectura a analizar (sobre el total de lecturas)	[ % ]	4.51%
Porcentaje de lecturas recuperadas ( Fuera de ciclo )	[ % ]	3.01%
Cobranza en Bancos sobre el total	[ % ]	19.18%
Cobranza mediante Tarjeta de Crédito sobre TOTAL	[ % ]	4.35%
Cobranza mediante Débito Automático sobre el TOTAL	[ % ]	8.65%
Participación de la cobranza por Terceros sobre el TOTAL	[ % ]	61.44%
Cobranza en Oficinas Comerciales sobre el TOTAL	[ % ]	6.37%
Notificación de Deuda sobre el total de Facturas Anuales	%	10.00%
Suspensiones sobre el total de Facturas Anuales	%	2.37%
Reconexiones sobre el total de Facturas Anuales	%	1.99%
Monto promedio en Gestión Extrajudicial y Judicial factura PD	[ \$ / factura ]	1,061
Monto promedio en Gestión Extrajudicial y Judicial factura MD	[ \$ / factura ]	4,635
Monto promedio en Gestión Extrajudicial y Judicial factura GD	[ \$ / factura ]	5,860
Costo Gestión Extraj. y Judicial externa ( % monto gestionado )	%	10.39%
Éxito en la Cobranza Extrajudicial y Judicial	%	8%
Frecuencia de análisis de consumo de clientes PD	[ meses ]	2
Frecuencia de análisis de consumo de clientes MD	[ meses ]	1
Frecuencia de análisis de consumo de clientes GD	[ meses ]	1
Cantidad Anual de Inspecciones PD Urbanas (% de clientes)	%	3.61%
Cantidad Anual de Inspecciones PD Rurales (% de clientes)	%	3.61%
Cantidad Anual de Inspecciones MD (% de clientes)	%	60.25%
Cantidad Anual de Inspecciones GD (% de clientes)	%	100.00%
Inspecciones Exitosas Pequeñas Demandas	%	16.00%
Inspecciones Exitosas Medianas y Grandes Demandas	%	3.00%
Cantidad Anual de Incorporación Masiva de Clientes (% de clientes)	%	1.96%
Cantidad de Normaliz.que requieren certific. (% total normaliz.)	%	1.27%
Cantidad de Acciones que requieren apoyo policial (% total acciones)	%	0.64%
Revisión Anual de Medidores (% de medidores)	%	1.00%
Reparación Anual de Medidores (% de medidores)	%	1.00%

### 3.9 RENDIMIENTOS DE ACTIVIDADES TÉCNICAS, COMERCIALES Y ADMINISTRATIVAS

En el caso de los valores empleados se han considerado para la adopción de los rendimientos de las actividades técnicas y comerciales las nuevas exigencias de calidad del servicio técnico y comercial planteadas por el ENRE y, para el caso del cálculo de los Costos de OyM y Comercialización correspondientes al año 2015 a ser aplicados en la metodología del VNR, se ha tomado en cuenta las instalaciones necesarias para estar adaptadas a la demanda y que están al inicio de su vida útil. Los mismos toman como base los utilizados por PA Consulting en las revisiones tarifarias previas.

#### 3.9.1 Rendimientos de actividades técnicas

Para el caso de las diferentes actividades técnicas los rendimientos se han expresado como la cantidad de personas (personal de campo, técnicos, proyectistas, etc.) permanentes que se requieren para efectuar la actividad referidas a una cantidad de instalaciones o de clientes, mientras que el costo de materiales asociado a la actividad se expresa en pesos por año referidos a esa cantidad de instalaciones o clientes.

Para el caso de los proyectos los rendimientos se expresan en personas – día por cada tipo de proyecto.

En todos los casos el personal requerido puede ser tanto propio como contratado, definiéndose esta condición mediante los niveles de contratación detallados en un apartado anterior. Los valores adoptados son los siguientes.

<b>Operación en AT - Subtransmisión / Calidad de Servicio</b>		
	<b>Rendimiento personal</b>	<b>Materiales de explotación</b>
Centro de Control - SSEE por operador por turno	<b>10.00</b> SSEE / oper	
Operación de SE	<b>2.10</b> pers / SSEE	<b>1,194</b> \$ / SSEE-año
Análisis de Fallas y Planificación de Operación	<b>500</b> km MT+AT / pers	
Mediciones de Calidad de Producto ( Tensión )	<b>1.00</b> por HH	<b>23.89</b> \$ / med
Mediciones de Calidad de Producto ( Flicker y Arm.)	<b>3.00</b> por HH	<b>23.89</b> \$ / med
<b>Mantenimiento en AT - Subtransmisión</b>		
	<b>Rendimiento personal</b>	<b>Materiales de explotación</b>
Mantenimiento Líneas Aéreas AT	<b>12.07</b> pers / 100 km	<b>289,134</b> \$ / 100 km-año
Mantenimiento Cables Subterráneos AT	<b>14.88</b> pers / 100 km	<b>1,869,270</b> \$ / 100 km-año
Mantenimiento en Caliente de Líneas AT	<b>0.71</b> pers / 100 km	<b>226,928</b> \$ / 100 km-año
Mantenimiento de SSEE AT/AT	<b>3.90</b> pers / SSEE	<b>345,967</b> \$ / SSEE-año
Mantenimiento de SSEE AT/MT - P > 150 MVA	<b>4.70</b> pers / SSEE	<b>268,922</b> \$ / SSEE-año
Mantenimiento de SSEE AT/MT - 50 < P ≤ 150 MVA	<b>3.41</b> pers / SSEE	<b>168,617</b> \$ / SSEE-año
Mantenimiento de SSEE AT/MT - 20 < P ≤ 50 MVA	<b>3.28</b> pers / SSEE	<b>155,407</b> \$ / SSEE-año
Mantenimiento de SSEE AT/MT - 1 < P ≤ 20 MVA	<b>1.66</b> pers / SSEE	<b>105,767</b> \$ / SSEE-año
Mantenimiento de Protecciones	<b>0.83</b> pers / SSEE	<b>5,288</b> \$ / SSEE-año
Mantenimiento de Telecontrol	<b>2.49</b> pers / SSEE	<b>10,577</b> \$ / SSEE-año
<b>Operación Distribución</b>		
	<b>Rendimiento personal</b>	<b>Materiales de explotación</b>
Centro de Control MT - km MT por operador por turno	<b>1,000</b> km MT / oper	
Operación Redes MT	<b>1.00</b> pers / 100 km	
Guardia Reclamos ( Atención de averías ) - Zona 1	<b>0.07</b> pers / 1000 cli	<b>1032</b> \$ / 1000 cli - año
Guardia Reclamos ( Atención de averías ) - Zona 2	<b>0.11</b> pers / 1000 cli	<b>1032</b> \$ / 1000 cli - año
Guardia Reclamos ( Atención de averías ) - Zona 3	<b>0.12</b> pers / 1000 cli	<b>1032</b> \$ / 1000 cli - año
Guardia Reclamos ( Atención de averías ) - Zona 4	<b>0.00</b> pers / 1000 cli	<b>1032</b> \$ / 1000 cli - año
Guardia Reclamos ( Atención de averías ) - Zona 5	<b>0.00</b> pers / 1000 cli	<b>1032</b> \$ / 1000 cli - año
<b>Mantenimiento Distribución</b>		
	<b>Rendimiento personal</b>	<b>Materiales de explotación</b>

Mantenimiento Líneas Aéreas MT	4.01	pers / 100 km	157,655	\$ / 100 km-año
Mantenimiento Cables Subterráneos MT	4.52	pers / 100 km	464,904	\$ / 100 km-año
Mantenimiento en Caliente de Líneas MT	0.40	pers / 100 km	135,361	\$ / 100 km-año
Mantenimiento de CT MT/BT en Cámara (CTC)	2.85	pers / 100 ud	402,233	\$ / 100 ud-año
Mantenimiento de CT MT/BT Aéreos (CTA)	0.55	pers / 100 ud	31,617	\$ / 100 ud-año
Mantenimiento de CT MT/BT Monoposte (CTM)	0.00	pers / 100 ud	0	\$ / 100 ud-año
Mantenimiento Líneas Aéreas BT	3.21	pers / 100 km	185,855	\$ / 100 km-año
Mantenimiento Cables Subterráneos BT	14.72	pers / 100 km	968,833	\$ / 100 km-año
Seguridad en la Vía Pública	21.26	pers / 1000 anom	131,555	\$ / 1000 anom-año

Proyectos de AT	
SSEE > 50 MVA	900 pers-día / proy
SSEE ≤ 50 MVA	600 pers-día / proy
Líneas AT ~ 10 km	400 pers-día / proy
Automatismos	250 pers-día / proy
Inspección de obras	100 pers-día / proy
Proyectos de MT	
Proyectos Mayores (Longitud ~ 10 km)	200 pers-día / proy
Proyectos Mayores (Longitud ~ 300 m)	150 pers-día / proy
Proyectos menores de MT / BT	
Centros Transf. ( c/red BT ) P ≤ 75 kVA	4.00 pers-día / proy
Centros Transf. ( c/red BT ) 75 < P ≤ 350 kVA	6.00 pers-día / proy
Centros Transf. ( c/red BT ) 350 kVA < P	6.00 pers-día / proy
Red BT longitud ~ 200 m	4.00 pers-día / proy
Proyectos de Nuevas Conexiones	
Proyecto de Conexiones MD y GD	2.00 pers-día / proy
Supervisión de Conexiones	1 pers-día / proy
Supervisión de Construcción de Proyectos	
Supervisión de Proyectos MT	50 pers-día / proy
Supervisión de Proyectos BT	5 pers-día / proy
Otros	
Actualización del GIS	10000 cli / pers
Ingeniería de SVP	1400 anóm / pers

### 3.9.2 Rendimientos de actividades comerciales

Los rendimientos utilizados para dimensionar la Atención al Cliente son básicamente los promedios de acciones por día que pueden efectuar los empleados y operarios, tanto del personal de la distribuidora como de los distintos contratistas, en las distintas tareas que configuran la actividad comercial. Los valores utilizados se indican a continuación.

Contratación	
Atención de Contratación	1.20 por HH
Back Office de Contratación	0.80 por HH
Conexión PD zona urbana	0.90 por HH
Conexión PD zona rural	0.60 por HH
Conexión MD	0.20 por HH
Conexión GD	0.10 por HH
Inspección de Contratación	0.80 por HH
Atención de Clientes	
Atención de Reclamos en Oficinas	3.60 por HH

Back Office de Reclamos	1.80	por HH
Atención de Grandes Clientes	80	cli / ejecutivo
Back Office Clientes Especiales	120	cli / analista
Máxima cantidad de clientes por oficina sin Jefe	8000	cli / oficina s/jefe
<b>Call Center</b>		
Atención de llamadas técnicas	30	por HH
Atención de llamadas comerciales	15	por HH
<b>Lectura y Facturación</b>		
Lecturas PD en zona urbana	130	por HH
Lecturas PD en zona rural	60	por HH
Lecturas MD	70	por HH
Lecturas GD	70	por HH
Recuperación de lecturas	100	por HH
<b>Análisis de Novedades de Lectura</b>		
	20	por HH
Notificación PD en zona urbana	100	por HH
Notificación PD en zona rural	40	por HH
Notificación MD	12	por HH
Notificación GD	12	por HH
Control de Emisión de Facturas	3000	por HH
Control de Cobranza	600	por HH
Control de Lectura y Facturación	2400	por HH
<b>Recaudación</b>		
Cobranza en cajas	24	por HH
<b>Acciones de Cobranza</b>		
Análisis de Saldos	120	por HH
Notificaciones de Deuda	12	por HH
Suspensiones PD zona urbana	6	por HH
Suspensiones PD zona rural	4	por HH
Suspensiones MD	3	por HH
Suspensiones GD	3	por HH
Reconexiones PD zona urbana	6	por HH
Reconexiones PD zona rural	5	por HH
Reconexiones MD	3	por HH
Reconexiones GD	3	por HH
Verificaciones de suspensiones	14	por HH
Negociación de Saldos	20	por HH
<b>Recuperación de Energía</b>		
Planificación de Inspecciones	200	por HH
Planificación de Normalizaciones	120	por HH
Análisis y Detección PD	1600	por HH
Análisis y Detección MD	600	por HH
Análisis y Detección GD	80	por HH
Inspecciones PD Urbanas	8	por HH
Inspecciones PD Rurales	2	por HH
Inspecciones MD	4	por HH
Inspecciones GD	2	por HH
Normalizaciones PD Urbanas	2	por HH
Normalizaciones PD Rurales	1	por HH
Normalizaciones MD	1	por HH
Normalizaciones GD	1	por HH
Incorporación Masiva de Consumidores Clandestinos	3	por HH
Control de Recupeación de ventas (acciones)	60	por HH
Logística y Espec.de Medidores (mov.de medidores)	20000	por persona

Aferición (calibración) de medidores PD	<b>3</b>	por HH
Aferición (calibración) de medidores MD	<b>1</b>	por HH
Aferición (calibración) de medidores GD	<b>3</b>	por HH
Revisión de medidores PD	<b>4</b>	por HH
Revisión de medidores MD	<b>2</b>	por HH
Revisión de medidores GD	<b>1</b>	por HH
Reparación de medidores PD	<b>1</b>	por HH
Reparación de medidores MD	<b>1</b>	por HH
Reparación de medidores GD	<b>1</b>	por HH

### 3.9.3 Rendimientos de actividades administrativas

Para el caso de las actividades administrativas se adopta la proyección del personal total por sector y de los gastos generales para cada una de las áreas.

Las ecuaciones de proyección utilizadas y los resultados obtenidos son los siguientes.

	Cost Driver		Proyección			PERSONAS
			Ecuación	A	B	
Relaciones Institucionales	Cientes	2,472,347	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.00075	0.63620	<b>9</b>
Asuntos Legales	Cientes	2,472,347	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.00450	0.57700	<b>22</b>
RRHH (Personal)	Cientes	2,472,347	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.00080	0.75910	<b>57</b>
Servicios	Cientes	2,472,347	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.00050	0.80000	<b>65</b>
Planificación Econ. y Control de Gestión	Cientes	2,472,347	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.00350	0.58260	<b>19</b>
Auditoría Interna	Personal directo	4,128	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.04830	0.66860	<b>13</b>
Contabilidad	Cientes	2,472,347	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.00230	0.65540	<b>36</b>
Finanzas y Tesorería	Cientes	2,472,347	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.00070	0.70130	<b>21</b>
Sistemas	Personal directo	4,128	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.20000	0.73000	<b>87</b>
Abastecimiento	Longitud red ( km )	26,023	Logarítmica $y = A \cdot \ln ( x ) + B$	7.8	-54.0	<b>25</b>
Compras Energía	Cientes	2,472,347	Logarítmica $y = A \cdot \ln ( x ) + B$	0.8	-7.0	<b>5</b>
Tarifas y Asuntos Regulatorios	Cientes	2,472,347	Logarítmica $y = A \cdot \ln ( x ) + B$	0.9	-6.0	<b>7</b>
Sistemas y Normas Comerciales	Cientes	2,472,347	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.00100	0.68270	<b>23</b>
Reclamos Regulatorios	Cientes	2,472,347	Potencial $y = A \cdot x^B$	0.00160	0.65000	<b>23</b>
Normas Técnicas	Longitud red ( km )	26,023	Logarítmica $y = A \cdot \ln ( x ) + B$	2.5	-17.0	<b>8</b>
Demanda y Planificación de Red	Longitud red ( km )	26,023	Logarítmica $y = A \cdot \ln ( x ) + B$	2.5	-17.0	<b>8</b>

### 3.10 ASIGNACIÓN DE COSTOS PARA LA TRANSFERENCIA A LOS CARGOS TARIFARIOS

Para la aplicación de la metodología de cálculo tarifario según el VNR de las instalaciones se requiere asignar los costos a los distintos niveles de tensión de la red y a las distintas categorías de clientes. Para ello se ha efectuado la asignación de los costos indirectos o de actividades de apoyo a los distintos costos directos determinados, identificando inicialmente los conceptos por los que los costos serán recuperados en los distintos cargos tarifarios, como son:

- Costos de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones y costos de comercialización: se recuperan mediante los Costos de Distribución por nivel de tensión
- Costos Indirectos de Inversión: se recuperan como parte de los costos de inversión utilizados para valorizar las instalaciones Costos de Conexiones, de Avisos de Suspensión y de Suspensión y Rehabilitación del Servicio: se recuperan mediante cargos específicos

Los costos detallados correspondientes a las distintas categorías mencionadas, se presentan a continuación, expresados en miles de pesos por año de diciembre de 2015.

### 3.10.1 Asignación de Costos Directos

DISTRIBUCION		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Operación MAT	[ m \$ / año ]	9,934	756	11,075	21,766
Operación AT	[ m \$ / año ]	54,187	4,125	60,411	118,724
Operación MT	[ m \$ / año ]	62,022	963	12,140	75,125
Operación BT	[ m \$ / año ]	94,982	9,567	200,032	304,580
Mantenimiento SSEE 220 kV	[ m \$ / año ]	75,648	9,714	3,835	89,197
Mantenimiento Líneas MAT	[ m \$ / año ]	40,562	3,294	2,984	46,840
Mantenimiento Líneas AT	[ m \$ / año ]	29,822	2,422	2,194	34,438
Mantenimiento Cables MAT	[ m \$ / año ]	3,409	668	185	4,262
Mantenimiento Cables AT	[ m \$ / año ]	93,413	18,312	5,068	116,793
Mantenimiento SSEE 132 kV	[ m \$ / año ]	376,483	32,501	19,079	428,062
Mantenimiento Líneas MT	[ m \$ / año ]	173,138	18,503	81,551	273,192
Mantenimiento Cables MT	[ m \$ / año ]	233,768	36,444	109,249	379,461
Mantenimiento CT MT/BT aéreos	[ m \$ / año ]	11,975	7,297	63,787	83,059
Mantenimiento CT MT/BT subterráneos	[ m \$ / año ]	22,947	38,150	139,626	200,723
Mantenimiento Líneas BT	[ m \$ / año ]	186,452	33,190	171,107	390,748
Mantenimiento Cables BT	[ m \$ / año ]	438,763	99,585	455,923	994,271
Morosidad y Control pérdidas PD	[ m \$ / año ]	26,806	63,900	181,037	271,743
Morosidad y Control pérdidas MD	[ m \$ / año ]	9,226	745	10,187	20,157
Morosidad y Control pérdidas GD	[ m \$ / año ]	6,956	653	3,788	11,397
<b>Total Distribución</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>1,950,492</b>	<b>380,790</b>	<b>1,533,257</b>	<b>3,864,540</b>

COMERCIAL		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Atención Clientes (Oficinas y Call Center Comercial)	[ m \$ / año ]	107,335	1,187	335,561	444,082
Atención Medianos y Grandes Clientes	[ m \$ / año ]	101,263	1,120	14,730	117,113
Lectura y Facturación PD	[ m \$ / año ]	326,323	13,085	378,869	718,277
Lectura y Facturación MD	[ m \$ / año ]	8,176	241	28,801	37,218
Lectura y Facturación GD	[ m \$ / año ]	2,906	72	7,996	10,975
Recaudación y control	[ m \$ / año ]	80,976	945	58,731	140,652
<b>Total Comercial</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>626,980</b>	<b>16,649</b>	<b>824,688</b>	<b>1,468,317</b>

INDIRECTOS DE INVERSION		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Total Indirectos de Inversión	[ m \$ / año ]	94,557.2	894.9	4,941.3	100,393.4

CARGOS ESPECIFICOS		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Conexiones	[ m \$ / año ]	96,023	25,021	55,424	178,468
Avisos de Suspensión (notificación de deuda)	[ m \$ / año ]	15,356	1,469	141,659	158,484
Suspensiones y Reconexiones	[ m \$ / año ]	106,794	4,876	132,548	244,218
<b>Total Cargos Especificos</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>220,172</b>	<b>31,366</b>	<b>329,631</b>	<b>581,169</b>

INGRESOS POR CONEXIONES Y REHABILITACIONES		Cargos Propuestos [ \$ / acción ]	Acciones	TOTAL [ m \$ / año ]
Conexiones	[ m \$ / año ]	3,779	47,221	178,468
Avisos de Suspensión (notificación de deuda)	[ m \$ / año ]	53	2,966,817	158,484
Suspensiones y Reconexiones	[ m \$ / año ]	414	589,543	244,218
<b>Total Cargos Especificos</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>			<b>581,169</b>

ADMINISTRACION		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Total Administración	[ m \$ / año ]	257,800	23,916	129,175	410,891
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>3,150,001</b>	<b>453,617</b>	<b>2,821,692</b>	<b>6,425,311</b>

### 3.10.2 Asignación de Costos de Administración

DISTRIBUCION		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Operación MAT	[ m \$ / año ]	10,850	798	11,608	23,256
Operación AT	[ m \$ / año ]	59,181	4,355	63,315	126,851
Operación MT	[ m \$ / año ]	67,737	1,017	12,723	81,478
Operación BT	[ m \$ / año ]	103,734	10,100	209,646	323,481
Mantenimiento SSEE 220 kV	[ m \$ / año ]	82,619	10,256	4,019	96,894
Mantenimiento Líneas MAT	[ m \$ / año ]	44,299	3,478	3,127	50,905
Mantenimiento Líneas AT	[ m \$ / año ]	32,570	2,557	2,289	37,427
Mantenimiento Cables MAT	[ m \$ / año ]	3,723	706	194	4,622
Mantenimiento Cables AT	[ m \$ / año ]	102,021	19,334	5,311	126,666
Mantenimiento SSEE 132 kV	[ m \$ / año ]	411,175	34,314	19,996	465,485
Mantenimiento Líneas MT	[ m \$ / año ]	189,093	19,535	85,470	294,098
Mantenimiento Cables MT	[ m \$ / año ]	255,310	38,477	114,500	408,286
Mantenimiento CT MT/BT aéreos	[ m \$ / año ]	13,078	7,704	66,853	87,636
Mantenimiento CT MT/BT subterráneos	[ m \$ / año ]	25,061	40,278	146,337	211,676
Mantenimiento Líneas BT	[ m \$ / año ]	203,633	35,041	179,331	418,005
Mantenimiento Cables BT	[ m \$ / año ]	479,195	105,139	477,836	1,062,170
Morosidad y Control pérdidas PD	[ m \$ / año ]	29,276	67,464	189,738	286,478
Morosidad y Control pérdidas MD	[ m \$ / año ]	10,076	786	10,677	21,539
Morosidad y Control pérdidas GD	[ m \$ / año ]	7,597	689	3,970	12,256
<b>Total Distribución</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>2,130,228</b>	<b>402,029</b>	<b>1,606,951</b>	<b>4,139,208</b>



COMERCIAL		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Atención Clientes (Oficinas y Call Center Comercial)	[ m \$ / año ]	117,225	1,253	351,689	470,168
Atención Medianos y Grandes Clientes	[ m \$ / año ]	110,595	1,182	15,438	127,214
Lectura y Facturación PD	[ m \$ / año ]	356,393	13,815	397,078	767,287
Lectura y Facturación MD	[ m \$ / año ]	8,930	254	30,186	39,370
Lectura y Facturación GD	[ m \$ / año ]	3,174	76	8,381	11,631
Recaudación y control	[ m \$ / año ]	88,438	998	61,553	150,989
Cargos Específicos a CD	[ m \$ / año ]	20,289	1,749	15,843	37,881
<b>Total Comercial</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>705,044</b>	<b>19,327</b>	<b>880,168</b>	<b>1,604,540</b>
INDIRECTOS DE INVERSIÓN		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Costos Indirectos de Inversión	[ m \$ / año ]	94,557	895	4,941	100,393
CARGOS ESPECÍFICOS		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Conexiones	[ m \$ / año ]	67,611	9,632	101,224	178,468
Avisos de Suspensión (notificación de deuda)	[ m \$ / año ]	60,041	8,553	89,890	158,484
Suspensiones y Reconexiones	[ m \$ / año ]	92,520	13,180	138,517	244,218
<b>Total Cargos Específicos</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>220,172</b>	<b>31,366</b>	<b>329,631</b>	<b>581,169</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>3,150,001</b>	<b>453,617</b>	<b>2,821,692</b>	<b>6,425,311</b>
		Remuneraciones	Materiales	Servicios y gastos	TOTAL
Gestión Comercial	[ m \$ / año ]	705,044	19,327	880,168	1,604,540
Operación y Mantenimiento de Redes	[ m \$ / año ]	2,130,228	402,029	1,606,951	4,139,208
Conexiones y Rehabilitaciones	[ m \$ / año ]	220,172	31,366	329,631	581,169
Costos Indirectos de Inversión	[ m \$ / año ]	94,557	895	4,941	100,393
<b>TOTAL</b>	<b>[ m \$ / año ]</b>	<b>3,150,001</b>	<b>453,617</b>	<b>2,821,692</b>	<b>6,425,311</b>

### 3.10.3 Asignación Costos de OyM, Gastos Comerciales, Cargos Específicos y No Controlables

ITEM		MONTO
COSTOS DE OYM DE LAS REDES	Costo de OyM en MAT y AT [ \$ / año ]	470,892,160
COSTOS DE OYM DE LAS REDES	Costo de OyM en AT/MT [ \$ / año ]	469,744,612
COSTOS DE OYM DE LAS REDES	Costo de OyM en MT [ \$ / año ]	803,404,124
COSTOS DE OYM DE LAS REDES	Costo de OyM en MT/BT [ \$ / año ]	302,050,778
COSTOS DE OYM DE LAS REDES	Costo de OyM en BT [ \$ / año ]	2,130,997,919
<b>TOTAL COSTOS DE OYM DE LAS REDES</b>		<b>4,177,089,593</b>
GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL	Costo de Gestión Comercial - T1 [ \$ / año ]	1,366,843,742
GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL	Costo de Gestión Comercial - T2 [ \$ / año ]	48,907,259
GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL	Costo de Gestión Comercial - T3BT [ \$ / año ]	79,265,458
GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL	Costo de Gestión Comercial - T3MT [ \$ / año ]	70,739,080
GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL	Costo de Gestión Comercial - T3AT [ \$ / año ]	902,723
<b>TOTAL GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL</b>		<b>1,566,658,262</b>
COSTOS DE CONEXIONES, SUSPENSIONES y RECONEXIONES [ \$ / año ]		178,467,867
COSTOS DE CONEXIONES, SUSPENSIONES y RECONEXIONES y REAVISOS de Suspensión (notificación de deuda) [ \$ / año ]		158,483,835
COSTOS DE CONEXIONES, SUSPENSIONES y RECONEXIONES y REHABILITACIONES [ \$ / año ]		244,217,639
<b>TOTAL COSTOS DE CONEXIONES, SUSPENSIONES y REHABILITACIONES</b>		<b>581,169,341</b>
COSTOS INDIRECTOS DE INVERSIÓN Costos Indirectos de Inversión [ \$ / año ]		100,393,437
<b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS DE INVERSIÓN</b>		<b>100,393,437</b>
<b>TOTAL COSTOS EXPLOTACIÓN MODELO</b>		<b>6,425,310,634</b>
COSTOS NO CONTROLABLES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Impuesto al Movimiento en Cuentas Corrientes [ \$ / año ]		221,269,864
COSTOS NO CONTROLABLES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Tasa de Seguridad e Higiene [ \$ / año ]		9,057,470
COSTOS NO CONTROLABLES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Tasa de Inspección y Control ENRE [ \$ / año ]		22,355,298
COSTOS NO CONTROLABLES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Otras Tasas e Impuestos [ \$ / año ]		19,869,939
<b>TOTAL COSTOS NO CONTROLABLES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN</b>		<b>272,552,571</b>
INCOBRABILIDAD	Incobrabilidad [%]	1%
INCOBRABILIDAD	Costo de Compra MEM [ \$ / año ]	6,702,686,445
INCOBRABILIDAD	Remuneración Capital [ \$ / año ]	5,259,875,522
INCOBRABILIDAD	Incobrabilidad [ \$ / año ]	186,604,252
<b>TOTAL INCOBRABILIDAD</b>		<b>186,604,252</b>
<b>TOTAL COSTOS</b>		<b>6,884,467,456</b>

# ANEXO 1

## Gestión de Pérdidas



## **4.1 ANEXO 1 GESTIÓN DE PÉRDIDAS**

### **4.1.1 INTRODUCCIÓN:**

El objetivo del siguiente trabajo es exponer los resultados de un modelo teórico, cuantificado y detallado, de la actividad concerniente al control de las pérdidas de energía, su impacto económico y su incidencia en el funcionamiento de la compañía distribuidora de energía EDESUR S.A.

Destacamos la importancia y relevancia del campo de análisis a abordar, por tratarse de la optimización del consumo de energía como bien escaso e importante en la vida de las personas y la sociedad en su conjunto, y de la utilización de los recursos logísticos y humanos de la compañía que se utilizan en el ciclo operativo.

Como es de público conocimiento, se ha producido un fuerte incremento en las tarifas de los servicios públicos y en particular del servicio de suministro de energía eléctrica. Como consecuencia de ello, se espera un fuerte incremento de las pérdidas no técnicas, producto del gran incentivo que tendrán los usuarios potenciales hurtadores frente a los nuevos costos de la energía

Dado que se requiere una mayor actividad para mitigar este efecto, y que las acciones de pérdidas no tienen un efecto inmediato, se presentará el plan de acción ejecutable que procura la disminución gradual y sostenida para llegar al nivel de pérdidas reconocidas en tarifa del 10%.

Teniendo en cuenta que las empresas y los usuarios han sido sometidos durante los últimos años a señales contrarias a la realidad de un régimen tarifario que traslade los reales costos de la energía a los consumidores, entendemos que es necesario un período de transición en donde vaya acompañándose el proceso de reeducación de la sociedad al consumo racional y pago efectivo de la factura de consumo, por lo cual debería fijarse una senda de pérdidas reconocidas que permita a las empresas no desfinanciarse para el cumplimiento de sus planes de acción tendientes a mejorar el servicio y llevar los niveles de calidad del mismo a valores internacionales. En ese sentido proponemos una senda

de pérdidas de energía que parta de los niveles actuales de pérdidas reales hasta alcanzar el nivel de pérdidas reconocidas en el contrato de concesión del 10% a fin del período tarifario.

A continuación desarrollaremos el plan de control de pérdidas, detallando las acciones contempladas y los costos de las mismas.

- **Problemas asociados a una situación “sin proyecto”**

- La pérdida real por encima de la pérdida reconocida en tarifas castiga a las distribuidoras, ya que el establecimiento de un nivel de pérdidas reconocido por parte del Regulador da cuenta de una empresa modelo eficiente y representa una señal económica para que las compañías orienten su actividad en vista de una mejora en la eficiencia.
- El mantenimiento de la disciplina del mercado requiere la realización de acciones paliativas, que impactan directamente sobre los costos de operación de la distribuidora. La no realización de los proyectos de contención de las pérdidas da una señal al hurtador a intervenir nuestras instalaciones, ya que estas actividades para evitar el hurto y el consecuente recupero de la energía apropiada a un costo superior al que hubiera pagado como cliente regular, constituyen el único elemento de disuasión frente a este tipo de conductas.
- Menores ventas: la distribuidora deja de percibir ingresos por facturar menos consumo que el real, y estas menores ventas es pérdida de energía.
- Mayores Compras: cuando el usuario se encuentra en situación de hurto, la energía que consume es comprada por la distribuidora y no facturada al cliente, y el hecho de no tener que pagar por ella hace que el consumo sea irracional, por lo que en general es un 30% mayor al consumo de los clientes que pagan su factura.
- El consumo mayor de energía tiende a provocar una sobrecarga en la red, provocando el aumento de la tasa de falla de las mismas o la necesidad de sobreinversiones para evitarlas.

- Por último, la intervención de manos inexpertas sobre nuestras redes trae aparejada una mala prestación del servicio que brinda la compañía, incrementa los costos de mantenimiento, implicando además riesgo de accidentes graves o mortales de los mismos hurtadores.



HURTADOR INTERVINIENDO LA RED.

En el marco de este Informe, consideraremos como “Situación Sin Proyecto” al mantenimiento de un nivel mínimo de actividad de control de pérdidas, tal como el registrado durante los últimos años y que resulta insuficiente para contener y reducir las pérdidas.

#### **4.1.2 Esquemas de actividad a realizar**

##### **A. ACTIVIDADES DE BASE. PROYECTO NORMALIZACIÓN DE CLIENTES**

Este escenario de control de pérdidas se plantea ajustado al análisis y proyección de demanda 2017-2021 detallado en el Informe “Estudio de Demanda”, conjuntamente a un crecimiento vegetativo del número de clientes.

La actividad de base contempla la realización de inspecciones, basadas en análisis de consumos, informes de novedades de lectura, recepción de denuncias, etc, de las que surge la verificación de anomalías y su solución mediante la ejecución de órdenes de trabajo, con la consecuente normalización de la situación, y cuando corresponde, la facturación de un consumo no registrado (CNR).

Se tiene en cuenta al dimensionar la actividad un rendimiento decreciente en el tiempo en la efectividad de las inspecciones, ya que con la reducción del nivel de pérdidas, los tipos de hurto se hacen menos visibles y se torna más dificultosa la tarea de encontrar a aquellos clientes que son hurtadores.

*B. ACTIVIDADES Y COSTOS COMPLEMENTARIOS A LA ACCIÓN DE NORMALIZACIÓN:*

*i. Retiro de enganches*

Consiste en realizar operativos masivos de retiro de conexiones clandestinas, registró administrativo de los hurtadores no clientes in situ (catastro) y su traslado a una oficina comercial para el respectivo registro como cliente y armado del plan de pagos (considera: costo de la conexión y un valor pequeño de CNR). Nota: esta acción de traslado no necesariamente se efectúa. Puede suceder el catastro y firma de solicitud in situ, y posterior registro/ingreso/confección del plan de pagos en back office; esta medida se aplica en barrios carenciados (no bocas de expendio), con red, pero que están hurtando sin medidor, fundamentalmente en la Provincia de Buenos Aires.

Se utilizan cuadrillas con vehículo para el retiro de enganches, y personal administrativo que realiza el trabajo de terreno/traslado. Considera también el acompañamiento de la cuadrilla por personal de seguridad (policía/gendarme).

Para el caso de reducción drástica de pérdidas en el primer año, deberá considerarse toda la actividad concentrada en dicho período, posteriormente una actividad de mantenimiento.

*ii. Focalización de pérdidas*

Consiste en la medición focalizada (islas) de clientes considerados en grupos de sospecha (generalmente focalización en plataformas; pueden ser clientes individuales; barrios cerrados).

Para el caso de reducción drástica de pérdidas en el primer año deberá considerarse toda la actividad concentrada en un año, y posteriormente una actividad de mantenimiento.

*iii. Colocación de gabinetes antihurto*

Consiste en la colocación de equipos compactos (especialmente diseñados), utilizados normalmente en barrios carenciados con alta incidencia de vandalismo y tendencia al hurto.

Para el caso de reducción drástica de pérdidas en el primer año deberá considerarse el 90% de la actividad concentrada en dicho lapso, y posteriormente una actividad de mantenimiento.

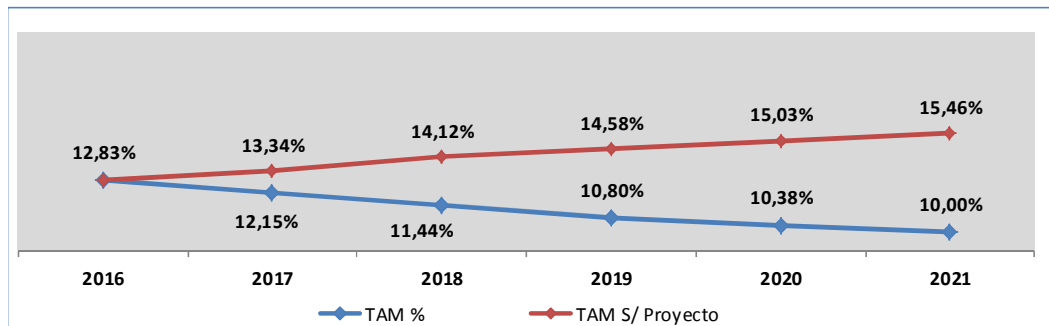
**C. CUADRO DE RESULTADOS Y EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PÉRDIDAS**

El siguiente cuadro muestra, para el próximo Período Tarifario 2017-2021, la evolución de los niveles de actividad, opex, energía recuperada, y pérdidas según el plan de control de pérdidas planteado.

Los montos están expresados en pesos constantes de diciembre de 2015.

	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Opex Control de Pérdidas	263.928.524	257.159.920	236.715.032	231.583.842	235.987.510
Cant. OT #	115.166	108.286	93.582	86.963	86.187
Cant. Inspecciones #	311.260	318.488	301.878	316.230	344.747
# CNR	32.156	26.207	21.712	19.388	19.215
Eficiencia (Mwh)	389.995	338.304	263.131	244.520	242.337
Crecimiento Demanda	3,0%	2,9%	2,8%	2,7%	2,6%
Crecimiento Clientes	1,0%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Clientes #	2.544.534	2.565.105	2.585.545	2.605.853	2.626.030
Hurtadores %	7,1%	6,8%	6,0%	6,0%	5,9%
Energía Ingresada	22.252.371	22.894.802	23.532.579	24.163.962	24.795.273
Energía Vendida	19.548.158	20.275.832	20.991.096	21.655.769	22.315.438
<b>Pérdidas (TAM al 31 dic.)</b>	<b>12,15%</b>	<b>11,44%</b>	<b>10,80%</b>	<b>10,38%</b>	<b>10,00%</b>
<b>TAM Sin Proyecto</b>	<b>13,34%</b>	<b>14,12%</b>	<b>14,58%</b>	<b>15,03%</b>	<b>15,46%</b>

En el siguiente gráfico se muestra la senda de pérdidas del plan presentado (TAM % al 31 dic. de cada año) vs. la situación que arrojaría una ejecución de actividades de control a niveles mínimos (unas 100.000 inspecciones anuales), tal como los de los últimos años (TAM “Sin proyecto”).



#### D. BALANCE ENERGÉTICO

El Balance elaborado contempla el crecimiento de la demanda según la proyección elaborada para este proceso de RTI (Informe “Estudio de Demanda”), el crecimiento vegetativo del número de clientes, la eficiencia de los proyectos de pérdidas, el incremento de hurtadores y el efecto de los nuevos suministros.



<b>BALANCE ENERGÉTICO</b>		<b>2017</b>
Energía Ingresada AÑO ANTERIOR		21.611.963
Energía Vendida AÑO ANTERIOR		18.932.080
		<b>12,40%</b>
Energía Ingresada en AÑO ACTUAL		22.252.371
Energía Vendida en AÑO ACTUAL		19.548.158
Variación demanda respecto de AÑO ANTERIOR		2,96%
Cientes		2.544.534
<b>Eficiencia + Nuevos Suministros + Arrastre Eficiencia AA</b>		<b>532.309</b>
	Cientes Asoc.	
Nuevos hurtadores	135.072	<b>272.028</b>
Bajas T1	43.643	<b>87.895</b>
Nuevos hurtadores T2/3	2.446	<b>102.381</b>
Efecto Pérdidas Técnicas		<b>14.926</b>
		<b>477.228</b>
<b>Total de energía puesta en juego</b>		<b>55.081</b>
Energía Ingresada AÑO ACTUAL	640.408	22.252.371
Incremento de Demanda		2,96%
Energía Vendida AÑO ACTUAL	616.078	19.548.158
Pérdida de Energía a Diciembre de AÑO ACTUAL	- 24.330	<b>12,15%</b>

<b>BALANCE ENERGÉTICO</b>		<b>2018</b>
Energía Ingresada AÑO ANTERIOR		22.252.371
Energía Vendida AÑO ANTERIOR		19.548.158
		<b>12,15%</b>
Energía Ingresada en AÑO ACTUAL		22.894.802
Energía Vendida en AÑO ACTUAL		20.275.832
Variación demanda respecto de AÑO ANTERIOR		2,89%
Clientes		2.565.105
<b>Eficiencia + Nuevos Suministros + Arrastre Eficiencia AA</b>		<b>581.249</b>
	Cientes Asoc.	
Nuevos hurtadores	128.318	<b>232.584</b>
Bajas T1	43.643	<b>79.105</b>
hurtadores T2/3	2.324	<b>92.429</b>
Efecto Pérdidas Técnicas		<b>13.817</b>
		<b>417.934</b>
<b>Total de energía puesta en juego</b>		<b>163.315</b>
Energía Ingresada AÑO ACTUAL	642.431	22.894.802
Incremento de Demanda		2,89%
Energía Vendida AÑO ACTUAL	727.674	20.275.832
Pérdida de Energía a Diciembre de AÑO ACTUAL	85.243	<b>11,44%</b>

<b>BALANCE ENERGÉTICO</b>		<b>2019</b>
Energía Ingresada AÑO ANTERIOR		22.894.802
Energía Vendida AÑO ANTERIOR		20.275.832
		11,44%
Energía Ingresada en AÑO ACTUAL		23.532.579
Energía Vendida en AÑO ACTUAL		20.991.096
Variación demanda respecto de AÑO ANTERIOR		2,79%
Clientes		2.585.545
<b>Eficiencia + Nuevos Suministros + Arrastre Eficiencia AA</b>		<b>484.693</b>
	Cientes Asoc.	
Nuevos hurtadores	110.017	<b>179.470</b>
Bajas T1	43.643	<b>71.195</b>
hurtadores T2/3	1.992	<b>71.322</b>
Efecto Pérdidas Técnicas		<b>12.263</b>
		<b>334.249</b>
<b>Total de energía puesta en juego</b>		<b>150.444</b>
Energía Ingresada AÑO ACTUAL	637.777	23.532.579
Incremento de Demanda		2,79%
Energía Vendida AÑO ACTUAL	715.265	20.991.096
Pérdida de Energía a Diciembre de AÑO ACTUAL	77.488	<b>10,80%</b>

<b>BALANCE ENERGÉTICO</b>		<b>2020</b>
Energía Ingresada AÑO ANTERIOR		23.532.579
Energía Vendida AÑO ANTERIOR		20.991.096
		10,80%
Energía Ingresada en AÑO ACTUAL		24.163.962
Energía Vendida en AÑO ACTUAL		21.655.769
Variación demanda respecto de AÑO ANTERIOR		2,68%
Clientes		2.605.853
<b>Eficiencia + Nuevos Suministros + Arrastre Eficiencia AA</b>		<b>434.114</b>
	Cientes Asoc.	
Nuevos hurtadores	110.017	<b>179.470</b>
Bajas T1	43.643	<b>71.195</b>
hurtadores T2/3	1.992	<b>71.322</b>
Efecto Pérdidas Técnicas		<b>10.650</b>
		<b>332.636</b>
<b>Total de energía puesta en juego</b>		<b>101.478</b>
Energía Ingresada AÑO ACTUAL	631.383	24.163.962
Incremento de Demanda		2,68%
Energía Vendida AÑO ACTUAL	664.673	21.655.769
Pérdida de Energía a Diciembre de AÑO ACTUAL	33.290	<b>10,38%</b>

<b>BALANCE ENERGÉTICO</b>		<b>2021</b>
Energía Ingresada AÑO ANTERIOR		24.163.962
Energía Vendida AÑO ANTERIOR		21.655.769
		10,38%
Energía Ingresada en AÑO ACTUAL		24.795.273
Energía Vendida en AÑO ACTUAL		22.315.438
Variación demanda respecto de AÑO ANTERIOR		2,61%
Clientes		2.626.030
<b>Eficiencia + Nuevos Suministros + Arrastre Eficiencia AA</b>		<b>425.416</b>
	Cientes Asoc.	
Nuevos hurtadores	110.017	<b>179.470</b>
Bajas T1	43.643	<b>71.195</b>
hurtadores T2/3	1.992	<b>71.322</b>
Efecto Pérdidas Técnicas		<b>9.542</b>
		<b>331.528</b>
<b>Total de energia puesta en juego</b>		<b>93.888</b>
Energía Ingresada AÑO ACTUAL	631.311	24.795.273
Incremento de Demanda		2,61%
Energía Vendida AÑO ACTUAL	659.669	22.315.438
Pérdida de Energía a Diciembre de AÑO ACTUAL	28.358	<b>10,00%</b>

# ANEXO 2

## Gestión de Morosidad



## **4.2 ANEXO 2 GESTIÓN DE MOROSIDAD**

### **4.2.1 OBJETIVO**

Establecer los niveles de actividad y el costo de operación necesario para obtener niveles de cobrabilidad de empresas en régimen a nivel internacional, utilizando para ello las herramientas de control de la morosidad utilizada habitualmente en el mercado y permitida por la regulación.

### **4.2.2 HIPÓTESIS**

Se trabajó bajo la premisa de analizar qué podría ocurrir con la morosidad de continuar con el nivel de actividad del año 2015 (fundamentalmente suspensiones y rehabilitaciones), al cual, dado el bajo nivel desplegado a causa de las restricciones económicas y financieras a las que fue sometida la empresa, se lo considera como “situación Sin Proyecto”, y otro escenario con acciones concretas de disciplina de mercado (suspensiones y rehabilitaciones, corte sistemático, gestión de la cartera de morosos, cobranza extrajudicial y cobranza judicial) en la cantidad necesaria para lograr un nivel de morosidad acorde a los niveles de incobrabilidad a reconocer por la tarifa, el cual de acuerdo a la experiencia internacional rondaría el 1%, situación a la que denominamos “situación Con Proyecto”.

Con el objeto de determinar dicho nivel de actividad, se utilizó la información, en cuanto a nivel de actividad, del periodo 2010 donde la morosidad se encontraba controlada. Estos análisis con y sin proyecto se efectuaron de manera separada para T1 y para T2/T3.

Estas proyecciones no tienen en cuenta efectos socio económicos, tales como el peso relativo del costo de la factura del servicio de electricidad, su incidencia en la canasta tradicional de los hogares y el ingreso necesario para soportarla; solo considera los niveles de actividad que de acuerdo a la experiencia del pasado, para una situación de tarifa sin incremento, permitirían alcanzar el objetivo indicado.

Capítulo aparte merece considerar la variación que la morosidad, estas acciones y su costo asociado podrían tener en función del incremento del peso relativo del costo de la factura vs el ingreso.

Es importante mencionar que en un mercado en donde los usuarios pagan por los costos de la energía que consumen, la Distribuidora cumple el papel de recaudador del Sistema Eléctrico, por lo que la cobranza en tiempo y forma de su factura es la que permite lograr el financiamiento de este sector de la economía. El necesario sinceramiento del real costo de la energía, sobre todo del sinceramiento de los costos de generación, traerá aparejado que el peso relativo del costo de la factura vs el ingreso crezca, y por ende crecerán en alguna medida las conductas de resistencia al pago oportuno del servicio, por lo que para lograr mantener la disciplina en el pago de los usuarios, será necesario dar las señales y los incentivos correctos a los mismos para el cumplimiento de las fechas de pago establecidas .

#### **4.2.3 SITUACION SIN PROYECTO**

##### **A. TARIFA 1**

El crecimiento de la morosidad para esta Tarifa durante el año 2015 fue el siguiente:

	\$
<b>SALDO 2015</b>	<b>176,542,791.00</b>
<b>SALDO 2014</b>	<b>117,584,273.00</b>
<b>INCREMENTO</b>	<b>58,958,518.00</b>
<b>%</b>	<b>50.14%</b>



Si para la estimación del periodo 2017/2021 aplicamos un incremento similar al ocurrido en el periodo 2014/2015, más un incremento por aumento tarifario, los valores de morosidad estimados serían los siguientes:

<b>Año</b>	<b>\$</b>
<b>2017</b>	<b>996.052.836</b>
<b>2018</b>	<b>1.495.488.666</b>
<b>2019</b>	<b>2.245.349.113</b>
<b>2020</b>	<b>3.371.200.833</b>
<b>2021</b>	<b>5.061.571.492</b>

Por lo que los incrementos de morosidad esperados en cada año serían los siguientes:

<b>Año</b>	<b>\$</b>
<b>2017</b>	<b>409.755.022</b>
<b>2018</b>	<b>499.435.831</b>
<b>2019</b>	<b>749.860.446</b>
<b>2020</b>	<b>1.125.851.721</b>

<b>2021</b>	<b>1.690.370.659</b>
-------------	----------------------

De acuerdo a estos incrementos, la cobrabilidad esperada para el periodo 2017/2021 seria:

<b>Año</b>	<b>%</b>
<b>2017</b>	<b>95,52%</b>
<b>2018</b>	<b>94,54%</b>
<b>2019</b>	<b>91,80%</b>
<b>2020</b>	<b>87,69%</b>
<b>2021</b>	<b>81,51%</b>

*B. TARIFA 2/3*

El crecimiento de la morosidad para esta Tarifa durante el año 2015 fue el siguiente:

<b>CONCEPTO</b>	<b>\$</b>
<b>SALDO 2015</b>	<b>89,307,818.00</b>
<b>SALDO 2014</b>	<b>74,975,732.00</b>
<b>INCREMENTO</b>	<b>14,332,086.00</b>
<b>%</b>	<b>19.12%</b>

Si para la estimación del periodo 2017/2021 aplicamos un incremento similar al ocurrido en el periodo 2014/2015, más el incremento por aumento tarifario, más un incremento de clientes morosos como consecuencia de ese aumento tarifario por tratarse de una clientela de alto nivel de facturación, los valores de morosidad estimados serían los siguientes:

<b>Año</b>	<b>\$</b>
<b>2017</b>	<b>272.971.681,09</b>
<b>2018</b>	<b>409.457.521,63</b>
<b>2019</b>	<b>622.375.432,88</b>
<b>2020</b>	<b>958.458.166,64</b>
<b>2021</b>	<b>1.495.194.739,96</b>

Por lo que los incrementos de morosidad esperados en cada año serían los siguientes:

<b>Año</b>	<b>\$</b>
<b>2017</b>	<b>122.442.575,39</b>
<b>2018</b>	<b>136.485.840,54</b>
<b>2019</b>	<b>212.917.911,25</b>
<b>2020</b>	<b>336.082.733,76</b>
<b>2021</b>	<b>536.736.573,32</b>

De acuerdo a esto, la cobrabilidad esperada para el período 2017/2021 sería:

Año	%
2017	99.02%
2018	98.90%
2019	98.29%
2020	97.30%
2021	95.69%

#### 4.2.4 SITUACIÓN CON PROYECTO

Desde el punto de vista sociológico, el análisis de la morosidad implica analizar el mayor número de variables que ayuden a predecir las diferencias en el comportamiento de las personas. Estos comportamientos no solo se explican por las conductas individuales, sino que influyen los procesos históricos, la estructura de las instituciones y el comportamiento del resto de agentes e individuos. En el área de concesión de EDESUR, principalmente en la provincia de Buenos Aires, existe un universo de usuarios con una marcada tendencia a alternar entre la condición de morosos y de hurtadores.

Los riesgos de este tipo de comportamientos, se presentan especialmente cuando existe la posibilidad de alternar entre estas situaciones sin asumir un sobre costo por esta

conducta, razón por la cual es necesario dar a los morosos y hurtadores señales económicas que incentiven el consumo formal y el pago oportuno del servicio.

A continuación se definirán las acciones, el número de las mismas y el costo asociado que permita dar a los usuarios las señales de disciplina que se requieren para alcanzar un nivel de incobrabilidad de un 1%.

**A. TARIFA 1**

El crecimiento de la morosidad para esta Tarifa durante el año 2010 fue el siguiente:

CONCEPTO	\$
<b>SALDO 2010</b>	<b>51,753,599.00</b>
<b>SALDO 2009</b>	<b>45,317,795.00</b>
<b>INCREMENTO</b>	<b>6,435,804.00</b>
<b>%</b>	<b>14.20%</b>

Si para la estimación del periodo 2017/2021 aplicamos un incremento similar al ocurrido en el periodo 2009/2010, más un incremento por aumento tarifario más un porcentaje de crecimiento por sensibilidad (decreciente como consecuencia de las acciones de disciplina de mercado), los valores estimados de morosidad serían los siguientes:

Año	\$
<b>2017</b>	<b>358.458.429,23</b>
<b>2018</b>	<b>430.150.115,08</b>
<b>2019</b>	<b>494.672.632,34</b>

<b>2020</b>	<b>558.980.074,54</b>
<b>2021</b>	<b>624.878.082,00</b>

Por lo que los saldos impagos esperados en cada año serían:

<b>Año</b>	<b>\$</b>
<b>2017</b>	<b>181.915.638,23</b>
<b>2018</b>	<b>71.691.685,85</b>
<b>2019</b>	<b>64.522.517,26</b>
<b>2020</b>	<b>64.307.442,20</b>
<b>2021</b>	<b>65.898.007,45</b>

De acuerdo a estos incrementos, la cobrabilidad esperada para el periodo 2017/2021 sería:

<b>Año</b>	<b>%</b>
<b>2017</b>	<b>97,02%</b>
<b>2018</b>	<b>98,82%</b>
<b>2019</b>	<b>98,94%</b>

<b>2020</b>	<b>98,94%</b>
<b>2021</b>	<b>98,92%</b>

Para lograr estos porcentuales de cobrabilidad, es necesario incrementar los recursos disponibles para la actividad de corte y rehabilitación, corte sistemático, gestión de morosos, cobranza extrajudicial y judicial.

Continuando con el criterio explicado anteriormente, la actividad y recursos del periodo 2010 que permitió mantener una morosidad controlada fue el siguiente:

<b>AÑO 2010</b>		
<b>PROMEDIOS MENSUAL</b>		
<b>SUSP</b>	<b>REHAB</b>	<b>TOTAL EVENTOS</b>
<b>18.971</b>	<b>15.925</b>	<b>34.895</b>

Teniendo en cuenta que se incrementa la actividad como consecuencia de la facturación mensual, e incrementando la actividad en magnitudes necesarias para lograr una cobrabilidad al final del período de 99%, la actividad necesaria año a año es la siguiente:

AÑO	PROMEDIOS MENSUAL		
	SUSP	REHAB	TOTAL EVENTOS
2017	43,254	36,308	79,562
2018	58,392	49,016	107,408
2019	58,392	49,016	107,408
2020	58,392	49,016	107,408
2021	58,392	49,016	107,408

El costo para la situación Con Proyecto, a valores de Dic. 2015, es:

Año	COSTO ANUAL \$ dic 2015
2017	184.697.500
2018/2021	199.472.000

**B. TARIFA 2/3**

El crecimiento de la morosidad para esta Tarifa durante el año 2010 fue el siguiente:

CONCEPTO	\$
SALDO 2010	33.068.019,00



<b>SALDO 2009</b>	<b>29.984.033,00</b>
<b>INCREMENTO</b>	<b>3.083.986,00</b>
<b>%</b>	<b>10,29%</b>

Si para la estimación del periodo 2017/2021 aplicamos un incremento similar al ocurrido en el periodo 2009/2010, más un incremento por aumento tarifario más un porcentaje de crecimiento por sensibilidad (decreciente como consecuencia de las acciones de disciplina de mercado), los valores estimados de morosidad serían los siguientes:

<b>Año</b>	<b>\$</b>
<b>2017</b>	<b>187.371.018,38</b>
<b>2018</b>	<b>247.350.381,32</b>
<b>2019</b>	<b>309.952.938,52</b>
<b>2020</b>	<b>369.947.291,14</b>
<b>2021</b>	<b>433.540.966,08</b>

Por lo que los saldos impagos esperados en cada año serían:

<b>Año</b>	<b>\$</b>
<b>2017</b>	<b>65.375.466,92</b>
<b>2018</b>	<b>59.979.362,94</b>
<b>2019</b>	<b>62.602.557,20</b>

<b>2020</b>	<b>59.994.352,62</b>
<b>2021</b>	<b>63.593.674,94</b>

De acuerdo a estos saldos impagos, la cobrabilidad esperada para el periodo 2017/2021 sería:

<b>Año</b>	<b>%</b>
<b>2017</b>	<b>99,48%</b>
<b>2018</b>	<b>99,52%</b>
<b>2019</b>	<b>99,50%</b>
<b>2020</b>	<b>99,52%</b>
<b>2021</b>	<b>99,49%</b>

Para lograr estos porcentuales de cobrabilidad, es necesario incrementar los recursos disponibles para la actividad de corte y rehabilitación respecto a lo actualmente disponible.

Continuando con el criterio explicado anteriormente, la actividad y recursos del periodo 2010 que permitió una morosidad controlada fue el siguiente:

AÑO 2010		
PROMEDIO MENSUAL		
SUSP	REHAB	TOTAL EVENTOS
82	62	144

Teniendo en cuenta que la actividad se incrementa en magnitudes similares al incremento previsto en pesos, la actividad necesaria año a año es la siguiente:

ESTIMACION			
AÑO	PROMEDIO MENSUAL		
	SUSP	REHAB	TOTAL EVENTOS
2017	110	83	193
2018	128	96	223
2019	143	107	250
2020	154	116	270
2021	161	120	281

El costo para la situación con proyecto, a valores de Dic. 2015, es:

Año	COSTO ANUAL \$ dic. 2015
2017	5.460.000
2018	6.552.000
2019	6.552.000
2020	7.644.000
2021	7.644.000

#### 4.2.5 Acciones Complementarias

##### A. CORTE SISTEMÁTICO

Existen zonas, por lo general con alta concentración de clientes morosos, donde se intervienen las instalaciones (los mismos clientes o terceros) autorreponiéndose el servicio con acometidas clandestinas. Para estas zonas, es fundamental ejercer un control especial para desincentivar este accionar. Estas cuadrillas también realizan las Campañas de retiro de medidores (medidores en pre retiro) para envío a pérdidas, y las campañas de inspección final (medidores retirados) para envío a pérdidas. Se estima que el 20% del universo de morosos tiene este comportamiento dentro del área de concesión, este equivale a aprox. 107.000 clientes. Para esto son necesarias cuadrillas adicionales para esta actividad (que se concentra en las zonas de la Prov. de Bs. As.), el costo asciende a aprox. 32,76 MM\$/año.

## *B. GESTIÓN DE MOROSOS*

Para la cartera de clientes morosos que no fue recuperado o que fuera recuperado por la acción de cortes pero mantenga una deuda con la Compañía, se hace necesario contar con un equipo de trabajo que realice gestiones comerciales “in situ”, ofrecer convenios, para esta actividad se requieren gestores para cada zona de provincia y cada zona de capital. Incluye Mensaje telefónico automático (IVR)/sms a clientes morosos, se realizarán gestiones recordatorias automatizadas (IVR) y a través de sms a los clientes morosos, de pago, u otras modalidades de incentivo para recuperar plenamente al clientes. El costo aprox. de esta actividad es de 18,0MM\$/año.

## *C. COBRANZA EXTRAJUDICIAL*

Luego de la Gestión in situ, y para aquellos casos que no fueron recuperados por esa gestión, a los clientes morosos “sin suministro” se los pone a disposición de cobro por gestores de cobranza extrajudicial, esta actividad comprende los saldos > a 6 meses, se estima que el 0,5% de incobrabilidad + los stocks remanentes de deuda de años anteriores compondrá esta carrea que ascenderá a aprox. 200.000M\$/año. Siendo el costo de esta gestión el 20% de la deuda recuperada. Costo aprox. Anual: 40,0 MM\$/año.

## *D. COBRANZA JUDICIAL*

Los casos más relevantes, en cuanto a monto e impacto ejemplificador, no se gestionarán extrajudicialmente, sino a través de acciones judiciales; esta gestión tiene un costo aprox. de 7,2 MM\$/año.

**E. MATRIZ DE COSTOS TOTALES**

Costos en MM \$ a dic. 2015

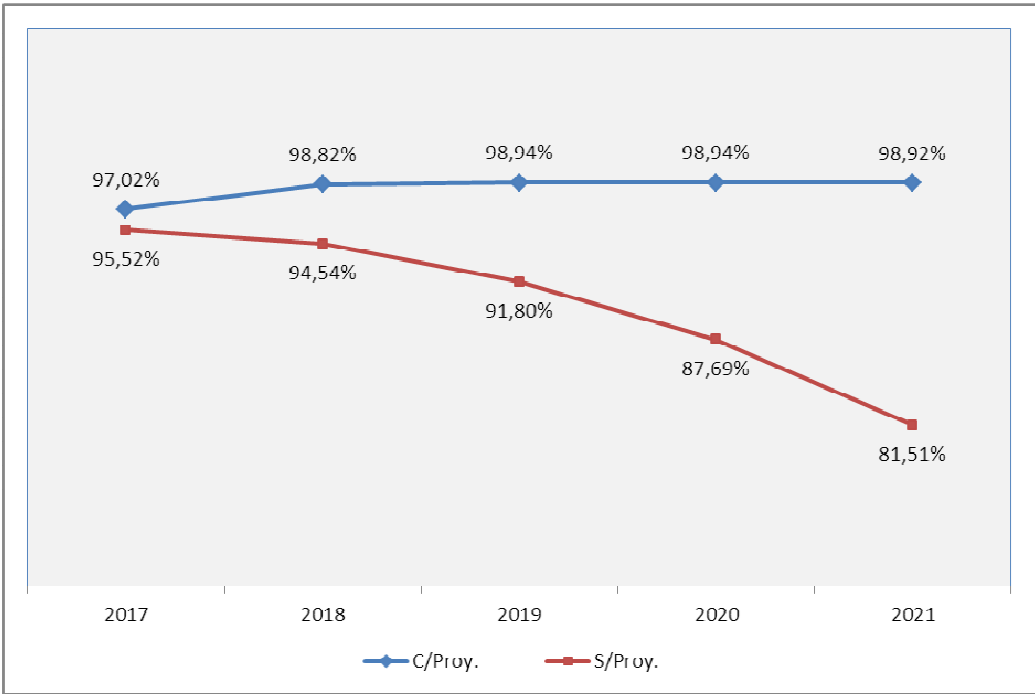
Año	Suspensión / Rehabilitación		Corte sistemático	Gestión Morosidad	Cobranza Extrajudicial	Cobranza judicial	Costo Total
	T1	T2-3					
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
2016	184,7	5,5	32,8	18,0	40,0	7,2	288,2
2017	199,5	6,6	32,8	18,0	40,0	7,2	304,0
2018	199,5	6,6	32,8	18,0	40,0	7,2	304,0
2019	199,5	7,6	32,8	18,0	40,0	7,2	305,1
2020	199,5	7,6	32,8	18,0	40,0	7,2	305,1

**4.2.6 COMPARATIVOS - COBRABILIDAD**

**A. TARIFA 1**

Tarifa T1		
Año	C/Proy.	S/Proy.
2017	97,02%	95,52%
2018	98,82%	94,54%
2019	98,94%	91,80%
2020	98,94%	87,69%

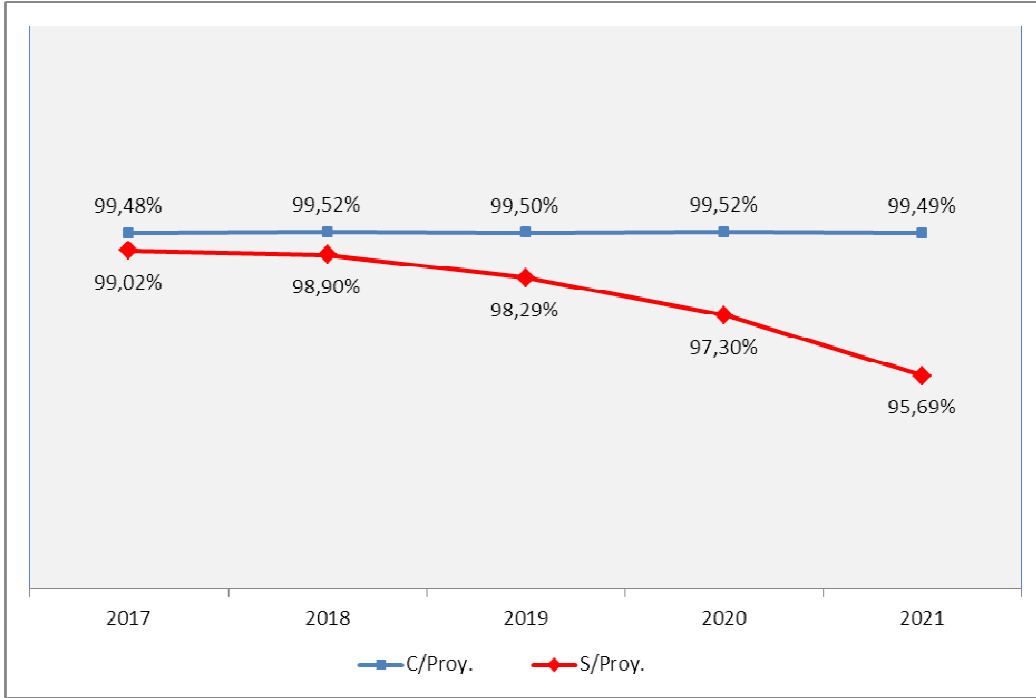
<b>2021</b>	<b>98,92%</b>	<b>81,51%</b>
-------------	---------------	---------------



**B. TARIFA 2-3 – MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS**

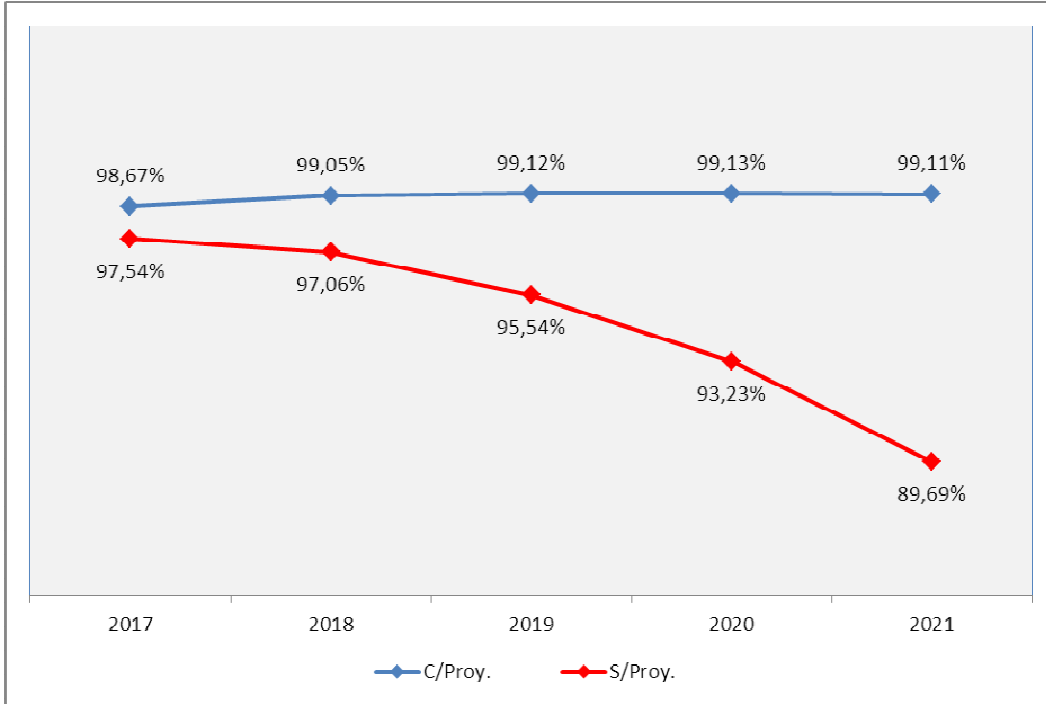
Tarifas T2/T3		
Año	C/Proy.	S/Proy.
2017	99,48%	99,02%
2018	99,52%	98,90%
2019	99,50%	98,29%
2020	99,52%	97,30%
2021	99,49%	95,69%





C. **ÍNDICE COBRABILIDAD TOTAL EDESUR**

<b>Total Tarifas T1/T2/T3</b>		
<b>Año</b>	<b>C/Proy.</b>	<b>S/Proy.</b>
<b>2017</b>	<b>98,67%</b>	<b>97,54%</b>
<b>2018</b>	<b>99,05%</b>	<b>97,06%</b>
<b>2019</b>	<b>99,12%</b>	<b>95,54%</b>
<b>2020</b>	<b>99,13%</b>	<b>93,23%</b>
<b>2021</b>	<b>99,11%</b>	<b>89,69%</b>



#### **4.2.7 Cargos por aviso de Suspensión, corte y rehabilitación**

Adicionalmente a la realización de las acciones indicadas, y para que ellas tengan un efecto disuasorio mayor, es necesario que los usuarios morosos reciban una penalización económica por su incumplimiento que no solo sirva como elemento disuasorio sino que permita que la financiación de las actividades de control de la morosidad sea solventada total o parcialmente por quienes producen los costos.

En ese sentido es que se propone que se fijen los siguientes cargos tarifados y que se autorice a la distribuidora cobrar los mismos en la factura de consumo.

# ANEXO 3

## Modelización, Escenarios y Alternativas de Reconocimiento de Ingresos



## 4.3 ANEXO 3 MODELIZACIÓN, ESCENARIOS Y ALTERNATIVAS DE RECONOCIMIENTO DE INGRESOS

### 4.3.1 Introducción

Como se comentó a lo largo del presente informe, se han realizado todos los esfuerzos necesarios para mantener el reconocimiento de ingresos necesario en los valores mínimos posibles. A tal efecto, partiendo del modelo descripto, se ha procedido a establecer la organización eficiente y los gastos de operación y mantenimiento para brindar los niveles de calidad de servicio brindados durante el año 2015 y los incrementos necesarios a partir de los mismos para los requerimientos establecidos en las resoluciones detalladas.

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos y su comparación contra la contabilidad regulatoria a pesos corrientes del 2015 y a precios constantes de diciembre de 2015 para el promedio de los años 2013, 2014 y 2015.

Requerimientos de COyM, C e I base 2015		Contabilidad Regulatoria 2015 (a precios corrientes 2015)	Contabilidad Regulatoria Promedio 2013 a 2015 (a precios constantes Dic-15)	Modelo de Costos Emulando a Calidad Brindada por EDESUR 2015	Δ Modelo Calidad Final RTI	Modelo de Costos con parametrización RTI	% Contabilidad Regulatoria 2015 (a precios corrientes 2015)	% Contabilidad Regulatoria Promedio 2013 a 2015 (a precios constantes Dic-15)
Operación y Mantenimiento	[MMS/año]	2,288	2,108	1,914	1,322	3,236	41%	54%
Distribución Otros	[MMS/año]	425	404	293	115	408	-4%	1%
Atención Clientes y Conexiones	[MMS/año]	558	391	553	186	740	33%	89%
Lectura, Facturación, Reparto y Cobranzas	[MMS/año]	291	333	411	281	692	138%	108%
Morosidad y Pérdidas	[MMS/año]	71	185	178	577	754	957%	307%
Comercial Otros y Adicionales Resolución ENRE 492/16	[MMS/año]	121	113	82	84	166	38%	47%
Administración	[MMS/año]	523	429	425	3	428	-18%	0%
<b>TOTAL</b>	[MMS/año]	<b>4,278</b>	<b>3,964</b>	<b>3,856</b>	<b>2,569</b>	<b>6,425</b>	<b>50%</b>	<b>62%</b>
Impuestos, tasas y contribuciones	[MMS/año]	120	119			221		
Impuesto al Movimiento en Cuentas Corrientes	[MMS/año]					9		
Tasa de Seguridad e Higiene	[MMS/año]					22		
Tasa de Inspección y Control ENRE	[MMS/año]					20		
Otras Tasas e Impuestos	[MMS/año]					273		
<b>COSTOS NO CONTROLABLES (sin incobrabilidad)</b>	[MMS/año]					<b>187</b>		
Incobrabilidad	[MMS/año]	32	37					
<b>TOTAL CON COSTOS NO CONTROLABLES E INCOBRABILIDAD</b>						<b>6,884</b>		

Como se evidencia de la tabla, las simulaciones y validaciones realizadas sobre el modelo original, nos han permitido reflejar razonablemente la contabilidad regulatoria con el nivel de calidad del año 2015. Más allá de las discrepancias de imputación que se pudiesen haber dado a lo largo de estos últimos años a partir de la situación de insuficiencia descrita.

### 4.3.2 Modelización, Escenarios y Alternativas de Reconocimiento de Ingresos

Partiendo de dichos valores, y entendiendo la complejidad asociada al reconocimiento de la totalidad de ingresos requeridos para alcanzar la operatoria en términos eficientes y efectivos en función de los parámetros de calidad que nos han sido requeridos, asumiéndose que una parte del sendero de Calidad de Servicio Técnico deberá ser alcanzado mediante el incremento del reconocimiento de los costos asociados a recursos que permitan compensar las brechas asociadas a los tiempos de reposición.

A tal efecto entendemos que el punto de partida es una duración media que, en nuestra experiencia, ha mostrado ser un valor comprensible para los usuarios. El cual irá decreciendo en la medida que avance el plan de inversiones. Resumimos en la siguiente tabla lo que entendemos sería un reconocimiento saludable de un sendero de calidad, de pérdidas y morosidad que englobe la correcta asignación de recursos. Sobre el caso de la gestión de las pérdidas y la morosidad considerando el beneficio que tiene sobre el sistema en su conjunto esperamos por parte del regulador un reconocimiento del

esfuerzo compartido flexibilizando los estándares existentes en el actual Contrato de Concesión.

De igual forma se han explicitado las necesidades de fondos a fin de normalizar las exigencias relativas a temas de Seguridad en la Vía Pública

Finalmente incorporamos como dato informativo las hipotéticas necesidades de ingreso que nos requeriría ajustar la modalidad de lectura Bimestral actual a Mensual.

La siguiente tabla muestra, a valores monetarios en millones de pesos y físicos ambos de diciembre de 2015, tanto los incrementos implícitos en el modelo empleado como distintas alternativas razonables en función de los valores de calidad que se deseen obtener

		Base 2015	A0	A1	A2	A3	A4	A5	A6
Calidad y Nivel de Servicio año 2015	[MMS]	3,858	3,858						
Δ Adecuación Ley 26.381 y Parámetros Contrato	[MMS]	250		250					
Δ Resolución ENRE 01/16 y Res. ENRE 492/16	[MMS]	274		274					
Δ SVP	[MMS]	104		104					
Δ Calidad Técnica	[MMS]	1,390		962	926	888		848	811
Δ Senda Pérdidas y Morosidad	[MMS]	549		273	339	409		472	513
<b>TOTAL COyM, C e I</b>	[MMS]	<b>6,425</b>	<b>3,858</b>	<b>5,721</b>	<b>5,647</b>	<b>5,679</b>	<b>5,701</b>	<b>5,706</b>	<b>5,690</b>
<b>COSTOS NO CONTROLABLES</b>	[MMS]	<b>459</b>		<b>414</b>	<b>410</b>	<b>412</b>		<b>413</b>	<b>413</b>
<b>TOTAL CON COSTOS NO CONTROLABLES</b>	[MMS]	<b>6,884</b>		<b>6,135</b>	<b>6,057</b>	<b>6,091</b>	<b>6,115</b>	<b>6,119</b>	<b>6,103</b>
Δ Lectura Mensual	[MMS]								<b>71</b>
Nivel de Pérdidas	%		12.4%	12.8%	12.2%	11.4%		10.8%	10.4%
SAIDI Res. ENRE 463/15	[H/u-año]		32.20	31.97	30.61	27.72		27.72	21.80
SAIDI Plan de Inversiones	[H/u-año]		32.20	31.70	28.40	24.90		21.20	17.80
<b>SAIDI a Compensar Mediante OPEX</b>	[H/u-año]		<b>14.60</b>	<b>14.37</b>	<b>12.88</b>	<b>11.29</b>		<b>9.61</b>	<b>8.07</b>

ANEXO 4  
Informe de Técnico PEREZ  
ALATI,  
GRONDONA, BENITES,  
ARNTSEN & MARTINEZ  
DE HOZ (H)







**4.4 ANEXO 4 - INFORME DE TÉCNICO PEREZ ALATI, GRONDONA, BENITES,  
ARNTSEN & MARTINEZ DE HOZ (H)**