

**CUDAP: EXP-JGM:0079448/2015**

Organismo: JGM

**Datos de registración**

Fecha y hora: 15-Dic-2015 13:31:32

Área: COORDTT@jgm - Coordinación de Tramitación Técnica

**Datos de procedencia**

Procedencia: Particular

Número original:

Causante: Ministro de Energía y Minería, Ing. Juan José ARANGUREN

Responsable local

Desde

COORDTT@jgm - Coordinación de Tramitación Técnica

15-Dic-2015 13:31:32

Título: PROYECTO DE DECRETO - DECLARA EMERGENCIA SECTOR ELECTRICO NACIONAL

**Texto**

---

PROYECTO DE DECRETO - DECLARA EMERGENCIA SECTOR ELECTRICO NACIONAL

---

Fecha de impresión: 15-Dic-2015 13:31:32

CUDAP : EXP-JGM:0079448/2015



4734/15  
ENERGIA  
15/12/15

134



*Ministerio de Energía y Minería*



NOTA MEyM Nº 0004

BUENOS AIRES, 15 DIC 2015

SEÑOR JEFE DE GABINETE DE MINISTROS:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. a los efectos de elevar a su consideración y posterior intervención de la Secretaría Legal y Técnica de la Presidencia de la Nación, el adjunto proyecto de decreto, mediante el cual se propicia declarar la emergencia en el Sector Eléctrico Nacional.

Saluda a Ud. muy atentamente.

Ing. JUAN JOSÉ ARANGUREN  
MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

AL SEÑOR JEFE DE GABINETE DE MINISTROS  
Lic. D. Marcos PEÑA  
S. / D.-



*Ministerio de Energía y Minería*



NOTA MEyM N° 0007

BUENOS AIRES, 16 de diciembre de 2015.

SEÑOR SECRETARO:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. a los efectos de elevar a su consideración y posterior agregación a los antecedentes remitidos mediante Nota MEyM N° 0004 de fecha 15 de diciembre de 2015, los adjuntos informes elaborados por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y por la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA), que constituyen el fundamento del dictado del proyecto de decreto, oportunamente elevado mediante el cual se propicia la declaración de emergencia del Sector Eléctrico Nacional.

Saluda a Ud. muy atentamente.

Ing. JUAN JOSÉ ARANGUREN  
MINISTRO DE ENERGÍA Y MINERÍA

AL SEÑOR SECRETARIO LEGAL Y TÉCNICO DE LA  
PRESIDENCIA DE LA NACIÓN

Dr. Pablo CLUSELLAS

S. / D.-



*Jefe de Gabinete de Ministros*

2015 – “Año del Bicentenario del Congreso de los Pueblos Libres”



BUENOS AIRES, 15 DIC 2015

REF.: EXP-JGM N° 79448/2015

SEÑOR SECRETARIO:

Me dirijo al señor Secretario, con relación al Expediente consignado en la Referencia, mediante el cual tramita el Proyecto de Decreto relacionado con la declaración de la emergencia del Sector Eléctrico Nacional, para la prosecución del trámite correspondiente.

Saludo al señor Secretario muy atentamente.

g.m.

AL SEÑOR  
SECRETARIO LEGAL Y TECNICO DE LA  
PRESIDENCIA DE LA NACION  
Dr. D. Pablo CLUSELLAS  
S. / D.



## **INFORMACIÓN TÉCNICA RELACIONADA CON CONSIDERANDOS DECRETO**

### **RESERVAS OPERATIVAS – SITUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA**

#### **RESERVAS OPERATIVAS**

##### Despacho de generación y reservas en horas de máxima demanda.

La máxima demanda de potencia diaria, comúnmente denominado “pico” de demanda diario, se registró históricamente en horas de la noche, principalmente por el requerimiento simultáneo de iluminación artificial en los hogares, ocurriendo cerca de las 19 horas en invierno y de las 21 horas en verano, en concordancia con la disminución de la luz solar en cada época del año.

Esta situación se vio modificada en los últimos años en los días más calurosos de verano, en los cuales la simultaneidad de encendido de equipos de aire acondicionado en horas de máxima actividad comercial, derivó en que el pico máximo diario para estos casos se registre en horas de la tarde, cerca de las 16 horas.

Asimismo, a lo largo del año, los mayores requerimientos de potencia se verifican en pleno verano, en los días más cálidos, y en pleno invierno, en los días más fríos. Los picos de potencia diaria al acercarnos al otoño y a la primavera son sensiblemente menores.

La demanda eléctrica diaria debe abastecerse en todo momento con igual cantidad de generación, proveniente de distintos orígenes, ya sea térmica, hidráulica, nuclear, o renovable. La participación de cada una de ellas en el cubrimiento de la demanda diaria dependerá fundamentalmente de la disponibilidad energética de las centrales hidráulicas, de la disponibilidad del equipamiento de generación, y de la disponibilidad de los distintos combustibles que sustentan la generación térmica.

Ahora bien, la modulación de la demanda eléctrica a lo largo del día es acompañada principalmente por generación hidráulica, con mucha mayor capacidad de variación de carga y flexibilidad operativa frente a la térmica.

Es así que, en la generalidad de los casos, recién convocada toda la potencia hidráulica disponible, y sólo de ser necesario, se recurre a incrementar la generación térmica para cubrir el pico de demanda, mediante el despacho de generación térmica “de punta” que se adiciona a la generación térmica “de base”.

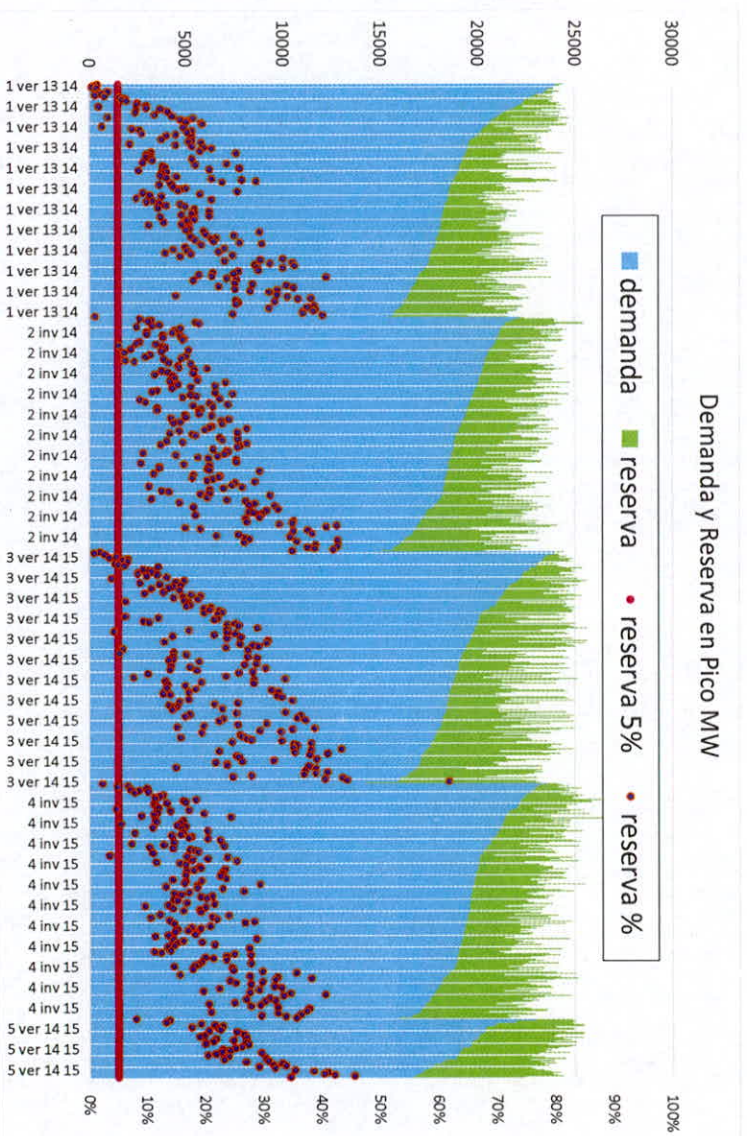
Además de generación, todo sistema eléctrico requiere para su adecuado funcionamiento, de una reserva de generación de rápida respuesta para afrontar con razonables márgenes de seguridad los desbalances, tanto naturales como imprevistos, entre la generación y la demanda.



Existen distintos tipos de reserva, que dependen básicamente de su velocidad de respuesta, y se pueden resumir en reserva para regulación primaria de frecuencia, reserva para regulación secundaria de frecuencia, y reserva rotante operativa. Para nuestro sistema los niveles óptimos definidos para cada una de estas reservas son del 3%, 2,1% y 2,1% de la demanda, respectivamente.

Es decir que, para abastecer adecuadamente la máxima demanda del sistema, no sólo se debe contar con la generación suficiente para equilibrar la demanda, sino además con generación adicional rotante y lista para ser utilizada, por un volumen equivalente al 7,2% de la demanda.

El gráfico muestra la demanda abastecida y reservas disponibles en los picos de los últimos años, donde alrededor del 4% de los días la reserva en pico fue inferior a un 5% de la demanda.



14

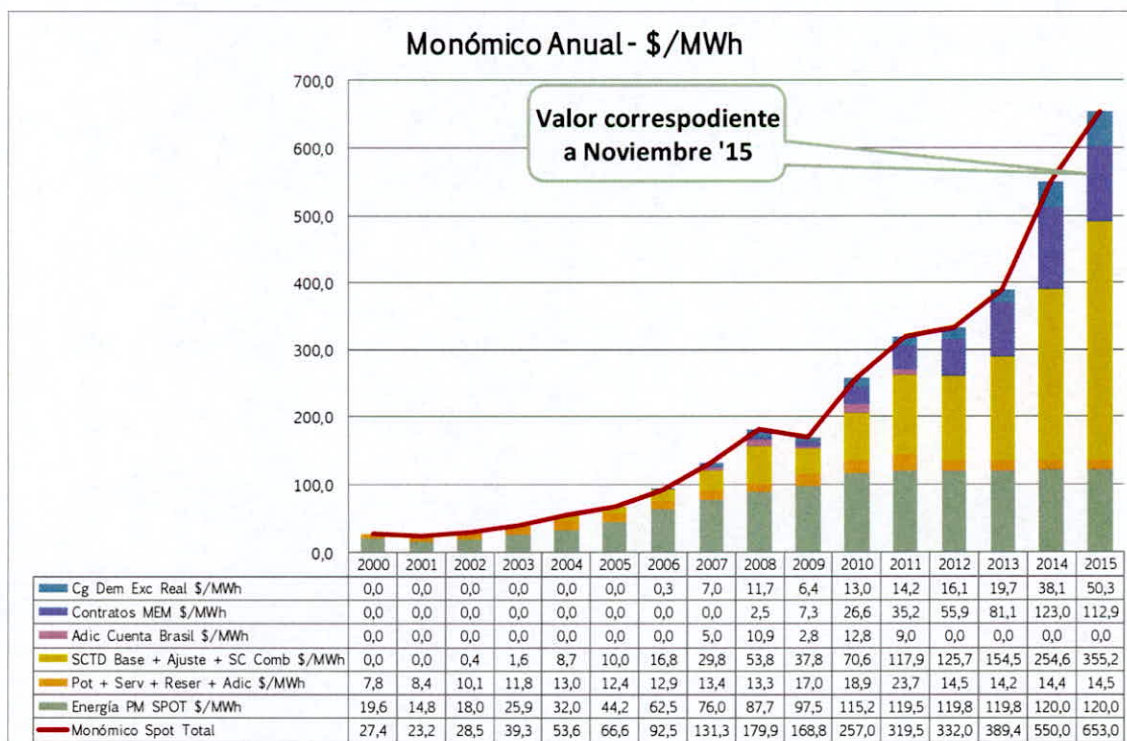
1451

## SITUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA

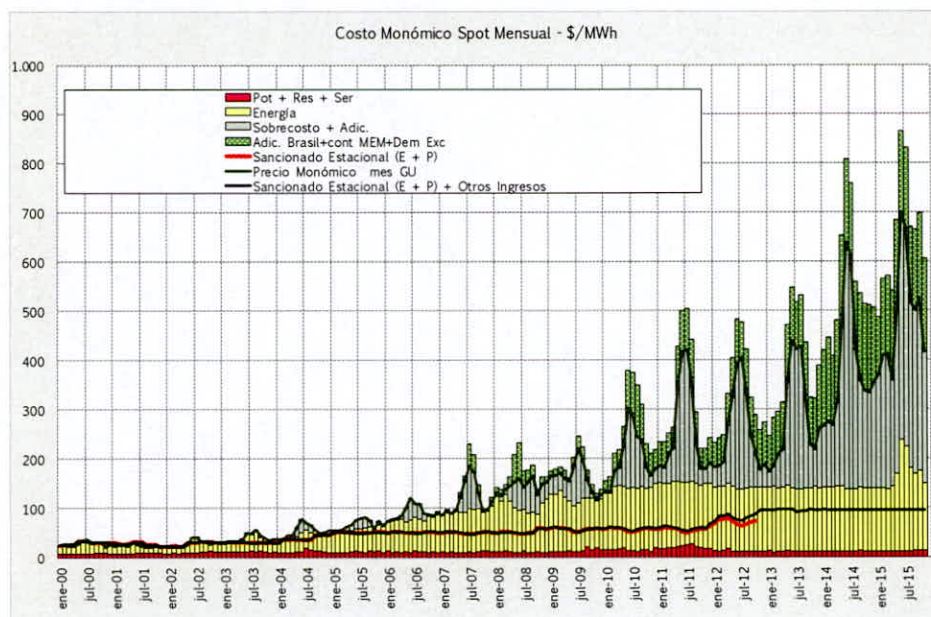
El costo necesario para abastecer la demanda de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista en Argentina es un valor que varía en función de las condiciones operativas, dependiendo entre otras variables del crecimiento de la demanda, de la disponibilidad del parque de generación, de las condiciones hidrometeorológicas, de la disponibilidad y precio de los combustibles (gas natural y alternativos), de la tasa de cambio y de las posibilidades de importación.

La sumatoria de los Precios de la Energía en el Mercado Spot más los sobrecostos incurridos en el abastecimiento de la demanda más los costos asociados a los servicios adicionales de reservas y potencia son los montos que deben ser cubiertos directa o indirectamente para poder cubrir la demanda de energía y potencia. Estos valores presentan estacionalidad a lo largo del año y variabilidad en función de las condiciones mencionadas.

Los costos incurridos en el abastecimiento de la demanda anual divididos por la demanda total abastecida representan un valor monómico en \$/MWh. El gráfico muestra la evolución de los costos medios monómicos en los últimos años en paso anual y también en paso mensual, donde se puede observar la estacionalidad marcada asociada al consumo de combustibles líquidos en los meses de invierno.





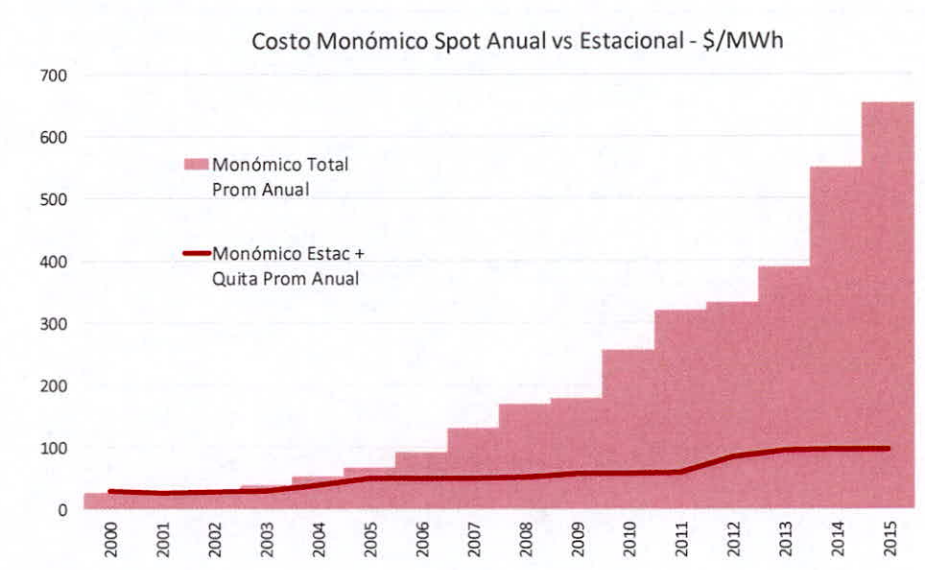


El Precio que pagan los Agentes del MEM por la energía comprada al Mercado Mayorista es diferente para cada Distribuidora y Gran Usuario, dependiendo de la característica de su demanda de energía y potencia.

El precio que paga la Distribuidora, llamado Precio Estacional, es transferido a los usuarios en el respectivo cuadro tarifario y es un valor que tiene un subsidio significativo. El precio estacional vigente está fijo desde noviembre de 2012.

En el caso de los Grandes Usuarios, los precios medios de compra son similares a los valores de costos medios monómicos, más allá de la existencia de conceptos que dan gran variabilidad a las tarifas y de su condición frente al subsidio por tipo de actividad económica.

El gráfico y tabla muestra la diferencia entre costo monómico de abastecimiento y precio estacional a Distribuidores y precio medio de Grandes Usuarios representativo de 2015. Alrededor del 80% de la demanda es de Distribuidores y un 20% de la demanda es de Grandes Usuarios del MEM.





			GWh/año	\$/MWh	MM \$/año
	Tipo	% dem	demanda	Precio	Ingresos
DISTRIBUIDORES	Estacional	80%	104000	95	9880
GRANDES USUARIOS	Medio	20%	26000	590	15340
TOTAL			130000	194	25220
COSTOS MEM	Medio		130000	660	85800
DEFICIT MEM	Medio			466	60580
IVA DEFICIT	Medio				12722
DEFICIT TOT	Medio				73302

En base a esos valores medios, se puede estimar la diferencia entre los costos y los ingresos, la que debe, necesariamente, ser cubierta con aportes del Tesoro Nacional, la que debe considerar la incidencia del IVA correspondiente.

Este monto, relacionado fundamentalmente con los costos de combustibles, operación, mantenimiento y pagos de potencia a Generadores para el abastecimiento de la demanda, es el valor más significativo de los aportes del Tesoro Nacional. Adicionalmente, existen una serie de erogaciones realizadas a través de CAMMESA, que no son parte de las Transacciones Económicas del Mercado y que se cubren, también, mediante aportes del Tesoro Nacional.

En el año 2015, estos montos adicionales representaron cerca de 30.000 MM\$ aportados por el Tesoro Nacional, entre los que se destacan los siguientes conceptos y valores asociados.

- Aportes a EDENOR y EDESUR por Res. S.E. N° 32/2015 7.150 MM\$
- Financiamiento al FOCEDE (EDENOR y EDESUR) 2.000 MM\$
- Acuerdos de Convergencia MINPLAN - Provincias 4.700 MM\$
- Remuneración Adicional a NASA 2.200 MM\$
- Aportes al Fideicomiso Ampliación Gasoductos 3.600 MM\$
- Acuerdos SE/ENRE con Transportistas 2.700 MM\$
- Aportes a Fideicomisos de Obras de Gener. y Transp. 2.000 MM\$

Estos conceptos suman alrededor de 24.350 MM\$, sin considerar la falta de pago de los Distribuidores con el Mercado que, sumada al monto anterior, totalizan los 30.000 MM\$ adicionales al déficit de ingresos derivado de los bajos precios estacionales.

*[Handwritten signature]*  
Julio A. Bragulat

*[Handwritten signature]*  
Julio A. BRAGULAT

## INFORMACIÓN TÉCNICA RELACIONADA CON CONSIDERANDOS DECRETO

### GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

#### • TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN – INFORMACIÓN TÉCNICA

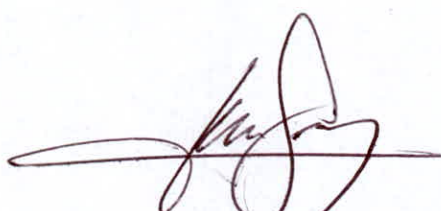
##### RED DE ALTA TENSIÓN

##### Capacidad de transformación


Si bien se han instalado y se siguen instalando transformadores de reserva en algunas estaciones, otras cuentan con un único transformador cuya eventual falla requeriría de varias semanas para su reposición y su indisponibilidad provocará restricciones prolongadas al suministro en horas de altas demandas. Las estaciones en estas condiciones son Gran Formosa, Chaco, Rincón, Mercedes, La Rioja Sur, Arroyo Cabral, Atucha I, Macachin, Puelches, Choele Choel, Puerto Madryn y Santa Cruz Norte.

Otras estaciones, que tienen más de un transformador, no soportarían en su mayoría (excepto las que tienen transformadores de reserva de conexión rápida) una situación N-1 de transformación y, ante ese evento, también provocarían restricciones prolongadas al suministro en horas de altas demandas. Las estaciones en estas condiciones son Malvinas, Almafuerte, Gran Mendoza, Recreo, Rosario Oeste, Ramallo, Ezeiza, Gral. Rodríguez, Nueva Campana, Colonia Elía, Salto Grande Argentina, El Bracho, Lujan (San Luís) y Bahía Blanca.

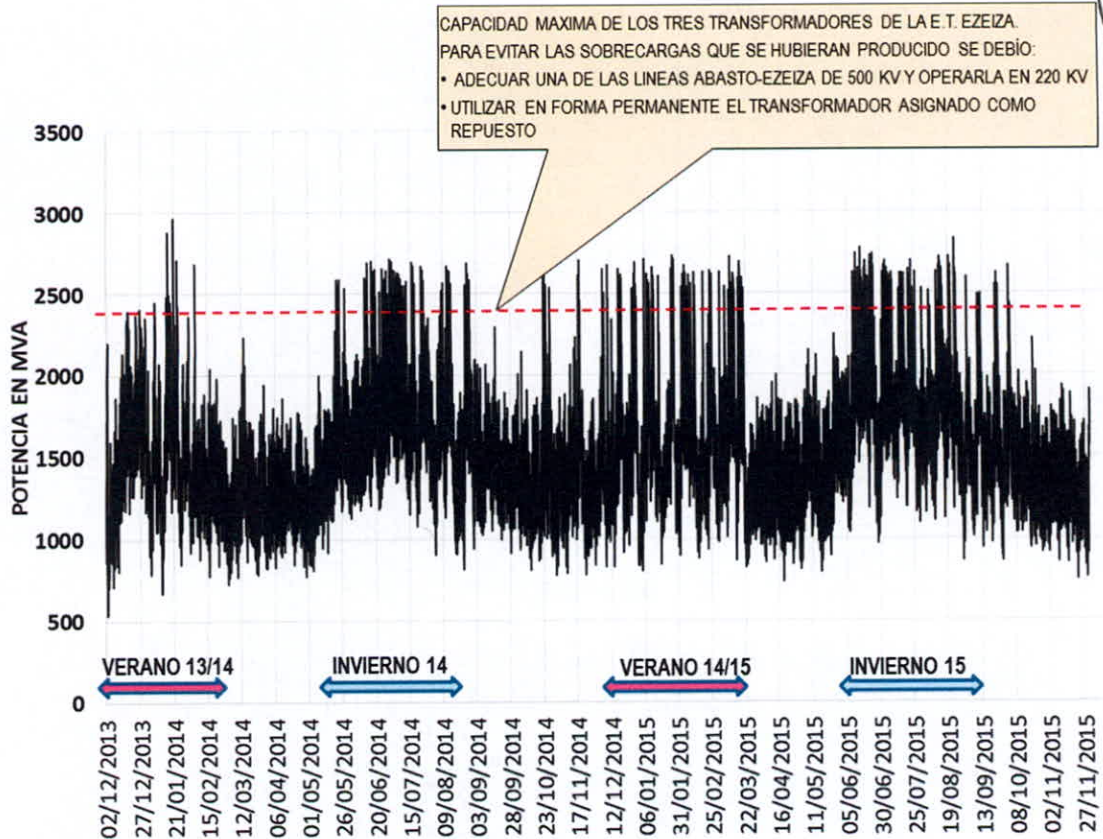
Otras estaciones operan con sus transformadores cargados a su potencia máxima los días de altas demandas y se ha tenido que utilizar transformadores, originalmente asignados a la reserva ante indisponibilidades, al uso de los mismos junto a los propios transformadores que deberían reemplazar en casos de fallas. Las estaciones en estas condiciones son Malvinas, Ramallo, Romang y Ezeiza

  
Victor Sinagra

  
Jesus Lucero.

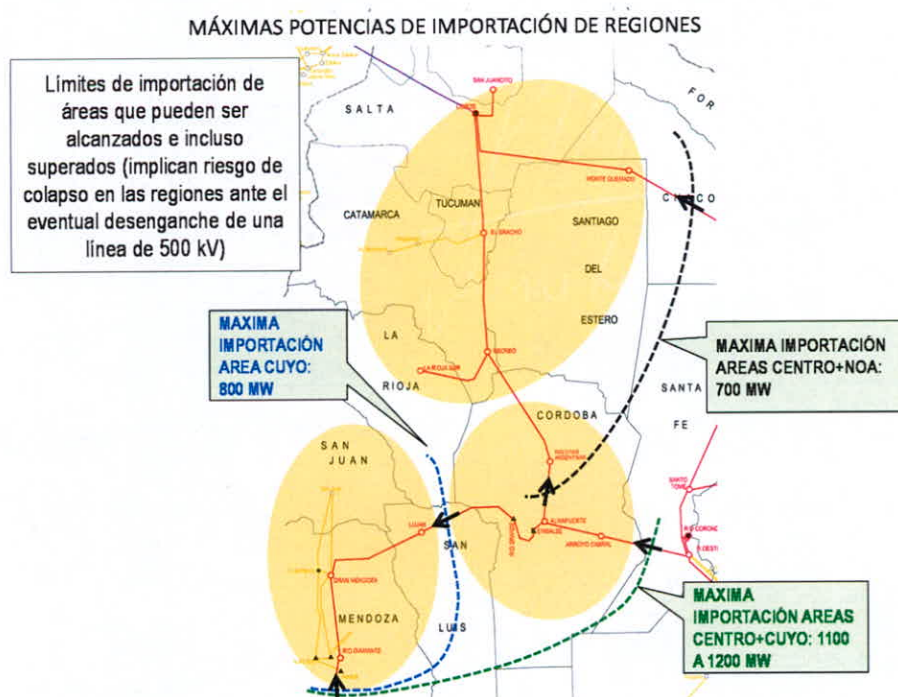
  
Julio A. BRACULAT

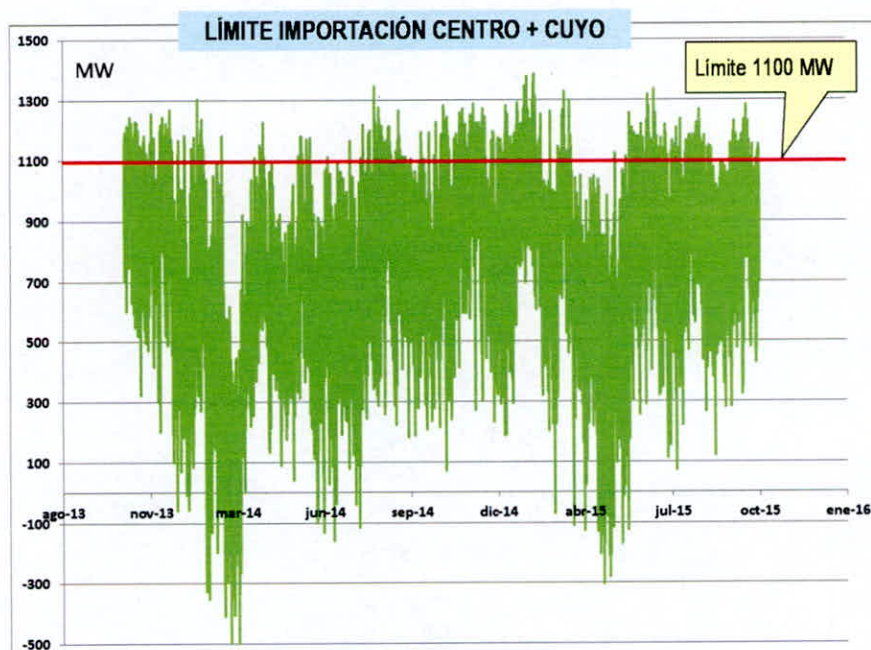




#### Líneas de transmisión

Las regiones Centro, Cuyo y NOA son normalmente importadoras y ahora potenciadas por el mantenimiento prolongado de la central nuclear de Embalse. En situaciones de altas demandas, los niveles de importación de estas regiones serán altos y, en algunos casos, pueden alcanzar sus límites establecidos (implican riesgo de colapso en las regiones ante el eventual desenganche de una línea de 500 kv)





La alta carga en líneas de 500 kV como "Atucha II – Rodríguez" requiere altos montos de D.A.G. (Desconexión Automática de Generación) ante su eventual desenganche y para evitar el consecuente desenganche de otras líneas por sobrecarga. Estos altos montos de DAG (MW de generación que se desconecta) pueden provocar cortes automáticos por baja frecuencia en todas las regiones del SADI. Esta situación se produce por falta de líneas de 500 kV de acceso al área GBA.

En situaciones de altas demandas, algunos nodos de la red de 500 kV pueden exhibir escases de potencia reactiva que lleva a que los niveles de tensión disminuyan, poniendo en riesgo la continuidad de la operación. Para paliar en parte esta situación se requiere operar algunas líneas con sus reactores de líneas desconectados, es decir, fuera de su diseño óptimo. También requiere que la central de bombeo Río Grande, en momentos que no está despachada, opere como compensador sincrónico.

Otras ampliaciones previstas vienen atrasadas (como por ejemplo, la E.T. 500/132 kV 25 de Mayo en el centro de la provincia de Buenos Aires) y ello repercute en las condiciones exigentes de operación del área Bragado en la pcia. de Buenos Aires. También la futura ET Oscar Smith en el norte del área GBA producirá, en el corto plazo, posibles sobrecargas en los transformadores 500/220 kv de la E.T. Rodríguez.

#### REDES REGIONALES DE DISTRIBUCIÓN TRONCAL

Estas redes, mayoritariamente de 132 kV, tienen zonas que están operando en condiciones de muy alta carga, fundamentalmente los días de altas demandas. El ingreso de nuevas líneas de 132 kV viene, en general, atrasado.

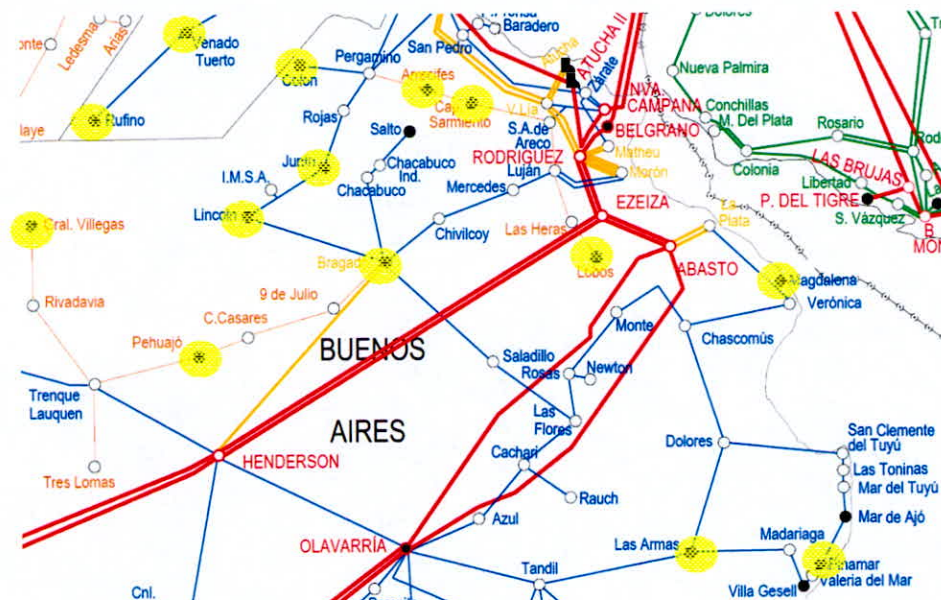
Casi todas las regiones tienen zonas que han requerido la instalación de generación distribuida o móvil para lograr niveles de tensión aceptables y/o evitar sobrecargas de líneas o

*[Firma manuscrita]*

*[Firma manuscrita]*



transformadores. En el corto plazo esta generación deberá mantenerse y/o incluso incrementarse hasta que se amplíen las redes regionales. El mapa siguiente muestra una zona de provincia de Buenos Aires y Sur de Santa Fe donde los círculos amarillos son las centrales (mayoría motores diésel) de generación distribuida que debió instalarse.



Otras áreas, cuyo suministro está ligado a generación local compuesta por un único generador o ciclo combinado, requieren de ese vital aporte para evitar restricciones al suministro en horas de alta demanda, como por ejemplo:

- Área Comodoro Rivadavia con el ciclo combinado Energía del Sur
- Área del Gran Mendoza con el ciclo combinado de Luján de Cuyo
- Área ciudad de Córdoba con el ciclo combinado de Pilar

Por otro lado, el SADI ha cambiado fuertemente la composición de la demanda, debido principalmente a la incorporación de aires acondicionados, como así también de lámparas compactas de bajo consumo y de equipos electrónicos domésticos. Estas cargas son más "duras" que las cargas que se tenían años anteriores ya que no disminuyen su consumo cuando baja la tensión. Esto implica que la capacidad de transmisión necesaria de las redes es más exigente para alimentar la misma cantidad de MW.

Muchas estaciones de rebaje 132/33/13,2 kV tienen un atraso muy considerable en las ampliaciones necesarias y operan cerca del límite de su capacidad y la mayoría no podría operar en estado N-1. Ante esta situación se requerirán cortes al suministro en horas de elevadas demandas.

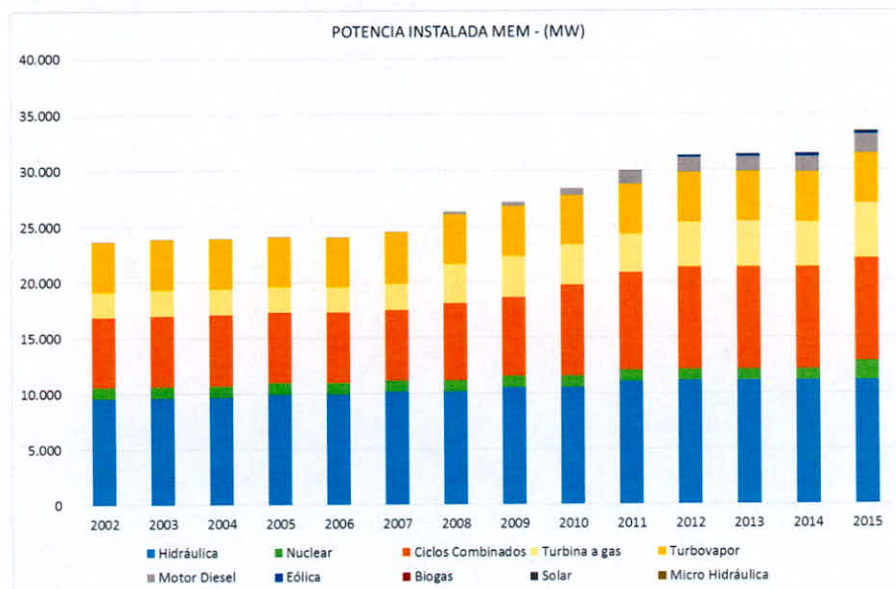
257

*[Firmas manuscritas]*

## GENERACIÓN – INFORMACIÓN TÉCNICA

El aumento de la oferta de generación térmica en los últimos años ha sido fundamentalmente de generación térmica convencional, a lo que se sumó el aumento de la potencia asociado al incremento en Yacyretá del nivel del embalse de cota 76 a 83 msnm, lo que representa el aporte más significativo de nueva generación hidroeléctrica. La generación nuclear vio incrementada su potencia con el ingreso de la Central Nuclear Atucha II (750 MW) en 2015, aunque la salida de servicio programada para extensión de la vida útil de la Central Nuclear Embalse (650 MW) a partir de 2016 y por alrededor de dos años reduce el aumento de ese tipo de oferta.

El incremento de oferta de potencia de generación de tipo renovable fue del orden de 210 MW, representando menos del 1% de la potencia máxima del MEM actual.



	Hidráulica	los Combina	Turbina a gas	Turbovapor	Nuclear	Motor Diesel	Eólica	Biogas	Solar	Micro Hidráulica	INSTALADA T
2002	9.586	6.307	2.223	4.521	1.005	4	0	0	0	0	23.646
2003	9.628	6.363	2.339	4.521	1.005	4	0	0	0	0	23.860
2004	9.699	6.363	2.317	4.526	1.005	4	0	0	0	0	23.914
2005	9.939	6.363	2.277	4.496	1.005	4	0	0	0	0	24.084
2006	9.939	6.363	2.264	4.463	1.005	4	0	0	0	0	24.038
2007	10.156	6.363	2.359	4.573	1.005	26	0	0	0	0	24.482
2008	10.163	6.935	3.512	4.438	1.005	267	0	0	0	0	26.320
2009	10.534	7.046	3.744	4.438	1.005	398	0	0	0	0	27.165
2010	10.534	8.185	3.588	4.438	1.005	607	0	0	0	0	28.357
2011	11.065	8.725	3.493	4.445	1.005	1.131	7	0	1	0	29.872
2012	11.105	9.191	4.036	4.451	1.005	1.347	109	0	6	0	31.250
2013	11.106	9.191	4.061	4.451	1.010	1.388	162	0	8	0	31.377
2014	11.108	9.191	4.035	4.451	1.010	1.415	187	0	8	0	31.405
2015	11.107	9.227	4.920	4.451	1.730	1.771	187	17	8	1	33.419
DIF 2015/03	1.479	2.864	2.581	-70	725	1.767	187	17	8	1	9.559

*[Handwritten signatures and initials]*



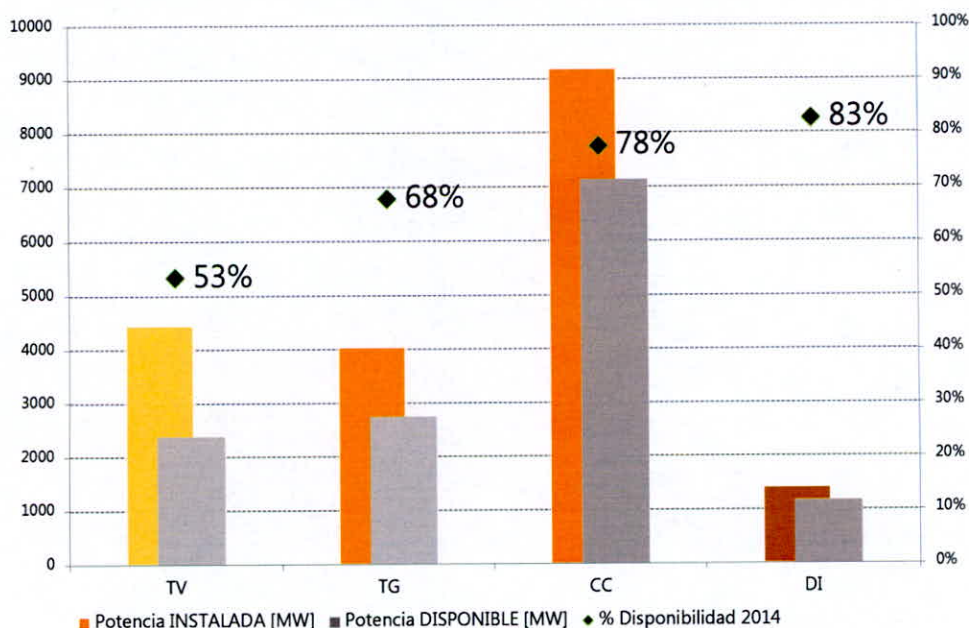
El ingreso de esta nueva generación térmica se realizó bajo distintos esquemas de remuneración, siendo la llamada generación PLUS en el marco de la Resolución SE 1281/2006 la única basada en esquema de participación privada completa, con alrededor de 800 MW en TG como las de Genelba, Güemes, Maranzana y Termoandes entre otras. El resto de la generación térmica por alrededor de 6300 MW ingresó sobre la base de acuerdos en función de contratos a precio diferencial con distintas figuras y agentes con participación estatal. Los Ciclos Combinados del FONINVEMEM San Martín en Timbúes y Belgrano en Campana, el conjunto de generación distribuida de ENARSA, el Ciclo Combinado de Pilar en Córdoba, la generación de ENARSA de Barragán en Ensenada y de Brig. López en Santa Fe, la Central Vuelta de Obligado en Timbúes y Guillermo Brown en Bahía Blanca son algunos de los equipos que ingresaron bajo esta modalidad.

El equipamiento instalado anterior, tiene una remuneración establecida por la Resolución SE 482/2015, continuadora de la Resolución SE 95/13 y 529/14. Esta remuneración reconoce costos de operación y mantenimiento sobre la base de cargos fijos y variables por tipo de tecnología, escala y combustible. La disponibilidad del parque térmico de esta generación es relativamente baja, en particular para los grupos Turbo Vapor de mayor antigüedad.

TECNOLOGIA	Potencia INSTALADA [MW]	Potencia DISPONIBLE [MW]	% Disponibilidad 2014
TV	4451	2374	53%
TG	4035	2738	68%
CC	9191	7131	78%
DI	1416	1170	83%
TOTAL	19093	13413	70%

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*



La generación instalada en el Gran Buenos Aires, dada la situación de insuficiencia de la capacidad de la red de distribución es crítica para el abastecimiento de la demanda. La generación TV es de gran antigüedad y baja disponibilidad.

Central	Generador	POT INST MW	DISP 2014 MW	% DISP	% DISP
COSTANERA	COSTTV01	116	27	23%	31%
	COSTTV02	109	0	0%	
	COSTTV03	106	55	52%	
	COSTTV04	114	37	32%	
	COSTTV06	333	88	26%	
	COSTTV07	284	121	43%	
PUERTO	NPUETV04	29	0	0%	62%
	NPUETV05	105	38	36%	
	NPUETV06	239	123	52%	
	PNUETV07	145	88	61%	
	PNUETV08	178	128	72%	
	PNUETV09	238	198	83%	
TV en GBA		1996	902		45%

Central	Grupo	Potencia	Fecha Puesta en Marcha	Edad
COSTANERA	COSTTV01	123	mar-63	52
	COSTTV02	116	mar-63	52
	COSTTV03	112	mar-63	52
	COSTTV04	120	mar-63	52
	COSTTV06	350	feb-76	39
	COSTTV07	310	jun-84	31
NUEVO PUERTO	NPUETV04	30	ene-30	85
	NPUETV05	110	abr-65	50
	NPUETV06	250	sep-69	46
PUERTO NUEVO	PNUETV07	145	ago-61	54
	PNUETV08	194	ago-63	52
	PNUETV09	250	sep-70	45

Handwritten signature/initials.

Handwritten signature/initials.





ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

MEMORÁNDUM

Nº: DDCEE

712/2015

FECHA:

16/11/2015

A: 1) Área de Aplicación y Administración de Normas Regulatorias.  
2) Directorio.

DE: Departamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

Ref.: Informe de Estado de situación de EDENOR Y EDESUR SA – Año 2015 - Evolución de la demanda, Calidad del Servicio y Proyectos FOCEDÉ.

Se ha efectuado en el DDCEE el informe de la referencia donde se ha analizado la evolución de la demanda, se han determinado los niveles de carga actuales y futuros de transformadores de AT/AT, Electroductos AT, SSEE AT/MT.

Por otro lado, se han calculado los indicadores de Calidad de Servicio globales y en particular en los Partidos de la Provincia de Buenos Aires y Barrios de la CABA,

Finalmente, se resumen los estados de avance de los Proyectos FOCEDÉ de AT, MT, BT y los correspondientes a renovación y adquisición de equipamientos, cuyo resultado se eleva adjunto al presente para su consideración.

Atentamente

Ing. DIEGO BIBE  
Jefe de Depto. Distribución  
y Comercialización de Energía Eléctrica  
ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

RICARDO A. MARTINEZ LEONE  
PRESIDENTE  
ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

Ing. JORGE LUIS MARTINEZ  
JEFE DEL AREA APLICACIONES Y  
ADMINISTRACION DE NORMAS REGULATORIAS  
ENTE NACIONAL REGULADOR de la ELECTRICIDAD

Base al Directorio

## INFORME TÉCNICO

# ESTADO DE SITUACIÓN DE EDESUR S.A. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA, CALIDAD DEL SERVICIO Y PROYECTOS FOCEDÉ

NOVIEMBRE 2015

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>2. DEMANDA</b>	<b>3</b>
2.1. DEMANDA DEL SADI	4
2.1. DEMANDA DE EDESUR S.A.	6
<b>3. CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO</b>	<b>11</b>
3.1 DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES	11
3.2 INDICADORES GLOBALES DE EDESUR S.A.	11
3.2.1 INDICADORES GLOBALES HISTÓRICO ANUAL.	11
3.2.2 INDICADORES GLOBALES MENSUALES 2014 – 2015 Y VARIACIÓN INTERANUAL.	14
3.3 INDICADORES POR PARTIDO	17
<b>4. RECLAMOS DE USUARIOS INGRESADOS EN EL ENRE</b>	<b>24</b>
4.1 DATOS HISTORICOS DE RECLAMOS POR FALTA DE SUMINISTRO	24
4.1 DISTRIBUCIÓN GEOGRAFICA DE LOS RECLAMOS POR FALTA DE SUMNISTRO EN EL AÑO 2014	26
<b>5. EVOLUCION DE CABLES FUERA DE SERVICIO</b>	<b>27</b>
5.1 CABLES DE MEDIA TENSION PENDIENTES DE REPARACION	27
5.2 CABLES DE BAJA TENSION PENDIENTES DE REPARACION	28
<b>6. NIVEL DE CARGA EN TRANSFORMADORES DE AT/AT Y ELECTRODUCTOS</b>	<b>29</b>
6.1 SITUACION DE LOS TRANSFORMADORES AT/AT	29
6.2 SITUACION DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LOS ELECTRODUCTOS DE 220 kV	30
<b>7. NIVEL DE CARGA EN SUBESTACIONES AT/MT</b>	<b>31</b>
7.1 SITUACION DE LOS NIVELES DE CARGA Y ESTIMACIÓN DE LAS INVERSIONES NECESARIAS EN POTENCIA	31
7.2 ADQUISICIÓN DE TRANSFORMADORES POR PARTE DE EDESUR S.A. EN EL MARCO DEL FOCED	38
<b>8. FONDO PARA OBRAS DE CONSOLIDACIÓN Y EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA – FOCED</b>	<b>38</b>
8.1 RESUMEN DE LOS ESTADOS DE AVANCES DE LAS OBRAS AT/MT/BT	38
8.2 PROYECTOS DE ALTA TENSIÓN	41
8.3 PROYECTOS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN	51
8.4 PROYECTOS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN LA C.A.B.A.	52
8.5 PROYECTOS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES	54
8.6 PROYECTOS DE RENOVACIÓN Y ADQUISICIÓN DE EQUIPAMIENTOS	56
<b>9. CONCLUSIÓN</b>	<b>58</b>
<b>10. LISTADO DE ANEXOS</b>	<b>59</b>





## 1. INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene por objeto mostrar la evolución y estado de situación de la calidad del servicio técnico en el área de concesión de la Distribuidora EDESUR S.A. en los suministros eléctricos a usuarios finales de la Capital Federal y los partidos de la provincia de Buenos Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente.

En el siguiente cuadro se muestra la totalidad de usuarios y su distribución por Partido:

EDESUR		
Partido	Usuarios	% del Total
ALMIRANTE BROWN	179.990	7,1%
AVELLANEDA	142.696	5,6%
BERAZATEGUI	104.781	4,1%
CAÑUELAS	21.551	0,9%
CAPITAL FEDERAL	1.158.206	45,8%
ESTÉBAN ECHEVERRÍA	98.319	3,9%
EZEIZA	57.974	2,3%
FLORENCIO VARELA	118.040	4,7%
LANÚS	179.881	7,1%
LOMAS DE ZAMORA	224.220	8,9%
PRESIDENTE PERÓN	26.362	1,0%
QUILMES	191.193	7,6%
SAN VICENTE	24.276	1,0%
<b>TOTAL</b>	<b>2.527.489</b>	<b>100,0%</b>

Teniendo en cuenta la información histórica disponible se presentará el cálculo de los indicadores semestrales adoptados por el Ente <sup>1</sup> a efectos de contar con la evolución de los mismos a partir de marzo de 2004 (16° semestre de control de la Etapa 2) para los indicadores por partido y desde septiembre de 1996 (1° semestre de control) para los indicadores globales. Dichos indicadores se han elaborado sobre la base de la información suministrada por las Concesionarias, en cumplimiento del modelo de datos establecido en la Resolución ENRE N° 527/1996, modificada por la N° 02/1998.

Asimismo, se describe el crecimiento de la demanda en los últimos siete años, y como éste impactó en las instalaciones de la Distribuidora.

## 2. DEMANDA

En el inciso b) del artículo 25 del Contrato de Concesión de EDESUR S.A., la distribuidora tiene la obligación de "Satisfacer toda demanda de suministro del **SERVICIO PUBLICO** en el **AREA**, atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento de la capacidad de suministro o de una nueva solicitud de servicio" y en el inciso a) se establece la obligación "Prestar el **SERVICIO PUBLICO** dentro del **AREA**, conforme a los niveles de calidad detallados en el 'Subanexo 4...', en el mismo sentido el inc f) obliga a la concesionaria a "Efectuar las inversiones, y realizar el

<sup>1</sup> Índice de frecuencia media de interrupción del sistema (SAIFI); Índice de duración media de interrupción del sistema (SAIDI); Índice de duración media de interrupción por usuario CAIDI.





mantenimiento necesario para garantizar los niveles de calidad del servicio definidos en el artículo 4°.

Como se observa existe una relación directa entre abastecimiento de la demanda, calidad del servicio de distribución e inversiones en estructura de las redes.

## 2.1. DEMANDA DEL SADI

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la energía anual del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) desde el año 2008 y su variación interanual. Como se observa el mayor crecimiento anual se verificó en el año 2011 respecto al 2010 con un valor superior al 4,5%, y la variación anual del 2014 respecto al 2013 resultó del orden del 1%. El crecimiento anual desde el 2008 alcanza al 17%. Al respecto, es dable destacar que la disminución en el consumo de energía en el 2009, se debe a la crisis financiera internacional

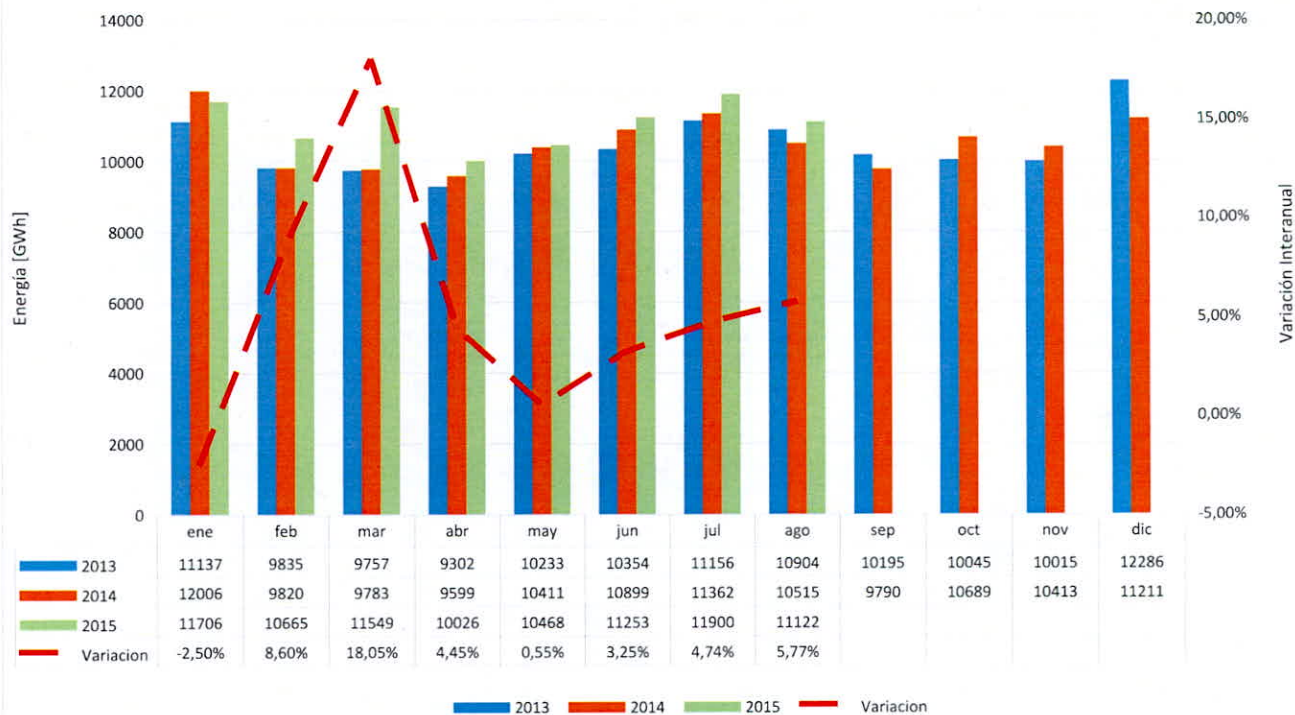


Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Con relación a la energía mensual durante el 2013, 2014 y 2015, los valores máximos en cada año se registraron durante el mes de diciembre de 2013 (12.286 GWh), en el mes de enero de 2014 (12.006 GWh) y en el mes de julio de 2015 (11.900 GWh), sin haber a la fecha finalizado el presente año. La máxima variación si se compara el 2015 con el 2014 se da en el mes de marzo de 2015 llegando al 18,1%, con un registro de 11.549 GWh..



DEMANDA DE ENERGIA MENSUAL DEL SADI  
AÑOS 2015, 2014 Y 2013  
VARIACIÓN INTERANUAL



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

En el siguiente gráfico se muestra en forma descendente la demanda por hora (8760 horas anuales) del SADI (monótona de consumo) y su correlación con la temperatura registrada. Como se observa en el gráfico la mitad del año la demanda es inferior a los 15.782MW, el 25% del tiempo la demanda supera los 17.481 MW, y el 5% del tiempo (438 horas) la demanda supera los 20.127 MW, alcanzando la máxima demanda el 20 de enero de 2014 a las 14:00 hs con un valor de 23.967 MW.

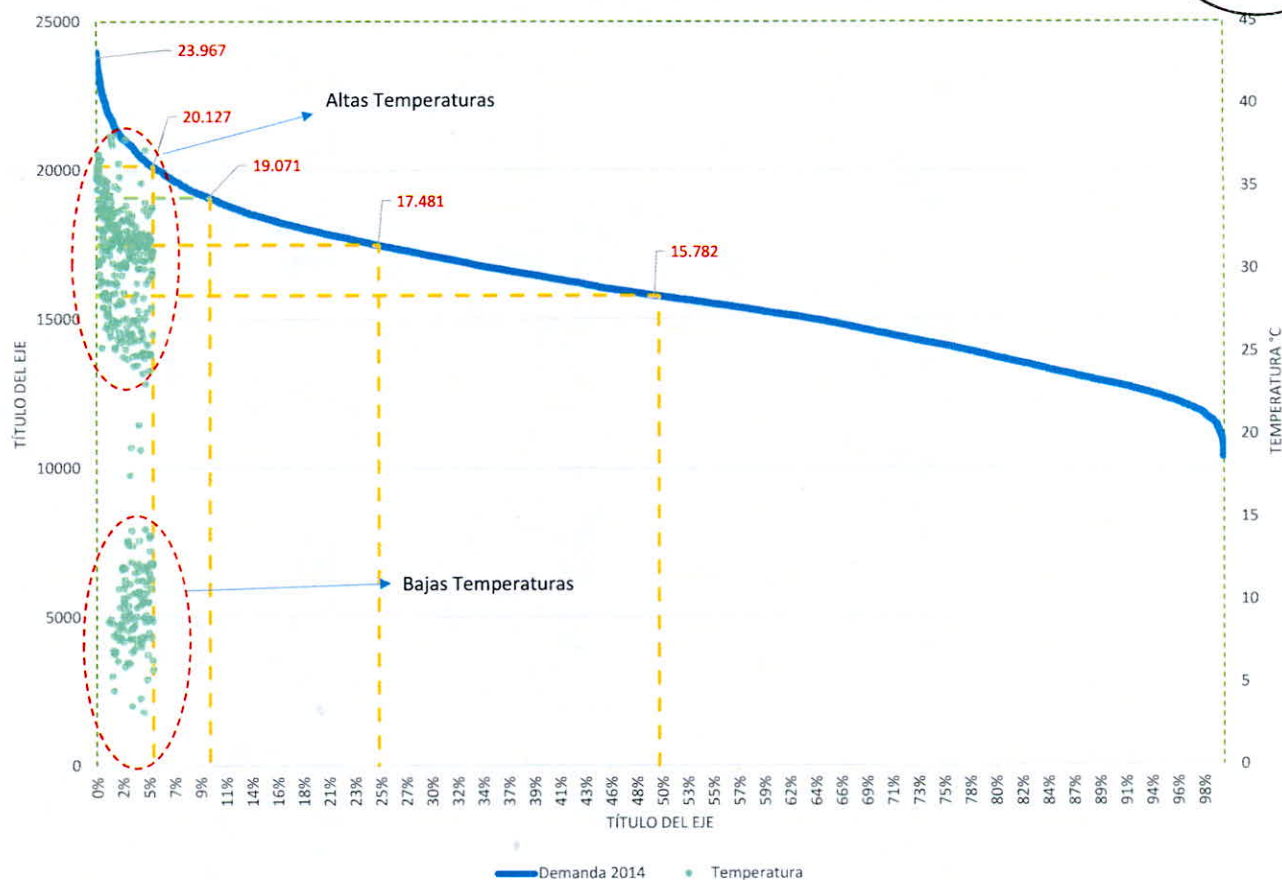
En el mismo gráfico se ha indicado –en formato de puntos–, la temperatura registrada durante las 438 horas con mayor nivel de demanda, observándose que el incremento de la demanda ocurre durante las temperaturas extremas (236 horas con temperaturas superiores a 28° C y 105 horas con temperaturas inferiores a los 12° C).

La diferencia en valor absoluto de la demanda máxima (23.967 MW) respecto al valor del percentil 95% (20.127 MW), da una idea de lo que corresponde a incremento de demanda con fines de climatización, es decir en el SADI se debe disponer de alrededor de 3.800 MW (Aproximadamente 48 SSEE de 2x40 MVA, sin reserva), para abastecer los consumos de equipamiento de refrigeración y/o calefacción.





SADI DEMANDA [MW] AÑO 2014



## 2.1. DEMANDA DE EDESUR S.A.

En los siguientes tres gráficos se muestra el mismo análisis para la Concesionaria EDESUR S.A. El mayor crecimiento anual ocurre en el año 2010 respecto al 2009 con un valor de 4,6%, mientras que en el año 2014 respecto al 2013, se observa un descenso del consumo con un valor de 1,9%.

Al igual que en el SADI, los mayores consumos mensuales de los últimos tres años ocurrieron en diciembre de 2013 (1.948 GWh) y en julio de 2014 y 2015 (1.913 GWh y 1.980 GWh respectivamente).

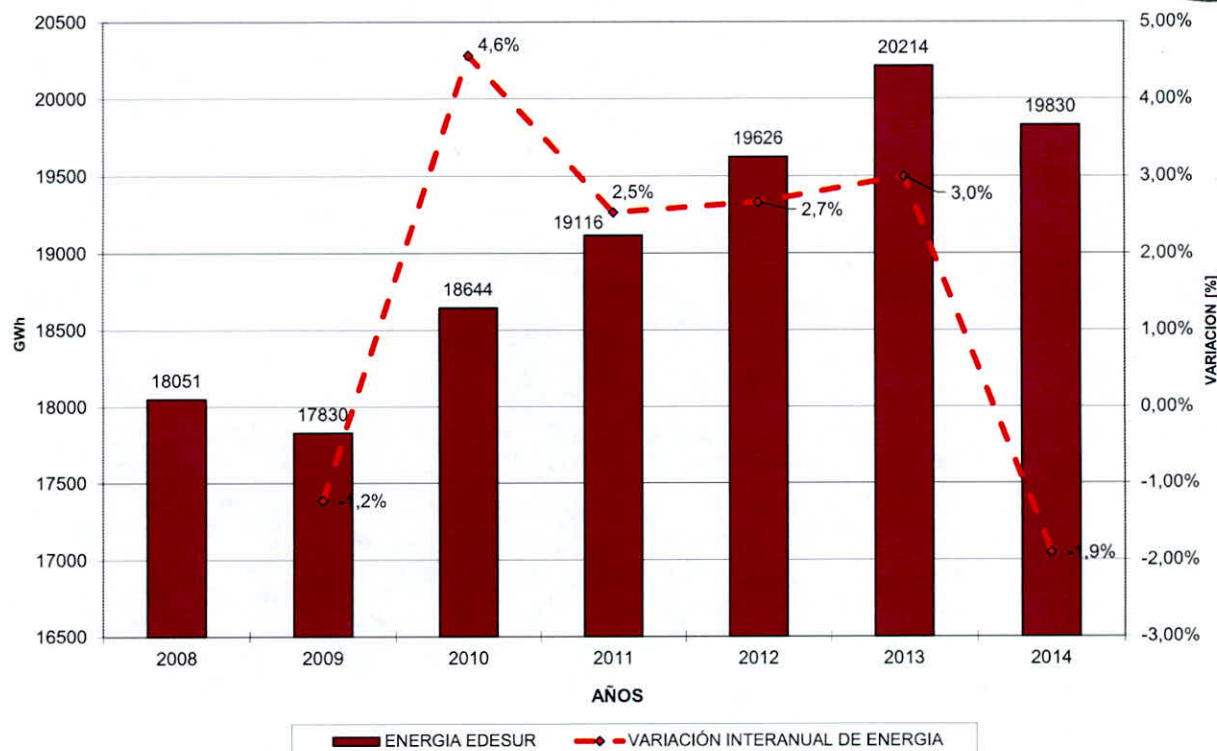


ENTE NACIONAL REGULADOR  
DE LA ELECTRICIDAD

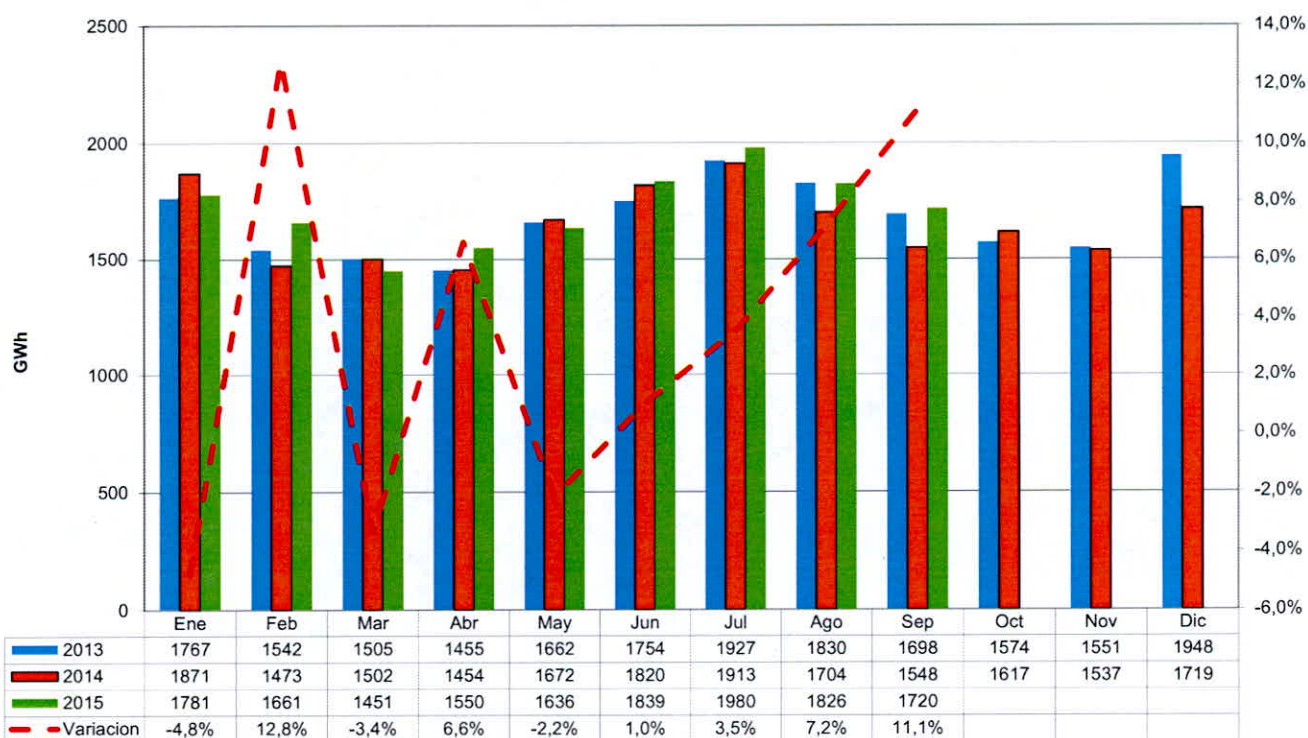
"2015 - Año del Bicentenario del Congreso de los Pueblos Libres"



### DEMANDA DE ENERGIA EDESUR SA Y VARIACION INTERANUAL



### ENERGÍA EDESUR AÑO 2013, 2014, 2015 Y VARIACIÓN INTERANUAL

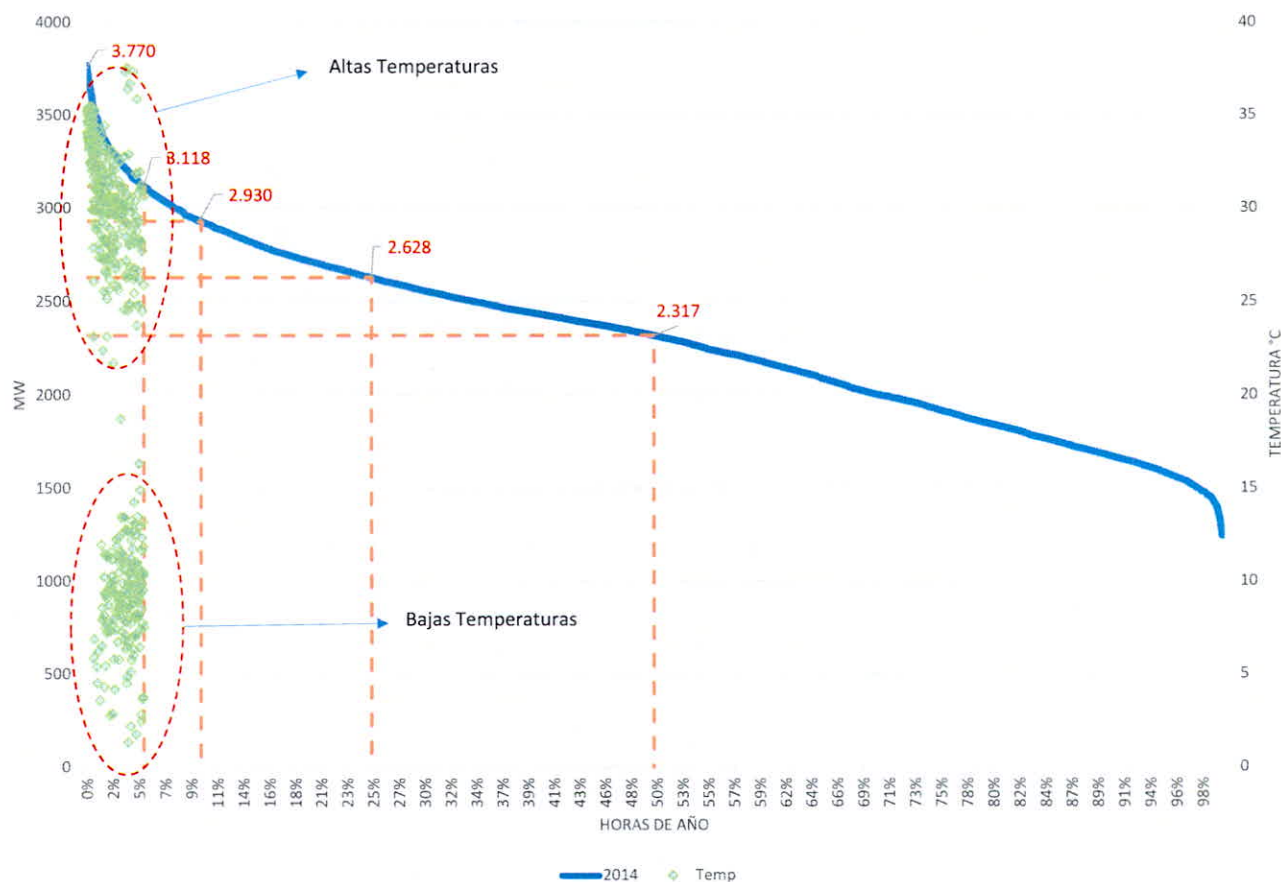


Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA





EDESUR SA - DEMANDA 2014 [MW]



En el gráfico anterior se observa que la mitad del año la demanda es inferior a los 2.317 MW, el 25% del tiempo la demanda supera los 2.628 MW, y el 5% del tiempo (438 horas) la demanda supera los 3.118 MW, alcanzando la máxima demanda un valor de 3.770 MW.

De las 438 horas con mayor nivel de demanda durante el 2014, en 237 horas las temperaturas fueron superiores a los 28 °C y en 71 horas se registraron valores de temperaturas inferiores a los 12 °C. La relación entre la máxima demanda (3770 MW) y el valor registrado en el 5% del tiempo (3.118 MW) resulta superior en un 20% y, respecto del valor correspondiente a la mitad del tiempo, el incremento supera el 62%.

En el caso de EDESUR S.A. la diferencia en valor absoluto de la demanda máxima (3.770 MW) respecto al valor del percentil 95% (3.118 MW), alcanza los 652 MW (8 SSEE de 2 x 40MW, sin reserva), y este incremento de demanda puede suponerse que corresponde a climatización.

En la siguiente tabla se muestran los consumos anuales por categoría tarifaria correspondiente a la información del semestre 37º de control (Sep 2014 – feb 2015). En la misma se evidencia que el 38% del consumo registrado corresponde a los usuarios residenciales, el 39% a los usuarios de tarifa 3 (BT, MT y AT) y el resto se distribuye en Alumbrado Público, General y Tarifa 2. En consecuencia y considerando el peso del consumo residencial, resulta de vital importancia considerar la modalidad de consumo de estos usuarios, en particular con la cantidad de equipos adquiridos en los últimos años con fines de climatización.



ENTE NACIONAL REGULADOR  
DE LA ELECTRICIDAD

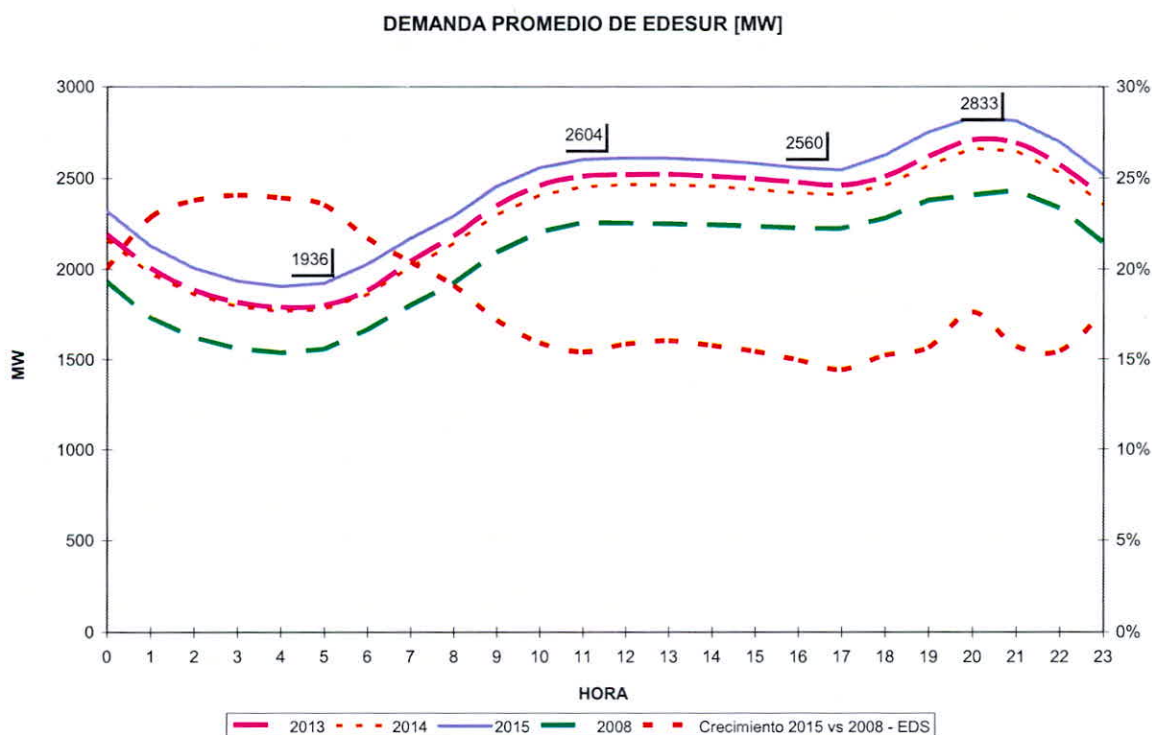
"2015 - Año del Bicentenario del Congreso de los Pueblos Libres"



Tarifa	Energía [GWh]	Energía [%]
Alumbrado Público	1.039	6%
Residencial	6.971	38%
General	1.873	10%
Tarifa 2	1.483	8%
Tarifa 3	7.149	39%
<b>TOTAL</b>	<b>18.515</b>	<b>100%</b>

De acuerdo con lo expresado anteriormente y con el objeto de planificar las inversiones, es necesario conocer la evolución de los consumos de energía, determinar los niveles de demanda de potencia y su evolución, y conocer la forma de consumir de los usuarios, dado que a partir de estos datos se determinan y evalúan las obras de expansión de redes AT, MT y BT necesarias para poder absorber el crecimiento de la demanda. A tal efecto, se analiza a continuación su comportamiento tanto en su evolución del promedio de la demanda como de la máxima demanda horaria durante los años 2008, 2013, 2014 y 2015, para EDESUR S.A. Asimismo se evalúa el incremento porcentual 2008 – 2015 de la demanda promedio anual por cada banda horaria.

Como puede observarse en el siguiente gráfico, el promedio de la demanda horaria del año 2015 en EDESUR S.A. resulta superior al de los años anteriores. El máximo valor del promedio horario de la demanda de potencia de la distribuidora, informada por CAMMESA, es de 2.701 MW (año 2014) y de 2.833 MW (año 2015), y ambas se ubican a las 20:00 hs. Asimismo, el incremento promedio de potencia asciende al 13% (año 2014) y del orden del 16% (año 2015), ambos valores respecto al año 2008.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA





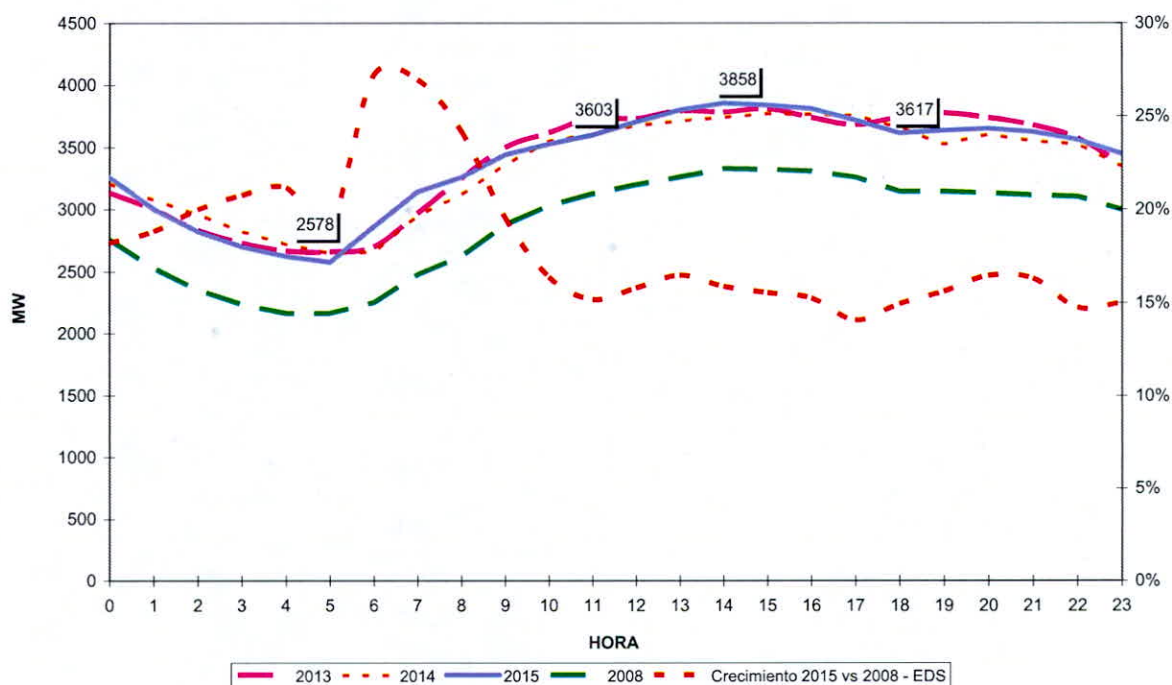
ENTE NACIONAL REGULADOR  
DE LA ELECTRICIDAD

"2015 - Año del Bicentenario del Congreso de los Pueblos Libres"



Por su parte, el valor máximo de demanda en EDESUR S.A. se produce a las 15:00 hs y su valor alcanza los 3.812 MW durante el 2013, los 3.767,2 MW en 2014, pero una hora más tarde y, para el caso del año 2015, alcanza un valor de 3.858 MW el 24 de febrero a las 14:00 hs.

DEMANDA MÁXIMA DE EDESUR [MW]



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

A continuación se presenta una tabla con las máximas demandas de EDESUR S.A. desde el año 2008, y su variación del año 2014 y 2015 respecto al 2008.

DEMANDA MÁXIMA, POR AÑO (2008-2015)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 (ene - sep) Max febrero	Incremento (2014 vs 2008)	Incremento (2015 vs 2008)
3330	3257	3529	3551	3664	3812	3771	3858	13,2%	15,9%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

En el mismo sentido, es dable señalar que el incremento anual de la máxima potencia durante el año 2015 (enero – septiembre) respecto al año anterior asciende al 2,3%, y 326% en lo que se refiere a la energía.

En consecuencia, sobre la base del incremento de potencia registrado desde el año 2008, surge un crecimiento promedio anual en la demanda de potencia para dicho lapso del orden del 2,1%.

### 3. CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

#### 3.1 DEFINICIÓN DE LOS INDICADORES

Los indicadores, de uso a nivel internacional, son:

a) SAIFI = **Indice de frecuencia media de interrupción del sistema** (System average interruption frequency index). En un período determinado representa la cantidad de interrupciones que afectaron a los usuarios en promedio, y se calcula como el total de usuarios interrumpidos en "n" interrupciones/total de usuarios abastecidos [Interrupciones/usuario-semester]

b) SAIDI = **Indice de duración media de interrupción del sistema** (System average interruption duration index). En un período determinado representa la duración total de interrupción que afectó a los usuarios en promedio, y se calcula como el total de horas-usuario interrumpidos en "n" interrupciones/total de usuarios abastecidos [horas/usuario-semester]

c) CAIDI = **Indice de duración media de interrupción por usuario** (customer average interruption duration index). Representa el tiempo medio de interrupción por usuario, y se calcula como el total de horas-usuario interrumpidos en "n" interrupciones/total de usuarios interrumpidos en "n" interrupciones [horas/interrupción], o visto de otra manera es SAIDI / SAIFI.

En este informe se consideran los indicadores para interrupciones mayores a 3 minutos, tanto el correspondiente al total de interrupciones que afectaron a los usuarios (red interna + red externa), como el que corresponde con la exclusión de los casos aceptados por el ENRE como originados en causales de caso fortuito o fuerza mayor. A mayor valor del indicador, implica peor condición de calidad.

Cabe mencionar, que en el cómputo de estos indicadores se incorporan las interrupciones en las redes de todos los niveles de tensión.

#### 3.2 INDICADORES GLOBALES DE EDESUR S.A.

##### 3.2.1 INDICADORES GLOBALES HISTÓRICO ANUAL.

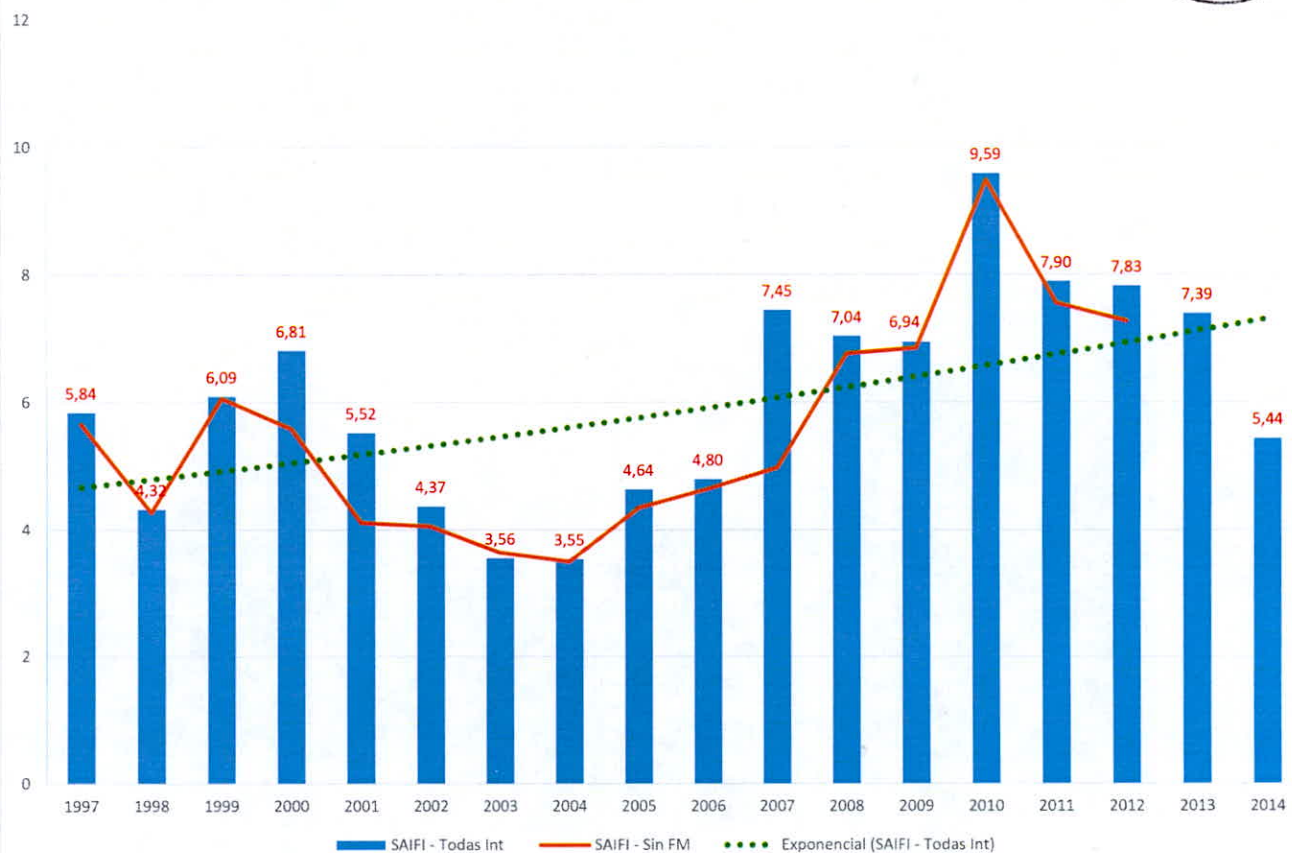
A continuación y en el ANEXO 1 se presenta en tablas y gráficos la evolución de los indicadores SAIDI, SAIFI y CAIDI.

En el caso del indicador SAIFI -que puede asociarse primariamente con la inversión en expansión y en reposición de instalaciones, así como al mantenimiento de las mismas-, y considerando el total de interrupciones (sin excluir el caso fortuito o de fuerza mayor), experimenta un crecimiento progresivo acentuado a partir del año 2007; para el período 1997 - 2006 el promedio es de 4,95 interrupciones por año, mientras que para el período 2007 - 2014 el promedio es de 7,45 interrupciones por año, es decir un 50% de incremento respecto del primer valor señalado.





EDESUR - INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO  
SAIFI



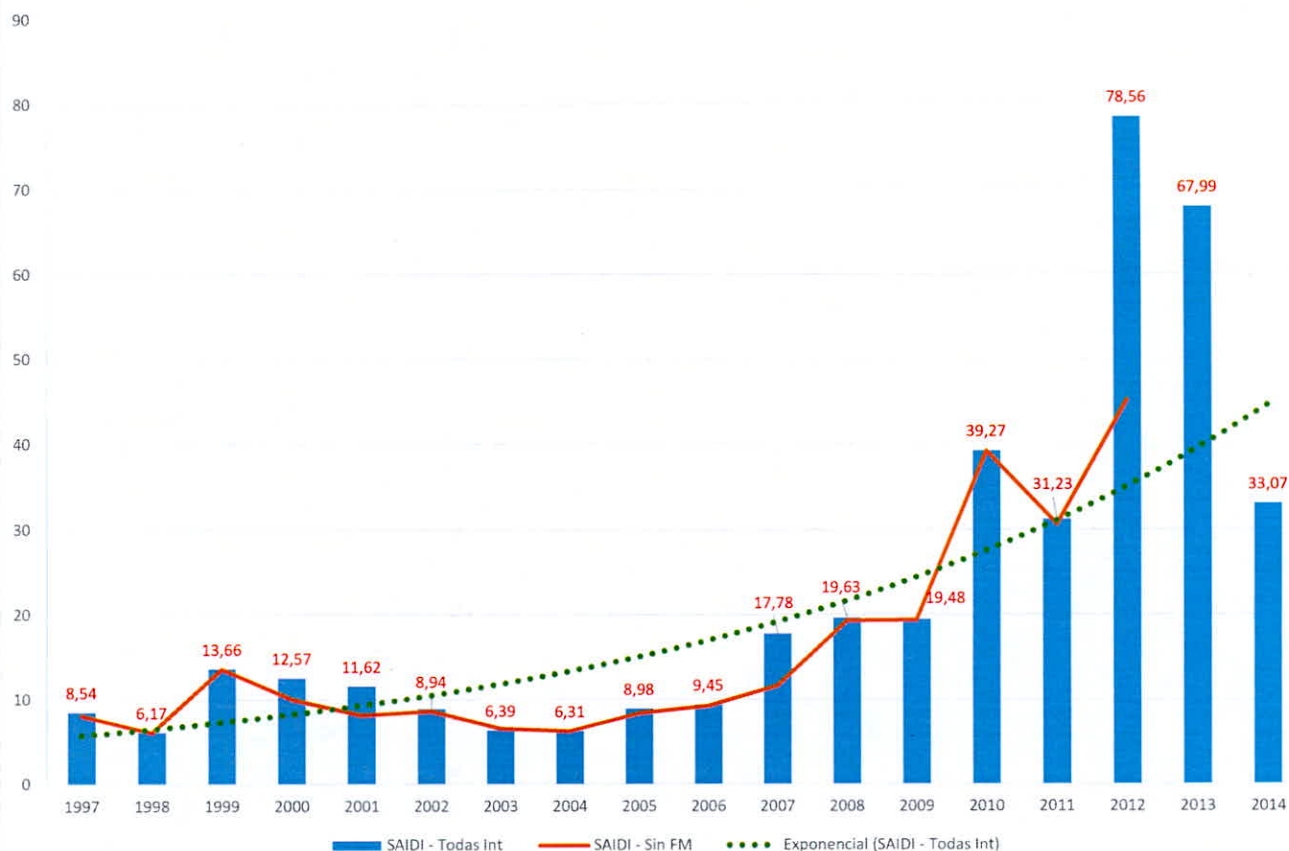
Lo expuesto permite concluir que, específicamente a partir del año 2006, las acciones adoptadas por EDESUR S.A. (es dable presumir que aquellas vinculadas a las inversiones, los gastos de operación y mantenimiento) no han alcanzado para abastecer la demanda del período en condiciones de calidad que efectivamente pudo mantener en los tramos anteriores. Es decir, dicho escenario se caracteriza por un veloz deterioro de los indicadores de calidad, presentando indicadores de Servicio Técnico que se alejan de los de EDENOR S.A.

Lo dicho en el párrafo anterior cobra mayor relevancia si se tiene presente que las inversiones en redes de distribución, presentan una constante de tiempo de no menos de 1 a 2 años, dado los plazos que demanda la planificación y ejecución de los proyectos de inversión hasta su puesta en servicio.

Como dato adicional hay que mencionar que la estructura de las redes de EDESUR S.A. tiene el 62% de sus usuarios alimentados por red subterránea, instalaciones que pueden resultar afectadas por fenómenos asociados a lluvias intensas o altas temperaturas persistentes, cuando no se encuentran debidamente acondicionadas para soportar los efectos mencionados.

En el caso del indicador SAIDI - y que representa la duración total de interrupción por año que afectó a los usuarios en promedio -, y considerando el total de interrupciones (sin excluir el caso fortuito o de fuerza mayor), el promedio del período 1997-2006 es de 9,26 horas por año, mientras que el promedio entre 2007-2014 es de 38,37 horas por año (314% de incremento).

EDESUR - INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO  
 SAIDI



Lo expuesto permite concluir que, específicamente a partir del año 2006, también se aprecia un deterioro progresivo en la gestión de la Distribuidora frente a las interrupciones del suministro (personal destinado a maniobras de red, detección de falla y reparaciones) y una subinversión en expansión de las redes de distribución que garantizan las condiciones de reserva adecuadas para afrontar la simple contingencia con tiempo de reposición vinculado exclusivamente a las maniobras de reconfiguración de la red.

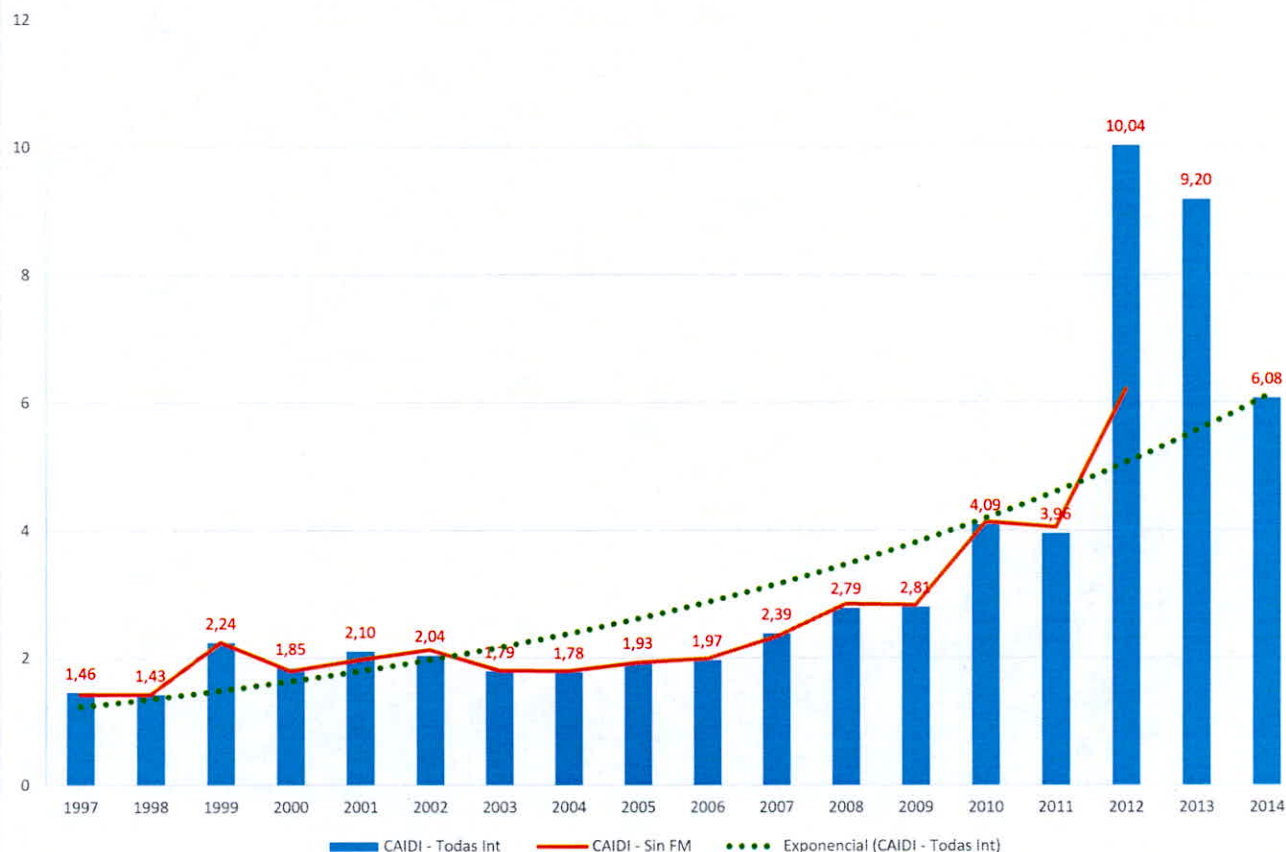
Teniendo en cuenta los informes que se reciben en cumplimiento de lo establecido en la Resolución ENRE N° 2/1998, respecto de las interrupciones ocurridas en los picos estacionales (invierno y verano) de demanda, existe energía no suministrada por insuficiencia en la capacidad de las redes existentes para abastecer la demanda, es decir tiempo sin suministro no por falla o falta de oferta, sino para evitar que la red asociada ingrese en situación de sobrecarga permanente. En este sentido, EDESUR S.A. ha planteado en el marco del FOCEDA la instalación de SSEE móviles y gran incremento de UGEMs que permiten abastecer localmente a los usuarios evitando la congestión y sobrecarga de la red.

Por último, el CAIDI - que tal como fuera indicado en la introducción es el cociente entre el SAIDI y el SAIFI y que puede asociarse primariamente con la gestión de la Distribuidora en la detección de fallas y reposición del suministro, aunque también guarda relación directa con la inversión en expansión de las redes-, experimenta un crecimiento progresivo acentuado a partir del año 2007, siendo el promedio del periodo 1997-2006 de 1,86 horas/interrupción, mientras que el promedio 2007-2014 es de 5,17 horas/interrupción (178% de incremento).





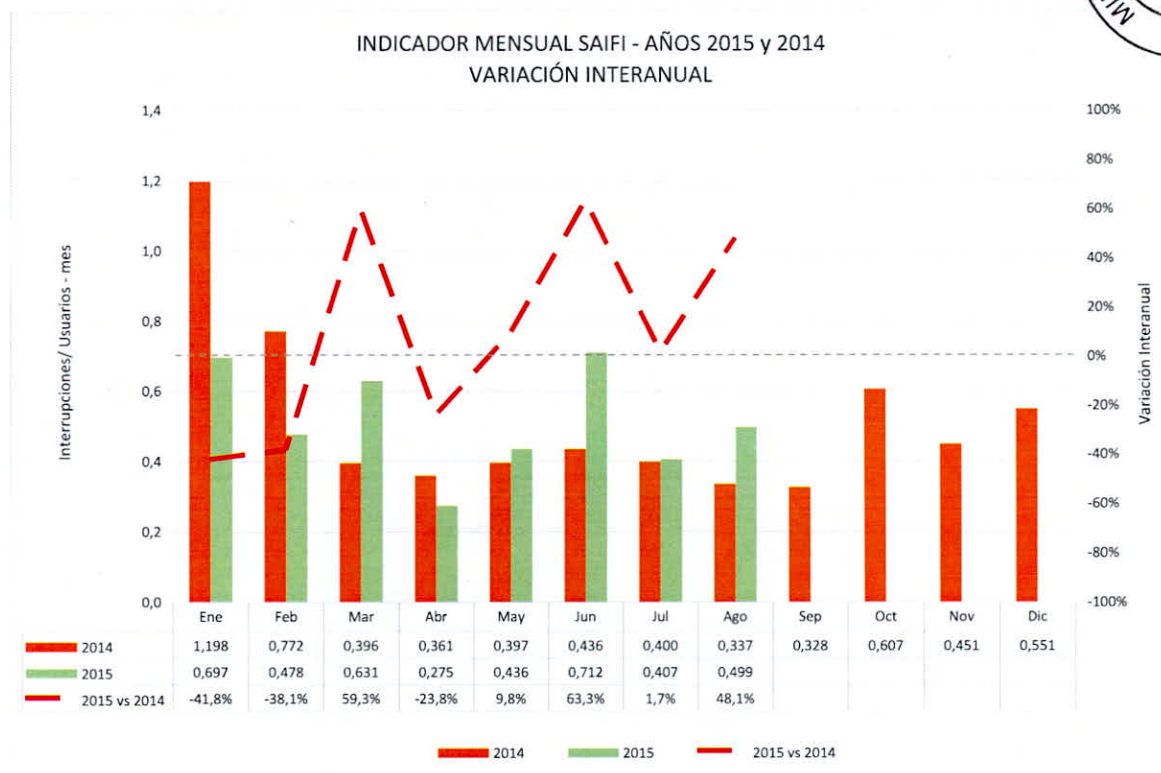
EDESUR - INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO  
CAIDI



Más allá de la tendencia señalada de incremento de los indicadores por deterioro de la calidad, se han presentado situaciones puntuales de elevados valores de los indicadores asociadas a eventos meteorológicos. Tal es el caso de la tormenta acontecida en abril de 2012 (semestre 32) y el período de altas temperaturas acontecido en el verano 2013/2014 (semestre 35).

### 3.2.2 INDICADORES GLOBALES MENSUALES 2014 – 2015 Y VARIACIÓN INTERANUAL.

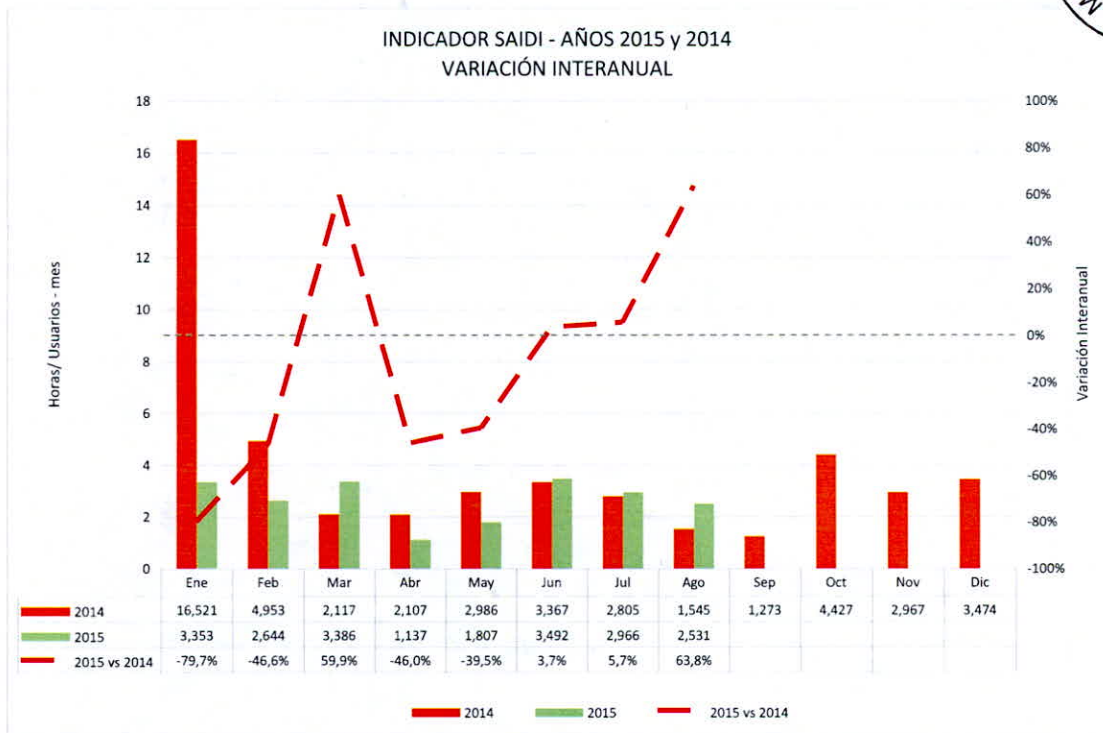
A continuación se muestra el gráfico de los indicadores mensuales del SAIFI, SAIDI y CAIDI, para los años 2014 y 2015, y sus variaciones interanuales.



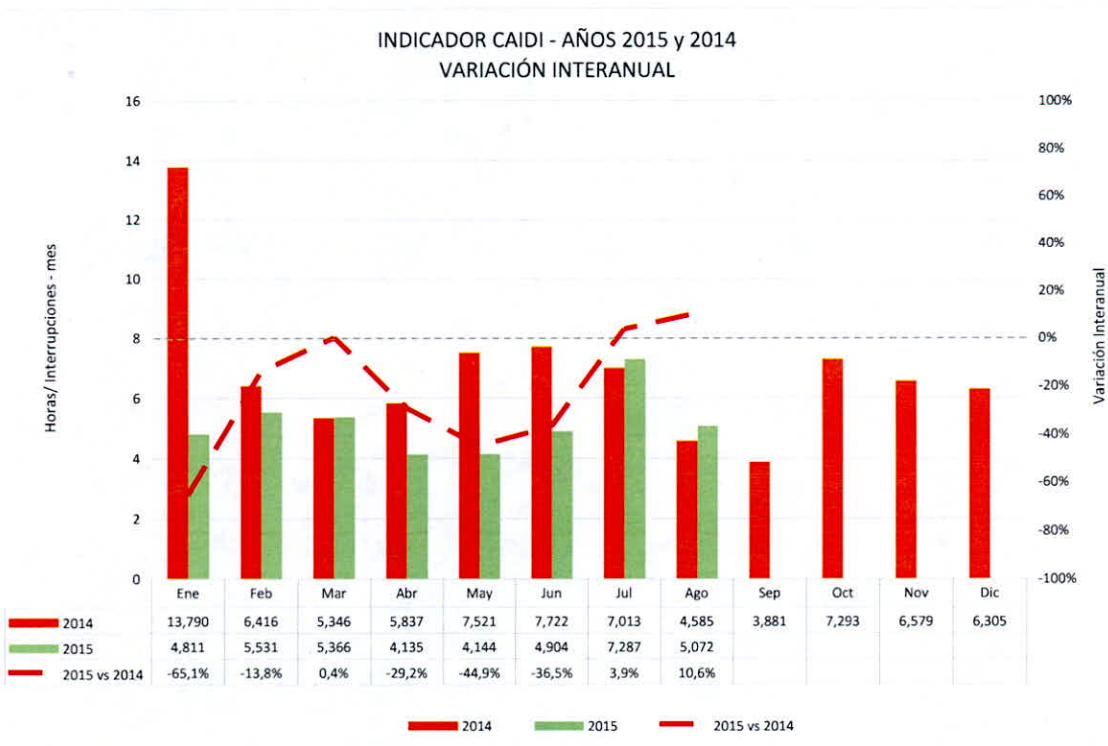
Se verifica un aumento importante del SAIFI (desmejora de la calidad) durante los meses de marzo, junio y agosto de 2015 - promedio del orden del 57%- respecto a iguales meses del año 2014, principalmente debido al aumento de las interrupciones en alta tensión del orden de 427% para esos meses del 2015 versus 2014. En mayo y julio se aprecia una relativa estabilidad del indicador, mientras que en el resto de los meses (enero, febrero y abril) el promedio de mejora es del 35% respecto al 2014.

A nivel de interrupciones de alta tensión, se verificó que existieron 18 interrupciones con 36.397 usuarios afectados para el mes de junio del 2014 (3% respecto al total) y 371 interrupciones con 427.963 usuarios afectados respecto al mismo mes del año 2015 (24% respecto al total), con lo cual la relación entre ambos SAIFI resultó de 63,3%.





En el caso del SAIDI, un aumento importante (desmejora de la calidad) durante los meses de marzo y agosto de 2015 -promedio del orden del 62%- respecto a iguales meses del año 2014. En junio y julio se aprecia una relativa estabilidad del indicador, mientras que en el resto de los meses (enero, febrero, abril y mayo) el promedio de mejora es del 53% respecto al 2014.



Por último, en el caso del CAIDI, en febrero, marzo, julio y agosto se aprecia una relativa estabilidad del indicador, respecto a iguales meses del año 2014, mientras que en el resto de los meses (enero, abril, mayo y junio) el promedio de mejora es del 44% respecto al 2014.

### 3.3 INDICADORES POR PARTIDO

En el ANEXO 2 se presenta en tablas y gráficos la evolución histórica de los indicadores SAIDI, SAIFI y CAIDI, a partir de marzo/agosto de 2004 (semestre 16) en cada uno de los partidos que corresponden al área de concesión de EDESUR S.A.

Si el comportamiento global de la concesionaria fuera homogéneo, cada partido debería reflejar en cada indicador el mismo comportamiento que el observado para el total Distribuidora.

A excepción del indicador CAIDI para el partido de Cañuelas y el indicador SAIFI en los partidos de Almirante Brown, Cañuelas, Ezeiza y Presidente Perón, que manifiestan una tendencia estable en el tiempo, y en Florencio Varela en donde hubo una leve mejoría del SAIFI, el resto de los indicadores de todos los partidos muestran una evolución creciente en el tiempo.

En el siguiente cuadro se muestran los indicadores SAIDI, SAIFI y CAIDI para cada Partido de la Pcia. de Buenos Aires de los semestres 33°, 35° y 37°.

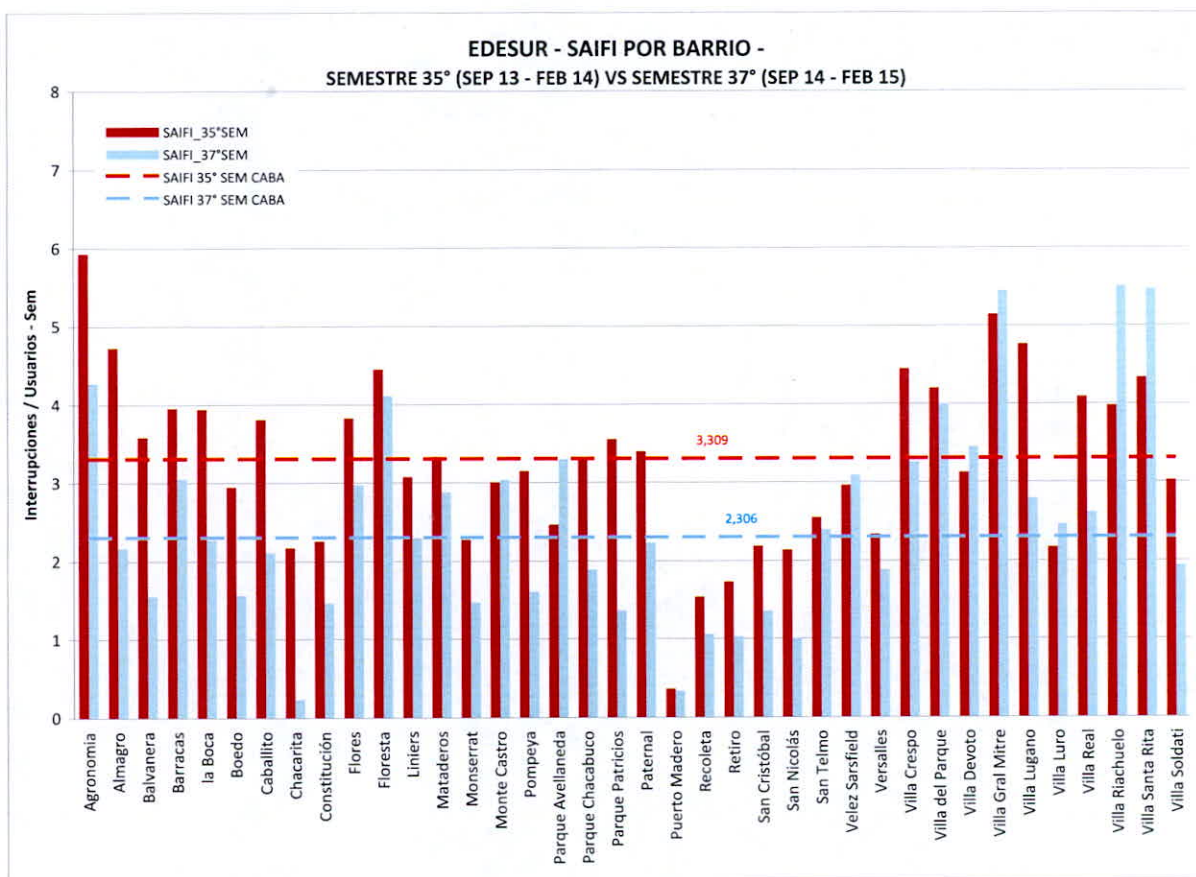
PARTIDO	SAIFI			SAIDI			CAIDI		
	SEM 33°	SEM 35°	SEM 37°	SEM 33°	SEM 35°	SEM 37°	SEM 33°	SEM 35°	SEM 37°
ALMIRANTE BROWN	2,150	6,926	2,685	11,881	48,960	16,277	5,526	7,069	6,062
AVELLANEDA	5,697	6,627	3,972	35,117	59,409	16,589	6,164	8,965	4,176
BERAZATEGUI	4,474	6,418	4,692	22,804	66,849	25,906	5,097	10,416	5,521
CAÑUELAS	2,185	8,896	4,659	6,873	59,476	20,339	3,146	6,686	4,366
CAPITAL FEDERAL	3,029	3,309	2,306	23,542	47,355	15,686	7,772	14,311	6,802
ESTEBAN ECHEVERRÍA	3,612	5,822	4,376	8,562	56,661	22,377	2,370	9,732	5,114
EZEIZA	2,598	3,932	2,009	7,689	38,909	9,859	2,960	9,895	4,907
FLORENCIO VARELA	4,237	4,484	4,516	21,928	52,939	26,768	5,175	11,806	5,927
LANÚS	7,629	8,910	4,455	48,039	80,588	21,324	6,297	9,045	4,787
LOMAS DE ZAMORA	4,615	4,752	3,479	15,150	41,317	18,034	3,283	8,695	5,184
PRESIDENTE PERÓN	3,485	4,994	3,107	10,945	61,977	15,565	3,141	12,410	5,010
QUILMES	4,694	5,538	3,568	27,495	52,538	23,408	5,857	9,487	6,561
SAN VICENTE	4,371	9,090	5,256	10,862	65,767	21,820	2,485	7,235	4,151

Los partidos en donde el empeoramiento de la calidad es más notable son: Avellaneda, Berazategui, Capital Federal, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente.

A continuación se muestran estos mismos indicadores de los 38 barrios de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. En primera instancia, para cada barrio se realizó la comparación de cada indicador del semestre 37° respecto al semestre 35° (contemplando en éste período las elevadas temperaturas registradas en el período estival 2013-2014) y en segunda instancia para el semestre 37° respecto al semestre 33°.



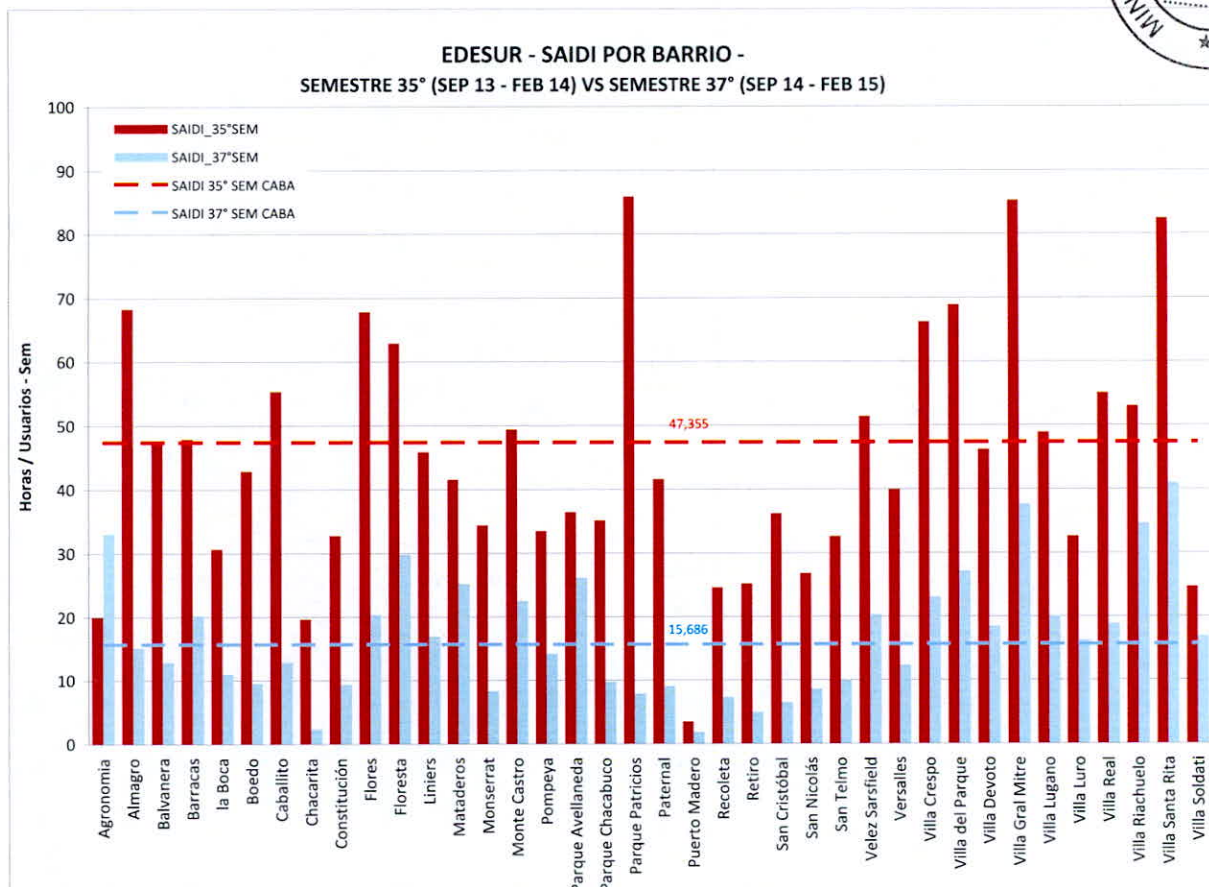
### Comparación semestre 35° - semestre 37°



De la comparación del semestre 37° con el semestre 35° para cada barrio, se observa en 7 barrios un empeoramiento de los niveles del SAIFI -llegando a ser de 1,38 veces en Villa Riachuelo-, mientras que en los 31 barrios restantes mejoró el indicador – disminuyó-, llegando a ser de 0,11 veces en el barrio de Chacarita, de 0,39 veces en Parque Patricios y de 0,43 para el caso de Balvanera.

En el semestre 35° hay 17 barrios en los que se superó el SAIFI promedio calculado para CABA (3,309), llegando a ser, en el barrio de Agronomía, de 1,8 veces respecto al valor de CABA. En cuanto al semestre 37°, se observa que en 18 barrios se superó el SAIFI promedio calculado para CABA (2,306), llegando a ser, en el barrio de Villa Riachuelo, de 2,4 veces respecto al valor de CABA indicado.

A nivel del indicador SAIFI semestral para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se observa una mejoría –disminución- en el semestre 37° respecto al 35° del orden del 30%.

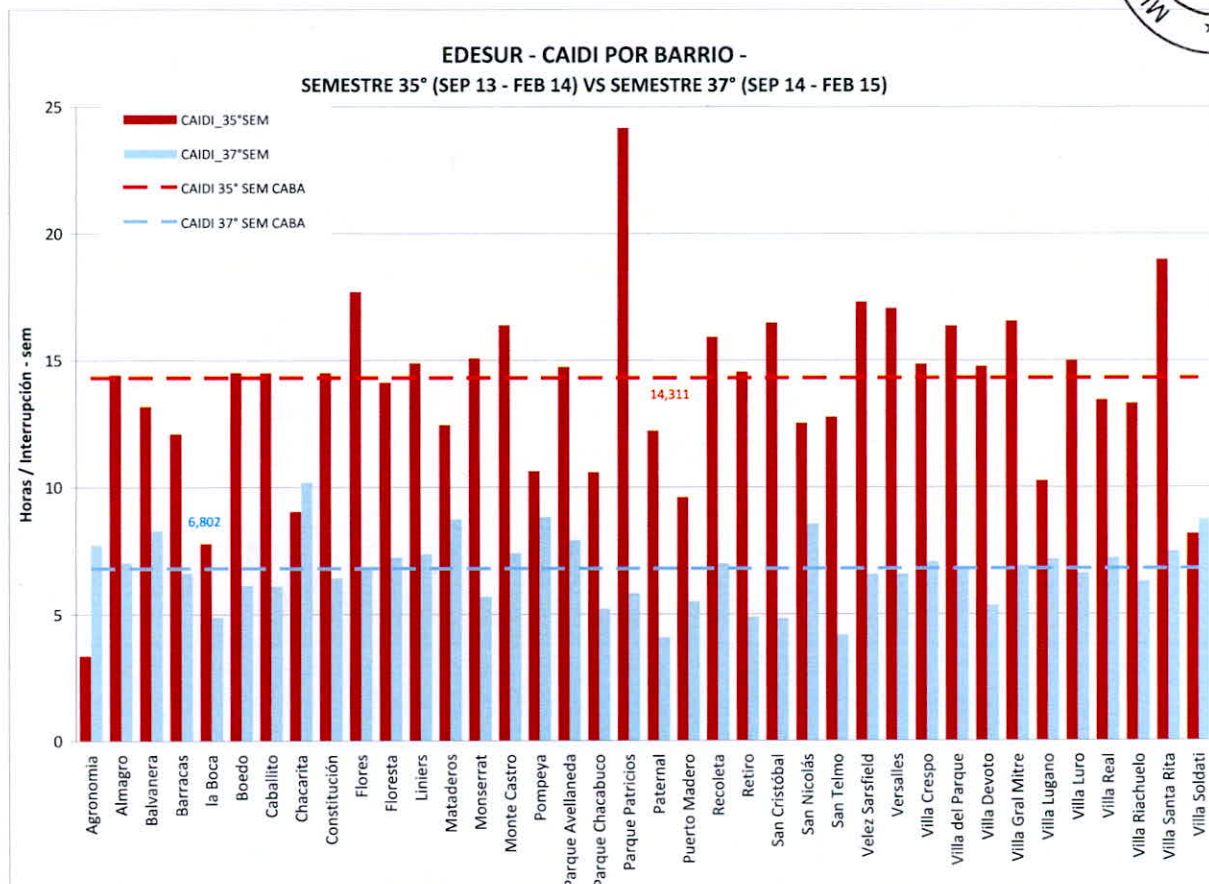


Respecto al indicador SAIDI y comparando ambos semestres por barrio, se observa en 1 barrio el empeoramiento del nivel del SAIDI -llegando a ser de 1,65 veces en el barrio de Agronomía-, mientras que en los 37 barrios restantes mejoró el indicador – disminuyó-, llegando a ser de 0,09 veces en el barrio de Parque Patricios, de 0,12 veces en Chacarita y de 0,18 para el caso de San Nicolás.

En el semestre 35° hay 15 barrios en los que se superó el SAIDI promedio calculado para CABA (47,355), llegando a ser en el barrio de Parque Patricios, de 1,8 veces respecto al valor de CABA. En cuanto al semestre 37°, se observa que en 19 barrios se superó el SAIDI promedio calculado para CABA (15,686), llegando a ser, en el barrio de Villa Santa Rita, de 2,6 veces respecto al valor de CABA señalado.

A nivel del indicador SAIDI semestral para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se observa una mejoría –disminución- en el semestre 37° respecto al 35° del orden del 67%.





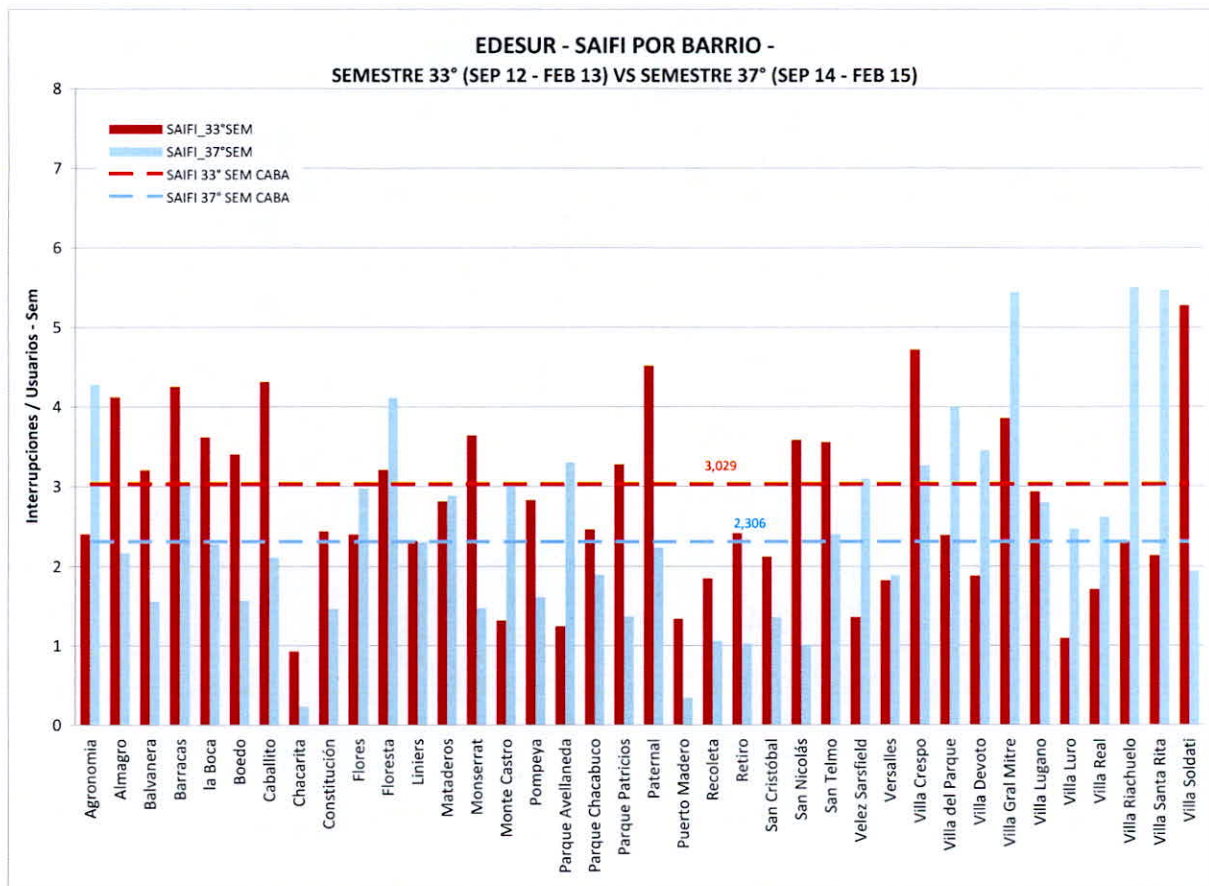
Para el caso del indicador CAIDI, y comparando ambos semestres (37° con 35°) por barrio, se observa en 3 barrios el empeoramiento de los niveles del CAIDI -llegando a ser de 2,29 veces en el barrio de Agronomía-, mientras que en los 35 barrios restantes mejoró el indicador – disminuyó-, llegando a ser de 0,24 veces en el barrio de Parque Patricios, de 0,29 veces en San Cristóbal y de 0,33 para el caso de San Telmo.

En el semestre 35° hay 21 barrios en los que se superó el CAIDI promedio calculado para CABA (14,311), llegando a ser, en el barrio de Parque Patricios, de 1,7 veces respecto al valor de CABA. En el caso del semestre 37°, se observa que en 18 barrios se superó el CAIDI promedio calculado para CABA (6,802), llegando a ser, en el barrio de Chacarita, de 1,5 veces respecto al valor de CABA mencionado.

A nivel del indicador CAIDI semestral para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se observa una mejoría –disminución- en el semestre 37° respecto al 35° del orden del 52%.



### Comparación semestre 33° - semestre 37°

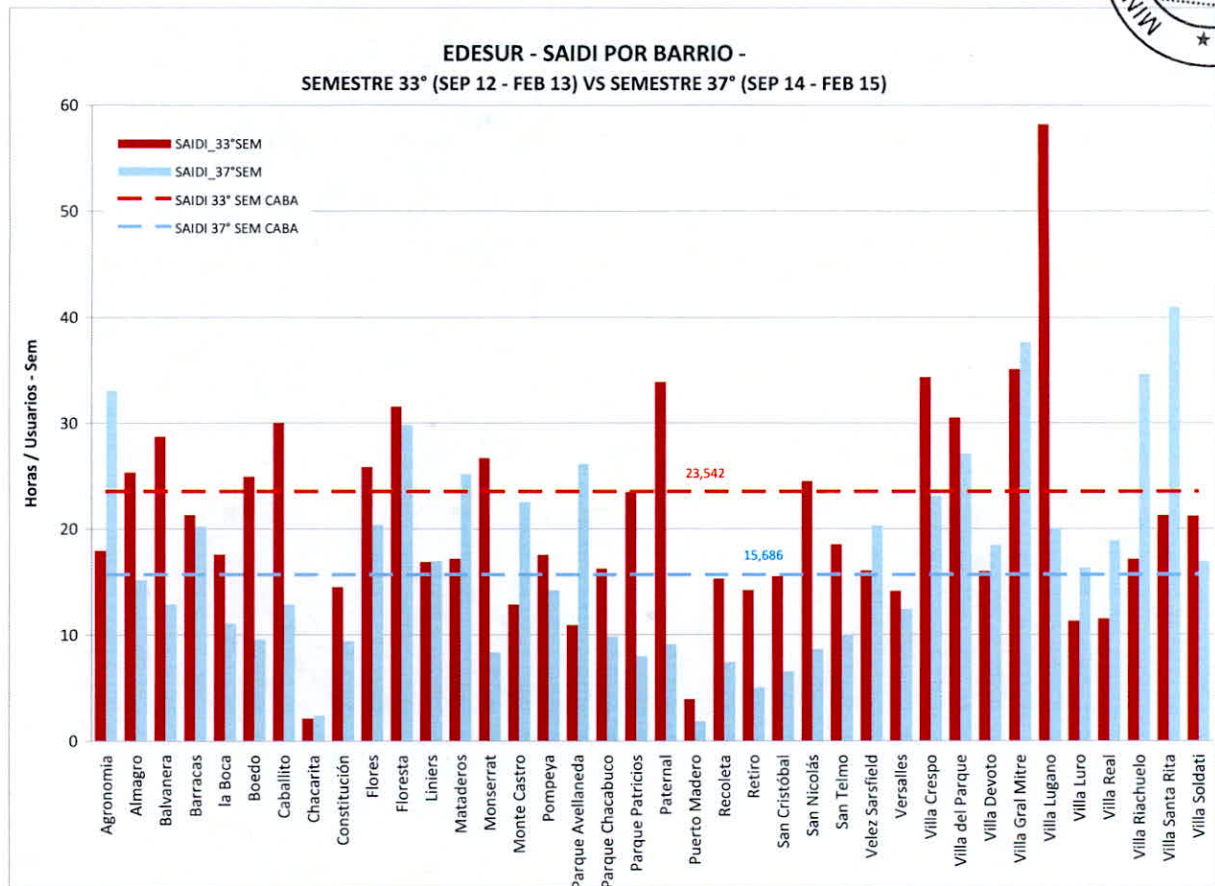


De la comparación del semestre 37° respecto al semestre 33° para cada barrio, surge que en 15 barrios empeoraron los niveles del SAIFI -llegando a ser de 2,65 veces en Parque Avellaneda-, mientras que en los 23 barrios restantes mejoró el indicador – disminuyó-, llegando a ser de 0,26 veces en el barrio de Chacarita, de 0,26 veces en Puerto Madero y de 0,28 para el caso de San Nicolás.

En el semestre 33° hay 15 barrios en los que se superó el SAIFI promedio calculado para CABA (3,029), llegando a ser, en el barrio de Agronomía, de 2,3 veces respecto a dicho valor.

A nivel del indicador SAIFI semestral para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se observa una mejoría –disminución- en el semestre 37° respecto al 33° del orden del 24%.

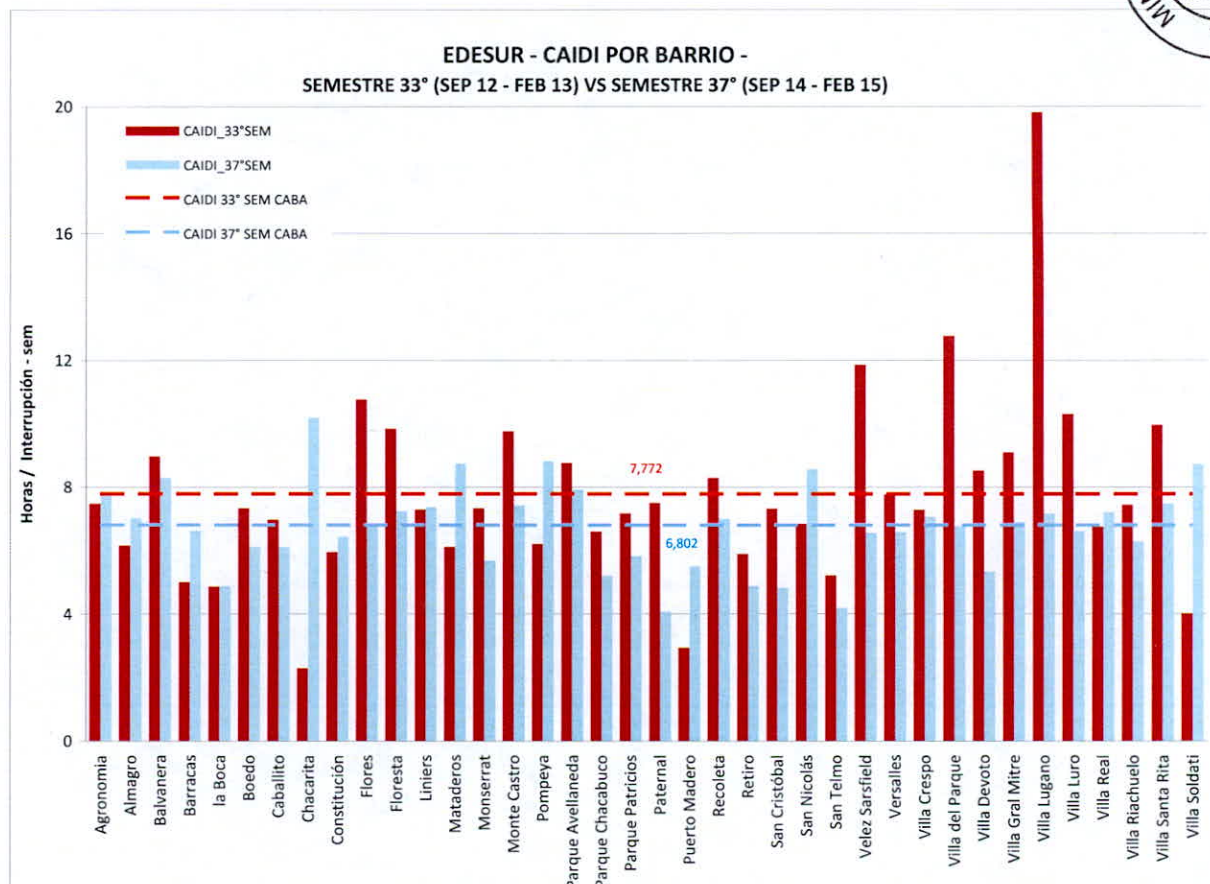




Respecto al indicador SAIDI y comparando ambos semestres por barrio, se observa en 12 barrios el empeoramiento de los niveles del SAIDI -llegando a a ser de 2,02 veces en el barrio de Villa Riachuelo-, mientras que en los 26 barrios restantes mejoró el indicador – disminuyó-, llegando a ser de 0,27 veces en el barrio de Paternal, de 0,31 veces en Monserrat y de 0,34 para el caso de Parque Patricios.

En el semestre 33° hay 13 barrios en los que se superó el SAIDI promedio calculado para CABA (23,542), llegando a ser, en el barrio de Villa Lugano, de 2,5 veces respecto al valor mencionado.

A nivel del indicador SAIDI semestral para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se observa una mejora –disminución- en el semestre 37° respecto al 33° del orden del 33%.



Para el caso del indicador CAIDI y comparando ambos semestres por barrio, se observa en 13 barrios el empeoramiento de los niveles del CAIDI -llegando a a ser de 4,44 veces en el barrio de Chacarita-, mientras que en los 25 barrios restantes mejoró el indicador – disminuyó-, llegando a ser de 0,36 veces en el barrio de Villa Lugano, de 0,53 veces en Villa del Parque y de 0,54 para el caso de Paternal.

En el semestre 33° hay 13 barrios en los que se superó el CAIDI promedio calculado para CABA (7,772), llegando a ser, en el barrio de Villa Lugano, de 2,6 veces del citado valor.

A nivel del indicador CAIDI semestral para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se observa una mejora –disminución- en el semestre 37° respecto al 33° del orden del 12%.

En cuanto al resultado del análisis de los tres semestres estudiados (33°, 35° y 37°), se observa una mejora progresiva:

- ✓ del indicador SAIFI en 13 barrios (Barracas, Boedo, Caballito, Constitución, Monserrat, Paternal, Puerto Madero, Recoleta, Retiro, San Nicolás, San Telmo, Villa Crespo y Villa Soldati) de los 38 barrios de CABA (promedios de SAIFI 3,49 para el semestre 33°, 2,65 para el 35° y 1,77 para el 37°);
- ✓ del indicador SAIDI en 2 barrios (Puerto Madero y Villa Lugano), con promedios de SAIDI 31,11 para el semestre 33°, 26,24 para el 35°, y 11,01 para el 37°;

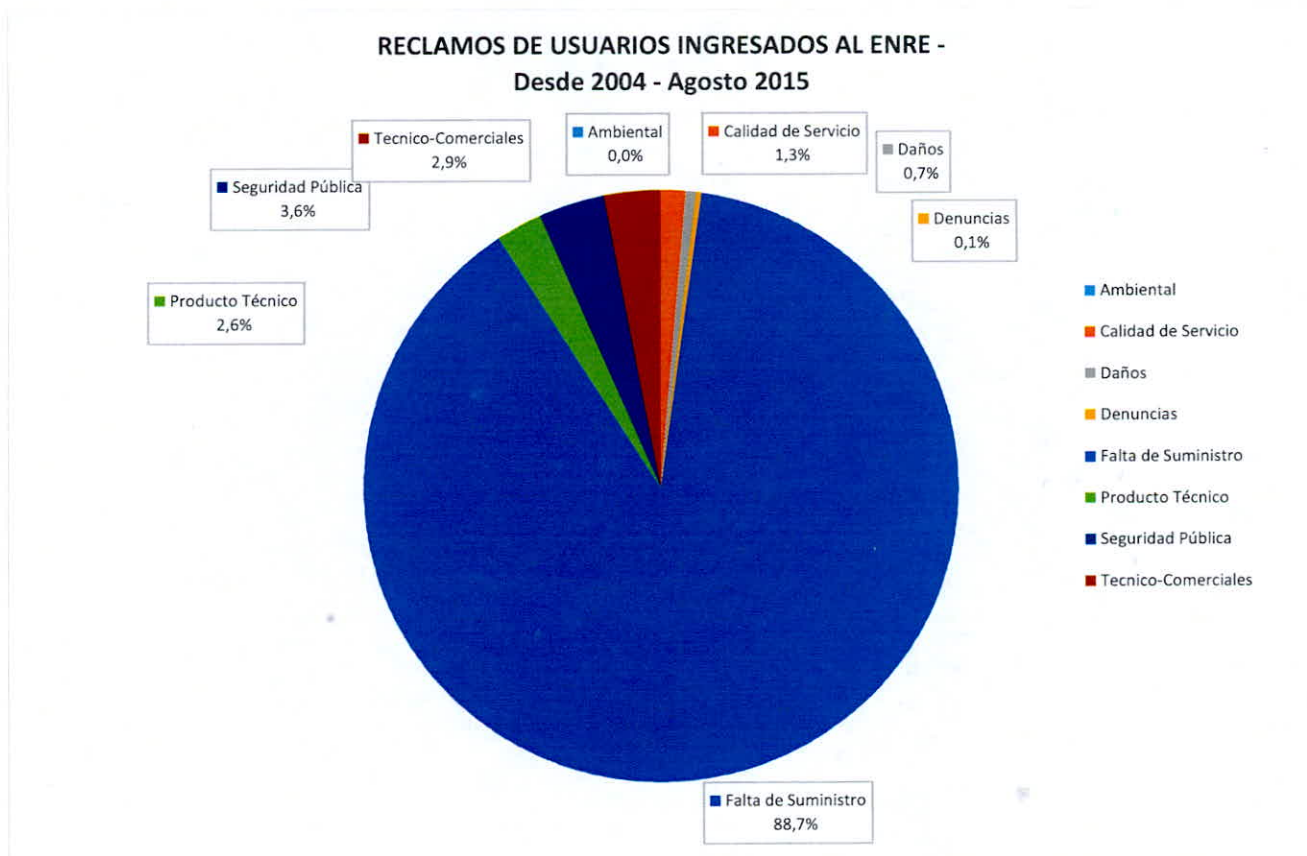


- ✓ del indicador CAIDI en 1 barrio (Villa Lugano), con valores de 19,83 para el semestre 33°, 10,26 para el 35° y 7,18 para el 37°.

#### 4. RECLAMOS DE USUARIOS INGRESADOS EN EL ENRE

En el presente punto se presenta la evolución de los reclamos ingresados en el Ente, formulados por los usuarios de EDESUR S.A., y como se distribuyen, de acuerdo a la problemática denunciada, desde el año 2004 hasta agosto de 2015.

El total de reclamos ingresados en el período indicado supera los 1,7 millones de reclamos y/o quejas por los usuarios, distribuyéndose el 89% en reclamos por falta de suministro, y el resto por reclamos de Producto Técnico, Seguridad en la Vía Pública, Técnico - Comercial, Ambiental, Calidad Servicio, Daños y Denuncias. A continuación se detalla gráficamente la distribución señalada.



##### 4.1 DATOS HISTORICOS DE RECLAMOS POR FALTA DE SUMINISTRO

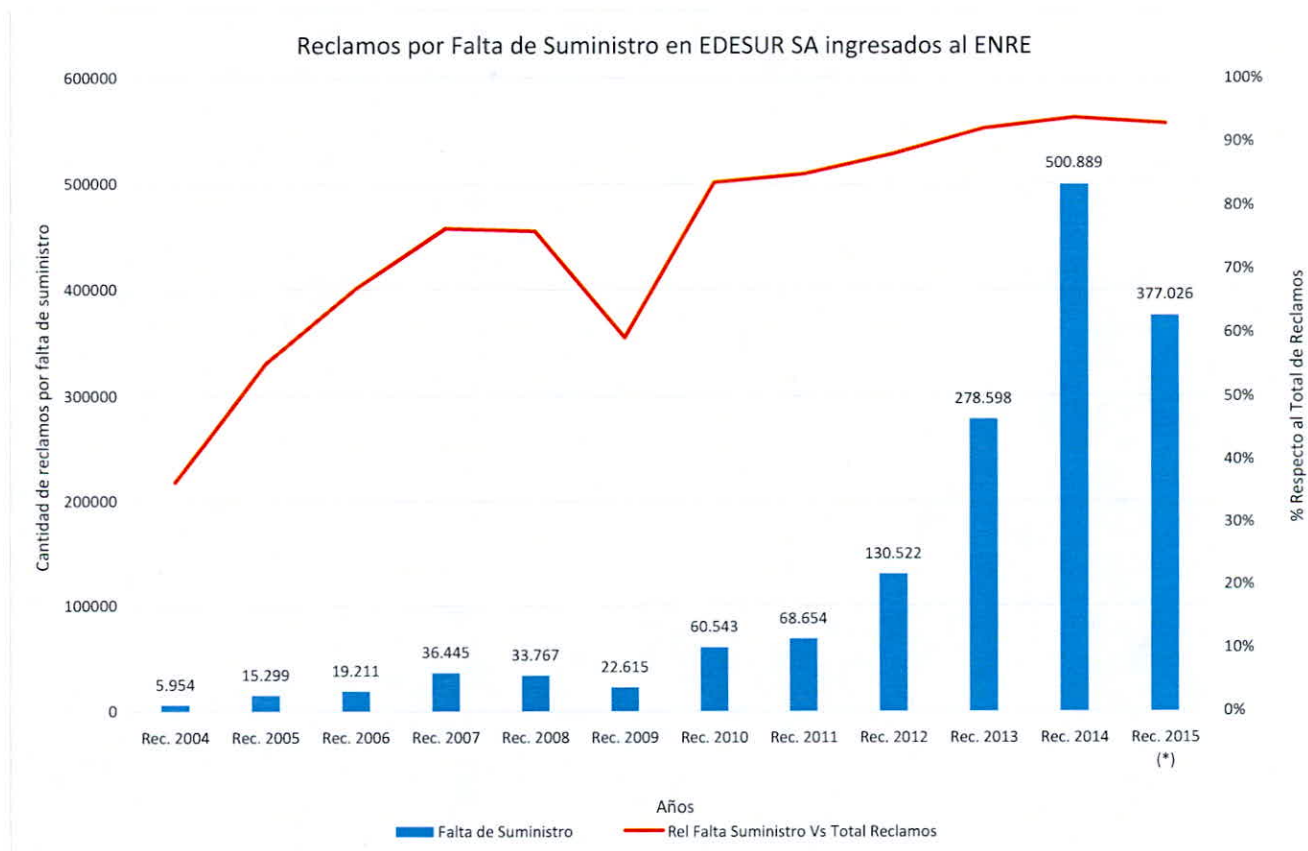
Tal como se mencionó anteriormente, el 88% de los reclamos ingresados al Organismo corresponden a denuncias por falta de suministro de energía eléctrica, en consecuencia se muestra a continuación la evolución anual de los mismos desde el año 2004.



En primer lugar debe señalarse que a partir de septiembre de 2010, comenzó a funcionar en el Ente el sistema de IVR de recepción de reclamos, permitiendo incrementar la recepción de los mismos. No obstante, se evidencia de manera muy notoria el incremento anual de los reclamos por falta de suministro. Se ha incrementado en un 630%, la cantidad de reclamos del 2014 respecto al total de reclamos ingresados en 2011 (vigencia completa del sistema IVR). En el mismo sentido se observa un aumento del 450% de los reclamos ingresados hasta agosto de 2015 respecto al 2011.

La comparación de los reclamos por falta de suministro ingresados en el 2015 respecto al 2014, se puede realizar en forma preliminar, dado que no se cuenta a la fecha con la serie completa del 2015 (en particular el próximo período estival), relacionando el total de reclamos respecto a la totalidad de días, de este modo surge que durante el 2014 ingresaron al Enre en promedio 1372 reclamos/día y hasta agosto de 2015 este valor alcanza los 1558 reclamos/día.

Como puede observarse en un primer análisis, desde la percepción del usuario la calidad del servicio eléctrico se ha deteriorado y aún no se percibe una mejora del servicio, entendiendo por ella una disminución de la cantidad de reclamos. En relación con lo expuesto, debe tenerse presente que la cantidad de reclamos por falta de suministro que formulan los usuarios al Organismo es de carácter indiciario, puesto que se encuentra sujeto a otros factores, como ser la capacidad de atención propia de los call centers de la propia distribuidora.

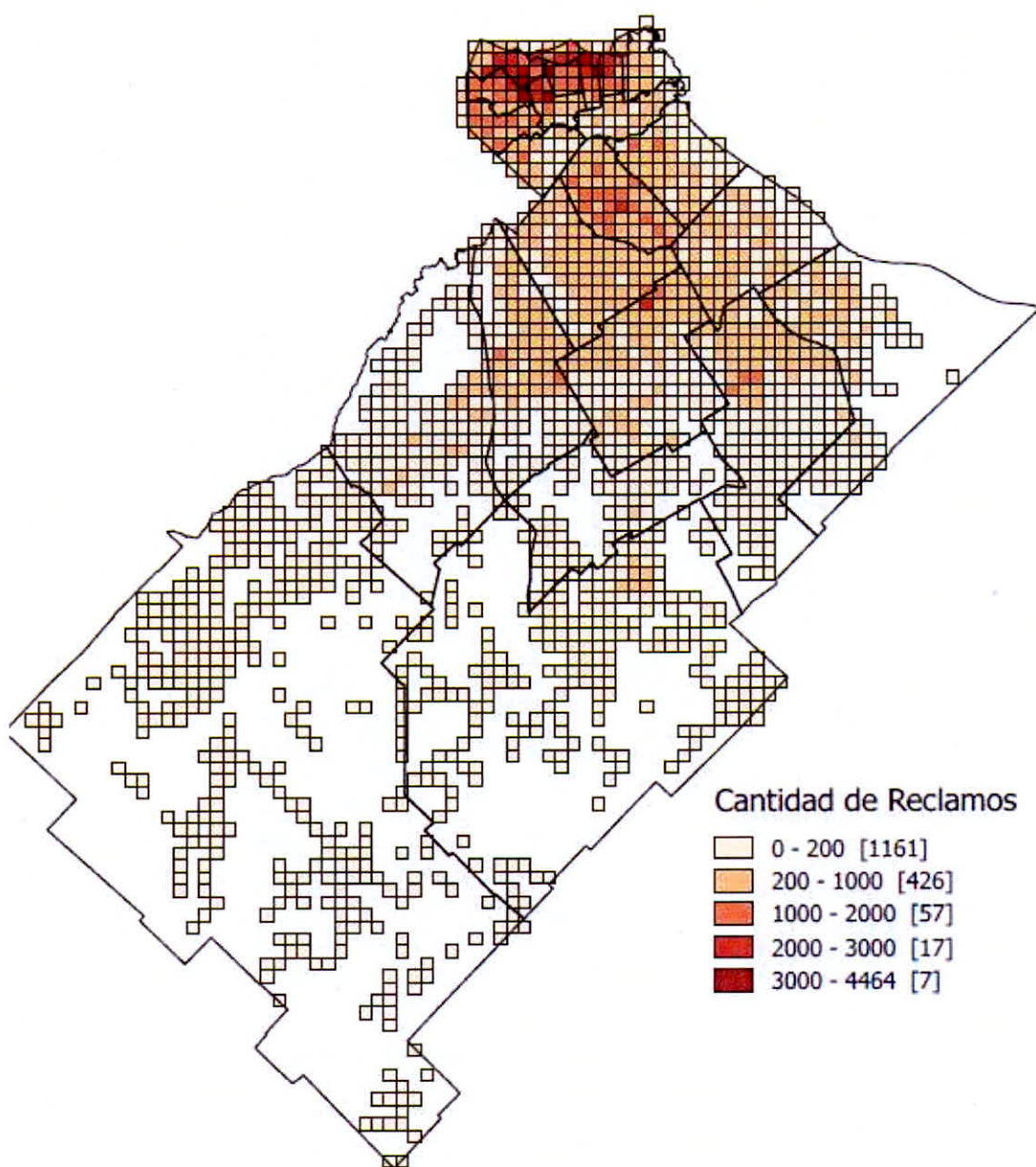




#### 4.1 DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LOS RECLAMOS POR FALTA DE SUMINISTRO EN EL AÑO 2014

En el siguiente mapa se muestra en una cuadrícula de 1km<sup>2</sup>, la cantidad de reclamos recepcionada durante el 2014 en el ENRE. La cuadrícula de color rojo representa la mayor cantidad de reclamos (superior a 3000). Se verifica que en 7 cuadrículas se ha dado tal situación.

La mayor cantidad de reclamos proviene de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en particular de los barrios de Almagro, Caballito, Flores, Floresta, Santa Rita, Monte Castro, etc., y en la Provincia de Buenos Aires, las mayores denuncias provienen de los Partidos de Avellaneda, Lanús, Lomas de Zamora, Almirante Brown y Quilmes.





## 5. EVOLUCION DE CABLES FUERA DE SERVICIO

En el presente punto se describe la evolución de los cables subterráneos de MT y BT fuera de servicio, esta información ha sido recopilada por la Guardia de Atención Primaria (GAP) del ENRE, de acuerdo a los datos proporcionados por EDESUR S.A. Este indicador evidencia la cantidad de reparaciones en las redes pendientes por la Concesionaria, que llevaría a una gestión deficiente de la red de distribución, disminución de la reserva e imposibilitando la posibilidad de maniobras operativas con el objeto de la reposición del servicio eléctrico.

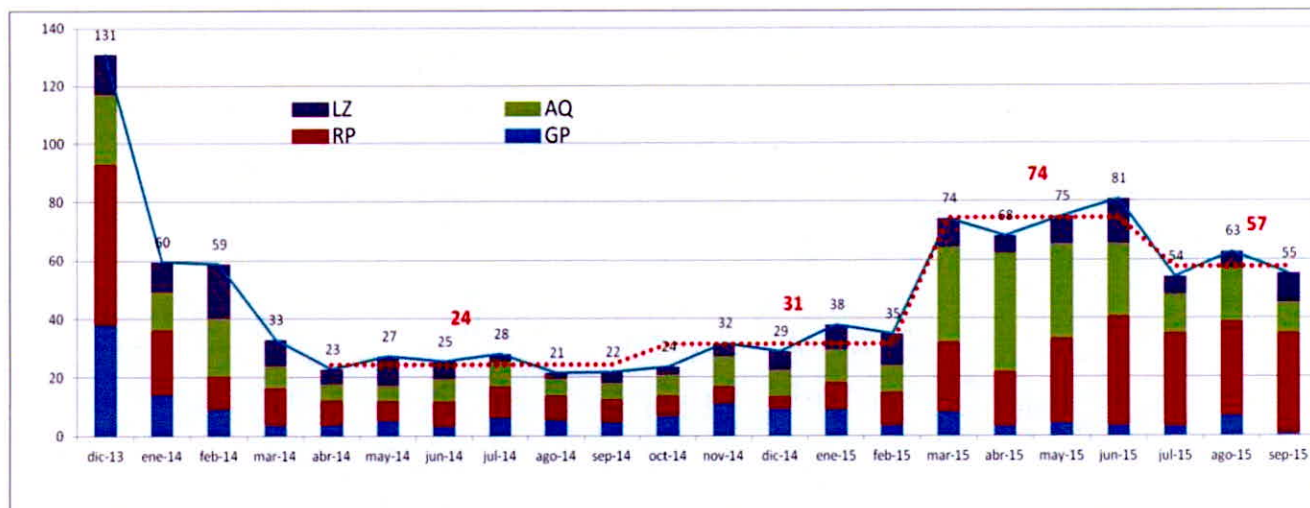
Todas las anomalías que no son tratadas con celeridad, tienden a generar reconfiguraciones en la red a condiciones de red alterada, lo que genera sobrecargas en la red y/o eventuales interrupciones del servicio eléctrico.

### 5.1 CABLES DE MEDIA TENSION PENDIENTES DE REPARACION

El gráfico a continuación muestra el promedio de cables MT fuera de servicio, por cada Sucursal Técnica de la Distribuidora al final de cada día del mes.

En el mismo se observa un máximo histórico ocurrido durante diciembre de 2013 (131 cables pendientes de reparación), periodo que incluye la tormenta registrada durante la primera quincena de ese mes y la alta demanda de consumo influenciada por las altas temperaturas registradas desde la segunda quincena. Durante los meses de enero de 2014 y febrero de 2015, se observa una disminución de la cantidad de reparaciones pendientes por parte de la distribuidora, manteniendo una estabilidad durante el período abril-Septiembre del año 2014 con un promedio 24 reparaciones pendientes; en el mismo período del 2015 este promedio se incrementa a 74 cables fuera de servicio y con una disminución a 57 durante el trimestre Julio – Septiembre de 2015.

En el detalle se observa un crecimiento importante de las reparaciones pendientes en la Sucursal Técnica Río de La Plata, que comprende los barrios de Retiro, Recoleta, San Nicolás, Monserrat, Puerto Madero, San Telmo, Constitución, San Cristóbal, La Boca, Barracas, Parque Patricios, Boedo, Pompeya, Parque Chacabuco y parcialmente los barrios de Flores, Caballito, Balvanera y Villa Soldati. El crecimiento en la participación de la Sucursal Río de La Plata, implica un promedio del 50% en el período Abril – Septiembre de 2015 con un valor máximo el 65% en Septiembre

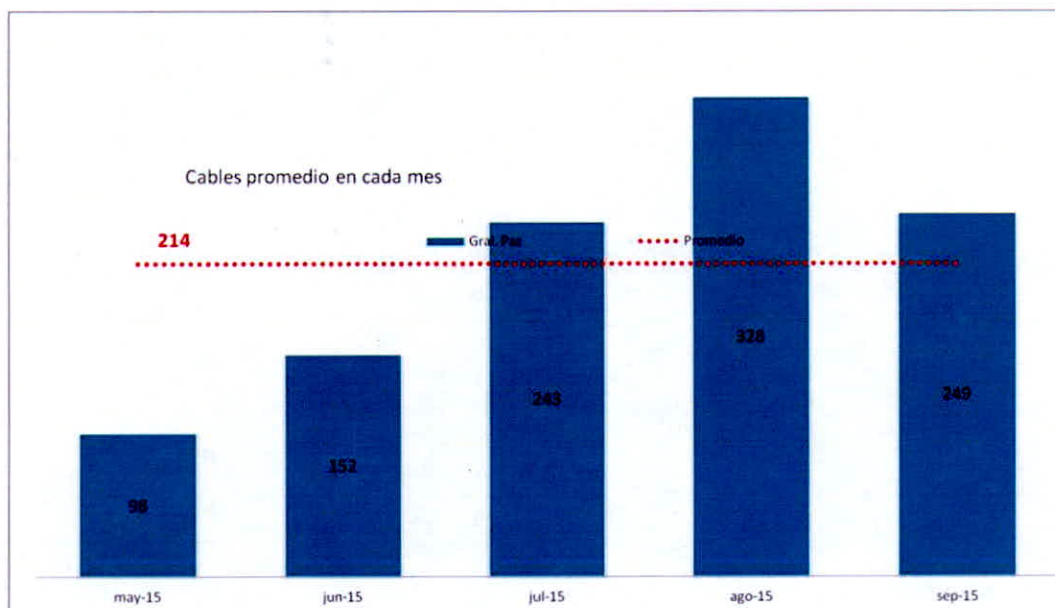
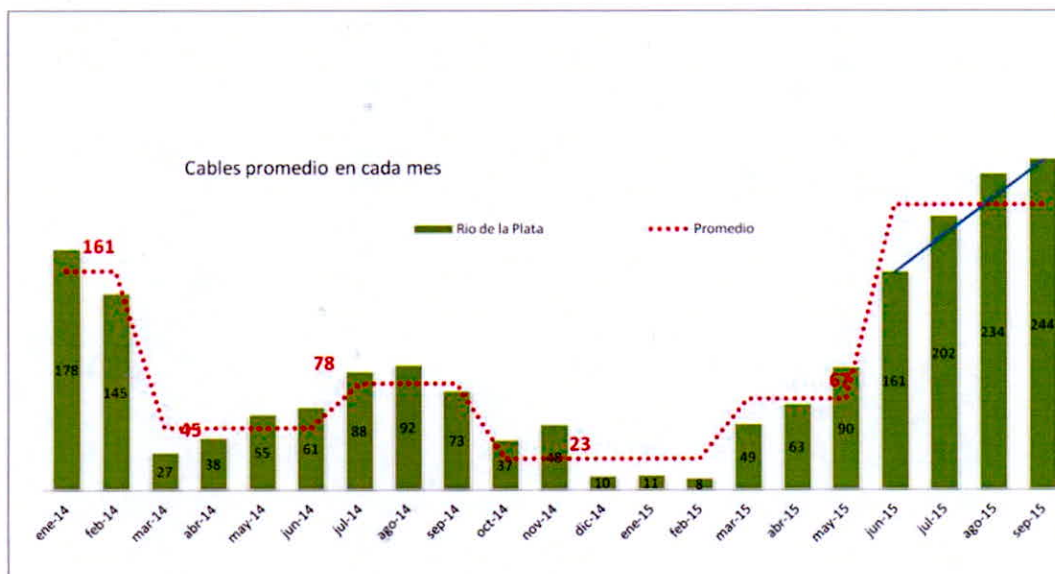






## 5.2 CABLES DE BAJA TENSION PENDIENTES DE REPARACION

En los siguientes dos gráficos se indican la cantidad de cables subterráneos de Baja Tensión pendientes de reparación al final de cada mes por parte de la distribuidora en las Sucursales Río de La Plata y General Paz que atienden en la Ciudad de Buenos Aires. (En General Paz solo se dispone de la información desde Mayo de 2015).



Las Sucursales Técnicas que atienden en Provincia de Buenos Aires (Lomas de Zamora y Avellaneda / Quilmes) no se grafican por tener valores despreciables respecto a las Sucursales de Capital Federal.

En el caso particular de la Sucursal Río de la Plata, se observa un incremento en la cantidad de reparaciones pendientes desde abril de 2015 alcanzando valores superiores a 200 cables pendientes. En el caso de la Sucursal General Paz los valores se incrementan durante el período invernal.

## 6. NIVEL DE CARGA EN TRANSFORMADORES DE AT/AT Y ELECTRODUCTOS

### 6.1 SITUACION DE LOS TRANSFORMADORES AT/AT

Con el objeto de evaluar la pertinencia técnica de las obras de Alta Tensión (AT), se solicitó a EDESUR S.A. los flujos de potencia actuales y futuros de la red de AT para el período estival 2016/2017 contemplando las obras de AT que la Distribuidora proyecta incorporar durante ese período.

Al respecto, durante el verano 2013/2014 los transformadores de AT 220/132 kV alcanzaron, en promedio, un nivel de carga del 60%. En el caso de los transformadores de las Estaciones Transformadoras (EETT) Perito Moreno y Azopardo superaban el 88% de su capacidad nominal.

Analizando el período estival 2016/2017, y considerando que ingresan al sistema de AT dos transformadores de 300 MVA (220 /132 kV) en la Nueva EETT Mitre, se observa que los niveles promedio de carga se reducen al 53%. Las EETT Costanera, Transradio, Almirante Brown, Mitre y Perito Moreno alcanzan valores de carga superiores al 55%. En el escenario del año 2017 respecto al 2014 y en particular para los caso de las EETT con mayores solicitudes durante el verano de 2013/2014 (Perito Moreno y Azopardo), se observa una disminución de las cargas en un 40% y 46%, respectivamente, e incrementos relativos de un 55% en EETT Transradio, y de un 32% en la EETT Costanera, resultantes del balance de cargas de las obras de ampliación y expansión en las redes de AT y MT a ejecutar para el período estival 2016/2017.

En vista que a la fecha no comenzaron las obras de la Nueva EETT Mitre, y sobre la base del análisis y resultados de los flujos de carga, se observa como alarmante la situación en el sistema de AT, habida cuenta que, de llegar a alcanzar los niveles de demanda registrados en el verano 2013-2014 con la misma configuración del sistema, más el crecimiento natural de la demanda, los transformadores de 300 MVA de las EETT Perito Moreno y Azopardo, podrían llegar a superar su capacidad nominal en condición normal, es decir, reserva de potencia tendiente a cero.

SSEE 220/132 kV - CARACTERISTICAS TECNICAS				VERANO 2013/2014				VERANO 2016/2017				Incremento
ID_SE 220/132	Sn (MVA)	Un (kV)	In (A)	MW	MVA	Sc (MVA)	% carga	MW	MVA	Sc (MVA)	% carga	2017 vs 2014
COSTANERA	300	220	787	140,1	42,4	146,4	49%	192	15,4	192,6	64%	32%
COSTANERA	300	220	787	140,1	42,4	146,4	49%	192	15,4	192,6	64%	32%
TRANSRADIO	300	220	787	114,1	40,1	120,9	40%	167,5	85,5	188,1	63%	55%
TRANSRADIO	300	220	787	114,1	40,1	120,9	40%	167,5	85,2	187,9	63%	55%
A. BROWN	300	220	787	189,4	41,9	194,0	65%	179,5	43,8	184,8	62%	-5%
A. BROWN	300	220	787	189,4	41,9	194,0	65%	179,5	43,8	184,8	62%	-5%
MITRE	300	220	787					160,9	39,1	165,6	55%	
MITRE	300	220	787					160,9	39,1	165,6	55%	
P. MORENO	300	220	787	273,8	41,8	277,0	92%	165,4	3,8	165,4	55%	-40%
P. MORENO	300	220	787	274	41,5	277,1	92%	165,3	4,1	165,4	55%	-40%
AZOPARDO	300	220	787	266,1	27,3	267,5	89%	143,8	22,8	145,6	49%	-46%
AZOPARDO	300	220	787	266,1	27,3	267,5	89%	143,8	22,8	145,6	49%	-46%
BOSQUES	300	220	787	122,2	13,5	122,9	41%	110,6	13	111,4	37%	-9%
BOSQUES	300	220	787	122,2	13,5	122,9	41%	110,6	13	111,4	37%	-9%
EZEIZA 220	150	220	394	63,95	29,2	70,3	47%	27,1	21,9	34,8	23%	-50%
EZEIZA 220	150	220	394	63,95	29,2	70,3	47%	27,1	21,9	34,8	23%	-50%
HUDSON (*)												
	4.500			2.340	472	2.398	61%	2.294	491	2.376	53%	-14%