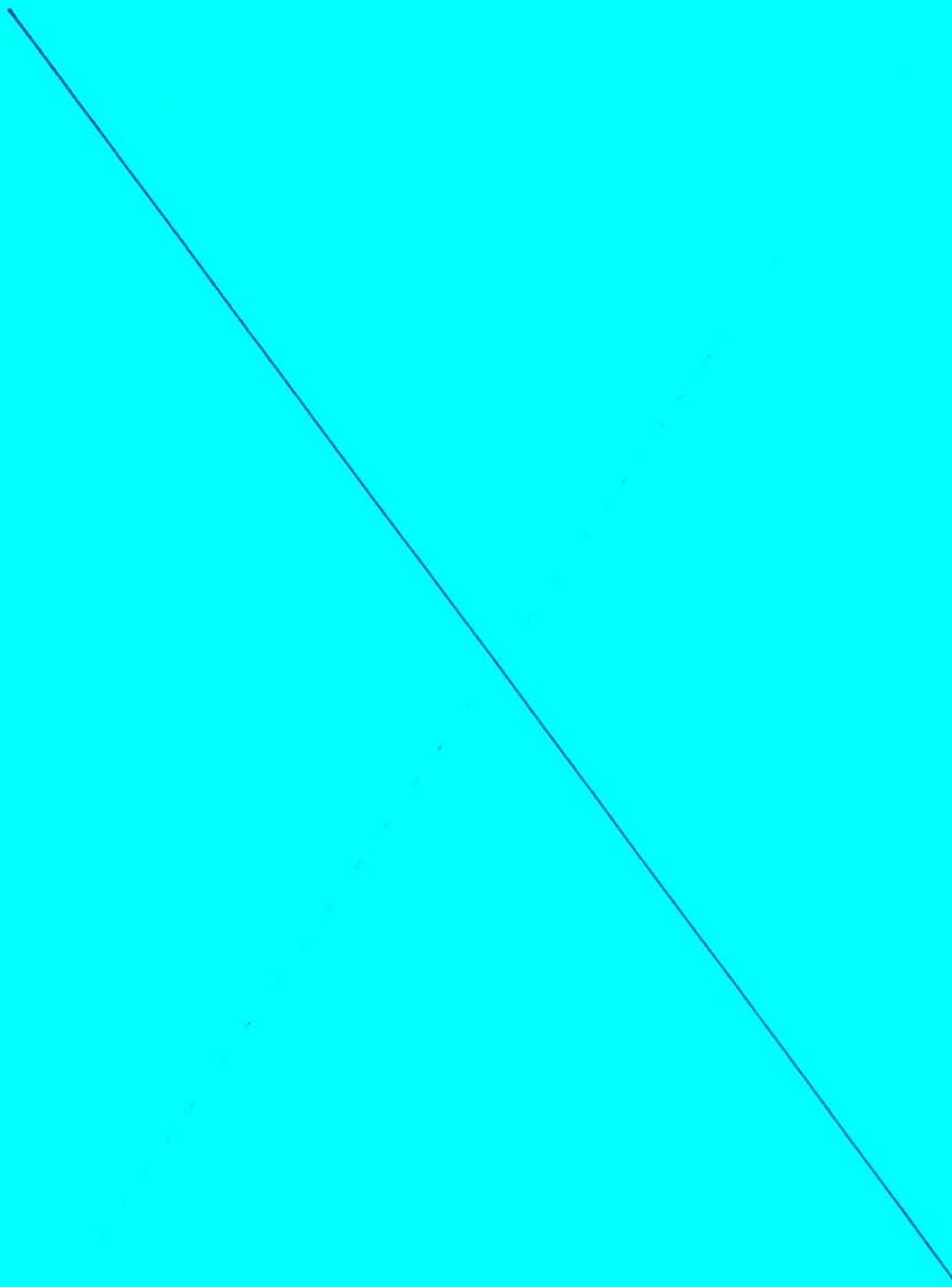




**ANEXO J: INFORME DE GESTIÓN PERIODO 2006-2016**



GL



1111

62

## SINTESIS DE LA GESTION 2006 - 2016

1 - LA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	2
1-1 ACCIONISTAS .....	3
1-2 MISIÓN .....	5
2 CARACTERISTICAS DEL MERCADO.....	6
2-1 ÁREA DE CONCESIÓN .....	6
2-2 EVOLUCIÓN DE LA CARTERA DE CLIENTES .....	7
2-3 EVOLUCION DE LA DEMANDA DE EDENOR.....	9
3 - ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE EDENOR .....	10
4 TARIFAS .....	19
4-1 RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS.....	22
4-2 EVOLUCIÓN 2006-2016 .....	22
4-3 IMPUESTOS SOBRE TARIFAS.....	30
4-4 COMPARACIÓN INTERNACIONAL Y NACIONAL DEL PRECIO DE LAS TARIFAS DE EDENOR.....	31
5 LAS REDES.....	33
6- GESTION EMPRESARIAL .....	34
6-1 COMPRAS DE ENERGÍA .....	34
6-2 GESTION COMERCIAL .....	39
6-3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA .....	44
6-4 GESTIÓN DE LA MOROSIDAD .....	51
6-5 GESTION AMBIENTAL .....	53
6-6 SEGURIDAD EN EL TRABAJO .....	56
6-7 CALIDAD EN LA GESTIÓN.....	61
6-8 RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIA.....	66
6-9 ACUERDO MARCO .....	73
6-10 INVERSIONES .....	74
6-11 MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS.....	86
6-12 CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO TECNICO .....	89
6-13 NIVEL DE SATISFACCION DE LA CLIENTELA.....	91
6.14 GESTIÓN DEL PERSONAL Y RELACIONES LABORALES.....	93
6-15 INCIDENCIA DE LA RECAUDACION IMPOSITIVA .....	99

*GL*

## 1 - LA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

### LA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Edenor es el distribuidor de energía eléctrica más grande de la Argentina, medido en función de la cantidad de clientes y de los GWh de energía vendidos. La Empresa distribuye electricidad en el sector noroeste del Gran Buenos Aires y la parte norte de la Capital Federal, bajo los términos de la concesión exclusiva otorgada por el Estado Nacional por un período de 95 años a partir del 1° de septiembre de 1992 (la "Concesión"). El mercado de Edenor comprende una superficie de 4.637 kilómetros cuadrados con una población de aproximadamente 8,2 millones de habitantes. Al 31 de diciembre de 2015, el área de la Concesión de Edenor tenía más de 2,84 millones de clientes.



Territorio operativo	Distritos
Región I	Ciudad de Buenos Aires, San Isidro, Vicente López, San Martín and Tres de Febrero
Región II	La Matanza, Morón, Hurlingham, Ituzaingó, Merlo, Marcos Paz and Gral. Las Heras
Región III	Pilar, Escobar, Tigre, San Fernando, San Miguel, Malvinas Argentinas, José C. Paz, Moreno and Gral. Rodríguez



	Diciembre 15'
Clientes	2,84 millones
Población	8,23 millones
Área de Concesión	4,637 km <sup>2</sup>
Demanda como % del MEM	19,90%
Empleados propios	4700
Pérdida de Energía (TAM)	16%

Mediante el Decreto PEN N° 714/92 del 26 de junio de 1992 se dividieron las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad de *Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires* ("SEGBA"), de propiedad del Estado Nacional, en siete nuevas entidades operativas. El negocio de distribución de electricidad dentro del área del Gran Buenos Aires y de la Capital Federal se dividió en tres compañías independientes, Edenor S.A. y *Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima* ("Edesur") y Empresa Distribuidora La Plata (Edelap), esta última pasó a jurisdicción provincial en el año 2011.

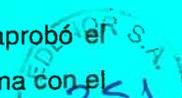
## 1-1 ACCIONISTAS

En cumplimiento de la Ley N° 24.065 y dentro del marco del proceso de Reforma del Estado y de las privatizaciones de las empresas propiedad del Estado Argentino, se declaró sujeta a privatización total la actividad de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica prestada por la empresa Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA), la que fue dividida en siete unidades de negocio: tres distribuidoras y cuatro generadoras de energía.

Por medio de la Resolución N° 591/92 (publicada en el BO el 14/07/1992), el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos aprobó el Pliego de Bases y Condiciones (Pliego) del llamado a Concurso Público Internacional para la venta de las acciones Clase "A", representativas del 51% del capital social de Empresa Distribuidora Norte S.A. ("EDENOR" o "la Sociedad") y Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR S.A.), dos de las tres empresas distribuidoras de energía eléctrica en que se dividió SEGBA.

El 5 de agosto de 1992, el Gobierno Nacional otorgó a la Compañía una concesión para distribuir electricidad en forma exclusiva dentro de su área de concesión por un período de 95 años. El 1° de septiembre de 1992, Electricidad Argentina S.A. ("EASA"), una sociedad integrada por un consorcio de empresas de energía locales y extranjeras, adquirió el 100% de las acciones ordinarias Clase A de Edenor, convirtiéndose en el accionista controlante de la Compañía.

Con fecha 12 de junio de 1996, la Asamblea General Extraordinaria de accionistas aprobó el cambio de denominación de la Sociedad, a los efectos de adecuar el nombre de la misma con el



objeto social, pasando a llamarse en consecuencia “Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (EDENOR S.A.)”. Dicha modificación del estatuto social ha sido aprobada por el ENRE (Ente Regulador de la Electricidad) a través de la Resolución N° 417/97 y ha sido inscripta en el Registro Público de Comercio con fecha 7 de agosto de 1997.

En septiembre 2005 el Grupo Dolphin (hoy Pampa Energía), compró el 100% del capital accionario de EASA, controlante de la Sociedad.

En abril de 2007, la Compañía completó la oferta pública inicial de sus acciones ordinarias Clase B, en la forma de Acciones de Depósito en Custodia (“ADS”). La Compañía y algunos de sus accionistas vendieron 18.050.097 ADS, representativas de 361.001.940 acciones ordinarias Clase B, en una oferta en Estados Unidos y otros mercados fuera de Argentina, y su Programa de Propiedad Participada vendió 81.208.416 acciones ordinarias Clase B en una oferta simultánea en Argentina. Las ADS de la Compañía cotizan en la New York Stock Exchange (Bolsa de Valores de Nueva York – (“NYSE”)) bajo el símbolo “EDN” y las acciones ordinarias Clase B cotizan en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (“BCBA”) bajo el mismo símbolo.

El 22 de junio de 2007, los principales miembros del Grupo Dolphin, y otros inversores minoritarios firmaron un contrato de suscripción de acciones con Pampa Energía S.A. conforme a cuyos términos acordaron transferir la totalidad de las acciones de Dolphin Energía e IEASA a Pampa Energía S.A. a cambio de las acciones ordinarias de Pampa Energía S.A. El 30 de agosto de 2007, los accionistas de Pampa Energía S.A. aprobaron esta transferencia. El 30 de agosto de 2007, los accionistas de Pampa Energía S.A. aprobaron esta transferencia y tanto la CNV como la BCBA aprobaron la oferta pública y cotización de sus acciones en septiembre de 2007. La operación se llevó a cabo el 28 de septiembre de 2007 y como consecuencia, Pampa Energía S.A. actualmente es titular del 100% del capital social de Dolphin Energía e IEASA, quienes a su vez en forma conjunta son titulares de la totalidad del capital social de EASA, accionista controlante de la Compañía. El 28 de marzo de 2011, Dolphin Energía e IEASA se fusionaron, resultando IEASA ser la absorbente.

Además de su participación indirecta en la Compañía, Pampa Energía S.A. es titular de varias inversiones en el sector eléctrico argentino, incluyendo una participación del 50% en el accionista controlante de la principal empresa de transporte de electricidad en extra alta tensión de Argentina, Transener, y controla, directa e indirectamente, participaciones en ocho plantas de generación ubicadas en las provincias de Buenos Aires, Salta, Mendoza y Neuquén (Central Piedra Buena S.A., Hidroeléctrica Los Nihuales S.A., Hidroeléctrica Diamante S.A., Central Térmica Güemes S.A. y Central Térmica Loma de la Lata S.A., además de las plantas de Genelba y Pichi Picún Leufú, a través de su participación controlante en Petrobras Argentina S.A.).

El 20 de noviembre de 2008, el Congreso de la Nación adoptó una ley que unificó el sistema previsional de Argentina en un sistema administrado estatalmente por la ANSES y eliminó el sistema de ahorro para retiro previamente administrado por administradoras de jubilaciones y pensiones privadas bajo la supervisión de un organismo estatal. De acuerdo con la nueva ley, las administradoras de jubilaciones y pensiones privadas transfirieron a la ANSES la totalidad de los activos que administraban en el marco del sistema de ahorro para retiro. A la fecha, la ANSES es tenedora de 242.999.553 acciones ordinarias Clase B de la Compañía, representativas del 26,8% de su capital social.

## 1-2 MISIÓN

Congruente con dicho desafío, Edenor ha definido su **MISIÓN**

*“Brindar un servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, socialmente responsable, que contribuya a mejorar la calidad de vida de las personas, al desarrollo de los negocios y de la comunidad asegurando el crecimiento de la empresa, de nuestros empleados y de nuestros accionistas”*

Su **VISIÓN**:

*“Ser modelo de excelencia de empresa de servicio público”*

y los **Ejes Estratégicos** con sus respectivos lineamientos:

### MEJORA CONTINUA EN LA GESTIÓN

- Mejorando los niveles de calidad de servicio técnico, producto técnico y servicio comercial. Ofreciendo a los clientes nuevos servicios. Gestionando los procesos a través del Sistema de Gestión Integrado de Calidad, Seguridad y Medio Ambiente.

### FORTALECER LA INFRAESTRUCTURA

- Inversiones en la red. Inversiones en tecnología y sistemas.

### SATISFACCIÓN DE LOS GRUPOS DE INTERES

- Clientes, Empleados, Accionistas, Autoridades, Proveedores, Organizaciones intermedias, Comunidad.

## 2 CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

### 2-1 ÁREA DE CONCESIÓN

Edenor distribuye electricidad en forma exclusiva en la zona noroeste del Gran Buenos Aires y en el sector norte de la Capital Federal, lo que abarca una superficie de 4.637 kilómetros cuadrados, con una población de más de ocho millones de personas. A los efectos administrativos, la Compañía divide su área de Concesión y su negocio en regiones (cabe destacar que hasta octubre de 2015 el área de concesión estaba dividida en zonas, razón por la cual los datos que se aportan a continuación son consecuentes con esa organización).

Zonas Operativa	Partidos
Morón	Morón, Ituzaingó, Hurlingham, Merlo, Marcos Paz, Las Heras y La Matanza
Norte	Norte de la Cdad Autónoma de Bs As, San Martín y Tres de Febrero
Olivos	Vicente López, San Isidro, San Fernando, Tigre y Escobar
Pilar	Moreno, Gral. Rodríguez, Pilar, Malvinas Argentinas, J. C. Paz y San Miguel

El siguiente cuadro presenta información relacionada con las zonas operativas.

Zonas Operativas					
Territorio	Superficie (km <sup>2</sup> )	Población (en miles)	Clientes (en miles) y % al 31 de Diciembre de 2015		% del Volumen Total de Ventas al 31 de Diciembre de 2015
Morón	1.761	3.044	903	31,86%	27,5%
Norte	164	2.166	879	31,00%	26,4%
Olivos	1.624	1.316	530	18,69%	22,9%
Pilar	1.088	1.703	523	18,45%	23,2%
<b>Total</b>	<b>4.637</b>	<b>8.229</b>	<b>2.835</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,0%</b>

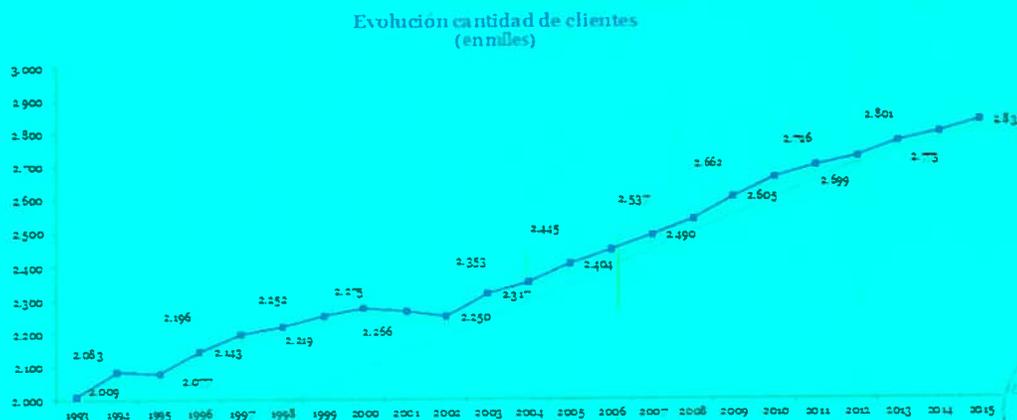
En octubre del 2015 se modificó la organización operativa de la Empresa a efectos de lograr mayor agilidad y eficiencia de las actividades. Por este motivo se crearon tres regiones subdivididas en 10 zonas según el siguiente detalle:

Región 1	
Área	251 km <sup>2</sup>
Distritos	Parte Noroeste de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los Partidos de San Martín, Tres de Febrero, Vicente López y San Isidro.
Cientes	1.137.427
Región 2	
Área	1854 km <sup>2</sup>
Distritos	Morón, Ituzaingó, Hurlingham, Merlo, Marcos Paz, Las Heras y La Matanza.
Cientes	900.342
Región 3	
Área	2646 km <sup>2</sup>
Distritos	San Fernando, Tigre, Escobar, Malvinas Argentinas, San Miguel, José C. Paz, Pilar, Moreno y General Rodríguez.
Cientes	797.460



## 2-2 EVOLUCIÓN DE LA CARTERA DE CLIENTES

Al 31 de diciembre de 2015, Edenor atendía más de 2,84 millones de clientes. El gráfico a continuación presenta la evolución de la base de clientes en miles de la Compañía:

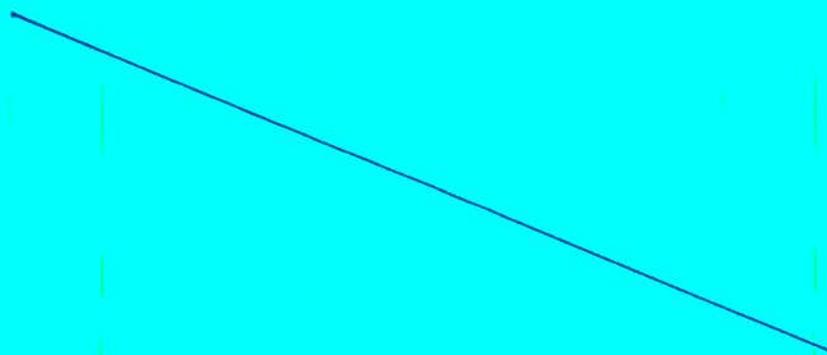


La siguiente tabla grafica la evolución de la clientela de Edenor, discriminada por tarifa:

	Cantidad de Clientes					
	T1R	T1G	T2	T3	Villas	AP
1997	1.902.270	264.739	24.869	3.649	261	21
1998	1.917.839	270.154	25.908	3.512	275	21
1999	1.945.881	275.534	25.279	3.565	299	21
2000	1.971.141	273.837	25.414	3.588	311	21
2001	1.970.261	271.587	25.288	3.515	323	21
2002	1.959.498	264.418	24.113	4.879	351	21
2003	2.013.052	274.192	24.237	4.910	367	21
2004	2.038.635	283.673	24.912	5.149	368	21
2005	2.084.440	287.553	26.006	5.353	366	21
2006	2.118.518	292.799	27.264	5.596	372	21
2007	2.162.393	292.528	28.531	5.807	377	21
2008	2.203.115	295.426	29.062	6.099	367	21
2009	2.269.005	295.992	29.502	6.293	372	21
2010	2.322.051	299.528	30.299	6.477	372	21
2011	2.352.939	306.456	31.232	6.728	378	21
2012	2.368.076	310.621	31.723	6.847	378	21
2013	2.416.839	314.792	32.764	7.095	391	21
2014	2.440.596	318.298	33.499	7.260	405	21
2015	2.466.071	326.793	34.531	7.400	413	21

#### EVOLUCIÓN DE GRANDES USUARIOS AGENTES DEL MERCADO:

La evolución del mercado libre de Edenor, en cantidad de grandes usuarios y en volumen de energía comercializada, se expone en el cuadro siguiente:



	Guma		Gume y Gupas		Participación
	Nº Clientes	GWh	Nº Clientes	GWh	s/vta. Energía
1995	72	681	118	150	8,5%
1996	87	1366	204	536	18,0%
1997	109	1749	312	708	21,4%
1998	124	2072	563	953	24,7%
1999	124	2082	575	1160	25,0%
2000	121	2118	516	1153	24,0%
2001	114	2009	650	1131	22,9%
2002	79	1552	627	1022	19,8%
2003	71	1440	232	909	17,0%
2004	71	1459	313	641	14,3%
2005	80	1707	624	1268	19,0%
2006	81	1887	426	1315	19,3%
2007	93	1964	477	1147	17,4%
2008	98	2334	526	1360	20,0%
2009	100	2262	534	1361	19,9%
2010	100	2459	541	1431	20,2%
2011	100	2536	580	1620	20,7%
2012	101	2561	605	1699	20,6%
2013	102	2589	593	1784	20,2%
2014	104	2573	588	1638	19,8%
2015	105	2558	605	1641	18,8%

### 2-3 EVOLUCION DE LA DEMANDA DE EDENOR

En el siguiente cuadro es posible apreciar la evolución de la demanda global de Edenor en términos de energía acumulada anual y potencia máxima:

año	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2006	18.700	3.450
2007	20.233	3.686
2008	20.864	3.802
2009	20.676	3.944
2010	22.053	4.209
2011	23.004	4.336
2012	23.935	4.453
2013	24.902	4.728
2014	24.860	4.575
2015	26.322	4.927

La composición de la demanda de Edenor se expone a continuación a través de distintas segmentaciones que toman en cuenta parámetros relevantes de análisis:

### CLASIFICACIÓN POR SEGMENTO TARIFARIO (PARTICIPACIÓN EN TÉRMINOS DE ENERGÍA):

Los dos segmentos más importantes en función de su participación en la venta de energía son la demanda residencial (T1R: 43,8%) y las grandes demandas (T3 y Peaje: 34,5%).

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
T1R	38,2%	38,7%	39,4%	37,3%	36,7%	37,2%	37,6%	40,0%	40,2%
T1G	9,0%	8,8%	8,5%	8,6%	9,0%	8,9%	8,6%	8,3%	8,2%
AP	4,6%	4,5%	4,9%	4,6%	4,4%	4,1%	3,9%	3,6%	3,5%
T2	9,2%	9,3%	8,9%	8,9%	8,8%	8,7%	8,8%	8,7%	8,7%
T3	13,3%	14,4%	16,8%	21,3%	25,0%	20,4%	20,2%	20,3%	17,8%
Peaje	24,0%	22,9%	19,9%	17,2%	14,3%	19,0%	19,3%	17,4%	20,0%
Villas	1,3%	1,3%	1,5%	1,9%	1,9%	1,8%	1,6%	1,7%	1,7%

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
T1R	40,4%	40,5%	40,5%	41,8%	42,1%	42,8%	43,2%
T1G	8,1%	8,0%	8,0%	8,1%	8,2%	8,1%	8,4%
AP	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%
T2	8,6%	8,5%	8,5%	8,3%	8,4%	8,0%	8,2%
T3	17,6%	17,5%	17,1%	16,1%	16,0%	16,1%	16,4%
Peaje	19,9%	20,2%	20,7%	20,5%	20,2%	19,8%	18,8%
Villas	1,9%	2,0%	1,9%	2,0%	1,9%	2,0%	1,9%

## 3 - ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE EDENOR

La información utilizada se basa en información extraída de los estados contables de publicación (sin consolidar) de EDENOR S.A. para el período 2006-2015.

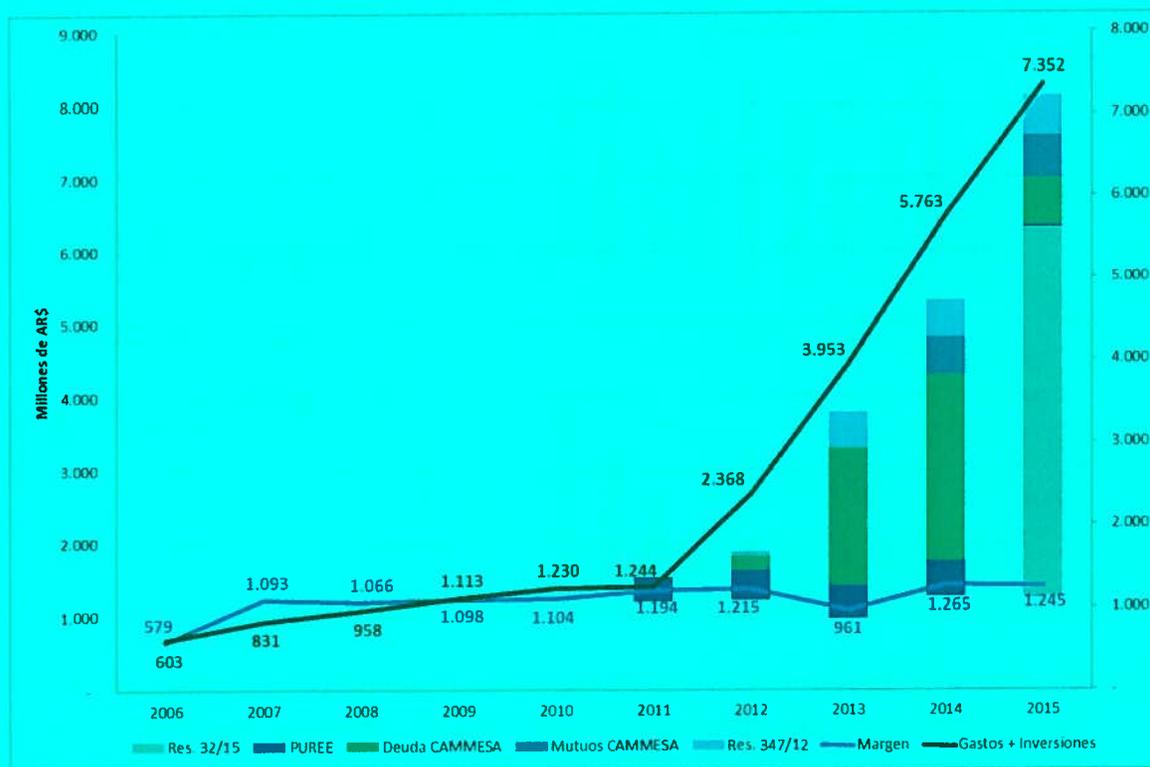
El presente análisis intenta explicar por medio de diferentes gráficos el deterioro de la situación económico-financiera de la Sociedad en los últimos 10 años, tal como se refleja en la información incluida abajo en "Evolución ingresos y costos". Dicho período se caracterizó, particularmente en la segunda mitad, por una profundización de las serias dificultades económicas y financieras derivadas del congelamiento tarifario, el continuo incremento de los costos que afectaron nuestra actividad durante el período analizado y el continuo incumplimiento por parte del Poder Concedente de los compromisos asumidos en el Acta Acuerdo (ver punto 2.1 del Informe- Marco Legal Aplicable). Esta situación, que fue advertida en reiteradas oportunidades a las distintas autoridades regulatorias desde hace años, confluyó en el espectacular Déficit Operativo (definido como margen bruto menos gastos e inversiones) de \$ 6.107 millones en 2015, deudas al cierre del ejercicio con CAMMESA por más de \$ 4.460 millones

y deudas devengadas por sanciones y resarcimientos que podrían incrementarse por actualizaciones.

### Evolución ingresos y costos

El siguiente esquema refleja la evolución en la última década de los ingresos y egresos de la Sociedad incluyendo:

- Los ingresos genuinos por VAD incluidos en la tarifa (línea azul)
- Los egresos de la Sociedad para la operación del servicio de distribución incluyendo gastos operativos e inversiones (línea roja).
- Impacto medidas paliativas temporarias vigentes en cada ejercicio para cubrir el déficit entre el VAD y los egresos de la Sociedad.



Cifras en millones de ARS	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Margen	579	1.093	1.066	1.098	1.104	1.194	1.215	961	1.265	1.245
Gastos + Inversiones	-603	-831	-958	-1.113	-1.230	-1.244	-2.368	-3.953	-5.763	-7.352
(Deficit)/ Superavit Operativo	-24	262	108	-15	-126	-50	-1.153	-2.991	-4.497	-6.107

#### Soluciones Transitorias de Emergencia

Res. 347/12	-	-	-	-	-	-	54	491	508	536
PUREE	-	-	-	-	-	338	411	466	483	26
Deuda CAMMESA	-	-	-	-	-	-	190	1.867	2.538	666
Mutuos CAMMESA	-	-	-	-	-	-	-	-	507	593
Res. 32/15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.055
<b>Total de Soluciones</b>	-	-	-	-	-	<b>338</b>	<b>655</b>	<b>2.915</b>	<b>4.035</b>	<b>6.865</b>

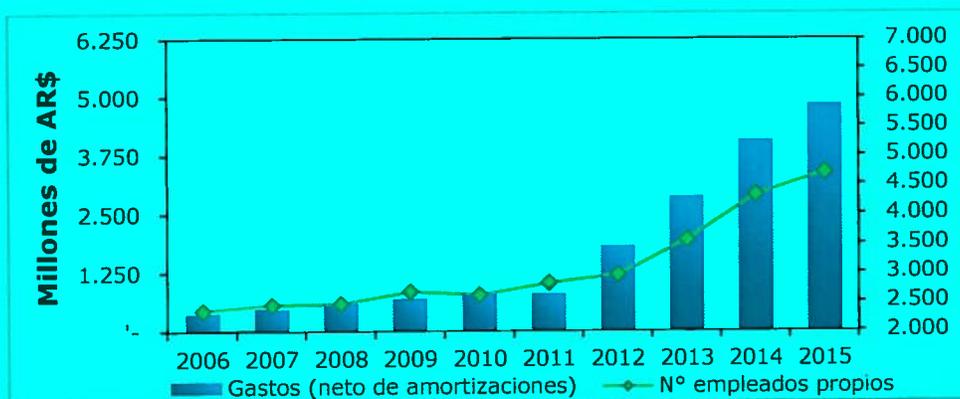
Si nos detenemos a analizar los gastos de la sociedad, observamos que la compañía fue incrementando anualmente los mismos al ritmo de la inflación. En el año 2012, producto del cambio de encuadre sindical de gran parte de los empleados contratados, se generó un incremento significativo en los costos directos de la compañía. Esta situación se vio profundizada los años siguientes debido al ingreso de dichos empleados contratados a la plantilla propia de Edenor y a modificaciones en las condiciones laborales (reducción de jornada laboral, incrementos salariales, etc).

La desagregación de los diferentes componentes de los ingresos y egresos, y en consecuencia el resultado operativo, permiten evidenciar claramente la situación de la Sociedad atendiendo los incrementos relativos de unos y otros en el período de 10 años, como se puede ver en los siguientes gráficos:



Es importante destacar que el 80% de los gastos operativos de la compañía se encuentran directamente relacionados con costos salariales, directos e indirectos, incluyendo el personal de planta que supera los 4.697 empleados y el personal de contratistas que incluye principalmente, los servicios de correspondencia, lectura, atención telefónica a clientes, zanjeo y soporte a la operación, consultoría, vigilancia, limpieza y mantenimiento edilicio, entre otros, los que adicionan más de 3.000 empleos indirectos.

Para reflejar esa relación, a continuación se incluye la evolución del nivel de gastos operativos de la Sociedad en los últimos 10 años junto con la evolución de nómina de personal propio (empleados directos) que refleja la incorporación de personal de contratistas desde el año 2012.



### Medidas paliativas provisionarias

Como consecuencia del mencionado déficit operativo que experimentó la Sociedad, y ante la necesidad de mantener las condiciones mínimas para la prestación de un servicio esencial como lo es el de la distribución de electricidad, surgieron por parte del Estado Nacional una serie de medidas paliativas a fin de solventar el déficit generado y sostener la existencia de la sociedad concesionaria como tal. Entre esas medidas se destacan, por orden cronológico:

#### *Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica ("PUREE")*

Como primera medida no prevista en el marco regulatorio vigente, en el año 2007 se nos permitió retener los fondos ingresados por PUREE a cuenta de futuros ajustes del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC), permitiéndonos en un comienzo financiar el déficit operativo, tal como se lo definió anteriormente, aunque incrementando como contrapartida el pasivo de la Sociedad con el Fondo Unificado. Lamentablemente, considerando los incrementos en los costos que sobrevinieron en los años subsiguientes, este recurso se volvió escaso en poco tiempo y es así que la Sociedad se vio en la necesidad de recurrir a otras medidas de emergencia.

#### *Deuda por compra de energía al MEM y Resolución 347/12 (FOCEDE)*

A partir del mes de octubre de 2012 la Sociedad se vio forzada temporalmente a cancelar de manera parcial las obligaciones con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por la energía adquirida, lo que llevó al Gobierno Nacional a crear en el mes de Noviembre de 2012 mediante la Resolución 347/2012 el Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica (FOCEDE), que tenía como objetivo financiar parte del plan de inversiones de la sociedad y otros costos operativos, otra medida no prevista en el contrato de concesión.

A pesar de las medidas mencionadas implementadas en el año 2012, y dado que la situación continuó agudizándose durante el ejercicio 2013, la Sociedad se vio obligada a postergar el pago de sus obligaciones con el MEM por la energía adquirida prácticamente en su totalidad. Sin embargo, incluso esta medida extrema no resultó suficiente para cubrir el déficit operativo y financiero generado por el congelamiento tarifario.

*Reconocimiento parcial de mayores costos (Resolución 250/13)*

Durante el 2013 y producto de la situación descrita, el déficit operativo y , la deuda con CAMMESA se incrementaron de manera exponencial, lo que llevó a la Sociedad a presentar Patrimonio Neto negativo en sus estados financieros cerrados el 31 de marzo de 2013, con la consecuente suspensión de su cotización bursátil. Ante esta extrema situación que ponía a la Sociedad en condiciones de disolución, en mayo de 2013, la Secretaría de Energía de la Nación dispuso el reconocimiento acumulado parcial del aumento de costos, que estimamos en ese momento en aproximadamente un tercio del incremento real del que deberían haberse reconocido de acuerdo con el Mecanismo de Monitoreo de Costos dispuesto por el Acta Acuerdo y que debían ser reconocidos en la tarifa. Dicha medida se llevó adelante mediante el dictado de la Resolución 250/13 y sus posteriores extensiones, que permitieron compensar dicho reconocimiento con las deudas que la Sociedad había generado en concepto de PUREE y con CAMMESA por las compras de energía, y al mismo tiempo recomponer temporalmente el déficit de Patrimonio. Este reconocimiento evitó, con posterioridad, que en diferentes ocasiones la Sociedad volviera a caer en la pérdida de la totalidad de su patrimonio e ingresara en situación de disolución con consecuencias difíciles de prever por su gravedad.

*Contratos de Mutuos con CAMMESA para el financiamiento de incrementos salariales y plan de inversiones extraordinario.*

En el año 2014, y ante la insuficiencia del reconocimiento de mayores costos establecido por la Resolución 250/13 que solo permitía cubrir aproximadamente un tercio del déficit económico que presentaba la Sociedad, nuevas asistencias parciales fueron implementadas. En el mes de julio de ese año, la Sociedad se vio imposibilitada de hacer frente a los incrementos salariales que el Gobierno Nacional había acordado con el sindicato de Luz y Fuerza y que le fuera impuesto a la Sociedad por medio de la Resolución 836/14 del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación, por lo que la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a otorgar a la Sociedad un financiamiento destinado a cubrir la insuficiencia de fondos mediante la celebración de un contrato de mutuo, el que podía ser ampliado de acuerdo a las necesidades mensuales de la Distribuidora para hacer frente a la totalidad del pago de salarios, cargas sociales y contratistas cuyo personal presentara ese mismo encuadramiento. Dicho contrato de mutuo fue compensado

mediante un reconocimiento adicional de mayores costos establecido en la Resolución 32/15. Adicionalmente, en el mes de septiembre de ese mismo año, y ante la insuficiencia de fondos obtenidos por el FOCEDA antes mencionado para hacer frente a la totalidad del plan de inversiones presentado, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 65/14 instruyendo a CAMMESA a otorgar a la Sociedad un nuevo financiamiento, que se ampliaría posteriormente, con el objetivo de suplir dicha insuficiencia, sumando una nueva medida paliativa más a las ya comentadas. Esta financiación fue discontinuada con la emisión de la Resolución 7/16 del Ministerio de Energía y Minería, manteniendo al 30/06/16 una deuda con CAMMESA por 1.231 millones de pesos con el perjuicio económico y patrimonial que sus intereses generan.

#### *Cuadro tarifario teórico (Resolución 32/15)*

En febrero de 2015, y ante la necesidad de adecuar la situación económico-financiera de las distribuidoras eléctricas bajo jurisdicción federal, la Secretaría de Energía de la Nación dictó la Resolución 32/15, por la cual se aprobó un cuadro tarifario teórico para las distribuidoras, cuyo diferencial con el cuadro tarifario vigente facturado a nuestros clientes fue cubierto con fondos del Estado Nacional. Asimismo, dispuso que los fondos del PUREE fueran considerados ingresos directos de la compañía, concluyendo al 31 de enero de 2015 el reconocimiento de costos y los mecanismos de compensación dispuestos por la Resolución 250/13 y sus extensiones. La referida Resolución 32, finalmente confirmó y reconoció a través de su sanción, que los costos reales de la distribuidora se habían incrementado mucho más que lo reconocido hasta ese momento por las autoridades regulatorias.

Finalmente, dicha resolución fue dejada sin efecto en febrero 2016 a partir del incremento tarifario dispuesto por la Resolución 7/16 del Ministerio de Energía y Minería, suspendida en la actualidad de manera parcial por diferentes medidas cautelares dictadas en junio y julio del presente año.

#### **Situación patrimonial resultante**

Finalmente, para lograr entender la situación económico-financiera de la compañía en su totalidad, no alcanza con entender las distintas fuentes de financiamiento no previstas en el marco regulatorio vigente, sino que es menester entender la evolución del nivel de endeudamiento que dichas fuentes generaron a la Sociedad en los últimos años con el consecuente costo financiero que impacta directamente en su resultado económico. Cabe destacar que en condiciones normales de mercado, cualquier compañía no debería incurrir en

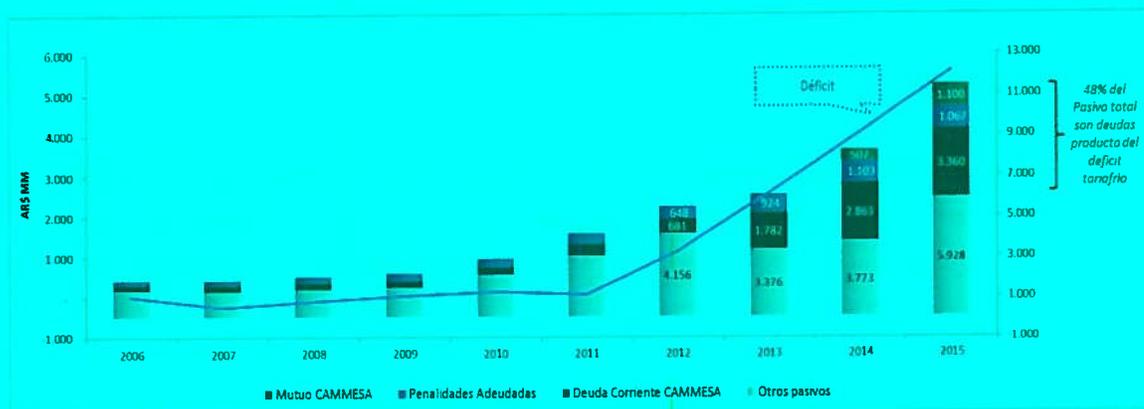
deuda financiera de largo plazo para financiar su déficit operativo corriente, ya que la haría inviable en el muy corto plazo.

A partir de octubre de 2012, la sociedad comienza a acumular deudas con CAMMESA, producto de: (a) el pago parcial de las obligaciones con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), (b) los contratos de mutuo para financiamiento de incrementos salariales y (c) los contratos de mutuo para el financiamiento adicional del plan de inversiones extraordinario. A pesar de las distintas compensaciones parciales reconocidas en las resoluciones 250/13 y 32/15, que permitieron reducir en parte el nivel de deuda que se vio obligada a incurrir la Sociedad, las deudas con CAMMESA continuaron incrementándose y devengando intereses a tasas de mercado, aumentando en consecuencia aún más las deudas con dicho organismo encargado del despacho, y generando pérdidas económicas por costos financieros que condicionan más aún la evolución del patrimonio de la Sociedad y cuya fuente de repago es a la fecha incierta.

Asimismo, este estado de situación impidió a la Sociedad cumplir con los estándares de calidad fijados en el Acta Acuerdo y el Contrato de Concesión que siguieron aplicándoseles a pesar del incumplimiento de las obligaciones por parte del mismo poder concedente que reclama dichos estándares. En consecuencia, la Sociedad acumuló deudas por sanciones y penalidades devengadas y no pagadas que a la luz de los hechos resultan claramente arbitrarias.

Luego de este análisis, resulta evidente que esta deuda fue generada principalmente por la insuficiencia de los ingresos genuinos del Valor Agregado de Distribución de la Sociedad incluido en la tarifa, congelados desde hace años, como así también por la insuficiencia de las medidas paliativas temporales tomadas en consecuencia (ver Anexo K- Incumplimientos del Estado Concedente y Daños Consecuentes).

A continuación se muestra la evolución de las deudas en línea con el incremento del déficit operativo que se explicó anteriormente.





Como conclusión se evidencian las dificultades que atravesó la compañía, toda vez que el incremento de sus costos no fue acompañado de un incremento de los ingresos tarifarios, evidenciando resultados operativos negativos en los últimos cuatro años.

En resumen, al momento de emisión de la Resolución 7/2016 del Ministerio de Energía y Minería y la Resolución 1/2016 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, la Sociedad contaba con financiamiento genuino proveniente de sus ingresos tarifarios para cubrir menos de la sexta parte de sus necesidades financieras reales para mantener el servicio público concesionado y realizar las obras necesarias para preservar la calidad y la seguridad de las instalaciones, así como atender el aumento de la demanda. El resto dependía de la voluntad de las autoridades para evitar que Edenor cayera en patrimonio neto negativo y consecuentemente en causal de disolución y liquidación de acuerdo con el Artículo 94 de la Ley de Sociedades Comerciales. Esta misma situación podría presentarse en el caso de que los efectos de dichas resoluciones sean suspendidos por medio de acciones judiciales, las que han sido impulsadas con beneficio para algunos de nuestros clientes en los últimos meses (ver punto 3 del informe- Resumen de Gestión 2006-2016- Situación Actual del Incremento Transitorio).

### **Otras operaciones de financiamiento**

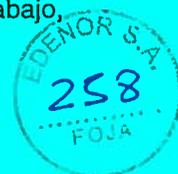
#### *Reestructuración de nuestra deuda financiera*

En abril de 2006 la Sociedad completó el proceso de Reestructuración de la totalidad de su deuda financiera en default mediante una Oferta de Canje Voluntario, emitiendo sus nuevos títulos el 24 de abril de ese mismo año, por lo que su deuda financiera total regularizada se redujo a 376,4 millones de dólares, permitiéndole financiar nuevamente sus operaciones en el mercado de capitales.

#### *Listado en la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y aumento de capital*

Durante el período de gestión analizado la Sociedad comenzó a cotizar sus acciones en la NYSE lo que le permitió en junio de 2007 realizar una oferta pública de acciones incrementando su capital, en moneda de ese momento, por 181,7 millones de pesos (equivalente a 61,4 millones de dólares) representando un ingreso genuino de fondos para financiar capital de trabajo, inversiones y refinanciación de pasivos.

#### *Emisiones de Obligaciones Negociables*



Durante el período bajo análisis, la Sociedad ha emitido distintos Programas y Series de obligaciones negociables con el fin de integrar su capital de trabajo, financiar sus planes de inversiones, como así también la reestructuración de pasivos financieros.

En consecuencia la Sociedad accedió al mercado de capitales en distintas oportunidades hasta el año 2011, destacándose:

- Emisión en junio de 2007 de U\$S 220 millones con vencimiento en 2017.
- Emisión en mayo de 2009 de \$ 75,7 millones con vencimiento final en 2013.
- Emisión en octubre de 2010 de U\$S 230,3 millones con vencimiento en 2022, de los cuales se obtuvieron U\$S 140 millones en efectivo y U\$S 90,3 se utilizaron para el canje de obligaciones negociables anteriores.
- Reapertura de obligaciones negociables 2022 en abril 2011 por U\$S 69.7 millones.

#### *Adquisición y venta de inversiones en distribuidoras*

A partir del ejercicio 2012, ante la situación de déficit operativo corriente que presentaba el servicio público concesionado, y dada la incertidumbre sobre la restitución del equilibrio de la ecuación económico-financiera de la concesión, la imposibilidad de nuevas fuentes de financiamiento y la falta de señales claras por parte del Estado Nacional respecto a la regularización del retraso tarifario, la Sociedad decidió comenzar un proceso de desinversión de las operaciones en distribuidoras del interior adquiridas en el año 2011, con el objetivo de cubrir el déficit operativo y sostener su operación principal sobre el servicio público concesionado. A pesar de que estas ventas se llevaron adelante en un contexto adverso para la industria eléctrica (restricción a fuentes de financiamiento, Res. 120/09 SE, Nota 8.752/11 SE), se obtuvieron resultados positivos en las transacciones por encima de los valores pagados.

El curso de los acontecimientos demostró que la operación fue favorable a EDENOR, con un resultado neto considerando las operaciones de compra y venta, los dividendos cobrados y la previsión de créditos por un total de 186 millones de pesos.

#### **La afectación a nuestros accionistas**

Por último, es importante señalar que Edenor se comprometió en el Acta Acuerdo a no efectuar pagos de dividendos sin la autorización previa del ENRE durante todo el Período de transición Contractual (aún vigente), y en consecuencia, la Sociedad nunca efectuó este tipo de requerimientos acumulándose a la fecha 14 años sin distribución alguna de dividendos.

## Datos fuente

A continuación, se presenta información base utilizada, extraída de los estados contables de Edenor para el período 2006-2015:

Tabla 2 Información Balances Contables – Período 2006 – 2015 [miles de \$]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	<i>Cifras en Millones de ARS</i>									
ACTIVO CORRIENTE	347	496	633	694	1.154	1.074	1.020	1.869	1.641	3.867
ACTIVO NO CORRIENTE	3.187	3.351	3.502	3.677	3.878	4.511	4.883	5.389	6.989	9.114
<b>ACTIVO</b>	<b>3.535</b>	<b>3.848</b>	<b>4.135</b>	<b>4.371</b>	<b>5.032</b>	<b>5.585</b>	<b>5.903</b>	<b>7.258</b>	<b>8.630</b>	<b>12.981</b>
PASIVO CORRIENTE	466	540	669	760	786	1.004	1.673	3.283	4.333	5.678
PASIVO NO CORRIENTE	1.429	1.333	1.374	1.428	2.137	3.150	3.812	2.799	3.912	5.778
<b>PASIVO</b>	<b>1.864</b>	<b>1.873</b>	<b>2.043</b>	<b>2.189</b>	<b>2.924</b>	<b>4.154</b>	<b>5.485</b>	<b>6.082</b>	<b>8.245</b>	<b>11.456</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>1.670</b>	<b>1.975</b>	<b>2.092</b>	<b>2.182</b>	<b>2.108</b>	<b>1.431</b>	<b>418</b>	<b>1.176</b>	<b>385</b>	<b>1.525</b>

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	<i>Cifras en Millones de ARS</i>									
Margen Bruto sin Res. 347/12	579	1.092	1.066	1.074	1.104	1.171	1.182	899	1.212	1.245
Otros Ingresos	0	10	0	233	0	225	324	625	532	0
GASTOS (incluye amortizaciones)	-566	-663	-792	-884	-1.019	-998	-2.020	-3.072	-4.298	-5.115
<b>Resultado Operativo</b>	<b>13</b>	<b>429</b>	<b>273</b>	<b>190</b>	<b>85</b>	<b>173</b>	<b>-837</b>	<b>-2.174</b>	<b>-3.086</b>	<b>-3.870</b>
Res. 347/12	0	0	0	0	0	0	54	491	508	536
Res. 250/13	0	0	0	0	0	0	0	2.933	2.272	551
Res. 32/15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.025
<b>EBIT</b>	<b>13</b>	<b>429</b>	<b>273</b>	<b>190</b>	<b>85</b>	<b>173</b>	<b>-783</b>	<b>1.251</b>	<b>-306</b>	<b>2.242</b>
Gastos financieros	113	-183	-89	-44	-160	-199	-360	-491	-681	-916
Impuesto a las ganancias	167	-125	-61	-79	1	-82	117	46	154	-184
<b>Rdo del Ejercicio</b>	<b>293</b>	<b>121</b>	<b>123</b>	<b>67</b>	<b>-74</b>	<b>-108</b>	<b>-1.026</b>	<b>806</b>	<b>-833</b>	<b>1.142</b>
<b>Inversiones</b>	<b>216</b>	<b>343</b>	<b>336</b>	<b>404</b>	<b>389</b>	<b>431</b>	<b>541</b>	<b>1.092</b>	<b>1.702</b>	<b>2.518</b>
<b>Dividendos pagados</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## 4 TARIFAS

Los clientes se clasifican de acuerdo a sus respectivas categorías tarifarias, las que pasamos a detallar a continuación:

- **Tarifa 1 (pequeñas demandas):** se aplica a todos los clientes con una demanda máxima de potencia inferior a los 10 kW.
- **Tarifa 2 (medianas demandas):** se aplica a los clientes con una demanda máxima igual o superior a los 10 kW e inferior a los 50 kW.

- **Tarifa 3 (grandes demandas):** se aplica a aquellos clientes con una demanda máxima igual o superior a los 50 kW. Dentro de cada categoría tarifaria se definen a su vez los siguientes tipos de suministro:

**Tarifa 1 (pequeñas demandas):**

Tarifa 1 - R (pequeñas demandas uso residencial): se aplica a todos los suministros en lugares destinados a vivienda, incluyendo instalaciones de uso colectivo que sirvan a dos o más viviendas. Al 31 de diciembre de 2015, esta categoría representaba aproximadamente el 36.8% de los ingresos por ventas de energía de Edenor.

Tarifa 1 - G (pequeñas demandas uso general): se aplica a todo el resto de usos que no sean ni residencial ni alumbrado público. Al 31 de diciembre de 2015, esta categoría representaba aproximadamente el 14,2 % de los ingresos de la compañía.

Tarifa 1 - AP (pequeñas demandas - alumbrado público): se aplica al alumbrado público de plazas, vías, monumentos y edificios de propiedad nacional, provincial y municipal, como así también al señalamiento luminoso para el tránsito. Al 31 de diciembre de 2015, esta categoría representaba aproximadamente el 3,5 % de las ventas de Edenor.

**Tarifa 2 (medianas demandas):** se aplica la misma tarifa para cualquier uso comprendido en esta categoría. Al 31 de diciembre de 2015 esta categoría de clientes representaba aproximadamente el 15 % de los ingresos de la compañía.

**Tarifa 3 (grandes demandas):** se aplica para cualquier uso pero se definen distintos parámetros según la tensión de suministro en la que se encuentren conectados los clientes (Baja Tensión - BT-: tensión menor o igual a 1 kV; Media Tensión -MT-: tensión mayor a 1 kV y menor a 66 kV; Alta Tensión -AT-: tensión mayor o igual a 66 kV). Al 31 de diciembre de 2015 esta categoría de clientes representaba aproximadamente el 24.1 % de los ingresos por venta de energía de Edenor.

A su vez se ha definido en el Contrato de Concesión la tarifa de peaje a aplicar a los Grandes Usuarios del MEM, que tienen la misma estructura que la Tarifa 3. Al 31 de diciembre de 2015, 710 clientes se encontraban utilizando este sistema de peaje. A esa fecha, esta categoría representaba el 5.2% de las ventas de Edenor.

En general las tarifas se componen de:

Un cargo fijo bimestral para los usuarios de pequeñas demandas, o un cargo por unidad de potencia máxima demandada para los usuarios de medianas y grandes demandas.



Cargos por energía consumida basados en los precios de compra de energía en el mercado estacional.

Las tarifas varían de acuerdo con las diferentes categorías de usuarios:

- para las pequeñas demandas (residencial, general y alumbrado público)
- para las medianas demandas (T2)
- para las grandes demandas de acuerdo a la tensión de suministro (baja, media y alta tensión), y a la hora del día (horas de pico, de valle y restantes)

Los parámetros tarifarios (cargos fijos, por potencia y variables) en cada caso están formados por la adición de dos componentes:

- El precio medio de compra de energía y potencia del distribuidor para cada categoría tarifaria, establecido por la Secretaría de Energía, de acuerdo a "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) descritos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.
- Costo reconocido de distribución (o Valor Agregado de Distribución - VAD - que remunera la actividad de distribución).

## TARIFAS DE PEAJE

Los Grandes Clientes (GUPA – GUME – GUMA) compran energía en el Mercado Eléctrico Mayorista y Edenor factura la utilización de las redes de distribución hasta el punto de suministro. La estructura tarifaria es igual que la T2 y T3. Los clientes de peaje se dividen en:

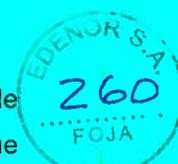
GUPA: Grandes Usuarios Particulares, son demandas máximas iguales o superiores a 30kW e inferiores a 100kW.

GUME: Grandes Usuarios Menores, con demandas máximas iguales o superiores a 100 kW e inferiores a 2000kW.

GUMA: Grandes Usuarios Mayores, con demandas máximas superiores a 1000 kW y un mínimo de 4380MWh anuales.

Además, se debe incluir la categoría de Grandes Usuarios del Distribuidor ("GUDI"), con demandas iguales o superiores a 300 kW creados por la Resolución Secretaría de Energía N° 1281/06

Las tarifas de peaje están compuestas por el segundo término descripto (costo reconocido de distribución) y son las que pagan los Grandes Usuarios ubicados en el área de Edenor que



adquieren su suministro directamente en el MEM. Es decir que la regulación determina que el cargo a aplicar es el mismo que en el caso de un usuario normal, sin el componente del precio de compra.

Resumiendo:

$$\text{Tarifa} = \text{Precio medio de compra} + \text{VAD}$$

$$\text{Tarifa de peaje} = \text{VAD}$$

4-1

#### RECONOCIMIENTO DE PÉRDIDAS

El Contrato de Concesión reconoce una tasa de pérdidas determinadas para cada nivel de tensión de suministro. El reconocimiento de estas pérdidas se efectúa a través de un porcentaje fijo de energía y potencia por sus respectivos precios de compra.

#### 4-2 EVOLUCIÓN 2006-2016

El 30 de enero de 2007, el ENRE a través de la sanción la Resolución ENRE N° 51/07, aprobó formalmente el cuadro tarifario para Edenor que reflejó el aumento del 28% en los márgenes de distribución cobrados a sus clientes no residenciales según los parámetros acordados en el Acta Acuerdo. Asimismo, en dicha resolución el ENRE consideró un porcentaje de 8,032% para el primer semestre del PERÍODO TARIFARIO DE TRANSICIÓN (PTT) (1 de noviembre 2005/30 de abril 2006) resultante de aplicar los distintos índices de precios que lo conforman de acuerdo a lo indicado en el Anexo I del Acta Acuerdo, (en comparación con la base de costos de distribución reconocida en el Acta Acuerdo) y, en consecuencia, de acuerdo a lo contemplado en el Acta Acuerdo aprobó un aumento equivalente en los márgenes de distribución de la Empresa con vigencia el 1° de mayo de 2006. Este aumento, junto con el aumento del 28% otorgado en el Acta Acuerdo, resultó en un aumento total del 38,3% en los márgenes de distribución de Edenor.

Con fecha 27 de septiembre del 2007 la Secretaría de Energía de la Nación emitió la Resolución 1037/2007 que estableció que el ajuste por MMC para el período mayo de 2006 a abril de 2007, aplicable a partir del 1 de mayo de 2007, era del 9,63%. Asimismo estableció que, de los fondos resultantes de la diferencia entre el cobro de cargos adicionales derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica ("PUREE") y el pago de bonificaciones a usuarios derivados del mismo programa (que Edenor S.A. debía destinar al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista), se dedujeran en forma previa a su aplicación al referido fondo de estabilización –además de las sumas que Edenor abonara en concepto de



Coeficiente de Actualización Trimestral previsto bajo la Ley No. 25.957–, los montos correspondientes al concepto del MMC, hasta tanto se reconociera su efectivo traslado a la tarifa.

En noviembre de 2007, Edenor solicitó un aumento adicional del 7,51% en sus márgenes de distribución según el MMC para reflejar las fluctuaciones de su base de costos de distribución por el período comprendido entre el 1 de mayo de 2007 y el 31 de octubre de 2007, en comparación con la base de costos de distribución reconocida por el MMC de mayo de 2007.

En mayo 2008, Edenor solicitó un aumento adicional del 5,24 % en sus márgenes de distribución según el MMC para reflejar las fluctuaciones de su base de costos de distribución por el período comprendido entre el 1 de noviembre de 2007 y el 30 de abril de 2008.

El 30 de julio de 2008 la Secretaría de Energía fijó al mes de febrero de 2009 como fecha de entrada en vigencia del cuadro tarifario resultante del proceso de revisión tarifaria integral (RTI). Este proceso quedó inconcluso.

El 31 de julio de 2008, mediante Resolución del ENRE N° 324/2008 se estableció el cuadro tarifario a aplicar por Edenor a partir del 1° de julio de 2008. En dicho cuadro, se incrementó el VAD producto de aplicar el MMC del período mayo de 2006 a abril de 2007 (9,63%) y el MMC del período mayo 2007 a octubre 2007 (7,56%). El impacto en las facturas promedio fue el siguiente: Para la categoría Residencial, los usuarios con consumos menores o iguales a 650 kWh no tuvieron aumentos; para los usuarios con consumos bimestrales mayores a 650 kWh/bimestrales y menores o iguales a 800 kWh el incremento promedio fue del 10%; para los usuarios con consumos bimestrales mayores a 800 kWh/bimestrales y menores o iguales a 900 kWh el incremento promedio fue del 15%; para los usuarios con consumos bimestrales mayores a 900 kWh/bimestrales y menores o iguales a 1000 kWh el incremento promedio fue del 20%; para los usuarios con consumos bimestrales mayores a 1000 kWh/bimestrales y menores o iguales a 1200 kWh el incremento promedio fue del 25%; y para los usuarios con consumos bimestrales mayores a 1200 kWh/bimestrales y el incremento promedio fue del 30%. Para los usuarios de las categorías T1G, T2 y T3 el aumento promedio fue del 10%.

El 19 de noviembre de 2008, mediante Resolución del ENRE N° 628/08 se estableció el cuadro tarifario a aplicar por Edenor a partir del 1° de octubre de 2008. El mismo, se debió a que la Secretaría de Energía dispuso modificaciones en los precios estacionales de la energía y potencia mediante resolución SE N° 1169/08. En dicha resolución, la Secretaría de Energía estableció nuevos rangos de precios de la energía para la categoría residencial. Los nuevos rangos fueron:



Consumos hasta 1000 kWh por bimestre; consumos mayores de 1000 kWh y menores o iguales a 1400 kWh bimestrales; consumos mayores a 1400 kWh y menores o iguales a 2800 kWh bimestrales; y consumos mayores a 2800 kWh bimestrales.

Esta modificación del Cuadro Tarifario no incluyó ningún aumento sobre el VAD de la compañía.

El 25 de noviembre de 2008, Edenor presentó en el ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC5 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período mayo 2008-octubre 2008, por un valor de 5,704%, el cual debió ser aplicable desde el 1° de noviembre 2008.

El 11 de junio de 2009, Edenor presentó en el ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC6 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período noviembre 2008-abril 2009, por un valor de 5,0686%, el cual debió haber sido aplicado desde el 1° de mayo 2009.

El 5 de noviembre de 2009, el ENRE informó sobre las eximiciones respecto a la aplicación de los cuadros tarifarios sancionados por las Resoluciones ENRE N° 324/2008 y ENRE N° 628/2008, adjuntando un cuadro diferenciando los casos por partido. El 19 de noviembre el ENRE rectificó la cantidad de eximidos, llevándolos a aproximadamente 280.000 clientes.

El 9 de diciembre de 2009, Edenor presentó en el ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC7 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período mayo 2009-octubre 2009, por un valor de 5,041%, el cual debió haber sido aplicado desde el 1° de noviembre 2009.

El 11 de mayo de 2010, Edenor presentó al ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC8 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período noviembre 2009-abril 2010, por un valor de 7,103%, el cual debió haber sido aplicado desde el 1° de mayo 2010.

El 12 de noviembre de 2010, Edenor presentó al ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC9 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período mayo 2010-octubre 2010, por un valor de 7,240%, el que debió haber sido aplicado desde el 1° de noviembre 2010.



El 26 de mayo de 2011, Edenor presentó al ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC10 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período noviembre 2010-abril 2011, por un valor de 6,104%, el cual debió haber sido aplicado desde el 1° de mayo 2011.

El 7 de noviembre por medio de la Resolución SS.EE. N° 1301/2011, y en función de la programación estacional definitiva para el período noviembre 2011 y abril 2012 para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la SSEE resolvió aplicar un cuadro tarifario (sin subsidios) a clientes no residenciales agrupados bajo ciertas actividades económicas (detalladas en un anexo) que abonarían un precio medio monómico de 320 \$/MWh a partir de diciembre 2011.

El 24 de noviembre a través de la disposición conjunta N° 218 de la Subsecretaria de Coordinación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación Federal y la N° 799 de la Subsecretaria de Presupuesto de la Secretaria de Hacienda del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, se dispuso la eliminación de los subsidios desde el 1ro. de enero 2012 sobre el servicio de energía eléctrica a usuarios residenciales comprendidos en las zonas de Puerto Madero, Barrio Parque, Countries, Barrios Cerrados, Clubes de Campo y Clubes de Chacras.

El 2 de diciembre a través de la disposición conjunta N° 229 de la Subsecretaria de Coordinación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación Federal y la N° 810 de la Subsecretaria de Presupuesto de la Secretaria de Hacienda del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, se dispuso la eliminación de los subsidios desde el 1ro. de Enero 2012 sobre el servicio de energía eléctrica a usuarios residenciales comprendidos edificios tipo torres siempre que los mismos contaran con los servicios de salón de usos múltiples, pileta, gimnasio y espacios deportivos o de esparcimiento adicionales y se encontraran ubicados en las zonas cuyo coeficiente de Alumbrado, Barrido y Limpieza de la CABA sea 1,50; 1,75 o 2. Asimismo se dispuso la eliminación de los subsidios a las dependencias públicas pertenecientes al GCBA y a la empresa concesionada de la red de autopistas de CABA.

El 19 de diciembre de 2011, Edenor presentó al ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC11 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período mayo 2011-octubre 2011, por un valor de 7,721%, el que debió haber sido aplicado desde el 1° de noviembre 2011.

El 22 de mayo de 2012, Edenor presentó ante el ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC12 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período noviembre



2011-abril 2012, por un valor de 8,529%, el cual debió haber sido aplicado desde el 1° de mayo 2012.

El 21 de noviembre de 2012, Edenor presentó al ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC13 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período mayo 2012-octubre 2012, por un valor de 7,316%, el que debió haber sido aplicado desde el 1° de noviembre 2012.

El 23 de noviembre de 2012, mediante Resolución ENRE N° 347/2012, en los términos de lo dispuesto en la cláusula 4.2 del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual suscripta oportunamente con la UNIREN, el ENRE dispuso que la Compañía aplique un monto fijo diferenciado para cada una de las distintas categorías tarifarias, que debía ser reflejado separadamente en las facturas de los usuarios, exceptuando solamente a los clientes eximidos de abonar el cuadro tarifario sancionado por la Resolución ENRE N°628/2008.

En referencia a ello, se ordenó crear una cuenta especial donde la Distribuidora depositaba los montos percibidos, los que solo podían ser utilizados para obras de infraestructura y mantenimiento correctivo de las instalaciones dentro de su zona de concesión. Estos montos fueron administrados por un Fideicomiso.

El 7 de mayo de 2013, mediante Resolución N° 250 de la Secretaría de Energía, se determinaron los montos adeudados a Edenor en concepto de MMC (incluyendo intereses) y las deudas generadas por Edenor en concepto del PUREE (incluyendo intereses), ambos hasta el mes de febrero 2013.

Asimismo, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir por un monto igual al excedente del crédito por MMC menos la deuda por PUREE (incluyendo intereses), y autorizó a CAMMESA a recibir dichas liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir como pago parcial de la deuda que Edenor mantenía con CAMMESA a la fecha de emisión de la Resolución.

Esta Resolución no tuvo efectos sobre los ingresos de Edenor.

El 27 de mayo de 2013, Edenor presentó ante el ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC14 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período noviembre



2012-abril 2013, por un valor de 6,951%, el cual debió haber sido aplicado desde el 1° de mayo 2013.

El 19 de noviembre de 2013, Edenor presentó al ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC15 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período mayo 2013-octubre 2013, por un valor de 7,902%, el que debió haber sido aplicado desde el 1° de noviembre 2013.

El 23 de mayo de 2014, Edenor presentó ante el ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC16 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período noviembre 2013 - abril 2014, por un valor de 14,122%, el cual debió haber sido aplicado desde el 1° de mayo 2014.

El 25 de noviembre de 2014, Edenor presentó al ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC17 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período mayo 2014 - octubre 2014 por un valor de 11,182%, el que debió haber sido aplicado desde el 1° de noviembre 2014.

El 11 de marzo de 2015, mediante la Resolución SE. 32/15 y continuando con el mecanismo iniciado mediante la Resolución SE 250/13, se autorizó a compensar hasta el 31 de enero 2015 los montos adeudados a Edenor S.A. en concepto de MMC (incluyendo intereses) y las deudas generadas por Edenor S.A. en concepto del PUREE (incluyendo intereses).

Esta resolución instruyó a CAMMESA a emitir liquidaciones de venta por un monto igual al excedente del crédito por MMC menos la deuda por PUREE (incluyendo intereses), y autorizó a CAMMESA a recibir dichas liquidaciones de venta como pago parcial de la deuda que Edenor S.A. mantenía con CAMMESA sobre contratos de mutuo según la nota SE 4012/14, las deudas por transacciones económicas del MEM y los montos por los contratos de mutuos según la resolución SE 65/14.

Además, mediante la Resolución 32/2015 la Secretaria de Energía aprobó un aumento transitorio en los ingresos de Edenor S.A. a ser aportados por el Estado Nacional desde el 1° de febrero de 2015, a los efectos de solventar los gastos e inversiones asociados a la normal prestación del servicio, y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral que oportunamente se lleve a cabo. Estos



ingresos surgieron de la diferencia mensual generada entre un cuadro tarifario teórico plasmado en un anexo de dicha resolución y los cuadros vigentes para cada categoría tarifaria. Adicionalmente esta norma resolvió considerar los montos cobrados de PUREE como parte de los ingresos de la Distribuidora.

Respecto a la aplicación de los MMC 5 al 17, correspondiente al período mayo 2008-octubre 2014, que debieron haber sido aplicados conforme lo dispuesto en el Acta Acuerdo reconociendo los reales mayores costos, gradualmente y en las fechas indicadas más arriba para cada uno de ellos, se destaca que Edenor fue autorizada a compensarlos -sólo en la incidencia de la aplicación del ajuste sin el reconocimiento de los mayores costos- con la deuda de PUREE en marzo de 2015 con el dictado de la citada Resolución SE N° 32/2015.

El 29 de mayo de 2015, Edenor presentó ante el ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC18 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período noviembre 2014 - abril 2015, por un valor de 7,145%, el cual debió haber sido aplicado desde el 1° de mayo 2015.

En relación a esto, la Secretaría de Energía por medio de la nota SE N° 2097 del 12 de noviembre de 2015, instruyó al ENRE a incorporar en los cálculos del cuadro teórico la variación del 6,20 % de MMC para este período, según fuera informado en la nota ENRE N° 116431/2015. A su vez, corresponde aclarar, que el ENRE en su nota posterior N° 118424/2015 rectificó el valor del MMC de la nota 116431/2015 llevándolo a 7,20%.

El 16 de noviembre de 2015, Edenor presentó al ENRE una solicitud de aprobación para la aplicación del MMC19 según el Anexo I del Acta Acuerdo, correspondiente al período mayo 2015 - octubre 2015 por un valor de 8,991%, el que debió haber sido aplicado desde el 1° de noviembre 2015.

En relación a esto, la Secretaría de Energía por medio de la nota SE N° 2157 del 16 de noviembre de 2015, instruyó al ENRE a incorporar en los cálculos del cuadro teórico la variación del 9,05 % de MMC para este período, según fuera informado en la nota ENRE N° 118236/2015.



El 25 de Enero de 2016, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación, por medio de la Resolución 6/2016<sup>1</sup> aprobó la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, calculada según LOS PROCEDIMIENTOS descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA ELÉCTRICA dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

En esta Resolución se establecieron nuevos precios de referencia, fijando en 1427 \$/Mw-mes el Precio de Referencia de la Potencia, y diferenciando los precios de referencia de la energía que se aplican a clientes con suministros mayores a 300 kw. de potencia en aproximadamente (debido a las diferencias entre pico, resto y valle) 770 \$/MWh, en 320 \$/MWh para el resto de los clientes, en 250 \$/MWh para aquellos clientes Residenciales que ahorren al menos 10% de consumo respecto al registrado en igual mes del año 2015 (Plan Estímulo), en 200 \$/MWh para aquellos clientes Residenciales que ahorren al menos 20% de consumo respecto al registrado en igual mes del año 2015 (Plan Estímulo), 30 \$/MWh para aquellos clientes Residenciales con Tarifa Social que tengan un consumo igual o menor al registrado en igual mes del año 2015, y 320 \$/MWh para aquellos clientes Residenciales con Tarifa Social que tengan un consumo superior al registrado en igual mes del año 2015. Además, se estableció para todos los clientes con tarifa social, subsidiar 150 kWh-mes a un precio 0 \$/MWh.

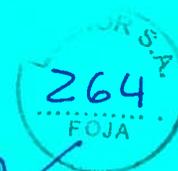
El 27 de enero de 2016 el Ministerio de Energía y Minería de la Nación, por medio de la Resolución 7/2016<sup>2</sup>, instruyó al ENRE a fijar un ajuste del valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., a cuenta de la RTI, aplicando para ello el RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN resultante de la aplicación del Numeral 4.2 y siguientes de la Cláusula Cuarta del ACTA ACUERDO celebrada entre la UNIREN y EDENOR S.A.

Además, instruyó al ENRE a aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios de EDENOR S.A. y EDESUR S.A. que resulten de la aplicación de los criterios definidos en el Anexo 1 de dicha resolución.

Asimismo, instruyó al ENRE a disponer las medidas que fueren necesarias a efectos de implementar el pago mensual del servicio público de distribución prestado por EDENOR S.A. y EDESUR S.A.

<sup>1</sup> Suspendida por medidas cautelares dictadas por la Justicia Federal.

<sup>2</sup> Suspendida por medidas cautelares dictadas por la Justicia Federal.



En esta misma resolución se instruyó al ENRE para que, dentro del ámbito de su competencia, lleve a cabo todos los actos que fueren necesarios a efectos de proceder a la RTI de EDENOR S.A. y EDESUR S.A., la que debería entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

También se dejó sin efecto el PUREE, y suspendió los mecanismos que implicaban transferencias de recursos a EDENOR S.A. y EDESUR S.A., por cuenta y orden del Fondo Unificado previsto en el Artículo 37 de la Ley N° 24.065, para financiar planes de obra de dichas empresas, que se hubieran instrumentado mediante contratos de mutuo.

Además, derogó la Resolución de la ex SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 32 de fecha 11 de marzo de 2015.

El 29 de enero de 2016 el ENRE, por medio de la Resolución N° 1/2016<sup>3</sup>, aprobó los valores del Cuadro Tarifario para EDENOR S.A. según su anexo I, con vigencia a partir del 1 de febrero de 2016, así como los cuadros del Plan Estímulo contenidos en el anexo III y V, y para Tarifa Social con Ahorro en su anexo VII.

Además, instruyó a las empresas distribuidoras a facturar de forma mensual a los usuarios de Tarifa 1 los ciclos de lectura bimestral, y a suspender la aplicación del PUREE.

Por último, modificó los valores a aplicar a los clientes de la Resolución ENRE 347/2012 por los establecidos en el anexo IX.

Con relación a los reales mayores costos reclamados por Edenor, cabe destacar que los mismos aún no han sido reconocidos, de modo que, la diferencia entre los ingresos que se deberían haber autorizado en tiempo y forma, reconociendo los costos reales de la empresa conforme lo acordado con el Estado Nacional en el Acta Acuerdo y, los ingresos efectivamente recibidos, generan un crédito a favor de la empresa (ver al respecto el CAPITULO Incumplimientos del Estado Nacional de la Propuesta Tarifaria).

#### **4-3 IMPUESTOS SOBRE TARIFAS**

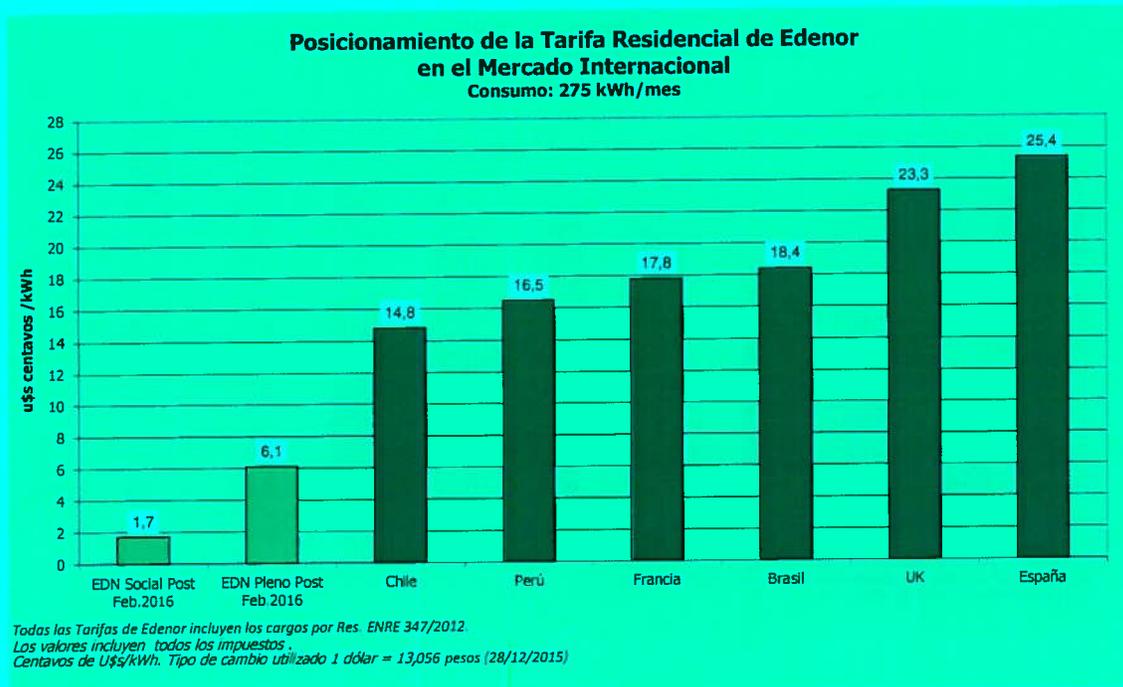
Existen una serie de fondos, impuestos y contribuciones, tanto nacionales como provinciales y municipales que gravan la venta de energía eléctrica en el área, cuyo detalle es el siguiente:

---

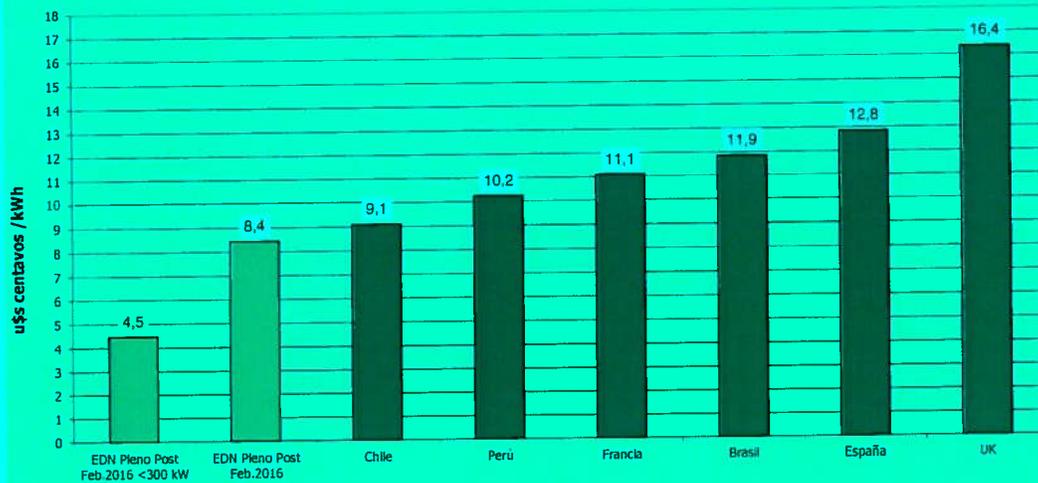
<sup>3</sup> Suspendida por medidas cautelares dictadas por la Justicia Federal.

Fondos, impuestos y contribuciones	Capital Federal	Provincia Bs.As.
Impuesto al Servicio de Electricidad, Decreto-ley N° 7290/67 – Prov. de Bs. As. ■ Clientes Residenciales		10%
Fondo Especial de Grandes Obras Eléctricas Provinciales (Decreto-ley N° 9038/78–Prov. Bs.As.) ■ Clientes Residenciales		5,5%
Impuesto al Valor Agregado (IVA) ■ Clientes Residenciales, Oficiales, Alumbrado Público y Entidades de Bien Público	21%	21%
■ Clientes Industriales y Comerciales y Servicios	27%	27%
Contribución Municipal	6,383%	6,424%
Contribución Provincial		0,6424%

#### 4-4 COMPARACIÓN INTERNACIONAL Y NACIONAL DEL PRECIO DE LAS TARIFAS DE EDENOR



**Posicionamiento de la Tarifa Industrial de Edenor en el Mercado Internacional**  
 Consumo: 1095 MWh/mes Demanda Máxima 2.5 MW en MT



Todas las Tarifas de Edenor incluyen los cargos por Res. ENRE 347/2012.  
 Los valores incluyen impuestos excepto el IVA  
 Centavos de U\$s/kWh. Tipo de cambio utilizado 1 dólar = 13,056 pesos (28/12/2015)

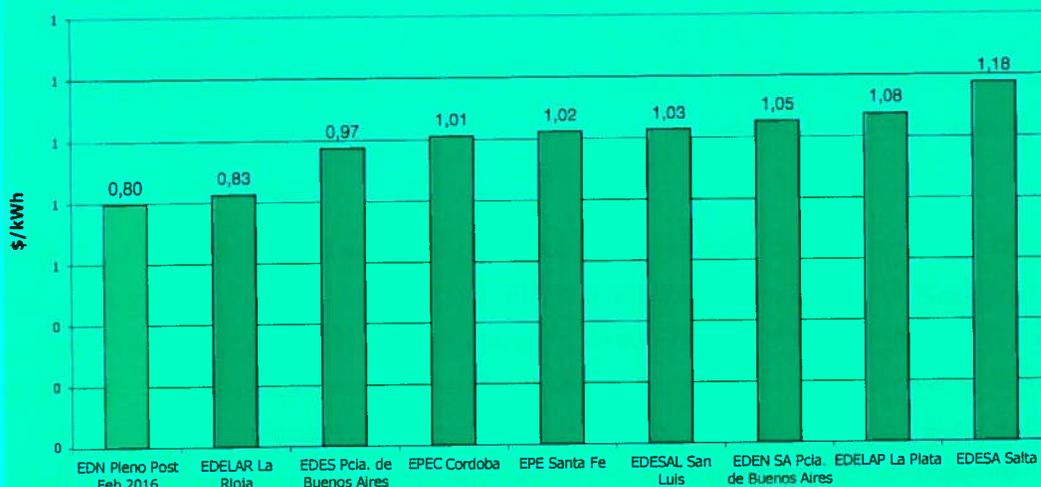
**Posicionamiento de la Tarifa Residencial de Edenor en el Mercado Nacional**  
 Consumo: 275 kWh/mes



Todas las tarifas de Edenor incluyen los cargos por Res. ENRE 347/2012.  
 Los valores incluyen todos los impuestos.

### Posicionamiento de la Tarifa Industrial de Edenor en el Mercado Nacional

Consumo: 44 MWh/mes Demanda Máxima 195 kW en MT



Todas las tarifas de Edenor incluyen los cargos por Res. ENRE 347/2012.  
Los valores incluyen todos los impuestos.

## 5 LAS REDES

El sistema a través del cual la Sociedad suministra electricidad está compuesto por 75 Subestaciones de transformación de AT/AT, AT/AT/MT y AT/MT, lo que representa 15.839 MVA de potencia instalada y 1.438 kilómetros de redes de alta tensión de 220 kV, 132 kV y 27,5 kV. El sistema de distribución de MT/BT comprende 16.834 transformadores de MT/BT, lo que representa 6.937 MVA de potencia instalada, 10.216 kilómetros de líneas de media tensión de 33 y 13,2 kV y 26.248 kilómetros de líneas de baja tensión de 380 V.

A continuación, se exponen los principales datos -de los últimos tres años-correspondientes al sistema de transporte y distribución:

	Al 31 de Diciembre de		
	2013	2014	2015
<b>KM de líneas de transporte</b>			
Alta tensión	1.396	1.410	1.438
Media tensión	9.738	9.978	10.216
Baja tensión	25.806	26.030	26.248
<b>Total</b>	<b>36.940</b>	<b>37.418</b>	<b>37.902</b>
<b>Potencia instalada (MVA)</b>			
Alta tensión / Alta tensión	7.908	7.828	8.128
Alta tensión / media tensión	6.991	7.131	7.711
Media tensión / baja tensión y media tensión / media tensión	6.505	6.897	7.168
<b>Total</b>	<b>21.404</b>	<b>21.856</b>	<b>23.007</b>

Edenor S.A.  
266  
FOJA

Por su parte, la demanda es abastecida desde los puntos de interconexión con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), 500 kV - 220 kV Subestación Rodríguez, 220 kV Subestación Ezeiza y desde las centrales locales de energía Puerto y Costanera. A su vez, la red de transporte une estos nodos con las subestaciones cabecera de 220 kV Casanova, Colegiales, Malaver, Matheu, Morón, Rodríguez, Talar y Zappalorto y de 132 kV, Matanza, Ramos Mejía, Agronomía, Puerto Nuevo, Edison y Malvinas.

El sistema de transporte y distribución forma, junto con los sistemas de Edesur S.A., el sistema del Gran Buenos Aires que es operado por SACME, empresa sobre la cual la Sociedad y Edesur S.A. tienen el control conjunto. SACME es responsable de la gestión de la distribución regional en alta tensión, en el área metropolitana del Gran Buenos Aires, coordinando, controlando y supervisando la operación de la red de generación, transporte y distribución de la CABA y las áreas metropolitanas del Gran Buenos Aires, que incluye la coordinación con el SADI en las áreas de concesión de la Edenor y de Edesur.

La distribución de energía que efectúa la Sociedad se realiza desde las subestaciones de alta/media tensión a través del sistema primario de 13,2 kV y 33 kV a un sistema secundario de baja tensión de 380/220 V, suministrando a los usuarios finales en diferentes niveles de tensión de acuerdo a sus requerimientos. Excepcionalmente el abastecimiento se realiza en alta tensión para usuarios particulares.

El año 2015 fue un año particularmente auspicioso en cuanto a inversiones en estructura de red de alta tensión, tanto en lo relacionado con obras en subestaciones como en electroductos, registrando el máximo nivel histórico en la puesta en funcionamiento de ampliación de la red. Edenor alcanzó máximos niveles en la instalación de transformadores, representando un incremento en más de 1.000 MVA en la potencia de transformación instalada a nivel 132/13,2 kV.

## **6- GESTION EMPRESARIAL**

### **6-1 COMPRAS DE ENERGÍA**

Como breve reseña de los resultados alcanzados en el transcurso del período 2006-2016 del Mercado Eléctrico se debe resaltar:

- El crecimiento de la demanda en el SADI promedió un 3,7 %, alcanzando un aumento máximo de 5,8% (2010) y sólo uno de decrecimiento de -1,2% (2009).

- El incremento de la oferta de generación 2006-2015 alcanzó un 39,36%, pasando de 24.033 a 33.492 MW instalados. Se aprecia también la casi paralización de nuevos ingresos en 2013 y 2014. De esa nueva potencia instalada en el período, la mayoría correspondió al tipo de Ciclo Combinado con 46%, un 16% a Motogeneradores o Diesel, 10% a Turbogas, 6% Nuclear y 3% da Turbovapor. El 17% correspondió a Centrales Hidroeléctricas y menos del 2% del tipo Eólico. En este período se incorporaron por primera vez centrales de Bíocombustibles y Solares Fotovoltaicas pero en una escala muy pequeña. Entre los ingresos y aumentos más importantes se pueden enumerar el aumento de la cota a 83m de Yacyretá (1600 MW), y las Centrales de Ciclo Combinado de San Martín (789 MW), Gral. Belgrano (767 MW), Termoandes (600 MW), Guillermo Brown (547 MW), Ensenada de Barragán (544MW) y Vuelta de Obligado (524 MW). Con tecnología Nuclear se incorporó Atucha II (720 MW).
- La expansión de la red de transmisión (500, 330 y 220 kV) pasó de 10.024 km en 2006 a 14.760 km en 2015 debido principalmente a la ejecución del Plan Federal de Transporte, que implicó una ampliación del 47.3%. Se destaca la incorporación del cierre Choele Choel - P. Madrym (2006), el cierre III de Yacyretá y P. Madrym – P. Truncado (2008), y los cierres Comahue - Cuyo y NOA - NEA (2011).
- El precio monómico del mercado SPOT tenía en 2006 un valor máximo de 39,3 u\$s/MWh (precio medio de 30,0), llegando a 101,6 u\$s/MWh en el 2011 (medio de 62,9 para el año 2011) y en la actualidad llegó a alcanzar los 89.7 u\$s/MWh ,(jul 2016, incluyendo los Sobrecostos Contratos MEM) y un precio medio de 65,7 u\$s/MWh hasta el mismo mes de 2016).
- Hasta mayo de 2003 el fondo de estabilización del MEM funcionó balanceado, fecha a partir de la cual empezó a presentar saldos negativos. Durante los últimos años, debido al desequilibrio entre costos de producción erogados y lo recaudado de los Agentes por su demanda a través de precios que no cubren dichos costos, el MEM perdió auto sustentabilidad económica. El déficit operativo de las cuentas y fondos compensadores del MEM fue financiado en forma periódica anual por el Gobierno Nacional a través de préstamos no reintegrables otorgados a CAMMESA.

A partir de la crisis del año 2001 y la situación generada como consecuencia del desfasaje de precios y de la desadaptación del mercado, la Secretaría de Energía estableció nuevas regulaciones que intentaron desarrollar los recursos necesarios para reducir el Fondo de Estabilización.

En 2006 se implementó la Resolución SE N° 1281/06 en la que se establecieron prioridades de abastecimiento ante restricciones de oferta de generación en el MEM y se destinó la energía comercializada en el mercado Spot por los Agentes dependientes del Estado Nacional al abastecimiento de las demandas atendidas por los Agentes Distribuidores que no cuentan con la capacidad de contratar su abastecimiento en dicho mercado. Se establecieron nuevos criterios normativos para todos aquellos usuarios, sean clientes del Distribuidor o del Mercado que alcancen a contratar o consumir una potencia mayor o igual a 300 kW a partir del año 2005. A través de esta resolución se definió que la demanda de los clientes comprendidos por la norma (>300kW) debía ser respaldada con la generación térmica existente y con disponibilidad de combustible propio. Estableció penalidades económicas para el consumo excedente por sobre la Demanda Base (2005). Propendió a que los usuarios comprendidos por la resolución y que excedieran su demanda base formalizaran contratos de ENERGIA PLUS con nuevas centrales generadoras o autogeneración. Como resultado, se trasladaron a clientes y Grandes Usuarios, los cargos facturados por CAMMESA, por Energía Excedente sobre la Demanda Base. El precio de la energía de demanda excedente por sobre la demanda base se fue actualizando y se lo acotó a un valor tope. A partir de febrero de 2016 se consideró en cero a la demanda excedente de los Grandes Clientes de las Distribuidoras (GUDI), quedando solo afectados los Grandes Usuarios del MEM (GUMA y GUME). El valor actual de este cargo asciende a la suma de 650 \$/MWh.

A partir de octubre de 2008 las Resoluciones SE N° 628/08 y 1169/08 establecieron nuevos precios estacionales a aplicar por las Distribuidoras. La Secretaría de Energía estableció la subdivisión en nuevas bandas de tipo de demanda, a las originales de la Resolución SE N° 93/04, y modificó además los precios de algunos de dichos tramos de demanda. Las nuevas bandas residenciales se determinaron de la siguiente manera: Consumos hasta 1.000 kWh; mayores a 1.000 y hasta 1.400 kWh; mayores a 1.400 y hasta 2.800 kWh y el último corresponde a mayores a 2.800 kWh. Asimismo, se abrió la banda no residencial de clientes con potencia inferior a 10 kW en dos categorías: Consumos menores a 4.000 kWh y desde 4.000 kWh en adelante. En todos los casos, referidos a consumos bimestrales. Como resultado del conjunto de estas modificaciones, el precio monómico promedio de compra de Edenor durante el período que va de 2006 a 2011 fue de 53 \$/MWh (sin considerar FONIMVEMEM, ni Cargos de Res. 1281/06).

La Resolución SE N° 2016/12 aprobó la Programación Estacional, a partir de noviembre de 2012 y modificó la aplicación de precios de la energía y potencia a los distribuidores que compraran a precio estacional, dejándose de lado la estructuración de precios de energía de acuerdo a los distintos segmentos de demanda, los cargos de Potencia y la consideración de un precio diferenciado mayor por pérdidas que exceden a las reconocidas por el correspondiente Contrato de Concesión, por un sistema de precio monómico único que fija la situación de composición por categorías de precio, subsidios y pérdidas que se presentaba en el mes de octubre de 2012. El



precio estacional de compra de energía definido para Edenor en este trimestre asciende a 83,98 \$/MWh.

A partir de la Resolución SE N° 95/13 se suspendió la celebración de nuevos contratos a término, excepto los de Energía Plus. Los contratos que estaban vigentes se respetaron hasta su fecha de vencimiento. A partir de ese momento los Grandes Usuarios adquirieron su demanda de Energía a través de CAMMESA.

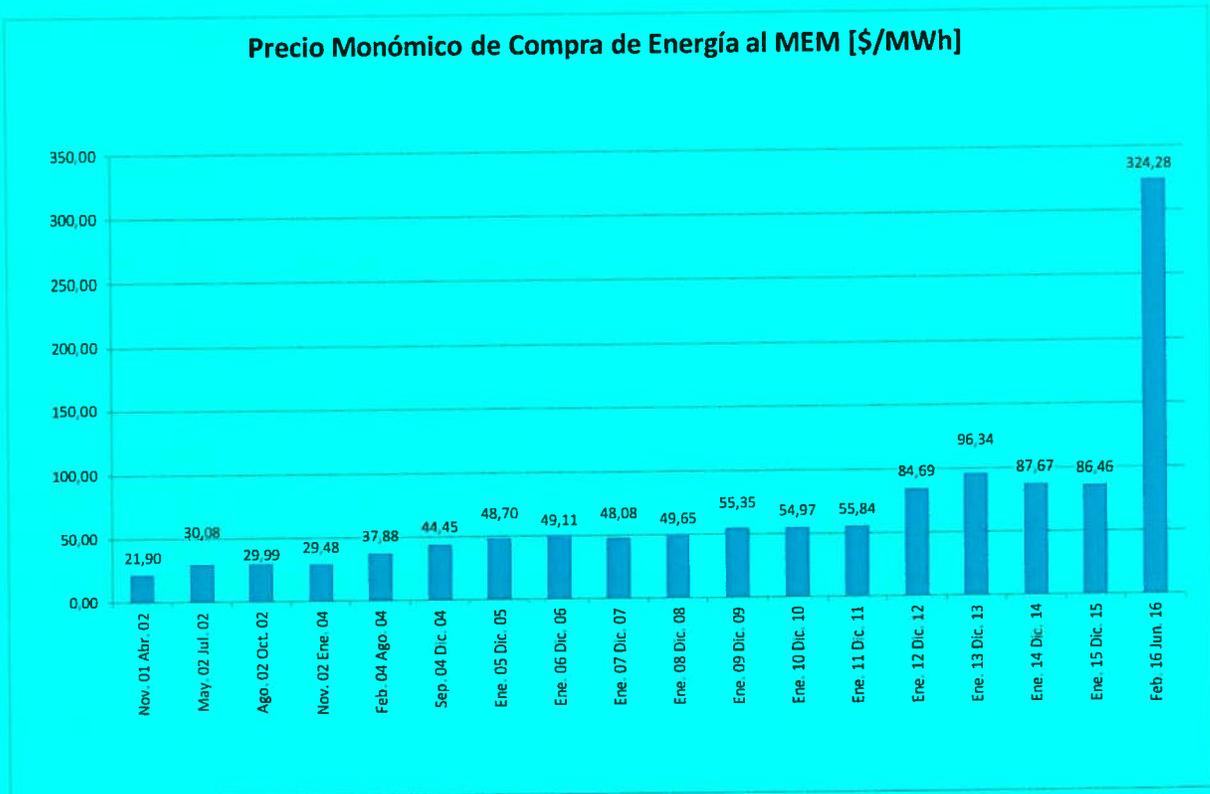
A partir del 1/02/2016, la Resolución MEyM N° 6/16<sup>4</sup> estableció una modificación en las categorías de demanda y un aumento en los precios mayoristas de energía. Fue complementada por la Resolución N° 7/16<sup>5</sup> en donde se determinaron los requisitos para acceder a la tarifa social, cuyos beneficiarios no pagarán el costo de la energía hasta 150 Kwh/mes y abonarán sumas sensiblemente menores para el excedente. Asimismo, derogó el PUREE (PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA).

La variación del precio monómico de compra para Edenor a partir de 2001, se muestra en el siguiente gráfico:

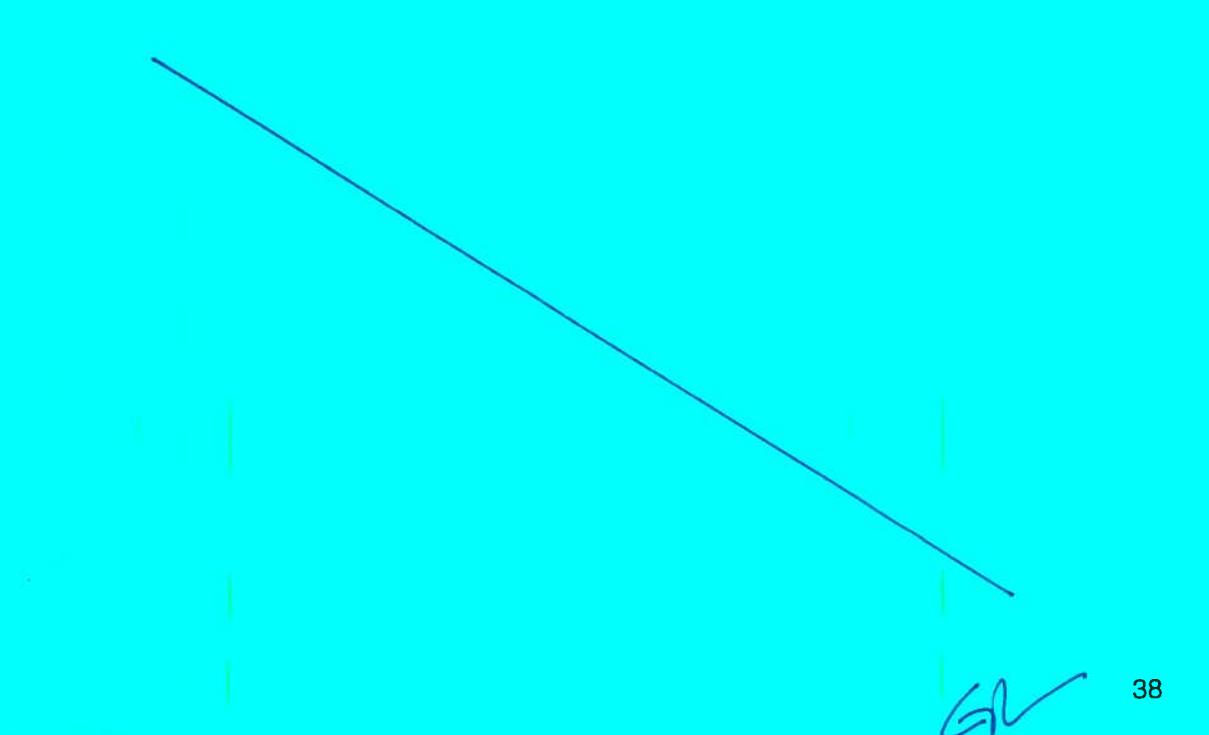
<sup>4</sup> Suspendida por medidas cautelares dictadas por la Justicia Federal.

<sup>5</sup> Suspendida por medidas cautelares dictadas por la Justicia Federal.





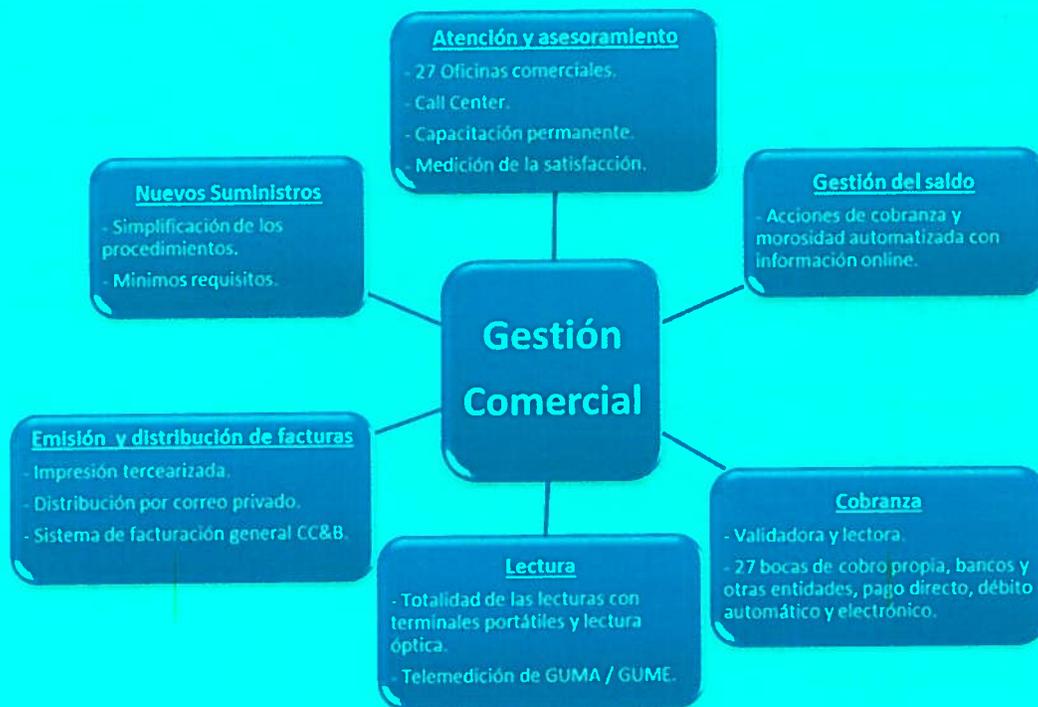
Durante el 2015 la compra de Energía destinada a abastecer a clientes propios y Grandes Usuarios, alcanzó a 26.322 GWh, en el gráfico siguiente, se aprecia su evolución desde el año 2001.





## 6-2 GESTION COMERCIAL

En el siguiente esquema se sintetizan las principales actividades:



Edenor cuenta con 27 Oficinas Comerciales distribuidas en el Área de Concesión que brindan atención de lunes a viernes en el horario de 8 a 15 hs, en las que el cliente, puede realizar todo tipo de trámites.

Para los Grandes Clientes, la Empresa posee Ejecutivos de Cuenta especialmente capacitados para brindar atención acorde a sus necesidades, como así también una línea telefónica gratuita para asistencia técnica y urgencias.

Asimismo, dispone de un Centro de Atención Telefónica, que funciona de lunes a viernes de 8 a 18 hs para realizar gestiones comerciales y está disponible las 24 hs, todos los días del año para atender reclamos técnicos.

Distribución de la Oficinas Comerciales en el Área de Concesión:





Para el proceso de facturación, Edenor cuenta con un sistema comercial que permite la integración de los procesos de lectura de medidores, facturación y cobranza como así también el rastreo de los saldos morosos.

Todos los medidores se leen con terminales de lectura portátiles, ya sea con acceso manual, lectura óptica o infrarroja. Los sistemas validan las lecturas y todas aquellas que muestren irregularidades son verificadas en campo.

Los clientes se encuentran distribuidos en 38 ciclos. Esto implica una carga diaria de aproximadamente 75.000 lecturas. A partir del año 2016 la facturación de todas las tarifas es mensual por lo cual se imprimen y reparten aproximadamente 150.000 facturas diarias.

Una vez impresas las facturas, éstas son distribuidas por contratistas independientes en cada una de las áreas operativas bajo controles estrictos.

Aproximadamente el 85% de las facturas se pagan en entidades bancarias, con débito automático o en comercios como supermercados y farmacias. El resto de las facturas se pagan en las Oficinas Comerciales de la empresa.

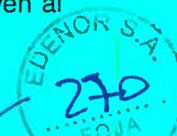
A continuación, detallamos algunas acciones destacadas de la Gestión Comercial:

Durante los años 2011 y 2012 se realizó la implementación del nuevo sistema comercial – CC&B. El mismo está basado en el cliente y organiza la información alrededor de éste, accediendo a una visión global de la relación entre las partes y, permitiendo, en un solo sistema, la integración de todas las tarifas (T1, T2 y T3).

Durante el 2013 y 2014, CC&B se fue adaptando a los requerimientos internos y externos, ajustando los tiempos y los procesos para que las mejoras se acerquen a los objetivos planteados y desarrollando también nuevas funcionalidades para optimizar y adaptar su performance a la totalidad de la Gestión Comercial.

Se mejoraron los entornos de trabajo, el funcionamiento general del sistema y se optimizaron los tiempos de las principales transacciones.

Del mismo modo se añadieron nuevas funcionalidades, que permitieron una mejora en la operación de las Oficinas Comerciales como los simuladores de facturación que contribuyen al momento de explicarle al cliente sus inquietudes.



A su vez, se destaca entre los aspectos más relevantes la posibilidad de atender los requerimientos regulatorios del ENRE, para la entrega de información diaria, mensual y trimestral.

Adicionalmente se desarrollaron procesos para disponer el incremental de datos para que sea procesado con el fin de generar reportes corporativos mediante QlikView – QV-, que es un software con capacidad de gestión de múltiples bases de datos, grandes volúmenes de información, generador de gráficos e indicadores en forma dinámica y precisa.

Otros progresos se reflejan en la absorción y/o mejora de tres sistemas para continuar con la unificación y automatización de las tareas:

- **Control Cobranzas Bancos:** la totalidad de los trabajos vinculados a la Gestión de los Cobros Externos fueron incorporados al sistema, automatizándose tareas manuales realizadas por los usuarios, permitiendo obtener un registro de información estadística para análisis del negocio, auditoría de las transacciones realizadas, y contabilización de las transacciones, siguiendo el esquema que posee el sistema comercial.
- **Gestión de Entregas de Recaudaciones de Oficinas:** se conservaron los flujos y procesos de trabajo con la introducción de mejoras en procedimientos según las buenas prácticas, incrementando la efectividad de los procedimientos con la eliminación de tareas repetidas y manuales, automatizándolas. También se aprovechó la calidad de datos aportada por el sistema comercial CC&B para tomarlo como única fuente de datos, eliminando la información redundante o inconsistente. Se habilitó la trazabilidad de sobres, cajeros y aprobadores de entregas y se construyeron reportes de integración para la impresión de plantillas de cajeros. Con esto se logró que, a partir de la incorporación de esta nueva funcionalidad en el Sistema Comercial, los cajeros y los jefes de oficinas comerciales tengan la posibilidad de interactuar automáticamente durante el flujo de aprobación de sobres que son recolectados en cada caja, añadiendo auditoría en las transacciones realizadas.
- **Gestión de Atención Comercial en Oficinas Comerciales – (GACO):** a fines del 2013 se incorporó una herramienta –GACO- que desde CC&B, permite gestionar y organizar la atención de la Oficina Comercial, registrando el detalle de todos los trámites en forma ágil, incluyendo aquellos en los que por el tipo o consulta a realizar no quede asentada una transacción en el sistema.  
GACO no solo permite conocer el motivo por el cual el cliente concurrió a la Oficina, sino también registra y gestiona la lista de espera de clientes en el salón, con el fin de optimizar la atención y coordinación de los mismos, ya que se puede visualizar, por ejemplo, los tiempos que demanda la atención, y trabajar en función de estos para mejorarlos.  
Complementariamente, a través de QlikView – QV-, se desarrolló una aplicación que posibilita el análisis profundo e integrador de cada Oficina Comercial. Permite procesar, relacionar y



presentar los resultados de la información generada por GACO, de una manera útil y oportuna para la toma de decisiones a todo nivel.

Centrado en cada oficina, zona, o en su totalidad, se visualizan las gestiones en detalle realizadas por el cliente, el tiempo que demoró en la oficina, la cantidad de veces que se presentó para realizarlo, quien lo atendió, etc.; obteniendo entre otros aspectos, indicadores reales acerca de la totalidad y clase de trámites realizados.

La complementariedad de estas herramientas, permite fijar metas y objetivos, ver la trazabilidad de las interacciones del cliente con la empresa, y la posibilidad de comparación con otras áreas y aplicaciones de la empresa.

#### **Canales de contacto con los clientes**

Para Edenor, la comunicación con los clientes, la interacción y el desarrollo de nuevos canales de comunicación, son objetivos de evaluación y mejora continua para lograr una mayor integración y cercanía al contexto en donde se desarrolla.

Con esta premisa, la Empresa siempre está en la búsqueda de nuevos canales de comunicación que puedan satisfacer y adaptarse a las necesidades de los clientes.

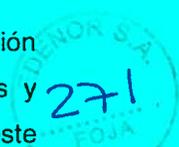
Los canales de atención básicos son las **27 Oficinas Comerciales** distribuidas en el Área de Concesión, los **Ejecutivos de Cuenta** especialmente capacitados para brindar atención a los Grandes Clientes, acorde a sus necesidades y la atención telefónica a través de un **Centro de Atención Telefónica**, las 24 hs, todos los días del año.

El Centro de Atención Telefónica fue ampliado contando en la actualidad con dos Call Center, uno en Capital Federal y otro en Tucumán con un total de 133 posiciones, 430 operadores disponibles y un IVR con 208 puertos automáticos, lo que permite atender la totalidad de los llamados Técnicos, las 24 horas y Comerciales de 8 a 18 hs (en días hábiles).

Con el objetivo de brindar una respuesta rápida, cómoda y concreta a las consultas frecuentes por parte de los clientes, Edenor incorporó un servicio de mensajes de texto, mediante el cual se puede consultar el monto y vencimiento de la factura como así también hacer reclamos por falta de suministro.

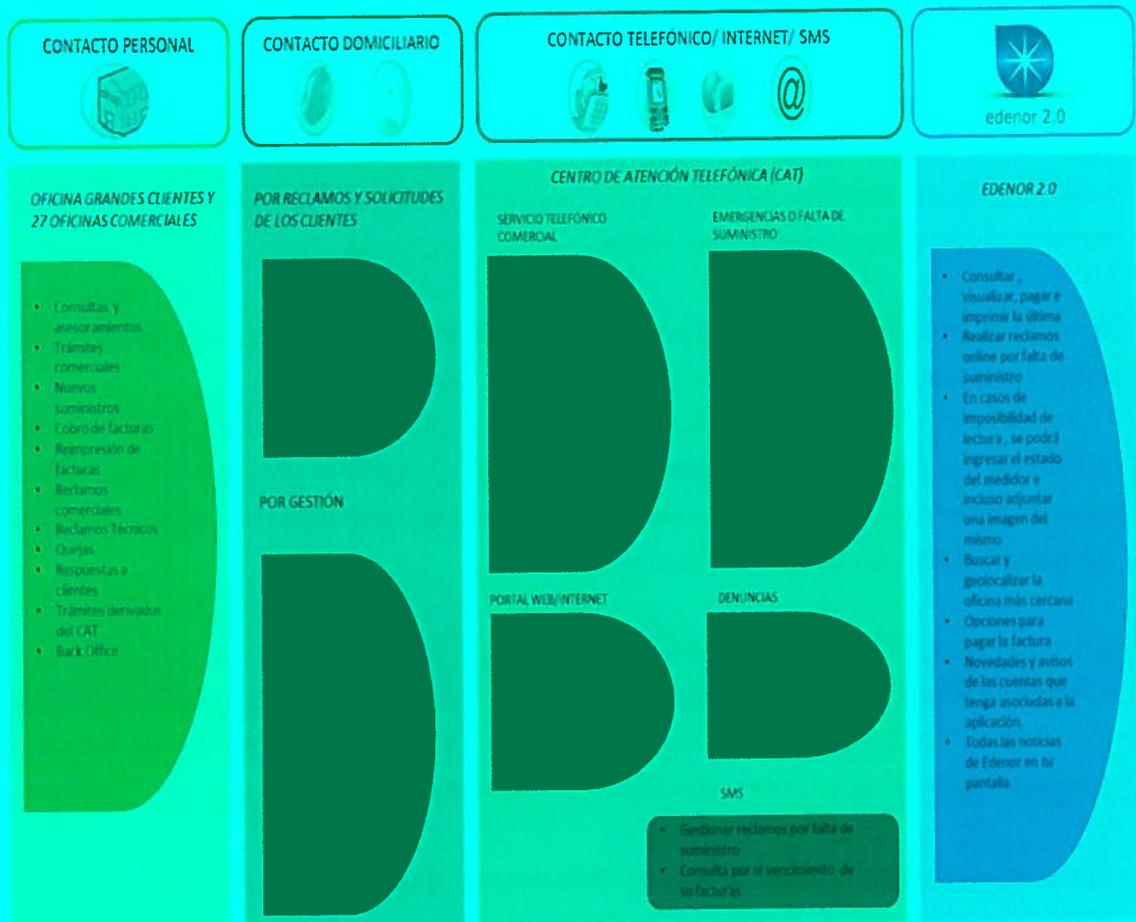
Otro canal de contacto disponible es la página **Web de la Empresa**, que ha sido recientemente renovada. Se puede encontrar información no solo institucional, sino también realizar gestiones.

Durante el 2014, fue lanzado un nuevo canal de contacto llamado **Edenor 2.0**. Es una aplicación gratuita que permite al cliente la realización de numerosas gestiones y trámites técnicos y comerciales online desde cualquier teléfono inteligente, tablet, o computadora personal. Con este



salto cualitativo Edenor pasó a liderar el grupo de empresas de servicios públicos, al ofrecer a sus clientes y usuarios en general una herramienta amigable, que facilitará el vínculo mutuo las 24 horas, los 365 días del año, desde cualquier lugar del mundo y en un solo lugar. Durante el año 2015 se han incorporado una mayor cantidad de trámites que lo hacen uno de los canales de mayor proyección en el modelo futuro de gestión.

A continuación, se reflejan los canales de contacto que se encuentran a disposición de todos los clientes, con un resumen de las acciones disponibles a realizar.



### 6-3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas no técnicas de energía eléctrica afectan directamente la rentabilidad de las compañías de Distribución de Energía Eléctrica, pues representan una porción de energía que se compra pero no se factura. Es por ello necesario conocerlas, identificarlas y contar con un plan de acción para controlarlas y reducirlas. Este plan de acción, además de contener acciones concretas direccionadas, debe ser acompañado de tecnología en los equipamientos utilizados, aprendizaje

permanente de los involucrados directamente y el compromiso de todos los demás sectores de la empresa.

Existen diferentes planes de acción tendientes a la reducción de pérdidas en cada uno de los segmentos de clientes que se detallan a continuación.

- 1) Clientes T1: Se realizan inspecciones anuales que provienen de diversas fuentes, tales como:
- Denuncias de los clientes o de personal interno de la empresa ingresadas al sistema.
  - Observaciones de Lectura denunciados por los lectores en ocasión de la lectura de los medidores para su facturación.
  - Análisis de Facturación: detección de quiebres en los consumos que a priori pueden indicar la presencia de fraude.
  - Clientes Vecinos linderos a los clientes direccionados.

Los clientes Tarifa 1 están divididos en dos grandes grupos, Clientes T1 Carenciados y Clientes T1 No Carenciados, y la metodología para combatir las pérdidas de energía es diferente, debido a que las acciones de fraude verificadas en estos grupos no son iguales.

1.a) Clientes T1 Carenciados: cometen fraude de tipo visible, rústico y peligroso para la seguridad de las personas y de las viviendas, por lo que es fundamental inspeccionar permanentemente para evitar el riesgo a la seguridad pública y la proliferación de las conexiones clandestinas, ya que tienen un elevado índice de reincidencia en la sustracción de energía.

1.a.1) *Clandestinos*: son aquellos usuarios que nunca fueron clientes y que realizan conexiones directas a la red de distribución de la empresa. Como no tienen pilares o habitáculos embutidos, requiere para su normalización la colocación de un monoposte con caja para alojamiento del medidor.

En los barrios donde hay red existente, se requiere realizar seguimiento con presencia permanente, ya que al normalizarlo se generan riesgos de morosidad debido a la falta de cultura de pago, al desconocimiento general del Uso Racional de la Energía y al abuso de las conexiones clandestinas.

Además de los usuarios clandestinos individuales, existen grupos numerosos de personas que se establecen formando asentamientos en terrenos fiscales o de propietarios desconocidos que lotean las tierras y comienzan a realizar construcciones con conexiones muy peligrosas por su precariedad y su extensión dado que normalmente no existe red de distribución de energía en estos lugares. La solución en estos casos es más complicada y onerosa, ya que requiere de una

importante inversión para la construcción de las redes y la colocación de medidores individuales para cada usuario.

*1.a.2) Morosos Crónicos:* son clientes de la empresa, que realizan conexiones directas de la red sin pasar por el medidor, luego de haberse cumplido el ciclo de acciones de morosidad sin éxito. Su localización es más fácil, ya que su historia está registrada en el sistema comercial.

El *blindaje del habitáculo, acometidas y redes* contribuye a disminuir la vulnerabilidad de las instalaciones tanto en las redes como en las acometidas hasta llegar al medidor. Se han desarrollado innovaciones tecnológicas aplicadas a este concepto que son utilizadas en la actualidad, dentro de las que podemos mencionar:

- Redes de distribución con conductores pre-ensamblados de Baja Tensión construida a 11 metros de altura.
- Distribución en Media Tensión con transformadores tipo rural, eliminando la red de distribución de Baja Tensión.
- Acometidas realizadas con cable concéntrico de 4 mm<sup>2</sup> de sección de Cu y en desarrollo actualmente de 6mm<sup>2</sup> de sección de Al.
- Medidores electrónicos para T1, para evitar todo tipo de fraude en los mecanismos giratorios.
- Contratapas para soldar y/o con cierre hermético para la protección del medidor dentro del habitáculo.
- Tapas ciegas con marco, es un nuevo concepto de invulnerabilidad, ya que su cierre es hermético a presión sin ningún tipo de tornillos o accesorios y para abrirla es necesario la rotura de la misma.
- Cajas trampas, para embutir dentro de los habitáculos existentes desarrolladas con el mismo concepto de cierre con tapa ciega.
- Tornillos de seguridad para operar con llaves especiales tipo magnéticas, o con diferentes desarrollos para la apertura.
- Gabinetes multimedidores blindados.
- Medidores Autoadministrados.

#### 1.b) Clientes T1 No Carenciados:

Son los clientes que tienen un mejor nivel socioeconómico y mejor hábito de pago que los Clientes T1 Carenciados, y por lo tanto las acciones destinadas allí son menores, no obstante, aparecen aquí los casos de hurtos de energía más sofisticados que normalmente no son visibles a simple vista, son más discretos, mucho más difíciles de detectar y están realizados por personal conocedor del tema que ofrece sus servicios a cambio de dinero.

Muchas de estas conexiones clandestinas son ocasionales y no permanentes, y se efectúan en horas de la noche o en ocasión que el cliente hará uso de una carga importante. Otras están realizadas para que el medidor sólo registre un porcentaje de la energía consumida. Es por ello que para la detección de este tipo de fraude es necesario realizar un buen análisis interno que permita direccionar mejor las acciones destinadas a disminuirlo.

Los fraudes más comunes dentro de esta categoría son:

- Derivaciones clandestinas dentro del caño de acometida.
- Medidores manipulados internamente para que registren menos energía.
- Neutro interrumpido o "flotante".
- Puentes en el medidor entre la entrada y salida de fase.
- Dígitos punzados.
- Puentes de Excitación sin realizar contacto.

Estas inspecciones direccionadas se complementan con la realización de operativos en centros comerciales, operativos nocturnos y operativos en barrios cerrados o countries, donde existe un campo propicio para que los "asesores" ofrezcan sus servicios.

Los comercios y/o viviendas pertenecientes a esta última categoría en los que se detecte fraude, actualmente son denunciados en la Justicia Penal a través de un estudio de abogados externo, que independientemente del perjuicio económico, realiza la denuncia por el delito de hurto de energía.

## 2) Clientes T2:

Son los clientes denominados medianos consumidores de la empresa. Realizan además un contrato de potencia convenida entre 10 y 50 kW. Están encuadrados dentro de esta tarifa comercios y pequeñas industrias electro-intensivas como la industria plástica, heladerías, frigoríficos, discotecas, restaurantes, etc.

Se destinan 35.000 inspecciones para cubrir una inspección por año a cada uno de los 34.000 clientes de la empresa, más un plus que surja de pedidos especiales de inspección.

La efectividad de las acciones en este segmento de la clientela es menor, por los siguientes motivos:

- La frecuencia de visita es mucho mayor (una inspección por año) por lo que el cliente se siente controlado.
- El desconocimiento del medidor electrónico, ya que no es lo mismo la manipulación de este medidor que la de un medidor electromecánico.

- El costo por ser detectado y el perjuicio económico calculado suele ser evaluado por el cliente antes de cometer el fraude.

A pesar de ello, en las inspecciones anuales se detectan fraudes como: derivaciones en las cañerías de los cables antes de llegar al medidor, inversiones entre entrada y salida de alguna de las fases, aislación de los puentes de excitación, derivaciones ocultas en cables subterráneos, o algunos más complejos como la instalación de resistencias internas en serie que provocan caídas de tensión en lugares estratégicos del interior del medidor, con el consecuente defecto en el cálculo de la energía registrada.

Un fraude más sofisticado, pero del que existen algunos casos detectados, es la adulteración del Software del medidor. Debe ser realizado por personas que tengan el conocimiento del Software a raíz de haber trabajado en algún proveedor muy especializado o en alguna otra distribuidora del país que utilice el mismo tipo de medidores y tenga acceso a la programación.

### 3) Clientes T3:

Forman parte de los denominados Grandes Clientes con demandas superiores a 50 kW alimentados en Media o en Baja Tensión.

Se destinan *7.500 inspecciones* para cubrir una inspección por año a cada uno de los 7.400 clientes de la empresa, más un plus que surja de pedidos especiales de inspección. Aquí debemos hablar en forma general de equipo de medición, ya que estos clientes tienen mediciones denominadas indirectas y el equipo está compuesto por los medidores de facturación y respaldo, y los transformadores de corriente para mediciones en Baja Tensión y los transformadores de corriente y tensión en caso de tratarse de una medición en Media Tensión.

El fraude en estos equipos puede encontrarse tanto en los caños de acometida, en los medidores, en las bornas secundarias, o en las conexiones de los transformadores utilizados para la medición indirecta.

Si bien no se encuentran masivamente, estos fraudes tienen gran relevancia por la magnitud de la energía sustraída. También pueden registrarse anomalías técnicas, las que igual que en los casos de fraude, pueden originar un incremento de energía no registrada.

En los últimos tiempos en clientes de medianas y grandes demandas, se han detectado casos de clientes importantes con los siguientes fraudes:

- En clientes con alimentación subterránea, derivaciones ocultas tomando energía en forma directa de la red, en la que se deriva la mayor proporción de los consumos realizados por el

cliente sin pasar por la medición. Si bien no se puede hablar de un fraude muy sofisticado ya que se trata simplemente de una conexión directa bajo tierra, es muy difícil de detectar por el equipamiento necesario para su localización.

- Mecanismo electrónico de interrupción del registro controlado en forma remota: básicamente está compuesto por un aparato receptor de radiofrecuencia colocado en la parte interna del medidor electrónico, controlado a distancia por un transmisor de radiofrecuencia. Este mecanismo produce la apertura y cierre del circuito eléctrico del medidor, ocasionando que éste funcione o no funcione a voluntad del cliente.

#### 4) Alumbrado Público y otros No Medidos:

Anualmente se realiza en forma conjunta con los municipios el Censo total de luminarias de Alumbrado Público, Semáforos y fuentes de alimentación de video cable.

Se espera censar para el año 2016 más de 1.000.000 de lámparas de alumbrado Público con su respectiva potencia y equipos auxiliares.

Durante la realización del censo se recorren todas las calles de los respectivos municipios que se encuentran dentro del área de concesión de Edenor, relevando todas las novedades tales como altas, bajas, sobre encendido, repotenciaciones, y cualquier otra modificación realizada por los municipios en el período de un año.

#### **Evolución 2015**

La Tasa Anual Móvil (TAM) de pérdidas totales (técnicas y no técnicas) del año 2015 alcanzó el valor del 14,89%, es decir 0,62% por encima de la tasa correspondiente al año anterior que fue del 14,27%. Debido a la tendencia observada, se proyecta que a fines del 2016 será superior al 17%.

En hogares carenciados y sin acceso a la red de gas natural, principalmente durante el período invernal, se continuaron utilizando diversos tipos de artefactos de fabricación casera, los cuales generan gran demanda de energía que se refleja en el incremento de fallas en las redes de media y baja tensión de estas zonas.



En la Región II<sup>6</sup> y III<sup>7</sup> se siguen detectando nuevos asentamientos carenciados, así como el crecimiento de los existentes. La apropiación de energía en estos barrios sigue siendo el principal factor influyente en el incremento de las pérdidas totales.

Paralelamente los conflictos gremiales sostenidos en el tiempo, influyeron negativamente en el objetivo buscado de reducir la tasa de pérdidas de energía.

Adicionalmente durante el año 2015 se continuó trabajando con el apoyo de los asesores legales, en denunciar penalmente los casos de fraude de clientes del segmento no carenciado. En este mismo sentido se replantearon nuevos criterios tecnológicos para disminuir la vulnerabilidad de las instalaciones, con la instalación medidores autoadministrados y con lectura y corte a distancia.

Asimismo, se realizaron operativos antifraudes en barrios cerrados, centros comerciales y planes especiales para detección de fraudes en nuevos edificios construidos.

En cuanto al recupero de energía se realizó la normalización de 799 clientes clandestinos y 3.332 clientes inactivos.

Adicionalmente, se efectuaron 55.836 inspecciones de medidores en T1 con un 46% de efectividad, llevando a cabo adecuaciones y blindajes en 10.762 habitáculos y la normalización de las redes relacionadas.

En los últimos años disminuyeron sustancialmente las actividades de recupero de energía dado el alto costo de las mismas y el bajo ingreso por tarifa en la compañía. Es importante destacar que el personal tercerizado que realizaba esta actividad fue incorporado a la empresa, aumentando los gastos de explotación y disminuyendo el horario de trabajo y la productividad. Esto produjo un incremento progresivo de las pérdidas de energía que en el mes de junio de 2016 se encuentran en 15,99, medidos en TAM (acumulado enero – junio 2015 arroja 16,40).

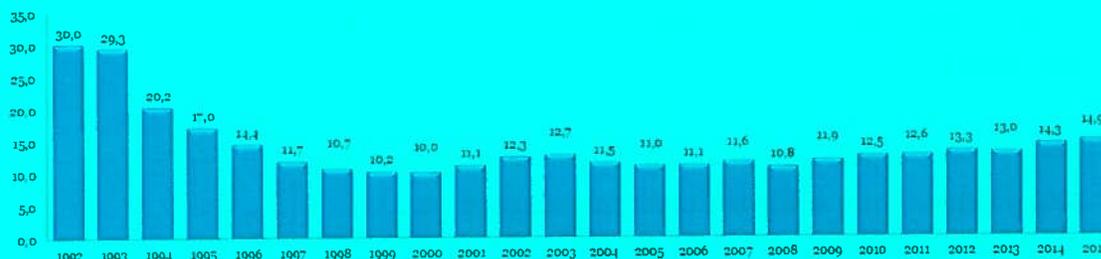
Adicionalmente, la alta conflictividad social, influyó (y continúa influyendo) fuertemente en las posibilidades de acceso a algunos de los lugares en los que se verifican robos de energía.

El gráfico siguiente ilustra la evolución de las tasas anuales de pérdidas de energía desde el inicio de la gestión de Edenor:

<sup>6</sup> Comprende los partidos de Hurlingham, Morón, Ituzaingó, La Matanza, Merlo, Marcos Paz y General Las Heras.

<sup>7</sup> Comprende General Rodríguez, Moreno, San Miguel, Malvinas Argentinas, José C. Paz, Pilar, Escobar, Islas de Escobar, Tigre, San Fernando, Islas de Tigre e Islas de San Fernando.

Tasa anual móvil de pérdidas de energía (%)



Se debe remarcar que el aumento de las pérdidas no fue aún mayor debido al ínfimo costo de la energía de los últimos años, lo que causó que no se justificara acudir a los servicios de quienes suelen facilitar estos fraudes, ya que resultaban más onerosos que pagar la factura.

Es fundamental volver a realizar las actividades de recupero de energía para volver a valores de pérdidas razonables.

El objetivo de la Empresa es cumplir los niveles de calidad comprometidos y cobrar por la energía eléctrica distribuida y efectivamente consumida por los usuarios.

Las conexiones clandestinas afectan sensiblemente la calidad del servicio. Los perjuicios que ocasionan se traducen en:

- Fluctuaciones de voltaje que dañan artefactos y equipos eléctricos de toda la comunidad
- Causan interrupciones de suministro
- Deterioran las instalaciones eléctricas, aumentando los gastos de mantenimiento y reduciendo los recursos financieros para el mejoramiento del servicio.
- Implican peligro y generación de daños materiales y personales (explosión, incendio, descargas eléctricas, daño a la propiedad, lesiones y muerte).
- Uso no racional de la energía, lo que trae aparejado un dispendio de los recursos naturales.

#### 6-4 GESTIÓN DE LA MOROSIDAD

Cuando la Compañía asumió la operación del sistema de distribución en setiembre de 1992, la lectura de muchos de los medidores de los clientes no se había realizado correctamente por meses, la información individual de las cuentas de los clientes no era totalmente confiable y los sistemas y procedimientos de facturación y cobranza requerían una mejora sustancial. El estado de los registros de estos clientes hacía difícil determinar la cantidad de energía eléctrica consumida por los clientes individuales y si se encontraban o no en mora en el pago del servicio. Por lo tanto, uno de los objetivos principales de la Compañía a partir de 1992 fue encarar y disminuir al mínimo las cuentas impagas y en mora.

Se implementaron numerosos procedimientos para reducir el nivel de morosidad y posibilitar el cobro de facturas. Se comenzó a realizar un seguimiento estricto de los clientes morosos, a través del siguiente ciclo:

- Recordatorio de Pago a aquellos clientes con buen hábito de pago.
- Aviso de Suspensión a los clientes con mal hábito de pago
- Suspensión del Suministro
- Verificación de la Suspensión
- Corte del suministro y baja del cliente
- Verificación del Corte.
- Verificación permanente del cliente dado de baja a través del personal de Recuperación de energía.
- De considerarlo necesario se inician acciones legales.

Este ciclo se detenía con el pago total de la factura o con el acuerdo de un plan de pagos.

Entre las cuentas en mora, se destacaban por su volumen las de las municipalidades. Se establecieron distintos métodos de cobranza, uno de los cuales consiste en realizar el cobro de algunos servicios por cuenta y orden de las municipalidades y luego aplicarlos a la compensación de deudas. Otro método de cobro consiste en celebrar acuerdos de refinanciación con los municipios. Estos procedimientos permitieron reducir la mora sustancialmente.

El siguiente gráfico muestra los saldos en mora adeudados a la Compañía al 31 de diciembre de cada ejercicio:



Tal como se mencionó en Pérdidas de Energía en los últimos años disminuyó sustancialmente la actividad en las acciones de morosidad por los altos costos de explotación que ellas insumen y el



bajo ingreso de la compañía. Se puede destacar que el costo de suspensión y rehabilitación de un cliente moroso, superaba ampliamente el valor de la factura media de un cliente residencial. Al igual que para las pérdidas, el bajo costo de la energía contribuyó a que no aumentara la morosidad.

## **6-5 GESTION AMBIENTAL**

Desde sus comienzos Edenor se comprometió fuertemente con la conservación y preservación del medio ambiente.

Para cumplir con dicho compromiso se fijaron los siguientes objetivos:

- monitoreo y vigilancia del sistema con hincapié en instalaciones con potenciales efectos ambientales
- desarrollo de nuevas tecnologías ambientales
- respeto estricto de la legislación vigente

Mantener a Edenor en el tope de las empresas de servicios con excelencia en la gestión ambiental, conlleva al logro de la certificación internacional ISO 14000 de su sistema. Las normas ISO 14000 (International Organization for Standardization), se constituyeron en la evolución natural de la norma británica BS7750, destinadas a uniformar el lenguaje internacional existente entre empresas, autoridades, clientes y proveedores acerca de la gestión ambiental.

Dentro de las acciones comprendidas en el Plan de gestión ambiental, se puede destacar el avance en los siguientes temas:

### **Mantenimiento de la Certificación bajo el sistema ISO 14001**

Como se detalla anteriormente la certificación bajo el Estándar ISO 14001 se obtuvo en el año 1999 a través del organismo de certificación IRAM. En el año 2008 se realizó la integración de las normas ISO-IRAM9001; ISO-IRAM14001 y OSHAS18001 en un solo sistema de gestión siendo obtenida la certificación del mismo, en octubre de 2008 por el organismo de certificación IRAM, mantenida hasta el momento.

### **Descontaminación de transformadores con PCB**

Desde el año 2000 Edenor trabaja en la gestión de eliminación de transformadores con PCB. Los transformadores que utilizaban PCB puro, fueron dispuestos para su eliminación final en el año 2001, cuando fueron trasladados a plantas de tratamiento especializadas. Para aquellos que estuvieran conteniendo PCB en proporciones por encima de las 50 ppm, el plazo de finalización de las tareas de descontaminación era el año 2010 -de acuerdo a lo establecido por la Ley Nacional

N° 25.670-, objetivo que fue alcanzado por Edenor durante el año 2009, un año antes de lo requerido en la norma citada.

Actualmente, Edenor mantiene un plan de declorinación de aceites de todos aquellos equipos que superen 2 ppm en el líquido aislante, a raíz que la reglamentación ambiental de la provincia de Buenos Aires, es más exigente que la nacional.

### **Campos Electromagnéticos**

Las emisiones de campos eléctricos y magnéticos se encuentran entre los parámetros ambientales más significativos, debiendo la distribuidora mantener un plan de monitoreo que abarque la totalidad de las instalaciones, subestaciones, líneas AT, cables AT y centros de transformación.

### **Control de empresas de servicios contratados**

En un intento de propagar los mismos valores que sostenemos para nuestra gestión, efectuamos controles a las empresas que prestan servicios contratados. Esto se realiza con el objetivo de que promuevan hacia el interior de las mismas, el cumplimiento de los más altos estándares ambientales y de seguridad.

Asimismo, la empresa efectúa todos los controles de las empresas de servicios dando cumplimiento al artículo 30 y concordantes de la Ley de Contrato de Trabajo y las Normas de Seguridad aplicables.

### **Programa de reciclado de Materiales**

El reciclado de materiales está inmerso en todos los procesos de nuestra empresa, tanto en los operativos como en los administrativos, y forma parte del compromiso de Mejora Continua asumido por Edenor al implementar su Sistema de Gestión Ambiental, a la vez que busca alentar la formación de alianzas estratégicas entre las instituciones y empresas de los diversos sectores de nuestra sociedad.

Los procedimientos operativos establecidos por Edenor para la recolección de estos materiales persiguen la finalidad de asegurar la adecuada gestión de los mismos, ya sea a través del proceso de reciclado, recuperación y reutilización o, en su defecto, del proceso de disposición final segura del residuo, siendo el objetivo la preservación del medio ambiente.

Los residuos generados a partir de las actividades desarrolladas en Edenor se discriminan de la siguiente manera:

- Residuos Industriales especiales: aceites y materiales impregnados en aceite
- Residuos Industriales No especiales: chatarra, rezago, material inerte de descarte.
- Residuos domiciliarios: plásticos, desechos de comida, envases de gaseosa, etc.



Según esta clasificación, cada tipo de residuo recibe un trato acorde a sus características distintivas. La forma de almacenamiento, las adecuadas condiciones que deben poseer los depósitos y el manejo de los recipientes y/o contenedores, es gestionado y controlado por los Responsables de Medio Ambiente de cada Área.

Al mismo tiempo, la Subgerencia de Medio Ambiente realiza un seguimiento y monitoreo a través de controles temáticos sistemáticos. Si bien estas funciones están establecidas claramente, es responsabilidad de todo el personal de Edenor la correcta segregación y disposición de los residuos generados por su actividad.

### **Reciclado, recuperación, reutilización**

Desde el año 2000 Edenor realiza su aporte al Programa de Reciclado de Papel de la Fundación del Hospital de Pediatría Prof. Dr. J. P. Garrahan, habiéndose sumado en 2008 al nuevo Programa de Reciclado de Tapitas Plásticas. Los fondos obtenidos por esta actividad son donados íntegramente por Edenor a la Fundación Garrahan. Esto significa que el dinero se aplica directamente en las siguientes actividades: el funcionamiento y sostén de Casa Garrahan, la compra de equipamiento médico de avanzada tecnología, la compra de insumos, la reparación de equipamiento de alta complejidad, la formación y capacitación de médicos y enfermeras, ayuda social para las familias de niños de bajos recursos, el mantenimiento y la ampliación edilicia.

Asimismo, a partir del año 2010, se estableció un procedimiento para eliminar la generación de residuos provenientes de los cartuchos de tóner y de tinta de impresoras, El mismo consiste en la contratación del equipamiento de impresión a un proveedor quien se encarga de almacenar y determinar la vida útil de los cartuchos de tóner.

### **Reducción del consumo eléctrico**

A partir del año 2003 se incorporó en el Plan de Gestión Ambiental un objetivo de reducción del consumo eléctrico en todos los edificios de la empresa, manteniendo una disminución anual variable a lo largo de los años.

### **Capacitación en uso racional de la energía**

Fomentando la reducción del consumo interno de energía eléctrica, a partir del año 2003 se comenzó con el dictado de cursos sobre el uso eficiente de la electricidad para empleados de la empresa y se inició una campaña denominada "consejos Edenor". A su vez, desde ese mismo año se buscó fomentar el uso racional de energía en los clientes mediante campañas de comunicación por medios masivos (TV, radio, folletos), campañas externas y planes de capacitación a nuevos clientes.

### **Evaluaciones de Impacto Ambiental**



En las obras relacionadas con la actividad de la Empresa, tales como tendidos de electroductos, y ampliaciones y construcciones de nuevas subestaciones, se realizan evaluaciones de impacto ambiental por medio de las cuales se eligen las alternativas menos costosas y menos agresivas al medio ambiente.

Desde el año 2008 se realizaron 26 evaluaciones de impacto ambiental, de las cuales 12 están relacionadas con la construcción de nuevas subestaciones, 10 con el tendido de electroductos y 4 con la ampliación de subestaciones. Asimismo, se obtuvieron 15 certificados de habilitación ambiental para la ejecución de obras, correspondientes a evaluaciones de impacto ambiental presentadas.

#### **Cables AT aislados con aceite OF**

Edenor, se propuso un plan de recambio de cables de AT asilados con aceite por la instalación de la nueva tecnología de cable seco. Adicionalmente desarrolló y construyó, conjuntamente con la UTN en el ámbito del CIDIEE (Centro de Investigación Desarrollo e Innovación en Energía Eléctrica) un equipo para la localización más efectiva y rápida de pérdidas de aceite.

### **6-6 SEGURIDAD EN EL TRABAJO**

Una constante preocupación de Edenor S.A. radica en mejorar los niveles de seguridad del personal propio, de nuestras empresas contratistas y la seguridad pública.

#### **Seguridad Industrial**

En la actividad operativa de EDENOR, nuestra tarea es asegurar la integridad física del personal y capacitarlo, haciendo especial énfasis en el respeto de los procedimientos, la utilización de buenas prácticas y tecnologías seguras, el uso de los elementos de protección personal y de seguridad complementaria y la realización del seguimiento continuo de las prácticas de trabajo. Nuestro mayor desafío no es solo capacitar al personal y proveerle los elementos de trabajo necesarios, sino concientizarlos de la importancia de su utilización.

La relevancia que la seguridad tiene en nuestra compañía se refleja en el lugar prioritario que este valor ocupa dentro de la empresa. Nuestros valores están ordenados según importancia con el objetivo de facilitar la toma de decisiones a todos los empleados de la empresa.

#### **Certificación de la Gestión bajo la Norma OHSAS 18.001**

La gestión de Seguridad Industrial, se realiza como parte del Sistema de Gestión Integrado, y en lo específicamente relativo a la Seguridad, el sistema se encuentra certificado por la norma OHSAS 18001 desde el año 2005.

Edenor incluyó dentro de sus ejes estratégicos la ampliación del alcance de esta certificación a todas las áreas de la empresa, y en el 2008 se continuó trabajando en este sentido. Es así como en el mes de octubre de 2008, el Instituto Argentino de Normalización (IRAM) llevó a cabo las auditorias de mantenimiento, y ampliación del alcance de la Certificación OHSAS 18001:2007 lográndose la extensión a las actividades de la Dirección de Distribución y Comercialización (Gerencia de Transmisión, Gerencia Comercial y Subgerencias de Despacho Media Tensión y Telecontrol), actividades operativas y administrativas de las Direcciones Técnica, de Asuntos Corporativos, de Finanzas y Control, Gerencia Comercial y Áreas de Mantenimiento de Subestaciones, Cables y Líneas con Alta Tensión, Trabajos con Tensión, Despacho de Media Tensión y Telecontrol.

En enero de 2015 se obtuvo la renovación de la certificación de las normas mencionadas por tres años más, manteniendo la continuidad de las políticas asumidas por la compañía en materia de Calidad, Medio Ambiente y Seguridad.

#### **Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos**

Dentro del Sistema de Gestión Integrado, EDENOR cuenta con un procedimiento documentado que permite establecer las pautas para la identificación de los peligros y evaluación de los riesgos de las tareas rutinarias y no rutinarias de la empresa, tanto las realizadas por personal propio y contratista, así como aquellas que puedan afectar a terceros.

Con los resultados de esta evaluación se establece el Programa anual de Gestión de Seguridad, Salud Ocupacional y Seguridad Pública (SySo y SVP).

#### **Programa de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional y Seguridad Pública.**

La matriz de identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos constituye la base para definir los objetivos y las metas actuales de la compañía, los cuales quedaron plasmados en el Programa de Gestión de SySO y SVP. Entre los Objetivos del mismo se destacan:

- Reducción de Riesgos en Edificios e Instalaciones.
- Reducción de los riesgos moderados y significativos de las actividades de personal propio y contratista
- Reducción de accidentes y reclamos por seguridad en vía pública
- Difusión interna de las acciones llevadas a cabo dentro de la Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional y Vía Pública
- Ampliación del alcance del Sistema de Gestión OHSAS 18001
- Información y Prevención de Enfermedades

Asimismo, con el propósito de maximizar la prevención, se definió el “Programa de Monitoreo de SySO y SVP”. En él se establecen controles sobre aquellas tareas y operaciones que presentan riesgo significativo. El Monitoreo se estructura apuntando fundamentalmente al control in situ de las tareas del personal propio y contratista y a la ejecución de los simulacros de evacuación de edificios propios y de controles temáticos sobre el personal contratista.

### **Capacitación SySO**

Durante los últimos años el Plan de Capacitación en Seguridad estuvo alineado a dos ejes fundamentales para nuestra actividad: Metodología de Trabajos en Altura, y en Riesgo Eléctrico.

Asimismo, se realizó la sensibilización y difusión de la Política Integrada y Sistema de Gestión a fin de lograr la ampliación del alcance de la Certificación OHSAS 18001 a las Direcciones de Asuntos Corporativos, Finanzas y Control y Áreas de Mantenimiento de Subestaciones, Cables y Líneas con Alta Tensión, Despacho de Media Tensión y Telecontrol.

### **Actualización de Especificaciones técnicas**

Edenor realizó un estudio de carga térmica en la ropa de trabajo del personal técnico que realiza trabajos a la intemperie. De ello surgió la necesidad de adaptar y rediseñar la indumentaria de trabajo de nuestros operarios.

Durante los últimos años se adecuaron las especificaciones técnicas elevando los estándares de confort, calidad e imagen de los elementos de seguridad. En la indumentaria de trabajo, se ha modificado el diseño de la ropa para el personal que realiza tareas operativas, adoptando modificaciones en los materiales, la confección y el color de las prendas.

Llegando a implementar en todas las áreas operativas vestimentas acordes al riesgo específico, con telas ignífugas aptas para trabajos eléctricos resistentes a deflagraciones con el fin de proteger a nuestros empleados en caso de accidentes eléctricos.

Asimismo, con el objetivo de elevar los estándares de seguridad, se realizó una actualización de casi el 100% de las especificaciones Técnicas de los EPP.

### **Índices de Accidentología:**

Se verifica un incremento de accidentes el cual mayoritariamente se generó por los estándares que contaba el personal internalizado de empresas contratistas, que duplicó la mano de obra directa operativa.

A través de las investigaciones de los accidentes y el análisis de la causa raíz de los mismos se toman las medidas preventivas y correctivas necesarias para cada caso, las mismas son



analizadas con los responsables de cada área en los comités de seguridad que se realizan mensualmente.

### **Simulacros de Evacuación frente a Emergencias**

Enmarcando el proceso dentro de los requisitos legales vigentes, se realizaron en todos los edificios de la empresa que tienen personal permanente, simulacros de evacuación y de respuesta ante emergencias.

### **Hidroelevadores**

Se certificaron a través de IRAM, los hidroelevadores utilizados por la empresa.

### **Gestión con Empresas Contratistas**

A través de los controles temáticos, reuniones bimensuales, capacitaciones y monitoreos realizados a las empresas contratistas se continúa con el objetivo de alinear sus acciones con la visión estratégica de Edenor.

## **SEGURIDAD PÚBLICA**

### **Gestión y Certificación**

En el año 2004, Edenor certifica el Sistema de Seguridad Pública según la Resolución ENRE 311/01. Desde entonces se realiza con éxito la Auditoría anual de Mantenimiento de la Certificación por parte del IRAM. Desde 2011 se certifica bajo Res. ENRE 421/11.

También se certifica anualmente, a través de IRAM, la aplicación de la Resolución ENRE Nro. 905/99 Planes de Emergencia.

### **Accidentes en Vía Pública**

En el período comprendido entre 2006 y 2016 se produjeron un total de 662 accidentes de terceros por seguridad pública, registrándose una reducción, a fin de 2015, de un 54% respecto 2006.

De la totalidad de accidentes aproximadamente el 80% se producen por negligencia de terceros y vandalismo.

### **Relaciones con Clientes y Municipios**

Se han difundido afiches en oficinas comerciales y se han entregado junto a las facturas de energía, consejos dirigidos al público sobre Seguridad Pública. Dichos consejos se publican además en la web de la compañía.

Por otra parte, se realizan distintos programas educativos escuelas sobre seguridad en general.

### **Capacitación en Seguridad Pública**



Desde la implementación del Sistema de Seguridad Pública se realiza capacitación al personal técnico sobre esta temática.

Además, en el programa que Edenor desarrolla en convenio con la Universidad Tecnológica Nacional Regional Pacheco, "Formación Integral en redes eléctricas" y "Reciclaje en redes eléctricas", se dicta un módulo relacionado con aspectos de Seguridad Pública.

### **Acciones en la Gestión de la Seguridad Pública**

#### **Adecuación de Distancias Antirreglamentarias en LAMT**

Se realizaron relevamientos específicos de toda la LAMT para poder detectar, registrar y adecuar las distancias que se aparten de la normativa vigente según Resolución ENRE 444/2006.

#### **Revisión y adecuación de las instalaciones por Seguridad Pública**

Cumpliendo con la Resoluciones ENRE 421/2011 y 497/2007, se llevan a cabo y de manera periódica la revisión de las instalaciones en aspectos de seguridad pública en general.

#### **Cámaras ubicadas en interior de edificios**

Se realiza periódicamente la visita a edificios con el objetivo de verificar que todo aquel que tenga en su interior cámaras, éstas se encuentren correctamente señalizadas en un todo de acuerdo con la Resolución ENRE 114/2005. En el marco de esta resolución, se llevan adecuadas cerca de 300 cámaras.

#### **Centros intemperies**

Cumpliendo con la Resolución ENRE 384/2006 se adecuaron alrededor de 80 centros intemperie.

#### **Regularización de servidumbre**

Se viene cumpliendo con un programa de regularización de servidumbres de cámaras.

#### **Relevamiento y Adecuación de cámaras de distribución y de AT con espacios confinados**

Se viene cumpliendo con los programas de relevamiento y adecuación y el de capacitación de estas instalaciones según SRT 953/2010.

#### **Revisión y adecuación de instalaciones próximas a escuelas**

En cumplimiento de la Nota ENRE 95458 se revisan de manera periódica y adecuan las instalaciones próximas a escuelas.

#### **Revisión y adecuación de instalaciones en Plazas y Paseos**



De acuerdo al Expte ENRE 19222/04 se revisan de manera periódica y adecuan las instalaciones ubicadas en plazas y paseos.

#### **Adecuación de Subestaciones**

Se adecúan constantemente las Subestaciones en aspectos de Seguridad Pública, según inspecciones periódicas del ENRE y SRT.

#### **Cajas esquineras con fusibles LIRA**

Cumpliendo con la Resolución ENRE 451/2006, se vienen reemplazando estas instalaciones por gabinetes tipo buzón.

#### **Adecuación de sistemas de detección y extinción de incendios en SSEE**

En función de lo expresado en la Ley 19.587 y su Decreto reglamentario N°351/79, en base a la Resolución N°163/2013 del ENRE que aprueba la Reglamentación AEA 95402 (2011), se viene llevando a cabo un plan de adecuación y/o instalación de sistemas de extinción de incendios en subestaciones.

### **6-7 CALIDAD EN LA GESTIÓN**

#### **Objeto**

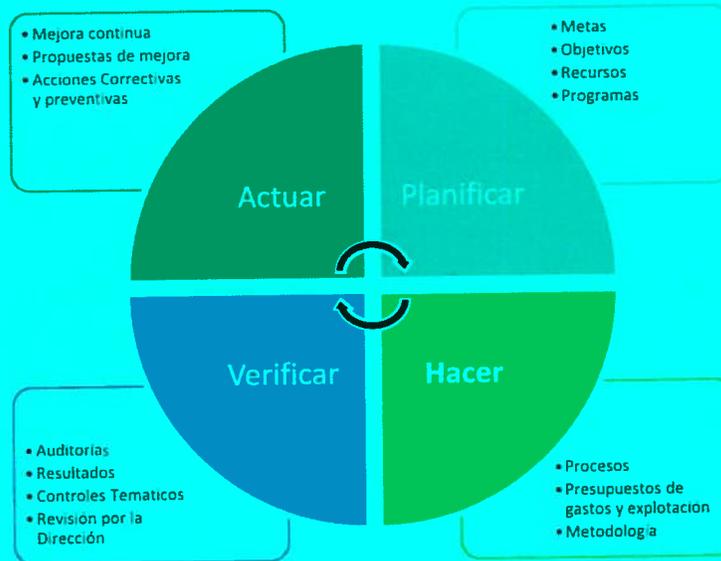
El Sistema de Gestión Integrado, en adelante S.G.I., está conformado por los requisitos de las normas internacionales ISO (International Organization for Standardization), 9001 "Sistemas de Gestión de la Calidad", ISO 14001 "Sistemas de Gestión Ambiental", OHSAS (Occupational Health and Safety Assessment Series), 18001 "Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional", Resolución ENRE N° 421/2011 "Sistema de Seguridad Pública de las Empresas Distribuidoras", Resolución ENRE N° 905/1999, "Plan Operativo de Emergencia" y Laboratorio de Ensayos de Aislamiento Elementos de Protección para la demostración de su competencia técnica, aplica la Norma IRAM 301 (ISO/IEC 17025), "Requisitos Generales para la Competencia de los Laboratorios de Ensayo y de Calibración". Versiones vigentes para cada norma o resolución, con el propósito de establecer y delinear dicho S.G.I. de modo que sirva como referencia permanente para la mejora de la efectividad del desempeño de la gestión de la Empresa.

Edenor adoptó un S.G.I., con el fin de asegurar a las partes interesadas, relacionadas con su actividad, la mejora continua respetando el entorno, utilizando los recursos de manera sustentable para que puedan ser utilizados por generaciones venideras y desarrollando las medidas más eficaces para la protección de la salud y seguridad del personal y de terceros.



La integración de los sistemas, fue una oportunidad para mejorar aspectos de la gestión diaria como la documentación, la toma de decisiones y la implementación de objetivos, optimizando recursos y simplificando al máximo la gestión de todos los Sistemas.

El sistema de gestión adoptado se basa en el ciclo de la mejora continua:



### Alcance

El alcance del S.G.I. abarca la estructura organizativa, las responsabilidades, los procesos estratégicos, claves y de apoyo/soporte, los procedimientos y recursos, así como a las actividades y operaciones relacionadas con el servicio de Distribución y Comercialización de energía eléctrica de Edenor.

## Evolución de la Implementación y Certificación de Modelos de Gestión en Edenor

### Etapas de integración de los Sistemas de Gestión

#### SISTEMAS COEXISTENTES (compatibles)

Medio Ambiente

Calidad

Seguridad y Salud Ocupacional

Los sistemas de gestión conviven, están parcialmente coordinados entre si y usan términos comunes.

#### SISTEMAS COMBINADOS (cooperativos)

Medio Ambiente

Calidad

Seguridad y Salud Ocupacional

Se utiliza un sistema de gestión establecido como un sistema de base (normalmente SGC) y los restantes sistemas se incorporan combinando criterios de gestión.

#### SISTEMAS INTEGRADOS (fusionados)

Medio Ambiente

Calidad

Seguridad y Salud Ocupacional

Los sistemas parciales, si bien no pierden su identidad individual, se fusionan en una estructura general (bajo el enfoque por procesos)

### Evolución de la Implementación y Certificación de Modelos de Gestión en Edenor



Año	ISO 9001 Sistemas de Gestión de la Calidad	ISO 14001 Sistemas de Gestión Ambiental	OHSAS 18001 Sistema de Seguridad y Salud Ocupacional	ENRE 421/11 Sistema de Seguridad Pública	ENRE 905/99 Plan de Emergencia (POE)
2006	Mantenimiento de la Certificación	Mantenimiento de la Certificación	Mantenimiento de la Certificación	Recertificación	Recertificación
2007	Mantenimiento de la Certificación	Mantenimiento de la Certificación	Certificación ampliada a Actividades operativas y administrativas de la Dirección Técnica, Abastecimientos y Logística, Finanzas y Control, Comercialización.	Recertificación	Recertificación
2008	Recertificación	Mantenimiento de la Certificación	Certificación ampliada a Asuntos Corporativos, Gerencia Comercial, Gcia. Transmisión, Despacho MT y Telecontrol.	Recertificación	Recertificación
2009	Mantenimiento de la Certificación	Mantenimiento de la Certificación	Certificación ampliada a Disciplina de Mercado y Obras	Recertificación	Recertificación
2010	Mantenimiento y Certificación del Sistema de Gestión Integrado			Recertificación	Recertificación
2011	Recertificación del Sistema de Gestión Integrado			La Res. ENRE 421/2011 reemplaza la anterior resolución 311. Este año se recertifica.	Recertificación
2012	Mantenimiento certificación del Sistema de Gestión Integrado			Recertificación	Recertificación
2013	Mantenimiento certificación del Sistema de Gestión Integrado			Recertificación	Recertificación
2014	Se recertificaron todos los Sistemas de Gestión de la empresa				
2015	Mantenimiento certificación del Sistema de Gestión Integrado			Recertificación	Recertificación



### Enfoque Basados en Procesos

Edenor tiene implementado su modelo de gestión, con un enfoque basado en procesos, en los cuales se han reconocido actividades y tareas, definiendo la metodología que asegure que las mismas se lleven a cabo en condiciones específicas y controladas.

Asimismo, determina y proporciona en forma directa o contratada, los recursos necesarios, para implementar y mantener el S.G.I.

Los recursos utilizados en los distintos procesos (claves y de soporte), pueden ser propios o contratados.

La responsabilidad, recae en las áreas de la empresa, que gestionen los contratos respectivos.

Auditorías Internas del S.G.I.

La Empresa ha definido una metodología, para la realización de auditorías internas del S.G.I., con la finalidad de verificar si el mismo cumple con los requisitos establecidos y evaluar su efectividad.

El mismo, consiste en un Programa Trienal de Auditorías Internas del S.G.I., que asegura que en ese plazo, se auditan todos los procesos incluidos en el alcance de dicho sistema, el cual se encuentra detallado en un documento específico.



Todos los hallazgos detectados en las distintas auditorías internas y externas del S.G.I., son incluidas en el Sistema Corporativo de Acciones, para su posterior gestión, generando la trazabilidad respectiva.

### **Nuevo Sistema Corporativo de Acciones**

La Empresa implementó un nuevo Sistema Corporativo de Acciones (No Conformidades, Oportunidades de Mejora e Incidentes de Seguridad), denominado SUMA (Sistema Unificado de Manejo de Acciones).

El mismo, permite la gestión integral de todos los desvíos e incumplimientos a requisitos de la empresa, como asimismo, la implementación de las mejoras en los distintos procesos que la componen.

Nuevos Sistemas de Gestión versión 2015, de: la Calidad, ISO 9001 y de Gestión Ambiental, ISO 14001.

En el mes de septiembre del año 2015 se publicaron las nuevas versiones de los estándares ISO 9001:2015 "Sistemas de Gestión de la Calidad" e ISO 14001:2015 "Sistemas de Gestión Ambiental", que presentan importantes cambios estructurales respecto de las versiones anteriores. Con el fin de lograr el objetivo de certificar nuestro SGI con el nuevo estándar, se efectuó la planificación de tareas para lograrlo. Como origen de este trabajo se efectuaron las siguientes acciones:

Se elaboró, una presentación reducida con los principales cambios y novedades de la nueva versión 2015, de las normas ISO 9001 "Sistemas de Gestión de la Calidad" e ISO 14001 "Sistemas de Gestión Ambiental".

Se conformó el equipo interdisciplinario de trabajo (conformado por integrantes de todas las Direcciones de la empresa), que lleva a cabo la implementación de la cronología de trabajo para adecuar el S.G.I., a los nuevos requisitos de los estándares ISO 9001 y 14001, versión 2015, con el objeto de lograr la Recertificación del S.G.I., por parte del Ente Certificador.

### **6-8 RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIA**

Edenor entiende la Responsabilidad Social Empresaria como la voluntad de una organización de actuar responsable, transparente y éticamente frente a los impactos que sus decisiones y actividades generan en la sociedad y el medio ambiente; siendo consistente con el desarrollo sustentable y los grupos de interés. Esta actividad se desarrolla como voluntaria y "más allá del cumplimiento de la Ley".

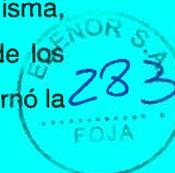


Inicialmente, en el año 1992, las acciones relacionadas a la temática estaban enfocadas específicamente en programas de involucramiento en la comunidad, donaciones y promoción del medio ambiente. Hoy en día, como resultado de nuestro trabajo en distintas áreas y de la evolución que tuvo el tema a nivel global, entendemos que los aspectos que componen la Responsabilidad Social Empresaria son diversos y entre ellos se encuentran: el respeto por el Medio Ambiente, los Consumidores y los grupos de interés, las prácticas operacionales justas, el respeto de derechos humanos, la transparencia, las prácticas laborales y el desarrollo social. Esta forma de entender la RSE, nos permitió enmarcar nuestras acciones a favor del Desarrollo Sostenible (*“el aseguramiento de la continuidad de la actividad empresarial presente y futura, compatibilizando las acciones sociales y ambientales con el desempeño económico de la Empresa”*), buscando un sistema que tienda a la mejora continua.

En este sentido, promovemos estos valores en el ámbito interno y externo a la empresa, y en la relación de ésta con otros actores sociales como son ONGs, empresas privadas, clientes y el sector gubernamental. En los últimos años, además de realizar nuestra gestión en esta dirección, intentamos influenciar y promover las iniciativas relacionadas con la RSE en diversos ámbitos de aplicación.

Por un lado, desde el año 2005 se viene trabajando fuertemente en la redacción y formulación del primer Standard de Responsabilidad Social encabezado por la ISO, y que fue publicado en el año 2011. La misma busca ser una guía, para organizaciones de todo tipo que deseen abordar temas de Responsabilidad Social en sus actividades diarias. Edenor participa como representante del grupo de las industrias argentinas. En el ámbito local, se trabaja la Norma desde los distintos ámbitos de intercambio: CEADS (Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible), IDEA e IRAM. En este último, Edenor trabaja formando parte del Comité Ejecutivo Local, y con distintos grupos de interés (ONGs, Sector Gubernamental, Consumidores y Fuerzas de Trabajo, entre otros), asegurando una participación amplia y uniforme en el proceso.

Por otro lado, Edenor ha firmado en el año 2004, su compromiso y adhesión a los principios promovidos por el Pacto Global de las Naciones Unidas. Desde entonces se ha estado trabajando con el Punto Focal de las Naciones Unidas en la Argentina, para promover el Pacto Global como iniciativa estrechamente vinculada a la Responsabilidad Social. En la actualidad son aproximadamente 280 las empresas argentinas firmantes del Pacto. Para organizar la red argentina, se dispuso la conformación de una Mesa Directiva de veinte miembros que son electos por todos los firmantes y dentro de ésta se eligen cinco organizaciones para liderar la misma, conformando una Secretaría Ejecutiva. En el año 2007 Edenor fue elegida por el resto de los firmantes argentinos como miembro de la Mesa Directiva y de la Secretaría Ejecutiva y gobernó la red en el período 2007-2009.



Desde esta postura, se ha trabajado para promover los principios del Decálogo del Pacto Global, en sus 4 dimensiones: Ambientales, Laborales, de respeto a los Derechos Humanos y de Anticorrupción a lo largo del País, con actividades y una fuerte presencia en varias provincias. En lo que respecta a la promoción de estos principios desde nuestra empresa, Edenor ha presentado sus comunicaciones de progreso en las cuales se desarrollan todos los principios que promueve la iniciativa.

En los últimos años, también se ha mantenido una importante actuación y vinculación con el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social de la Nación en las mesas técnicas de trabajo. Esta vinculación busca la confluencia de las acciones empresarias y del Ministerio, para alinear los objetivos en pos de las necesidades actuales. En esta línea, se firmó en el mes de Setiembre de 2007, el “Compromiso sobre Responsabilidad Social Empresaria y Trabajo Decente” en el que las empresas se comprometen a promover el mismo. Durante el 2008, se ha trabajado en las tres temáticas del programa de Responsabilidad Social Empresaria y Trabajo Decente: Empleo formal en la cadena de valor, Negociación colectiva y Diálogo Social y Capacitación para la empleabilidad de los jóvenes.

Para promover la RSE en diversos ámbitos, Edenor comenzó a participar, en el año 2005, de los intercambios en la temática que se realizaban en IDEA. Estos encuentros permitieron la discusión y formulación de supuestos relacionados con el tema, desde un grupo empresarial multisectorial. Desde el año 2007, Edenor preside la Comisión de Responsabilidad Social Empresaria, de IDEA, trabajando en conjunto y generando los vínculos e influencias necesarias, para generar una conceptualización general y universal de la misma. Durante el año 2008, se dio mayor importancia a la articulación y comunicación público-privada para lo cual se invitó a representantes del sector de Gobierno y se produjeron intercambios enriquecedores para ambos sectores.

Por otra parte, desde el inicio de sus actividades, Edenor participa en las distintas comisiones que se organizan en ADEERA con el objetivo de intercambiar opiniones y establecer pautas comunes a las empresas de distribución de energía eléctrica. Durante el 2008 se coordinó la comisión de Ambiente y Seguridad, la cual se reunió con una frecuencia bimestral. En ella se analizaron problemáticas del sector eléctrico, buscando compartir buenas prácticas, y experiencias comunes a todas las empresas de Distribución de Energía Eléctrica.

Asimismo, con el objetivo de comunicar y de generar una herramienta de gestión que priorice la transparencia de valores, principios y resultados, durante los años 2007 y 2008, se ha trabajado en el primer Informe de Sustentabilidad de la empresa. El mismo busca comunicar a nuestros distintos grupos de interés, el trabajo de la empresa en este camino. Desde entonces se editan

reportes bienales. Estos se encuadran en la Norma ISO 26000, a la que Edenor adhiere de manera voluntaria. Para darles el mayor rigor técnico posible, se utiliza el estándar internacional GRI (Global Reporting Initiative). Desde el año 2015 en su versión GRI 4 (vigente a la fecha). Esta versión se implementó por primera vez en el último RS editado (2013-2014).

Cabe señalar que tanto estos Reportes de Sustentabilidad como los informes anuales de progreso (COP) del Pacto Global de Naciones Unidas, se encuentran disponibles (en sus respectivas últimas 3 ediciones) en la página oficial WEB de la compañía, como así también en Intranet (red interna).

En lo que respecta a las acciones con la comunidad, Edenor ha ido desarrollando en estos años, programas que se adecuaron a las necesidades del momento y de sus clientes.

Edenor desarrolla un conjunto de **programas educativos** que están destinados a los chicos en edad escolar. El objetivo es inculcar desde los primeros años de la vida la importancia del uso inteligente de la energía, la protección del medio ambiente y la seguridad en el hogar y en la vía pública.

En su estructura se desarrollan los siguientes programas:

- Cien libros para nuestra escuela.
- Conexión al futuro.
- Edenorchicos: [www.edenorchicos.com.ar](http://www.edenorchicos.com.ar)

#### **CIEN LIBROS PARA NUESTRA ESCUELA**

Mediante esta iniciativa se convoca a escuelas primarias de gestión estatal, localizadas dentro del área de concesión, a participar en un concurso sobre distintos temas relacionados con la energía eléctrica.

La propuesta impulsa a las escuelas, representadas por los estudiantes de quinto y sexto grado, a que presenten sus trabajos en forma de afiches y/o maquetas. A su vez, cada establecimiento elabora y presenta una propuesta para disminuir su propio consumo energético.

En cada evento se selecciona dos escuelas ganadoras. El primer lugar es premiado con una biblioteca compuesta por más de cien libros y una computadora all in one. Por su parte, el segundo lugar recibe una mini-biblioteca compuesta por cincuenta libros y una impresora multifunción.

A fin de año, de todas las escuelas que presentaron la propuesta de disminución de consumo de energía eléctrica, se selecciona la más original y viable y se la premia con un proyector.

Desde el comienzo del programa, en 1995, la Compañía entregó más de 91.500 libros.

### CONEXIÓN AL FUTURO

La iniciativa consiste en una obra de teatro que, en lenguaje accesible para todos y especialmente orientado a los más chicos, explica el funcionamiento de la electricidad, el uso inteligente de la energía, su uso seguro en el hogar, la seguridad en la vía pública y otros aspectos de la energía eléctrica.

El espectáculo es protagonizado por dos actores en los roles del Profesor Voltio, un científico experto en electricidad, y Luz, una inquieta alumna ávida de conocimiento en la materia. También se proyecta un video con un simpático personaje, Amperito, que actúa como nexo entre los actores y el público.

Al final de la actividad se entrega a los alumnos un cuadernillo con juegos e información ampliada sobre todos los temas tratados.

Desde 1998, cuando se comenzó con esta acción, se visitaron cerca de 2.530 escuelas y asistieron al taller más de 1.250.000 chicos.

### EDENORCHICOS: [WWW.EDENORCHICOS.COM.AR](http://WWW.EDENORCHICOS.COM.AR)

[www.edenorchicos.com.ar](http://www.edenorchicos.com.ar) es el sitio web *-online* desde 2001- donde los chicos pueden obtener información sobre la electricidad de una manera didáctica y divertida a través de juegos y experimentos.

Otra de las actividades desarrolladas por Edenor son las **campañas solidarias**. Esta acción es llevada a cabo desde el 2010 y consiste en difundir la labor de diferentes organizaciones no gubernamentales. El objetivo es que la sociedad tome conocimiento de la tarea de diferentes organizaciones y pueda colaborar. Para tal fin, se publica información de las campañas en el sitio web institucional: [www.edenor.com](http://www.edenor.com).

Durante estos años han participado las siguientes organizaciones:

- **ASDRA (Asociación Síndrome de Down de la República Argentina):** Campaña insultos.
- **Estée Lauder Companies - OSIM:** Campaña de concientización sobre el cáncer de mamas.
- **Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación:** Campaña “Con Vos en la Web”.
- **Fundación Huésped:** Yo también.
- **OSIM - Fundación AVON:** La mujer y el cine (violencia de género).



- **OSIM - Fundación AVON:** Alza la voz contra la violencia hacia las mujeres.
- **A.L.C.E.M. (Asociación de Lucha contra la Esclerosis Múltiple)**
- **APAdA:** Proyecto Residencia: Vivienda, Respiro y Trabajo para Jóvenes y Adultos con Autismo.
- **Fundación Cimientos:** Los chicos donde deben estar.
- **Fundación para la Integración Social Oscar Alvarado:** Calle abierta, un festival de integración social.
- **Fiscalía de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires:** Cuidalos (ciberacoso sexual-grooming).

En la sección Responsabilidad Social Empresaria/Edenor y la comunidad del sitio web se puede encontrar información de cada campaña.

Asimismo, con el objetivo de hacer accesible la energía eléctrica a los sectores más carenciados de la sociedad desarrollamos desde el año 2002 el programa "Medidores Autoadministrados", y desde el año 2006, el "Proyecto Vale Luz". Ambos son sistemas prepagos de compra de energía. El primero consta en la instalación de medidores autoadministrados de energía, en los cuales el cliente carga la cantidad de energía comprada y conoce exactamente el remanente después del uso de artefactos eléctricos. Esto permite conocer el consumo, administrarlo de la manera deseada y realizar un uso racional. El Proyecto "Vale Luz", implica la compra de vales en los negocios de la zona, que luego se utilizan para el pago de la factura. Esto permite al cliente realizar un ahorro, mediante el pago fraccionado y además los vales tienen premios.

Desde el año 2006, y durante varios años, se realizó una actualización para cuerpos de Bomberos del área de concesión, en emergencias eléctricas. El programa constó de una primera etapa de actualización y certificación de los bomberos en prácticas de resucitación cardio- pulmonar, y una segunda de re certificación y establecimiento de pautas de intervención en emergencias eléctricas en consenso con todos los cuerpos de bomberos. El objetivo de estas charlas, fue la optimización de las intervenciones en emergencias eléctricas, minimizando los costos originados en la ocurrencia de lesiones por electricidad tanto del personal de Bomberos Voluntarios como de otros miembros de la comunidad y la minimización de los impactos para las instalaciones de la Empresa. Finalmente, la Empresa siempre ha realizado donaciones y ha cooperado con organismos e instituciones sociales del área de concesión.

#### **CONVENIO CON LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL**

Edenor posee un Convenio con la Universidad Tecnológica Nacional, Regional Pacheco para realizar de forma conjunta varios de los cursos del plan anual de capacitación. Para tal fin Edenor en el año 2009 replicó un laboratorio de redes eléctricas similar al que posee en su Centro de

285

Capacitación. Dicho laboratorio fue donado a la UTN para que sea utilizado también en las prácticas que la universidad requiera de sus carreras y cursos técnicos.

Entre las capacitaciones más recientes llevadas a cabo en las instalaciones de la UTN -regional Pacheco- se cuenta con el "Programa a Jóvenes Ingenieros" y la "Formación técnica en distribución y transmisión de energía eléctrica".

Asimismo, en el ámbito de dicho convenio funciona el CIDIEE, un Centro dedicado a la Investigación, al Desarrollo y a la Innovación en Energía Eléctrica. En este centro se desarrollaron varios proyectos de investigación y desarrollo durante estos últimos años.

#### **CAPACITACION A LA COMUNIDAD - DEFENSA CIVIL**

Durante el 2013 se llevaron a cabo actividades de capacitación dirigidas a instituciones y ONG de la comunidad. Se realizaron cursos a grupos de Defensa Civil y cooperativas de diferentes municipios.

El objetivo fue brindar conocimientos sobre la red eléctrica, que permitan mejorar sus intervenciones en situaciones de emergencias eléctricas, principalmente en barrios de bajos recursos.

Las charlas fueron dictadas por los equipos de facilitadores internos de la Compañía y tuvieron lugar en las diferentes instalaciones ofrecidas por las instituciones interesadas. Un total de 72 personas participaron de las charlas en los Municipios de Morón, Vicente López y San Isidro.

Durante la capacitación se hizo foco en la seguridad y se realizaron demostraciones de elementos/instalaciones que pueden encontrarse en la vía pública y cómo proceder ante emergencias.

Los grupos se mostraron muy interesados en las temáticas impartidas, dicho interés se manifestó en la activa participación durante los encuentros.

#### **CAPACITACIÓN MUNICIPIOS**

La capacitación a la comunidad estuvo orientada a diferentes necesidades que desde las áreas operativas se detectaron en diferentes municipios o instituciones de vinculación con Edenor. Durante el 2014 se dictaron cursos en el Colegio de Técnicos de la Provincia de Buenos Aires, capacitando a 125 técnicos en lo referentes a pilares para suministro monofásico y trifásico.

Por otra parte, se dictó un curso de Seguridad en poda ante un pedido especial del Municipio de Vicente López. Facilitadores de Edenor llevaron adelante este curso durante una jornada para todo el equipo de Poda del Municipio.

#### **CAPACITACIÓN A TÉCNICOS DE COLEGIOS SECUNDARIOS**



Como se nombró anteriormente, uno de los proyectos llevados adelante de manera conjunta con la UTN Reg. Pacheco, fue el diseño de un curso de "Formación técnica en distribución y transmisión de energía eléctrica" cuya finalidad fue formar técnicos con potencial a lo largo de 31 jornadas, para luego ser evaluados como ingresantes en Edenor. La beca fue una herramienta valiosa como complemento del proceso de selección dado que permitió tener información personalizada de la performance de cada participante para luego determinar su ingreso. Más de 140 postulantes participaron en dicho curso desde el 2015 a la actualidad.

### **6-9 ACUERDO MARCO**

La Compañía celebró en octubre del 2003 con el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, EDESUR S.A. y EDELAP S.A. el denominado NUEVO ACUERDO MARCO. Este acuerdo tiene por objeto establecer las bases y lineamientos generales sobre los que se concreta y coordina el aporte económico de las partes firmantes, tendientes al suministro de energía eléctrica por las compañías distribuidoras en los Asentamientos Categoría A y B.

De este modo, los aportes allí definidos tanto del Estado Nacional como de la Provincia de Buenos Aires, conforman un Fondo Especial, el que se aplicará para compensar los saldos impagos que se generen por los consumos de energía eléctrica de la Asentamientos Categoría A y B.

Los Asentamientos Categoría A son núcleos de vivienda –en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires- sin apertura de calles en los cuales no es posible la regularización parcelaria, siendo posible censar a los habitantes y las unidades de vivienda a los efectos de poder individualizarlos. Mientras que los de Categoría B son aquellos núcleos de viviendas –también ubicados en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires- en los que es posible la apertura de calles y la regularización parcelaria, aunque este último proceso aún no ha comenzado, siendo posible censar a los habitantes y las unidades de vivienda a los efectos de poder individualizarlos.

El NUEVO ACUERDO MARCO constituye la continuación del primer Acuerdo Marco (celebrado en enero de 1994 entre EDENOR S.A., EDESUR S.A., el Estado Nacional y la Provincia de Buenos Aires), su plazo de vigencia se convino de cuatro años y cuatro meses contados a partir del 1° de Septiembre de 2002 o hasta que se regularizasen totalmente los ASENTAMIENTOS detallados más arriba.

Ahora bien, siendo que al 31 de diciembre de 2006 finalizó el plazo arriba indicado sin que se haya logrado la regularización de dichos ASENTAMIENTOS, en Junio de 2008 la totalidad de las partes firmaron una Addenda al NUEVO ACUERDO MARCO, prorrogándolo por un plazo de 4 años contados a partir del 1° de Enero de 2007.



Esta Addenda fue ratificada por el Gobierno Nacional mediante la Resolución N° 900/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de fecha 17/09/2008, y por el Poder Ejecutivo de la Provincia de Buenos Aires, mediante el Decreto N° 732 del 15/05/2009.

El Acuerdo fue renovado por un período de cuatro años a partir del 1° de enero de 2011, dicha renovación fue ratificada por la Resolución N° 247/12 del Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios y por el Decreto N° 507/12 del Poder Ejecutivo de la Provincia de Buenos Aires. El mismo venció en diciembre del 2014 y actualmente la empresa se encuentra tramitando su prórroga.

A los efectos de la presente propuesta tarifaria, la Compañía asume la continuidad de este mecanismo para todo el período tarifario siguiente.

Por último, cabe señalar que en diciembre de 2008 se firmó entre EDENOR S.A. y el Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires un convenio que tiene por objeto establecer las bases y lineamientos generales sobre los que se concreta y coordina la facturación y el pago de los consumos de energía eléctrica de las Villas 31 y 31 bis, previéndose su continuidad para todo el período tarifario siguiente.

## 6-10 INVERSIONES

Para abastecer el incremento de la demanda del **48,1%** en energía (26.103 GWh en 2.015 versus 17.623 GWh del año 2005) y **50,9 %** en demanda máxima (4.927 MW en 2.015 versus 3.265 MW del año 2005), EDENOR ha realizado las siguientes inversiones en los últimos 10 años (2006-2015).

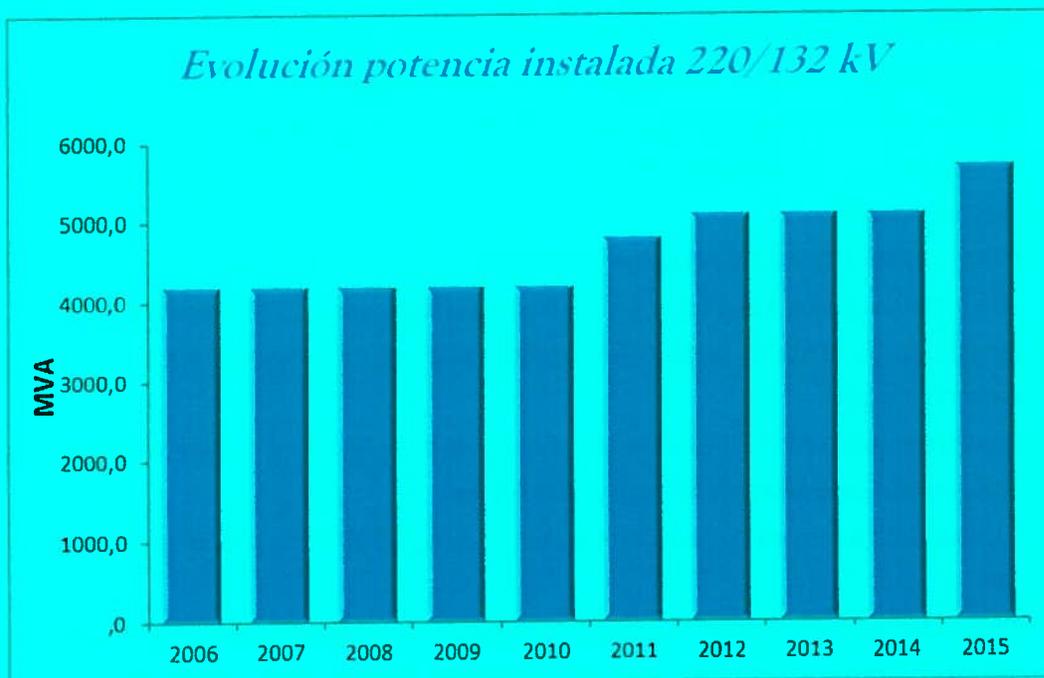
### SUBESTACIONES AT/AT

Se adicionaron 1.500 MVA en potencia instalada mediante las ampliaciones de cuatro Subestaciones. La potencia agregada total significa un incremento del **35,7 %** en el período, con el siguiente detalle:

- Se construyó una Subestación 220/132 kV 2 x 300 MVA en la actual Subestación Rodríguez
- Se amplió la Subestación Malaver mediante una nueva playa de 220 kV en doble barra y un nuevo transformador 220/132 kV 300 MVA
- Se amplió la Subestación Colegiales mediante la instalación de un nuevo transformador 220/132 kV 300 MVA

- Se amplió la Subestación Puerto Nuevo mediante la instalación de un nuevo transformador 220/132 kV 300 MVA
- Se realizaron seccionamientos en Campos 132 kV SE Colegiales - salidas a SE Villa Crespo (EDESUR)
- Se ejecutó una nueva doble barra de 132 kV en la SE Pilar.
- Se reemplazaron interruptores, seccionadores, relevadores de impedancia, transformadores de medida y protección en 220 y 132 kV.
- Se adecuó la Fase de Reserva Bancos de Transformación 500/220 kV en Subestación Rodríguez.
- Se renovaron tiristores del Compensador en Subestación Rodríguez.
- Se realizaron obras para la mitigación de incendios y mejora de la seguridad en Subestación Rodríguez y otras Subestaciones cabecera.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la potencia instalada de transformación en 200/132 kV para el período 2006-2015



#### RED DE ALTA TENSIÓN

Se tendieron 76,2 km de terna de cable subterráneo de 132 kV, 46.2 km de terna de cable de 220 kV y 68,2 km de terna de línea aérea de 132 kV. La longitud agregada total de 190,6 km significa un incremento del **16,1 %** en el período, con el siguiente detalle:

- Electroducto 132 kV Doble Terna SE Zappalorto – SE La Reja; consistente en el tendido de 9.8 km de cable 132 kV aislación tipo XLPE conductor de cobre de 500 mm<sup>2</sup> de sección,

15,6 km de línea aérea en Simple Terna conductor de Aluminio/Acero de 240/40 mm<sup>2</sup> de sección.

- Electroducto 132 kV Doble Terna SE Morón – SE Nogués; consistente en el tendido de 28 km de simple terna de cable 132 kV aislación tipo XLPE conductor de cobre de 500 mm<sup>2</sup> de sección.
- Electroducto 220 kV Simple Terna SE Puerto Nuevo – SE Colegiales, consistente en el tendido de 8,5 km de cable 220 kV aislación tipo XLPE conductor de cobre 800 mm<sup>2</sup> de sección.
- Electroducto 220 kV SE Colegiales – SE Malaver, consistente en el tendido de 13,43 km de cable 220 kV aislación tipo XLPE conductor de aluminio 1.200 mm<sup>2</sup> de sección. .
- Electroducto de 220 kV SE Costanera – SE Malaver, consistente en el tendido de 24,25 km de cable 220 kV aislación tipo XLPE conductor de aluminio 1.200 mm<sup>2</sup> de sección.
- Electroducto 132 kV Simple Terna SE Casanova – SE Luzuriaga – SE Ramos Mejía, consistente en el tendido de 10,15 km de cable 132 kV aislación tipo XLPE conductor de cobre de 500 mm<sup>2</sup> de sección.
- Electroducto 132 kV Simple Terna subterránea de 6,3 km de longitud para conectar la Subestación Tecnópolis con las Subestaciones Munro y Coghlan.
- Electroductos 132 kV SE Rodríguez – SE Malvinas, consistente en el tendido de 5,16 km de Línea Aérea Doble Terna con conductor Aluminio/Acero 300/50 mm<sup>2</sup> de sección y el tendido de 0,74 km de cable 132 kV aislación tipo XLPE conductor de Aluminio de 800 mm<sup>2</sup> de sección.
- Electroductos 132 kV SE Rodríguez – SE Pilar, consistente en el tendido de 11,08 km de Línea Aérea Doble Terna con conductor Aluminio/Acero 240/40 mm<sup>2</sup> de sección y el tendido de 15,12 km de cable 132 kV aislación tipo XLPE conductor de Aluminio de 800 mm<sup>2</sup> de sección.
- Electroductos 132 kV Simple Terna subterránea de 132 kV de 6,5 km de longitud para vincular las Subestaciones Suárez y Villa Adelina.
- Electroducto aéreo de 132 kV de vinculación de la SE El Pino a la línea de alta tensión 691.
- Electroductos de 132 kV para vincular las SS.EE. Pilar y Parque, consistente en el tendido de 4 km de Doble Terna de Línea Aérea de 132 kV con conductor de Aluminio /Acero 240/40 mm<sup>2</sup> de sección.
- Electroductos de 132 kV para vincular la Subestación Paso del Rey a las líneas que vinculan la Subestación Zappalorto y Subestación La Reja.
- Segundo Electroducto de vinculación de 132 kV a la Subestación Migueletes.
- Electroducto de 132 kV para vincular a la Subestación Melo con el electroducto que une a las Subestación Puerto Nuevo y Subestación Colegiales.
- Electroducto de 132 kV para vinculación de la Subestación San Alberto.

A su vez se renovaron 14,3 km de terna de cable subterráneo de 132 kV de los siguientes electroductos:

- Subestación Nuevo Puerto – Subestación Edison
- Subestación Morón - Subestación Castelar
- Subestación Puerto Nuevo- Subestación Güemes
- Subestación Morón – Subestación Zappalorto
- Subestación Nuevo Puerto – Subestación Libertador
- Subestación Nuevo Puerto – Subestación Vicente López

Es importante destacar que se renovó parcialmente el suministro a la Planta San Martín de AySA, en el barrio de Palermo de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, mediante la sustitución de alimentación en 27,5 kV desde la Subestación Puerto Nuevo por una nueva alimentación en 13,2 kV desde Subestación Colegiales.

En electroductos aéreos se reforzaron bases de estructuras reticuladas de 220 kV y se reemplazaron estructuras de hormigón en 132 kV.

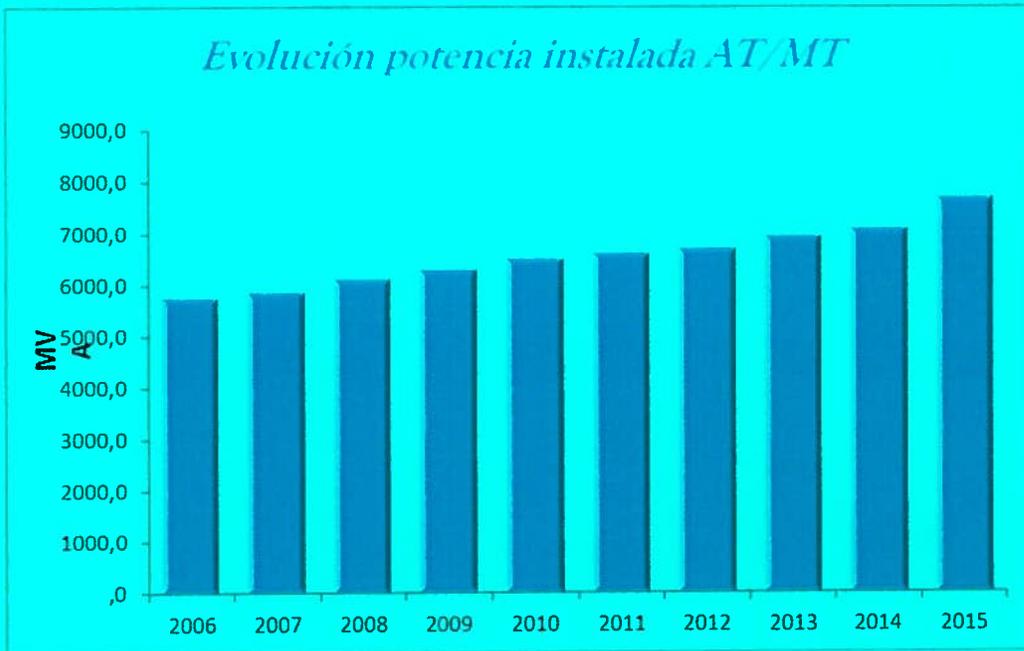
#### **SUBESTACIONES AT/MT**

Se adicionaron 2.005 MVA en potencia instalada en Subestaciones AT/MT, mediante la construcción de 9 nuevas Subestaciones y la ampliación de 21 ya existentes. Esta potencia agregada significa un incremento del **35,1 %** en el período, según el siguiente detalle:

- Se amplió la SE Marcos Paz de 33/13,2 kV y 2x10 MVA a 132/13,2 kV y 2x40 MVA.
- Se amplió la SE Nogués 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 2x80 MVA.
- Se amplió la SE Colegiales 132/13,2 kV de 3x20 MVA a 4x40 MVA.
- Se amplió y renovó la SE Melo de 27,5/13,2 kV y 6x12,5 MVA a 132/13,2 kV y 2x80 MVA.
- Se amplió la SE San Justo 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 2x80 MVA.
- Se reemplazó un transformador de 132/13,2 kV y 40 MVA por otro de 132/21/13,2 kV y 60 MVA en SE Ramos Mejía.
- Se amplió la SE Altos 132/13,2 kV de 1x40 MVA a 2x40 MVA.
- Se amplió la SE Matheu 33/13,2 kV y 2x16 MVA a 132/13,2 kV y 2x40 MVA.
- Se amplió la SE Migueletes 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 2x80 MVA.
- Se amplió la SE Maschwitz con dos nuevos transformadores 132/33 kV y 40 MVA cada uno.
- Se construyó la nueva SE Parque 132/33 kV y 2x40 MVA.

- Se construyó la nueva SE Nordelta 132/13,2 kV y 2x40 MVA.
- Se construyó la nueva SE Paso del Rey 132/13,2 kV y 2x40 MVA.
- Se construyó la nueva SE Luzuriaga 132/13,2 kV y 2x80 MVA.
- Se construyó la nueva SE Pantanosa 132/13,2 kV y 1x40 MVA.
- Se amplió la SE Malvinas 132/33 kV de 2x40 MVA a 3x40 MVA y 33/13,2 kV de 2x14 MVA a 3x20 MVA.
- Se construyó la nueva SE Tecnópolis 132/13,2 kV y 2x40 MVA.
- Se amplió la SE Agronomía de 2x40 MVA a 3x40 MVA.
- Se amplió la SE Ciudadela 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 2x80 MVA.
- Se instaló un nuevo tablero de Media Tensión en SE Ford.
- Se amplió la SE Catonas 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 2x80 MVA.
- Se amplió la SE Tortuguitas 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 2x80 MVA.
- Se construyó la nueva SE San Alberto 132/13,2 kV y 2x40 MVA.
- Se construyó la nueva SE José C. Paz 132/13,2 kV y 1x40 MVA.
- Se amplió la SE Benavídez 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 3x40 MVA.
- Se construyó la nueva SE Manzone 132/13,2 kV y 2x40 MVA.
- Se amplió la SE Morón 132/13,2 kV de 3x40 MVA a 1x80 + 2x40 MVA incluyendo también la renovación total de sus tableros de Media Tensión.
- Se amplió la SE Derqui 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 2x80 MVA.
- Se amplió la SE Tapiales 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 2x80 MVA.
- Se amplió la SE El Pino 132/13,2 kV de 2x20 MVA a 1x20 + 1x40 MVA.
- Se amplió la SE Suarez 132/13,2 kV de 2x40 MVA a 1x40 + 1x80 MVA.
- Se instalaron 37 bancos de 6 MVAr cada uno en barras de 13.2 kV de subestaciones totalizando 222 MVAr en el período.
- Se reemplazaron interruptores en pequeño volumen de aceite por interruptores en vacío en 13,2 kV.
- Se reemplazaron protecciones de cable 13,2 kV y transformadores 132/13,2 kV.
- Se adecuaron protecciones en tableros de media tensión mediante la incorporación de monitor de arco interno por celda.
- Se reemplazaron baterías y tableros de servicios auxiliares.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la potencia instalada de transformación en AT/MT para el período 2006-2015.



A su vez se amplió la capacidad instalada en Centros de Rebaje 33/13,2 kV por 93,4 MVA, según el siguiente detalle:

- Se construyó el nuevo Centro de Rebaje Paulina 33/13,2 kV y 1x10 MVA.
- Se construyó el nuevo Centro de Rebaje El Cazador 33/13,2 kV y 2x14 MVA.
- Se construyó el nuevo Centro de Rebaje Corralón 33/13,2 kV y 2x16 MVA.
- Se amplió el Centro de Rebaje Escobar 33/13,2 kV, de 2x16 a 3x16 MVA.
- Se amplió el Centro de Rebaje Oro Verde 33/13,2 kV, de 2x6,3 MVA a 2x10 MVA.

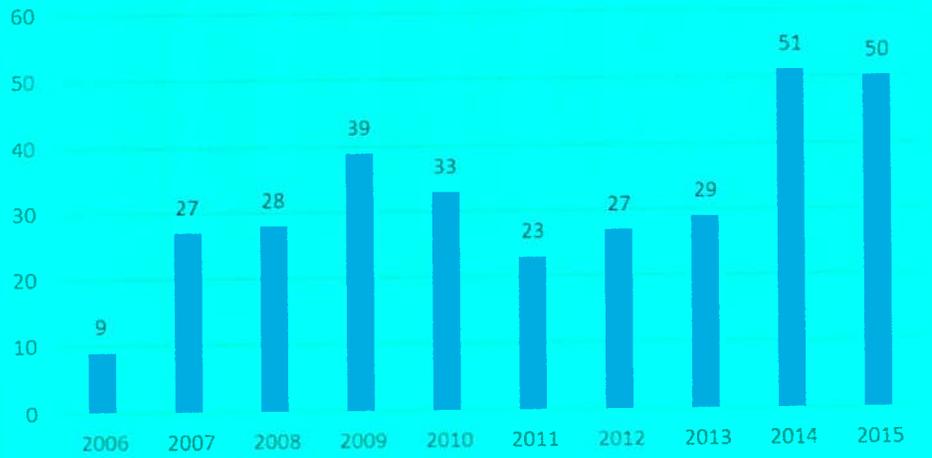
#### RED DE MEDIA TENSIÓN

Se construyeron 1.144 km de terna de cable subterráneo de aislación XLPE y 373 km de terna de línea aérea. La longitud agregada total de 1.517 km implica un incremento del **17,5 %** en el periodo.

Se conformaron 316 nuevos alimentadores en la red de media tensión en subestaciones nuevas y existentes, que significa un crecimiento del **30%** en el período.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la evolución de la cantidad de alimentadores de media tensión con puesta en servicio en el período y a continuación una tabla indica la cantidad por subestación y año:

### Incremento de alimentadores de MT





Subestación AT/MT	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
AGRONOMIA			1		1	2			1		5
ALTOS				1			2			1	4
AUSTRIA				1							1
BANCALARI			1						1		2
BENAVIDEZ							1		5	3	9
CASANOVA		1	1	0				1			3
CASEROS		1									1
CASTELAR		2									2
CATONAS										10	10
CIUDADELA							3		3	1	7
COGLAN		1									1
COLEGIALES		4		7	2	1		2			16
CR CAZADOR							1	2	3	3	9
CR ORO VERDE									1		1
DELVISO					1				1		2
DERQUI		1									1
EL PINO	3			1		1					5
FORD						1	2	2			5
GONZALEZ CATAN				1	1						2
GUEMES		1									1
HURLINGHAM							1				1
ISLA		1									1
ITUZAINGO					1						1
J. L. SUAREZ			2								2
JOSE C PAZ									5	2	7
LA REJA			0								0
LIBERTADOR				0							0
LUZURIAGA					6	3	2	1	3	2	17
MALAYER		1			2						3
MALVINAS			1				1	2			4
MANZONE										7	7
MARCOS PAZ	2							1		1	4
MASCHWITZ	1								2	1	4
MATHEU			1			2	1		1		5
MELO					1	1		1	2	1	6
MERLO		1	1			1					3
MIGUELETES	1		4				2		1		8
MORON		1	0								1
MUNRO	1										1
MUÑIZ				2							2
NEWBERY		1									1
NOGUES		1	5	10	2		1		1	1	21
NORDELTA					1	2			1	1	5
PANTANOSA					4	2			2		8
PASO DEL REY				4		4	2	3	2		15
PILAR	1		3			1			1		6
PONTEVEDRA					1				1		2
PUERTO NUEVO			1	1				2			4
ROTONDA		1		1			8		5		15
SAAVEDRA				3	2	2			1		8
SAN ALBERTO								8	2	5	15
SAN FERNANDO		1		1					1		3
SAN ISIDRO		1	1	1							3
SAN JUSTO		3	4	1	3			1	2		14
SUAREZ								1	2		3
TALAR				1							1
TECNOPOLIS								2		8	10
TIGRE		2		3							5
TORTUGUITAS		1	2							3	6
URQUIZA					5						5
VIDAL		1							1		2
<b>Total por año</b>	<b>9</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>39</b>	<b>33</b>	<b>23</b>	<b>27</b>	<b>29</b>	<b>51</b>	<b>50</b>	<b>316</b>

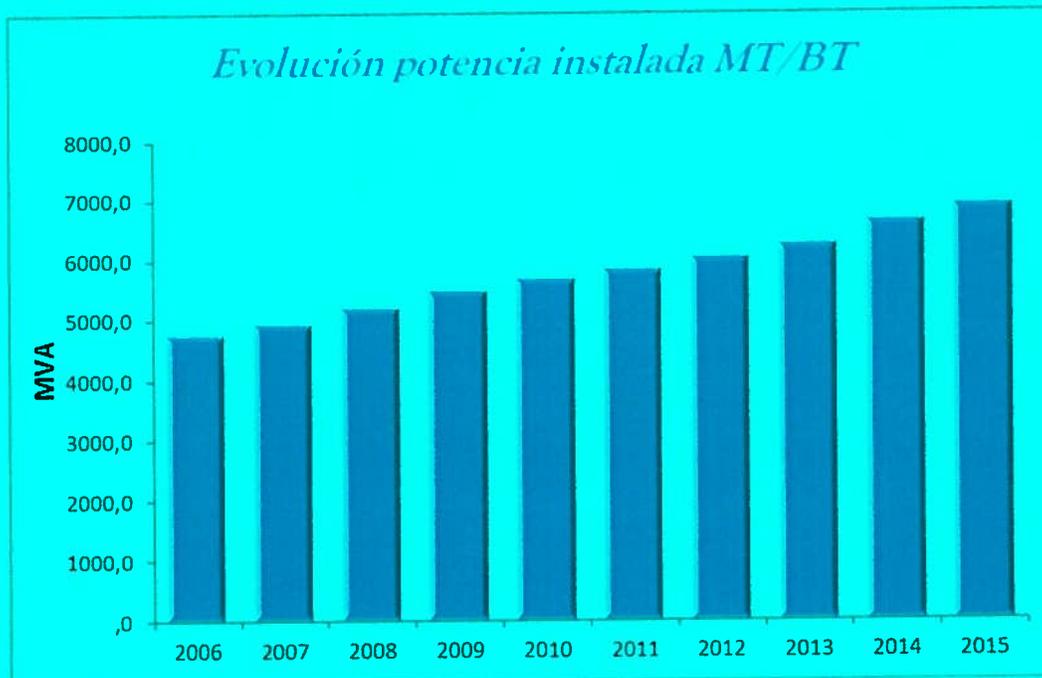


Los alimentadores anteriormente mencionados se complementaron con cierres entre alimentadores de media tensión de estas subestaciones y otras vecinas con el propósito de garantizar transferencias y reservas.

Por otra parte, se renovaron 246 km de cable subterráneo de media tensión de vieja tecnología (API - Aislación Papel Aceite) por cables de aislación seca (XLPE), lo que representó el **13 %** del total de cable API al principio del periodo.

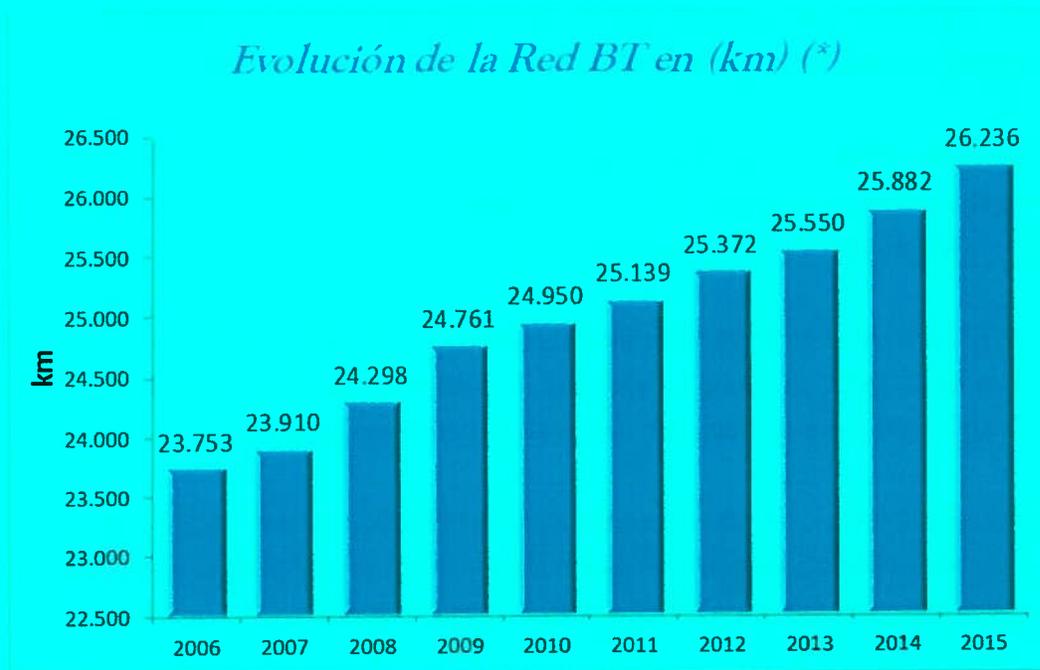
#### CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT Y RED BT

Se adicionaron en el período 2.154 MVA de potencia instalada en Centros de Transformación MT/BT, lo que representó un incremento del **45 %** en el período.



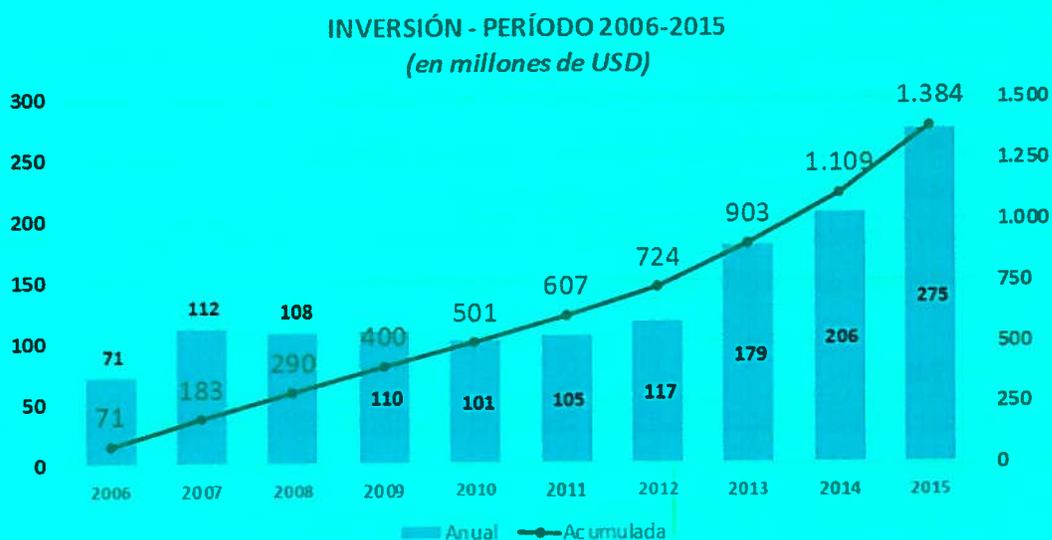
Como consecuencia de los nuevos centros de transformación y la ampliación de los existentes se necesitó incrementar las redes de baja tensión asociadas, según se muestra la evolución por año en la tabla y gráfico siguiente:

Evolución de la Red BT (km)		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
RED BT	Subterránea	3.805	3.855	3.887	3.994	4.060	4.160	4.324	4.415	4.575	4.725
	Aérea convencional	7.498	7.300	7.181	6.976	6.607	6.257	6.093	5.898	5.720	5.558
	Aérea preensamblada	12.450	12.755	13.231	13.791	14.282	14.722	14.955	15.238	15.587	15.953
	<b>Total general</b>	<b>23.753</b>	<b>23.910</b>	<b>24.298</b>	<b>24.761</b>	<b>24.950</b>	<b>25.139</b>	<b>25.372</b>	<b>25.550</b>	<b>25.802</b>	<b>26.236</b>



### RESUMEN DE INVERSIONES

Como resumen de los montos de las inversiones realizadas en el período se adjunta su evolución anual y acumulada en millones de UDS.



Es de destacar que ha sido continua la recuperación en el nivel de inversiones, aun considerando que durante el período se mantuvieron vigentes las limitaciones en la disponibilidad de recursos, producto del retraso tarifario y del constante incremento de los costos operativos.

Con el objetivo de satisfacer el crecimiento de la demanda, la mayor parte de las inversiones fueron destinadas al incremento de la estructura de las instalaciones, al refuerzo de las instalaciones existentes y a la conexión de los nuevos suministros.

Por su parte la Sociedad continuó realizando los máximos esfuerzos para mantener en niveles eficientes los indicadores de fraude y morosidad, el nivel de la calidad de servicio y calidad de producto, como así también la protección del medio ambiente y seguridad pública.

En términos comparativos, se aprecia un aumento significativo del nivel de inversiones en los últimos cinco años debido a la aplicación de fondos administrados por el fideicomiso FOCEDA, y por financiamientos extraordinarios otorgados por el Estado Nacional.

#### **INVERSIONES PREVISTAS EN EL PLAN DEL AÑO 2016**

Por otra parte, en el año 2016 se están ejecutando las siguientes inversiones detallando las más relevantes con el fin de seguir incrementando el volumen de las mismas según la tendencia de los últimos años.

##### **Subestaciones AT/AT**

- Ampliación de Subestación Rodríguez 500/220 kV , nuevo Banco de Transformación 800 MVA e instalación provisoria de Tr 500/132 kV, 300 MVA.
- Ampliación de Subestación Ezeiza 220/132 kV, 1 x 300 MVA
- Ejecución de doble barra GIS en Subestación Merlo
- Nuevos campos de seccionamiento de electroductos de 132 kV subestación Morón – subestación Luján (TRANSBA) en Subestación Malvinas.

##### **Red de Alta Tensión**

- Ampliación del tramo subterráneo del electroducto de 220 kV Subestación Morón – Subestación Malaver.
- Nuevo electroducto 132 kV Subestación Ezeiza – Subestación El Pino
- Nuevo electroducto 132 kV Subestación Colegiales – futura Subestación Urquiza 132 kV – Subestación Agronomía.
- Renovación tramo cable OF del electroducto 132 kV Subestación Morón – Subestación Castelar.

- Renovación tramo electroducto Subestación Matheu – Subestación San Miguel

#### Subestaciones AT/MT

- Renovación del Tablero de 13,2 kV en subestación Morón;
- Ampliación de la Subestación Tapiales 132/13,2 kV. Nuevo Tablero de 13,2 kV.
- Ampliación de la Subestación Suarez 132/13,2 kV. Reemplazo de un transformador de 40 MVA por un transformador de 80 MVA. Nuevo Tablero de 13,2 kV.
- Ampliación de la Subestación Derqui 132/13,2 kV. Nuevo Tablero de 13,2 kV.
- Renovación y ampliación Subestación Urquiza 132/13,2 kV con capacidad de 120 MVA.
- Nueva Subestación Gaona 132/33/13,2 kV con capacidad de 160 MVA.
- Nueva Subestación Olivos 132/13,2 kV con capacidad de 160 MVA.
- Nueva Subestación Aguas 132/13,2 kV con capacidad de 100 MVA.
- Ampliación de la Subestación Pantanosa 132/13,2 kV con capacidad de 80 MVA
- Nueva Subestación Aeroclub 132/13,2 kV con capacidad de 160 MVA

#### Red de Media Tensión:

- CABA: 7 nuevos alimentadores correspondientes a las Subestaciones Agronomía, Guemes, Melo, Puerto Nuevo, Saavedra. Tendido de 18 km de Cable Subterráneo.
- San Martín y Tres de Febrero: 21 nuevos alimentadores correspondientes a las subestaciones Ciudadela, Rotonda, Suarez, Malaver, Tecnopolis y Migueletes. Tendido de 60 km de Cable Subterráneo.
- La Matanza: 15 nuevos alimentadores correspondientes a las subestaciones Tapiales, Luzuriaga, Altos, Casanova y El Pino. Tendido de 50 km de Cable Subterráneo y 4 km de Línea Aérea.
- Hurlingham e Ituzaingó: 10 nuevos alimentadores correspondientes a las subestaciones Morón, San Alberto e Ituzaingó. Tendido de 35 km de Cable Subterráneo y 2 km de Línea Aérea.
- Merlo, Las Heras y Marcos Paz: 5 nuevos alimentadores correspondientes a las subestaciones Merlos, Marcos Paz y el CR Paulina. Tendido de 12 km de Cable Subterráneo y 19 km de Línea Aérea
- Escobar, San Fernando, Tigre y Vicente López: 28 nuevos alimentadores correspondientes a las subestaciones Maschwitz, Matheu, San Fernando, Benavidez, Bancalari, Nordelta, Talar, Olivos, Vicente Lopez y los CR Dique Lujan, Escobar y Cazador. Tendido de 65 km de Cable Subterráneo y 12 km de Línea Aérea.
- General Rodríguez, J. C Paz, Malvinas Argentinas, Moreno y Pilar: 41 nuevos alimentadores correspondientes a las subestaciones Malvinas, J. C. Paz, Tortuguitas, Nogues, Catonas, La Reja, Manzone, Gaona, Pilar, Del Viso, Matheu y CR Corralon. Tendido de 102 km de Cable Subterráneo y 44 km de Línea Aérea.

- Cierres entre alimentadores de media tensión de subestaciones varias
- Se están renovando 42 km de cable subterráneo de Media Tensión reemplazando la tecnología Aislación Papel Impregnado por la tecnología XLPE.

## **TECNOLOGÍA DE REDES ELÉCTRICAS**

Edenor es consciente de que un desafío fundamental será la disminución de la frecuencia de los cortes y especialmente la duración de los mismos. Para ello, además de planificar y ejecutar las inversiones en estructura y renovación de la red, esta Distribuidora decidió implementar un proyecto de incorporación de tecnología consistente en dotarla de Telecontrol y Telesupervisión en puntos intermedios de todos los alimentadores de Media Tensión. A nivel de Subestaciones, Edenor ya cuenta con todos los alimentadores de media telecontrolados.

Cabe destacar que la incorporación de esta tecnología, que representa un esfuerzo económico muy significativo para la empresa, además de posicionar a Edenor en un sitio de avanzada en la Región, permitirá lograr, una vez que el proyecto alcance cierto grado de avance, una mejora apreciable en la frecuencia cuantificable (SAIFI) y especialmente en el acortamiento de los tiempos (SAIDI).

A la fecha se encuentran operativos 1.700 puntos de Telesupervisión, de los 2.000 previstos para 2016, sobre un plan global de 2.400. En lo que respecta a Telecontrol, se montaron 578 puntos sobre los 700 previstos para 2016 y 1500 del plan total. Estos equipos se van incorporando paulatinamente a la operación desde el Centro de Control, a medida que se habilita la telecomunicación en cada uno de ellos.

## **6-11 MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS INFORMÁTICOS**

Edenor ha realizado inversiones significativas para desarrollar y poner en práctica Sistemas de Información modernos a fin de aumentar la eficiencia y mejorar la calidad de los procesos técnicos, comerciales y operativos.

En lo concerniente a los sistemas técnicos, durante los años 2007 y 2008 se implementó el Proyecto Nexus (Sistema de registración y gestión de la operación de la red eléctrica). En la primera etapa se incluyó el módulo Nexus-Scada, permitiendo conectar las subestaciones al Centro de Control, y el módulo Nexus-GIS, con importantes funcionalidades de geolocalización. Durante la segunda etapa del proyecto se habilitaron los módulos de Call Center, IVR, OMS, Gestión de Crisis, Seguridad en la Vía Pública, Calidad de Servicio y Producto Técnico, permitiendo mejorar la eficiencia en la gestión de incidencias forzadas y programadas en la red.



En los años siguientes se realizaron numerosas adecuaciones a esta plataforma neurálgica para la operatoria de la empresa. Entre las principales, podemos destacar que en 2009 se implementó una novedosa funcionalidad de ingreso de reclamos a través de mensajes SMS acercando la empresa a los clientes a través de esta nueva forma de comunicación. Más adelante, en 2010 se puso en marcha una solución “mobile”, que permitió la comunicación y asignación de acciones de campo a cuadrillas a través de dispositivos móviles. Esta fue una gran innovación que permitió mejorar sustancialmente los tiempos de respuesta y disminuir errores en la asignación de tareas.

Esta plataforma tecnológica permitió gestionar las redes eléctricas con sistemas informáticos, marcando un gran diferencial con el resto de las distribuidoras. Entre otras ventajas, permitió contar con una visión única de la red de AT/MT/BT, detectar puntos probables de falla, identificar averías, documentos agrupados y organizar el trabajo de manera más eficiente. Ante situaciones de emergencia, es un sistema central para minimizar los tiempos de reposición y optimizar el trabajo.

En referencia a los sistemas de control y gestión, en el año 2007 se efectuó la actualización de SAP, dado que la versión anterior había sido una de las primeras instalaciones de Argentina. Este proyecto, permitió la implementación complementaria de nuevos módulos como Control de Proyectos, Inteligencia de Negocios, y Gestión de Tesorería.

En los años subsiguientes, se tomó de base esta plataforma para continuar expandiendo las funcionalidades, con los módulos de Seguridad y Compliance, Procesos de Calidad y Relación con Proveedores a través de un portal web integrado. Más adelante, en 2012 se implementó el módulo de Mantenimiento para la gestión de flota vehicular y mantenimiento de edificios. Por último, en el año 2014, se implementó el nuevo módulo de la planificación y consolidación financiera que permitió realizar estos procesos de manera más ágil y dinámica.

En procesos comerciales, se realizó entre 2011 y 2012 la implementación de un nuevo sistema llamado Oracle CC&B. El mismo reemplazó a dos sistemas obsoletos con más de 15 años de antigüedad y colocó a Edenor en la vanguardia de los sistemas comerciales informáticos en el mundo de las utilities. A través de una interfaz web amigable y una plataforma tecnológica robusta, permite no solamente realizar procesos de facturación de más de 150.000 facturas diarias, sino también una gestión ágil de cara a los clientes.

En este ámbito, se realizó una importante modernización del Call Center por una plataforma completamente digital, agregando dinamismo ante situaciones de emergencia. Actualmente, cuenta con capacidad de 240 agentes en forma simultánea y permite realizar grabaciones en múltiples lugares.



Recientemente y a fin de acercar la compañía a los clientes, se puso en marcha Edenor 2.0, constituyendo la primera App Mobile de la industria en Sudamérica. La misma permite realizar la gran mayoría de los trámites y comprende un canal digital para que los clientes puedan realizar sus gestiones desde cualquier lugar y en cualquier momento. Asimismo, permite recibir mensajes o alertas sobre posibles fallas en el servicio, notificaciones de vencimiento de facturas o situaciones de morosidad.

Acompañando el proceso de implementación de sistemas, se realizaron significativas inversiones en materia de tecnología y hardware. Se llevó a cabo un importante proceso de modernización de los centros de cómputo, con nuevos equipos de almacenamiento de datos, soluciones de seguridad informática, plataformas de virtualización, monitoreo y optimización de infraestructura.

Se realizó un recambio del parque de computadoras por equipos de última generación con las nuevas versiones de Windows y Office. Adicionalmente realizó un cambio de impresoras, conformando pools de impresión que redujeron la cantidad de impresiones a la mitad.

A fin de resguardar nuestras instalaciones, se realizaron importantes mejoras en los sistemas de control de acceso, sistemas anti-intrusión y video-vigilancia. Entre otras facilidades contamos actualmente con más de 1.000 cámaras y sistemas de control.

Para distribuir esta tecnología en nuestra área de concesión, se realizó un despliegue de 1.000 Km de fibra óptica y se instalaron 2.000 SIMS de telefonía celular. Estos equipos permitieron mejorar la conectividad en SSEE y edificios corporativos, logrando mejoras significativas en disponibilidad y ancho de banda. Adicionalmente, esta estructura de datos conforma la red troncal de Telecontrol, que permite gestionar las instalaciones en forma remota, mejorando enormemente los tiempos de respuesta y servicio al cliente.

Finalmente, se realizó la implementación de una nueva solución de telefonía digital corporativa y operativa, abarcando más de 2.000 teléfonos. Esta nueva plataforma permitió contar con herramientas de colaboración avanzadas y mejorar la movilidad los usuarios integrando la telefonía fija y móvil. También se desplegó la Wi-Fi corporativa que abarca a los edificios y subestaciones principales. Este salto tecnológico de última generación viene acompañado de nuevas facilidades de integración entre "lo fijo y lo móvil" para brindar mejoras de conectividad a todo el personal, independientemente de donde se encuentre.

Finalmente, en los últimos años se llevó adelante la implementación del Proyecto Técnico y Gestión de Personal. Este proyecto tuvo por objetivo optimizar la gestión operativa de la empresa a partir de la implementación de aplicaciones que permiten llevar adelante:

- La gestión integral de los activos que conforman las instalaciones, desde que se planifican, pasando por el montaje, el mantenimiento y hasta la desafectación al final de su vida útil.
- La fuerza de trabajo, contemplando la conformación de cuadrillas y la planificación de las tareas, en base a su ubicación, sus habilidades, el equipamiento con el que cuentan, su disponibilidad y la prioridad de los trabajos.
- La gestión de presencia y administración de las capacidades y habilidades del personal

Todos estos sistemas, generan un enorme volumen de información de nuestras instalaciones, clientes, recursos y planes de acción. Para poder utilizarla de manera ágil y dinámica, se implementó una moderna aplicación de inteligencia de negocios llamada QlikView. La misma permite realizar consultas, análisis numéricos, análisis de causalidad y modelización de escenarios, sin necesidad de acudir a programación informática.

Estas inversiones en materia tecnológica permiten alcanzar un umbral, aún más elevado, de servicio al cliente, a partir de un mayor conocimiento de las instalaciones, una mejor planificación de las acciones y un relacionamiento con el cliente más cercano y fluido.

## 6-12 CALIDAD DE SERVICIO Y PRODUCTO TECNICO

### Calidad de servicio

A pesar del constante aumento de los costos de operación y la demora en la obtención de incrementos tarifarios en los últimos años, el resultado de las acciones de inversión, mantenimiento y operación de red ha logrado mantener un nivel de calidad de servicio aceptable, siendo la frecuencia media de interrupciones y el tiempo total de interrupciones de los últimos seis años los que se detallan a continuación:

- ✓ Cantidad de cortes en promedio de cada kVA de los transformadores de distribución.

FMIK (veces)	2010	2011	2012	2013	2014	2015
AT Externa	0,02	0,01	0,01	0,01	0,15	-
AT Propia	0,30	0,28	0,79	0,46	0,50	0,70
MT Propia	4,79	4,44	7,14	6,66	8,19	7,50
Total Red Propia	5,09	4,72	7,93	7,13	8,69	8,23
Vista por el Cliente	5,12	4,73	7,94	7,14	8,84	8,23

- ✓ Tiempo total de interrupciones en promedio de cada kVA de los transformadores de distribución.

294  
FOJA

TTIK (horas)	2010	2011	2012	2013	2014	2015
AT Externa	0,06	0,02	0,07	0,07	0,03	-
AT Propia	0,18	0,14	0,71	0,18	0,47	0,50
MT Propia	10,36	11,55	20,26	17,95	23,73	19,47
Total Red Propia	10,54	11,69	20,97	18,13	24,20	19,97
Vista por el Cliente	10,62	11,71	21,04	18,20	24,23	19,97

Cantidad de cortes por clientes:

SAIFI (veces)	2010	2011	2012	2013	2014	2015
AT Externa	0,01	0,01	-	0,01	0,15	-
AT Propia	0,25	0,26	0,73	0,51	0,47	0,67
MT Propia	4,81	4,29	6,86	6,67	8,26	7,71
BT Propia	1,34	1,01	1,02	0,81	0,67	0,50
Total Red Propia	6,40	5,56	8,61	7,99	9,40	8,88
Vista por el Cliente	6,41	5,57	8,61	8,00	9,55	8,88

✓ Tiempo total de interrupciones por clientes:

SAIDI (horas)	2010	2011	2012	2013	2014	2015
AT Externa	0,03	0,01	0,02	0,03	0,03	-
AT Propia	0,14	0,14	0,68	0,19	0,37	0,50
MT Propia	9,80	11,01	19,60	17,50	23,13	19,27
BT Propia	7,10	8,54	11,25	9,99	9,50	7,42
Total Red Propia	17,04	19,97	31,53	27,68	33,00	27,19
Vista por el Cliente	17,07	19,98	31,55	27,71	33,03	27,19

### Calidad de producto

Con respecto a la Calidad de Producto Técnico, que controla los niveles de tensión y la calidad de onda, en puntos de la red detectados por reclamos formulados por los usuarios, durante el año 2015, el ENRE ha sancionado a la Sociedad con penalidades por \$ 85,8 millones.

En cuanto a las mediciones en los puntos de reclamos efectuados por los clientes, el ENRE exige que todas las mediciones realizadas sean de siete días de duración, registrando diariamente vía web los reclamos efectuados.

En lo que respecta al desarrollo de las campañas de control de tensión y perturbaciones establecidas por el ENRE, durante el año 2015 se han realizado la cantidad de mediciones exigidas, efectuándose además la calibración y certificación del parque de equipos registradores.

Por su parte y de acuerdo con la política de actualización y recambio de equipos de control de perturbaciones de la Sociedad, durante el año 2015 se adquirieron cinco equipos de control de armónicos y se prevé continuar incorporando registradores de control de perturbaciones, para reemplazar los equipos más antiguos. Los parámetros eléctricos controlados por los



equipos de registro de perturbaciones en la red, son analizados enfatizando la detección temprana de eventuales desvíos.

## 6-13 NIVEL DE SATISFACCION DE LA CLIENTELA

La satisfacción de los clientes es uno de los ejes estratégicos de la empresa y como tal, constituye un indicador clave para evaluar el desempeño global de la organización y, ayuda a la formación de una cultura en busca de la eficiencia en la gestión.

La satisfacción es un factor determinante para el éxito de toda empresa, su medición permite valorar objetivamente la percepción de los clientes sobre el conjunto del servicio, y utilizar posteriormente esta información para optimizar el rendimiento en aquellas áreas que así lo ameriten.

Es por eso que, desde el inicio de la gestión, Edenor se ha interesado en conocer la opinión de los clientes, para lo cual año tras año realiza diversos estudios acerca de la imagen, aspectos relevantes del servicio, la atención brindada, requerimientos y expectativas de cada segmento tarifario.

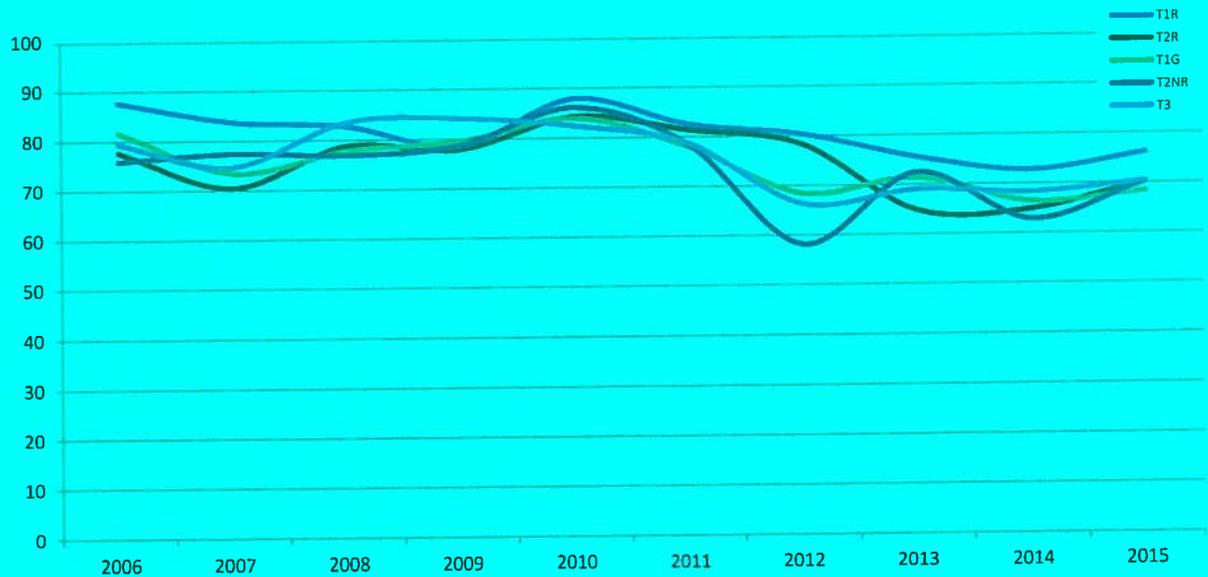
Los resultados de estos estudios constituyen la base para elaborar los Planes Anuales de Gestión con el objetivo de satisfacer sus necesidades mediante la mejora continua.

### Satisfacción de los clientes

El estudio de Satisfacción General se realiza ininterrumpidamente desde el año 1993, a través de una consultora externa. Mediante el mismo se busca conocer el grado de satisfacción de los clientes de Edenor, teniendo en cuenta que éstos pudieron o no tener un contacto efectivo con la distribuidora. Es decir, se trata de la percepción del cliente hacia los diferentes aspectos evaluados. El estudio se distribuye entre los clientes de las distintas tarifas y zonas geográficas del área de concesión.

En el siguiente gráfico mostramos la evolución de los últimos diez años de la imagen general de Edenor en cada segmento tarifario.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
T1R	87,6	83,7	82,7	78,5	87,8	82,5	80,3	75,6	72,8	76,2
T2R	77,7	70,5	78,8	77,9	84,3	81,4	78,3	64,9	64,9	70,3
T1G	81,6	73,4	77,7	79,5	84,0	78,0	68,3	71,4	66,3	68,3
T2NR	75,9	77,4	76,9	78,6	86,0	78,5	58,2	72,4	62,9	70,8
T3	79,4	74,7	83,5	84,1	82,4	78,8	66,3	69,0	68,3	70,4

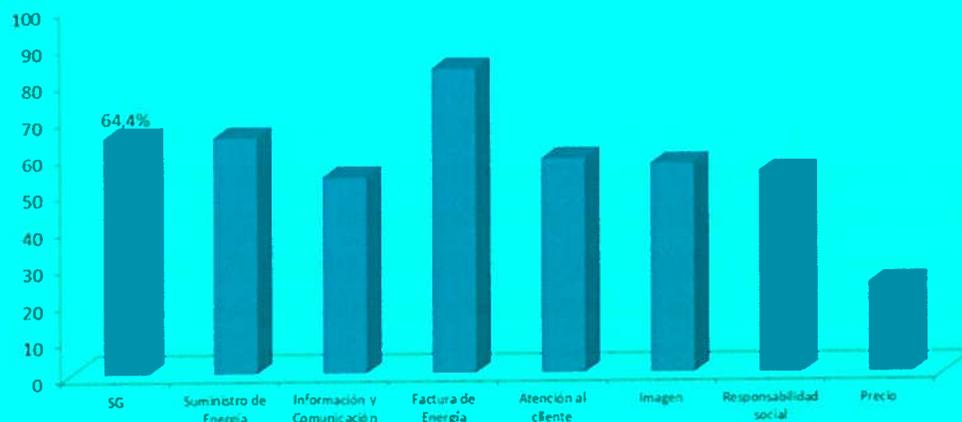


### Estudio CIER

En el año 2016, Edenor participó de la 14° Encuesta CIER coordinada por la Comisión de Integración Energética Regional, cuyo objetivo principal es medir la satisfacción de los clientes, ponderando y evaluando distintos atributos y aspectos del servicio. Presentando sus resultados no sólo a lo largo de los años, sino frente a otras empresas de Latinoamérica, permite compararse a través del Benchmark (mayor/mejor valor alcanzado para un atributo, indistintamente de que empresa se trate y pueden ser también, distintas empresas las que determinen esta curva) y orientar los esfuerzos con el fin de obtener una mayor satisfacción del cliente.

Analizados los resultados del estudio, se verificó que el valor de la Satisfacción General de los clientes Residenciales de la Tarifa 1 (satisfechos y muy satisfechos) fue de (64.4%)

Nivel de satisfacción y aspectos que la componen



### Nivel de Satisfacción General en cada proceso de Atención

El estudio de Procesos se realiza con clientes que hayan intervenido en alguno de los procesos internos a evaluar: Atención en Oficinas Comerciales, Gestión de los Reclamos, Nuevos Suministros, Morosidad, Gestión de Seguridad en la Vía Pública y Servicio de Atención Telefónica, con el fin de medir el nivel de satisfacción y obtener indicadores de gestión sobre los mismos. A continuación, los resultados del 2015.

	NNSS		Reclamos		SVP		Morosidad		CAT		Of. Comerciales	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Total Positivo	67,8	77,6	52,0	56,0	63,0	70,2	72,8	78,9	-	74,9	72,4	78,1

## 6.14 GESTIÓN DEL PERSONAL Y RELACIONES LABORALES

Durante el período 2006 / 2015 la gestión del personal y de las relaciones laborales se han caracterizado por haber profundizado una transición en la cual se fue limitando la facultad de organización y dirección por parte de la Empresa y se vieron reducidas las capacidades de negociación con las entidades gremiales.

Asimismo, y en los últimos años del periodo en cuestión, incluso la negociación paritaria fue conducida por autoridades regulatorias y no por la empresa, y sólo a través de diferentes mecanismos de financiación específicos otorgados por las mismas, es que se pudo afrontar el impacto de los incrementos salariales del personal durante los últimos años. Estas discusiones salariales se venían resolviendo en el ámbito de acuerdos y resoluciones de las distintas autoridades regulatorias que disponían sobre las fuentes de financiamiento no previstas en el marco regulatorio vigente, por fuera de negociaciones conducidas por la empresa como parte y con fondos genuinos, como se haría en un marco de normalidad.

Sólo a partir del 2016 se comenzó a transitar un sendero de normalización de dichas negociaciones.

En el mismo sentido, y desde los últimos años de transición tendiente a la recuperación de la facultad de dirección es que se vienen implementando medidas y condiciones laborales para la mejora en la productividad y eficiencia, las cuales en ocasiones recurrentes han generado resistencias y conflictividad laboral llegando a contar con distintas medidas de acción directa por parte de las entidades gremiales y diversidad de obstrucciones para la gestión operativa. Las mismas fueron denunciadas oportunamente ante las autoridades correspondientes.

Otro hito que merece ser destacado del período en cuestión es el relativo al proceso masivo de internalización de tareas que impactó en la operación de la compañía. En el marco de la discusión general que se dio en el ámbito de las relaciones laborales en el país, en lo referido a la limitación a hacer uso de la tercerización de servicios, el sector eléctrico no fue ajeno a dicha discusión. Esta situación significó, por un lado, el reencuadramiento convencional de dicho personal en el CCT Luz y Fuerza, y por el otro, la posterior internalización del personal de empresas contratistas que prestaban servicios para Edenor, teniendo no sólo un impacto numérico en su dotación – duplicando la dotación técnico operativa de la empresa – sino también en la productividad y estructuras organizativas y de control necesarias.

#### **PERSONAL ENCUADRADO EN CONVENIO COLECTIVO DE TRABAJO**

Edenor posee cerca del 87 % de su población de trabajadores, encuadrados en convenios colectivos de trabajo. Los trabajadores de producción pertenecen al Sindicato de Luz y Fuerza (LyF), mientras que el personal de conducción a la Asociación de Personal Superior de Empresas de Energía (APSEE).

En el año 2006 Edenor ha suscripto con el Sindicato de Luz y Fuerza y con la Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía los convenios colectivos de trabajo N° 817/06 "E" y 805/06 "E" respectivamente y en reemplazo de los anteriormente vigentes. Sin perjuicio de la fecha de validez acordada con cada una de las entidades, los mismos se encuentran vigentes dado el principio de ultractividad que rige para las convenciones colectivas de trabajo.

No obstante, durante el año 2015, Edenor ha constituido ante el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social una comisión negociadora por cada entidad, tendiente a la renegociación de cada uno de los convenios. En tal sentido, Edenor ya cuenta con ambos proyectos de convenios elaborados con el fin de lograr pautas de trabajo más eficientes y flexibles a través de la



modificación y modernización de la regulación convencional vigente y con el propósito de lograr – entre otras- integralidad de tareas, mayor productividad y eficiencia y reducir las obstrucciones por parte del personal convenionado.

## **PRODUCTIVIDAD Y EFICIENCIA**

Con el fin de generar mejoras y eficiencias en el servicio, Edenor viene incorporado nueva tecnología con el objeto de optimizar los recursos disponibles y su productividad. Asimismo, ha implementado modernos métodos y técnicas de trabajo de acuerdo a las mejores prácticas disponibles a través de la implementación de nuevos sistemas como ser entre otros el Proyecto Técnico descrito en el capítulo “Modernización de los Sistemas Informáticos”.

Desde la firma de los convenios colectivos de trabajo, se acentuó por parte de las entidades gremiales una inadecuada prestación del servicio y ejecución de las tareas, que implicaban restricciones a la capacidad operativa dadas por excesiva “ultra especialización” de las tareas; como así también obstrucciones operativas y a la jornada de trabajo.

Desde la firma de los convenios colectivos de trabajo mencionados en el punto de arriba, se mantuvo por parte de las entidades gremiales una inadecuada prestación del servicio y ejecución de las tareas, que implicaban restricciones a la capacidad operativa dadas por excesiva “ultra especialización” de las tareas; como así también obstrucciones operativas y a la jornada de trabajo.

Respecto al período comprendido entre los años 2006 y 2016, la empresa ha sufrido numerosas medidas de fuerza, llevadas a cabo por el personal del Sindicato de Luz y Fuerza como de la Asociación del Personal Superior. Dichas medidas se materializan –entre tantas- a través del cese total de actividades, prestación de tareas muy por debajo de la capacidad productiva, incumplimientos de funciones inherentes al puesto de trabajo detentado en la empresa, obstrucciones y restricciones a la jornada de trabajo. Cabe destacar que desde 2014 a la fecha, se ha notado un sensible incremento de la cantidad de medidas de fuerza llevadas a cabo por el personal de ambas entidades gremiales.

Por otra parte, Edenor ha venido conduciendo negociaciones a la vez que implementado sistemas de control de gestión, con el objeto de reducir y eliminar dichas obstrucciones. Al respecto y en diversas ocasiones, el personal convenionado ha reaccionado en forma reactiva, exteriorizado ello a través de la realización de medidas de fuerza.

A través de la modificación de los respectivos convenios colectivos, la empresa mantiene como propósito la multifunción y polivalencia en las responsabilidades de los puestos, de modo tal que

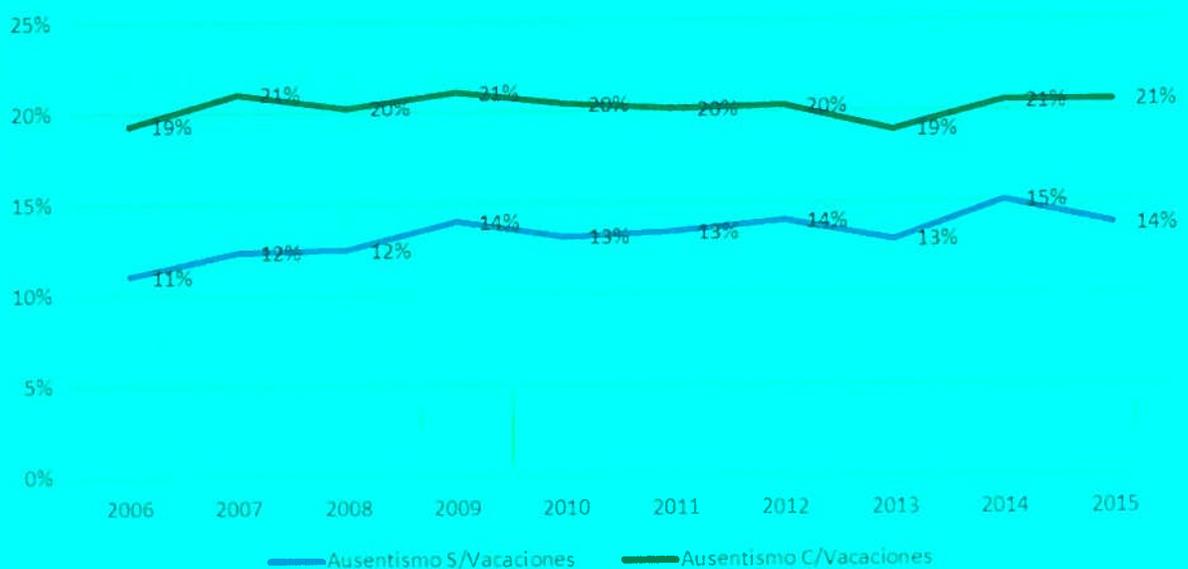


los trabajadores se desempeñen en el ejercicio efectivo de sus funciones y contando con la capacitación requerida, cumpliendo todas aquellas tareas que resulten necesarias para la culminación de un trabajo. Así como también la realización de las tareas (técnicas y/o administrativas) inherentes a la especialidad del puesto de trabajo que detentan.

Constantemente y de manera sostenida a lo largo del tiempo, Edenor ha mantenido una actitud negociadora con ambas entidades gremiales. Como prueba de ello, ha delimitado en forma clara cuales son las tareas correspondientes a cada uno de los estamentos de la empresa (producción y conducción). En el mismo orden de ideas, la compañía se encuentra facultada para realizar la contratación de trabajos de terceros cuando razones técnico-económicas o de servicio lo aconsejen. En tal sentido, Edenor S.A. efectúa la contratación de terceros para la ejecución de obras e inversiones concretas requeridas para la red, agotándose con la prestación para la cual fueron contratadas.

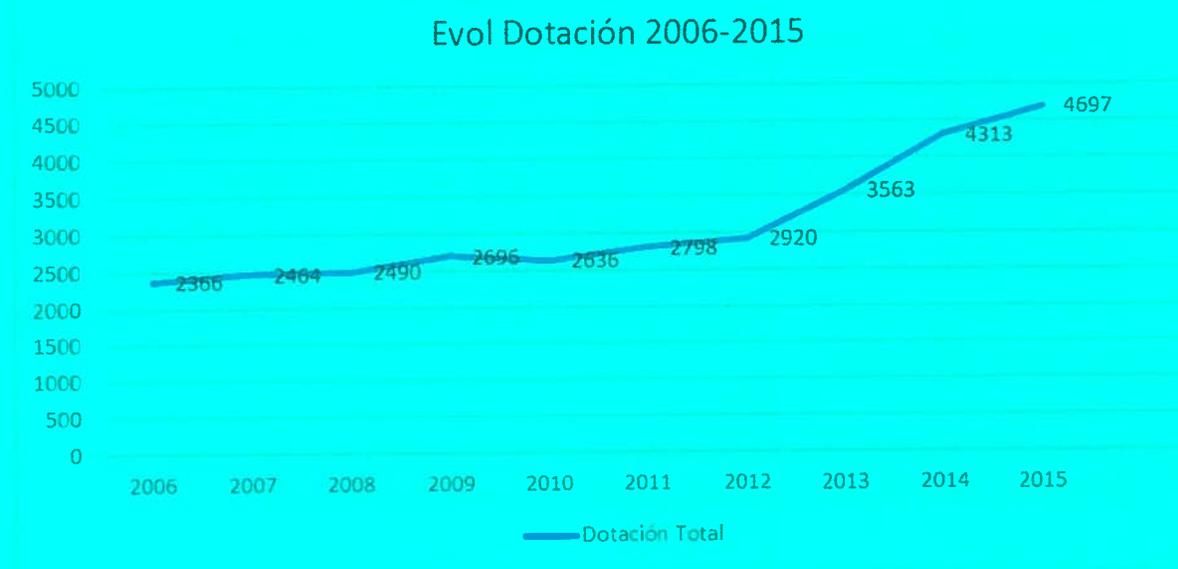
Otro aspecto a destacar sobre el cual se están implementando nuevos procesos, sistemas y controles es el relacionado con el ausentismo del personal. No sólo se ha incrementado, en el periodo en cuestión, por parte del personal convencionado histórico de la empresa sino también por parte del personal que se ha internalizado de empresas de servicios contratados. Dicho personal no sólo presenta índices de ausencias superiores, sino que además presenta incapacidades funcionales preexistentes que derivan en enfermedades profesionales prolongadas y limitaciones permanentes para la realización de trabajos operativos.

Evol Ausentismo 2006-2015 Personal de Convenio



## INTERNALIZACIÓN PERSONAL TERCERIZADO

A diciembre de 2015 Edenor contaba con un total de 4697 empleados distribuidos ellos en personal de producción (Sindicato de Luz y Fuerza), personal de conducción (Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía) y por último el personal fuera de convenio. De acuerdo a la comparativa al 31.12.2006; en la actualidad la nómina de la empresa se ha incrementado en un 98,5% (ver cuadro siguiente); dicho acrecentamiento se ha dado mayoritariamente por la incorporación a nómina del personal que se desempeñaba en empresas contratistas de servicios dicho acrecentamiento se ha dado mayoritariamente por el proceso de incorporación a la dotación propia del personal que se desempeñaba en empresas contratistas de servicios de acuerdo a lo mencionado anteriormente.



Para más detalle, y de conformidad con la obligación asumida, en el contexto descrito, por la empresa en el Acta acuerdo celebrada con el Sindicato de Luz y Fuerza en mayo de 2013, se han incorporado a Edenor y bajo la representación del Sindicato, un total de 1530 personas provenientes de empresas contratistas, desde 2013 a la fecha. Para mayor abundamiento, se registraron 464 ingresos en 2013; 686 en 2014 y 380 durante el transcurso de 2015.

El mencionado proceso de incorporación de personal representó no solo un aumento real y significativo del personal de producción, sino que la empresa debió adaptar la operación del servicio a las nuevas condiciones, procurando obtener mayor eficacia tanto en la gestión como en la incorporación a la compañía de personal que pertenecía a empresas contratistas. A partir de estas nuevas condiciones, la empresa tuvo que readecuar sus estructuras organizativas.

incluyendo una nueva regionalización y niveles de liderazgo para poder gestionar esta nueva dotación. Como parte de este proceso y para continuar la profesionalización de la conducción, la empresa incorporó a más de 100 jóvenes ingenieros para el nivel de supervisión al que complementó con una formación de más de 550 horas de un Programa desarrollado entre Edenor, la Universidad Tecnológica Nacional e Idea/Universidad Di Tella.

De este modo, la Empresa procura lograr un mayor aprovechamiento de los recursos a partir de la readecuación de los procesos y la mejora del rol de supervisión; así como también la incorporación de tecnología en la red y la implementación de nuevos sistemas informáticos dentro del llamado "Proyecto Técnico".

### **REMUNERACIONES/COSTOS**

En cuanto a las remuneraciones del personal de Edenor S.A. y tomando como referencia el promedio remunerativo de los tres tipos de personal (producción, conducción y fuera de convenio) del año 2006; el salario promedio de la plantilla se ha incrementado al 31.12.2015 en un 1124%. Todo ello, de conformidad a los aumentos salariales otorgados por la empresa y acompañando la inflación, sean estos por ejercicio de la capacidad de negociación colectiva con cada uno de las entidades sindicales, por incrementos establecidos por disposiciones legales o bien por incrementos particulares o especiales otorgados por la empresa y que estén vinculados con la especialidad de las tareas.

La situación resultante del proceso de aplicación de incrementos salariales en los cuales el rol de la empresa fue de escasa incidencia es la que a continuación se describe.

El promedio remunerativo de los tres tipos de personal (producción, conducción y fuera de convenio) del año 2006; el salario promedio de la plantilla se ha incrementado en un 1274%. Todo ello, de conformidad a los aumentos salariales otorgados por la empresa en los primeros años del período en cuestión por ejercicio de la capacidad de negociación colectiva con cada uno de las entidades sindicales, o por incrementos establecidos por disposiciones legales por parte del Ministerio de Trabajo de manera directa.

En este sentido, es importante destacar que el 80% de los costos de la compañía están en relación directa con costos salariales.

A su vez, en cuanto al personal bajo representación sindical, cabe destacar que, en el año 2011, se ha modificado el pago de la Bonificación Anual por Eficiencia, incrementado significativamente



los porcentajes establecidos para la percepción de la bonificación; impactando de este modo los salarios del personal convenionado.

Asimismo, de modo indirecto el personal convenionado ha obtenido el beneficio de la reducción de su jornada de trabajo (Guardia Rotativa de Turno Continuo, Semana no Calendaria y Semana Calendaria); situación que implicó un aumento indirecto de sus remuneraciones y afectando la jornada de trabajo en desmedro de la prestación de tareas.

## 6-15 INCIDENCIA DE LA RECAUDACION IMPOSITIVA

Edenor resulta contribuyente de una amplia variedad de impuestos, tasas y contribuciones, ya sean directos o indirectos y que repercuten en su ecuación económica o resulta un agente recaudador.

Además de las contribuciones previsionales sobre personal propio y contratado, de ser contribuyente del Impuesto al Valor Agregado (IVA) y de actuar como agente de retención/percepción/información sin retribución alguna, la Sociedad tiene a su cargo, entre otros de menor incidencia, los siguientes gravámenes:

### IMPUESTO A LAS GANANCIAS Y A LA GANANCIA MÍNIMA PRESUNTA

Como consecuencia de la salida de la convertibilidad, la pesificación asimétrica y el congelamiento tarifario a partir del año 2002, la compañía generó un quebranto impositivo que ascendió al 31 de diciembre de 2002 a la suma de \$ 906,5 millones, el cual no pudo ser absorbido en los ejercicios siguientes y de acuerdo a las normas tributarias vigentes el día 1ro. de enero de 2008, la sociedad perdió, por prescripción del quebranto no absorbido, la suma de \$ 69,9 millones.

Al no arrojar saldo a ingresar por el Impuesto a las Ganancias (IG), de acuerdo a la legislación vigente, la Sociedad fue sujeto pasible de afrontar el pago del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (IGMP). De acuerdo a la ley que creó este impuesto, los saldos ingresados por este concepto pueden ser computados como pago a cuenta del IG en la medida que, en alguno de los diez ejercicios fiscales siguientes al de su origen, se verifique un excedente de Impuesto a las ganancias no absorbido por el IGMP.

A continuación, para una mejor comprensión, se expone el crédito total acumulado histórico por este concepto que estuvo en condiciones de computarse como pago a cuenta según lo descripto precedentemente:

Año de origen	Computable hasta	\$ (en millones)
---------------	------------------	------------------



2002	2012	14,2
2003	2013	16,1
2004	2014	17,7
2005	2015	19,0
2006	2016	16,8
2007	2017	21,0
		<b>104,8</b>

Este crédito total acumulado fue absorbido contra el saldo a pagar en el IG por los periodos fiscales 2008 y 2009.

A partir del ejercicio económico finalizado el 31/12/2010, la Sociedad volvió a tener quebranto impositivo, por lo cual volvió a acumular nuevamente crédito fiscal.

A continuación, se expone el crédito total acumulado por IGMP en condiciones de computarse como pago a cuenta del IG:

<b>Año de origen</b>	<b>Computable hasta</b>	<b>\$ (en millones)</b>
2010	2020	17,3
2011	2021	32,8
2012	2022	32,1
2013	2023	43,9
		<b>126,1</b>

Como se puede apreciar, en menos tiempo la Sociedad acumuló más del 20% de crédito fiscal que el periodo 2002/2007 expresado en el cuadro anterior, a pesar de haberse aquel producido en los tiempos de la emergencia económica general vivida en el país. Como se mencionó anteriormente, el cómputo de este pago a cuenta está limitado. Por este motivo en el periodo fiscal 2015 sólo pudo computarse contra el IG la suma de \$ 61,7 millones. El saldo de \$ 64,5 millones será computable en los próximos ejercicios hasta que se agote o pierda su calidad de computable.

### IMPUESTO A LAS TRANSEFERENCIAS FINANCIERAS

Desde abril de 2001 comenzó a regir un nuevo gravamen sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias. Habida cuenta del significativo volumen de fondos que Edenor maneja, tanto en concepto de cobros como de pagos, el mencionado impuesto tiene un alto impacto, cuyo costo a cargo de la sociedad, neto del crédito de impuesto por pago a cuenta del IGMP que prevé la legislación, es el que se detalla a continuación.

Año	\$ (en millones)
2007	31,0
2008	36,0
2009	32,5
2010	37,1
2011	41,3
2012	47,9
2013	55,6
2014	64,7
2015	85,2
	<b>431,3</b>

De lo expuesto, surge que Edenor aportó en el periodo consignado al Estado Nacional, por este impuesto a su exclusivo cargo y fuera de su incidencia en la tarifa, aproximadamente \$431 millones, además de los pagos en el IGMP e IG informados en el punto anterior. A su vez, cabe mencionar que en el periodo fiscal 2016, se proyecta quebranto impositivo para el IG y un saldo a ingresar de aproximadamente \$70 millones en el IGMP.

### TASA ENRE

Edenor abona a la Nación la Tasa de Fiscalización y Control definida por el art. 67 de la Ley 24.065, la cual es soportada por la compañía. La misma ascendió, en estos últimos años a:

Año	\$ (en millones)
2007	4,1
2008	6,1
2009	7,8
2010	12,3
2011	9,0
2012	10,4
2013	12,7
2014	21,2
2015	20,2
	<b>103,8</b>

Cabe destacar que el importe ingresado a cuenta por el año 2016 asciende a \$ 18,3 millones, restando ingresar el saldo de la tasa anual correspondiente al corriente año, cuyo vencimiento es en el mes de noviembre, por un monto estimado de \$ 6,0 millones - aproximadamente.

#### **TASAS MUNICIPALES DE SEGURIDAD E HIGIENE**

Adicionalmente, debido a un fallo de la Corte Suprema de Justicia que revirtió sendas sentencias favorables a Edenor en primera y segunda instancia, a partir del año 2000 la compañía es también sujeto de la Tasa de Inspección por Seguridad e Higiene, (también denominada Tasa de Industria y Comercio), ante los 20 fiscos municipales que se encuentran dentro del área de concesión en jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires, cuyas alícuotas y bases de cálculo son diversas y dependen de cada ordenanza fiscal tarifaria, pudiendo ser calculadas como un porcentaje de las ventas en el distrito o los metros cuadrados ocupados por las dependencias de la compañía o por los empleados que desempeñan funciones en el ejido municipal. Esta tasa se encuentra a exclusivo cargo de Edenor y la misma, por ser una obligación a cargo de la Sociedad generada con posterioridad, no fue contemplada en la ecuación económica al momento de la adjudicación de la concesión. Las sumas ingresadas durante estos años son las siguientes:

<b>Año</b>	<b>\$ (En millones)</b>
2000	14,1 (deuda por años no prescriptos)
2001	3,6
2002	3,9
2003	3,9
2004	4,6
2005	5,1
2006	6,4
2007	7,0
2008	9,3
2009	10,1
2010	11,6
2011	11,7
2012	14,1
2013	21,8
2014	23,3
2015	30,8
<b>Total</b>	<b>181,3</b>

**GRAVÁMENES NACIONALES, PROVINCIALES Y MUNICIPALES EN LOS QUE LA SOCIEDAD ACTUA COMO AGENTE DE RECAUDACION**

Otro aspecto a destacar es la función de Edenor como agente de percepción y depósito de impuestos y fondos, tanto nacionales, provinciales como municipales, que gravan el consumo de energía eléctrica por parte de la clientela. Excluyendo el débito fiscal IVA, anualmente, a continuación, se detallan los importes que Edenor factura, percibe y deposita por cuenta y orden del Estado Nacional, de la provincia de Buenos Aires y de los 20 municipios de la zona de concesión y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Los montos depositados en el período 2007 – 2015 ambos inclusive ascienden a:

<b>Denominación Impuesto / Fondo</b>	<b>Fisco</b>	<b>\$ (en millones)</b>
Contribución Única Municipal - CABA	Municipal	336,9
Contribución Única Municipal - PBA	Municipal	1.249,8
Contribución Única Provincial	Provincia Bs. As	124,9
Decreto – ley 7290 PBA	Provincia Bs. As	697,8
Decreto – ley 9038 PBA	Provincia Bs. As	383,8
Fondo Nacional Ley 23.681 – Sta. Cruz	Nacional	140,2
		<b>2.933,4</b>

Como puede intuirse, a través de un régimen tarifario que oriente los precios y remunere adecuadamente las actividades operativas que habiliten un plan de disminución de pérdidas de energía no técnicas (fraude), de acciones de morosidad y de inversiones que mejoren la performance de las instalaciones, redundará también de manera indirecta en un beneficio para los actores fiscales relacionados con la empresa, en la medida que el incremento en la facturación y cobranza, traerá aparejado un fuerte aumento en los fondos e impuestos recaudados a través del consumo de energía.

