



PROYECTO FINAL DE INGENIERA INDUSTRIAL

MERCADO ELECTRICO ARGENTINO

AUTORES:

FEDERICO CARLOS MOUSO 48662

JUAN FRANCISCO LOPEZ MEYER 48637

JUAN MANUEL ALSÚA 48653

DIRECTOR DE PROYECTO:

ING. HORACIO PIANTANIDA

A nuestros seres queridos,

A nuestros compañeros del ITBA

A todos los integrantes de la consultora BA Energy Solutions

Al Ing. Horacio Piantanida.

Abstract

El presente trabajo de investigación estudia y analiza el mercado eléctrico argentino desde sus tres principales etapas: la generación, la transmisión y la distribución de la energía eléctrica, con un enfoque sobre los principales factores económicos que inciden en cada una de las mismas, con el objetivo de identificar cuáles son los componentes de costos reales que inciden en la determinación de la matriz tarifaria del sistema en sus distintos niveles. La motivación para abordar esta temática surge de la percepción del creciente distanciamiento de los métodos teóricos y técnicos utilizados para efectuar los cálculos de los costos de la matriz energética, respecto de la realidad actual del sistema, y de cómo ello impacta en la estructura tarifaria del mismo de una manera cada vez más significativa.

Para modelizar la etapa de generación se utiliza el modelo DOSE (Modelo de Despacho y Operación de Sistemas Eléctricos), el cual permite simular la operación del parque hidrotérmico argentino, obteniéndose así una tarifa óptima para dicha etapa, en función de las instalaciones actuales y bajo las condiciones previstas de demanda.

Por otro lado, para la transmisión, debido a la falta de información disponible detallada, pero teniendo en cuenta el bajo impacto que los costos de etapa provocan sobre la tarifa final, se ha considerado oportuno partir de los costos actuales, y adaptarlos a los fines de este trabajo siguiendo las opiniones de directivos de TRANSENER y TRANSBA, dos de las compañías de transmisión eléctrica más importantes de Argentina.

Finalmente, para la distribución, se utiliza la metodología del VAD (Valor Agregado de Distribución) y se aplica sobre la compañía EDESAL, distribuidora eléctrica de la Provincia de San Luis, para luego extrapolar una tarifa media a nivel nacional.

Los resultados obtenidos presentan por un lado una fuerte distorsión de las tarifas actuales, alentada por la creciente intervención estatal y la falta de inversión específica en el sector. Por otro lado, se muestran los efectos de escala, siendo que ante el crecimiento del producto bruto argentino - y en consecuencia de la demanda energética agregada - se ponen en evidencia limitaciones infraestructurales del sistema a futuro, el que progresivamente aumenta su ineficiencia. Así también, surge del trabajo que de ajustarse las tarifas a los valores sugeridos por los estudios técnicos, son los clientes residenciales los que sentirían un mayor impacto, ya que sus tarifas se encuentran más retrasadas y subsidiadas que las industriales por decisiones de índole política y de impacto social.

El principal componente del incremento sería el costo de la generación, con un aumento del 620%. Por tanto, sería de vital importancia que las decisiones de mediano y largo plazo empiecen a predominar en este sector, en pos de sincerar sus tarifas y corregir su rumbo, entendiéndolo como un recurso medular que tiene un impacto relevante sobre la planificación estratégica del país.

Abstract

This research studies the Argentinean power market from its three main components: generation, transmission and distribution, focusing in the key economic factors of each stage. The motivation to address this issue resides on the increasing alienation of theoretical and technical methods with the reality of the system and how that impacts on the fee structure.

Primarily, In order to model the generation, the DOSE (Dispatch and Operation Systems Model) model is used, which is appropriate to simulate the hydrothermal Argentinean system, obtaining from it an optimal tariff for this stage.

Secondly, for transmission, taking in account the lack of information about it and the low impact on the final rate, the current tariff it is applied, based on TRANSENER and TRANSBA managers' opinion about it. These two companies are the most important of the transmission sector.

Finally, for distribution, the VAD (Added Value of Distribution) method is used over EDESAL, which is a distribution company from San Luis. Then, the tariff obtained from it is extrapolated to a national average.

The results obtained showed a distortion in the tariff encouraged by government intervention and the lack of investment on this market. Also, they show the effects of scale, in response to a high average growth of the economy and as a result of that, an increase in the aggregate demand, highlighting the infrastructural limitation of the system for the future and its increasing inefficiency. So, if the tariff were adjusted to the technical studies, the residential customers would suffer the highest impact, since their fares are delayed and subsidized for political reasons. The main component of the increase is the generation, rising 620%. It is highly important for the sector that mid and long term decisions start to predominate after adjusting the course and the tariffs, understanding it as a core resource for the strategic planning of the country.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 Mercado eléctrico argentino.....	6
1.2 Secretaría de Energía.....	7
1.3 Organismo Encargado del Despacho.....	8
1.4 Ente Nacional Regulador de la Electricidad	9
1.5 Mercado eléctrico mayorista	10
1.6 Modelo DOSE	14
2. DEMANDA DE ENERGÍA	19
2.1 Características de la demanda de Argentina	19
2.2 Pronóstico de la demanda de Argentina.....	23
3. PRECIOS DE GENERACIÓN	35
3.1 Formación de Precios de Energía y Potencia antes de la situación de emergencia.....	35
3.2 Resolución de la SE 240 de 2003	37
4. HIPÓTESIS PARA EL CASO BASE	41
4.1 Parque de Generación eléctrica	41
4.2 Modelo nodal	46
4.3 Transmisión en Alta Tensión	47
4.4 Hidrocarburos combustibles	52
5. RESULTADOS DE LAS CORRIDAS	59
5.1 Caso Base	59
5.2 Caso optimista I (gran inversión)	62
5.3 Caso optimista II (disponibilidad de gas infinita).....	62
5.4 Caso pesimista I (escasez de gas)	64
6. TARIFA DE TRANSMISIÓN	67
7. EDESAL	71
8. TARIFA DE DISTRIBUCIÓN	75
8.1 Tarifas en general	75
8.2 Metodología del VAD.....	77
8.3 VAD determinado.....	80
8.4 Metodología VNR y resultados	81

8.5	Valores de los conceptos que integran el VAD de EDESAL.....	84
8.6	Asignación tarifaria	88
9.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	107
10.	CONCLUSIÓN.....	119

ANEXOS

ANEXO A:	RESULTADOS ANÁLISIS DE DATOS EXCEL.....	123
ANEXO B:	CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	127
ANEXO C:	GENERACIÓN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO	130
ANEXO D:	INSTALACIONES CONSIDERADAS EN EL VNR.....	133
ANEXO E:	COSTOS UNITARIOS UTILIZADOS EN EL VNR.....	141
ANEXO F:	OTRO MODELO DE DEMANDA.....	153
ANEXO G:	DISTRIBUIDORAS ARGENTINAS	155
ANEXO H:	RESOLUCIÓN N° 14 – CRPEE	156
ANEXO I:	ARTÍCULO DE DIARIO	159
ANEXO A:	BIBLIOGRAFÍA	162
ANEXO B:	GLOSARIO	164

1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día se puede decir que el mercado eléctrico argentino se encuentra distorsionado; esto se debe a que el escenario actual presenta subsidios en algunos sectores, lo que ha hecho que el sector eléctrico se vuelva sumamente dependiente del poder público.

Los precios pretendidos por el gobierno no son los del mercado, “hay un punto de equilibrio entre la oferta y la demanda que el estado viola mediante las fijaciones de precios o subsidios”¹. Esto genera que las tarifas no reflejen los verdaderos costos, de esta manera se puede decir que el mercado eléctrico argentino no se encuentra bajo la teoría del mercado libre, la cual se define como un sistema en donde el precio de bienes o servicios es acordado por la interacción entre los vendedores y consumidores mediante las leyes de la oferta y la demanda².

La aplicación de los subsidios comenzó luego de la crisis del país en el 2001 y “con el transcurso del tiempo en lugar de ir bajando los montos de los mismos y focalizándolo en los grupos que realmente los necesitaban, tal como hubiese indicado la lógica dada la recuperación y el posterior crecimiento de la economía, los subsidios se han expandido de manera formidable”³. Se puede decir que la creciente utilización de subsidios ha generado que año a año las tarifas de los usuarios se alejen de los costos de la industria. Esto ha afectado al sector eléctrico en cuanto al funcionamiento de las compañías que lo componen, y a su vez a las inversiones realizadas en los últimos años.

El crecimiento mencionado se puede ver en la evolución de los subsidios al sector según los datos de la ASAP (Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública), en donde se ven todos los sectores implicados desde el año 2005 hasta el 2010 y se evidencia que siempre fue el sector energético el que más porcentaje del total de subsidios recibió.

¹ Contador Héctor Blas Trillo, Estudio de Economía y tributación

² Yeison Rodríguez & Emil Gaviria. Mercados y tipo de mercados.

³ Subsidios a Sectores Económicos, Agustina Leonardi & Nadia Mealla Percara,

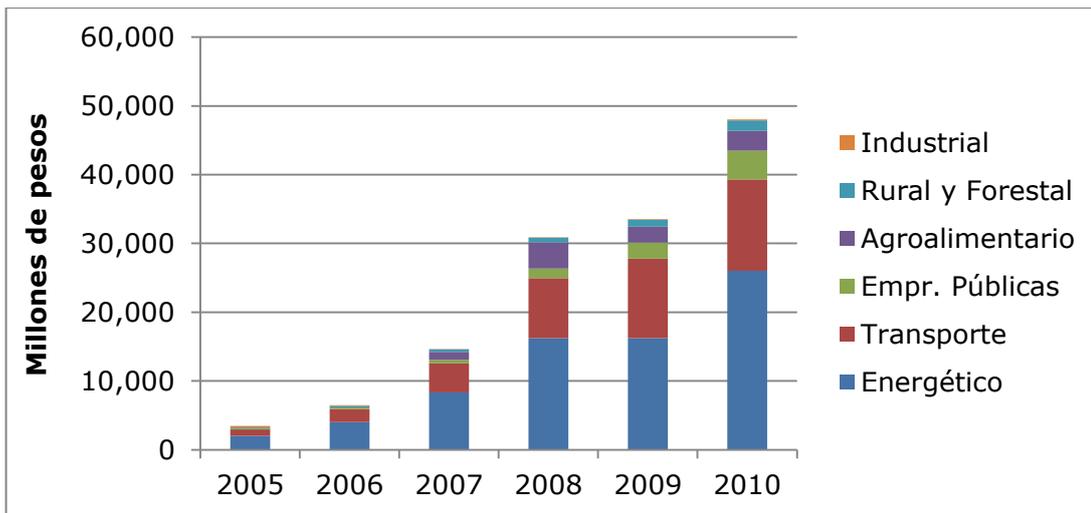


Gráfico 1-1 Subsidios totales en Argentina desde 2005. Datos ASAP

Son los subsidios anteriormente señalados los que generan que las tarifas eléctricas a consumidores finales de Argentina se ubiquen entre las menores de Latinoamérica, como lo demuestran los siguientes gráficos (para clientes residenciales e industriales).

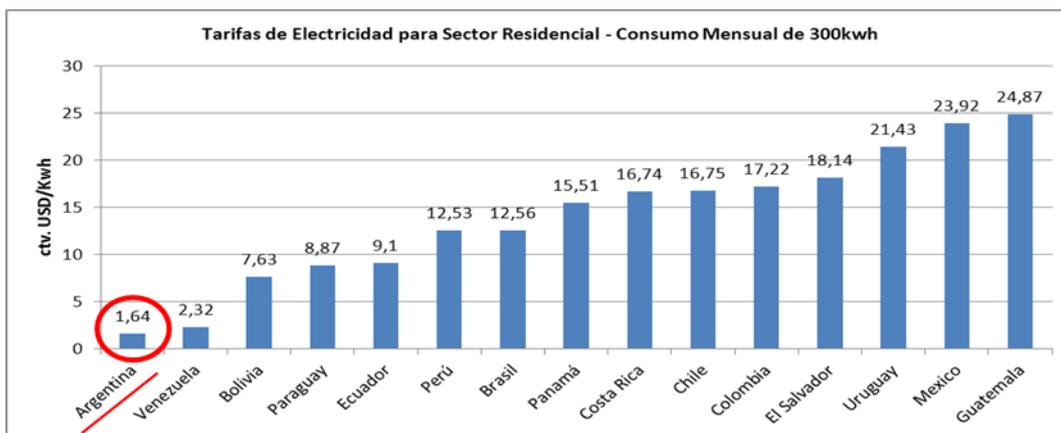


Gráfico 1-2 Tarifa Residencial promedio por país. Datos 2011 CIER

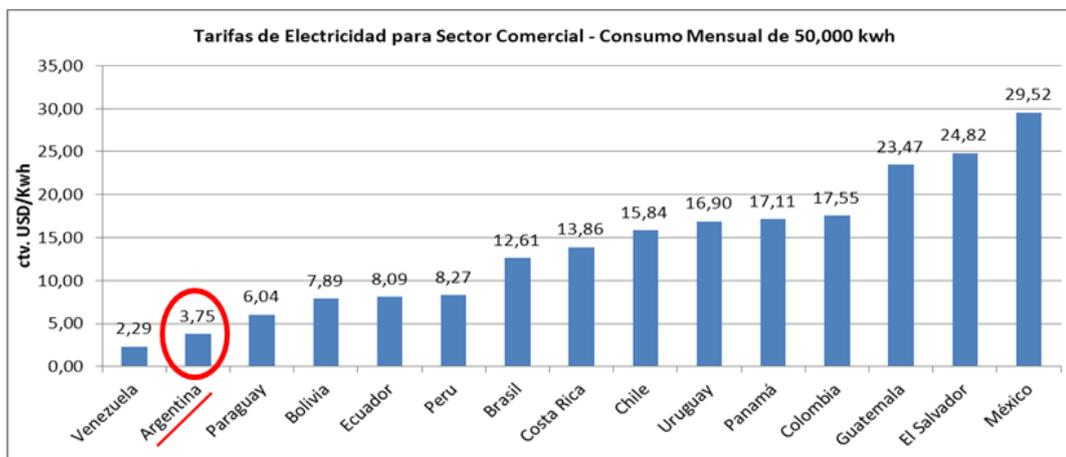


Gráfico 1-3 Tarifas Comerciales promedio por país. Datos 2011 CIER

En el siguiente trabajo se calculará el precio para los próximos cinco años que debería pagar el consumidor final para que el mercado esté en un equilibrio natural.

El cálculo de la tarifa se hará para tres etapas bien diferenciadas: generación, transmisión y distribución, que son los tres sectores que fueron introducidos en los noventa en la industria eléctrica.

Para el caso de la generación, el análisis se centrará en la simulación del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con el modelo DOSE⁴ para la obtención de los costos marginales o de ocasión (SPOT) de la energía, para el período simulado.

La cobertura de la demanda futura generalmente requiere la incorporación de nueva oferta de energía por encima de los proyectos en ejecución o decididos, para compensar el crecimiento. A tal fin se propondrán, de ser necesario, las tecnologías más acordes como expansión futura, la que será dependiente de los futuros precios de combustibles y economías de escala además de la tasa media esperada de retorno por los inversores (WACC).

Para realizar el análisis de la transmisión y debido a la poca influencia que tiene en la tarifa final (según los costos promedios 2011 publicados por Cammesa la transmisión aporta solo un 3% a la tarifa final), solamente se calculará cual es el precio que se paga hoy en día y se analizará con expertos en el tema y participantes del mercado si es necesario ajustarlo o no.

Como último eslabón de la cadena del mercado eléctrico se analizará el sector de distribución. Vale aclarar que las tarifas de distribución son distintas en todas las provincias del país ya que cada provincia cuenta con contrato/s de concesión distinto/s que involucra a distintas empresas distribuidoras.

Por tal motivo, se ha considerado conveniente hacer el cálculo de las tarifas a partir de los datos de la Provincia de San Luis (distribuidora EDESAL), ya que se cuenta con todos los datos y permisos necesarios para efectuar los mismos.

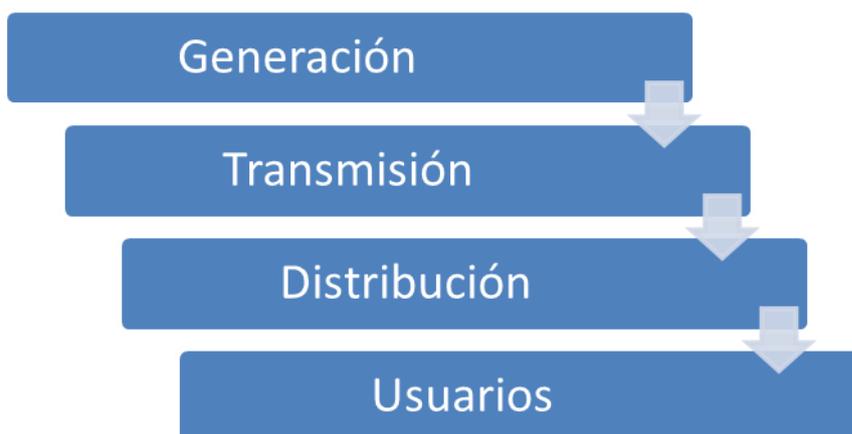
Asimismo se hará una estimación posterior que arroje una tarifa aproximada para todas las distribuidoras del país, para así tener un panorama más general. Para ello se utilizarán como base de referencia las tarifas medias de todas las distribuidoras del país del año 2010.

Para terminar, se hará un breve análisis de los resultados obtenidos

⁴ Modelo creado por BA Energy Solutions S.A.

1.1 MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

El sector eléctrico argentino está conformado por tres participantes bien diferenciados: los generadores (encargados de producir la energía eléctrica), los transportistas (encargados de transportar la energía desde el lugar de su generación hasta los centros de consumos) y por último están las distribuidoras (encargadas de distribuir la energía a los distintos tipos de usuarios).



El esquema descrito anteriormente se definió a principios de la década del 90, cuando un fuerte proceso inflacionario se combinó con una recesión económica y una crisis energética, lo que derivó en una importante transformación del sector eléctrico argentino. Es sumamente importante detallar la transformación del sector ya que son las bases del sistema en la actualidad.

El nuevo modelo contempló una creciente participación del sector privado en el mercado, ya que la prestación de las empresas estatales había dejado de ser eficiente por diferentes causas administrativas y operativas.

En 1989 se sancionó la Ley N° 23.696 (reforma del estado) y la N° 23.697 (emergencia económica) que representaron el punto de partida para la transformación del sector, donde el estado renunciaba su rol como prestador del servicio y tomaba un rol de diseñador de políticas y regulador de las actividades relacionadas con el mercado eléctrico.

“Fue la ley N°24.065 sancionada en 1992 que junto con la Ley N°15.336 del año 1960, conforman el “Marco Regulatorio Eléctrico” a nivel federal, lo que se considera como el punto de inflexión de la política del sector”⁵.

“El principal objetivo de esta nueva estructura fue desarrollar una industria eléctrica sólida, capaz de asegurar a la sociedad energía suficiente a los

⁵ Distribuidora de energía eléctrica de San Juan. La transformación del sector eléctrico mayorista.

mejores precios, compatible con la calidad de servicio y los costos de mantener y expandir la actividad⁶, como también reemplazar la planificación centralizada por un sistema descentralizado de toma de decisiones.

Los principales cambios que introdujo la reforma fueron:

1) La introducción de la competencia a través de las leyes de mercado en todos los niveles de la actividad, alentando la realización de inversiones privadas en el sector.

2) Privatización del sector eléctrico, dividiéndolo tanto horizontal como verticalmente, es decir, se separan las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica permitiendo a diferentes privados ofrecer estos servicios o realizar estas actividades.

3) La instalación del usuario como beneficiario último de esta transformación y regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen en los servicios sean justas y razonables.

Con este nuevo marco regulatorio puesto en vigencia, y la privatización de gran parte de la prestación del servicio eléctrico el estado pasó a ejercer primordialmente una función reguladora y orientada para que las nuevas actividades se desarrollen en forma armónica y equilibrada. De esta manera nace el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), encargado de controlar que toda actividad del sector eléctrico se ajuste a la normativa vigente obligando a hacer cumplir la Ley.

Crea además los diferentes actores del mercado eléctrico anteriormente mencionados (Generadores, Transportistas, Grandes Usuarios y Distribuidores). También crea un órgano encargado del despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A continuación se describen en detalle los objetivos de cada uno de los actores del Mercado Eléctrico. Las instituciones y agentes del sector eléctrico son:

1.2 SECRETARÍA DE ENERGÍA

Las funciones que tiene a cargo la Secretaría de Energía están indicadas en el Decreto N° 27 del 27 de mayo de 2003, siendo principalmente definir la política sectorial en concordancia con las pautas establecidas por el Poder Ejecutivo Nacional, conducir las acciones tendientes a aplicar la política sectorial, dictar las normas a las que se ajustará el despacho, resolver en alzada los recursos presentados ante los entes reguladores, sancionar Precios Estacionales y sus

⁶ Sistemas de potencias, Universidad Católica de Chile. Transformación del sector eléctrico en la República Argentina

ajustes trimestrales y autorizar nuevos accesos al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

1.3 ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO

A fin de garantizar la transparencia y equidad en las decisiones técnicas, el Organismo Encargado del Despacho se constituyó de acuerdo a lo previsto en el Art. 35 de la ley 24.065 y el decreto 1.192 de julio de 1992, sobre la base del Despacho Nacional de Cargas y bajo la forma de una sociedad anónima sin fines de lucro llamada CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA).

CAMMESA es una empresa de gestión privada con propósito público que tiene como funciones principales la coordinación de las operaciones de despacho de máquinas de generación de energía eléctrica, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del sistema eléctrico argentino.

El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%. El 20% restante está en poder del Estado Nacional, que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

El 80% señalado se integra en partes iguales por los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación cada uno. Su directorio está integrado por dos directores de cada una de las Asociaciones que nuclean a los agentes del mercado eléctrico: ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina), ATEERA (Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina), AGUEERA (Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina) y AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina). Este directorio es presidido por el Estado Nacional, representado por el Secretario de Energía de la Nación. La presidencia tiene el poder de veto en las decisiones del Directorio de la Compañía.

Además del objeto principal del despacho técnico y económico del sistema eléctrico argentino, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible, CAMMESA debe realizar las siguientes funciones de propósito público⁷:

⁷ Cammesa. Multimedio del sector eléctrico.

1. Ejecutar el despacho económico de las máquinas de generación de modo de lograr economía y racionalidad en la administración del recurso energético

2. Coordinar la operación centralizada del sistema eléctrico argentino para garantizar seguridad y calidad

3. Administrar el mercado eléctrico asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas

La racionalidad en la ejecución y coordinación del despacho de las máquinas de generación apunta a que los precios mayoristas en el mercado spot se determinen sobre la base del costo marginal de producción y transporte del sistema, y a que se maximice al mismo tiempo la seguridad y calidad de los suministros. Además, CAMMESA debe supervisar el funcionamiento del mercado a término, planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación de acuerdo a las reglas fijadas por la Secretaría de Energía.

1.4 ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

El Art. 54 de la Ley 24.065 crea este ente autárquico y se le asignan dos funciones bien diferenciadas: la primera es actuar como contralor del Mercado Eléctrico Mayorista, y la segunda como contralor de las distribuidoras que se encuentran bajo la órbita nacional. Como contralor del Mercado Eléctrico Mayorista debe:

- Hacer cumplir la ley 24.065 y controlar los contratos de concesión
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y/o discriminatorias
- Funcionar como instancia de arbitraje en el ámbito de su jurisdicción
- Como contralor de las empresas distribuidoras de energía EDENOR, EDESUR y EDELAP debe:
 - Controlar calidad de servicio de las concesiones nacionales de distribución
 - Dictar reglamentos en materia de:
 - Seguridad
 - Normas y procedimientos técnicos
 - Medición y facturación

1.5 MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El MEM es el ámbito en el cual converge la oferta y la demanda. En este mercado se diferencian dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio⁸.

La prestación está integrada por los generadores, los transportistas y las distribuidoras, mientras que la recepción del servicio está compuesta por los grandes usuarios, que compran en forma directa al MEM, y los medianos y pequeños clientes que adquieren energía y potencia a través de las empresas distribuidoras.

En la regulación del MEM se constituyen tres mercados diferenciados con diferentes formas de comercializar la energía:

A) Mercado SPOT: en este mercado los precios son sancionados en forma horaria, de acuerdo a los requisitos y disponibilidad de equipos que haya en cada momento. En otras palabras, se define el precio real de la energía y la potencia.

Para abastecer la demanda instantánea hay un orden prioritario de ingreso de generación en función de los costos, es decir entran en servicio primero las máquinas más económicas

B) Mercado ESTACIONAL: hay dos periodos semestrales en el año con comienzo el primero de Mayo y primero de Noviembre. En cada periodo se define un precio estabilizado de la energía, en función de lo que se espera que costará la energía en ese lapso; dichos precios se actualizan cada tres meses.

Las distribuidoras compran a ese precio y las diferencias que se producen a los precios reales definidos en el mercado SPOT se cargan en el siguiente trimestre, utilizando lo que se llama Fondo de Estabilización

C) Mercado a TÉRMINO: Los participantes de este mercado son los generadores, los distribuidores y grandes usuarios. Son contratos particulares por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre vendedor y comprador

⁸ Distribuidora de energía eléctrica de San Juan. La transformación del sector eléctrico mayorista.

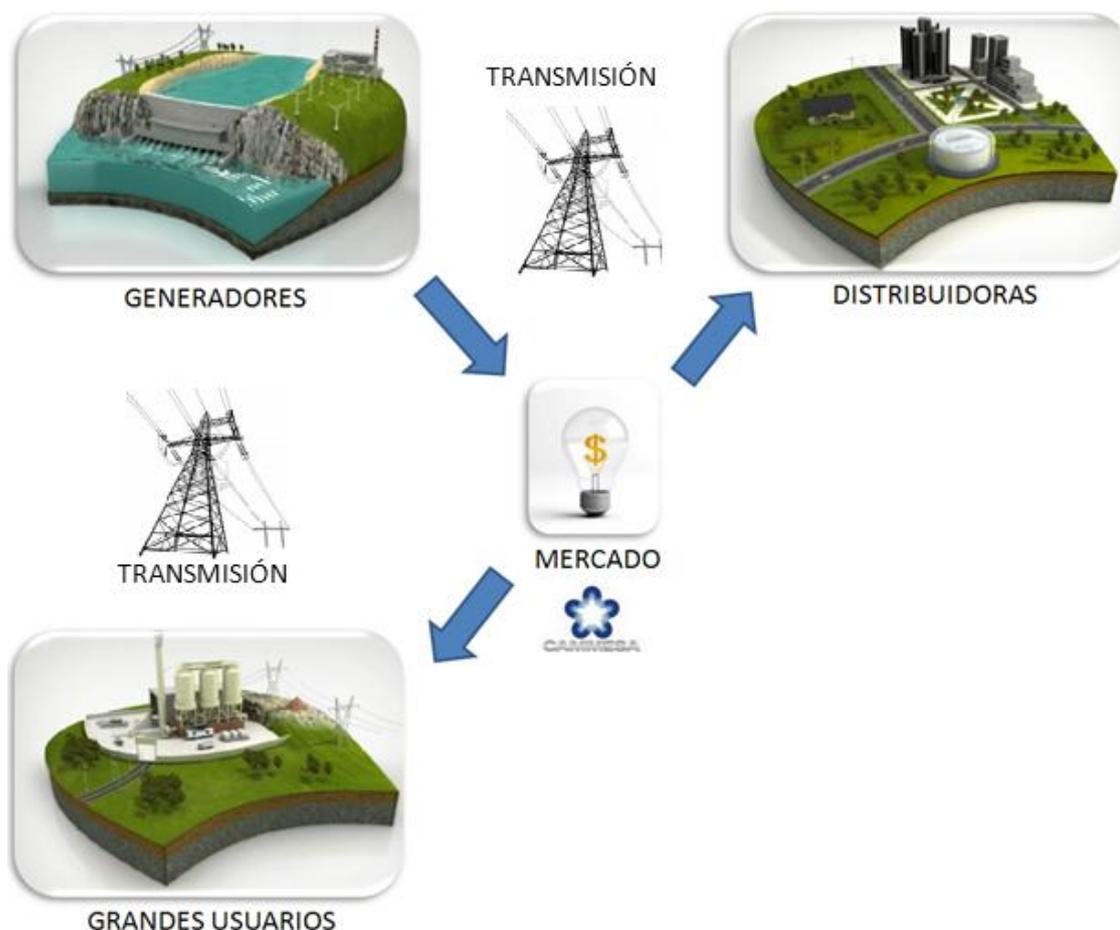


Gráfico 1-4 Mercado Eléctrico Mayorista

A continuación se detallan los agentes del MEM⁹:

1) Generadores

Su actividad es reconocida por la ley 24.065 como de INTERÉS GENERAL y definido como una actividad productiva de iniciativa privada con múltiples operadores que compiten entre sí.

La Generación constituye una actividad de riesgo (no es un servicio público). Colocan su producción en forma total o parcial en el sistema de Transporte y/o Distribución, pudiendo negociar contratos con Distribuidoras y Grandes Usuarios libremente. Existe libre competencia entre los productores ya que, en el marco regulatorio provisto por la Ley 24.065, los precios no son regulados.

Los generadores son remunerados por la energía vendida, conforme a un procedimiento de despacho horario, el que es determinado en base a la oferta libre de precios que presente cada generador para las distintas bandas horarias, junto con sus límites operativos máximos y mínimos de potencia

⁹ Costo de la energía no suministrada del Mercado Eléctrico Argentino, Universidad de Buenos Aires.

disponible, con independencia de los contratos de suministro comprometidos, a los efectos de fijar el precio spot horario por nodo. El ingreso al MEM es libre para generadores térmicos y con concesión para generadores hidráulicos. En capítulos posteriores se ahondará en la metodología para la formación del precio spot.

2) Transportistas

El Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica se puede definir como la actividad que vincula eléctricamente a los Generadores en su punto de entrega con los Distribuidores o Grandes Usuarios en su punto de recepción, quedándole prohibida la compra o venta de energía.

Su actividad es reconocida por la ley 24.065 como servicio público. Son un monopolio natural, por lo que tienen precios y calidad del servicio regulados. Deben permitir el libre acceso de terceros a sus redes y se encargan de la operación y mantenimiento, no de la expansión de las líneas bajo su concesión. Las ampliaciones están sujetas a reglas de mercado, y es necesario presentar certificado de conveniencia y necesidad pública para proceder con ellas.

Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo podrá autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte.

3) Distribuidoras

Su actividad, al igual que la de los transportistas también es reconocida por la ley Nº 24.065 como Servicio Público y monopolio natural.

Las mismas están obligadas a abastecer a toda la demanda y los incrementos de la misma por parte de quienes no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Tienen la obligación de celebrar los contratos de compra-venta en bloque que consideren necesarios para atender la totalidad de su demanda. No pueden alegar abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que se establezcan en su concesión. Además, tienen que permitir el libre acceso de terceros a sus redes. Será responsabilidad del distribuidor las ampliaciones de instalaciones derivadas de todo incremento de demanda en su zona de concesión.

Por su condición de monopolio natural los precios y la calidad del servicio deben ser regulados por el Estado (igual que los transportistas).

4) Grandes Usuarios

Para abastecerse de energía eléctrica en el mercado a término hacen contratos en forma independiente, pactando libremente el precio de abastecimiento de energía eléctrica.

Existen tres categorías según potencia y energía consumida:

- Grandes usuarios mayores (GUMA)
- Grandes usuarios menores (GUME)
- Grandes usuarios particulares (GUPA)

Existen tres tipos de contratos que pueden ser firmados por los grandes usuarios: Contratos de Abastecimiento, Contratos de Potencia y Contratos de Energía. Los contratos así celebrados deben ser de conocimiento público y deben ser informados a CAMMESA, quien es la responsable de administrarlos realizando el seguimiento de los apartados entre el contrato y la generación o consumo real, y la facturación de los saldos y los servicios de transporte.

Aquí también se encuentran los autoprodutores:

- Autogeneradores: estos generan energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios

Tienen las mismas características que un GUMA cuando compran, y que un generador cuando venden

- Cogeneradores: genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento, o de enfriamiento. Siempre son vendedores

1.6 MODELO DOSE

La simulación del sistema hidrotérmico de generación de energía eléctrica se hace mediante el programa “Modelo de Despacho y Operación de Sistemas Eléctricos (DOSE)”

Este modelo ha sido concebido como una herramienta de planificación de mediano y largo plazo que permite simular con considerable detalle la operación de un sistema hidrotérmico de generación. El mismo permite la simulación tanto de las centrales hidroeléctricas como de las térmicas, teniendo en cuenta las demandas de cada uno de los nodos de carga utilizados en la modelación, las condiciones del parque generador y las restricciones del sistema de transmisión.

Este modelo está compuesto por dos módulos principales y una cantidad de modelos intermedios en cada uno de ellos. Los módulos principales son el módulo hidroeléctrico de operación de las centrales hidroeléctricas, y el módulo hidrotérmico de operación del conjunto de las centrales.

A partir de este modelo se obtienen costos operativos, calidad del servicio, tarifas mayoristas (en caso que el sistema vigente sea basado en costos marginales de corto plazo) y otros datos de interés para la planificación del funcionamiento y la expansión del mismo.

El modelo consta de las siguientes partes:

- Una base de datos que incluye:
 - Características del Parque Térmico: Los datos corresponden a las centrales existentes y a las que se supone se instalarán en el futuro
 - Características de Embalses y las Centrales Hidroeléctricas: Los datos se refieren a las centrales existentes y a las que se supone se instalarán
 - Series hidrológicas en los emplazamientos de las centrales hidroeléctricas
 - Costos y disponibilidades de combustible
 - Datos sobre la demanda
- Un modelo de simulación que consta de los siguientes módulos:
 - Operación de embalses a largo plazo
 - Operación de embalses a corto plazo
 - Despacho hidrotérmico
 - Cálculo de tarifas
- Un conjunto de módulos auxiliares para:
 - Vinculación entre la base de datos y los módulos de simulación

- Impresión de resultados y consultas

Se describen a continuación los principales módulos del sistema:

1.6.1 Módulo de operación de embalses a largo plazo.

El objetivo de los modelos de operación a largo plazo se refiere al primer problema, que puede plantearse de la siguiente forma:

"Determinar la cantidad de agua a turbinar en cada embalse de un sistema hidrotérmico, de forma tal de minimizar la esperanza matemática de los costos variables (combustible más falla) de ese sistema".

La resolución de este problema resulta de gran complejidad por las siguientes razones:

- La naturaleza aleatoria de las variables intervinientes: aportes de los ríos, disponibilidad del equipamiento de generación y demanda.
- La necesidad de optimizar la operación en un horizonte prolongado a fin de independizar los resultados de las condiciones finales de los embalses, que deben fijarse en forma relativamente arbitraria.
- La necesidad de calcular los costos variables a través de despachos de carga y a la función objetivo como la esperanza matemática de los resultados de los mismos. La esperanza matemática debe ser calculada sobre todas las variables aleatorias antes descriptas y en todo el horizonte de análisis.

Como consecuencia de los problemas anteriores, el número de variables a optimizar supera ampliamente las posibilidades de los algoritmos de optimización disponibles.

La resolución de este problema requiere realizar importantes simplificaciones y ha sido encarada utilizando los siguientes métodos:

- Programación lineal (PL).
- Programación no lineal (PNL).
- Teoría del control óptimo (CO).
- Programación dinámica (PD).

La utilización de la PD fue encarada para la modelización de sistemas de centrales hidroeléctricas representados como un único embalse equivalente. La metodología del embalse equivalente parte de suponer que todo el manejo del agua en los embalses puede optimizarse como si fuera una única reserva energética.

El modelo determina la producción equivalente de la totalidad de los embalses que integran el sistema, determinando la operación de las centrales hidráulicas y térmicas que minimizan el costo de abastecimiento (combustible más falla) a largo plazo, teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Aportes hidrológicos
- Nivel de reserva de los embalses
- Costos de generación de las centrales térmicas
- Disponibilidad de potencia de cada máquina térmica
- Disponibilidad de combustibles por región
- Costo de falla

Mediante programación dinámica estocástica se determina la política de operación óptima, la operación óptima de las centrales hidroeléctricas para los aportes que se introduzcan como datos y la producción de energía del embalse equivalente en cada unidad de tiempo. Ello equivale a la determinación de la trayectoria del embalse equivalente a lo largo del año.

1.6.2 Simulación de la operación de embalses a corto plazo

Una vez determinada la producción del embalse equivalente, es necesario determinar en qué forma operaría cada central hidroeléctrica que compone el mismo. Para ello se distribuye la producción del embalse equivalente entre todas las centrales hidroeléctricas seleccionando entre las infinitas formas de distribución posibles, aquella que hace máxima una función objetivo a seleccionar. Las funciones objetivo utilizadas normalmente son:

- a) Maximizar la energía potencial remanente del sistema hidráulico después de haber generado la cantidad que el embalse equivalente ha determinado como óptima para el conjunto;
- b) Minimizar el gasto de agua para cumplir el objetivo de producción determinado con el modelo de programación dinámica estocástica (PDE). En la función objetivo los caudales turbinados tienen factores de ponderación que los hacen preferidos a los caudales vertidos.

A través de la técnica de programación lineal con restricciones, aplicada en cada período de tiempo, el modelo calcula los caudales a turbinar y a verter por cada aprovechamiento que cumplen con las restricciones físicas y de operación del sistema de acuerdo a un criterio de optimalidad establecido.

Definidas estas variables de decisión, el modelo simula la operación del sistema de aprovechamientos determinando el estado del sistema en el paso

siguiente. Este procedimiento se repite tantas veces como indique la longitud de las series hidrológicas utilizadas como dato y la desratización temporal elegida en el mes como se explica a continuación.

Este proceso permite obtener como subproducto un modelo de simulación de operación de embalses orientado al análisis a nivel mensual de la operación conjunta de un sistema de aprovechamientos hidroeléctricos.

Los resultados mensuales por aprovechamiento son los siguientes:

- Caudales turbinados.
- Caudales vertidos.
- Potencia máxima disponible.
- Energía.
- Nivel de embalse al fin de mes.

Para el conjunto de aprovechamientos:

- Energía total.
- Energía asociada a cada restricción conjunta.
- Caudales en puntos determinados.

1.6.3 Módulo de despacho de cargas

El segundo módulo del modelo DOSE previamente mencionado permite el análisis de la operación de cada central del sistema con una metodología que tiene en cuenta la operación conjunta del parque hidroeléctrico y térmico mediante el despacho económico de cargas del parque, con el objeto de satisfacer la demanda proyectada.

La simulación de la operación del parque hidrotérmico se hace a partir de los resultados del módulo hidroeléctrico. Una vez obtenida la producción de las centrales hidroeléctricas, se optimiza el despacho del parque hidráulico considerado en el primer módulo conjuntamente con el equipamiento térmico detallado. Para ello un algoritmo de programación lineal permite ubicar la energía generada de forma tal que se minimiza el costo de combustible más el costo de falla. En este proceso se determina también la generación de cada una de las centrales térmicas existentes, sujetas a las restricciones de operación que se le pueden imponer.

Este despacho se efectúa a partir de las curvas de duración de cargas (monótonas decrecientes) mensuales o semanales que caracterizan las demandas en cada uno de los nodos en que se modela la red considerando los

flujos en redes para lograr el balance de oferta y demanda en cada nodo. Las curvas de duración se representan mediante un número de bloques horarios de carga con potencia constante y duración a establecer según las necesidades de precisión buscadas.

La demanda de cada mes debe ser cubierta con la generación hidráulica calculada previamente para cada una de las centrales hidroeléctricas y con el parque térmico teniendo en cuenta como restricciones todos los condicionamientos existentes y modelados en el caso que se está simulando.

El despacho del parque térmico tiene en cuenta la disponibilidad de combustible, el que puede variar de región en región. Para cada unidad generadora se define un combustible preferencial y otro alternativo en caso que se agote el primero.

Para realizar el despacho se tienen en cuenta las restricciones en el sistema de transmisión. Es posible opcionalmente realizar un flujo en corriente continua suponiendo resistencias poco significativas en comparación con las reactancias. Ello permite determinar los flujos en líneas y calcular las pérdidas mediante una función cuadrática aproximada mediante una función lineal por tramos. Las restricciones en el sistema de transmisión forman parte de los datos que se tienen en cuenta en el proceso de optimización y ello hace que el tiempo de cálculo se incremente considerablemente. Normalmente el despacho se realiza simplemente considerando pérdidas cuadráticas en líneas en función de las resistencias de las mismas y limitado solo por las capacidades de aquellas. Las pérdidas resultan variables porque dependen del despacho, y condicionan el uso de las líneas hasta valores económicos.

Por razones de seguridad en la operación del sistema eléctrico, dentro de las restricciones de transmisión se pueden imponer valores máximos a la importación de potencia en áreas seleccionadas.

Las centrales térmicas, igualmente que las centrales hidroeléctricas, poseen una potencia mínima y una máxima para cuando resultan despachadas. También es posible imponer el funcionamiento de algunas máquinas por razones técnicas o de seguridad, aunque no resulten económicas.

2. DEMANDA DE ENERGÍA

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA DE ARGENTINA

La simulación del MEM requiere la estimación de la producción de energía requerida en Argentina, la cual es inyectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Para tal fin se dividió la demanda en ocho regiones que se distinguen por sus características de consumo. Esta división en regiones es la utilizada por Cammesa para sus estudios, además de ser ampliamente difundida en el país por motivos geográficos y climáticos.

Las regiones son:

- Buenos Aires (Capital Federal y Buenos Aires)
- Centro (San Luis y Córdoba)
- Comahue (La Pampa, Rio Negro y Neuquén)
- Cuyo (San Juan y Mendoza)
- Litoral (Entre Ríos y Santa Fe)
- Noroeste (Catamarca, La Rioja, Tucumán, Santiago del Estero, Salta y Jujuy)
- Noreste (Corrientes, Misiones, Chaco y Formosa)
- Patagonia (Santa Cruz y Chubut)

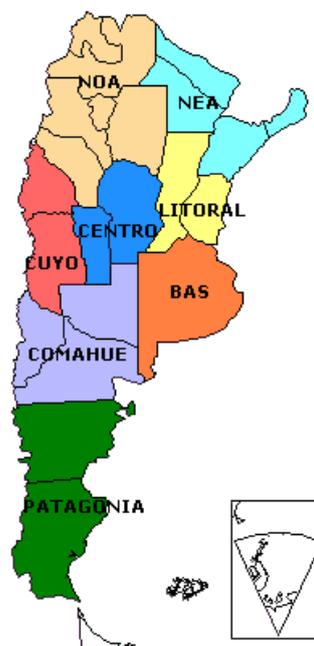


Gráfico 2-1 Mapa de Regiones Argentina

Si bien forman parte del territorio argentino Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, no son tenidas en cuenta por no formar parte del Sistema Interconectado Nacional.

2.1.1 Buenos Aires

La provincia de Buenos Aires es la más extensa de la Argentina con un 11,06% del territorio y con aproximadamente 15.200.000, lo que equivale al 38% de la población. Posee una densidad de 50,7 hab/km², lo que la ubica en la tercera posición del país respecto a esta medida. El producto bruto geográfico de la provincia representa el 38,5% del PBI.

Dentro de la misma encontramos al AMBA (Área Metropolitana de Buenos Aires), compuesto por la Ciudad de Buenos Aires y tres cordones divididos en 24 partidos en total. Posee una densidad de 4737,45 hab/km² y si se lo tomara como uno sería el de densidad más alta del país. Representa el 33,2% del total de la población y su alta concentración no solo domiciliaria sino también industrial lo transforma en el principal foco de consumo energético del país.

2.1.2 Centro (San Luis y Córdoba)

La provincia de San Luis posee un territorio que representa el 2,76% del total, mientras que Córdoba representa un 5,94%, por lo cual esta región comprende el 8,7% del territorio, incluyendo a la segunda ciudad más poblada del país, la ciudad de Córdoba. El PBG de la región resulta aproximadamente un 17% del PBI.

La población de esta región es 3.741.186 habitantes, siendo la densidad de población de 11,67 hab/km², si bien la misma de la provincia de Córdoba es casi el doble. El PBG de la región es y la ciudad de Córdoba es la segunda aglomeración urbana del país. La actividad manufacturera de Córdoba representa un 17% de su propio PBG.

2.1.3 Comahue (La Pampa, Río Negro y Neuquén)

Esta región posee una población de 1.510.459 habitantes lo que representa el 3,73% de la población total. La principal actividad de la provincia de Río Negro es la agricultura predominando la frutícola sobre todo concentrada en los valles, mientras que la actividad industrial más importante tiene que ver con la primera, por la producción de jugos y sidras. Por otro lado, la minería es una

actividad también importante para la provincia con explotación de hierro, bentonita, piedra laja, sal, petróleo y gas.

Respecto a la provincia de la Neuquén, su actividad principal es la explotación de hidrocarburos, ya que comparte la cuenca neuquina con Río Negro, La Pampa y Mendoza. Así también, es el principal productor de energía del país con aproximadamente el 50% del total, siendo la mayor parte de esta hidroeléctrica por contar con las centrales en los embalses Piedra del Águila, Pichi Picún Leufú, El Chocón, Planicie Banderita y Alicurá. Por otro lado, La Pampa cuenta entre sus actividades principales a la agricultura y la ganadería.

2.1.4 Cuyo (San Juan y Mendoza)

Esta región cuenta con el 5,75% del total de la población Argentina, con 2.419.984 habitantes y una densidad de 8,76 hab/km². Las principal actividad de la región es la vitivinícola contando con el 80% de las vid del país y el 90% de las bodegas. Por otro lado, cuenta con explotaciones mineras de mármol y piedra caliza, y desde el 2005 han comenzado de oro y cobre.

2.1.5 Litoral (Entre Ríos y Santa Fe)

Esta región cuenta con 4.567.184 habitantes, lo cual representa un 11,27% de la población total, con una densidad de la región de 18,63 hab/km². Además cuenta con un 7,33% del territorio total.

Entre Ríos cuenta con actividades agrícolas y ganaderas, como así también una actividad manufacturera muy relacionada con la primera. Es la primera productora de mandarinas, naranjas y arroz del país. Industrialmente se elaboran jugos y alimentos, como así también cuenta con madereras y algunas químicas.

Santa Fe cuenta con un PBG del 8%, tercero en importancia a nivel nacional, si bien 68% de esto está compuesto por actividades terciarias. Predominan entre sus actividades los servicios y por otro lado la agricultura y la ganadería. Se destacan la producción aceitera, harinera y de lácteos y carnes.

2.1.6 Noroeste (Catamarca, La Rioja, Tucumán, Santiago del Estero, Salta y Jujuy)

Esta región cuenta con 5.120.464 habitantes, lo cual representa un 12,64% de la población, con una densidad de 15,04 hab/km². Además cuenta con el 20,12% del territorio total.

La actividad más importante de esta zona es la explotación minera de plomo, plata, zinc y sal. De todas las provincias se destaca Tucumán, que es el primer productor de azúcar del país y el primer productor mundial de limones. Las actividades de servicios de esta provincia representan el 66% del PBG.

2.1.7 Noreste (Corrientes, Misiones, Chaco y Formosa)

Esta región cuenta con 3.773.690 habitantes, lo que representa un 9,31% de la población total, con una densidad de 14,89 hab/km². Así también, el territorio de la región representa un 10,41% del total.

Las principales actividades son la maderera y la agroindustria, como así también la de algunos cultivos como la caña de azúcar, el algodón, la yerba mate y el té. Así también es destacable en la provincia de Misiones la industria de la pasta celulosa para la elaboración de papel.

2.1.8 Patagonia (Santa Cruz y Chubut)

Esta región cuenta con 704.820 habitantes, lo que representa un 1,74% de la población total, con una densidad de 1,315 hab/km². En lo que a territorio respecta cuenta con el 16,85% del total del país.

Se destacan la actividad petrolera en la zona, con una producción estimada en un millón de barriles de crudo diarios y seis millones de metros cuadrados de gas. Chubut produce el 13% del crudo del país y el 2% del gas. Así también, en Puerto Madryn, se encuentra Aluar, una de las fábricas de aluminio más grandes de Sudamérica.

Aluar S.A. que produce anualmente más de medio millón de toneladas de aluminio tiene un consumo energético similar al de una ciudad de un millón y medio de habitantes.

Como cita en su web oficial, a los efectos de garantizar parte de su abastecimiento, la empresa adquirió en el año 1995 el 59% de las acciones de Hidroeléctrica Futaleufú S.A. (hoy posee el 60,2%), principal generador del sistema patagónico, con una potencia instalada de 472 MW; asimismo posee el 20,4% de TRANSPA S.A., compañía encargada del transporte de energía eléctrica en la región. Esta última empresa opera y mantiene las dos líneas de 330 KV de 550 Km de longitud que vinculan la planta con la central hidroeléctrica Futaleufú.

Aluar posee en su planta equipamiento de generación de energía eléctrica que utiliza gas natural como combustible. En total se disponen de 755 MW, compuestos por dos ciclos combinados de última generación de 585 MW, dos

turbinas de gas a ciclo abierto de 40 MW cada una y cuatro turbinas de 22,5 MW.

Debido a que la demanda energética depende de decisiones estratégicas de la empresa y a la capacidad de autoabastecimiento que esta posee, se excluye de este análisis a la demanda proveniente de Aluar, así como también la oferta energética de la central hidroeléctrica Futaleufú y la línea de 330KV que las conecta.

2.2 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ARGENTINA

El pronóstico de la demanda de energía total se obtuvo sumando el crecimiento vegetativo de la demanda energética (la energía de las Distribuidoras) y las cargas específicas de la industria.

Estos modelos fueron generosamente prestados por el Ing. Osvaldo Castro, experto en revisiones tarifarias y pronóstico de demanda de la consultora BA Energy Solutions S.A. y han sido satisfactoriamente aprobados por prestigiosas instituciones y entes reguladores de energía de Centro y Sudamérica.

El enfoque de la estimación de la demanda vegetativa, se basa en un análisis de regresión de los datos históricos de consumo. Estos análisis toman en cuenta aspectos del mercado eléctrico e indicadores económicos y sociales como lo son además del PBI, la cantidad de usuarios de energía eléctrica, el consumo unitario de electricidad y el índice de electrificación, entre otros.

Teniendo en cuenta las dificultades que se presentan al intentar pronosticar las variables antes mencionadas agregándole a esto la falta de información fidedigna para las series históricas y los datos de la actualidad, se ha considerado oportuno a los fines de los objetivos del presente trabajo descartar los modelos con variables que requieran el uso de fuentes controversiales.

De esta manera, se ha preferido la aplicación de este modelo, más sencillo pero no por eso menos preciso y explicativo (ver ANEXO A:). En el modelo de pronóstico se desarrolló una función que permite el ajuste de los datos de la demanda histórica a la evolución del PBI (Producto Bruto Interno) del país y un componente de tendencia.

La fórmula del modelo seleccionado es:

$$Demanda_t = K_0 \times (1 + K_1)^t \times PBI(t)^{K_2}$$

Dónde:

Demanda (t): demanda estimada en el año t

PBI: Producto Bruto Interno en el año t
 K0, K1, K2: coeficientes de regresión

Entonces, la función de ajuste utilizada tiene dos componentes:

- $(1 + K_1)^t$: componente tendencial de crecimiento de la demanda, dependiente solo del tiempo y de una tasa de crecimiento.
- $PBI(t)^{K_2}$: Componente de características económicas que considera la incidencia de la economía sobre el crecimiento de la demanda.

La función fue ajustada usando las siguientes series históricas:

- Informes Anuales Demanda de Energía (fuente CAMMESA).
- Producto Bruto Interno (Serie histórica publicada en la web del INDEC PBI a precios de 1993).

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PBI mill \$	276.2	264.0	235.2	256.0	279.1	304.8	330.6	359.2	383.4	386.7	422.1	454.6

Tabla 2-1 PBI

2.2.1 Coeficientes de Regresión

Los coeficientes de regresión detallados a continuación se obtienen de las matrices del Anexo A mediante correlación múltiple.

Region	k0	k1	k2
Buenos Aires	7831.003	0.022	0.297
Centro	1697.938	0.038	0.232
Litoral	2025.098	0.033	0.272
NEA	289.122	0.045	0.439
NOA	1190.501	0.047	0.255
Cuyo	1817.258	0.038	0.159
Total Sin Patagonia	15193.846	0.029	0.279

Tabla 2-2 Coeficientes de Regresión

2.2.2 Resultados del Modelo vs Demanda Real

A continuación se detallan las demandas Reales por Región y las que el modelo predice en base al cálculo realizado con la fórmula 2.1:

Año	Demanda Buenos Aires Mwh		Dem. Patagonia.* Mwh		Demanda Centro Mwh	
	Modelo	Real	Modelo	Real	Modelo	Real
2000	41575	40874	481	487	6238	6138
2001	41908	41902	509	506	6405	6398
2002	41373	40486	498	521	6471	6265
2003	43344	43338	541	513	6847	6849
2004	45432	45707	584	582	7247	7365
2005	47641	48331	631	619	7674	7809
2006	49860	51061	680	687	8113	8250
2007	52209	54132	736	749	8581	8922
2008	54384	55422	798	781	9039	9207
2009	55699	54291	844	858	9397	9309
2010	58404	57640	912	913	9950	9787
2011	60996	59694	*Excluye ALUAR S.A.		10502	10165

Tabla 2-3 Demandas Buenos Aires, Patagonia y Centro

Año	Demanda Litoral Mwh		Demanda NEA Mwh		Demanda NOA Mwh		Demanda CUYO Mwh	
	Modelo	Real	Modelo	Real	Modelo	Real	Modelo	Real
2000	9325	9250	3406	3412	4995	4963	4450	4436
2001	9512	9369	3488	3454	5172	5131	4586	4445
2002	9519	9442	3465	3460	5259	5112	4674	4377
2003	10059	9988	3757	3722	5627	5602	4917	4981
2004	10634	10721	4076	4095	6025	6164	5175	5462
2005	11246	11441	4426	4477	6452	6583	5447	5706
2006	11872	12087	4792	4730	6898	6955	5728	6028
2007	12539	12959	5192	5351	7379	7596	6024	6144
2008	13181	13510	5582	5586	7857	7882	6319	6224
2009	13642	13127	5854	5949	8246	8247	6568	6276
2010	14427	14314	6355	6223	8831	8797	6913	6766
2011	15201	14960	6859	6793	9425	9128	7261	7245

Tabla 2-4 Demandas NEA, NOA, Litoral y Cuyo

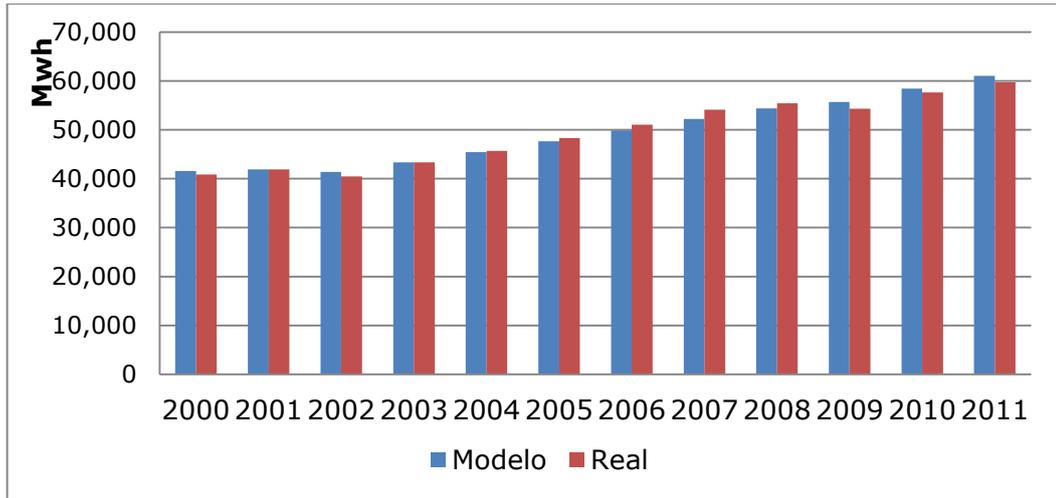


Gráfico 2-2 Comparación Modelo vs Demanda Real – BAS

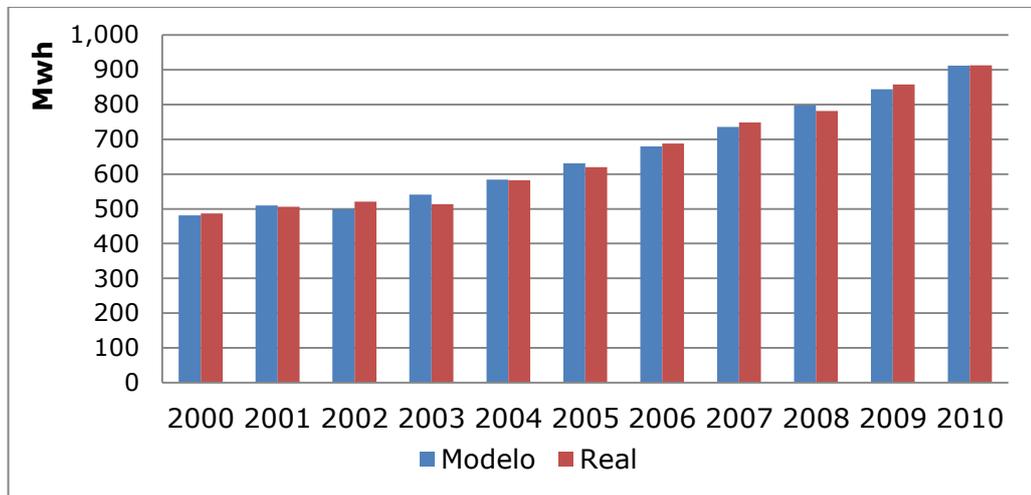


Gráfico 2-3 Comparación Demanda Real vs Modelo Patagonia (Sin Aluar S.A.)

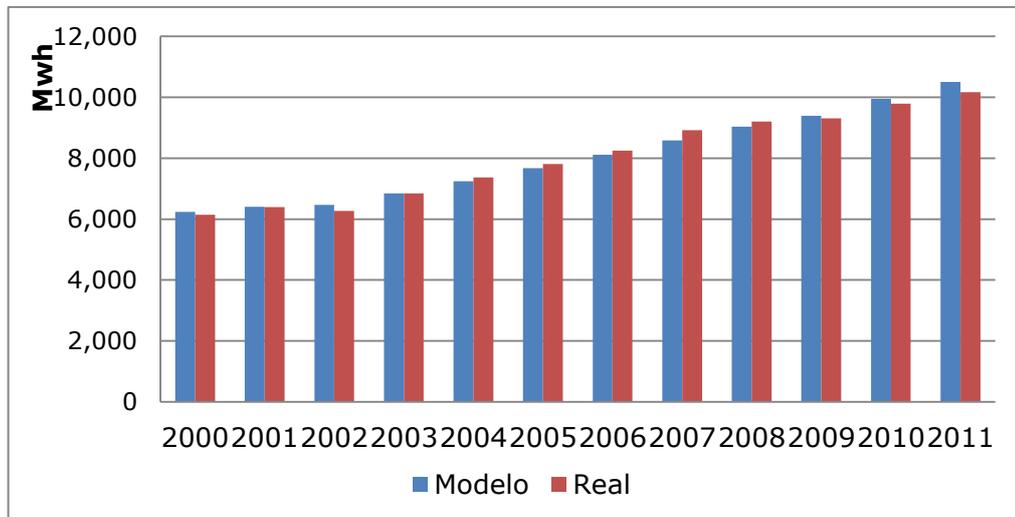


Gráfico 2-4 Comparación Modelo vs Demanda Real – CEN

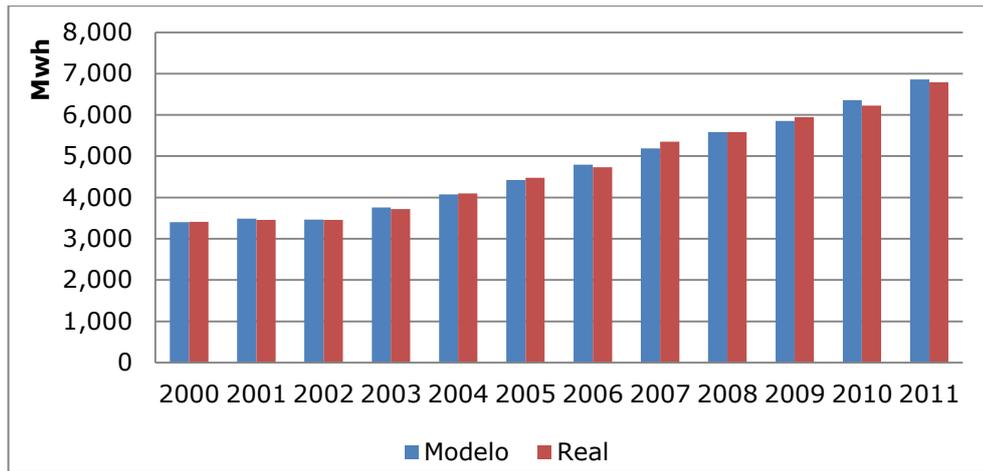


Gráfico 2-5 Comparación Modelo vs Demanda Real – NEA

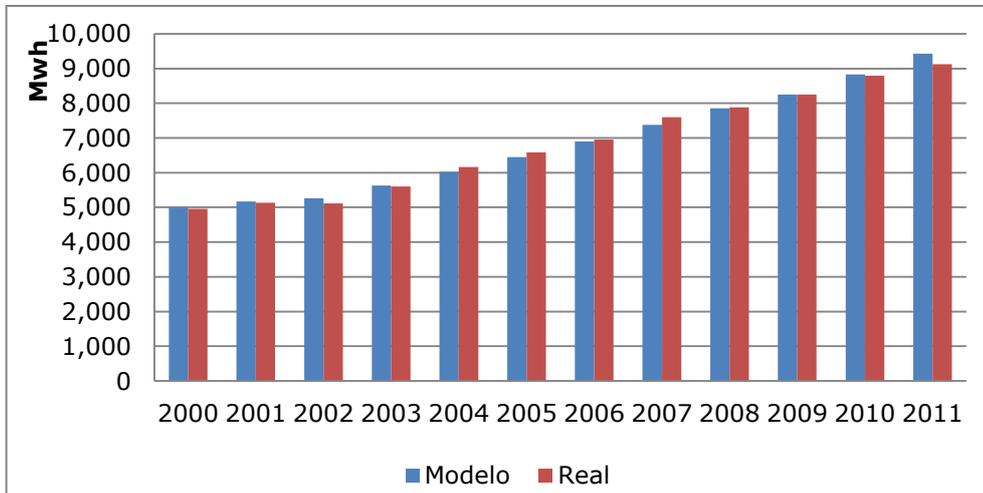


Gráfico 2-6 Comparación Modelo vs Demanda Real – NOA

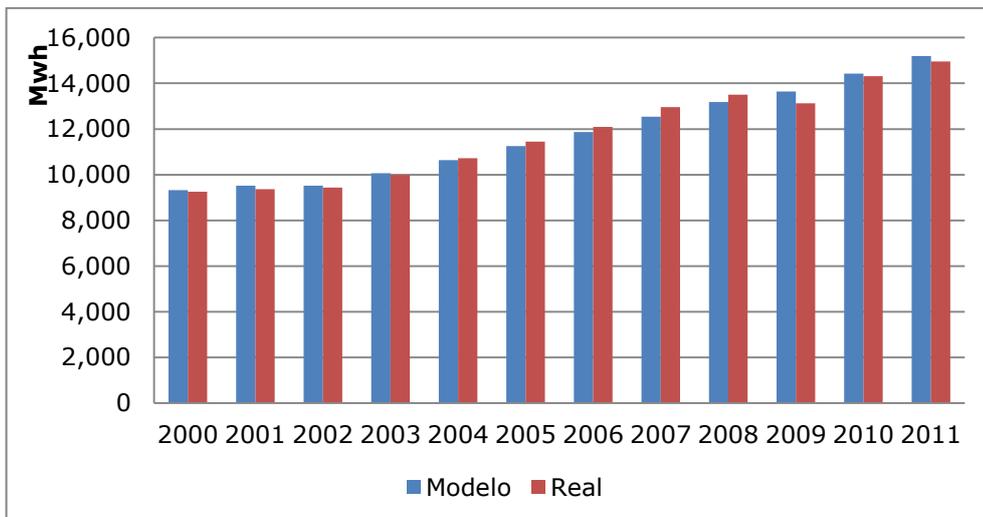


Gráfico 2-7 Comparación Modelo vs Demanda Real – LIT

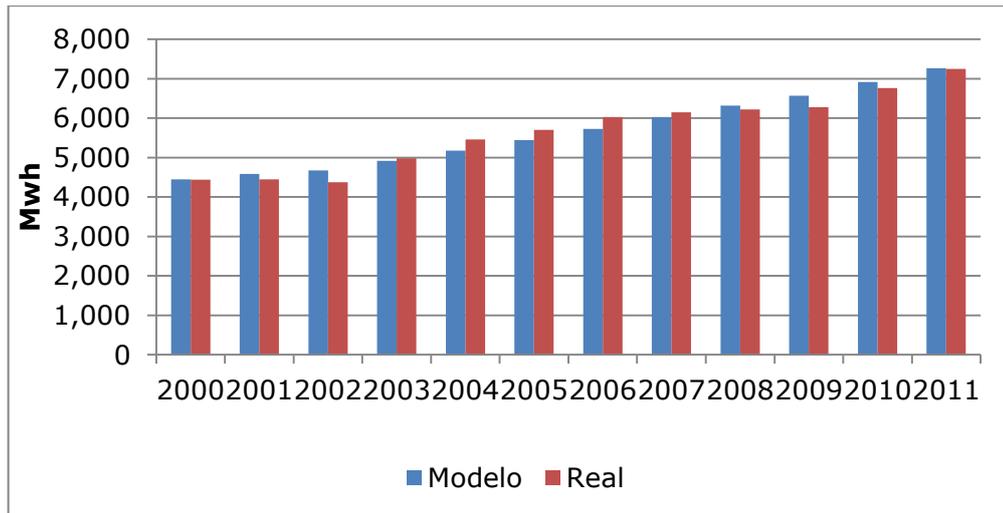


Gráfico 2-8 Comparación Modelo vs Demanda Real – Cuyo

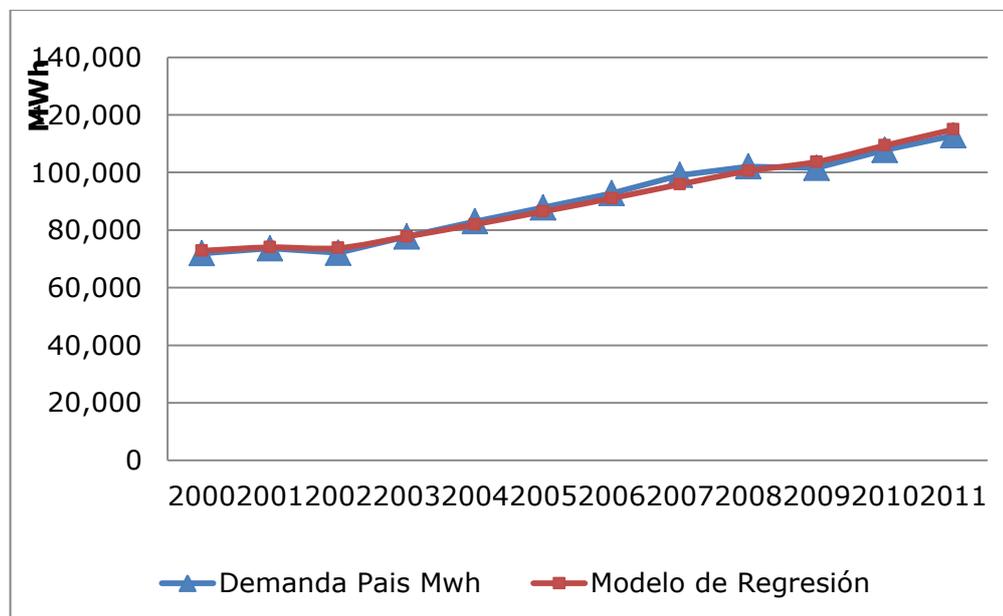


Gráfico 2-9 Demanda total de energía Argentina

A pesar de la fuerte correlación que guarda el modelo previamente presentado con la demanda real, se ha decidido validar los resultados mediante el cálculo de otro modelo de demanda que se presenta en el ANEXO F: Otro modelo de demanda. Allí se explicará en detalle los motivos por los cuales el crecimiento de la demanda exponencial valida a este modelo.

2.2.3 Proyecciones Futuras

A. PROYECCIÓN DEL PBI

Es un aspecto importante del proyecto el análisis del PBI para poder estimar la demanda, ya que el modelo utilizado presenta una fuerte dependencia del mismo. Es de público conocimiento la situación del principal instituto estadístico del país, por la cual la confiabilidad de la información está al menos en duda. Es por eso, que a los fines del proyecto se considerará para el escenario base la estimación del FMI hasta 2016 de la evolución del PBI.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PBI (Millones \$ 1993)	422.15	455.84	476.91	496.97	516.76	537.20	558.88
%	9.16%	7.98%	4.62%	4.20%	3.98%	3.95%	4.03%

Tabla 2-5 Proyección del PBI¹⁰

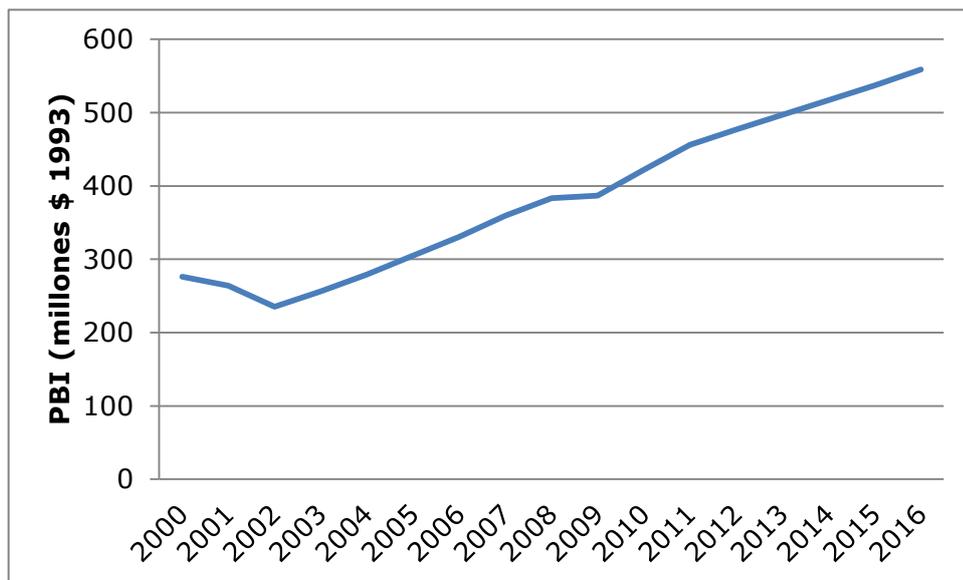


Gráfico 2-10 Proyección PBI

Se presentan en Argentina pronósticos no tan entusiastas comparados con el período 2003-2011 respecto al crecimiento del país a futuro, no solo por los factores internos que la afectan, sino también por factores regionales externos. La economía mundial se viene desacelerando al ritmo de la última crisis, que ha puesto en jaque a la eurozona, y que ha generado cierta incertidumbre financiera a nivel mundial, reduciendo el financiamiento disponible. Es por eso

¹⁰ Fondo Monetario Internacional

que se analizarán ciertos factores que se consideran que justifican el menor crecimiento para el período que viene.

Con respecto a los aspectos domésticos que vaticinan un periodo de crecimiento moderado, se puede observar que el déficit fiscal es un factor que ha cambiado respecto a lo que venía ocurriendo en el período anterior, alcanzando en 2011 un valor negativo de u\$s 58.908 millones, y para el año 2012 ya representaría un 3% del PBI. Así, teniendo en cuenta también la crisis energética que debe afrontar el país, se estima que le costará en importaciones energéticas aproximadamente u\$s14.000 millones. La restricción arbitraria de las importaciones que se viene aplicando, ha traído inconvenientes que afectan a la imagen Argentina como un todo, empezando por las denuncias que se han hecho por parte de 40 países en la Organización Mundial de Comercio y la pérdida de beneficios arancelarios en los Estados Unidos por aproximadamente u\$s300 millones.

Con respecto a la situación energética, Argentina importaba energía en el año 2003 u\$s547 millones, y para este año se pronostican u\$s 14.000 millones, lo que representa un crecimiento de 2459%. Esto contribuye a desalentar la inversión, por medidas de corto plazo y por el fallo de la política energética. En pos de que el país mejore su situación y pueda continuar creciendo sostenidamente e incentivando la inversión, serían más apropiadas medidas claras de largo plazo que disminuyan la incertidumbre de las políticas locales. A esto se le suma la reciente expropiación de YPF que altera la imagen de seguridad jurídica Argentina frente a los posibles inversores del mercado eléctrico. Las políticas de precios distorsivas que han traído al menos incertidumbre en lo que a materia petrolera respecta, impactan también en la generación de energía por la falta de reglas claras que incentiven su ampliación. Los planes de YPF resultan ambiciosos discursivamente, aunque surgen algunas dudas sobre las posibilidades de financiamiento para el mismo.

Esto no es menor dado el horizonte temporal de nuestro proyecto, fijado en el 2016, año electoral. A continuación se puede observar la situación como ejemplo de las importaciones y exportaciones de petróleo:

Por otro lado, un fuerte esquema de subsidios que represento aproximadamente un 4% del PBI que pretende ser ajustado, en conjunto con la inflación que ronda el 25% anual (según análisis privados), presentan una estructura de costos crecientes que desestimulan la inversión y reducen la competitividad. Para reflejar esto y comenzar a establecer algunas tendencias regionales en cuanto a inversión presentamos el IED (Inversión Extranjera Directa) con valores de dos trimestres de 2009 y uno de 2010:

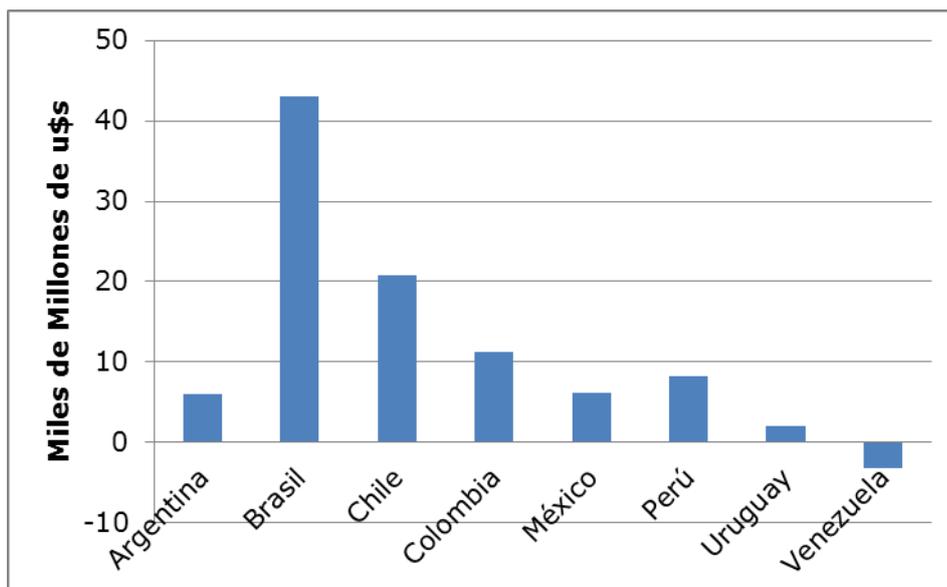


Gráfico 2-11 IED Trim I y II 2009 + I 2010 (Fuente: FMI)

Esto intenta reflejar la situación de infra-inversión que está ocurriendo en Argentina respecto a otros países de la región, que impactará en el mediano plazo y que el país ya se encuentra padeciendo al menos en materia energética (petróleo y gas). Para entender a la Argentina como actor regional, se observan a continuación las estimaciones del PBI hasta el año 2016 contra los demás países. Si bien se anexan todos solo se presentan para facilidad de lectura Argentina, Brasil, Chile, México y Uruguay:

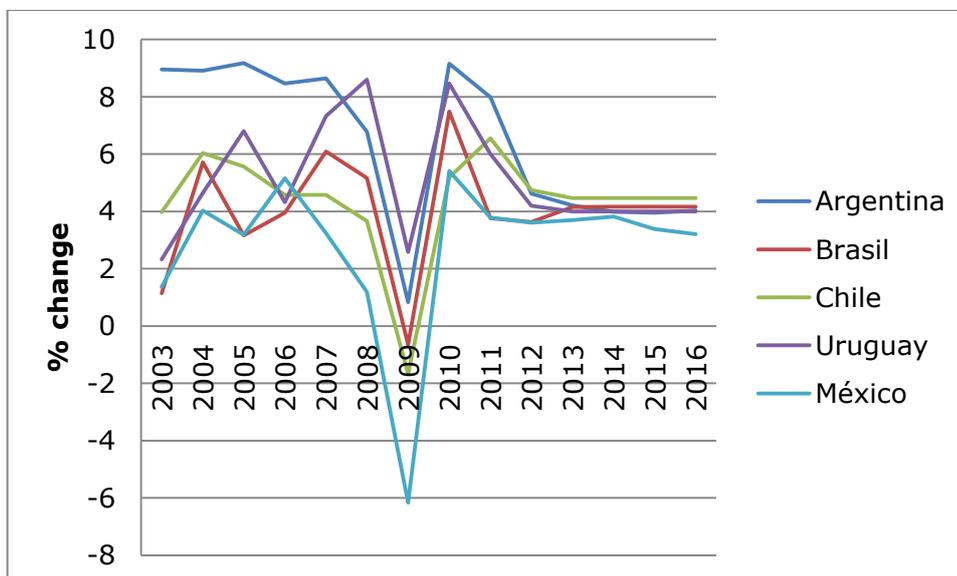


Gráfico 2-12 Variación porcentual PBI (Fuente: FMI)

Esto muestra que la región presenta una convergencia respecto al crecimiento económico a un valor aproximado del 4%. Quién liderará el crecimiento en la región será Perú con un 5,6% pronosticado para 2012 y un 6% para 2016, con una economía que pesa el 3,25% del PBI latinoamericano contra el casi 8% argentino. A continuación la composición del mismo:

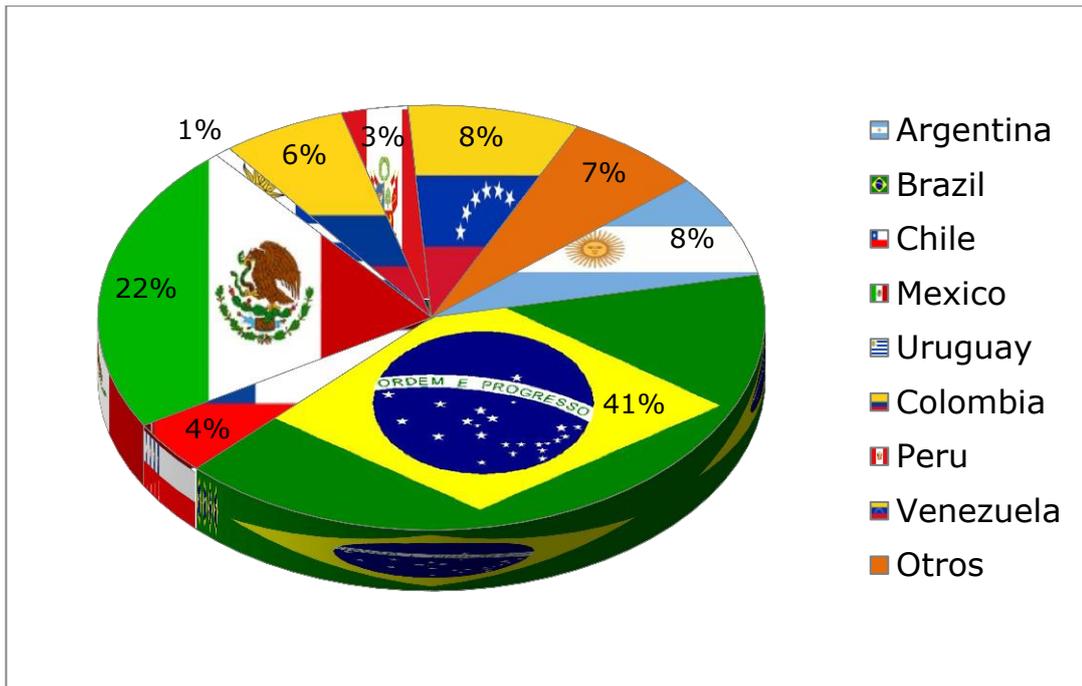


Gráfico 2-13 Composición del PBI Latinoamericano (Fuente: FMI)

El crecimiento moderado de la región se deberá a la crisis Europea que agregará mayor incertidumbre en los mercados financieros, contribuyendo a una menor expansión de la economía global como un todo. Así también, el enfriamiento de la economía Brasileira en pos de moderar la demanda interna para evitar altos índices de inflación, sumado a las dificultades crecientes para mantener su competitividad debido a la revaluación relativa de su moneda, hacen que el líder regional arrastre a los demás países incluida la Argentina. La menor tasa de crecimiento brasileira, quien absorbe el 20% de las exportaciones locales, sumado al enfriamiento de la economía china que no logra desarrollar aún su mercado interno y absorbe el 7% de las exportaciones argentinas, son otras de las razones por las cuales el país moderará su crecimiento:

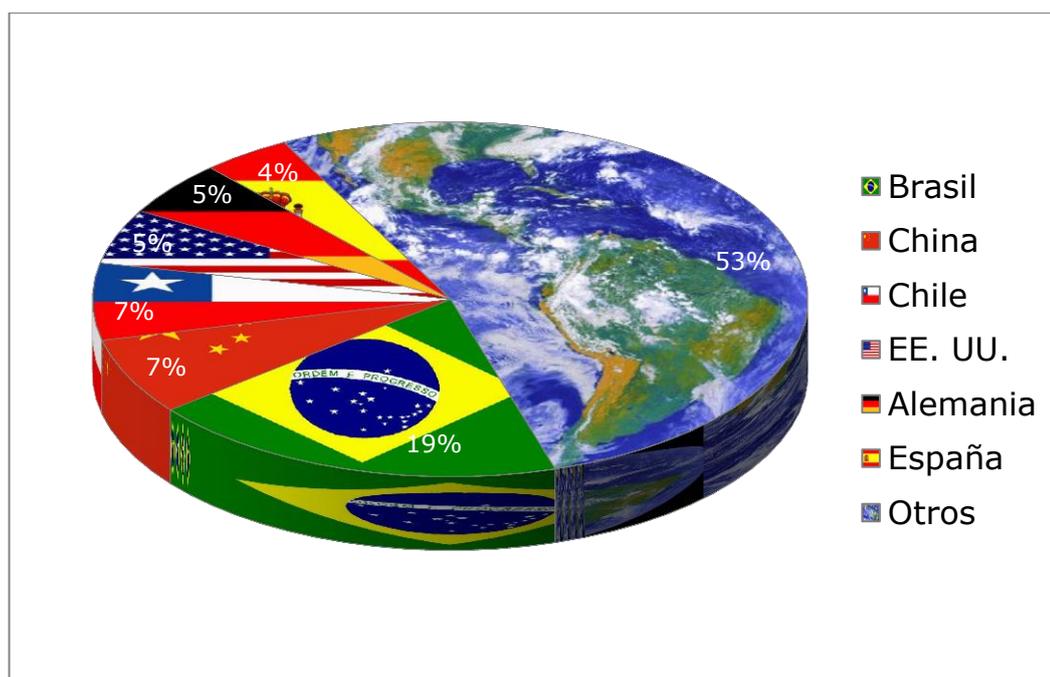


Gráfico 2-14 Destino de las Exportaciones Argentinas a consumo 2011 (Fuente: Scavage)

De acuerdo con lo anteriormente planteado se utilizarán como base de referencia las estimaciones del crecimiento del PBI propuestas por el FMI.

B. PROYECCION DEMANDA DE ENERGÍA DEL SIN

Mediante la utilización del modelo de regresión aplicando la serie del PBI proyectado en el punto 2.2.3 se obtuvo el Pronóstico de la Demanda Anual de Energía del Sistema Interconectado Nacional hasta el año 2020.

GWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Den.	107.81	112.81	117.01	121.40	125.98	130.92	136.24	141.77	147.52	153.51	159.74
Var. %	6.14%	4.64%	3.72%	3.75%	3.78%	3.92%	4.06%	4.06%	4.06%	4.06%	4.06%

Tabla 2-6 Proyección Demanda de Energía Anual SIN.

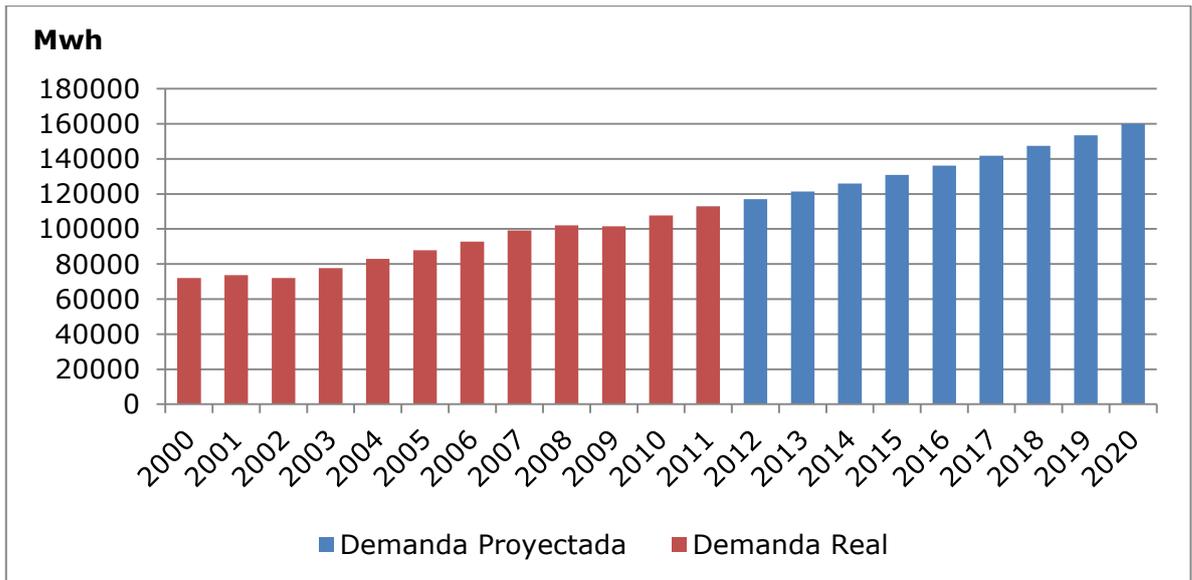


Gráfico 2-15 Demanda de Energía anual del SIN

En el Gráfico 9-8 Variación anual del PBI contra la variación anual de la demanda de energía se muestran en forma comparativa las series históricas y proyectadas de la variación anual del PBI contra la variación anual de la demanda de energía.

3. PRECIOS DE GENERACIÓN

En este capítulo se dará explicación de la formación de los precios de Generación según lo indicado en la legislación vigente hasta 2003 y los Decretos de Emergencia del sistema energético que se encuentran vigentes desde dicha fecha.

3.1 FORMACIÓN DE PRECIOS DE ENERGIA Y POTENCIA ANTES DE LA SITUACIÓN DE EMERGENCIA

En el Mercado Eléctrico Mayorista se sancionan precios horarios de la energía sobre la base del costo marginal de la oferta.

En este sistema se dispone de un orden de mérito donde, a fin de reducir los costos de generación del mercado, se ordenan de menor a mayor las máquinas según su costo de generación de energía eléctrica de acuerdo con los costos de combustible declarados trimestralmente por los generadores que emplean combustibles fósiles y una valorización del agua por aquellos operadores de centrales hidráulicas. En la medida que la demanda va requiriendo energía se convoca a generar a las diferentes unidades. El costo de generación de la unidad que abastecerá la próxima unidad física, fija el precio con que se remunera la energía de todas las máquinas convocadas.

Esta metodología de remuneración solventa los costos variables de producción de los generadores. Los costos fijos son remunerados a través de un cargo (potencia) que abona la demanda por cada unidad física instalada en los generadores despachados para atender la demanda. Esto remunera la expansión de la capacidad del sistema.

Como la demanda de energía eléctrica representa la valoración de la utilidad que le adjudica la sociedad, entonces el precio de mercado que surge de igualar la oferta y la demanda constituye una señal válida de la utilidad del recurso. Este mecanismo de determinación del precio de mercado, propugna entonces el uso racional del recurso.

En tal sentido, se establece como principio el procurar la mayor transparencia de precios posible entre las distintas etapas del proceso eléctrico, así como el mayor acceso directo de los usuarios al mercado.

Analizando con mayor detalle el mecanismo de formación de precios, el despacho de unidades de generación al MEM es administrado por CAMMESA y se basa en los costos variables de producción de cada unidad en el sistema. El costo marginal de la energía eléctrica se define como el costo de la próxima unidad física (KWh) requerida para abastecer la demanda, convocando la

unidad generadora disponible más eficiente en el sistema, de acuerdo con el orden de mérito por costos.

El costo variable de producción de energía de las plantas hidroeléctricas con embalses que no están con capacidad máxima se determina mediante un modelo matemático que toma en cuenta los niveles de reserva existentes y las condiciones hídricas proyectadas para los siguientes 6 meses. Durante los períodos de condiciones hídricas de estiaje (baja hidráulidad), las unidades hidroeléctricas de generación con embalse son de las últimas en ser despachadas, mientras que en épocas de condiciones de alta hidráulidad esas unidades son despachadas con antelación. El costo marginal asociado con unidades de generación hidroeléctrica de flujo libre (hidroeléctricas de pasada) es cero, es decir, son las primeras unidades en ser despachadas.

En resumen, los oferentes declaran trimestralmente sus costos variables asociados a producir energía eléctrica y la disponibilidad de sus equipos. Esa declaración se coteja contra un tope prefijado que refleja el costo internacional del combustible en distintos puntos de referencia. A partir de allí, se realiza un ordenamiento de los oferentes en función de sus costos asociados y se los convoca en función de la demanda prevista. Cada oferente tiene la potestad de adicionar dentro de sus costos variables hasta un 15% en concepto de costos variables no combustibles. Adicionalmente a la remuneración por energía se agrega un monto fijo por unidad de capacidad de producción (potencia) puesta a disposición del sistema que refleja los costos fijos de la actividad.

Basado en este ranking, y a fin de que CAMMESA pueda obtener el mínimo costo operativo del sistema como un todo, las unidades generadoras se despachan a la red sucesivamente empezando por las unidades de menor costo variable de generación hasta las de mayor costo variable de generación hasta cubrir la demanda total de electricidad en ese horario. Esto se denomina Costo Marginal, o Spot de la Energía Eléctrica.

Este proceso hace que las unidades con mayores costos variables sólo se utilicen en las horas de mayor demanda (punta), encareciendo el costo de la energía en tales horarios. Además, al incorporarse al sistema nuevos generadores más eficientes, se produce una depuración natural de las unidades obsoletas que como tienen costos más caros son cada vez menos convocadas a generar. Esta manera de realizar el despacho provoca un incentivo a la eficiencia de las máquinas del parque. El despacho óptimo es determinado por CAMMESA en forma horaria.

Se define entonces el Precio de Mercado como el precio de la energía en el Centro de Carga del Sistema (EZEIZA), donde se realiza el despacho óptimo. El Precio Local es el precio de la energía de un área desvinculada del mercado,

que debido a una restricción de transporte, puede ser mayor o menor al de mercado.

La potencia se paga a través de tres cargos: cargo por potencia despachada, cargo por reserva de potencia y cargos por servicios asociados a la potencia. Se define el factor de adaptación como la relación entre el precio de la potencia en un nodo y el precio en el Centro de Carga del Sistema (FA=1)

Potencia despachada: tiene un precio de 12 \$/MW en horas que remuneran potencia (HRP). La potencia se remunera en las siguientes horas:

En los días hábiles, de la hora 9 a la hora 24, los sábados la hora 1 y de la 20 a la 24 y los domingos desde la hora 20 a la hora 23, totalizando 16, 6 y 4 horas respectivamente.

En el MEM se pagará por potencia puesta a disposición durante las HRP a las máquinas que resulten generando más aquellas disponibles que no resulten generando pero fueron previstas en el predespacho o estén consideradas como reserva.

Reserva de potencia: Para cada período trimestral el OED define un Precio Estacional por Reserva de Potencia para Distribuidores en función de la reserva no regulante prevista para el período.

Servicios Asociados a la Potencia: Los requerimientos de arranque y parada de máquinas turbovapor y nuclear, así como los requerimientos de despacho que fuerzan las máquinas, ya sea por necesidades de potencia en el pico, por tiempos mínimos entre ciclos de arranque y parada en el marco térmico, como en el parque hidráulico para incrementar la capacidad de transporte, son atribuibles a los requerimientos de potencia en el MEM.

3.2 RESOLUCIÓN DE LA SE 240 DE 2003

En la actualidad la Secretaría de Energía ha establecido una normativa de “emergencia” que pone un precio “spot” máximo a remunerar de 120\$/MWh. Excluyéndose de la formación del precio “spot” al Valor del Agua y al costo Variable de Producción de las unidades que operan con otro combustible que no sea gas natural. La normativa tiene en cuenta que las maquinas térmicas que operen con costos superiores al tope establecido, recibirán como remuneración su costo reconocido, y las diferencias entre el Precio de nodo respectivo y el costo reconocido serán recaudadas a través de la “Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho (STD)”. Las centrales hidroeléctricas despachadas tienen como remuneración de su energía entregada al Mercado Spot el Precio de Nodo respectivo, no correspondiendo acumular en la

"Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho", las diferencias existentes entre su Valor de Agua y el referido Precio de Nodo.

De allí en más, para el cálculo del precio spot se arma un listado "teórico" de máquinas disponibles, y se considera que no existen restricciones en el suministro de gas. De esta manera, el precio spot es el que surge de la última unidad térmica a gas -operando o no- hasta cubrir los MW de generación más reservas asignados.

A través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho (STD) la demanda paga la diferencia entre el precio spot y los costos reconocidos de las unidades con combustible líquido despachadas (y que no "marcaron" precio). Las unidades hidráulicas que operen por encima del precio spot reciben únicamente el spot. De esta manera, se sanciona un precio spot más bajo, en los momentos en que:

- Existe restricción de gas
- El Valor del Agua, y por ende el costo de generación de las máquinas hidráulicas, es alto.

Cuando este precio máximo fue fijado en 2003 no era frecuente que esta barrera de 120\$/MWh fuera superada, pero en la actualidad son muy pocos los momentos donde los costos marginales del mercado son menores al precio máximo establecido.

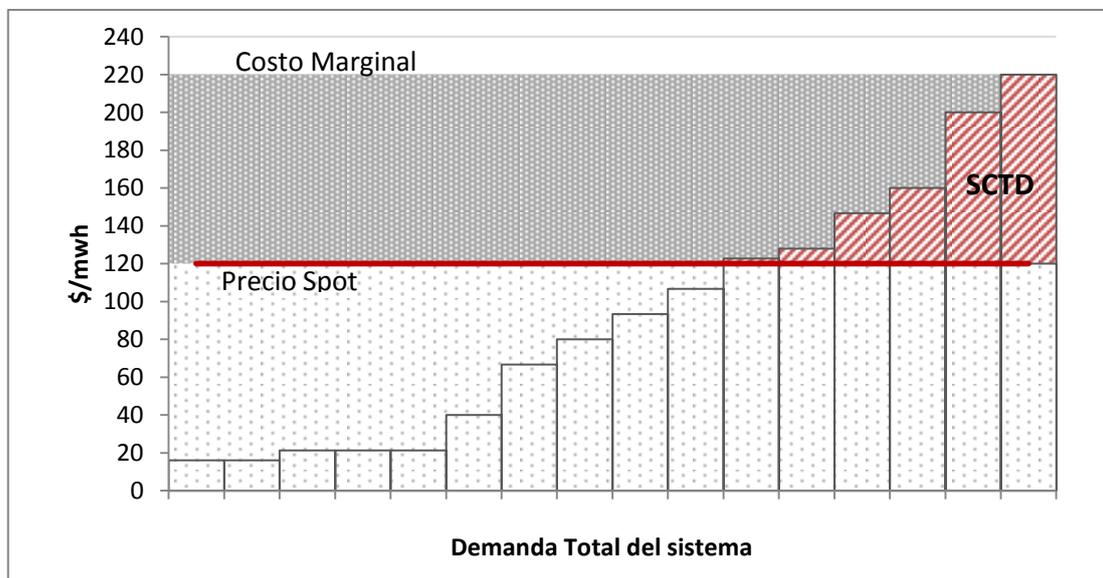


Gráfico 3-1 Sistema de precios actual

En el gráfico se puede ver en rojo los Sobrecostos Transitorios de Despacho. Lo que se le abona a los generadores sería la suma de la zona blanca y la roja, bajo la normativa vigente. La zona gris del gráfico muestra aproximadamente lo que, además de la zona blanca y naranja, debería abonarse en un sistema

marginalista. El gráfico muestra solo aproximadamente lo que se debería abonar en el sistema marginalista debido a que, como se mencionó antes, bajo esta normativa se ven distorsionados los órdenes de mérito de las centrales cuando no hay plena disponibilidad de gas. Los faltantes de gas son frecuentes en épocas de bajas temperaturas.

4. HIPÓTESIS PARA EL CASO BASE

Este capítulo sintetiza las principales hipótesis utilizadas para el desarrollo del pronóstico de despacho del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

4.1 PARQUE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación ha sido definida en tres tipos de centrales eléctricas:

- **Existentes:** incluye el listado de generadores en Argentina.
- **Planificadas, en desarrollo y decididas:** son las plantas adicionales para el corto y mediano plazo. Se incluyen las plantas decididas para todo el país presentadas por la Secretaria de Energía de la Nación y el Ministerio de Planificación Federal.
- **De expansión de largo plazo**

4.1.1 Generadores existentes en Argentina

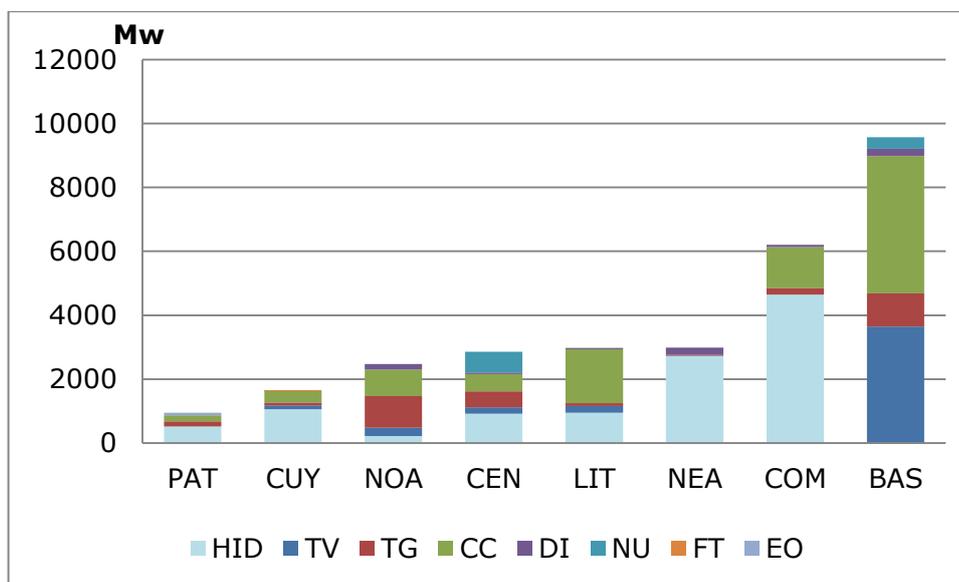


Gráfico 4-1 Potencia Instalada por región

El parque de generación cuenta con 29.671MW instalados de los cuales el 37,2% son Centrales Hidráulicas (CA), el 31% Ciclos Combinados (CC), el 15% Turbinas de Vapor (TV), el 11% Turbinas de Gas (TG), el 3,5% Centrales Nucleares (CN) y el resto motores Diesel (DI) y pequeños renovables.

Es importante destacar que uno de los más grandes problemas que tiene la matriz energética argentina es la gran distancia que hay entre las fuentes de generación hidráulica (de menor costo) y el principal centro de consumo

(Buenos Aires), que son más de 1000 kilómetros. Por más que Buenos Aires sea la región con más Potencia Instalada, la mayor parte de esta es generación térmica, y por lo tanto es energía de alto costo.

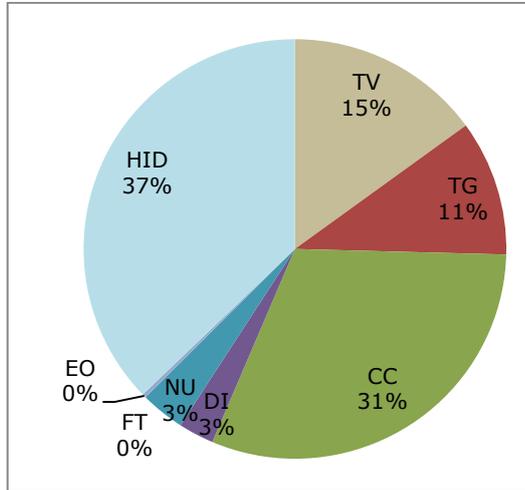


Gráfico 4-2 Participación de tipo de tecnología

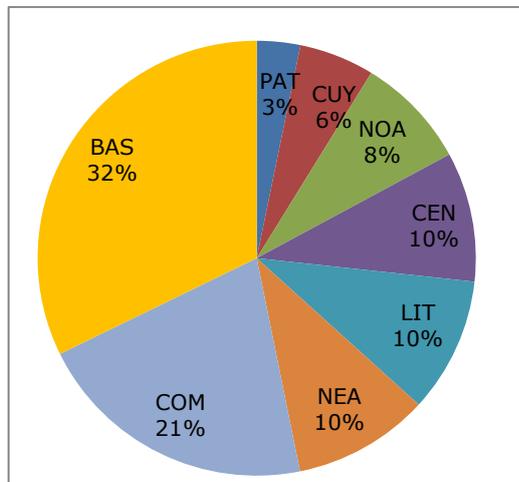


Gráfico 4-3 Participación por región de la capacidad instalada

A continuación se presenta un gráfico que muestra la participación que tienen las distintas fuentes de generación en distintos países.

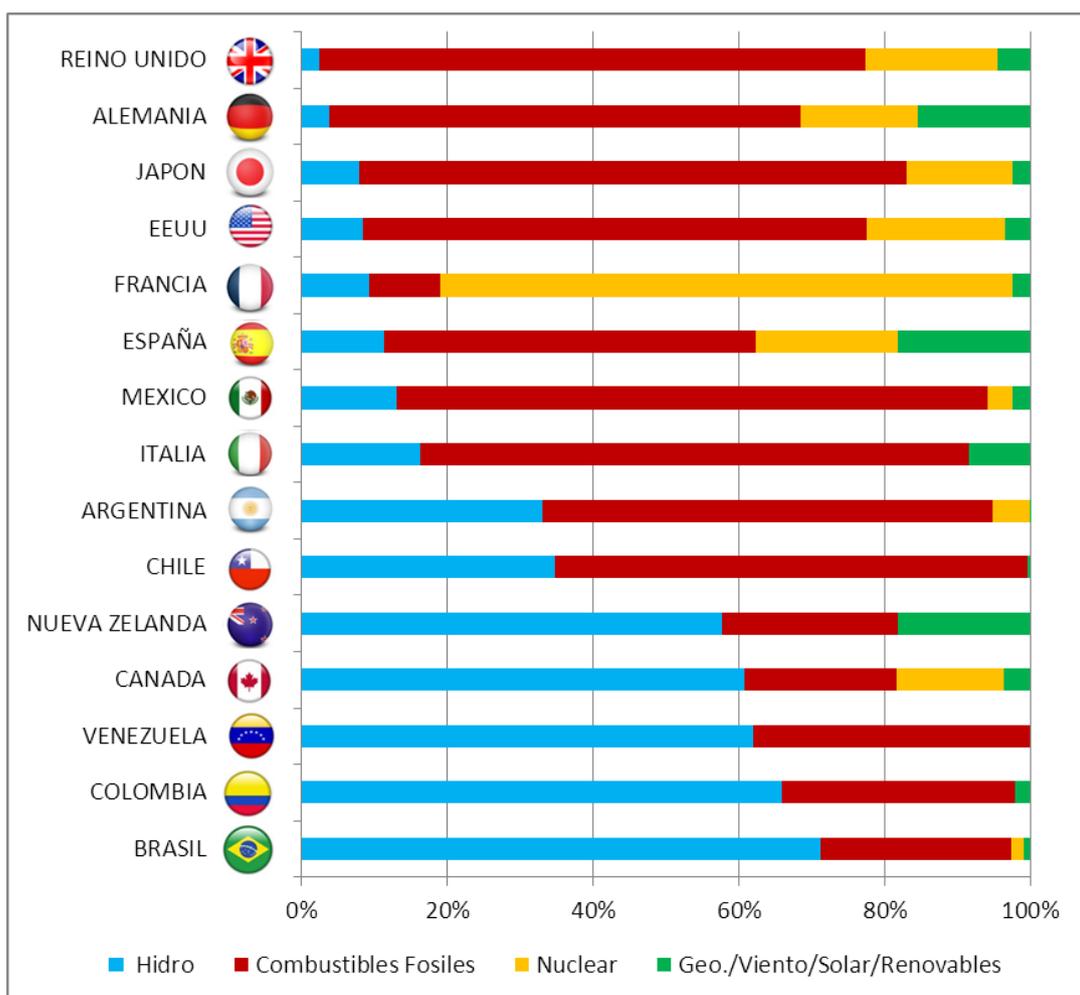


Gráfico 4-4 Fuentes de generación en distintos países

A priori podría parecer que la matriz argentina está bastante bien distribuida y tiene una participación de la generación hidroeléctrica considerablemente superior a muchas potencias mundiales. Pero ese análisis sería erróneo sin tener en cuenta las condiciones geográficas de los países, no se puede pretender que países pequeños, llanos o islas tengan generación hidroeléctrica. Entre los países con buenas condiciones hidrológicas, Argentina, se encuentra bastante atrasada en su desarrollo. El potencial geográfico indica que de haber tenido la correcta inversión, la participación de la generación hidroeléctrica podría rondar por el orden del 60% como en Venezuela o Nueva Zelanda.

La energía nuclear es la que genera más controversia en el mundo debido a que, a pesar de ser sumamente limpia y económica, ha generado dos graves accidentes de nivel siete en la escala INES (Fukushima I, 2011; Chernóbil, 1986), sumado a uno de nivel seis y tres de nivel cinco. Todos estos accidentes han sido causados por errores humanos y, por lo tanto, el mundo debate si los beneficios que genera este tipo de energía son los suficientes como para correr semejantes riesgos. Estado Unidos es el principal productor de energía nuclear

seguido en segundo lugar por Francia, que es el primer productor de energía nuclear per cápita. EDF, la compañía francesa, es la empresa que más reactores maneja en el mundo (58 unidades en total) generando un promedio de 410.000.000 MWh anuales. La Argentina posee actualmente 1018 MW instalados entre Atucha I y Embalse y planea instalar en el corto plazo 692MW más con la puesta en marcha de la ya construida Atucha II.

En materia de incidentes nucleares en Argentina ha habido uno de nivel cuatro (con consecuencias en el área local) en el reactor experimental RA-2 y uno de nivel cero (sin riesgo a la seguridad) en Atucha I. En el RA-2, en 1983, el operador estuvo expuesto a una dosis letal de radiación y otros dos trabajadores estuvieron expuestos a dosis muy altas sin consecuencias letales.

Todo parece indicar que el futuro de la energía apunta a intensificarse en renovables no convencionales, que son Geotérmica, Biocombustibles, Solar y Eólica; aunque últimamente se están desarrollando la energía mareomotriz. En estos aspectos hay países muy desarrollados como Alemania, España, Dinamarca o Nueva Zelanda, siendo China el país con mayor capacidad instalada en energía eólica del mundo. Argentina no explota estos recursos a gran escala, simplemente hay desarrollos experimentales o muy pequeños autoprodutores; a pesar de que la ley N°26.190 de fomento Nacional de 2006 declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir de uso de fuentes de energías renovables y cita en el artículo segundo:

“Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen.”

4.1.2 Instalaciones de generación planificadas, en desarrollo y decididas.

A. *INSTALACIONES PRÓXIMAS A INGRESAR*

En los próximos meses se prevé el ingreso de los siguientes grupos:

- Gen. Distribuida: Ingresos previstos durante el período (230 MW): Las Lomitas, Salta, Tinogasta, Remedios de Escalada (Bs. As.), Alte Brown (Burzaco), Magdalena (Bs. As.), INTA (San F. del Valle de Catamarca), Parque Industrial (San F. del Valle de Catamarca), Terevintos (San F. del Valle de Catamarca), Ceres, Olavarría, Paraná, Colón (Entre Ríos).
- Central 13 de Julio: dos TG de 16 MW, consideradas disponibles para el período 2013 - 2016.
- Frías: TG de 60 MW, prevista a mediados de marzo de 2012.

- Ensenada de Barragán: dos TG de 280 MW, consideradas ingresando al inicio del periodo 2013.
- Brigadier López: TG de 280 MW, se prevé su ingreso hacia mediados de abril de 2012.
- Energías Renovables: Parque Eólico Rawson II (30 MW) previsto E/S durante febrero de 2013.

B. **INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN DESARROLLO:**

Inversiones en ejecución			
Detalle	Provincia	MW a ser incorporados	Tipo
Central Nuclear Atucha II	Buenos Aires	745	Pública
Central Térmica Brigadier Lopez	Santa Fe	280	Pública
Central Térmica Río Turbio	Santa Cruz	240	Pública
Cierre del ciclo combinado Pilar	Cordoba	180	Pública
Hidroeléctrica Punta Negra	San Juan	60	Pública
Programa GENREN	Argentina	895	Privada
Central Térmica Independencia	Tucuman	120	Privada
Central Térmica Frías	Santiago del Estero	60	Privada
Recuperación Central Térmica Roca	Río Negro	124	Privada
Central Térmica La Rioja	La Rioja	60	Privada

Tabla 4-1 Inversiones en ejecución. Fuente: Ministerio de Planificación Federal

C. **INSTALACIONES DE GENERACIÓN DECIDIDAS POR INICIAR SU CONSTRUCCION**

Inversiones a Iniciarse			
Detalle	Provincia	MW a iniciarse	Tipo
Hidroeléctrica Cóndor Cliff	Santa Cruz	1140	Pública
Hidroeléctrica La Barrancosa	Santa Cruz	600	Pública
Hidroeléctrica Los Blancos	Mendoza	485	Pública
Hidroeléctrica Chihuido I	Neuquén	637	Pública
Cierre Ciclo Combinado Térmica Brigadier López	Santa Fe	140	Pública
Cierre Ciclo Combinado Térmica Ensenada	Buenos Aires	280	Pública
Central Térmica Manuel Belgrano II	Buenos Aires	810	Pública
Central Térmica Vuelta de Obligado	Santa Fe	800	Mixta
Central Térmica Almirante G. Brown	Buenos Aires	300	Mixta
Programa GENREN	Argentina	395	Privada
Cierre de Ciclo Central Térmica Roca	Río Negro	62	Privada
Cierre TG Genelba	Buenos Aires	80	Privada

Tabla 4-2 Inversiones a iniciarse. Fuente: Ministerio de Planificación Federal

4.1.3 De expansión de largo plazo (ANEXO C:10.ANEXO C:)

aquellas plantas que surgen como adicionales en el período de simulación, como resultado de las señales comerciales del mercado a largo plazo. Cabe aclarar que este tipo de expansión fue tenido en cuenta en el análisis preliminar del parque pero al definir el alcance de la simulación a efectuar quedó excluida la necesidad de expansión de largo plazo y por lo tanto, se presenta a título meramente informativo el procedimiento de cálculo en el

4.2 MODELO NODAL

Por definición un nodo, en electricidad, es un punto de conexión entre dos o más elementos de un circuito. Pero para el caso del modelo no es así, un nodo de un modelo eléctrico de mercado mayorista es un punto donde se concentra la demanda de una zona.

Basados en experiencias anteriores, consultas a expertos y en otros modelos consultados, creemos que para los fines de este proyecto es conveniente tomar como nodos de concentración de carga a las subestaciones de transformación de 500kV, a tensiones más bajas. Lo que se logra con esto es reducir la transmisión a solamente las líneas de 500kV, haciendo el análisis con una profundidad suficiente como para ver si hay cuellos de botella en transmisión en altas tensiones, pero despreciando los problemas en bajas tensiones que introducirían ruido al modelo, llevando probablemente a un análisis incorrecto de la situación.

A continuación se presenta el listado de nodos a modelar, que coincide con las subestaciones de transformación de 500kV a tensiones menores:

Region	Nodo
BAS	ABASTO
BAS	ATUCHA2
BAS	BAHIA BLANCA
BAS	BELGRANO
BAS	CAMPANA
BAS	EZEIZA
BAS	HENDERSON
BAS	OLAVARRIA
BAS	RAMALLO
BAS	RODRIGUEZ
CEN	ACABRAL
CEN	ALMAFUERTE

Región	Nodo
COM	AGUA DEL CAJON
COM	ALICURA
COM	CHOCON
COM	CHOELE CHOEL
COM	MACACHIN
COM	PIEDRA DEL AGUILA
COM	PLANICIE
COM	BANDERITA
COM	PUELCHES
CUY	GRAN MENDOZA
CUY	RIO DIAMANTE
LIT	C.ELIA
LIT	RCORONDA

CEN	EMBALSE
CEN	LUJAN SL
CEN	MALVINAS
CEN	RIO GRANDE
NOA	BRACHO
NOA	COBOS
NOA	LA RIOJA SUR
NOA	MONTE QUEMADO
NOA	RECREO
NOA	SAN JUANCITO
PAT	PUERTO MADRYN
PAT	SANTA CRUZ NORTE

LIT	ROESTE
LIT	ROMANG
LIT	SANTO TOME
LIT	SGRA
NEA	CHACO
NEA	FORMOSA
NEA	MERCEDES
NEA	P DE LA PATRIA
NEA	RESISTENCIA
NEA	RINCON
NEA	SAN ISIDRO

Tabla 4-3 Listado de nodos

Es posible que durante la etapa de ajustes de demanda a los nodos se encuentre conveniente realizar modificaciones a esta lista. Las causas de estos cambios pueden ser por falta de datos de la concentración de las cargas o porque un nodo no aporta información al análisis.

Cabe destacar que, como se podía imaginar, las regiones de mayor capacidad instalada son, a su vez, las regiones con más cantidad de nodos. Esto tiene sentido, ya que las subestaciones de transformación se instalan próximas a las centrales para facilitar el transporte de la energía y potencias generadas reduciendo considerablemente las pérdidas.

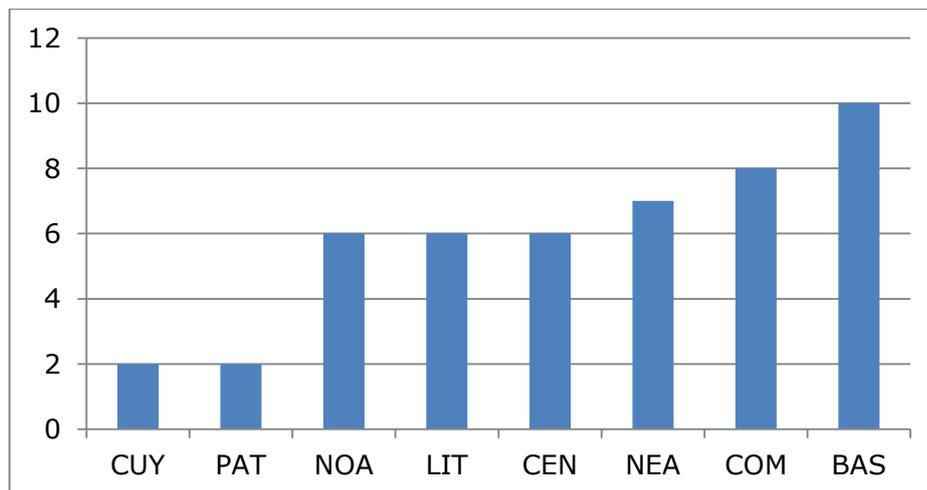


Gráfico 4-5 Cantidad de nodos por región

4.3 TRANSMISIÓN EN ALTA TENSIÓN

La transmisión es considerada en este país como un monopolio natural y, por lo tanto, hay una gran empresa que se encarga de dicha tarea llamada Transener S.A. la cual debe ser regulada por el Estado.

Transener S.A. posee más del 95% de las líneas de alta tensión del país, teniendo entre sus activos alrededor de 6982 km de líneas de 500kV y más de 30 subestaciones de transformación.

Las principales características de la Regulación en el Transporte son:

- El acceso a las instalaciones de transporte es libre.
- Las empresas transportistas no pueden comprar ni vender energía eléctrica.
- Las expansiones de la red de transporte están a cargo de los usuarios.
- El transporte de energía eléctrica está identificado como Servicio Público.
- Los precios del transporte son regulados y se paga en función del uso de las instalaciones.

Como se mencionó en capítulos anteriores, uno de los principales problemas de la matriz energética argentina es la gran distancia entre el principal centro de consumo y el principal centro de generación de bajo costo.

Para dar dimensión del tamaño del sistema eléctrico argentino proponemos compararlo con el europeo. A continuación se presenta un mapa de la red de alta tensión argentina superpuesta sobre un mapa de Europa a misma escala. El mapa muestra que si Buenos Aires estuviera situado en la zona de Milan, el Comahue (el centro de generación de bajo costo) se encontraría ubicado en Madrid. Así se puede ver claramente que uno de los principales desafíos de la matriz energética argentina es superar las distancias que separan a los centros de consumo de los centros de generación.

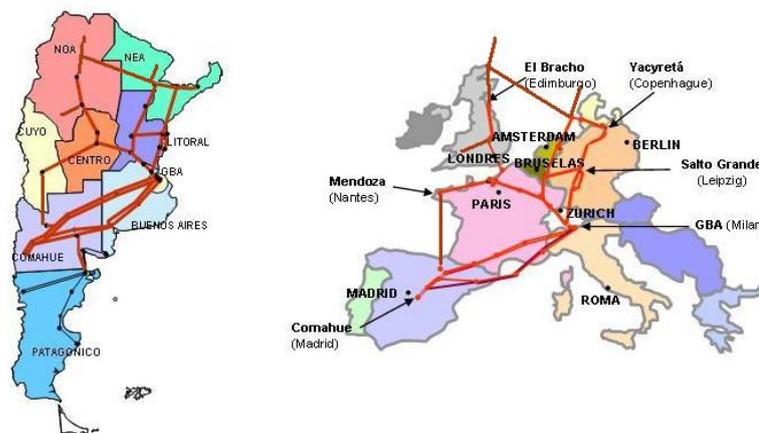


Gráfico 4-6 Red de alta tensión argentina superpuesta sobre mapa de Europa. Fuente: blog educasitios2008.edu.ar

4.3.1 Red de transmisión actual

A fin de simplificar el modelo, se tendrán en consideración para el mismo solamente las líneas de transmisión entre nodos de 500Kv. Excluyendo las de

más baja tensión del análisis ya que no representan un limitante en la demanda nodal.



Gráfico 4-7 3Red de transmisión 500kV Argentina

NODO 1	NODO 2	Longitud (km)	Capacidad (MW)
SAN JUANCITO	COBOS	51	1645
COBOS	BRACHO	285	1645
COBOS	MONTE QUEMADO	301	1645
BRACHO	RECREO	255	1028
RECREO	LA RIOJA SUR	150	1645
MONTE QUEMADO	CHACO	264	1645
RESISTENCIA	CHACO	147	1645
RESISTENCIA	FORMOSA	159	1645
RESISTENCIA	P DE LA PATRIA	45	1645
RINCON	P DE LA PATRIA	227	1645
RINCON	MERCEDES	283	1645
RINCON	SAN ISIDRO	85	1645
RESISTENCIA	ROMANG	257	1028
RECREO	MALVINAS	259	1028
ROMANG	SANTO TOME	271	1028
MERCEDES	C. ELIA	387	1645
RINCON	SGRA	506	1645
SGRA	SANTO TOME	289	987
C.ELIA	CAMPANA	194	1645
RODRIGUEZ	BELGRANO	41	1645

RODRIGUEZ	EZEIZA	54	1645
RODRIGUEZ	EZEIZA	60	1645
ABASTO	EZEIZA	58	1645
ABASTO	EZEIZA	58	1645
EZEIZA	HENDERSON	313	1234
ABASTO	OLAVARRIA	291	1880
ABASTO	OLAVARRIA	302	2468
ATUCHA2	RODRIGUEZ	67	1900
ATUCHA2	RAMALLO	117	1900
RAMALLO	ROESTE	77	1234
ROESTE	RCORONDA	65	1645
ROESTE	ACABRAL	250	1316
SANTO TOME	RCORONDA	138	1645
ACABRAL	ALMAFUERTE	95	1316
ALMAFUERTE	EMBALSE	12	1443
ALMAFUERTE	MALVINAS	104	1028
EMBALSE	RIO GRANDE	30	1223
RIO GRANDE	LUJAN SL	150	1316
LUJAN SL	GRAN MENDOZA	258	1316
GRAN MENDOZA	RIO DIAMANTE	188	2468
MACACHIN	PUELCHES	227	1234
HENDERSON	PUELCHES	421	1234
MACACHIN	HENDERSON	194	1234
RIO DIAMANTE	AGUA DEL CAJON	519	2468
OLAVARRIA	BAHIA BLANCA	255	1784
OLAVARRIA	BAHIA BLANCA	255	2468
PUELCHES	CHOCON	S/D	S/D
PUELCHES	PLANICIE BANDERITA	S/D	S/D
CHOELE CHOEL	BAHIA BLANCA	346	1882
CHOELE CHOEL	BAHIA BLANCA	348	2468
CHOELE CHOEL	PUERTO MADRYN	354	823
CHOELE CHOEL	PIEDRA DEL AGUILA	387	1234
CHOELE CHOEL	CHOCON	269	1939
ALICURA	PIEDRA DEL AGUILA	76	1316
ALICURA	PIEDRA DEL AGUILA	76	1316
CHOCON	PIEDRA DEL AGUILA	164	1758
CHOCON	PIEDRA DEL AGUILA	164	1758
CHOCON	AGUA DEL CAJON	52	1645
PUERTO MADRYN	SANTA CRUZ NORTE	552	823
SGRA	C.ELIA	S/D	S/D
CAMPANA	RODRIGUEZ	S/D	S/D
PUELCHES	CHOCON	S/D	S/D

Tabla 4-4 Modelo de Red de transmisión 2012. Elaboración propia con información de Cammesa y Transener

4.3.2 Obras Plan Federal de Transporte

La expansión de la red de transmisión es decidida por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. En este caso se encuentra en ejecución el Plan Federal de Transporte, un programa de inversión en transmisión que promete la concreción de la línea de la costa atlántica y conectar a la Patagonia en alta tensión hasta el sur de Santa Cruz donde hay algunos proyectos de generación hidroeléctrica.

A continuación se detallan las obras del Plan Federal de Transporte:

A. OBRAS EN EJECUCIÓN

Interconexión Pico Truncado – Río Turbio – Río Gallegos

Construcción de las LEATs 500kV Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz (392 km), Río Santa Cruz – Esperanza (167 km), Tres nuevas EETT: ET Río Santa Cruz 500/132/13,2 kV (150 MVA), ET Esperanza 500/220/13,2 kV (300 MVA) y 220/132/13,2kV (100 MVA).

B. OBRAS PROYECTADAS

- Interconexión San Juan – Rodeo

165 km de línea de 500 kV e instalación de 300 MVA de transformación.

- Interconexión a la Costa Atlántica

Nueva interconexión entre Bahía Blanca y Mar del Plata de 400 km y una nueva ET 500/132 kV (2 x 300 MVA).

- Nueva ET Oscar Smith (Escobar), EM Canal Irigoyen – ET Atucha II

Estación de maniobra Canal Irigoyen seccionando la LEAT 500 kV Colonia Elia – Manuel Belgrano.

22 km de línea de 500 kV entre la ET Atucha II y la estación de maniobra Canal Irigoyen.

Dos líneas en 500 kV de 50 km cada una entre Canal Irigoyen y Oscar Smith. Construcción de la ET Oscar Smith 500/220 kV.

4.4 HIDROCARBUROS COMBUSTIBLES

Como hemos visto en capítulos anteriores la generación térmica en base a hidrocarburos representa para el sistema interconectado nacional más del 60% de la generación, por lo que es una parte fundamental de todo el sistema.

En las plantas instaladas en la actualidad se utilizan cuatro combustibles distintos, a saber:

- Fuel Oil n°6
- Gas Oil n°2
- Gas Natural
- Carbón Mineral

Del consumo de energía para generación térmica de electricidad, el 68.88% es Gas Natural, el 16.23% es Fuel Oil, el 11.28% es el Gas Oil, el 3.56% restante es Carbón y 0.04% Biocombustibles. En los años de temperaturas muy bajas en época invernal, cuando el consumo residencial es muy elevado, puede ser que las centrales eléctricas se vean forzadas a volcarse al Fuel Oil.

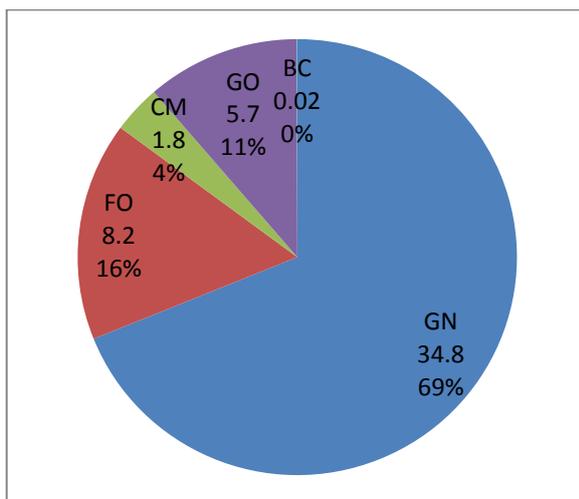


Gráfico 4-8 Consumo de Energía para Generación

En la siguiente tabla se presentan los usos del combustible durante el año 2011:

TIPO COMBUSTIBLE	CANT.	UNIDAD	GWh	GWh [%]	CEM Equiv.
GAS NATURAL	35	Mm3/día	52894	72%	2013
FUEL OIL	2573	kT	9546	13%	2642
CARBON MINERAL	999	kT	2000	3%	2697
GAS OIL	2019	mm3	9100	12%	1904
BIOCOMBUSTIBLES	7	KT	33	0%	1898
TOTAL GAS EQUIVALENTE	50	Mm3/día	73573		2100

Tabla 4-5. Usos del combustibles 2011

4.4.1 Gas Natural

Es el combustible más utilizado en toda la matriz energética debido a su bajo costo. En 2011 fue encargado del 72% de la generación térmica, logrando una participación del 44.52% sobre el total de la generación del SIN. Según datos de IAPG ocupa el 50% de la oferta interna de energía primaria. Sin embargo, desde 2003 hasta la actualidad se evidencia un gran deterioro de la matriz productiva de gas a partir de una caída en los volúmenes de producción del 13%. Lo que explica, en parte, los problemas de disponibilidad que se presentan especialmente en época invernal.

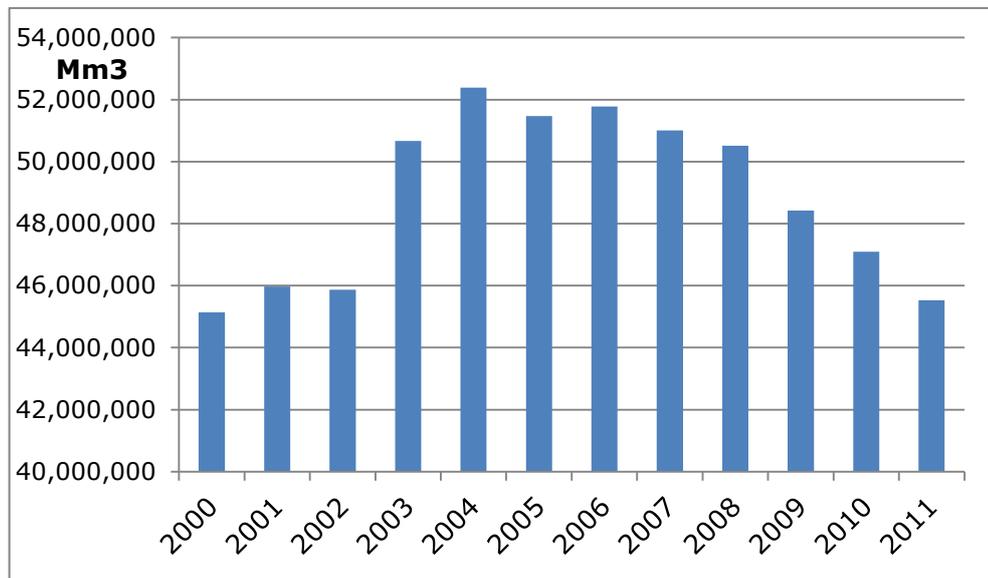


Gráfico 4-9 Producción anual de gas natural (IAPG)

Esta caída en la producción, sumado al hecho que la demanda continúa creciendo año a año, ha obligado a satisfacer las necesidades de combustible mediante la importación. Esta ha aumentado en gran cantidad desde 2004 al presente, redondeando un aumento de casi el 300% en los volúmenes de importación. Convirtiendo a la Argentina, que era un país netamente exportador de gas, en un importador neto.

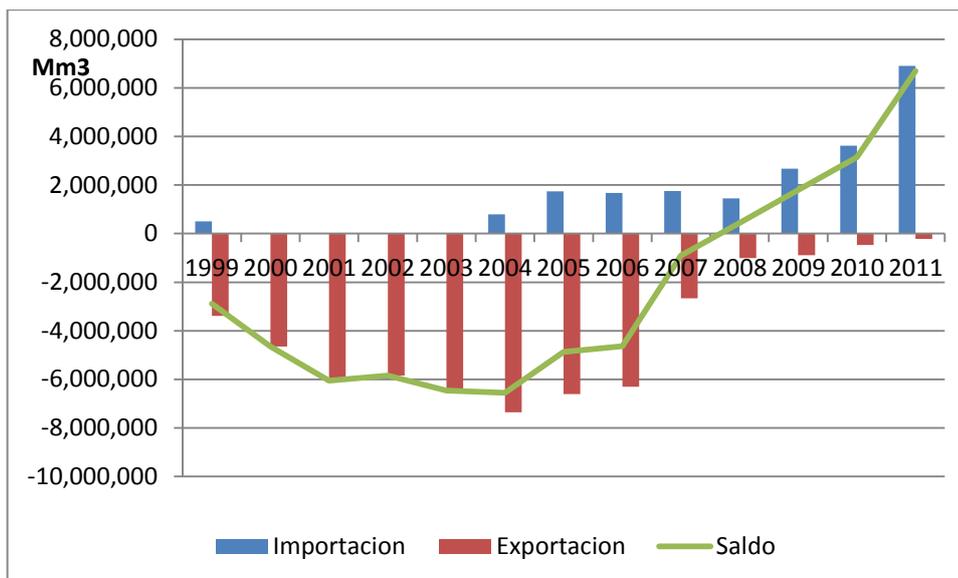


Gráfico 4-10 Importación, exportación y saldos de gas

Como se puede ver en el gráfico a continuación, el uso en centrales eléctricas es significativo en el rubro, teniendo en cuenta que es apartado el 30% de su consumo para dicho fin.

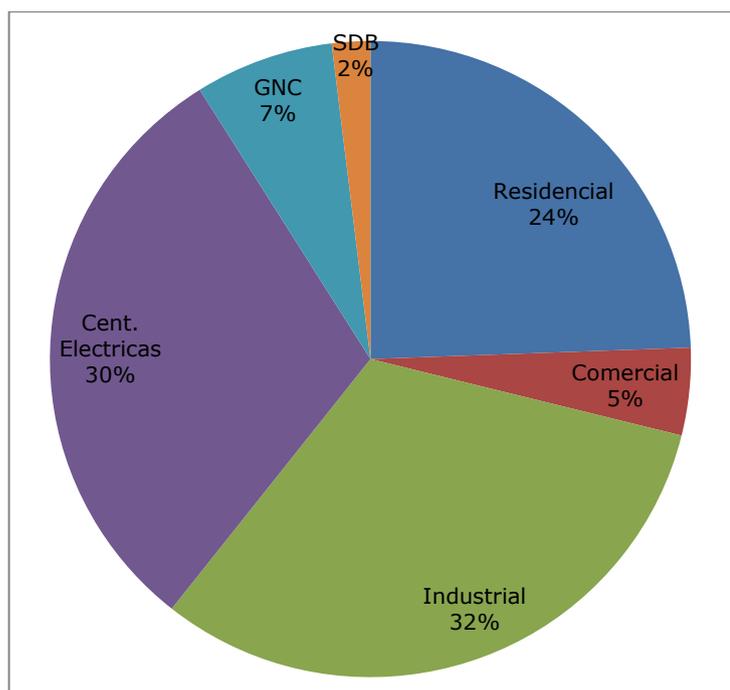


Gráfico 4-11 Uso del gas natural

4.4.2 Disponibilidad del Gas Natural

En Argentina todos los aspectos referidos al servicio público del gas están comprometidos bajo la órbita del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), que se encuentra intervenido desde mediados de 2007. La

normativa vigente explicita que la prestación del servicio de distribución de gas puede realizarse en base firme o interrumpible y que los contratos entre el cliente y la distribuidora especifican a cuál de estas categorías corresponde el servicio. Firme (o no interrumpible) es una característica del servicio brindado que no prevé interrupción, salvo en situaciones de emergencia o fuerza mayor. Por el contrario, interrumpible es una característica que prevé y permite interrupciones mediante el correspondiente aviso de la Distribuidora al cliente. Todos los servicios de distribución de gas se realizan en base firme, salvo los servicios a Grandes Usuarios que son servicios interrumpibles.

Las restricciones de gas se vienen dando sin excepción desde 2006 en los periodos invernales, especialmente en las zonas Central y Buenos Aires, y es inevitable el interrogante acerca de por qué ocurre esto: según la Licenciada Cecilia Reboyras, de la Fundación EGE, la razón es que ante una oferta gasífera prácticamente fija (o con reducidas posibilidades de incrementarse rápidamente en el corto plazo) los incrementos de demanda conducen a la autoridad a practicar la medida más conocida ante los excesos de demanda, que es el racionamiento. Así, cuando el consumo residencial se incrementa con el invierno, la autoridad ordena la reducción del suministro a los grandes consumidores que no lo utilizan para consumo doméstico.

Dentro de las posibles causas de interrumpibilidad del servicio de gas, es decir de restricciones de capacidad, la empresa distribuidora comprende: restricciones en el sistema de transporte; falta de gas; restricción en el sistema de distribución; el proveedor no confirmó gas al cliente; y falta de gas propio. El peso de estas causas ha sido variable en los últimos años, pero desde 2010 la causa enunciada por la distribuidora es “por orden de la autoridad competente”, es decir que las restricciones de gas fueron ordenadas por la autoridad, en este caso Enargas, por cuenta del Secretario de Comercio Interior, Guillermo Moreno.

Por las restricciones de gas las centrales eléctricas se ven obligadas a operar con Gas Oil o Fuel Oil, aumentando en gran medida los costos marginales de generación, alterando también el orden de mérito de las centrales y generando más contaminación al medioambiente.

4.4.3 Combustibles líquidos derivados del petróleo

Los derivados del petróleo son el Fuel Oil n°6 y el Gas Oil n°2 que tienen en sus precios una fuerte correlación con los precios internacionales del crudo, ya sea el WTI Estadounidense o el BRENT europeo.

La disponibilidad de petróleo es buena; en la actualidad la matriz no sufre carencias de la existencia de estos hidrocarburos, pero la falta de inversión avecina un panorama no muy favorable para los próximos años. A diferencia

del gas, Argentina tiene en un Saldo netamente exportador en los últimos 15 años.

La posibilidad de nacionalización de los recursos energéticos por parte del Estado Argentino abre un panorama de incertidumbre que escapa a los fines de este trabajo, por lo que se adoptaran predicciones que excluyan estas posibilidades.

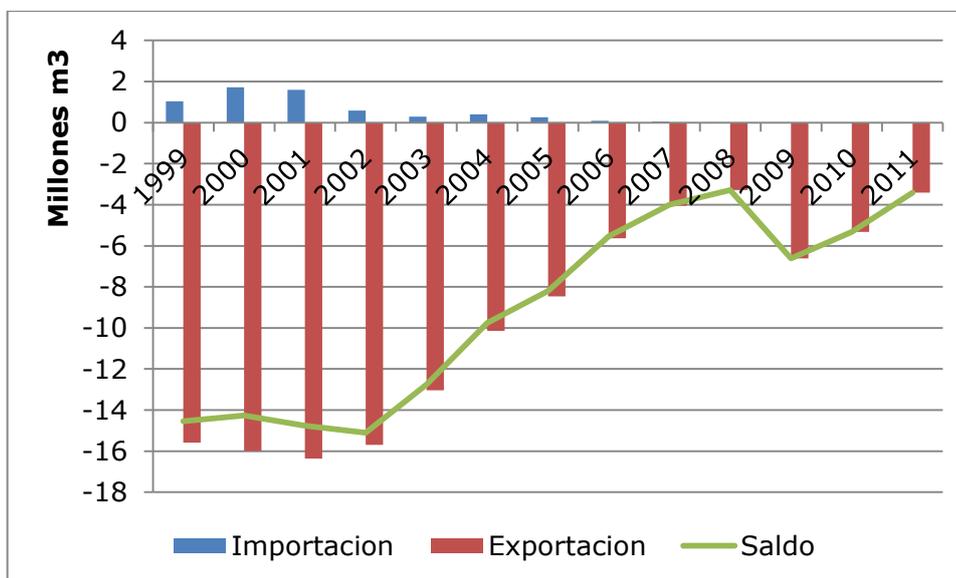


Gráfico 4-12 Importación, exportación y saldos de derivados del petróleo

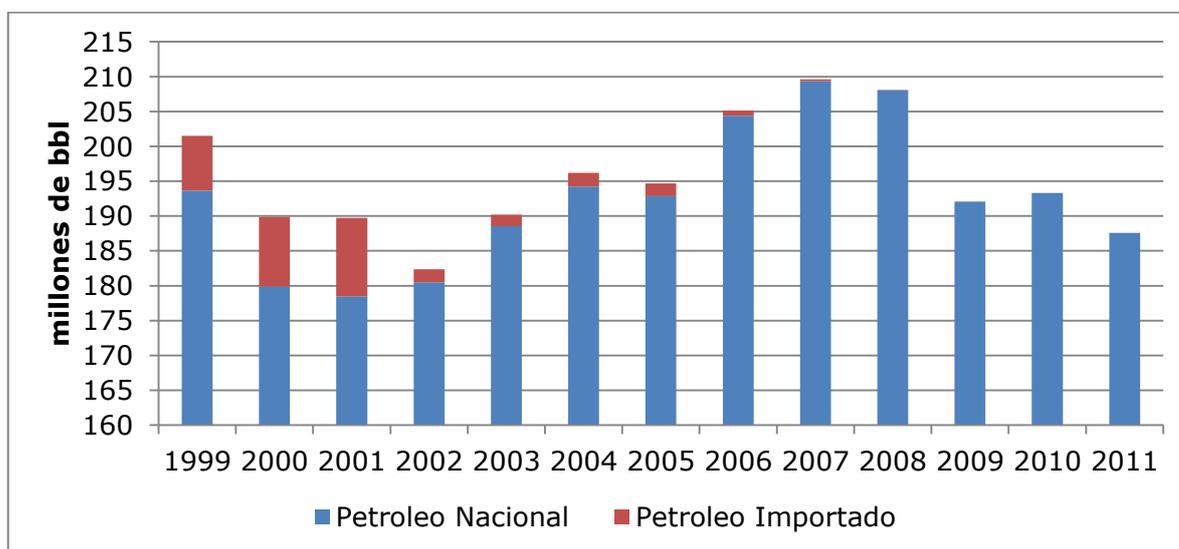


Gráfico 4-13 Producción de Petróleo Argentina

El factor de correlación entre la serie histórica mensual de precios de Fuel Oil que declara CAMMESA y el precio spot del BRENT que publica la EIA es de 0.977 y entre el precio del Gas Oil que declara CAMMESA y el BRENT es de 0.993. Por lo que se puede decir que con una proyección del BRENT

podríamos pronosticar con buena precisión los precios futuros de Gas Oil y Fuel Oil.

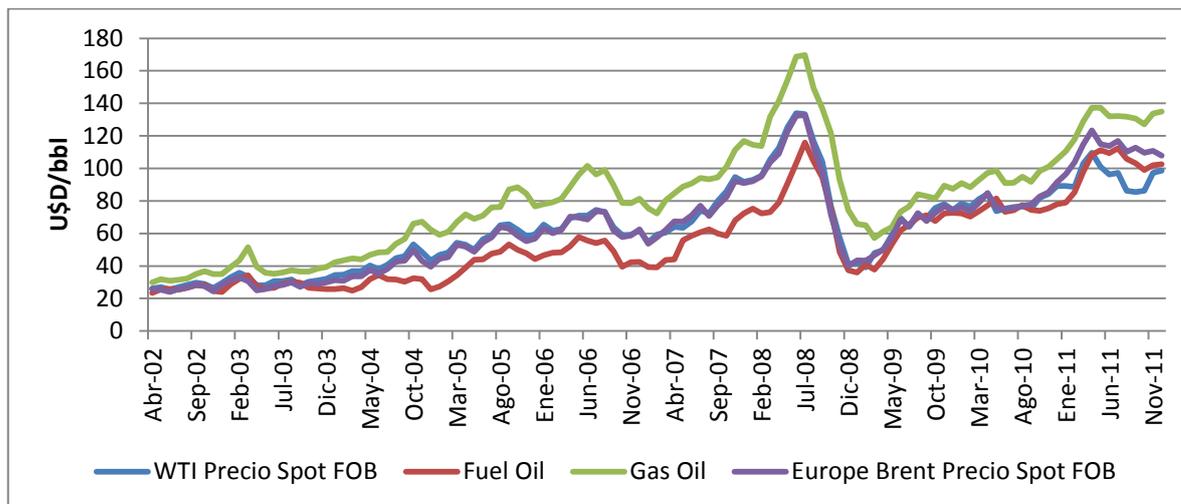


Gráfico 4-14 Precios de Combustibles líquidos y barril de petróleo. Datos EIA y Cammesa

Debido a la alta correlación entre los precios de los combustibles líquidos en La Plata y los precios spot del BRENT, se hemos decidido que como predicción de precios de dichos combustibles aplicaremos en los precios actuales de los combustibles la misma variación porcentual pronosticada por la EIA para el precio spot del BRENT en el futuro.

4.4.4 Carbón mineral

Es el único combustible sólido de los que se utilizan en el modelo y su poder calorífico es de 5400 kcal/kg. En 2011 fue encargado del 3% de la generación térmica, logrando una escasa participación del 1.68% sobre el total de la generación del SIN. Su precio histórico es difícil de correlacionar con variables pronosticadas por algún organismo, pero debido a su poca incidencia en la matriz se tuvo en cuenta el precio constante durante todo el periodo simulado.

4.4.5 Precios utilizados en la simulación

La siguiente tabla presenta las variaciones de los precios de los respectivos combustibles que pronostica la EIA:

	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016
Henry Hub	14.4%	1.2%	2.7%	0.5%
Gas Oil	-10.0%	5.5%	4.1%	1.5%
Fuel Oil	8.2%	6.8%	5.1%	1.6%

Tabla 4-6. Variación de precios de los combustibles. Datos EIA

Y en la siguiente tabla se muestran los Precios de Referencia correspondientes a la Declaración Estacional de Costos Variables de Producción de Cammesa correspondientes al 2012:

Precios 2012 para generación		
Gas Oil	4421.31361	\$/m3
Fuel Oil	2922.12391	\$/ton
Gas Natural	36.405	\$/Mmbtu
Carbón	1675.498	\$/t

Tabla 4-7 Precios de Referencia para el 2012

5. RESULTADOS DE LAS CORRIDAS

Este capítulo persigue el objetivo de, mediante las corridas generadas en el modelo DOSE, obtener los costos marginales de generación medios anuales que posteriormente se aplicarán a las tarifas de los usuarios finales bajo los métodos que se analizarán en los capítulos siguientes del trabajo. Además, pretende hacer una aproximación a algunas de las causas que generan los aumentos en dichos costos marginales.

5.1 CASO BASE

Para el caso base se modelaron los aspectos mencionados en los puntos anteriores, teniendo en cuenta todas las centrales de generación existentes, nodos y líneas así como también los precios de combustibles.

Es importante destacar que en este caso no se tuvo en cuenta la totalidad las centrales futuras planificadas o decididas que presenta el Ministerio de Planificación (8493MW). Esta es una decisión arbitraria que se ha tomado debido a que se considera que la efectiva ejecución de tales obras es poco probable, ya que estos proyectos equivalen a aumentar el tamaño de la matriz un 29% en cinco años cuando el crecimiento anual promedio desde 2003 es del 1.6%. Por este motivo se han tenido en cuenta solamente los proyectos que se desarrollan en tiempo y forma en la actualidad y los proyectos de generación distribuida basados en motores diesel que son de baja inversión y rápida ejecución.

También se tuvo en cuenta para este caso la falta de disponibilidad de gas natural en el invierno. Esto produce un gran incremento en los costos marginales durante esta época del año, debido a que se debe reemplazar dicho faltante con combustibles líquidos, como el gasoil y el fueloil, que son considerablemente más caros.

A continuación se presenta una tabla con las principales salidas del modelo simulado:

	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda Energía (GWh)	117068	121810	126762	130180	135471
Gener. Hidro (GWh)	39548	39628	41165	41597	40824
Gener. Térmica (GWh)	79616	84236	87876	90895	96888
Energía No Sum. (GWh)	0	0	0	0	0
Costo marginal medio (\$/mwh)	616	635	675	715	753

Tabla 5-1 Principales salidas del Modelo

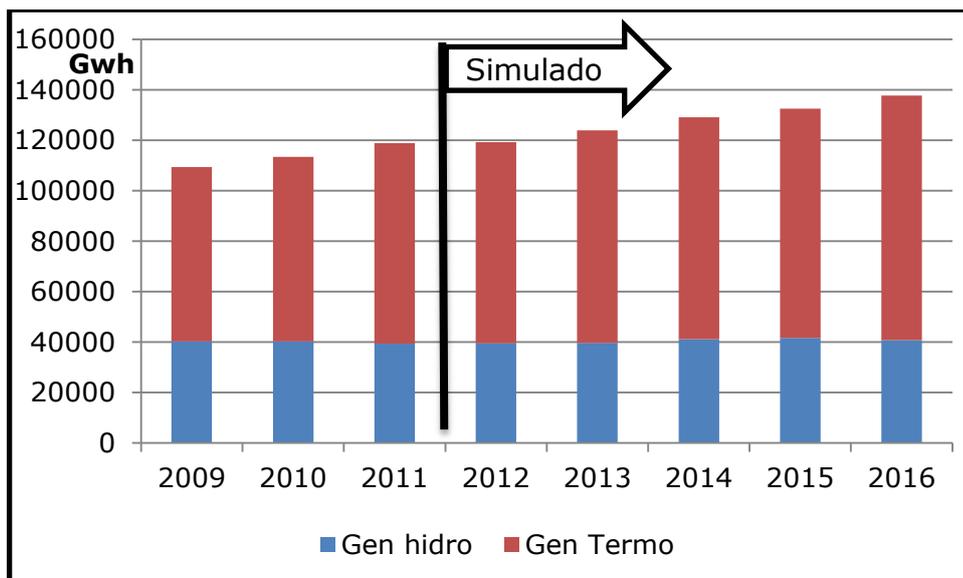


Gráfico 5-1 Energía generada por la simulación

De esta corrida se obtiene que el costo marginal medio de generación aumentará pasando de los 616 \$/MWh actuales a los 753 \$/MWh hasta el 2016 lo que representa un incremento del 22%. Las causas de este aumento son:

En primer lugar se encuentra el aumento en los precios de los combustibles, especialmente el gas natural. En segundo lugar se encuentra la falta de inversión eficiente, porque sería incoherente decir que hay falta de inversión en un sistema que no tiene fallas, pero lo que se puede observar es que la inversión que se está efectuando actualmente es cortoplacista; las centrales que se planean construir son en su mayoría basadas en motores diesel, que son de baja inversión inicial pero de alto costo de operación y por lo tanto generarán indefectiblemente un aumento del costo marginal de generación en el mediano plazo.

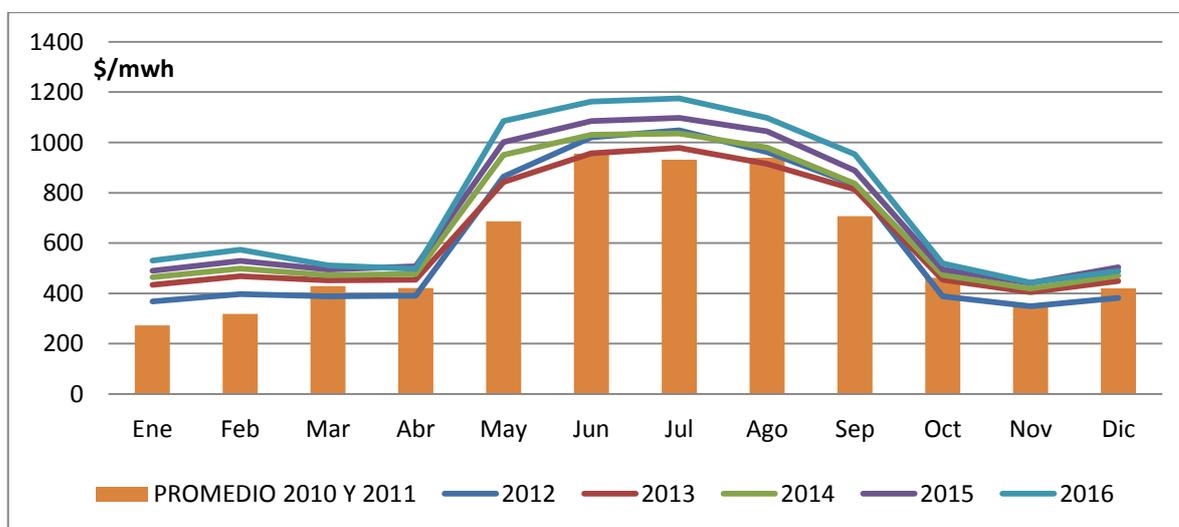


Gráfico 5-2 Costos marginales mensuales Caso base

Para facilitar el análisis de los resultados se realizó una corrida con los precios de combustibles planos, aislando al modelo de las variaciones causadas por dichos precios.

De esta manera es más sencillo identificar las variaciones de costos marginales que se producen por la falta de inversión en generación de bajo costo.

Los costos marginales arrojados por la corrida son los siguientes:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2012	371	397	388	391	868	1019	1050	959	833	389	349	381	616
2013	385	411	397	400	928	1059	1084	1012	858	403	359	397	641
2014	404	433	411	416	1001	1080	1091	1030	861	411	365	409	659
2015	417	450	421	433	1014	1095	1109	1052	882	420	375	425	674
2016	448	488	431	419	1082	1159	1168	1092	936	437	373	413	704

Tabla 5-2 Costos marginales mensuales (\$/MWh)

De esta corrida surge que de mantenerse los precios de los combustibles estables durante el periodo de 2012 a 2016, se obtendría un aumento de precios del 14%. Esto explica que las dos terceras partes del aumento de costos de generación se deben a la falta de inversión y solo un tercio de este aumento es explicado por el aumento de los precios de combustibles.

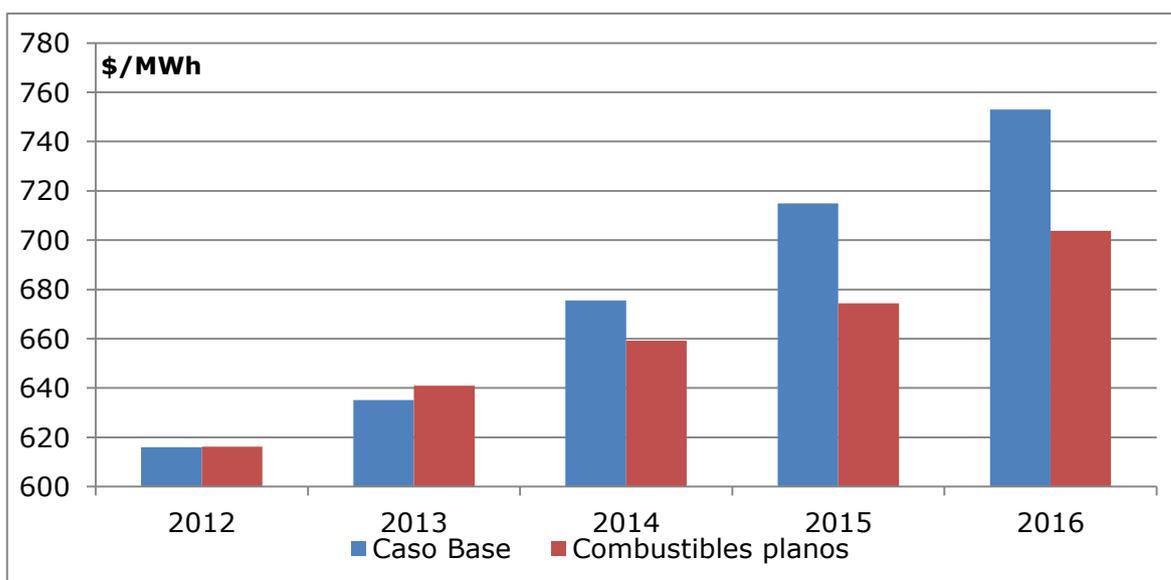


Gráfico 5-3 Costos marginales Caso base vs Combustibles planos

5.2 CASO OPTIMISTA I (GRAN INVERSION)

En este escenario se tuvieron en cuenta todas las hipótesis del caso base con excepción de una:

- Se consideró la total instalación de las centrales futuras que prevé el Ministerio de Planificación mencionadas en el capítulo 4.

Los resultados arrojados por la corrida fueron los siguientes:

	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda Energía (GWh)	117068	121810	126762	130180	135471
Gener. Hidro (GWh)	47227	47339	47701	47820	47148
Gener. Térmica (GWh)	72602	77186	81852	85118	90973
Energía No Sum. (GWh)	0	0	0	0	0
Costo marginal (\$/mwh)	548.55	567.9	611.55	637.65	653.85

Tabla 5-3 Resultados caso Optimista I

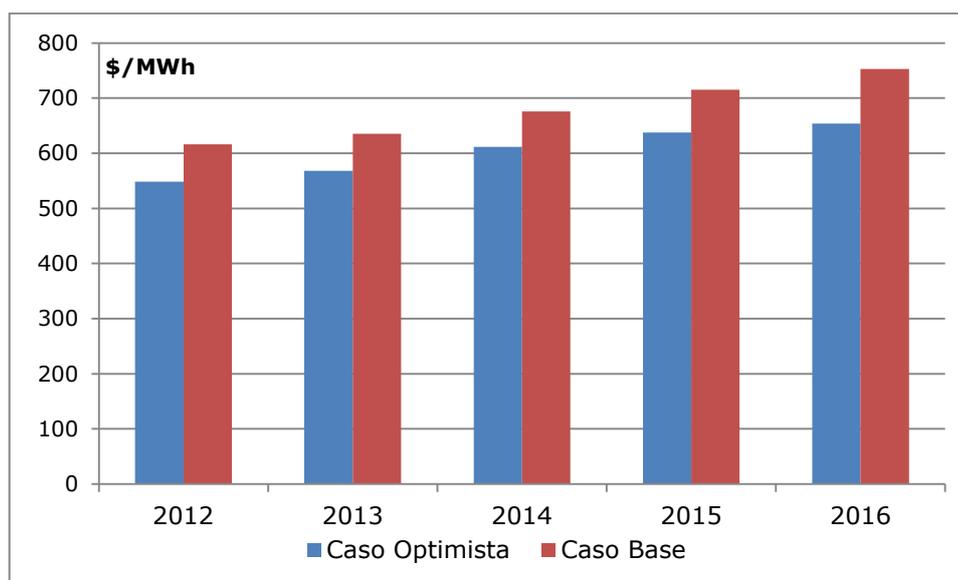


Gráfico 5-4 Costos Marginales

Como se puede ver los costos marginales de la generación de energía del caso Optimista I son en promedio un 13% menores a los del caso base. Esto concuerda con lo afirmado anteriormente sobre que la inversión cortoplacista en generación basada en motores diesel genera mayores costos.

5.3 CASO OPTIMISTA II (DISPONIBILIDAD DE GAS INFINITA)

En este escenario se tuvieron en cuenta todas las hipótesis del caso base con excepción de una:

- Se consideró que la situación del gas natural en la Argentina estuviera saneada y, por lo tanto, la disponibilidad de gas no tuviera restricciones.

Los resultados arrojados por la corrida fueron los siguientes:

	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda Energía (GWh)	117068	121810	126762	130180	135471
Gener. Hidro (GWh)	47227	47339	47701	47820	47148
Gener. Térmica (GWh)	72602	77186	81852	85118	90973
Energía No Sum. (GWh)	0	0	0	0	0
Costo marginal (\$/mwh)	548.55	567.9	611.55	637.65	653.85

Tabla 5-4 Resultados Caso Optimista II

Como se puede observar en la siguiente figura la total disponibilidad de gas genera precios más estables durante los meses del año. En época invernal no se producen los grandes aumentos que se deben a la forzada utilización de los combustibles líquidos.

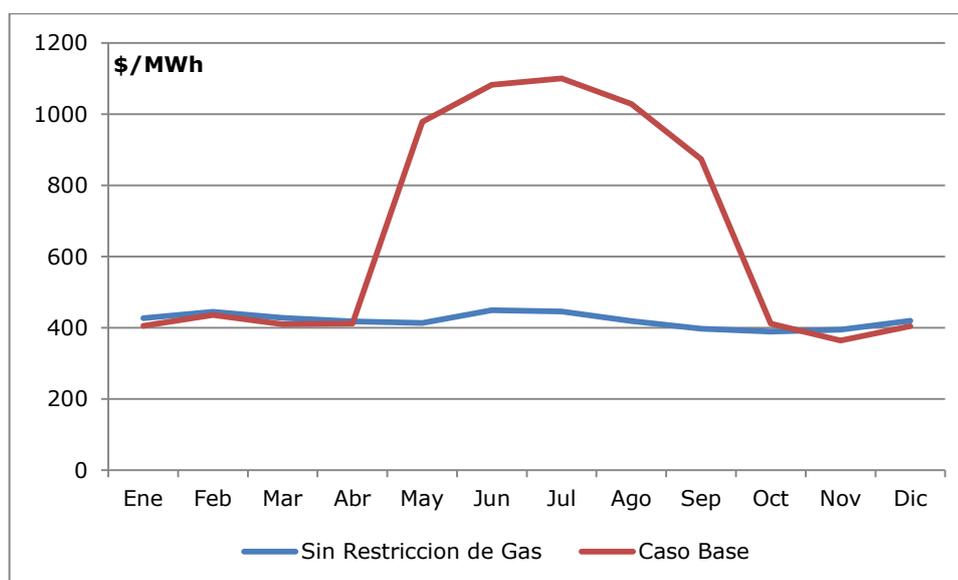


Gráfico 5-5 Costos marginales mensuales comparación

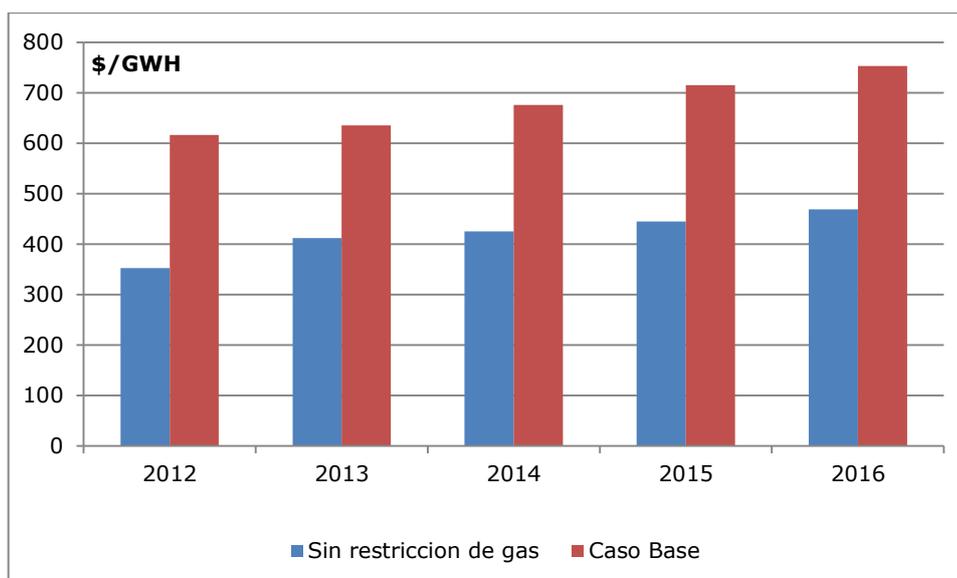


Gráfico 5-6 Costos marginales comparación

Como se puede ver los costos marginales de la generación de energía del caso Optimista II son en promedio un 62% menores a los del caso base. Esto muestra que los faltantes de gas son la principal causa de los altos costos marginales que debe afrontar el mercado en su funcionamiento. También con estos contundentes resultados se puede concluir que, como podía preverse la falta de políticas energéticas de largo plazo durante los últimos veinte años ha tenido consecuencias devastadoras en el sistema y muy difíciles de sanear.

5.4 CASO PESIMISTA I (ESCASEZ DE GAS)

Es relevante analizar un caso con baja disponibilidad de gas para explicar la dependencia del sistema a este recurso. Por lo que se analizan las condiciones del caso base pero bajo la hipótesis de la escasez de gas. Por motivos de programación el DOSE no permite plantear una disponibilidad de gas nula.

En resumen, la disponibilidad de gas en este caso se ve reducida durante todos los meses del año, en promedio dicha reducción es de un 40% de la disponibilidad del Caso Base.

Los resultados arrojados por el modelo son los siguientes:

	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda Energía (GWh)	117068	121810	126762	130180	135471
Gener. Hidro (GWh)	39690	39698	41438	41787	40741
Gener. Térmica (GWh)	79169	83962	87355	90474	96822
Energía No Sum. (GWh)	0	0	0	0	0
Costo marginal (\$/mwh)	823.95	843.75	930.15	1002.6	1066.05

Tabla 5-5 Resultados Caso pesimista

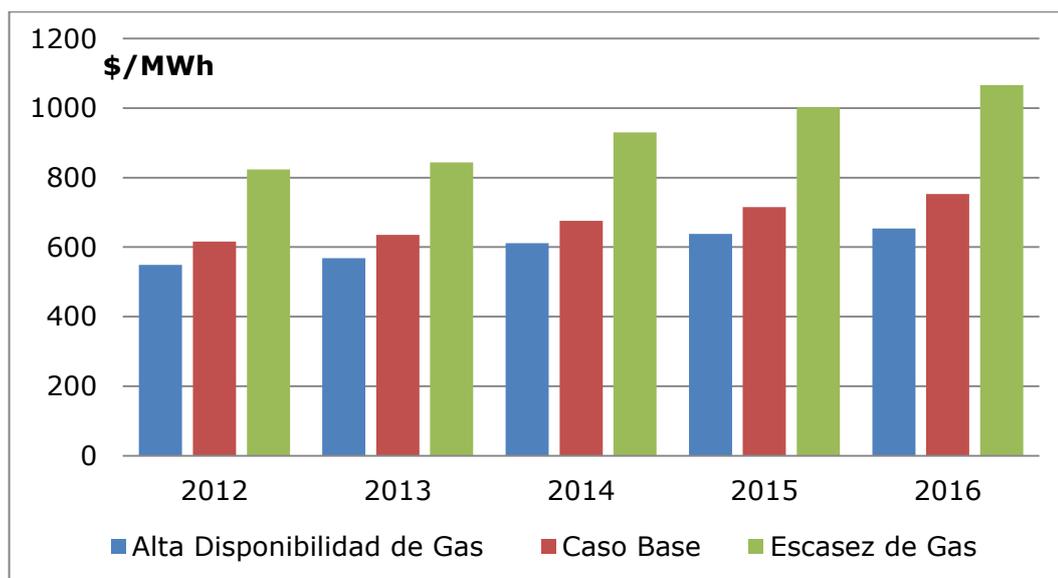


Gráfico 5-7 Costos Marginales a diferentes disponibilidades de gas

El gráfico muestra a simple vista lo sensible que es el sistema a la disponibilidad de gas como se menciona en capítulos anteriores.

6. TARIFA DE TRANSMISIÓN

Como se mencionó anteriormente, para el cálculo de la tarifa de transmisión se intentará de adaptar la tarifa vigente, ya que no se poseen los datos necesarios para hacer el cálculo exacto (principalmente los componentes del Valor Nuevo de Reemplazo, VNR, de las instalaciones). De todas maneras vale la pena destacar que la metodología que se utiliza en la actualidad para calcular la tarifa es muy similar a la que se utiliza en el cálculo de la tarifa de distribución, ya que se calcula la tarifa que se debe pagar por el uso de las redes para amortizar, operar, mantener y obtener un resultado con las instalaciones.

La estimación de esta tarifa no hará modificar mucho los resultados finales, ya que la participación del transporte en la tarifa final es muy baja. Esto se demuestra en el siguiente gráfico obtenido de CAMMESA que manifiesta los costos promedios de EDESAL para el año 2011.

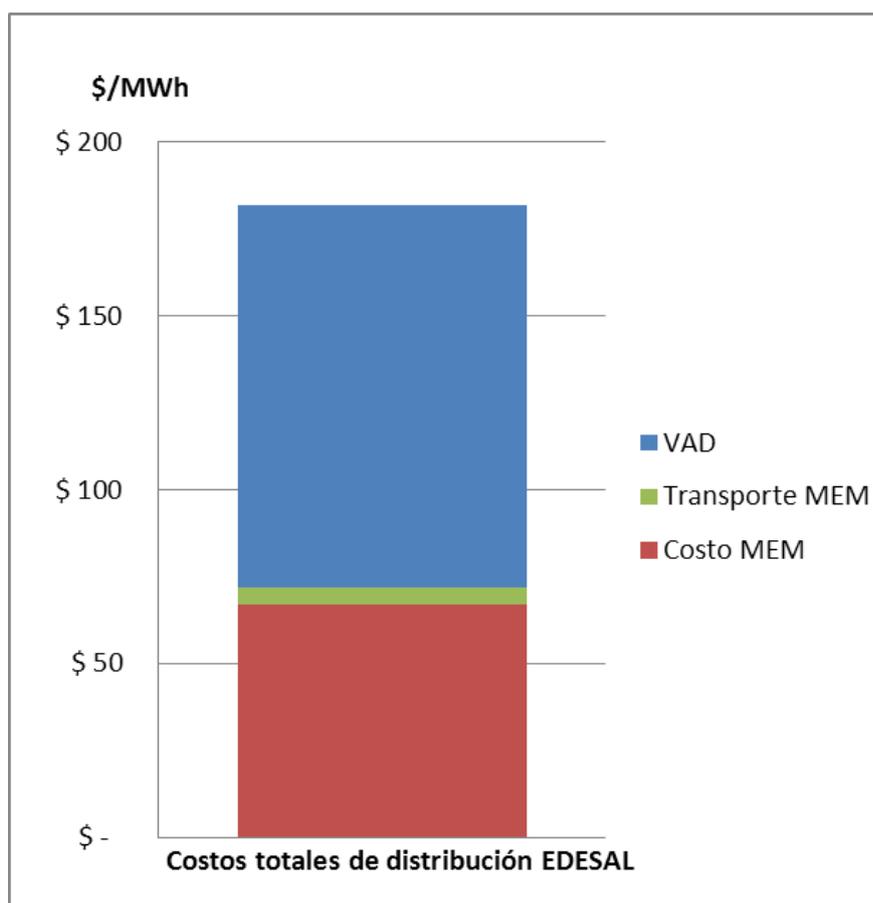


Gráfico 6-1 Costos promedios EDESAL. Datos Cammesa

Vale aclarar que los costos de distribución se ven en el gráfico a través del VAD (Valor Agregado de Distribución), mientras que los costos de compra de energía se ven en los costos MEM.

Los costos promedios 2011 calculados para EDESAL son los siguientes:

	Vigente	Porcentaje
Costo MEM	\$67	37%
Transporte MEM	\$5	3%
VAD	\$110	60%
TOTAL	\$182	

Tabla 6-1 Costo promedio EDESAL 2011. Datos Cammesa

Como detalla la tabla anterior el costo de transporte refleja el 3% del costo total de la tarifa, demostrando de esta manera que no tendrá una gran influencia en el valor final.

De los diagramas unifilares obtenidos de Cammesa se puede observar que la Provincia de San Luis no cuenta con ninguna generadora conectada a la red nacional. Es interesante destacar que existen generadoras hidroeléctricas de San Luis, pero estas trabajan con cooperativas locales, por lo que no modifican la red, no son controladas por CAMMESA y no influyen en el análisis que se está realizando de la distribuidora.

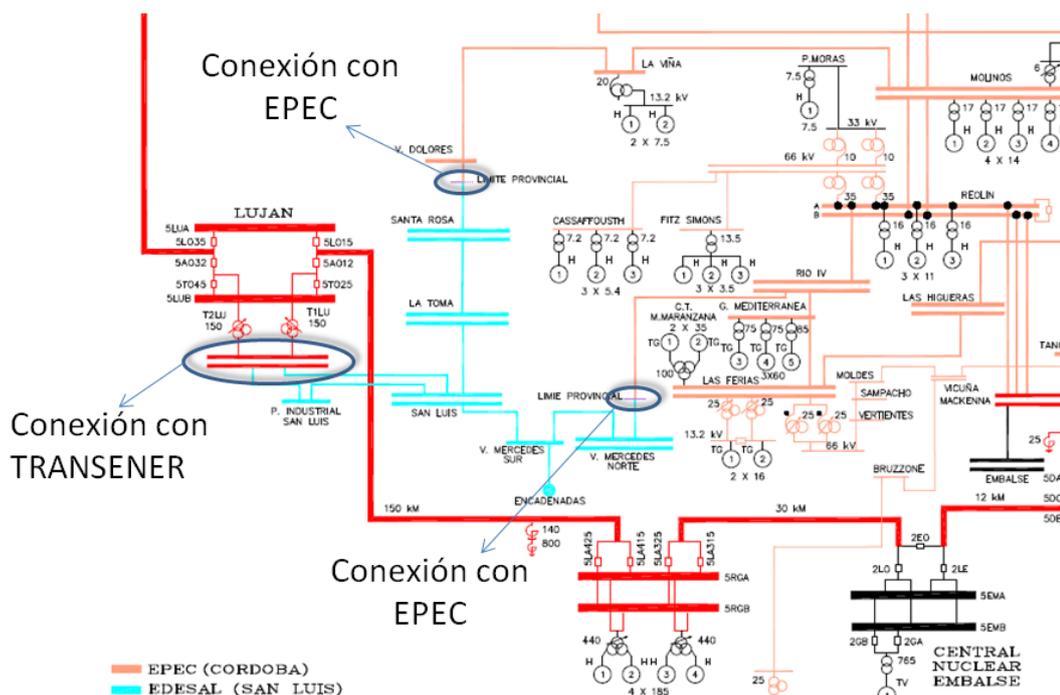


Gráfico 6-2 Diagrama unifilar de la provincia de San Luis. Fuente Cammesa

También se puede ver que San Luis está conectado tanto a la red de alta de Transener, como así también a la red de EPEC (Empresa Provincia de Energía de Córdoba).

De esta manera la compra de energía al sistema de alta tensión se hace a través de Transener y de EPEC, considerando a esta última como un prestador Adicional de la Función Técnica del Transporte.

Para el cálculo de la tarifa de transmisión se utilizan los datos de las transacciones económicas de CAMESSA del año 2011.

	Total Energía comprada [MWh]	Remuneración variable a EPEC [\$]	Reintegro de pérdidas a EPEC [\$]	Cargo complementario [\$]	Cargos por conexión y transformación [\$]	Cargo por ampliación transporte ⁽¹⁾ [\$]	Ampliaciones menores y especiales ⁽²⁾ [\$]	Total
Enero	92.273	133.097	133.097	623	181.752	-	279	448.848
Febrero	80.521	-21.98	-21.98	25.795	165.417	-	281	147.533
Marzo	88.081	-22.558	-22.558	38.31	183.211	-	282	176.687
Abril	81.624	-16.942	-16.942	31.013	173.416	-	280	170.825
Mayo	88.642	232.374	232.374	26.123	195.268	-	155	686.294
Junio	96.937	249.292	249.292	4.147	188.584	-	155	691.47
Julio	104.71	280.392	280.392	3.157	195.064	-	156	759.161
Agosto	96.932	145.596	145.596	-	189.742	502	215	481.651
Septiembre	86.285	117.056	117.056	32.384	183.723	534	216	450.969
Octubre	86.585	103.261	103.261	30.323	189.848	501	217	427.411
Noviembre	90.117	133.134	133.134	25.211	195.172	746	210	487.607
Diciembre	97.501	159.565	159.565	44.549	201.679	838	211	566.407
Total	1.090.208	1.492.287	1.492.287	261.635	2.242.876	3.121	2.657	

⁽¹⁾ corresponde a TRACOBAT y TRANREIT

⁽²⁾ corresponde a TRANSENER

Tabla 6-2 Datos de transmisión EDESAL extraídos de Cammesa

	Costo transporte EPEC	Costo transporte en AT	Costo ampliaciones de transporte	TOTAL
\$ / año	2,984,574	2,504,511	5,778	5,494,863
\$ / MWh	2.74	2.30	0.01	5.04

Tabla 6-3 Resumen de transmisión EDESAL

La tarifa de EDESAL para el año 2011 fue de aproximadamente 5 \$ / MWh.

Este dato se consultó con directivos de Transener y Transba, que son dos de las compañías de transporte más importantes de Argentina y además con los ingenieros eléctricos de la consultora BA Energy Solutions, y se llegó a la conclusión que la tarifa actual se encuentra desactualizada.

Teniendo en cuenta el valor de la tecnología que se está utilizando, los costos de mano de obra y mantenimiento, se debería aumentar aproximadamente un 40% el valor actual para que la tarifa refleje los costos reales y se convierta en un sector rentable.

De esta manera se obtiene que el costo de transporte estimado para los próximos años debería ser de 7 \$ / MWh.

7. EDESAL

EDESAL, Empresa Distribuidora de Electricidad de San Luis S.A., comenzó a brindar servicios en el año 1993. Fue la primera empresa de energía eléctrica en ser privatizada en el interior del país. La compañía tiene la concesión de los servicios de subtransmisión y distribución de energía eléctrica, con exclusividad en todo el territorio de la provincia.

San Luis está ubicada en la zona centro del país, su superficie es de 76.748 km² y tiene una población de 431.588 habitantes, según el Censo Nacional del 2010. La última revisión tarifaria que realizó la compañía fue en el año 2007.

A continuación se presentan la evolución de clientes, como así también su respectivo consumo de los últimos 10 años.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CLIENTES	103.943	110.277	112.309	117.718	120.586	125.668	128.859	132.793	136.443	140.211	143.655	147.218
Tasa de variación anual	2.60%	6.10%	1.80%	4.80%	2.40%	4.20%	2.50%	3.10%	2.70%	2.80%	2.50%	2.50%
Clientes Sectoriales												
Residencial	89.804	95.438	97.422	101.825	103.703	108.463	111.34	114.491	116.811	120.217	122.735	125.646
Comercial	11.766	12.467	12.113	13.492	14.476	14.759	14.998	15.737	17.03	17.363	18.287	18.891
Industrial	2.344	1.468	1.858	1.294	1.269	1.232	1.247	1.248	1.251	1.252	1.217	1.199
Alumbrado Público	29	904	916	1.107	1.138	1.214	1.274	1.317	1.351	1.379	1.416	1.482
Consumos												
CONSUMOS [MWh]	749.616	779.018	734.204	846.082	907.83	976.482	1.042.682	1.124.606	1.176.402	1.164.227	1.265.942	1.341.051
Tasa de variación anual	7.10%	3.90%	-5.80%	15.20%	7.30%	7.60%	6.80%	7.90%	4.60%	-1.00%	8.70%	5.90%
Consumos Sectoriales [MWh]												
Residencial	172.361	179.979	183.477	195.037	213.631	226.836	243.537	287.329	297.054	311.05	346.801	353.972
Comercial	87.032	136.613	138.833	144.885	157.108	173.461	194.274	207.076	209.661	228.533	236.665	271.856
Industrial	459.396	427.423	376.108	463.015	493.248	527.02	550.997	573.18	610.35	563.74	620.203	652.417
Alumbrado Público	30.827	35.003	35.786	43.145	43.843	49.165	53.873	57.021	59.337	60.904	62.273	62.806

Tabla 7-1 Datos EDESAL. Fuente EDESAL

Como se puede observar, a fines de Diciembre de 2011 la empresa totalizaba un total de 147.218 clientes con un consumo de 1.341.051 MWh. El siguiente cuadro representa el total del mercado para EDESAL en el 2011 en cuanto a número de cliente por carácter de consumo y tarifa.

CATEGORÍA	ENERGÍA [MWh]		USUARIOS	
	MWh	%	Nº	%
Residencial	353.972	26.4%	125.646	85.3%
Comercial y Otros	271.856	20.3%	18.891	12.8%
Industrial	652.417	48.6%	1.199	0.8%
Alumbrado Público	62.806	4.7%	1.482	1.0%
TOTAL EDESAL	1,341,051	100%	147,218	100%

TARIFA	ENERGÍA [MWh]		USUARIOS	
	MWh	%	Nº	%
T1R	352.601	26.3%	125.292	85.1%
TRE	1.371	0.1%	354	0.2%
T1G	120.761	9.0%	18.285	12.4%
TAP	62.806	4.7%	1.482	1.0%
TBT	64.164	4.8%	971	0.7%
SRG	55.637	4.1%	401	0.3%
SRI	22.405	1.7%	74	0.1%
13G	38.982	2.9%	108	0.1%
33G	63.455	4.7%	40	0.0%
33I	157.217	11.7%	101	0.1%
GUME - GUMA	401.652	30.0%	110	0.1%
TOTAL EDESAL	1,341,051	100%	147,218	100%

Tabla 7-2 Categorías, Energía vendida y cantidad de usuarios. Datos EDESAL 2011

Como se puede ver, si bien la mayoría de los clientes son residenciales, los que representan un 85,3% del total de clientes de EDESAL, el mayor consumo de energía lo tienen los clientes industriales con un 48,6% del total de energía, y sólo aproximadamente el 1% de los clientes.

8. TARIFA DE DISTRIBUCIÓN

8.1 TARIFAS EN GENERAL

Existen dos grandes tipos de sistemas de regulación: el Cost plus y el Price cap. El primero es muy usado en EEUU, donde se regula la tasa de ganancia, donde se fijan los precios de tal manera que la empresa pueda recuperar los costos medios de prestar el servicio y además tenga una ganancia fijada. Por el otro lado en la metodología Price cap, creado en Inglaterra y utilizada en Argentina, se establecen precios máximos para la prestación del servicio, que representan el precio que debería tener si la prestación del servicio fuese eficiente para la zona de concesión de la distribuidora.

Las principales diferencias¹¹ que se presentan entre ambas son:

- 1) Eficiencia: como en el método cost plus se garantiza la rentabilidad del capital invertido y se reconocen todos los costos de la compañía se tiende a la ineficiencia. En cambio en el otro método, Price cap, se tiende a la búsqueda de la eficiencia ya que el método tienen en cuenta la regulación de los precios utilizando el modelo de la empresa eficiente.
- 2) Sobreinversión: se genera en el método cost plus, donde la empresa tiende a tener inversión innecesarias para aumentar sus beneficios ya que tiene asegurada una rentabilidad sobre el capital invertido.
- 3) Complejidad en la regulación: por lo detallado en el punto anterior, se debe tener una mayor atención por parte del regulador sobre la empresa en el método cost plus, principalmente en los costos de la empresa.
- 4) Evolución de los precios: está demostrado empíricamente que las tarifas con el método Price cap son decrecientes en el tiempo ya que las ganancias de productividad son traducidas a los usuarios.

A la hora de hacer el cálculo de las tarifas de distribución, la definición de la Base de Capital a rentar resulta de gran relevancia ya que será un principio fundamental sobre el que se sustentará la misma. Las opciones pueden agruparse en dos enfoques generales: a) el enfoque basado en el activo financiero y b) el criterio basado en los activos físicos; (también dentro de estas dos grandes divisiones existen variantes de aplicación que multiplican las posibilidades acerca del método a utilizar).

¹¹ Azpiazu y Basualdo. Concentración económica y regulación de los servicios públicos.

“El enfoque financiero o contable considera la determinación de la base de capital a partir del valor de la empresa como negocio”¹², para lo que se pueden identificar distintas variantes como son a partir del precio de la oferta ganadora en el momento de la venta de la compañía, considerando el valor contable de los bienes de uso o a partir de la determinación del valor del negocio en el momento del cálculo tarifario (efectúa la valuación de la compañía a partir del flujo de fondos descontado de la misma).

Por el otro lado el enfoque físico “se sustenta en la determinación del capital requerido, en la forma de activos físicos con su correspondiente valuación, para prestar el servicio de distribución. Este criterio se independiza de las consideraciones sobre el valor de la empresa (pagado en el momento de la compra o determinado a partir de un flujo futuro de fondos) o los criterios contables utilizados, y se centra en establecer las instalaciones que requiere una empresa distribuidora de energía eléctrica para prestar el servicio en forma eficiente en el área de concesión asignada”.¹³

Representa el capital que necesitaría invertir un hipotético “nuevo distribuidor” que pretenda prestar el servicio en el área de concesión y atendiendo el mercado de la empresa distribuidora a regular, el que sería la “competencia” teórica para el distribuidor existente a los fines de la fijación de la tarifa para el mercado en cuestión.

Le corresponde al ente regulador de la provincia¹⁴ determinar que metodología utilizar, ya que la ley 24.065 expresa en su artículo 40 que “los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables” pero no expresa que metodología debe utilizarse.

El ente regulador de la provincia de San Luis, llamado CRPEE, aprueba la metodología del enfoque físico intentando de desligar los requerimientos de capital de las condiciones particulares históricas y de las decisiones de cada concesionario como son el precio ofertado y pagado en el momento de la compra o los criterios contables utilizados. Por el otro lado aceptan la desventaja de la metodología: el cálculo es más complejo y costoso.

Las tarifas en Argentina, como lo dice la ley 24.065 en su sección de tarifas (del Artículo 40 hasta el 49), están conformadas por dos términos.

El primero es variable y está representado por el precio de compra de la energía eléctrica en el MEM, lo que no solamente incluye la compra a los

¹² Curso de regulación energética de ARIAE “Las Redes de Energía Eléctrica y del Gas Natural”. Experiencia Argentina con la revisión tarifaria.

¹³ Ídem Anterior.

¹⁴ Las empresas con concesión nacional son reguladas por el ENRE mientras las que poseen concesiones provinciales son regulados por entes provinciales. El ente de la provincia de San Luis es la CRPEE (comisión reguladora provincial de energía eléctrica San Luis).

generadores sino que también el costo de transporte. “Mediante el mecanismo de pass-through, los distribuidores pasan directamente a los usuarios finales los costos de compra de energía y potencia del mercado mayorista, sin incluir ningún margen de ganancia”¹⁵.

En cuanto al segundo término, es prácticamente fijo, y corresponde al valor agregado de distribución, reconocido como VAD. Este valor representa la suma de los requerimientos monetarios anuales que la distribuidora necesita para prestar el servicio de distribución de electricidad y tiene en cuenta: operar y mantener las redes existentes, efectuar la atención comercial, amortizar las instalaciones y obtener una rentabilidad razonable sobre el capital invertido.

Por ley el VAD debe ser revisado cada 5 años, con la excepción de la primera revisión, que es a los 10 años. Por lo que los cambios que puede sufrir la tarifa eléctrica durante los periodos tarifarios se deben a las variaciones en los costos de adquisición de la energía, incluyendo tanto generación, transmisión y potencia.

El cuadro tarifario de EDESAL se realiza a partir del VAD calculado para la compañía. Con este valor se debe hacer la asignación para cada una de las distintas categorías tarifarias existentes en la provincia por medios de factores de caracterización de la carga. Además el cuadro tarifario incluye el pass-through de los costos de generación y transmisión.

Para aquellos usuarios que tengan contratos directamente con las generadoras y utilicen las instalaciones de la distribuidora, el cuadro tarifario también los incluye considerándolos como clientes de peaje, y se contemplan distintas tarifas discriminadas dependiendo del nivel de tensión utilizado.

Se podría considerar los impuestos imputados al servicio como un tercer término, que se excluye de este estudio. Es interesante destacar que en ciertas provincias del país puede resultar un porcentaje muy importante de la tarifa final. Ninguna revisión tarifaria tiene en cuenta los impuestos, ya que estos se aplican después de la facturación y son independientes de lo que de la revisión.

8.2 METODOLOGÍA DEL VAD

Teniendo en cuenta que por regulación está previsto que las tarifas deben estar basadas en costos eficientes de la prestación del servicio, el cálculo del VAD debe desarrollarse a partir de una anualidad de una red optimizada que pueda dar la prestación del servicio necesario y que posea los gastos de explotación

¹⁵ Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Fundamentos para el cálculo de las tarifas en el servicio público de distribución eléctrica

correspondientes a una empresa modelo que distribuya energía en forma eficiente en el área de concesión de EDESAL.

La anualidad de la red óptima se determina aplicando un factor de recuperación del capital invertido sobre el valor nuevo de reemplazo (VNR) de las redes adaptadas a la demanda; este valor representa la valorización a nuevo de los bienes existentes de la empresa distribuidora.

De esta manera, el estudio del VAD no reflejará los costos reales de la distribuidora, sino que determinará los requerimientos de ingresos de una empresa distribuidora que opere de forma eficiente el servicio eléctrico en la misma área de concesión que EDESAL.

8.2.1 Aspectos particulares en la determinación del VAD de EDESAL

Como se mencionó anteriormente, existen varias metodologías para realizar el cálculo del VAD; en este caso se utilizará la misma metodología utilizada por la comisión reguladora Provincial CRPEE para la fijación del periodo 1998-2003.

En dicha regulación el VAD fue calculado con el enfoque físico, a partir de la suma entre:

- La anualidad del capital, determinada como el producto del valor nuevo de reemplazo (VNR), que resulta de considerar aquella instalación que manteniendo la misma capacidad y prestaciones que la existente resulte la óptima desde el punto de vista de la tecnología actual y de los costos asociados¹⁶, por el factor de recuperación de capital (FRC).
- Los costos de operación y mantenimiento de las redes
- Y la atención comercial a los clientes.

Para la adaptación del capital puesto a disposición para la prestación del servicio y la demanda existen dos metodologías. La primera es basada en el diseño de una red tal que permita abastecer la demanda real, mientras que la segunda es basada en las redes reales de la distribuidora considerando la capacidad adaptada máxima que las mismas pueden manejar (con independencia de la demanda real). Al igual que la CRPEE se utilizará la segunda alternativa, por lo que se calculará el VNR de las redes de EDESAL al año 2011¹⁷.

¹⁶ Este criterio resulta más adecuado que el del Valor Nuevo de Reposición, que considera la reposición de cada bien por otro idéntico de igual tecnología.

¹⁷ Año base para este estudio

Para el cálculo de la anualidad del capital del VAD se considera una tasa de actualización del 12,08%. Esta tasa se obtuvo de un estudio aprobado por la CRPEE y fue calculada por el método del WACC¹⁸, ya que para las revisiones tarifarias en Argentina, este es un estudio aparte de la revisión tarifaria, que debe ser aprobado por el ente regulador.

En otros países como Chile o Perú el valor está fijado por ley.

Con esta tasa como dato y considerando las mismas vidas útiles de las instalaciones (por nivel de tensión) consideradas por la CRPEE que se detallan más adelante, se puede obtener el FRC para la determinación anual del capital.

Es importante aclarar que la distribuidora EDESAL cuenta con instalaciones eléctricas que son propiedad de la provincia pero operadas por la compañía, por lo que se utiliza también el WACC anteriormente mencionado para poder sumar estas instalaciones al VNR de la compañía.

En cuanto a los costos de explotación, se deben considerar costos eficientes requeridos por una empresa distribuidora que opere en el área de concesión de EDESAL (independiente de los costos reales de la distribuidora). Para esto se intenta desarrollar un modelo que cuantifique todos los procesos asociados a las actividades que realiza la distribuidora, determinando de esta manera los costos totales de explotación.

Resumiendo, el VAD se calculará de la siguiente manera:

$$VAD = \left(\sum_i VNRE_i * FRC_{tasa, VU_i} + \sum_i VNRP_i * FA_{tasa, VU_i} \right) * \frac{DemReal_i}{CapOptim_i} + GExpTec + GExpComer + GExpAdm$$

Dónde:

- $VNRE_i$ = VNR para el Nivel de Tensión “i” de las instalaciones propiedad de EDESAL
- $FRC_{tasa, VU}$ = factor de recuperación de capital
- $VNRP_i$ = VNR para el nivel de tensión “i” de las instalaciones propiedad de la provincia y operadas por EDESAL
- $FA_{tasa, VU}$ = factor para el cálculo de la amortización del capital
- $DemReal_i$ = demanda real por las redes de la distribuidora para el nivel “i”
- $CapOptim_i$ = capacidad optimizada de las instalaciones para el nivel “i”
- $GExpTec$ = gastos totales de explotación técnica de la empresa eficiente

¹⁸ Weighted Average Cost of Capital, en español Costo de Capital Ponderado Promedio

- GExpComer = gastos totales de explotación comercial de la empresa eficiente
- GExpAdm = gastos totales de explotación de las actividades administrativas y de apoyo requeridas para el funcionamiento de la empresa eficiente

Como se puede ver, los cálculos se hacen por niveles de tensión, ya que los periodos de amortización son distintos dependiendo la tensión de las instalaciones.

Las vidas útiles consideradas para los distintos niveles de tensión son las siguientes:

VIDAS ÚTILES

Vida útil Redes AT [años]	30
Vida útil EETT AT/MT [años]	30
Vida útil Instalaciones MT [años]	25
Vida útil CT MT/BT [años]	20
Vida útil Instalaciones BT [años]	20
Vida útil Medidores y Acometidas [años]	15

Tabla 8-1 Vida Útil según nivel de tensión

De esta manera se consigue que el VAD represente el monto total de dinero anual a ser recuperado por medio de los cargos tarifarios para el cubrimiento de los costos de funcionamiento de la distribuidora, la amortización de las obras ejecutadas en las redes, y la obtención de una rentabilidad sobre el capital.

8.3 VAD DETERMINADO

El valor determinado, junto con sus componentes, se resume en la siguiente tabla:

NIVEL DE TENSIÓN	Anualidad VNR instalaciones propiedad de EDESAL [\$]	Anualidad VNR instalaciones operadas por EDESAL [\$]	Capacidad de las Instalaciones [MW]	Demanda sobre las Instalaciones [MW]	ANUALIDAD VNR OPTIMIZADO [\$]	ANUALIDAD VNR OPTIMIZADO AJUSTADA POR DEMANDA [\$]
Red de Alta Tensión (132 y 66 kV)	36.599.724	105.261	266	266	36.704.986	36.704.986
Estaciones Transformadoras AT/MT	15.396.648	29.336	290	261	15.425.984	13.883.386
Red de 33 kV General	38.364.044	73.866	116	99	38.437.909	32.551.011
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	139.164		99	99	139.164	139.164
Red de 33 kV en Parques Industriales	3.373.507		76	68	3.373.507	3.036.410
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	734.090		68	68	734.090	734.090
Subestaciones de 33 / 13,2 kV	6.963.767	34.102	82	74	6.997.869	6.298.082
Red de 13,2 kV General	52.446.155	318.168	262	165	52.764.323	33.302.810
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	375.743		165	165	375.743	375.743
CT de 33 y 13,2 / 0,4 kV en Red General	19.125.104	91.257	248	155	19.216.361	12.046.957
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	192.249		155	155	192.249	192.249
CT de 33 / 0,4 en Parques Industriales	1.772.751		10	3	1.772.751	644.674
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	35.477		3	3	35.477	35.477
Red General de BT	46.921.983	5.239	192	142	46.927.222	34.735.640
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	6.453.407		142	142	6.453.407	6.453.407
ANUALIDAD TOTAL DEL CAPITAL					229.551.040	181.134.083
GASTOS EXPLOTACIÓN TÉCNICA					62.807.967	62.807.967
GASTOS EXPLOTACIÓN COMERCIAL					35.206.543	35.206.543
CAPITAL DE TRABAJO E INCOBRABILIDAD					2.834.850	2.834.850
VAD TOTAL DE EDESAL					330.400.400	281.983.444
VAD TOTAL DE EDESAL (Con recupero IIBB - TF -Imp al cheque)					345.044.899	294.481.934

Tabla 8-2 VAD de EDESAL, año 2011

A continuación se procede a describir la valorización de las distintas etapas de las redes de Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión de EDESAL SA, a los efectos de ser consideradas en la determinación del VAD y posterior cálculo tarifario.

8.4 METODOLOGÍA VNR Y RESULTADOS

Como se detalló anteriormente, el criterio utilizado fue el del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones (VNR), que surge de multiplicar las cantidades existentes para cada tipo de instalación (km, unidades, etc.) por su costo unitario.

Las instalaciones consideradas están conformadas por aquellas existentes en EDESAL a diciembre de 2011, y se obtuvieron de la información contenida en los inventarios de EDESAL y/o diagramas unifilares aportados por ésta.

En el ANEXO D: se presentan las instalaciones, para cada nivel de tensión, contempladas en la determinación del VNR de EDESAL.

Para la valorización de las distintas instalaciones consideramos los costos unitarios correspondientes a los últimos valores relevados en el mercado al

presente. En el ANEXO E: presentamos, para cada tipo de instalación, los costos unitarios empleados para la determinación del VNR de EDESAL

El resumen del VNR determinando por etapa de red es el siguiente:

VNR total de las redes de AT, MT y BT de EDESAL - Valores en \$ a diciembre de 2011		
Tipo de Instalación	Propiedad	VNR [\$]
		2.011
Red de Alta Tensión (132 y 66 kV)	Edesal	293.079.400
Estaciones Transformadoras AT/MT	Edesal	123.291.647
Red de 33 kV General	Edesal	299.232.368
Red de 33 kV en Parques Industriales	Edesal	26.312.722
Estaciones de rebaje SET 33/13,2 kV	Edesal	51.755.727
Red de 13,2 kV General	Edesal	409.070.207
CT de 33 / 0,4 kV en Red General	Edesal	25.159.578
CT de 13,2 / 0,4 kV en Red General	Edesal	116.980.968
CT de 33 / 0,4 en Parques Industriales	Edesal	13.175.341
Red General de BT	Edesal	348.730.988
Acometidas y Medidores	Edesal	53.781.115
Red de Alta Tensión (132 y 66 kV)	Terceros	25.800.000
Estaciones Transformadoras AT/MT	Terceros	7.190.456
Red de 33 kV General	Terceros	9.970.800
Estaciones de rebaje SET 33/13,2 kV	Terceros	2.480.000
Red de 13,2 kV General	Terceros	42.948.086
CT de 33 / 0,4 kV en Red General	Terceros	1.770.489
CT de 13,2 / 0,4 kV en Red General	Terceros	4.866.097
Red General de BT	Terceros	381.023
Total VNR instalaciones propiedad de EDESAL		1.760.570.060
Total VNR instalaciones propiedad de terceros (Provincia) y operadas por EDESAL		95.406.950
Total VNR instalaciones propiedad de EDESAL y de terceros		1.855.977.010

Tabla 8-3 VNR de EDESAL, instalaciones propias y de terceros, año 2011

A continuación se procede a detallar las instalaciones que fueron consideradas a la hora del cálculo del VNR:

- Subestaciones de Transformación AT / MT y 33 / 13,2 kV: datos tomados de los diagramas unifilares de cada instalación, incluidas las cantidades y características principales de los distintos equipos.
- Redes de AT, MT y BT: las longitudes y las secciones de cada tipo de red se obtuvieron de los inventarios proporcionados por EDESAL
- Centros de Transformación MT / BT: la cantidad, tipo y capacidad de los mismos se obtuvo de los inventarios proporcionados por EDESAL

8.4.1 Costos Unitarios

Vale aclarar que los costos en ningún caso incluyen el IVA.

La composición de los costos unitarios utilizados en el cálculo del VNR incluye:

- a) Suministros de materiales: costo de los materiales y equipamientos principales que intervienen en cada instalación. Los mismos fueron brindados por varios proveedores del mercado.
- b) Montaje: comprende la mano de obra, los servicios asociados como grúas y transportes, y los materiales menores habitualmente provistos por el contratista. Los datos provienen de Contratistas de Obras con capacidad de proveer mano de obra especializada (en algunos casos son porcentajes del precio del equipo en cuestión o valores fijos que incluyen la mano de obra y la utilización de equipamiento para trabajar en altura).
- c) Obra civil: en este rubro se tuvo en cuenta los costos relacionados con las construcciones civiles que se requieren para determinadas instalaciones (como son edificios, fundaciones de equipos, zanjeo y reparación de veredas y calles, etc.). Este concepto incluye materiales de construcción y mano de obra.

No debe confundirse con el rubro montaje ya que se trata de una actividad que, en general, presenta una evolución de precios diferente.

- d) Terreno: es el valor del terreno en las instalaciones que requieren la ocupación de un predio en forma permanente, tal como las estaciones transformadoras, las subestaciones de transformación 33 / 13,2 kV y los centros de transformación MT/BT en cámara y a nivel del terreno.
- e) Intereses Intercalarios: son los intereses correspondientes al capital inmovilizado durante la construcción de una instalación, hasta el momento en que ésta se pone en servicio.
- f) Gastos Indirectos: corresponde a los gastos de la distribuidora que están relacionados con las inversiones, o sea los gastos que se activan. Se trata de actividades que existen por efectuarse inversiones y los gastos de apoyo asociados. Son obtenidos de la empresa eficientemente dimensionada que opera en el área de concesión de EDESAL y corresponde a las áreas de Ingeniería, Planificación y Obras, una parte de los costos del área de Abastecimiento y los correspondientes costos indirectos de Administración o apoyo asociados a esas áreas.

8.5 VALORES DE LOS CONCEPTOS QUE INTEGRAN EL VAD DE EDESAL

8.5.1 Determinación de los costos de capital

Como parte del cálculo del VAD, determinamos los costos de explotación de una empresa modelo que presta el servicio de Distribución y Comercialización de energía eléctrica en el mercado correspondiente al área de concesión de EDESAL (la provincia de San Luis).

Para ello analizamos las características del mercado abastecido por EDESAL y sus instalaciones, y sobre la base de ratios estándares para empresas latinoamericanas se diseñó la estructura óptima que permitiría desarrollar las actividades necesarias para la prestación del servicio en condiciones eficientes, las que se valorizaron considerando remuneraciones de mercado para el año de referencia tanto del personal propio como de los servicios tercerizados o contratistas.

En el cuadro siguiente se indican los resultados correspondientes a los costos totales de explotación atribuibles a la operación de la empresa modelo operando en el mercado y el área de concesión de EDESAL para el año base del estudio, es decir el año 2011. Los mismos están expresados en pesos a diciembre de 2011.

Gastos	Año 2011
Gastos de explotación técnica	62.807.967
Gastos de explotación comercial	35.206.543
Capital de trabajo e incobrabilidad	2.834.850
TOTAL	100.849.360

Tabla 8-4 Gastos de explotación e incobrabilidad

En el siguiente gráfico se detalla la secuencia de la conformación del valor de los gastos de explotación:

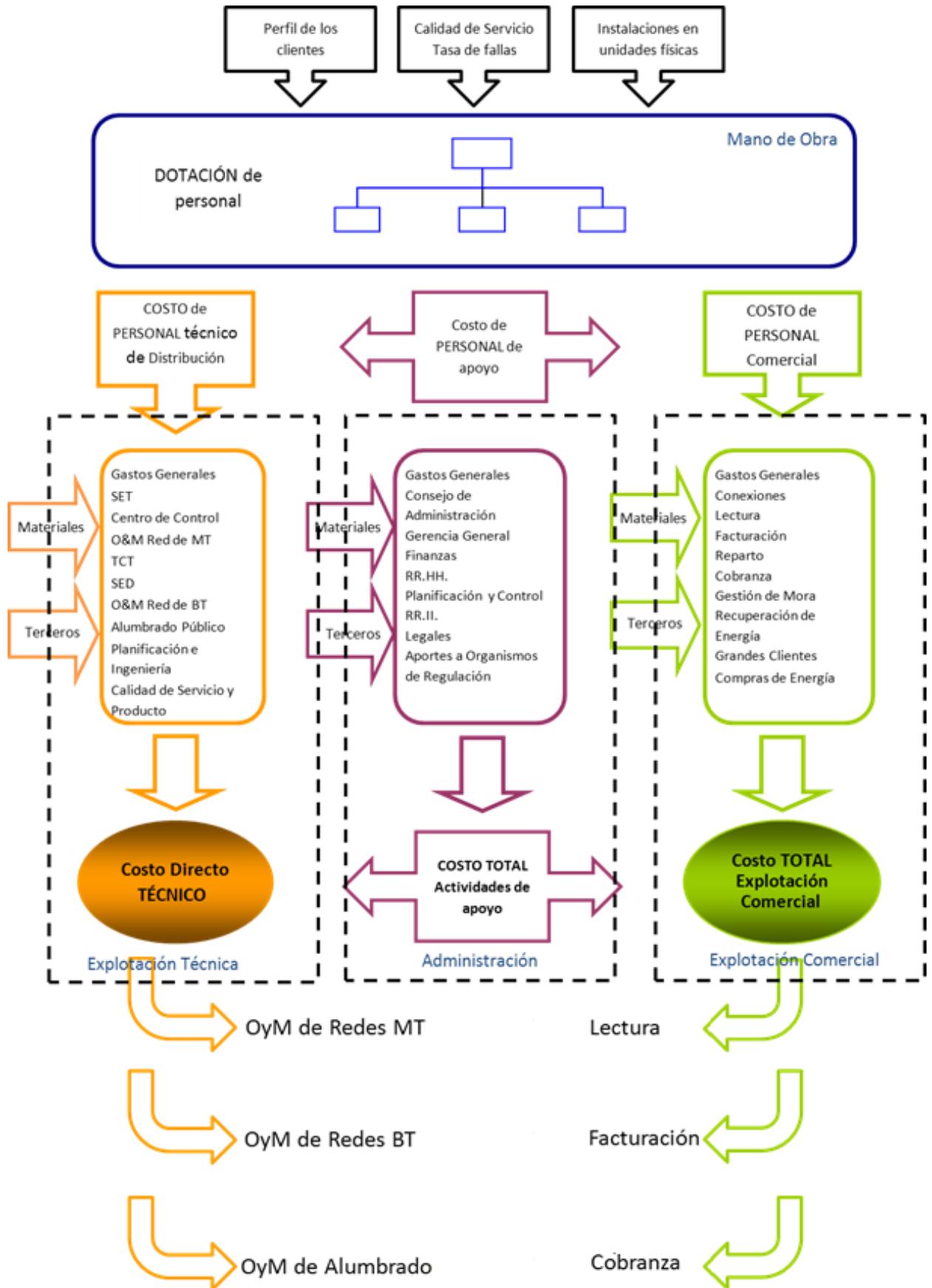


Gráfico 8-1 Modelo para calcular los costos de explotación técnica y comercial de la empresa modelo. Gentileza Ing. Francisco Alonso

Lo primero a determinar es la dotación para una estructura eficiente, en función de estándares internacionalmente aceptados para empresas que operan en la región. Dicha estructura se supone que contempla ciertos principios de las mejores prácticas de la conformación de una organización, todo ello con el objetivo de lograr altos rendimientos de utilización de la mano de obra.

Una vez obtenida, se valorizan estos recursos de acuerdo a los valores de mercado en un promedio por nivel de mando, y consecuentemente con cada área en consideración. Esto representa costos eficientes porque se logra abstraer la estructura real y reemplazarla por una que consigue los objetivos de la mejor manera.

En el diseño de la misma se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cumplimiento de los estándares de calidad de servicio exigidos en la normativa
- Instalaciones adaptadas a la demanda
- Política de gestión prudente y eficiente
- Operación en el Mercado
- Las restricciones geográficas y demográficas de la zona
- El marco legal, reglamentario y normativo vigente, especialmente en lo relativo al cumplimiento de los estándares de calidad de servicio exigidos en la reglamentación
- Los mismos clientes y consumos de la empresa de referencia, sean éstos regulados, libres propios o de terceros que hacen uso de las instalaciones de distribución de la empresa de referencia a través de la imposición de servidumbres de paso en dichas instalaciones

Así también es necesario realizar ciertas clarificaciones al respecto de algunos factores que impactan en el modelo a utilizar:

- Se contempla el uso de tecnología moderna, sometida a la optimización de la relación costo-beneficio de mantenimiento, inversión y reemplazo.
- Una prestación del servicio ajustada a la demanda en base a estándares internacionales.
- Gestión óptima y prudente del servicio del servicio mediante el criterio del costo mínimo total presente.

En cuanto a los costos por incobrabilidad, se fija un porcentaje sobre la facturación anual. En relación con los valores comúnmente adoptados, se

estima en un 1% el factor de incobrabilidad. A esto se le suma el valor del capital de trabajo esperado para una operación eficiente.

8.5.2 Resumen del VNR de EDESAL

A. NIVELES DE TENSIÓN

Los niveles de tensión para los cuales se han optimizado y agrupado las redes concuerdan con los definidos en el cálculo del VNR. Estos niveles son los mismos que se encuentran definidos en el cuadro tarifario vigente. Estos son:

- AT: Red de AT
- EETT: Estaciones Transformadoras ETT AT/MT
- MT33G: Red de 33kV de Uso General
- MT33I: Red de 33kV de correspondientes a los parques industriales de la Provincia
- EETT 33/13: Estaciones Transformadores y Rebajes de 33/13,2 kV.
- MT13G: Red de 13,2kV de Uso General
- SRG: Centros de Transformación MTBT de la red general.
- SRI: Centros de Transformación MTBT de la red correspondiente a los parques industriales.
- BT: Red de Baja Tensión

B. VNR DE LAS REDES Y DE LA TRANSFORMACIÓN

Para el cálculo del VNR de EDESAL consideramos tanto las instalaciones propias de EDESAL, como aquellas de propiedad de la Provincia pero operadas por la distribuidora. En este último caso se trata de las instalaciones de 132 kV y 33 kV del sistema llamado “Encadenadas”, alimentado desde la EETT Villa Mercedes Sur. Para estas instalaciones sólo se considera la amortización de las mismas, y no la rentabilidad sobre la inversión correspondiente.

C. FACTOR DE RECUPERACIÓN DEL CAPITAL Y FACTOR PARA EL CÁLCULO DE LA AMORTIZACIÓN

Se utiliza el Factor de Recuperación del Capital para el cálculo de la anualidad de las instalaciones propias de la distribuidora, mientras que se emplea el factor para el cálculo de las amortizaciones para el caso de las instalaciones propiedad de la Provincia, operadas por EDESAL.

El valor Factor de Recuperación del capital se determina como:

$$FRC_{TASA,VU} = \frac{Tasa * (1 + Tasa)^{VU}}{(1 + Tasa)^{VU} - 1} = \frac{Tasa}{(1 + Tasa)^{VU} - 1} + Tasa$$

Donde

- FRCi: factor de recuperación del capital para el nivel de tensión “i”.
- Tasa: tasa de descuento
- VU: vida útil de las instalaciones correspondiente al nivel de tensión “i”.

El primer componente del factor de recuperación de capital tiene en cuenta la amortización anual anticipada, mientras que la suma de la tasa tiene en cuenta el interés anual sobre el capital inmovilizado

El factor para la determinación de la amortización se determina como:

$$FA_{TASA,VU} = \frac{Tasa}{((1 + Tasa))^{VU} - 1}$$

A los efectos del cálculo del FRC y FA y las correspondientes anualidades del capital, se utiliza una tasa del 12,08%, que como se detalló anteriormente fue determinado por un estudio de WACC hecho por la distribuidora y aprobado por el ente regulador de la provincia de San Luis.

8.6 ASIGNACIÓN TARIFARIA

8.6.1 Conceptos

Con los cálculos anteriores del VAD se consiguió determinar los requerimientos de ingresos de la distribuidora. Posteriormente se debe hacer una asignación de tarifas para que la empresa pueda distribuir el VAD entre todos sus clientes y así obtener la recuperación de capital anteriormente mencionada.

La asignación tarifaria se debe hacer por categorías de clientes homogéneos en base a la modalidad de consumo.

Para caracterizar el mercado se deben calcular factores de forma y de responsabilidad de cada tipo de cliente.

En la clasificación principal de los clientes de EDESAL se pueden encontrar tres grandes grupos de tarifas: T1 (pequeña demanda), T2 (mediana demanda) y T3¹⁹ (gran demanda) y vale aclarar que cada uno de ellos puede tener

¹⁹ T1 Pequeñas demandas, con demandas de potencia menores a 10 kW

T2 Medianas demandas, con demandas de potencia entre 10 kW y menos de 50 kW

T3 Grandes demandas, con demandas de potencia de 50 kW o mayores

participación en los distintos niveles de tensión de la red: baja, media o alta tensión indistintamente.

A su vez en cada uno de estos tres grupos hay subdivisiones en busca de poder homogenizar de una manera más exacta a los clientes.

En las revisiones tarifarias esta “división de clientes” ya se encuentra preestablecida, pero no es fija. El ente puede aceptar cambios para intentar representar de una mejor manera la demanda de los clientes de la distribuidora.

Una vez que se tienen definidas las categorías se deben determinar las curvas de cargas típicas para cada una de las categorías preestablecidas, las mismas son el resultado de la llamada “campaña de medición de la distribuidora”, que es un estudio con sustento estadístico, supervisado por el ente regulador. El mismo brinda la información requerida para la caracterización de cada categoría.

Es interesante destacar, como se mencionó anteriormente, que estas campañas son estudios estadísticos y no siempre se realizan de la misma manera.

Lo que se busca en la asignación tarifaria es que cada cliente cubra parte de los costos de la distribuidora de acuerdo con su participación en la red. Por ejemplo, un cliente de baja tensión no solamente utilizará las redes de baja tensión, sino que también utilizará las redes de media y alta tensión para que la energía pueda llegarle. Esto se puede ver en la siguiente imagen.

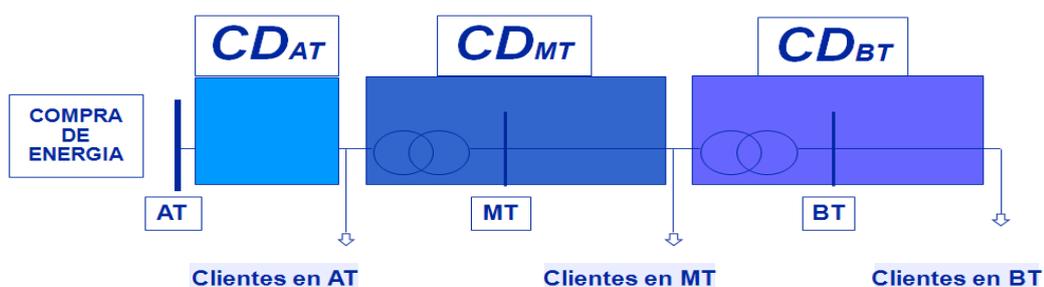


Gráfico 8-1. Participación en la red

La participación de una categoría específica, previamente mencionada, se mide por la potencia demandada por los clientes que componen la misma en el horario que las distintas etapas de toda la red (BT, MT, AT) experimentan su máxima carga (dicha potencia demandada por la categoría se llamada potencia coincidente con la etapa ²⁰), relacionada con el pico de máxima potencia de la misma categoría tarifaria.

²⁰ BT, MT, AT

Esto es natural ya que la capacidad con la que se diseñan las redes está determinada por la máxima potencia que deben abastecer.

A continuación se presenta un ejemplo que puede ayudar a comprender de una forma más exacta lo anteriormente mencionado, donde se muestra la curva de carga total de BT de una distribuidora y la de una categoría tarifaria “X”, correspondiente al mismo nivel de tensión.

La forma en que se le asignan a la categoría “X” los costos de distribución de la red de BT es la siguiente:

$$\text{Costo de distribución}_{BT} \times \frac{P_{coincidente}^x}{P_{max}^x}$$

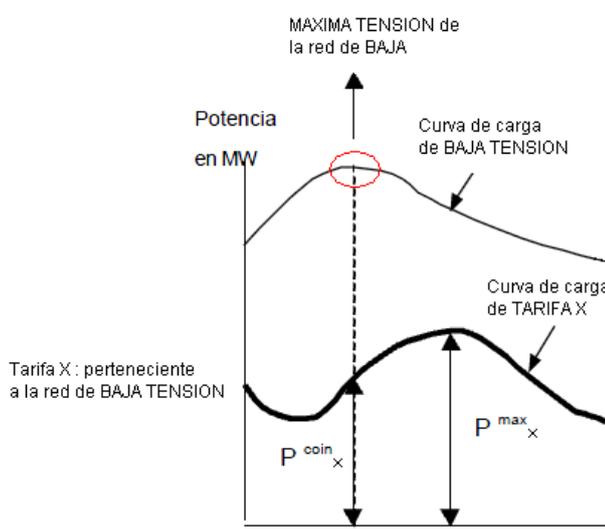


Gráfico 8-2 Ejemplo de potencia coincidente

Las curvas características que se utilizan son el promedio anual de los días hábiles ya que no solo generalmente presentan la mayor demanda, sino que también es la opción (entre fines de semanas y días feriados) que mejor representa el consumo de la red.

Entonces la asignación de costos se hace por nivel de tensión y a su vez por tipo de tarifa que se encuentre dentro de cada nivel de tensión. De esta manera se consigue armar el cuadro tarifario.

Es importante destacar que cada tarifa tendrá un costo fijo, que representa lo que le cuesta a la empresa tenerlo como cliente administrativamente y comercialmente, y otro variable que depende del consumo del cliente.

Los costos fijos se calculan asociando los costos comerciales y administrativos de cada nivel de tensión a las distintas categorías tarifarias y repartirlo entre los clientes que componen cada una.

Los cálculos de tarifas correspondientes a clientes de categorías que se encuentran en las redes de baja tensión son:

$$TARIFA_{CBT} = CC \times F_{perdida}_{BT} + CD_{CBT}$$

$$CD_{CBT} = CD_{AT} \times K_{CBT-AT} + CD_{MT} \times K_{CBT-MT} + CD_{BT} \times K_{CBT-BT}$$

Dónde:

- CC: Costo de compra
- Fperdida (BT): es lo que el ente regulador reconoce de pérdidas a las distribuidoras. El estudio generalmente se hace separado de las campañas de medición y está compuesto por el estudio de las pérdidas técnicas (presentes en todos los movimientos de electricidad, con mayor o menor grado según la tecnología que se utiliza) y la estimación de las pérdidas no técnicas.
- CD: son los costos de las redes de distribución para los distintos niveles de tensión
- K_i : es la potencia que aportan los clientes de baja tensión cuando la potencia de los niveles de tensión son máximas en relación a la máxima potencia consumida en esa tarifa.

A su vez para los clientes de media tensión y alta tensión se define:

- Media tensión

$$TARIFA_{CMT} = CC \times F_{perdida}_{MT} + CD_{CMT}$$

$$CD_{CMT} = CD_{AT} \times K_{CMT-AT} + CD_{MT} \times K_{CMT-MT}$$

- Alta tensión

$$TARIFA_{CAT} = CC \times F_{perdida}_{AT} + CD_{CAT}$$

$$CD_{CAT} = CD_{AT} \times K_{CAT-AT}$$

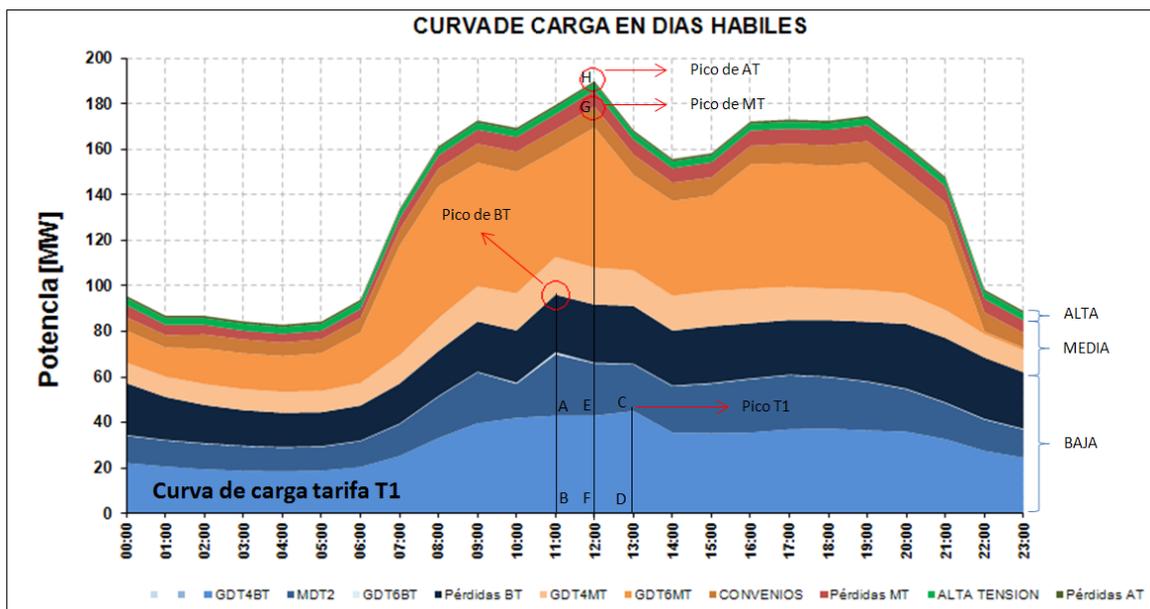


Gráfico 8-3 Ejemplo de Curvas características en BT, MT y AT

Se presenta a continuación y en forma de ejemplo una curva característica de una compañía distribuidora que al igual que EDESAL tiene tarifas en BT, MT y AT.

A modo de ejemplo se calcula la asignación tarifaria para la categoría T1:

$$Tarifa_{Clientes T1} = CC \times Factor PP_{BT} + CD_{Clientes T1 BT}$$

$$CD_{Clientes T1 BT} = CD_{BT} \times \frac{AB}{CD} + CD_{MT} \times \frac{EF}{CD} + CD_{AT} \times \frac{EF}{CD}$$

8.6.2 Consideraciones

La campaña de medición realizada por EDESAL alcanzó solamente a las pequeñas demandas (categorías R y G), y no se cuenta con factores medidos para las categorías restantes. No obstante se utilizó la información disponible de la anterior campaña de medición para poder obtener las curvas de caracterización de todas las categorías.

Los valores anuales de Costos de Redes, por etapa de la red de distribución, y de los Costos Comerciales, por categoría de clientes, considerados están expresados en pesos de diciembre del 2011, y se presentan a continuación:

Etapa	Costo Anual de las Redes [\$ / año]
Costo Red BT	60.516.382
Costo Red MTBT	17.866.742
Costo Red MT13,2	59.340.397
Costo Red MT33	65.306.667
Costo Red AT	39.329.677
Costo Red 66	5.363.486
TOTAL	247.723.352

Categoría de clientes	Costos Comerciales [\$ / año]	Facturas emitidas ¹
Pequeñas Demandas	34.764.901	142.181
Grandes Clientes BT hasta 200 kW	349.021	1.420
Grandes Clientes BT mayor 200 kW	1.770	10
Grandes Clientes MT	63.827	379
Grandes Clientes AT	27.024	1
TOTAL	35.206.543	143.990

¹ a Diciembre 2011

Tabla 8-5 Costos EDESAL

Se han desagregado los costos de la Red de 66 kV dedicados al suministro del único cliente en AT que tiene la distribuidora.

A continuación se presentan los distintos tipos de tarifas que se encuentran en la provincia de San Luis al presente, discriminados por nivel de tensión (BT, MT, AT).

Codigo de la Tarifa	Tensión de suministro	
T1R1	BT	} T1R
T1 TS	BT	
T1R2	BT	
T1 R3	BT	
T1G	BT	→ T1G
T 1 AP	BT	→ T1AP
T2BT Pot< 200kW	BT	} T2 BT
T2BT Pot > 300kW	BT	
T2 SRG Pot< 200kW	BT	
T2 SRG Pot > 300kW	BT	
T2 SRI Pot< 200kW	BT	
T2 SRI Pot > 300kW	BT	
T2MT13 <300kW	MT	} T2 MT G
T2MT13 >300kW	MT	
T2MT33G <300kW	MT	
T2 Riego	MT	
T2MT33G >300kW	MT	} T2 MT I
T2MT33I <300kW	MT	
T2MT33I >300kW	MT	
MEM BTSRI > 300kW	BT	} T2 Peaje MT G
MEM MT13.2 <300kW	MT	
MEM MT13.2 >300kW	MT	
MEM MT33G >300kW	MT	
MEM MT33I <300kW	MT	} T2 Peaje MT I
MEM MT33I >300kW	MT	
MEM AT	AT	→ Peaje AT

Tabla 8-6 Tipos de tarifas de EDESAL

Como se puede observar, la mayoría de clientes de EDESAL son de BT.

Para que se pueda ver de una manera más clara y resumida, las tarifas calculadas se mostraran agrupadas y se revelaran los promedios de:

- T1R: Tarifa 1, Pequeñas demandas, uso residencial
- T1G: Tarifa 1, Pequeñas demandas, no encuadrados en T1-R o T1-AP (generalmente comercial o pequeños talleres)
- T1AP: Tarifa 1, Pequeñas demandas, alumbrado público
- T2BT: Tarifa 2, Medianas demandas, consumo en baja tensión
- T2MTG: Tarifa 2, Medianas demandas, consumos generales en media tensión
- T2MTI: Tarifa 2, Medianas demandas, consumos industriales en media tensión
- Peaje en MT: Hay dos categorías, uso general y uso industrial
- Peaje de AT

El concepto de peaje es para aquellos usuarios que tienen contratos directos con los generadores pero utilizan las redes de las distribuidoras para transportar la misma hasta sus instalaciones.

Como se mencionó anteriormente, el cuadro tarifario está compuesto por el VAD y además el costo de generación, transporte y potencia.

“El concepto de tarifa por potencia se asocia con un reconocimiento de los costos fijos de operación para cubrir la demanda más un margen de reserva”²¹.

Para la fijación de la misma se calcula la anualidad de una turbina de gas que esté a disposición de entregar potencia.

Vale aclarar que hoy en día la tarifa por potencia está fijada a un valor de 12 \$/MWh. A continuación se presenta el cálculo para calcular la tarifa de potencia que se debería estar aplicando hoy en día (con datos promedios del mercado argentino).

²¹ Instituto argentino de Energía. Mercado eléctrico Mayorista, Archivos de Educación.

Inversión	650	USD/KW
Vida Útil	25	Años
Tasa	11%	
Anualidad	\$ 78	USD/KW-año
Mensualidad	\$ 6,53	USD/KW-mes
Potencia Media EDESAL	266	MW/mes
E anual	1488	MWh
Pago mensual	\$ 1.735.886	USD/mes
Anual	\$ 20.830.627	USD/año
Precio POTENCIA	14,00	USD/MWh

Tabla 8-7 Tarifa de Potencia

8.6.3 Tarifa Vigente a Diciembre 2011

A continuación se presenta el cuadro tarifario vigente al año 2011.

Vigente a Diciembre 2011						
Categoría Tarifaria	Energía vendida 2011	VAD	Costo de Compra	Costo de Transporte	Costo de potencia	Tarifa Media Vigente
	[MWh]	[\$ / MWh]	[\$ / MWh]	[\$ / MWh]	[\$ / MWh]	[\$ / MWh]
T1 R	353,972	127	41	5	12	185
T1 G	120,761	139	82	5	12	238
T1 AP	62,806	105	49	5	12	171
T2 BT	142,206	157	98	5	12	271
T2 MT G	102,438	115	110	5	12	243
T2 MT I	157,217	99	143	5	12	259
Peaje MT G	74,414	88	16	0	0	104
Peaje MT I	293,436	73	14	0	0	86
Peaje AT	33,802	50	8	0	0	58

Tabla 8-8 Tarifas Vigentes a Diciembre 2011

La razón de porque los peajes tienen un costo de compra está relacionado con las perdidas en las redes. Los costos de transporte y potencia son igual a cero porque son acuerdos directos de los usuarios con las generadoras y Cammesa.

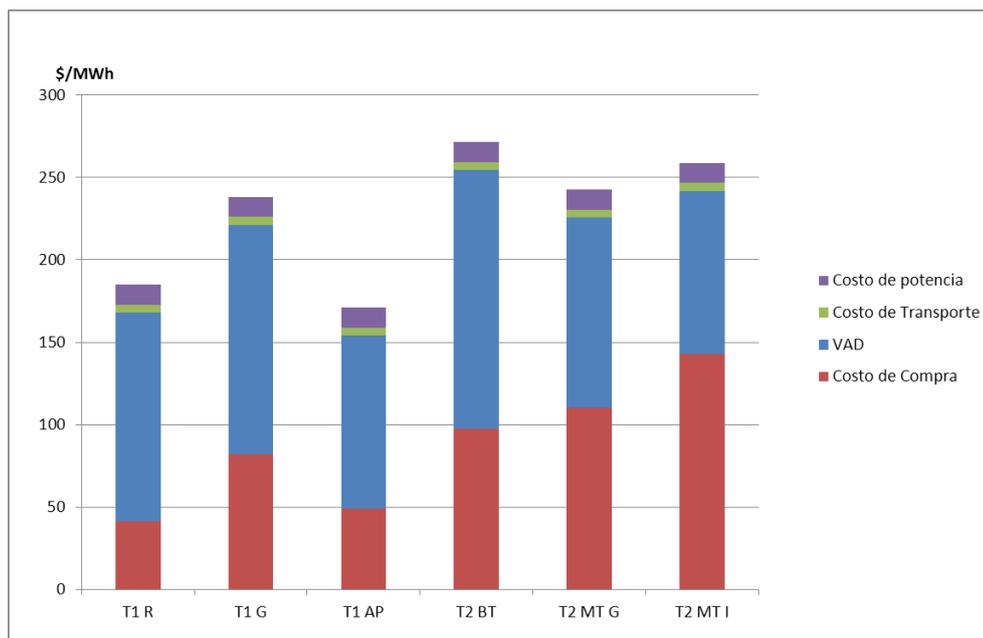


Gráfico 8-4. Tarifas Vigentes a Diciembre 2011

Evidentemente la mayor asignación de costos se la llevan los usuarios de baja tensión, como era de esperarse ya que generalmente son los usuarios de baja los que definen los picos de potencia de la curva de carga de la distribuidora y utilizan todas las etapas de la red (alta, media y baja).

En este gráfico se puede evidenciar que no se está cumpliendo con lo propuesto por el mercado mayorista y cada categoría tarifaria está adquiriendo la energía a distinto precio, evidenciando la existencia de “subsidiados cruzados”.

Estos subsidios también suelen ser llamados “subsidiados implícitos”, los cuales no son reconocidos como gastos del gobierno ya que el gobierno no debe poner dinero, sino que un sector de la economía se beneficia a expensas de otro. En este caso concreto las categorías T1 se benefician de las otras ya que adquieren la energía a un mayor costo.

Las razones de la existencia de estos subsidios son políticas y sociales. Se busca principalmente: intentar priorizar la capacidad de pago de las industrias y proteger a los usuarios residenciales.

En cuanto a la asignación del VAD son los usuarios T2BT a los que se le asignan mayores costos, seguidos por los de T1G y T1R respectivamente.

8.6.4 Tarifa Propuesta para el año 2012

A continuación se presenta las tarifas propuestas para el año 2012.

Propuesto para el año 2012					
Categoría Tarifaria	VAD	Costo de Compra	Costo de Transporte	Costo de potencia	Tarifa Media Propuesta
	[\$ / MWh]	[\$ / MWh]	[\$ / MWh]	[\$ / MWh]	[\$ / MWh]
T1 R	281	616	7	63	967
T1 G	300	616	7	63	986
T1 AP	221	616	7	63	907
T2 BT	278	616	7	63	964
T2 MT G	222	616	7	63	908
T2 MT I	198	616	7	63	884
Peaje MT G	154	38	0	0	193
Peaje MT I	121	32	0	0	153
Peaje AT	167	25	0	0	191

Tabla 8-9 Tarifas propuestas para el año 2012

Las justificaciones de las categorías de peaje son iguales que en las tarifas vigentes a Diciembre 2011.

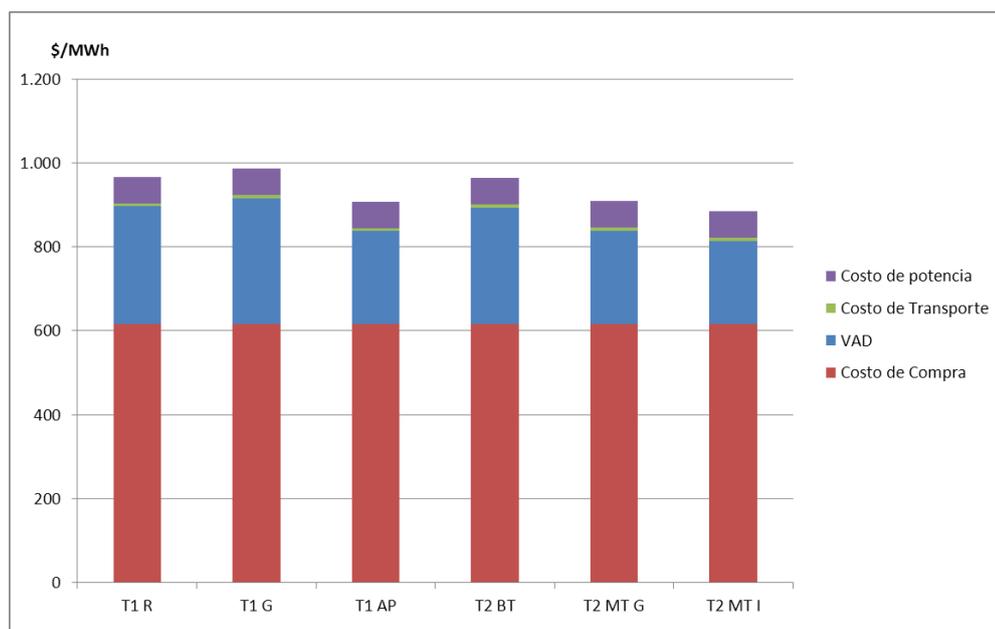


Gráfico 8-2 Tarifas propuestas para el año 2012

La gran diferencia que se presenta entre la tarifa propuesta y la tarifa vigente deviene de los precios de compra de energía eléctrica en el mercado mayorista, ya que no solo son mucho más elevados que los vigentes a Diciembre 2011, sino que también se propone que todas las tarifas adquieran la energía al mismo precio; en otras palabras que ningún sector de la economía se vea beneficiado.

En cuanto a la asignación del VAD, también se presentan cambios pues son los usuarios pertenecientes a las categorías T1G y T1R los que acaparan mayores costos de VAD, seguidos por los usuarios T2BT.

También cambia el valor de los precios de potencia, actualizando el precio según los cálculos realizados anteriormente, creciendo en un porcentaje de 425%.

Asimismo, como se propuso en el capítulo de transmisión, la tarifa aumenta en un 40%, pasando de un valor de 5 \$/MWh a 7 \$/MWh.

EL incremento de los ingresos por ventas y de la tarifa media total que surgiría de la aplicación del Cuadro Tarifario Propuesto, es del 290% respecto del Cuadro Tarifario vigente (utilizando las ventas del año 2011), mientras que el incremento de VAD resulta del 100%.

La siguiente tabla presenta los aumentos de VAD y tarifas propuestos por tarifa.

Categoría Tarifaria	Incremento de VAD Propuesto vs. Vigente	Incremento de tarifas Propuesta vs. Vigente
T1 R	122%	423%
T1 G	115%	314%
T1 AP	111%	431%
T2 BT	77%	255%
T2 MT G	92%	274%
T2 MT I	100%	242%
Peaje MT G	75%	86%
Peaje MT I	66%	77%
Peaje AT	234%	232%

Tabla 8-10 Incrementos porcentuales de VAD y tarifas

Es interesante destacar que los mayores aumentos se dan en las categorías T1, esto se debe principalmente al subsidio cruzado existente en Argentina en el sector de generación ya que los usuarios de estas tarifas están adquiriendo la energía a un precio inferior que los usuarios T2, es por esto que cuando se propone que todas las categorías adquieran la electricidad al mismo precio el mayor perjudicado es el usuario T1. Además los incrementos por parte de las distribuidoras también afectan más a los usuarios T1 con respecto a los demás.

A modo de resumen se presenta una tabla que presenta la participación promedio de los tres sectores de la industria eléctrica (generación, transmisión y distribución) con las tarifas vigentes a Diciembre 2011 y las propuestas.

	Vigente a Diciembre 2011	
	\$ / MWh	Porcentaje
Generación	\$55	37%
Potencia	\$12	
Transmisión	\$5	3%
Distribución	\$110	60%
TOTAL	\$182	

Tabla 8-11 Tarifa media vigente de EDESAL

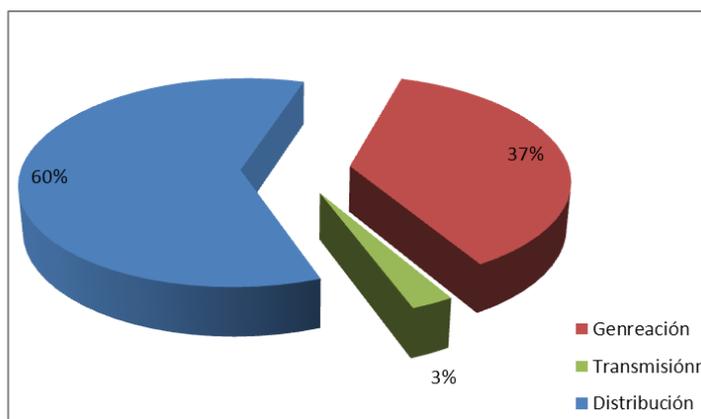


Gráfico 8-3 Composición de la tarifa media vigente de EDESAL

Como se señaló en el capítulo de transmisión, según los valores promedios a Diciembre 2011, la distribución acapara 60% de la tarifa vigente, el 37% le pertenece al sector de generación y el restante 3% es de la transmisión.

Con los valores promedios propuestos se produce un cambio importante. La generación pasa a ser la que más aporta a la tarifa con un 68% de participación, mientras que la distribución tiene un 31%. Si bien la tarifa de transmisión aumenta un 40%, la participación total en la tarifa se disminuye al 1%.

	Propuesto	
	\$ / MWh	Porcentaje
Generación	\$420	68%
Potencia	\$63	
Transmisión	\$7	1%
Distribución	\$220	31%
TOTAL	\$710	

Tabla 8-12 Tarifa media propuesta de EDESAL

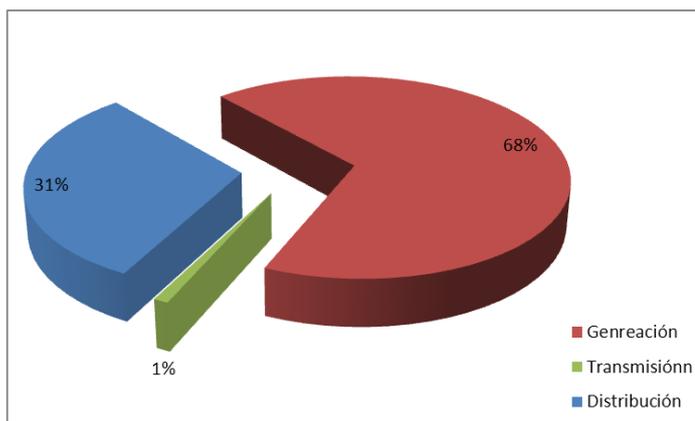


Gráfico 8-4 Composición de la tarifa media propuesta de EDESAL

Es importante recordar que, como se propuso al inicio del capítulo, los cálculos anteriores no tienen en cuenta los impuestos imputados a la energía. A continuación se presenta una tabla que expone los impuestos vigentes en todas las provincias del país²².

²² Secretaria de Energía de Argentina. Impuestos y subsidios sobre las tarifas a usuarios finales.

Provincia	Residencial				Comercial				Industrial BT.				Total de Imp.		
	LEY 23.681	IVA %	IMP.PROV.	IMP.MUNICIP.	LEY 23.681	IVA %	IMP.PROV.	IMP.MUNICIP.	LEY 23.681	IVA %	IMP.PROV.	IMP.MUNICIP.	RES.C/IVA	COM C/IVA	IND. C/IVA
SAN LUIS	0.6	21	0	6.4	0.6	27	0	6.4	0.6	27	0	6.4	28	34	34
BUENOS AIRES	0.6	21	16.1	6	0.6	27	0.6	6	0.6	27	0.6	6	43.7	34.2	34.2
GRAN BS AS	0.6	21	16.1	6.4	0.6	27	0.6	6.4	0.6	27	0.6	6.4	44.2	34.7	34.7
CAP. FED.	0.6	21	0	6.4	0.6	27	0	6.4	0.6	27	0	6.4	28	34	34
CATAMARCA	0.6	21	1.5	6	0.6	27	1.5	6	0.6	27	1.5	6	29.1	35.1	35.1
CHACO	0.6	21	10.7	0	0.6	27	10.7	0	0.6	27	0	0	32.3	38.3	27.6
CORDOBA	0.6	21	0	10	0.6	27	0	10	0.6	27	0	0	31.6	37.6	27.6
CORRIENTES	0.6	21	0	0	0.6	27	0	0	0.6	27	0	0	21.6	27.6	27.6
ENTRE RIOS	0.6	21	15	29.7	0.6	27	0	26.7	0.6	27	0	10.7	66.3	54.3	38.3
FORMOSA	0.6	21	0	0	0.6	27	0	0	0.6	27	0	0	21.6	27.6	27.6
JUJUY	0.6	21	0	6	0.6	27	0	6	0.6	27	0	6	27.6	33.6	33.6
LA PAMPA	0.6	21	0	0	0.6	27	0	0	0.6	27	0	0	21.6	27.6	27.6
LA RIOJA	0.6	21	1.4	10	0.6	27	1.4	10	0.6	27	1.4	10	33	39	39
MENDOZA	0.6	21	4.5	0	0.6	27	4.6	0	0.6	27	4.6	0	26.1	32.2	32.2
NEUQUEN	0.6	21	0	6	0.6	27	0	6	0.6	27	0	6	27.6	33.6	33.6
RIO NEGRO	0.6	21	3	4	0.6	27	3	4	0.6	27	3	4	28.6	34.6	34.6
SALTA	0.6	21	0	0	0.6	27	0	0	0.6	27	0	0	21.6	27.6	27.6
SAN JUAN	0.6	21	3.1	0	0.6	27	3.1	0	0.6	27	3.1	0	24.7	30.7	30.7
SANTA FE	0.6	21	0	6	0.6	27	0	6	0.6	27	0	6	27.6	33.6	33.6
SGO DEL ESTERO	0.6	21	0	6.4	0.6	27	0	6.4	0.6	27	0	6.4	28	34	34
TUCUMAN	0.6	21	0	15	0.6	27	2.5	15	0.6	27	2.5	15	36.6	45.1	45.1
STA CRUZ	0	21	0	0	0	27	0	0	0	27	0	0	21	27	27
CHUBUT	0.6	21	8	0	0.6	27	0	0	0.6	27	0	0	29.6	27.6	27.6
MISIONES	0.6	21	0	0	0.6	27	0	0	0.6	27	0	0	21.6	27.6	27.6

Tabla 8-13 Cargas Impositivas en % Datos Secretaría de Energía

A nivel nacional los residenciales tienen un impuesto promedio, mientras que los comerciales e industriales BT se encuentran entre los valores más altos.

Para San Luis los residenciales aportan:

- Impuesto nacional ley 23681 (0.6%)
- IVA 21%
- Contribuciones Municipales 6.383%

Comerciales e Industriales BT:

- Impuesto nacional ley 23681 (0.6%)
- IVA 27%
- Contribuciones Municipales 6.383%

8.6.5 Tarifa para los próximos años

Para hacer el cálculo de las tarifas hasta el año 2016 se debe tener en cuenta:

- Los costos de generación se calcularon en el capítulo 5; los mismos varían año a año y todas las categorías deben abonar el mismo precio de generación
- La tarifa de transmisión se estimó en 7\$/MWh en el capítulo 6
- El costo de distribución, determinado mediante el Valor Agregado de Distribución (VAD), por ley tiene una validez de 5 años y no puede modificarse.

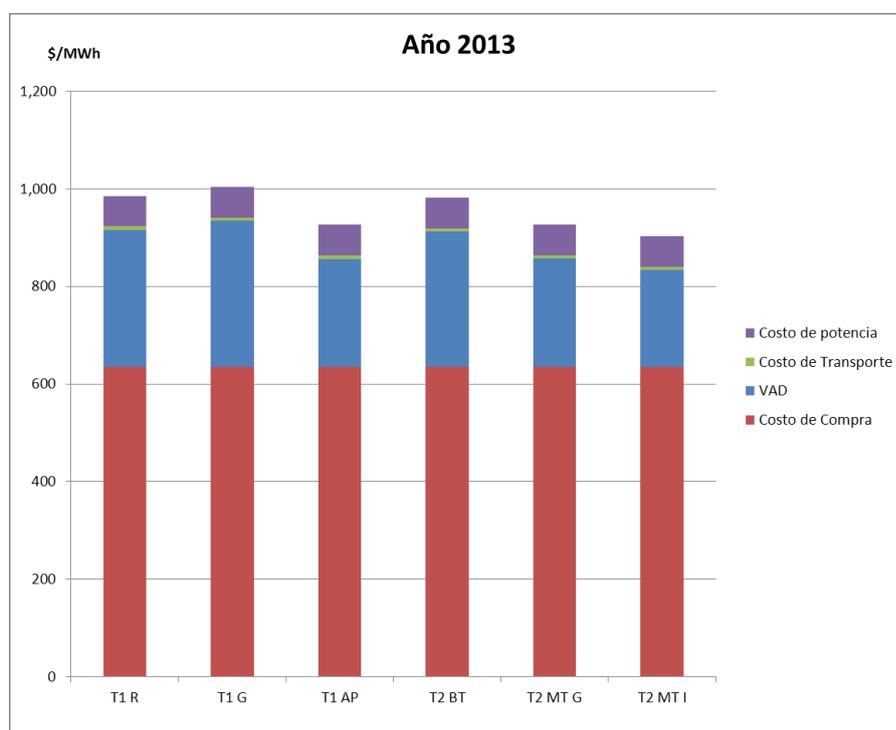


Gráfico 8-5 Tarifas año 2013

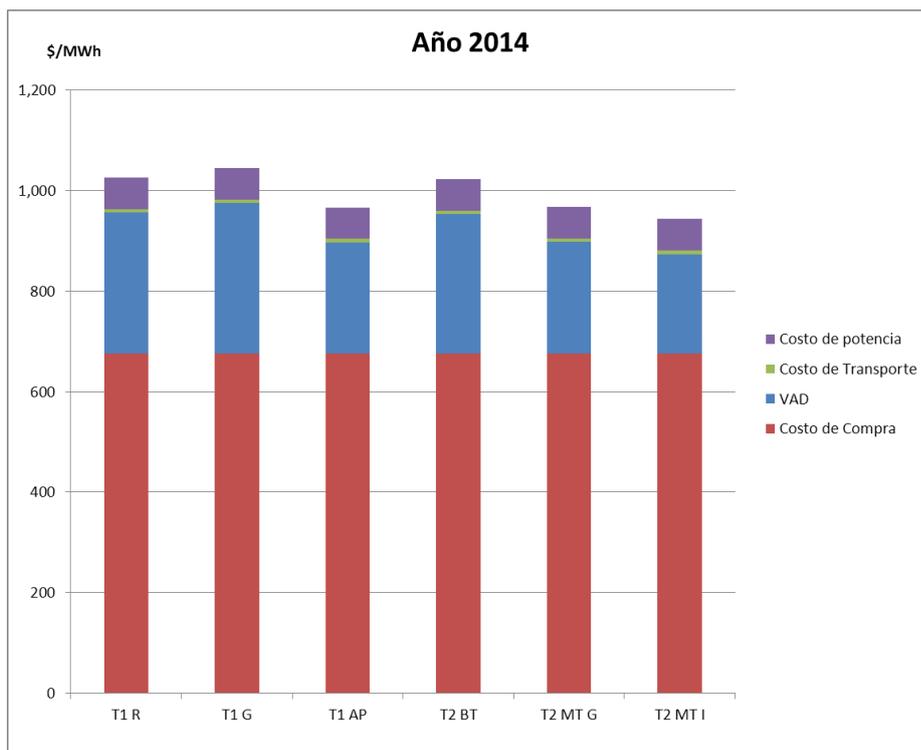


Gráfico 8-6 Tarifas año 2014

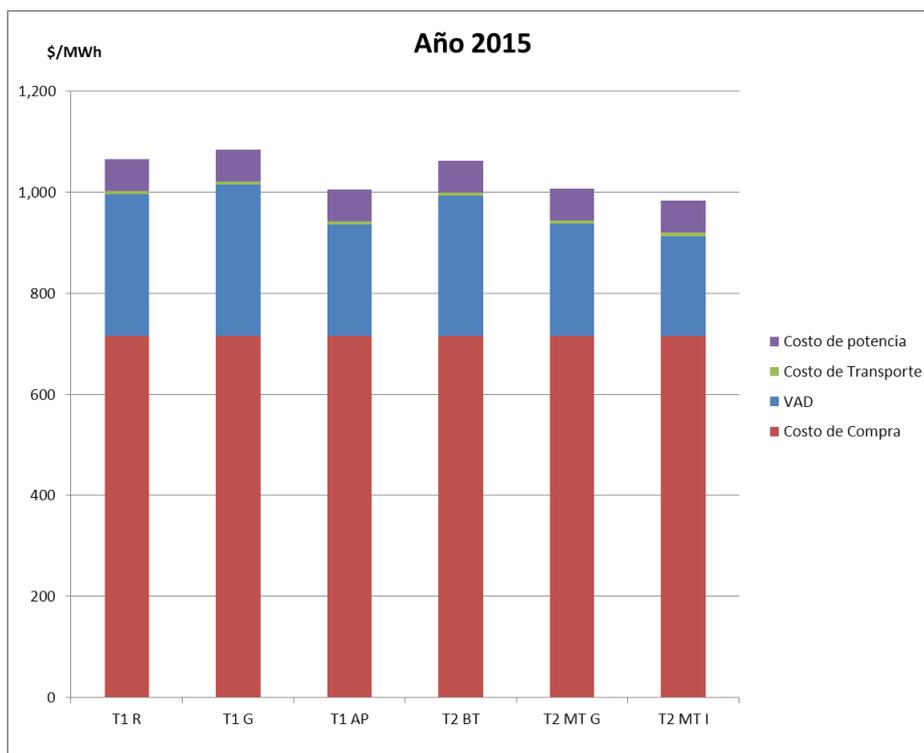


Gráfico 8-7 Tarifas año 2015

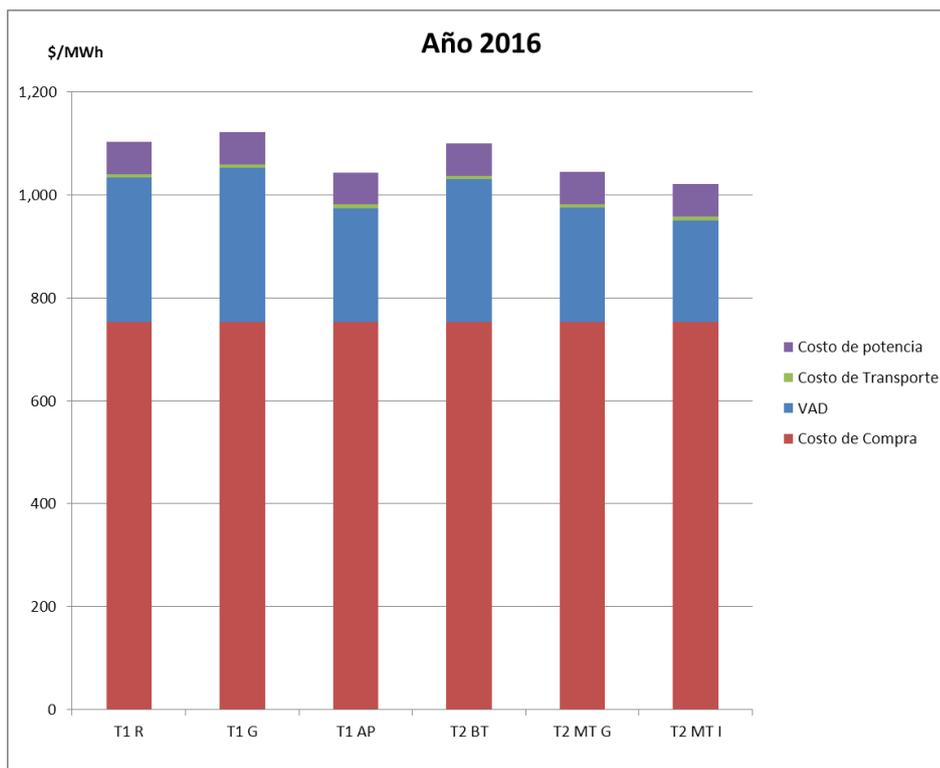


Gráfico 8-8 Tarifas año 2016

Como se mencionó anteriormente las tarifas aumentan año a año debido a que los costos marginales de la generación van aumentando. Estas variaciones no se explican por los sectores de transmisión y distribución.

Vale aclarar que hasta el 2002 el valor del VAD se ajustaba semestralmente, con la utilización de un índice combinado de precios de Estados Unidos (IPC) y a su vez también tenía en cuenta la mejora en la productividad de las compañías de distribución de electricidad (X). Esta es la regulación que generalmente se utiliza en los sistemas Price cap.

Esta regulación quedó sin efecto por la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública en materia Social, Económica, Administrativa, Financiera y Cambiaria que “estableció en su artículo 8 que a partir de su sanción (6 de enero de 2002), en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedaban sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedaban establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DÓLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1)”²³.

²³ ENRE. Tarifas del servicio público de distribución.

Como las variaciones en el VAD suelen ser muy pequeñas y generalmente despreciables y además los datos para realizar este cálculo no existen en compañías argentinas, ya que no se realizan desde el año 2002, se decidió no actualizar el VAD.

8.6.6 Tarifas a nivel Nacional

Es muy difícil poder hacer un traspaso directo de las tarifas que calculamos a otras distribuidoras, ya que cada distribuidora cuenta con distintas características en cuanto a estructuras y en cuanto a clientes.

A continuación se presentan la tarifa media anual de todas las distribuidoras para el año 2010, calculada por Cammesa. Se podrá apreciar que la tarifa de EDESAL tiene un valor que se acerca al promedio y además hay cuatro distribuidoras que tienen una tarifa muy similar (EPESF – Santa Fé, EDEN – Buenos Aires, EDEMSA – Mendoza, EDELAR – La Rioja).

Entre las distribuidoras más caras del país se encuentran EDESA – Salta y DPE – Tierra del Fuego.

Por el otro lado entre las más baratas se encuentran: EDELAP – Buenos Aires, EDECAT – Catamarca (esta compañía rescindió el contrato de concesión y pasó a manos del estado así que es probable que las tarifas se hayan actualizado) y EDENOR/EDESUR – Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Excluyendo a EDECAT que tenía una tarifa baja porque no se permitía actualizar la misma, la razón de la tarifa baja en las distribuidoras EDELAP, EDENOR y EDESUR se debe a la gran concentración de clientes, ya que para la distribuidora resulta más económico por la economía de escala presente en las zonas con altas densidades.

En el ANEXO G: se puede encontrar la tabla con todas las distribuidoras del país, indicando su área de servicio, el número de clientes y el estado societario (Público, Privado, Nacionalizado).

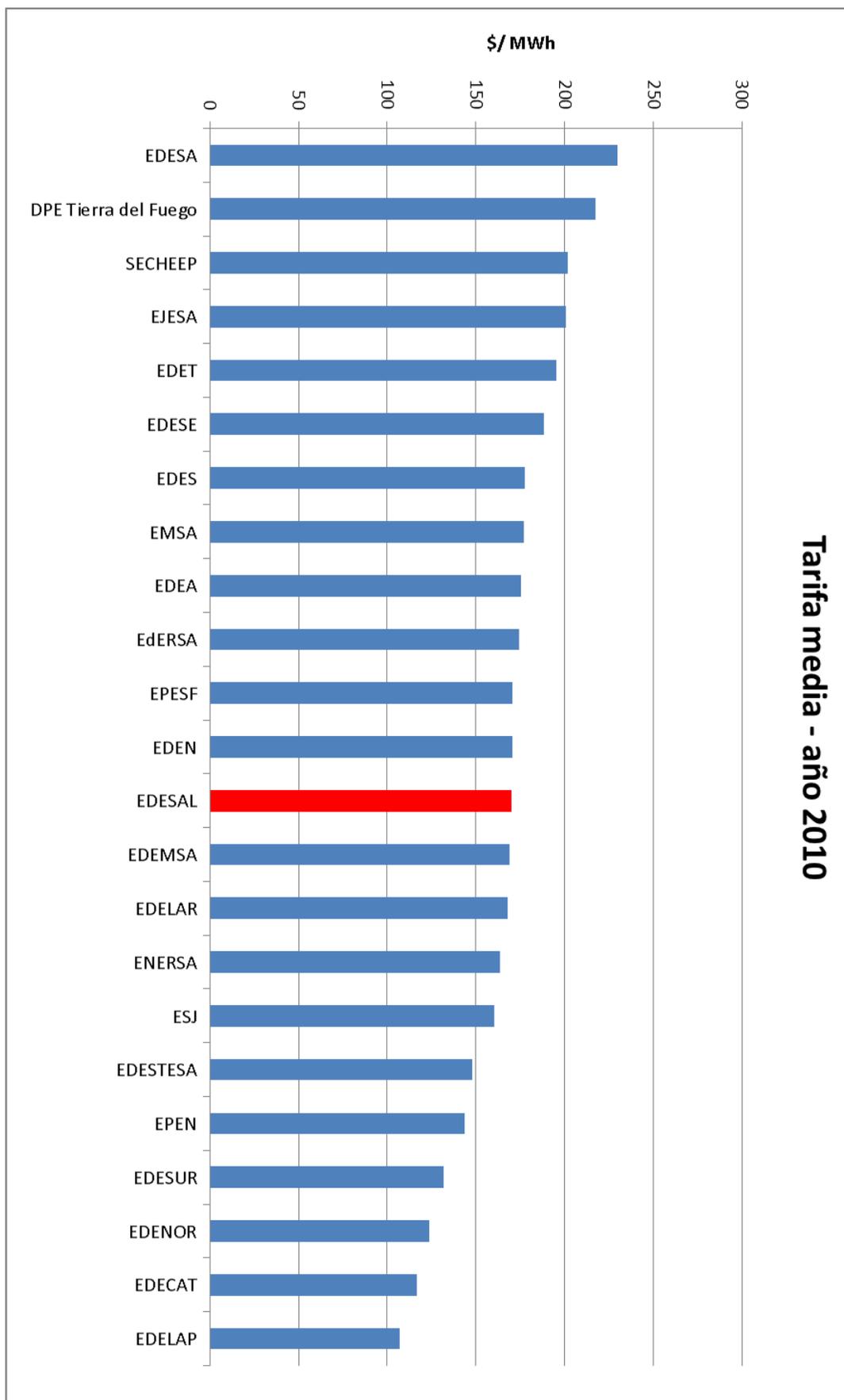


Gráfico 8-9 Tarifas medias del año 2010. Dato Cammesa

9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos, como se predijo en un principio, fueron tarifas mayores que las actuales de mercado hoy presentes en Argentina, afectando principalmente al sector residencial. Esto hace que el sector se enfrente a un complicado escenario, el cual se viene produciendo desde hace ya varios años.

Es interesante destacar que “la industria eléctrica es una actividad de capital intensivo y de inversiones de largo plazo con tasas razonables”²⁴ que se vio afectada por la devaluación del año 2002, que generó un problema para la remunerar el capital, dañando a varias empresas del sector y disminuyó los incentivos para invertir en el sector.

Estos cambios en la política cambiaría y la constante modificación del sistema legal, principalmente el congelamiento de las tarifas eléctricas y la aplicación de subsidios, generaron un cambio profundo en las reglas de juego del sector. “Esta falta de adecuación de tarifas modificó el equilibrio económico financiero de las empresas del sector eléctrico”²⁵, y afectó las inversiones en el sector.

Para analizar el presente del sector es importante remontarse a las reformas regulatorias y de propiedad empresaria introducidas en los años ´90. Dentro de los principales cambios se segmentó la actividad en 3 secciones diferenciadas: generación, transmisión y distribución. A su vez se privatizó una gran parte de las empresas públicas.

Por un lado la generación se caracterizó por la libre oferta y la remuneración al costo marginal, lo que quiere decir que el costo de operación es el de la maquina menos eficiente en producción. Por el otro lado el transporte y la distribución fueron tratadas como ofertas monopólicas reguladas (cada una tratada de manera distinta)²⁶.

Los análisis se harán entre 3 etapas, una primer etapa que contempla desde 1992 hasta 2002, la segunda etapa que examina desde el 2003 hasta el 2011 y la restante desde 2012 hasta el 2016, utilizando las proyecciones realizadas capítulos anteriores.

Es interesante analizar la demanda, la cual en la primer etapa solo disminuye en el 2002, en la segunda etapa también solo cae en un año (2009) y en la última etapa proyectada no se presenta ninguna disminución en la misma, como lo demuestra el siguiente gráfico. También se presenta el precio medio anual del mercado spot separado en las 3 etapas mencionadas anteriormente.

²⁴ Encrucijadas Publicación NRO 45°. Universidad Nacional Buenos Aires.

²⁵ Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica. El sector eléctrico en riesgo.

²⁶ Ídem Anterior

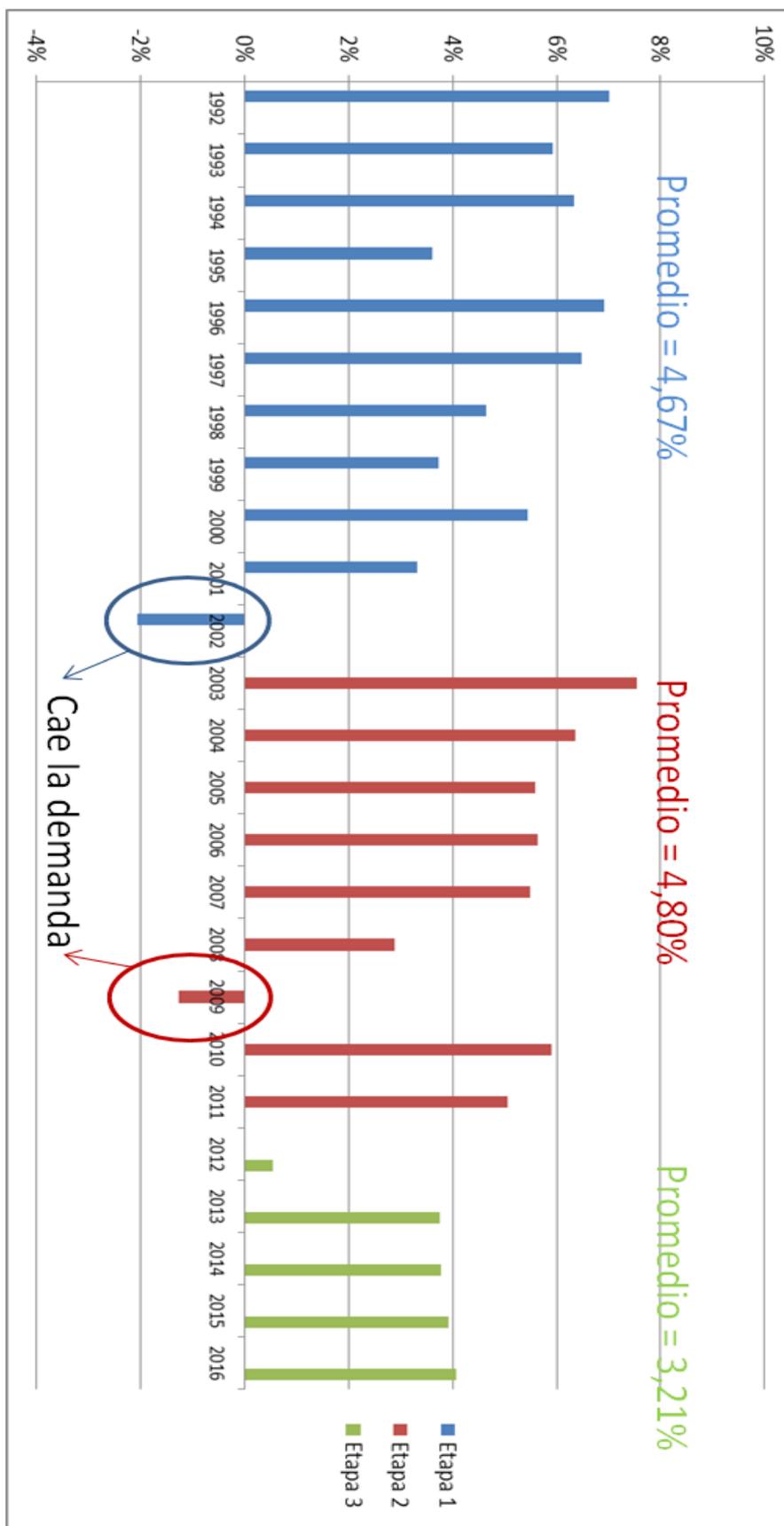


Gráfico 9-1 Evolución porcentual de la demanda

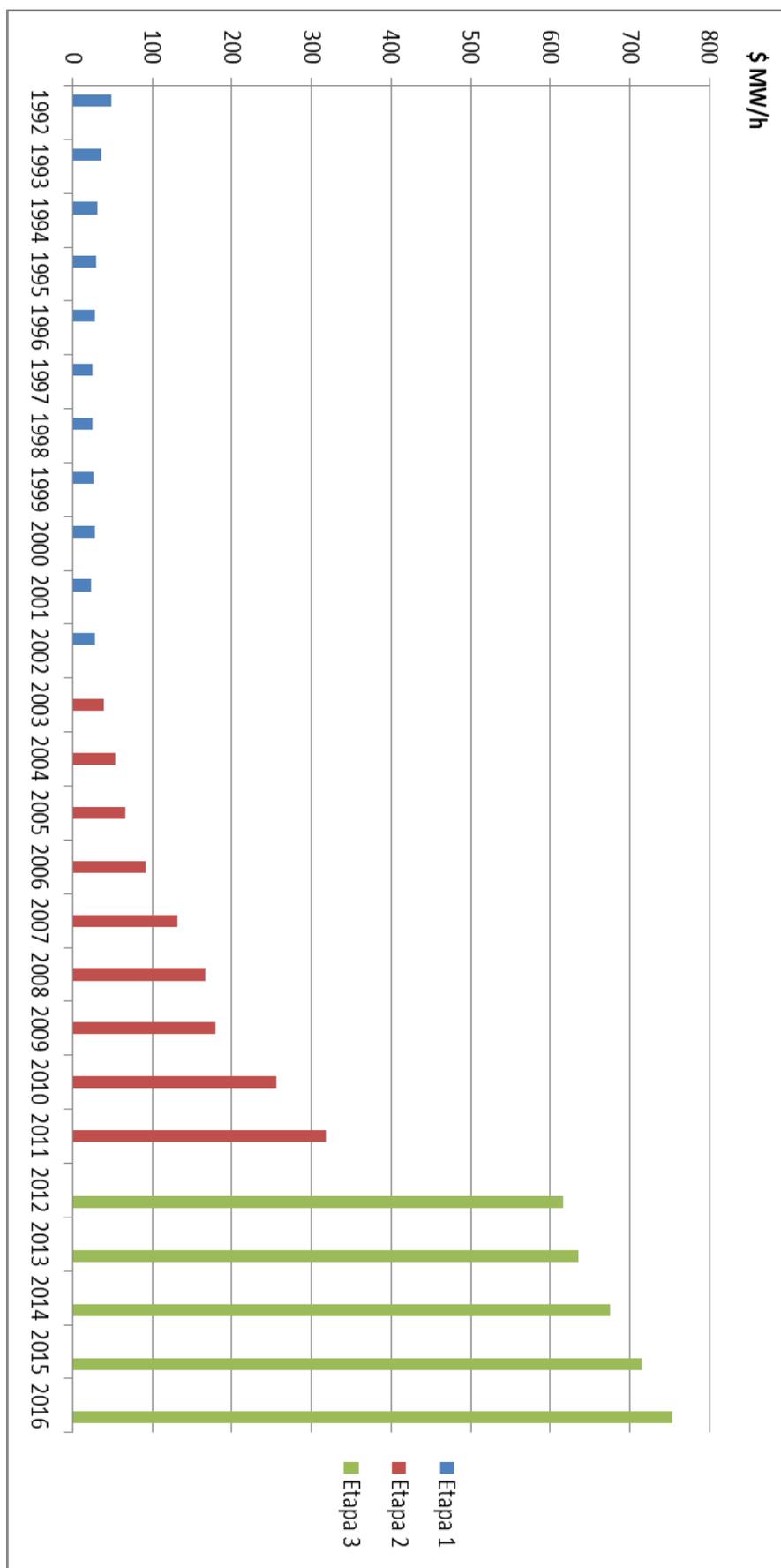


Gráfico 9-2 Precio medio anual Mercado Spot (\$/MWh). Datos Cammesa y proyecciones propias

De los 3 gráficos anteriores gráficos se puede observar como en Argentina la demanda no se ve afectada por el precio de la energía eléctrica, al contrario de lo que indica la teoría económica que señala que ante una tarifa mayor correspondería un consumo menor. Esto también se ve acompañado porque los clientes finales en argentina no tuvieron señales de precios que reflejen los costos reales de la generación ya que se empleó la utilización de los subsidios que tuvieron mucho que ver en que la demanda no responda al precio. Los subsidios crecieron de manera vertiginosa desde el 2002 hasta la fecha.

Es interesante resaltar que esta situación se da en Argentina como un caso especial porque en muchos países con regulaciones similares a la de Argentina la demanda de energía eléctrica tiene una relación directa con el precio de la misma, como por ejemplo Chile.

Después del 2002 “el esquema de ajuste estacional se fue abandonando y el precio estacional quedó prácticamente congelado, aunque los costos operativos fuesen en aumento, elevando el precio spot de la energía”²⁷. Lo expresado anteriormente se puede ver en el siguiente gráfico, que también muestra cómo fueron aumentando los subsidios año a año porque la diferencia entre el precio de venta de energía eléctrica por parte de los generadores y el precio de compra por parte de las distribuidoras se fue agrandando cada vez más.

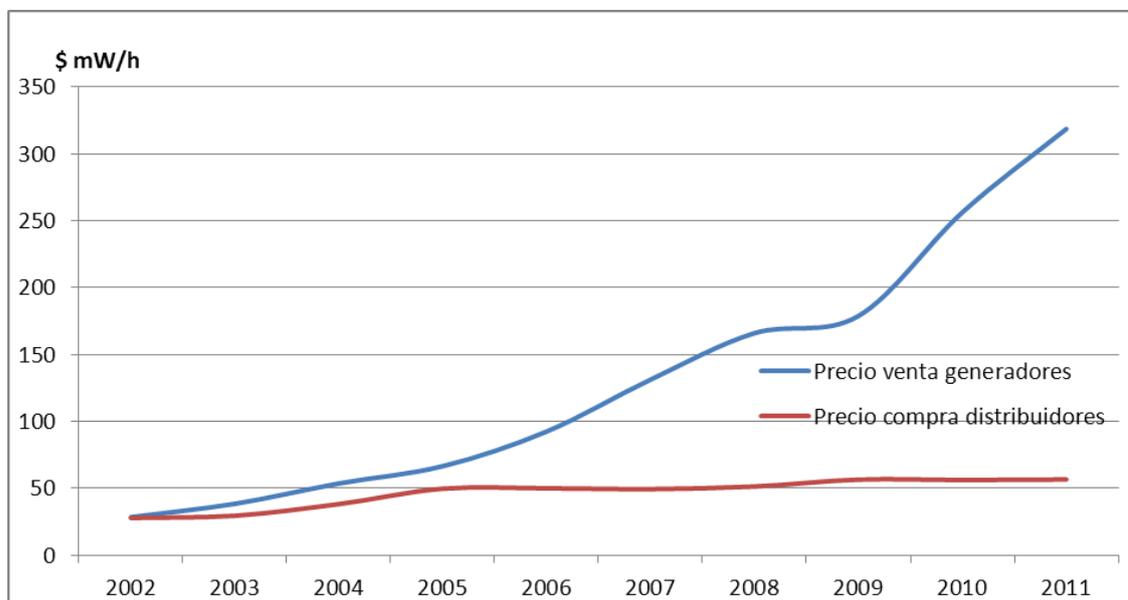


Gráfico 9-3 Precio de venta generadores V.S precio de compra distribuidores. Datos Cammesa

²⁷ Fundación para el Cambio, Buenos Aires. Subsidios en Argentina I – Marco General y sector Energético.

Como se mencionó en el capítulo de tarifas de generación una empresa que se encuentra en un mercado de competencia perfecta debería estar percibiendo como precio el costo marginal. Para poder interpretar bien el gráfico de precios hay que entender que en la primera etapa el precio era igual al costo marginal. Mientras que en la segunda etapa los precios del gráfico no reflejan el costo marginal ya que por la resolución de la SE 240 el sistema ya no es “marginalista”, “Desde entonces el precio Spot es sólo una referencia ya que no refleja el costo de generación promedio real”²⁸.

El gran salto que se puede ver desde la segunda etapa a la tercera se debe a lo mencionado anteriormente. Sería interesante poder graficar los costos marginales para la segunda etapa pero lamentablemente no se cuentan con registros de ningún organismo, igualmente se estima que deberían seguir una forma similar a la expresada en el gráfico pero con mayor precio, y el acople entre el año 2011 y 2012 sería más razonable.

La tercera etapa que es la pronosticada con el modelo DOSE y esos precios vuelven a reflejar costos marginales del sector, al igual que la etapa 1.

Las causas de porqué el costo de generación no ha parado de crecer según “Subsidios en Argentina I – Marco General y Sector Energético” realizado por la Fundación para el Cambio en 2009 son las siguientes:

- 1) El aumento de la demanda mostrado anteriormente, no fue acompañado por nuevas inversiones en el sector, lo que determinó que se tenga que poner en servicio para cubrir la demanda, máquinas con mayores costos operativos y a su vez menos eficientes contribuyendo a una matriz energética menos eficiente.

Para demostrar que las inversiones en el sector disminuyeron drásticamente se muestra a continuación un gráfico que representa la capacidad de generación año a año ya que no se cuenta con ningún registro de inversiones en el sector, de todas maneras la capacidad instalada año a año refleja de una buena manera las inversiones realizadas Los datos para las etapas uno y dos fueron obtenidas de Cammesa mientras que para la tercer etapa se tiene en cuenta el modelo DOSE.

²⁸ Fundación para el Cambio, Buenos Aires. Subsidios en Argentina I – Marco General y sector Energético.

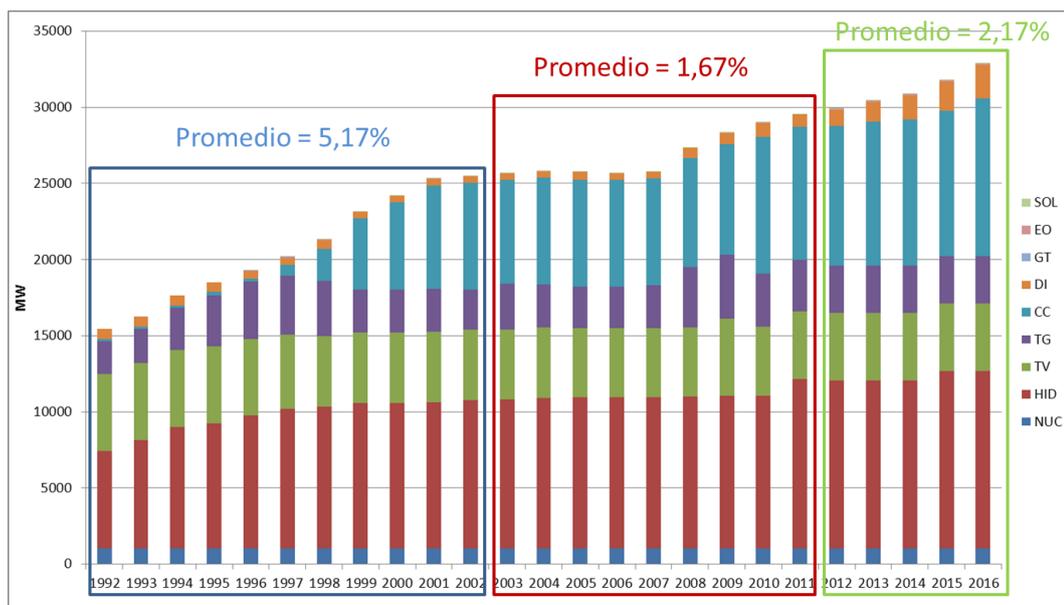


Gráfico 9-4 Capacidad de Generación en Argentina. Datos Cammesa

Como se puede ver en la primera etapa la capacidad crece en promedio 5,17% por año y es la mayor de las 3 etapas, esto demuestra que fue la etapa con mayor inversión realizada. Es sumamente interesante ver como los ciclos combinados (ciclo térmico más eficiente para la producción de energía eléctrica) comienzan a entrar a la matriz eléctrica nacional en el año 1997, y siendo el principal centro de inversión hasta el año 2002, que es cuando se produce el problema cambiario y se dificulta invertir en esa tecnología que se debe exportar y cotiza en dólares.

Ya al pasar a la segunda etapa si bien la capacidad crece, lo hace en un promedio anual muy bajo y no solo eso, sino también se presentan años en los que la capacidad decae (años 2004 y 2005) lo que representa que hubo máquinas que pueden significar que: máquinas se fueron de sistema o que las mismas fueron menos eficientes. Esto refleja la baja inversión. Recién para el último período de la etapa 2 se ven los crecimientos de capacidad y estos mismos se explican por ciertos beneficios que obtuvieron las inversiones en generación de energía y también en proyectos financiados por el estado.

En la tercer etapa se tuvo en cuenta el ritmo de inversiones que se venía realizando en los últimos años y se propone mejorar el crecimiento promedio anual de la capacidad de la etapa anterior, lo que indica que se deberán hacer mayores inversiones que en la etapa anterior.

También en las etapas 2 y 3, se puede ver que hubo muy poca inversión en la generación base y se podría considerar que la inversión realizada fue en máquinas poco eficientes. Esto repercute negativamente en la matriz nacional.

- 2) Las limitaciones en el suministro de gas a las centrales obligó a utilizar combustibles líquidos, como lo son el gas Oil y el fuel Oil, que no solo son más caros, sino que también son menos eficientes.

Con los datos obtenidos de Cammesa, los cuales solamente estaban disponibles desde el año 1999 se puede ver como el gas siempre fue el combustible más usado pero como a partir del 2004 empieza a decaer su utilización en la generación y sube tanto el gas Oil como el fuel Oil.

Para la etapa 3 se no se puede obtener un gráfico que sea comparable ya que el modelo no cuenta con una salida con estas variables.

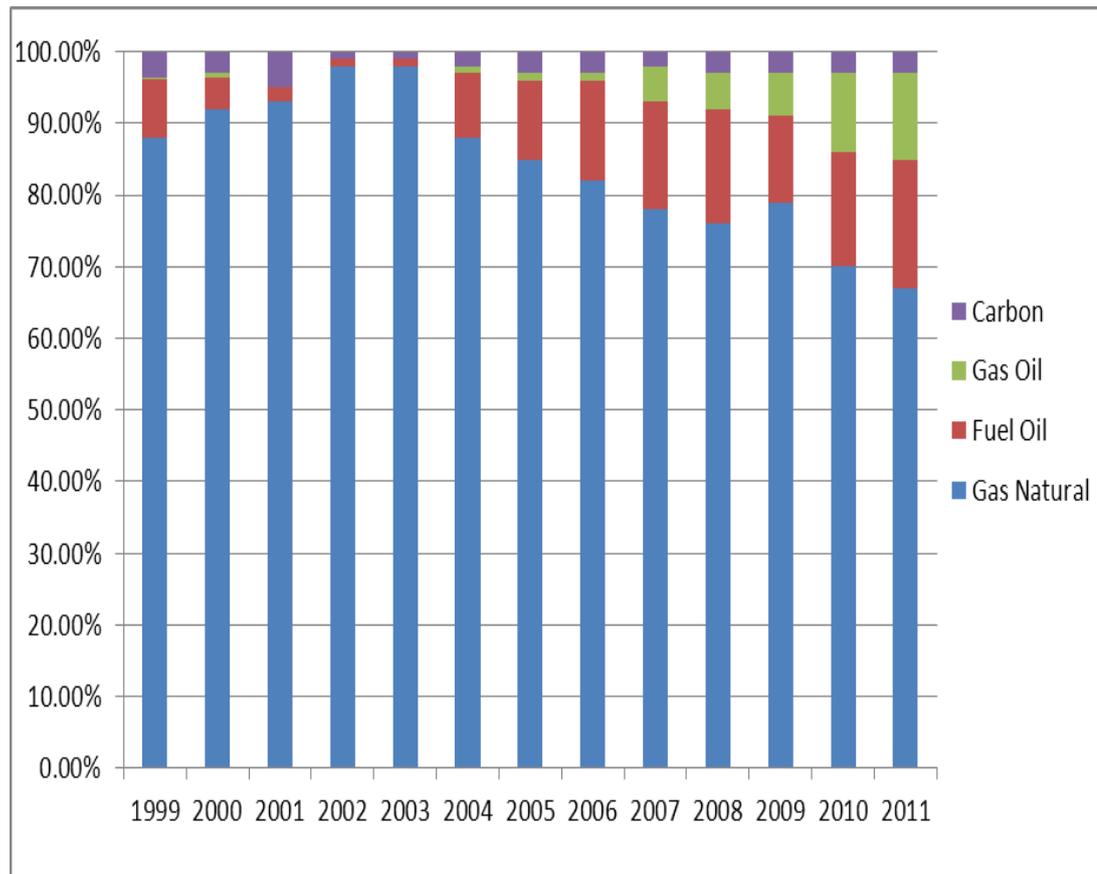


Gráfico 9-5 Evolución porcentual de los combustibles utilizados. Datos Cammesa

La matriz energética argentina es sumamente dependiente del precio y la disponibilidad del gas natural, esto se puede comprobar analizando los escenarios simulados, basados en hipótesis optimistas y pesimistas en cuanto a la disponibilidad del gas, obteniendo resultados contundentes que muestran una diferencia de costo marginal promedio durante el periodo del 55%.

Las medidas a tomarse en el futuro debieran apuntar como medida de corto plazo a garantizar el volumen de gas necesario para el consumo residencial, industrial y de generación eléctrica. Y como medida de largo plazo a diversificar la matriz de generación eléctrica, centrándose en las energías renovables, ya

sean convencionales o no, aprovechando que la legislación existente muestra intención de apuntar hacia esos horizontes.

- 3) El aumento global de costos de los combustibles, de otros insumos y del salario del sector también tuvieron un rol importante.

Con los gráficos que se muestran a continuación se puede evidenciar el aumento en el precio del gas y del crudo, que tiene un factor de correlación de aproximadamente 98% con el precio del combustible, el cual es utilizado para producir energía eléctrica.

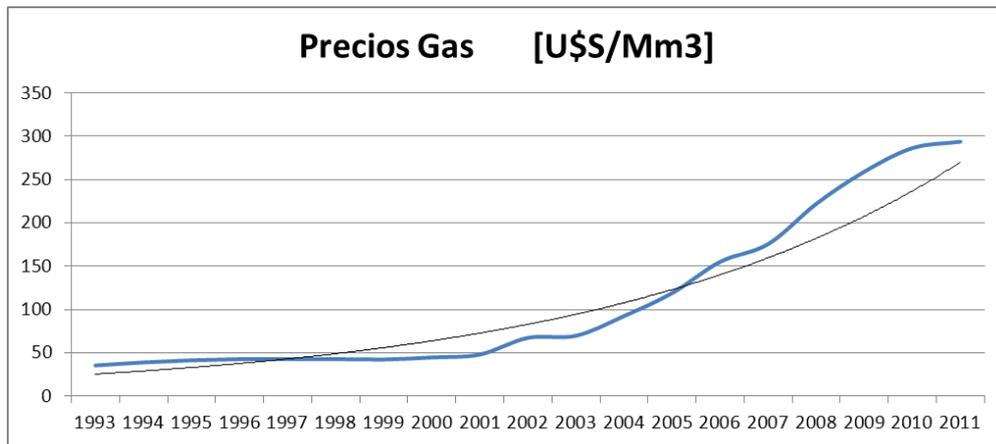


Gráfico 9-6 Evolución precio del Gas

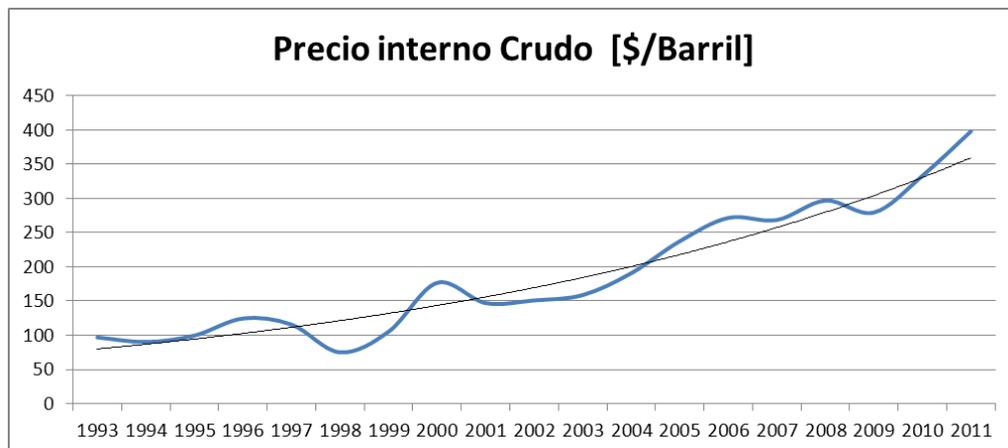


Gráfico 9-7 Evolución precio del Crudo

4) Modelo DOSE

Se debe tener en cuenta que según lo explicado en el capítulo 3 de precios de generación, la regulación de emergencia propone un sistema de remuneración distinto al propuesto por el proyecto y el modelo DOSE, que respeta el sistema original remunerando a los generadores considerando un sistema marginalista.

Actualmente el sistema de emergencia remunera la energía hasta un precio tope de 120\$/mwh y las maquinas que generen a mayor costo son reconocidas en la cuenta de Sobrecostos transitorios de despacho, pero no se remunera a todos los generadores de la misma forma. Esto hace que la energía sea más barata para el mercado y se vean beneficiados los usuarios; pero este sistema no premia al que genera energía de manera más barata, por lo que no crea un incentivo a la innovación, lo que a largo plazo repercute negativamente en el sistema.

El sistema de costos marginales genera un precio más alto a corto plazo, pero es más justo que el sistema de remuneración vigente y está comprobado que es más efectivo.

Para realizar el análisis del PBI se utiliza el Gráfico 9-8, que muestra los cambios porcentuales del PBI (considerado como un indicador de actividad) y de la demanda.

Se puede ver como una mayor actividad económica (aumento del PBI) tiene como resultado una mayor demanda energética, siguiendo de esta manera la teoría económica de elasticidad – ingreso, la cual indica que “la cantidad demandada de un bien es sensible a los cambios en el ingreso de los demandantes”²⁹.

Aunque la cumple de forma parcial ya que “cuando el ingreso sube, la demanda eléctrica también sube, pero cuando el ingreso baja, la demanda eléctrica, con excepción de algunos casos como los años 2002 y 2009 (baja el PBI y baja la demanda), se hace inelástica y no baja. De modo que la elasticidad ingreso funciona tal como lo indica la teoría solo hacia un lado”.

Esto se puede entender si se piensa cuando a alguien le aumentan el sueldo, se puede compra un artefacto electrónico, pero si su ingreso disminuye es muy difícil regresar al pasado o no utilizar el mismo. La gente desearía consumir menos electricidad pero no puede.

²⁹ Heriberto Escobar Gallo & Vicente Cuartas Mejía. Diccionario Económico Financiero.

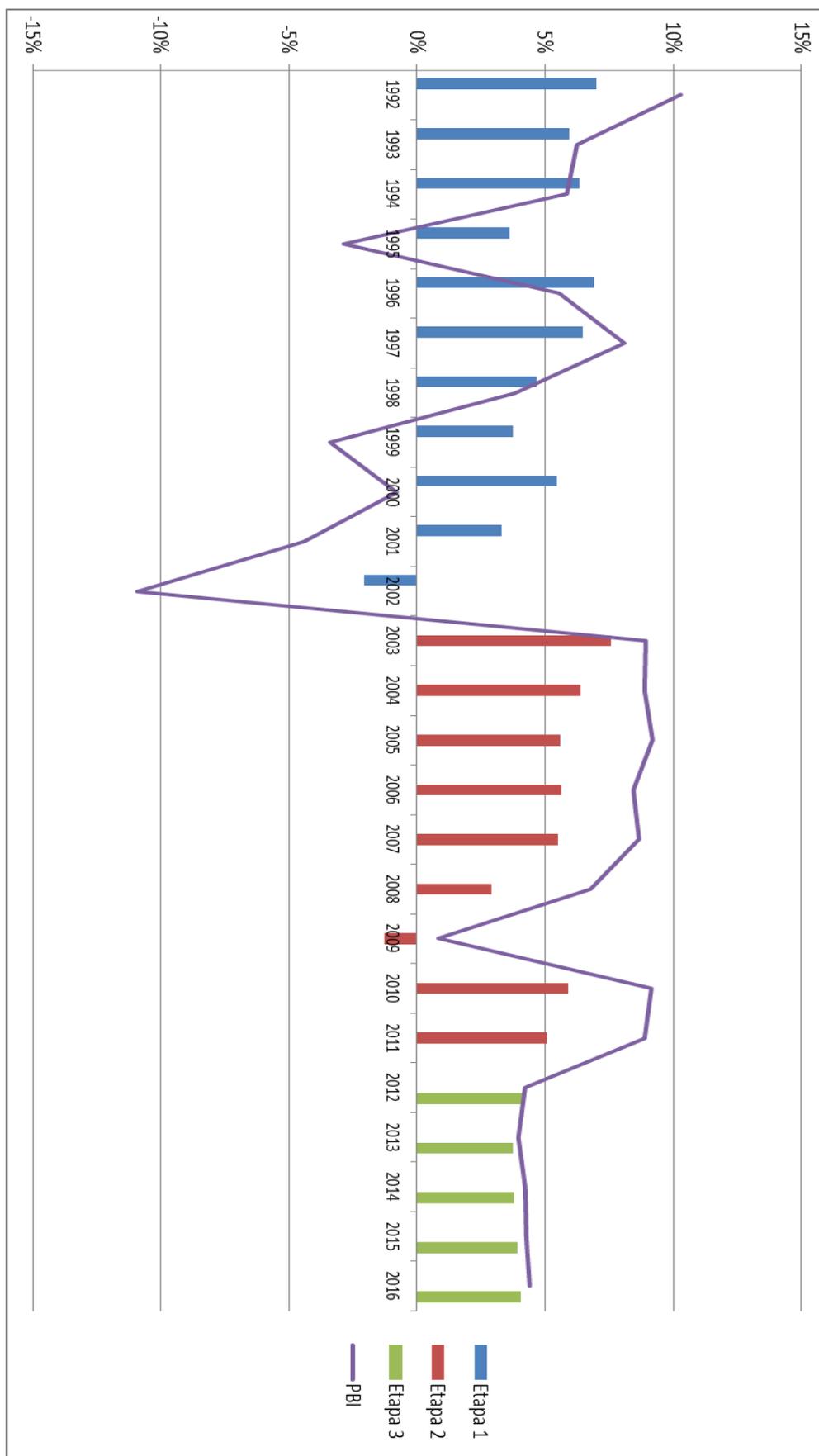


Gráfico 9-8 Variación anual del PBI contra la variación anual de la demanda de energía

En cuanto a las instalaciones de transporte y según la asociación de transportistas de energía eléctrica de la República Argentina (ATEERA), las líneas que hoy en día se utilizan presentan restricciones por la degradación de las mismas y falta de inversión en el sistema de transporte. Esto genera que la operación actual genere sobrecostos y mayores probabilidades de colapsos de la red.

La tarifa de transmisión debe adecuarse para que refleje los costos reales y permita a la red de transporte expandirse y de esta manera superar las restricciones existentes y permitir abastecer la demanda de los actuales usuarios como así también de aquellos que el corto plazo planean vincularse a la misma. Además se debe llevar la seguridad del sistema a probabilidades de ocurrencia acordes con las necesidades y riesgos del país que queremos.

De esta manera se justifica el aumento del 40% propuesto en la tarifa en el capítulo de transmisión. Según ATEERA también debería realizarse reformas regulatorias que contemplen principalmente el modo en que se realizan las grandes inversiones en el sistema y además reclama que deberían ser Cammesa y el ENRE quienes definan las prioridades de inversión en el sistema, atendiendo las políticas energéticas globales que establece la secretaría de energía³⁰.

Para el caso de la distribución y tal como se demostró anteriormente, debe haber un incremento en el VAD de las distribuidoras y como menciona ADEERA debe actualizarse la tarifa refleje los verdaderos costos asociados con el servicio y de esta manera las distribuidoras puedan encontrar un equilibrio económico – financiero.

Además hay que tener en cuenta que la distribución no es la excepción y también se puede apreciar una falta de inversión en los últimos años por lo que la adecuación de tarifas debe contemplar que la red requiere adecuaciones.

A forma de ejemplo se adjunta en el ANEXO H:, la Resolución N°14 de la CRPEE, la cual expresa lo aprobado por el ente regulador en la revisión tarifaria del año 2012.

En la propuesta presentada al ente regulador se había pedido un incremento promedio en las tarifas aproximado al 70%, en la resolución se puede ver que solo aprueban un aumento promedio del 22%. De esta manera EDESAL recién volverá a actualizar el valor agregado de distribución dentro de 5 años, esperando que el 22% de aumento le permita amortizar, operar y mantener sus instalaciones, cumpliendo con las calidades de servicio exigidas y además generando dividendos para los dueños.

³⁰ Armando Lenguitti (Transba) y Mario Cebreiro (Distrocuyo). La expansión del sistema de transporte de Energía Eléctrico, Publicado por ATEERA en su WEB (www.ateera.org.ar/) en el año 2006.

Dentro de las propuestas de ADEERA realizadas en la 17° edición de la conferencia y exhibición de las distribuidoras eléctricas, se mencionan las siguientes propuestas:

- Las soluciones planteadas deben ser integrales y comprender los sectores de generación, transmisión y distribución
- Los lineamientos deben tener un alcance nacional para no producir situaciones dispares entre las provincias
- La solución debe ser oportuna pues si se demoran los tiempos de recomposición, el servicio se deteriorará irremediablemente
- Se debe reconstruir la seguridad jurídica de todos los contratos, garantía imprescindible de toda economía seria y moderna, respetando las reglas del juego de los contratos firmados.

10. CONCLUSIÓN

Hay un dicho conocido que dice que lo barato cuesta caro; este dicho representa lo que sucedió en el sector eléctrico argentino. El cambio implementado en la estructuración del sistema en el año 1992 fue muy positivo, ya que logró atraer a diversos inversores y el sistema se mantuvo en crecimiento hasta la salida de la convertibilidad.

Fue a partir de ese momento que los precios percibidos por los usuarios se fueron alejando de los costos de producción, con la ayuda de las políticas regulatorias implementadas. Si bien el momento exigía tomar medidas para minimizar el impacto sobre la situación económica de los habitantes y de los usuarios en general, se perdieron de vista las necesidades de largo plazo y se optó por dar prioridad al corto plazo, y muchas de las medidas adoptadas en el contexto de emergencia terminaron formando parte de una política regulatoria de carácter permanente, y se mantuvieron aunque la situación económica en alza ofreciera mejores soluciones.

Así, se dejaron en un segundo plano la eficiencia productiva (intentando de convertir el sistema Price Cap introducido en el 1992 a un sistema similar al Cost Plus bajo el cual son mucho menores los incentivos a reducir los costos) y la incentivación a las inversiones específicas en el sector.

A partir de la metodología adoptada para este trabajo se determinó que las tarifas calculadas para los clientes de la distribuidora EDESAL suponiendo que el sistema funcionara como corresponde y se respetaran las normas regulatorias vigentes aumentan en promedio un 259%, si se las compara con las con las vigentes a Diciembre 2011.

Los clientes más afectados por la estructura de tarifas propuestas serían los residenciales. Este efecto es consecuencia de las decisiones políticas que se fueron tomando en los últimos años para ajustar diferencialmente el sistema actual y de esta manera proteger a los usuarios residenciales y priorizar la capacidad de pago de los industriales.

En las propuestas se contempla un aumento promedio para los usuarios T1 (pequeñas demandas: residenciales, generales y alumbrado público) de un 390%, principalmente el alumbrado público (431%) y los usuarios residenciales (423%).

Por otro lado, los usuarios T2 (medianas demandas: baja tensión, media tensión general y media tensión industrial) también se verían afectados por un aumento en promedio del 257%, especialmente los usuarios T2 de media tensión (274%).

Además, en las tarifas de peaje de las redes de la distribuidora propuestas también se refleja un aumento en promedio del 132%, siendo el más afectado el peaje de alta tensión (232%).

Como se desprende de los porcentajes mencionados en los párrafos anteriores, los principales afectados serían los usuarios residenciales, lo que provocaría que la eventual aplicación de las tarifas calculadas tenga un impacto y repercusión muy fuerte en la sociedad.

Los aumentos se apreciarían en todos los sectores de la industria eléctrica:

- La etapa de generación aumenta en promedio un 620% en promedio para todas las tarifas, siendo el sector que más aumenta de los tres que componen el sistema eléctrico. Según lo enunciado en el capítulo anterior se debe a:
 - 1) El aumento de la demanda no fue acompañado por nuevas inversiones en el sector, lo que determinó que se tengan que poner en servicio para cubrir la demanda, máquinas con mayores costos operativos y a su vez menos eficientes. También hay que tener en cuenta que las inversiones realizadas en los últimos años no fueron las más adecuadas, recurriéndose principalmente a máquinas menos costosas y más ineficientes, pero contribuyéndose de esta manera a obtener una matriz energética menos eficiente.
 - 2) Las limitaciones en el suministro de gas a las centrales obligó a utilizar combustibles líquidos, como lo son el gas oil y el fuel oil, que no solo son más caros, sino que también son menos eficientes.
 - 3) El aumento global de costos de los combustibles, de otros insumos y de los salarios del sector también tuvieron un rol importante.
 - 4) El modelo DOSE remunera a los generadores considerando un sistema marginalista y no tiene en cuenta la regulación de emergencia, el cual contempla un sistema marginalista hasta los 120 \$/MWh y después remuneran individualmente.
- Transmisión aumenta un 40%
- Distribución aumenta un 100%

Ambos aumentos se deben a que se necesitan adecuar las tarifas de tal manera que reflejen los costos reales y así vuelvan ambos a ser un sector atractivo y rentable para los empresarios.

De esta manera se reflejaría un cambio en la composición de la tarifa ya que con las tarifas vigentes las proporciones promedio son: 3% de transmisión,

37% de generación y el 60% restante de distribución; mientras que en las tarifas propuestas el mayor peso de la misma se presenta en la etapa de generación, con un 68%, seguida por la distribución con un 31%, y reduciendo de esta manera a la transmisión a sólo el 1%.

La evolución de las tarifas hasta el año 2016 solo se vería afectada por el aumento de los costos de generación año a año. Manteniéndose los costos por transmisión y distribución fijos para los cinco años propuestos.

Es interesante comentar que los aumentos que se vieron en los usuarios residenciales en la Capital Federal en marzo del 2012, como consecuencia de la quita diferencial de subsidios a algunos sectores del consumo, y que alcanzaron en algunos casos un aumento del 500%³¹, son similares a los propuestos en el proyecto.

Evidentemente las tarifas presentes hoy están totalmente desactualizadas y se deben tomar medidas de manera urgente, pero estas no deben ser de corto plazo como las tomadas en el pasado, y a través de las nuevas políticas energéticas se debe contemplar el presente y el futuro del país atendiendo el crecimiento y desarrollo que se pretende para los próximos años.

³¹ Nota diario la Nación, Anexo I

ANEXO A: RESULTADOS ANÁLISIS DE DATOS EXCEL

A.1 REGRESIONES PARA EL TOTAL DEL PAIS

Datos de la regresión de la demanda total del País vs Tendencia y PBI.

Resumen Total

Estadísticas de la regresión		k0	k1	k2
Coefficiente de correlación múltiple	98.35%	6456.642	0.019	0.442
Coefficiente de determinación R ²	96.73%			
R ² ajustado	96.00%			
Error típico	3.29%			
Observaciones	12			

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	0.288084309	0.14404215	133.167258	2.06404E-07
Residuos	9	0.009734971	0.00108166		
Total	11	0.29781928			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	8.77286471	0.756753336	11.5927665	0.000%	7.060969726	10.4847597
Variable X 1	0.01920205	0.008235331	2.33166767	4.463%	0.000572442	0.03783167
Variable X 2	0.44231204	0.138375321	3.19646624	1.089%	0.129285319	0.75533877

Resumen Total Sin Patagonia

Estadísticas de la regresión		k0	k1	k2
Coefficiente de correlación múltiple	0.993540453	15193.846	0.029	0.279
Coefficiente de determinación R ²	0.987122633			
R ² ajustado	0.984260996			
Error típico	0.020415795			
Observaciones	12			

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	0.28755382	0.14377691	344.950311	3.1205E-09
Residuos	9	0.00375124	0.0004168		
Total	11	0.29130506			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	9.62864578	0.46975842	20.4970159	0.000%	8.56597841	10.6913132
Variable X 1	0.02885934	0.00511212	5.64527585	0.032%	0.01729492	0.04042377
Variable X 2	0.27879414	0.08589717	3.24567301	1.007%	0.08448123	0.47310704

A.2 REGRESIONES PARA REGIONES

Resumen Buenos Aires

<i>Estadísticas de la regresión</i>		<i>k0</i>	<i>k1</i>	<i>k2</i>
Coefficiente de correlación múltiple	98.95%	7831.003	0.022	0.297
Coefficiente de determinación R ²	97.91%			
R ² ajustado	97.44%			
Error típico	2.24%			
Observaciones	12			

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Varianza de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	0.212012107	0.10600605	210.687415	2.76554E-08
Residuos	9	0.004528294	0.00050314		
Total	11	0.2165404			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	8.96584585	0.516124297	17.3714857	0.000%	7.798291574	10.1334001
Variable X 1	0.02138890	0.005616697	3.80809283	0.417%	0.008683052	0.03409475
Variable X 2	0.29699199	0.094375356	3.14692318	1.180%	0.083500107	0.51048388

Resumen Centro

<i>Estadísticas de la regresión</i>		<i>k0</i>	<i>k1</i>	<i>k2</i>
Coefficiente de correlación múltiple	99.25%	1697.938	0.038	0.232
Coefficiente de determinación R ²	98.51%			
R ² ajustado	98.17%			
Error típico	2.46%			
Observaciones	12			

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Varianza de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	0.358347479	0.17917374	296.559988	6.10264E-09
Residuos	9	0.005437563	0.00060417		
Total	11	0.363785042			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	7.43716963	0.565573653	13.1497809	0.000%	6.157753136	8.71658612
Variable X 1	0.03686055	0.006154827	5.98888399	0.021%	0.02293736	0.05078373
Variable X 2	0.23150346	0.103417365	2.23853567	5.197%	-0.002442872	0.46544979

Resumen Noreste (NEA)

<i>Estadísticas de la regresión</i>		<i>k0</i>	<i>k1</i>	<i>k2</i>
Coefficiente de correlación múltiple	99.84%	289.122	0.045	0.439
Coefficiente de determinación R ²	99.67%			
R ² ajustado	99.60%			
Error típico	1.57%			
Observaciones	12			

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Varianza de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	0.679614209	0.3398071	1377.01913	6.42466E-12
Residuos	9	0.002220931	0.00024677		
Total	11	0.681835139			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	5.66684885	0.361455226	15.6778722	0.000%	4.849180323	6.48451738
Variable X 1	0.04377086	0.003933519	11.1276597	0.000%	0.034872618	0.05266909
Variable X 2	0.43877234	0.066093508	6.63866015	0.009%	0.289258438	0.58828624

Resumen Noroeste (NOA)

<i>Estadísticas de la regresión</i>		<i>k0</i>	<i>k1</i>	<i>k2</i>
Coefficiente de correlación múltiple	99.64%	1190.501	0.047	0.255
Coefficiente de determinación R ²	99.28%			
R ² ajustado	99.12%			
Error típico	2.06%			
Observaciones	12			

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Varianza de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	0.526491651	0.26324583	621.189827	2.26903E-10
Residuos	9	0.003813991	0.00042378		
Total	11	0.530305642			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	7.08212910	0.473671056	14.9515767	0.000%	6.010610731	8.15364748
Variable X 1	0.04615257	0.005154702	8.95348968	0.001%	0.034491823	0.05781331
Variable X 2	0.25513901	0.086612614	2.94574884	1.633%	0.059207662	0.45107035

Resumen PATAGONIA

EXCLUYE ALUAR

Estadísticas de la regresión		k0	k1	k2
Coefficiente de correlación múltiple	99.38%	152426.4773	0.0636	0.0867
Coefficiente de determinación R ²	98.77%			
R ² ajustado	98.46%			
Error típico	2.81%			
Observaciones	11			

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	0.50645161	0.2532258	320.614256	2.30552E-08
Residuos	8	0.00631852	0.00078981		
Total	10	0.51277012			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	11.93443764	0.29992626	39.791239	0.0000%	11.24280644	12.6260688
Variable X 1	0.061659133	0.00312735	19.7161062	0.0000%	0.054447455	0.06887081
Variable X 2	0.086656374	0.02512301	3.44928371	0.8704%	0.028722619	0.14459013

Resumen Cuyo

Estadísticas de la regresión		k0	k1	k2
Coefficiente de correlación múltiple	97.44%	1817.258	0.038	0.159
Coefficiente de determinación R ²	94.95%			
R ² ajustado	93.83%			
Error típico	4.26%			
Observaciones	12			

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	0.307048292	0.15352415	84.6912118	1.45548E-07
Residuos	9	0.016314766	0.00181275		
Total	11	0.323363058			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	7.50508420	0.979664656	7.66087064	0.003%	5.288928779	9.72123962
Variable X 1	0.03729160	0.010661152	3.49789617	0.675%	0.013174401	0.0614088
Variable X 2	0.15932711	0.179135532	0.88942216	4.693%	0.045905615	0.56455984

ANEXO B: CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Principales generadores en Argentina:

EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA INSTALADA MW	AREA
C.T.MENDOZA	L.D.CUYO	TV, CC	494	CUY
	C.D.PIEDRA	TG	14	CUY
C.T.MENDOZA COG.	L.D.CUYO COG.	TG	46	CUY
AES JURAMENTO	SARMIENTO	TG	30	CUY
	ULLUM	HID	42	CUY
HIDISA	A.D.TORO	HID	150	CUY
	L.REYUNOS	HID	224	CUY
	EL TIGRE	HID	14	CUY
HINISA	NIHUILS	HID	224	CUY
HIDR. NIHUIL 4	NIHUIL 4	HID	18	CUY
EPSE	Q.ULLUM	HID	45	CUY
	CUESTA DEL VIENTO	HID	11	CUY
	LOS CARACOLES	HID	121	CUY
	P.P.FOTOVOLT.S.J.	FOT	1	CUY
CONSORCIO POTRERILLOS	CACHEUTA NUEVA	HID	120	CUY
	CACHEUTA VIEJA	HID	9	CUY
	CARRIZAL	HID	17	CUY
	ALVAREZ CONDARCO	HID	55	CUY
GEMSA	LOS CORONELES	HID	7	CUY
	SAN MARTIN	HID	6	CUY
SIEyE	SAN GUILLERMO	HID	0	CUY
A.VALLE	A.VALLE	TG, CC	96	COM
F.MORADO	F.MORADO	TG	63	COM
C.PUERTO	LOMA.LATA	CC	540	COM
C.T.G.ROCA	C.G.ROCA	TG	124	COM
MEDANITO	R. DE LOS SAUCES	DI	32	COM
ENARSA	V. REGINA	DI	5	COM
	CIPOLLETTI	DI	5	COM
	CAVIAHUE	DI	5	COM
	ALUMINE	DI	6	COM
	BARILOCHE	DI	20	COM
CAPEX	A.CAJON	CC	661	COM
H.CHOCON	CHOCON	HID	1260	COM
	ARROYITO	HID	120	COM
H.C.COLOR.	P.BANDERITA	HID	472	COM
AES ALICURA	ALICURA	HID	1050	COM
H.P.D.AG.	P.D.AGUILA	HID	1400	COM
PECOM ENERGIA	P.P.LEUFU	HID	285	COM
C.DE PIEDRA	C.DE PIEDRA	HID	60	COM
GUEMES	GUEMES	TV, TG	361	NOA
C.T. SALTA	TERMOANDES	TG	411	NOA
GEN.INDEPENDENCIA	C.T.INDEPENDENCIA	TG	100	NOA
C.T.NOA	INDEPENDENCIA	TG	10	NOA
	SALTA	TG	10	NOA
	PALPALA	TG	30	NOA
	S.PEDRO	TG	26	NOA
	L.BANDA	TG	26	NOA
	SARMIENTO	TG	10	NOA
	DIESEL	DI	4	NOA
GENERACION RIOJANA	LA RIOJA	TG	38	NOA
ENARSA	LA RIOJA	DI	19	NOA
	LA RIOJA SUR	DI	10	NOA
	CATAMARCA	DI	19	NOA
	INTA - CATAMARCA	DI	7	NOA
	AÑATUYA	DI	31	NOA
	TARTAGAL	DI	10	NOA
LIBERT. G.S.MARTIN	DI	15	NOA	

EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA INSTALADA MW	AREA
	CHILECITO	DI	10	NOA
	ORAN	DI	15	NOA
EMERSA	PIQUIRENDA	DI	30	NOA
PLUSPETROL ENERGY	S.M.TUC	CC	382	NOA
	TUCUMAN	CC	446	NOA
PLUSPETROL	PLUSPETROL NORTE	TG	232	NOA
AES ALICURA	C.CORRAL	HID	101	NOA
	E.TUNAL	HID	11	NOA
HIDROCUYO	LAS MADERAS	HID	31	NOA
H.TUCUMAN	ESCABA	HID	24	NOA
	P.VIEJO	HID	15	NOA
	CADILLAL	HID	13	NOA
H.R.HONDO	R.HONDO	HID	15	NOA
	L.QUIROGA	HID	2	NOA
EJSEDSA	REYES	HID	7	NOA
SAPEM	ARAUCO EOLICO	EOL		NOA
EPEC	PILAR	TV	200	CEN
	VILLA MARIA	TG	48	CEN
	LEVALLE	TG	46	CEN
	DEAN FUNES	TG, DI	35	CEN
	SUR OESTE	TG	100	CEN
	RIO CUARTO	TG	32	CEN
	SAN FRANCISCO	TG, DI	51	CEN
	CASSAFOUSTH	HID	16	CEN
	REOLIN	HID	33	CEN
	LA VIÑA	HID	16	CEN
	SAN ROQUE	HID	24	CEN
	FITZ SIMON	HID	11	CEN
	LOS MOLINOS	HID	57	CEN
	CRUZ DEL EJE	HID	1	CEN
	LA CALERA	HID	4	CEN
	PIEDRAS MORAS	HID	6	CEN
	R.GRANDE	HID	750	CEN
C.T.PILAR	C.T.PILAR	CC	466	CEN
GECOR	C.T. 13 de JULIO	TG	26	CEN
ENARSA	ISLA VERDE	DI	25	CEN
	BELL VILLE	DI	16	CEN
G. MEDITERRANEA	M.MARANZANA	TG, CC	248	CEN
NASA	C.N.EMBALSE	UN	648	CEN
C.COSTANERA	COSTANERA	TV, CC	1982	BAS
	BAS	CC	322	BAS
GENELBA	GENELBA	TG, CC	838	BAS
C.PUERTO	PUERTO	TV, CC	1387	BAS
	NUEVO PUERTO	TV, CC	390	BAS
CMS ENSENADA	ENSENADA	TG	128	BAS
DIQUE	DIQUE	TG	55	BAS
DOCK SUD	DOCK SUD	TG, CC	870	BAS
C.T.PIEDRABUENA	PIEDRABUENA	TV	620	BAS
C.C.ATLANTICA	NECOCHEA	TV	204	BAS
	9 DE JULIO	TV, TG	151	BAS
	V. GESELL	TG	125	BAS
	MAR DE AJO	TG	30	BAS
T.G.M. BELGRANO	C.T.BELGRANO	CC	848	BAS
PETROBRAS	C.T.ECOENERGIA	TV	7	BAS
ENARSA	PINAMAR	TG	21	BAS
	JUNIN	DI	22	BAS
	COLON	DI	15	BAS
	ARRECIFES	DI	20	BAS
	SALTO	DI	22	BAS
	GRAL.VILLEGAS	DI	24	BAS
	LINCOLN	DI	15	BAS
	PEHUAJO	DI	22	BAS

EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA INSTALADA MW	AREA
	REALICO	DI	24	BAS
	LA PLATA	DI	40	BAS
	MATHEU	TG	40	BAS
	CAPITAN SARMIENTO	DI	5	BAS
	RAFAELA	DI	19	LIT
	VENADO TUERTO	DI	19	LIT
	PARANA	TG	40	LIT
	OLAVARRIA	TG	39	BAS
	BRAGADO	TG	50	BAS
	LAS ARMAS	TG	10	BAS
	LAS ARMAS II	TG	23	BAS
	C. DEL URUGUAY	TG	42	LIT
	VIALE	DI	10	BAS
	LOBOS	DI	16	BAS
ARGENER	ARGENER	TG	163	BAS
S.NICOLAS	S.NICOLAS	TV, TG	675	BAS
AES PARANA	AES PARANA	CC	845	LIT
T. G.SAN MARTIN	C.T.TIMBUES	CC	849	LIT
SORRENTO	SORRENTO	TV	217	LIT
N A S A -CNA	C.N.ATUCHA	UN	357	BAS
CTMSG	S. GRANDE (Arg.)	HID	945	LIT
SEA ENERGY	NECOCHEA EOLICO	EOL		BAS
	C. RIVADAVIA	TG	73	PAT
CTPAT	P. TRUNCADO	TG	45	PAT
	P.MADRYN	TG	42	PAT
ELECTROPATAGONIA	C.RIVADAVIA C.C.	CC	63	PAT
EDELSUR	C.T.PATAGONIA	CC	125	PAT
HYCHICO	DIADEMA EOLICO	EO	6	PAT
	P. EOL. RAWSON I	EO	49	PAT
ENARSA	P. EOL. RAWSON II	EO	29	PAT
H. FLORENTINO AMEGUINO	F. AMEGHINO	HID	47	PAT
ELECTROPATAGONIA	FORMOSA	TG	13	NEA
ELECTROPATAGONIA	GOYA	TG	13	NEA
ENARSA	CASTELLI	DI	15	NEA
	PIRANE	DI	15	NEA
	FORMOSA	DI	30	NEA
	ING. JUAREZ	DI	4	NEA
	SANTA ROSA	DI	6	NEA
	SAENZ PEÑA	DI	19	NEA
	SAENZ PEÑA II	DI	15	NEA
	PASO DE LA PATRIA	DI	5	NEA
	CHARATA	DI	16	NEA
	GOYA	DI	13	NEA
ENARSA YACYRETA	LAGUNA BLANCA	DI	7	NEA
	VILLA ANGELA	DI	15	NEA
	ARIST,DEL VALLE	DI	15	NEA
	ALEM	DI	15	NEA
	LAS PALMAS	DI	6	NEA
	CORRIENTES	DI	20	NEA
	ESQUINA	DI	17	NEA
	YACYRETA (Arg.)	HID	2730	NEA
TOTAL			29668	SIN

Tabla 10-1

ANEXO C: **GENERACIÓN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO**

Son aquellas unidades generadoras que se presume serán incorporadas a la red de interconexión nacional, para balancear el crecimiento de la demanda y mantener los precios de mercado en niveles razonables. En otras palabras, si por un descalce entre la oferta y la demanda de energía, se prevé que se generará un precio muy alto de la energía, ésta será una señal de mercado para que los inversores financien una nueva obra de generación eléctrica, basada en la rentabilidad esperada del proyecto de inversión.

La identificación de estas plantas de expansión (tecnología, capacidad instalada y fecha de ingreso) surge de acuerdo al costo marginal de largo plazo y el proceso iterativo de simulación del mercado mayorista eléctrico.

El precio marginal de largo plazo del MEM depende de los principales drivers de las plantas de expansión; a saber, costos e ingresos.

Se analizaron las unidades generadoras potenciales, de expansión de largo plazo; incluyendo la tecnología, tamaño y combustible a utilizar. Se definen tres plantas de expansión de largo plazo “modelo” como las más competitivas:

- 100 MW Turbina de Gas a Ciclo Abierto (TG), con combustible HFO#2 como planta para generar en el pico de la demanda;
- 54 MW Conjunto de Motores Diesel (CI), con combustible HFO #6 (Bunker) como planta para generar en la demanda media (en el valle de la curva de carga), y;
- 260MW Turbinas de Vapor (TV), con combustible Carbón, como plantas para generar en la base de la curva de carga. (También podría ser un Ciclo Combinado a gas)

•
Se muestra a continuación el análisis de los ingresos esperados para las tres alternativas de *unidad generadora de expansión de largo plazo en función del factor de utilización*.

En función de su factor de uso, cada tecnología encuentra una zona de rentabilidad óptima basada en los momentos en los que está despachada y el precio medio de cada tecnología resulta mínimo.

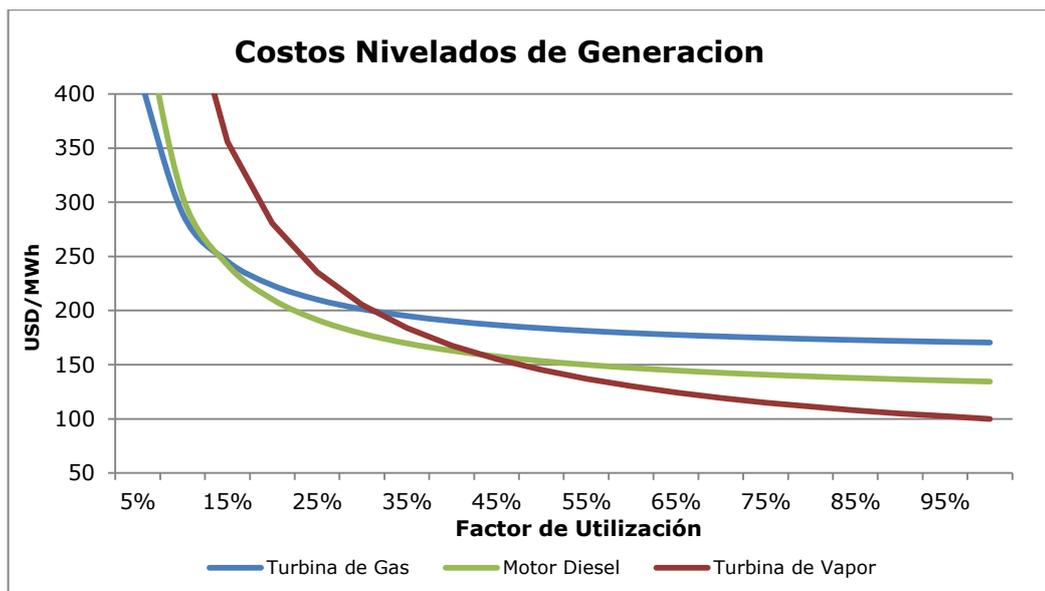


Figura 10-1 Costos Nivelados de Generación (preliminar)

Se puede observar en la gráfica de *Costos Nivelados de Generación*, como los factores de uso menores al 10% son rentables para las Turbinas de Gas (consumiendo HFO#2), justamente en el momento de mayor costo de la energía. Para Factores de Uso entre 10% y 35%, la tecnología más conveniente es la de los Motores Diesel, consumiendo HFO#6; y, finalmente, las máquinas que generaran al menor costo y la mayor cantidad de tiempo, con factores de uso mayores al 35%, serán las Turbinas de Vapor (a Carbón).

Las intersecciones entre las curvas, que determinan el mínimo costo, permiten obtener la participación óptima de cada tecnología en la composición de la provisión de energía eléctrica futura. Por ende, como ya fuera anticipado, la TG cubrirán la demanda de pico, los Motores Diesel la demanda media y las TV operarán como unidades de base.

C.1 PLANTA DE EXPANSIÓN - WACC

La tasa obtenida para la planta de expansión de ciclo combinado es del 12,4%. La misma se estimó de la siguiente forma:

$$WACC = \frac{D}{V} i_d(1 - \alpha) + \frac{E}{V} k_l$$

Dónde:

D: valor del pasivo

E: valor del patrimonio neto

V: pasivo más patrimonio neto

i_d : costo del pasivo

α : impuesto a las ganancias

k_l : costo apalancado del dinero

Donde k_L , según el método CAPM, se obtiene de la siguiente forma:

$$k_l = r_f + \beta_l (r_m - r_f) + \frac{PRP}{100}$$

Para obtener k leveraged, partimos del beta unleveraged. El cálculo se efectúa de la siguiente forma:

$$\beta_l = \beta_u \left[1 + \frac{D}{E} (1 - \alpha) \right]$$

Para el propósito del trabajo obtuvimos un β_u de 0,57³², y en base a los siguientes datos se obtiene β_l :

$$\frac{D}{V} = 65\% \quad \frac{E}{V} = 35\% \quad \alpha = 31\% \quad \beta_u = 0,57 \quad r_f = 2,86\%^{33}$$

$$r_m - r_f = 6,01\%^{34} \quad PRP = 1175^{35}$$

$$\beta_l = 0,83$$

Y con ello se obtiene el k_l :

$$k_l = 19,60\%$$

Y finalmente una WACC=12,4%

³² Damodaran, Aswath. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Bu (Power). Consultado el 27 de Mayo de 2012.

³³ Federal Reserve, <http://www.federalreserve.gov/releases/h15/update/>. Consultado el 27 de mayo de 2012

³⁴ Damodaran, Aswath. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Implied ERP. Consultado el 27 de Mayo de 2012.

³⁵ Ámbito financiero (JP MORGAN). <http://www.ambito.com/economia/mercados/riesgo-historico.asp?idpais=2>. Consultado el 27 de Mayo de 2012.

ANEXO D: **INSTALACIONES CONSIDERADAS EN EL VNR**

Para efectuar el cálculo del VNR se cuenta con la información del inventario de EDESAL, como también así el diagrama eléctrico de Estaciones Transformadoras y Subestaciones.

Se presenta a continuación un resumen de las instalaciones, según a los distintos niveles de tensión a los que corresponden:

D.1 **ALTA TENSION**

Son consideradas líneas de alta tensión las líneas de 132 y 66 kV respectivamente. A continuación se detalla la longitud y posición de cada una de ellas:

Descripción de la Línea	Traza		Longitud [km]
	Desde	Hasta	
Propiedad de Edesal			
Simple Terna de 132 kV - 3 x 185/30 - H° A°	Límite Córdoba	Santa Rosa	2,1
Simple Terna de 132 kV - 3 x 300/50 - H° A°	Límite Córdoba	V. Mercedes	42,0
Simple Terna de 132 kV - 3 x 185/30 - H° A°	La Toma	San Luis	74,3
Simple Terna de 132 kV - 3 x 300/50 - H° A°	V. Mercedes	San Luis	83,5
Simple Terna de 132 kV - 3 x 185/30 - H° A°	Santa Rosa	La Toma	98,7
Doble Terna de 132 kV - 2 x 3 x 300/50 - Estructura metálica	Lujan	San Luis	130,0
Simple Terna de 132 kV - 3 x 300/50 - H° A°	V. Mercedes	ET Sur	12,4
Simple Terna de 66 kV - 3 x 185/30 - H° A°	San Luis	El Gigante	75,0
Operadas por Edesal			
Simple Terna de 132 kV - 3 x 300/50 - H° A°	V. Mercedes Sur	Encadenadas	48,0
Total redes AT propiedad de Edesal (132 y 66 kV)			518,0
Total redes AT operadas por Edesal (132 y 66 kV)			48,0
TOTAL REDES AT (132 y 66 kV)			566,0

La línea de 132 kV Villa Mercedes Sur - Encadenadas es propiedad de la Provincia, por lo que solo se considera su amortización.

D.2 **ESTACIONES TRANSFORMADORAS AT / MT**

La información sobre las estaciones transformadoras ATMT se obtuvo de los inventarios y diagramas eléctricos unifilares.

EETT
EETT 132/66/33/13,2 kV San Luis
EETT 132/33/13,2 kV Villa Mercedes
EETT 132/33/13,2 kV La Toma
EETT 132/33/13,2 kV Santa Rosa
EETT 132/33/13,2 kV Villa Mercedes Sur
EETT 66/13,2 kV La Calera
EETT 132/33/13,2 kV Encadenadas
EETT 132/33/13,2 kV Parque Industrial
TOTAL EETT AT/MT

Obs. EETT Encadenadas es propiedad de la Provincia, por lo que solo se considera su amortización.

D.3 RED DE MEDIA TENSIÓN EN 33 KV Y 13,2 KV

D.3.1 Longitud de líneas aéreas y cables subterráneos.

A partir de la información de los distintos tramos, de su longitud, del tipo de red, de la longitud y del número de fases del inventario de la distribuidora, se deben agrupar los datos por alimentador obteniendo los totales por sección.

Puesto que consideramos el método de Valor Nuevo de Reemplazo, se debe adecuar las tecnologías existentes hoy en día para representar la construcción de las redes reales.

Tipo de línea o cable	Instalación	Longitud [km]
Propiedad de Edesal - RED GENERAL		
Simple Terna de 13,2 kV - 1 x 25 Al - Poste madera	Aérea	13,9
Simple Terna de 13,2 kV - 2 x 35 Al - Poste madera	Aérea	18,1
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 120/15 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	63,5
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 150/15 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	52,1
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 25 Al - Poste madera	Aérea	1.115,2
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 35 Al - Poste madera	Aérea	1.632,4
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 50 Al - Poste madera	Aérea	1.387,9
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 70 Al - Poste H°A°	Aérea	318,8
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 95/15 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	42,9
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 120/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	45,7
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 150/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	3,4
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 185/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	10,8
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 240/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	13,6
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 70/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	18,9
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 95/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	7,7
Simple Terna de 33 kV - 3 x 120/15 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	133,2
Simple Terna de 33 kV - 3 x 150/15 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	204,4
Simple Terna de 33 kV - 3 x 185/30 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	22,7
Simple Terna de 33 kV - 3 x 25 Al - Poste madera	Aérea	8,3
Simple Terna de 33 kV - 3 x 35 Al - Poste madera	Aérea	68,1
Simple Terna de 33 kV - 3 x 50 Al - Poste madera	Aérea	108,1
Simple Terna de 33 kV - 3 x 95/15 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	660,8
Simple Terna de 33 kV - 3 x 120/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	2,0
Simple Terna de 33 kV - 3 x 185/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	1,5
Simple Terna de 33 kV - 3 x 240/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	0,1
Simple Terna de 33 kV - 3 x 70/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	0,6
Propiedad de Edesal - RED EN PARQUES INDUSTRIALES		
Simple Terna de 33 kV - 3 x 120/15 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	0,0
Simple Terna de 33 kV - 3 x 150/15 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	0,0
Simple Terna de 33 kV - 3 x 185/30 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	14,0
Simple Terna de 33 kV - 3 x 25 Al - Poste madera	Aérea	0,4
Simple Terna de 33 kV - 3 x 35 Al - Poste madera	Aérea	33,4
Simple Terna de 33 kV - 3 x 50 Al - Poste madera	Aérea	11,4
Simple Terna de 33 kV - 3 x 95/15 Al/Ac - Poste H°A°	Aérea	52,8
Simple Terna de 33 kV - 3 x 120/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	0,3
Simple Terna de 33 kV - 3 x 185/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	2,8
Simple Terna de 33 kV - 3 x 240/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	0,2
Simple Terna de 33 kV - 3 x 70/50 Al/Cu - Aislación XLPE	Subterránea	0,9
Propiedad de Terceros (Provincia) - RED GENERAL		
Simple Terna de 33 kV - 3 x 120/30 H°A°	Aérea	95,0
Líneas Aéreas de 33 kV (Red General)		1.205,6
Cables Subterráneos de 33 kV (Red General)		4,3
Líneas Aéreas de 33 kV (Parques Industriales)		112,0
Cables Subterráneos de 33 kV (Parques Industriales)		4,2
Líneas Aéreas de 33 kV operada por EDESAL (Encadenadas)		95,0
Líneas Aéreas de 13,2 kV (Red General)		4.644,8
Cables Subterráneos de 13,2 kV (Red General)		100,1
TOTAL RED MT		6.166,0

Incluida en la red total de MT se encuentra la red correspondiente a la alimentación de los clientes ubicados en los Parques Industriales, que se obtuvo de datos de inventarios y datos entregados por la provincia de San Luis.

Tipo de Red de 33 kV	Longitud [km]
Líneas Aéreas de 33 kV (Parques Industriales)	111,9
Cables Subterráneos de 33 kV (Parques Industriales)	4,2
TOTAL RED 33 kV	116,2

D.3.2 Equipos de maniobra, compensación y regulación en la red de MT

En lo que respecta a los equipos de maniobra (interruptores, reconectores, seccionadores), de compensación (bancos de capacitores) y de regulación (reguladores de tensión), instalados en la red de MT, se obtuvo la cantidad y tipo de los mismos de las bases de datos de la distribuidora, de los diagramas unifilares de la red MT y de los Inventarios informados por la empresa.

El criterio adoptado fue que los equipos instalados en las Estaciones Transformadoras AT / MT y en las Subestaciones 33 / 13,2 kV sean considerando formando parte de esas instalaciones, y por lo tanto su costos de reemplazo se ha incorporado al VNR correspondiente estas Estaciones, mientras que sólo se contabiliza como equipos en la red aquellos instalados fuera de las EETT o SET.

A continuación presentamos el detalle de la totalidad de los equipos considerados.

Equipo de maniobra y compensación	Tensión [kV]	Cantidad
Propiedad de Edesal - RED GENERAL		
Interruptores	33	6
Seccionadores tripolares a cuernos	33	43
Seccionadores Unipolares	33	235
Seccionadores Fusible (Cut Out)	33	58
Seccionadores Bajo Carga	33	30
Reconectores	33	11
Fusibles Electrónicos	33	0
Bancos de Capacitores	33	3
Reguladores de Tensión	33	2
Interruptores	13,2	4
Seccionadores tripolares a cuernos	13,2	107
Seccionadores Unipolares	13,2	567
Seccionadores Fusible (Cut Out)	13,2	757
Seccionadores Bajo Carga	13,2	42
Reconectores	13,2	6
Fusibles Electrónicos	13,2	4
Bancos de Capacitores	13,2	15
Reguladores de Tensión	13,2	0
Propiedad de Edesal - RED EN PARQUES INDUSTRIALES		
Interruptores	33	0
Seccionadores tripolares a cuernos	33	0
Seccionadores Unipolares	33	0
Seccionadores Fusible (Cut Out)	33	0
Seccionadores Bajo Carga	33	0
Reconectores	33	10
Fusibles Electrónicos	33	0
Bancos de Capacitores	33	14
Reguladores de Tensión	33	0
Equipo de maniobra y compensación de 33 kV (Red General)		388
Equipo de maniobra y compensación de 13,2 kV (Red General)		1.502
Equipo de maniobra y compensación de 33 kV (Parques Industriales)		24
TOTAL EQUIPOS DE MANIOBRA Y COMPENSACION		1.914

En este caso también se identificaron los equipos instalados en las redes de alimentación de los clientes de Parques Industriales, y los mismos se indican a continuación.

PARQUES INDUSTRIALES 33 kV	Cantidad
Reconectores	10
Bancos de Capacitores	14
TOTAL EQ. MANIOBRA 33 kV	24

D.4 SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN DE 33 / 13,2 KV

La información sobre las Subestaciones de Transformación SET 33 / 13,2 kV, con su correspondiente equipamiento, provino de los diagramas unifilares de las redes de MT suministrados por la empresa.

La siguiente tabla muestra el inventario de estas instalaciones:

RESUMEN	CANTIDAD
SET 33/13,2 kV CANDELARIA - 2,5 MVA	1
SET 33/13,2 kV FORTUNA - 3 x 1500 kVA + 1 x 2500 kVA	1
SET 33/13,2 kV QUINES - 2 x 2500 kVA	1
SET 33/13,2 kV NASCHEL - 1 x 2500 kVA	1
SET 33/13,2 kV TILISARAO - 6 MVA	1
SET 33/13,2 kV LA PUNTA - 10 MVA	1
SET 33/13,2 kV CONCARAN - 1 x 5 MVA	1
SET 33/13,2 kV MERLO VIEJO - 2 x 10 MVA	1
SET 33/13,2 kV MERLO CEMENTERIO - 10 MVA	1
SET 33/13,2 kV JUSTO DARACT - 2 x 2500 kVA	1
SET 33/13,2 kV SAN FRANCISCO - 2 x 1000 kVA	1
SET 33/13,2 kV SAN LUIS - 2 x 20 MVA	1
Rebajes 33/13,2 kV - 2500kVA	1
Rebajes 33/13,2 kV - 2000kVA	1
Rebajes 33/13,2 kV - 1250kVA	3
Rebajes 33/13,2 kV - 630kVA	6
Rebajes 33/13,2 kV - 315kVA	5
Rebajes 33/13,2 kV - 250kVA	3
Rebajes 33/13,2 kV - 200kVA	2
Rebajes 33/13,2 kV - 160kVA	4
Rebajes 33/13,2 kV - 100kVA	1
Rebajes 33/13,2 kV - 80kVA	5
Rebajes 33/13,2 kV - 40kVA	1
Rebajes operados por EDESAL (Batavia y Pioneros)	2
TOTAL	46

D.5 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT / BT

A continuación se presentan las planillas con el resumen de las cantidades de centros de transformación por capacidad y tipo. Para cada tensión, las tablas indican el total de máquinas de la red, y su desglose según propiedad y ubicación en la red general o de parques industriales. Los centros de

transformación de particulares se presentan en el inventario, aunque no se agregan al VNR computado.

POTENCIA	ESTRUCTURA						TOTAL
	A Nivel	Biposte de Hormigón	Biposte de Madera	Cámara Subterránea	Monoposte de Madera	Monoposte de Hormigón	
5		3	5		64	31	103
10		6	11		93	60	170
16		6	20		98	55	179
20					2	1	3
25	4	8	19		82	63	176
30		1				1	2
40	2	4	8		28	45	87
50	1	3	1		10	14	29
63	5	18	10		41	98	172
75						1	1
80	3	9	3		7	26	48
100	4	36	9		6	68	123
120	1					2	3
125		2				3	5
150	3	7	1			5	16
160	15	120	5	1	9	63	213
200	6	58	6		4	23	97
250	10	52	2			14	78
300		1					1
315	20	242	9	1	2	19	293
350		1					1
400	3	6		1			10
500	4	9	1	1			15
630	13	29		2			44
800	1	1		1			3
1000	3			1			4
1600	1			1			2
TOTAL	99	622	110	9	446	592	1.878

CANTIDADES DE CENTROS EMPRESA PARQUE INDUSTRIAL

POTENCIA	ESTRUCTURA						TOTAL
	A Nivel	Biposte de Hormigón	Biposte de Madera	Cámara Subterránea	Monoposte de Madera	Monoposte de Hormigón	
5					2		2
10					3		3
16					5		5
25						2	2
40		1					1
63		1			1	4	6
80						2	2
100			1			4	5
125		1					1
160	2		1			1	4
200		2	1				3
250		1					1
315		3				1	4
TOTAL	2	9	3	0	11	14	39

D.5.1 Centros de transformación de 33 kV

CANTIDAD DE CENTROS EMPRESA USO GENERAL

POTENCIA	ESTRUCTURA						TOTAL
	A Nivel	Biposte de Hormigón	Biposte de Madera	Cámara Subterránea	Monoposte de Madera	Monoposte de Hormigón	
10					2	3	5
16		3			2	60	65
25	1	9	1		8	52	71
40		2			2	8	12
50		1				3	4
63	3	10			2	27	42
75							
80		2			1	4	7
100	2	6			4	6	18
125		1					1
160	2	12	2			13	29
200	2	8				3	13
250		2			1	3	6
315	5	6				2	13
400	2	3				1	6
500	2	2				2	6
630	5						5
TOTAL	24	67	3		22	187	303

CANTIDADES DE CENTROS EMPRESA PARQUE INDUSTRIAL

POTENCIA	ESTRUCTURA						TOTAL
	A Nivel	Biposte de Hormigón	Biposte de Madera	Cámara Subterránea	Monoposte de Madera	Monoposte de Hormigón	
16						1	1
40	1						1
63	1					2	3
160	4					1	5
200	5						5
250	5						5
315	14	1				1	16
400	3	1					4
500	3						3
630	7						7
1000	3						3
TOTAL	46	2				5	53

D.6 RED DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN

Al igual que en el caso de la red de MT, efectuamos un análisis de las distintas secciones existentes, y se considera las opciones tecnológicas más adecuadas para la definición del VNR.

Las longitudes correspondientes a la red de baja tensión son las siguientes.

Tipo de línea o cable	Instalación	Longitud [km]
Propiedad de Edesal - RED GENERAL		
LAPE 3x25/50+1x25 Al poste madera	Línea aérea preensamblada	1.093,0
LAPE 3x35/50+1x25 Al poste madera	Línea aérea preensamblada	92,0
LAPE 3x50/50+1x25 Al poste madera	Línea aérea preensamblada	173,3
LAPE 3x70/50+1x25 Al poste madera	Línea aérea preensamblada	116,7
LAPE 3x95/50+1x25 Al poste H°A°	Línea aérea preensamblada	256,9
LBT 2x25 Al poste madera	Línea aérea convencional	459,2
LBT 2x35 Al poste madera	Línea aérea convencional	193,7
LBT 2x50 Al poste madera	Línea aérea convencional	69,4
LBT 2x70 Al poste madera	Línea aérea convencional	19,3
LBT 3x25/25 Al poste madera	Línea aérea convencional	231,5
LBT 3x35/25 Al poste madera	Línea aérea convencional	104,0
LBT 3x50/25 Al poste madera	Línea aérea convencional	360,1
LBT 3x70/25 Al poste madera	Línea aérea convencional	83,8
LBT 3x95/25 Al poste H°A°	Línea aérea convencional	123,3
CAS 3x185/95 Al XLPE	Cable armado subterráneo	19,4
CAS 3x240/120 Al XLPE	Cable armado subterráneo	13,3
CAS 3x25/50 Al XLPE	Cable armado subterráneo	50,0
CAS 3x35/50 Al XLPE	Cable armado subterráneo	40,9
CAS 3x50/50 Al XLPE	Cable armado subterráneo	78,3
CAS 3x70/50 Al XLPE	Cable armado subterráneo	25,0
CAS 3x95/50 Al XLPE	Cable armado subterráneo	12,6
Líneas Aéreas Preensambladas		1.731,8
Líneas Aéreas Convencionales		1.644,3
Cables armados subterráneos		239,3
TOTAL RED BT		3.615,4

ANEXO E: COSTOS UNITARIOS UTILIZADOS EN EL VNR

En este anexo se presentan los precios unitarios utilizados para valorizar las instalaciones de la distribuidora.

Todos los valores están expresados en Pesos del mes de diciembre de 2011.

E.1 LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

Costos Unitarios de Líneas de Alta Tensión [\$_{dic2011} / km]	Total
Doble Terna de 132 kV - 2 x 3 x 300/50 - Estructura metálica	838.500
Simple Terna de 132 kV - 3 x 300/50 - H° A°	537.500
Simple Terna de 132 kV - 3 x 185/30 - H° A°	451.500
Simple Terna de 66 kV - 3 x 185/30 - H° A°	411.940

E.2 EQUIPAMIENTO DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS AT / MT

Costos Unitarios de EETT de AT / MT	Costos Unitarios \$ _{dic2011}
	Total
Interruptor tripolar 132 kV, 1650 A, 5000 MVA, mando uni-tripolar	279.500
Seccionador tripolar de polos paralelos 132 kV, 1250 A, con cuchilla de puesta a tierra	53.750
Descargador de sobretensiones OZn 120 kV, 10 kA con contador de descargas	25.800
Transformador de corriente 132 kV, 300-150/1/1A, 30 VA, 5P20 + 10 VA, clase 0,2, n<5	35.260
Transformador de tensión 132 kV	32.250
Bobina de bloqueo para onda portadora 132 kV	53.750
Capacitor de acoplamiento p/onda portadora 132 kV	27.950
Filtro de acoplamiento bifásico	19.350
Interruptor tripolar 132 kV, 1650 A, 5000 MVA, mando uni-tripolar	279.500
Seccionador tripolar de polos paralelos 132 kV, 1250 A, con cuchilla de puesta a tierra	53.750
Transformador de corriente 132 kV, 300-150/1/1A, 30 VA, 5P20 + 10 VA, clase 0,2, n<5	35.260
Interruptor tripolar 132 kV, 1650 A, 5000 MVA, mando uni-tripolar	279.500
Seccionador tripolar de polos paralelos 132 kV, 1250 A, con cuchilla de puesta a tierra	53.750
Descargador de sobretensiones OZn 120 kV, 10 kA con contador de descargas	25.800
Transformador de corriente 132 kV, 300-150/1/1A, 30 VA, 5P20 + 10 VA, clase 0,2, n<5	35.260
Interruptor 66 kV	219.300
Seccionador tripolar a cuernos de 66 kV	45.150
Descargador de sobretensiones OZn 66 kV	19.350
Transformador de corriente 66 kV	29.240
Transformador trifásico de potencia 132/33/13,2 kV 30/30/20 MVA	3.655.000
Transformador trifásico de potencia 132/33/13,2 kV 15/15/10 MVA	2.795.000
Transformador trifásico de potencia 132/33/13,2 kV 15 MVA	2.064.000
AutoTransformador trifásico 132/66 kV 10 MVA	1.978.000
Transformador trifásico de potencia 132/33/13,2 kV 7.5 MVA	1.892.000
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV 2.5 MVA	473.000
Transformador trifásico 66/6,6 kV 7.5 MVA	1.548.000
Transformador trifásico 66/13,2 kV 2.5 MVA	1.053.500
Transformador trifásico de potencia 132/13,2 kV 40 MVA	3.956.000
Banco de capacitores de 2000 kVAr de 13,2 kV	129.000
Grapería, barras tendidas, herrajes y accesorios para conexionado en playa de 132 kV	40.850
Grapería, barras tendidas, herrajes y accesorios para conexionado en playa de 66 kV	36.550
Interruptor 66 kV	219.300
Seccionador tripolar a cuernos de 66 kV	45.150
Seccionador de 66 kV	45.150
Grapería, barras, herrajes y accesorios para conexionado en playa de 66 kV	36.550
Transformador de corriente 66 kV	30.100
Transformador de Tensión de 66 kV	27.950
Decargador de sobretensiones OZn de 66 kV	19.350

Costos Unitarios de EETT de AT / MT	Costos Unitarios \$ _{dic2011}
	Total
Interruptor de 33 kV	77.400
Seccionador Unipolar de 33 kV	23.650
Grapería, barras, herrajes y accesorios para conexionado en playa de 33 kV	15.050
Transformador de Corriente de 33 kV	16.340
Transformador de Tensión de 33 kV	10.750
Descargador de sobretensiones de 33 kV	4.300
Celda compacta Interior SF6 33 kV - Interruptor	132.001
Celda compacta Interior SF6 33 kV - Medición	134.001
Celda compacta Interior SF6 33 kV - Interruptor Acoplamiento	107.999
Celda compacta Interior SF6 33 kV - Seccionador Fusible	92.429
Celda compacta Interior SF6 13,2 kV - Interruptor	68.637
Celda compacta Interior SF6 13,2 kV - Medición	110.794
Celda compacta Interior SF6 13,2 kV - Acoplamiento Interruptor	64.500
Celda compacta Interior SF6 13,2 kV - Salida Trafo Auxiliar (Secc. Fusible)	50.740
Fundación para interruptor tripolar de 132 kV	4.300
Fundación para seccionador tripolar de 132 kV	4.300
Fundación para transformador de medida de 132 kV	4.085
Fundación para descargador de sobretensiones de 132 kV	4.085
Fundación para capacitor de acoplamiento	4.300
Fundación para pórtico	17.200
Fundación para columna de iluminación	899
Fundación para transformador de potencia	68.800
SopORTE de equipos	3.010
Fundación para interruptor tripolar de 66 kV (exterior)	4.300
Fundación para seccionador tripolar de 66 kV (exterior)	4.300
Fundación para transformador de medida de 66 kV (exterior)	4.085
Fundación para descargador de sobretensiones de 66 kV (exterior)	4.085
Fundación para pórtico	12.900
Fundación para columna de iluminación	899
SopORTE de equipos	3.010
Fundación para interruptor tripolar de 33 kV ó 13,2 kV (exterior)	3.715
Fundación para seccionador tripolar de 33 kV ó 13,2 kV (exterior)	2.365
Fundación para transformador de medida de 33 kV ó 13,2 kV (exterior)	2.150
Fundación para descargador de sobretensiones de 33 kV ó 13,2 kV (exterior)	2.150
Fundación para pórtico	10.750
Fundación para columna de iluminación	1.075
SopORTE de equipos	1.290
Sistema de puesta a tierra	64.500
Cables de control y fuerza motriz	193.500
Tableros de comando, protecciones, relés y alarmas	150.500
Protección de Transformador	70.950
Protección de línea	60.200
Transformador de SA	64.500
Reactor de Neutro	69.230
EDIFICIO - [por m ²]	3.870
TERRENO - [por m ²]	860

E.3 LÍNEAS Y CABLES DE LA RED MT 33KV Y 13.2KV

Costos Unitarios de Líneas de 33 kV \$_{dic2011} / km	TOTAL
Simple Terna de 33 kV - 3 x 25 Al - Poste madera	63.396
Simple Terna de 33 kV - 3 x 35 Al - Poste madera	78.000
Simple Terna de 33 kV - 3 x 50 Al - Poste madera	89.700
Simple Terna de 33 kV - 3 x 95/15 Al/Ac - Poste H°A°	245.700
Simple Terna de 33 kV - 3 x 120/15 Al/Ac - Poste H°A°	296.668
Simple Terna de 33 kV - 3 x 150/15 Al/Ac - Poste H°A°	325.209
Simple Terna de 33 kV - 3 x 185/30 Al/Ac - Poste H°A°	352.126

Costos Unitarios de Líneas de 13,2 kV	TOTAL
Simple Terna de 13,2 kV - 1 x 25 Al - Poste madera	26.000
Simple Terna de 13,2 kV - 2 x 35 Al - Poste madera	45.500
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 25 Al - Poste madera	54.600
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 35 Al - Poste madera	65.000
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 50 Al - Poste madera	76.700
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 70 Al - Poste H°A°	148.715
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 95/15 Al/Ac - Poste H°A°	312.678
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 120/15 Al/Ac - Poste H°A°	336.640
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 150/15 Al/Ac - Poste H°A°	357.120
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 185/30 Al/Ac - Poste H°A°	384.282

Costos Unitarios de Cables Subterráneo de 33 kV	TOTAL
Simple Terna de 33 kV - 3 x 70/50 Al/Cu - Aislación XLPE	694.493
Simple Terna de 33 kV - 3 x 120/50 Al/Cu - Aislación XLPE	924.437
Simple Terna de 33 kV - 3 x 185/50 Al/Cu - Aislación XLPE	942.500
Simple Terna de 33 kV - 3 x 240/50 Al/Cu - Aislación XLPE	1.059.500

Costos Unitarios de Cables Subterráneo de 13,2 kV	TOTAL
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 70/50 Al/Cu - Aislación XLPE	375.700
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 95/50 Al/Cu - Aislación XLPE	377.000
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 120/50 Al/Cu - Aislación XLPE	754.592
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 150/50 Al/Cu - Aislación XLPE	794.300
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 185/50 Al/Cu - Aislación XLPE	998.400
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 240/50 Al/Cu - Aislación XLPE	1.025.700

E.4 EQUIPOS DE RED MT, EETT Y SET 33/13.2KV

Costos Equipos de maniobra Red MT \$_{dic2011}	
Descripción	TOTAL
Interruptor de 33 kV	67.900
Seccionador a Cuernos de 33 kV	11.500
Seccionador Unipolar de 33 kV	1.900
Seccionador Fusible (Cut Out) de 33 kV	1.100
Seccionador Bajo Carga de 33 kV	34.500
Reconectador de 33 kV	68.500
Banco de capacitores de 900 kVAr de 33 kV	22.000
Interruptor de 13,2 kV	40.850
Seccionador a Cuernos de 13,2 kV	8.200
Seccionador Unipolar de 13,2 kV	2.795
Seccionador Fusible (Cut Out) de 13,2 kV	750
Seccionador Bajo Carga de 13,2 kV	16.500
Reconectador de 13,2 kV	56.300
Banco de capacitores de 2000 kVAr de 13,2 kV	54.000
Banco de capacitores de 500 kVAr de 13,2 kV	13.485

E.5 LÍNEAS Y CABLES DE LA RED MT 33KV Y 13.2KV

Costos Unitarios de Líneas de 33 kV \$_{dic2011} / km	TOTAL
Simple Terna de 33 kV - 3 x 25 Al - Poste madera	63.396
Simple Terna de 33 kV - 3 x 35 Al - Poste madera	78.000
Simple Terna de 33 kV - 3 x 50 Al - Poste madera	89.700
Simple Terna de 33 kV - 3 x 95/15 Al/Ac - Poste H°A°	245.700
Simple Terna de 33 kV - 3 x 120/15 Al/Ac - Poste H°A°	296.668
Simple Terna de 33 kV - 3 x 150/15 Al/Ac - Poste H°A°	325.209
Simple Terna de 33 kV - 3 x 185/30 Al/Ac - Poste H°A°	352.126

Costos Unitarios de Líneas de 13,2 kV	TOTAL
Simple Terna de 13,2 kV - 1 x 25 Al - Poste madera	26.000
Simple Terna de 13,2 kV - 2 x 35 Al - Poste madera	45.500
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 25 Al - Poste madera	54.600
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 35 Al - Poste madera	65.000
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 50 Al - Poste madera	76.700
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 70 Al - Poste H°A°	148.715
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 95/15 Al/Ac - Poste H°A°	312.678
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 120/15 Al/Ac - Poste H°A°	336.640
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 150/15 Al/Ac - Poste H°A°	357.120
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 185/30 Al/Ac - Poste H°A°	384.282

Costos Unitarios de Cables Subterráneo de 33 kV	TOTAL
Simple Terna de 33 kV - 3 x 70/50 Al/Cu - Aislación XLPE	694.493
Simple Terna de 33 kV - 3 x 120/50 Al/Cu - Aislación XLPE	924.437
Simple Terna de 33 kV - 3 x 185/50 Al/Cu - Aislación XLPE	942.500
Simple Terna de 33 kV - 3 x 240/50 Al/Cu - Aislación XLPE	1.059.500

Costos Unitarios de Cables Subterráneo de 13,2 kV	TOTAL
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 70/50 Al/Cu - Aislación XLPE	375.700
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 95/50 Al/Cu - Aislación XLPE	377.000
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 120/50 Al/Cu - Aislación XLPE	754.592
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 150/50 Al/Cu - Aislación XLPE	794.300
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 185/50 Al/Cu - Aislación XLPE	998.400
Simple Terna de 13,2 kV - 3 x 240/50 Al/Cu - Aislación XLPE	1.025.700

E.6 EQUIPOS DE RED MT, EETT Y SET 33/13.2KV

Costos Equipos de maniobra Red MT \$_{dic2011}	
Descripción	TOTAL
Interruptor de 33 kV	67.900
Seccionador a Cuernos de 33 kV	11.500
Seccionador Unipolar de 33 kV	1.900
Seccionador Fusible (Cut Out) de 33 kV	1.100
Seccionador Bajo Carga de 33 kV	34.500
Reconectador de 33 kV	68.500
Banco de capacitores de 900 kVAr de 33 kV	22.000
Interruptor de 13,2 kV	40.850
Seccionador a Cuernos de 13,2 kV	8.200
Seccionador Unipolar de 13,2 kV	2.795
Seccionador Fusible (Cut Out) de 13,2 kV	750
Seccionador Bajo Carga de 13,2 kV	16.500
Reconectador de 13,2 kV	56.300
Banco de capacitores de 2000 kVAr de 13,2 kV	54.000
Banco de capacitores de 500 kVAr de 13,2 kV	13.485

Costos Componentes de EETT y SET 33 / 13,2 kV	
Descripción	TOTAL
Celda compacta Interior SF6 33 kV - Interruptor	132.001
Celda compacta Interior SF6 33 kV - Medición	134.001
Celda compacta Interior SF6 33 kV - Interruptor Acoplamiento	107.999
Celda compacta Interior SF6 33 kV - Seccionador Fusible	92.429
Grapería, barras, herrajes y accesorios para conexionado en playa de 33 kV	15.050
Transformador de Corriente	13.760
Transformador de Tensión	11.180
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 10 MVA	1.525.999
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 5 MVA	1.220.799
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 2,5 MVA	744.250
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 2500 kVA	317.407
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 2000 kVA	251.900
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 1250 kVA	195.328
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 1000 kVA	175.795
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 630 kVA	61.230
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 315 kVA	49.074
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 250 kVA	46.373
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 200 kVA	45.228
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 160 kVA	44.436
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 100 kVA	33.811
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 80 kVA	27.242
Transformador trifásico de potencia 33/13,2 kV - 40 kVA	26.453
Regulador de tensión 33 kV - 7500 kVA	86.000
Celda compacta Interior SF6 13,2 kV - Interruptor	68.637
Celda compacta Interior SF6 13,2 kV - Medición	58.050
Celda compacta Interior SF6 13,2 kV - Acoplamiento Interruptor	64.500
Celda compacta Interior SF6 13,2 kV - Salida Trafo Auxiliar (Secc. Fusible)	50.740
Barras, herrajes, morsetería, cadenas de aisladores, descargadores y postes	12.900
Fundación para transformador de potencia	31.820
Fundación para interruptor tripolar de 33 kV ó 13,2 kV (exterior)	3.715
Fundación para seccionador tripolar de 33 kV ó 13,2 kV (exterior)	2.365
Fundación para transformador de medida de 33 kV ó 13,2 kV (exterior)	2.150
Fundación para descargador de sobretensiones de 33 kV ó 13,2 kV (exterior)	2.150
Fundación para reconector de 13,2 kV	1.290
Fundación para pórtico	10.750
Fundación para columna de iluminación	1.075
Soporte de equipos	1.290
Sistema de puesta a tierra	40.850
Cables de control y fuerza motriz	96.750
Tableros de comando, protecciones, relés y alarmas	64.500
Protección de Transformador	32.250
Protección de línea	48.160
EDIFICIO - [m2]	3.870
TERRENO - [m2]	860

E.7 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

Tipo	Tensión	Potencia	Mano de Obra	Materiales	Transformador	Total
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	25	20.640	50.173	11.200	82.013
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	40	20.640	50.173	15.800	86.613
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	50	20.640	50.173	17.500	88.313
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	63	20.640	50.173	19.800	90.613
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	80	20.640	50.173	21.100	91.913
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	100	36.120	87.803	24.500	148.423
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	120	36.120	87.803	25.800	149.723
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	150	36.120	87.803	28.000	151.923
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	160	36.120	87.803	29.800	153.723
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	200	56.760	131.670	36.400	224.830
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	250	56.760	131.670	39.800	228.230
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	315	56.760	131.670	45.000	233.430
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	400	56.760	131.670	51.300	239.730
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	500	103.200	203.081	58.600	364.881
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	630	103.200	203.081	64.500	370.781
A Nivel	13,2 kV/0,38-0,22 KV	800	103.200	203.081	69.000	375.281
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	25	23.994	36.591	21.500	82.085
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	40	23.994	36.591	28.500	89.085
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	63	23.994	36.591	30.900	91.485
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	100	41.990	64.034	32.800	138.823
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	160	41.990	64.034	51.800	157.823
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	200	41.990	64.034	54.320	160.343
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	250	41.990	64.034	56.500	162.523
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	315	41.990	64.034	58.400	164.423
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	400	41.990	64.034	68.400	174.423
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	500	119.970	182.954	78.000	380.924
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	630	119.970	182.954	85.500	388.424
A Nivel	33 kV/0,38-0,22 KV	1000	119.970	182.954	98.000	400.924

Tipo	Tensión	Potencia	Mano de Obra	Materiales	Transformador	Total
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	5	14.700	26.660	4.600	45.960
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	10	14.700	26.660	6.800	48.160
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	16	14.700	26.660	10.600	51.960
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	25	14.700	26.660	11.200	52.560
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	30	14.700	26.660	13.500	54.860
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	40	14.700	26.660	15.800	57.160
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	50	14.700	26.660	17.500	58.860
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	63	14.700	26.660	19.800	61.160
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	80	14.700	26.660	21.100	62.460
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	100	14.700	26.660	24.500	65.860
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	125	14.700	26.660	26.500	67.860
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	150	14.700	26.660	28.000	69.360
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	160	14.700	26.660	29.800	71.160
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	200	14.700	26.660	36.400	77.760
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	250	14.700	26.660	39.800	81.160
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	300	15.300	26.660	42.800	84.760
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	315	15.300	26.660	45.000	86.960
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	350	15.300	26.660	48.000	89.960
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	400	15.300	26.660	51.300	93.260
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	500	15.300	26.660	58.600	100.560
Biposte Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	630	15.300	26.660	64.500	106.460
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	16	15.750	34.839	19.800	70.389
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	25	15.750	34.839	21.500	72.089
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	50	15.750	34.839	28.500	79.089
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	63	15.750	34.839	29.800	80.389
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	80	15.750	34.839	30.500	81.089
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	100	15.750	34.839	32.800	83.389
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	125	15.750	34.839	45.800	96.389
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	160	15.750	34.839	51.800	102.389
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	200	15.750	34.839	54.320	104.909
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	250	15.750	34.839	56.500	107.089
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	315	15.750	34.839	58.400	108.989
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	400	22.500	34.839	68.400	125.739
Biposte Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	500	22.500	34.839	78.000	135.339
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	5	10.500	9.598	4.600	24.698
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	10	10.500	9.598	6.800	26.898
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	16	10.500	9.598	10.600	30.698
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	25	10.500	9.598	11.200	31.298
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	40	10.500	9.598	15.800	35.898
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	63	10.500	9.598	19.800	39.898
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	80	10.500	9.598	21.100	41.198
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	100	10.500	9.598	24.500	44.598
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	150	10.500	9.598	28.000	48.098
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	160	10.500	9.598	29.800	49.898
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	200	10.500	9.598	36.400	56.498
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	250	10.500	9.598	39.800	59.898
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	315	10.500	9.598	45.000	65.098
Biposte Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	500	10.500	9.598	58.600	78.698
Biposte Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	25	8.542	17.696	19.800	46.038
Biposte Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	63	8.542	17.696	30.900	57.138
Biposte Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	160	8.542	17.696	51.800	78.038
Cámara Subterránea	13,2 kV/0,38-0,22 KV	315	148.500	137.977	45.000	331.477
Cámara Subterránea	13,2 kV/0,38-0,22 KV	400	148.500	137.977	47.500	333.977
Cámara Subterránea	13,2 kV/0,38-0,22 KV	500	148.500	137.977	58.600	345.077
Cámara Subterránea	13,2 kV/0,38-0,22 KV	630	148.500	137.977	64.500	350.977
Cámara Subterránea	13,2 kV/0,38-0,22 KV	800	148.500	137.977	69.000	355.477
Cámara Subterránea	13,2 kV/0,38-0,22 KV	1000	148.500	137.977	85.000	371.477
Cámara Subterránea	13,2 kV/0,38-0,22 KV	1600	148.500	137.977	129.800	416.277

Tipo	Tensión	Potencia	Mano de Obra	Materiales	Transformador	Total
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	5	8.850	13.175	4.600	26.625
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	10	8.850	13.175	6.800	28.825
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	16	8.850	13.175	10.600	32.625
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	20	8.850	13.175	10.900	32.925
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	25	8.850	13.175	11.200	33.225
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	40	8.850	13.175	15.800	37.825
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	50	8.850	13.175	17.500	39.525
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	63	8.850	13.175	19.800	41.825
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	80	8.850	13.175	21.100	43.125
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	100	8.850	13.175	24.500	46.525
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	125	8.850	13.175	26.500	48.525
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	150	8.850	13.175	28.000	50.025
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	160	8.850	13.175	29.800	51.825
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	200	8.850	13.175	36.400	58.425
Monoposte de Madera	13,2 kV/0,38-0,22 KV	315	8.850	13.175	45.000	67.025
Monoposte de Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	10	9.750	13.175	17.800	40.725
Monoposte de Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	16	9.750	13.175	19.800	42.725
Monoposte de Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	25	9.750	13.175	21.500	44.425
Monoposte de Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	40	9.750	13.175	27.400	50.325
Monoposte de Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	63	9.750	13.175	29.800	52.725
Monoposte de Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	80	9.750	13.175	30.500	53.425
Monoposte de Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	100	9.750	13.175	32.800	55.725
Monoposte de Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	160	9.750	13.175	51.800	74.725
Monoposte de Madera	33 kV/0,38-0,22 KV	250	9.750	13.175	56.500	79.425
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	5	10.800	17.050	4.600	32.450
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	10	10.800	17.050	6.800	34.650
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	16	10.800	17.050	10.600	38.450
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	20	10.800	17.050	10.900	38.750
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	25	10.800	17.050	11.200	39.050
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	30	10.800	17.050	12.900	40.750
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	40	10.800	17.050	15.800	43.650
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	50	10.800	17.050	17.500	45.350
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	63	10.800	17.050	19.800	47.650
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	75	10.800	17.050	20.100	47.950
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	80	10.800	17.050	21.100	48.950
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	100	10.800	17.050	24.500	52.350
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	120	10.800	17.050	25.800	53.650
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	125	10.800	17.050	28.000	55.850
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	150	10.800	17.050	28.000	55.850
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	160	10.800	17.050	29.800	57.650
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	200	10.800	17.050	36.400	64.250
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	250	10.800	17.050	39.800	67.650
Monoposte de Hormigón	13,2 kV/0,38-0,22 KV	315	10.800	17.050	45.000	72.850
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	10	13.950	34.839	17.800	66.589
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	16	13.950	34.839	19.800	68.589
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	25	13.950	34.839	21.500	70.289
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	35	13.950	34.839	26.800	75.589
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	40	13.950	34.839	27.400	76.189
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	50	13.950	34.839	28.500	77.289
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	63	13.950	34.839	29.800	78.589
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	75	13.950	34.839	30.100	78.889
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	80	13.950	34.839	30.500	79.289
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	100	13.950	34.839	32.800	81.589
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	160	13.950	34.839	51.800	100.589
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	200	13.950	34.839	54.320	103.109
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	250	13.950	34.839	56.500	105.289
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	315	13.950	34.839	58.400	107.189
Monoposte de Hormigón	33 kV/0,38-0,22 KV	500	13.950	34.839	78.000	126.789

E.8 LÍNEAS Y CABLES DE LA RED BT

Costos Unitarios de Líneas de BT Preensamblado \$_{dic2011}	TOTAL
LAPE 3x25/50+1x25 Al poste madera	82.000
LAPE 3x35/50+1x25 Al poste madera	77.200
LAPE 3x50/50+1x25 Al poste madera	81.300
LAPE 3x70/50+1x25 Al poste madera	97.500
LAPE 3x95/50+1x25 Al poste H°A°	127.200

Costos Unitarios de Líneas de BT Convencional \$_{dic2011}	TOTAL
MONOFASICA	
LBT 2x25 Al poste madera	52.298
LBT 2x35 Al poste madera	53.148
LBT 2x50 Al poste madera	54.675
LBT 2x70 Al poste madera	56.700
TRIFASICA C/NEUTRO	
LBT 3x25/25 Al poste madera	75.600
LBT 3x35/25 Al poste madera	92.960
LBT 3x50/25 Al poste madera	95.936
LBT 3x70/25 Al poste madera	98.550
LBT 3x95/25 Al poste H°A°	147.659

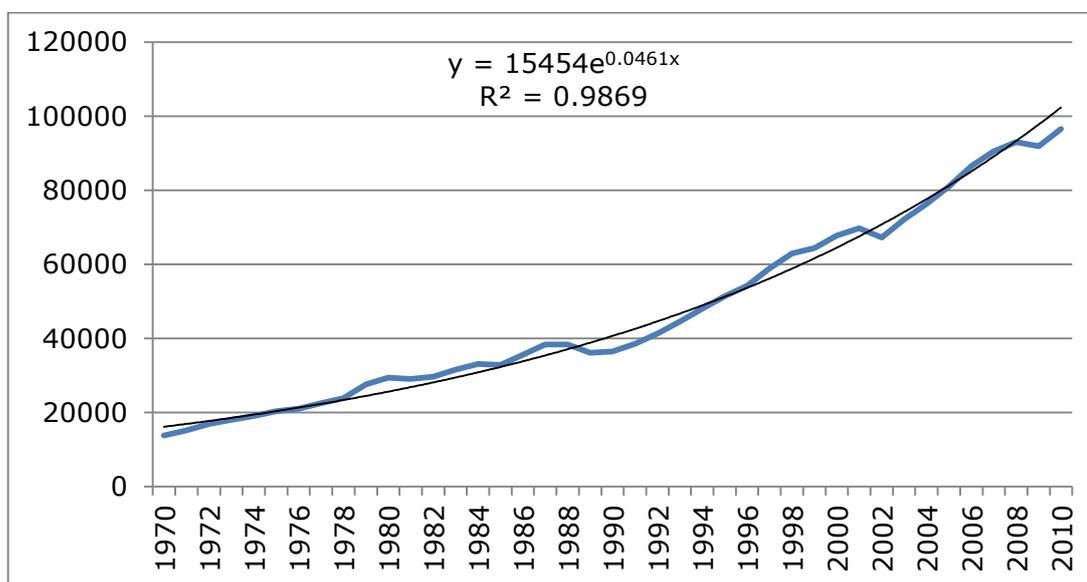
Costos Unitarios de Cables Subterraneo de BT \$_{dic2011}	TOTAL
CAS 3x25/50 AI XLPE	258.500
CAS 3x35/50 AI XLPE	265.400
CAS 3x50/50 AI XLPE	271.300
CAS 3x70/50 AI XLPE	285.700
CAS 3x95/50 AI XLPE	304.045
CAS 3x185/95 AI XLPE	321.200
CAS 3x240/120 AI XLPE	353.000

ANEXO F: OTRO MODELO DE DEMANDA

Teniendo en cuenta que el pronóstico de la demanda es un aspecto sensible del proyecto tendremos en cuenta otros modelos de pronóstico de demanda para validar el utilizado.

Modelo exponencial

Tomando como dato la serie de histórica de facturación de energía eléctrica de las distribuidoras desde 1970 hasta 2010 que publica la Secretaria de Energía se puede obtener que proponiendo un crecimiento de la demanda exponencial del 4.72% anual obtenemos una buena aproximación donde el factor de correlación R^2 es 0.9869.



El crecimiento anual de 4,72% es un 23% mayor al promedio de crecimiento del pronóstico realizado mediante el modelo de regresión del capítulo 2.2; esto se debe a que se está analizando la demanda en situaciones diferentes:

En primer lugar el crecimiento en las cuatro décadas analizadas (70, 80, 90 y 2000) se tenía un sistema que no se encontraba totalmente desarrollado; es decir que tenía un índice de electrificación bajo; lo que permitía un crecimiento en número de usuarios mayor al crecimiento poblacional. En la actualidad, en cambio, se tiene un índice de electrificación cercano al 99% esto da una expectativa de crecimiento de la demanda inferior a las décadas anteriores.

En segundo lugar, la serie histórica en cuestión es de facturación de energía de las distribuidoras, que para ser comparada con la demanda que perciben los generadores deben adicionársele las pérdidas en transmisión. Entendiendo que el sistema cada vez es más eficiente, es decir que tiene menos pérdidas, se

concluye que, como en el caso anterior, la demanda tiende a crecer menos que en las décadas anteriores.

Por lo recientemente expuesto se entiende que los pronósticos de crecimiento de demanda son aceptables para ser utilizados en la simulación del mercado eléctrico

.

ANEXO G: DISTRIBUIDORAS ARGENTINAS

Nombre	Nombre completo	Área de Servicio	NRO de clientes	Estado
EENOR	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.	Ciudad de Buenos Aires	2,604,139	Privada
EDESUR	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Ciudad de Buenos Aires	2,305,045	Privada
EDES	Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.	Buenos Aires	168,074	Privada
EDELAP	Empresa Distribuidora de Electricidad La Plata	Buenos Aires	320,119	Privada
EEN	Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A.	Buenos Aires	364,343	Privada
EDEA	Empresa Distribuidora de Energía Atlántica	Buenos Aires	464,784	Privada
EPESE	Empresa Provincial de la Energía de Santa Fé	Santa Fe	1,118,985	Pública
EPEC	Empresa Provincial de Energía de Córdoba	Córdoba	748,761	Pública
EDEMSA	Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A.	Mendoza	364,728	Privada
ENERSA	Empresa Distribuidora de Electricidad Entre Ríos	Entre Ríos	288,186	Nacionalizada
EDET	Empresa Distribuidora de Electricidad de Tucumán	Tucumán	405,179	Privada
DPEC	Dirección provincial de Energía Corrientes	Corrientes	211,023	Pública
SECHEEP	Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial	Chaco	276,023	Pública
EDESA	Empresa Distribuidora de Energía de Salta	Salta	264,292	Pública
ESJ	Empresa de Energía de Río Negro	San Juan	181,039	Privada
EMSA	Electricidad de Misiones S.A.	Misiones	169,525	Pública
EDESAL	Empresa Distribuidora de Energía San Luis S.A.	San Luis	138,577	Privada
EDELAR	Empresa Distribuidora de Electricidad La Rioja	La rioja	101,654	Privada
EPEM	Ente provincial Energía Eléctrica	Neuquén	64,363	Privada
EDESE	Empresa Distribuidora de Electricidad de Santiago del Estero	Santiago del Estero	196,291	Privada
EDERSA	Empresa de Energía Río Negro S.A.	Río Negro	174,568	Privada
EDEFOR	Empresa Distribuidora de Electricidad Formosa	Formosa	99,404	Contrato de concesión rescindido
EDECAT	Empresa Distribuidora de Electricidad Catamarca	Catamarca	94,875	Contrato de concesión rescindido
EJESA	Empresa Jujeha de Energía S.A.	Jujuy	156,424	Privada
DPE Tierra del Fuego	Dirección provincial de Energía de Tierra del Fuego	Tierra del Fuego	N/A	Pública
SPSE	Servicios Públicos Sociedad del Estado	Santa cruz	N/A	Pública
DGSPCH	Dirección General de Servicios Públicos de CHUBUT	Chubut	N/A	Pública

Datos extraídos de ADEERA.

ANEXO H: **RESOLUCIÓN N° 14 – CRPEE**

*Comisión Reguladora
Provincial
de la Energía Eléctrica
San Luis*

RESOLUCION N° 14 - CRPEE-2012.-
SAN LUIS, 25 de Abril de 2012.

VISTO:

El Expediente N° 1050106/12, y
Resolución N° 13-CRPEE-2012 y;

CONSIDERANDO:

Que por la mencionada Resolución se estableció el Régimen Tarifario para el Suministro de la energía eléctrica a aplicar por la empresa distribuidora Edesal S.A. en la Provincia de San Luis;

Que ha tomado intervención Asuntos Legales del Ministerio considerando que en función de lo dispuesto en la norma nacional, el cuadro tarifario previsto en el Contrato de Concesión es válido por un período de 5 años, previendo en su artículo 30 la posibilidad de revisión quinquenal de los componentes técnicos y económicos a los fines de la determinación de la tarifa;

Que a tenor de lo informado en Actuación 14299, resulta que siendo el último recálculo tarifario efectuado mediante Resolución N° 05-CRPEE-98, éste Organismo de Contralor se encuentra facultado para emitir la presente Resolución por la que se apruebe el nuevo cuadro tarifario que conllevaría un recálculo tarifario que significaría un incremento promedio del 22% según lo informado por el Organismo Técnico en Actuación 14230.-

Por ello y en uso de sus atribuciones;

LA COMISION REGULADORA PROVINCIAL

DE LA ENERGIA ELECTRICA

RESUELVE:

Art. 1°.- Aprobar el Cuadro Tarifario que se denomina Anexo I y que forma parte de la presente Resolución.-



*Comisión Reguladora
Provincial
de la Energía Eléctrica
San Luis*

CDE RESOLUCION N° 14 -CRPEE-2012.-

Art. 2°.- El Cuadro Tarifario aprobado en el artículo precedente entrará en vigencia a partir de las facturas a emitir a partir del 1° de Mayo de 2012.-

Art. 3°.- Hacer saber al Ministerio de Estado de Hacienda y Obras Públicas, Contaduría General de la Provincia, Tesorería General de la Provincia.-

Art. 4°.- Comunicar, publicar y archivar.-

ES COPIA



C.P.N. Romina Andrea Carbonell
Vocal
Comisión Reguladora Provincial de la Energía Eléctrica



Dra. Laura G. Giumelli
Presidente
Comisión Reguladora Provincial de la Energía Eléctrica

Fecha: 04 / 05 / 2012
Hora: 10,40 hs. Folios: 2
Recibó: [Firma]
La recepción de la ante no implica conformidad ni consentimiento

ANEXO I: ARTÍCULO DE DIARIO

A. NOTA DIARIO LA NACIÓN, 9 DE MARZO DEL 2012

El impacto que provocó el sorpresivo anuncio de la quita de subsidios a los servicios de luz, gas y agua ya es una realidad. Así cómo empezó a suceder con otros servicios, ahora llegó el turno a las facturas de luz, que empezaron a llegar con aumentos de hasta el 500%.

En un sector de Belgrano, por ejemplo, las facturas esta vez llegaron con dos importes distintos para pagar: con y sin subsidio. Por ejemplo, tras la quita de subsidio, una boleta de electricidad de \$ 61,71 trepó hasta sextuplicarse, con un valor de \$ 364,25, que representa un 500% de aumento.

Más allá de estas subas, hay que tener en cuenta que también el kilovatio de electricidad aumentó. "En el medio hubo un aumento de kilovatio de energía, que siempre subió desde 2003 para acá, pero el Estado lo mantuvo congelado y nunca lo trasladó a clientes", contó el ejecutivo de una energética. "Ahora en el último precio estacional, comenzó a transparentarse", agregó.

El valor del kW/h sin subsidio para los que consumen hasta 300 kW/h bimestrales aumentó un 29%, al pasar de \$ 0,31 a \$ 0,40. En el caso de los que demandan entre 301 y 650 kW/h por bimestre, la suba es del 34 por ciento.

Según los datos que circular en las últimas semanas, el sector energético concentra el 60% del actual esquema de subsidios: la mayor cantidad de recursos está canalizada en la importación de combustible para generación energética y en el mercado eléctrico mayorista.

Pago voluntario con subsidio o sin subsidio

Asimismo, en lo que respecta al pago del bimestre recibido, los usuarios pueden optar por abinar el importe con subsidio o ya abonar el total del importe, sin la contribución del Gobierno. Así es que el talón de pago de las mismas viene por duplicado, con la aclaración "con subsidio" y "sin subsidio".

En el caso de los clientes que optan por homebanking para pagar sus servicios, también se encontrará allí con que se le presentan los dos importes por pagar y, al elegir uno de los dos, aparecerá un cartel que le explicará la razón por la que hay dos sumas distintas.

La quita de subsidios paso a paso

- 1° de Noviembre de 2011
Primero las empresas

Los primeros recortes en subsidios fueron para bancos, financieras, aseguradoras, casinos, bingos, hipódromos y aeropuertos internacionales, entre otros.

- 16 de Noviembre de 2011
Recortes para los hogares

La quita de los subsidios arrancó por Puerto Madero, Barrio Parque y los countries. También se les recortó el beneficio a otras 40 grandes empresas.

- 2 de Diciembre de 2011
Extensión de la quita

Se definen zonas en las que los usuarios deben informar si necesitarán o no el subsidio. Palermo, Núñez, Belgrano, Recoleta y Vicente López, entre otras.

- 3 de Febrero de 2012
Más zonas alcanzadas

El Gobierno avanza sobre el conurbano y suma zonas de los partidos de San Fernando, Tigre, Ituzaingó, Hurlingham y Almirante Brown a la quita del subsidio



Edenor
Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
Av. Del Libertador 6393 - C1428ARH3 Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CIRIP: 655 11620, CUIT: 30 655 11620-2, I.V.A.: Riesgo Inscripción,
Impuestos Interior: No Responsable, Ingresos Brutos: Exento

Factura Nro. [REDACTED]
Emisión: 14/02/2012 Capital Federal Cuenta [REDACTED]

Cilente
[REDACTED]

Domicilio de consumo y postal
O'HIGGINS
1428 CAPITAL FEDERAL
E/C: CONGRESO Y UGARTE MANUEL
Barrio: NÚÑEZ
CORREO: CORREO ARGENTINO R.N.P.S.P. Nro. 1.322
PLAN: 3227140 - Bimestral - Med. Nro. 11870363 928

Tarifa: T1-R2 Actividad: RESIDENCIAL
Situación I.V.A.: CONSUMIDOR FINAL CUIT: 99-0000000-9

Gráfico comparativo de su consumo de energía

- Período actual: 870 kWh
- Igual período año anterior: 603 kWh
- Promedio últimos seis períodos: 445 kWh

Canales de contacto

Emergencias o falta de suministro: 0800-666-4002 & (011) 4555-9600
Servicio Telefónico Comercial: (011) 4346-8400
Oficina Comercial: GUZMAN 502 (1427) CAPITAL
Internet: www.edenor.com.ar

Detalle de su consumo

A la fecha de emisión de la presente factura, este suministro no registra facturas emitidas pendientes de pago por consumo de energía eléctrica.

Consumo (kWh)	Tarifa	Importe
Consumo anterior	1428	209,09
Consumo actual	1428	23,94
Total		233,03

TOTAL A PAGAR hasta el 05/03/2012 \$61,71

2do. Vencimiento hasta el 19/03/2012 \$62,56

La próxima factura vence el 04/04/2012

Detalle de su factura

Detalle	Importe
1 - Carga fija sin subsidio	16,76
2 - Carga variable sin subsidio • kWh	209,09
Subtotal por Servicio Eléctrico sin Subsidio	225,85
10 - SUBSIDIO AL CONSUMO	163,66-
Subtotal por Servicio Eléctrico con Subsidio "A"	40,22
Factor de estabilización	1,98-
Subtotal "B"	59,24

Subtotal "D" 23,94

AUMENTO DEL 500%

<p>En caso de corresponder, el ajuste se verá reflejado en la próxima factura.</p> <p>Total a pagar AL VENCIMIENTO 05/03/2012 \$364,25</p> <p>Total a pagar AL 2do. VENCIMIENTO 19/03/2012 \$369,26</p>	<p>Total a pagar AL VENCIMIENTO 05/03/2012 \$61,71</p> <p>Total a pagar AL 2do. VENCIMIENTO 19/03/2012 \$62,56</p>
---	--



SIN SUBSIDIO

63577242239361502000036425000036926391320503219030



CON SUBSIDIO

63577242239361502000006171000006256321320503219033

En base de los valores promedio y de referencia.

Si Usted:	Por:	Valor
consumo bimestral sin subsidio	EPEC (Cordoba)=	\$ 520,41
usted abonaría	EPE (Santa Fé)=	\$ 456,08
en:	Brasil (San Pablo)=	\$ 495,36
(valores estimados)	Uruguay (Montevideo)=	\$ 739,35
	Chile (Santiago)=	\$ 452,08

Transcurrida la fecha de 2do vencimiento 19/03/2012 sólo podrá abonar esta factura en nuestras Oficinas Comerciales y se procederá a la suspensión del suministro de energía eléctrica, (ver al dorso).

¡IMPORTANTE! en caso que Ud. considere que necesita ser subsidiado, se adjunta con la presente factura un formulario de Declaración Jurada que Ud. deberá completar y enviar en forma gratuita en el sobre que también se adjunta con la presente.

Talón de pago SIN SUBSIDIO

Tarifa T1-R2 BIMESTRAL
Factura Nro. [REDACTED] Cuenta Nro. [REDACTED]

Edenor

En caso de corresponder, el ajuste se verá reflejado en la próxima factura.

<p>Total a pagar AL VENCIMIENTO 05/03/2012 \$364,25</p> <p>Total a pagar AL 2do. VENCIMIENTO 19/03/2012 \$369,26</p>	<p>Total a pagar AL VENCIMIENTO 05/03/2012 \$61,71</p> <p>Total a pagar AL 2do. VENCIMIENTO 19/03/2012 \$62,56</p>
--	--



SIN SUBSIDIO

63577242239361502000036425000036926391320503219030

Talón de pago CON SUBSIDIO

Tarifa T1-R2 BIMESTRAL
Factura Nro. [REDACTED] Cuenta Nro. [REDACTED]

Edenor

<p>Total a pagar AL VENCIMIENTO 05/03/2012 \$61,71</p> <p>Total a pagar AL 2do. VENCIMIENTO 19/03/2012 \$62,56</p>	<p>Total a pagar AL VENCIMIENTO 05/03/2012 \$61,71</p> <p>Total a pagar AL 2do. VENCIMIENTO 19/03/2012 \$62,56</p>
--	--



CON SUBSIDIO

63577242239361502000006171000006256321320503219033

ANEXO A: BIBLIOGRAFÍA

- Contador Héctor Blas Trillo. 2006. Estudio de Economía y tributación. <http://www.econlink.com.ar/hectortrillo/distorsionesdepreciosrelativos>. Página vigente al 01/06/2012
- Yenison Rodríguez & Emil Gaviria. 2010. Mercados y tipos de mercados.
- Agustina Leonardi & Nadia Mealla Percara. Septiembre 2011. Subsidios a Sectores Económicos.
- Distribuidora de energía eléctrica de San Juan. La transformación del sector eléctrico mayorista. <http://www.energiasanjuan.com.ar/index.php?ver=sector>, Página vigente al 12/06/2012
- Sistemas de potencias, Universidad Católica de Chile. S.f. Transformación del sector eléctrico en la República Argentina
- Multimedia del sector eléctrico. Cammesa. <http://www.electroinstalador.com/empresas/organismos/ficha.php?fi=cammesa>. Página vigente al 12/06/2012
- Mario J. Quiroga. El costo de la energía no suministrada: Desactualización de los valores, señales económicas incorrectas y necesidades de actualización del Mercado Eléctrico Argentino, tesis de grado. 2010. Universidad de Buenos Aires, Argentina.
- Azpiazu y Basualdo. S.f. Concentración económica y regulación de los servicios públicos. Facultad de economía de Buenos Aires. www.econ.uba.ar. Página vigente al 12/06/2012
- Curso de regulación energética de ARIAE. Las Redes de Energía Eléctrica y del Gas Natural. Experiencia Argentina con la revisión tarifaria. Noviembre 2005. Cartagena de India (Colombia)
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). Fundamentos para el cálculo de las tarifas en el servicio público de distribución eléctrica. <http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/TarifasCalculo?OpenPage>. Página vigente al 12/06/2012
- Instituto argentino de Energía. Mercado eléctrico Mayorista, Archivos de Educación. <http://cdi.mecon.gov.ar/docelec/fc1265.pdf>. Página vigente al 12/06/2012
- Secretaria de Energía de Argentina. Impuestos y subsidios sobre las tarifas a usuarios finales, Julio 2003. <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/Informe%20Impuestos%20Julio%202003.pdf>. Página vigente al 12/06/2012

ENRE. 2004. Tarifas del servicio Público de Distribución – Fundamentos para La Determinación y Cálculo de las Tarifas en el Servicio Público de Distribución Eléctrica

Encrucijadas Publicación NRO 45°. Universidad Nacional Buenos Aires, <http://www.uba.ar/encrucijadas/45/sumario/enc45-consumotarifas.php>. Página vigente al 12/06/2012

Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica. Publicación de ADEERA: El sector eléctrico en riesgo. S.f. www.adeera.org.ar. Página vigente al 12/06/2012

Armando Lenguitti (TRANSBA) y Mario Cebreiro (DISTROCUYO). 2006. Publicación WEB de ATEERA: La expansión del sistema de transporte de Energía Eléctrico. www.ateera.org.ar/. Página vigente al 12/06/2012

Heriberto Escobar Gallo & Vicente Cuartas Mejía. 2006. Diccionario Económico Financiero, Tercera Edición.

Fundación para el Cambio, Buenos Aires. 2009. Subsidios en Argentina I – Marco General y sector Energético.

Clicet Ricardo De Dicco. Enero 2012. Síntesis de Indicadores energéticos de Argentina 2011

CAMMESA. Noviembre 2011. Publicación: “Los Procedimientos”. <http://portalweb.cammesa.com/Pages/BackupBotoneraAneriorIzquierda/Normativa/procedimientos.aspx>. Página vigente al 12/06/2012

PA Consulting Group, 2004. Descripción Metodológica y Manual del Modelo de Despacho y operación de Sistemas Eléctricos (DOSE)

CAMMESA (2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011) Informe Anual. Buenos Aires.

Consejo Federal de energía eléctrica. Plan Federal de Transporte de energía eléctrica I y II. <http://www.cfee.gov.ar/>. Página vigente al 12/06/2012

Ley N°26.190 - REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA. [2007]

Ley N°24.065- REGIMEN DE LA ENERGIA ELECTRICA. [1992]

Resolución 240/2003 Secretaria de Energía de la República Argentina

Resolución 0949/2004 Secretaria de Energía de la República Argentina

Resolución 1328/2006 Secretaria de Energía de la República Argentina

ANEXO B: GLOSARIO

ADEERA: (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina).

AGEERA: (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina).

AGUEERA: (Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina).

AT: Alta Tensión

ATEERA: (Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina).

Autoprodutor: Empresa o Ente que se encuentra conectado al SADI pero produce energía para consumirla, si le sobra puede vender, si le falta puede comprar.

BT: Baja Tensión

BTU: British Thermal Unit, Unidad de medida de la energía. Una BTU representa la cantidad de energía que se requiere para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. Equivale a 252 calorías.

CAMMESA: Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico Sociedad Anónima.

DIAGRAMA UNIFILAR: representación gráfica de instalaciones eléctricas.

Distribución: Incluye el transporte de electricidad de bajo voltaje y la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.

DOSE: Modelo de Despacho y Operación de Sistemas Eléctricos. Programa utilizado para la simulación.

EDELAP: Empresa distribuidora de electricidad de La Plata.

EDENOR: Empresa distribuidora de electricidad del Norte (de Buenos Aires).

EDESAL: Empresa distribuidora de electricidad de San Luis.

EDESUR: Empresa distribuidora de electricidad del Sur (de Buenos Aires).

EETT: Estaciones de Transformación

EIA: U.S. Energy Information Administration

ENRE: Ente Regulador de la electricidad.

Escala INES: International Nuclear Event Scale. Medida de la magnitud de los incidentes nucleares

FMI: Fondo Monetario Internacional

GUIDOSE: Interfaz gráfica de manejo del DOSE.

GUMA: Grandes Usuarios Mayores de electricidad.

MT: Media Tensión

Pass-through: Transferencia directa de precio a cliente

PBG: Producto Bruto Geográfico

PBI: Producto Bruto Interno

SADI: Sistema Argentino de Interconexión, Nombre con que se llama a la red de energía eléctrica Argentina.

SET: Subestación

VNR: Valor a nuevo de reemplazo.

WACC: Weighted average capital cost o Costo Medio Ponderado de Capital (CMPC) en español.