

***“ANÁLISIS REGIONAL DE LA NUCLEOELECTRICIDAD”***

***CARRERA: ESPECIALIZACIÓN EN REACTORES NUCLEARES  
Y SU CICLO DE COMBUSTIBLE***

Alumno: Ing. María Delia Parera  
Director: Ing. Norberto Ruben Coppari  
Co-director: Ing. Jorge Horacio Giubergia  
Ing. Gustavo Andrés Barbarán



**UNSAM**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE  
SAN MARTÍN

## ÍNDICE TEMÁTICO

1.	Objetivo .....	1
2.	Introducción y Antecedentes .....	2
2.1.	Introducción.....	2
2.2.	Antecedentes.....	2
3.	Información General del País .....	4
3.1.	Ubicación Geográfica y Clima .....	4
3.2.	Demografía .....	5
3.3.	Distribución Poblacional y Consumo Eléctrico.....	8
4.	Descripción del Sistema Energético .....	10
4.1.	Recursos Energéticos.....	10
4.1.1.	Reservas y Extracción de Petróleo y Gas Natural .....	10
4.1.2.	Reservas Carboníferas .....	11
4.1.3.	Reservas de Uranio .....	11
4.1.4.	Recursos Hídricos.....	12
4.2.	El Mercado Eléctrico Argentino.....	12
4.3.	Red del Sistema Eléctrico Argentino .....	13
4.4.	Regiones del Mercado Eléctrico Argentino .....	17
4.4.1.	Región del Noroeste .....	17
4.4.2.	Región del Noreste .....	19
4.4.3.	Región de Cuyo .....	20
4.4.4.	Región del Centro.....	22
4.4.5.	Región de Gran Buenos Aires y Buenos Aires.....	23
4.4.6.	Región del Litoral.....	25
4.4.7.	Región del Comahue .....	26
4.4.8.	Región de la Patagonia .....	28
4.5.	Intercambio con el MERCOSUR .....	29
4.6.	Incorporaciones de Equipos de Generación Previstas .....	29
4.7.	Transporte de Electricidad.....	33
4.8.	Plan Federal de Transporte Eléctrico.....	34
4.9.	Líneas de Transmisión.....	37
4.10.	Transporte de Gas Natural .....	38
4.11.	Importación de Gas Natural.....	40
4.12.	Gas Natural Licuado.....	40
4.13.	Integración Gas Natural - Electricidad .....	40
5.	Localizaciones Potenciales de las Centrales Nucleares Candidatas .....	43
6.	Programa MESSAGE.....	50
6.1.	Descripción.....	50
6.2.	Carga de datos y corrida del programa .....	51
6.3.	Optimización .....	56
6.4.	Resultados.....	56
6.5.	Formulación Matemática del Programa .....	56
6.6.	Regionalización .....	57
7.	Análisis y procesamiento de los datos del modelo .....	59
7.1.	Criterios y supuestos asumidos en la modelización .....	59
7.1.1.	Demanda de energía eléctrica y de gas natural.....	60
7.1.2.	Tecnologías modeladas.....	61
7.1.2.1.	Tecnologías empleadas en las regiones .....	61
7.1.2.2.	Tecnologías empleadas en el MAIN .....	62

7.1.3.	Recursos .....	63
7.1.4.	Cálculo de los volúmenes de reservas disponibles para gas natural .....	65
7.1.5.	Gasoductos .....	65
7.1.6.	Líneas de transporte.....	66
7.1.7.	Inversiones de las líneas de alta tensión .....	68
7.1.8.	Pérdidas de transporte.....	69
8.	Escenarios Planteados.....	70
9.	Análisis de Resultados.....	71
9.1.	Escenario 1 .....	71
9.1.1.	Potencia Instalada .....	71
9.1.2.	Generación.....	75
9.2.	Escenario 2 .....	87
9.2.1.	Potencia Instalada .....	87
9.2.2.	Generación.....	91
9.3.	Escenario 3 .....	102
9.3.1.	Potencia Instalada .....	102
9.3.2.	Generación.....	106
9.4.	Escenario 4 .....	118
9.4.1.	Potencia Instalada .....	118
9.4.2.	Generación.....	122
10.	Conclusiones.....	135
11.	Referencias Bibliográficas.....	137

## **1. Objetivo**

El presente trabajo tiene por objetivo el análisis regional del mercado eléctrico argentino utilizando el programa MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts) y la evaluación de las posibilidades de inserción de nuevas centrales nucleares en diferentes regiones del país.

## 2. Introducción y Antecedentes

### 2.1. Introducción

En el presente estudio se realizó un análisis regional del mercado energético argentino y una investigación sobre las posibilidades de inserción de nuevas centrales nucleares en el país, indicando las zonas más adecuadas para realizar estas instalaciones.

Regionalizar significa dividir un territorio en áreas menores. El objetivo de la regionalización para este estudio se justifica debido a la gran extensión del país, donde las pautas de consumo varían entre las distintas regiones. No se puede planificar el desarrollo energético desde una visión centralizada del país, y cada una de ellas debe analizarse como parte de planificaciones regionales integradas a la planificación general, pero atendiendo a las visiones, necesidades, problemáticas, posibilidades y potencialidades locales.

Con este fin se dividió al país en nueve regiones, siguiendo la regionalización realizada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). Estas serán: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Buenos Aires (BAS), Gran Buenos Aires (GBA), Litoral (LIT), Noreste (NEA), Patagonia (PAT).

Para el análisis de la ubicación geográfica de nuevos proyectos, así como de tecnologías candidatas, se tendrá en cuenta las características y necesidades de cada región y principalmente las demandas, ofertas y capacidades de transmisión de energía eléctrica, existentes y proyectadas.

Se estudiaron, asimismo, las demandas regionales de energía eléctrica y de gas natural, estas últimas desagregadas por sectores de consumo. El análisis regional de la integración gas natural – electricidad reviste importancia debido a la vinculación existente entre ambas formas de energía. Además, la escasez de disponibilidad de gas natural aumenta la necesidad de realizar análisis regionales, con miras a la construcción de nuevas centrales nucleares.

Para el estudio de regionalización se utilizó el modelo MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts), mediante el cual se pudo analizar los efectos de cooperación regional, interconexiones internas e internacionales, se analizaron políticas energéticas para el abastecimiento y la modelación de características específicas del sistema de energía.

A su vez se estudiaron, como escenarios futuros, las propuestas para lograr la integración energética de las regiones de la República Argentina, ya sea construyendo líneas de transporte de alta tensión y/o gasoductos.

### 2.2. Antecedentes

Si bien existen antecedentes en CNEA de trabajos realizados con el programa MESSAGE, desarrollado por IIASA (International Institute for Applied Systems

Analysis), las innovaciones que se presentan consisten en utilizar la herramienta “multi-región” de dicho modelo. Con esta herramienta, cada región se modela en forma independiente con los vínculos a otras regiones, dentro de planificaciones regionales integradas a la planificación general. En los estudios anteriores se analizaba a la República Argentina como una sola región, en donde no se representaba las interconexiones entre las regiones.

El Organismo Internacional de Energía Atómica lleva adelante el Proyecto Regional de Cooperación Técnica RLA/0/040 “Fortalecimiento de Capacidades para el Desarrollo Energético Sostenible Fase II”, en el cual Argentina participa. Su fin es el análisis del sistema energético de cada país participante y de los vínculos entre países.

En Agosto del 2009, en el Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN) - Lima, Perú, se llevó a cabo el “Curso Regional de Capacitación sobre Planificación de Infraestructura Energética Sostenible usando el Modelo MESSAGE del OIEA”, como una de las actividades del citado proyecto, donde el énfasis estuvo puesto en el aprendizaje y empleo de la herramienta “multi-región”.

### 3. Información General del País

#### 3.1. Ubicación Geográfica y Clima

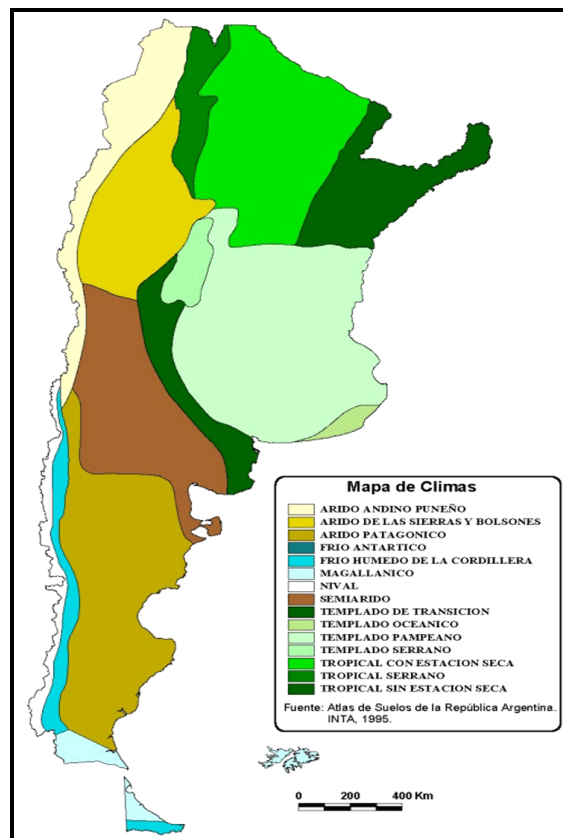
La República Argentina se encuentra en el cono sur de América del Sur. Limita al oeste con Chile, al norte con Bolivia y Paraguay, al noreste con Brasil y al este con Uruguay y el Océano Atlántico Sur.

Posee una extensión territorial de 3,8 millones de kilómetros cuadrados, de los cuales 2,8 millones pertenecen al continente. Una consecuencia que se deriva de esto es la diversidad regional. El país es susceptible de ser dividido en varias regiones que se diferencian unas de otras por poseer cada una características propias y particularidades tanto en clima como en orografía.

Su relieve combina amplios sectores de llanuras (54% del territorio aproximadamente) con zonas de mesetas, sierras y montañas.

La gran extensión en latitud del país, desde los 21° S entre la provincia de Jujuy (en su extremo norte), hasta los 55° S de la provincia de Tierra del Fuego (en su extremo sur), ambas del sector continental, origina una gran variedad de contrastes climáticos entre las distintas zonas del país y por lo tanto importantes diferencias en los regímenes de temperatura, lluvias y vientos.

En la figura 3.1.1 se aprecian los tipos de climas de la Argentina.



**Figura 3.1.1: Tipos de climas de la Argentina**  
Fuente: Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. <sup>[1]</sup>

Los principales tipos de clima de la Argentina son: cálido, templado, árido y frío. Pero la gran extensión de su territorio y los accidentes de su relieve determinan la existencia de subtipos climáticos.

Las temperaturas disminuyen, en promedio, de norte a sur, como consecuencia de la diferencia de latitud. También disminuyen de este a oeste debido a los cambios de altitud y al debilitamiento de la influencia moderadora del Océano Atlántico.

### 3.2. Demografía

La población de la República Argentina ascendía en 2001 a 36.260.130 de habitantes, como se muestra en tabla 3.2.1.

El crecimiento histórico poblacional en la Argentina no ha superado la barrera del 1,75% anual acumulativo, habiéndose estabilizado inclusive en la última década en torno al 1% anual acumulativo.

Provincia	Población	
	1991	2001
<b>Total</b>	<b>32.615.528</b>	<b>36.260.130</b>
Ciudad Autónoma de Buenos Aires	2.965.403	2.776.138
Buenos Aires	12.594.974	13.827.203
<i>24 Partidos del Gran Buenos Aires (1)</i>	<i>7.952.624</i>	<i>8.684.437</i>
<i>Resto de la Provincia de Buenos Aires (2)</i>	<i>4.642.350</i>	<i>5.142.766</i>
Catamarca	264.234	334.568
Chaco	839.677	984.446
Chubut	357.189	413.237
Córdoba	2.766.683	3.066.801
Corrientes	795.594	930.991
Entre Ríos	1.020.257	1.158.147
Formosa	398.413	486.559
Jujuy	512.329	611.888
La Pampa	259.996	299.294
La Rioja	220.729	289.983
Mendoza	1.412.481	1.579.651
Misiones	788.915	965.522
Neuquén	388.833	474.155
Río Negro	506.772	552.822
Salta	866.153	1.079.051
San Juan	528.715	620.023
San Luis	286.458	367.933
Santa Cruz	159.839	196.958
Santa Fe	2.798.422	3.000.701
Santiago del Estero	671.988	804.457
Tucumán	1.142.105	1.338.523
Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur	69.369	101.079

Tabla 3.2.1: Población censada en 1991 y 2001, total y por provincia.

Fuente: INDEC. <sup>[2]</sup>

En la tabla 3.2.2 se puede observar que la distribución entre la población urbana y rural ha sufrido variaciones en las últimas décadas. Desde 1970 a 2004 la población urbana ha pasado de un 79 % a más de un 90 %, y por ende la población rural ha disminuido alrededor de un 10 %.

Población urbana/rural	Población total
<b>Total</b>	<b>36.260.130</b>
Urbana (1)	32.431.950
Rural (2)	3.828.180
<i>agrupada</i>	1.223.533
<i>dispersa</i>	2.604.647

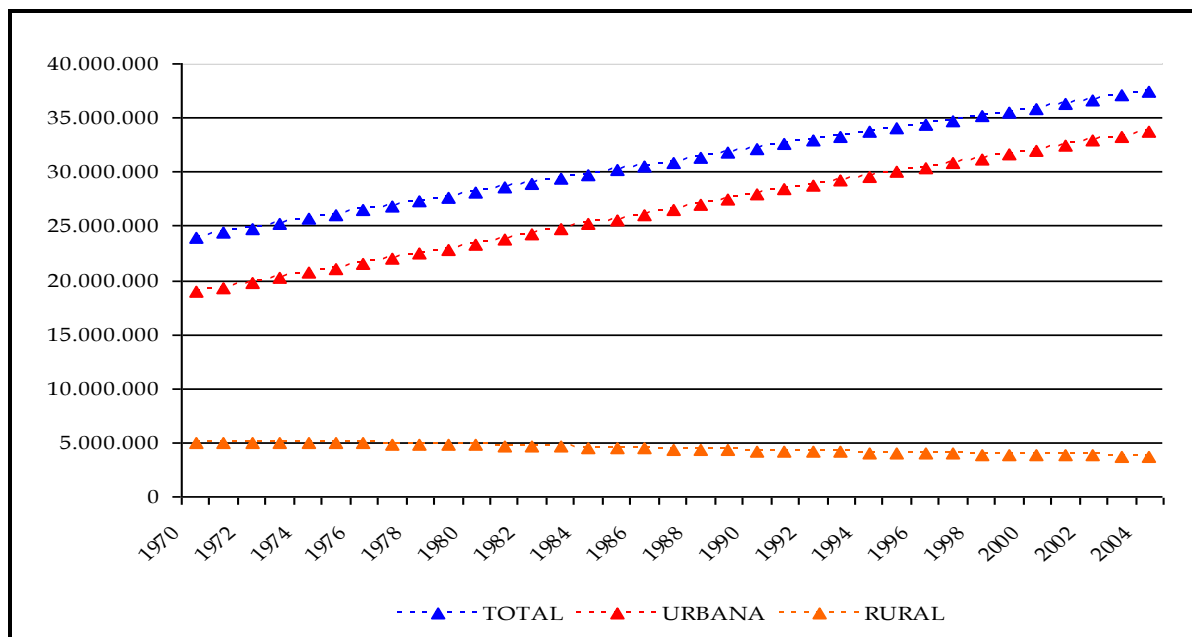
1) Se considera población urbana a la que habita en localidades de 2.000 y más habitantes, y población rural al resto.

(2) Se clasifica como población rural a la que se encuentra **agrupada** en localidades de menos de 2.000 habitantes y a la que se encuentra **dispersa** en campo abierto.

**Tabla 3.2.2: Población urbana y rural (2001). Total del país.**

Fuente: INDEC. <sup>[2]</sup>

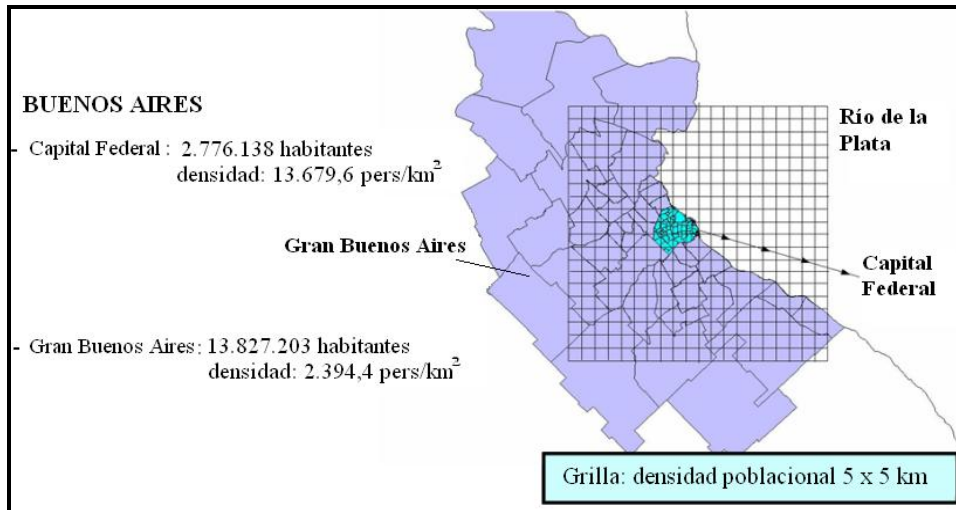
En la figura 3.2.1 se muestra la evolución de la población total del país entre 1970 a 2004, así como también las distribuciones entre población urbana y rural.



**Figura 3.2.1: Crecimiento histórico de la población total, urbana y rural.**

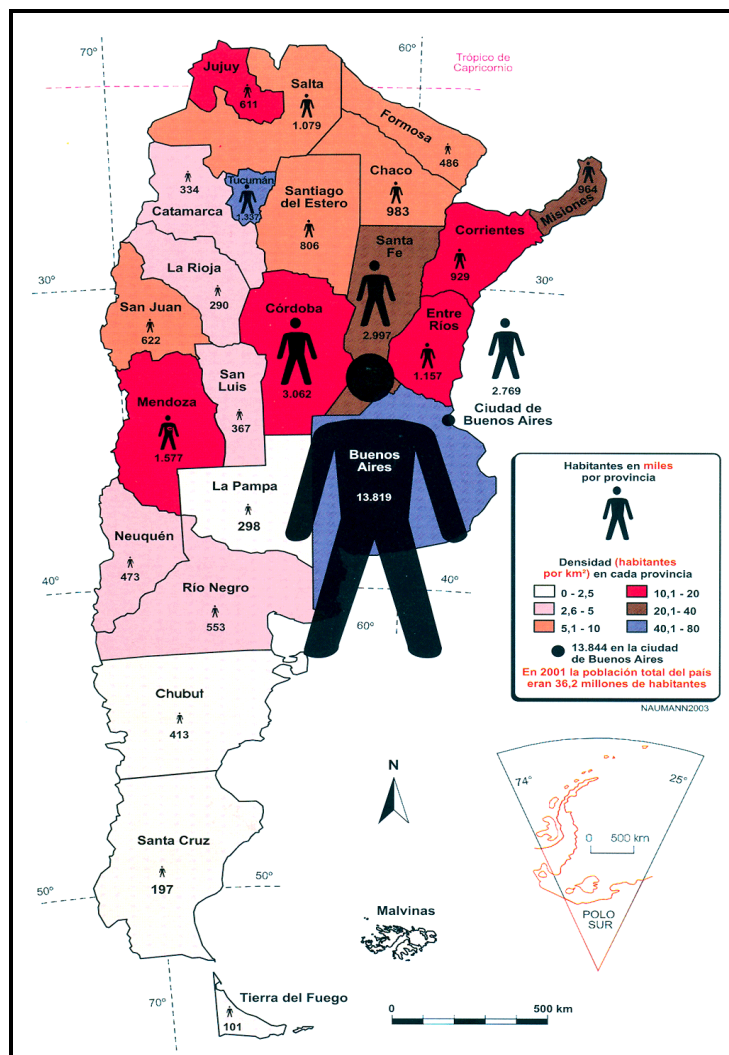
Fuente: Dos Siglos de Economía Argentina 1810-2004. <sup>[3]</sup>

La distribución de la población es muy desigual en la República Argentina. En la Capital Federal y el Gran Buenos Aires (GBA) se concentra más de la mitad de la población total del país, y en esta zona se desarrolla la mayor parte de las actividades económicas, industriales, comerciales; como se presenta en la figura 3.2.2.



**Figura 3.2.2: Densidad de población en Capital Federal y GBA**  
 Fuente: INDEC. [2]

En la figura 3.2.3, se muestra el promedio provincial de la densidad de población a lo largo de todo el país.



**Figura 3.2.3: Promedio provincial de densidad de poblacional.**  
 Fuente: Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. [4]

En la figura 3.2.4 se observa la concentración de la densidad de población alrededor de los centros urbanos, con preponderancia en la zona norte de la provincia de Buenos Aires, y en las provincias de Córdoba y Santa Fe.

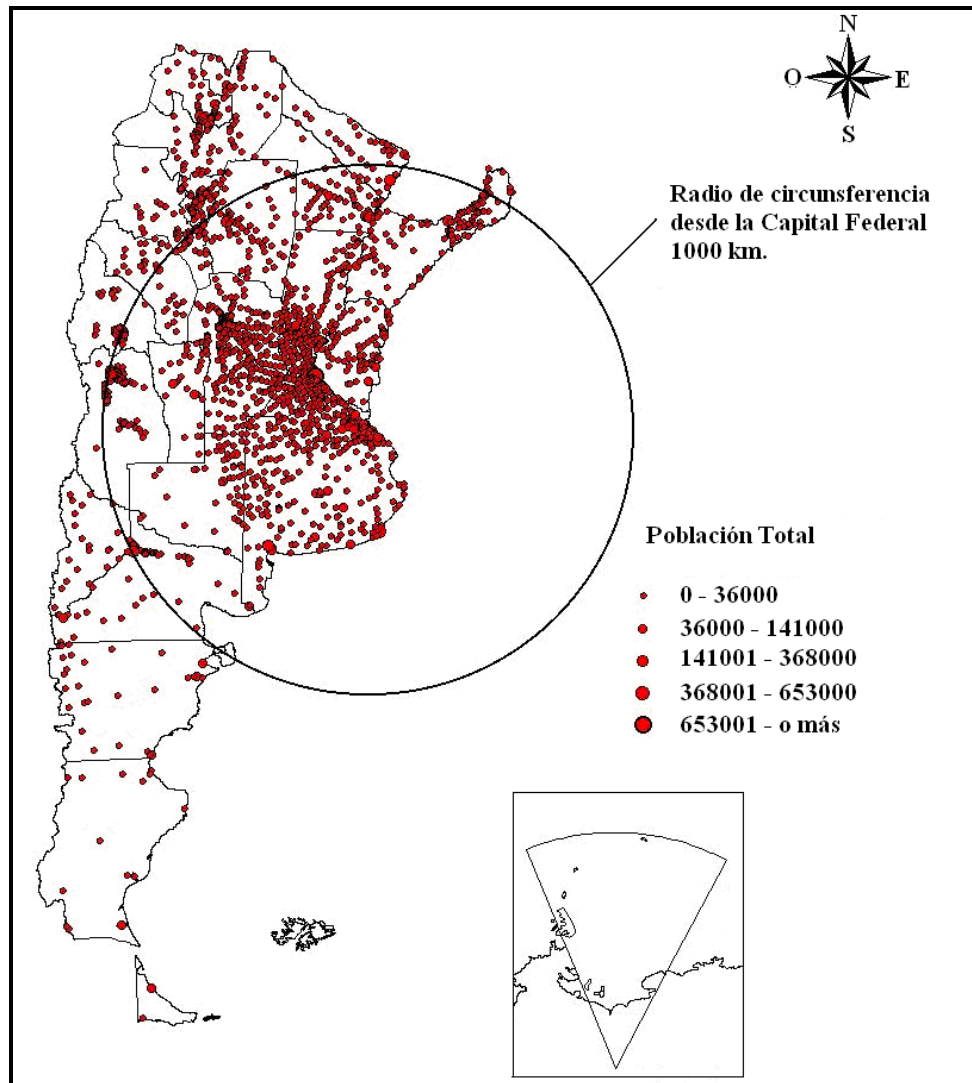


Figura 3.2.4: Densidad de población de la República Argentina  
Fuente: Anuario Estadístico de la República Argentina, 2005.

### 3.3. Distribución Poblacional y Consumo Eléctrico

En la tabla 3.3.1 se aprecia la distribución característica aproximada de la población y del consumo eléctrico total en cada provincia.

Jurisdicción	Superficie	DENSIDAD	POBLACION	ENERGIA
	km <sup>2</sup>	Hab./km <sup>2</sup>	%	%
Capital Federal	200	14827	9.1	13.5
Gran Ba. As.	3680	2165.6	28	22.8
Resto Ba. As.	303.891	15.2	10.6	14.1
Catamarca	102.602	2.6	0.8	0.6
Córdoba	165.321	16.7	8.5	6.3

Jurisdicción	Superficie	DENSIDAD	POBLACION	ENERGIA
	km <sup>2</sup>	Hab./km <sup>2</sup>	%	%
Córdoba	88.199	9	2.4	1
Chaco	99.633	8.4	2.6	1.2
Chubut	224.686	1.6	1.1	7.9
Entre Río	78.781	13	3.1	1.7
Formosa	72.066	5.5	1.2	0.4
Jujuy	53.219	9.6	1.6	0.8
La Pampa	143.44	1.8	0.8	0.6
La Rioja	89.68	2.5	0.7	0.4
Mendoza	148.827	9.5	4.3	6.4
Misiones	29.801	26.5	2.4	0.9
Neuquén	94.078	4.1	1.2	1.3
Río Negro	203.013	2.5	1.6	2.8
Salta	155.488	5.6	2.7	0.9
San Juan	89.651	5.9	1.6	1.6
San Luís	76.748	3.7	0.9	0.8
Santa Cruz	243.943	0.7	0.5	1.1
Santa Fe	133.007	21	8.6	10.1
Santiago del Estero	136.351	4.9	2	0.6
Tierra del Fuego*	21.571	3.2	0.2	0.2
Tucumán	22.524	50.7	3.5	2
<b>Total</b>	<b>2.780.400</b>	<b>11.7</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

(\*) No incluye Islas del Atlántico Sur

**Tabla 3.3.1: Distribución característica aproximada de la población y del consumo eléctrico total.**  
Fuente: Elaboración de CAMMESA a partir de datos del INDEC, Instituto Geográfico Militar y Secretaría de Energía.

En el área central (Capital Federal + Buenos Aires, Córdoba, Mendoza y Santa Fe) se halla el 79% de la facturación residencial y comercial y el 70% de la industria del país con una demanda total del 73.2%, como se expone en la siguiente tabla 3.3.2.

Jurisdicción	DENSIDAD	POBLACION	ENERGIA
	hab/km <sup>2</sup>	%	%
Capital Federal	14827	9	13.5
Gran Buenos Aires	2165.6	28	22.8
Buenos Aires	15.2	10.6	14.1
Córdoba	16.7	8.5	6.4
Mendoza	9.5	4.3	6.4
Santa Fe	21	8.6	10.1
<b>Total</b>	<b>29.9</b>	<b>69.1</b>	<b>73.2</b>

**Tabla 3.3.2: Distribución de la población y del consumo eléctrico total en el área central.**  
Fuente: Elaboración de CAMMESA a partir de datos del INDEC, Instituto Geográfico Militar y Secretaría de Energía.

#### 4. Descripción del Sistema Energético

##### 4.1. Recursos Energéticos

##### 4.1.1. Reservas y Extracción de Petróleo y Gas Natural

En la Argentina han sido identificadas más de veinte cuencas sedimentarias. Ellas se encuentran cubriendo una gran extensión del territorio nacional, ubicadas en las regiones del Noroeste (NOA), de Cuyo (CUY), del Comahue (COM) y la Patagónica (PAT). En el presente, las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco:

- Cuenca Noroeste (NOA)
- Cuenca Cuyana (CUY)
- Cuenca del Comahue (COM)
- Cuenca Golfo San Jorge (PAT-GSJ)
- Cuenca Austral (PAT-AUS)

El remanente de las reservas comprobadas de petróleo a diciembre de 2007 alcanzaba los 415.913 miles de m<sup>3</sup>, y el correspondiente a las de gas natural, para igual fecha, alrededor de 441.973 millones de m<sup>3</sup> como se presenta en el cuadro 4.1.1.

CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	RESERVAS					
	COMPROBADAS		PROBABLES		POSIBLES	
	PETRÓLEO (Mm3)	GAS (MMm3)	PETRÓLEO (Mm3)	GAS (MMm3)	PETRÓLEO (Mm3)	GAS (MMm3)
TOTAL CUENCA NOROESTE	8.596,6	83.284,0	2.406,0	22.767,1	2.996,0	19.866,0
TOTAL CUENCA CUYANA	25.153,0	519,0	7.860,0	180,0	5.353,0	124,0
TOTAL CUENCA NEUQUINA	117.796,0	194.325,0	50.424,3	74.431,4	52.865,1	72.915,5
TOTAL CUENCA G. SAN JORGE	248.903,0	41.046,6	81.002,0	18.225,0	63.835,0	19.469,0
TOTAL CUENCA AUSTRAL	15.464,6	122.799,0	8.447,5	87.070,0	15.819,0	89.197,0
TOTAL PAIS 2007	415.913,2	441.973,6	150.139,8	202.673,5	140.868,1	201.571,5

Cuadro 4.4.1: Reservas y recursos de petróleo y gas por cuenca hasta el final de la vida útil al 31/12/2007 de la República Argentina  
Fuente: Secretaría de Energía

En la siguiente figura 4.4.1 se observa la distribución geográfica de las reservas:

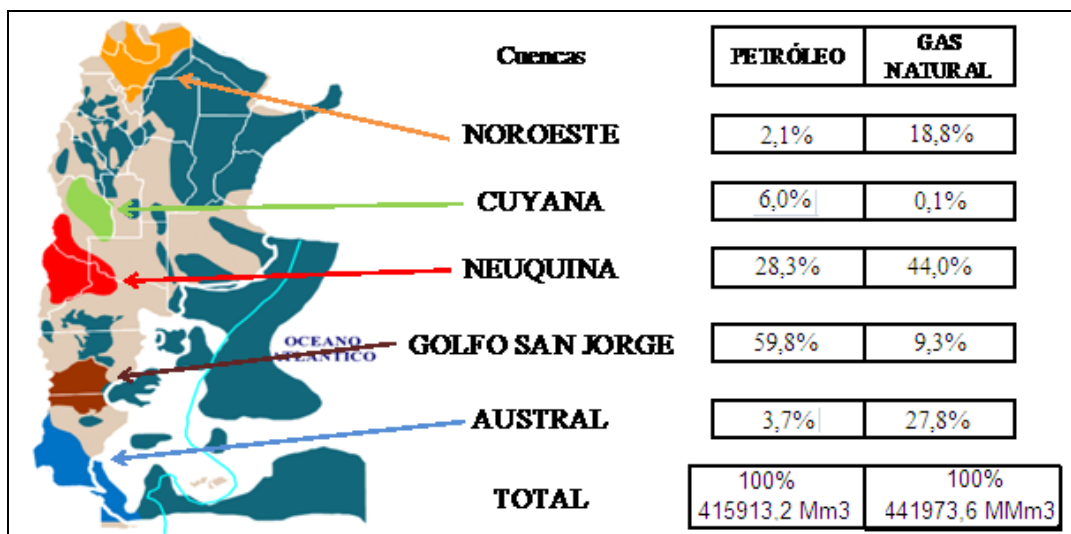


Figura 4.4.1: Distribución geográfica de las reservas comprobadas de hidrocarburos.

Puede observarse que la cuenca Neuquina concentra buena parte de las reservas del país, 28,3% de las reservas petroleras y 44,0% de las reservas gasíferas. A su vez, los principales reservorios de petróleo se ubican en la cuenca Golfo San Jorge: 59,8%. Las reservas gasíferas se concentran en la cuenca Neuquina, y en los yacimientos de las cuencas del NOA y Austral que poseen el 18,8% y 27,8%, respectivamente.

#### **4.1.2. Reservas Carboníferas**

A diferencia de los recursos de petróleo y gas, el sector carbonífero presenta una realidad opuesta en términos de stock de reservas. Es decir, los resultados de la modelización arrojan al 2025 una abundancia de reservas de carbón en sus distintas categorías. Por ejemplo, una comparación entre las reservas actuales de petróleo y carbón refleja una superioridad, en términos de kTEP, de éstas últimas en por lo menos un 15%. En base a la última información existente <sup>[5]</sup>, las reservas totales de carbón en 1987 eran de 752 millones de toneladas de carbón (correspondientes a la suma de reservas medidas, indicadas e inferidas). Vale destacar que estos volúmenes sólo consideran la cuenca carbonífera de Río Turbio, sin tener en cuenta el carbón extraído en su etapa de explotación hasta el presente. Teniendo en cuenta la producción en el período 1987 - 2006 (34 millones de toneladas) las reservas totales de carbón se reducirían a 718 millones de toneladas.

Adicionalmente, si bien todavía no son consideradas como reservas reales (dado que aún no fueron oficializadas por la empresa Yacimientos Carboníferos Fiscales y la Secretaría de Energía), existen perforaciones y estudios que indican que las reservas podrían ser ampliadas hasta cerca de los mil cincuenta millones de toneladas (1.050 MMt), con lo cual el horizonte de reservas se extiende considerablemente.

#### **4.1.3. Reservas de Uranio**

En función del conocimiento geológico actual del territorio nacional, se considera que Argentina corresponde a un país con uranio y no a un país uranífero. Esto significa que posee un potencial limitado de este recurso, pudiendo esperarse el hallazgo futuro de depósitos de tamaño mediano a pequeño, en función de las tareas de exploración que se encaren a futuro.

Los últimos estudios efectuados en el yacimiento Dr. Baulies y Los Reyunos (Sierra Pintada) indican 6.500 tU de recursos razonablemente aseguradas (reservas comprobadas), teniendo en cuenta un costo de recuperación ubicado entre 85 U\$S/kgU y 100 U\$S/kgU.

En la tabla 4.1.2 se presentan las principales reservas comprobadas, en nuestro país.

Se están realizando estudios de exploración en otros sectores mineralizados de las provincias de Santa Cruz, Chubut, La Rioja, Catamarca, Salta y Mendoza. Si los resultados de dichos estudios son favorables, como se espera teniendo en cuenta los antecedentes, las reservas de uranio podrían estar como mínimo en el orden de las 19.000 a 20.000 tU.

Yacimiento	Toneladas de U
Dr. Baulies y Los Reyunos (Sierra Pintada)	6.500
Cerro Solo – Regional Patagonia	3.464
Laguna Colorada – Regional Patagonia	100
<b>TOTAL</b>	<b>10.064</b>

Tabla 4.1.2: Principales reservas comprobadas de uranio.  
Fuente: Gerencia de Exploración de Materias Primas – CNEA

#### 4.1.4. Recursos Hídricos

En la actualidad se dispone aún de gran potencial hidroeléctrico no utilizado, el que permitiría una expansión hidroeléctrica considerable con respecto a lo que actualmente está disponible. Uno de los problemas a resolver son los altos costos de capital de este tipo de centrales además de los inconvenientes de tipo ambiental que conllevan.

En la Argentina apenas está desarrollada el 34,8% de la capacidad potencial a diciembre del año 2007. Es decir, existen 10.157 MW instalados cuando, de acuerdo al estudio de la Organización Latinoamericana de Energía <sup>[6]</sup>, podrían instalarse hasta 45.000 MW.

#### 4.2. El Mercado Eléctrico Argentino

La Ley 24065 del año 1992, da el nuevo marco de la nueva estructura del Mercado Eléctrico Argentino, en concordancia con lo dispuesto en los derechos reglamentarios y las resoluciones de la Secretaría de Energía. La reforma surgió como medio para conseguir una mayor eficiencia en la prestación del servicio, incentivando tanto como sea posible la competencia entre los actores participantes.

Institucionalmente, esta reforma propició la división horizontal y vertical y favoreció la máxima participación de las empresas para facilitar la competencia. Además, la intención de las autoridades fue que el Estado se retirara de la industria eléctrica y de los combustibles en general, cediendo sus activos al capital privado.

Los objetivos buscados con estas modificaciones fueron cuidar los derechos de los usuarios, incentivar la competencia de los mercados, alentar inversiones privadas para el suministro a largo plazo, impulsar la operación confiable y el libre acceso a los servicios y regular las actividades de transporte y la distribución asegurada tarifas adecuadas.

El Mercado Eléctrico Argentino está conformado por una serie de entidades y asociaciones que incluye a los siguientes agentes involucrados:

- **SE:** Secretaría de Energía
- **CAMMESA:** Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
- **ENRE:** Ente Nacional Regulador de la Electricidad

Y las Asociaciones se encuentran divididas por actividad, las cuales son:

- **ATEERA:** Asociaciones de **Transportistas** de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- **ADEERA:** Asociaciones de **Distribuidores** de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- **AGEERA:** Asociaciones de **Generadores** de Energía Eléctrica de la República Argentina.
- **AGUEERA:** Asociaciones de **Grandes Usuarios** de Energía Eléctrica de la República Argentina.

Las funciones de **CAMMESA** son:

- Despacho técnico y económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).  
Maximizando la seguridad del sistema y la calidad del servicio.  
Minimizando los precios mayoristas del mercado Spot.
- Supervisar el funcionamiento del mercado a término.
- Efectuar las transacciones económicas y de administración de cuentas.
- Evaluar técnicamente las solicitudes de acceso al SADI.
- Dictar procedimientos técnicos.

### 4.3. Red del Sistema Eléctrico Argentino

La información sobre la Red del Sistema Eléctrico Argentino fue extraída del Boletín Energético elaborado y emitido por el Grupo de Prospectiva y Planificación Energética, Comisión Nacional de Energía Atómica. Dicho Boletín presenta los datos más representativos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El país es susceptible de ser dividido en varias regiones que se diferencian unas de otras por poseer cada una características propias y particularidades que hacen posible esta diferenciación.

Actualmente el país está organizado en un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Los generadores del MEM se encuentran vinculados a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El MEM se encuentra integrado por nueve áreas eléctricas que incluyen las siguientes regiones geográficas:

- **NOROESTE ARGENTINO (NOA):** Esta región la componen seis provincias: Catamarca, Jujuy, Salta, La Rioja, Santiago del Estero y Tucumán.
- **NORESTE ARGENTINO (NEA):** Esta región la componen cuatro provincias: Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones.

- **CUYO (CUY):** Esta región la componen dos provincias: Mendoza y San Juan.
- **CENTRO (CEN):** Esta región la componen 2 provincias: Córdoba y San Luis.
- **LITORAL (LIT):** Esta región comprende las provincias de Entre Ríos y Santa Fe.
- **GRAN BUENOS AIRES (GBA):** Esta región abarca Capital Federal, los partidos del Gran Buenos Aires, La Plata y Gran La Plata.
- **BUENOS AIRES (BAS):** Esta región comprende parte de la provincia de Buenos Aires que no está incluida en GBA.
- **COMAHUE (COM):** Esta región eléctrica está compuesta por las provincias de La Pampa, Neuquén y Río Negro.
- **PATAGONIA (PAT):** está compuesto por la provincia de Chubut, el departamento Deseado del Norte de la provincia de Santa Cruz y los departamentos de Adolfo Alsina y San Antonio de la provincia de Río Negro.

Cabe destacar que hasta febrero de 2006 el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP) no estaba vinculado eléctricamente al SADI. A partir del 1 de marzo de 2006 se incorporó al MEM.

En la figura 4.3.1 pueden observarse las regiones nombradas anteriormente, las vinculaciones existentes entre ellas y la potencia instalada a fines del año 2007 en cada una de las regiones del MEM.

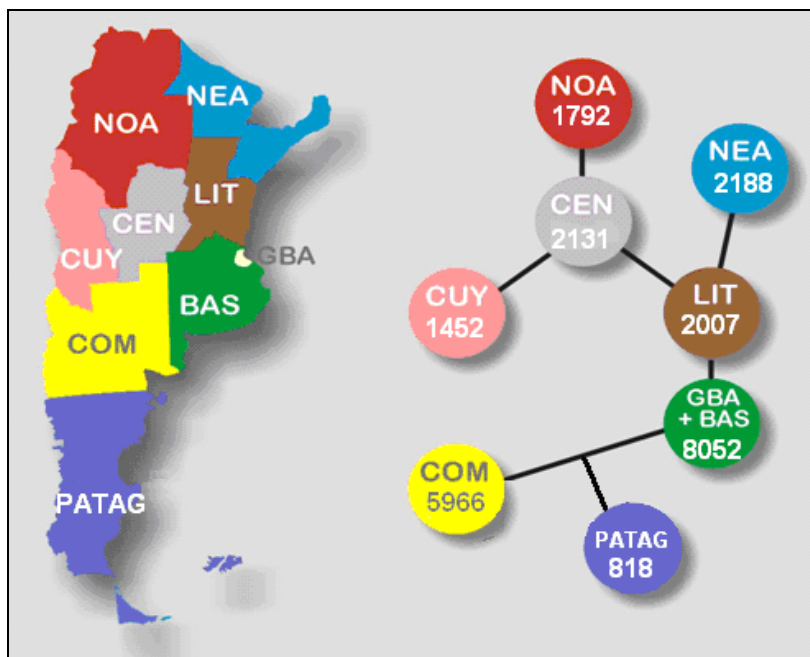


Figura 4.3.1: Regiones del Mercado Eléctrico Argentino.

La potencia bruta total instalada al 31 de diciembre del año 2007 en el SADI es de 24406 MW.

El parque generador de energía eléctrica, de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos asociados a distintos recursos naturales y tecnologías, distribuidos en toda su extensión. Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a una de las regiones del MEM.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en tres tipos de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil a su vez se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos de acuerdo al tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV), ciclo Rankine, que utiliza la energía del vapor de agua, Turbina de Gas (TG), ciclo Joule-Bryton, que utiliza la energía contenida en los gases producidos en la combustión, Turbina de Gas en Ciclo Combinado(CC), Rankine + Joule-Bryton, combinación de los tipos anteriores donde se aprovecha la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y los Motores Diesel (MD), ciclo Diesel. La nuclear utiliza para aprovechar la energía la Turbina de Vapor, ciclo Rankine.

Efectuando una división por tipo de tecnología empleada para generación de electricidad en Argentina, encontramos para cada una de las áreas eléctricas del MEM, que la potencia térmica instalada es de 54,3%, emplea mayoritariamente máquinas con turbinas de gas en un 9,4%, turbinas de vapor 18,6% y ciclos combinados 25,9%. La potencia nuclear instalada es de 4%, contribuyendo con dos centrales, una en la región del Centro y la otra en la región de Buenos Aires. La potencia hidráulica del 42% adquiere especial importancia en las regiones del Comahue con 4.647 MW y en el Noreste (NEA) con 2.040 MW (Yacyretá).

El cuadro 4.3.1, expone la potencia instalada en MW, a diciembre del año 2007 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	TOTAL
<b>CUYO</b>	120	90	374		584		868	1452
<b>COMAHUE</b>		578	741		1319		4647	5966
<b>NOA</b>	371	369	828	4	1572		220	1792
<b>CENTRO</b>	200	297	68		565	648	918	2131
<b>LIT</b>	217	0	845		1062		945	2007
<b>GBA-BAS</b>	3640	613	3442		7695	357		8052
<b>NEA</b>	25	123			148		2040	2188
<b>PATAG</b>		236	63		299		519	818
<b>TOTAL</b>	<b>4573</b>	<b>2306</b>	<b>6361</b>	<b>4</b>	<b>13244</b>	<b>1005</b>	<b>10157</b>	<b>24406</b>
					<b>54,3%</b>	<b>4,1%</b>	<b>41,6%</b>	

Ref.: TV: Turbina de vapor; TG: Turbina de gas; CC: Ciclo combinado; MD: Motores Diesel; TER: Térmicas; UN: Nuclear; HID: Hidráulica.

Cuadro 4.3.1: Potencia instalada en las regiones del Mercado Eléctrico Argentino

Fuente: CAMMESA

En la figura 4.3.2 se indican los porcentajes de la potencia instalada en el año 2007 en el MEM discriminada por el tipo de generación:

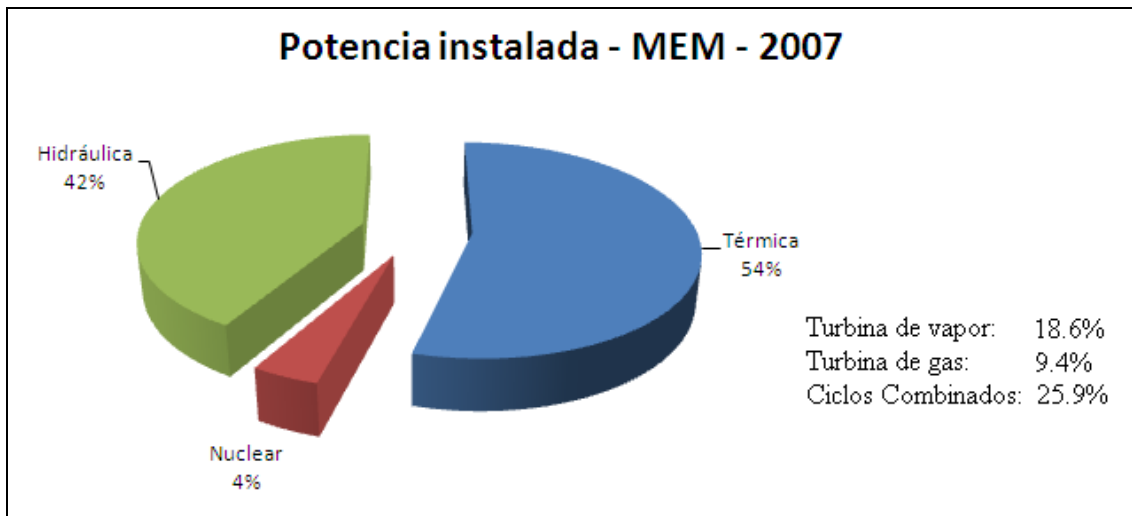


Figura 4.3.2: Potencia instalada en el año 2007 en el MEM, por tipo de generación.  
Fuente: CAMMESA

La participación de la generación hidráulica varía año tras año, dependiendo de la hidraulicidad de los ríos. Por lo tanto, también varía la generación térmica para compensar la demanda.

A continuación se muestra en la figura 4.3.3 la relación porcentual de la potencia instalada por región.

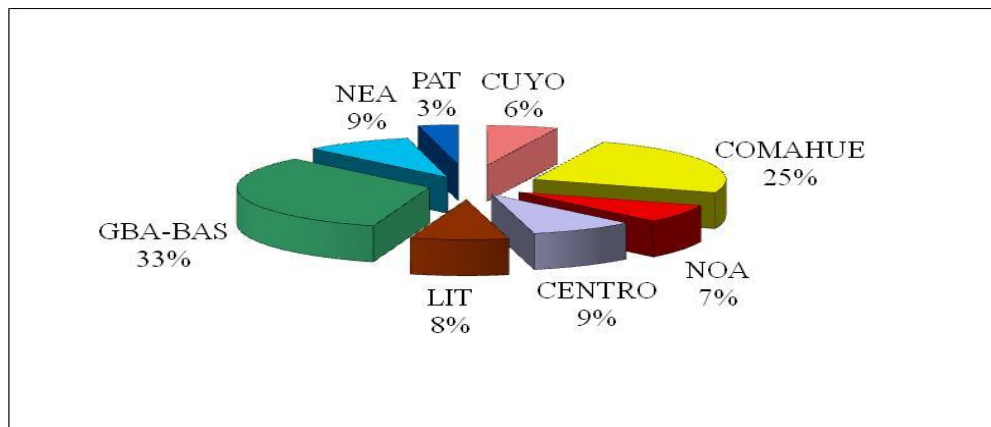
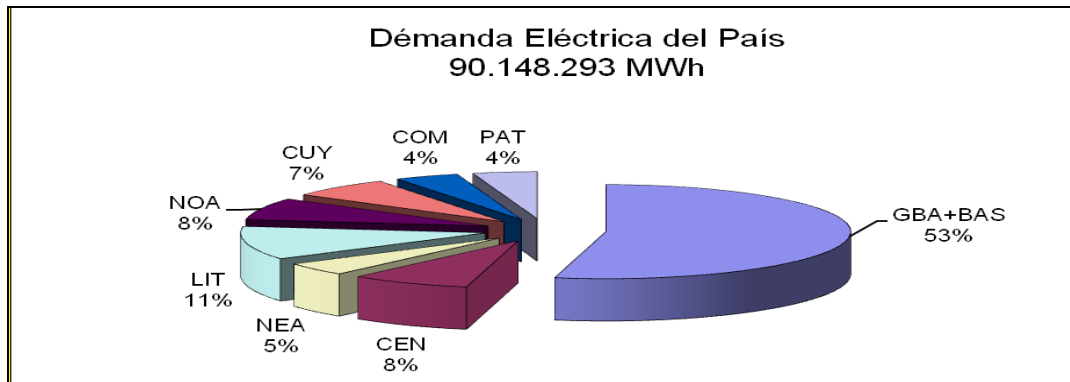


Figura 4.3.3: Relación porcentual de la potencia instalada por región.  
Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Existen en nuestro país otros tipos tecnológicos como los eólicos, geotérmicos y solares, aunque de baja incidencia en cuanto a la potencia instalada. Ninguno de estos equipos se encuentra incluido en los datos de CAMMESA.

El Consumo Eléctrico por Región es el mostrado en la figura 4.3.4.



**Figura 4.3.4: Consumo Eléctrico por Región.**  
Fuente: Elaboración propia con datos Estadístico del Sector Eléctrico 2007.

#### 4.4. Regiones del Mercado Eléctrico Argentino

A continuación se describen las ocho regiones geográficas modeladas, ya que se tomaron como una sola región a BAS y GBA.

##### 4.4.1. Región del Noroeste

El NOA está integrado por las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Catamarca y La Rioja.

Desde 1994 y como iniciativa de los gobiernos provinciales se constituyó como Región NOA.

Se trata de una región con una extensión aproximada de 559.864 km<sup>2</sup> (14% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 4.458.470 habitantes, es decir, que representa alrededor del 12% de la población total del país.

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor, turbinas de gas, ciclos combinados, diesel y centrales hidroeléctricas.

En generación conectada al MEM, la región del NOA cuenta con una potencia instalada de 1792 MW. En el cuadro 4.4.1 presenta la potencia instalada de la región.

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL	
NOA	C.T.SALTA	TERMOANDES	110				110			110	
	GUEMES	GUEMES	261				261			261	
	C.T. NOA	INDEPENDENCIA			10			10			10
		SALTA			10			10			10
		PALPALA			30			30			30
		LA RIOJA			25			25			25
		FRIAS			13			13			13
		S. PEDRO			26			26			26
		L. BANDA			13			13			13
SARMIENTO			10			10			10		

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
		DIESEL				4	4			4
		TOTAL		137		4	141			141
	PP. ENERGY	S.M. TUCUMAN			382		382			382
		TUCUMAN			446		446			446
		TOTAL			828		828			828
	PLUSPETROL	PLUSP. NORTE		232			232			232
	HIDROCUYO	LAS MADERAS							31	31
	AES ALICURA	C. CORRAL							110	110
	AES ALICURA	EL TUNAL							11	11
	H. TUCUMAN	ESCABA							24	24
		P. VIEJO							15	15
		CADILLAL							13	13
		TOTAL							52	52
	H.R. HONDO	R. HONDO							15	15
		L. QUIROGA							2	2
		TOTAL							17	17
	<b>TOTAL AREA</b>			<b>371</b>	<b>369</b>	<b>828</b>	<b>4</b>	<b>1572</b>	<b>220</b>	<b>1792</b>

Cuadro 4.4.1: Presenta la potencia instalada de la región NOA.  
Fuente de datos: Informe Mensual Diciembre de 2007. CAMMESA.

Las potencias que se detallaron son las que figuran como declaradas por las empresas.

En Tucumán se encuentra más del 50% de la capacidad total instalada de la región NOA. Luego sigue Salta y en menor porcentaje Jujuy, Santiago del Estero y La Rioja. Mientras que la provincia de Catamarca no posee instalaciones.

Según el Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007 elaborado por la Secretaría de Energía, se presenta en la figura 4.4.1 la demanda eléctrica de la región NOA por provincia.

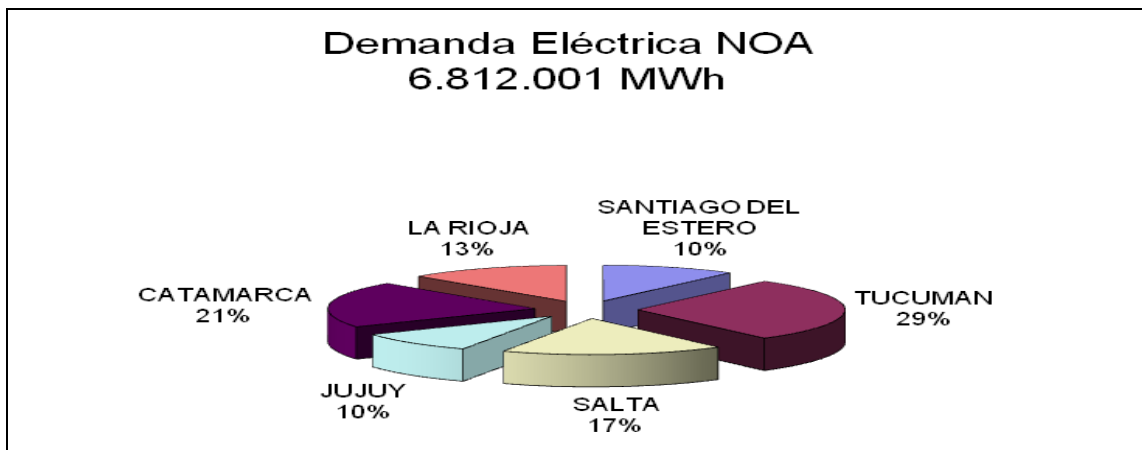


Figura 4.4.1: Demanda eléctrica de la región NOA por provincia.  
Fuente: Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007.

Tucumán, Catamarca y Salta, en ese orden, son las provincias de la región que más electricidad demandan.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el año 2007 son los siguientes:

Potencia Instalada 2007-1792 MW  
 Energía demandada 2007 – 6.812.001 MWh

#### **4.4.2. Región del Noreste**

El NEA está integrado por las provincias de Chaco, Corrientes, Misiones y Formosa.

Se trata de una región con una extensión aproximada de 290.000 km<sup>2</sup> (7% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 3.367.518 habitantes, es decir, que representa alrededor del 9% de la población total del país.

Las Tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor, turbinas de gas, ciclos combinados y centrales hidro-eléctricas.

En Generación conectada al MEM, la región del NEA cuenta con una potencia instalada de 2188 MW.

En el cuadro 4.4.2 se presenta la potencia instalada de la región.

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
NEA	C.T. NEA	BARRANQUERAS	25	60			85			85
		CORRIENTES		10			10			10
		FORMOSA		13			13			13
		S.CATALINA		27			27			27
		GOYA		13			13			13
	TOTAL	25	123			148			148	
	YACYRETA	YACYRETA							2040	2040
	<b>TOTAL AREA</b>		<b>25</b>	<b>123</b>			<b>148</b>		<b>2040</b>	<b>2188</b>

**Cuadro 4.4.2: Presenta la potencia instalada de la región NEA.**  
**Fuente de datos: Informe Mensual Diciembre de 2007. CAMMESA.**

Según el Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007 elaborado por la Secretaría de Energía, se presenta en la figura 4.4.2 la demanda eléctrica de la región NEA por provincia.

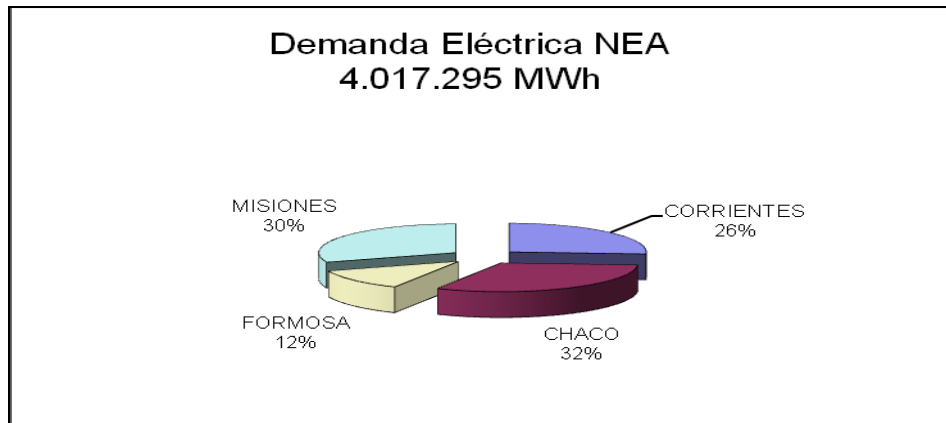


Figura 4.4.2: Demanda eléctrica de la región NEA por provincia  
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007.

Los mayores consumos eléctricos de la región corresponden a lo demandado por las provincias de Chaco, Misiones y Corrientes.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el año 2007 son los siguientes:

Potencia Instalada 2007 - 2.188MW  
Energía demandada 2007 – 4.017.295 MWh

#### 4.4.3. Región de Cuyo

La región de Cuyo se encuentra integrada por la provincia de Mendoza y la provincia de San Juan.

Se trata de una región con una extensión aproximada de 238.478 km<sup>2</sup> (6% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 2.199.674 habitantes, es decir, que representa alrededor del 6% de la población total del país.

Las Tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor, turbinas de gas, ciclos combinados y centrales hidro-eléctricas.

En Generación conectada al MEM, la región del CUY cuenta con una potencia instalada de 1451 MW.

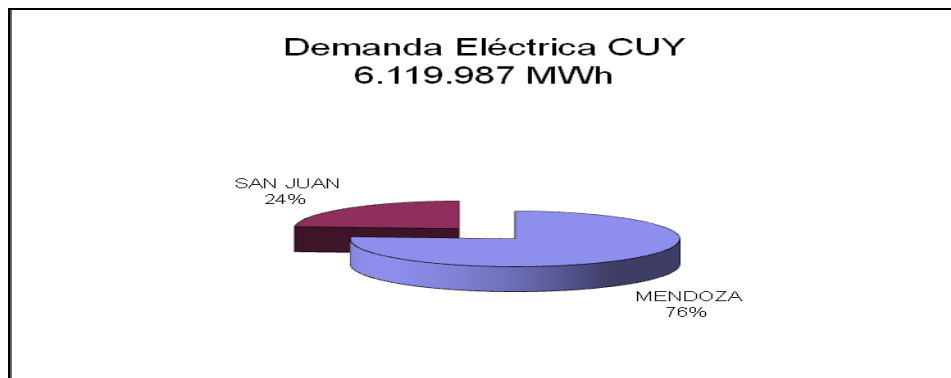
En el cuadro 4.4.3 se presenta la potencia instalada de la región.

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
CUYO	CT.MENDOZA	L.D.CUYO	120		374		494			494
		C.D.PIEDRA		14			14			14
	TOTAL	120	14	374		508			508	
CT.MEND.COGL.	L.D.CUYO COG.			46			46			46
	AES JURAMENTO	SARMIENTO		30			30			30
	ULLUM							45	45	
	TOTAL		30			30		45	75	

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
	HIDISA	A.D.TORO							150	150
		L.REYUNOS							224	224
		EL TIGRE							14	14
		TOTAL							388	388
	HINISA	NIHUILES							224	224
	AES CARACOLES	Q.ULLUM							45	45
	CONSORCIO POTRERILLOS	CACHEUTA NUEVA							120	120
		EL CARRIZAL							17	17
		TOTAL							137	137
	HIDR NIHUIL 4	NIHUIL 4							18	18
	H.C.D. VIENTO	C.D. VIENTO							10	10
	<b>TOTAL AREA</b>		<b>120</b>	<b>90</b>	<b>374</b>		<b>584</b>		<b>867</b>	<b>1451</b>

**Cuadro 4.4.3: Potencia instalada de la región CUY.**  
**Fuente: Informe Mensual Diciembre de 2007. CAMMESA.**

Según el Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007 elaborado por la Secretaría de Energía, se presenta en la figura 4.4.3 la demanda eléctrica de la región CUY por provincia.



**Figura 4.4.3.: Demanda eléctrica CUY por provincia**  
**Fuente: Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007.**

La provincia de Mendoza consume el 76 % de la energía demandada en la zona de Cuyo. En el año 2005 consumía solo el 60 % de la energía que producía, pero debido al incremento de su demanda (3,98% anual), en 2007 este porcentaje se elevó. Este incremento de la demanda, es impulsado por el crecimiento económico, al igual que sucede en el resto de la Argentina.

La provincia de San Juan consume el 24% de la electricidad demandada por la región de Cuyo. Esta provincia no se autoabastece, sino que importa energía de la provincia de Mendoza.

La región de Cuyo dentro del Sistema Interconectado Nacional es exportadora de energía. Este saldo exportable a otras regiones se va reduciendo, debido al incremento de la demanda local.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el año 2007 son los siguientes:

Potencia Instalada 2007 – 1.451MW  
Energía demandada 2007 – 6.119.987 MWh

#### 4.4.4. Región del Centro

La región del Centro está situada en el corazón geográfico de la República Argentina, y comprende los territorios de las provincias de Córdoba y San Luis.

Se trata de una región con una extensión aproximada de 242.069 km<sup>2</sup> (7% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 3.434.734 habitantes, es decir, que representa alrededor del 10% de la población total del país.

Las Tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor, turbinas de gas, ciclos combinados, centrales hidroeléctricas y la central Nuclear Embalse.

En Generación conectada al MEM, la región del CEN cuenta con una potencia instalada de 2131 MW.

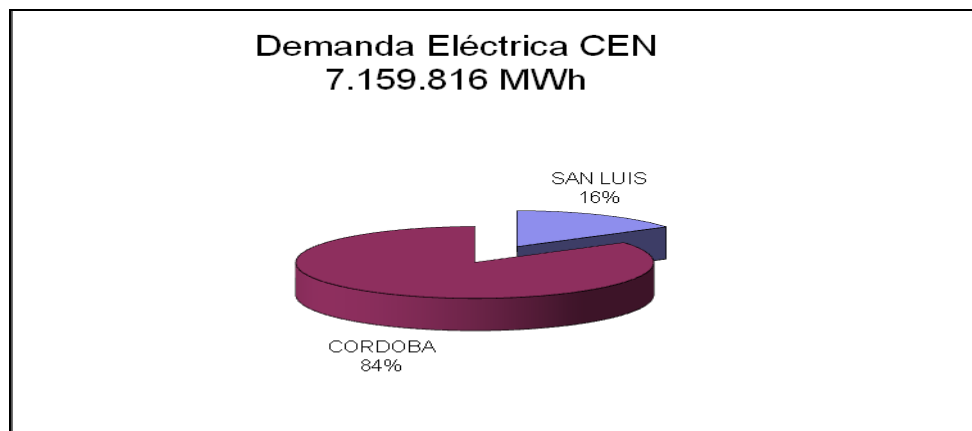
En el cuadro 4.4.4 se presenta la potencia instalada de la región.

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
CENTRO	EPEC	PILAR	200					200		200
		VILLA MARIA		48				48		48
		LEVALLE		46				46		46
		DEAN FUNES		32				32		32
		SUR OESTE		100				100		100
		RIO CUARTO		32				32		32
		SAN FRANCISCO		39				39		39
		CASSAFOUSTH							16	16
		REOLIN							33	33
		LA VIÑA							16	16
		SAN ROQUE							24	24
		FITZ SIMON							11	11
		LOS MOLINOS							57	57
		CRUZ DEL EJE							1	1
LA CALERA							4	4		
PIEDRAS MORAS							6	6		

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
		R.GRANDE							750	750
		TOTAL	200	297			497		918	1415
	GEN.MED.	M.MARANZANA			68		68			68
	NASA	C.N.EMBALSE						648		648
	<b>TOTAL AREA</b>		<b>200</b>	<b>297</b>	<b>68</b>		<b>565</b>	<b>648</b>	<b>918</b>	<b>2131</b>

**Cuadro 4.4.4: Potencia instalada de la región CEN.**  
**Fuente de datos: Informe Mensual Diciembre de 2007. CAMMESA.**

Según el Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007 elaborado por la Secretaría de Energía, se presenta en la figura 4.4.4 la demanda eléctrica de la región CEN por provincia.



**Figura 4.4.4: Demanda eléctrica CEN por provincia.**  
**Fuente: Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007.**

En cuanto al servicio eléctrico, en la región del Centro, la provincia de Córdoba demandó durante el año 2007, 6.014.245,44 MWh y San Luis 1.145.570,56 MWh.

El 68% del consumo eléctrico de la provincia de Córdoba corresponde a lo demandado por Capital.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el año 2007 son los siguientes:

Potencia Instalada 2007 - 2.131 MW  
Energía demandada 2007- 7.159.816 MWh

#### 4.4.5. Región de Gran Buenos Aires y Buenos Aires

La región de Gran Buenos Aires y Buenos Aires está integrada por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el cono-urbano bonaerense y toda la provincia de Buenos Aires.

Se trata de una región con una extensión aproximada de 307.771 km<sup>2</sup> (8% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 16.603.341 habitantes, es decir, que representa alrededor del 45% de la población total del país.

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor, turbinas de gas, ciclos combinados, diesel y la central nuclear Atucha I.

En Generación conectada al MEM, la región del GBA-BAS cuenta con una potencia instalada de 8969 MW.

En el cuadro 4.4.5 se presenta la potencia instalada de la región.

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL	
GBA-BAS	COSTANERA	COSTANERA	1131		850		1981			1981	
	COSTANERA	BAS			322		322			322	
	GENELBA	GENELBA			674		674			674	
	C. PUERTO	PUERTO		589		798		1387			1387
		NUEVO PUERTO		390				390			390
		TOTAL		979		798		1777			1777
	CMS. ENSEN.	ENSENADA		129			129			129	
	DIQUE	DIQUE		55			55			55	
	DOCK SUD	DOCK SUD		72	798		870			870	
	C.T.P.BUENA	PIEDRABUENA	620				620			620	
	C. COSTA ATLÁNTICA	NECOCHEA		204				204			204
		9 DE JULIO		56	95			151			151
		V. GESELL			45			45			45
		MAR DE AJO			30			196			196
		TOTAL		260	170			430			430
	ENARSA	C.T. PINAMAR		20			20			20	
	ENARSA	C.T. JUNIN					22	22		22	
	ENARSA	C.T. PEHUAJO					22	22		22	
	ENARSA	TOTAL	0	20	0	44	64			64	
	SIDERVA	SIDERCA		163			163			163	
	S. NICOLÁS	S. NICOLÁS	650	25			675			675	
	T.G.M. BELGRANO	C.T. BELGRANO				572		572			572
	T.G.S. MARTIN	C.T. TIMBÚES				280		280			280
NASA	C.N. ATUCHA							357		357	
	<b>TOTAL AREA</b>		<b>3640</b>	<b>634</b>	<b>4294</b>	<b>44</b>	<b>8612</b>	<b>357</b>	<b>0</b>	<b>8969</b>	

Cuadro 4.4.5: Potencia instalada de la región BAS+GBA.  
Fuente: Informe Mensual Diciembre de 2007. CAMMESA.

Según el Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007 elaborado por la Secretaría de Energía, se presenta en la figura 4.4.5 la demanda eléctrica de la región GBA+BAS por provincia.

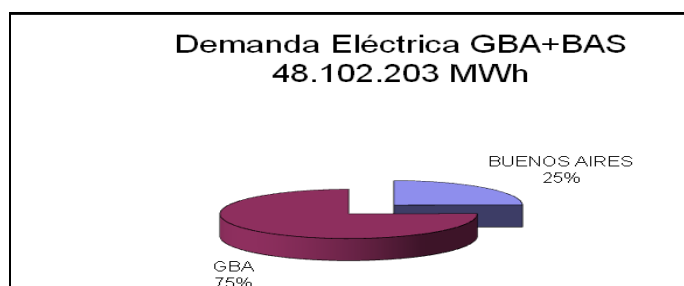


Figura 4.4.5: Demanda eléctrica GBA + BAS por provincia.  
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007.

En cuanto al servicio eléctrico, el GBA-BAS consumió durante el año 2007 un 53% del total del país, siendo Gran Buenos Aires el área de la región que más electricidad demanda, aproximadamente el 75% de dicho total.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el año 2007 son los siguientes:

Potencia Instalada 2007 – 8.969 MW  
Energía demandada 2007- 48.102.203 MWh

#### 4.4.6. Región del Litoral

El LIT está integrado por las provincias de Santa Fe y Entre Ríos.

Se trata de una región con una extensión aproximada de 211.788 km<sup>2</sup> (6% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 4.158.848 habitantes, es decir, que representa alrededor del 11% de la población total del país.

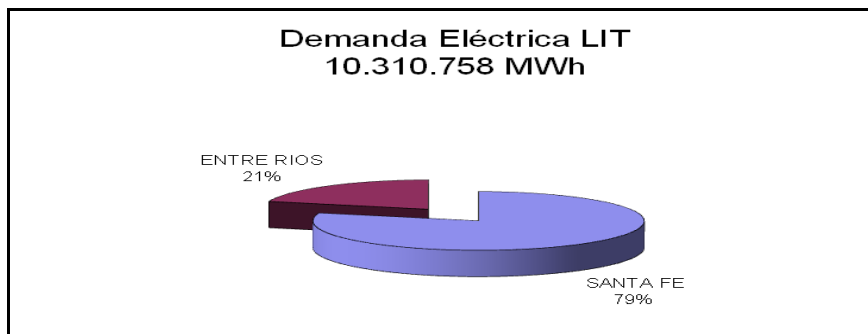
Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor, ciclos combinados y centrales hidro-eléctricas.

En Generación conectada al MEM, la región del LIT cuenta con una potencia instalada de 2007 MW. En el cuadro 4.4.6 se presenta la potencia instalada de la región.

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
			Unidad de medida: MW							
LIT	SORRENTO	SORRENTO	217				217			217
	AES PARANÁ	AES PARANÁ			845		845			845
	S. GRANDE (ARG)								945	945
	<b>TOTAL AREA</b>		<b>217</b>	<b>0</b>	<b>845</b>	<b>0</b>	<b>1062</b>	<b>0</b>	<b>945</b>	<b>2007</b>

Cuadro 4.4.6: Potencia instalada de la región LIT.  
Fuente: Informe Mensual Diciembre de 2007. CAMMESA.

Según el Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007 elaborado por la Secretaría de Energía, se presenta en la figura 4.4.6 la demanda de energía de la región LIT por provincia.



**Figura 4.4.6: Demanda eléctrica de la región LIT por provincia.**  
**Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007.**

El consumo eléctrico de la región del Litoral durante el año 2007 fue un 11% del total del país, donde la mayor demanda se presenta en la provincia de Santa Fe.

La ciudad de Rosario consume el 34% de la energía generada en la provincia de Santa Fe y luego le sigue la Capital con el 12%.

El 30% del consumo eléctrico de la provincia de Entre Ríos corresponde a lo demandado por la capital de la provincia, Paraná. Luego el 12% le corresponde a la ciudad de Uruguay y finalmente se demanda el 11% de la generación eléctrica tanto en las ciudades de Concordia como en la de Gualeguaychú.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el año 2007 son los siguientes:

Potencia Instalada 2007 – 2007 MW  
Energía demandada 2007- 10.310.758 MWh

#### **4.4.7. Región del Comahue**

La región del Comahue (COM) está integrada por las provincias de La Pampa, Neuquén y Río Negro.

Se trata de una región que ocupa 440.531 Km<sup>2</sup> (11,7% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 1.326.271 habitantes, es decir, que representa 4 % de la población total del país.

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor, turbinas de gas, ciclos combinados, diesel y centrales hidroeléctricas.

En Generación conectada al MEM, la región del COM cuenta con una potencia instalada de 5966 MW.

En el cuadro 4.4.7 se presenta la potencia instalada de la región.

AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL	
COMAHUE	A.VALLE	A.VALLE		16	80		96			96	
	F.MORADO	F.MORADO		63			63			63	
	C.PUERTO	LOM.LATA		375			375			375	
	C.T.G.ROCA	C.G.ROCA		124			124			124	
	CAPEX	A.CAJON			661		661			661	
	H.CHOCON	CHOCON							1260		1260
		ARROYITO							120		120
		TOTAL							1380		1380
	H.C.COLOR.	P.BANDERITA							472		472
	AES ALICURA	ALICURA							1050		1050
	H.P.D.AG.	P.D.AGUILA							1400		1400
	PECOM ENERGIA	P.P. LEUFU							285		285
	C.DE PIEDRA	C.DEPIEDRA							60		60
	<b>TOTAL AREA</b>			<b>578</b>	<b>741</b>		<b>1319</b>		<b>4647</b>	<b>5966</b>	

Cuadro 4.4.7: Potencia instalada de la región COM.  
Fuente: Informe Mensual Diciembre de 2007. CAMMESA.

Según el Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007 elaborado por la Secretaría de Energía, se presenta en la figura 4.4.7 la demanda eléctrica de la región COM por provincia.

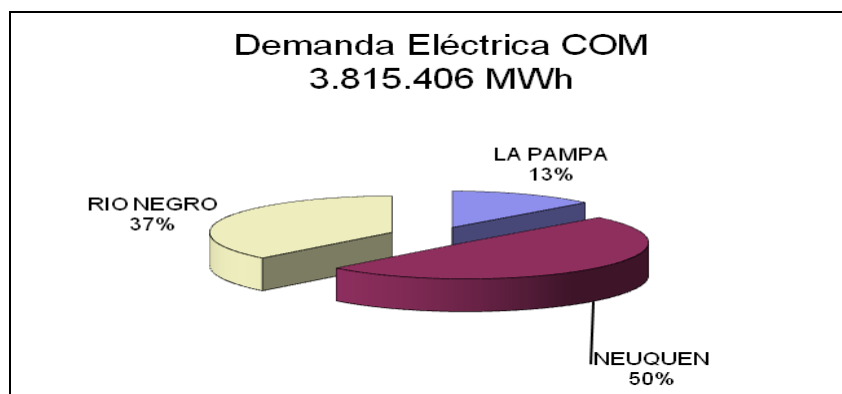


Figura 4.4.7: Demanda eléctrica de la región COM por provincia.  
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007.

Neuquén y Río Negro, en ese orden, son las provincias de la región que más electricidad demandan.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el año 2007 son los siguientes:

Potencia Instalada 2007-5966 MW  
Energía demandada 2007 – 3.815.406 MWh

#### 4.4.8. Región de la Patagonia

La región de la Patagonia (PAT) está integrada por las provincias de Chubut y Santa Cruz.

Se trata de una región con una extensión aproximada de 468.329 km<sup>2</sup> (12.5% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 610.195 de habitantes, es decir, aproximadamente el 2 % de la población total del país.

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas, ciclos combinados, y centrales hidroeléctricas.

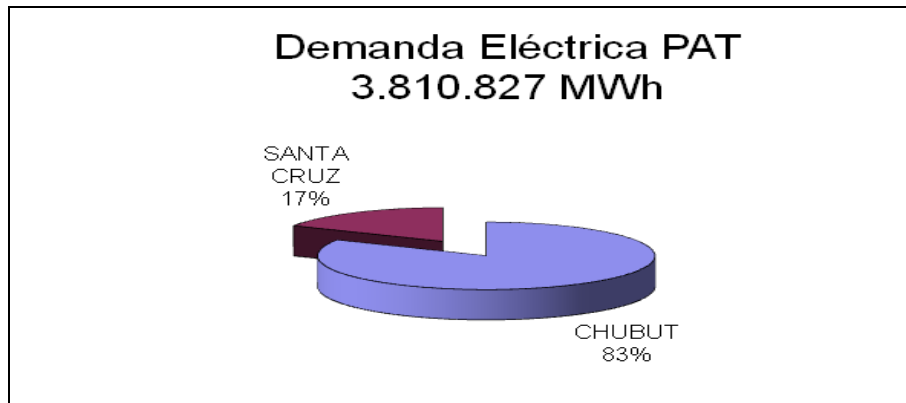
En Generación conectada al MEM, la región del PAT cuenta con una potencia instalada de 818 MW.

En el cuadro 4.4.8 se presenta la potencia instalada de la región.

AREA	EMPRESA	CENTRAL	T V	T G	C C	D I	TE R	U N	HI D	TOTA L
PATAGONIC A	CTPAT	P.MADRYN		42			42			42
		C.RIVADAVIA		73			73			73
		P.TRUNCADO		45			45			45
		TOTAL		160			160			160
	ELECTROPA T.	C. RIV. C.C.			63		63			63
	EDELSUR	C.T.PATAGONI A		76			76			76
	H FUTALEUF	H FUTALEUFU							472	472
	H.F. AMEGHINO	C.H. F.AMEGHINO							47	47
PATAGONIC A	TOTAL		236	63		299		519	818	

**Cuadro 4.4.8: Potencia instalada de la región PAT.**  
Fuente: Informe Mensual Diciembre de 2007. CMMESA.

Según el Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007 elaborado por la Secretaría de Energía, se presenta en la figura 4.4.8 la demanda eléctrica de la región PAT por provincia.



**Figura 4.4.8: Demanda eléctrica de la región PAT por provincia.**

**Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2007.**

Chubut demanda el 83% de la región.

Los valores declarados por los agentes del MEM para el año 2007 son los siguientes:

Potencia Instalada 2007- 818 MW

Energía demandada 2007 – 3.810.827 MWh

#### 4.5. Intercambio con el MERCOSUR

En cuanto a la relación al intercambio energético de la Argentina con sus países vecinos (Brasil, Paraguay, Uruguay) se muestra en el cuadro 4.5.1, las magnitudes de las importaciones y exportaciones con los mismos.

Intercambio con países vecinos (GWh)		
Importación	Brasil	1972
	Paraguay	516
	Uruguay	971
	Total	3459
Exportación	Brasil	-4
	Paraguay	0
	Uruguay	-573
	Total	-578

**Cuadro 4.5.1: Intercambio de energía eléctrica.**

**Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.**

#### 4.6. Incorporaciones de Equipos de Generación Previstas

La creciente demanda de energía en las regiones de la República Argentina obliga al Estado a hacer un esfuerzo para cubrir la demanda incrementando la oferta de energía.

Existen proyectos de generación que se encuentran en ejecución o en estado de licitación, y se espera entre en operación durante el período 2008 – 2011.

##### *Proyectos FONINVEMEM*

Se trata de dos centrales del tipo Ciclos Combinados de 822 MW cada una a instalarse en las localidades de Campana y Timbúes en las proximidades de Rosario. Las mismas se espera que entren en servicio a mediados del 2008 como TG's a ciclo abierto y como ciclos combinados en el 2009.

### ***Elevación de cota Yacyretá***

Se elevaría el nivel del embalse a cota 79 a principios del año 2008 entregando 200 MW de potencia adicional. Luego se llevaría hasta cota 80 a fines del año 2008 entregando otros 200 MW más. Finalmente, se alcanzaría cota 83 a fines del 2009, entregando 600 MW de potencia adicional.

Se estima que cuando el embalse esté a cota 83, la central entregará 3100 MW de potencia y una energía media anual de 19600 GWh.

### ***Central Nuclear Atucha II***

La fecha de terminación proyectada es octubre de 2010. Comenzará funcionando con uranio natural, pero con el transcurrir del tiempo se espera que opere con uranio levemente enriquecido. Entregará al sistema 748 MW de potencia y 5900 GWh/año de energía.

### ***Extensión de vida útil de CN Embalse y CN Atucha I***

La central nuclear de Embalse comenzó a operar en enero de 1984, fue diseñada para operar 30 años con un factor de carga del 90%. En Diciembre de 2008, Embalse cumplió 22 años operando a plena potencia. Se calcula que podrá operar entre 4 y 5 años más con la licencia de operación actual. En 2006, la central operó con un factor de carga del 96% en promedio, ubicándose entre las primeras 10 centrales nucleares en el mundo en cuanto a factor de uso.

Luego del período de vida útil, la central deberá someterse a un período de extensión de ésta. El proceso consiste, básicamente, en diversos cambios en los internos del reactor como es el caso de los tubos de presión que con el correr del tiempo pueden ir perdiendo su forma y/o agrandarse.

La parada para la extensión de la vida útil se iniciaría en 2011 y el período de ejecución de los trabajos se calcula en 18 meses. La puesta en funcionamiento luego de la extensión de la vida útil se calcula en 2012 o 2013.

Luego de la extensión de vida, la central tendrá unos 35 MW adicionales en su capacidad instalada, ubicándose entonces en 683 MW.

Con respecto a la CN Atucha I, NASA, la empresa operadora de ambas centrales nucleares, ha previsto que la vida útil se extenderá hasta 2017 y que no será necesaria ninguna parada programada para extensión de vida útil ya que Atucha I ha ido reemplazando periódicamente algunos elementos y materiales críticos. Muchos de éstos solo tienen 8 o 10 años de instalación.

### ***Otros Ciclos Combinados***

Se refiere a la instalación de dos ciclos combinados. El primero es el CC de ALUAR, que constituye un emprendimiento para abastecer el incremento de producción de la planta de aluminio de Puerto Madryn. El proyecto cuenta con una potencia de 465 MW y se prevé que comience a operar a principios del 2008.

El segundo es el CC de Mar del Plata, el que tendrá una potencia de 170MW y entrará en servicio a mediados del 2010.

### ***Cierres a Ciclo Combinado***

Se trata de una serie de proyectos que plantean transformar las TV o TG existentes en ciclos combinados:

- Central Pilar: Se instalarán 320 MW adicionales en TGs para cerrar en Ciclos Combinados con las TVs existentes.
- Central Pluspetrol: 120 MW adicionales en una TV.
- Central Loma de Lata: 190 MW adicionales.
- Central Energía del Sur: 60 MW adicionales.

### ***Interconexión Ciclo Combinado Termo Andes***

Se trata de un Ciclo Combinado de 630 MW. Recientemente, se habilitó un 50% de la TV para generar en el sistema de 132 kV del NOA. Pero se estima que, con la llegada de una línea de 500 kV a la Provincia de Salta en el año 2010, se interconectará con el SADI argentino una TG y una TV. A partir de ese año, se tendrán 420 MW del ciclo conectado al SADI argentino y 210MW conectado al SING chileno.

### ***Central Térmica de Río Turbio***

Tiene la particularidad de que será una central abastecida por carbón en boca de mina (Río Turbio). La potencia instalada prevista será de 240 MW, serán máquinas del tipo TV.

Cuando se encuentre operando a plena potencia demandará de la mina de Río Turbio 1.000.000 toneladas de carbón, aproximándose al máximo histórico de producción de dicha mina.

### ***Instalación de TG***

Se refiere a las nuevas TG de Ensenada, Campana, Santa Fé, Córdoba, Necochea y Villa Gesell. Estarían entrando en servicio entre finales del 2008 y finales del 2009. Las dos primeras tendrán una potencia de 540 MW, la de Santa FE alcanzará una potencia de 270 MW, la de Córdoba y Necochea contará con una potencia de 125 MW y la de Villa Gesell tendrá una potencia de 50 MW. La puesta en servicio de estas centrales (salvo Villa Gesell) está bajo la órbita de la firma estatal ENARSA.

Adicionalmente, bajo el marco de la normativa de Energía Plus de la Secretaría de Energía, distintos agentes privados están instalando máquinas TG en distintos puntos del sistema. Como ejemplo de ello, tenemos las TG de Dólavon, Genelba Plus y Güemes. El primero, es un proyecto mixto encarado por un grupo privado y la provincia de Chubut y se prevé tenga una potencia de 205 MW, entrando en servicio a mediados del 2009. El segundo, es un proyecto de la empresa Petrobrás y consiste en la instalación de una TG de 180 MW en el predio de la central Genelba. El tercero, constituye una ampliación de la central térmica Güemes en la provincia de Salta y consta de una TG de 98 MW.

### *Central Hidroeléctrica Caracoles*

Esta central hidroeléctrica se encuentra ubicada en la provincia de San Juan y contará con una potencia de 120 MW, a partir de finales de 2008.

### *Energía Distribuida I & II*

Conjunto de pequeñas centrales que esta llevando adelante la empresa ENARSA que consiste en pequeñas máquinas TG y motores diesel ubicadas en puntas de líneas de zonas críticas de SADI.

En definitiva, todos los proyectos relevados totalizan un incremento en la potencia instalada para el período 2008 – 2011 de 8.802 MW <sup>[7]</sup>.

## **4.7. Transporte de Electricidad**

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) está constituido por líneas de Transporte y Estaciones Transformadoras que integran el sistema primario de intercambio de energía eléctrica en toda la República Argentina.

El objetivo del SADI es unir energéticamente las diferentes regiones del país a fin de mantener un sistema eléctrico seguro y confiable. El mismo permite que la energía generada en una región del país, pueda utilizarse en otra distante a ella; posibilitando que las generadoras entreguen la energía producida a la red y que la red la lleve a las regiones que consumen mayor energía que la generada localmente.

Las redes de transporte de energía eléctrica en la República Argentina están divididas por nivel de tensión. Se clasifican en Extra Alta, Alta, Media y Baja Tensión. Según su capacidad, las redes están operadas por transportistas nacionales (Extra Alta Tensión) y transportistas regionales (Alta y Media Tensión).

El Transporte de Energía Eléctrica, vincula eléctricamente todos los nodos del MEM y luego de la privatización, fue dividido en seis empresas Transportistas: La más importante es TRANSENER seguida por un grupo de cinco empresas de transporte regional, a las que se denomina Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO). Esta agrupa a TRANSNOA, DISTROCUYO, TRANSBA, TRANSNEA, C.O.T.D.T. COMAHUE y TRANSPA.

TRANSENER opera la Red Nacional, la cual está constituida por líneas de nivel de Alta y Extra Alta Tensión (220 kV a 500 kV).

Las redes de transmisión de energía poseen una configuración radial con centro en la ciudad de Buenos Aires pero están bajo construcción o en proyecto las líneas que tienden a cerrar el anillo energético entre NOA-NEA, Comahue-Cuyo y la línea minera entre Cuyo-NOA.

El sistema de Transporte de Electricidad en Alta Tensión se puede resumir según la figura 4.7.1. En líneas continuas están las interconexiones actuales y las líneas

punteadas representan a las futuras interconexiones (NOA-NEA, NOA-CUY, COM-CUY).

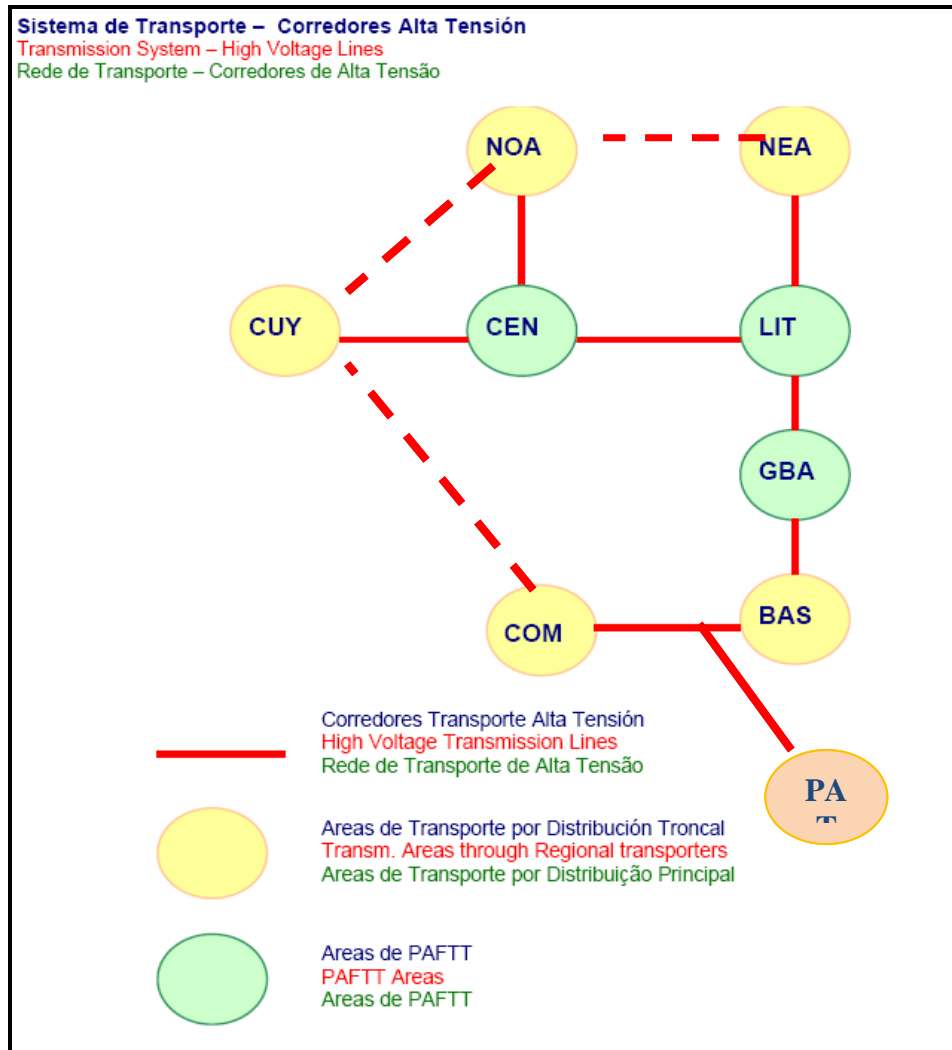


Figura 4.7.1: Sistema de Transporte, Corredores de Alta Tensión.  
Fuente: Informe Anual CAMMESA.

La extensión de las líneas eléctricas de Alta y Media Tensión se piensan debido al aumento en la capacidad de generación requerida para hacer frente a la creciente demanda de energía eléctrica, que se prevé experimentarán las regiones del país para acompañar el crecimiento económico de los últimos años.

#### 4.8. Plan Federal de Transporte Eléctrico

En el 2004, se anunció el “Plan Federal de Transporte Eléctrico II 2004 - 2010”. El objetivo del mismo es la integración energética de las regiones de la República Argentina ya que incrementaría la seguridad del abastecimiento requerido; como así también disminuiría los costos de las inversiones en el sistema de suministro, en tanto los recursos de bajo costo de oportunidad localizadas en un punto geográfico logren alcanzar los centros de demanda; como también contribuiría a eliminar las restricciones de transporte en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el corto y mediano plazo y a su vez lograría un desarrollo armónico y equitativo de las regiones del país.

Un mapa de las obras previstas en el Plan Federal se muestra en la figura 4.8.1. Como puede apreciarse, estas obras tienden a solucionar parcialmente la estructura radial del sistema, cerrando circuitos en la malla, que responderá más eficientemente ante fallas del sistema.

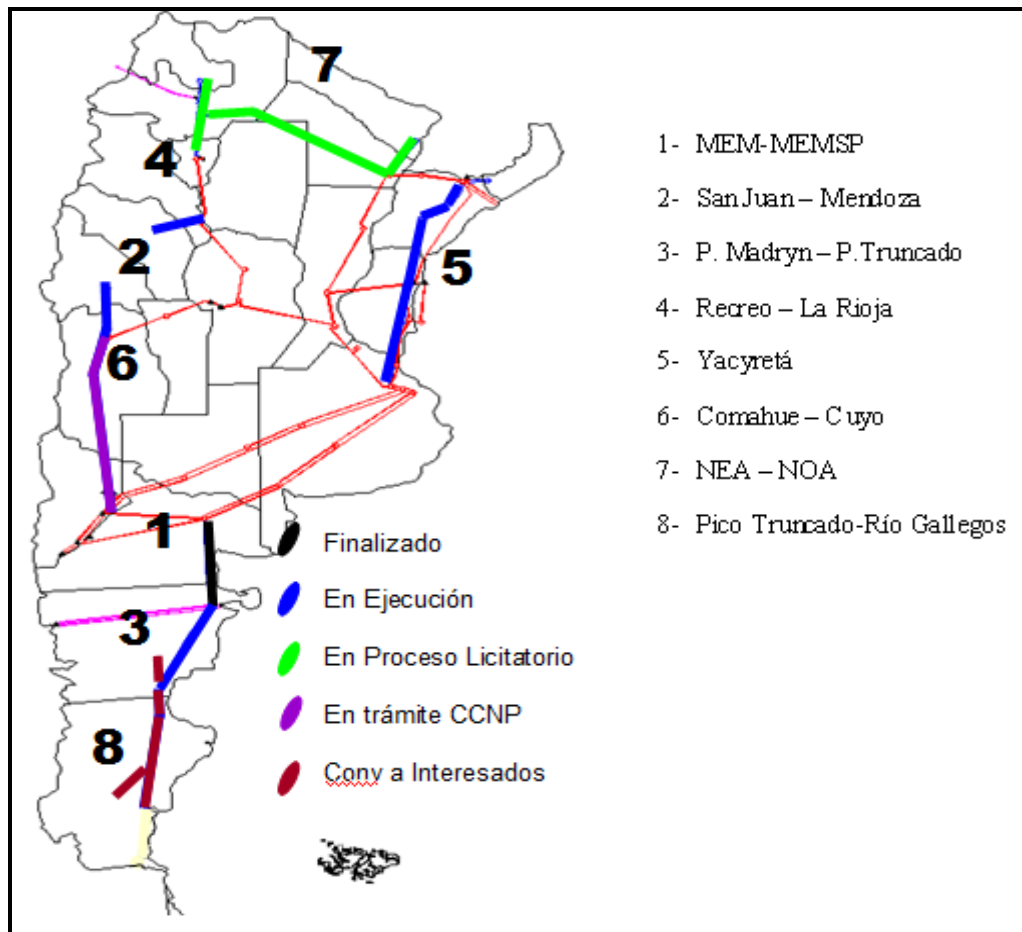


Figura 4.8.1: Obras previstas en el Plan Federal de Transporte Eléctrico.  
Fuente: Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE).

En abril del 2004, se dio inicio a la construcción de la línea de interconexión en Alta Tensión de Choele-Choel-Puerto Madryn, la cual integró el sistema eléctrico patagónico al resto del sistema nacional. La obra fue puesta en operación en marzo del 2006.

Se encuentran en ejecución cuatro grandes obras de Transporte de Energía Eléctrica. Una de las más avanzadas es la llamada “Línea Minera”, la cual unirá las provincias de Mendoza y San Juan, será fundamentalmente para el desarrollo de la industria cuyana. La obra cuenta con una extensión de 175 kilómetros de una línea de alta tensión.

También se encuentra el segundo tramo de interconexión patagónica, Puerto Madryn con Pico Truncado, lo cual significará una mayor integración eléctrica entre la Patagonia y el resto del país. La obra contará con una extensión de 543 kilómetros de una línea de alta tensión.

Está en construcción la Tercera Línea de Yacyretá, por medio de ella se transportará el excedente de generación que resulte de la elevación de la cota de la Central Yacyretá. Incluye la construcción de 912 kilómetros de una línea de alta tensión.

El segundo tramo de la Línea Minera, Recreo-La Rioja, incluye 190 kilómetros de tendido de líneas de transporte (150 km de de 500 kV y 40 km de 132 kV) ya está en construcción.

Por otro lado se encuentra la obra NOA-NEA, la cual esta en proceso de licitatorio. Esta interconexión es una de las que contribuirá a cerrar el anillo energético nacional llegando desde Tucumán a Salta, Jujuy, Santiago del Estero, Chaco y Formosa. Incluye la construcción de aproximadamente 1200 kilómetros de líneas de extra alta tensión (LEAT) de 500 kV, la ampliación de dos estaciones transformadoras (El Bracho y Bastiani) y la construcción de cinco mas (Cobos, San Juancito, Monte Quemado, Sáenz Peña y Formosa). La Interconexión abarcará:

- una LEAT El Bracho - Cobos de 500 kV de aproximadamente 285 km.
- una LEAT Cobos - San Juancito de 500 kV de aproximadamente 50 km.
- una LEAT Cobos - Monte Quemado en 500 kV de 301 km de longitud.
- una LEAT Monte Quemado - Sáenz Peña de 500 kV de 264 km.
- una LEAT en 500 kV de Sáenz Peña - Resistencia de 147 km.
- una LEAT de 500 kV Resistencia - Formosa Oeste de 160 km. de longitud.

Interconectar los sistemas eléctricos del Noroeste y Noreste Argentino permitiría y promovería intercambios de energía entre ambas regiones, mejorando los precios y aumentando la seguridad y calidad en el suministro eléctrico, en particular de la macro región del Norte Grande. Mas allá de estos beneficios crearía in vinculo importante entre la generación hidráulica NEA y la generación principalmente térmica del NOA. También es una obra clave para interconectar los sistemas eléctricos de Argentina, Chile, Bolivia, Paraguay y Brasil.

La línea Comahue-Cuyo está en trámite, la cual interconectará la zona de generación del Comahue con la estación transformadora Gran Mendoza, atravesando Neuquén y todo Mendoza. Esta obra incluye 708 kilómetros de línea en 500 kV.

Por último, está en convocatoria abierta a interesados el tercer tramo de la interconexión patagónica, Pico Truncado-Río Gallegos, que supone 1.094 kilómetros de línea en 500 kV.

Al finalizar el “Plan Federal de Transporte Eléctrico”, el país estará eléctricamente integrado a través de una estructura de transporte en 500 kV sólida y confiable. Y llevará el índice de electrificación al 95% en las zonas urbanas y por encima de 86% a nivel nacional.

Para financiar estas obras, se creó el “Fondo Nacional de la Energía Eléctrica”. Este fondo se capitaliza gravando cada operación de compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista con un cargo de 2,4 \$/MWh más 0,6 \$/MWh adicionales al Transporte de Alta Tensión. Es atribución de la Secretaría de Energía modificar el cargo en  $\pm 20\%$ .

En cuanto a las interconexiones con otros países, existen dos líneas de transmisión que vinculan Argentina con Brasil. Originalmente fueron diseñadas para exportar energía hacia Brasil. Actualmente se utilizan para completar la demanda de las regiones eléctricas GBA+BAS-Litoral.

Con Uruguay existen dos líneas: una en la represa de Salto Grande y la otra que une Colonia Elia (Argentina) con San Javier (Uruguay).

#### 4.9. Líneas de Transmisión

En el cuadro 4.9.1 se muestra las longitudes de Líneas por nivel de tensión y región.

SISTEMA DE TRANSPORTE	500 kV	330 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	TOTAL
Alta Tensión	9456		562	6			10024
Distribución Troncal	---	1116	841	13954	391	24	16326
- Región Cuyo			634	611			1245
- Región Comahue				1213			1213
- Región Buenos Aires			177	5437	391		6005
- Región NEA			30	1407		24	1461
- Región NOA				3565			3565
- Región PATAGONIA		1116		1721			2837

**Cuadro 4.9.1: Longitudes de Líneas por Nivel de Tensión y Región.**  
**Fuente: CAMMESA**

En el cuadro 4.9.2 se muestra la evolución de las longitudes de líneas de cada región.

SISTEMA DE TRANSPORTE	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Alta Tensión	7443	7722	7722	8314	8314	8314	8386	9669	9669	9669	9669	9669	9669	10024	10024
Distribución Troncal	9888	10407	10709	10790	11320	11403	11725	11852	12364	12471	12509	12676	12908	15846	16326
- Región Cuyo	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245	1245
- Región Comahue	830	830	845	885	885	885	885	885	902	902	929	929	929	929	1213
- Región Buenos Aires	4935	4945	5068	5106	5509	5536	5675	5703	5903	5976	5987	5987	6005	6005	6005
- Región NEA	796	926	930	930	930	972	972	972	1076	1076	1076	1076	1291	1402	1461
- Región NOA	2082	2461	2621	2624	2751	2765	2948	3047	3238	3272	3272	3438	3438	3561	3565
- Región PATAGONIA															2837

**Cuadro 4.9.2: Evolución Longitudes de Líneas por Región**  
**Fuente: CAMMESA**

En el cuadro 4.9.3 se muestra la potencia de transformadores por región.

SISTEMA DE TRANSPORTE	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Alta Tensión	8100	8100	8280	8850	8850	10300	10600	10750	11380	11380	11350	11350	11550	12200	13100
Distribución Troncal	6429	6599	6674	6953	7133	7333	7832	8017	8414	8479	8624	8673	9068	10748	11267
- Región Cuyo	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1030	1180	1180	1180	1240	1276	1325	1336
- Región Comahue	403	408	408	444	454	454	490	493	508	503	503	510	510	510	550
- Región Buenos Aires	3898	3596	3598	3788	3788	3823	4228	4263	4348	4363	4363	4363	4693	4813	4937
- Región NEA	462	612	642	665	695	725	745	745	782	812	827	834	834	864	902
- Región NOA	956	971	1016	1046	1186	1321	1359	1488	1598	1621	1651	1686	1728	1836	1836
- Región PATAGONIA	Se incorpora el Área Patagonia al MEM =>													1398	1707

**Cuadro 4.9.3: Evolución Potencia de Transformadores por Región**  
**Fuente: CAMMESA**

En el cuadro 4.9.4 se muestra los incrementos registrados durante 2007 en la capacidad de transporte en líneas, longitud y potencia instalada de transformación en redes de transporte.

	Capacidad	Longitud	Transformación
<b>Alta Tensión</b>	-	-	900 MVA
<b>Distribución Troncal</b>	-	480 Km	520 MVA

**Cuadro 4.9.4: Incrementos registrados durante 2007.**  
**Fuente: CAMMESA**

#### **4.10. Transporte de Gas Natural**

Si bien en los últimos años la capacidad de transporte se manifestó como una de las principales restricciones de la cadena del gas, los niveles de producción modelados revelan que la oferta de gas natural de origen nacional está condicionada por la fuerte caída en los niveles de su extracción y no solo por la restricción de transporte.

Las ampliaciones de capacidad de transporte están dirigidas a asegurar el pleno abastecimiento (vía aumento de la capacidad de importación de gas natural de origen boliviano) y a la necesidad de ampliar la cobertura nacional de gas natural.

La evolución de la capacidad de transporte modelada es la que se muestra en la figura 4.10.1. En ella se considera el programa de ampliaciones del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), la entrada en operación del Gasoducto del Noreste Argentino (GASNEA) y su futura ampliación.

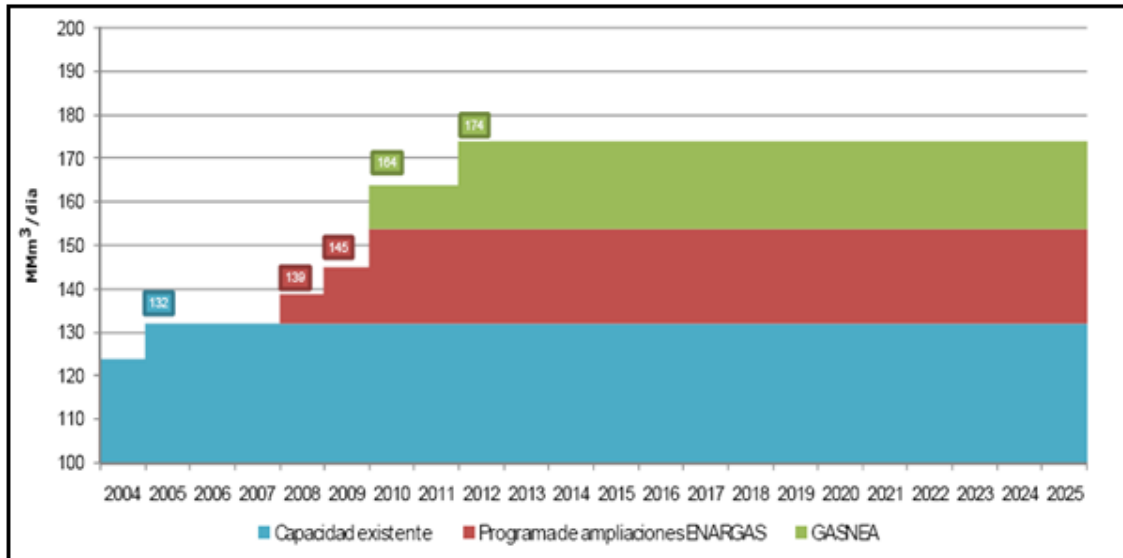


Figura 4.10.1: Ampliaciones de la capacidad de transporte de Gas Natural.  
 Fuente: ENARGAS

Actualmente, la capacidad total de los gasoductos es de 132 millones de m<sup>3</sup>/día aproximadamente. A su vez, la Argentina carece de almacenamientos subterráneos cercanos a los centros de demanda (Buenos Aires principalmente), el sistema de transporte funciona al 100% de su capacidad en los días de demanda pico y, por lo tanto, el abastecimiento se recurre al corte de suministro de gas natural y la utilización de un combustible alternativo (básicamente fuel oil) por parte de la mayoría de las usinas y algunas industrias durante los días más fríos del periodo invernal.

El sistema de transporte de gas argentino está conformado por cinco gasoductos principales: Gasoducto Norte y Gasoducto Centro Oeste, que pertenecen al sistema de Transportadora de Gas del Norte S.A.; y Gasoducto San Martín, Gasoducto Neuba I y Gasoducto Neuba II, operados por Transportadora de Gas del Sur. Estas dos transportadoras cubren las regiones Norte y Sur del país para luego empalmar con el anillo de Alta Presión de Buenos Aires, como se muestra en la figura 4.10.2.

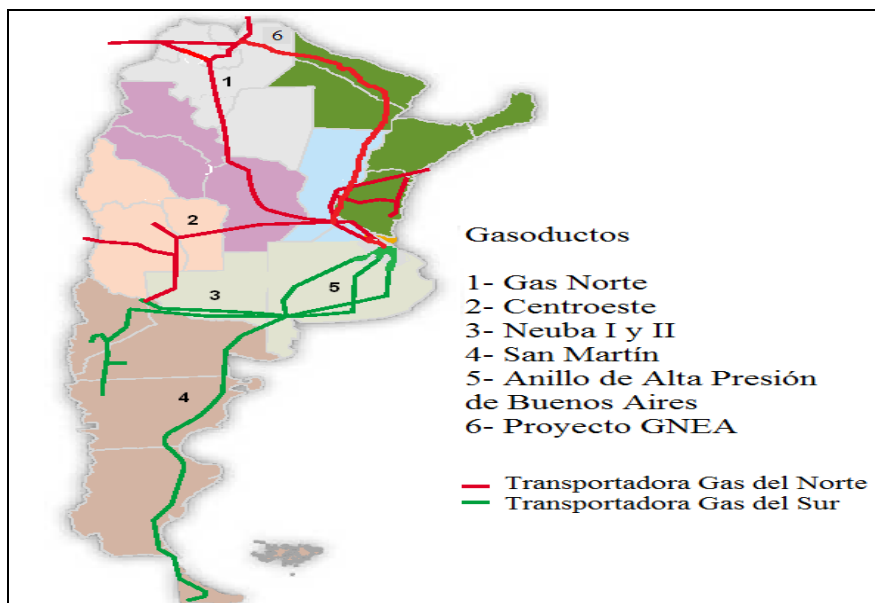


Figura 4.10.2: Gasoductos – Fuente: ENARGAS

#### 4.11. Importación de Gas Natural

Del análisis de los recursos hidrocarburíferos de Bolivia, se supuso que, incluso sin mediar descubrimientos, el nivel de reservas certificadas alcanzaría a cubrir durante los próximos 20 años tanto la demanda interna de Bolivia más la demanda contratada brasileña y argentina, y adicionalmente una eventual licuefacción de gas natural. Por lo tanto, los cuellos de botella estarán en la capacidad de producción y de transporte de dicho recurso.

En consecuencia, la disponibilidad del recurso boliviano para Argentina estará condicionada, tanto, por cuestiones contractuales como por la factibilidad de aumento de la capacidad de extracción por encima de los requerimientos domésticos y brasileros.

El contrato suscrito por la Argentina y Bolivia sostiene que el vecino país proveerá 7,7 millones de m<sup>3</sup> diario de gas y ampliará esa oferta a partir de 2010 hasta los 27,7 millones de m<sup>3</sup> diarios. Para ello hace falta la construcción del GASNEA.

#### 4.12. Gas Natural Licuado

La limitación del recurso gasífero de origen nacional y boliviano conlleva a contemplar un diagrama de incorporación de plantas de regasificación de GNL (gas natural licuado) para cubrir la demanda de gas natural.

Se sabe que las principales restricciones radican en la capacidad de obtención de contratos de GNL en el mercado internacional y en los tiempos necesarios para la construcción de las plantas requeridas. Todo ello, llevó a considerar la instalación de dos plantas de regasificación de GNL. La primera operativa a partir del año 2014, ubicada en Uruguay con una capacidad disponible para Argentina de 5 MMm<sup>3</sup>/día. La segunda, establecida en territorio nacional con una capacidad de regasificación de 10 MMm<sup>3</sup>/día a partir del 2018 y un posterior incremento de 10 MMm<sup>3</sup>/día adicionales en el año 2022.

#### 4.13. Integración Gas Natural - Electricidad

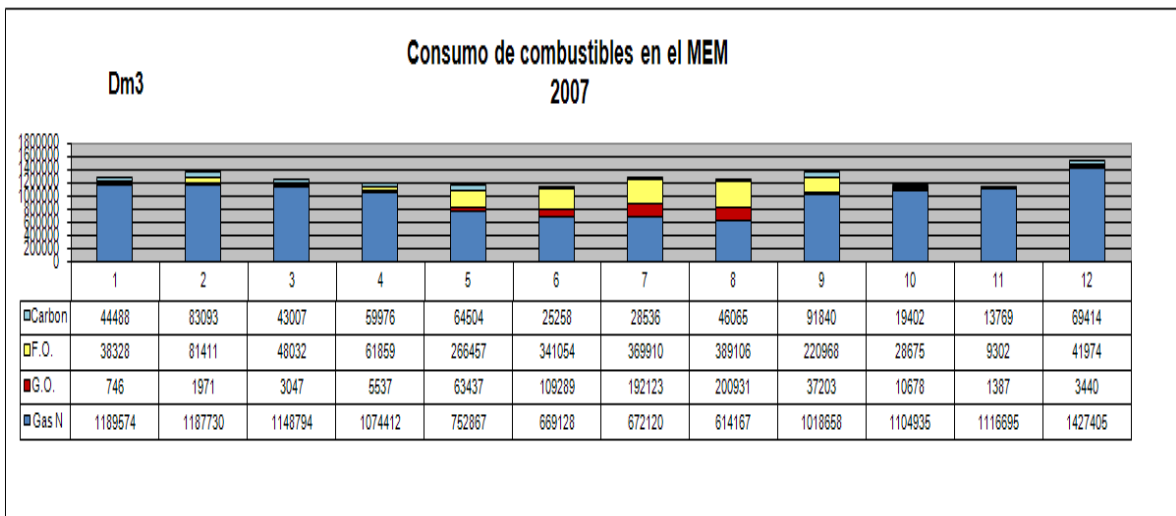
Durante la última década, los sectores de gas natural y energía eléctrica fueron interrelacionándose a través de la instalación de usinas de generación de energía eléctrica de ciclo combinado, lo cual, junto a una mayor penetración del fluido en la industria (incluido el desarrollo de la actividad petroquímica) y en el transporte, elevó considerablemente la penetración del gas natural en la matriz energética primaria de Argentina pasando la producción de 23018 millones de m<sup>3</sup> en el año 1990 a 50969 millones de m<sup>3</sup> en el 2003.

En gran parte de los años `90 y comienzos de la presente década, el costo del petróleo y del gas fue relativamente bajo. Asimismo la inversión necesaria para construir una central eléctrica de ciclo combinado es baja comparada con la que requieren las usinas nucleares o hidroeléctricas de potencia equivalente. Más aún, los tiempos de construcción de las centrales térmicas son considerablemente menores que

las otras variantes. Esta configuración de factores condujo a que el gas natural se transformara en el combustible predilecto para la generación eléctrica.

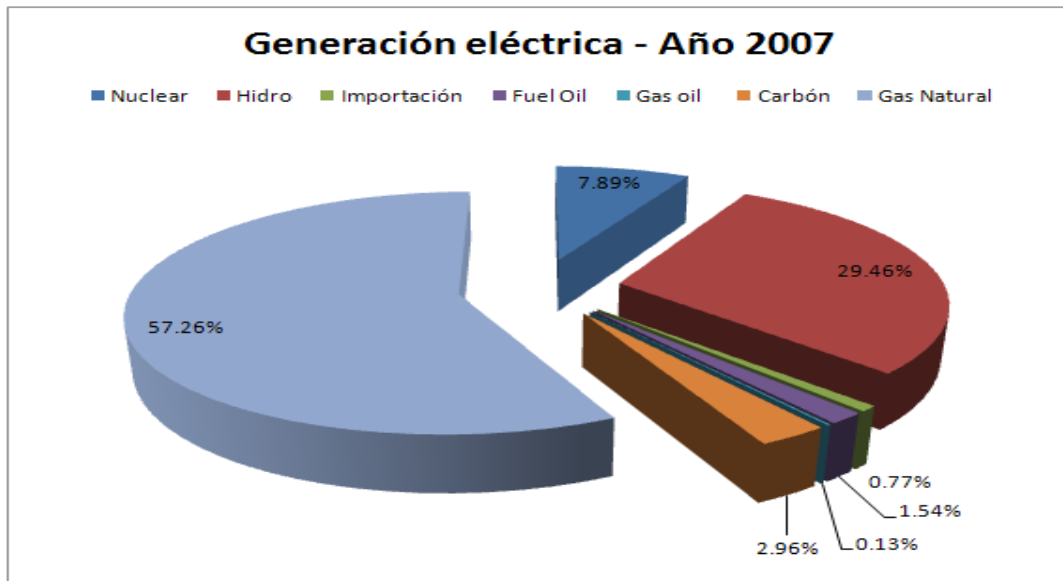
Los precios bajos del gas natural alentaron la sustitución de combustibles alternativos como nafta, fuel oil, gas oil por el gas natural.

Es interesante notar que nuestra matriz energética es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles. El petróleo y el gas contabilizan el 90% de la energía que producimos y consumimos. Siendo el gas natural el energético primario dominante de la matriz energética de República Argentina. Este comportamiento también se verifica en el consumo de combustibles para la de generación de electricidad, como se muestra en la figura 4.13.1.



**Figura 4.13.1: Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica**  
**Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista - Diciembre 2007 – CNEA**

A partir del año 2002, el gas natural se convierte en el combustible más usado del país. La figura 4.13.2 muestra claramente la importancia del gas natural (57,26%) en la generación de energía eléctrica en el año 2007.



**Figura 4.13.2: Participación de las distintas fuentes en la generación.**  
**Fuente: Elaboración propia con datos extraídos del Informe Eléctrico 2007**

Con el advenimiento de las centrales eléctricas de ciclo combinado que operan con gas natural se logró un importante aumento de la eficiencia en el aprovechamiento del combustible (del orden del 50%). Al mismo tiempo, su impacto ambiental es mucho menor que sus contrapartes tradicionales que operaban a fuel oil cuyos rendimientos eran del orden del 30% y con niveles más altos de contaminación.

Si bien algunas de las usinas de ciclo combinado pueden operar con gasoil refinado, en la Argentina el costo de este combustible es aproximadamente 6 veces el del gas natural. Por otro lado, el uso de gasoil implica mantenimientos más frecuentes, lo que hace que reemplazar el gas no siempre sea una opción deseable. Finalmente, el gas natural es el combustible fósil que, a igual generación de energía, produce la menor cantidad de CO<sub>2</sub>.

La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta tanto la operatoria del sistema, en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los ciclos combinados y fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor.

Los consumos de gas residencial (R), comercial (C), entes oficiales (EO) y subdistribuidoras (SBD) constituyen los componentes ininterrumpibles de gas natural. La prestación de estos servicios no prevé interrupciones y están en el tope de las prioridades de abastecimiento del sistema de gas conforme a la normativa vigente. Dichas demandas se caracterizan por una fuerte estacionalidad, que resulta del significativo aumento del consumo residencial durante los meses de invierno.

## 5. Localizaciones Potenciales de las Centrales Nucleares Candidatas

El objetivo del presente análisis es seleccionar el área más favorable para la instalación de una central nuclear.

La determinación del emplazamiento de las centrales nucleares depende fundamentalmente de las condiciones locales, que inciden en la solución de los problemas que plantean las exigencias de construcción y operación de estas instalaciones.

Para analizar estas condiciones locales se ha recurrido a los siguientes factores:

- Provisión de agua para refrigeración;
- Distancia al sistema interconectado;
- Suministros esenciales de agua y energía eléctrica para la construcción;
- Comunicaciones y transporte
- Apoyo logístico a la central;
- Aptitud de los terrenos para fundar;
- Seguridad nuclear;
- Sismicidad;
- Clima;
- Efectos sobre la región;
- Disponibilidad del terreno.

El principal factor a tener en cuenta al evaluar las posibles zonas para el emplazamiento de una central nuclear es que esta zona disponga de los recursos hídricos necesarios para la refrigeración.

Se conocen varios sistemas para abastecer el agua de refrigeración en el condensador:

- Circuito abierto en ríos y lagos
- Circuito abierto en costa marítima
- Circuito cerrado con torres de refrigeración húmedas
- Circuito cerrado con torres de refrigeración secas
- Circuito cerrado con estanques artificiales con rociadores

Entre todos los sistemas conocidos, siempre que se disponga de fuentes naturales que provean agua en cantidades suficientes, se prefieren los sistemas de circuito abierto por proveer el agua de refrigeración a la temperatura más baja con relación a la que pueden proveer los otros sistemas y por su menor costo. Dentro de las fuentes naturales de agua de refrigeración es preferible utilizar las de los ríos y lagos, debido a los problemas adicionales que plantea el agua salada. Estos problemas afectan al sistema de condensación y de bombeo, pero son solucionables, de modo que si no se cuenta con recursos de ríos de suficiente caudal o lagos de suficiente superficie y volumen de agua debe optarse por el mar como fuente de agua de refrigeración.

Si se desea emplear agua de río, debe tenerse en cuenta tanto las características del mismo como el caudal medio anual, el régimen y la ocurrencia de cauce seco.

De utilizarse una fuente fría con poca renovación de su masa de agua como son los lagos o embalses, habrá también que considerar la acumulación de calor en los mismos por vertido del agua utilizada en la operación de refrigeración además de la evaporación propia del espejo de agua. Con relación a esto último se debe tener en cuenta la minimización del impacto ambiental en las zonas aledañas al proyecto.

En caso de utilizar como fuente fría el agua de mar, deberá considerarse la utilización de materiales con alta resistencia a la corrosión salina en los circuitos por los cuales circule el fluido. Esta opción aumenta el costo de inversión y manteniendo del proyecto, pero no lo convierte en inviable. Se puede emplear un circuito cerrado con torre de enfriamiento para cumplir los requerimientos de operación.

En base a trabajos realizados por la CNEA sobre estudios de emplazamiento de centrales nucleares, se obtuvo una relación aproximada entre la potencia de la central y el caudal necesario para refrigeración de la misma. Se consideró como referencia un caudal de  $10\text{m}^3/\text{s}$  para una potencia de 150 MW tipo PWR y de 700 MW tipo PHWR, que se indican en el cuadro 5.1:

Potencia (MW)	Caudal ( $\text{m}^3/\text{s}$ )
300	20
700	55

**Cuadro 5.1: Requerimientos de agua de refrigeración.**

La variación de temperatura del río entre la descarga y la toma de agua no debe superar  $1^\circ\text{C}$ , para minimizar el impacto ambiental del sumidero de calor, y la variación de temperatura del circuito secundario no debe superar los  $10^\circ\text{C}$ , por razones operativas.

Realizando un balance de energía surgió que el caudal del río deberá ser como mínimo, en la época de baja hidraulicidad, 10 veces el caudal de agua para refrigeración del circuito secundario.

En función de lo dicho anteriormente, las centrales necesitarían extraer agua para refrigeración, de un río que posea un caudal mínimo en la época de baja hidraulicidad, acorde a lo indicado en el cuadro 5.2:

Potencia (MW)	Caudal mínimo ( $\text{m}^3/\text{s}$ )
300	200
700	550

**Cuadro 5.2: Caudal mínimo requerido para un río en la época de baja hidraulicidad.**

En el cuadro 5.3 se analizaron y compararon los factores más importantes a tener en cuenta para la localización potencial de centrales nucleares en diferentes zonas de Argentina.

Localización	Agua de Refrigeración	Riesgo sísmico	Líneas de Alta Tensión	Infraestructura	Demanda
Lima (BA-BAS)					
Río Tercero (CBA-CEN)					
Bahía Blanca (BA-BAS)					
Los Nihuales (MZA-CUY)					
Timbúes (SF-LIT)					
Hernandarias (ER-LIT)					
Cabra Corral (SAL-NOA)					
Viedma (RN-PAT)					
San Juan (SJ-CUY)					
El Cadillal (TUC-NOA)					
Costa Atlántica (BA-BAS)					
Formosa (FOR-NEA)					

Cuadro 5.3: Localizaciones de potenciales centrales nucleares

Requiere previsiones ingenieriles convencionales que no modifican en gran proporción el costo total de la obra.

Requiere previsiones ingenieriles que aumentan el costo total de la obra en no más de un 15%.

Requiere previsiones ingenieriles que aumentan el costo total de la obra de manera sensible (más de un 15%).

Los sitios seleccionados para la instalación de una central nuclear de 1000 MW son Bahía Blanca, Cabra Corral y Lima, debido a que dichas áreas poseen agua de refrigeración, cercanía a las líneas de alta tensión, accesibilidad en infraestructura y existen antecedentes de estudios de localización previos en esos sitios.

La modelación de una central nuclear en la provincia de Formosa fue excluida por las siguientes razones:

- En el presente trabajo se postulan centrales candidatas de 1000 MW y Formosa posee potencial para instalar una central nuclear tipo CAREM, entre 100 y 150

MW, debido a que la provincia demanda actualmente una potencia máxima de 128 MW.

- El plan de desarrollo del proyecto CAREM, llevado a cabo por Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Energía Atómica, prevé poner en funcionamiento el prototipo de 25 MW a fines del 2014, con el objetivo de desarrollar ensayos y posteriormente ofrecer reactores de mediana escala al mercado.

En el modelo se postulan centrales nucleares candidatas de 1000 MW, las cuales estarían en funcionamiento a partir del 2016 y el CAREM no posee dichas condiciones.

- Por otra parte, la instalación de una central nuclear en Formosa es una decisión política, posterior a la elección de las posibles localizaciones de las centrales nucleares candidatas de este trabajo. Dicha decisión fue tomada por el Gobierno de la Provincia de Formosa y la Presidencia de la Nación a fines de 2009 con el fin de producir una transformación tecnológica en una de las provincias del norte de Argentina. Esta medida política sería una oportunidad histórica ya que permitiría además del desarrollo local, un importante desarrollo en el Norte del país.

- Por ser la central nuclear en la provincia de Formosa una decisión política, de modelarse en MESSAGE debería entrar en la categoría de proyecto y no de candidata. A su vez, se modelaron solamente los proyectos aprobados por Secretaría de Energía previos a abril de 2008.

La incorporación de esta central nuclear (proyecto a 8 o 9 años) reemplazaría las máquinas térmicas actuales de la provincia (equipos dual y turbinas de gas) y electricidad importada.

### ***Bahía Blanca***

Bahía Blanca se localiza a los 38 grados latitud sur, y 62 grados longitud oeste, en el sudoeste de la provincia de Buenos Aires. Se trata de una planicie con suaves desniveles que desciende hacia la línea costera, regada por dos arroyos con caudales permanentes, el Napostá Grande y el Maldonado, con tierras fértiles y pastos abundantes. Y cercana a la costa marítima.

El emplazamiento actual corresponde al sitio inicial, aunque abarcando una superficie mayor. Gran parte del área urbana está situada a 20 metros sobre el nivel del mar (Plaza Rivadavia), es una planicie que presenta ondulaciones con alturas que llegan a los 60 y 70 metros hacia el noroeste y descienden hacia el sur con costas de 8 metros.

El área portuaria se localiza en las proximidades de la costa entre 3,4 y 2,7 metros sobre el nivel del mar, a una distancia de 7 Km. de la ciudad, unida a esta por varias rutas de fácil acceso.

La posición favorable de Bahía Blanca se define, primero, por su área portuaria que canaliza los flujos económicos del sudoeste de la provincia de Buenos Aires y del valle del río Negro y establece relaciones a nivel regional, nacional e internacional. Segundo, por estar inserta en la transición de las regiones pampeana y patagónica, surge

como núcleo de convergencia de vías de circulación y comunicaciones. Además como centro administrativo, financiero y cultural cumple esencial función en las actividades agropecuarias, comerciales, industriales y educativas.

**Evaluación del agua de mar para refrigeración:** la Argentina cuenta con una extensa longitud de costa marítima del Mar Argentino, que se extiende desde Punta Rosa, extremo sur de la Bahía de San Borombón, hasta Tierra del Fuego, en el océano Atlántico. Se destaca fundamentalmente la zona de Bahía Blanca por las profundidades de las costas, en la cual ya fue realizado un estudio de emplazamiento<sup>[8]</sup>. Por lo cual, se llevaría a cabo por circuito abierto alimentándose con agua de mar o por medio de torres de refrigeración. La primera alternativa requiere intercambiadores de calor de materiales resistentes a la corrosión salina, que encarece le costo total de la obra.

**Evaluación del Riesgo sísmico:** el emplazamiento se encuentra en una zona de peligrosidad sísmica muy reducida, según el Reglamento INPRES-CIRSOC 103.

**Evaluación de la Infraestructura disponible:** la localización tiene acceso por vía ferroviaria (FFCC R), carretera (RN 3) y marítima, siendo el Puerto de Ing. White, de Aguas profundas.

**Distancia al sistema interconectado:** El subsistema eléctrico llamado Buenos Aires Sur (BAS), que forma parte del sistema interconectado, esta constituido por tres importantes centros de generación, ubicados en Bahía Blanca, Necochea y Mar del Plata y su mercado de influencia cubre la mayoría de los partidos del sur de la Provincia de Buenos Aires. Además Existen otros centros menores de generación que complementan la producción eléctrica. Bahía Blanca está incluida en el sistema interconectado, la cercanía al mismo reduce costos de líneas y pérdida de transmisión para la salida de la energía producida por la central.

**Evaluación de las líneas de alta tensión:** La localización Bahía Blanca está conectada con dos líneas de Alta Tensión con dirección al Gran Buenos Aires y a Choele Choel respectivamente. La capacidad de dichas líneas está actualmente saturada, esperándose otra situación a medida que se inaugure la LAT Cuyo-Comahue.

### ***Cabra Corral***

El Embalse Cabra Corral está ubicado sobre la Ruta Nacional 68, a 65 km. de la Capital Salteña y camino a la localidad de Cafayate.

Se trata de un espejo de agua de 130 km<sup>2</sup> aproximadamente y que se ha construido en base a una garganta natural formada por la confluencia de diferentes ríos.

Cabra Corral es un embalse artificial que se forma por la confluencia de varios ríos. Sus afluentes son: por el norte aporta sus aguas el río Arias, colector de los ríos Rosario (Quebrada del Toro) y Chicoana (Quebrada de Escoipe). Por el sur aporta el río Guachipas que recibe también las denominaciones de Quebrada de las Conchas y Calchaquí. La confluencia de los ríos Arias y Guachipas, previa al dique, daban origen al río Juramento o Pasaje. Actualmente se considera a la salida de la presa como inicio de este ultimo río.

El complejo fue construido entre 1966 y 1972 y estuvo a cargo de la empresa Panedille Hnos. La superficie del embalse es de 115 km<sup>2</sup>. El objetivo de su construcción fue con el fin de regar 100.000 hectáreas en Salta y Santiago del Estero e integrarse a la red nacional de energía con la producción de energía hidroeléctrica a través de sus tres turbinas.

La presa tiene una altura de 93 m. Es como una gran montaña de tierra, lo que la convierte en antisísmica. (Si fuera rígida, de cemento, se rajaría con el primer movimiento telúrico). Posee un núcleo de arcilla y luego distintas capas de tierra y roca compactada hasta terminar con cantos rodados grueso (piedras grandes) del lado del espejo de agua y canto rodado fino del lado sobre el Juramento. Posee una base de más de 500 m. por la que atraviesan dos grandes túneles: uno para descarga de fondo y otro, para la central hidroeléctrica. Este último posee una chimenea de equilibrio de 108 m. de altura. Al costado de la presa, hacia el sur, está el aliviadero o vertedero que tiene la forma de un gran tobogán, que comienza a funcionar cuando el agua llega a su cota máxima a los 1.037 m. También contiene un puente sobre el angosto del Río Guachipas. Este cuenta con pilares huecos de 60 cm de espesor que descansan sobre el cabezal y a su vez pilotes de tipo "Franki" sobre el lecho del río. Los pilotes, soportan vigas pretensadas, que las hacen flexibles en caso de sismos. La distancia entre la calzada y el espejo de agua está calculada para que puedan incursionar veleros de regular calado.

Esta calculado para este embalse una vida útil de 100 años, teniendo en cuenta que con los tiempos se enlamará por la gran cantidad de sedimentos que aportan sus tributarios. Como todo embalse requirió de la construcción de otros compensadores para regular las crecientes del Río Juramento. Ellos son: Miraflores y El Tunal. Las aguas del Río Juramento desaguan en el Río Paraná con el nombre de Salado del Norte, transformándose en la cuenca más larga del país.

Es el segundo Embalse en importancia dentro de nuestro país y constituye la mayor reserva hídrica del Noroeste Argentino, proveyendo de agua para el riego de campos salteños y santiagueños. Puede afirmarse que, a lo largo de la historia, el Embalse otorga importantes beneficios a la zona; ha minimizado las crecientes del Río Juramento que se producían cada año, constituye una fuente de Energía Hidroeléctrica y hoy en día se ha convertido en un verdadero circuito turístico, con la relevancia que eso le confiere.

**Evaluación del agua de refrigeración:** Se llevaría a cabo por circuito cerrado alimentándose con aguas del embalse. El volumen del embalse de agua requeriría la provisión de un sistema de torres de enfriamiento, de modo de garantizar el correcto funcionamiento de una Central de 1000 MW. De modo contrario, el espejo de agua satisfaría las necesidades, como máximo, de una central nuclear de 300 MW.

**Evaluación del riesgo sísmico:** el emplazamiento se encuentra en una zona de peligrosidad sísmica elevada, según el Reglamento INPRES-CIRSOC 103.

**Infraestructura disponible:** la localización tiene acceso por carretera (RN 68) desde la ciudad de Salta y por la ruta provincial N° 47. La infraestructura debería ser adaptada para el transporte de componentes extra pesados.

**Evaluación de las líneas de alta tensión:** La ET Cabra Corral se encuentra a aproximadamente 200 km del nodo El Bracho. Es decir, sería preciso construir una línea de alta tensión de 500 kV de 200 km. de extensión, para garantizar el normal transporte de la energía producida.

Es una zona de demanda moderada, pero traccionada por las explotaciones mineras cordilleranas de la región NOA, por lo tanto, de gran demanda, tanto actual como futura.

### *Lima*

Pertenece al partido de Zárate. Está situado en una zona privilegiada, en el camino autopista de Buenos Aires a Rosario, a pocos kilómetros de la Ruta Nacional 9 (Argentina) de circulación segura por ser autopista. La zona es ideal para la radicación de industrias, debido a la facilidad en cuanto a comunicación y distancia entre estas dos ciudades importantes país. Además, está muy cerca a la puerta de acceso a la Mesopotamia (Complejo Ferroviario Zárate - Brazo Largo).

En Lima, se encuentran las Centrales nucleares Atucha I (en operación) y Atucha II, en construcción.

**Agua de refrigeración:** Se llevaría a cabo por circuito abierto alimentándose con aguas del río Paraná de las Palmas. El caudal de dicho río es suficiente para la inclusión de 2 módulos de 1000 MW cada uno, sin mayores previsiones.

**Riesgo sísmico:** el emplazamiento se encuentra en una zona de peligrosidad sísmica muy reducida, según el Reglamento INPRES-CIRSOC 103.

**Líneas de alta tensión:** El corredor Rosario-La Plata tiene la infraestructura de líneas de alta tensión más robusta desde el punto de vista de capacidad del Sistema Interconectado Nacional.

**Marco Legal:** no presenta impedimento alguno.

**Infraestructura:** la localización se encuentra a la vera de una vía navegable, teniendo además acceso por vía ferroviaria (FFCC BM) y carretera (RN 9).

**Demanda:** zona de gran demanda actual como futura, cercana al polo industrial de Campana-Zárate.

## 6. Programa MESSAGE

### 6.1. Descripción

El programa **MESSAGE** (**M**odel for **E**nergy **S**upply **S**trategy **A**lternatives and their **G**eneral **E**nvironmental **I**mpacts) fue originalmente desarrollado por IIASA (Internacional Institute for Applied Systems Analysis).



La IAEA, adquirió la última versión del modelo, y le hizo modificaciones en la interfase con el usuario para facilitar la aplicación.

Este programa está diseñado para formular y evaluar sistemas de energía alternativas bajo restricciones como: límites de nuevas investigaciones, costo de combustibles, regulaciones ambientales y velocidad de penetración en el mercado de las nuevas tecnologías.

La columna vertebral del programa es una descripción detallada del sistema de energía modelado. Ésta descripción incluye:

- **Formas de energía:** en cada nivel de la cadena energética.
- **Tecnologías:** producidas o usadas por esas formas de energía.
- **Recursos:** energéticos empleados.

En la definición de las formas de energía se deben incluir los niveles en la cadena energética comenzando desde la demanda y llegando hasta los recursos, tal como se esquematiza en la figura 6.1.1.

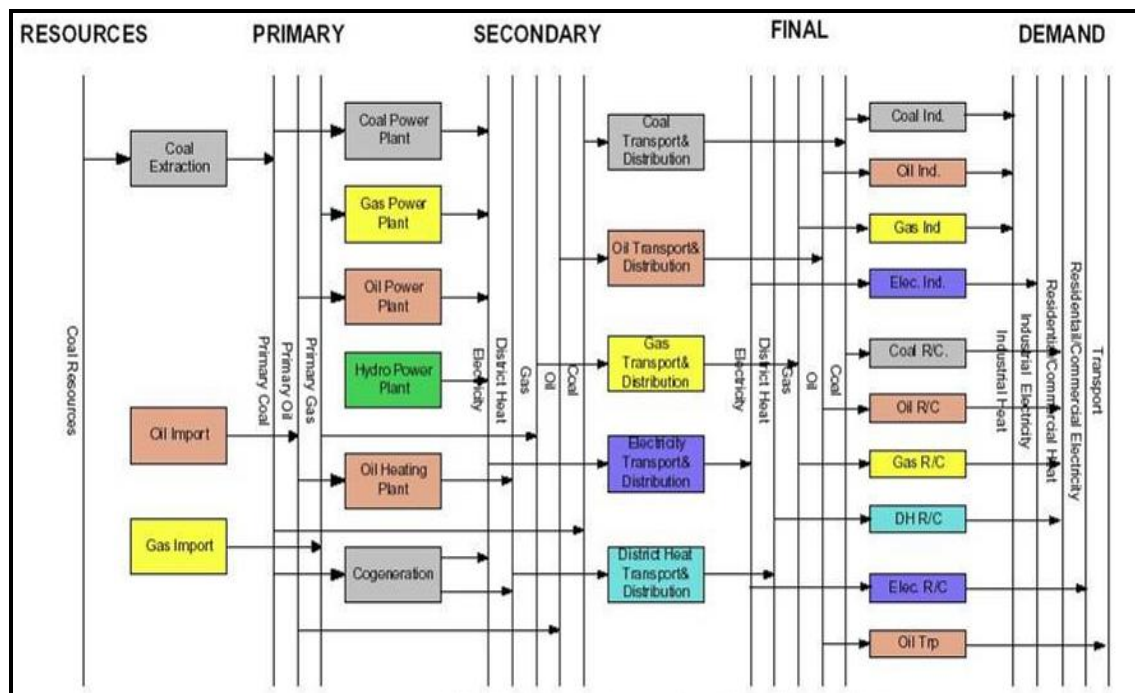


Figura 6.1.1: Cadenas energéticas esquemáticas.  
Fuente: Manual para el usuario de MESSAGE.

La demanda de energía, es una variable exógena al modelo; está dada para el primer nivel de cada cadena energética y el modelo computa la demanda de los siguientes niveles de la cadena hasta el nivel de recursos deseados.

Los objetivos del programa son:

- Minimizar el costo total del sistema, empleando por defecto el criterio de optimización. El costo minimizado incluye el costo de inversión, costo de operación y cualquier costo de penalización adicional definido por los límites, rangos o restricciones. La suma de los costos ajustados por la tasa de descuento es utilizada para encontrar la solución óptima.
- Modelar toda la cadena de energía desde los recursos hasta los usos finales, empleando criterios de optimización.

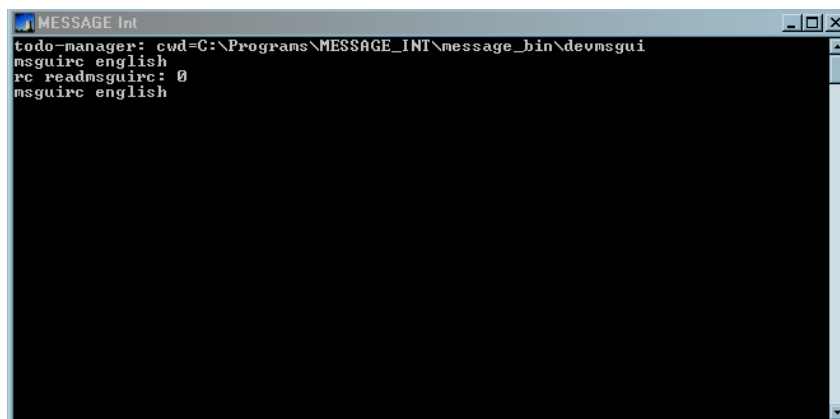
Los requerimientos operativos mínimos del sistema son:

- Windows 2000 o superior.
- Velocidad: 166 MHz.
- Memoria RAM: 64 Mb.
- Tamaño del programa: 23.2 Mb.
- Capacidad libre en disco: 32 Mb.

## 6.2. Carga de datos y corrida del programa

El programa MESSAGE abre dos ventanas:

- La primera, presentada en la figura 6.2.1 muestra los comandos del software en entorno DOS.



```
MESSAGE Int
todo-manager: cwd=C:\Programs\MESSEGE_INT\message_bin\devnsgui
msguirc english
rc readmsguirc: 0
msguirc english
```

Figura 6.2.1: Comandos MESSAGE en DOS.

- La segunda, llamada principal, muestra los sucesivos comandos del programa en el entorno interactivo y los resultados parciales en la búsqueda del óptimo. Dicha ventana se observa en la figura 6.2.2.

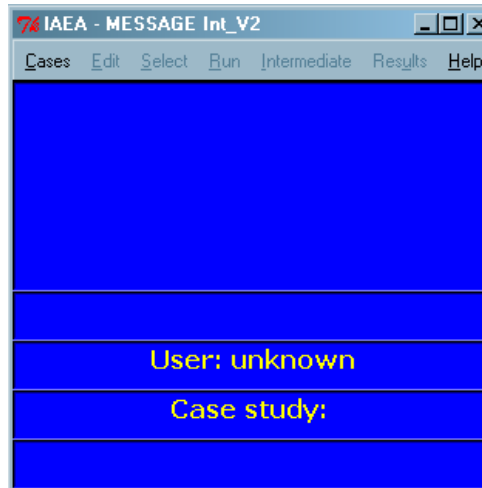


Figura 6.2.2: Ventana interactiva de MESSAGE.

El programa tiene 3 tipos de bases de datos para almacenar los datos de entrada.

- **tdb**: “Technology Data Base” – Es creada y mantenida independientemente de cualquier caso de estudio.
- **adb**: “Application Data Base” – Es creada y mantenida para cada caso de estudio.
- **ldb**: “Local Data Base” - Es creada y mantenida para cada escenario en un caso de estudio.

Basadas en los requerimientos del sistema, tanto la **adb** como la **ldb** están divididas en ocho partes:

- Datos generales del caso de estudio.
- Formas de energía: nombres de los niveles de energía (recursos, primaria, secundaria final, etc.).
- Regiones de carga.
- Demanda de energía.
- Restricciones y relaciones.
- Tecnologías: las tecnologías puestas en juego en cada nivel de energía para transformar unas en otras.
- Almacenamientos.
- Recursos.

Basada en los requerimientos del sistema, la **tdb** está dividida en dos partes:

- Formas de energía.
- Tecnologías.

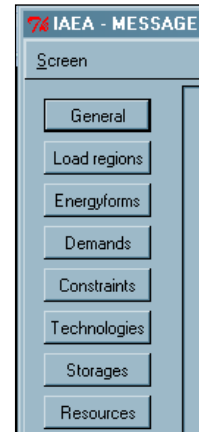
Esta versión del software consta de los siguientes componentes:

- **Interfase de usuario** para construcción del modelo.
- **Bases de datos.**
- Generación de una **matriz “mxg”**.
- **Programa de optimización “opt”**.

- Un programa para el posterior **procesamiento** de la **solución** para la extracción de los resultados “**cap**”.

El programa tiene ocho etiquetas para ingresar los datos de entrada.

- **General:** Datos Generales.
- **Load regions:** Curvas de Carga.
- **Energy forms:** Formas y Niveles de Energía.
- **Demands:** Magnitudes de las demandas simuladas.
- **Constrains:** Restricciones.
- **Technologies:** Tecnologías.
- **Storage:** Almacenamientos.
- **Resources:** Recursos.



En la etiqueta **General** se ingresan los siguientes datos de entrada:

- Nombre del país.
- Año base, duración del estudio y años límite de cada período.
- Números de períodos a optimizar.
- Tasa de descuento.
- Información del tipo de optimización.
- Sector para notas del caso de estudio.

La etiqueta **Load Region** permite modelar las variaciones de la demanda de energía en forma estacional a lo largo del año.

Se ingresan los siguientes datos de entrada que son alojados en la **adb**:

- Tabla con los días del año para seleccionar los feriados específicos del país.
- Definición de las estaciones climatológicas ordenadas cronológicamente en el año.
- Clasificación de los días de la semana.
- Partes en que se divide el día.

En la etiqueta **Energy Form** se definen:

- Los niveles y las formas de energía en cada nivel.
- El nivel 1 corresponde a la demanda y el último a los recursos.
- Cada forma de energía puede ser modelada con una “Load Region”.

Se ingresan los siguientes datos de entrada:

- En la base de datos adb: Nombres de los niveles utilizados para definir la cadena del sistema energético.
- En la base de datos tdb: Nombres de las formas de energía empleadas.

La etiqueta **Demand** se carga luego de la definición de “Energy Form” y “Load Region”.

Para la carga de los datos de entrada: se selecciona la forma de energía y el nivel (electricidad/final) y se indica la demanda para el año base y el porcentaje de incremento anual para los años de estudio de cada período.

Existen cuatro formas de expresar el porcentaje de incremento anual:

- **c:** “constant” – constante.
- **ts:** “time series” – series o intervalos de tiempo.
- **cg:** “constant grow” – crecimiento constante.
- **pg:** “period group” – crecimiento por períodos o intervalos de tiempo.

En la etiqueta **Constraints** se pueden definir relaciones entre las tecnologías y los recursos, y poner algunas restricciones en los valores de los resultados de estas relaciones. También se pueden definir límites en las tecnologías/recursos o en las actividades de una tecnología.

El programa provee cinco tipos de grupo de restricciones denominadas:

- **group 1:** criterio particular de relación, definido por el usuario.
- **group 2:** idem group1.
- **storage:** restricción en la acumulación compartida en algunas tecnologías.
- **cumulative:** entre tecnologías/recursos y está asociada a la acumulación base.
- **cum. per period:** está definida para un período de acumulación base.

Se deben definir:

- **“single entries”:** los datos básicos de la relación.
- **“multiple entries”:**
  - **“penalty”:** multas asociadas a los límites.
  - **“soft limit”:** por ejemplo, interpolación de los incrementos de las multas
- **Datos de la tecnología y los recursos:** que contribuyen a la relación.

Para las tecnologías son once los tipos de restricciones que se pueden establecer:

- **bdc:** “bounds on new capacity addition” – límites en el agregado de nueva capacidad.
- **bdi:** “bounds on new capacity addition” – los límites en el total instalaron la capacidad.
- **con1c:** “constraints type 1 on capacities” – restricciones tipo 1 en las capacidades.
- **con2c:** “constraints type 2 on capacities” – restricciones tipo 2 en las capacidades.
- **concc:** “cumulative constraints on capacities” – restricciones acumulativas en las capacidades.
- **conpc:** “cumulative constraints per periodo on capacities” – restricciones acumulativas en las capacidades.
- **consc:** “linked storage constraints on capacities” – restricciones acumulativas por períodos en las capacidades.

- **corin:** “initial cores” - núcleo inicial.
- **corout:** “final cores” – núcleo final.
- **gbda:** “global bounds on activities” – límites globales en las actividades.
- **mpc:** “market penetration on new capacities” – penetración en el mercado de las nuevas capacidades.

Para las actividades existen once tipos de restricciones que pueden ser aplicadas:

- **abba:** “annual bounds on activity” – límites anuales en la actividad.
- **bda:** “bounds on activity” – límites en la actividad.
- **con1a:** “constraints type 1 on activities” – restricciones tipo 1 en las actividades.
- **con2a:** “constraints type 2 on activities” – restricciones tipo 2 en las actividades.
- **conca:** “cumulative constraints on activities” – restricciones acumulativas en las actividades.
- **conpa:** “cumulative constraints per period on activities” – restricciones acumulativas por período en las actividades.
- **consa:** “linked storage constraints on activities” – restricciones ligadas al almacenamiento en la actividades.
- **inp:** “secondary input” – entradas secundarias.
- **mпа:** “marked penetration on activities” – penetración en el mercado de las actividades.
- **output:** “secondary output” – salidas secundarias.
- **softlims:** “soft limits” (interpolated increases) – límites flexibles (interpolo los aumentos).

En la etiqueta **Technologies** la pantalla es la misma en las tres bases de datos.  
Se ingresan como datos de entrada:

- Código de la tecnología.
- Factor de planta, Vida útil de la planta.
- Costo de inversión.
- Costo fijo de operación y mantenimiento.
- Capacidad instalada y año de instalación.
- Potencia mínima y máxima de operación.
- Porcentaje de tiempo de operación.
- Tamaño de la unidad.
- Tiempo de construcción.

Para cada tecnología se puede emplear más de un combustible, en ese caso se cargan los datos de cada combustible en dos fichas distintas llamadas actividades.

En la etiqueta **Resource** se ingresan los siguientes datos de entrada:

- Nombre del recurso.
- Limite de extracción.
- Volumen del recurso
- Valor inicial de la extracción entre el año base y el primer año de modelado.
- Recurso remanente.

- Costo del recurso.
- Límite superior de extracción.

### 6.3. Optimización

El programa ha sido diseñado para resolver el modelo por optimización siguiendo dos pasos:

- Generación de una matriz.
- Optimización del modelo usando la matriz general.

Se selecciona y configura un escenario o se elige uno por defecto y luego se hace correr el programa.

El programa utiliza el método simplex para la optimización y completa la matriz con la solución óptima.

### 6.4. Resultados

El programa permite obtener los resultados del modelo de dos formas; modo interactivo, y por medio de un archivo que genera llamado “cin”.

El modo interactivo está preparado para seleccionar ciertas partes de la solución del modelo, las cuales se quieren expresar en forma de tablas y/o gráficos. Permite exportarlas en archivos Excel en forma automática.

El archivo “cin” le permite al usuario efectuar relaciones algebraicas entre las distintas variables calculadas en la optimización y generar nuevas relaciones y resultados.

### 6.5. Formulación Matemática del Programa

El código de cómputo del generador de la matriz produce ecuaciones según esta formulación, los datos de la entrada determinan la forma que estas ecuaciones toman realmente. En su formulación general el programa MESSAGE hace uso de modelos de programación lineal dinámica con opción de integración mixta. Esto implica que se dan todas las relaciones que definen la estructura de un modelo como restricciones lineales entre las variables continuas. Las variables son llamadas “Las Columnas”, y las ecuaciones “Las Filas”. Esta nomenclatura se deriva de la notación usualmente usada en modelización lineal en forma matricial.

Las variables (columnas) del MESSAGE se agrupan en tres categorías:

- Variables de flujo de energía: que representa una cantidad de flujo de energía anual. La unidad normalmente es MWyr para las regiones pequeñas y GWyr para las aéreas más grandes.

- Variables de energía: que representan la capacidad de producción de una tecnología (la unidad usual: MW o GW).
- Stock de acumulación: que representan la cantidad de un cierto combustible acumulado en un determinado momento del tiempo (la unidad usual: MWyr o GWyr)

Las restricciones (filas) generadas por el MESSAGE se pueden agrupar en las categorías siguientes:

- Balances de flujos de energía modelando el flujo de energía en la cadena energética desde la extracción del recurso vía la conversión, transporte, distribución hasta su utilización final.
- Relaciones relativas que limitan el agregado de las actividades en un año respecto a otras actividades.
- Restricciones dinámicas que ponen una relación entre las actividades de dos períodos consecutivos.
- Contadores que sólo se usan para los propósitos de contabilidad.

## **6.6. Regionalización**

Para el estudio de regionalización se utilizó el modelo MESSAGE, el cual posee una herramienta llamada “multi-región” en la que se puede representar partes de un país o varios países.

Con este objeto se pueden analizar efectos de cooperación (regional) entre las partes, interconexiones internas o internacionales, estudios sobre el mejor uso de recursos energéticos, confiabilidad de suministro, analizar políticas energéticas para abastecimiento y la modelación de partes específicas del sistema de energía.

A su vez, facilita modelar casos que sean muy complejos, al fraccionar el problema en términos más manejables, como por ejemplo: países de gran extensión con diversas opciones de suministro de energía.

En un estudio de un caso “multi-región”, el usuario modela sistemas de energía de dos o más “sub-regiones”, y define un área principal (“MAIN Region”) para optimizar simultáneamente estas “sub-regiones”, como una sola región. El programa considera una región principal como un caso de estudio y cada una de las sub-regiones como casos de estudio independiente. El usuario puede optimizar cada caso de estudio en forma independiente. (Se puede optimizar todas las regiones como una sola o cada una independiente.)

Para poder utilizar esta herramienta se necesitan cumplir las siguientes condiciones: igual horizonte de Planeamiento, igual región de carga e igual tasa de descuento, en todas las regiones.

Existen dos formas de correr un caso “Multi-Region”:

1. Se consideran “n” regiones, y se las vincula través de una región denominada MAIN (el cual representa el sistema de transporte entre regiones).
2. Se considera a una de las “n” regiones del “Multi-Region” como la MAIN.

Elegimos la primera opción porque permite visualizar con mayor facilidad la transferencia de electricidad entre regiones y mayor agilidad en la carga de datos.

Se pueden llevar a cabo diversos estudios utilizando esta herramienta, en el presente trabajo se analizará la Oferta Energética a nivel regional y se seleccionará la región más conveniente para la introducción de una Central Nuclear en el SADI (Sistema Argentino de Interconexión). Para aumentar la penetración de la energía nuclear en la matriz energética de República Argentina.

Para evaluar la competitividad nuclear en la expansión del parque de generación eléctrica de la República Argentina en el periodo 2004-2025 con el Modelo MESSAGE, se empleó el modelo auspiciado por IAEA: MESSAGE, con el fin de determinar la localización de una central nuclear en una de las ocho regiones para cubrir la futura capacidad necesaria. Este modelo tiene como función objetivo la minimización del costo total del sistema para el país. En la modelización se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Datos técnicos, económicos y ambientales de las tecnologías
- Agrupamiento del parque existente de las maquinas a simular.
- Adiciones y retiros de maquinas del parque fijo
- Requerimientos anuales del pico de demanda de potencia
- Curva de carga de la República Argentina

## 7. Análisis y procesamiento de los datos del modelo

### 7.1. Criterios y supuestos asumidos en la modelización

Lograr llevar a cabo la simulación en el programa MESSAGE implicó: definir las regiones y el “MAIN”, un año base y modelar sus estaciones, realizar una modelación de las “cadenas de energía”, definir las demandas y, definir también las tecnologías empleadas, para realizar la conversión entre la forma energía de entrada y la forma de energía de salida, en cada nivel de las cadenas energéticas, plasmar también las tecnologías de transmisión de la energía (líneas de alta tensión y gasoductos) que vinculan las regiones.

Se simuló el período 2004-2025, adoptando como año base el 2004.

Se adoptó una tasa de descuento del 10%, que es un valor estándar aceptado para este tipo de actividad.

En la modelación del año base se consideró: un año tipo estacional de cuatro estaciones (verano, otoño, invierno y primavera), con una duración de tres meses cada una, en las cuales existen dos tipos de días: laborales (de Lunes a Viernes) y días restantes (Sábados, Domingos y feriados).

Se definió la extensión de las partes de cada tipo de día. Los días laborales se dividieron en tres partes cuyas duraciones son el 30 %, el 50 % y el 20 % de un día de 24 horas, respectivamente; los días restantes se dividieron en dos partes cuyas duraciones son el 60 % y el 40 % de un día, respectivamente.

En la modelación de la cadena de energía de las regiones se definieron siete “Niveles”, dentro de los cuales existen las “Formas de Energía” que se detallan en el cuadro tabla 7.1.1:

Recursos	Uranio, Uranio_explorar, Carbon_Min, GN, GN_explorar
Primario	Uranio, Carbon_Min, GN, GNL
Transformaciones	Uranio_Nat, Uranio_LE, Carbon_Min_Nac, Carbon_Min_Imp, GN_Total, GN_Usinas, Fuel_Oil, Gas_Oil, GN_Inyeccion
Secundario	Carbon_Min, Fuel_Oil, Gas_Oil
Final	Fuel_Oil, Gas_Oil
Nodos	Nodo_ "Estacion.Transformadora"
Demanda	Dem-Elec_ "Region", Comercial+Entes oficiales_GAS, Residencial_GAS, Transporte_GAS, Industria_GAS

Cuadro 7.1.1: “Niveles” y “Formas de Energía” consideradas en las regiones.

En el “MAIN” se representa el sistema de transporte de energía eléctrica y gas. En la modelación del mismo se definieron ocho “Niveles”, dentro de los cuales existen las “Formas de Energía” que se detallan en el cuadro 7.1.2.

M-NOA	Recreo, Cobos
M-CEN	Malvinas, Río Grande, Alma Fuerte
M-CUY	Lujan
M-LIT	Rosario Oeste, Romang, Salto Grande, Colonia Elía

M-NEA	Resistencia, Rincón Santa María, Mercedes, Roque Saenz Peña
M-BA+GBA	Ramallo, General Belgrano, Bahía Blanca, Henderson, Nueva Campana
M-COM	Macachin, Puelches, Choele Choel
M-PAT	Puerto Madryn

Cuadro 7.1.2: “Niveles” y “Formas de Energía” consideradas en el MAIN.

Los “Niveles” representan un lugar virtual de cada región, en cambio, las “Formas de Energía” constituyen los nodos de la región que intercambian energía con otra región.

En la figura 7.1.3 se muestran, en forma esquemática, las tecnologías que vinculan cada uno de los niveles energéticos, tanto del “MAIN” como de las diferentes regiones. A su vez, se señalan los vínculos entre el “MAIN” y las diferentes regiones.

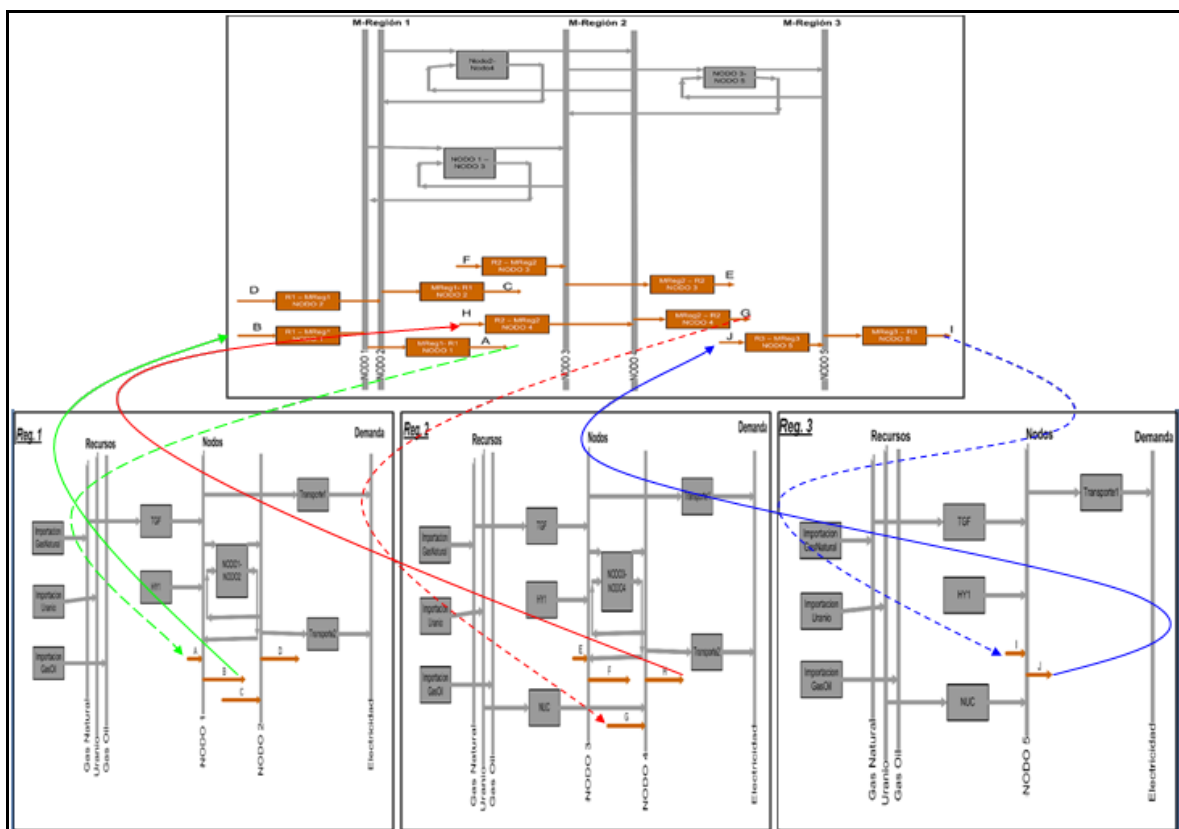


Figura 7.1.3: Detalle esquemático de las vinculaciones entre las regiones y el MAIN.

### 7.1.1. Demanda de energía eléctrica y de gas natural

Las demandas de electricidad de las regiones en el nivel final se fijaron a partir de los datos de Secretaría de Energía, quienes adoptaron una demanda estructural, la cual es obtenida de una modificación de la tendencia histórica, intensificando la penetración del Gas Natural y la Electricidad y la de otras fuentes tales como la Energía Solar, Eólica y biocombustibles. Al mismo tiempo adoptaron los efectos de las políticas URE.

Las políticas de URE se refieren a:

- En la electricidad se considera especialmente el ahorro de iluminación; Conservación de Alimentos y Acondicionamiento de Ambientes, aplicables a los Sectores Residenciales, Comerciales y Público.
- En el Sector Industrial las medidas de ahorro se concentraran en los sistemas de generación de vapor, de aislación de ductos, mantenimiento general y de válvulas. En los usos de electricidad de la Industria se darán fundamentalmente en Motores Eléctricos, ya que si bien las medidas son posibles en iluminación y Acondicionamiento de Ambientes su participación en el consumo eléctrico es relativamente baja.
- En la generación de calor o fuerza motriz utilizando combustibles es donde son mayores las posibilidades de ahorro (calderas, cocinas, calentadores, motores a ciclo Otto y ciclo Diesel).

A continuación se muestra en el cuadro 7.1.1.1, la cual detalla las demandas adoptadas en la modelación.

Año	NOA	CEN	NEA	LIT	BA-GBA	CUY	COM	PAT	Total País
2004	726	668	229	999	4813	636	265	363	8699
2005	802	695	239	1102	5310	701	280	401	9531
2006	880	723	251	1210	5830	770	297	440	10400
2007	961	751	262	1321	6365	841	313	480	11295
2008	1038	782	275	1427	6877	908	331	519	12156
2009	1083	813	288	1490	7179	948	349	542	12692
2010	1132	845	301	1556	7497	990	344	566	13232
2011	1180	879	315	1624	7822	1033	364	590	13807
2012	1226	914	330	1686	8122	1073	385	613	14349
2013	1272	951	346	1749	8425	1113	406	636	14897
2014	1317	989	362	1811	8725	1152	428	658	15442
2015	1365	1028	379	1876	9043	1194	545	682	16113
2016	1402	1070	397	1928	9289	1227	549	701	16562
2017	1439	1112	415	1979	9534	1259	552	720	17011
2018	1476	1157	435	2029	9777	1291	565	738	17468
2019	1508	1203	455	2074	9989	1319	579	754	17882
2020	1545	1251	477	2124	10235	1352	580	772	18335
2021	1576	1301	499	2166	10439	1379	608	788	18757
2022	1608	1353	522	2193	10648	1406	781	804	19316
2023	1638	1407	547	2235	10855	1434	707	819	19643
2024	1661	1464	573	2269	11004	1453	702	830	19955
2025	1689	1522	600	2308	11186	1477	736	844	20362

**Cuadro 7.1.1.1: Demanda de energía eléctrica de las regiones**

En cuanto a las demandas del componente gas asumidas en la modelación se fijaron a partir de los datos obtenidos de ENARGAS. Se destaca que los requerimientos ininterrumpibles de gas se clasifican en: comercial + entes oficiales, residencial, transporte e industria.

## 7.1.2. Tecnologías modeladas

### 7.1.2.1. Tecnologías empleadas en las regiones

Las tecnologías empleadas en los distintos niveles de las cadenas energéticas para realizar la conversión de una forma de energía en otra de las regiones, son presentadas en el cuadro 7.1.2.1:

Tecnología	Descripción
GN_Extrac	Extracción de gas natural

<b>Tecnología</b>	<b>Descripción</b>
Proc_GN	Planta de procesamiento gas natural
GN_Inyección	Inyección del gas natural al gasoducto
Imp_GN	Importación de gas natural proveniente de Bolivia
GN_Tr_Ppal	Distribución del gas natural
Imp_GO	Importación de gas oil
Imp_FO	Importación de fuel oil
“Región”-TV#	Turbinas de vapor; “Región”: indica la región a la cual pertenece; # indica el número de equipo en la región
“Región”-TG#	Turbina de gas; “Región”: indica la región a la cual pertenece; # indica el número de equipo en la región
“Región”-CC#	Ciclo combinado; “Región”: indica la región a la cual pertenece; # indica el número de equipo en la región
“Región”-NU#	Central núcleo-eléctrica; “Región”: indica la región a la cual pertenece; # indica el número de equipo en la región
“Región”-HI#	Central hidráulica; “Región”: indica la región a la cual pertenece; # indica el número de equipo en la región
Distr-Elec-“Estación Transformadora”	Distribución de energía eléctrica generada
“EE.TT.”-“EE.TT.” <sup>[38]</sup>	Transporte de energía de una estación transformadora a otra. (Representa la línea de alta tensión)
CAN_NU_“Región”#	Central núcleo-eléctrica candidata; “Región”: indica la región a la cual pertenece; # indica la localización de la central
PRO_TV#	Proyecto de turbina de vapor; # indica el número de equipo en la región
PRO_TG#	Proyecto de turbina de gas; # indica el número de equipo en la región
PRO_CC#	Proyecto de ciclo combinado # indica el número de equipo en la región
PRO_NU#	Proyecto de central núcleo-eléctrica; # indica el número de equipo en la región
PRO_HI#	Proyecto de central hidráulica; # indica el número de equipo en la región

<sup>[38]</sup>EE.TT.: Estación Transformadora

**Cuadro 7.1.2.1: Descripción esquemática de las tecnologías empleadas en las transformaciones de una forma de energía en otra.**

En el ANEXO se detalla el parque fijo, los proyectos y las candidatas asumidas en la modelación correspondientes a cada región.

### 7.1.2.2. Tecnologías empleadas en el MAIN

Las tecnologías empleadas en los distintos niveles de las cadenas energéticas para realizar el transporte de energía eléctrica y de gas son presentadas en el cuadro 7.1.2.2:

<b>Tecnología</b>	<b>Descripción</b>
R-“Región”_M-“Región”#	Tecnología que vincula a la Región con el MAIN; “Región”: indica la región a la cual pertenece; ; #

Tecnología	Descripción
	indica la estación transformadora de la cual se conecta
M-“Región”_R-“Región”#	Tecnología que vincula al MAIN con la región; “Región”: indica la región a la cual pertenece; ; # indica la estación transformadora de la cual se conecta
“Estación Transformadora”-“Estación Transformadora”	Transporte de energía de una estación transformadora a otra. (Representa la línea de alta tensión que vincula las regiones)
GAS_#	Gasoducto; # indica el nombre del gasoducto
CAN_ “Región-Región”	Línea de alta tensión candidata; “Región”: indica la región a la cual pertenece

Tabla 7.1.2.2: Descripción esquemática de las tecnologías empleadas en el MAIN.

### 7.1.3. Recursos

En lo referente a la disponibilidad de recursos para la generación de energía eléctrica y consumo de gas para uso comercial + entes oficiales, residencial, transporte e industria se detalla a continuación:

- Se adoptó como valor de disponibilidad 352421MWyr para el recurso carbón durante el período simulado.
- El recurso nuclear no presenta limitaciones de consumo durante el período simulado.
- Para los recursos gas oil y fuel oil no presentan limitaciones de consumo. Los costos variables se asumieron los presentados en la figura 7.1.3.1.

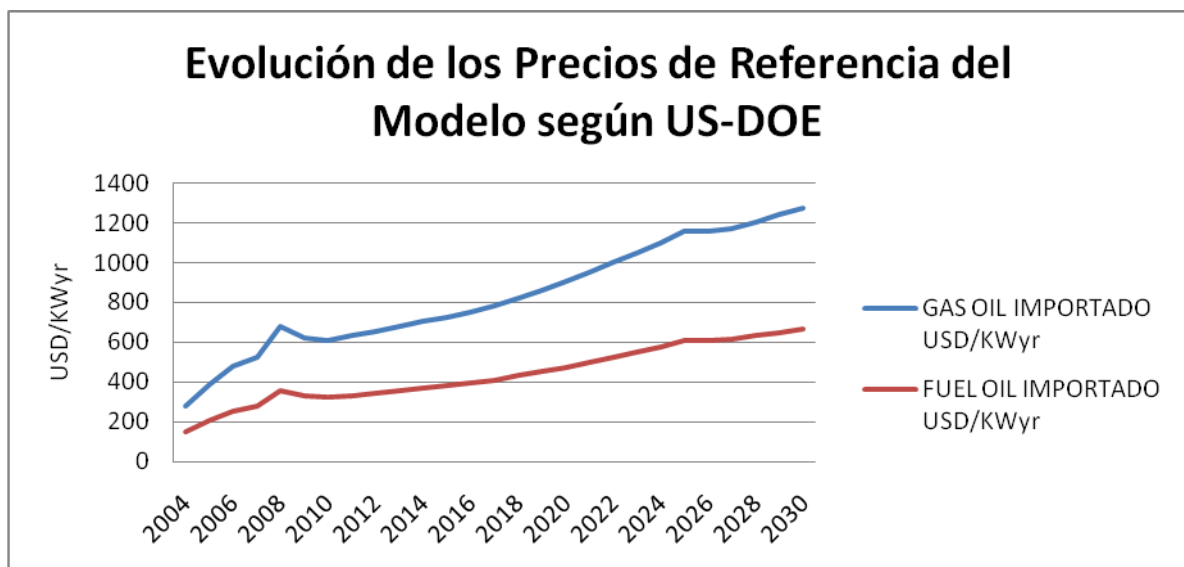


Figura 7.1.3.1: Evolución del costo variable de gas oil y fuel oil.  
Fuente: Report DOE/EIA-0383(2008)

- Para el recurso gas existen restricciones en el combustible. En el cuadro 7.1.3 se aprecian las reservas comprobadas y probables de gas adoptadas para la simulación.

Reservas Comprobadas y Probables de Gas hasta el Final de la Vida Útil de los Yacimientos por Cuenca Al 31/12/2004		
RESERVAS DE GAS		
	COMPROBADAS	PROBABLES
	MMm <sup>3</sup>	MMm <sup>3</sup>
TOTAL CUENCA DEL NOROESTE	97928	39115
TOTAL CUENCA CUYANA	462	188
TOTAL CUENCA NEUQUINA	286670	100651
TOTAL CUENCA G. SAN JORGE	36741	18752
TOTAL CUENCA AUSTRAL	152043	110049
<b>TOTAL PAIS-2004</b>	<b>573844</b>	<b>268756</b>

Tabla 7.1.3: Reservas comprobadas y probables de gas  
Fuente: Secretaría de Energía

En la figura 7.1.3.2 se aprecian los costos variables del gas natural y GNL asumidos en la modelación.

A su vez se detalla el precio de gas natural en *city gate* donde no se requirieron esfuerzos exploratorios (sólo las reservas “*comprobadas*” de gas natural), precio de gas natural en *city gate* con gastos de exploración, gas natural de origen boliviano y GNL.

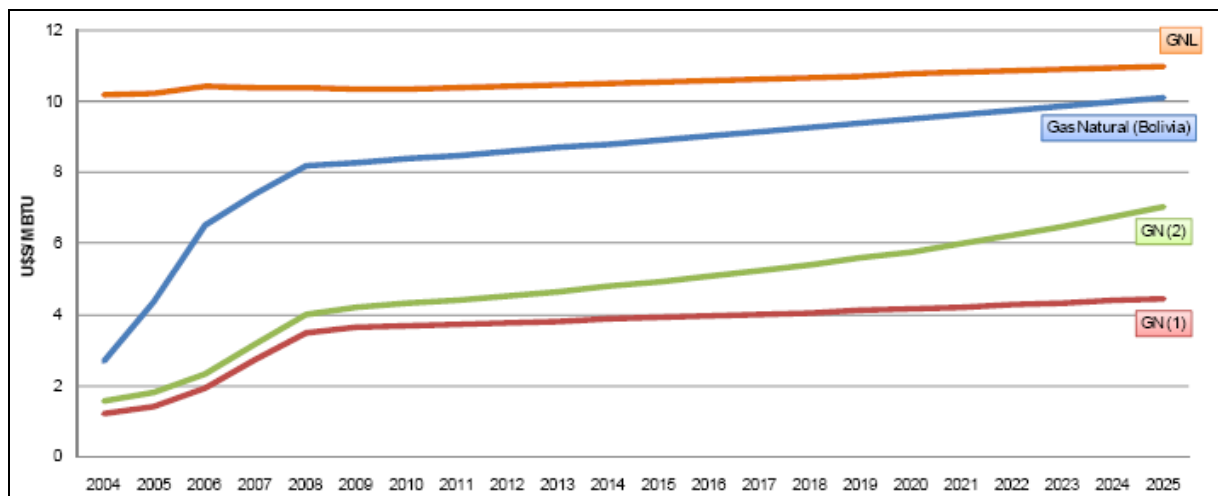


Figura 7.1.3.2: Evolución de los costos variables del gas.  
Fuente: Elaboración propia con datos extraído de las proyecciones del DOE

Notas:

- GN(1): incluye los costos de producción en boca de pozo y costos de transporte.
- GN(2): incluye los costos de producción en boca de pozo, costos de transporte y costos de exploración.
- Gas Natural (Bolivia): valor de frontera más costos de transporte.
- GNL: valor mercado Atlántico más costos de regasificación.

#### 7.1.4. Cálculo de los volúmenes de reservas disponibles para gas natural

El cálculo efectuado para la determinación de las reservas de Gas Natural se detalla a continuación.

Reservas de Gas natural comprobadas de la Cuenca del Noroeste: 97928 MMm<sup>3</sup>

Poder Calorífico del gas adoptado por Secretaría de Energía: 9300 kcal / m<sup>3</sup>

Equivalente mecánico: 1,163 10<sup>-3</sup> kWh / kcal

$$9300 \text{ kcal / m}^3 * (1,163 \cdot 10^{-3} \text{ kWh / kcal}) = 10,8159 \text{ kWh / m}^3$$

Gas para electricidad

$$97928 \cdot 10^{+06} \text{ m}^3 * 10,8159 \text{ kWh / m}^3 = 1,05918 \cdot 10^{+12} \text{ kWh}$$

$$1,05918 \cdot 10^{+12} \text{ kWh} * (1 \text{ MWh / } 1000 \text{ kWh}) = 1059179455 \text{ MWh}$$

Hay 8760 hs / yr

$$1059179455 \text{ MWh} / (8760 \text{ hs / yr}) = 120910,897 \text{ MWyr}$$

Resulta entonces como valor para las reservas de gas natural de la Cuenca del Noroeste 120910,897 MWyr.

Se efectuó el mismo cálculo para las reservas comprobadas y probables de las distintas cuencas del país.

#### 7.1.5. Gasoductos

En el cuadro 7.1.5 se indican los gasoductos modelados, la capacidad nominal, % de pérdidas y el costo de transporte correspondiente a cada uno.

Gasoducto	MMm <sup>3</sup> /día	Capacidad (MW)	% de pérdidas	\$/m <sup>3</sup>
Gasoducto Norte	24,3	10951	5,20	0,03918
Gasoducto Centro Oeste	33,2	14962	3,83	0,014757
Gasoducto Neuba I	14,1	6354	2,80	0,01803
Gasoducto Neuba II	28,9	13024	2,80	0,01803
Gasoducto San Martín	31,9	14376	7,91	0,027215
<b>Capacidad Nominal de Transporte de GN</b>	<b>132</b>	<b>59668</b>		

Cuadro 7.1.5: Capacidad nominal de los Gasoductos.  
Fuente: ENARGAS [9]

El cálculo efectuado para la determinación de la capacidad de los gasoductos expresados en MW se detalla a continuación.

$$\text{Capacidad (MW)} = \frac{(X \text{ m}^3/\text{día}) * 10^6 * 9300 \text{ kcal/m}^3 * (0,001163 \text{ kWh/Kcal})}{(1000 \text{ kW/ MW}) * (24 \text{ hs/ día})}$$

El porcentaje de pérdida y el costo del transporte de gas (expresado en  $\$/m^3$ ) se obtuvieron a partir de la RESOLUCIÓN ENARGAS N° 1805/2000-ANEXO I y de la RESOLUCIÓN ENARGAS N° 1806/2000-ANEXO I.

### 7.1.6. Líneas de transporte

En el cuadro 7.1.6 se indican las líneas de transporte modeladas y la potencia correspondiente a cada una.

<b>Línea de transporte</b>	<b>MV</b>	<b>cos&amp;</b>	<b>Límite térmico (A)</b>	<b>Potencia (MW)</b>
El Bracho-Recreo	0,5	0,8	1250	866
Recreo-Malvinas	0,5	0,8	1250	866
Malvinas-Alma Fuerte	0,5	0,8	1250	866
Alma Fuerte-Embalse	0,5	0,8	1754	1215
Embalse-Río Grande	0,5	0,8	1486	1030
Río Grande-Luján	0,5	0,8	1250	866
Lujan-Gran Mendoza	0,5	0,8	1250	866
Alma Fuerte-Rosario Oeste	0,5	0,8	1600	1109
Rosario Oeste-Santo Tomé	0,5	0,8	2000	1386
Santo Tomé-Romang	0,5	0,8	1250	866
Mercedes-Rincón Santa María	0,5	0,8	1250	866
Rosario Oeste-Río Coronda	0,5	0,8	1250	866
Río Coronda-Santo Tomé	0,5	0,8	1250	866
Romang-Resistencia	0,5	0,8	1250	866
Resistencia-Paso de la Patria	0,5	0,8	1000	693
Paso de la Patria -Rincón Santa María	0,5	0,8	1000	693
Yacyreta-Rincón Santa María	0,5	0,8	2000	1386
Salto Grande Argentina-Rincón Santa María	0,5	0,8	2000	1386
Salto Grande Argentina-Santo Tomé	0,5	0,8	1200	831
Salto Grande-Colonia Elia	0,5	0,8	2000	1386
Colonia Elia-Campana	0,5	0,8	2000	1386
Campana-Gral. Rodriguez	0,5	0,8	2000	1386
Gral. Rodriguez-Ezeiza	0,5	0,8	2000	1386
Gral. Rodriguez-Ramallo	0,5	0,8	1250	866
Ramallo-Rosario Oeste	0,5	0,8	1500	1039
Ezeiza-Abasto	0,5	0,8	2000	1386
Abasto-Olavarria	0,5	0,8	1616	1120
Abasto-Olavarria	0,5	0,8	2285	1583
Olavarria-Bahía Blanca_1	0,5	0,8	2169	1503

Línea de transporte	MV	cos $\phi$	Límite térmico (A)	Potencia (MW)
Olavarria-Bahía Blanca_2	0,5	0,8	1616	1120
Gral. Rodriguez-Gral. Belgrano	0,5	0,8	1616	1120
Ezeiza-Henderson	0,5	0,8	1616	1120
Gral. Belgrano-Colonia Elia	0,5	0,8	1616	1120
Bahía Blanca-Choelchoel_1	0,5	0,8	2288	1585
Bahía Blanca-Choelchoel_2	0,5	0,8	1616	1120
Choelchoel-Piedra del Águila	0,5	0,8	1500	1039
Piedra del Águila-Alicura	0,5	0,8	1600	1109
Choelchoel-El Chocón_1	0,5	0,8	1500	1039
Choelchoel-El Chocón_2	0,5	0,8	1500	1039
Choelchoel-El Chocón_3	0,5	0,8	1500	1039
Choelchoel-Chocón Oeste	0,5	0,8	2357	1633
El Chocón-ChoconOeste_1	0,5	0,8	2000	1386
El Chocón-ChoconOeste_2	0,5	0,8	2000	1386
Chocón Oeste-Agua del Cajón	0,5	0,8	2000	1386
Chocón Oeste-Piedra del Águila_1	0,5	0,8	2136	1480
Chocón Oeste-Piedra del Águila_2	0,5	0,8	2136	1480
El Chocón-Cerrito de la Costa	0,5	0,8	1500	1039
El Chocón-Cerrito de la Costa	0,5	0,8	1500	1039
Planicie Banderita-Cerrito de la Costa	0,5	0,8	1000	693
Puelches-Cerrito de la Costa_1	0,5	0,8	1500	1039
Puelches-Cerrito de la Costa_2	0,5	0,8	1500	1039
Puelches-Henderson	0,5	0,8	1500	1039
Henderson-Ezeiza	0,5	0,8	1500	1039
Henderson-Macachín	0,5	0,8	1500	1039
Macachín-Puelches	0,5	0,8	1500	1039
Piedra del Águila-Piedra del ÁguilaHI_1	0,5	0,8	2136	1480
Piedra del Águila-Piedra del ÁguilaHI_2	0,5	0,8	2136	1480

Cuadro 7.1.6: Capacidad de las líneas de transporte de alta tensión.  
Fuente: CAMMESA. Elaboración propia.

El cálculo efectuado para la determinación de la potencia de las líneas de transporte se detalla a continuación.

$$\text{Potencia (MW)} = \sqrt{3} * 0.5 \text{ MV} * \text{límite térmico (A)} * \cos\phi$$

Donde se considera una línea trifásica.

A continuación se indican las restricciones en la red de transporte según CAMMESA.

- La potencia en la línea Recreo – Malvinas posee dos restricciones:
  1. Desde Recreo hacia Malvinas, la potencia de la línea se la considera 400 MW, corresponde al límite de estabilidad ante recierre monofásico exitoso. Está confirmado por el Transportista de AT (Transener) mediante el Informe 017/98.
  2. Desde Malvinas hacia Recreo, la potencia no debe superar el **30%** de la demanda del área NOA. Este límite puede ser superado si los Distribuidores y Grandes Usuarios de NOA están dispuestos a aceptar un mayor riesgo de colapso del área. En caso de no poder respetarse el anterior límite, por no existir suficiente generación en la zona, se eliminará la restricción durante el período que se mantenga la insuficiencia de generación.
- La máxima capacidad en la línea Gran Mendoza hacia Luján - Río Grande se lo considera 480 MW. Es un valor confirmado con el Transportista de AT (Transener) mediante nota GME/IO/058/98. Esto se debe por condiciones de sobrefrecuencia y de acuerdo con el análisis realizado por el Transportista de Distribución Troncal de la Región Cuyo (Distrocuyo), la máxima exportación del área es de **400 MW** (con fichado de generación de las C.H. Los Reyunos y Agua del Toro) (Nota GO 005/00 del 6 de diciembre del 2000). Si adicionalmente se encuentran en el esquema de sobrefrecuencia las máquinas de El Nihuil, el límite de exportación es de **480 MW** (Nota GO 042/00 del 7 de diciembre del 2000).

#### 7.1.7. Inversiones de las líneas de alta tensión

El cálculo efectuado para la determinación de la inversión de las líneas de transporte de AT (500 kV) se detalla a continuación.

$$\text{Inv. Línea de 500 kV} = (200000 \text{ U}\$/\text{km} * X \text{ km}) / \text{potencia que maneja}$$

$$\text{Donde Potencia que maneja (MW)} = \sqrt{3} * 0.5 \text{ MV} * \text{límite térmico (A)} * \cos\phi$$

El cálculo efectuado para la determinación de la inversión de las estaciones transformadoras (EE.TT.) se detalla a continuación.

$$\text{Inv. EE.TT.} = 30 \text{ millones } \$ / \text{potencia que maneja}$$

$$\text{Donde potencia que maneja} = X \text{ KVA} * 0.8$$

Donde el 0.8 está relacionado con rendimiento de los transformadores que se utilizan, es un valor teórico en este caso.

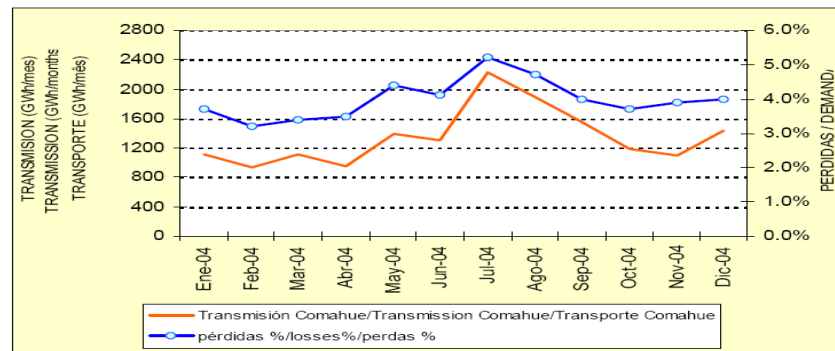
### 7.1.8. Pérdidas de transporte

En la figura 7.1.8 se observa que las pérdidas de energía ocasionadas por el transporte están fuertemente relacionadas con la cantidad de energía transmitida, pero se puede establecer un promedio de 3% para el total de energía transmitida entre Comahue y Gran Buenos Aires (COM – GBA).

#### Pérdidas de transporte durante el año 2004

Grid Losses  
Perdas de transporte

*El gráfico muestra el porcentaje de pérdidas, respecto de la energía demandada, durante el año 2004 en la red de transporte. Se puede observar la dependencia que tienen las pérdidas del transporte con el nivel de transmisión del corredor Comahue - GBA.  
This graph shows the loss percentage in the transmission grid with reference to energy demand throughout 2004. This illustrates the dependence on grid losses that transmission level in Comahue - GBA wire has.  
O gráfico mostra as percentagens de perdas, respeito à energia demandada durante o ano 2004 na rede de transporte. Pode-se observar a dependência que têm as perdas do transporte em relação com o nível de transmissão do corredor Comahue- GBA*



**Figura 7.1.8: Pérdidas de transporte.**  
**Fuente: Informe Anual CAMMESA 2004**

Tomando en cuenta que estas líneas tienen una longitud de 1250 km, se pudo establecer una relación lineal de 0.24% de pérdidas en la energía transportada cada 100 km de LAT.

## 8. Escenarios Planteados

Se plantearon cuatro escenarios en los cuales se incluyeron todos los supuestos y condiciones descriptos en el capítulo 7. A su vez, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones adicionales:

- el programa de ampliaciones del ENARGAS: entrada en operación del GNEA.
- Ley N° 26.190, en la cual se establece como objetivo a lograr, una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de 10 años a partir del 6 de diciembre del 2006.

Las variables analizadas fueron las ampliaciones de las líneas de transporte de alta tensión, un aumento en los recursos de gas natural, ya sea por descubrimiento de nuevos yacimientos o la modificación del contrato acordado con Bolivia, aumentando el volumen de importación, y un aumento del 20% en la capacidad de transporte de los gasoductos actuales.

En el “**Escenario 1**” se asumió la demanda estructural que incorpora las consideraciones de uso racional de la energía y mayor eficiencia en el consumo energético industrial, el nivel de reservas de hidrocarburos conocido hasta el momento, las obras de expansión de la red eléctrica previstas en Plan Federal de Transporte de Energía.

En el “**Escenario 2**” se adicionaron dos líneas de transmisión candidatas de alta tensión, una que vincula Puerto Madryn con Bahía Blanca y la otra de Henderson a Gran Mendoza a las consideraciones hechas en el Escenario 1.

En el “**Escenario 3**” a las suposiciones asumidas en el Escenario 1 y se le agregó un aumento en los recursos de gas natural manteniendo el precio estimado en la modelación y un aumento del 20% en la capacidad de transporte de los gasoductos.

En el “**Escenario 4**” se tomaron en cuenta las suposiciones asumidas en el Escenario 1 y se consideraron la oferta de las dos líneas de transmisión candidatas de alta tensión mencionadas precedentemente, el aumento en los recursos de gas natural manteniendo el precio estimado en la modelación y por último un aumento del 20% en la capacidad de transporte de los gasoductos.

Las dos líneas de transmisión candidatas de alta tensión, una que vincula Puerto Madryn con Bahía Blanca y la otra de Henderson a Gran Mendoza consideradas en los escenarios planteados, son proyectos planteados por CAMMESA con la intención de brindar un refuerzo a la infraestructura de transporte de energía eléctrica. Sin embargo, estos proyectos se encuentran pendientes de aprobación por parte de la Secretaría de Energía.

El aumento de las reservas de gas natural está fuertemente asociado a un incremento de las inversiones en exploración y producción en el mediano plazo.

## 9. Análisis de Resultados

### 9.1. Escenario 1

Los resultados obtenidos luego de la optimización de la modelación del Escenario 1 para el período de estudio se presentan a continuación, destacando las características más sobresalientes de cada región.

#### 9.1.1. Potencia Instalada

A continuación se presenta la evolución de la potencia instalada correspondiente a cada una de las regiones en las que se divide eléctricamente el país.

En la figura 9.1.1.1 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región NOA, en donde el parque fijo está compuesto por máquinas térmicas y en menor medida las tecnologías hidráulicas y renovables (constituidas por solar, mini-hidroeléctricas, biomasa e ingenios). A su vez se observa que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y renovables. Finalmente en los años 2017 y 2020 ingresan dos centrales nucleares de 1000 MW respectivamente.

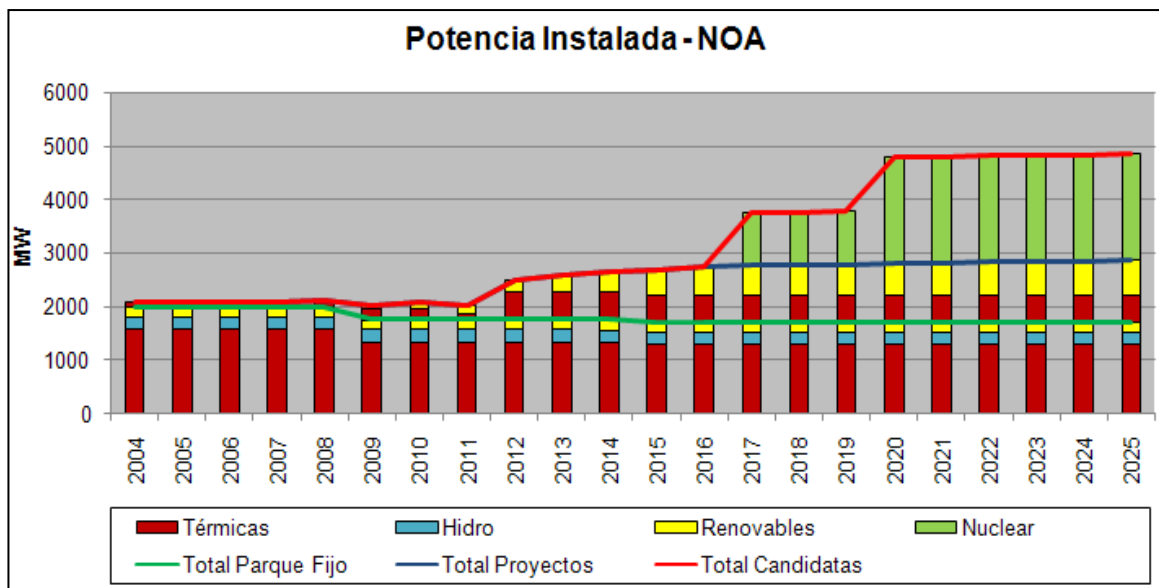


Figura 9.1.1.1: Potencia instalada NOA.

En la figura 9.1.1.2 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región CENTRO (CEN), en donde el parque fijo posee máquinas térmicas, hidroeléctricas y nucleares. También, se observa que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y en menor medida renovables (mini-hidroeléctricas). En cuanto a las candidatas entran tecnologías térmicas en los últimos años de estudio.

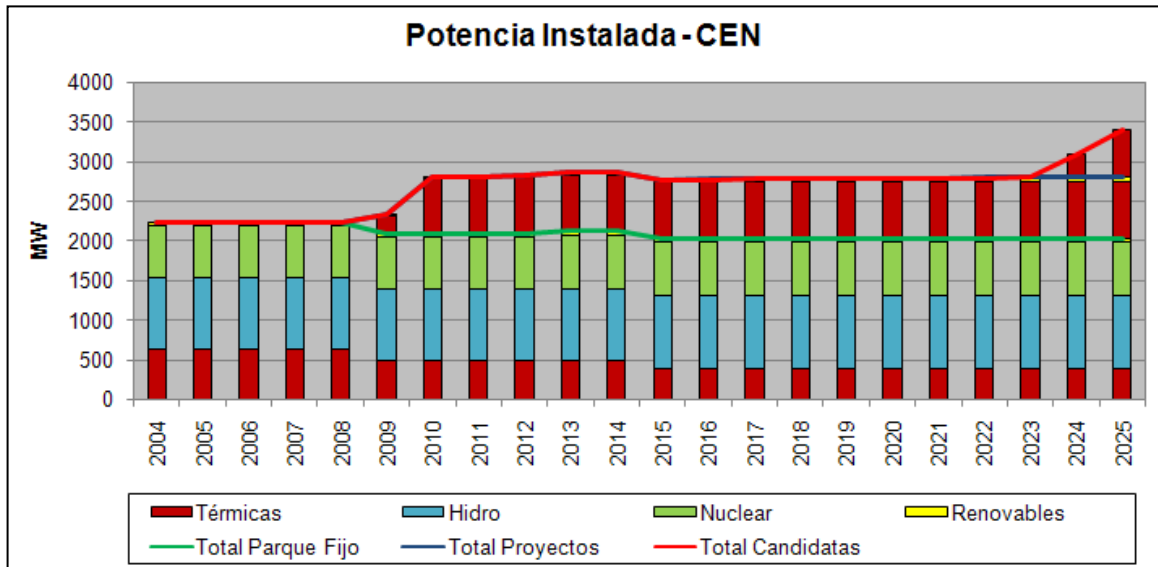


Figura 9.1.1.2: Potencia instalada CEN.

En la figura 9.1.1.3 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región CUYO (CUY), en donde el parque fijo posee una gran participación de capacidad hidráulica, térmica y en menor medida renovable (mini-hidroeléctrica). A su vez, se observa un leve ingreso de proyectos hidráulicos y renovables (mini-hidroeléctrica). En cuanto a las candidatas entran tecnologías térmicas en los últimos años de estudio.

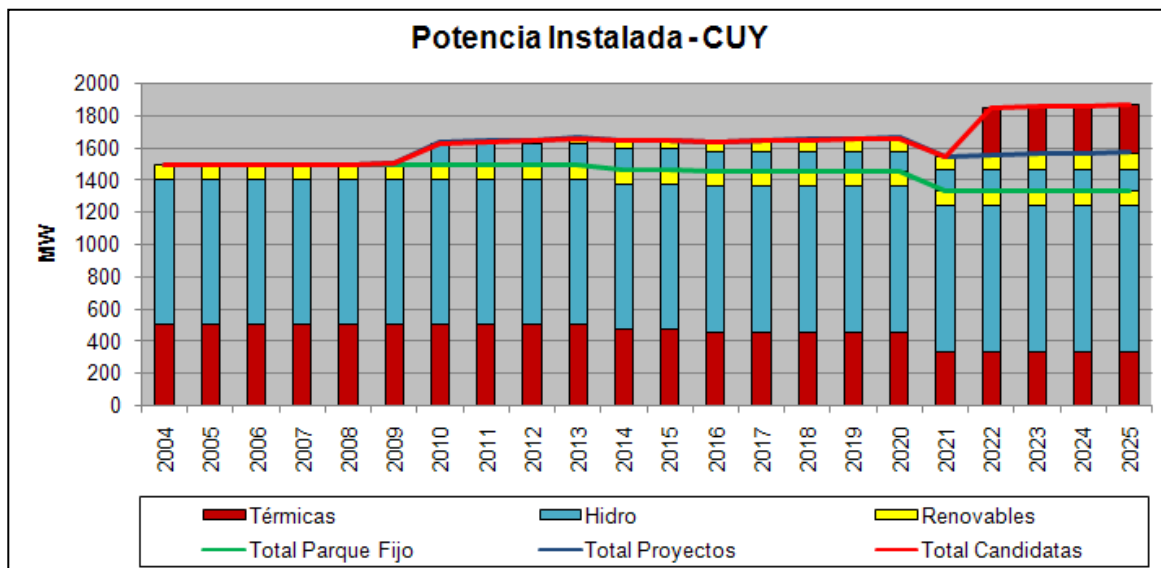


Figura 9.1.1.3: Potencia instalada CUY.

En la figura 9.1.1.4 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región NEA, en donde el parque fijo posee principalmente capacidad hidráulica. A su vez, se observa ingresos de proyectos y candidatas del mismo carácter y en menor medida renovables (biomasa y mini-hidroeléctricas).

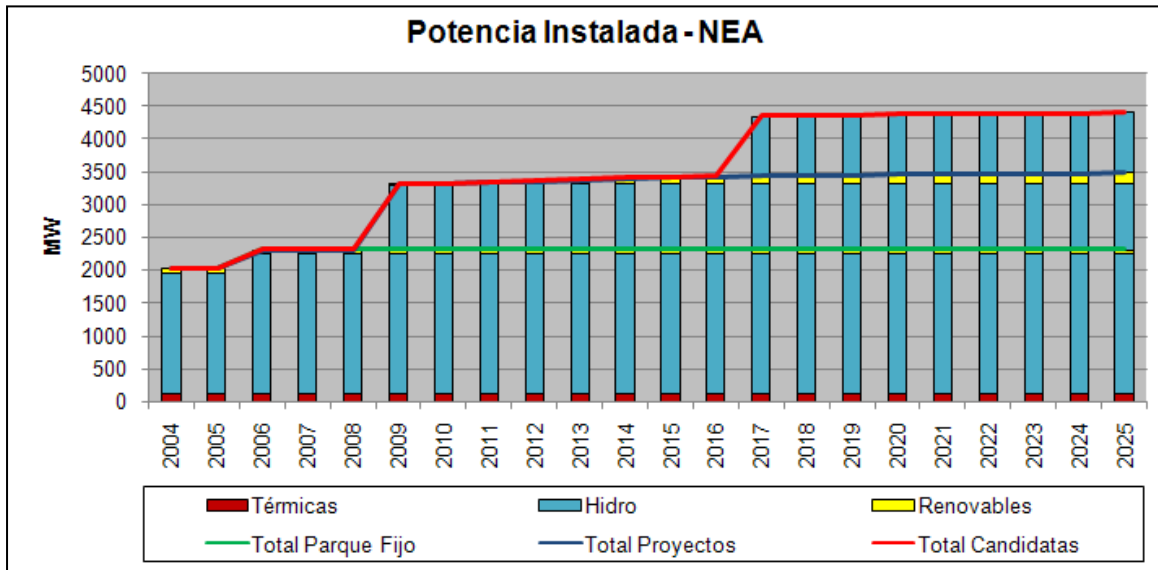


Figura 9.1.1.4: Potencia instalada NEA.

En la figura 9.1.1.5 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región LITORAL (LIT), en donde el parque fijo está compuesto principalmente por máquinas hidráulicas y en menor proporción por máquinas térmicas. A su vez, se observa en el año 2010 el ingreso de proyectos térmicos. Es de destacar que no se produce ingreso de máquinas candidatas.

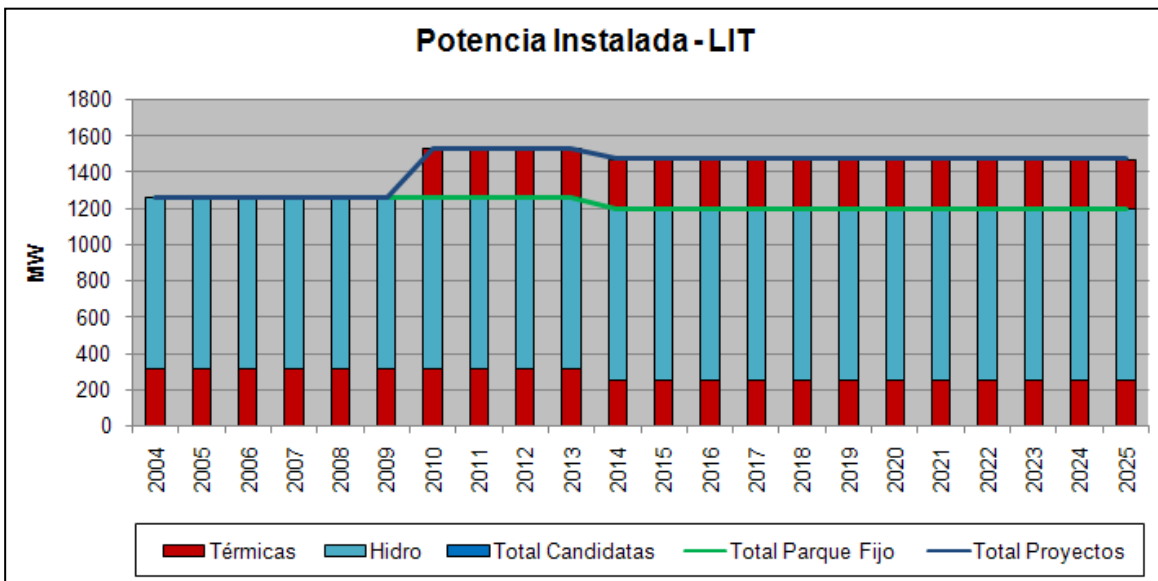


Figura 8.1.5: Potencia instalada LIT.

En la figura 9.1.1.6 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región de BUENOS AIRES Y GRAN BUENOS AIRES (BAS+GBA), en donde el parque fijo está compuesto solo por máquinas térmicas fósiles y nucleares. A su vez se observan que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y nucleares en el 2012. Finalmente en los años 2017 y 2020 ingresan dos centrales nucleares de 1000 MW respectivamente.

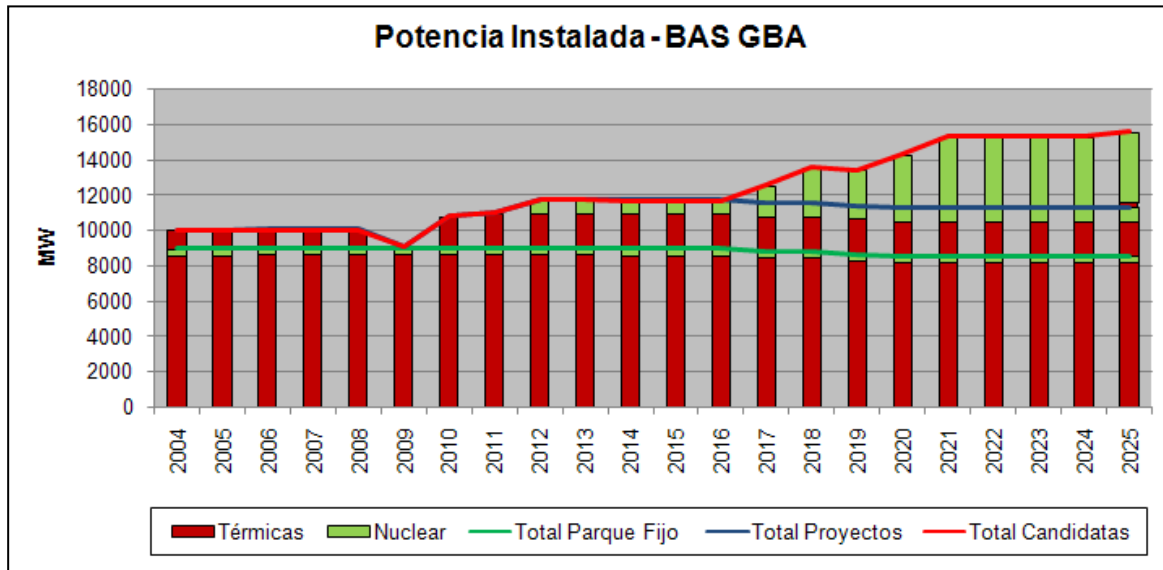


Figura 9.1.1.6: Potencia instalada BAS+GBA.

En la figura 9.1.1.7 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región COMAHUE (COM), en donde el parque fijo está compuesto principalmente por máquinas hidráulicas y térmicas con menor participación. A su vez se observa que en los últimos años de estudio ingresan solo candidatas hidráulicas. En cuanto a los proyectos renovables entran tecnologías geotérmicas y mini-hidroeléctricas.

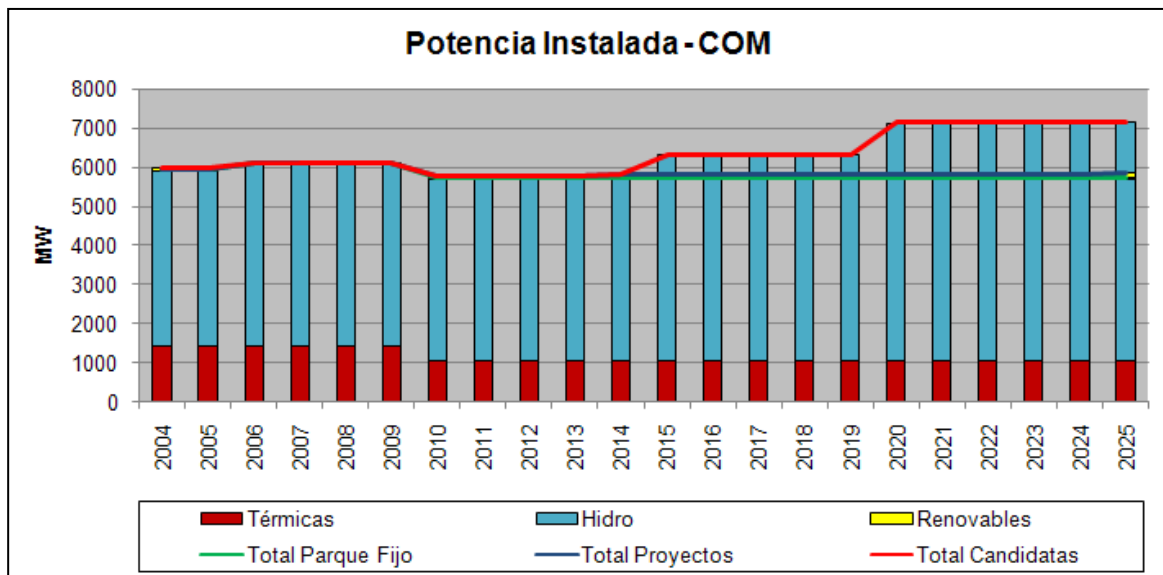


Figura 9.1.1.7: Potencia instalada COM.

En la figura 9.1.1.8 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región PATAGONIA (PAT), en donde el parque fijo está compuesto por máquinas térmicas e hidráulicas. A su vez se observa que en el año 2009 existe un fuerte ingreso de proyectos térmicos y renovables (eólicos y mini-hidroeléctricas) en menor proporción. También en el año 2014 se instalan grandes capacidades de candidatas hidráulicas y térmicas.

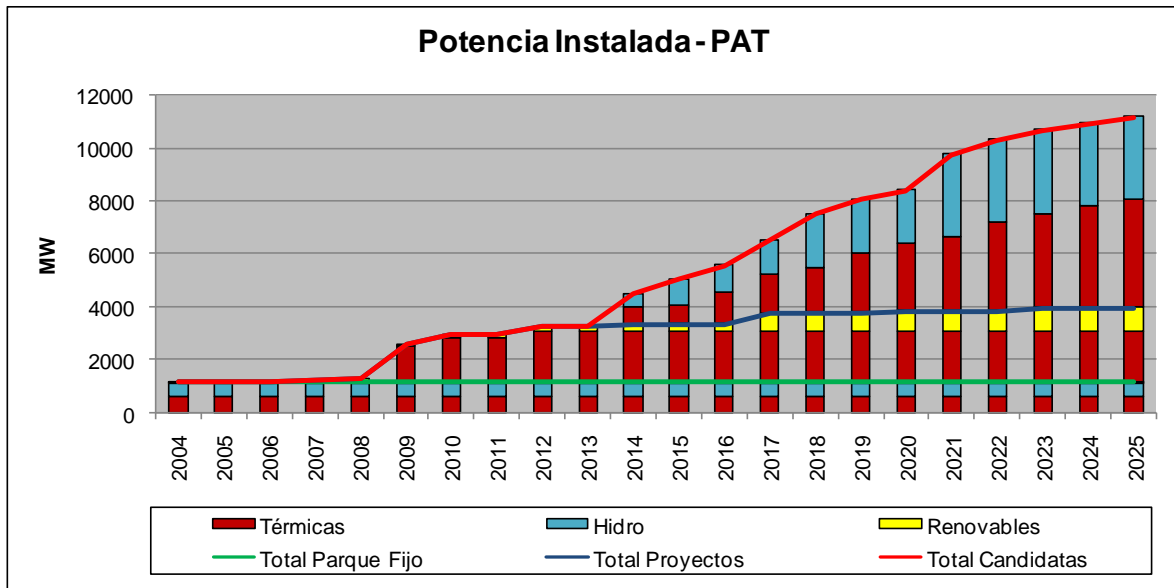


Figura 9.1.1.8: Potencia instalada PAT.

### 9.1.2. Generación

Al analizar la regionalización del país se obtienen intercambios de energía eléctrica entre regiones, ya que no todas ellas se abastecen por sí mismas, sino que requieren de la generación de otras para cubrir sus demandas. Para ello existen las líneas de transporte, las cuales posibilitan la vinculación eléctrica entre dichas regiones. A continuación se presenta para cada una de las regiones la generación y los intercambios eléctricos entre ellas.

**Región NOA:** En la generación de la región NOA en el año 2004 la participación térmica es de un 93% e hidráulica con un 7%. Al final del período de estudio, año 2025, esta relación cambia diversificando la matriz como se aprecia en la figura 9.1.2.1, con una participación del 53% de la generación nuclear.

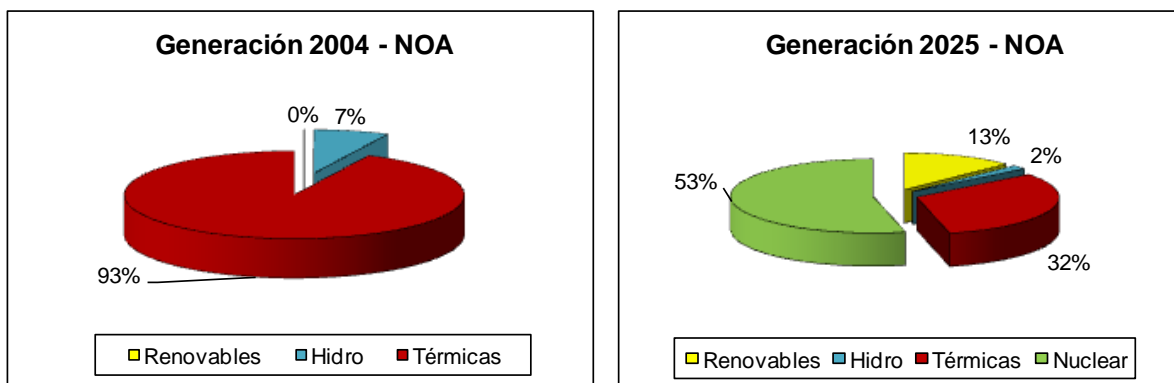


Figura 9.1.2.1: Generación 2004 y 2025 – NOA.

A continuación se presenta en la figura 9.1.2.2 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región NOA, en donde se observa que se trata de una región exportadora ya que se autoabastece y genera energía excedente a sus requerimientos durante todo el período de estudio.

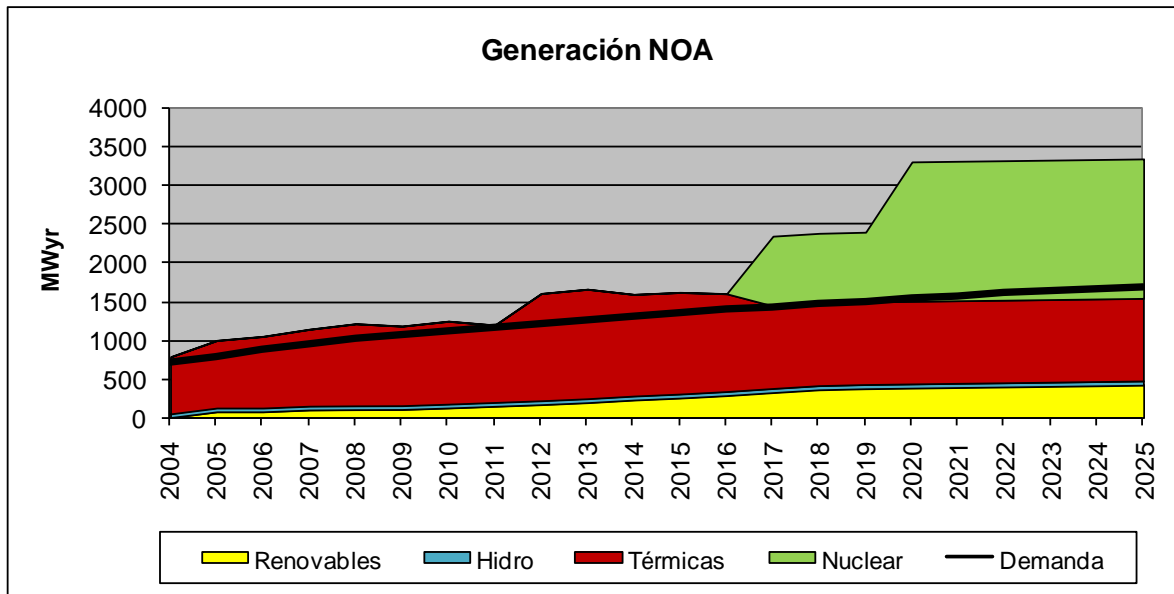


Figura 9.1.2.2: Evolución de la demanda y generación eléctrica – NOA.

La generación excedente de la región NOA, principalmente a partir del año 2017, se trasmite por las líneas de alta tensión a las siguientes regiones, según se muestra en la figura 9.1.2.3.

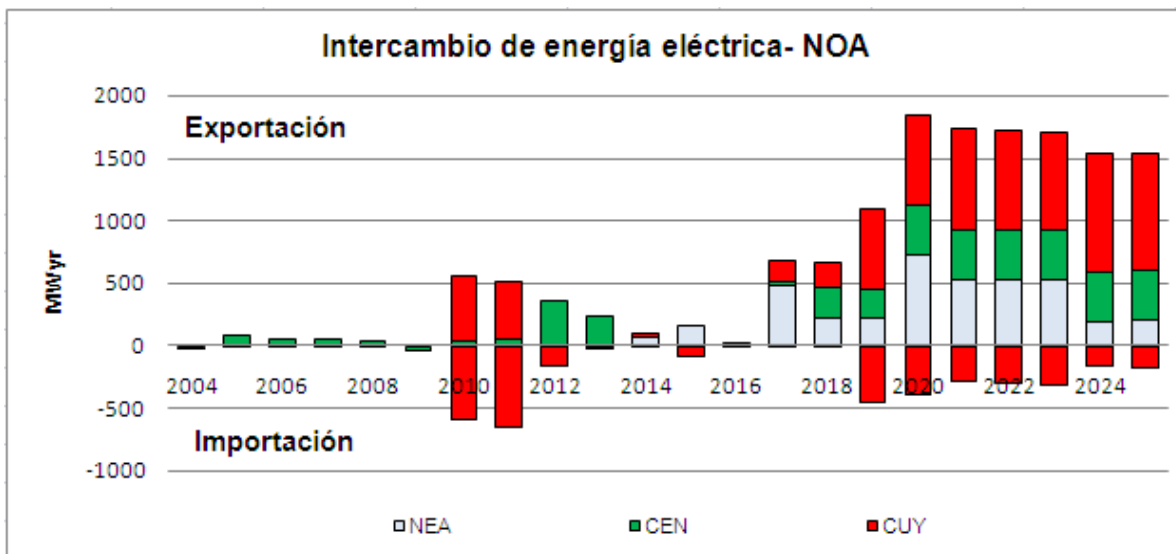


Figura 9.1.2.3: Intercambio de energía eléctrica – NOA.

Si bien es una paradoja importar y exportar en el mismo año a una región determinada, puede explicarse debido a que los requerimientos regionales son temporales, dado que la demanda de energía eléctrica no es constante a lo largo del año.

**Región CEN:** la generación en el año 2004 posee una matriz con una participación nuclear de 70%. Al final del periodo de estudio se produce un pequeño cambio en esta relación; se observa una participación térmica nula y un incremento en la nuclear como se aprecia en la figura 9.1.2.4.

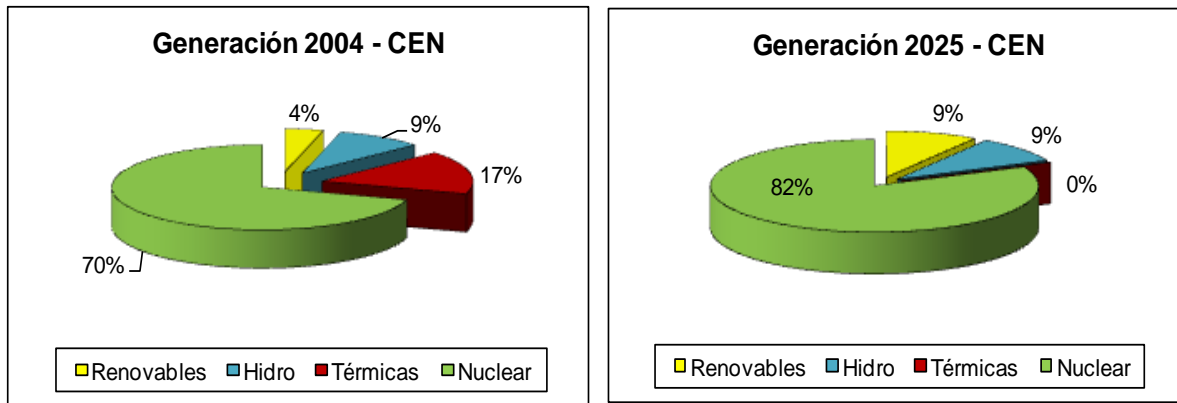


Figura 9.1.2.4: Generación 2004 y 2025 – CEN.

A continuación se presenta en la figura 9.1.2.5 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región CEN, en donde se observa que en los primeros años de estudio se autoabastece y a partir del año 2009 empieza a importar electricidad de otras regiones.

Para el año 2012 están previstas las obras de “extensión de vida” de la Central Nuclear Embalse, es por ello que en ese año sale de servicio y su generación es nula

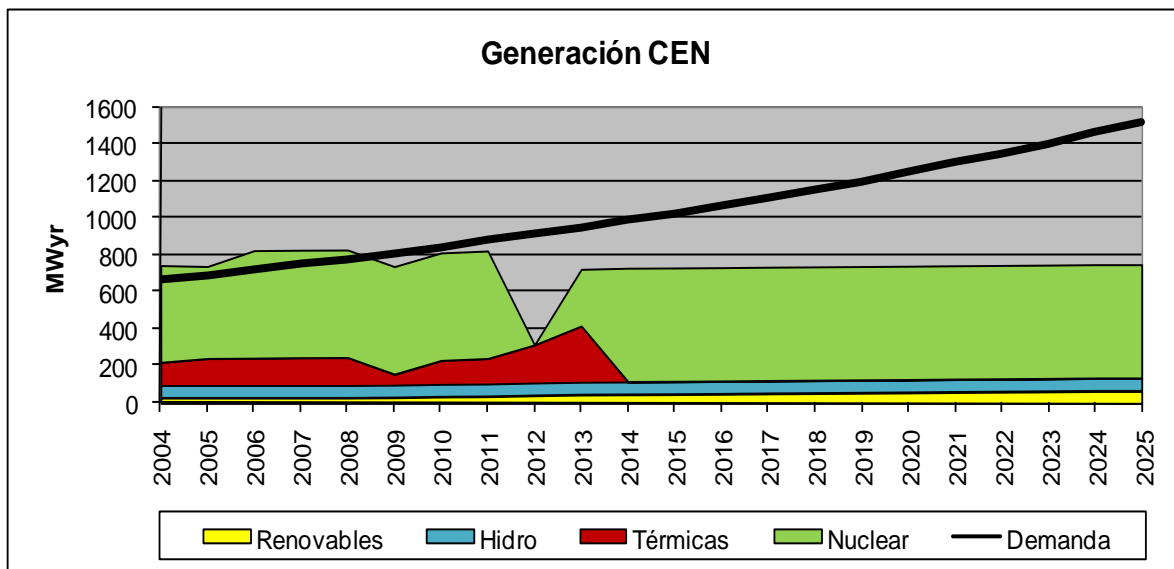


Figura 9.1.2.5: Evolución de la demanda y generación eléctrica – CEN.

En la figura 9.1.2.6 se aprecian las regiones de las cuales la región CEN importa energía eléctrica.

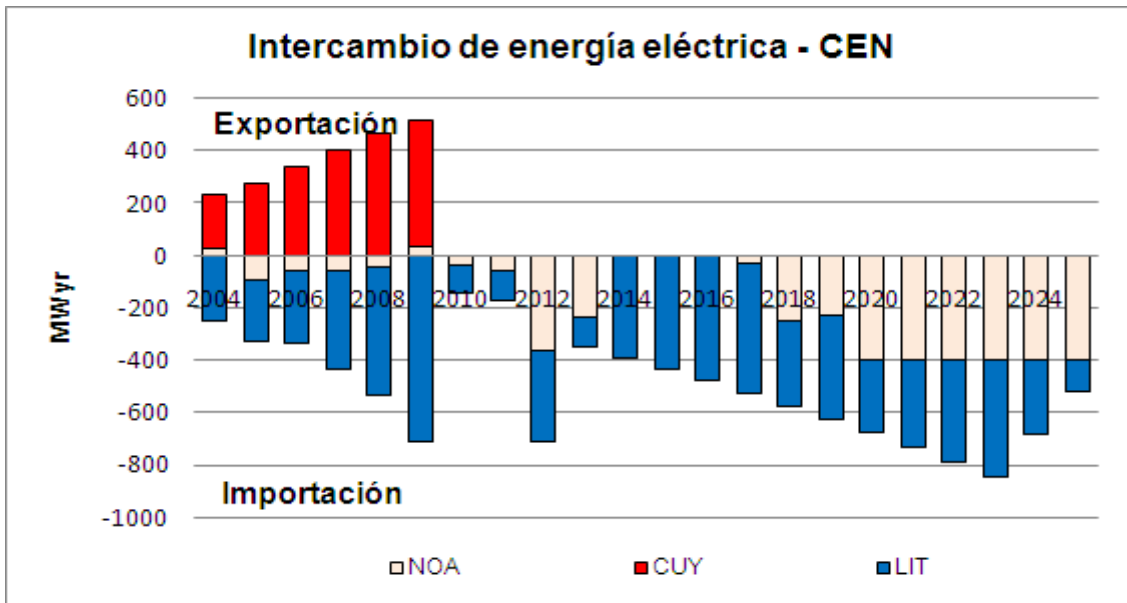


Figura 9.1.2.6: Intercambio de energía eléctrica – CEN.

La región CEN es netamente importadora. Se observa que en los primeros años de estudio la región CEN importa energía eléctrica de las regiones de LIT y NOA y simultáneamente exporta a CUY, constituyéndose esta región en un área de paso.

**Región CUY:** En la generación de la región CUY, en el año 2004 la participación térmica e hidráulica es semejante y posee un menor porcentaje de generación renovable. Al final del periodo de estudio esta relación cambia mostrándose un 48% de participación térmica como se aprecia en la figura 9.1.2.7.

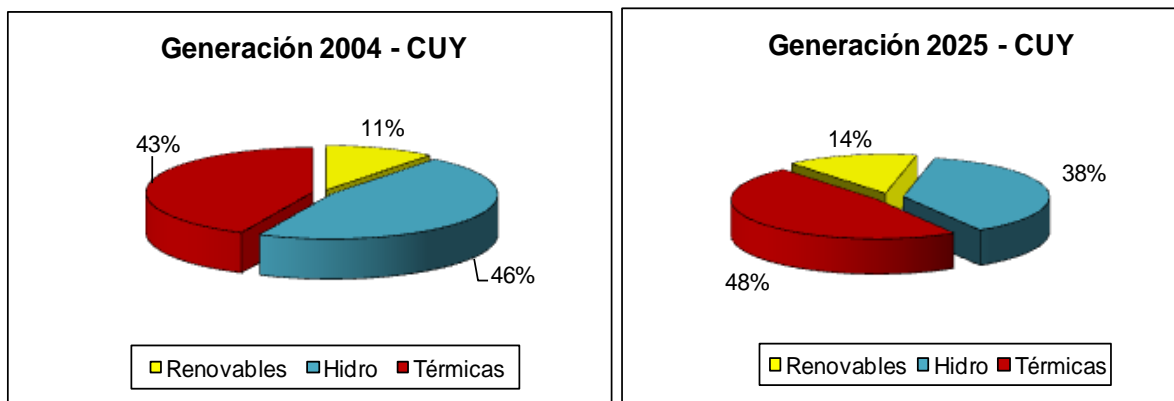


Figura 9.1.2.7: Generación 2004 y 2025 – CUY.

A continuación se presenta en la figura 9.1.2.8 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región CUY, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el periodo de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

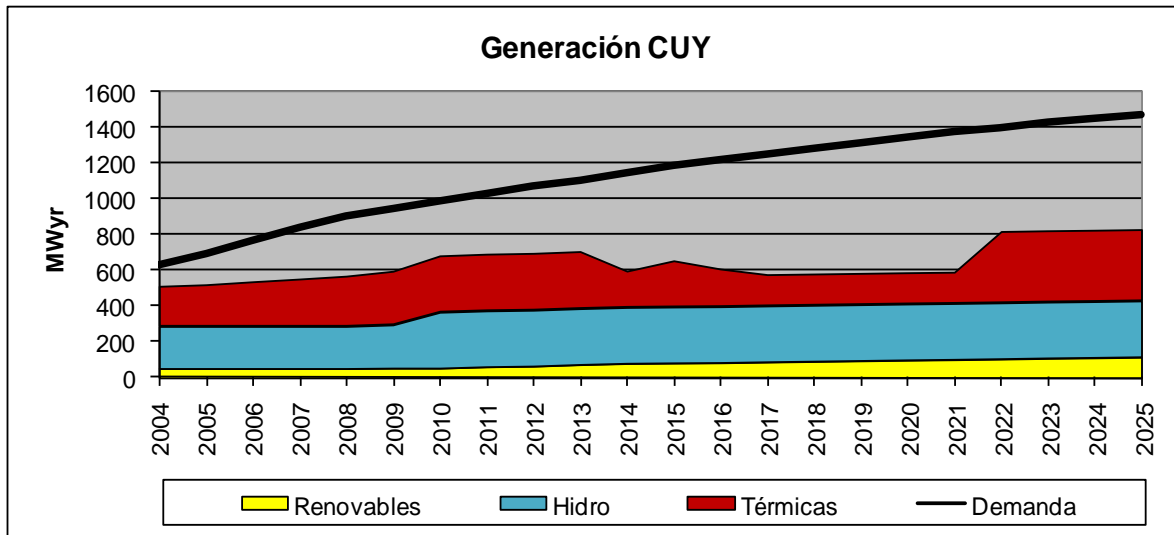


Figura 9.1.2.8: Evolución de la demanda y generación eléctrica – CUY.

En la figura 9.1.2.9 se aprecian las regiones de las cuales la región CUY importa energía eléctrica.

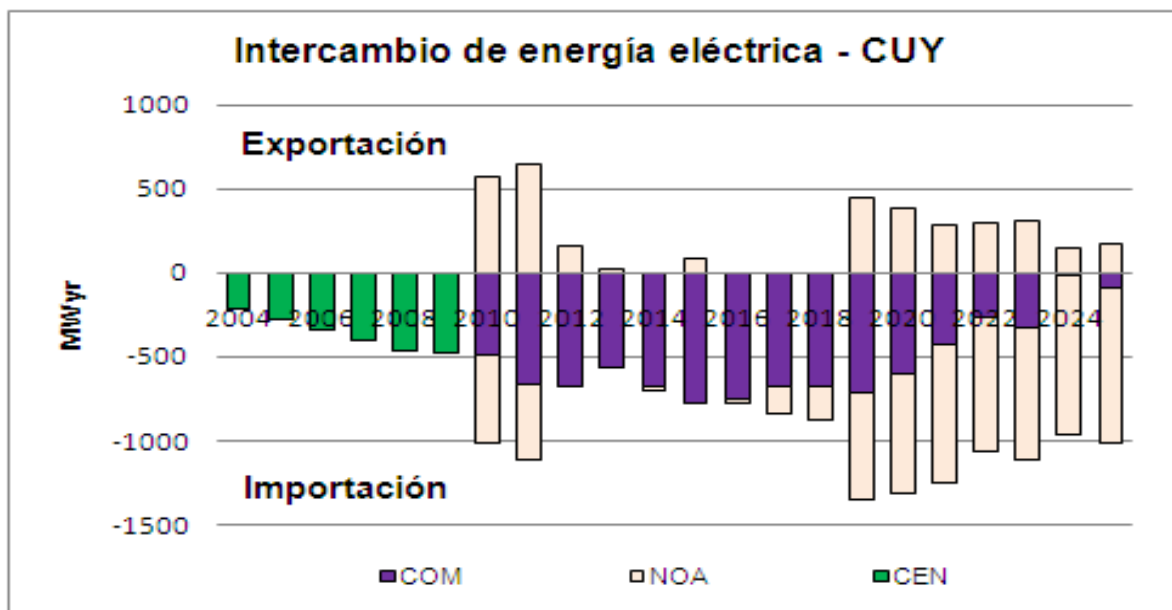


Figura 9.1.2.9: Intercambio de energía eléctrica – CUY.

Se observan que a partir de la construcción de los proyectos de las líneas de transmisión COM-CUY y NO-CUY, existe un gran intercambio de energía entre dichas regiones.

**Región NEA:** En la generación de la región NEA, en el año 2004 la participación hidráulica es de un 97%. Al final del periodo de estudio no se producen cambios significativos como se aprecia en la figura 9.1.2.10. En ambos años se observa una pequeña participación renovable (constituida por biomasa y mini-hidroeléctricas).

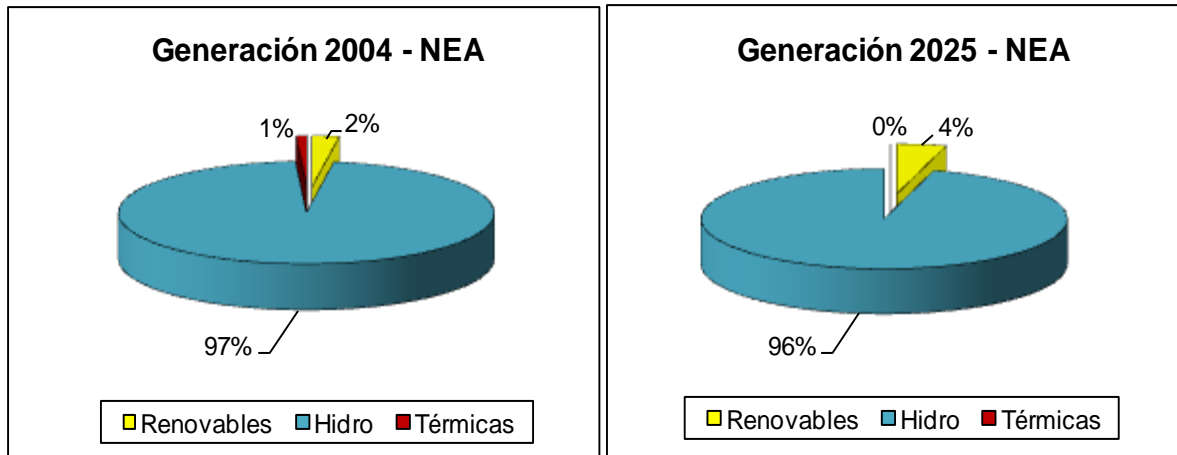


Figura 9.1.2.10: Generación 2004 y 2025 – NEA.

A continuación se presenta en la figura 9.1.2.11 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región NEA, en donde se observa que la misma se autoabastece y genera excedente de energía eléctrica respecto a sus requerimientos durante todo el período.

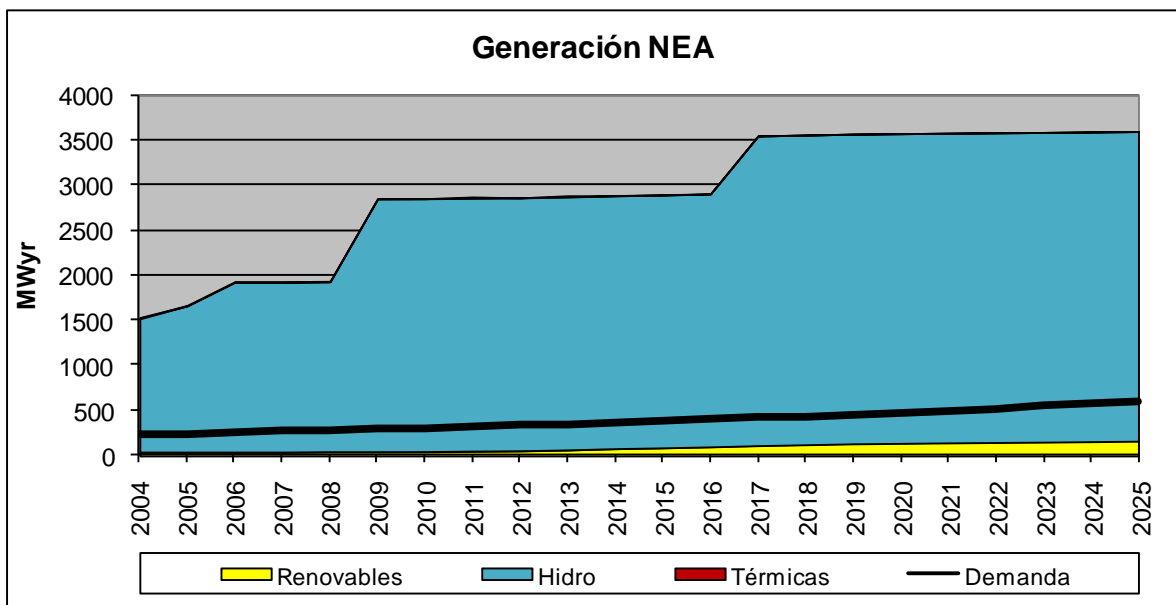


Figura 9.1.2.11: Evolución de la demanda y generación eléctrica – NEA.

En la figura 9.1.2.12 se aprecian las regiones a las cuales la región NEA exporta energía eléctrica. Es de destacar que dadas las características de la generación anual de Yacyretá (impuestas por el caudal natural del Río Paraná) se observa que hay energía de importación en algunos momentos del año.

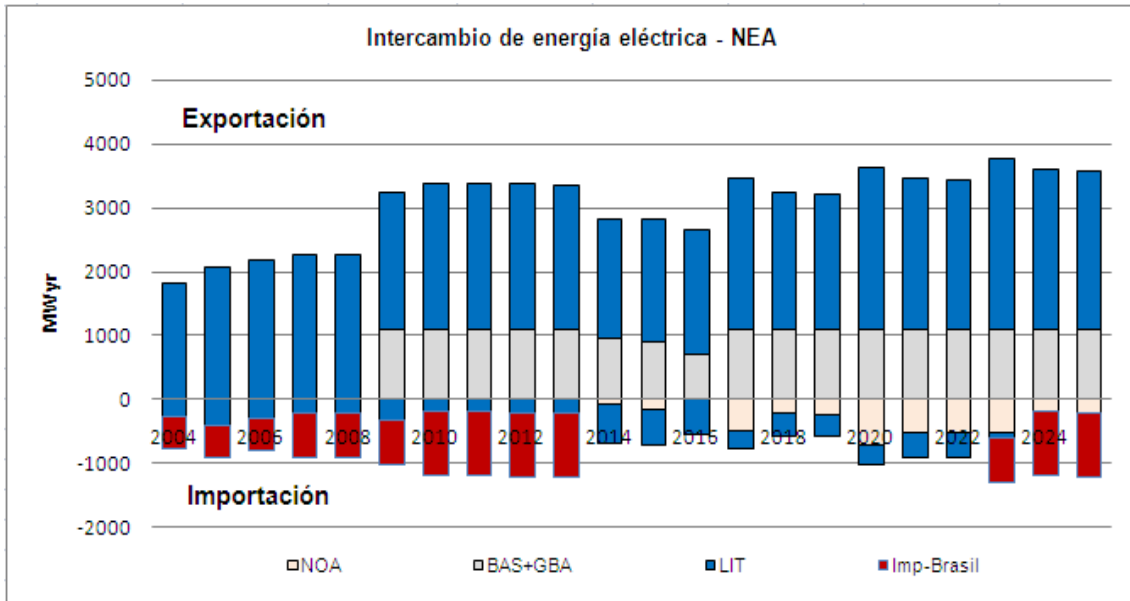


Figura 9.1.2.12: Intercambio de energía eléctrica – NEA.

Se observa un porcentaje de energía eléctrica proveniente de Brasil que se destina principalmente a la región LIT y de allí a BAS+GBA.

**Región LIT:** En la generación de la región LIT, en el año 2004 la participación hidráulica es de un 94% y térmica con un 6%. Al final del período de estudio la relación varía disminuyendo la participación hidráulica a un 86%, como se presenta en la figura 9.1.2.13

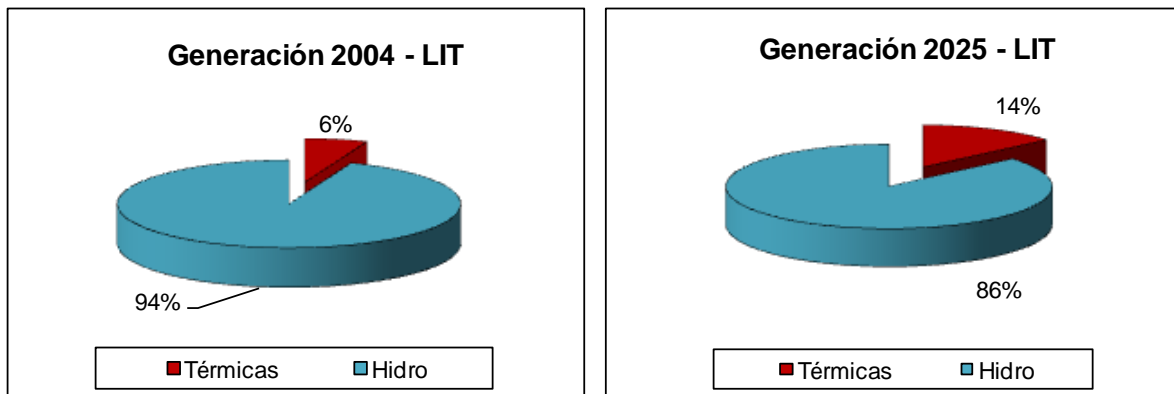


Figura 9.1.2.13: Generación 2004 y 2025 – LIT.

A continuación se presenta en la figura 9.1.2.14 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región LIT, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el periodo de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

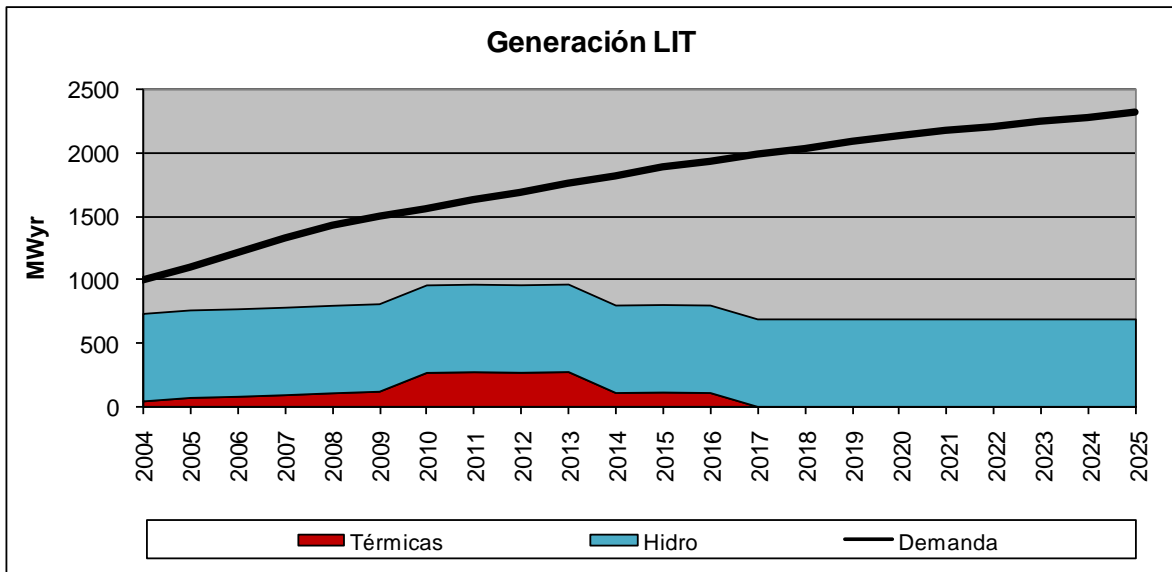


Figura 9.1.2.14: Evolución de la demanda y generación eléctrica – LIT.

En la figura 9.1.2.15 se aprecian las regiones de las cuales la región LIT importa energía eléctrica.

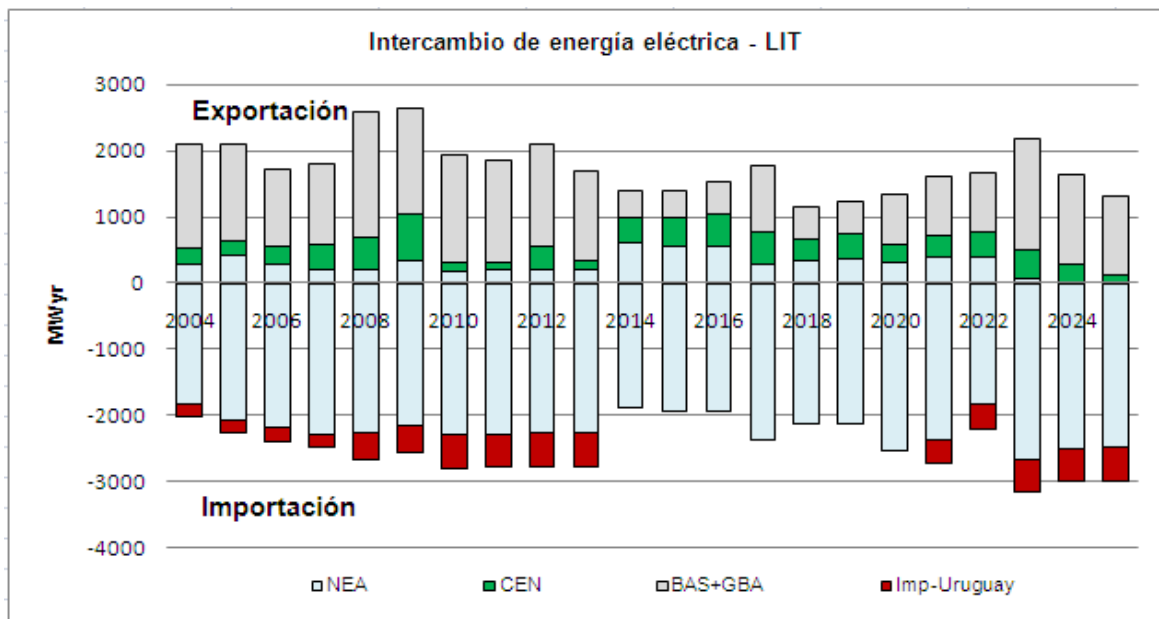


Figura 9.1.2.15: Intercambio de energía eléctrica – LIT.

Se observa un porcentaje de energía eléctrica proveniente de Uruguay. A su vez, se aprecia que gran parte de la energía importada del NEA es exportada principalmente a la región BAS+GBA y en menor medida a CEN, constituyéndose esta región en un área de paso.

**Región BAS+GBA:** En la generación de la región BAS+GBA en el año 2004 la participación térmica es de un 83% y nuclear con un 17%. Al final del periodo de estudio esta relación cambia aumentando la participación de la generación nuclear a un 61% como se aprecia en la figura 9.1.2.16.

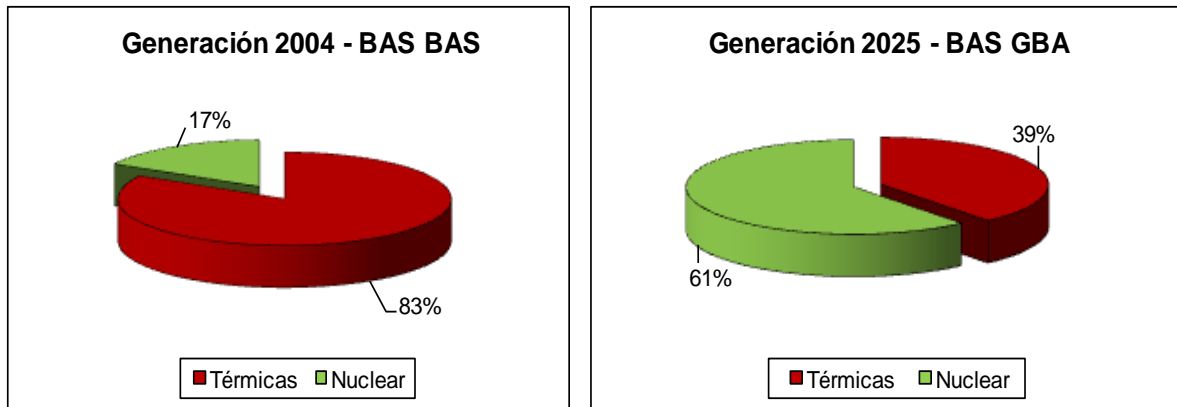


Figura 9.1.2.16: Generación 2004 y 2025 – BAS+GBA.

A continuación se presenta en la figura 9.1.2.17 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región BAS+GBA, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el periodo de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

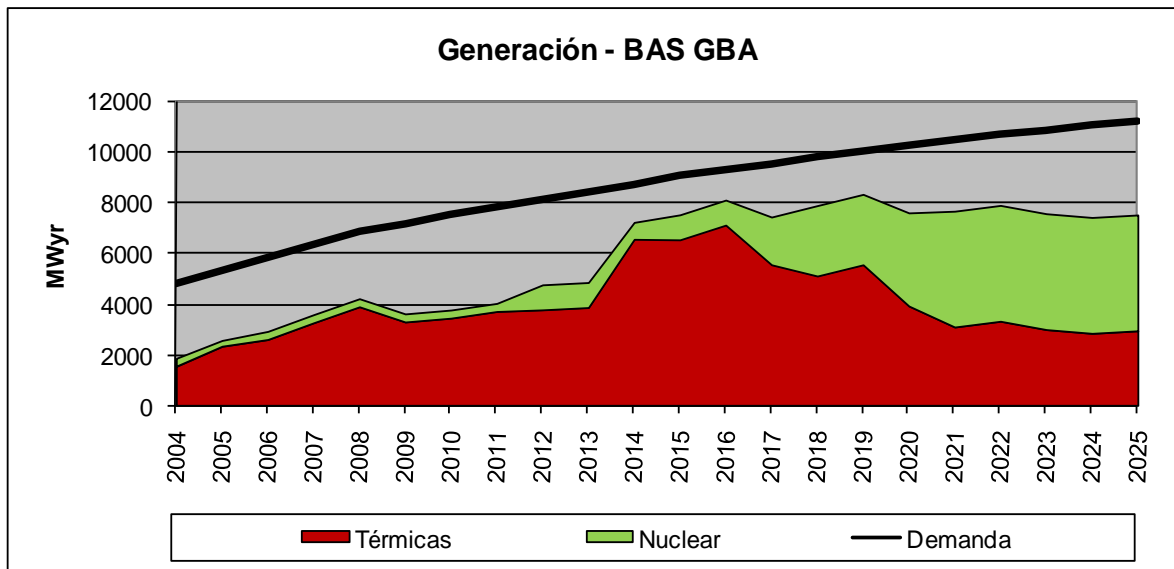


Figura 9.1.2.17: Evolución de la demanda y generación eléctrica – BAS+GBA.

En la figura 9.1.2.18 se aprecian las regiones de las cuales la región BAS+GBA importa energía eléctrica.

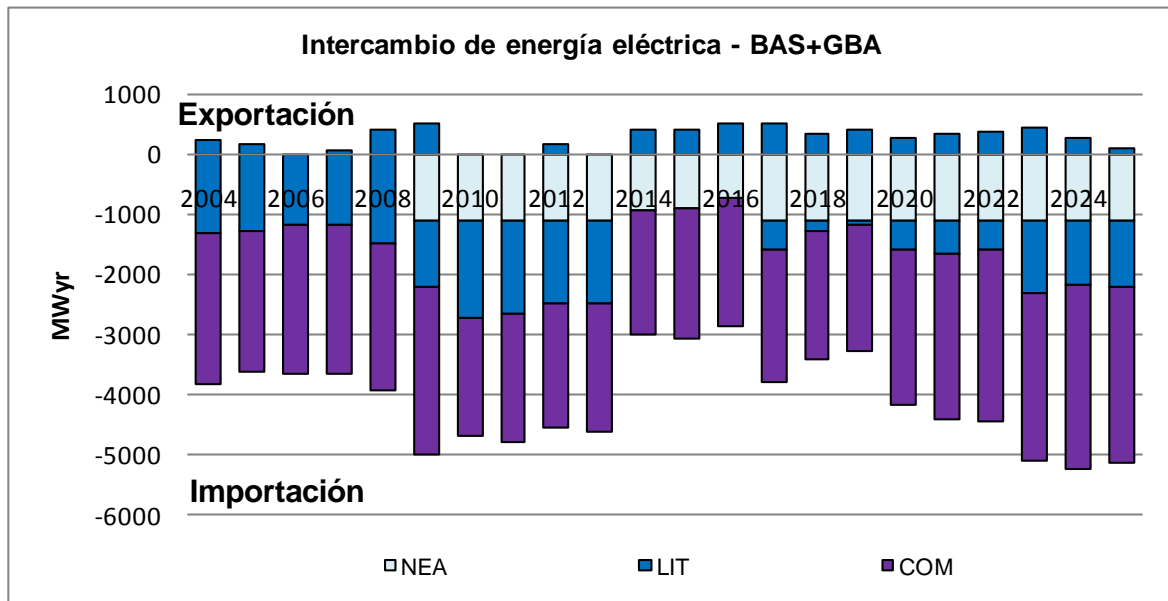


Figura 9.1.2.18: Intercambio de energía eléctrica – BAS+GBA

La región de BAS+GBA importa electricidad de PAT a través del COM. Se observa que a partir del año 2009, en el cual se construye el proyecto de la línea de alta tensión Yacretá, la región importa energía eléctrica directamente del NEA. A su vez, BAS+GBA importa electricidad del NEA a través del LIT.

**Región COM:** En la generación de la región COM en el año 2004 la participación hidráulica es de un 80% y térmica con 20 %. Al final del periodo de estudio la relación es principalmente hidráulica como se aprecia en la figura 9.1.2.19.

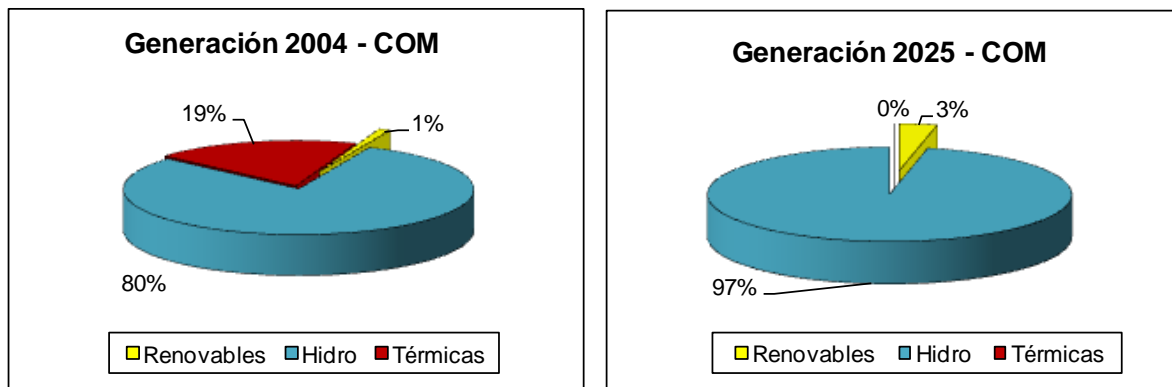


Figura 9.1.2.19: Generación 2004 y 2025 – COM.

A continuación se presenta en la figura 9.1.2.20 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región COM, en donde se observa que la misma se autoabastece durante el periodo de estudio y a su vez genera energía eléctrica excedente a sus requerimientos para exportar a otras regiones.

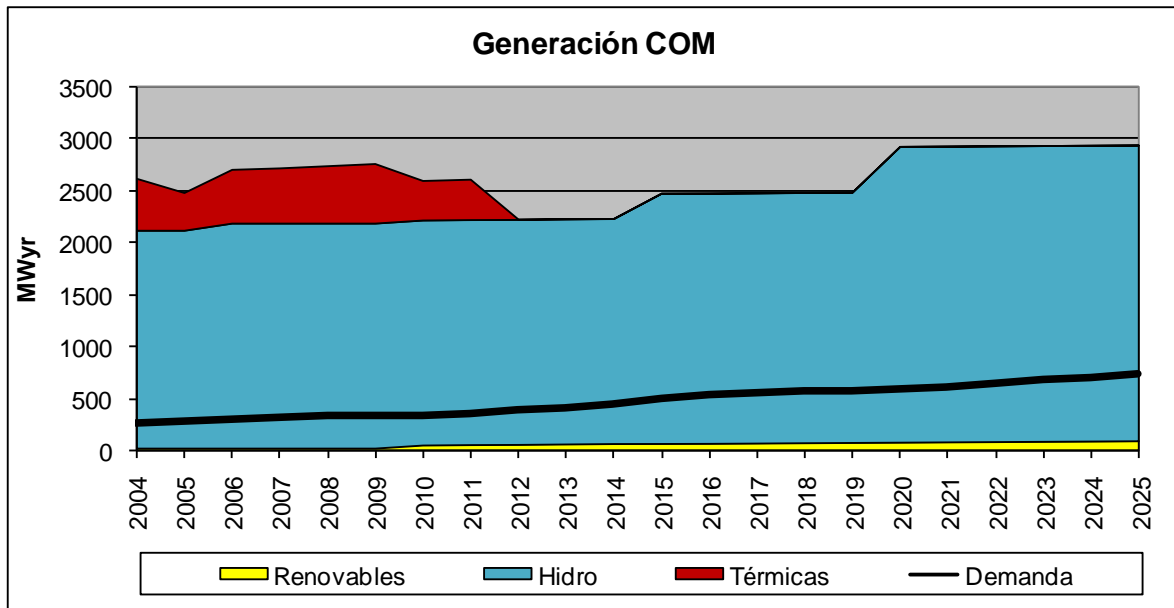


Figura 9.1.2.20: Evolución de la demanda y generación eléctrica – COM.

En los primeros años de estudio se observa la generación de alrededor de 1000 MWyr de tecnologías térmicas.

En la figura 9.1.2.21 se aprecian las regiones a las cuales la región COM exporta energía eléctrica.

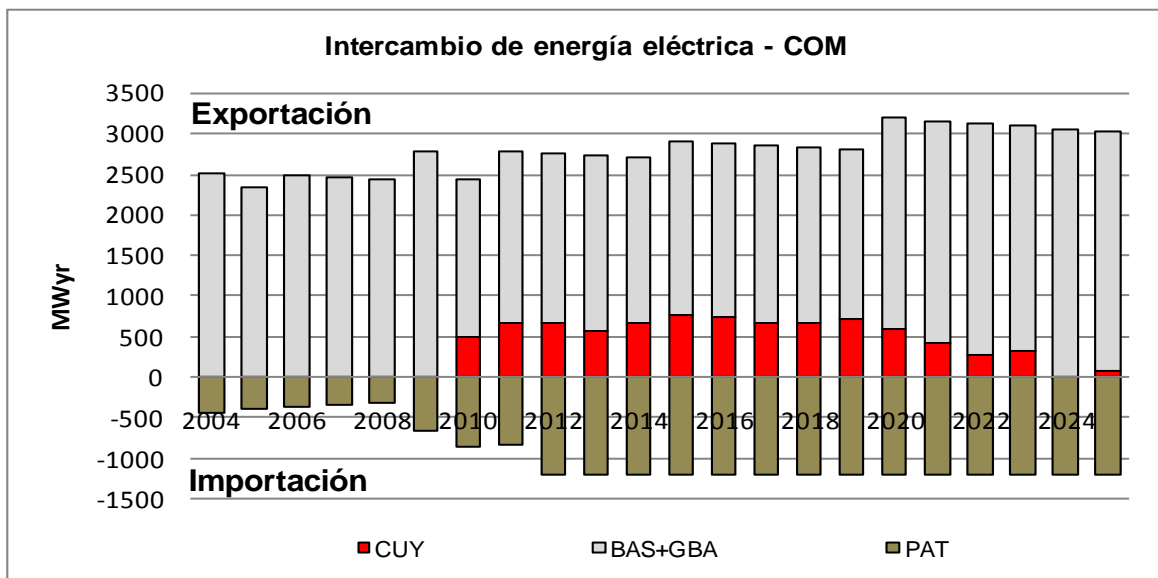


Figura 9.1.2.21: Intercambio de energía eléctrica – COM.

Se observa que en los primeros años de estudio exporta aproximadamente 2500 MWyr a la región BAS+GBA. La energía proveniente de PAT que figura como importación es al solo efecto de pasaje hacia la región BAS+GBA.

**Región PAT:** En la generación de la región PAT en el año 2004 la participación térmica es de un 42% e hidráulica de un 57%. Al final del período de estudio esta relación cambia aumentando la generación hidráulica, tal como se muestra en la figura 9.1.2.22.

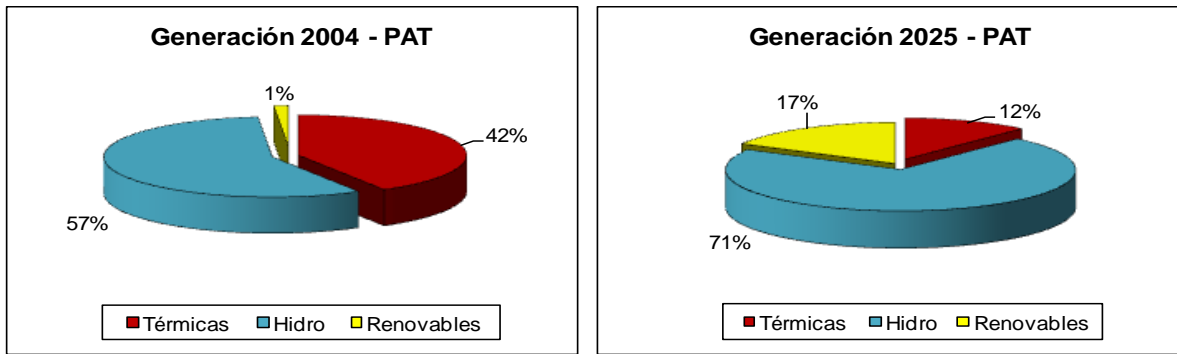


Figura 9.1.2.22: Generación 2004 y 2025 – PAT.

A continuación se presenta en la figura 9.1.2.23 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región PAT, en donde se observa que la misma se autoabastece durante el periodo de estudio y a su vez genera energía eléctrica excedente a sus requerimientos para exportar a otras regiones.

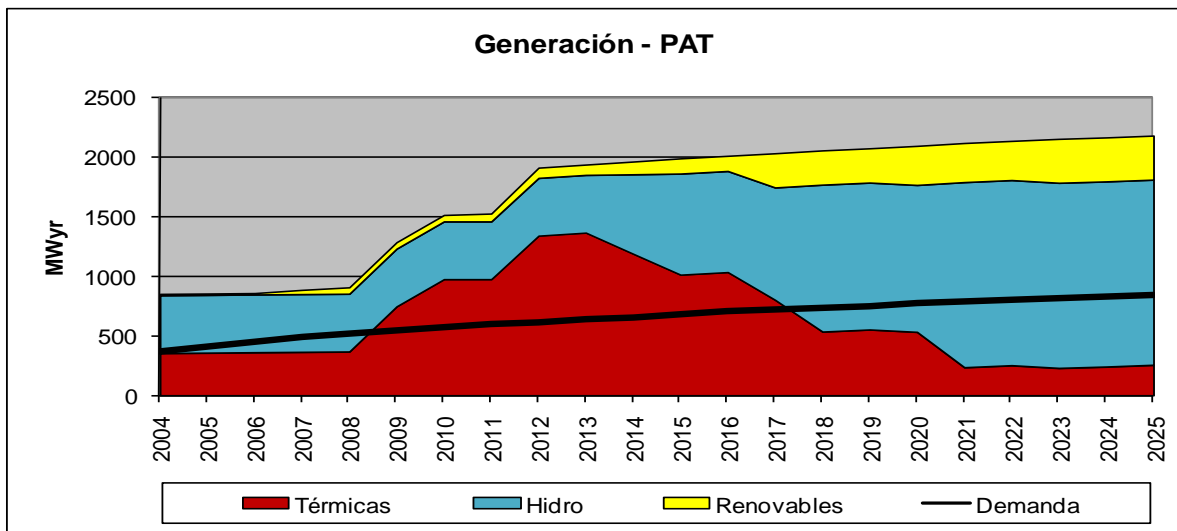


Figura 9.1.2.23: Evolución de la demanda y generación eléctrica – PAT.

En la figura 9.1.2.24 se aprecian las regiones a las cuales la región PAT exporta energía eléctrica.

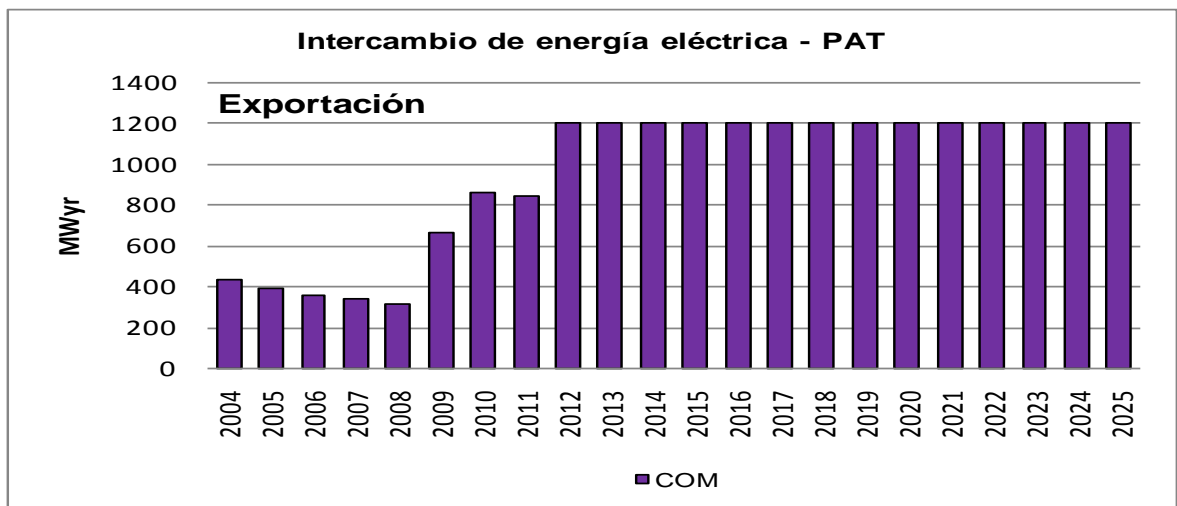


Figura 9.1.2.24: Intercambio de energía eléctrica – PAT

Se observa que a partir del año 2012, la línea Puerto Madryn-Choele Choel está saturada acorde a la capacidad que posee de 1200 MWyr.

## 9.2. Escenario 2

Los resultados obtenidos luego de la optimización de la modelación del Escenario 2 para el período de estudio se presentan a continuación.

### 9.2.1. Potencia Instalada

A continuación se presenta la evolución de la potencia instalada correspondiente a cada una de las regiones en las que se divide eléctricamente el país.

En la figura 9.2.1.1 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región NOA, en donde el parque fijo está compuesto por máquinas térmicas y en menor medida las tecnologías hidráulicas y renovables (constituidas por solar, mini-hidroeléctricas, biomasa e ingenios). A su vez se observa que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y renovables. Finalmente en los años 2017 y 2020 ingresan dos centrales nucleares de 1000 MW respectivamente.

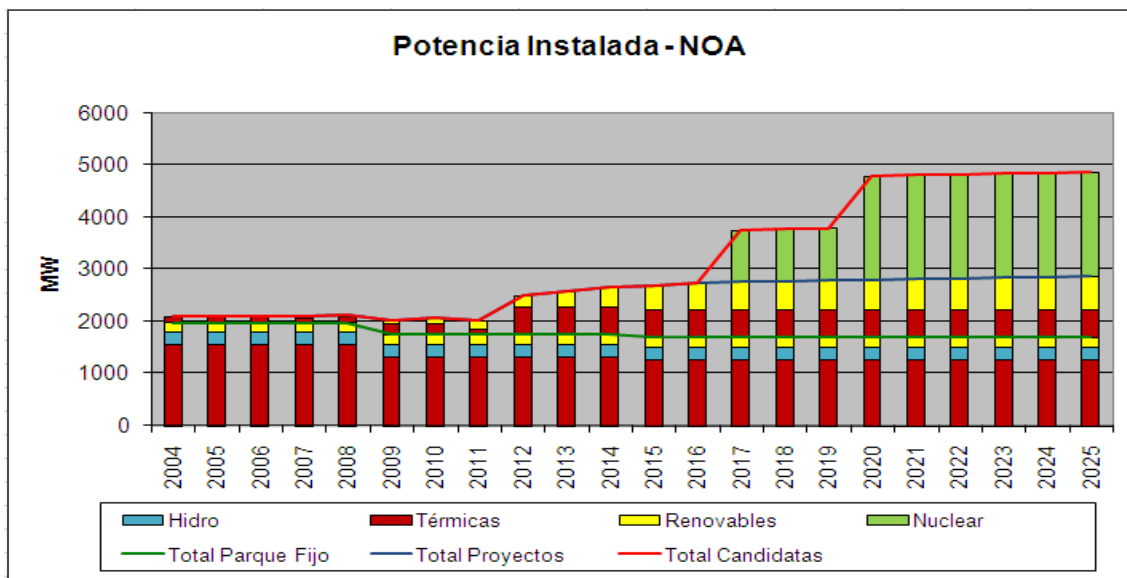


Figura 9.2.1.1: Potencia instalada NOA.

En la figura 9.2.1.2 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región CENTRO (CEN), en donde el parque fijo posee capacidades térmicas, hidroeléctricas y nucleares. También, se observa que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y en menor medida renovables (mini-hidroeléctricas).

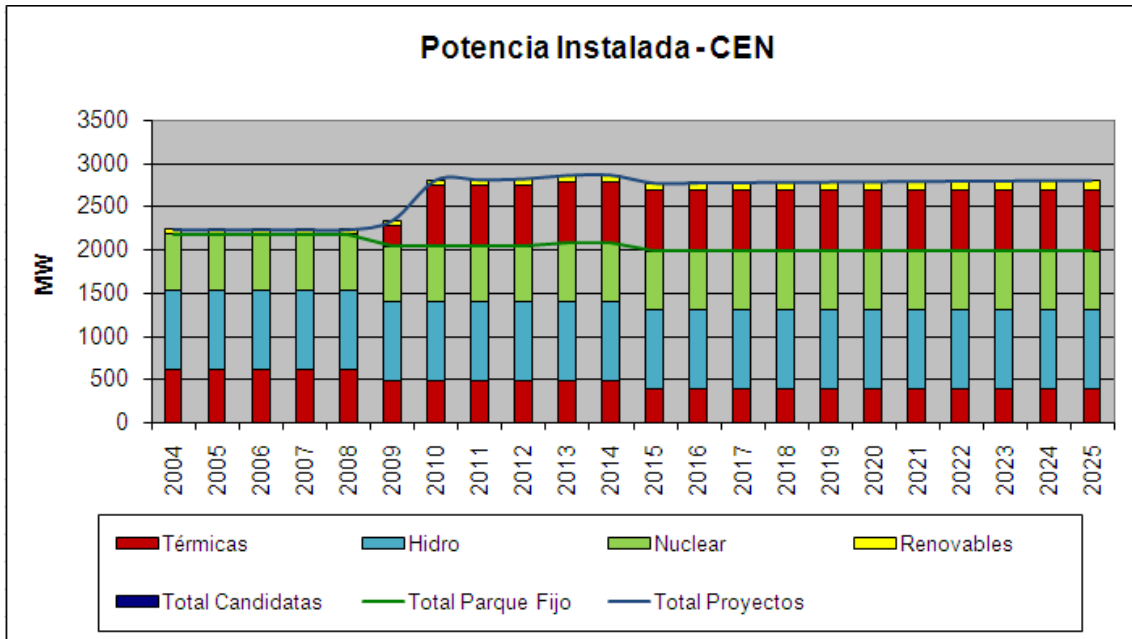


Figura 9.2.1.2: Potencia instalada CEN.

En la figura 9.2.1.3 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región CUYO (CUY), en donde el parque fijo posee una gran participación de capacidad hidráulica, térmica y en menor medida renovable (mini-hidroeléctrica). A su vez, se observa un leve ingreso de proyectos hidráulicos y renovables (mini-hidroeléctrica).

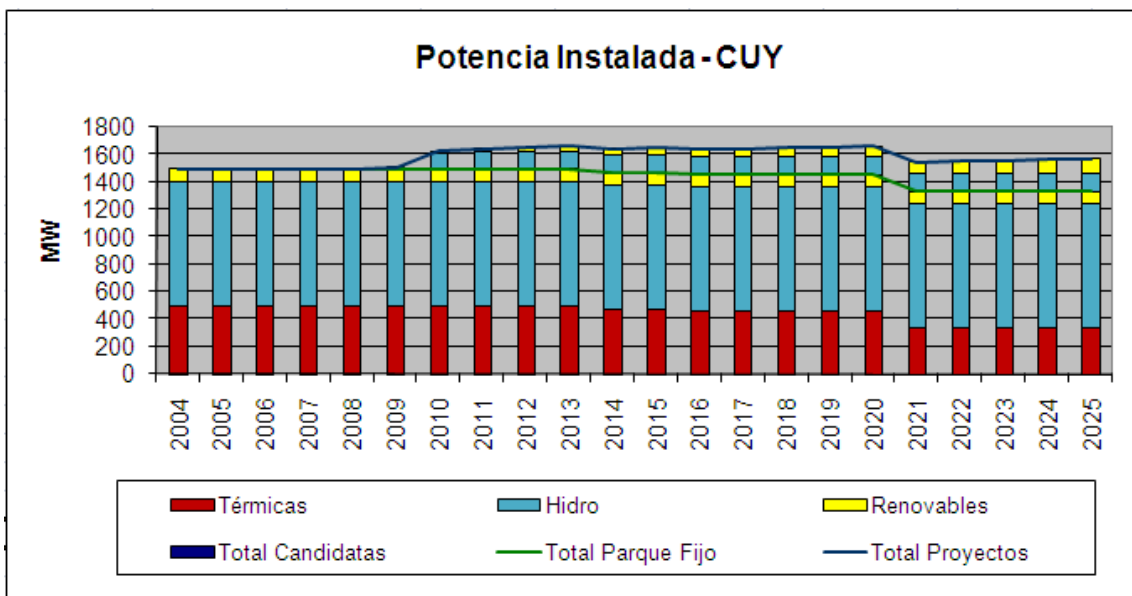


Figura 9.2.1.3: Potencia instalada CUY.

En la figura 9.2.1.4 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región NEA, en donde el parque fijo posee principalmente capacidad hidráulica. A su vez, se observa unos leves ingresos de proyectos y candidatas del mismo carácter y en menor medida renovables (biomasa y mini-hidroeléctricas).

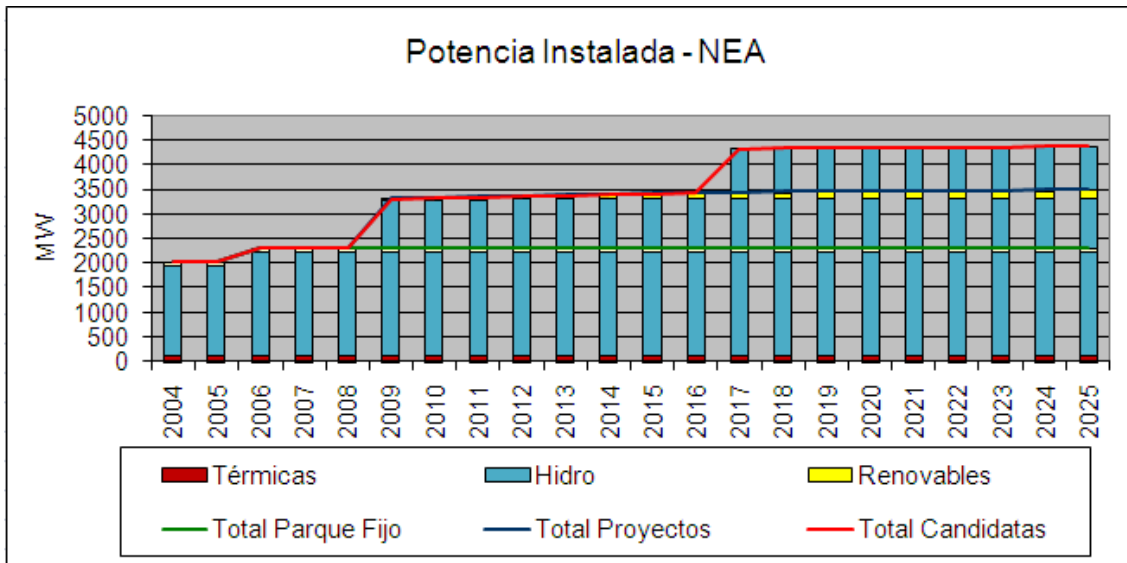


Figura 9.2.1.4: Potencia instalada NEA.

En la figura 9.2.1.5 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región LITORAL (LIT), en donde el parque fijo está compuesto principalmente por máquinas hidráulicas y en menor proporción por máquinas térmicas. A su vez, se observa en el año 2010 el ingreso de proyectos térmicos. Es de destacar que no se produce ingreso de máquinas candidatas.

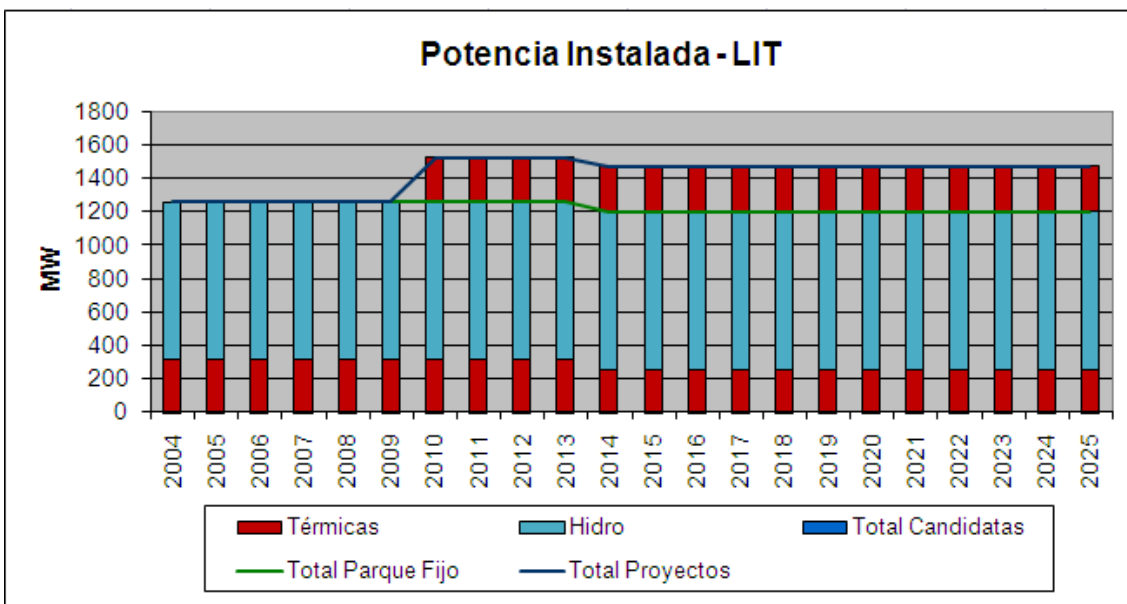


Figura 9.2.1.5: Potencia instalada LIT.

En la figura 9.2.1.6 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región de BUENOS AIRES Y GRAN BUENOS AIRES (BAS+GBA), en donde el parque fijo está compuesto solo por máquinas térmicas fósiles y nucleares. A su vez se observan que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y nucleares. Finalmente en los años 2017 y 2020 ingresan dos centrales nucleares respectivamente.

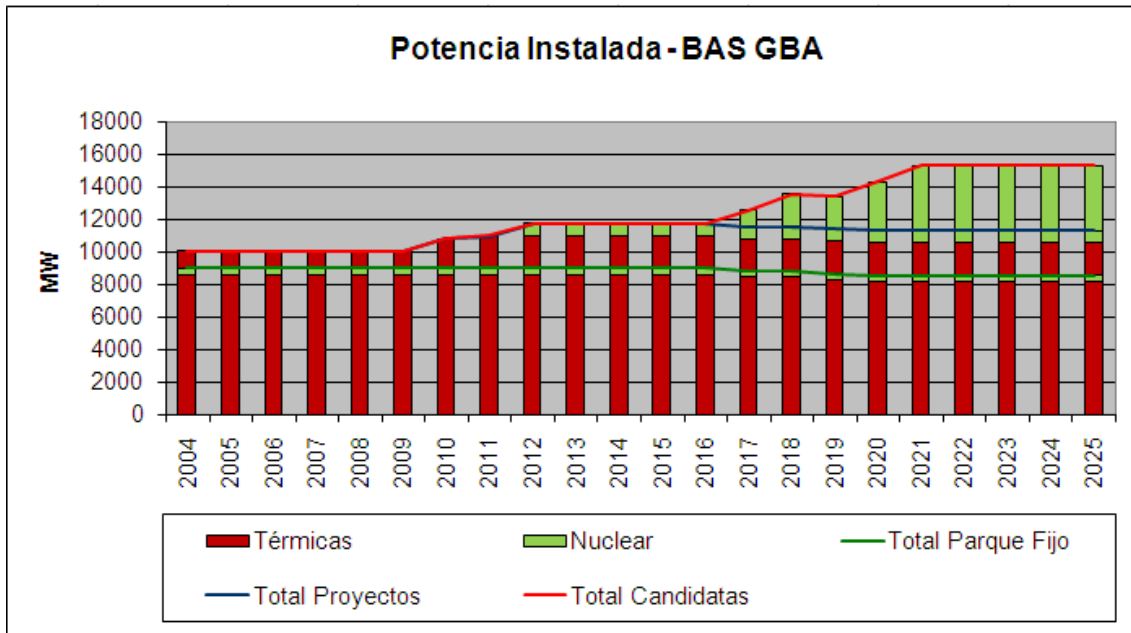


Figura 9.2.1.6: Potencia instalada BAS+GBA.

En la figura 9.2.1.7 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región COMAHUE (COM), en donde el parque fijo está compuesto principalmente por máquinas hidráulicas y térmicas con menor participación. A su vez se observa que en los últimos años de estudio ingresan solo candidatas hidráulicas. En cuanto a los proyectos renovables entran tecnologías geotérmicas y mini-hidroeléctricas.

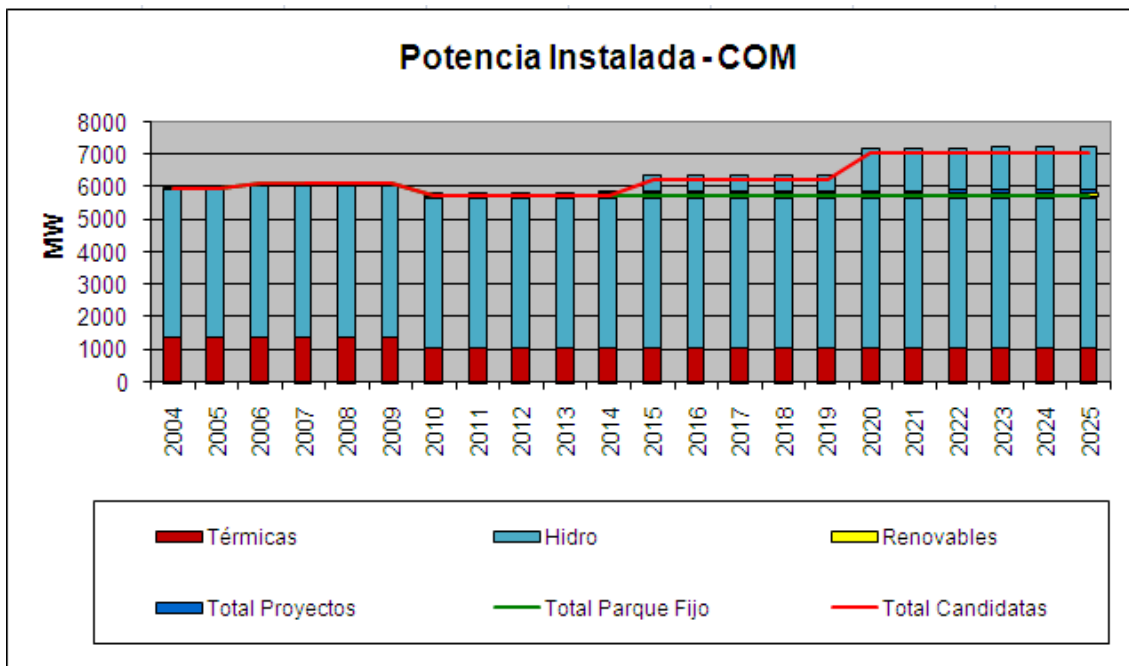


Figura 9.2.1.7: Potencia instalada COM.

En la figura 9.2.1.8 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región PATAGONIA (PAT), en donde el parque fijo está compuesto por máquinas térmicas e hidráulicas. A su vez se observa que en el año 2009 existe un fuerte ingreso de proyectos térmicos y renovables (eólicos y mini-hidroeléctricas). También en el año 2014 se instalan candidatas hidráulicas y térmicas.

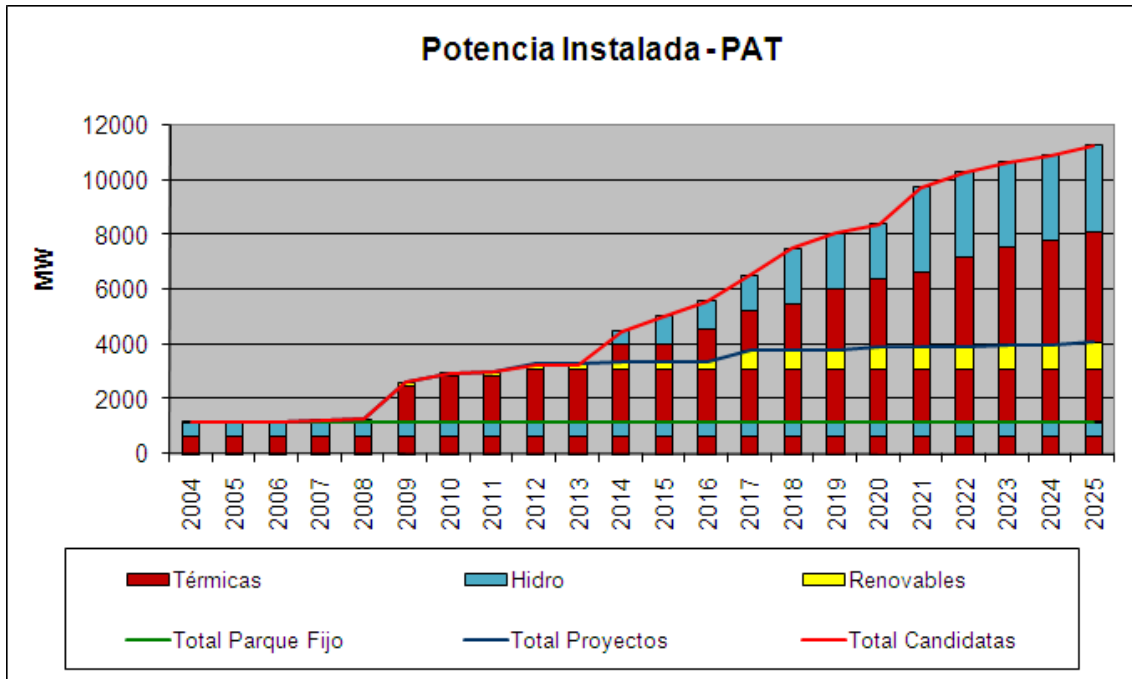


Figura 9.2.1.8: Potencia instalada PAT.

### 9.2.2. Generación

Al analizar la regionalización del país se obtienen intercambios de energía eléctrica entre regiones, ya que no todas ellas se abastecen por sí mismas, sino que requieren de la generación de otras para cubrir sus demandas. Para ello existen las líneas de transporte, las cuales posibilitan la vinculación eléctrica entre dichas regiones. A continuación se presenta para cada una de las regiones la generación y los intercambios eléctricos entre ellas.

**Región NOA:** En la generación de la región NOA en el año 2004 la participación térmica es de un 93% e hidráulica con un 7%. Al final del período de estudio, año 2025, esta relación cambia diversificando la matriz como se aprecia en la figura 9.2.2.1, con una participación del 53% de la generación nuclear.

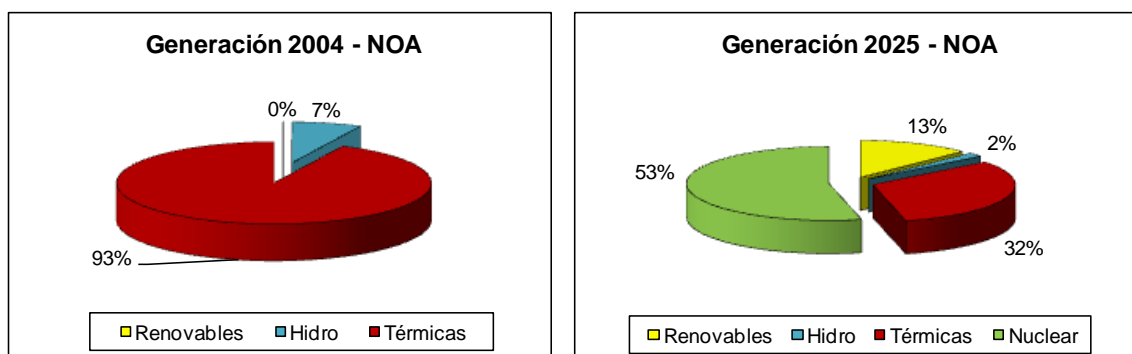


Figura 9.2.2.1: Generación 2004 y 2025 – NOA.

A continuación se presenta en la figura 9.2.2.2 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región NOA, en donde se observa que se trata de una región exportadora ya que se autoabastece y genera energía excedente a sus requerimientos.

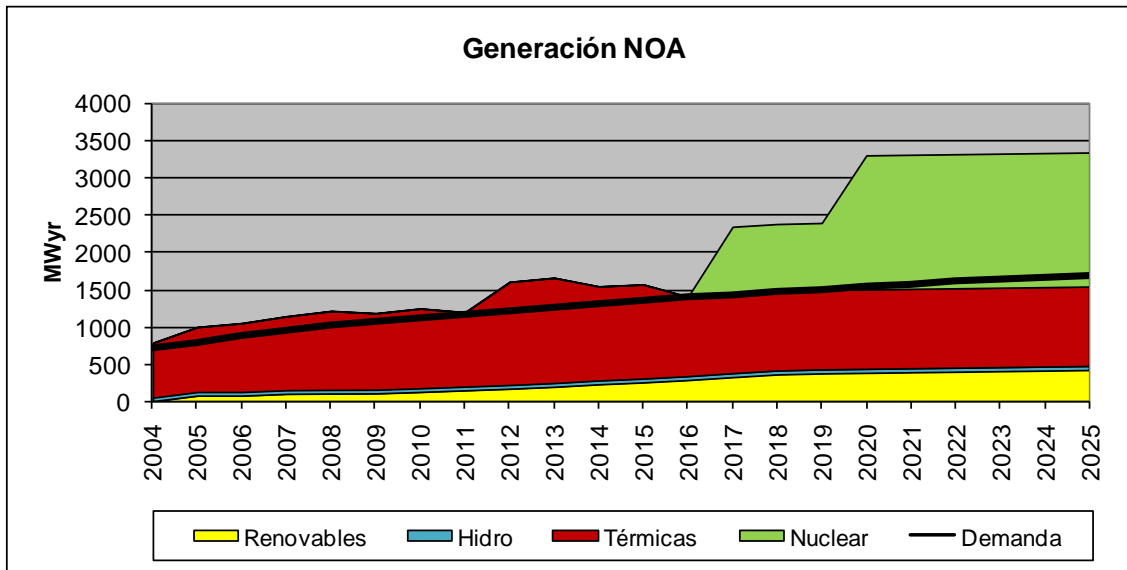


Figura 9.2.2.2: Evolución de la demanda y generación eléctrica – NOA.

La generación excedente de la región NOA, principalmente a partir del año 2017, se transmite por las líneas de alta tensión a las siguientes regiones, según se muestra en la figura 9.2.2.3.

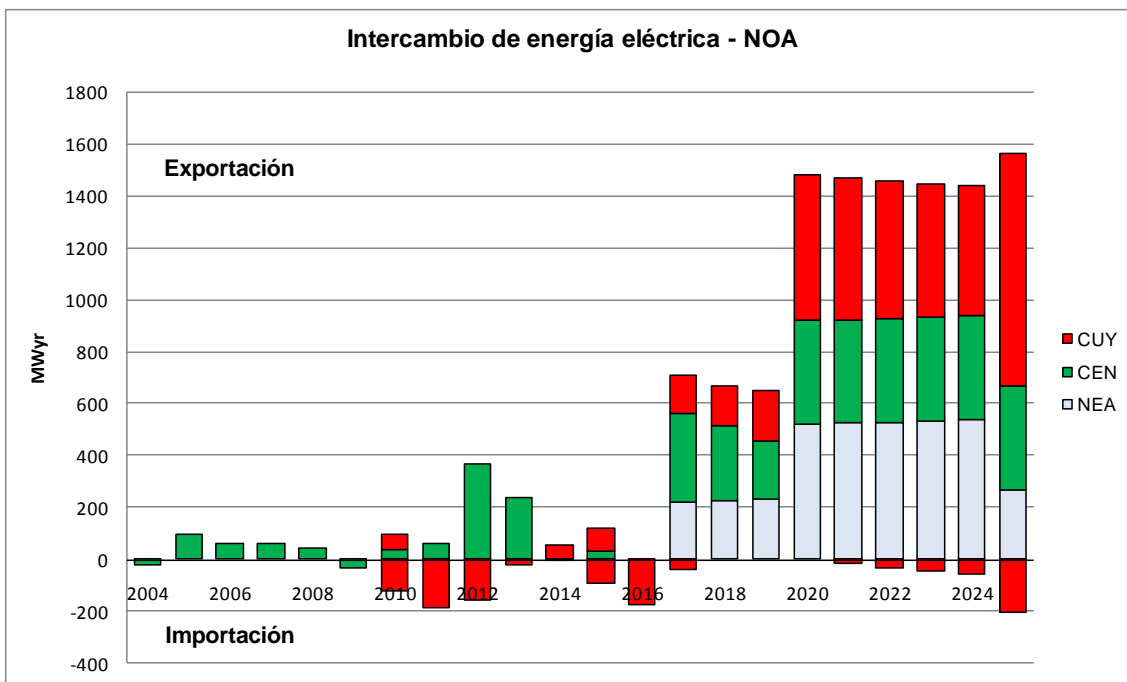


Figura 9.2.2.3: Intercambio de energía eléctrica - NOA

Si bien es una paradoja importar y exportar en el mismo año a una región dada, puede explicarse debido a que los requerimientos regionales son temporales, la demanda de energía eléctrica no es constante a lo largo del año.

**Región CEN:** la generación en el año 2004 posee una matriz con una participación nuclear de 70%. Al final del periodo de estudio se produce un pequeño

cambio en esta relación; se observa una menor participación térmica y un incremento en la nuclear como se aprecia en la figura 9.2.2.4.

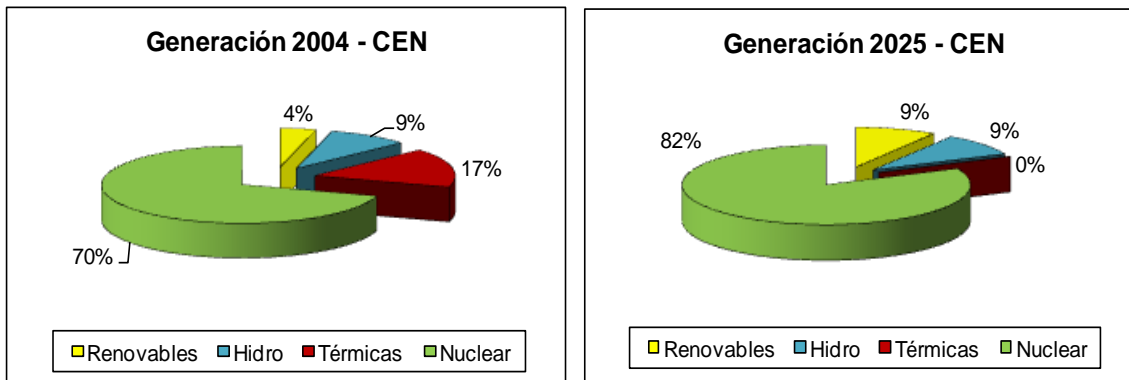


Figura 9.2.2.4: Generación 2004 y 2025 – CEN.

A continuación se presenta en la figura 9.2.2.5 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región CEN, en donde se observa que en los primeros años de estudio se autoabastece y a partir del año 2009 empieza a importar electricidad de otras regiones.

Para el año 2012 están previstas las obras de “extensión de vida” de la Central Nuclear Embalse, es por ello que en ese año sale de servicio y su generación es nula

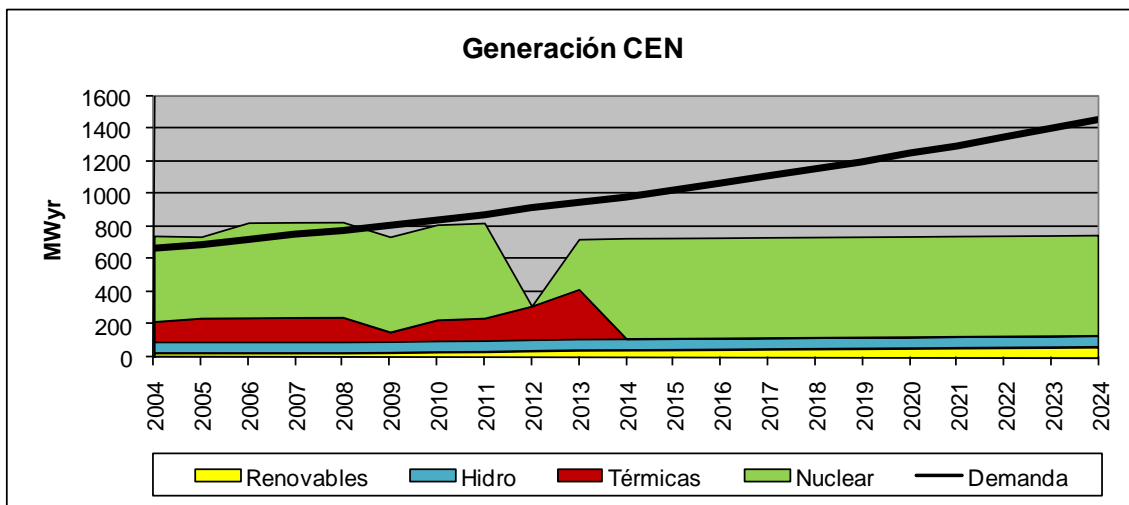


Figura 9.2.2.5: Evolución de la demanda y generación eléctrica – CEN.

En la figura 9.2.2.6 se aprecian las regiones de las cuales la región CEN importa energía eléctrica.

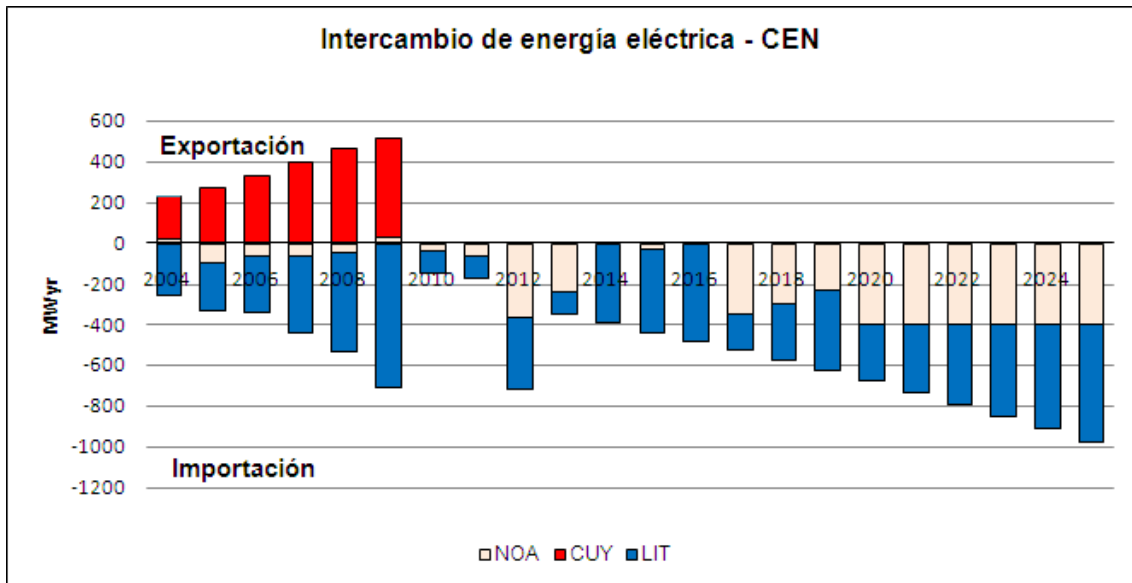


Figura 9.2.2.6: Intercambio de energía eléctrica – CEN.

La región CEN es netamente importadora. Se observa que en los primeros años de estudio la región CEN exporta de energía eléctrica a la región CUY y simultáneamente importa al LIT y NOA, constituyéndose esta región en un área de paso.

**Región CUY:** En la generación de la región CUY, en el año 2004 la participación térmica e hidráulica es semejante y posee un menor porcentaje de generación renovable. Al final del periodo de estudio esta relación cambia mostrándose un 51% de participación hidráulica como se aprecia en la figura 9.2.2.7.

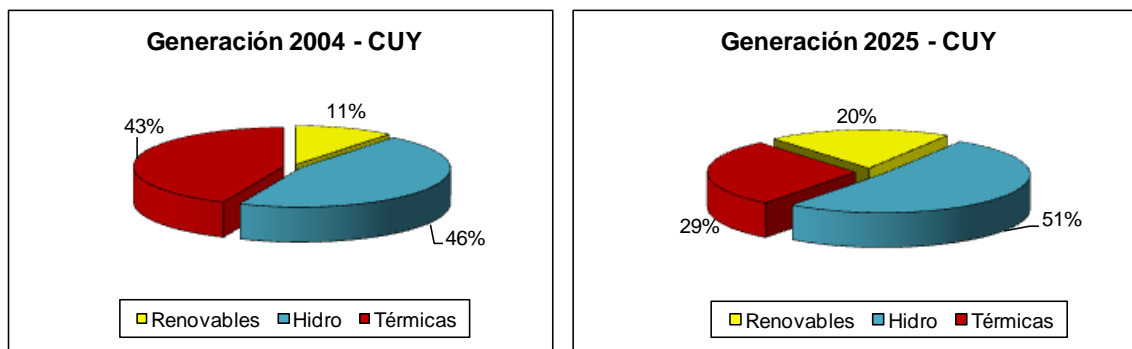


Figura 9.2.2.7: Generación 2004 y 2025 – CUY.

A continuación se presenta en la figura 9.2.2.8 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región CUY, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el periodo de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

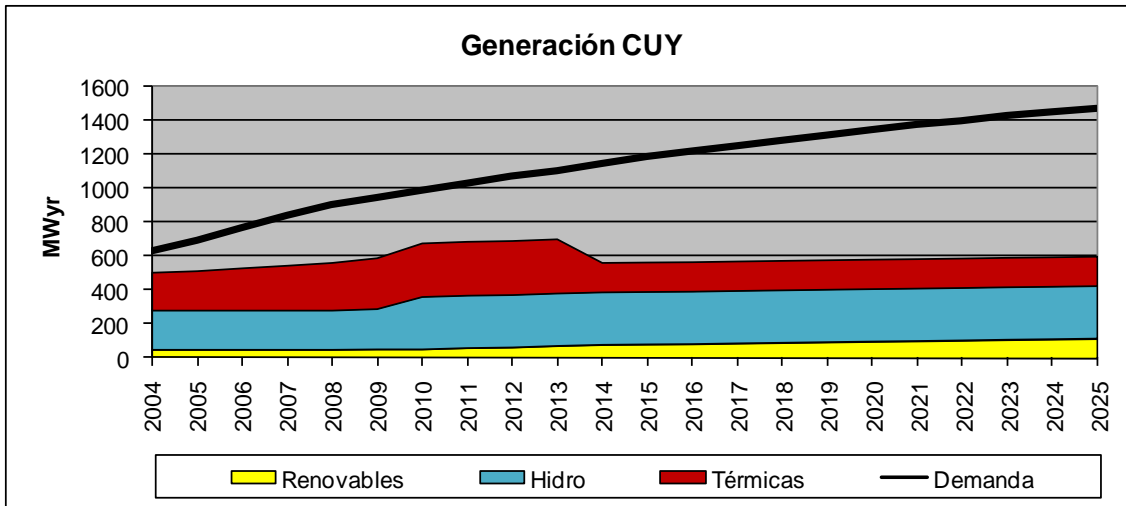


Figura 9.2.2.8: Evolución de la demanda y generación eléctrica – CUY.

En la figura 9.2.2.9 se aprecian las regiones de las cuales la región CUY importa energía eléctrica.

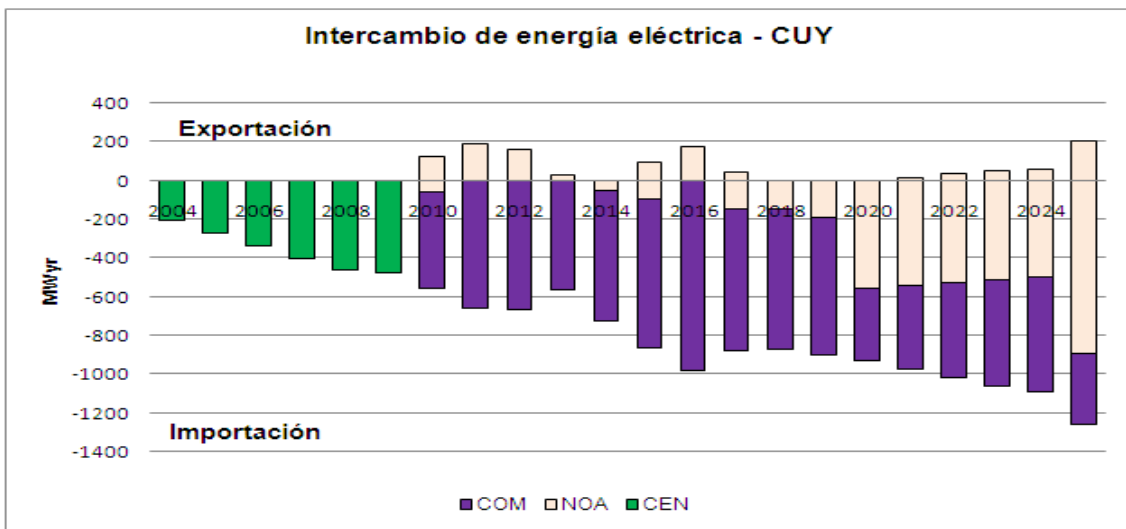


Figura 9.2.2.9: Intercambio de energía eléctrica – CUY.

**Región NEA:** En la generación de la región NEA, en el año 2004 la participación hidráulica es de un 97%. Al final del periodo de estudio no se producen cambios significativos como se aprecia en la figura 9.2.2.10.

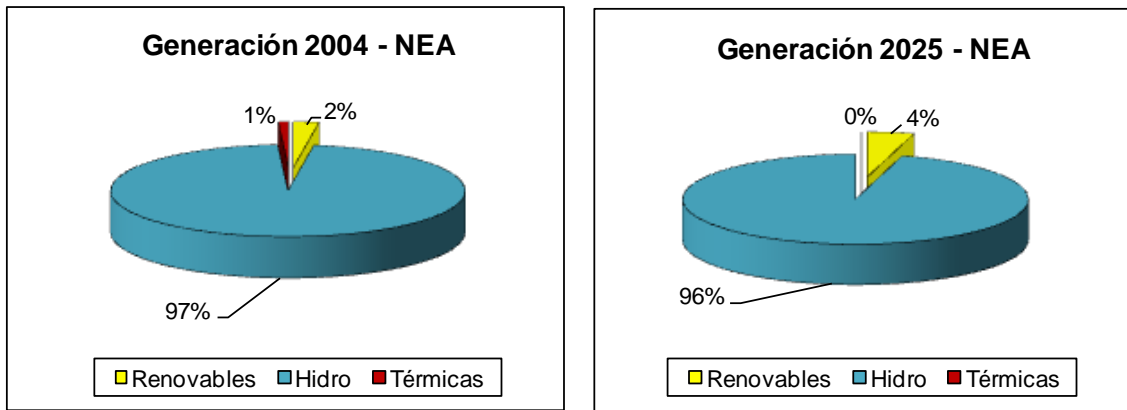


Figura 9.2.2.10: Generación 2004 y 2025 – NEA.

A continuación se presenta en la figura 9.2.2.11 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región NEA, en donde se observa que la misma se autoabastece y genera excedente de energía eléctrica respecto a sus requerimientos durante todo el período. Prácticamente no hay generación térmica en esta región al no existir suministro de gas natural.

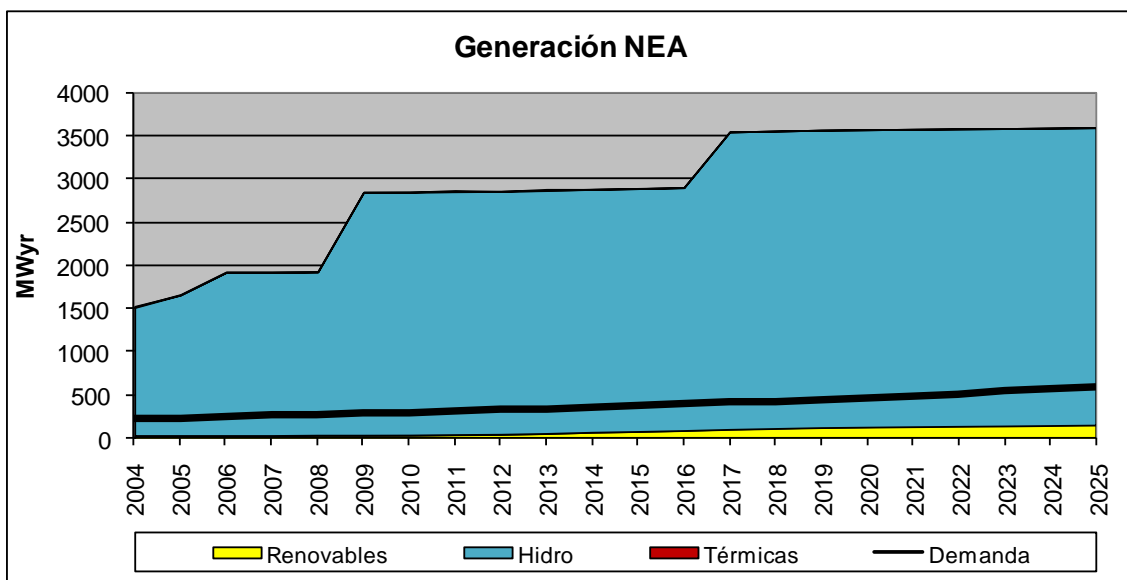


Figura 9.2.2.11: Evolución de la demanda y generación eléctrica – NEA.

En la figura 9.2.2.12 se aprecian las regiones a las cuales la región NEA exporta energía eléctrica. Es de destacar que dadas las características de la generación anual de Yacyretá (impuestas por el caudal natural del Río Paraná) se observa que hay energía de importación en algunos momentos del año.

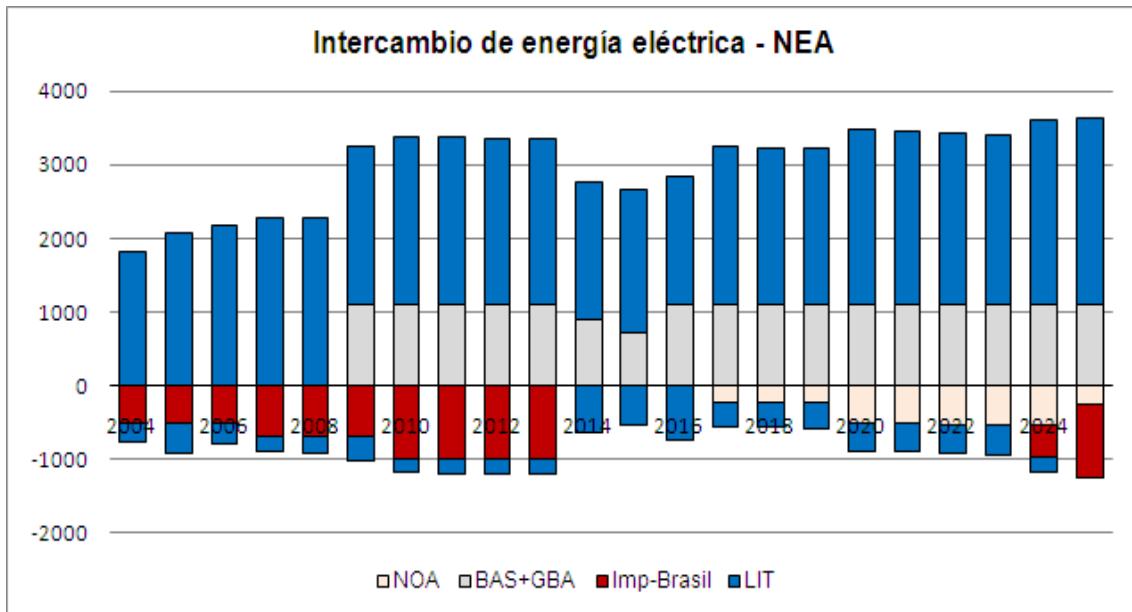


Figura 9.2.2.12: Intercambio de energía eléctrica – NEA.

Se observa un porcentaje de energía eléctrica proveniente de Brasil que se destina principalmente a la región LIT y de allí a BAS+GBA.

**Región LIT:** En la generación de la región LIT, en el año 2004 la participación hidráulica es de un 94% y térmica con un 6%. Al final del período de estudio la generación es netamente hidráulica como se aprecia en la figura 9.2.2.13.

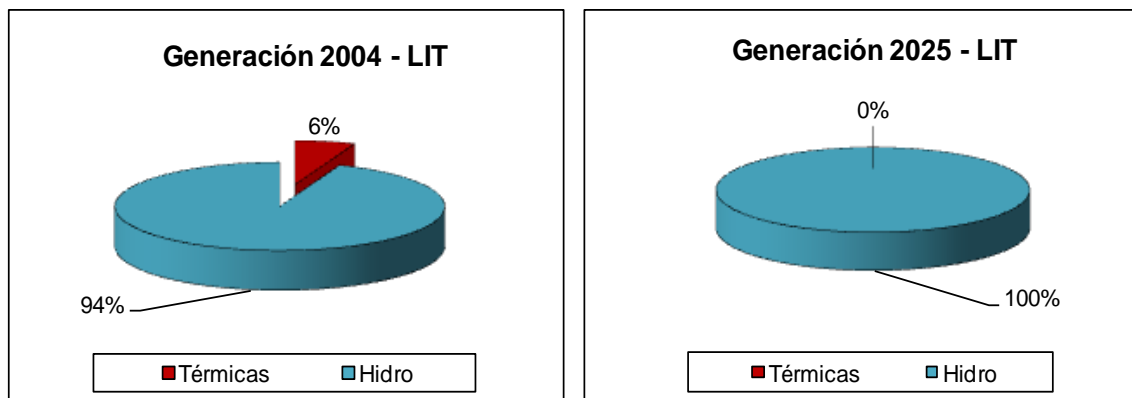


Figura 9.2.2.13: Generación 2004 y 2025 – LIT.

A continuación se presenta en la figura 9.2.2.14 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región LIT, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el periodo de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

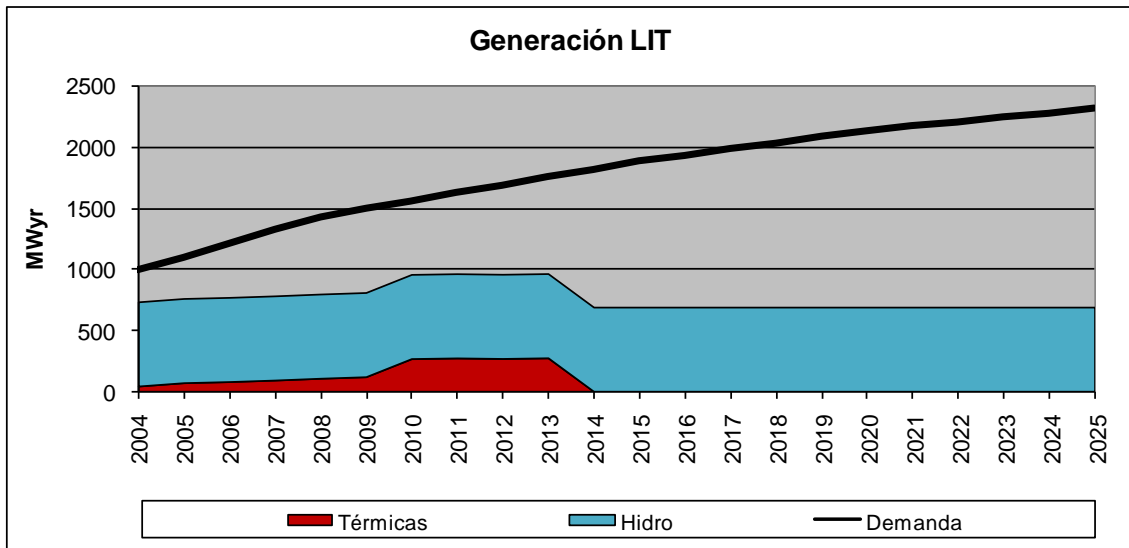


Figura 9.2.2.14: Evolución de la demanda y generación eléctrica – LIT.

En la figura 9.2.2.15 se aprecian las regiones de las cuales la región LIT importa energía eléctrica.

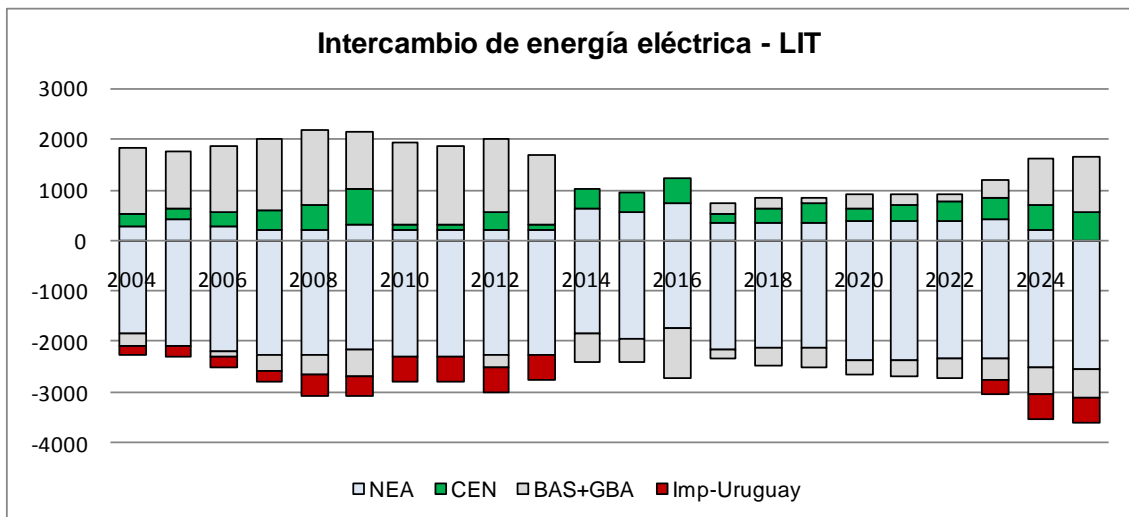


Figura 9.2.2.15: Intercambio de energía eléctrica – LIT.

Se observa un porcentaje de energía eléctrica proveniente de Uruguay. A su vez, se aprecia que gran parte de la energía importada del NEA es exportada a las regiones de BAS+GBA y CEN.

**Región BAS+GBA:** En la generación de la región BAS+GBA en el año 2004 la participación térmica es de un 83% y nuclear con un 17%. Al final del periodo de estudio esta relación cambia aumentando la participación de la generación nuclear a un 64% como se aprecia en la figura 9.2.2.16.

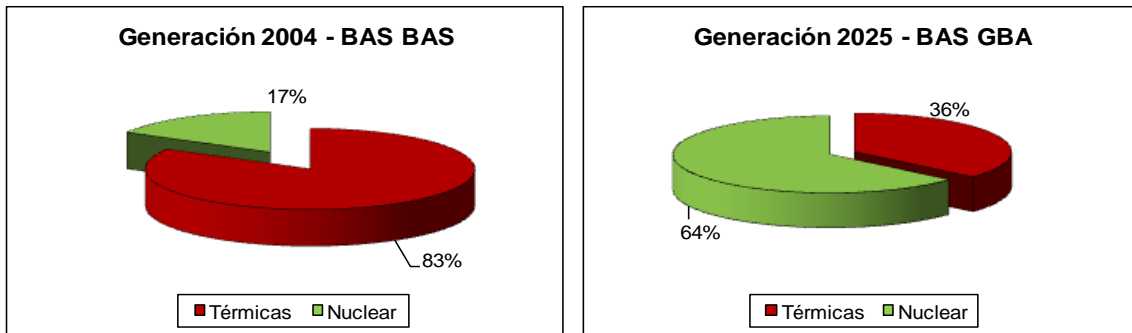


Figura 9.2.2.16: Generación 2004 y 2025 – BAS+GBA.

A continuación se presenta en la figura 9.2.2.17 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región BAS+GBA, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el periodo de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

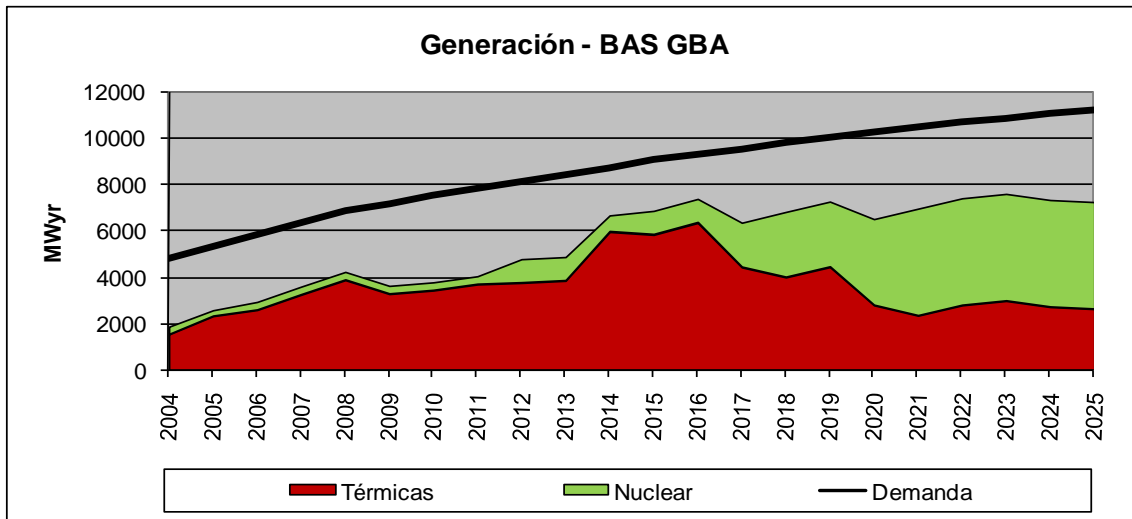


Figura 9.2.2.17: Evolución de la demanda y generación eléctrica – BAS+GBA.

En la figura 9.2.2.18 se aprecian las regiones de las cuales la región BAS+GBA importa energía eléctrica.

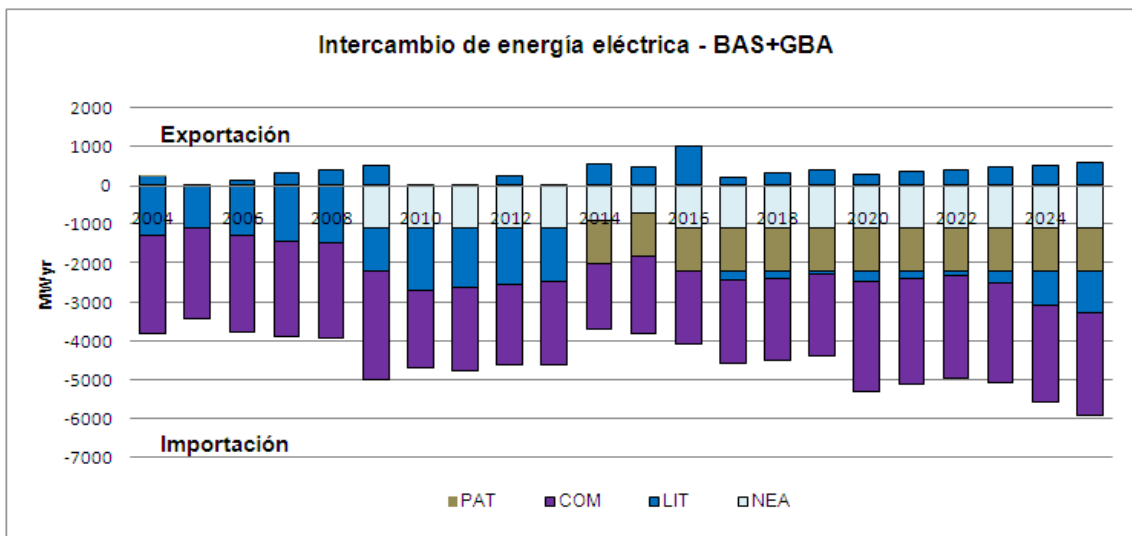


Figura 9.2.2.18: Intercambio de energía eléctrica – BAS+GBA.

Se observa que a partir del año 2014, en el cual se construye la línea de alta tensión candidata PAT-BAS+GBA, la región BAS+GBA importa energía eléctrica directamente de la región PAT.

A su vez, BAS+GBA importa electricidad de PAT a través del COM.

**Región COM:** En la generación de la región COM en el año 2004 y 2025 la participación es principalmente hidráulica como se aprecia en la figura 9.2.2.19.

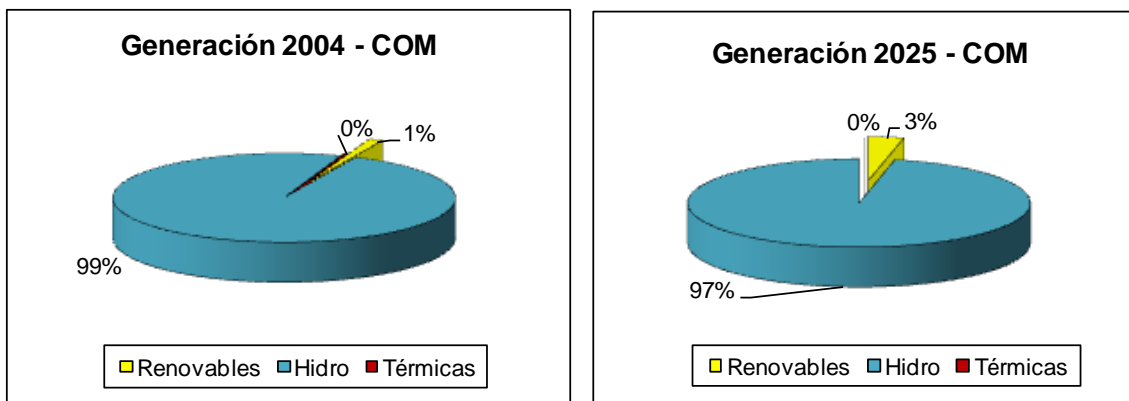


Figura 9.2.2.19: Generación 2004 y 2025 – COM.

A continuación se presenta en la figura 9.2.2.20 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región COM, en donde se observa que la misma se autoabastece durante el periodo de estudio y a su vez genera energía eléctrica excedente a sus requerimientos para exportar a otras regiones.

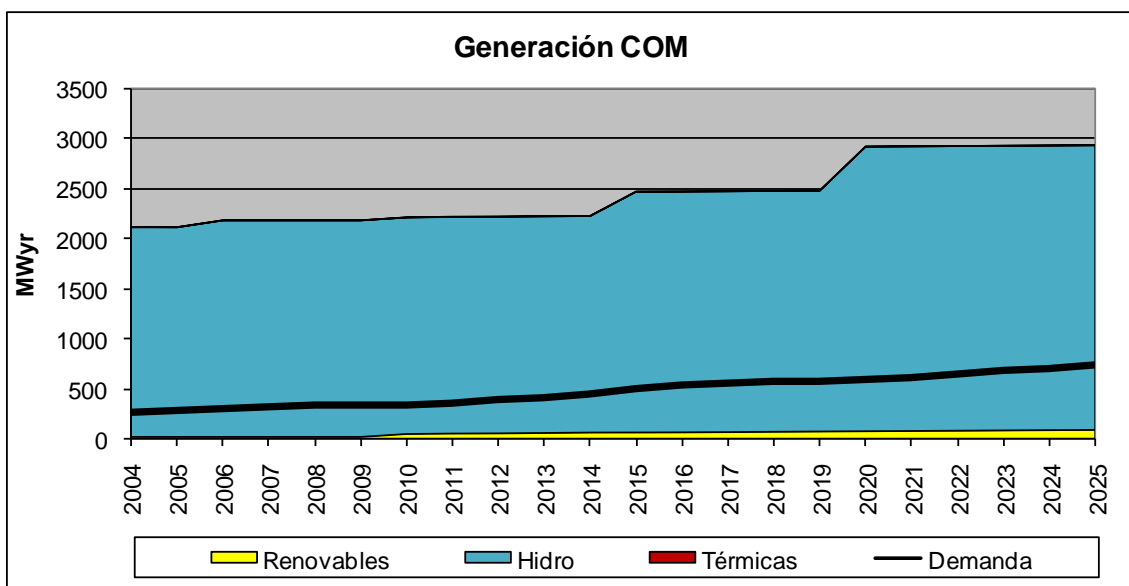


Figura 9.2.2.20: Evolución de la demanda y generación eléctrica – COM.

En la figura 9.2.2.21 se aprecian las regiones a las cuales la región COM exporta energía eléctrica.

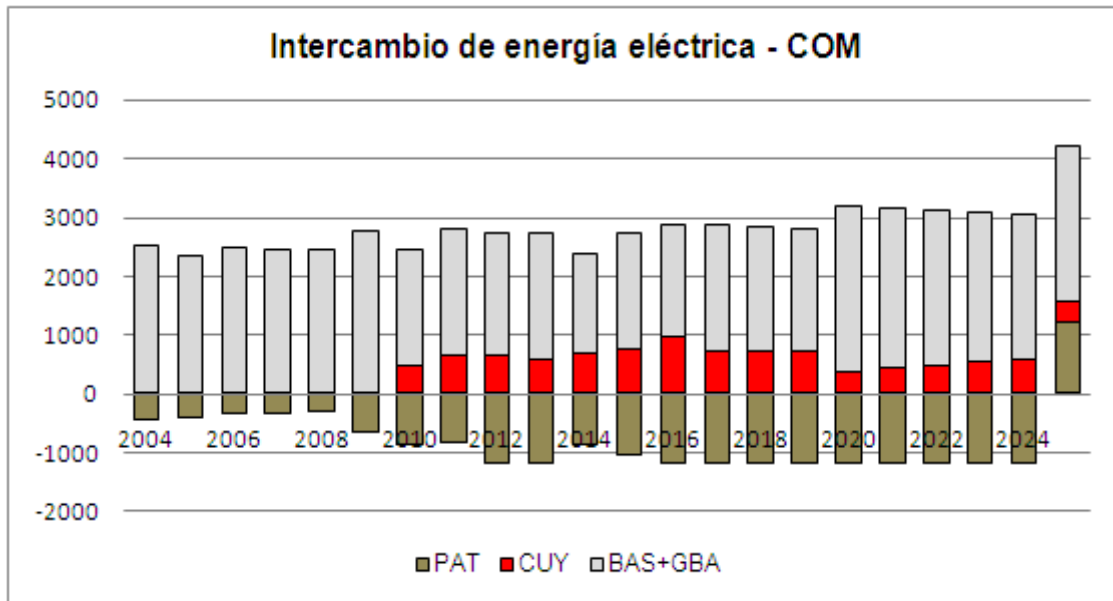


Figura 9.2.2.21: Intercambio de energía eléctrica – COM.

Se observa que en los primeros años de estudio exporta aproximadamente 2000 MWyr a la región BAS+GBA. La energía proveniente de PAT que figura como importación es al solo efecto de pasaje hacia la región BAS+GBA.

**Región PAT:** En la generación de la región PAT en el año 2004 la participación térmica es de un 95%. Al final del período de estudio esta relación cambia diversificando la matriz como se aprecia en la figura 9.2.2.22.

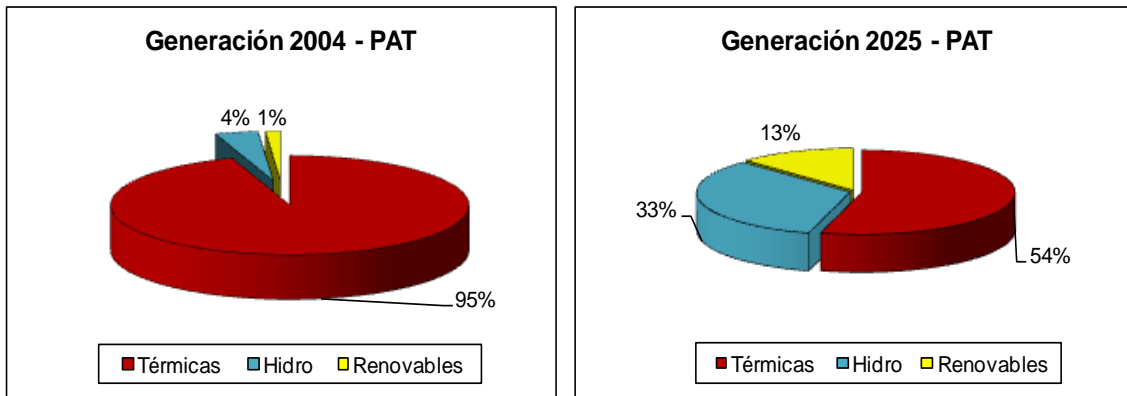


Figura 9.2.2.22: Generación 2004 y 2025 – PAT.

A continuación se presenta en la figura 9.2.2.23 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región PAT, en donde se observa que la misma se autoabastece durante el periodo de estudio y a su vez genera energía eléctrica excedente a sus requerimientos para exportar a otras regiones.

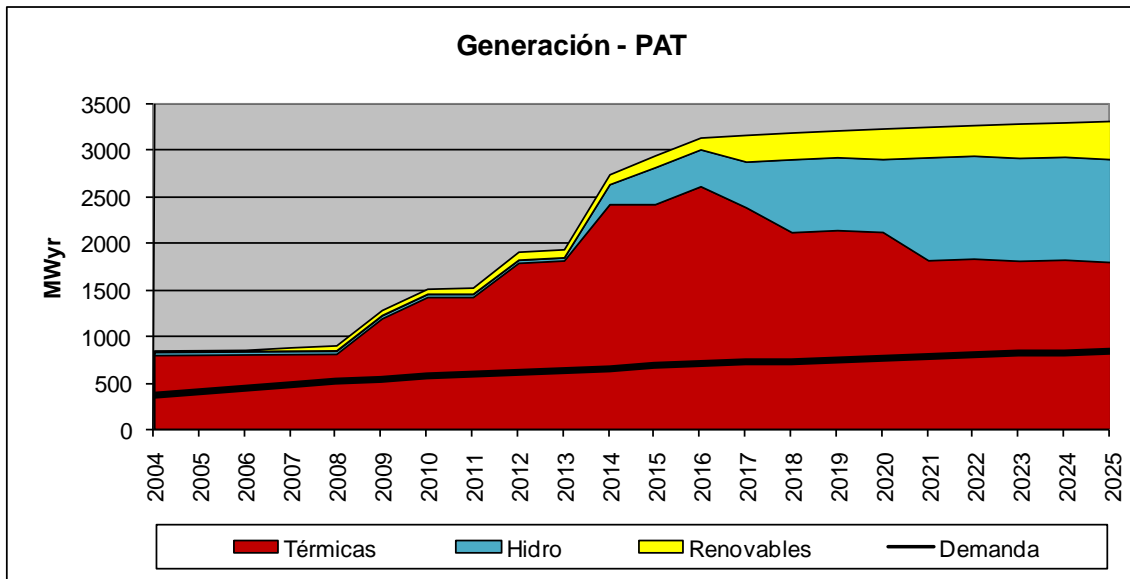


Figura 9.2.2.23: Evolución de la demanda y generación eléctrica – PAT.

En la figura 9.2.2.24 se aprecian las regiones a las cuales la región PAT exporta energía eléctrica.

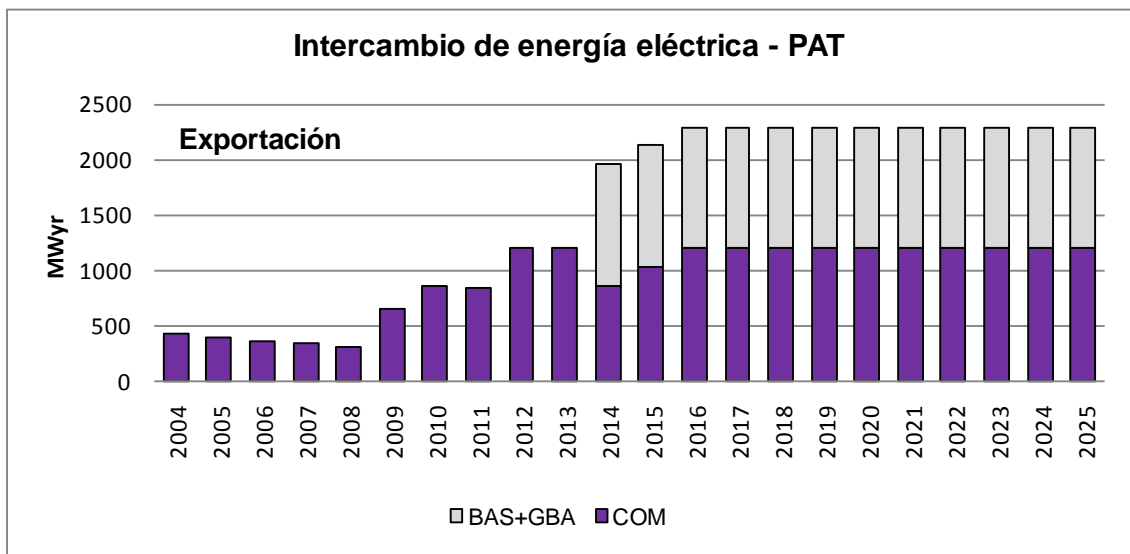


Figura 9.2.2.24: Intercambio de energía eléctrica – PAT.

La importación a BAS+GBA se realiza a través de la región COM.

Se observa que a partir del año 2014, la región PAT exporta aproximadamente 1000 MWyr a través de la línea candidata PAT-BAS+GBA.

### 9.3. Escenario 3

Los resultados obtenidos luego de la optimización de la modelación del Escenario 3 para el período de estudio se presentan a continuación.

#### 9.3.1. Potencia Instalada

A continuación se presenta la evolución de la potencia instalada correspondiente a cada una de las regiones en las que se divide eléctricamente el país.

En la figura 9.3.1.1 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región NOA, en donde el parque fijo está compuesto por máquinas térmicas y en menor medida las tecnologías hidráulicas y renovables (constituidas por solar, mini-hidroeléctricas, biomasa e ingenios). A su vez se observa que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y renovables. Finalmente en los años 2017 y 2020 ingresan dos centrales nucleares de 1000 MW respectivamente.

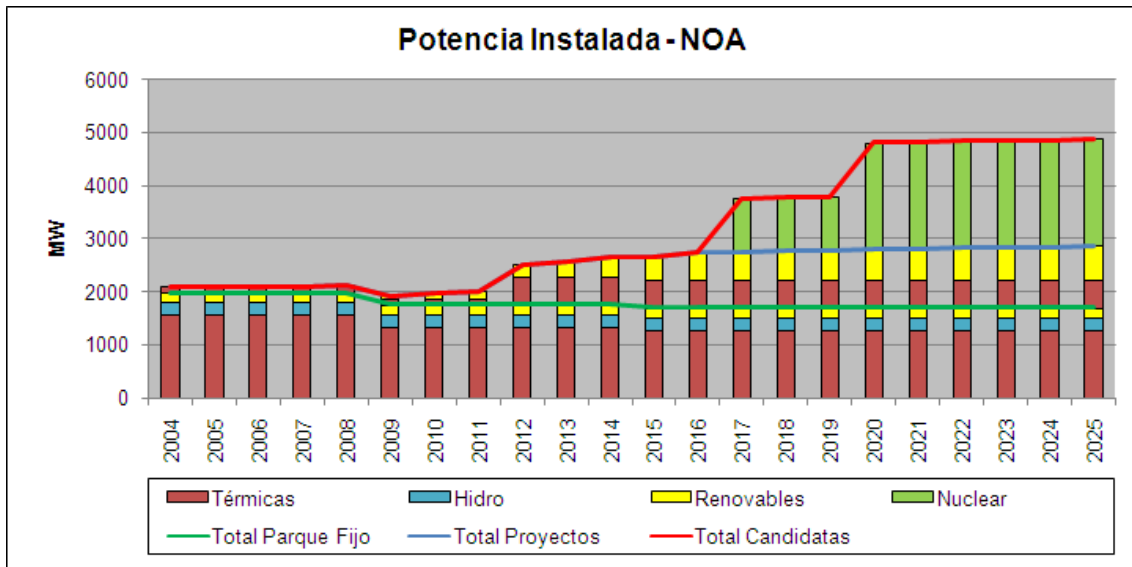


Figura 9.3.1.1: Potencia instalada NOA.

En la figura 9.3.1.2 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región CENTRO (CEN), en donde el parque fijo posee capacidades térmicas, hidroeléctricas y nucleares. También, se observa que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y en menor medida renovables (mini-hidroeléctricas). En cuanto a las candidatas entran tecnologías térmicas en los últimos años de estudio.

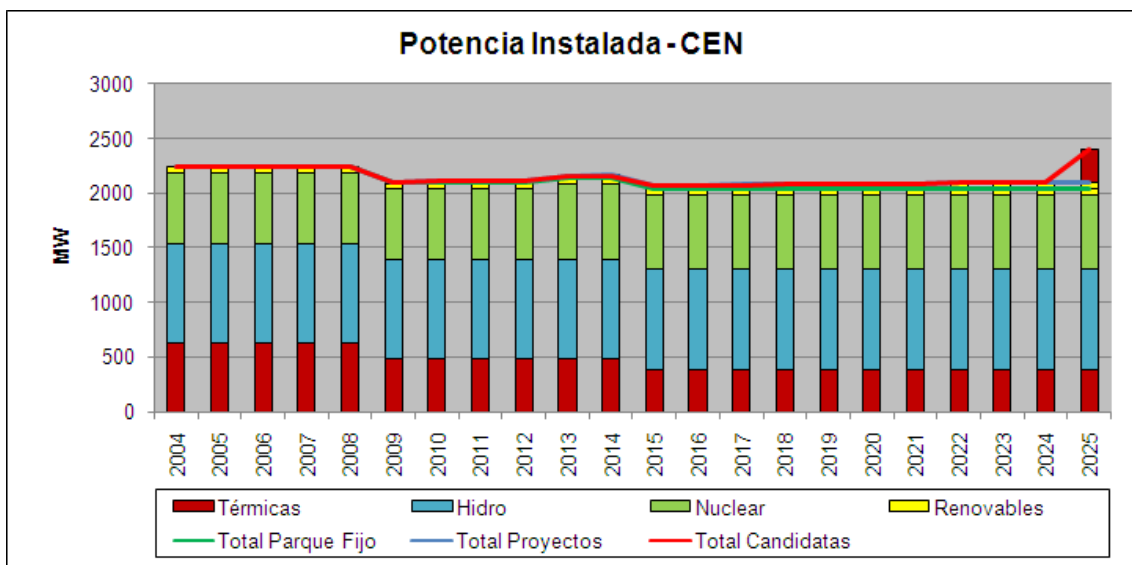


Figura 9.3.1.2: Potencia instalada CEN.

En la figura 9.3.1.3 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región CUYO (CUY), en donde el parque fijo posee una gran participación de capacidad hidráulica, térmica y en menor medida renovable (mini-hidroeléctrica). A su vez, se observa un leve ingreso de proyectos hidráulicos y renovables (mini-hidroeléctrica).

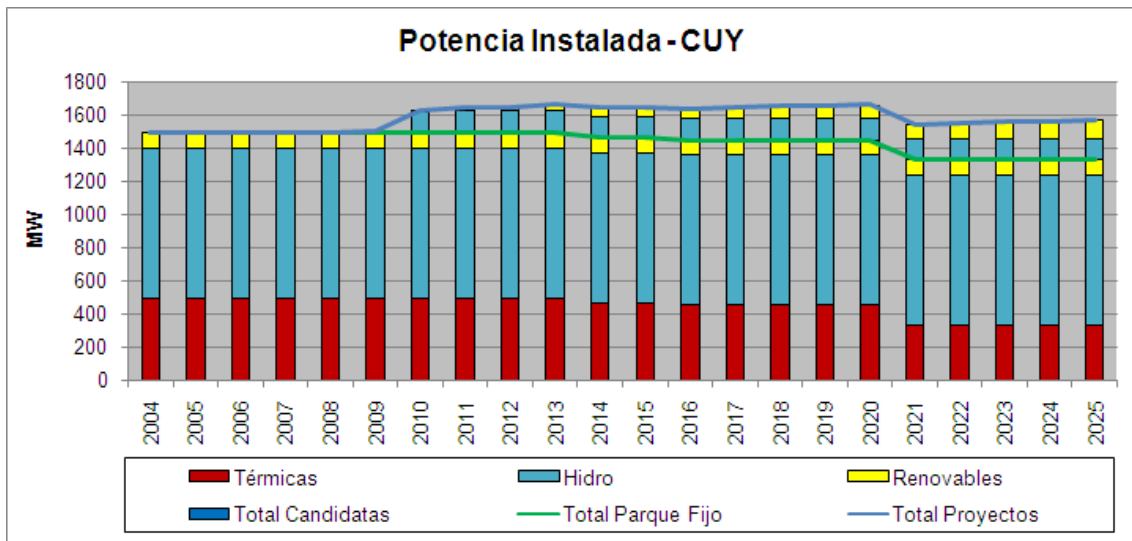


Figura 9.3.1.3: Potencia instalada CUY.

En la figura 9.3.1.4 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región NEA, en donde el parque fijo posee principalmente capacidad hidráulica. A su vez, se observa ingresos de proyectos del mismo carácter y en menor medida renovables (biomasa y mini-hidroeléctricas). A partir del año 2017 entran candidatas hidráulicas.

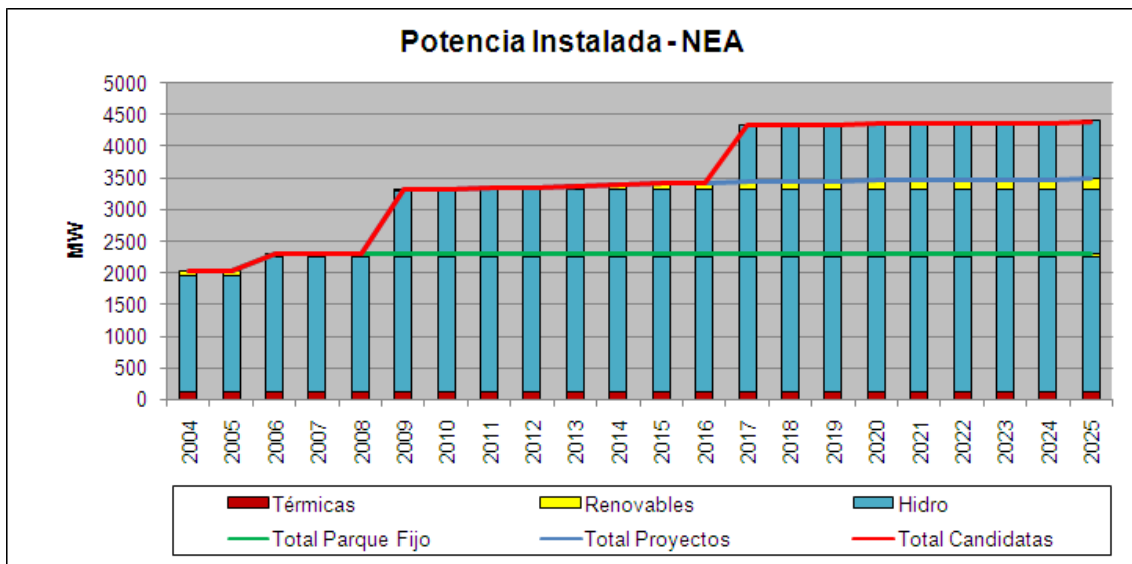


Figura 9.3.1.4: Potencia instalada NEA.

En la figura 9.3.1.5 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región LITORAL (LIT), en donde el parque fijo está compuesto principalmente por máquinas hidráulicas y en menor proporción por máquinas térmicas. A su vez, se observa en el año 2024 el ingreso de proyectos térmicos. Es de destacar que no se produce ingreso de máquinas candidatas.

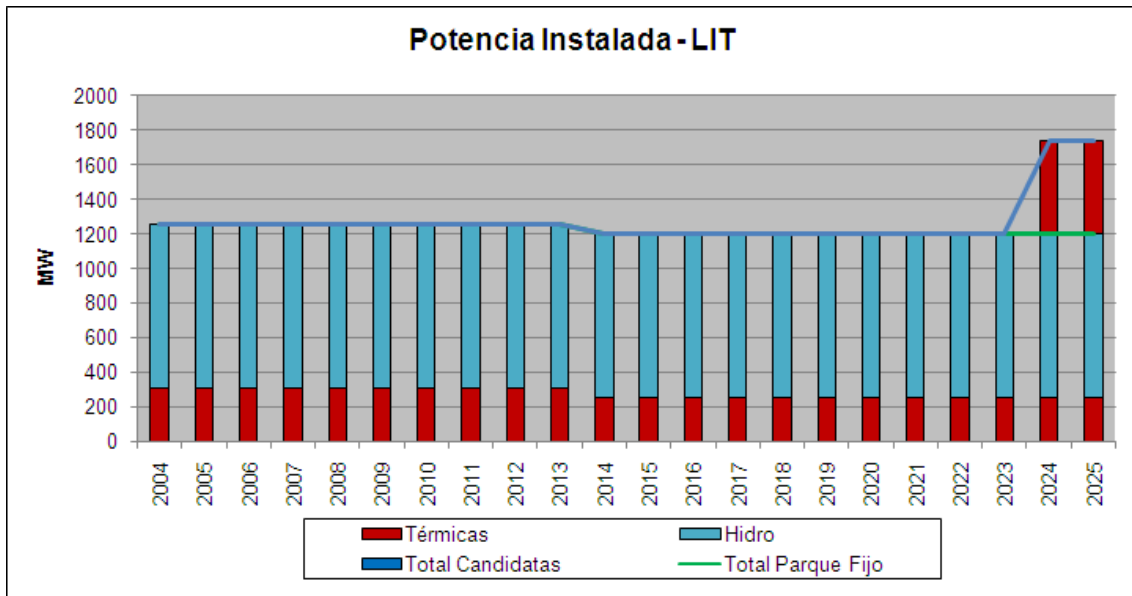


Figura 9.3.1.5: Potencia instalada LIT.

En la figura 9.3.1.6 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región de BUENOS AIRES Y GRAN BUENOS AIRES (BAS+GBA), en donde el parque fijo está compuesto solo por máquinas térmicas fósiles y nucleares. A su vez se observan que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y nucleares. Finalmente en los años 2017 y 2020 ingresan dos centrales nucleares de 1000 MW respectivamente.

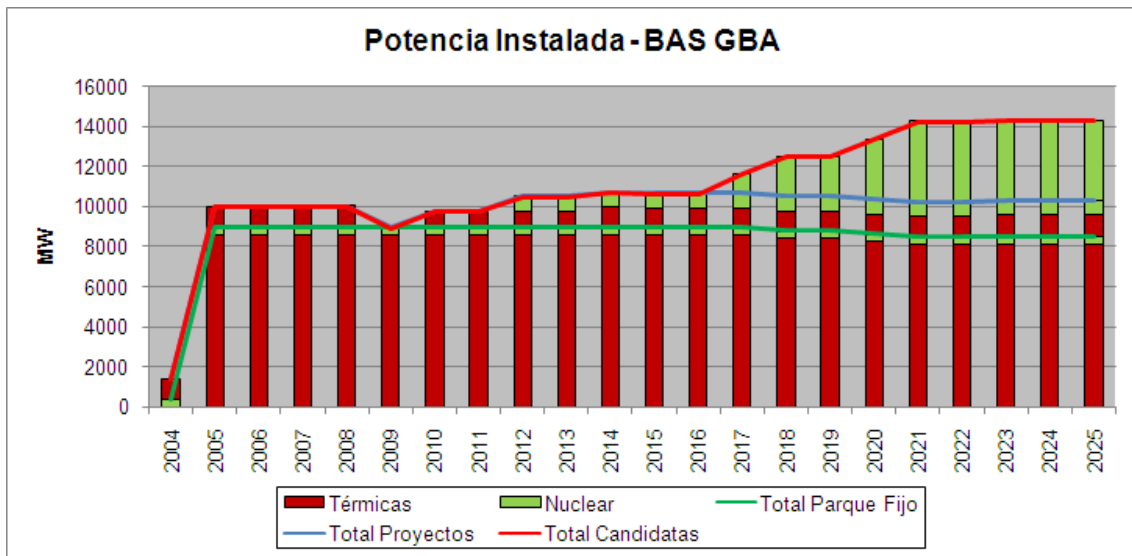


Figura 9.3.1.6: Potencia instalada BAS+GBA.

En la figura 9.3.1.7 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región COMAHUE (COM), en donde el parque fijo está compuesto principalmente por máquinas hidráulicas y térmicas con menor participación. A su vez se observa que ingresan proyectos térmicos y en menor medida renovables (constituido por tecnologías geotérmicas y mini-hidroeléctricas). Finalmente en los últimos años de estudio ingresan candidatas hidráulicas.

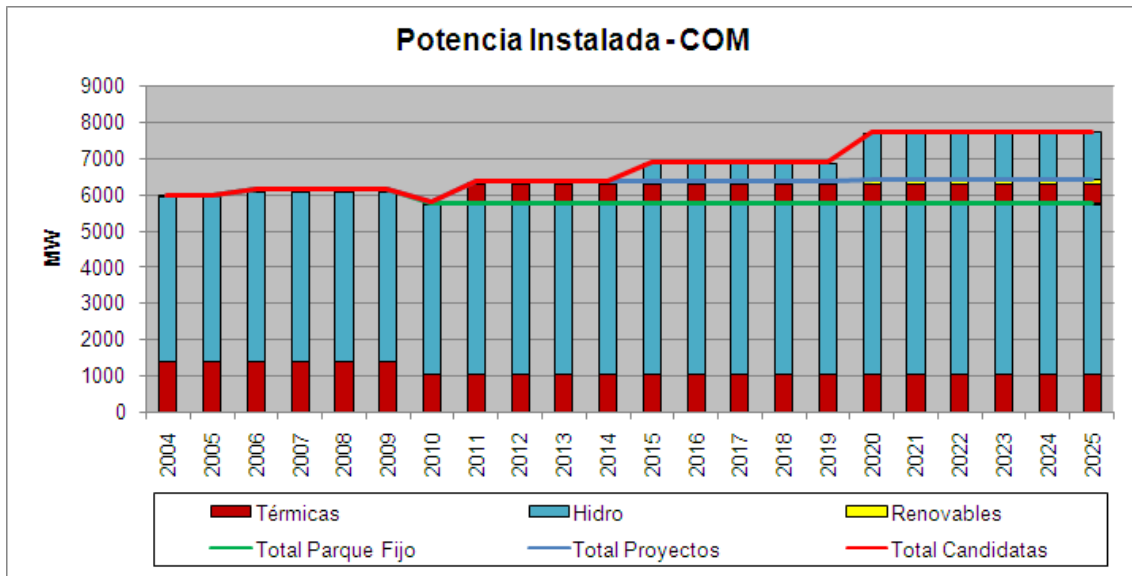


Figura 9.3.1.7: Potencia instalada COM.

En la figura 9.3.1.8 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región PATAGONIA (PAT), en donde el parque fijo está compuesto por máquinas térmicas e hidráulicas. A su vez se observa que en el año 2009 existe un fuerte ingreso de proyectos térmicos y en menor medida renovables (eólicos y mini-hidroeléctricas). También en el año 2014 se instalan candidatas hidráulicas y térmicas.

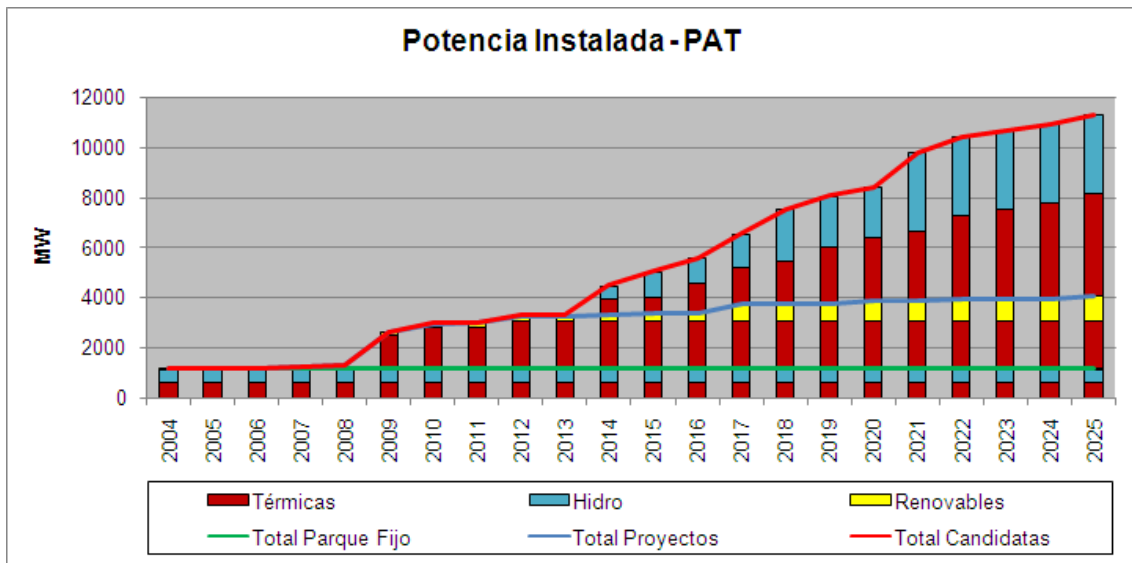


Figura 9.3.1.8: Potencia instalada PAT.

### 9.3.2. Generación

Al analizar la regionalización del país se obtienen intercambios de energía eléctrica entre regiones, ya que no todas ellas se abastecen por sí mismas, sino que requieren de la generación de otras para cubrir sus demandas. Para ello existen las líneas de transporte, las cuales posibilitan la vinculación eléctrica entre dichas regiones. A continuación se presenta para cada una de las regiones la generación y los intercambios eléctricos entre ellas.

**Región NOA:** En la generación de la región NOA en el año 2004 la participación térmica es de un 92% e hidráulica con un 8%. Al final del período de estudio, año 2025, esta relación cambia como se aprecia en la figura 9.3.2.1, con una participación del 53% de la generación nuclear.

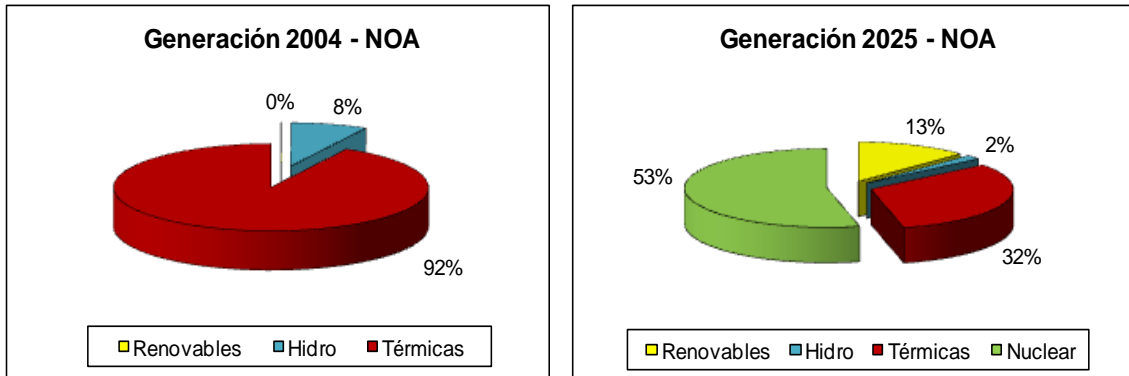


Figura 9.3.2.1: Generación 2004 y 2025 – NOA.

A continuación se presenta en la figura 9.3.2.2 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región NOA, en donde se observa que se trata de una región exportadora ya que se autoabastece y genera energía excedente a sus requerimientos.

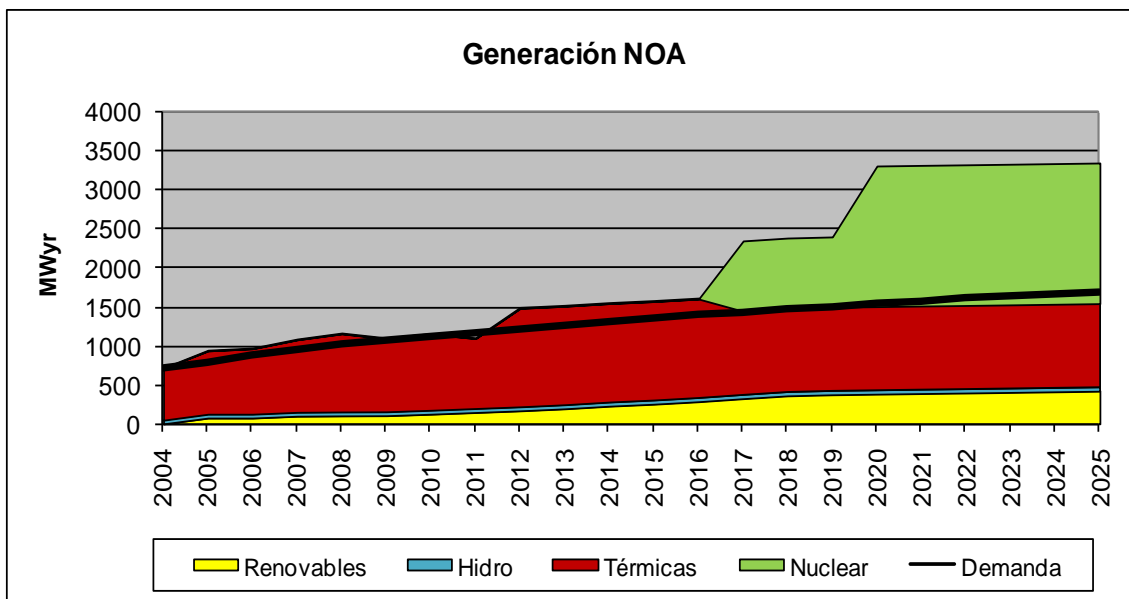


Figura 9.3.2.2: Evolución de la demanda y generación eléctrica – NOA.

La generación excedente de la región NOA, principalmente a partir del año 2017, se transmite por las líneas de alta tensión a las siguientes regiones, según se muestra en la figura 9.3.2.3.

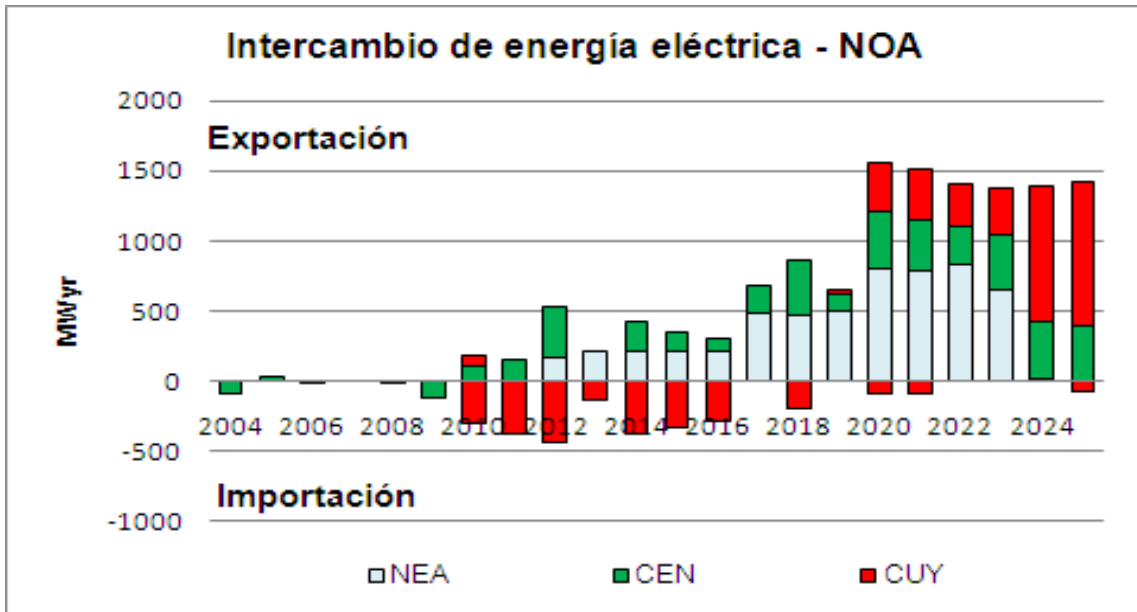


Figura 9.3.2.3: Intercambio de energía eléctrica – NOA.

A partir del término de la construcción de las líneas NOA-NEA y NOA-CUY existe un gran intercambio entre dichas regiones

**Región CEN:** la generación en el año 2004 posee una matriz con una participación nuclear de 80%. Al final del período de estudio se produce un pequeño cambio en esta relación; se observa una mayor participación térmica como se aprecia en la figura 9.3.2.4.

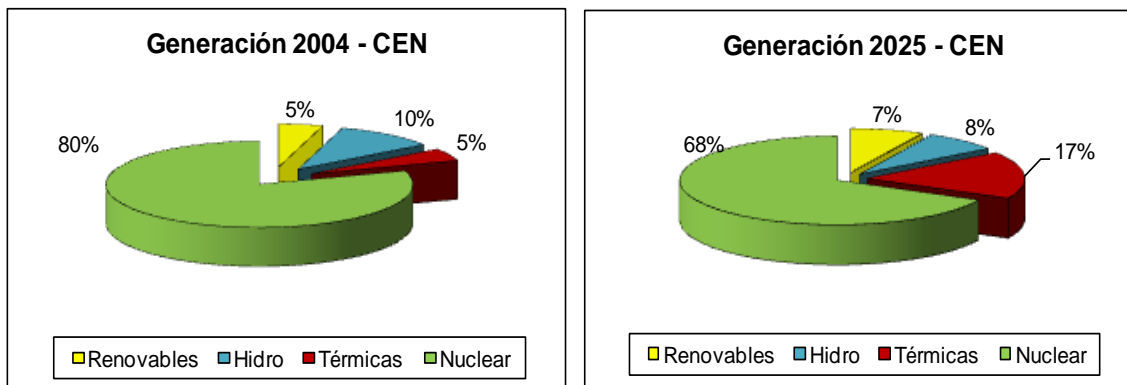


Figura 9.3.2.4: Generación 2004 y 2025 – CEN.

A continuación se presenta en la figura 9.3.2.5 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región CEN, en donde se observa que no se autoabastece durante el período de estudio.

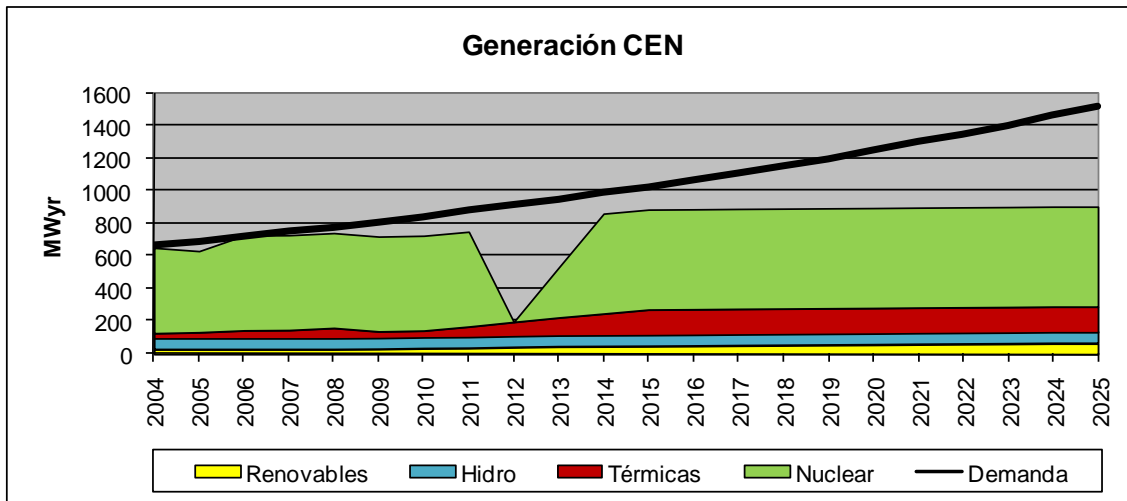


Figura 9.3.2.5: Evolución de la demanda y generación eléctrica – CEN.

Para el año 2012 están previstas las obras de “extensión de vida” de la Central Nuclear Embalse, es por ello que en ese año sale de servicio y su generación es nula

En la figura 9.3.2.6 se aprecian las regiones de las cuales la región CEN importa energía eléctrica.

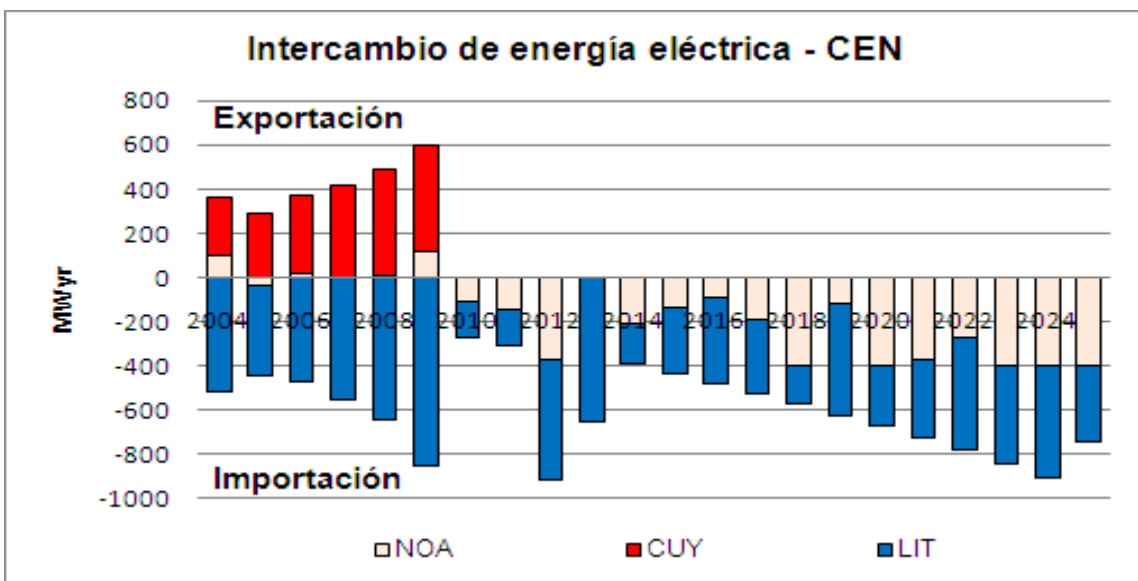


Figura 9.3.2.6: Intercambio de energía eléctrica – CEN.

La región CEN es una importadora neta de electricidad a partir del año 2010.

**Región CUY:** En la generación de la región CUY, en el año 2004 la participación térmica es de un 35%, hidráulica de un 53% y posee un menor porcentaje de generación renovable. Al final del periodo de estudio esta relación cambia mostrándose un 52% de participación hidráulica como se aprecia en la figura 9.3.2.7.

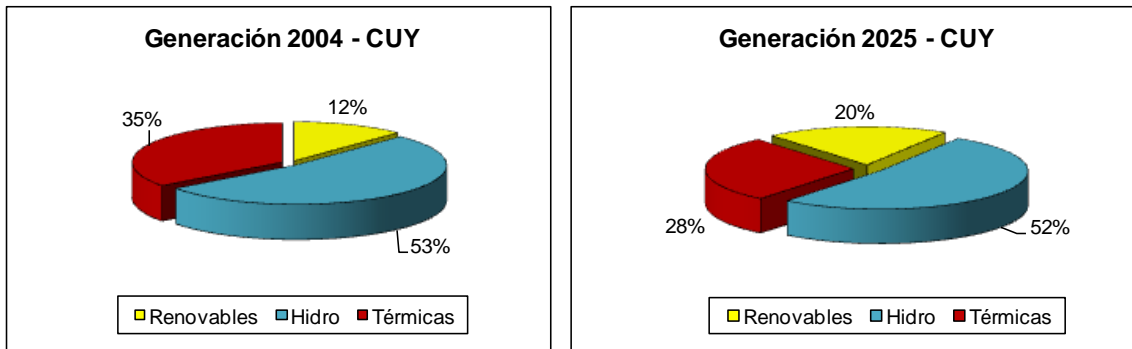


Figura 9.3.2.7: Generación 2004 y 2025 – CUY.

A continuación se presenta en la figura 9.3.2.8 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región CUY, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el periodo de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

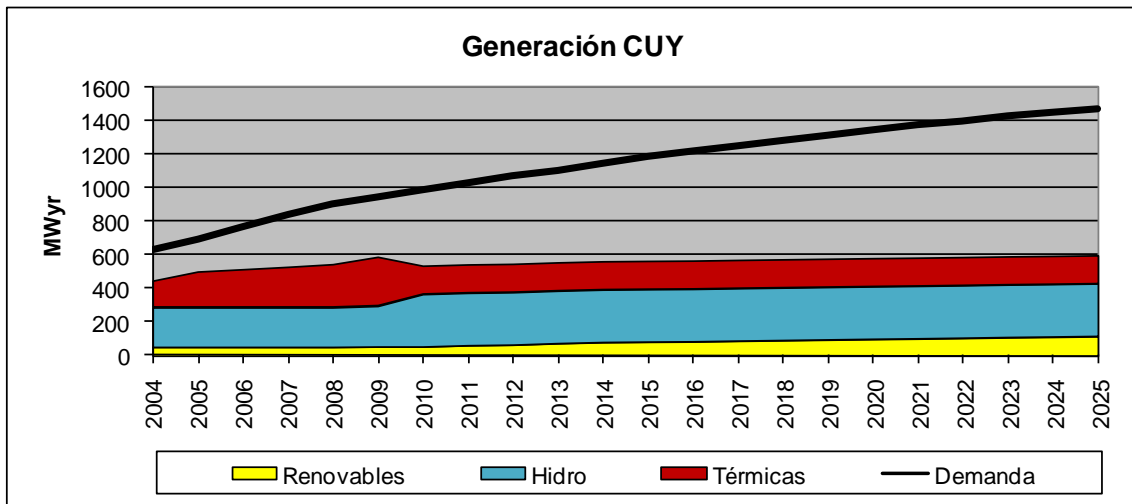


Figura 9.3.2.8: Evolución de la demanda y generación eléctrica – CUY.

En la figura 9.3.2.9 se aprecian las regiones de las cuales la región CUY importa energía eléctrica.

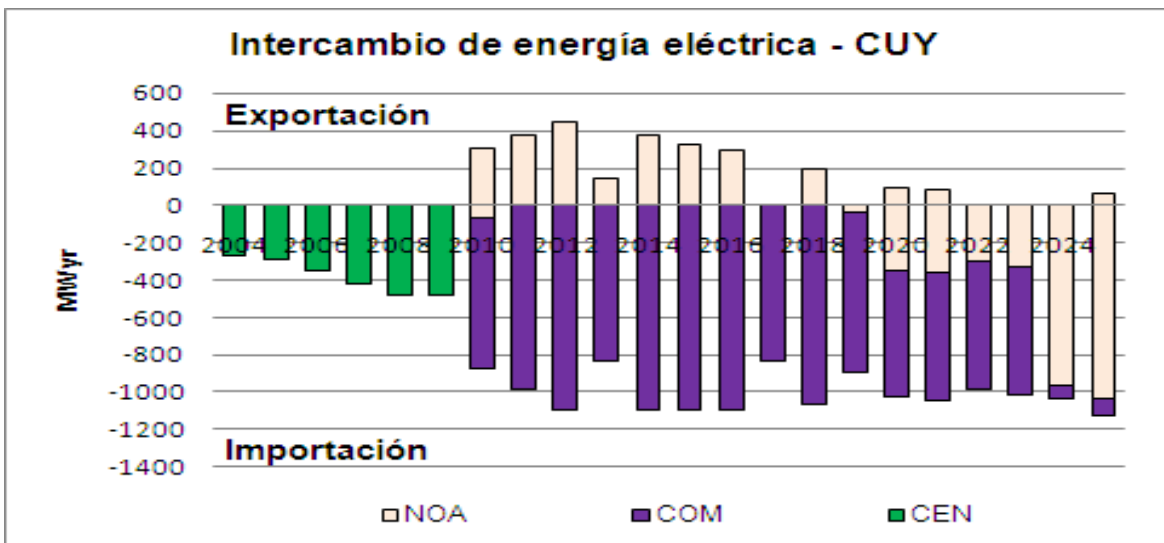


Figura 9.3.2.9: Intercambio de energía eléctrica – CUY.

**Región NEA:** En la generación de la región NEA, en el año 2004 la participación hidráulica es de un 98%. Al final del período de estudio aumenta la participación de generación renovable, tal como se muestra en la figura 9.3.2.10.

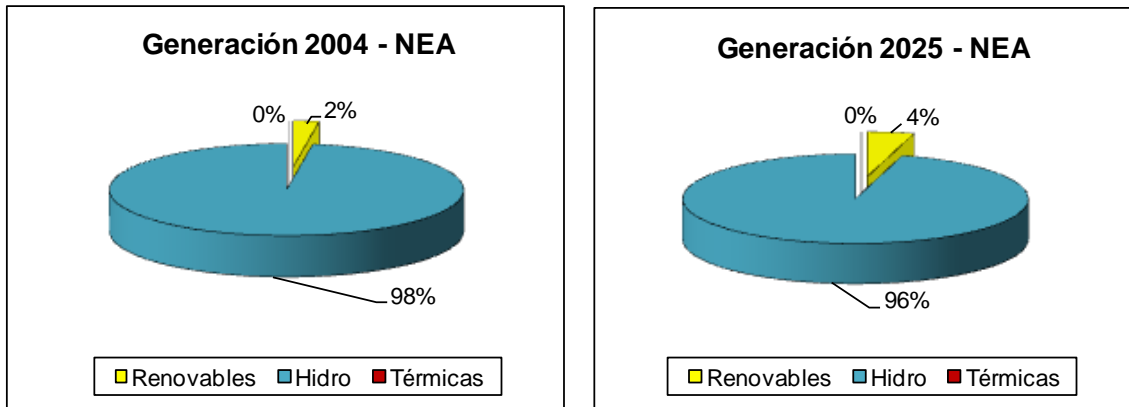


Figura 9.3.2.10: Generación 2004 y 2025 – NEA.

A continuación se presenta en la figura 9.3.2.11 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región NEA, en donde se observa que la misma se autoabastece y genera excedente de energía eléctrica respecto a sus requerimientos durante todo el período.

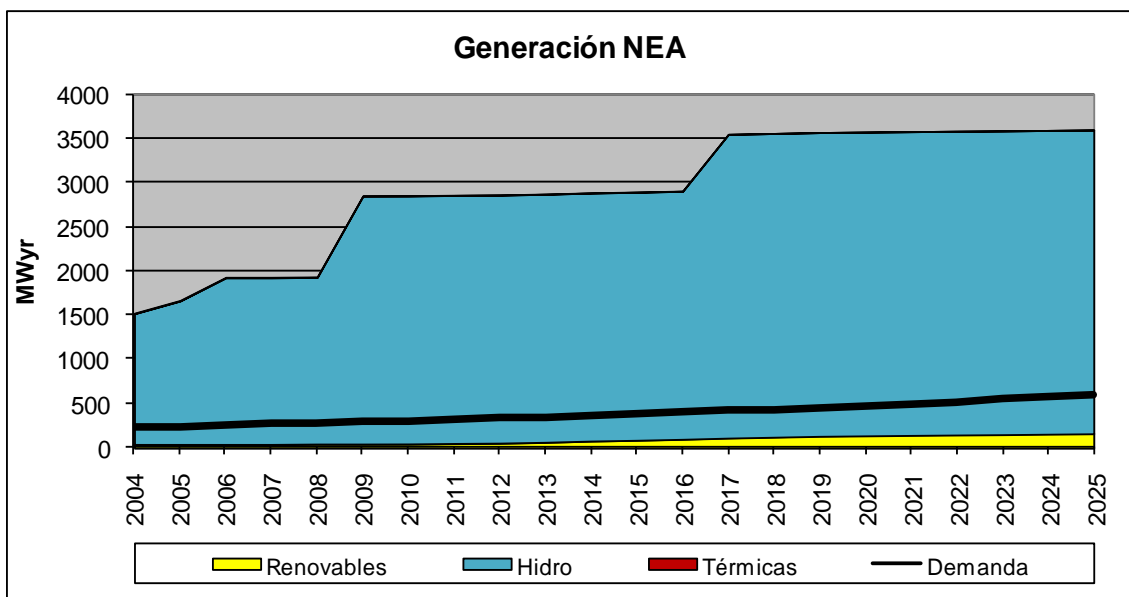


Figura 9.3.2.11: Evolución de la demanda y generación eléctrica – NEA.

En la figura 9.3.2.12 se aprecian las regiones a las cuales la región NEA exporta energía eléctrica. Es de destacar que dadas las características de la generación anual de Yacyretá (impuestas por el caudal natural del Río Paraná) se observa que hay energía de importación recién en los últimos años del periodo de estudio.

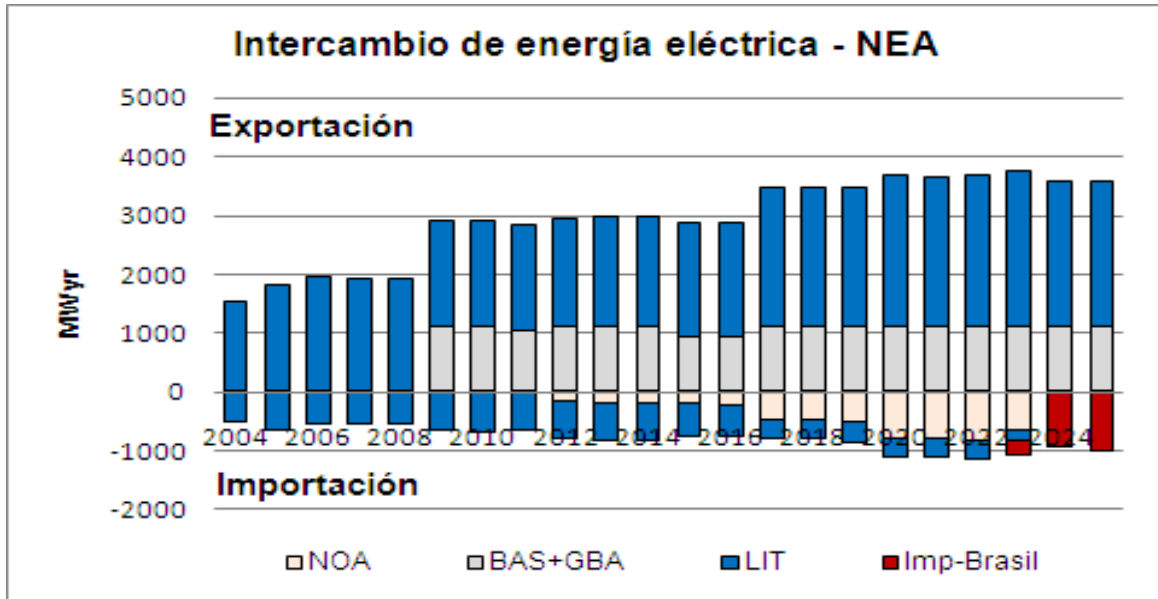


Figura 9.3.2.12: Intercambio de energía eléctrica – NEA.

Si bien es una paradoja importar y exportar en el mismo año a una región dada, puede explicarse debido a que los requerimientos regionales son temporales, la demanda de energía eléctrica no es constante a lo largo del año.

**Región LIT:** En la generación de la región LIT, en el año 2004 y 2025 la participación es únicamente hidráulica como se aprecia en la figura 9.3.2.13.

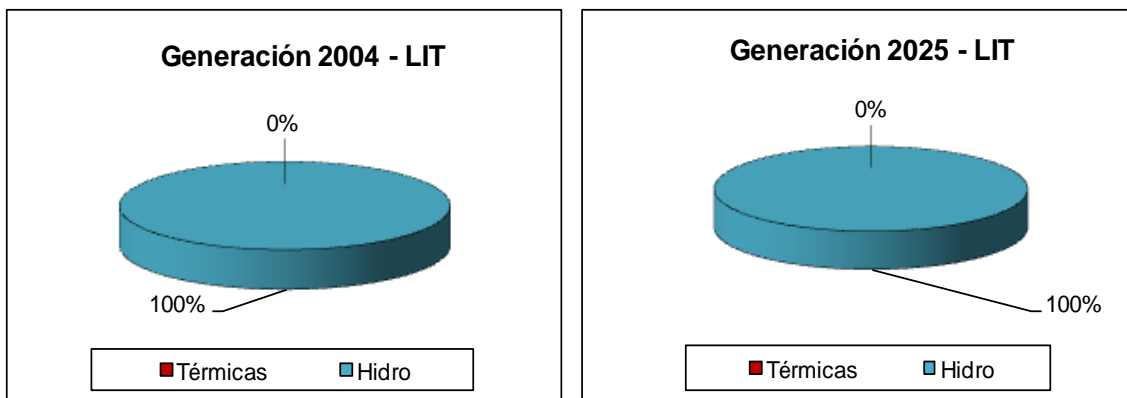


Figura 9.3.2.13: Generación 2004 y 2025 – LIT.

A continuación se presenta en la figura 9.3.2.14 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región LIT, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el período de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

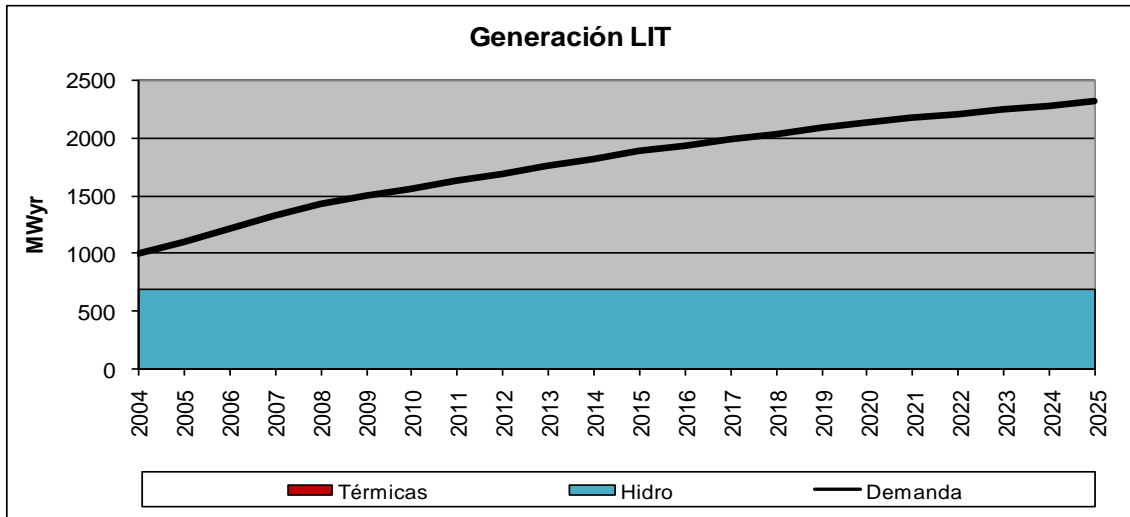


Figura 9.3.2.14: Evolución de la demanda y generación eléctrica – LIT.

En la figura 9.3.2.15 se aprecian las regiones de las cuales la región LIT importa energía eléctrica.

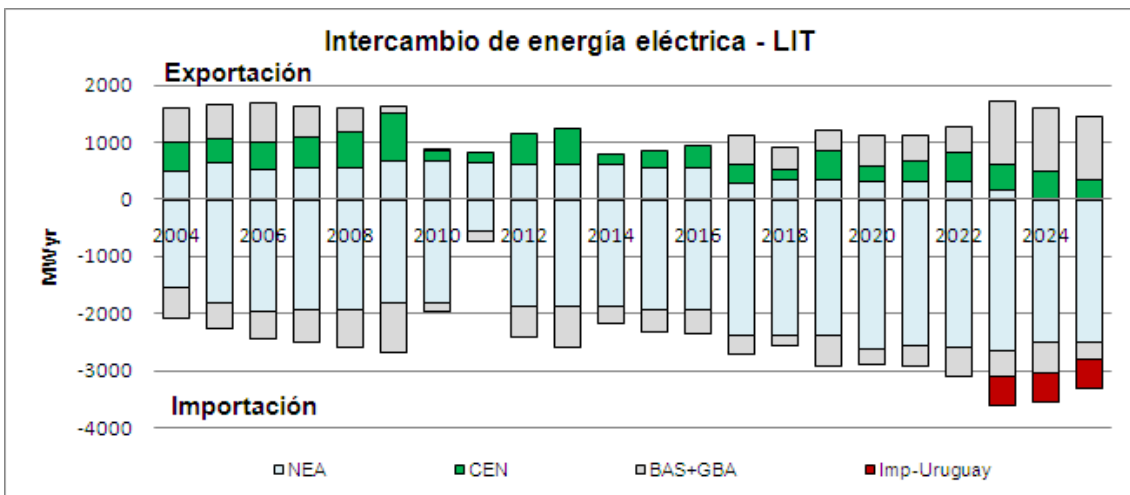


Figura 9.3.2.15: Intercambio de energía eléctrica – LIT.

Se observa un porcentaje de energía eléctrica proveniente de Uruguay en los últimos años del período de estudio. A su vez, se aprecia que gran parte de la energía importada del NEA es exportada a las regiones de BAS+GBA y CEN.

**Región BAS+GBA:** En la generación de la región BAS+GBA en el año 2004 la participación térmica es de un 89% y nuclear con un 11%. Al final del periodo de estudio esta relación cambia aumentando la participación de la generación nuclear a un 59% como se aprecia en la figura 9.3.2.16.

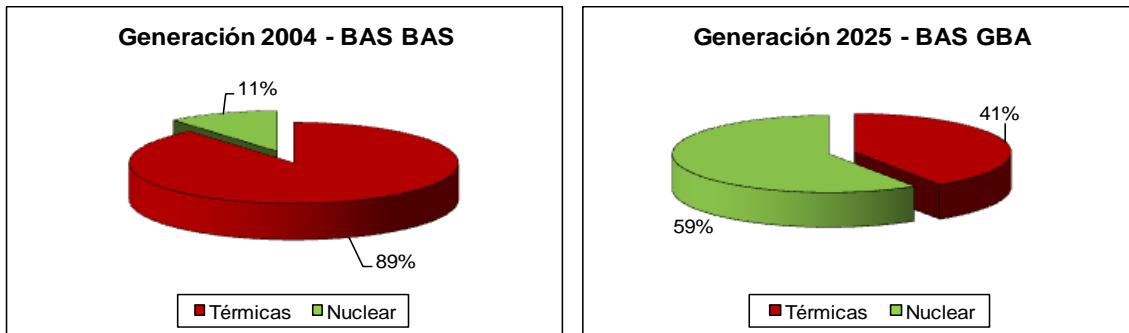


Figura 9.3.2.16: Generación 2004 y 2025 – BAS+GBA.

A continuación se presenta en la figura 9.3.2.17 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región BAS+GBA, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el periodo de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

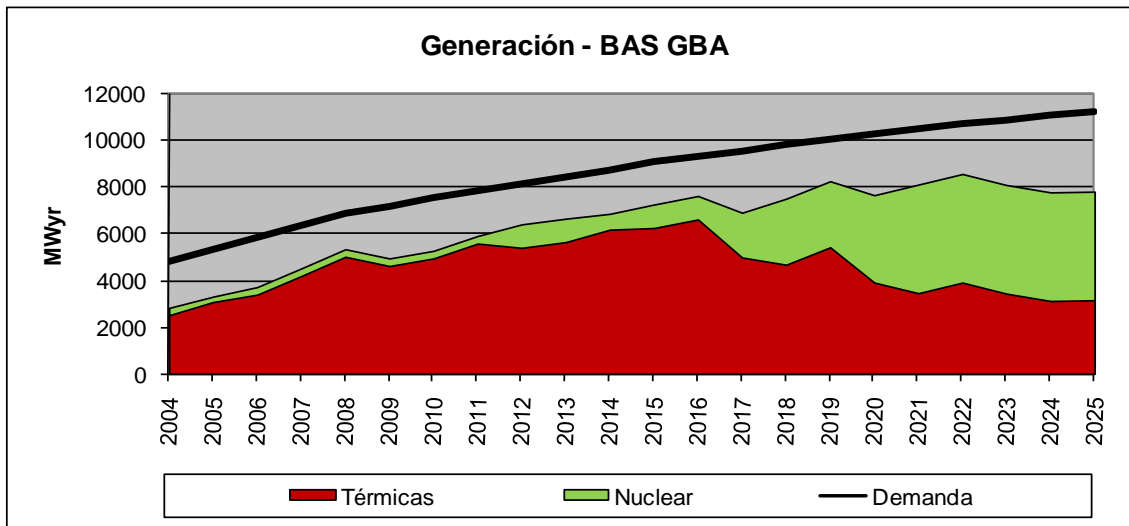


Figura 9.3.2.17: Evolución de la demanda y generación eléctrica – BAS+GBA.

En la figura 9.3.2.18 se aprecian las regiones de las cuales la región BAS+GBA importa energía eléctrica.

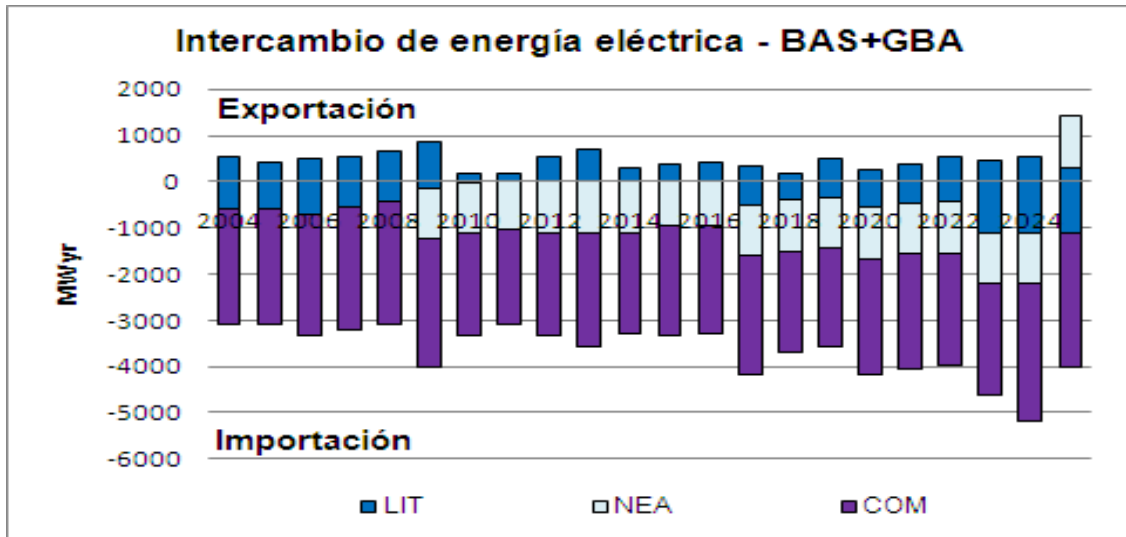


Figura 9.3.2.18: Intercambio de energía eléctrica – BAS+GBA.

Se destaca que BAS+GBA importa electricidad de PAT a través del COM.

**Región COM:** En la generación de la región COM en el año 2004 la participación es hidráulica, térmica y renovable en menor medida como se aprecia en la figura 9.3.2.19.

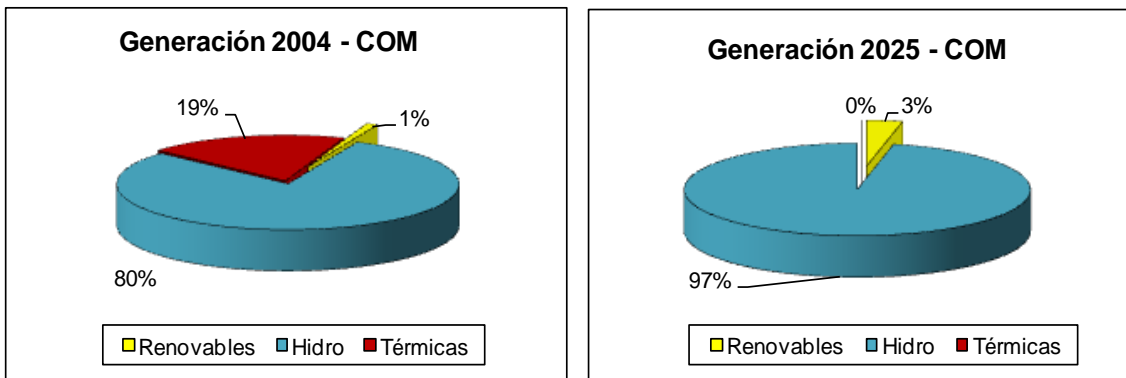


Figura 9.3.2.19: Generación 2004 y 2025 – COM.

A continuación se presenta en la figura 9.3.2.20 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región COM, en donde se observa que la misma se autoabastece durante el periodo de estudio y a su vez genera energía eléctrica excedente a sus requerimientos para exportar a otras regiones.

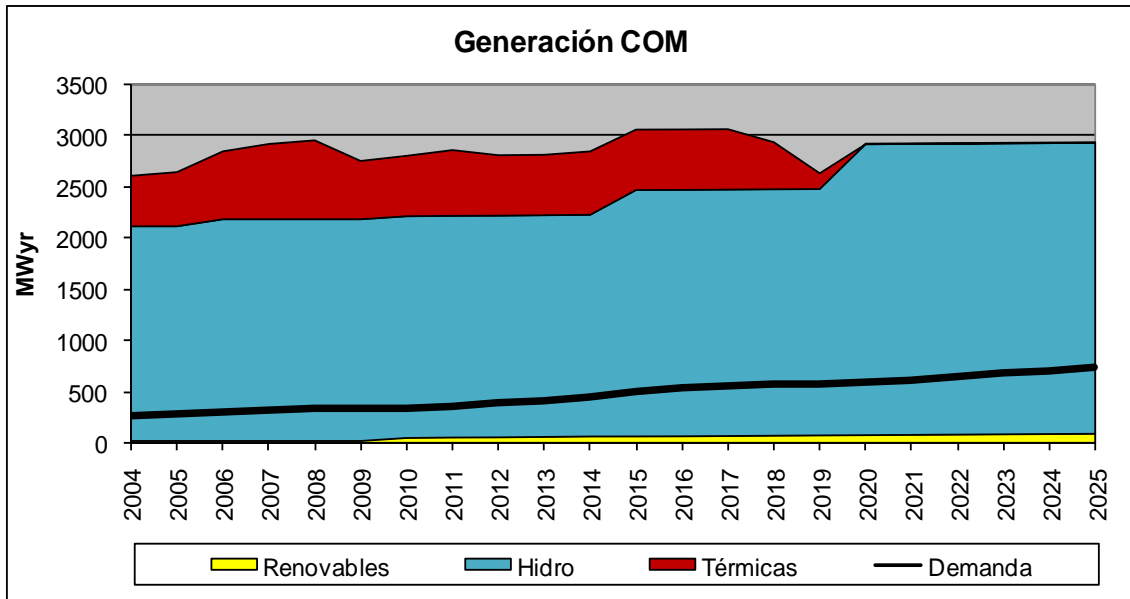
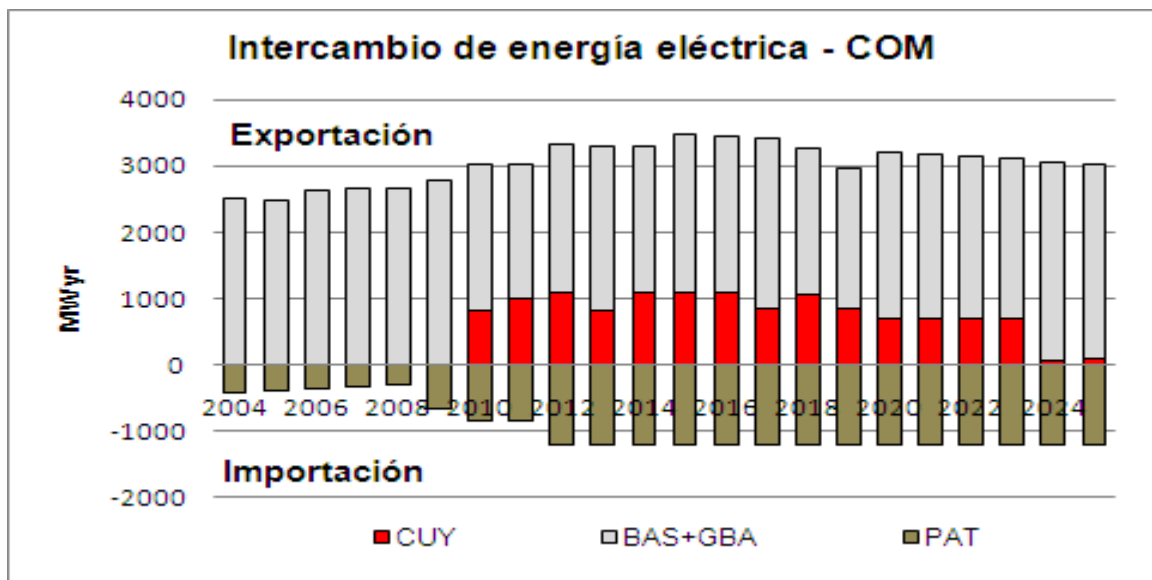


Figura 9.3.2.20: Evolución de la demanda y generación eléctrica – COM.

En la figura 9.3.2.21 se aprecian las regiones a las cuales la región COM exporta energía eléctrica.



9.3.2.21: Intercambio de energía eléctrica – COM.

Se observa que en los primeros años de estudio exporta aproximadamente 2000 MWyr a la región BAS+GBA. La energía proveniente de PAT que figura como importación es al solo efecto de pasaje hacia la región BAS+GBA.

**Región PAT:** En la generación de la región PAT en el año 2004 la participación térmica es de un 42%. Al final del período de estudio esta relación cambia aumentando la participación hidráulica en un 71% como se aprecia en la figura 9.3.2.22.

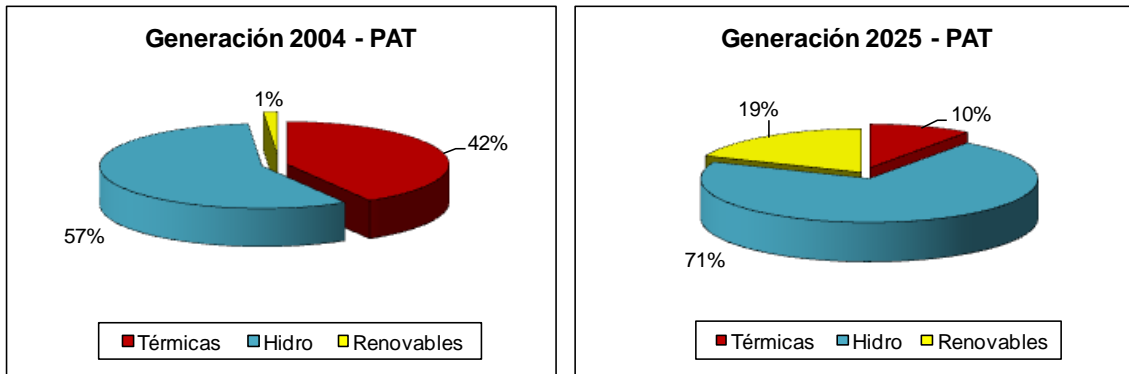


Figura 9.3.2.22: Generación 2004 y 2025 – PAT.

A continuación se presenta en la figura 9.3.2.23 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región PAT, en donde se observa que la misma se autoabastece durante el periodo de estudio y a su vez genera energía eléctrica excedente a sus requerimientos para exportar a otras regiones.

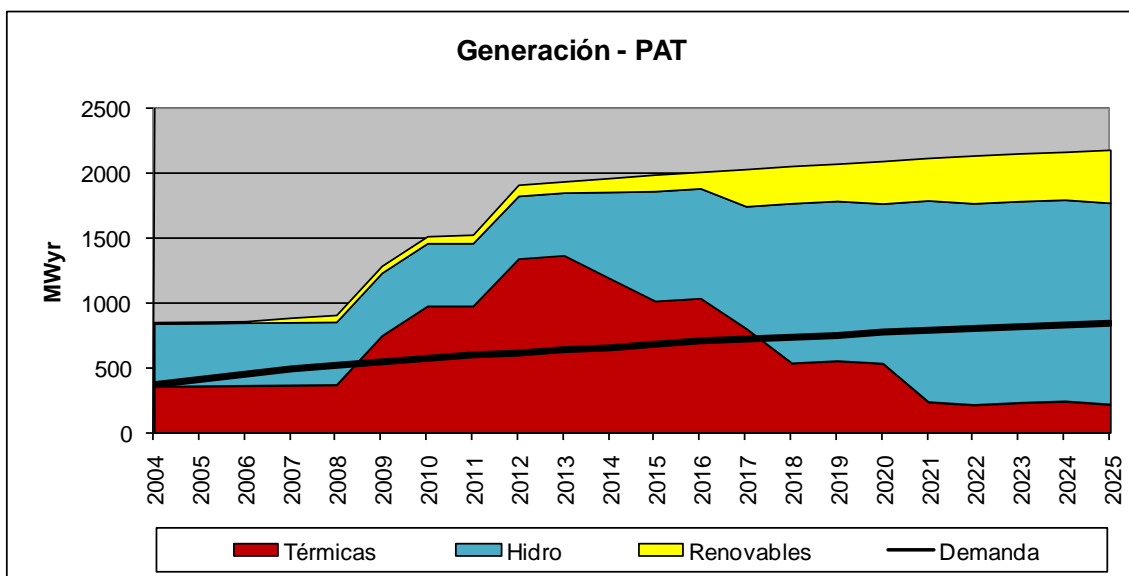


Figura 9.3.2.23: Evolución de la demanda y generación eléctrica – PAT.

En la figura 9.3.2.24 se aprecian las regiones a las cuales la región PAT exporta energía eléctrica.

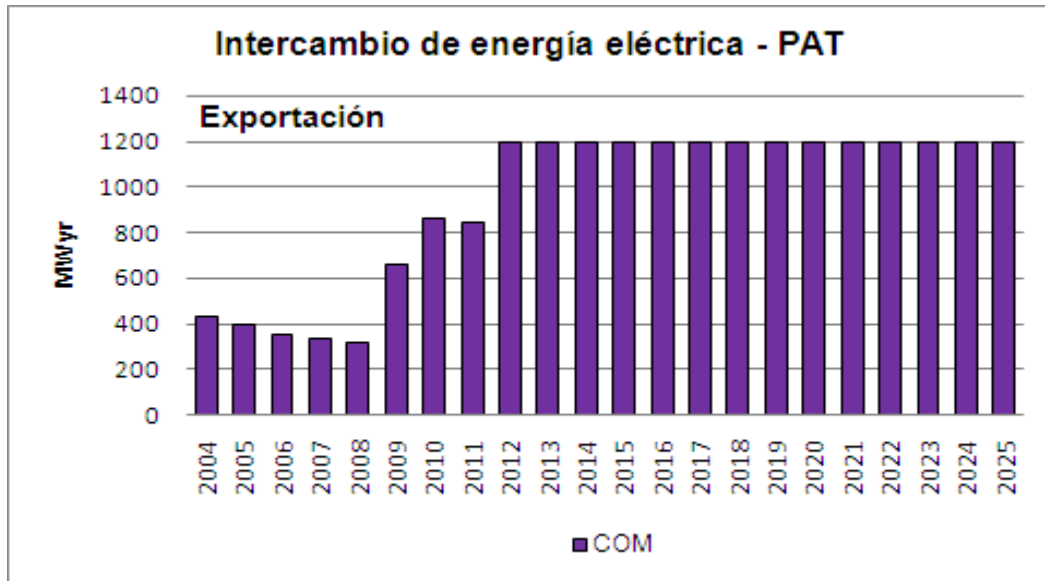


Figura 9.3.2.24: Intercambio de energía eléctrica – PAT.

La importación a BAS+GBA se realiza a través de la región COM. A partir del año 2012, la línea Puerto Madryn-Choele Choel está saturada.

#### 9.4. Escenario 4

Los resultados obtenidos luego de la optimización de la modelación del Escenario 4 para el período de estudio se presentan a continuación.

##### 9.4.1. Potencia Instalada

A continuación se presenta la evolución de la potencia instalada correspondiente a cada una de las regiones en las que se divide eléctricamente el país.

En la figura 9.4.1.1 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región NOA, en donde el parque fijo está compuesto por máquinas térmicas y en menor medida las tecnologías hidráulicas y renovables. A su vez se observa que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y renovables. Finalmente en los años 2017 y 2020 ingresan dos centrales nucleares de 900 MW respectivamente.

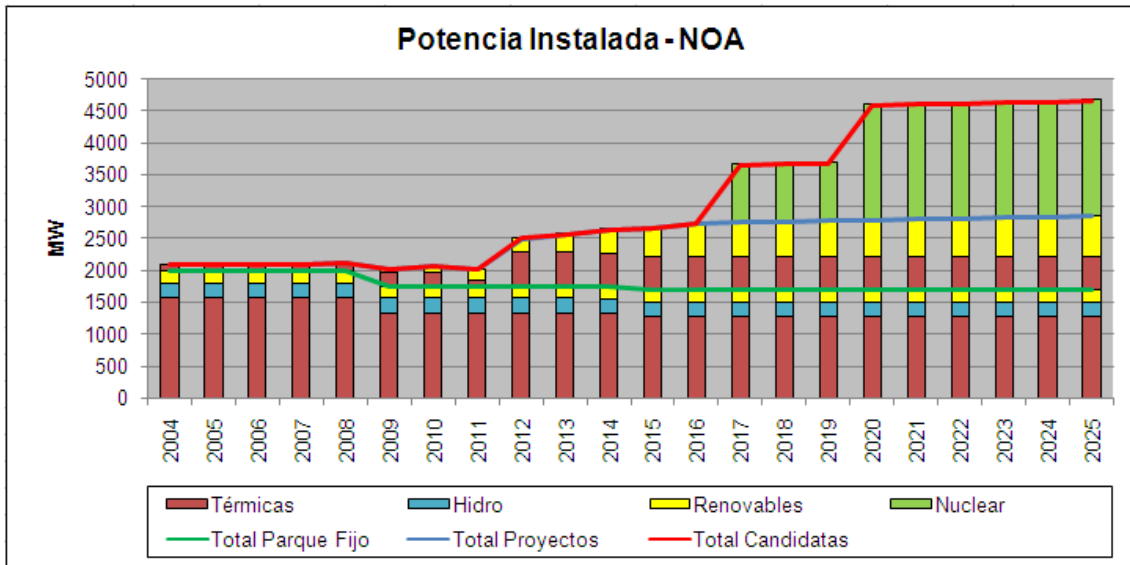


Figura 9.4.1.1: Potencia instalada NOA.

En la figura 9.4.1.2 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región CEN, en donde el parque fijo posee capacidades térmicas, hidroeléctricas y nucleares. También, se observa que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y en menor medida renovables (mini-hidroeléctricas). No ingresan al sistema ninguna de las tecnologías candidatas establecidas.

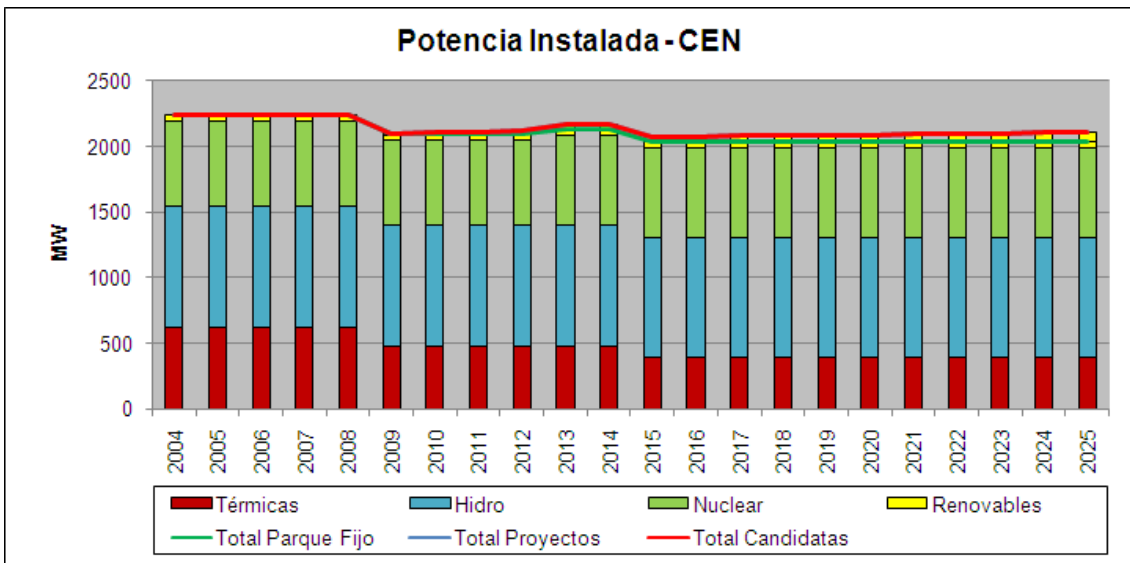


Figura 9.4.1.2: Potencia instalada CEN.

En la figura 9.4.1.3 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región CUY, en donde el parque fijo posee una gran participación de capacidad hidráulica, térmica y en menor medida renovable (mini-hidroeléctrica). A su vez, se observa un leve ingreso de proyectos hidráulicos y renovables (mini-hidroeléctrica).

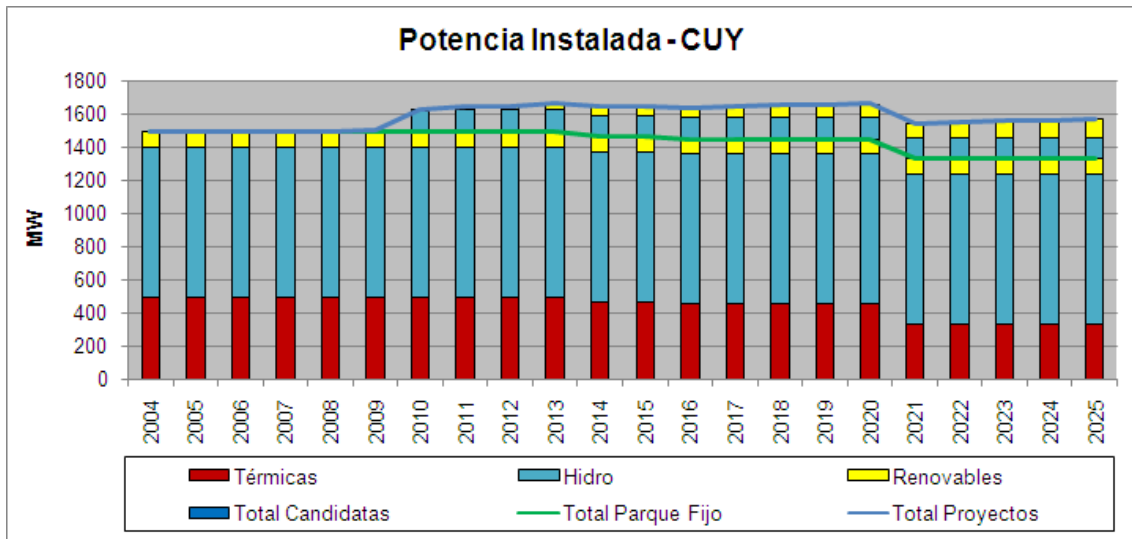


Figura 9.4.1.3: Potencia instalada CUY.

En la figura 9.4.1.4 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región NEA, en donde el parque fijo posee principalmente capacidad hidráulica. A su vez, se observa ingresos de proyectos del mismo carácter y en menor medida renovables (biomasa y mini-hidroeléctricas). A partir del año 2017 entran candidatas hidráulicas.

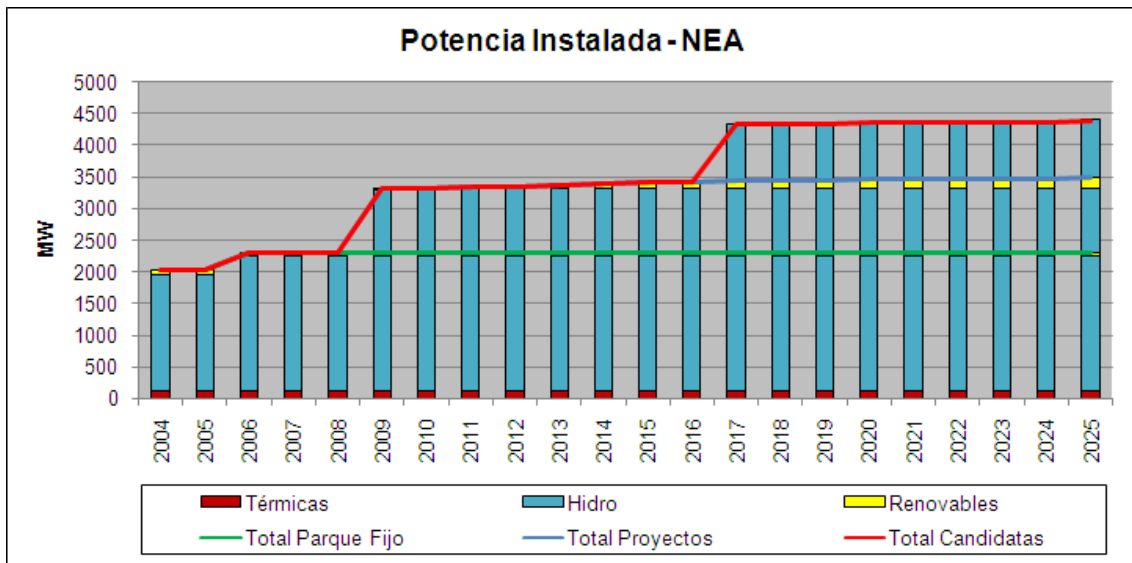


Figura 9.4.1.4: Potencia instalada NEA.

En la figura 9.4.1.5 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región LIT, en donde el parque fijo está compuesto principalmente por máquinas hidráulicas y en menor proporción por máquinas térmicas. A su vez, se observa en el año 2024 el ingreso de 270 MW de proyectos térmicos. Es de destacar que no se produce ingreso de máquinas candidatas.

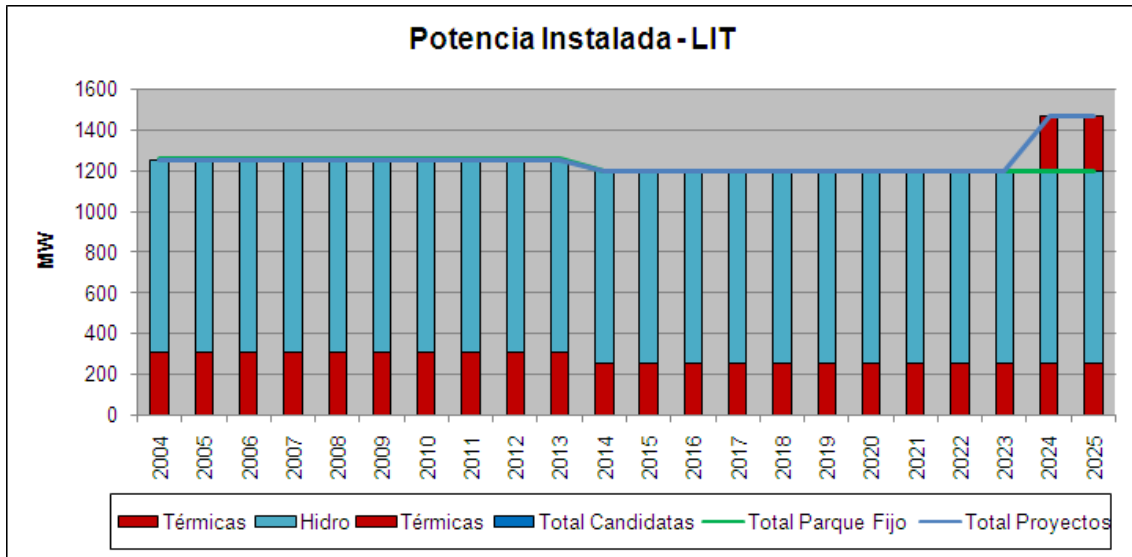


Figura 9.4.1.5: Potencia instalada LIT.

En la figura 9.4.1.6 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región de BAS+GBA, en donde el parque fijo está compuesto solo por máquinas térmicas fósiles y nucleares. A su vez se observan que a partir del año 2009 ingresan proyectos térmicos y nucleares. Finalmente en los años 2017 y 2020 ingresan dos centrales nucleares de 1000 MW respectivamente.

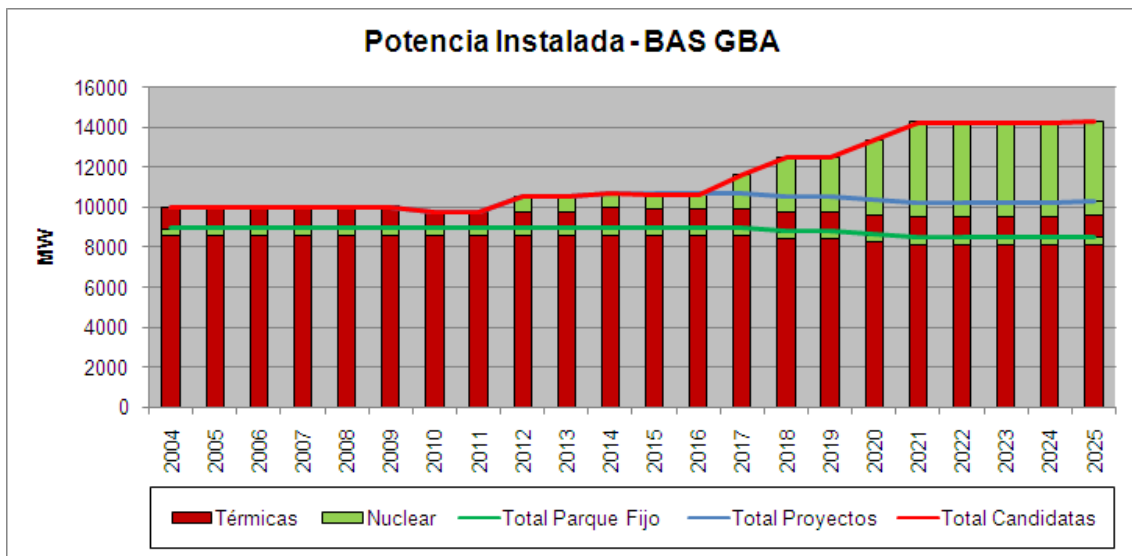


Figura 9.4.1.6: Potencia instalada BAS+GBA.

En la figura 9.4.1.7 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región COM, en donde el parque fijo está compuesto principalmente por máquinas hidráulicas y térmicas con menor participación. A su vez se observa que ingresan proyectos térmicos y en menor medida renovables (constituido por tecnologías geotérmicas y mini-hidroeléctricas). Finalmente en los últimos años de estudio ingresan candidatas hidráulicas.

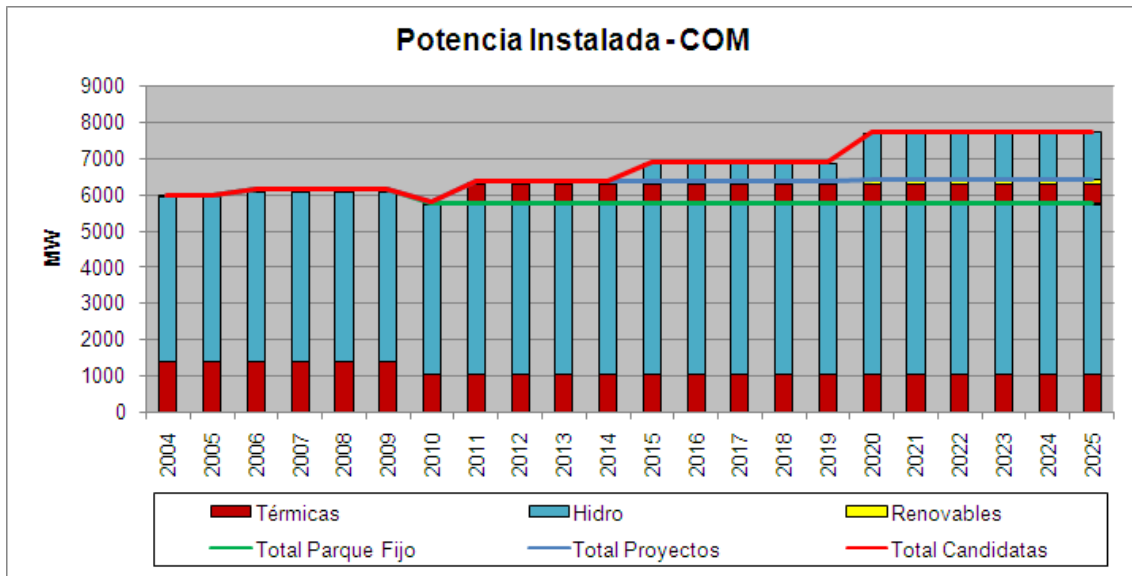


Figura 9.4.1.7: Potencia instalada COM.

En la figura 9.4.1.8 se presenta la evolución de la potencia instalada de la región PAT, en donde el parque fijo está compuesto por máquinas térmicas e hidráulicas. A su vez se observa que en el año 2009 existe un fuerte ingreso de proyectos térmicos y en menor medida renovables (eólicos y mini-hidroeléctricas). También en el año 2014 se instalan candidatas hidráulicas y térmicas.

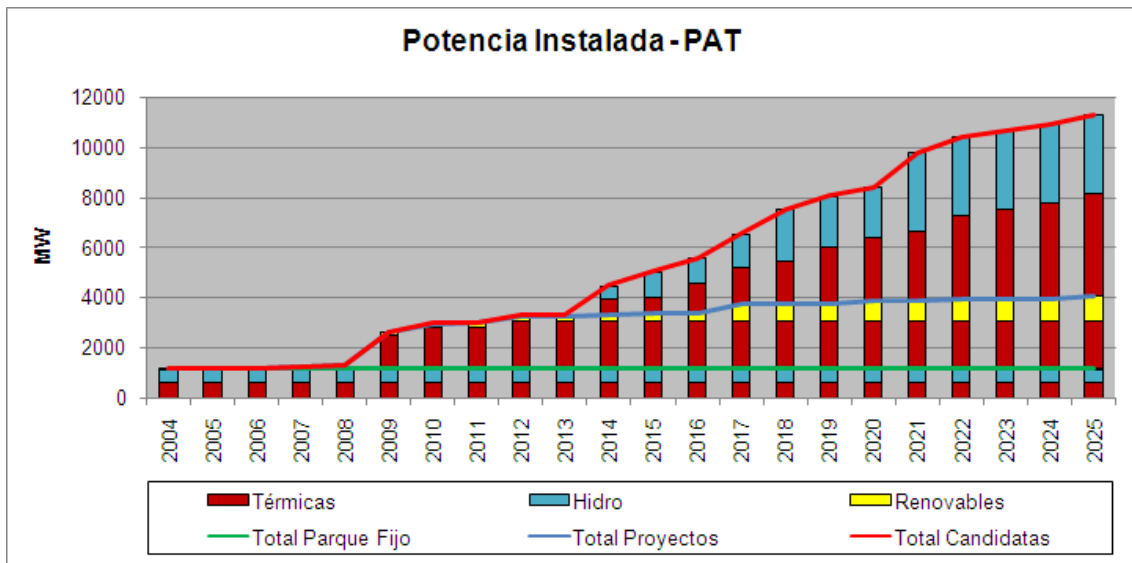


Figura 9.4.1.8: Potencia instalada PAT.

## 9.4.2. Generación

Al analizar la regionalización del país se obtienen intercambios de energía eléctrica entre regiones, ya que no todas ellas se abastecen por sí mismas, sino que requieren de la generación de otras para cubrir sus demandas. Para ello existen las líneas de transporte, las cuales posibilitan la vinculación eléctrica entre dichas regiones. A continuación se presenta para cada una de las regiones la generación y los intercambios eléctricos entre ellas.

**Región NOA:** En la generación de la región NOA en el año 2004 la participación térmica es de un 92% e hidráulica con un 8%. Al final del período de estudio, año 2025, esta relación cambia como se aprecia en la figura 9.4.2.1, con una participación del 53% de la generación nuclear.

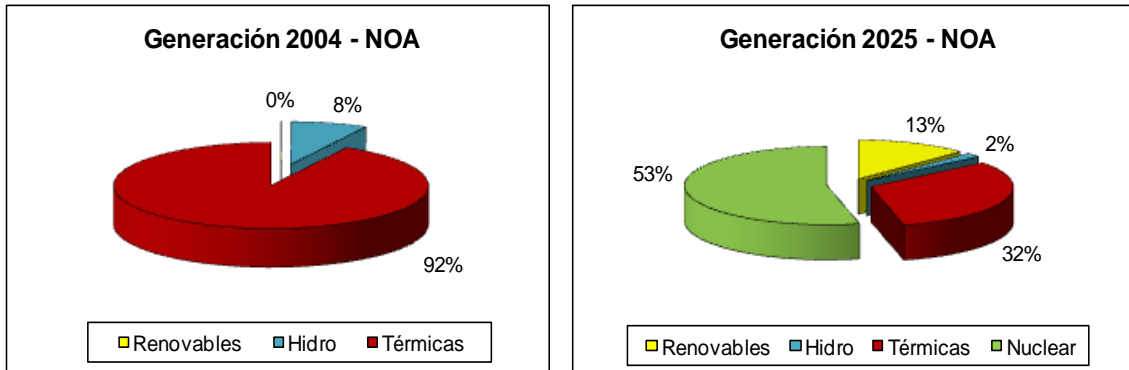


Figura 9.4.2.1: Generación 2004 y 2025 – NOA.

A continuación se presenta en la figura 9.4.2.2 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región NOA, en donde se observa que se trata de una región exportadora ya que se autoabastece y genera energía excedente a sus requerimientos.

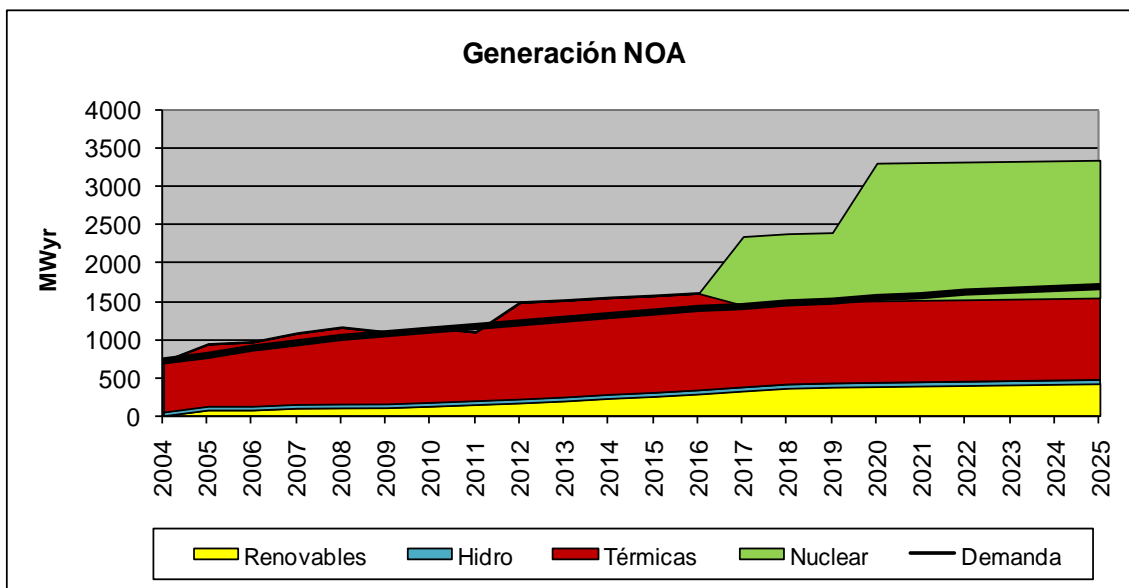


Figura 9.4.2.2: Evolución de la demanda y generación eléctrica – NOA.

La generación excedente de la región NOA, principalmente a partir del año 2017, se trasmite por las líneas de alta tensión a las siguientes regiones, según se muestra en la figura 9.4.2.3.

A partir del término de la construcción de las líneas NOA-NEA y NOA-CUY existe un gran intercambio entre dichas regiones

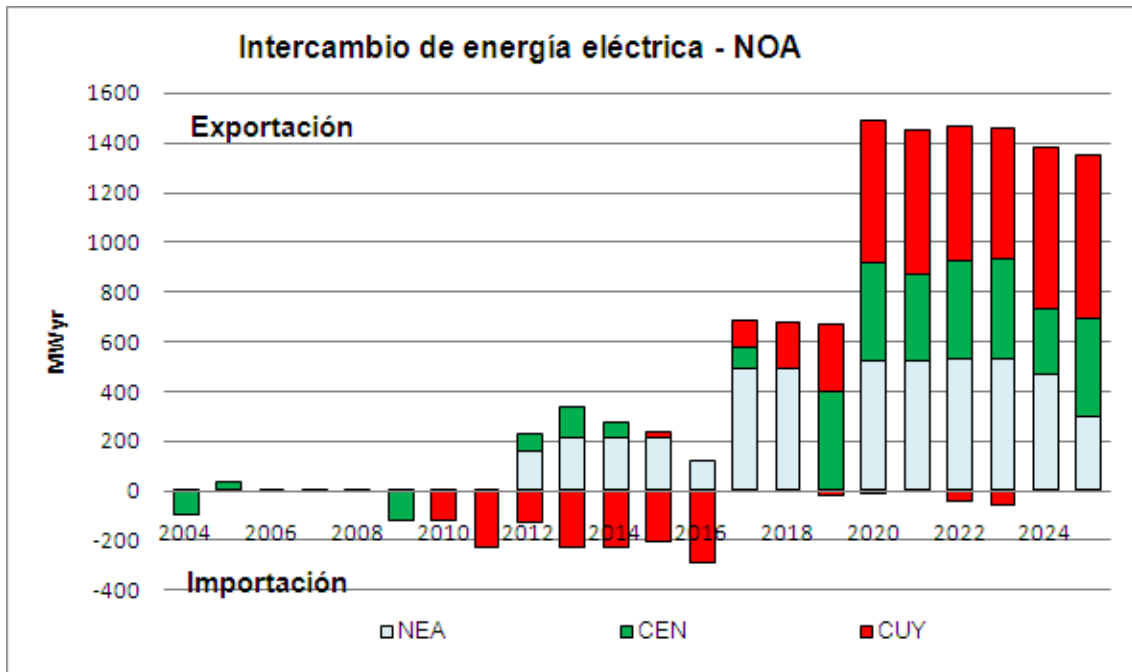


Figura 9.4.2.3: Intercambio de energía eléctrica – NOA.

**Región CEN:** la generación en el año 2004 posee una matriz con una participación nuclear superior al 80%, que prácticamente se mantiene hacia el final del período de estudio, como puede observarse en la figura 9.4.2.4.

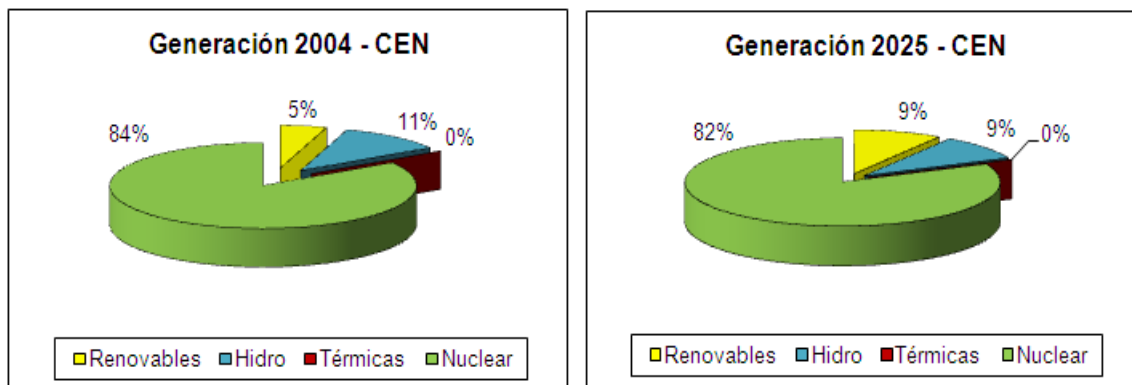


Figura 9.4.2.4: Generación 2004 y 2025 – CEN.

A continuación se presenta en la figura 9.4.2.5 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región CEN, en donde se observa que no se autoabastece durante el período de estudio.

Para el año 2012 están previstas las obras de “extensión de vida” de la Central Nuclear Embalse, es por ello que en ese año sale de servicio y su generación es nula.

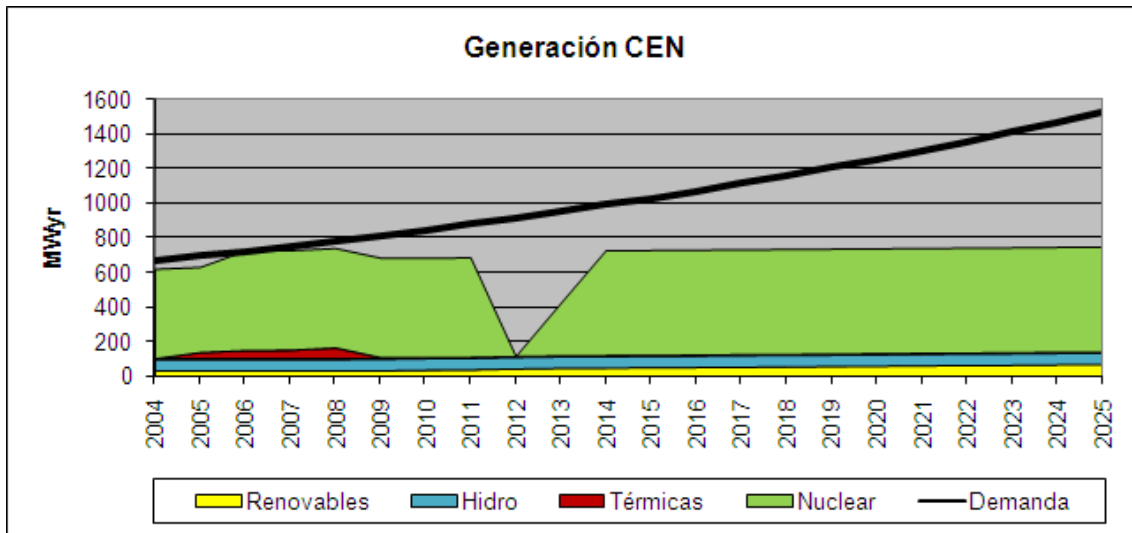


Figura 9.4.2.5: Evolución de la demanda y generación eléctrica – CEN.

En la figura 9.4.2.6 se aprecian las regiones de las cuales la región CEN importa energía eléctrica.

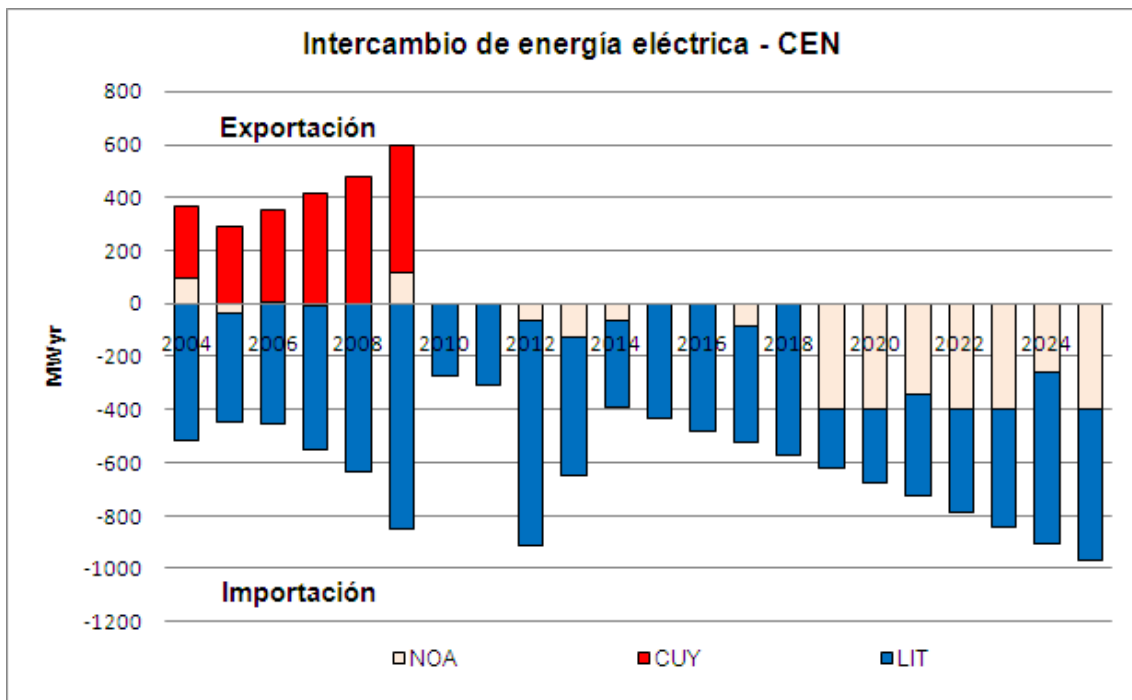


Figura 9.4.2.6: Intercambio de energía eléctrica – CEN.

La región CEN es una importadora neta de electricidad a partir del año 2010.

**Región CUY:** En la generación de la región CUY, en el año 2004 la participación térmica es de un 35%, hidráulica de un 53% y posee un menor porcentaje de generación renovable. Al final del periodo de estudio esta relación cambia mostrándose un 52% de participación hidráulica como se aprecia en la figura 9.4.2.7.

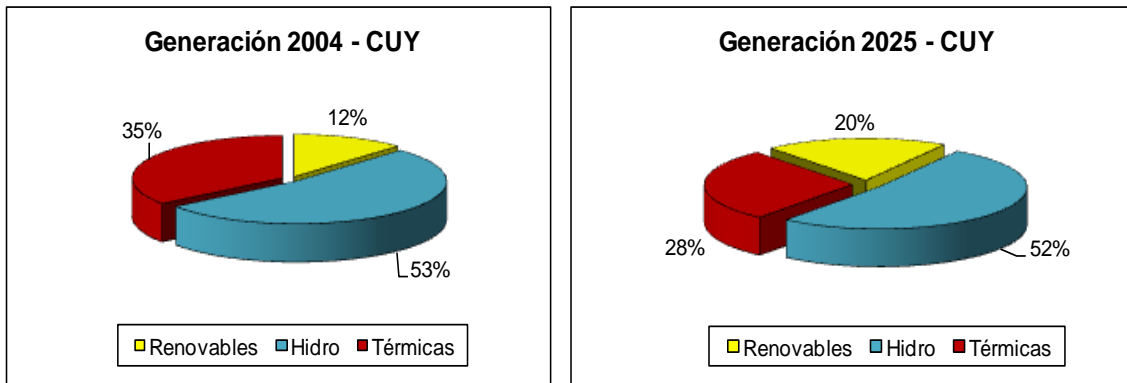


Figura 9.4.2.7: Generación 2004 y 2025 – CUY.

A continuación se presenta en la figura 9.4.2.8 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región CUY, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el periodo de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

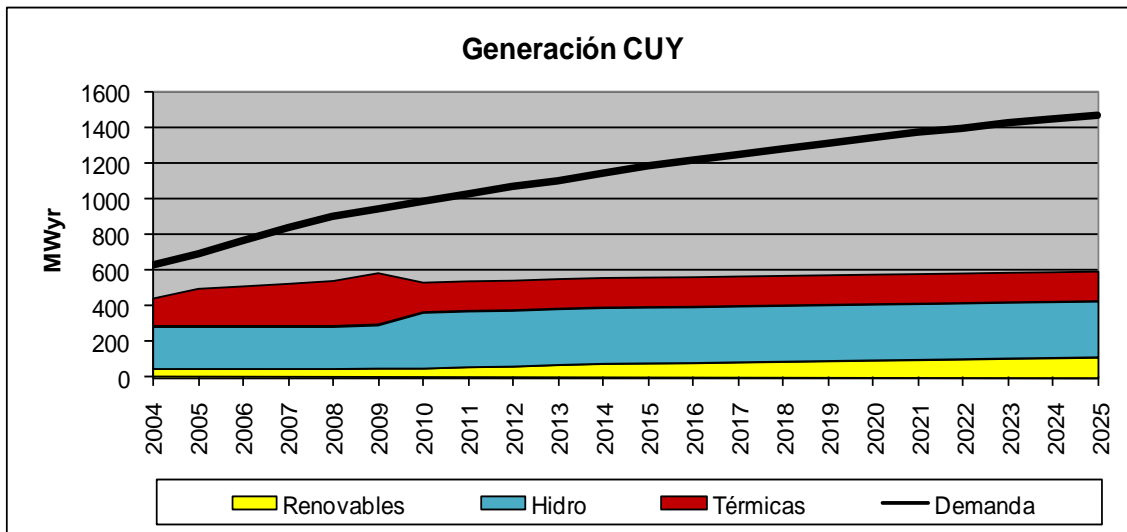


Figura 9.4.2.8: Evolución de la demanda y generación eléctrica – CUY.

En la figura 9.4.2.9 se aprecian las regiones de las cuales la región CUY importa energía eléctrica.

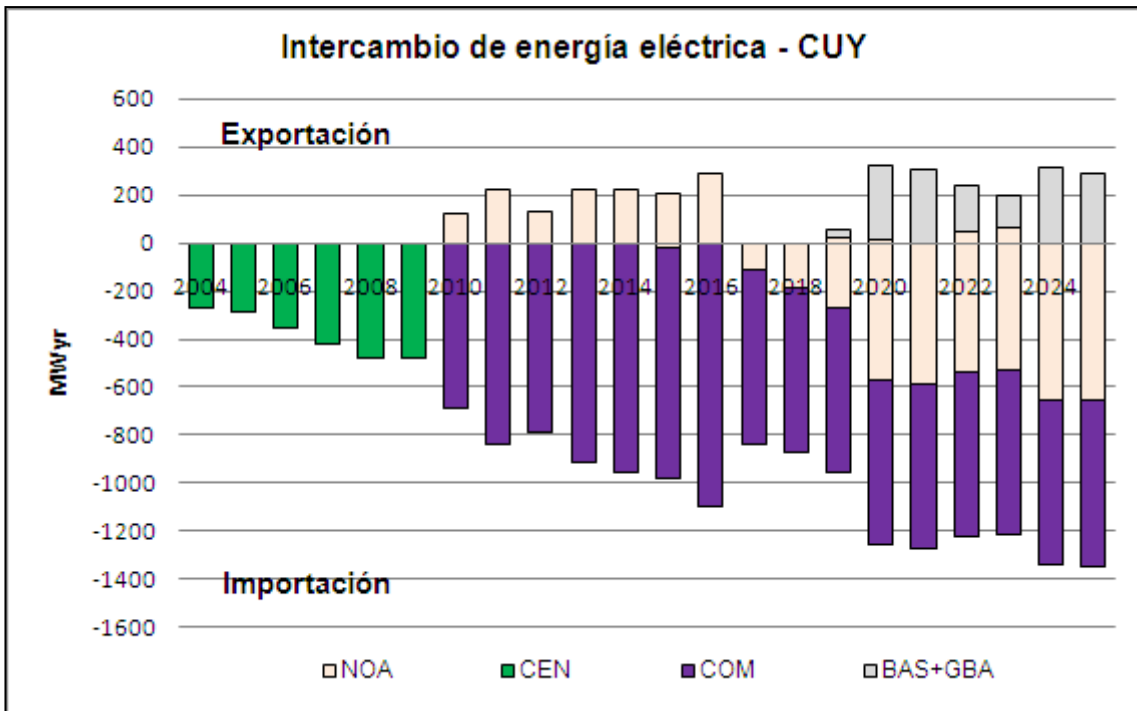


Figura 9.4.2.9: Intercambio de energía eléctrica – CUY.

**Región NEA:** En la generación de la región NEA, en el año 2004 la participación hidráulica es de un 98%. Al final del período de estudio aumenta la participación de generación renovable, como se presenta en la figura 9.4.2.10.

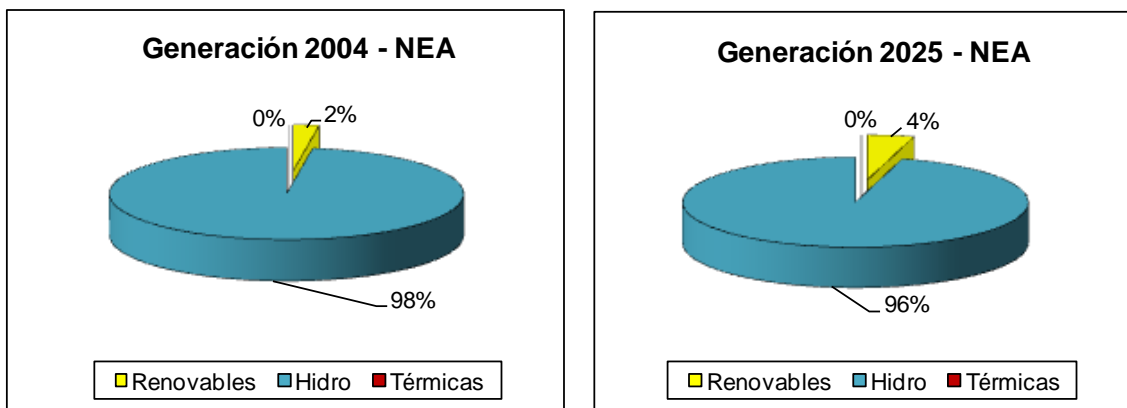


Figura 9.4.2.10: Generación 2004 y 2025 – NEA.

A continuación se presenta en la figura 9.4.2.11 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región NEA, en donde se observa que la misma se autoabastece y genera excedente de energía eléctrica respecto a sus requerimientos durante todo el período gracias a la central hidráulica de Yacyretá y nuevos proyectos hidráulicos que ingresan a partir de los años 2009 y 2017.

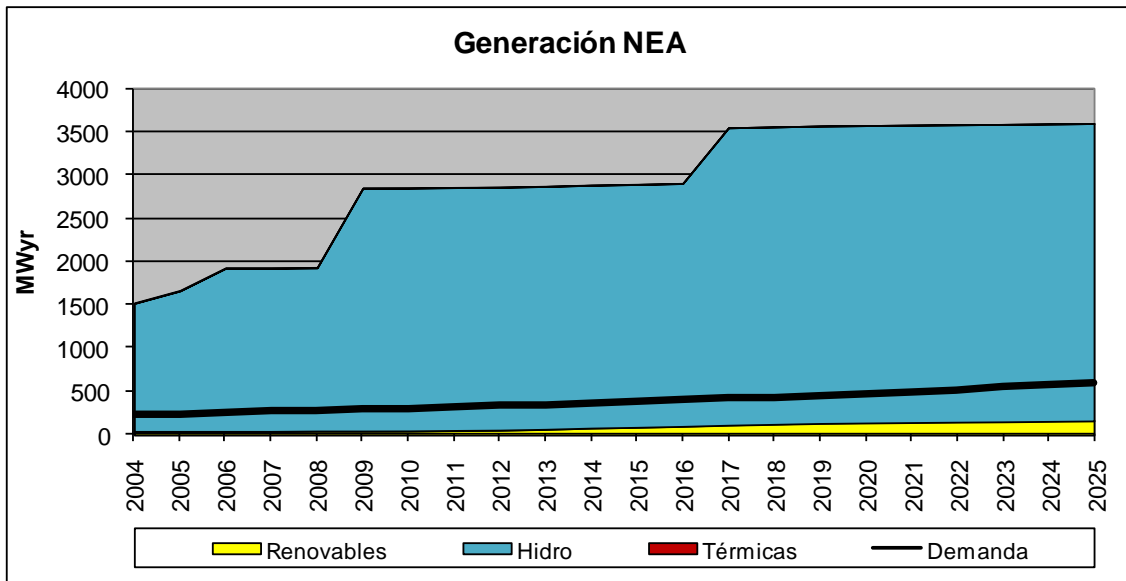


Figura 9.4.2.11: Evolución de la demanda y generación eléctrica – NEA.

En la figura 9.4.2.12 se aprecian las regiones a las cuales la región NEA exporta energía eléctrica. Es de destacar que dadas las características de la generación anual de Yacretá (impuestas por el caudal natural del Río Paraná) se observa que hay energía de importación recién en los últimos años del periodo de estudio.

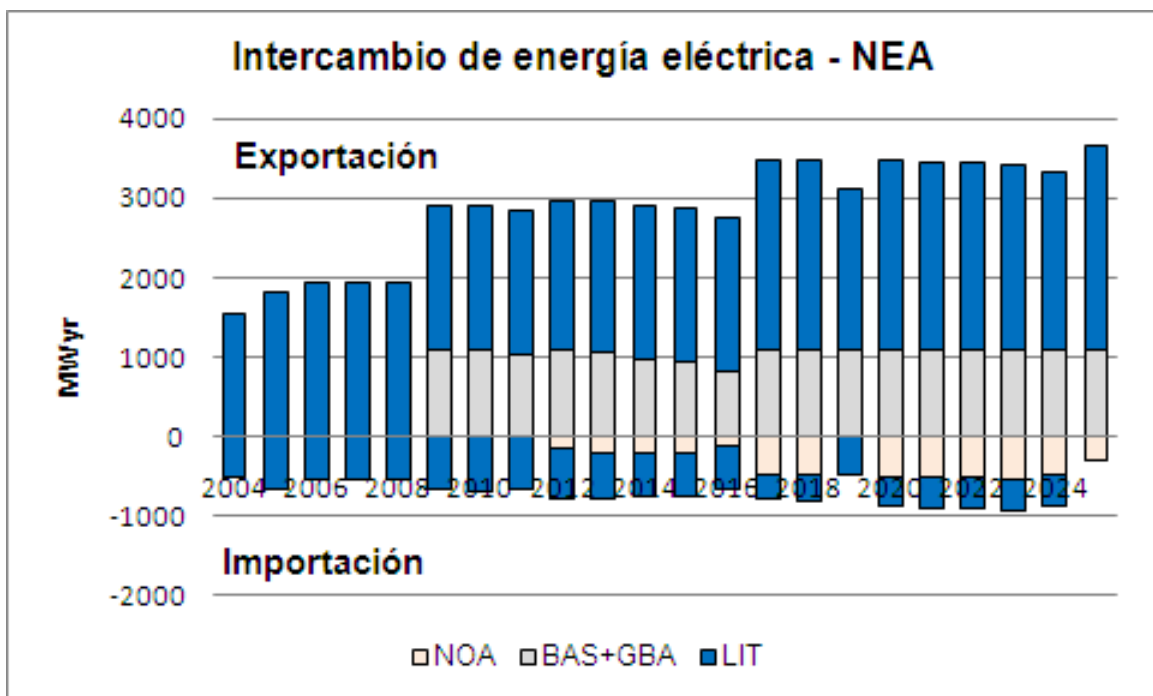


Figura 9.4.2.12: Intercambio de energía eléctrica – NEA.

Si bien es una paradoja importar y exportar en el mismo año a una región dada, puede explicarse debido a que los requerimientos regionales son temporales, la demanda de energía eléctrica no es constante a lo largo del año.

**Región LIT:** En la generación de la región LIT, en el año 2004 y 2025 la participación es únicamente hidráulica como se aprecia en la figura 9.4.2.13.

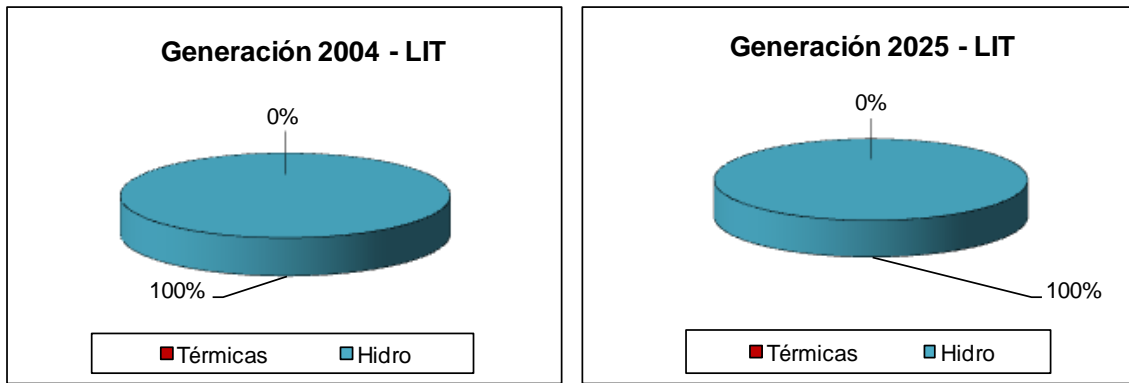


Figura 9.4.2.13: Generación 2004 y 2025 – LIT.

A continuación se presenta en la figura 9.4.2.14 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región LIT, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el período de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

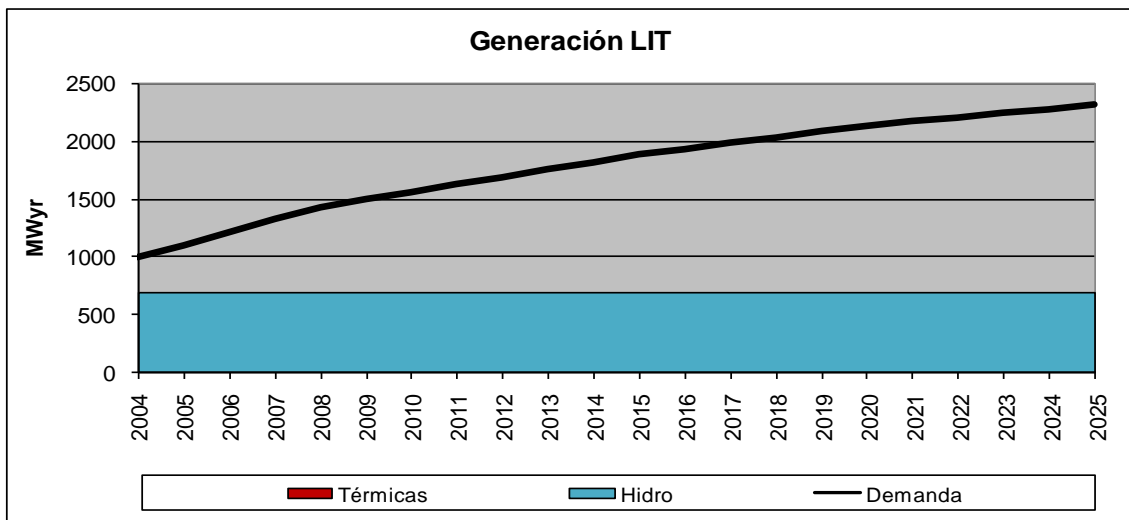


Figura 9.4.2.14: Evolución de la demanda y generación eléctrica – LIT.

En la figura 9.4.2.15 se aprecian las regiones de las cuales la región LIT importa energía eléctrica.

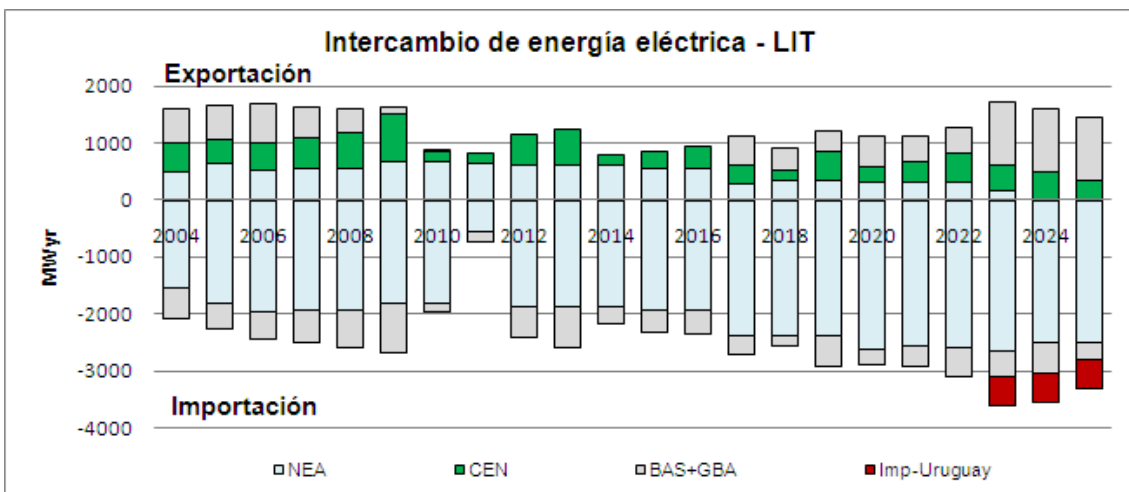


Figura 9.4.2.15: Intercambio de energía eléctrica – LIT.

Se observa un porcentaje de energía eléctrica proveniente de Uruguay en los últimos años del período de estudio. A su vez, se aprecia que gran parte de la energía importada del NEA es exportada a las regiones de BAS+GBA y CEN.

**Región BAS+GBA:** En la generación de la región BAS+GBA en el año 2004 la participación térmica es de un 89% y nuclear con un 11%. Al final del periodo de estudio esta relación se invierte, aumentando la participación de la generación nuclear a un 64% como se aprecia en la figura 9.4.2.16.

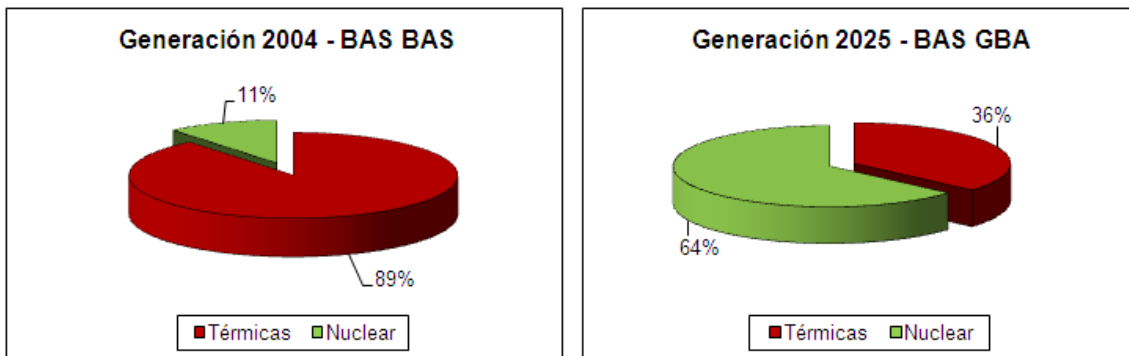


Figura 9.4.2.16: Generación 2004 y 2025 – BAS+GBA.

A continuación se presenta en la figura 9.4.2.17 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región BAS+GBA, en donde se observa que la misma no se autoabastece durante el periodo de estudio por lo que es una región netamente importadora de electricidad.

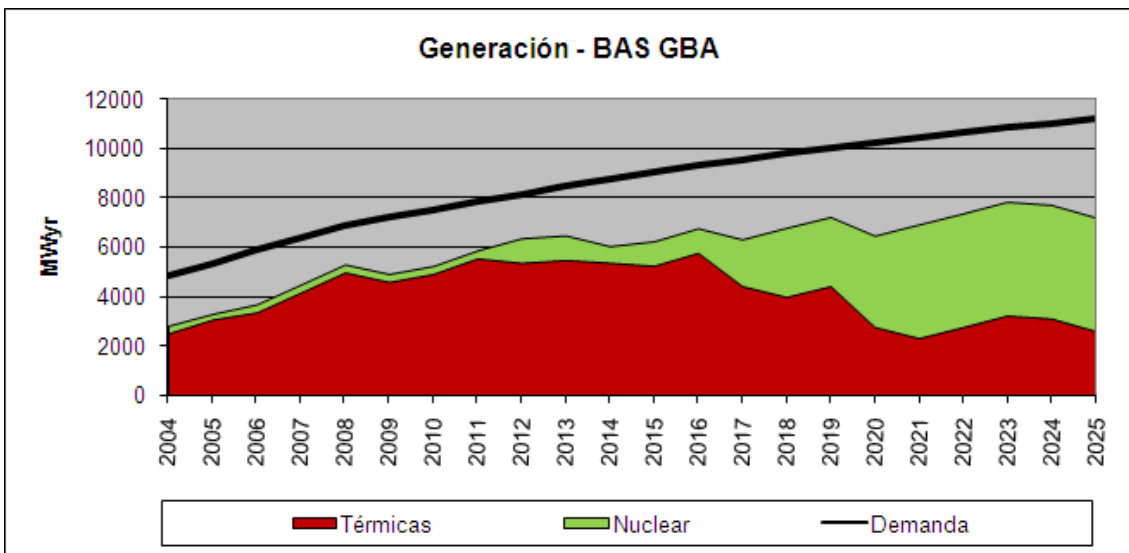


Figura 9.4.2.17: Evolución de la demanda y generación eléctrica – BAS+GBA.

En la figura 9.4.2.18 se aprecian las regiones de las cuales la región BAS+GBA importa energía eléctrica.

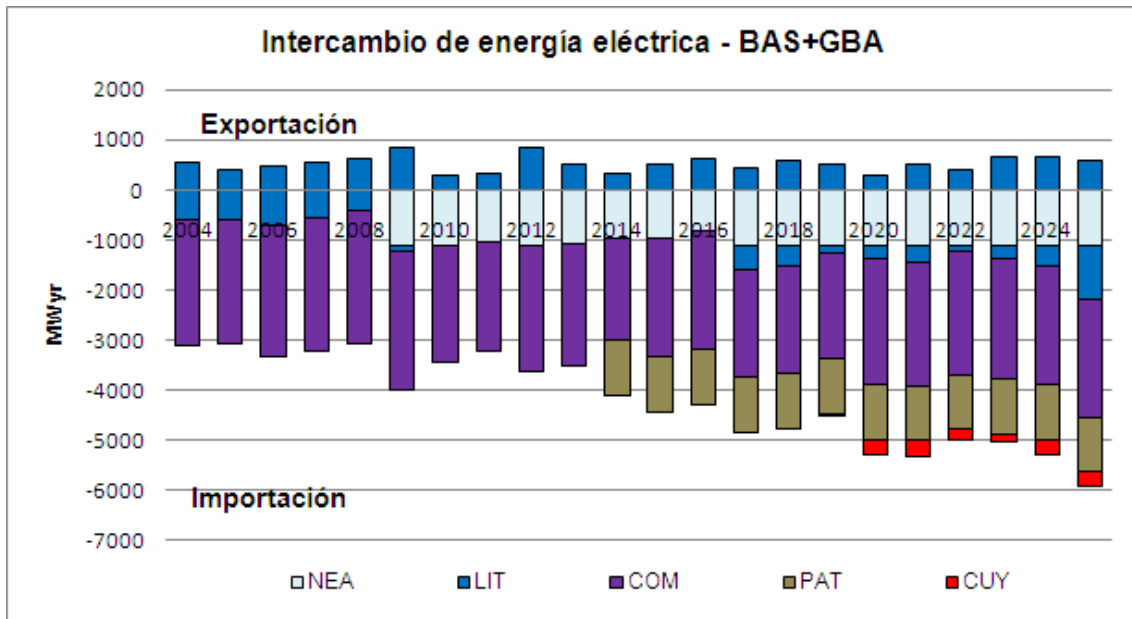


Figura 9.4.2.18: Intercambio de energía eléctrica – BAS+GBA.

Se destaca que BAS+GBA importa electricidad de PAT a través del COM.

**Región COM:** En la generación de la región COM en el año 2004 la participación es hidráulica, térmica y renovable en menor medida como se aprecia en la figura 9.4.2.19.

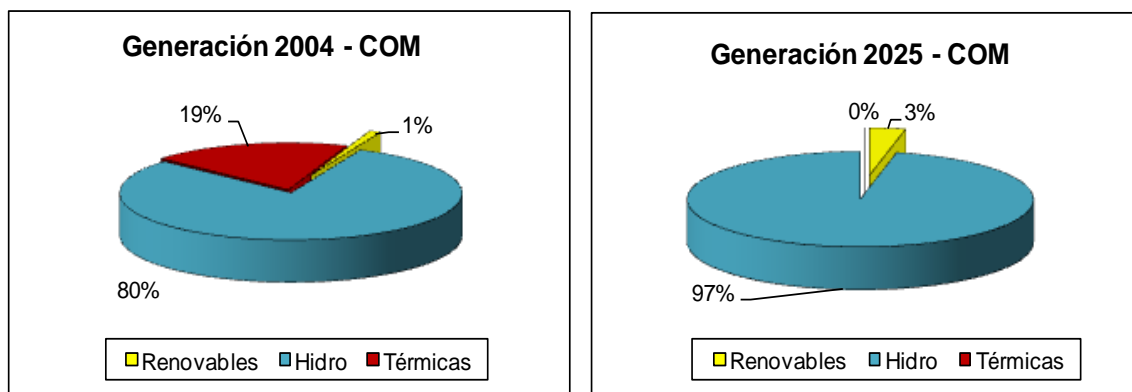


Figura 9.4.2.19: Generación 2004 y 2025 – COM.

A continuación se presenta en la figura 9.4.2.20 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región COM, en donde se observa que la misma se autoabastece durante el periodo de estudio y a su vez genera energía eléctrica excedente a sus requerimientos para exportar a otras regiones.

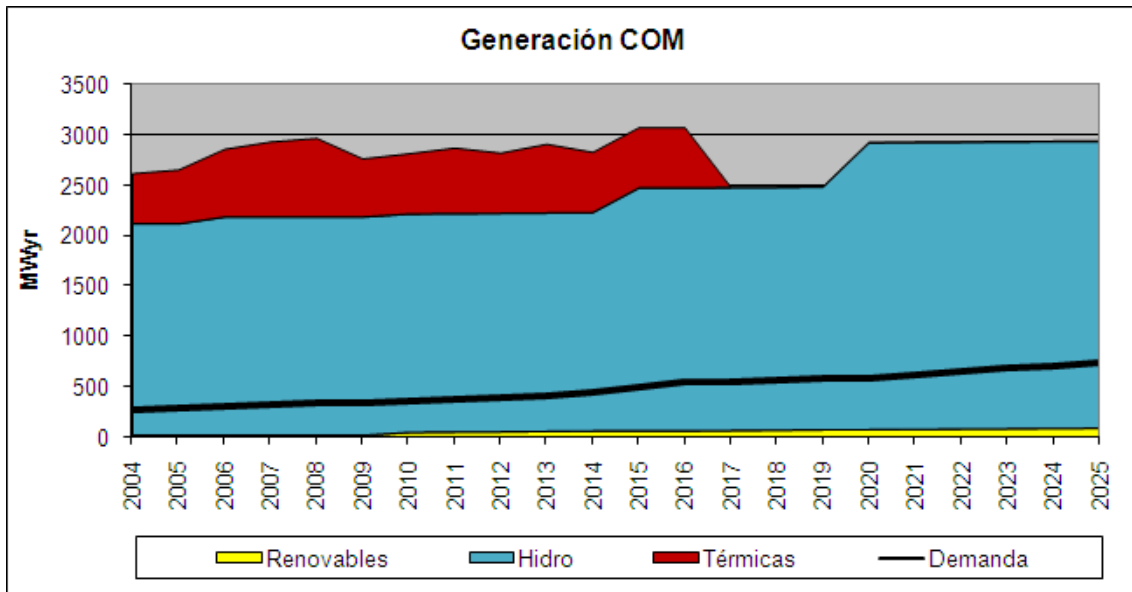


Figura 9.4.2.20: Evolución de la demanda y generación eléctrica – COM.

En la figura 9.4.2.21 se aprecian las regiones a las cuales la región COM exporta energía eléctrica.

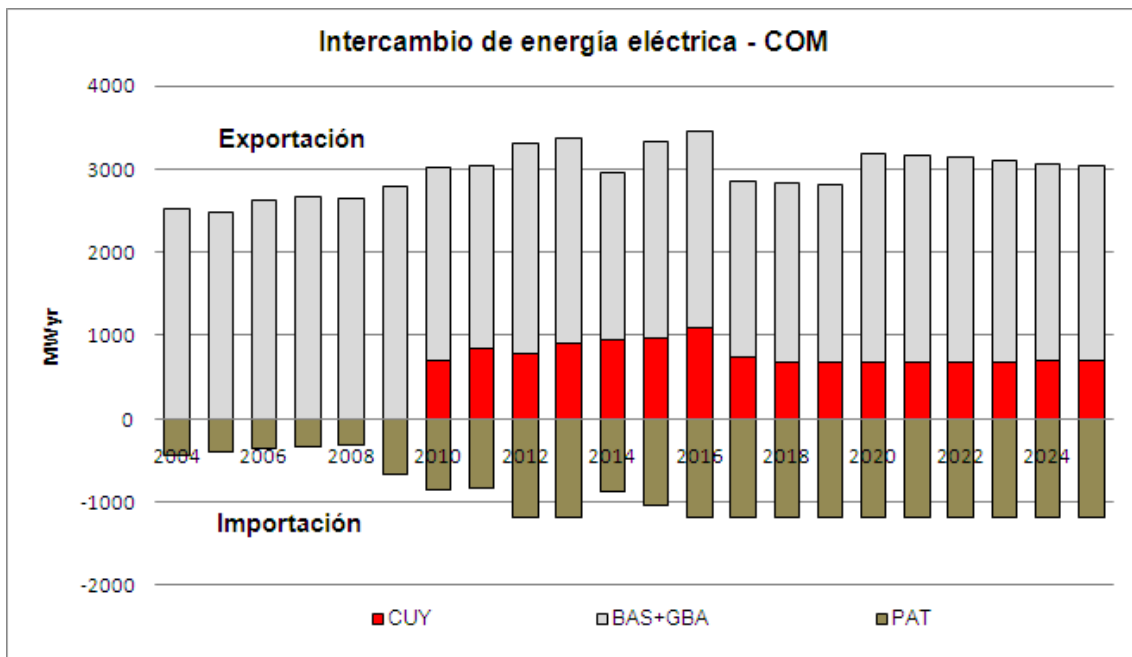


Figura 9.4.2.21: Intercambio de energía eléctrica – COM.

Se observa que en los primeros años de estudio exporta aproximadamente 2000 MW/yr a la región BAS+GBA. La energía proveniente de PAT que figura como importación es al solo efecto de pasaje hacia la región BAS+GBA.

**Región PAT:** En la generación de la región PAT en el año 2004 la participación térmica es de un 42% e hidráulica un 57%. Al final del período de estudio la relación se modifica, la participación hidráulica disminuye a un 47% compensado con un incremento en la generación a través tecnologías renovables, como se aprecia en la figura 9.4.2.22.

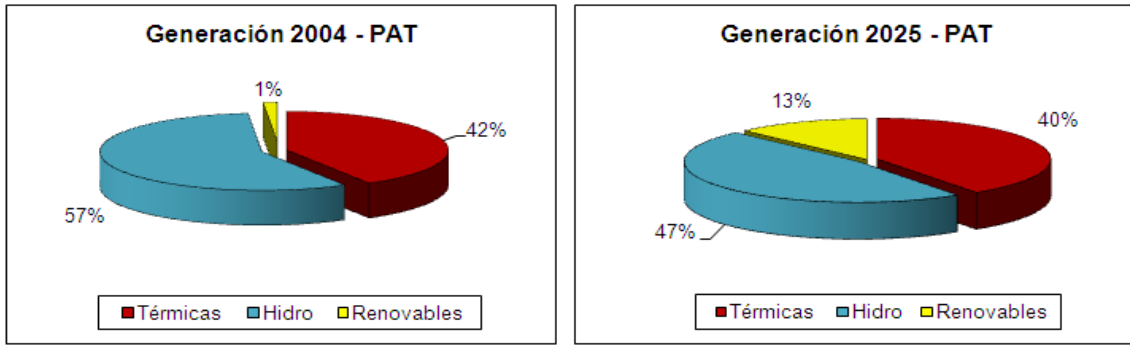


Figura 9.4.2.22: Generación 2004 y 2025 – PAT.

A continuación se presenta en la figura 9.4.2.23 la evolución de la demanda y la generación eléctrica de la región PAT, en donde se observa que la misma se autoabastece durante el periodo de estudio y a su vez genera energía eléctrica excedente a sus requerimientos para exportar a otras regiones.

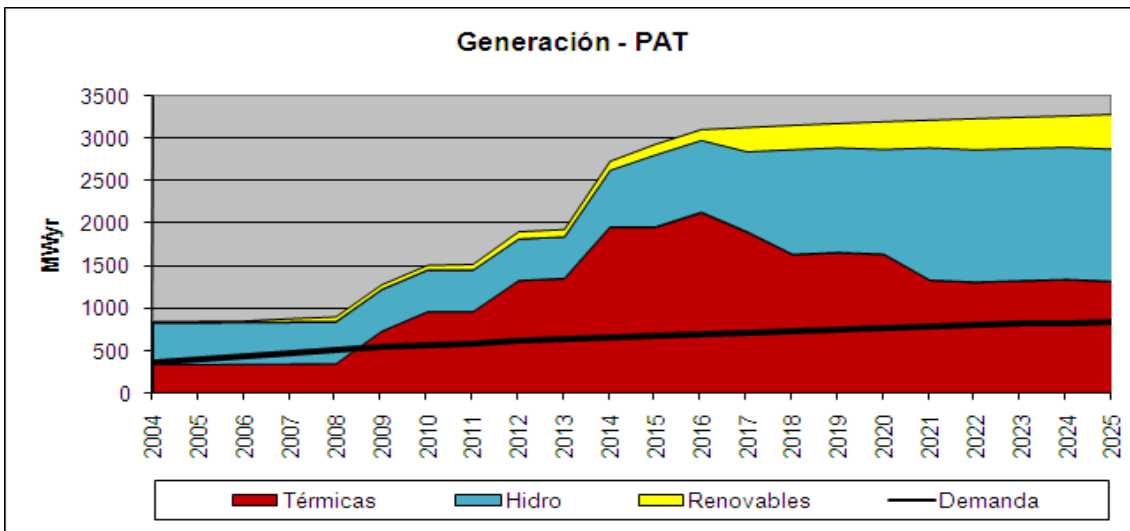


Figura 9.4.2.23: Evolución de la demanda y generación eléctrica – PAT.

En la figura 9.4.2.24 se aprecian las regiones a las cuales la región PAT exporta energía eléctrica.

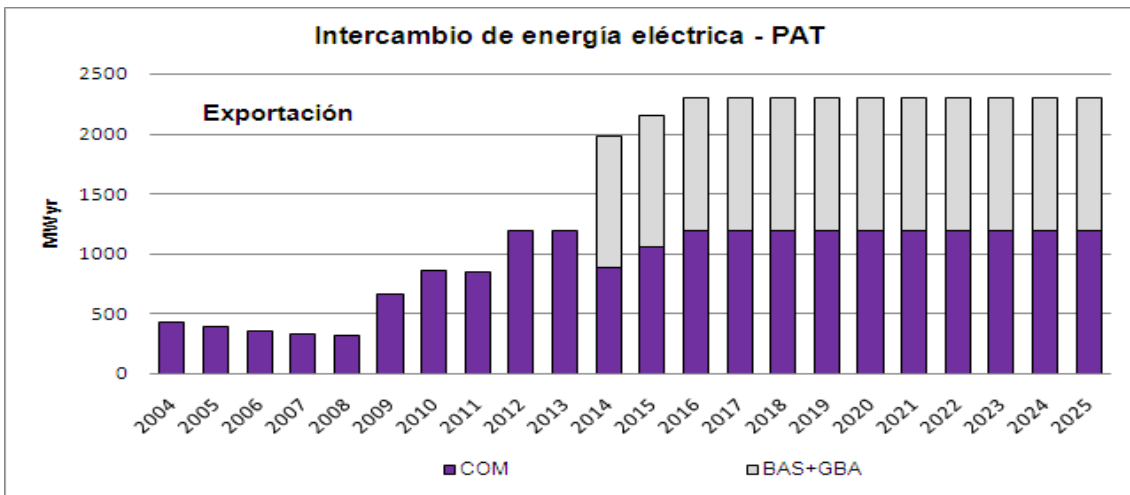


Figura 9.4.2.24: Intercambio de energía eléctrica – PAT.

La importación a BAS+GBA se realiza a través de la región COM. A partir del año 2012, la línea Puerto Madryn-Choele Choel está saturada.

## **10. Conclusiones**

Se cumplió el objetivo planteado y se logró realizar exitosamente el análisis regional del mercado eléctrico argentino empleando el programa MESSAGE, como así también se logró evaluar las posibilidades de inserción de nuevas centrales nucleares en diferentes regiones del país.

Se identificaron algunas regiones, Buenos Aires y Gran buenos Aires, Litoral, Centro y Cuyo, con una marcada deficiencia en materia de generación de energía eléctrica en relación al resto del país.

Centro no se autoabastece en ningún momento del período de estudio en todos los escenarios.

La región Cuyo está en la misma situación que la región Centro, con el agravante que posee solo una líneas de alta tensión que la vincula con el SADI, cuya capacidad se encuentra restringida por cuestiones operativas. A partir del año 2013 la instalación de los proyectos de las líneas de Comahue-Cuyo y NOA-Cuyo, contemplados en el Plan Federal de Transporte, mejoran el abastecimiento y la seguridad energética de la región.

La región Litoral es netamente importadora y se constituye a su vez como un área de paso de la generación de la región NEA que se dirige a GBA-BAS.

Es importante destacar la gran capacidad instalada que posee la región Patagónica, siendo incapaz de exportar todo su potencial porque no cuenta con suficientes líneas de alta tensión, capaces de llevar la electricidad generada a las regiones que poseen déficit de electricidad.

Por todo lo antes mencionado nuestro país necesita desarrollar urgentemente su infraestructura de transporte de energía eléctrica para satisfacer los requerimientos de consumo creciente en todas las regiones del país.

En cuanto a la generación de electricidad, las centrales nucleares son competitivas frente a otras opciones tecnológicas y fueron incorporadas en todos los escenarios estudiados.

Se postularon diferentes plantas de generación eléctrica candidatas en las distintas regiones de la Argentina, resultando más conveniente las tecnologías hidráulicas en la región NEA y Patagónica, y las centrales nucleares en la región del NOA, Buenos Aires y Gran Buenos Aires.

La central hidráulica candidata de 900 MW postulada en la región NEA, próxima a la ciudad de Rincón Santa María fue competitiva.

En la región de Buenos Aires y Gran Buenos Aires, las centrales nucleares postuladas como plantas de generación eléctrica candidatas, resultaron competitivas frente a ciclos combinados, turbinas de gas y turbinas de vapor.

Un ciclo combinado de 800 MW, una turbina de gas de 450 MW y una turbina de vapor de 300 MW fueron postuladas como candidatas en cada una de las siguientes regiones: NOA, Centro y Cuyo. Pero estas plantas de generación eléctrica candidatas no resultaron competitivas.

La instalación de centrales nucleares candidatas planteadas en la región NOA y Gran Buenos Aires fueron convenientes y mostraron que su aporte a la generación es fundamental tanto en los escenarios con carencia de gas como en aquellos en los que hubo un aumento del recurso gas natural y capacidad de transporte.

Por otro lado, una diversificación de fuentes, especialmente un crecimiento del porcentaje de participación de la energía nuclear es aconsejable para darle mayor estabilidad al sistema eléctrico y para disminuir el crecimiento de las emisiones de gases con efecto invernadero.

Con respecto al gas natural, si bien en los últimos años la capacidad de transporte se manifestaba como una restricción de primer orden, los niveles de producción modelados revelan otra realidad, donde la capacidad de oferta de gas natural de origen nacional está condicionada por la fuerte caída en su extracción y no solamente por una restricción de transporte. A su vez, se observa que con un incremento de éste recursos y con un aumento del 20% en la capacidad de transporte, se logra no tener las líneas eléctricas de alta tensión saturadas y se aumenta la generación de energía eléctrica, de térmico fósil basada en gas natural, en regiones donde antes tenían deficiencia de abastecimiento de éste recurso.

En la figura 10.1 se observa que los flujos de energía eléctrica en los cuatro escenarios son semejantes.

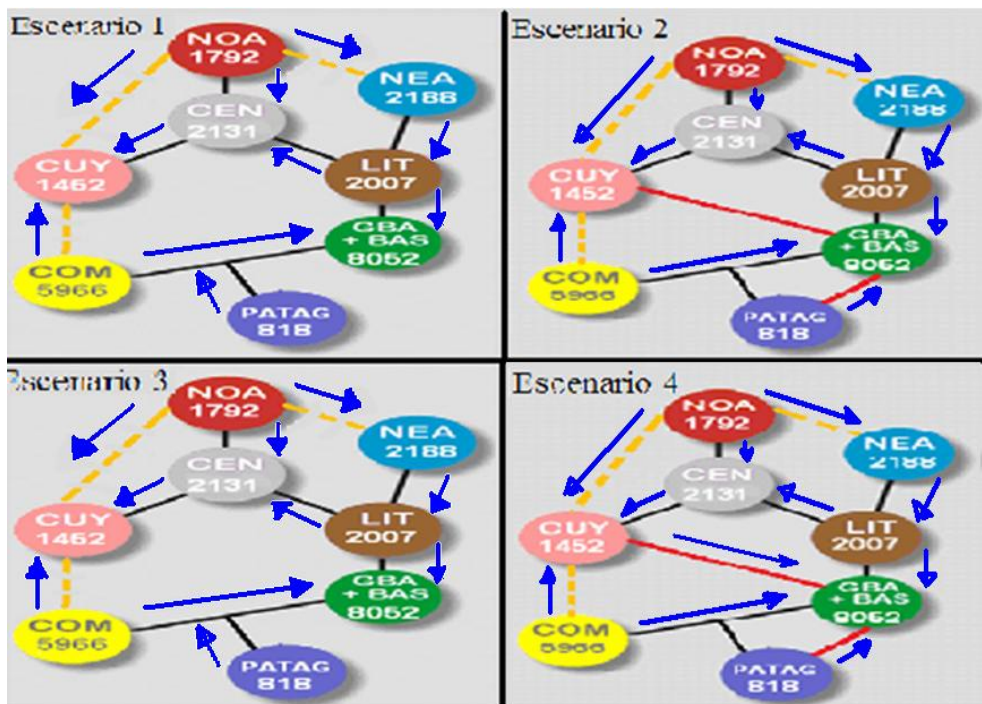


Figura 10.1: Flujos de energía en los cuatro escenarios

## 11. Referencias Bibliográficas

- [1] Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable.  
<http://www.ambiente.gov.ar/?aplicacion=mapoteca&idseccion=76&IdApli=2>.  
8 de agosto de 2008.
- [2] INDEC. Censo Nacional de Población y Vivienda 1991. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2001.
- [3] Dos Siglos de Economía Argentina 1810-2004. Orlando Ferreres y Asociados. Editorial El Ateneo.
- [4] Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable.  
<http://www.ambiente.gov.ar/?aplicacion=mapoteca&idseccion=76&IdApli=2>. 8 de agosto de 2008.
- [5] Plan de Exploración realizado por la Empresa Nacional Española Adaro de Investigaciones Mineras, S.A. – ENADIMSA. Tecnoproyectos S.A. Consultora, 1985 – 1987.
- [6] Instrumentos para el Análisis Socio Económico del Plan Estratégico de Energía”. Secretaría de Política Económica, Subsecretaría de Programación, Dirección Nacional de Programación Económica Regional de la República Argentina; Ministerio de Economía y Producción.
- [7] “Elementos para el Diagnóstico y Desarrollo de la Planificación Energética Nacional 2008-2025” - Abril 2008. Elaborado por el Grupo de Planeamiento Estratégico, Secretaría de Energía.
- [8] Estudio del Emplazamiento de una Central Nuclear en el Subsistema Sur de la Provincia de Buenos Aires. Bahía Blanca. CNEA 1976.
- [9] Informe ENARGAS 2007 - Anexo IX: Capacidad operativa de transporte por gasoducto.

## ANEXO

### Parque Fijo de Generación Eléctrica

#### NOA

MAQUINA AGRUPADAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	VIDA UTIL (años)	RENDIMIENTO	FACTOR DE PLANTA	AÑO DE INSTALACION	COMB. PRINC.	COMB. SEC.	COSTO VARIABLE(1) (u\$s/KWyr)	COSTO VARIABLE(2) (u\$s/KWyr)
NOMCC01	828	100	0,49	0,74	2002	GN	-	26,72	-
NOMTV01	262	100	0,36	0,75	1987	GN	-	27,08	-
NOMTV02	36	100	0,31	0,31	1994	GN	-	27,08	-
NOMTG01	50	48	0,19	0,20	1967	GN	-	40,72	-
NOMTG02	81	100	0,22	0,21	1977	GN	GO	36,58	38,28
NOMTG03	36	100	0,25	0,22	1977	GN	-	26,55	-
NOMTG04	232,1	100	0,33	0,25	2002	GN	-	30,66	-
NOMHI01	211	100	1	0,26	1975	-	-	5,78	-
NOMDI01	4	51	0,28	0,08	1963	GO	-	36,88	-
NOIDI01	24	100	0,28	0,2	1963	GO	-	36,88	-
NOITG01	12	100	0,22	0,2	1977	GN	-	38,28	-
NOIHI01	21	100	1	0,1	1975	-	-	5,78	-
MiniHIDRO	126	100	0,8	0,6	2000	-	-	-	-
SOLAR	4	100	1	0,1	2000	-	-	-	-
Biomasa	6	100	1	0,7	2000	-	-	-	-

#### CEN

MAQUINA AGRUPADAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	VIDA UTIL (años)	RENDIMIENTO	FACTOR DE PLANTA	AÑO DE INSTALACION	COMB. PRINC.	COMB. SEC.	COSTO VARIABLE E (1) (u\$s/KWyr)	COSTO VARIABLE (2) (u\$s/KWyr)
CEMCC01	68	100	0,38	0,54	1995	GN	GO	12,40	50,81
CEMTV01	93,7	50	0,30	0,43	1965	GN	FO	11,63	29,96
CEMTV02	141,7	32	0,34	0,67	1977	GN	FO	11,30	30,22
CEMTG01	313	100	0,24	0,13	1978	GN	GO	22,37	22,60
CEMNU01	648	100	0,31	0,90	1984	UN	-	60,2	-
CEMHI01	756	100	1	0,04	1980	GN	FO	5,87	-
CEMHI02	157	100	1	0,25	1956	-	-	5,87	-
CEIDI01	6,3	100	0,28	0,2	1977	GN	GO	35,65	-
MiniHIDRO	51	100	1	0,6	2000	-	-	-	-

#### CUY

MAQUINA AGRUPADAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	VIDA UTIL (años)	RENDIMIENTO	FACTOR DE PLANTA	AÑO DE INSTALACION	COMB. PRINC.	COMB. SEC.	COSTO VARIABLE (1) (u\$s/KWyr)	COSTO VARIABLE (2) (u\$s/KWyr)
CUMCC01	84	100	0,40	0,41	2004	GN	GO	30,75	60,01
CUMCC02	290,2	100	0,52	0,82	2004	GN	-	31,01	-
CUMTV01	120	100	0,33	0,35	1971	GN	FO	30,62	30,62
CUMTG01	30	100	0,20	0,23	1963	GN	GO	35,16	36,00
CUMTG02	48,6	100	0,37	0,90	1989	GN	GO	14,76	22,64
CUMTG03	14	100	0,23	0,24	1969	GN	GO	41,17	95,83
CUMHI01	238	100	1	0,12	1993	-	-	5,78	-
CUMHI02	217	100	1	0,54	1966	-	-	5,78	-
CUMHI03	150	100	1	0,22	1982	-	-	5,78	-
CUMHI04	275,3	100	1	0,2	1989	-	-	5,78	-
CUIDI01	3	100	0,28	0,2	1977	GO	-	36,88	-
MiniHIDRO	91	100	1	0,6	2000	-	-	-	-

NEA

MAQUINA AGRUPADAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	VIDA UTIL (años)	RENDIMIENTO	FACTOR DE PLANTA	AÑO DE INSTALACION	COMB. PRINC.	COMB. SEC.	COSTO VARIABLE (1) (u\$s/KWyr)	COSTO VARIABLE (2) (u\$s/KWyr)
NEMHI01	1710	100	1	0,92	1998	-	-	5,87	-
NEIDI01	71,3	100	0,28	0,28	1977	GO	-	35,65	-
NEIHI01	121,3	100	1	0,5	1991	-	-	5,87	-
MíniHIDRO	51	100	1	0,6	2000	-	-	-	-
Biomasa	6	100	1	0,7	2000	-	-	-	-

LIT

MAQUINA AGRUPADAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	VIDA UTIL (años)	RENDIMIENTO	FACTOR DE PLANTA	AÑO DE INSTALACION	COMB. PRINC.	COMB. SEC.	COSTO VARIABLE (1) (u\$s/KWyr)	COSTO VARIABLE (2) (u\$s/KWyr)
LIMCC01	31	100	0,35	0,40	1995	GN	GO	14,72	14,89
LIMTV01	57	100	0,25	0,28	1943	GN	FO	14,67	14,85
LIMTV02	155,7	100	0,35	0,47	1981	GN	FO	12,79	12,88
LIMHI01	945	100	1	1	1981	-	-	5,87	-
LIIDI01	28	100	0,28	0,2	1977	GO	-	35,65	-
LIITG01	17	100	0,22	0,28	1978	GN	GO	14,72	14,89
LIITV01	22	100	0,30	0,47	1979	GN	FO	14,80	14,89

BAS

MAQUINA AGRUPADAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	VIDA UTIL (años)	RENDIMIENTO	FACTOR DE PLANTA	AÑO DE INSTALACION	COMB. PRINC.	COMB. SEC.	COSTO VARIABLE (1) (u\$s/KWyr)	COSTO VARIABLE (2) (u\$s/KWyr)
BAMCC01	845	100	0,57	0,68	2001	GN	GO	27,59	28,65
BAMTV01	150	100	0,31	0,30	1956	GN	CM	26,63	31,3608
BAMTV02	150	100	0,31	0,34	1956	GN	FO	22,03	25,623
BAMTV03	350	100	0,40	0,58	1983	GN	CM	17,87	26,718
BAMTV04	260	100	0,32	0,45	1969	GN	FO	15,68	16,00
BAMTV05	620	100	0,37	0,50	1990	GN	FO	19,62	22,8198
BAMTG01	114	100	0,24	0,25	1971	GN	GO	24,97	36,55
BAMTG02	39	100	0,22	0,28	1995	GN	GO	31,22	36,61
BAMTG03	167,5	100	0,46	0,35	1997	GN	-	14,89	-
BAMTG04	25	100	0,27	0,22	2004	GN	GO	38,54	43,01
BAMNU01	357	100	0,30	0,9	1974	ULE	-	15,24	-
BAIDI01	24	100	0,28	0,2	1977	GO	-	35,65	-

GBA

MAQUINA AGRUPADAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	VIDA UTIL (años)	RENDIMIENTO	FACTOR DE PLANTA	AÑO DE INSTALACION	COMB. PRINC.	COMB. SEC.	COSTO VARIABLE (1) (u\$s/KWyr)	COSTO VARIABLE (2) (u\$s/KWyr)
GBMCC01	3438,9	100	0,57	0,68	1999	GN	GO	26,90	53,84
GBMTV01	1380,5	100	0,40	0,44	1972	GN	FO	20,42	29,96
GBMTV02	701,9	100	0,36	0,46	1965	GN	FO	28,36	46,89
GBMTV03	30	100	0,22	0,28	1952	GN	FO	29,6964	57,55
GBMTG01	59	100	0,24	0,21	1972	GN	GO	32,74	35,52
GBMTG02	94,1	100	0,29	0,28	1989	GN	GO	27,87	28,20
GBMTG03	128	100	0,47	0,83	1997	GN	GO	10,3368	11,6508

COM

MAQUINA AGRUPADAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	VIDA UTIL (años)	RENDIMIENTO	FACTOR DE PLANTA	AÑO DE INSTALACION	COMB. PRINC.	COMB. SEC.	COSTO VARIABL E (1) (u\$s/KWyr)	COSTO VARIABL E (2) (u\$s/KWyr)
COMCC01	698,1	100	0,48	0,61	2002	GN	-	14,60	-
COMCC02	80	100	0,40	0,59	1995	GN	-	14,76	-
COMTG01	15,7	100	0,24	0,22	1973	GN	-	133,94	-
COMTG02	63,3	100	0,27	0,55	1995	GN	-	21,20	-
COMTG03	375	100	0,34	0,43	1994	GN	-	27,42	-
COMTG04	139	100	0,34	0,24	1995	GN	-	42,14	-
COMHI01	1200	100	1	0,51	1974	-	-	5,87	-
COMHI02	120	100	1	1,06	1983	-	-	5,87	-
COMHI03	450	100	1	0,51	1978	-	-	5,87	-
COMHI04	1000	100	1	0,27	1983	-	-	5,87	-
COMHI05	1400	100	1	0,49	1994	-	-	5,87	-
COMHI06	255	100	1	0,54	1999	-	-	5,87	-
COMHI07	60	100	1	0,57	1989	-	-	5,87	-
COIDI01	19	100	0,28	0,2	1977	GO	-	35,65	-
COIHI01	32	100	1	0,1	1975	-	-	5,8692	-
COITG01	18	100	0,22	0,2	1977	GN	-	37,76	-
MiniHIDRO	46	100	1	0,6	2000	-	-	-	-

PAT

MAQUINA AGRUPADAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	VIDA UTIL (años)	RENDIMIENTO	FACTOR DE PLANTA	AÑO DE INSTALACION	COMB. PRINC.	COMB. SEC.	COSTO VARIABL E (1) (u\$s/KWyr)	COSTO VARIABL E (2) (u\$s/KWyr)
PAMCC01	63	100	0,36	0,85	1990	GN	-	29,5	-
PAMCC02	120	100	0,41	0,85	1991	GN	-	29,5	-
PAMTG01	93	100	0,24	0,5	1990	GN	-	22,67	-
PAMTG02	102,6	100	0,31	0,5	1990	GN	-	24,26	-
PAMTG03	76,4	100	0,30	0,5	1990	GN	-	0,00	-
PAMTG04	80	100	0,22	0,5	1972	GN	-	0,00	-
PAMTG05	76,6	100	0,30	0,37	1991	GN	-	0,00	-
PAMHI01	472	100	1	0,96	2174	-	-	5,87	-
PAMHI02	47	100	1	0,7	1968	-	-	5,87	-
PAIDI01	15	100	0,28	0,2	1977	GO	-	35,65	-

Plantas de Generación Eléctrica Proyectadas

TIPO DE MAQUINA	MAQUINAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	AÑO DE INSTALACION
TG	Molinos	27	2007
TG	Puerto Madryn	40	2007
HIDRO	Cuesta del Viento	9.3	2007
CC	CC Aluar	465	2007
TG	Pinamar	21	2008
DIESEL	Juan José Castell	15	2008
DIESEL	Junín	22	2008
TG	TG Gral Belgrano	277	2008
TG	TG Gral Belgrano	277	2008
DIESEL	Isla Verde	25	2008
DIESEL	Pehuajó	22	2008
TV	TV Termoandes	411	2008
HIDRO	Yacyretá (cota 78,5)	140	2008
TG	TG Gral San Martín	277	2008
TG	TG Gral San Martín	277	2008
DIESEL	Formosa	15	2008

TIPO DE MAQUINA	MAQUINAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	AÑO DE INSTALACION
DIESEL	Pirané	15	2008
DIESEL	Catamarca	19	2008
DIESEL	La Rioja	19	2008
DIESEL	Añatuya	19	2008
DIESEL	Santa Rosa	3	2008
DIESEL	Paso de la Patria	2.4	2008
DIESEL	Roque Sáenz Peña	20	2008
TG	Güemes	98	2008
TG	Modesto Maranzana	120	2008
TG	Matheu	50	2008
DIESEL	Venado Tuerto	19	2008
TG	La Plata	40.6	2008
DIESEL	Rafaela	19	2009
CC	Cierre CC Energía	60	2009
HIDRO	Caracoles	125	2009
DIESEL	Caviahue	10	2009
TG	Concepción del Uruguay	21	2009
DIESEL	Las Armas	10	2009
DIESEL	Aluminé	11	2009
TG	Paraná	42	2009
TG	Bragado	50	2009
TG	Olavarría	41	2009
TG	Bell Ville	25	2009
TG	Ushuaia	15	2009
DIESEL	Trelew	23	2009
TG	Genelba Plus	180	2009
CC	CC Gral San Martín	269	2009
CC	CC Gral Belgrano	270	2009
TG	Medanito	25	2009
TG	Villa Gesell	57	2009
CC	Solvay Indupa	165	2009
TG	TG Pilar	160	2009
MiniHIDRO	Gran Mendoza	110	2009
MiniHIDRO	Cobos	162	2009
MiniHIDRO	Paso de la Patria	71	2009
MiniHIDRO	Alma Fuerte	63	2009
MiniHIDRO	Santa Cruz del Norte	10	2009
HIDRO	Yacyreta (cota 80)	210	2010
RENOV	Ingenio Tabacal	40	2010
CC	CC Pilar	300	2010
CC	Cierre CC Loma de la Lata	180	2010
TG	Dolovan	205	2010
TG	Santa Fé	270	2010
Ingenios	Recreo	300	2011
HIDRO	Yacyreta (cota 83)	650	2011
CC	Mar del Plata	180	2011
TG	Ensenada	540	2011
RENOV	Ingenio Santa Bárbara	28	2011
RENOV	Ingenio Nuñorco	28	2011
NUCLEAR	CN Atucha II	745	2011
TG	Ingentis II	50	2012
TG	Campana II	540	2012
CC	Cierre CC Pluspetrol	120	2012
CC	TG Termoandes	210	2012

TIPO DE MAQUINA	MAQUINAS	POTENCIA NOMINAL (MW)	AÑO DE INSTALACION
TG	Necochea	125	2012
TG	Córdoba	120	2012
TV	Río Turbio	240	2012
NUCLEAR	Ampliación de Embalse	683	2013
HIDRO	Punta Negra	60	2014
HIDRO	Chihuidos I	600	2014
HIDRO	Condor Cliff	1000	2014
SOLAR	Recreo	65	2014
HIDRO	Portezuelo del Viento	90	2015
HIDRO	Chihuidos II	290	2015
HIDRO	La Barrancosa	400	2015
HIDRO	Los Blancos I y II	443	2015
Biomasa	Recreo	110	2020
Eólico	Santa Cruz del Norte	900	2020
Biomasa	Recreo	110	2020
TOTAL		14519	

### Plantas de Generación Eléctrica Candidatas

TIPO DE MAQUINA	Nodo	POTENCIA NOMINAL (MW)	Año en el que están disponibles
Nuclear	Cobos	1000	2016
Nuclear	Cobos	1000	2019
CC	El Bracho	800	2013
TG	El Bracho	450	2013
TV	El Bracho	300	2013
CC	Malvinas	800	2013
TG	Alma Fuerte	350	2013
TV	Alma Fuerte	300	2013
CC	Gran Mendoza	800	2013
TG	Gran Mendoza	350	2013
TV	Gran Mendoza	300	2013
CC	Paso de la Patria	800	2013
HIDRO	Rincón Santa María	900	2016
TV	Mercedes	300	2013
CC	Santo Tome	800	2013
TG	Salto Grande	350	2013
TV	Río Coronda	300	2013
Nuclear	Nueva Campana	1000	2016
Nuclear	Nueva Campana	1000	2019
Nuclear	Bahía Blanca	1000	2017
Nuclear	Bahía Blanca	1000	2020
CC	Santa Cruz del Norte	800	2013
TG	Puerto Madryn	350	2013
TV	Santa Cruz del Norte	900	2015
TV	Puerto Madryn	2000	2015
HIDRO	Santa Cruz del Norte	1000	2013
HIDRO	Santa Cruz del Norte	400	2017
HIDRO	Santa Cruz del Norte	632	2016
HIDRO	Santa Cruz del Norte	1110	2020
TOTAL		21092	