

# Edesur S.A.

Revisión Tarifaria de Distribución 2016

Estudio de Demanda

Julio 2016



## **ÍNDICE**

<b>1.</b>	<b>Síntesis</b>	<b>1-1</b>
<b>2.</b>	<b>Proyección global de la demanda</b>	<b>2-1</b>
2.1	Introducción	2-1
2.2	Evaluación de la Proyección Global de la Demanda	2-6
2.3	Análisis de escenarios diferentes al base	2-11
2.4	Escenarios de Ajustes a los escenarios proyectados	2-12
<b>3.</b>	<b>Proyecciones de clientes y ventas de energía y potencia desagregadas</b>	<b>3-16</b>
3.1	Escenario sin Acciones o Inercial	3-17
3.2	Escenario con Acciones	3-18
<b>4.</b>	<b>ANEXOS</b>	<b>4-20</b>
4.1	ANEXO 1 Tasa de crecimiento media histórica subestaciones EDESUR (%)	4-21
4.2	ANEXO 2 Modelo de proyección de demanda	4-23
4.3	ANEXO 3 Eficiencia energética	4-32
4.4	ANEXO 4 Análisis de la Elasticidad Precio-Demanda	4-36
4.5	ANEXO 5 Tendencia del sector energético	4-38
4.6	ANEXO 6 Estudio de costos medios MEM 2017-2021	4-42

## 1. SÍNTESIS

En el marco de la Resolución N°55 para la presentación de los informes relacionados con la Revisión Tarifaria Integral correspondiente al año 2016, EDESUR realizó la Proyección de Demanda para el período 2016-2021. Para ello se basó en información histórica propia, conjuntamente con datos macroeconómicos provistos por la consultora ABCEB y al reconocimiento e incorporación en la misma de las nuevas tendencias internacionales asociadas al consumo y distribución eléctrica,

Esta Proyección de Demanda fue calculada y determinada tomando en cuenta tanto la proyección anual de demanda de energía total de EDESUR (clientes propios y peaje), así como también su apertura en energía y potencia por área geográfica (partido del área de concesión) y por tarifa.

Para su estimación se analizó su tendencia histórica, tanto para la demanda global como para los valores desagregados, y las correlaciones posibles con distintas variables macroeconómicas.

Los análisis generados sobre la evolución histórica y la proyección de las compras y ventas de energía y potencia de la empresa, así como sobre la proyección del número de clientes y su desagregación por tarifas y áreas, se efectuaron considerando tanto la información histórica disponible, como la tendencia y la correlación con variables macroeconómicas. Se incorporaron además consideraciones relacionadas con la elasticidad de la demanda al precio y la introducción de los posibles efectos de la extrapolación de las tendencias internacionales a la conservación y al uso racional de la energía eléctrica.

La conclusión de las proyecciones realizadas, es que las mismas, tanto en lo que respecta a la evolución del consumo global como a la del desagregado, son razonables y que responden a la tendencia histórica y a la evolución esperada de las variables macroeconómicas vinculadas y de las nuevas tendencias de eficiencia y racionalidad de la industria. El escenario adoptado muestra un crecimiento de la demanda promedio para los 5 años analizados del 2,7%, con una variación en la potencia máxima simultánea del 2,8%, en un marco de crecimiento del PBI del 2,8%.

Año	Energía Proyectada [GWh]	Tasa Energía [%]	Potencia Proyectada [MW]	Tasa Potencia [%]
2016	21,612	2.4%	4,029	2.3%
2017	22,252	3.0%	4,143	2.8%
2018	22,895	2.9%	4,270	3.1%
2019	23,533	2.8%	4,396	3.0%
2020	24,164	2.7%	4,522	2.9%
2021	24,795	2.6%	4,648	2.8%
<b>Promedio</b>		<b>2.7%</b>		<b>2.8%</b>

La proyección de valores físicos realizada debe entenderse como la razonable para un período de mediano plazo. Entendemos que en el presente año se están dando situaciones climáticas extratendenciales, que seguramente se verán compensadas a lo largo de los próximos años, convergiéndose a los valores previstos para el año 2021 a lo largo del período en análisis.

## **2. PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA**

---

### **2.1 INTRODUCCIÓN**

En este punto se desarrolla la Proyección de Demanda corresponde a la estimación del total anual de compras de energía por parte de la EDESUR para el período 2016-2021, y su desagregación en pérdidas y ventas por sectores según caracteres de consumo (ventas a los sectores Residencial, Comercial, etc.), tanto como su apertura por área geográfica (partidos del área y Capital Federal)

La conclusión de las proyecciones presentadas, es que las mismas, tanto en lo que respecta a la evolución del consumo global como a la del desagregado, son razonables y que responden a la tendencia histórica y a la evolución esperada de las variables macroeconómicas vinculadas con la actual situación de la economía.

EDESUR en su proyección de base ha previsto una evolución del PBI con relación al crecimiento histórico, influenciada por las expectativas de la evolución de la economía durante el presente año. Si se considera el período 2016-2021, la previsión de crecimiento promedio anual del PBI es menor en un 0,4% al promedio del período 1996-2015.

Para el período 2016-2021, el valor medio anual esperado de crecimiento de la demanda resultó de 3,0% en energía, para una tasa de crecimiento anual promedio del PBI del 2,8% en el mismo período. Las tasas de crecimiento promedio anuales históricas y proyectadas se presentan en la siguiente tabla.

<b>Período</b>	<b>%PBI</b>	<b>%Energía</b>
<b>1996-2015</b>	<b>3.2%</b>	<b>3.4%</b>
2001-2015	3.3%	2.8%
2006-2015	3.8%	3.0%
<b>2016-2021</b>	<b>2.8%</b>	<b>3.0%</b>
<b>Escenario Adoptado</b>	<b>2.8%</b>	<b>2.7%</b>

Para la proyección de demanda se siguen los lineamientos indicados en el punto 4.2 Anexo 2 Modelo de proyección de demanda, metodología que se basa en el análisis de la evolución histórica de las variables que intervienen y su correlación con variables macroeconómicas.

## 2.1.1 ENERGÍA TOTAL

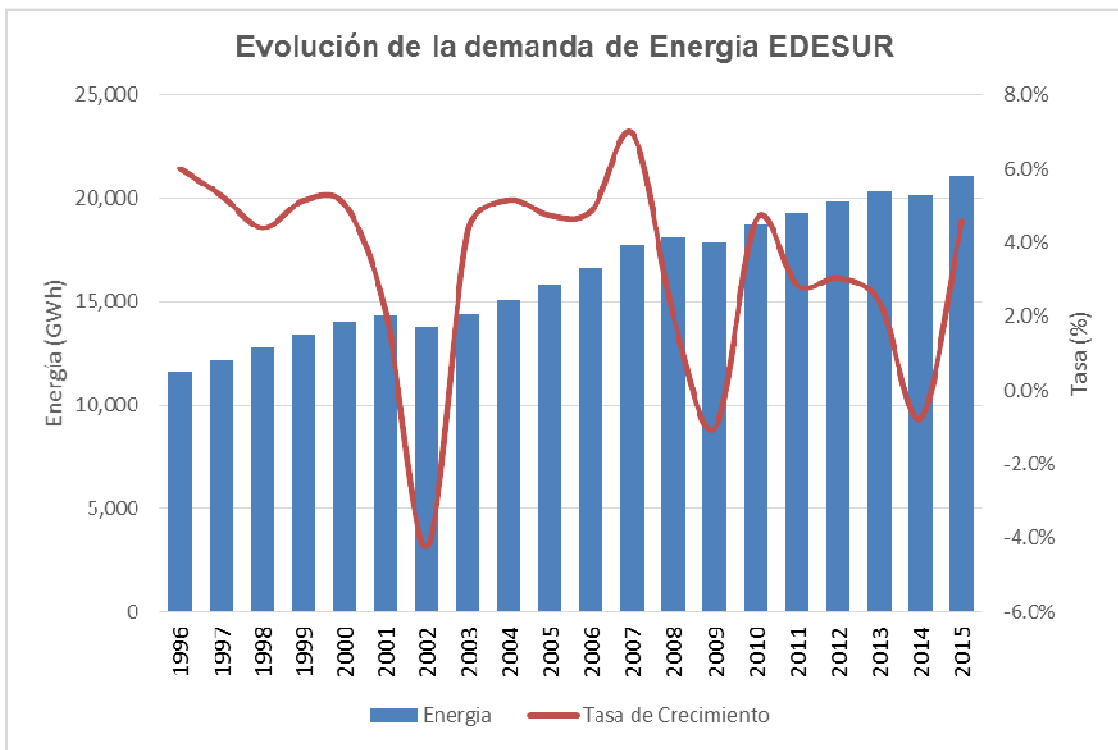
Respecto al crecimiento de la Energía, la evolución de la misma es mostrada en la siguiente tabla, conjuntamente con el crecimiento del PBI. En cuanto a este último, los porcentajes mostrados fueron suministrados por la Consultora ABCEB utilizando una serie normalizada con montos a moneda constante del año 1993.

AÑO	Energía	Crecimiento Energía	Crecimiento PBI
	Gwh	%	%
1996	11,577	6.0%	5.5%
1997	12,189	5.3%	8.1%
1998	12,727	4.4%	3.9%
1999	13,384	5.2%	-3.4%
2000	14,058	5.0%	-0.8%
2001	14,354	2.1%	-4.4%
2002	13,748	-4.2%	-10.9%
2003	14,355	4.4%	8.8%
2004	15,097	5.2%	9.0%
2005	15,813	4.7%	9.2%
2006	16,585	4.9%	8.5%
2007	17,737	6.9%	8.7%
2008	18,083	2.0%	4.4%
2009	17,899	-1.0%	-2.4%
2010	18,730	4.6%	9.6%
2011	19,264	2.9%	7.0%
2012	19,852	3.0%	0.8%
2013	20,328	2.4%	2.9%
2014	20,175	-0.8%	-2.1%
2015	21,104	4.6%	0.8%

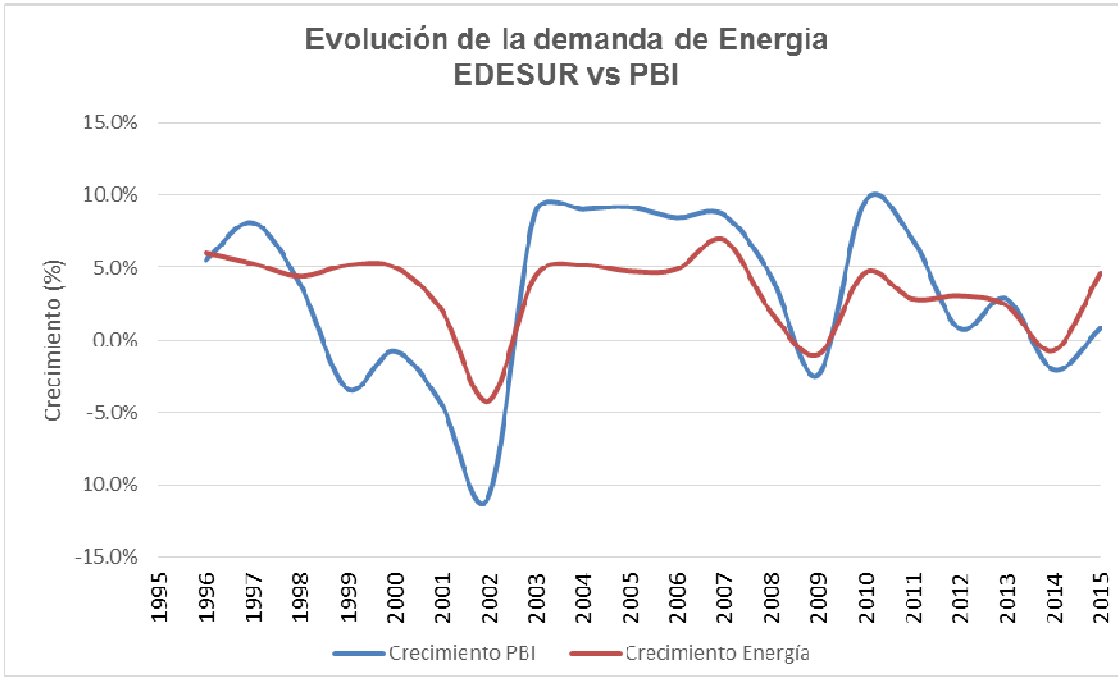
Evolución de la energía registrada, su crecimiento y el del PBI

Se verifica que el valor medio de crecimiento de la energía para el período de los últimos 20 años (1996-2015) es de 3.4 %.

El gráfico siguiente muestra la evolución de los valores indicados en la tabla precedente junto con la tasa de crecimiento porcentual de la misma.



Comparando la evolución con la variación de PBI, puede verificarse que en este caso la correlación es muy marcada, por lo que se justifica el uso de la variable PBI para la estimación de la demanda futura.



Evolución del crecimiento de la energía y del PBI

## 2.1.2 POTENCIA GLOBAL

Se muestra a continuación la evolución en el tiempo de las demandas de potencias, tomadas de los registros de medición propios de EDESUR.

En particular para los valores de potencia se dispone de las demandas máximas simultáneas y no simultáneas o independientes (suma de los valores máximos registrados en subestaciones independientemente del momento en que se produzca este valor).

año	Demanda Máxima POTENCIA	
	Máxima Simultánea	Máxima Independientes
	MW	MVA
2000	2,593	3,029
2001	2,582	3,125
2002	2,539	2,989
2003	2,546	3,138
2004	2,650	3,243
2005	2,798	3,480
2006	3,028	3,583
2007	3,111	3,829
2008	3,320	3,786
2009	3,237	3,905
2010	3,505	4,191
2011	3,545	4,198
2012	3,715	4,336
2013*	3,816	4,409
2014	3,825	4,417
2015*	3,939	4,749

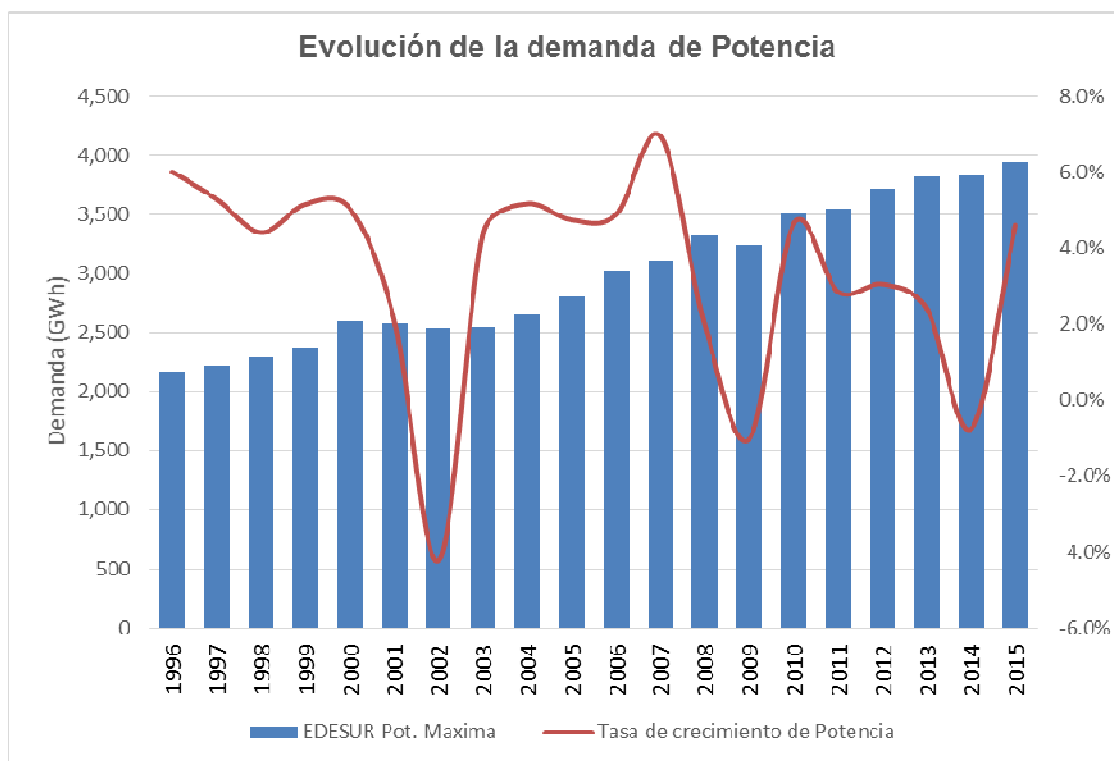
Evolución de la potencia máxima registrada

Nota: Edesur registró 4080MW de potencia máxima en febrero 2016.

**2013 \*** El valor original de CAMMESA fue 3959MW, al encontrarse el Medidor SMEC fuera de fase se generaron picos ficticios, siendo el valor corregido de 3816MW.

**2015 \*** El valor original de CAMMESA fue 4088MW, al encontrarse el Medidor SMEC fuera de fase se generaron picos ficticios, siendo el valor corregido de 3939MW.

El gráfico siguiente muestra la evolución de los valores indicados en la tabla precedente (Potencia Máxima Simultánea) junto con la tasa de crecimiento porcentual de la misma.



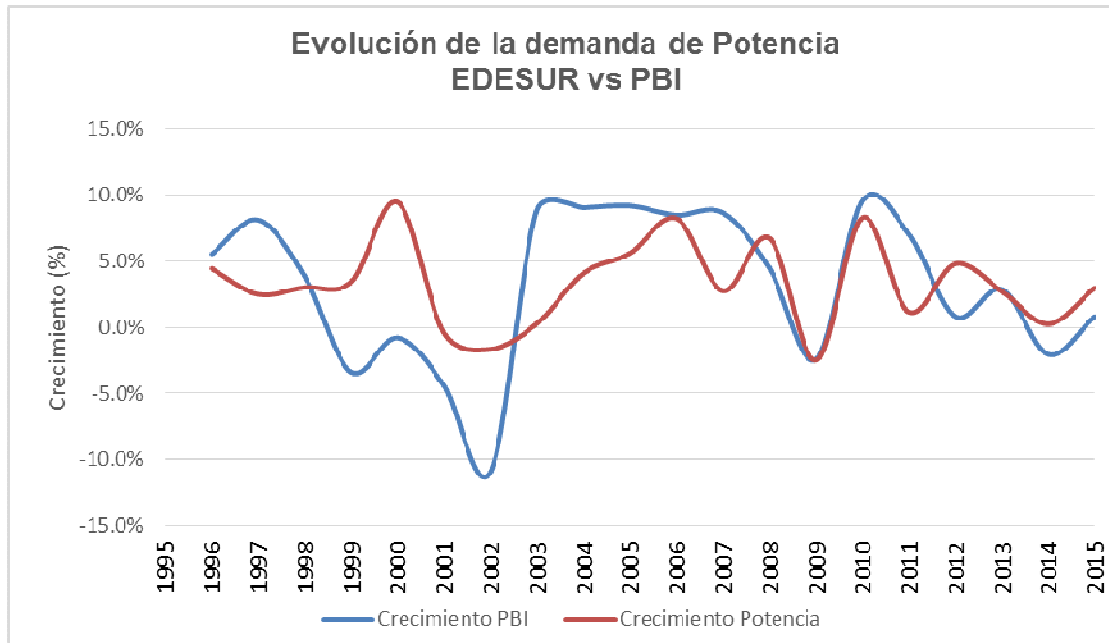
Evolución de la potencia máxima y su tasa de crecimiento

Se observa que durante épocas de crisis (2001-2002, 2009, etc.) el crecimiento de potencia máxima se retrae al igual que lo que sucedía con la energía

Se verifica que el valor medio de crecimiento para el período de los últimos 20 años (1996-2015) es de 3.3%.

Debe recordarse que la potencia máxima está relacionada con una condición puntual de demanda del sistema, al ser muy dependiente de las condiciones térmicas y meteorológicas. Por ende, la misma posee una menor correlación con el PBI que la demanda de energía, razón por la cual para su estimación futura procederemos de forma indirecta a través de la utilización del factor de carga.





Evolución del crecimiento de la potencia máxima y del PBI

### 2.1.3 CRECIMIENTO POR SUBESTACION

A partir de la evolución histórica de las demandas máximas registradas en las distintas subestaciones transformadoras AT/AT y AT//MT de EDESUR se determinan los valores de crecimiento típico por subestación que son mostrados en el punto 4.1 Anexo 1 Tasa de Crecimiento de Subestaciones.

A partir de los valores típicos de crecimiento, ajustados a la proyección global, surgen los valores esperados de demanda por subestación, los cuales son tomados para determinar, hacia el futuro, las criticidades en las subestaciones surgidas como relación entre la demanda de los clientes alimentados y la potencia de transformación instalada en cada subestación.

Las criticidades definirán la necesidad de inversiones a lo largo del tiempo, es por esta razón que la evolución de la potencia máxima no simultánea es de vital importancia para la elaboración del plan de inversiones de la compañía.

## 2.2 EVALUACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA

Se seguirá la metodología indicada en 4.2 Anexo 2 Modelo de proyección de demanda.

### 2.2.1 Principales hipótesis tomadas para el Cálculo

La proyección se realizó a partir del modelo que utiliza por EDESUR en su planificación conjuntamente con las siguientes consideraciones:

Los valores de potencia para el período 1996-2015 son los históricos EDESUR. Con estos valores de energía y potencia históricos de EDESUR se procedió a calcular el factor de carga (FC) para cada año, en el período mencionado, y con el valor de los

mismos se obtuvo el FC promedio. Se ha incluido en la misma De este análisis, se puede observar, que el factor de carga (FC) medio, viene disminuyendo en los últimos años y por esta razón se ha adoptado como FC de proyección una estimación razonable en función de dicha tendencia. A partir de la misma se procedió a obtener los valores de potencia compatibles con los valores de energía, obtenidos para cada año, con el modelo de proyección determinado. En todos los casos se procedió a suavizar el ajuste del modelo para permitir una transición razonable entre los valores históricos y los estimados,

Para el análisis de la regresión de las temperaturas de los valores medios de verano e invierno, se han tomado los valores históricos del período 1996-2015 y a partir del 2016, para el cálculo de los valores proyectados, se ha optado por tomar apartamientos con respecto al valor medio de invierno y verano iguales a 0 (cero). Esto implica considerar como esperados los valores promedio históricos.

Para las proyecciones de las variables econométricas se ha tomado la proyección de valores del PBI suministrados por la consultora ABECEB (serie normalizada con montos a moneda constante del año 1993).

Valores de PBI tomados para el cálculo.

AÑO	PBI	TASA PBI (%)
1996	256,626	5.5%
1997	277,441	8.1%
1998	288,123	3.9%
1999	278,369	-3.4%
2000	276,173	-0.8%
2001	263,997	-4.4%
2002	235,236	-10.9%
2003	256,023	8.8%
2004	279,141	9.0%
2005	304,764	9.2%
2006	330,565	8.5%
2007	359,170	8.7%
2008	375,137	4.4%
2009	366,009	-2.4%
2010	401,092	9.6%
2011	429,280	7.0%
2012	432,669	0.8%
2013	445,061	2.9%
2014	435,867	-2.1%
2015	439,394	0.8%
2016	<b>435,786</b>	<b>-0.8%</b>
2017	<b>454,268</b>	<b>4.2%</b>
2018	<b>472,429</b>	<b>4.0%</b>
2019	<b>489,070</b>	<b>3.5%</b>
2020	<b>503,923</b>	<b>3.0%</b>
2021	<b>518,282</b>	<b>2.8%</b>

Valores de PBI tomados para el cálculo.

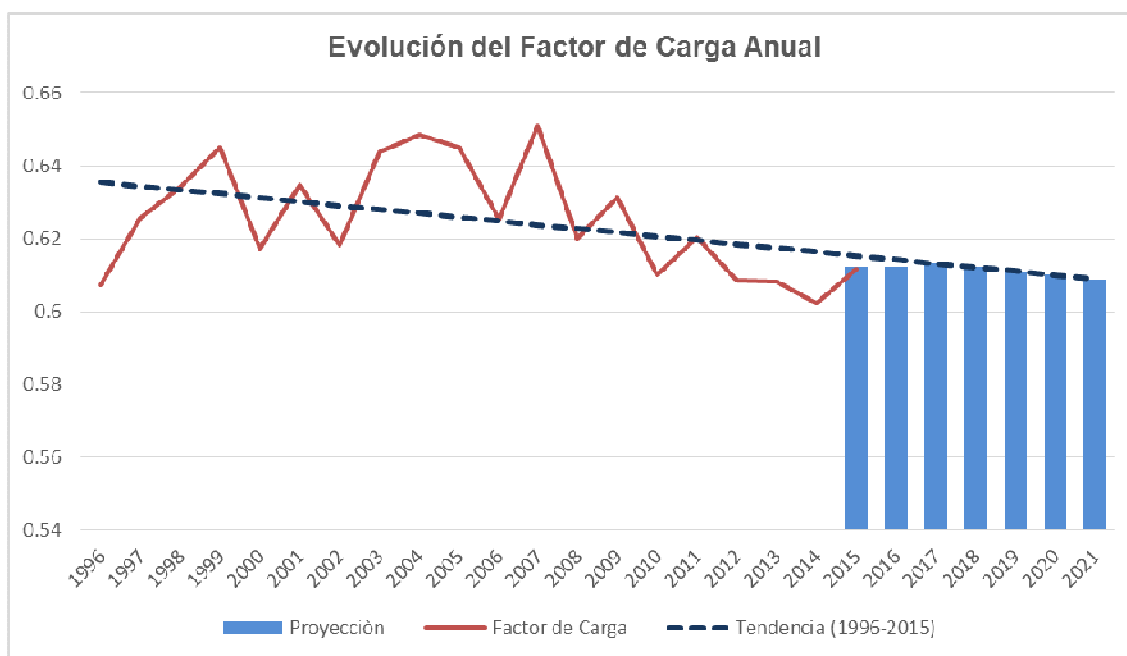
Año	Delta T Verano	Delta T Invierno
1996	0.40	-0.30
1997	0.40	1.20
1998	-1.60	0.60
1999	-0.70	-0.20
2000	0.20	-0.80
2001	0.58	0.86
2002	0.15	0.29
2003	-3.03	-1.74
2004	0.35	1.09
2005	-0.12	0.75
2006	-0.03	1.06
2007	0.28	-1.20
2008	0.56	-2.00
2009	0.23	-0.39
2010	1.03	-0.16
2011	-0.12	-0.39
2012	0.32	0.15
2013	0.63	0.36
2014	-0.28	1.31
2015	0.05	0.00
2016	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
2017	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
2018	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
2019	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
2020	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
2021	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>

Apartamiento de temperatura respecto a la media

En función de las consideraciones y de los datos precedentes se estimaron los parámetros del modelo según se detalla en el punto 4.2 Anexo 2 Modelo de proyección de demanda del presente informe.

A partir de los parámetros obtenidos se procedió a estimar los valores de demanda de energía para el período 2016 a 2021.

En base a los valores históricos de demanda de energía y potencia se procedió a calcular el factor de carga (FC) para cada año, en el período mencionado y por medio de una estimación razonable en función de su tendencia histórica.



Evolución del Factor de Carga.

Año	Energía Edesur [Gwh]	Variación Energía	Potencia [Mw]	Fac. Carga [/1]
1996	11,577	6.0%	2,170	0.607
1997	12,189	5.3%	2,224	0.626
1998	12,727	4.4%	2,291	0.634
1999	13,384	5.2%	2,369	0.645
2000	14,058	5.0%	2,593	0.617
2001	14,354	2.1%	2,582	0.635
2002	13,748	-4.2%	2,539	0.618
2003	14,355	4.4%	2,546	0.644
2004	15,097	5.2%	2,650	0.649
2005	15,813	4.7%	2,798	0.645
2006	16,585	4.9%	3,028	0.625
2007	17,737	6.9%	3,111	0.651
2008	18,083	2.0%	3,320	0.620
2009	17,899	-1.0%	3,237	0.631
2010	18,730	4.6%	3,505	0.610
2011	19,264	2.9%	3,545	0.620
2012	19,852	3.0%	3,715	0.608
2013	20,328	2.4%	3,816	0.608
2014	20,175	-0.8%	3,825	0.602
2015	21,104	4.6%	3,939	0.612

Evolución demanda Energía, Potencia y Factor de Carga

Se puede observar que durante los últimos 20 años la pendiente de la evolución del factor de carga sigue la tendencia de la evolución global. Afectado principalmente en los últimos años como consecuencia del impacto de las cargas por refrigeración que se experimentan en condiciones de altas temperaturas e impactan significativamente en el registro de demanda de potencia más allá del nivel de actividad general de la economía.

## 2.2.2 Proyección de Demanda

Siguiendo la metodología indicada, la proyección de demanda total de energía y potencia de EDESUR, a los efectos de la presentación para la Revisión Tarifaria Integral (RTI) del año 2016, se muestra en la siguiente tabla.

Año	Energía Proyectada [Gwh]	Variación Energía Proyectada[%]	Potencia Proyectada [Mw]	Variación Potencia Proy-Real [%]
2016	21,654	2.6%	4,037	2.5%
2017	22,350	3.2%	4,161	3.1%
2018	23,062	3.2%	4,301	3.4%
2019	23,785	3.1%	4,444	3.3%
2020	24,519	3.1%	4,589	3.3%
2021	25,270	3.1%	4,737	3.2%

Proyección de demanda de energía y de potencia

Nota: Edesur registro 4080MW de potencia maxima en febrero 2016.

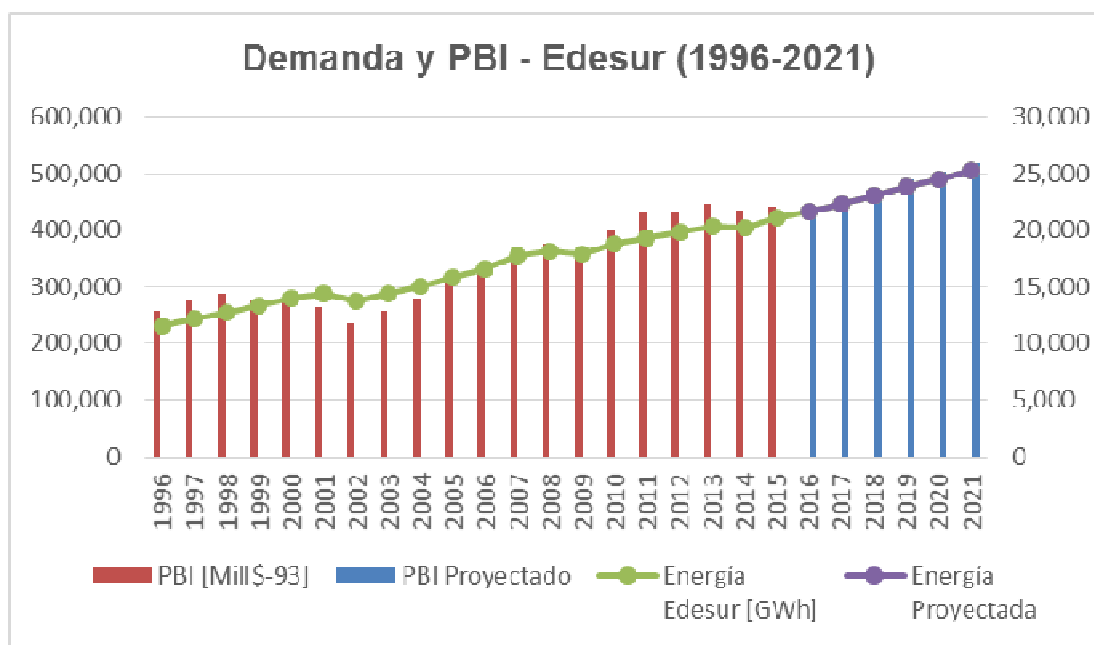
Tal como se aclara en la metodología, EDESUR efectúa la proyección global de la demanda de su área de concesión, entendiendo como tal la energía ingresada a la red (para consumos propios más peaje), utilizando un modelo no lineal que cuenta con un término asociado al crecimiento vegetativo de la demanda y otro econométrico vinculado a la evolución del PBI nacional. Como resultado final EDESUR obtuvo un crecimiento de la energía para el período 2016-2021 del 3.0%.

La proyección de la potencia máxima de la empresa se basa en el análisis de la evolución del factor de carga, tal como se señaló previamente, partiéndose de una estimación de la tendencia del mismo en los últimos 20 años.

Entendemos que el tratamiento dado a las series históricas disponibles es correcto, y que los métodos utilizados para el pronóstico constituyen alternativas válidas.

En particular, el modelo utilizado para el pronóstico de la energía global es suficientemente conocido y su aplicación a las series históricas de EDESUR arroja muy buenos estadísticos.

La evolución esperada del PBI y el resultado de la proyección de la demanda total de energía se presentan en el siguiente gráfico.



En todos los casos se procedió a suavizar el ajuste del modelo para permitir una transición razonable entre los valores históricos y los estimados, por lo que los valores proyectados, tanto de energía como de potencia máxima, resultan cercanos al valor de tendencia, los resultados generales se entienden valederos y el ajuste correcto.

### 2.3 ANÁLISIS DE ESCENARIOS DIFERENTES AL BASE

Se analizó y evaluó la tasa de crecimiento de la demanda para el período 2016-2021, bajo diferentes metodologías, en función de la información de tendencia histórica de crecimiento y la correlación con variables macroeconómicas, obteniendo así tres escenarios posibles.

El escenario ya descrito se tomó como Escenario Base para la proyección, realizándose dos escenarios macroeconómicos alternativos de Mínima y Máxima. Estos escenarios fueron definidos considerando crecimientos del PBI para el período 2016-21 en +/- 2.8 % anual respecto del considerado en el escenario base, entendiéndose estos escenarios como de crecimiento nulo de PBI para el período y de un crecimiento del doble del que nos fue provisto por la consultora ABCECB. Por último el escenario base consideró la proyección anteriormente descrita.

Escenario	Descripción	Promedio	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Mínimo	PBI -2.8%	2.7%	2.3%	2.9%	2.9%	2.8%	2.8%	2.8%
Base	Proyección por modelo no lineal.	3.0%	2.6%	3.2%	3.2%	3.1%	3.1%	3.1%
Máximo	PBI +2.8%	3.3%	2.9%	3.5%	3.5%	3.4%	3.4%	3.4%

La conclusión es que la evolución mediante el escenario proyectado bajo un modelo no lineal, se encuentra dentro de los parámetros de la tendencia histórica.

## **2.4 ESCENARIOS DE AJUSTES A LOS ESCENARIOS PROYECTADOS**

En relación con la proyección de demanda esperada para el próximo período tarifario 2016-2021, al basarse el modelo en proyecciones sobre situaciones pasadas no permite la inclusión de efectos que tengan que ver con supuestos del futuro; por ello en esta etapa particular del análisis es necesario efectuar ajustes extra-modelo.

Hay dos variables que desde los primeros análisis muestran que van a tener su impacto significativo en la evolución del consumo de energía y que deben ser consideradas para ajustar los resultados de los modelos tendenciales, a saber:

- Efecto elasticidad precio demanda
- Efecto eficiencia energética

Donde ambos están bastante correlacionados y deben ser tenidos en cuenta para ajustar la proyección para los próximos años.

### **2.4.1 Efecto elasticidad precio de la demanda**

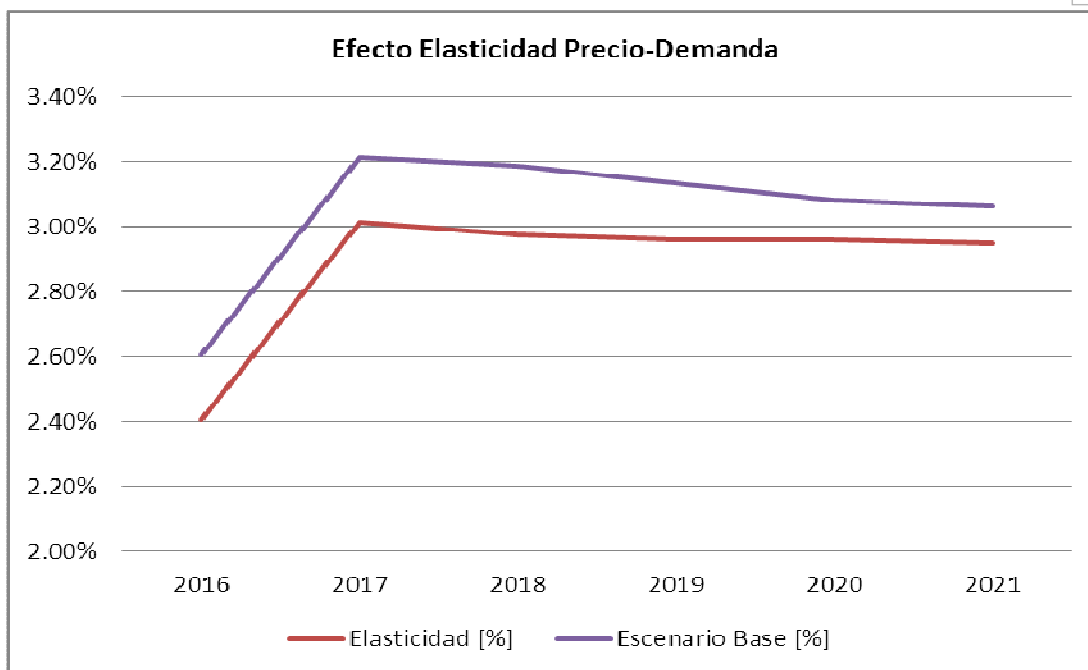
En relación con el precio de la energía que perciben los clientes en el período 2002-2015, el mismo mostró un creciente desfase en relación con los costos reales de la misma a partir de la salida de la Convertibilidad.

De los estudios de proyección de precios en el mercado, que en detalle abordamos en 4.4 Anexo 4 Proyección de precios de energía en el mercado, surge el promedio para el mediano plazo, y en oposición con el actual precio en tarifa se puede ver que resta transferir a los clientes buena parte del costo de la energía, aunque esta no es una variable que pueda proyectarse, ya que depende de la decisión de la autoridad competente.

Los análisis habituales, entendiéndolo el carácter de servicio esencial de la energía eléctrica en la vida moderna, suelen considerar que la demanda de energía es inelástica al precio. Se entiende que esto es así en un rango de variación razonable, pero cuando se analizan los saltos que en el mercado atendido por EDESUR está teniendo el precio de energía es seguro que estas variaciones van a estar fuera del rango de validez de la inelasticidad y por lo tanto van a tener su efecto en el consumo de energía. Un ejemplo son los últimos años, donde el bajo precio estimuló el sobreconsumo y el dispendio, por lo cual es esperable un caso de elasticidad mayor que lo habitual ante un alza del precio.

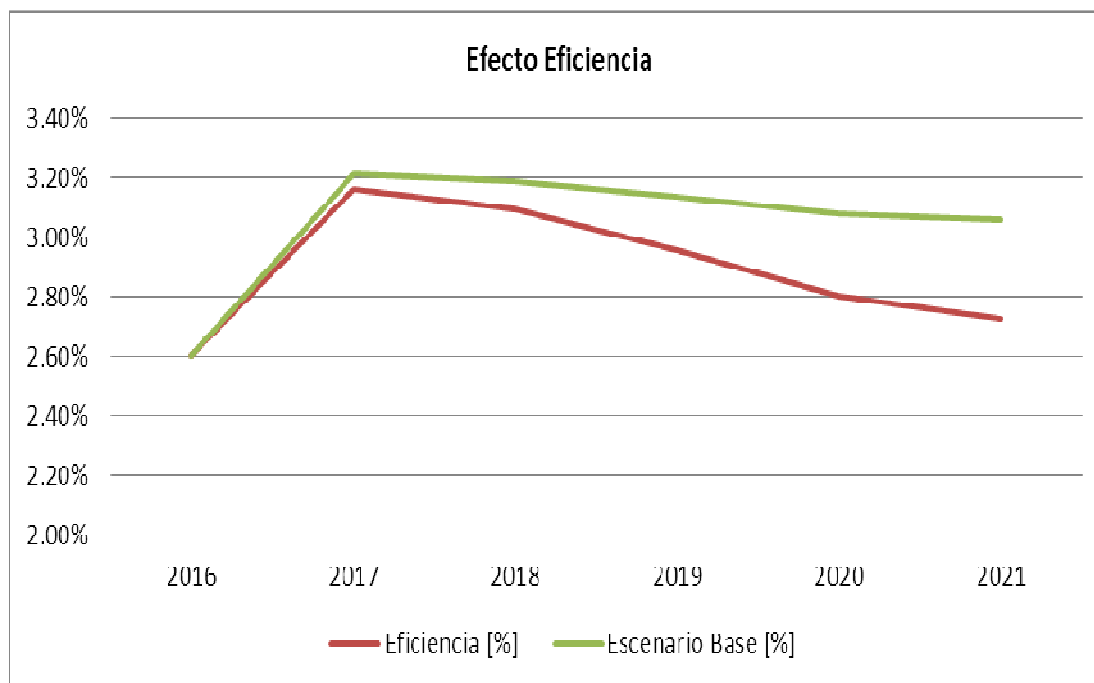
En este sentido las primeras aproximaciones sobre el tema nos permitieron separar el efecto en dos elementos, los precios tienen efecto sobre la demanda de energía pero la demanda de potencia máxima es menos sensible (en condiciones extremas de temperatura los equipos instalados de refrigeración, bomba de agua, o calefacción son utilizados menos horas, pero coincidentes con el período de máxima).

En correspondencia con estos elementos, es de suponer que las autoridades van a continuar reduciendo la brecha entre costos de energía y tarifas (tanto en gas como electricidad) en los próximos dos años, lo que producirá un efecto primario de retracción de la demanda y un segundo efecto de cierta convergencia hacia el escenario base a partir del tercer año.



#### 2.4.2 Efecto eficiencia energética

En la medida que se normalicen los precios de energía que ven los consumidores, se vislumbra la mayor incidencia de una tendencia mundial sobre el consumo, y es la eficiencia energética, entendiéndose como tal mantener el mismo nivel de confort y productividad, pero consumiendo menos energía para ello. En el gráfico siguiente, ya hemos empezado a ver los efectos de sustitución en iluminación pública de luminarias convencionales por lámparas de led, y también la sustitución de otros equipos.

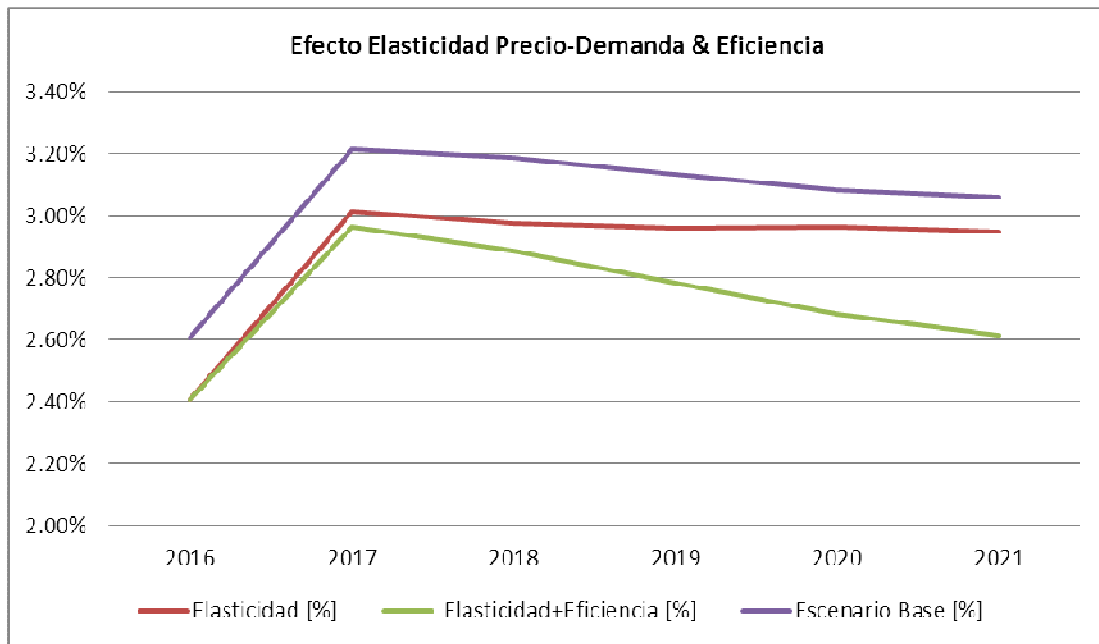




### 2.4.3 Proyección con efecto combinado

En el cuadro siguiente mensuramos el impacto estimado de ambas variables sobre la demanda de energía, donde estamos mostrando su efecto en el mediano plazo

Adecuación por Eficiencia y Mejoras Energéticas		Promedio %	2016 %	2017 %	2018 %	2019 %	2020 %	2021 %
<b>Corrección</b>	En base a experiencias internacionales y elasticidad al precio	-0.3	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.5



Como podemos visualizar en el gráfico existe una disminución anual en el consumo de energía que se condice con los reportes internacionales de que cada año aumentan las iniciativas de eficiencia, mejoras energéticas, (**Reportes de la European Environmental Agency y de la International Chamber of Commerce**) y con lo esperable del caso en cuanto a la elasticidad precio demanda.

**Escenario Adoptado**

Año	Energía Proyectada [GWh]	Tasa Energía [%]	Potencia Proyectada [MW]	Tasa Potencia [%]
2016	21,612	2.4%	4,029	2.3%
2017	22,252	3.0%	4,143	2.8%
2018	22,895	2.9%	4,270	3.1%
2019	23,533	2.8%	4,396	3.0%
2020	24,164	2.7%	4,522	2.9%
2021	24,795	2.6%	4,648	2.8%
<b>Promedio</b>		<b>2.7%</b>		<b>2.8%</b>

Nota: Edesur registró 4080MW de potencia máxima en febrero 2016.

La proyección de valores físicos realizada debe entenderse como la razonable para un período de mediano plazo. Entendemos que en el presente año se están dando situaciones climáticas extratendenciales, que seguramente se verán compensadas a lo largo de los próximos años, convergiéndose a los valores previstos para el año 2021 a lo largo del período en análisis.

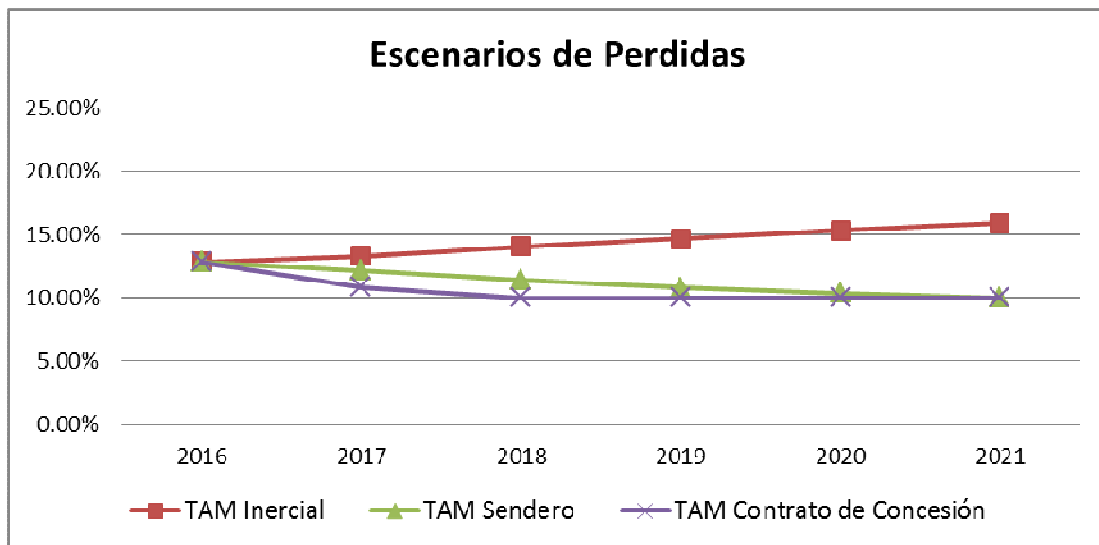
### 3. **PROYECCIONES DE CLIENTES Y VENTAS DE ENERGÍA Y POTENCIA DESAGREGADAS**

Para la proyección de ventas de energía, clientes y potencias desagregadas por categorías tarifarias y por áreas de la empresa, se tomaron las siguientes consideraciones:

- Cálculo del consumo residencial en función de clientes y consumos promedios, aplicándoles un factor de eficiencia.
- El resto de las tarifas van por PBI.
- T3 AT incorpora el suministro del Ferrocarril General ROCA a La Plata ramal Quilmes.
- T3 BT y T3 MT suponen un recupero en función de un escenario económico más favorable para la industria.

Para efectuar el análisis tendencial de las tarifas T2 y T3 de las diferentes tensiones no se efectuaron distinciones entre clientes propios y de peaje debido a la movilidad de estos últimos. Los resultados de la proyección desagregada por tarifa se presentan en la tabla siguiente.

Posteriormente se realizó un ajuste a los valores totales agregados determinados previamente en la proyección global, para lo cual fue necesario incluir las pérdidas de energía previstas en dicha proyección.



Para lo cual se prevén 2 escenarios, el primero sin acciones de pérdidas o inercial y el segundo con acciones que nos permitan llegar a los valores estipulados por el Contrato de Concesión, situación que se puede lograr en forma gradual (sendero de recuperación) o en forma acelerada.

Los resultados obtenidos, por tarifas y partido son los siguientes:

### 3.1 ESCENARIO SIN ACCIONES O INERCIAL

	Tasa anual media de crecimiento por Tarifa		
	Clientes (*)	Venta de Energía	Ventas de Potencia
Villas	-	0.5%	
T1R	0.9%	2.0%	
T1 G	0.7%	1.9%	
T1 AP	-	1.9%	
T2&Peaje BT	5.6%	1.5%	-1.9%
T3&Peaje BT	5.9%	5.7%	-0.8%
T3&Peaje MT	4.4%	0.8%	-0.7%
T3&Peaje AT	2.0%	8.3%	9.2%
	<b>1.0%</b>	<b>2.0%</b>	
<b>Pérdidas Promedio [%]</b>		<b>14.4%</b>	

	Tasa anual media de crecimiento por Tarifa	
	Clientes (*)	Venta de Energía
Almirante Brown	0.4%	2.1%
Avellaneda	0.5%	0.9%
Berazategui	0.1%	3.4%
Cañuelas	0.5%	1.5%
Capital Federal	0.7%	1.5%
Esteban Echeverría	2.3%	2.9%
Ezeiza	2.2%	2.8%
Florencio Varela	3.4%	3.7%
Lanús	3.3%	3.5%
Lomas de Zamora	3.9%	4.8%
Presidente Perón	1.3%	0.3%
Quilmes	1.4%	1.8%
San Vicente	2.3%	2.0%
	<b>1.0%</b>	<b>2.0%</b>

Nota (\*): Clientes Facturados Promedio - No incluye normalizaciones futuras por Acuerdo.

### 3.2 ESCENARIO CON ACCIONES

	Tasa anual media de crecimiento por tarifa		
	Clientes (*)	Venta de Energía	Ventas de Potencia
Villas		2.4%	
T1R	0.9%	2.0%	
T1 G	0.7%	3.8%	
T1 AP		3.8%	
T2&Peaje BT	5.6%	3.4%	0.0%
T3&Peaje BT	5.9%	7.7%	1.1%
T3&Peaje MT	4.4%	2.7%	1.3%
T3&Peaje AT	2.0%	10.4%	11.3%
	<b>1.0%</b>	<b>3.2%</b>	
<b>Pérdidas Promedio [%]</b>		<b>11.2%</b>	

	Tasa anual media de crecimiento por Tarifa	
	Clientes (*)	Venta de Energía
Almirante Brown	0.4%	3.3%
Avellaneda	0.5%	2.1%
Berazategui	0.1%	4.6%
Cañuelas	0.5%	2.6%
Capital Federal	0.7%	2.6%
Esteban Echeverría	2.3%	4.1%
Ezeiza	2.2%	4.0%
Florencio Varela	3.4%	4.9%
Lanús	3.3%	4.7%
Lomas de Zamora	3.9%	6.0%
Presidente Perón	1.3%	1.4%
Quilmes	1.4%	2.9%
San Vicente	2.3%	3.1%
	<b>1.0%</b>	<b>3.2%</b>

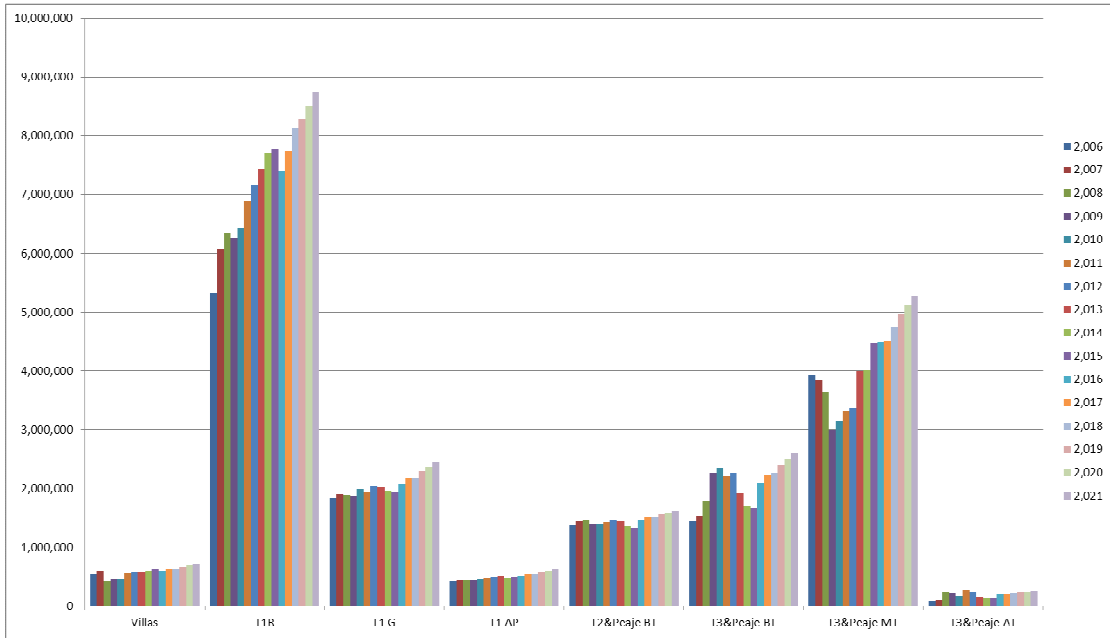
Nota (\*): Clientes Facturados Promedio - No incluye normalizaciones futuras por Acuerdo.

En la comparación de escenarios, las pérdidas se reducen en un 3.2% en caso realizar acciones para evitar las mismas. En tanto, la tasa de crecimiento más importante corresponderá a la tarifa T3 en Alta, por la incorporación del suministro al Ferrocarril General ROCA a La Plata ramal Quilmes.

En cuanto a los resultados por área, los partidos más dinámicos con respecto al crecimiento de clientes resultaron ser Florencio Varela, Lanús y Lomas de Zamora.

En términos de energía eléctrica las ventas totales de EDESUR en la Capital Federal crecerán a una tasa anual media de 2.6% para el período 2016-2021. Mientras tanto, los partidos de la provincia de Buenos Aires con crecimientos más importantes, superiores al 4% anual, serán los de Florencio Varela, Lanús y Lomas de Zamora.

Los resultados obtenidos, en un escenario con acciones de control de pérdidas, se pueden visualizar en el siguiente gráfico:



# ANEXO 1

## Tasa de Crecimiento de Subestaciones



#### 4.1 ANEXO 1 TASA DE CRECIMIENTO MEDIA HISTÓRICA SUBESTACIONES EDESUR (%)

CAPITAL	
S.E	Crecimiento
ALBERDI	2,6%
AUTODROMO	2,6%
AZCUENAGA	4,0%
AZOPARDO	2,9%
BALCARCE	2,9%
BARRACAS	4,5%
BLANCO	2,4%
CABALLITO	3,5%
CARLOS PELLEGRINI	3,3%
CHARCAS	1,9%
CONSTITUCION	3,8%
DEVOTO	2,9%
FALCON	3,4%
HERNANDARIAS	1,5%
INDEPENDENCIA	3,7%
LINIERS	3,8%
LUGANO	2,6%
LURO	2,9%
ONCE	4,1%
PARANA	2,5%
PARQUE CENTENARIO	3,2%
PATRICIOS	3,7%
PEREZ GALDOS	3,8%
PERITO MORENO	2,6%
POMPEYA	4,5%
POZOS	3,9%
RECONQUISTA	2,4%
RIVADAVIA	2,1%
SANTA RITA	2,9%
TRES SARGENTOS	2,3%
VILLA CRESPO	3,4%

PROVINCIA	
S.E	Crecimiento
HÉROES DE MALVINAS	3,6%
BOSQUES 132/13,2KV	3,2%
BROWN	5,8%
BURZACO	3,9%
CALCHAQUI	3,7%
CALZADA	3,9%
CAÑUELAS	4,4%
CORINA	2,2%
DON BOSCO	3,7%
ECHEVERRIA	5,1%
ESCALADA	3,6%
EZPELETA	3,9%
FLORENCIO VARELA	3,9%
GERLI	3,8%
GLEW	3,8%
GUTIERREZ	3,1%
ISLA MACIEL	3,1%
MONTE CHINGOLO	3,6%
NUEVE DE JULIO	3,5%
PIÑEYRO	4,3%
QUILMES	3,7%
RIGOLLEAU	3,2%
SANTA CATALINA	4,8%
SARANDI	3,6%
SOBRAL	3,9%
SPEGAZZINI	4,4%
TEMPERLEY	3,6%
TRANSRADIO	4,8%
VALENTIN ALSINA	4,7%



# ANEXO 2

## Metodología de proyección de Demanda. Escenario Base



## 4.2 ANEXO 2 MODELO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

### 4.2.1 Metodología para la proyección de demanda en Edesur

Para la proyección de la demanda se emplea básicamente un modelo proyectivo econométrico y modelos alternativos referenciales o de contraste, de tendencia y de series de tiempo.

Los modelos econométricos son aplicables en general en el corto, mediano y largo plazo; mientras que los tendenciales y de series de tiempo son de utilidad en el corto plazo, pues asumen que el comportamiento del pasado persistirá y no se verá alterado hacia el futuro.

### 4.2.2 Metodología Econométrica

Se utiliza un modelo econométrico no lineal con series anuales de 1987 a la fecha de las demandas de energía de Edesur.

Se correlaciona la serie anual de demandas de Edesur, con las variables explicativas de la regresión: Producto Bruto Interno (PBI), tiempo (t), variación de la temperatura media de verano respecto a la temperatura media histórica de verano ( $\Delta TM_v$ ) y variación de la temperatura media de invierno respecto a la temperatura media histórica de invierno ( $\Delta TM_i$ ).

La función empleada en su forma más general para la proyección de la Demanda de Energía de Edesur es,

$$Demanda = K_0 \times K_1^t \times PBI^\alpha \times K_2^{\Delta TM_v} \times K_3^{\Delta TM_i}$$

O bien su expresión simplificada,

$$Demanda = K_0 \times K_1^t \times PBI^\alpha$$

Cuando no se hacen supuestos en el año horizonte de pronóstico sobre las variaciones de temperaturas medias de verano-invierno; lo cual es equivalente a poner en la primera función  $\Delta TM_v=0$  y  $\Delta TM_i=0$ , para el año a proyectar.

Los coeficientes de la función(es):  $K_0$ ,  $K_1$ ,  $\alpha$ ,  $K_2$  y  $K_3$  se determinan por el método de mínimos cuadrados.

Las tasas resultantes de la función(es) de ajuste son,

- $r = (K_1 - 1)$  Tasa anual de crecimiento vegetativo de la demanda
- $\alpha =$  Tasa anual de incremento de la demanda al aumentar el 1% el PBI
- $r_v = (K_2 - 1)$  Tasa anual de incremento de la demanda al aumentar en 1 °C la temperatura media de verano

- $r_i = (1/K_3 - 1)$  Tasa anual de incremento de la demanda al disminuir en 1 °C la temperatura media de invierno

#### 4.2.2.1 Variables Explicativas de la Regresión

##### Producto Bruto Interno (PBI)

En el Gráfico 1 puede apreciarse la variación anual del PBI, como así también de la energía de Edesur.

Puede verse también la evolución de la curva de crecimiento de la demanda de energía de Edesur (en GWh) indicándose para el año 2015 el valor alcanzado con su tasa y la respectiva tasa del PBI.

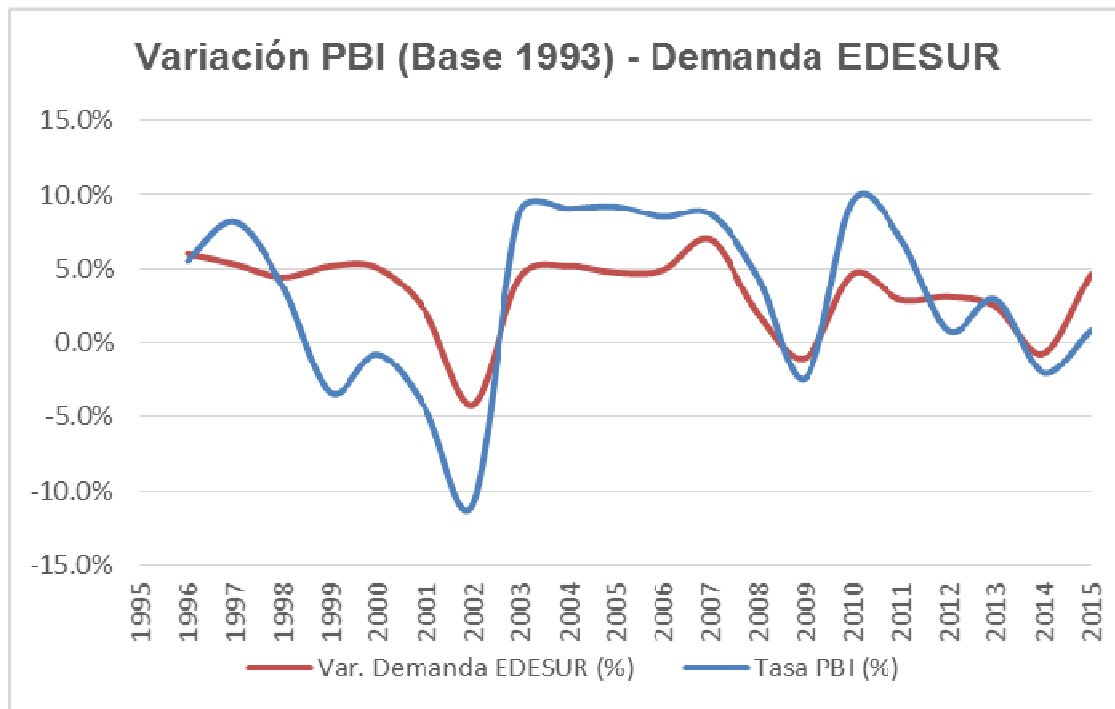


Gráfico 1

##### Temperaturas medias

Es conocida la incidencia de la temperatura en el crecimiento de la demanda sobre todo en las estaciones de verano – invierno con un consumo adicional fundamentalmente por aire acondicionado y calefacción respectivamente.

Estas variables son introducidas en el modelo como desvíos respecto de la media para la serie de datos considerada, en los períodos de verano – invierno. El valor de considerar estas variables consiste, más que en su aporte predictivo, en explicar en la serie habida los desvíos puntuales significativos respecto a la tendencia producto de estaciones apartadas de las condiciones medias de temperatura.

Esto también permite hacer análisis de sensibilidades en los pronósticos asumiendo por ejemplo veranos mas cálidos o inviernos mas rigurosos.

Se señala que la temperatura media anual histórica para el área de concesión de Edesur es de 18 °C considerándose como templada y apta para cualquier actividad de la vida humana.

En el Gráfico siguiente (grafico 2) se muestran los desvíos de las temperaturas medias habidas de verano – invierno respecto a su media histórica para el período 1999–2015.

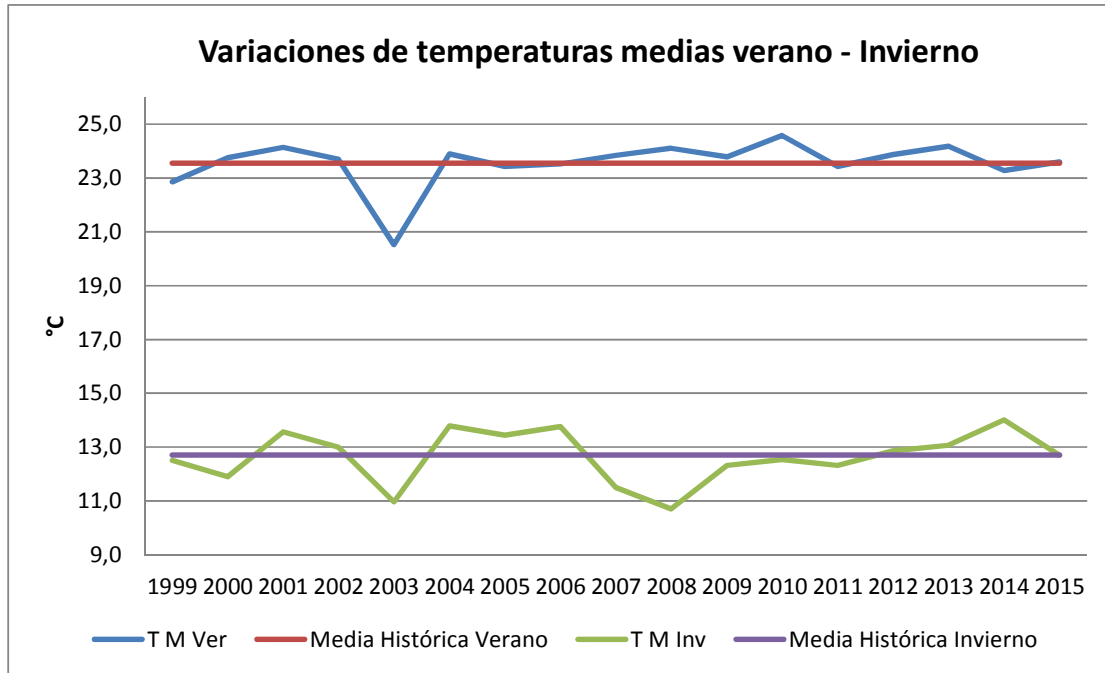


Gráfico 2

### Estimación del Modelo

A continuación estimamos los parámetros de la regresión del modelo, por el método de mínimos cuadrados y verificamos su consistencia teórica y poder de predicción.

Sea entonces la función expo-potencial,

$$\text{Demanda} = K_0 \times K_1^t \times \text{PBI}^\alpha \times K_2 \Delta TM_v \times K_3 \Delta TM_i$$

Esta función deberá ajustarse con los datos reales de las variables independientes (t, PBI,  $\Delta T_v$ ,  $\Delta T_i$ ) y la variable dependiente Demanda que figuran en el Cuadro N°1, para obtener la Demanda Proyectada.

Luego del Cuadro N°1 se expone como se llega a los valores de la demanda proyectada.

Año	PBI [Mill\$-93]	Tasa PBI [%]	Delta T Verano	Delta T Invierno	Energía Edesur [GWh]	Variación Energía
1996	256,626	5.5%	0.40	-0.30	11,577	6.0%
1997	277,441	8.1%	0.40	1.20	12,189	5.3%
1998	288,123	3.9%	-1.60	0.60	12,727	4.4%
1999	278,369	-3.4%	-0.70	-0.20	13,384	5.2%
2000	276,173	-0.8%	0.20	-0.80	14,058	5.0%
2001	263,997	-4.4%	0.58	0.86	14,354	2.1%
2002	235,236	-10.9%	0.15	0.29	13,748	-4.2%
2003	256,023	8.8%	-3.03	-1.74	14,355	4.4%
2004	279,141	9.0%	0.35	1.09	15,097	5.2%
2005	304,764	9.2%	-0.12	0.75	15,813	4.7%
2006	330,565	8.5%	-0.03	1.06	16,585	4.9%
2007	359,170	8.7%	0.28	-1.20	17,737	6.9%
2008	375,137	4.4%	0.56	-2.00	18,083	2.0%
2009	366,009	-2.4%	0.23	-0.39	17,899	-1.0%
2010	401,092	9.6%	1.03	-0.16	18,730	4.6%
2011	429,280	7.0%	-0.12	-0.39	19,264	2.9%
2012	432,669	0.8%	0.32	0.15	19,852	3.0%
2013	445,061	2.9%	0.63	0.36	20,328	2.4%
2014	435,867	-2.1%	-0.28	1.31	20,175	-0.8%
2015	439,394	0.8%	0.05	0.00	21,104	4.6%

Cuadro N°1

Comenzamos aplicando a la función general de demanda la transformación logarítmica para asimilarla a la ecuación de la línea recta, o sea,

$$\ln(\text{Demanda}) = \ln(K_0) + t \cdot \ln(K_1) + \alpha \cdot \ln(\text{PBI}) + \Delta TM_v \cdot \ln(K_2) + \Delta TM_i \cdot \ln(K_3)$$

Así obtenemos los datos transformados para el ajuste, Cuadro N°2.

Año	Ln(D)	t	Ln(PBI)	$\Delta TM_v$	$\Delta TM_i$
1996	9.36	1	12.46	0.40	-0.30
1997	9.41	2	12.53	0.40	1.20
1998	9.45	3	12.57	-1.60	0.60
1999	9.50	4	12.54	-0.70	-0.20
2000	9.55	5	12.53	0.20	-0.80
2001	9.57	6	12.48	0.58	0.86
2002	9.53	7	12.37	0.15	0.29
2003	9.57	8	12.45	-3.03	-1.74
2004	9.62	9	12.54	0.35	1.09
2005	9.67	10	12.63	-0.12	0.75
2006	9.72	11	12.71	-0.03	1.06
2007	9.78	12	12.79	0.28	-1.20
2008	9.80	13	12.84	0.56	-2.00
2009	9.79	14	12.81	0.23	-0.39
2010	9.84	15	12.90	1.03	-0.16
2011	9.87	16	12.97	-0.12	-0.39
2012	9.90	17	12.98	0.32	0.15
2013	9.92	18	13.01	0.63	0.36
2014	9.91	19	12.99	-0.28	1.31
2015	9.96	20	12.99	0.05	-0.00

Cuadro 2

Luego aplicando el método de mínimos cuadrados a los datos transformados del Cuadro N°2, logamos las estadísticas de la regresión,

	Intercepción	t	PBI	$\Delta TM_v$	$\Delta TM_i$
<b>Coefficientes</b>	8.021655917	0.027114227	0.108640246	0.010655142	-0.012126154
<b>Error típico</b>	0.783363268	0.002269479	0.063353846	0.006716299	0.005979318

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de Correlación múltiple	0.993587333
Coefficiente de Determinación R <sup>2</sup>	0.987215788
R <sup>2</sup> Ajustado	0.983806665
Error Típico	0.023757272
Observaciones	20

Cuadro N°3

Por último con la antitransformada de la función de demanda hallamos los coeficientes de regresión, o sea,

$$K0 = e^{\ln(K0)} ; K1 = e^{\ln(K1)} ; \alpha ; K2 = e^{\ln(K2)} ; K3 = e^{\ln(K3)}$$

En nuestro caso extraemos del Cuadro N°3 de derecha a izquierda de la primera fila los coeficientes calculados a anti transformar,

Variables Coeficientes	Intercepción K0	T K1	PBI K2	$\Delta TMv$ K3	$\Delta TMi$ K4
Valor coeficientes	3046.217	1.02749	0.10864	1.01071	0.98795

Así construimos la función de demanda en forma explícita,

$$Demanda = 3046.217 \times 1.02749^T \times PBI^{0.10864} \times 1.01071^{\Delta TMv} \times 0.98795^{\Delta TMi}$$

#### 4.2.2.2 Análisis de la regresión

La función de demanda de Edesur debe satisfacer: bondad del ajuste, tests de hipótesis y poder de predicción para ser validada.

La bondad del ajuste está dada por el coeficiente de correlación múltiple,  $\rho = 0,98381$ , calculado tomando la raíz cuadrada del índice de determinación  $R^2$  del Cuadro 3.

Para el pronóstico de mediano plazo 2016-2021, se prevé con el modelo un crecimiento medio anual del 3.0%, para un crecimiento medio anual razonable del PBI del 2.8%.

En el pronóstico del escenario adoptado se tiene en cuenta los efectos sobre la demanda que tendría el desarrollo de medidas de uso racional, eficiente de la energía y elasticidad precio-demanda en el largo plazo.

#### Tests de Hipótesis -“F” de Fisher

Sobre la significancia global de la regresión múltiple y la no aleatoriedad del índice de determinación  $R^2$ .

Para un 95% de nivel de confianza; con  $\nu_1 = 4$  g.l. (*grados de libertad*<sub>1</sub>=N° var. Independientes) y  $\nu_2 = 12$  g.l. (*grados de libertad*<sub>2</sub>=N° de observaciones.-(N° var. independientes+1)) obtenemos consultando una tabla estadística el valor crítico de F. Mientras que el F-observado o calculado es proporcionado en el siguiente cuadro.

	F. Observado	F. Crítico
Valor	289.5805643	5.30331E-14

Luego como el F. Observado >> F. Crítico la prueba se satisface y por ende la función está bien especificada.

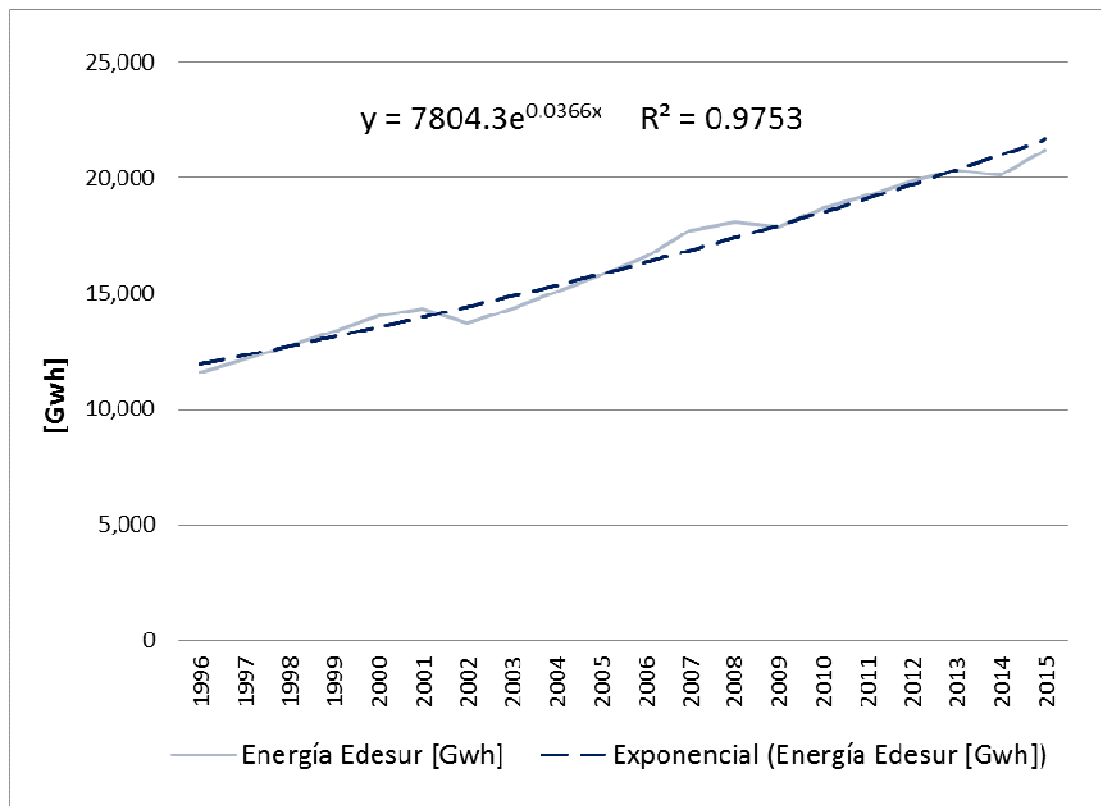
### 4.2.3 Metodología Tendencial

En los modelos de tendencia la variable dependiente a pronosticar está expresada exclusivamente en función del tiempo.

Estos modelos en general son acertados en el corto plazo y van perdiendo precisión hacia el futuro, pues suponen que el comportamiento del pasado perdurará.

A continuación ajustaremos los datos históricos anuales de la demanda de energía de Edesur mediante la curva de tendencia exponencial simple.

Esta curva siempre puede tomarse como referencial para determinar la tasa de crecimiento de la demanda de energía de Edesur.



Luego la tasa tendencial histórica referencial de crecimiento de la demanda de energía de Edesur es,

$$\text{Tasa} = e^{0,0366} - 1 = 3,72\%$$

### 4.2.4 Proyección de la Demanda de Potencia Máxima

Los valores de Demanda de Potencia Máxima se calculan a partir de la Energía Anual y su respectivo Factor de Carga histórico asociado,



$$P_{\text{máx}} = E / (F_c \times t) \quad \text{donde,}$$

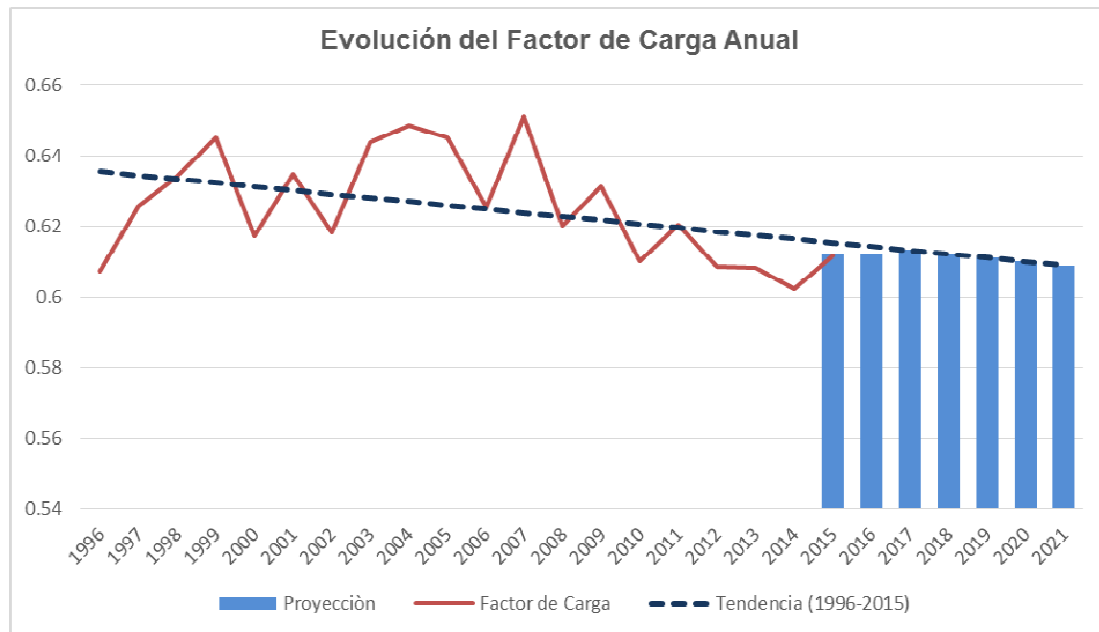
**E** = Energía (MWh)

**P<sub>máx</sub>** = Potencia Máxima (MW)

**t** = Número de horas de un año

**F<sub>c</sub>** = Factor de Carga histórico, afectado por la caracterización de una tasa de crecimiento en función de valores promedios habidos.

Se muestra en el gráfico, la variación histórica del Factor de Carga Anual,



En la tabla que sigue se muestra la proyección plurianual de la potencia máxima a partir del pronóstico de energía ejemplificado, para el escenario base.

Año	Energía Proyectada [Gwh]	Tasa Energía [%]	Potencia Proyectada [Mw]	Tasa Potencia [%]
2016	21,654	2.6%	4,037	2.5%
2017	22,350	3.2%	4,161	3.1%
2018	23,062	3.2%	4,301	3.4%
2019	23,785	3.1%	4,444	3.3%
2020	24,519	3.1%	4,589	3.3%
2021	25,270	3.1%	4,737	3.2%

# ANEXO 3

## Eficiencia Energética



### 4.3 ANEXO 3 EFICIENCIA ENERGETICA

Existe evidencia internacional de que el consumo de energía se disminuye en ~1-2% cada año gracias a iniciativas de eficiencia (Reportes de la European Environmental Agency y de la International Chamber of Commerce)

#### 4.3.1 Evidencia macro

- Líderes del G8 se propusieron en 2008 y 2009 reducir un 50% las emisiones de CO<sub>2</sub> hasta 2050 para evitar las consecuencias del cambio climático
- El consumo de energía de los países de la OCDE hubiera sido un 56% más alto en 2004, de no haber sido por las medidas de eficiencia implementadas en los últimos 40 años
- La intensidad de uso de energía disminuyó un ~1,5% anual en el mundo entre el 2000 y el 2014
- En los países desarrollados también está disminuyendo el consumo de energía eléctrica en proporciones similares.

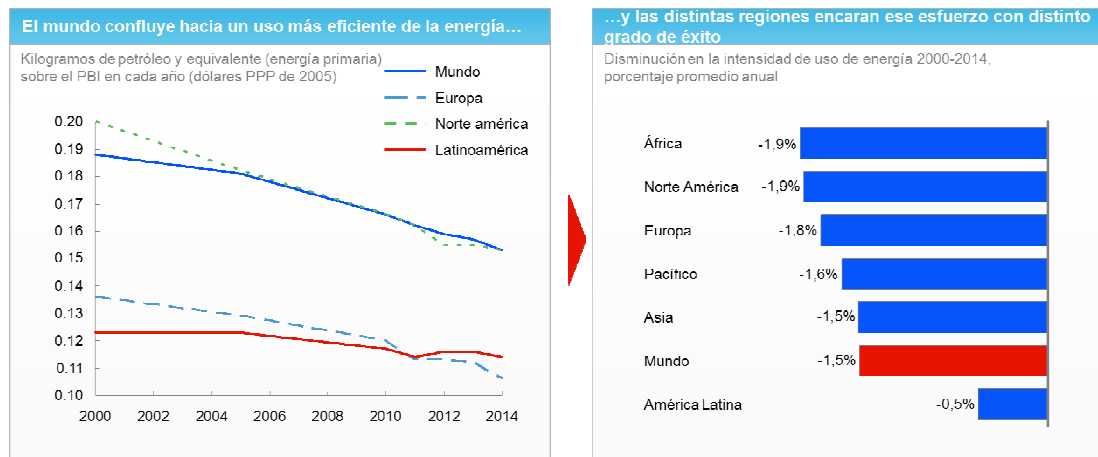
#### 4.3.2 Análisis de casos

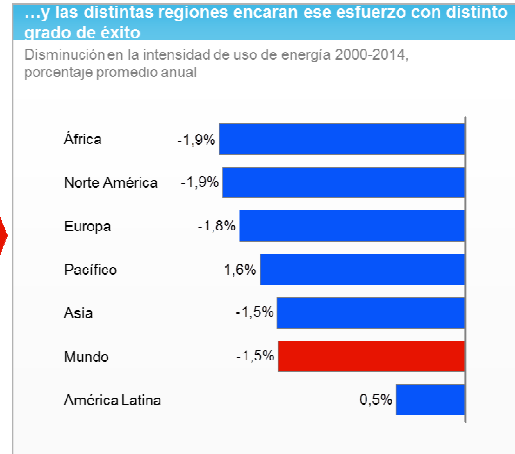
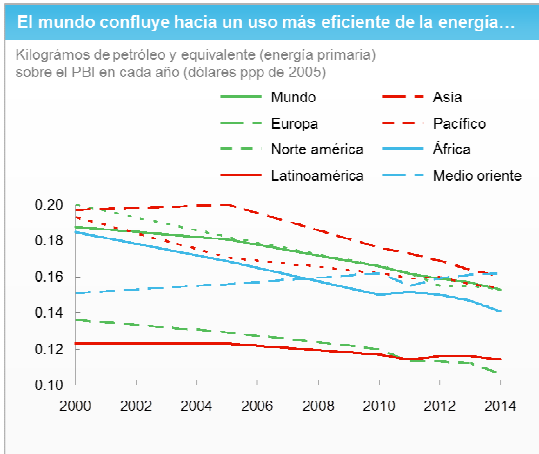
- Se implementó un impuesto al carbón en Suecia para desalentar el uso de combustibles fósiles: entre 1991 y 2009 el PBI aumentó un 48%, pero la emisión de CO<sub>2</sub> disminuyó 9% y el consumo de energía total se mantuvo constante
- En 1993 se implementó un esquema de incentivos fiscales y ayuda técnica a empresas que mejoren su eficiencia energética, logrando una reducción de 15% a 30% en el consumo de energía en las industrias hasta 2007.

#### 4.3.3 Análisis Comparativo por Región sobre Eficiencia Energética

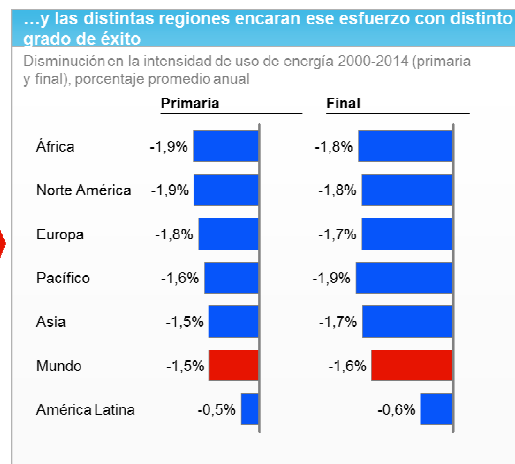
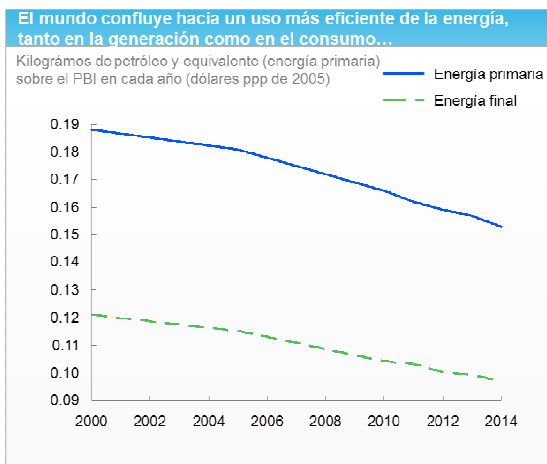
(World Energy Forum energy efficiency indicators, Enerdata)

#### El mundo se mueve hacia un uso de la energía más eficiente

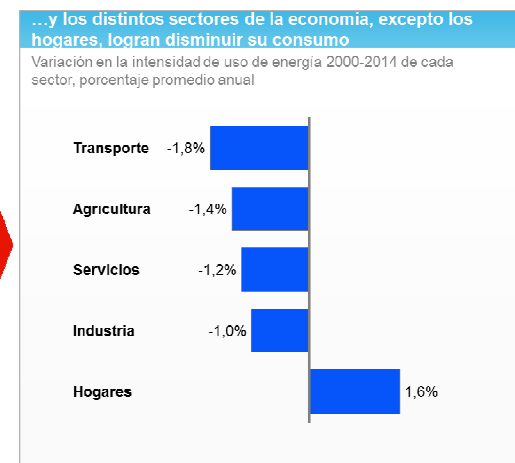
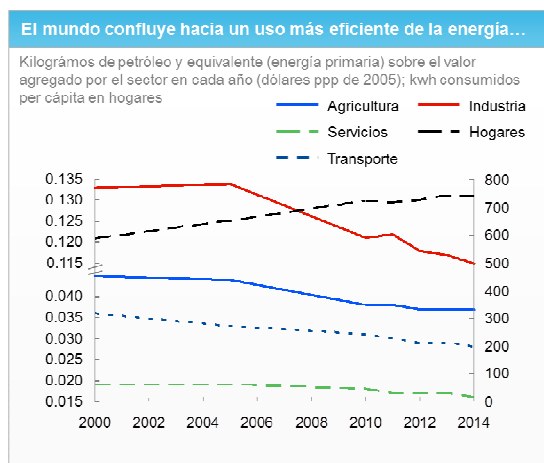




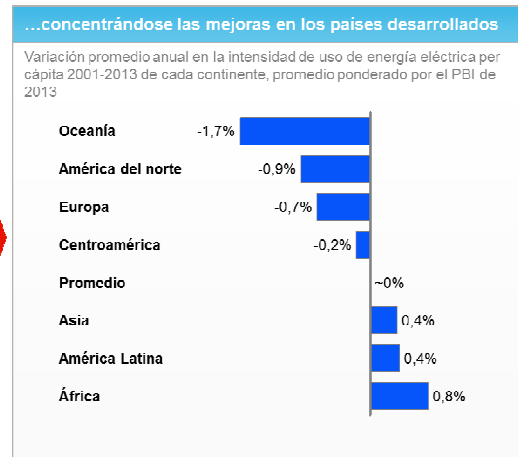
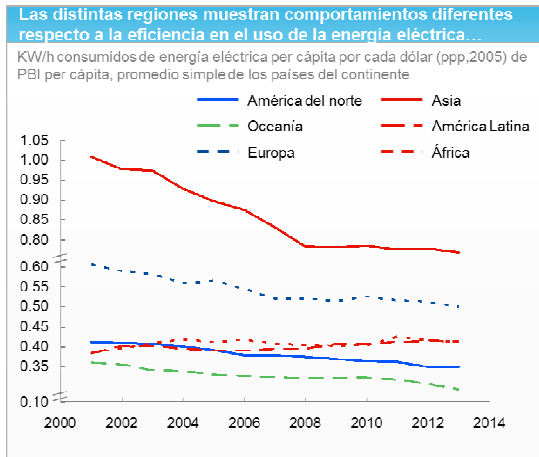
### Los aumentos de eficiencia son similares en el consumo primario en el final



### Los hogares aumentan su consumo con el tiempo, mientras que el transporte lidera los aumentos de eficiencia.



**La energía eléctrica es utilizada de manera más eficiente, principalmente en los países más desarrollados.**



# ANEXO 4

## Análisis de la Elasticidad Precio-Demanda



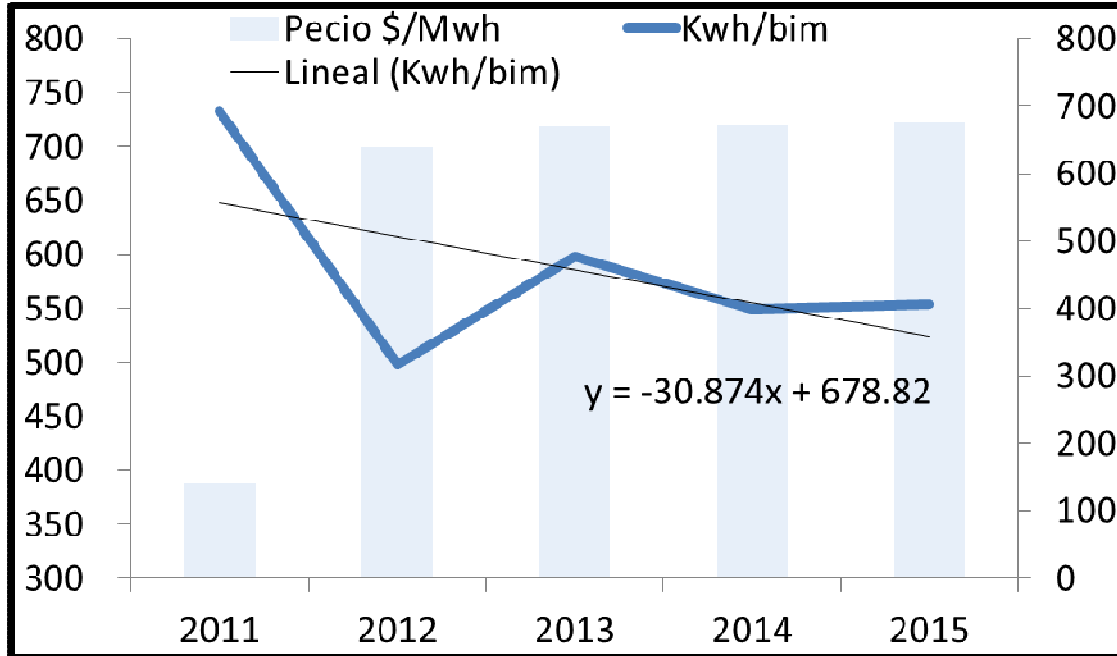
#### 4.4 ANEXO 4 ANÁLISIS DE LA ELASTICIDAD PRECIO-DEMANDA

##### 4.4.1 Análisis elasticidad Precio-Demanda

Para este análisis nos basamos en el caso del año 2011 donde se procedió a la quita de subsidios de aproximadamente 79000 clientes.

- El impacto en el Precio y Consumo

Año	Var. Kwh/bim	Var. Precio	Año	Kwh/bim	Precio \$/Mwh
2011	0%	0%	2011	733	140
2012	-32%	357%	2012	498	640
2013	-18%	379%	2013	598	670
2014	-25%	379%	2014	549	671
2015	-25%	382%	2015	553	675



Como se puede ver reflejado en las tablas y el gráfico, el aumento de tarifas registró un importante descenso de consumo por parte de los clientes, el cual se mantuvo relativamente constante los años siguientes.

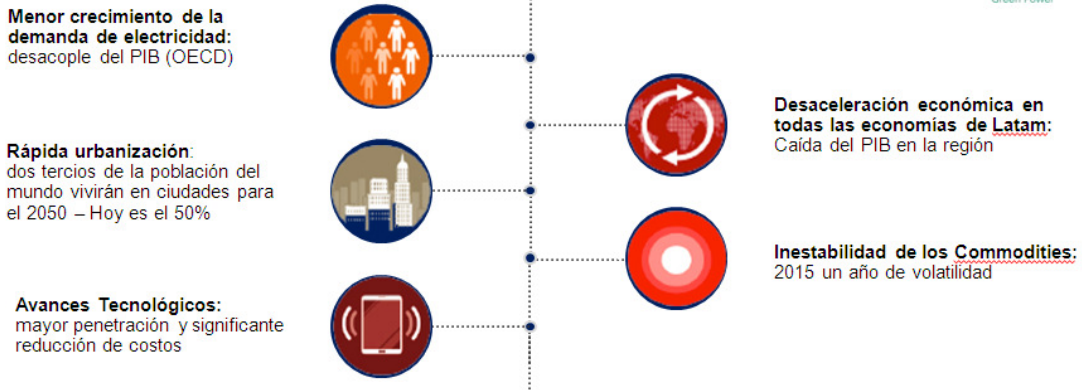
# ANEXO 5

## Tendencia del Sector Energético





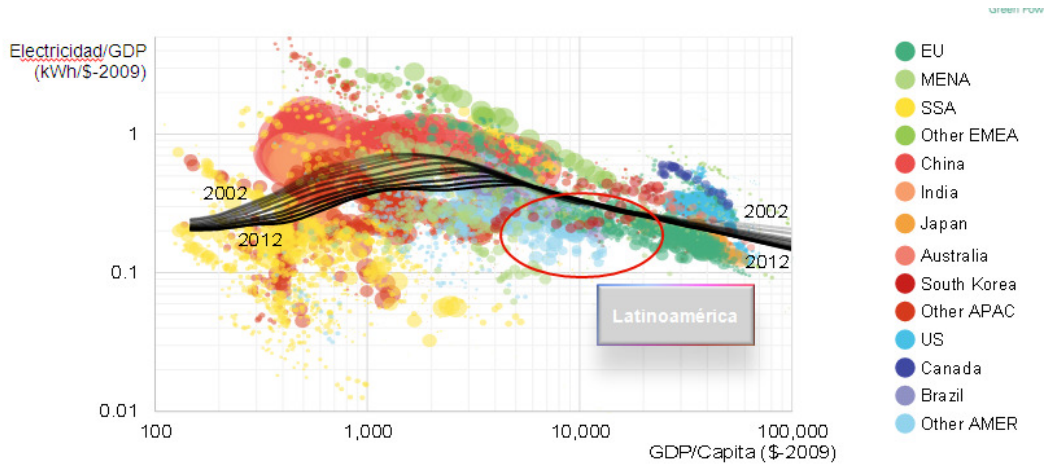
## 4.5 ANEXO 5 TENDENCIA DEL SECTOR ENERGETICO



Las nuevas tendencias mundiales dan una ventaja competitiva para las empresas que son capaces de abrazar rápidamente las nuevas oportunidades

### 4.5.1 Evolución del Escenario Global

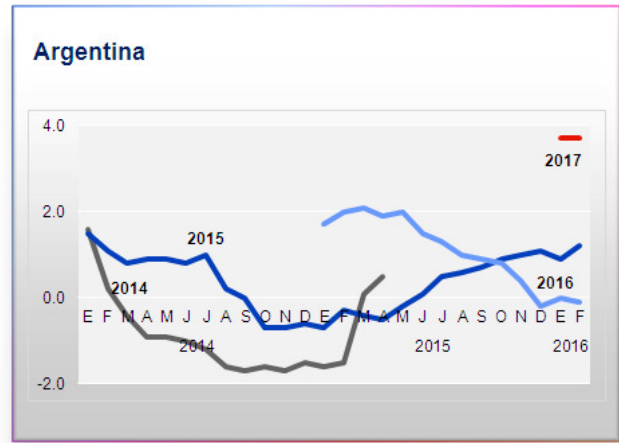
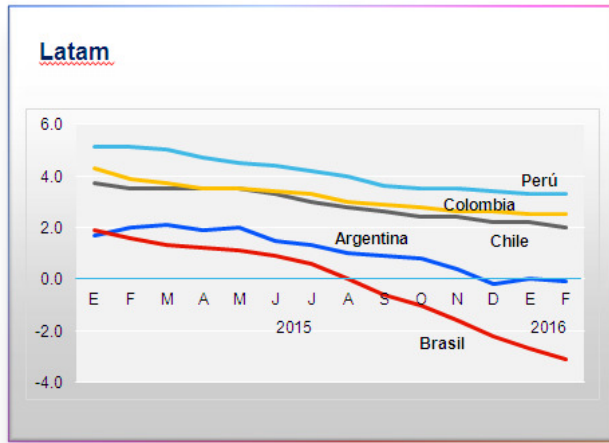
Intensidad Eléctrica: Demanda vs PIB 1990-2012



Desacople entre el PIB y la Demanda de Electricidad

## 4.5.2 La inestabilidad económica

Caída del PIB en Latinoamérica

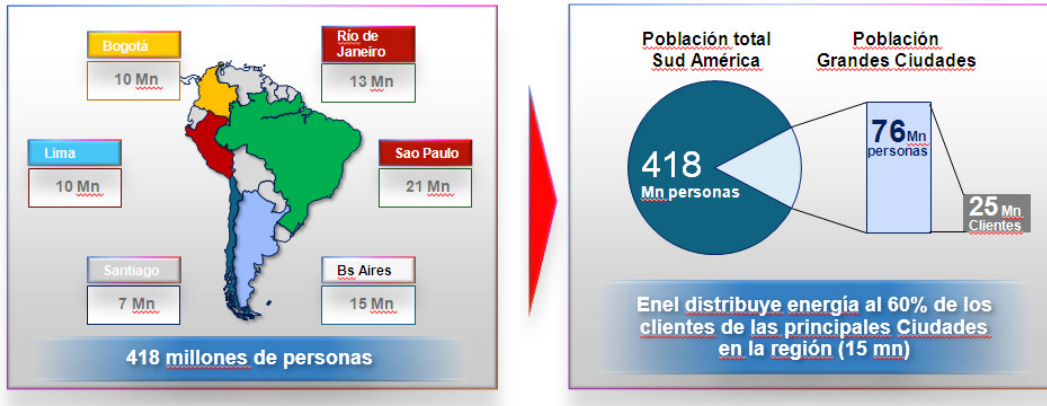


## 4.5.3 Tendencia de precios en Latam

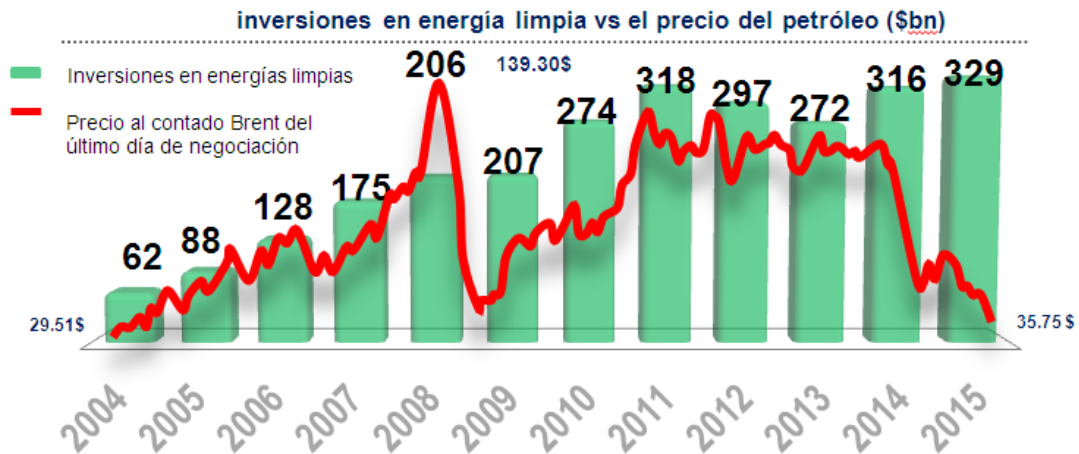
USD/MWh



#### 4.5.4 Presencia en Grandes Ciudades



#### 4.5.5 Tendencias globales de inversiones en energía limpia 2004-2015



# ANEXO 6

## Estudio de costos medios

### MEM 2017-2021



#### 4.6 ANEXO 6 ESTUDIO DE COSTOS MEDIOS MEM 2017-2021

##### Resumen Ejecutivo:

El objetivo de este informe es la estimación de la evolución de los Costos Medios del Sistema Eléctrico Argentino y el Costo Marginal para el período 2017–2021, según las hipótesis asumidas sobre las principales variables que afectan la operación del Sistema Eléctrico. No se pretende realizar un trabajo de Planificación de largo plazo, pero será utilizado como referencia para estudios de costos de distribución.

Para estimar la evolución de los Costos Marginales de Operación del Sistema Eléctrico Argentino, se recurrió al modelo de optimización y despacho hidrotérmico OSCAR-MARGO, utilizado oficialmente por CAMMESA para la realización de estudios de similares características.

Para realizar este trabajo se hicieron simplificaciones y se definieron supuestos en el marco de la Ley 24065 y complementarias, para el despacho del Sistema Eléctrico Argentino. Se supone que se mantiene vigente la Resolución S.E. N°240/2003.

En lo que respecta a la remuneración de los generadores, se supone que continuará vigente la Resolución S.E. N° 95/2013 actualizada por la Resolución MEyM N° 22/2016.

El abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se desarrolla, partiendo de una potencia instalada de 33.719 MW al mes de abril de 2016, contemplando posteriormente los ingresos informados por CAMMESA, los correspondientes a la licitación de la Res. SEE N°21/2016 y los ingresos de energías provenientes de fuentes renovables, en el marco de la Ley N° 27191/2015 y el Decreto Reglamentario N° 531/2016.

Se ha considerado la vigencia de los Contratos de Abastecimiento con CAMMESA hasta su finalización.

##### Evolución proyectada de la Potencia Instalada en el MEM:

Ingresos de Potencia	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total Anual (MW)	495	1720	4006	2180	1100	2750

##### Crecimiento de la demanda del MEM:

Agentes Internos	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Demanda Agentes (GWh)	132,020	136,675	141,503	146,513	151,717	157,926	164,413
Demanda (%)		3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	4.00%	4.00%

Se supone que el sistema de transporte se desarrolla a partir de la infraestructura actualmente existente en el MEM y bajo la regulación vigente y atendiendo al incremento de la oferta y la demanda previstos. Como complemento se analizó la guía de referencia de TRANSENER 2016, la cual contempla otros escenarios de crecimiento y desarrollo.

En los siguientes cuadros se muestran los resultados obtenidos:

## Costo Medio de Abastecimiento:

items		Codigo	Unidad	2017	2018	2019	2020	2021
Costo Abastecimiento MEM		CAM	AR\$/MWh	1,661.13	1,614.52	1,732.99	1,727.20	1,701.11
Monómico Medio	Costo Monómico Medio	CMM	AR\$/MWh	1,117.30	1,165.06	1,305.62	1,364.85	1,425.41
	Energía	P_ENE	AR\$/MWh	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00
	SCTD (O&M+COMB)	SCTD	AR\$/MWh	799.72	846.13	967.63	1,014.14	1,074.03
	Adicional SCTD	Ad_SCTD	AR\$/MWh	94.31	93.11	93.50	93.35	93.36
	Energía Adicional	E_Ad	AR\$/MWh	1.96	2.09	2.39	2.37	2.24
	Sobrecostos Combustibles	SCComb	AR\$/MWh	87.52	89.24	107.08	119.66	120.11
	Potencia despachada	Pot	AR\$/MWh	7.52	8.22	8.74	9.06	9.38
	Reserva de Potencia + SA + SRI	RSP	AR\$/MWh	6.28	6.28	6.28	6.28	6.28
Cargo_Dem	CDEM	AR\$/MWh	494.36	383.66	354.54	289.74	186.33	
SCAMEM	Cargo Contratos 220/462/144/1836/108/FONINV...		AR\$/MWh	370.50	284.38	272.18	208.29	104.82
	Cargo CAERMEM		AR\$/MWh	123.86	99.29	82.36	81.45	81.51
DEXC	Cargo_Dem_Exc	CDEXC	AR\$/MWh	47.65	63.86	70.85	60.54	77.31
	Cargo Demanda Excedente R1281/06		AR\$/MWh	47.65	63.86	70.85	60.54	77.31
TRANSP	Cargo_TRANSP	CTANSP	AR\$/MWh	1.82	1.93	1.98	12.06	12.07
	Cargo Demanda Transporte AA		AR\$/MWh	1.82	1.93	1.98	12.06	12.07

## Costo Marginal Operado:

items		Codigo	Unidad	2017	2018	2019	2020	2021
Costo Abastecimiento MEM		CAM	AR\$/MWh	1,747.88	1,756.71	1,795.78	1,760.29	1,741.68
Monómico Medio	Costo Marginal Operado - Corrida Margo	CMM	AR\$/MWh	1,204.05	1,307.25	1,368.40	1,397.95	1,465.97
	Adicional SCTD	Ad_SCTD	AR\$/MWh	94.31	93.11	93.50	93.35	93.36
	Energía Adicional	E_Ad	AR\$/MWh	1.96	2.09	2.39	2.37	2.24
	Sobrecostos Combustibles	SCComb	AR\$/MWh	87.52	89.24	107.08	119.66	120.11
	Potencia despachada	Pot	AR\$/MWh	7.52	8.22	8.74	9.06	9.38
	Reserva de Potencia + SA + SRI	RSP	AR\$/MWh	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
	Cargo_Dem	CDEM	AR\$/MWh	494.36	383.66	354.54	289.74	186.33
	SCAMEM	Cargo Contratos 220/462/144/1836/108/FONINV...		AR\$/MWh	370.50	284.38	272.18	208.29
Cargo CAERMEM			AR\$/MWh	123.86	99.29	82.36	81.45	81.51
DEXC	Cargo_Dem_Exc	CDEXC	AR\$/MWh	47.65	63.86	70.85	60.54	77.31
	Cargo Demanda Excedente R1281/06		AR\$/MWh	47.65	63.86	70.85	60.54	77.31
TRANSP	Cargo_TRANSP	CTANSP	AR\$/MWh	1.82	1.93	1.98	12.06	12.07
	Cargo Demanda Transporte AA		AR\$/MWh	1.82	1.93	1.98	12.06	12.07

Del cálculo de Costo Medio se ha excluido el costo asociado a los servicios prestados por las Unidades de Generación de Energía Móvil (UGEM), suponiendo que los mismos no continuarán durante el año 2017. Independientemente de ello, según los registros de operación del año 2016 y los costos por MWh operado, estos tendrían un valor medio de 1.760 US\$/MWh.

Adicionalmente se consideró la vigencia de los Contratos de Abastecimiento con CAMMESA (del Tipo Res. N° 220/762/144/108) hasta su finalización, un costo variable de operación para las unidades que ingresan bajo la Resolución MEyM. N°21/2016 similar a unidades para la misma tecnología y potencia, y las energías renovables, las cuáles no compiten por precio en el despacho, ingresando al mismo como una central hidráulica de pasada.

### 4.6.1 Hipótesis de Modelado para la simulación de Mediano y Largo Plazo

A los efectos de conformar la base de datos e información de entrada para realizar las simulaciones del despacho, se realizó un análisis de las principales variables intervinientes, las que se detallan seguidamente.

#### 4.6.1.1 Encuadre Macroeconómico:

Se utilizaron las proyecciones publicadas por la consultora ABCEB en su informe adjunto a los Anexos del presente estudio.

#### 4.6.1.2 Crecimiento de la Demanda:

El crecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico Argentino utilizado en el presente estudio, se sustenta a partir de los informes presentados oficialmente por CAMMESA y TRANSENER según se detallan a continuación:

Agentes Internos	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Demanda Agentes (GWh)	132,020	136,675	141,503	146,513	151,717	157,926	164,413
Demanda (%)		3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	4.00%	4.00%

#### Hipótesis de Crecimiento 2016 -2019:

- Fuente: Informe de CAMMESA para la Licitación RESOLUCION SEE 21/2016 – METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN – HERRAMIENTA DE ANÁLISIS.
- Crecimiento modelado de demanda: Sobre la estimación del 2016 y en base a estimaciones propias se modeló un crecimiento anual del 3.5 % hasta el año 2019.

#### Hipótesis de Crecimiento 2020 - 2021:

Fuente: Informe de TRANSENER GUÍA DE REFERENCIA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EN ALTA TENSIÓN 2015 – 2022.

Crecimiento modelado de demanda: De acuerdo con datos históricos de crecimiento medio tendencial de la demanda eléctrica, se adoptó una tasa de crecimiento anual del 4% para todos los años de estudio, por considerarla suficientemente exigente en el mediano plazo.

## Modelado de la Demanda por Areas – OSCAR – MARGO:

AREA	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	dic-15	2016	2017	2018	2019	2020	2021
CATAMARCA	175	157	161	159	162	167	179	164	161	186	2099	2186	2277	2373	2496	2623
CORDOBA	874	748	838	744	769	834	888	823	766	870	10147	10565	11007	11474	12065	12682
CHACO	279	254	267	202	184	189	191	196	174	272	2753	2866	2986	3113	3273	3440
CHUBUT Norte	262	236	260	251	263	216	204	204	256	251	3182	3313	3451	3598	3783	3977
Chubut Sur	91	83	97	98	106	109	111	98	89	91	1201	1251	1303	1358	1428	1501
CORRIENTES	251	262	266	204	192	197	207	205	193	265	2798	2913	3035	3164	3327	3497
ENTRE RIOS	354	325	330	279	277	293	312	288	273	344	3809	3966	4132	4307	4529	4761
FORMOSA	135	124	129	92	82	82	83	89	90	135	1316	1371	1428	1489	1565	1645
JUJUY	98	88	90	83	86	88	91	85	84	104	1127	1174	1223	1275	1340	1409
<b>EDELAP</b>	<b>293</b>	<b>279</b>	<b>304</b>	<b>272</b>	<b>306</b>	<b>335</b>	<b>357</b>	<b>332</b>	<b>308</b>	<b>317</b>	<b>3738</b>	<b>3834</b>	<b>3930</b>	<b>4023</b>	<b>4115</b>	<b>4211</b>
LA PAMPA	83	72	81	68	71	73	77	73	70	83	929	967	1008	1050	1104	1161
LA RIOJA	132	115	118	98	96	107	116	110	105	133	1419	1478	1540	1605	1688	1774
MISIONES	150	190	205	167	161	153	124	132	150	158	2035	2119	2207	2301	2420	2543
MENDOZA	612	491	523	467	488	507	542	519	477	537	6398	6662	6940	7234	7607	7996
NEUQUEN	208	182	205	179	195	196	204	199	190	192	2433	2534	2640	2752	2893	3041
<b>EDENOR</b>	<b>2196</b>	<b>2059</b>	<b>2233</b>	<b>1894</b>	<b>2111</b>	<b>2412</b>	<b>2598</b>	<b>2336</b>	<b>2189</b>	<b>2333</b>	<b>26801</b>	<b>27488</b>	<b>28172</b>	<b>28843</b>	<b>29498</b>	<b>30185</b>
RIO NEGRO	172	172	191	167	167	168	175	171	161	160	2112	2199	2291	2388	2511	2639
SALTA	176	158	171	155	156	159	174	160	151	183	2064	2149	2239	2334	2454	2579
Santa Cruz	79	74	90	92	99	99	104	101	97	93	1164	1212	1263	1317	1385	1455
SANTA FE	1111	1049	1122	991	974	1073	1112	1074	983	1090	13159	13701	14273	14879	15646	16446
SANTIAGO DEL ESTERO	159	133	135	114	103	108	115	107	103	163	1548	1612	1679	1750	1841	1935
SAN JUAN	244	198	213	165	167	185	194	172	151	220	2330	2426	2527	2634	2770	2912
SAN LUIS	139	120	134	120	125	138	148	137	132	133	1662	1731	1803	1880	1976	2078
<b>EDESUR</b>	<b>1793</b>	<b>1671</b>	<b>1812</b>	<b>1547</b>	<b>1656</b>	<b>1859</b>	<b>2000</b>	<b>1819</b>	<b>1728</b>	<b>1887</b>	<b>21316</b>	<b>21862</b>	<b>22406</b>	<b>22939</b>	<b>23461</b>	<b>24007</b>
TUCUMAN	286	255	270	244	239	252	272	253	234	306	3262	3397	3539	3689	3879	4077
EDEA	461	418	433	401	427	429	453	429	418	447	5391	5613	5848	6096	6410	6738
EDEN	666	588	668	601	617	653	691	659	642	679	8134	8469	8823	9197	9671	10166
EDES	202	174	202	176	189	190	180	188	176	200	2348	2445	2547	2655	2792	2935
<b>TOTAL</b>	<b>11,681</b>	<b>10,672</b>	<b>11,547</b>	<b>10,028</b>	<b>10,468</b>	<b>11,270</b>	<b>11,900</b>	<b>11,122</b>	<b>10,550</b>	<b>11,830</b>	<b>136,675</b>	<b>141,503</b>	<b>146,513</b>	<b>151,717</b>	<b>157,926</b>	<b>164,413</b>

Se ha modelado un mayor crecimiento de la demanda para las áreas de menor desarrollo (baja densidad), y un menor crecimiento para las áreas con mayor concentración demográfica (alta densidad), como lo es el área de GBA.

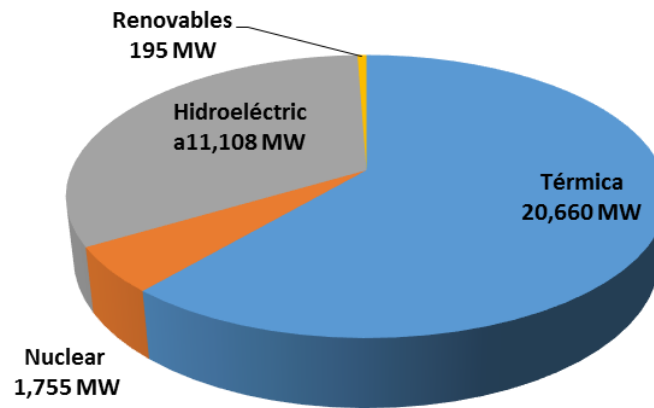
AREAS		2016	2017	2018	2019	2020	2021
EDENOR+EDESUR+EDELAP	40%	1.49%	2.56%	2.49%	2.38%	2.27%	2.33%
RESTO	60%	4.84%	4.12%	4.17%	4.25%	5.15%	5.11%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>3.50%</b>	<b>3.50%</b>	<b>3.50%</b>	<b>3.50%</b>	<b>4.00%</b>	<b>4.00%</b>

### 4.6.1.3 Potencia Instalada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

La oferta de potencia instalada en el MEM al mes de abril de 2016 es de 33,719 MW.

La composición del parque generador se integra por una participación de unidades térmicas del 61.3%, hidráulicas del 32.9%, nucleares del 5.2% y 0.6% de fuentes renovables.





### **Evolución de la potencia instalada en el MEM - Ingresos de Equipamiento de Generación:**

Para modelar el ingreso de unidades generadoras durante el período del presente estudio, se consideró la mejor información disponible en CAMMESA, Secretaría de Energía y la de los principales actores del mercado, atendiendo en cada caso a las necesidades energéticas de cada una de las áreas o regiones eléctricas del sistema eléctrico argentino.

Asimismo, para modelar las bases de ingresos de potencia, se consideraron los incrementos asociados a la convocatoria a ofertar nueva generación térmica por 1,000MW con compromiso de disponibilidad en el MEM (Res. SEE 21/2016) y la convocatoria a licitación de generación renovable (Programa RenovAr 2016-2025) también por 1000 MW, en orden a alcanzar los objetivos establecidos en la Ley N° 27191/2015 y el Decreto Reglamentario N°531/2016. Asumimos el éxito de ambos procesos, cumpliéndose en consecuencia las metas establecidas por la autoridad regulatoria.

Conforme los incrementos de demanda considerados, los ingresos de unidades atienden a una política energética de crecimiento a ser restaurada en el corto plazo (2016-2018) y mediano plazo (2019-2021) según se detalla a continuación.

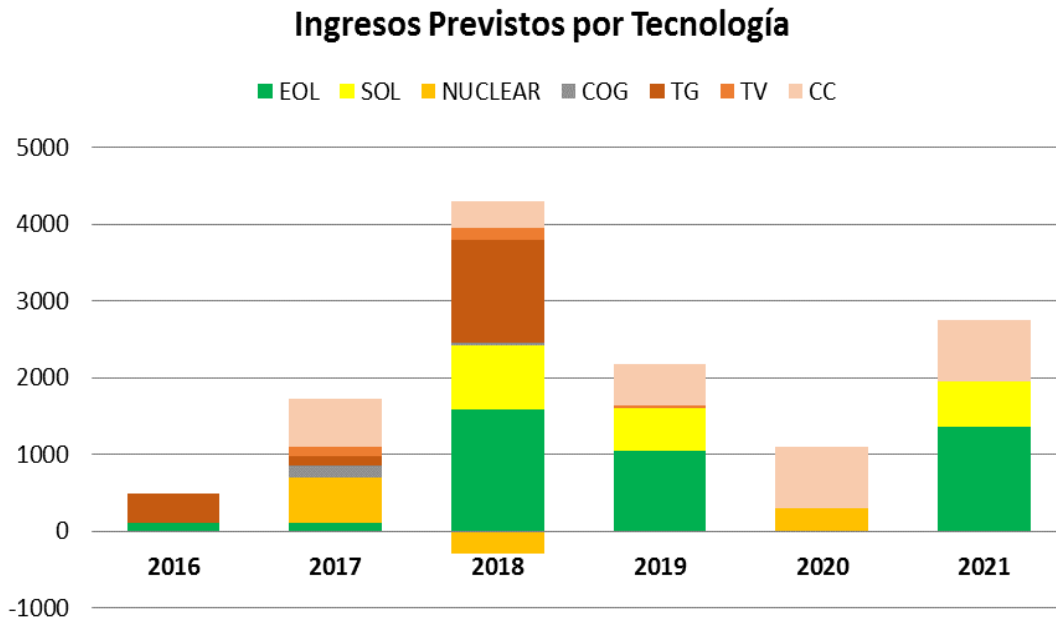
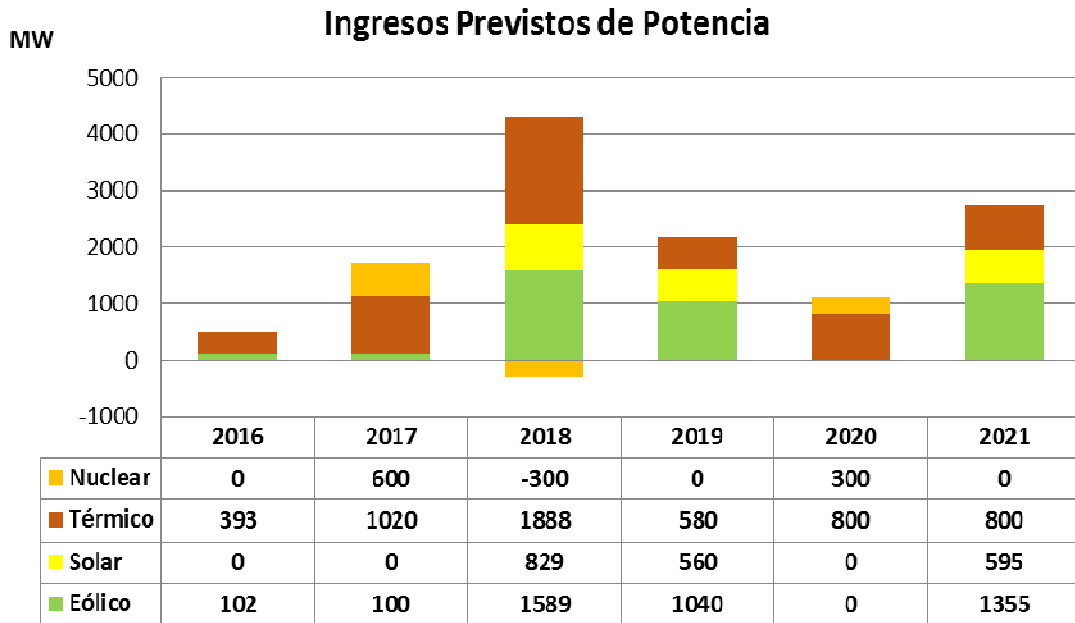
**Ingresos Período 2016 - 2018:**

Año	Region	Ingreso	Potencia			
2016	COM	Setiembre	120			
	CUY	Octubre	52			
	CUY	Octubre	45			
	LIT	Octubre	168			
	PAT	Diciembre	50			
	CEN	Diciembre	60			
				<b>Renovable</b>	<b>Otros</b>	<b>Total - MW</b>
				102	393	495
2017	COM	Enero	120			
	LIT	Enero	240			
	PAT	Julio	30			
	PAT	Setiembre	120			
	EZE	Octubre	240			
	LIT	Octubre	140			
	CEN	Octubre	600			
	PAT	Noviembre	20			
	PAT	Noviembre	50			
	EZE	Noviembre	160			
				<b>Renovable</b>	<b>Otros</b>	<b>Total - MW</b>
				100	1620	1720
2018	EZE	Enero	123			
	EZE	Marzo	40			
	COM	Marzo	60			
	CEN	Marzo	30			
	PAT	Octubre	70			
	CUY	Octubre	190			
	EZE	Octubre	550			
	NOA	Octubre	75			
	CEN	Octubre	230			
	LIT	Octubre	100			
	ROD	Octubre	-300			
	PAS	Setiembre	120			
	EZE	Octubre	300			
	PAN	Octubre	50			
	PAN	Octubre	600			
PAC	Noviembre	939				
CUY	Octubre	600				
CUY	Noviembre	229				
				<b>Renovable</b>	<b>Otros</b>	<b>Total - MW</b>
				2418	1588	4006

**Ingresos Periodo 2019 - 2021:**

<b>Año</b>	<b>Tipo</b>	<b>Región</b>	<b>Ingreso</b>	<b>Potencia</b>			
<b>2019</b>	Planta Biomasa	CEN	Febrero	30			
	Puerto CC	ROD	Setiembre	550			
	Renovable	EZE	Noviembre	1040	<b>Renovable</b>	<b>Otros</b>	<b>Total - MW</b>
	Renovable	PAS	Noviembre	560	1600	580	2180
<b>2020</b>	CC Nuevo	ROD	Enero	800			
	Reingresos Atucha I	ROD	Octubre	300	<b>Renovable</b>	<b>Otros</b>	<b>Total - MW</b>
					0	1100	1100
<b>2021</b>	CC Nuevo	LIT	Enero	800			
	Renovable Nuevo	PAT	Noviembre	250			
	Renovable	COM	Noviembre	1105	<b>Renovable</b>	<b>Otros</b>	<b>Total - MW</b>
	Renovable	CUY	Noviembre	595	1950	800	2750

En el marco de lo anteriormente descrito, los ingresos totales modelados durante el período 2016–2021 ascienden a 12.251 MW, diversificados de la siguiente manera:



	2016	2017	2018	2019	2020	2021
EOL	102	100	1589	1040	0	1355
SOL	0	0	829	560	0	595
COG	0	160	40	0	0	0
TG	393	120	1338	0	0	0
TV	0	120	150	30	0	0
CC	0	620	360	550	800	800
NUCLEAR	0	600	-300	0	300	0
	495	1720	4006	2180	1100	2750

#### 4.6.1.4 Combustibles

Los datos asociados a las variables y referencias para la determinación de la evolución de los precios de combustibles, surgen del informe "INFORME DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION", adjunto al presente como ANEXO.

#### Precios de los Combustibles:

CONCEPTO	2016	2017	2018	2019	2020	2021
WTI (usd/bbl)	\$ 42.67	\$ 52.00	\$ 57.93	\$ 60.70	\$ 62.60	\$ 63.38
BRENT (usd/bbl)	\$ 43.56	\$ 53.03	\$ 59.02	\$ 61.76	\$ 63.62	\$ 64.33
HH	\$ 3.25	\$ 3.43	\$ 3.24	\$ 3.16	\$ 3.12	\$ 3.24
Bolivia (usd/mmbtu)	\$ 2.95	\$ 2.97	\$ 3.85	\$ 4.49	\$ 4.81	\$ 5.11
GNL (usd/mmbtu)	\$ 5.70	\$ 6.03	\$ 5.69	\$ 5.55	\$ 5.49	\$ 5.70
Norte (usd/mmbtu)	\$ 5.32	\$ 5.44	\$ 5.10	\$ 4.97	\$ 4.91	\$ 5.11
Neuquén (usd/mmbtu)	\$ 5.53	\$ 5.58	\$ 5.25	\$ 5.11	\$ 5.05	\$ 5.26
Chubut (usd/mmbtu)	\$ 5.26	\$ 5.27	\$ 4.95	\$ 4.82	\$ 4.76	\$ 4.96
SCZ (usd/mmbtu)	\$ 5.00	\$ 4.85	\$ 4.54	\$ 4.41	\$ 4.36	\$ 4.55
TDF (usd/mmbtu)	\$ 4.97	\$ 4.81	\$ 4.50	\$ 4.37	\$ 4.32	\$ 4.51
FO (usd/tn)	\$ 300.00	\$ 336.87	\$ 373.00	\$ 388.24	\$ 397.76	\$ 406.71
GO (usd/m3)	\$ 400.00	\$ 449.16	\$ 497.34	\$ 517.66	\$ 530.35	\$ 542.28

#### Volumen y Precio de Gas para Generación:

Volumen y Precio Generación	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Precio promedio generación G+T+D+R	\$ 5.66	\$ 5.70	\$ 5.93	\$ 5.92	\$ 5.92	\$ 5.97
Gas MEM Generación	44	46	51	54	55	58

#### Disponibilidad de Combustibles Líquidos para generación:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gas Oil - M3/sem	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000	180,000
Fuel Oil Imp. - Tn/sem	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000
Fuel Oil Nac. - Tn/sem	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000
Carbón - Tn/sem	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000

#### 4.6.1.5 Mantenimientos Considerados

Los programas de mantenimientos modelados se ajustan a una estandarización por tipo de tecnología, según el siguiente detalle:

UNIDAD	DURACION
Ciclos Combinados	8 Semanas cada 4 años
Turbo Gas	5 Semanas cada 3 años
Turbo Vapor	14 Semanas cada 4 años

En lo que respecta a las Centrales Nucleares Embalse y Atucha I, se han considerados los mantenimientos informados por NASA (Nucleo Electricidad Argentina Sociedad Anónima) en la última Programación Estacional y corroborado con fuentes oficiales de la empresa.

#### 4.6.1.6 Aspectos Regulatorios Considerados para las Proyecciones

##### Condiciones Generales para el Período 2016:

- Condiciones estipuladas en la normativa de despacho impuesta por la Ley N° 24065 publicada en enero de 1992 y reglamentada el mismo año.
- Vigencia de la Resolución S.E. N°240/2003.
- Actualización de la Resolución S.E. N° 95/2013 actualizada por la Resolución MEyM N° 22/2016 en cuanto a la remuneración de los generadores de acuerdo a sus costos.

##### Condiciones Generales para el Periodo 2017-2021:

- Se mantienen los criterios regulatorios descriptos en el punto 6.1.
- Aplicación de la Ley N° 27191/2015 y el Decreto Reglamentario N° 531/2016.
- Para la determinación del Costo Medio del Sistema, se consideraron la vigencia de los Contratos de Abastecimiento con CAMMESA hasta su finalización, un costo variable de operación para las unidades que ingresan bajo la Resolución SEE. N°21 similar a unidades para la misma tecnología y potencia, y las energías renovables que no compiten por precio en el despacho, siendo modeladas a igual que una central hidráulica de pasada.

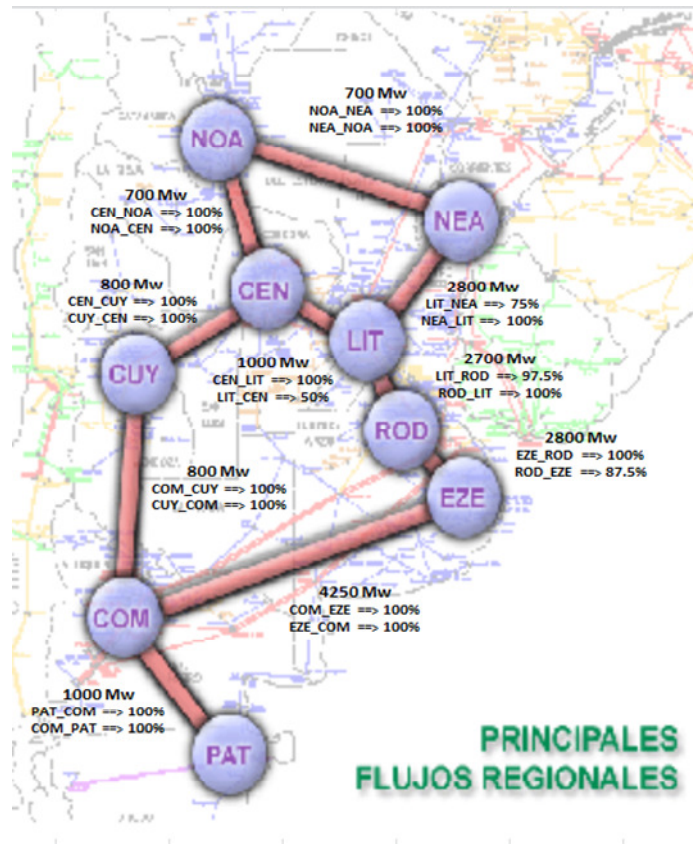
#### 4.6.1.7 Sistema de Transporte Eléctrico:

Se inició el estudio con las condiciones actuales del Sistema de Transmisión en 500 kV.

De acuerdo con el cronograma de ingresos de nuevo equipamiento modelado, se ajustó paralelamente la capacidad de transmisión de las líneas de interconexión entre regiones/subregiones. Se conservó la máxima potencia transmisible operativa en el Programa Margo para el período 2016–2019 y según ajustes propios, se incrementó la potencia en los corredores indicados de acuerdo a la localización del mayor potencial del recurso eólico-solar a ser aprovechado a lo largo del período.

En cuanto a los costos de las ampliaciones, se ha supuesto que se aplicarán los criterios definidos en la Res. SE N° 1/2006, quedando a cargo de la demanda el 30% de los costos de las mismas.

**Situación del Sistema de Transporte período 2016 – 2019:**



## Situación Prevista del Sistema de Transporte período 2020 – 2021:

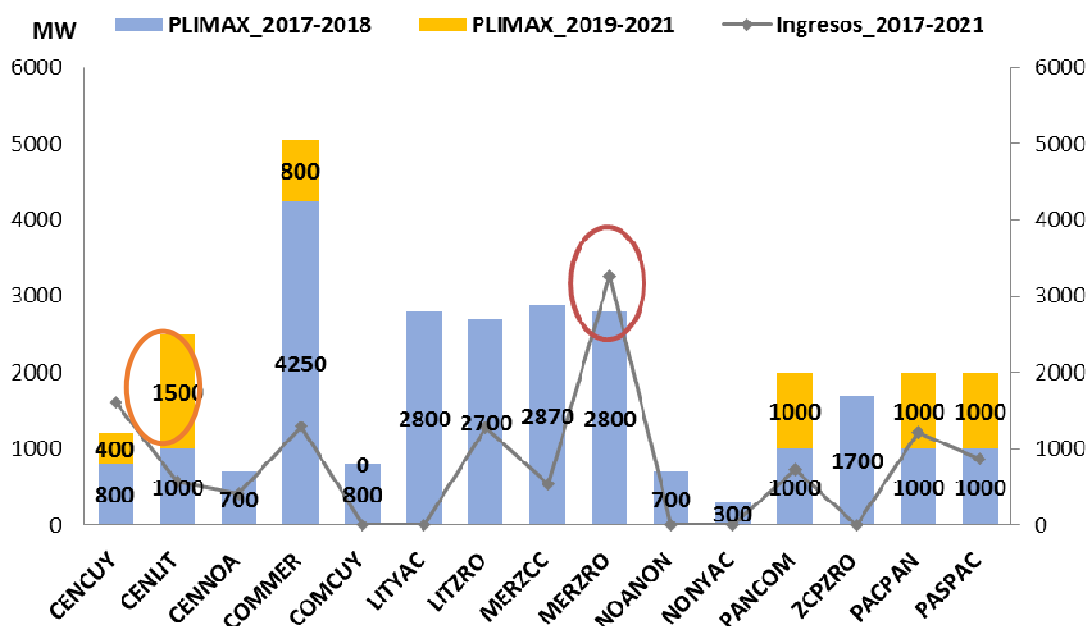
PLIMAX	2017	2018	2019	2020	2021	Incremento	XPELI
Regiones	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
CENCUY	800	800	800	1200	1200	400	0.015
CENLIT	1000	1000	1000	2500	2500	1500	0.015
CENNOA	700	700	700	700	700	0	0.015
COMMER	4250	4250	4250	5050	5050	800	0.087
COMCUY	800	800	800	800	800	0	0.087
LITYAC	2800	2800	2800	2800	2800	0	0.035
LITZRO	2700	2700	2700	2700	2700	0	0.015
MERZCC	2870	2870	2870	2870	2870	0	0
MERZRO	2800	2800	2800	2800	2800	0	0
NOANON	700	700	700	700	700	0	0
NONYAC	300	300	300	300	300	0	0.015
PANCOM	1000	1000	1000	2000	2000	1000	0.015
ZCPZRO	1700	1700	1700	1700	1700	0	0
PACPAN	1000	1000	1000	2000	2000	1000	0.015
PASPAC	1000	1000	1000	2000	2000	1000	0.015

*Inicio de Operación de las Ampliaciones*

Tal como se comentó anteriormente, la hipótesis de ampliación del sistema de transporte es acorde a los ingresos modelados, y presupone que se desarrollarán las herramientas regulatorias adecuadas que permitan sostener estas ampliaciones dentro de las exigencias requeridas.

En el cuadro siguiente pueden apreciarse los ingresos totales de potencia de origen Convencional + EERR (línea continua verde), que se sumarían a la oferta de generación existente.





De los resultados obtenidos, concluimos que a pesar de las ampliaciones modeladas, existen algunos corredores que presentarían saturación en la transmisión, pero por otro lado, dada la estructura mallada del Sistema, permitiría la circulación de las cargas a través de otros corredores.

En tal sentido, se muestran a continuación las restricciones semanales resultantes de la corrida del Modelo Oscar- Margo, por año y por corredores:

REGIONES	Todas las Crónicas y Bandas Horarias				
	2017	2018	2019	2020	2021
CEN-CUY	5%	4%	8%	0%	0%
CEN-LIT	0%	0%	0%	22%	38%
CEN-NOA	0%	0%	1%	4%	7%
COM-CUY	25%	21%	41%	0%	0%
COM-MER	5%	10%	16%	0%	0%
LIT-YAC	0%	0%	0%	0%	0%
LIT-ZRO	0%	0%	0%	0%	0%
MER-ZCC	0%	0%	0%	0%	0%
MER-ZRO	0%	0%	0%	0%	0%
NOA-NON	4%	1%	2%	0%	0%
NON-YAC	22%	19%	29%	18%	29%
PAC-PAN	0%	2%	14%	0%	0%
PAN-COM	0%	8%	84%	0%	0%
PAS-PAC	0%	0%	0%	0%	0%
ZCP-ZRO	0%	0%	2%	49%	43%

#### **4.6.1.8 Escenarios de Estudio:**

Base: Las condiciones modeladas corresponden a los ítems especificados en este documento. Se simuló un escenario óptimo de expansión de la generación, determinado mediante consenso luego de la evaluación de distintas alternativas de desarrollo de la matriz energética y de los ingresos necesarios para los respectivos cubrimientos de la demanda.

El equipamiento de generación eléctrica ingresante tomó en cuenta los ingresos informados por CAMMESA en su programación Estacional Mayo - Octubre 2016, las ofertas de las Licitaciones en curso (Térmica - Renovable) y el plan de expansión energética federal establecido en la Ley N°27191 con el objetivo de diversificar la matriz energética con el ingreso de las EERR.

El plan de expansión en estudio se desarrolla de manera tal de incorporar centrales de distintas tecnologías de manera equilibrada y diversificada, que resulte económica y sistemáticamente eficiente. Dentro de las obras recomendadas, se estima que el sistema debe tender a la incorporación de utilización de la capacidad instalada actualmente disponible en base a Gas Natural, en sus distintas variantes, aumentando la disponibilidad de estos insumos.

En lo que respecta al despacho, se asume que luego del ingreso de las unidades renovables, se complete el cubrimiento de la demanda con unidades térmicas convencionales, comenzando por las más económicas.

**4.6.1.9 Casos:** No se han desarrollado sensibilidades.

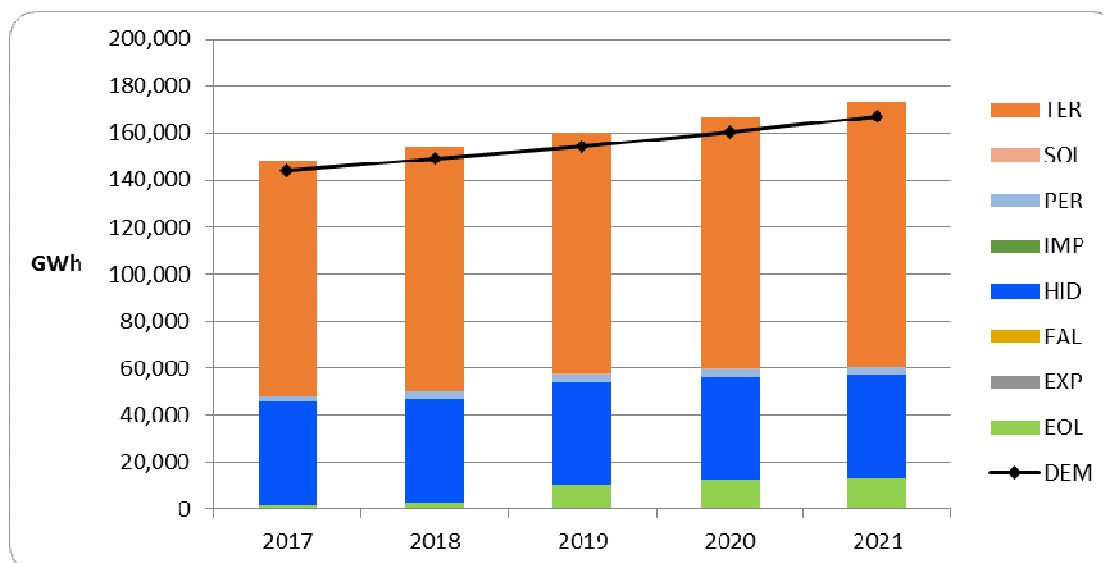
#### **Resultados Generales**

Las simulaciones fueron realizadas con el Programa Oscar y Margo, considerando las 72 crónicas históricas de gas e hidrológicas, para poder evaluar los resultados por probabilidades de excedencia. Analizando los resultados obtenidos de los archivos de salida del programa (ver archivo resumen adjunto) y conforme a las condiciones de ingreso especificadas al modelo, podemos mencionar entre otros los siguientes resultados:

#### **Demanda**

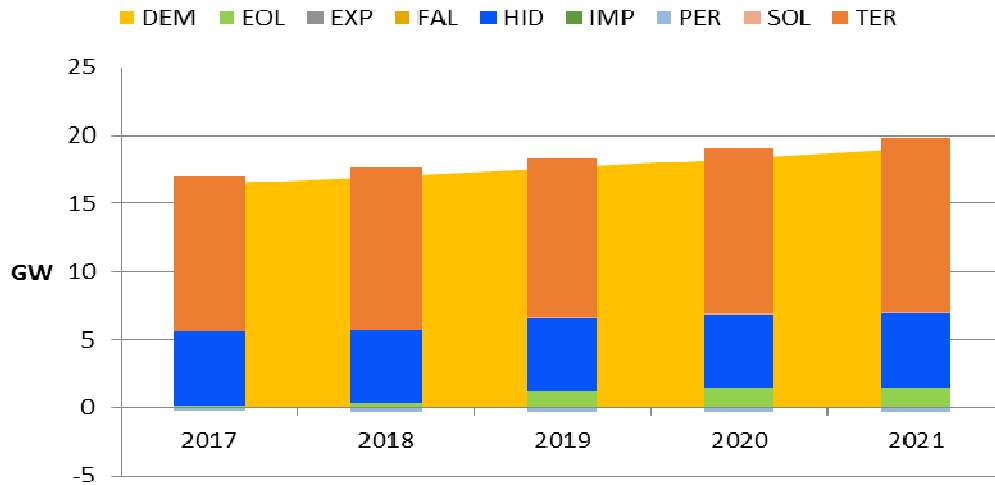
Creciente en los porcentajes interanuales especificados. En el siguiente cuadro se muestran los resultados de generación por fuente:

Caso	1										
Unidad	GWh										
Suma de TOT	Rótulos de columna										
Rótulos de fila	DEM	EOL	EXP	FAL	HID	IMP	PER	SOL	TER	Crecimiento DEM	
2017	143,978	1,493	0	5	44,317	0	2,346	38	100,342		
2018	149,031	3,088	0	9	44,082	0	2,596	102	104,263	3.51%	
2019	154,257	10,225	0	2	43,967	0	3,076	175	102,923	3.51%	
2020	160,477	12,643	0	2	43,658	0	3,165	175	106,997	4.03%	
2021	166,950	13,376	0	4	43,666	0	3,120	210	112,668	4.03%	
<b>Total general</b>	<b>774,693</b>	<b>40,825</b>	<b>0</b>	<b>22</b>	<b>219,690</b>	<b>0</b>	<b>14,303</b>	<b>700</b>	<b>527,193</b>		



Si consideramos la potencia media de operación del SADI, puede comprobarse en la siguiente tabla que la desagregación del abastecimiento está de acuerdo con las hipótesis de nuevos equipos de generación ingresantes por período.

GW	2017	2018	2019	2020	2021
DEM	16.44	17.01	17.61	18.32	19.06
EOL	0.17	0.35	1.17	1.44	1.53
EXP	0	0	0	0	0
FAL	0	0	0	0	0
HID	5.41	5.4	5.41	5.39	5.39
IMP	0	0	0	0	0
PER	-0.27	-0.3	-0.35	-0.36	-0.36
SOL	0	0.01	0.02	0.02	0.02
TER	11.45	11.9	11.74	12.22	12.87



### Hidráulicos

Los embalses de acumulación han tenido un despacho conservador en cuanto al cuidado del recurso y las centrales hidráulicas restantes fueron despachadas en función de los aportes hidráulicos por crónicas históricas.

### Térmicos

El despacho térmico resultante fue creciente cubriendo el porcentaje creciente de demanda.

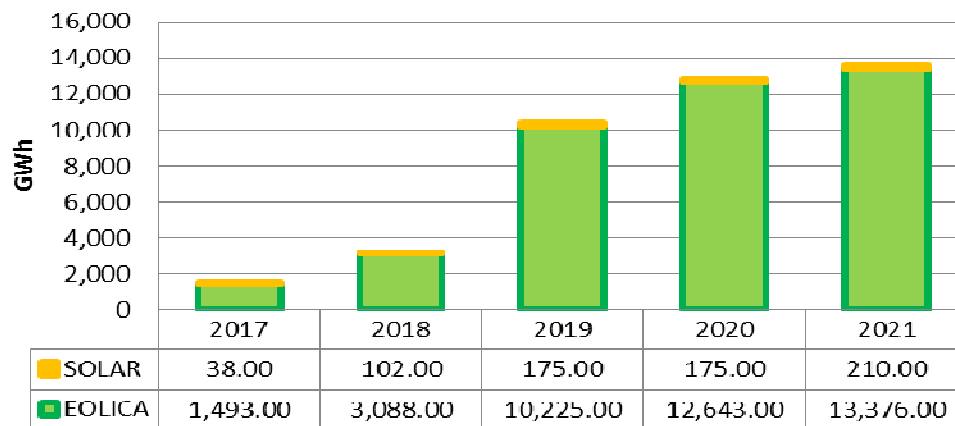
### Combustibles

Se ha observado un incremento interanual de combustibles para el período analizado, el incremento se acentúa en el consumo de Gas y en menor medida en el Gas Oil, apoyado por la importación de Gas, GNL.

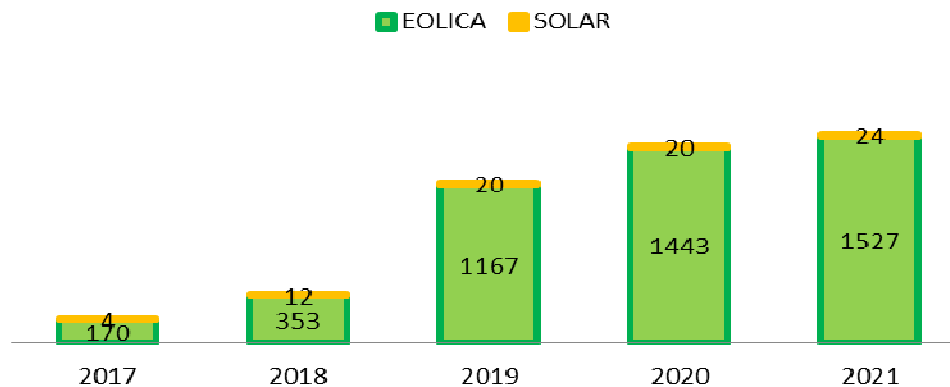
### Renovables

Es una generación marginal analizando el tamaño de esta generación respecto a la demanda energética del país.

### Generación Eólica-Solar Modelado Margo



### Potencia Media Eólica-Solar (MW) Modelado Margo



#### Fallas

Los resultados de generación de los distintos palieres de fallas son poco significativos respecto al total generado, los 3 primeros escalones de fallas durante el 2017 representaron un 0.08% de la Generación Total y en el último año de estudio (2021) fue de 0.32% respecto a la demanda total. El último escalón de fallas es prácticamente nulo.

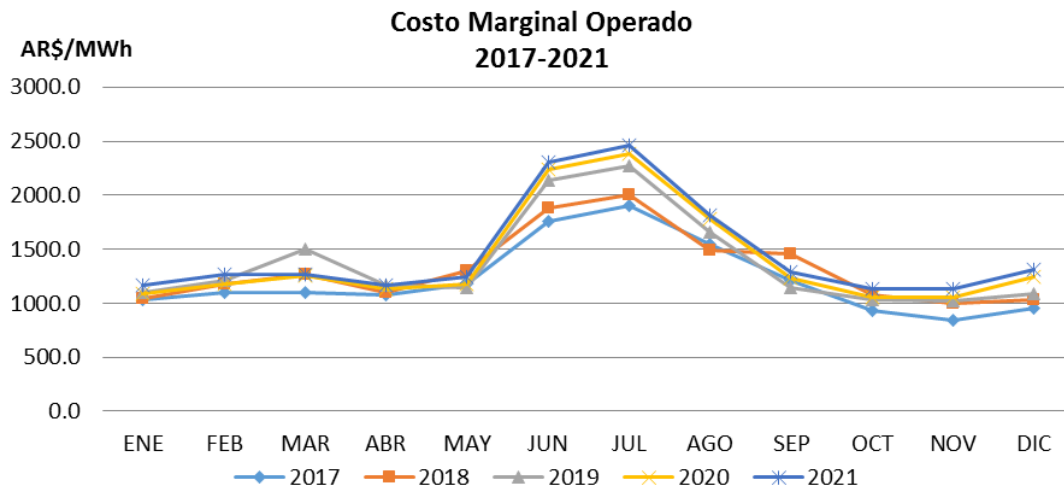
#### Importación y Exportación

Los palieres de importación y exportación fueron nulos.

## Precios de la Energía:

En esta sección presentamos los resultados del Programa de despacho Oscar y Margo en términos de los Costos Marginales Operados y el Costo Medio del Sistema expresados en (AR\$/MWh).

El Costo Marginal Operado representa el máximo costo variable de producción de los palieres despachados no forzados según el criterio de despacho definido por la Ley 24065.



Se observa que el Costo Marginal presenta estacionalidad a lo largo del año, siendo mayor en los meses de invierno, relacionado con el aumento del consumo de combustible líquido.

Los valores anuales promedio se muestran en la tabla:

CMO	2017	2018	2019	2020	2021
AR\$/MWh	1,219.0	1,319.2	1,372.4	1,401.1	1,462.4

Seguidamente se detalla el Costo Medio de Abastecimiento resultante para el MEM:

Items		Codigo	Unidad	2017	2018	2019	2020	2021		
<b>Costo Abastecimiento MEM</b>				<b>CAM</b>	<b>AR\$/MWh</b>	<b>1,661.13</b>	<b>1,614.52</b>	<b>1,732.99</b>	<b>1,727.20</b>	<b>1,701.11</b>
<b>Monómico Medio</b>	Costo Monómico Medio	CMM	AR\$/MWh	1,117.30	1,165.06	1,305.62	1,364.85	1,425.41		
	Energía	P_ENE	AR\$/MWh	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00		
	SCTD (O&M+COMB)	SCTD	AR\$/MWh	799.72	846.13	967.63	1,014.14	1,074.03		
	Adicional SCTD	Ad_SCTD	AR\$/MWh	94.31	93.11	93.50	93.35	93.36		
	Energía Adicional	E_Ad	AR\$/MWh	1.96	2.09	2.39	2.37	2.24		
	Sobrecostos Combustibles	SCComb	AR\$/MWh	87.52	89.24	107.08	119.66	120.11		
	Potencia despachada	Pot	AR\$/MWh	7.52	8.22	8.74	9.06	9.38		
	Reserva de Potencia + SA + SRI	RSP	AR\$/MWh	6.28	6.28	6.28	6.28	6.28		
<b>SCAMEM</b>	<b>Cargo_Dem</b>	<b>CDEM</b>	<b>AR\$/MWh</b>	<b>494.36</b>	<b>383.66</b>	<b>354.54</b>	<b>289.74</b>	<b>186.33</b>		
	Cargo Contratos 220/462/144/1836/108/FONINV...		AR\$/MWh	370.50	284.38	272.18	208.29	104.82		
	Cargo CAERMEM		AR\$/MWh	123.86	99.29	82.36	81.45	81.51		
<b>DEXC</b>	<b>Cargo_Dem_Exc</b>	<b>CDEXC</b>	<b>AR\$/MWh</b>	<b>47.65</b>	<b>63.86</b>	<b>70.85</b>	<b>60.54</b>	<b>77.31</b>		
	Cargo Demanda Excedente R1281/06		AR\$/MWh	47.65	63.86	70.85	60.54	77.31		
<b>TRANSP</b>	<b>Cargo_TRANSP</b>	<b>CTANSP</b>	<b>AR\$/MWh</b>	<b>1.82</b>	<b>1.93</b>	<b>1.98</b>	<b>12.06</b>	<b>12.07</b>		
	Cargo Demanda Transporte AA		AR\$/MWh	1.82	1.93	1.98	12.06	12.07		

El precio de la energía, fue determinado según las Res. SE N° 240/03, que supone disponibilidad de gas sin límites para todo el parque generador que lo pueda consumir y con un tope de 120 \$/MWh. El precio monómico representativo de costos total de operación del MEM, incluye los cargos de potencia y sus servicios asociados, energía adicional, los sobrecostos debido a la utilización de combustibles y los cargos a la demanda excedente de los GU.

Los distintos componentes del precio monómico varían según el volumen de generación térmica requerido, dependiente a su vez principalmente de la oferta hidroeléctrica, y dada la aplicación de la Res. SE 240/03, del precio del gas y en forma atenuada del valor de los combustibles líquidos dado que su valor se incluye en el precio como sobrecosto (SCTD).

#### 4.6.2 Información complementaria

Pliego RenovAr 2016-2025 (Ronda 1, May16)

CORREDOR	PUNTO DE INTERCONEXIÓN ("PDI")		TENSION (kV)	FACTOR DE PERDIDAS	POTENCIAS MÁXIMAS POR PDI O LIMITACION					
					POTENCIA MÁXIMA EN PDI (en MW)	LIMITACION 1 (MW)	LIMITACION 2 (MW)	LIMITACION 3 (MW)	LIMITACION 4 (MW)	LIMITACION 5 (MW)
	NOMBRE	TIPO								
CUYO	EL SOSNEADO	S/E	132	a definir	60	EL SOSNEADO 132 kV (60)				
	SILARSA	S/E	132	a definir	150	SILARSA 132 kV (150)				
	PLP	S/E	132	a definir	a definir	a definir				
	CRUZ DE PIEDRA	S/E	132	a definir	100	-				
	LIBERTADOR SAN MARTÍN	S/E	132	a definir	a definir	a definir				
	MEGUREZ	S/E	132	a definir	a definir	a definir				
	GENERAL ALVEAR	S/E	132	a definir	a definir	a definir				
	CALZADASTA	S/E	132	a definir	80					
	HUACO	S/E	132	a definir	80	JÁCHAL - PUNTA DE RIELES 132 kV (80)				
	JÁCHAL	S/E	132	a definir	80					
	JÁCHAL - PUNTA DE RIELES 132 kV	Línea	132	a definir	80					
	CAÑADA HONDA	S/E	132	a definir	100	CAÑADA HONDA 132 kV (100)				
NUOVA SAN JUAN	S/E	300	a definir	500	-					
BIE-LITORAL-NEA	RUPINO	S/E	132	a definir	100	CAÑADA DE GOMEZ 132 kV (100)				
	VENADO TUERTO	S/E	132	a definir	100					
	CAÑADA DE GOMEZ	S/E	132	a definir	100					
	ROJAS	S/E	132	a definir	150	ROJAS 132 kV (150)				
	PUERTO MINERAL	S/E	132	a definir	100	PUERTO MINERAL 132 kV (100)				
	LIZAN I	S/E	132	a definir	a definir	a definir				
	SUNCHALES	S/E	132	a definir	a definir	a definir				
	VILLA OCAMPO	S/E	132	a definir	a definir	a definir				
	SAN LORENZO	S/E	132	a definir	a definir	a definir				
	LA ESCONDIDA	S/E	132	a definir	a definir	a definir				
	CORRIENTES ESTE	S/E	132	a definir	a definir	a definir				
	MERCEDES	S/E	132	a definir	a definir	a definir				

CORREDOR	PUNTO DE INTERCONEXIÓN ("PDI")		TENSION (kV)	FACTOR DE PERDIDAS	POTENCIAS MÁXIMAS POR PDI O LIMITACIÓN						
					POTENCIA MÁXIMA EN PDI (en MW)	LIMITACIÓN 1 (ΔMW)	LIMITACIÓN 2 (ΔMW)	LIMITACIÓN 3 (ΔMW)	LIMITACIÓN 4 (ΔMW)	LIMITACIÓN 5 (ΔMW)	
	NOMBRE	TIPO									
NOA	AIMOGASTA		SE	132	a definir	70	AIMOGASTA - LA RIOJA 132 kV (70)				
	AIMOGASTA - LA RIOJA		L.tms	132	a definir	70	-				
	LA RIOJA 132 kV		SE	132	a definir	120	-				
	VILLA UNIÓN		SE	132	a definir	60	NONOGASTA 132 kV (80)				
	NONOGASTA		SE	132	a definir	80	-				
	PATQUÍA		SE	132	a definir	130	-				
	LA RIOJA SUR 132 kV		SE	132	a definir	100	-				
	LA RIOJA SUR 500 kV		SE	500	a definir	400	-				
	TINOGASTA		SE	132	a definir	50					
	BELEN		SE	132	a definir	50	BELEN 132 kV (50)				
	SALIZL		SE	132	a definir	50	-				
	ANDALGALÁ		SE	132	a definir	50	-				
	VILLA QUINTEROS		SE	132	a definir	100	-				
	ANDES - COBOS		L.tms	345	a definir	400	ET COBOS 345 kV (400)				
	EL BRACHO - ALUMBRERA		L.tms	220	a definir	200	EL BRACHO - LA ALUMBRERA 220 kV (200)				
CENTRO	ENCADENADAS-VILLA MERCEDES		L.tms	132	a definir	130	VILLA MERCEDES SUR 132 kV (200)	VILLA MERCEDES NORTE 132 kV (140)			
	VILLA MERCEDES SUR		SE	132	a definir	200	-				
	VILLA MERCEDES NORTE		SE	132	a definir	140	-				
	VILLA MERCEDES-RÍO IV		L.tms	132	a definir	130	-				
	SAN LUIS		SE	132	a definir	100	SAN LUIS 132 kV (100)				

CORREDOR	PUNTO DE INTERCONEXIÓN ("PDI")		TENSION (kV)	FACTOR DE PERDIDAS	POTENCIAS MÁXIMAS POR PDI O LIMITACIÓN						
					POTENCIA MÁXIMA EN PDI (en MW)	LIMITACIÓN 1 (ΔMW)	LIMITACIÓN 2 (ΔMW)	LIMITACIÓN 3 (ΔMW)	LIMITACIÓN 4 (ΔMW)	LIMITACIÓN 5 (ΔMW)	
	NOMBRE	TIPO									
CORREDOR COMAHUE	LAS ARMAS - MADARIAGA		L.tms	132	a definir	50					
	ZAPALA-CUTRAL C0		L.tms	132	a definir	90					
	CHOCÓN - CHOCÓN C0		L.tms	132	a definir	170					
	CHOCÓN-PIEDRA DEL AGUILA		L.tms	132	a definir	80					
	PLAZA HUNCIJ - ARROYITO-CUTRAL C0		L.tms	132	a definir	170					
	ET CHOCÓN 500 kV		SE	500	a definir	300					
	TRAPAL - LOMA DE LA LATA		L.tms	132	a definir	150					
	ALJICURA - PELCANDYEU		L.tms	132	a definir	50					
	GENERAL ACHA - PUELCHES		L.tms	132	a definir	80					
	PRENILES		SE	132	a definir	200					
	BAHÍA BLANCA - LUBO		L.tms	132	a definir	115					
	BAHÍA BLANCA-TORQUELIST		L.tms	132	a definir	120					
	CORTI		SE	132	a definir	170					
	BAHÍA BLANCA-CORNEL DORRIGO		L.tms	132	a definir	120					
	CORONEL DORRIGO-TRES ARROYOS		L.tms	132	a definir	150					
	CARMEN DE PATAGONIA-LUBO		L.tms	132	a definir	60					
	PUNTA ALTA		SE	132	a definir	220					
BAHÍA BLANCA 132 kV		SE	132	a definir	300						
BAHÍA BLANCA 500 kV		SE	500	a definir	300						
CORREDOR PATAGONIA	VALLE HERMOSO		SE	132	a definir	90					
	PAMPA DEL CASTILLO		SE	132	a definir	90					
	DIADEMA		SE	132	a definir	90					
	PICO TRUNCADO - LAS HERAS		L.tms	132	a definir	120					
	PICO TRUNCADO - COMODORO RIVADAVIA		L.tms	132	a definir	90					
	PETROQUÍMICA - PUERTO DESEADO		L.tms	132	a definir	110					
	SANTA CRUZ NORTE 132 kV		SE	132	a definir	130					
	RÍO SANTA CRUZ 132 kV		SE	132	a definir	50					
	SANTA CRUZ NORTE 500 kV		SE	500	a definir	400					
	SAN ANTONIO - VIEDMA		L.tms	132	a definir	50					
	SAN ANTONIO - SIERRA GRANDE		L.tms	132	a definir	50					
	AMBORINO - PATAGONIA		L.tms	132	a definir	60					
	BANKING		SE	132	a definir	53					
PUERTO MADRYN 132 (TRANSPA)		SE	132	a definir	50						
PUTALEUFU		SE	330	a definir	40						
PUTALEUFU - PUERTO MADRYN		L.tms	330	a definir	180						
PUERTO MADRYN 500 kV (TRANSENER)		SE	500	a definir	230						