

**“EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL POR REGIÓN DE LA
GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA A LARGO
PLAZO”**

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

Alumno: Ing. Emilia Cristina Sabadías Heredia
Director: Mg. Norberto Coppari
Co-director: Mg. Santiago Jensen

Marzo 2017



UNSAM
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE
SAN MARTÍN

ÍNDICE

1. RESUMEN.....	4
2. INTRODUCCIÓN.....	5
3. OBJETIVOS.....	6
4. SITUACIÓN ACTUAL EN ARGENTINA	7
5. RECURSOS ENERGÉTICOS	7
5.1 Reservas de Petróleo y Gas Natural.....	7
5.2 Carbón	9
5.3 Uranio.....	9
5.4 Recursos Hídricos.....	10
6. DEMANDA DE GAS NATURAL.....	10
6.1 Importación de Gas Natural	12
6.2 Gas Natural Licuado.....	13
7. MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO.....	13
7.1 Red del Sistema Eléctrico Argentino.....	15
8. GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	17
9. Generación Eléctrica por uso de Combustibles Fósiles.....	17
9.1 Consumo de combustibles	18
9.2 Consumo de gas oil y fuel oil por región	20
10. POTENCIA INSTALADA	20
10.1 Parque Fijo.....	21
11. EMISIONES DE CO ₂	23
12. PROGRAMA MESSAGE	25
12.1 Carga de datos y corrida del programa.....	26
12.2 Optimización	31
12.3 Resultados	31
12.4 Formulación Matemática del Programa.....	31
13. CRITERIOS PARA LA MODELACIÓN DE ESCENARIOS	33
14. CADENA ENERGÉTICA	33
14.1 Demanda.....	36
14.1.1 Energía Eléctrica	36
14.1.2 Gas Natural	38
14.2 Costos de Combustibles	39
15. AGRUPACIÓN PARQUE FIJO.....	42
15.1 Agrupación de centrales hidroeléctricas.....	42
15.2 Agrupación de parques eólicos	44
15.3 Agrupación de parques solares.....	45
15.4 Parque térmico fósil.....	46
15.5 Parque térmico nuclear	47

15.6	Otras consideraciones.....	47
16.	PROYECTOS Y CANDIDATAS.....	48
16.1	Proyectos nucleares.....	48
16.2	Proyectos Renovables	49
16.3	Proyectos térmicos.....	50
16.4	Candidatas	50
17.	CÁLCULO DE FACTORES DE EMISIÓN	51
18.	ESCENARIOS PLANTEADOS	53
19.	RESULTADOS	54
19.1	Escenario BAU	54
19.2	Escenario de baja penetración nuclear	57
19.3	Escenario de alta penetración nuclear	60
20.	CONCLUSIONES.....	64
21.	ANEXO.....	66
21.1	ANEXO 1. Extracto Ley N° 27.191 (Capítulo IV).....	66
21.2	ANEXO 2: Agrupación parque térmico fósil.	66
21.3	ANEXO 3 Factores de emisión	70
22.	BIBLIOGRAFÍA.....	71

1. RESUMEN

Para conocer el impacto ambiental que generan las tecnologías térmicas que conforman el parque de generación en el país, se debe cuantificar las emisiones de CO₂ asociadas. Para ello en primera instancia se necesita relevar los datos técnicos – económicos de las tecnologías actuales y proyectadas, su factor de emisión asociado, los combustibles utilizados y la demanda de energía eléctrica y de gas natural para el periodo en estudio.

La información relevada se ingresará en el programa MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts) para cuantificar las emisiones de cada tecnología, determinando una situación óptima para cubrir la demanda al mínimo costo.

Finalmente, con el objeto de reducir emisiones se realizarán escenarios de incorporación baja y alta de tecnologías nucleares, y se evaluarán los resultados de los mismos, dando como producto una memoria de cálculo y las conclusiones del trabajo.

2. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el debate energético ha ido ganando importancia en la agenda global. Esto se debió al incremento de la demanda energética, el crecimiento de las economías emergentes, la alta dependencia de la energía proveniente de combustibles fósiles y los desafíos que impone el cambio climático, siendo el consumo energético en cualquiera de sus variantes (calor industrial, generación eléctrica, transporte) la principal causa de las emisiones de gases de efecto invernadero.

En el contexto de los compromisos asumidos por el país para la reducción de gases de efecto invernadero en la Cumbre de París en junio del 2016, es relevante evaluar las emisiones que genera el parque de generación eléctrica del país actual y proyectado y la reducción de las emisiones de CO₂ que puedan hacerse mediante la inserción de tecnologías nucleares y renovables.

3. OBJETIVOS

El objetivo principal del trabajo es cuantificar las emisiones por regiones eléctricas en el periodo 2015 - 2035 con el programa MESSAGE del OIEA y distinguir cuales son las regiones más emisoras, teniendo en cuenta la incorporación planificada de tecnologías renovables según Ley N° 27.191 y la incorporación de centrales hidroeléctricas y nucleares proyectadas. Se evaluará también la mitigación de emisiones de CO₂ mediante la incorporación de centrales nucleares candidatas.

Puntos a desarrollar:

- Evaluación de tecnologías de generación de energía eléctrica del parque fijo de generación actual y proyectado.
- Utilización del modelo de planificación energética MESSAGE del OIEA.
- Evaluación de demandas de energía eléctrica y de gas natural para el país.
- Contabilización de emisiones de CO₂ por región eléctrica a largo plazo.
- Evaluación de escenarios de alta y baja penetración de producción de energía nuclear para reducir las emisiones en el sector eléctrico argentino.

4. SITUACIÓN ACTUAL EN ARGENTINA

La red eléctrica argentina está alimentada por diversas tecnologías de generación, que incluyen una combinación de energía hidroeléctrica, plantas térmicas que queman combustibles fósiles y centrales nucleares; así como otras fuentes renovables tales como sistemas de energía eólica y solar, todas estas tecnologías forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) nacional.

En Argentina existe una fuerte participación de generación térmica de origen fósil siendo el consumo de gas natural (GN) el predominante, seguido por el gas oil (GO), el fuel oil (FO) y minoritariamente por el carbón (C).

Año a año la demanda de energía eléctrica en nuestro país crece, debido a diversos factores; lo que lleva a la necesidad constante de expandir el parque generador para cumplir con un correcto abastecimiento de electricidad.

Durante el año 2015, el año base de estudio de este trabajo, la demanda de energía eléctrica presentó un crecimiento porcentual del 4,5%, respecto al año anterior; esto se debió a las altas temperaturas de verano, especialmente durante los meses de febrero y marzo. A pesar de que, durante el invierno, la temperatura media fue superior a la del año anterior, la demanda igualmente fue mayor en este periodo.

5. RECURSOS ENERGÉTICOS

En nuestro país podemos identificar como recursos energéticos no renovables aprovechables al petróleo, gas natural convencional y no convencional, uranio y carbón, entre otros; empleados generalmente en la generación de energía eléctrica o para el consumo directo (como en el caso del gas natural o el carbón) de los distintos sectores.

5.1 Reservas de Petróleo y Gas Natural

En la Argentina en cuanto a reservas de gas natural y petróleo, existen numerosas cuencas identificadas. En la actualidad, las cuencas productivas de hidrocarburos son: Cuenca Noroeste, Cuyana, Comahue, Golfo San Jorge y Austral. Ellas se encuentran ubicadas en las regiones del Noroeste (NOA), de Cuyo (CUY), del Comahue (COM) y la Patagónica (PAT), respectivamente, como puede observarse en la siguiente Figura 1.



Figura 1: Cuencas sedimentarias en explotación y sin explotar.

De acuerdo a los datos de la Secretaría de Energía, las reservas al año 2015 para petróleo y gas natural eran las siguientes:

Cuenca	Reservas						Recursos	
	Comprobadas		Probables		Posibles		PET (Mm ³)	GAS (MMm ³)
	PET (Mm ³)	GAS (MMm ³)	PET (Mm ³)	GAS (MMm ³)	PET (Mm ³)	GAS (MMm ³)		
Total Cuenca Noroeste	4922	23764	1454	1413	1777	4670	1781	12793
Total Cuenca Cuyana	20411	727	6836	204	4980	157	2056	15
Total Cuenca Neuquina	86690	156485	29494	60636	22245	50570	110294	195292
Total Cuenca G. San Jorge	253872	48591	86811	18214	53098	13140	21220	4520
Total Cuenca Austral	14834	120917	6749	79974	13065	89762	6109	39350
Total País (2015)	380730	350483	131344	160441	95165	158299	141461	251969

Tabla 1: Reservas de Petróleo y Gas año 2015 –Fuente: Secretaría de Energía.

5.2 Carbón

En base a la última información existente las reservas totales de carbón en 2013 eran de 444 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 y que no existen nuevos datos oficiales en cuanto a reservas al día de la fecha.

5.3 Uranio

En cuanto al Uranio disponible en Argentina, desde que la actividad minera de extracción de este recurso fue interrumpida en el año 1997, la totalidad de este elemento que se consume en nuestro país es importada.

La importación proviene principalmente de los países de Canadá, Kazajstán y la República Checa.

La Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) se encuentra actualmente trabajando en reparar los sitios donde se desarrolló la minería del uranio con anterioridad a 1997. A ello se le suman estudios de impacto ambiental, línea de base y evaluación de sustentabilidad sobre sitios donde potencialmente se podría reactivar la actividad.

En Argentina, existen seis sitios principales donde se encuentran reservas comprobadas de uranio potencialmente recuperable. Los principales recursos identificados se encuentran en las provincias de Mendoza y Chubut donde, además de no contar con un clima social favorable hacia la actividad, existen limitaciones legales que hacen aún más difícil el desarrollo de la misma.

En el año 2013, se identificaron cerca de 20000 toneladas de uranio como recursos, a lo que se suman aproximadamente 11000 toneladas más reportadas en los últimos años por empresas mineras junior. Esta suma de recursos del orden de 31000 toneladas de uranio podría garantizar el funcionamiento de las tres centrales de nuestro país, instaladas a la fecha, durante casi un siglo y medio. En la tabla 2 se presentan los valores correspondientes.

	Recursos razonablemente asegurados (t U)	Recursos Inferidos (t U)	Recursos Pronosticados (t U)
<80 U\$\$	5130	8432	13810
<130 U\$\$	8590	9932	15810
<260 U\$\$	8599	10982	13810

Tabla 2: Reservas de Uranio. Fuente: Red Book – OIEA. Ref: t U: Toneladas de Uranio.

Económicamente hablando, conviene la extracción de los recursos con valor <80 U\$\$ por precios internacionales relativos, ya que a mayores costos es preferible la importación.

En la provincia de Mendoza está prohibida la minería a cielo abierto para la explotación de este recurso. Este tipo de explotación y la lixiviación utilizando ácido sulfúrico son los aspectos técnicos que impiden, por el momento, la reactivación de la minería de uranio en Argentina.

Mientras tanto se encuentra en evaluación la implementación de la técnica de lixiviación in situ, utilizada para la obtención de Uranio a nivel mundial con menor impacto sobre el medio ambiente. Los posibles proyectos de explotación serían Don Otto (Salta), Sierra Pintada (Mendoza), Cerro Solo, Laguna Colorada, Meseta Central (Chubut)

5.4 Recursos Hídricos

En la actualidad en Argentina se encuentran instalados un total de 11108 MW hídricos. Los cuales totalizan un porcentaje aproximado del 32% de la matriz energética.

Aunque según evaluaciones realizadas por la Secretaría de Energía al año 2006, existe una disponibilidad de 5145 MW correspondientes a grandes hidráulicas y 425 MW de pequeños aprovechamientos hidráulicos, que aún no han sido aprovechados para la generación eléctrica. Ya sea por costos de capital o impactos medioambientales aún sin resolver. En el presente trabajo serán tenidos en cuenta como proyectos hidroeléctricos un total aproximado de 4577 MW.

6. DEMANDA DE GAS NATURAL

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 2.

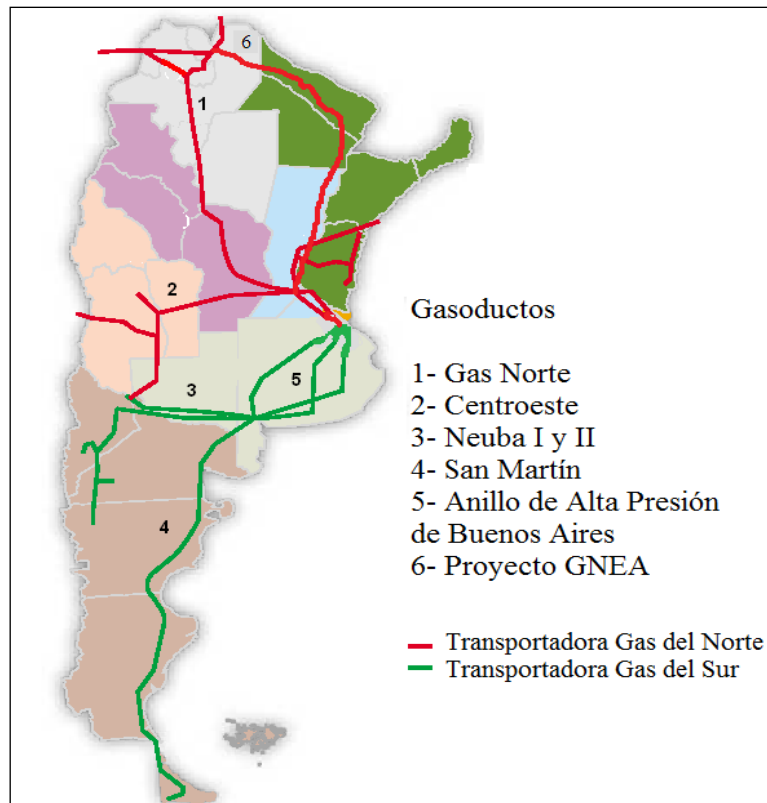


Figura 2: Gasoductos – Fuente: ENARGAS

Además, existen gasoductos que conectan Argentina con los países vecinos: Bolivia, Brasil, Chile y Uruguay. En el caso particular de Chile, los gasoductos conectan las regiones Norte, Centro y Sur de ese país.

La curva de carga correspondiente al consumo del gas natural a lo largo del año tiene la forma de una curva Gaussiana, asociada al incremento de la demanda del sector residencial durante el invierno. Los mayores consumos se evidencian desde mayo a septiembre, con un máximo en la demanda registrada en julio. Dado que la provisión de gas natural para el sector residencial se encuentra garantizada y priorizada durante todo el año, en los períodos invernales suelen sufrir restricciones los sectores de generación eléctrica, seguidos por los productivos y en último lugar algunos de transporte y de exportación.

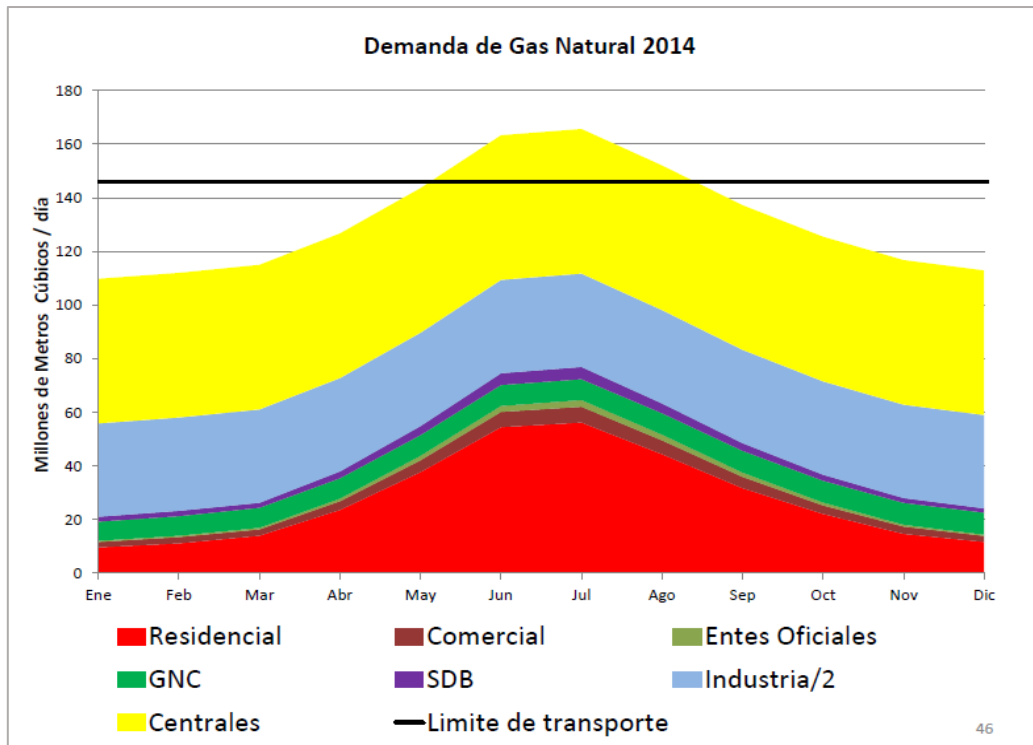


Figura 3: Demanda de gas natural por sector poblacional.

El sistema eléctrico argentino, al igual que el residencial y una parte del industrial, son altamente dependientes del gas natural, en parte motivado por sus bajos precios locales, que a su vez favorecieron durante años la inversión en tecnología e infraestructura específica que es necesario amortizar. Esto rigidiza sus posibilidades de sustitución. La creciente demanda de gas natural en invierno, viene excediendo la máxima capacidad de transporte, lo que lleva al uso de combustibles líquidos para generación eléctrica y uso industrial, en los casos en que sea posible técnicamente realizar dicha sustitución.

6.1 Importación de Gas Natural

En la actualidad se importan alrededor de 11,2 millones de m^3 (MMm^3) diarios de gas natural del país vecino de Bolivia.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución en los valores de importación y exportación de este recurso a lo largo de los años, de acuerdo a datos del Instituto Argentino de Petróleo y Gas:

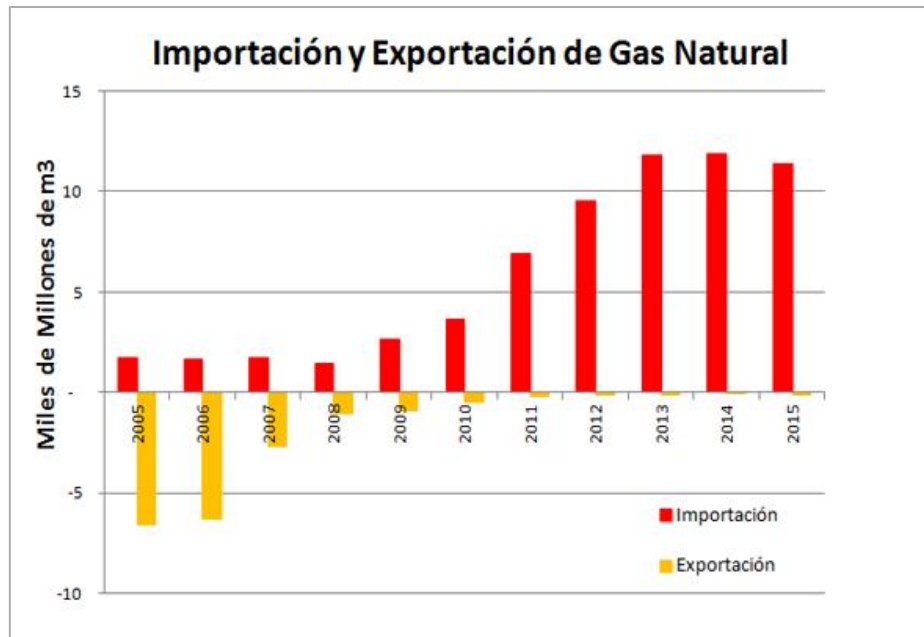


Figura 4: Valores de exportación e importación de gas natural.
Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y Gas.

6.2 Gas Natural Licuado

Debido a la limitación en los recursos de gas nacional y proveniente de Bolivia, también se realizan en la actualidad importaciones de gas natural licuado (GNL) para lograr un correcto abastecimiento, durante los meses invernales especialmente.

Argentina ingresó a la actividad del GNL a partir de 2008, con la primera operación de regasificación mediante un buque regasificador en Bahía Blanca y, posteriormente en el año 2011, una segunda planta regasificadora en Escobar, sobre el río Paraná de las Palmas.

7. MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

Los Sistemas Eléctricos son de gestión compleja porque están sujetos a incertidumbres relacionadas con la demanda de energía y potencia, la disponibilidad de combustibles y máquinas, los caudales entrantes a las centrales hidráulicas, la potencia instalada de generación y su distribución geográfica y las restricciones estructurales de la red de transporte. Una eventual falta de suministro es de alto impacto sobre la sociedad, por lo tanto, es imprescindible estructurar y administrar de manera adecuada el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) argentino.

La estructura del MEM fue establecida en el año 1992 a través de la Ley N° 24.065, en concordancia con lo dispuesto en los derechos reglamentarios y las resoluciones de la Secretaría de Energía.

El MEM se compone de:

- a) Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;
- b) Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema;
- c) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

El MEM está conformado por una serie de entidades y asociaciones que agrupan a todos los agentes involucrados:

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

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.

Se presentan solo las funciones de CAMMESA, las cuales son:

- Es el Organismo Encargado del Despacho (OED). Debe realizar el despacho técnico y económico del SADI maximizando la seguridad del sistema y la calidad del servicio y 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.

El funcionamiento del Mercado Spot requiere comunicación en tiempo real entre los integrantes del MEM y el OED, para programar y coordinar la operación y el despacho del sistema. Esto permite calcular, en tiempo y forma, los precios y volúmenes que definirán los montos de las transacciones económicas.

Las necesidades que de ello se derivan en materia de comunicaciones, adquisición, transmisión y procesamiento de la información a intercambiar entre los agentes del MEM y el OED, asociada a la operación y a las transacciones comerciales que se lleven a cabo, son cubiertas por medio del Sistema de Operación y Despacho (SOD).

La responsabilidad primaria de operación y despacho es del OED. Sin embargo, en vista del despliegue territorial y de la multiplicidad de actores que intervienen en el MEM, el OED está facultado para delegar funciones que le son propias en otras empresas.

Los puntos de intercambio físico del MEM se definen en las conexiones de las instalaciones de Generación con la red de Transporte y de Distribución, de la red de Transporte con las redes de Distribución, entre las distintas redes de Distribución, en las interconexiones internacionales y en la vinculación de los Grandes Usuarios entre sí o con instalaciones de Distribución, Transporte o Generación.

7.1 Red del Sistema Eléctrico Argentino

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 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 dos 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.

La Figura 5 a continuación esquematiza las regiones previamente enumeradas y su correspondiente valor de capacidad instalada al año 2015.

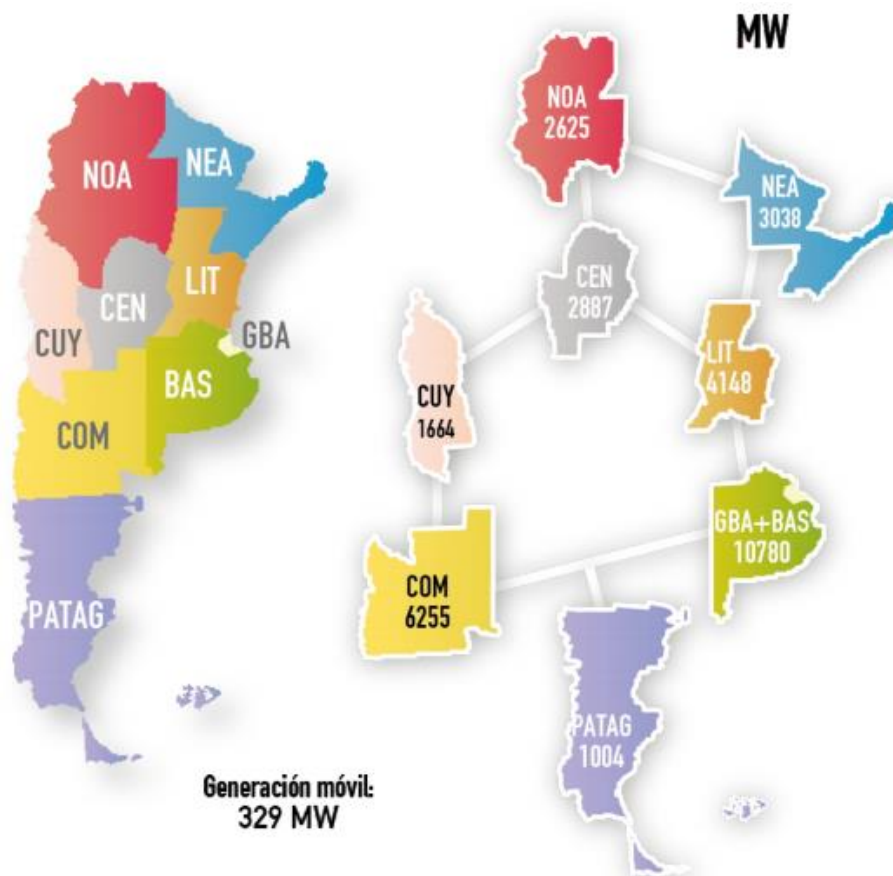


Figura 5: Regiones del MEM y su capacidad instalada en MW. Fuente: Síntesis del MEM 2015 - CNEA

8. GENERACIÓN ELÉCTRICA

La distribución porcentual de la generación de energía bruta total para el año 2015, se pone en evidencia en la Figura 6 de acuerdo al informe anual de CAMMESA para dicho año:

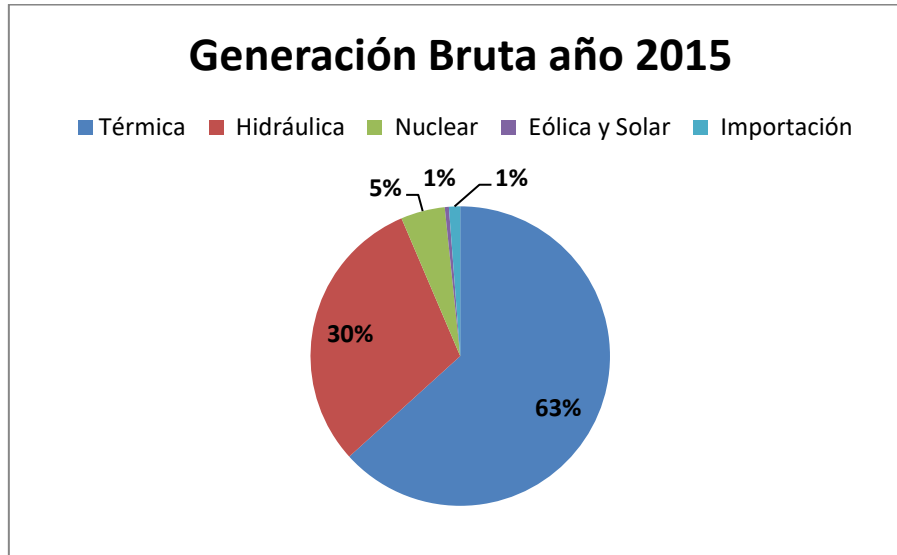


Figura 6: Generación bruta año 2015 por tecnología. Fuente: Informe Anual 2015 CAMMESA.

9. Generación Eléctrica por uso de Combustibles Fósiles

Durante las últimas dos décadas, los sectores de gas natural y energía eléctrica fueron interrelacionándose por la incorporación de usinas de ciclo combinado al sistema energético argentino, que adicionado a la mayor penetración del gas en la industria (incluido el desarrollo de la actividad petroquímica) y en el transporte, llevó a un gran aumento de la participación del gas natural en la matriz energética primaria de Argentina.

Particularmente, el aumento en la contribución del gas natural en la matriz energética, se vio altamente influenciado por el descubrimiento del yacimiento gasífero Loma La Lata en la década del '70; cuyas proyecciones de explotación aseguraban más de 90 años de producción.

Con la aparición de las centrales eléctricas de ciclo combinado que operan con gas natural se logró un importante aumento en el aprovechamiento del combustible (del orden del 50%). Al mismo tiempo, su impacto ambiental es mucho menor que sus contrapartes tradicionales que operan a fuel oil, cuyos rendimientos son 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 2 veces mayor al 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 CO₂.

En gran parte de los años '90 y comienzos de la siguiente década, el costo del gas natural fue relativamente bajo, alentando la sustitución de combustibles alternativos como nafta, fuel oil, gas oil por el gas natural para la generación de energía eléctrica.

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. Así como también, los tiempos de construcción de las centrales térmicas son considerablemente menores que las demás tecnologías.

Es interesante notar que nuestra matriz energética es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles. La utilización del gas natural, gas oil, fuel oil y carbón contabilizan el 60,8% de la energía que producimos. Siendo el gas natural, el recurso energético dominante de la matriz eléctrica de la República Argentina.

9.1 Consumo de combustibles

En las Figuras 7 y 8 se observa la contribución de los diferentes combustibles en la generación de energía eléctrica durante el año 2015. A su vez, puede verse reflejada la disminución en el consumo de gas natural en los meses invernales, como se mencionó anteriormente debido al aumento y priorización del consumo residencial en esa época.

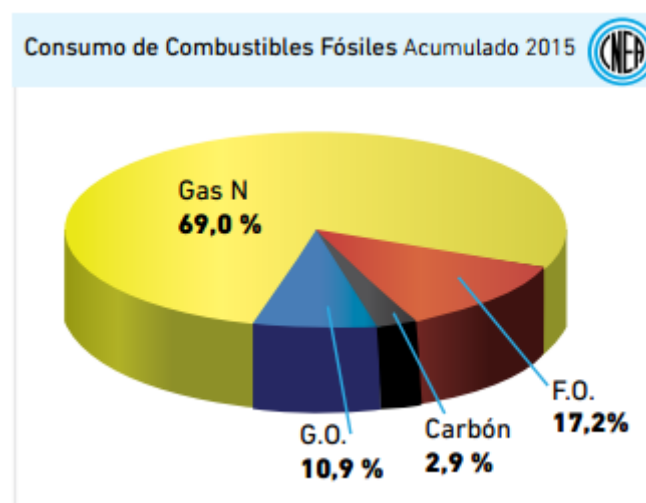


Figura 7: Consumo de combustibles fósiles acumulado 2015.
Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista. Diciembre de 2015 CNEA

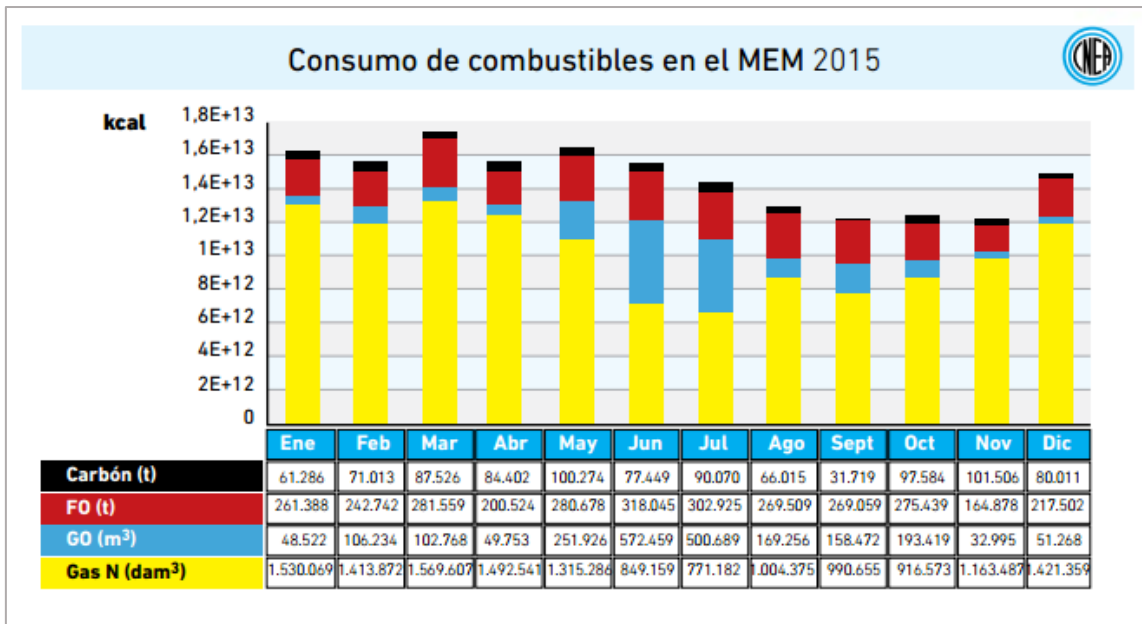


Figura 8: Consumo de combustibles para generación eléctrica. Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista - Diciembre de 2015 – CNEA

En la Figura 9 se puede observar el porcentaje de participación en el consumo de gas natural por cada sector:

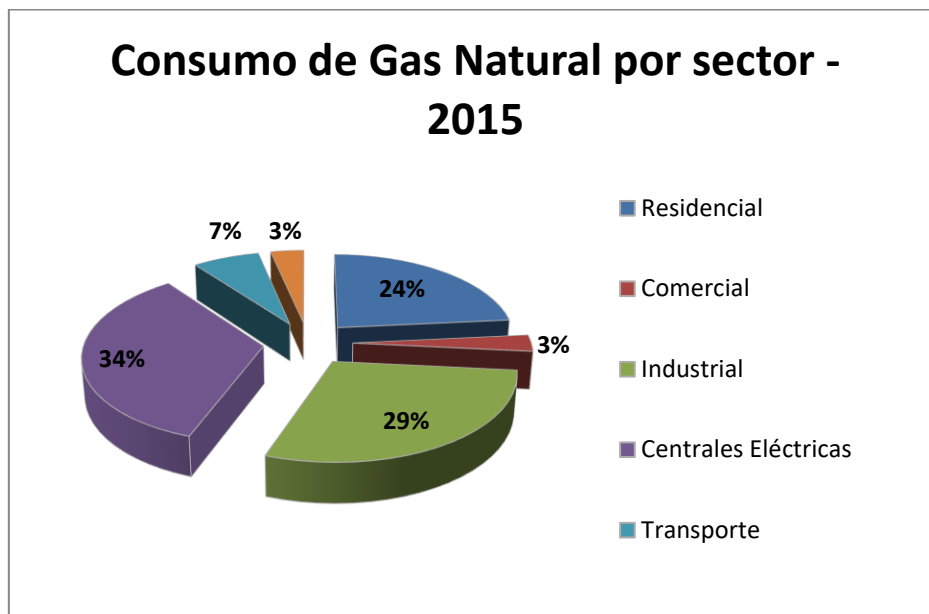


Figura 9: Consumo de gas natural año 2015 por sector. Fuente: Informe Anual 2015 CAMMESA.

Los consumos de gas residencial (R), comercial (C), entes oficiales (EO) y subdistribuidoras (SBD) constituyen los componentes ininterrumpibles de gas natural.

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 suele 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; en general.

La prestación del servicio de suministro a los sectores residencial y comercial y público, no prevé interrupciones y está 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.

9.2 Consumo de gas oil y fuel oil por región

El consumo de combustibles líquidos por región eléctrica provee una idea aproximada de cuáles son las regiones más emisoras de CO₂ por generación de electricidad; ya que estos combustibles son mucho más contaminantes por su combustión que su equivalente en gas natural. Sin embargo, en secciones posteriores se realizarán los cálculos pertinentes de factores de emisión y emisiones para determinar las regiones con mayor cantidad de CO₂ generado por combustibles fósiles de generación eléctrica.

En la Tabla 3 se presentan los valores de consumo de gas oil y fuel oil por región para el año 2015.

REGIÓN	GO (m ³)	FO (t)
BAS	627484	1032862
CEN	167265	65145
COM	17397	-
CUY	21926	207264
GBA	681357	1593233
LIT	538036	189700
NEA	106563	-
NOA	79680	-
TOTAL	2239708	3088204

Tabla 3: Consumo regional de combustibles. Año 2015. Fuente: Informe Anual CAMMESA

10. POTENCIA INSTALADA

En cuanto a la potencia instalada, 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 de generación pertenecen a las nueve regiones ya mencionadas: Cuyo, Comahue, Noroeste, Centro, Gran Buenos Aires, Buenos Aires, Litoral, Noreste y Patagonia. La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Cabe mencionar que Tierra del

Fuego no se encuentra conectada al SADI, por lo que no fue tenida en cuenta en el presente trabajo.

10.1 Parque Fijo

Los equipos instalados actualmente 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), Eólico (EO), Solar (FV) 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 de la Turbina de Vapor, ciclo Rankine.

La potencia total instalada al año 2015 en nuestro país es de 32730 MW. 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 19671 MW. De los cuales: 23,2% emplea máquinas con turbinas de gas, turbinas de vapor 22,63%, ciclos combinados 46,91%, motores diesel 7,19% y biocombustibles el resto. La potencia nuclear instalada es de 5,4%, contribuyendo con tres centrales, una en la región Centro (Central Nuclear Embalse) y las dos restantes en la región de Buenos Aires (Centrales Nucleares Atucha I y II). Por otra parte, la potencia hidráulica con una participación del 33,94% adquiere especial importancia en las regiones del Comahue con 4692 MW y en el Noreste (NEA) con 2745 MW (Yacyretá).

En la Tabla 4 se presenta la potencia instalada en MW, a diciembre del año 2015 clasificada por región y tipo de tecnología.

Región /Tipo	TV	TG	CC	MD	BC	Total TER	NUC	FV	EO	HID	TOTAL
CUYO	120	90	374	-	-	584	-	8	-	1072	1664
COM	-	209	1282	73	-	1564	-	-	-	4692	6256
NOA	261	1001	829	266	-	2357	-	-	50	217	2625
CEN	200	511	534	76	-	1321	648	-	-	918	2887
GBA-BAS-LIT	3870	2555	6020	413	17	12875	1107	-	-	945	14928
NEA	-	46	-	247	-	293	-	-	-	2745	3038
PAT	-	160	188	-	-	348	-	-	137	519	1004
GEN MÓVIL	-	-	-	329	-	329	-	-	-	-	329
TOTAL	4451	4561	9227	1415	17	19671	1755	8	187	11108	32730
Porcentaje						60,1%	5,4%	0,02%	0,57%	33,9%	

Tabla 4: Potencia instalada por tecnología y por región eléctrica al año 2015. Fuente: Síntesis del MEM 2015 CNEA. Ref.: TV: Turbina de vapor; TG: Turbina de gas; CC: Ciclo combinado; MD: Motor Diesel; TER: Térmicas; NUC: Nuclear; HID: Hidráulica. BC: Biocombustible; FV: Fotovoltaica; EO: Eólica

En cuanto a la disponibilidad del parque térmico durante el año 2015, se determinó un valor promedio de 74%. Se produjo el ingreso de aproximadamente 400 MW de potencia de máquinas en su mayoría térmicas (generación móvil). También cabe destacar que la central Atucha II comenzó su operación durante este período, aportando un promedio de 450 MW de potencia; se proyecta que, a partir del año 2021, con el uso de ULE su capacidad instalada alcance los 740 MW. De esta forma, sustituiría un consumo equivalente de 4,7 millones de litros de gas oil diarios de generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles.

De acuerdo a los datos anteriormente exhibidos, se presentan gráficamente a continuación los porcentajes de contribución de cada tecnología en la potencia instalada total del país, donde se evidencia la participación mayoritaria de las centrales de generación térmica:

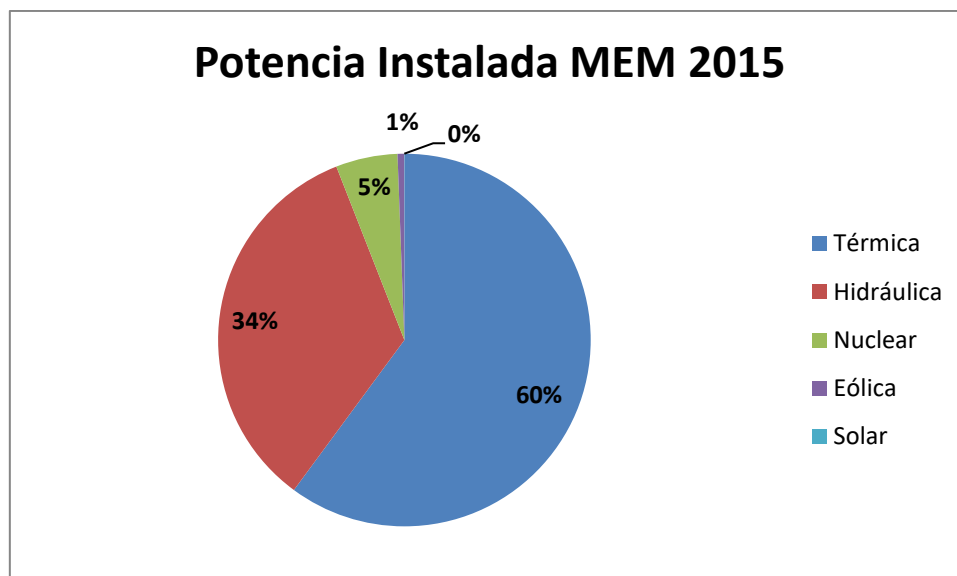


Figura 10: Porcentajes de potencia instalada de cada tecnología. Fuente: Informe Anual CAMMESA 2015

11. EMISIONES DE CO₂

Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) son las que provienen mayoritariamente de la quema de combustibles fósiles. Incluyen el dióxido de carbono producido durante el consumo de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos (Carbón, FO y GO, GN respectivamente).

Ya sea para trasladarse de un lado a otro, para calefaccionarse o para la producción mediante el uso de electricidad, en nuestro país, cada habitante emite en promedio 4,46 toneladas métricas de CO₂ (de acuerdo a datos del Banco Mundial al año 2013) a la atmósfera. Este número no es un indicador de determinada conducta del ciudadano sino, más bien, del entramado industrial de cada país y de la tecnología predominante en sus procesos fabriles o de generación energética.

En la región, todos los países están muy por debajo de la media europea. De acuerdo a datos del Banco Mundial, Chile emite 4,2 toneladas métricas de CO₂ per cápita por año; Brasil, 2,2; Bolivia, 1,5, y Colombia, 1,6. Por otro lado, Venezuela al igual que todos los países petroleros, es uno de los que más emite en América latina: 6,9 toneladas métricas.

En diciembre de 2015 durante la Cumbre de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, fue adoptado por 195 países el Acuerdo de París firmado por 175 de ellos el 22 de abril de 2016, en la sede de las Naciones Unidas. Este convenio contemplaba el compromiso de los países firmantes por reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero para evitar que el calentamiento global supere los 2 grados centígrados anuales.

Nuestro país, realizó una propuesta y se comprometió a disminuir las emisiones de CO₂ en un 15% al año 2030, respecto a su escenario BAU (Business As Usual).

El porcentaje de participación de las emisiones de gases de efecto invernadero en la generación eléctrica es el que se muestra en la Figura 11. Cabe destacar que, en Argentina, se considera que la mayor contribución de emisiones de GEI por la generación eléctrica es de CO₂.

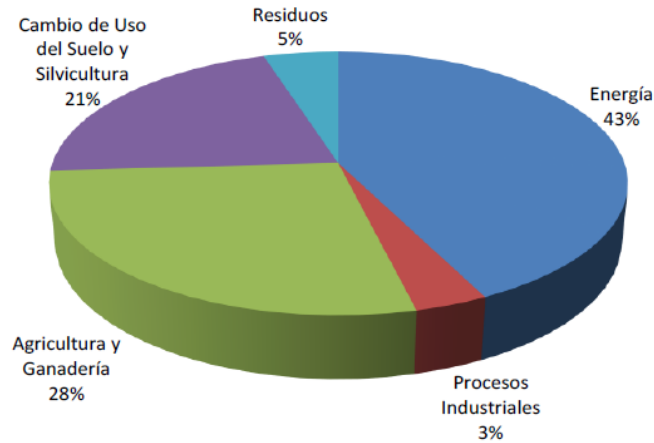


Figura 11:

En la Figura 12 se muestran las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los años 2014 y 2015, en millones de toneladas. Siendo el total 44,1 MMt en 2014 y 46,5 MMt en 2015 como se ve en la Figura 12. Mientras que en la Figura 13, se observa la evolución desde el año 2006 de estos valores de emisiones.

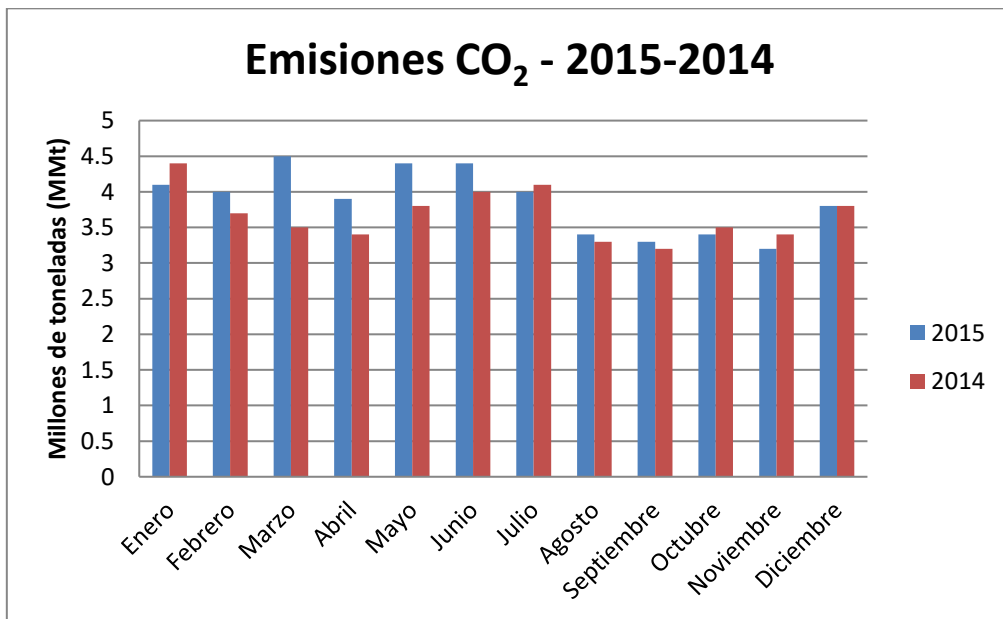


Figura 12: Gráfico comparativo de emisiones de CO₂ durante los años 2014 y 2015.
Fuente: Síntesis del MEM 2015 - CNEA

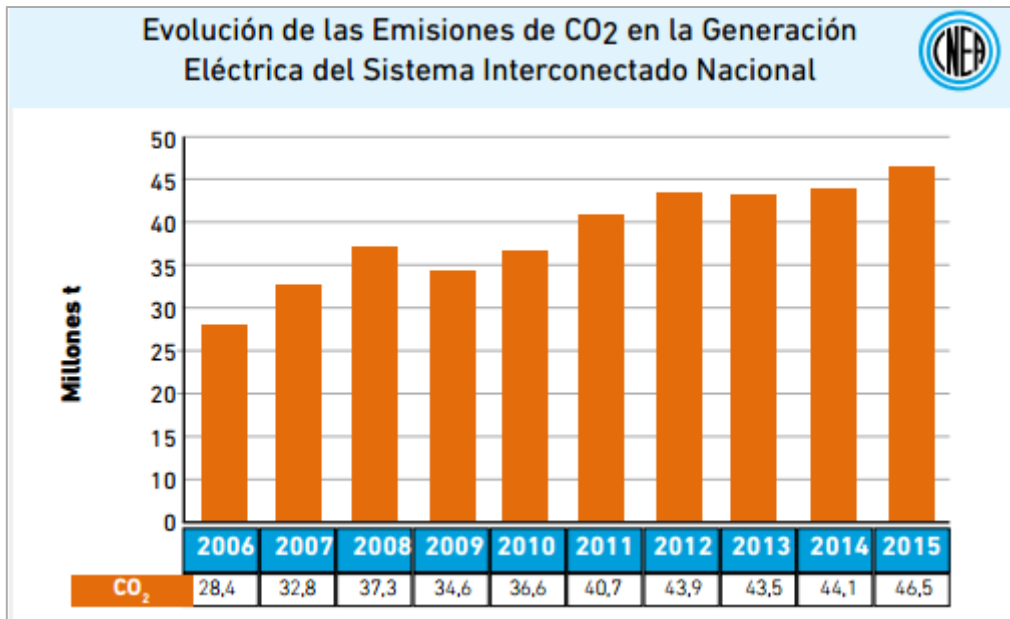


Figura 13: Evolución de emisiones de CO₂ hasta el año 2015. Fuente: Síntesis del MEM 2015 – CNEA

12. PROGRAMA MESSAGE

La herramienta utilizada para realizar el estudio es el modelo MESSAGE (Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts)

Este software de OIEA, fue desarrollado originalmente por IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis).

Fue diseñado para formular y evaluar sistemas de energías alternativas. Esta herramienta simula el desarrollo de un sistema de energía completo y provee al usuario de una plataforma que permite el modelado y análisis de un sistema de energía nuclear.

Bajo restricciones como: límites de nuevas investigaciones, costo de combustibles, regulaciones ambientales y velocidad de penetración en el mercado de las nuevas tecnologías, entre otras cosas.

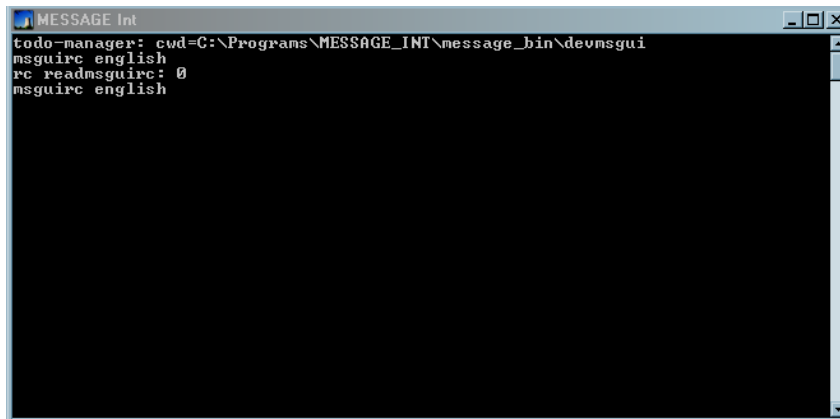
El objetivo del programa es por defecto minimizar el costo total del sistema. El costo minimizado incluye los costos de inversión, operación y cualquier penalización adicional definida por límites, rangos o restricciones.

Para ejecutar la optimización el programa utiliza el método simplex, genera y completa una matriz con la solución óptima hallada, y luego permite obtener los resultados a través de tablas y en forma gráfica para su análisis. La columna vertebral del programa es una descripción detallada del sistema de energía modelado. Esta descripción debe incluir: formas de energía en cada nivel de la cadena energética, tecnologías producidas o usadas por esas formas de energía y recursos energéticos empleados.

En la definición de las formas de energía se deben incluir los niveles de la cadena energética comenzando desde la demanda y llegando hasta los recursos. La demanda de energía, es una variable exógena del modelo (es una variable que se ingresa en forma de dato, no la calcula el modelo).

12.1 Carga de datos y corrida del programa

El programa MESSAGE consta de dos ventanas: La primera, presentada en la Figura 14, muestra los comandos del software en entorno DOS.



```
MESSAGE Int
todo-manager: cwd=C:\Programs\MESAGE_INT\message_bin\devnsgui
msguire english
rc readmsguire: 0
msguire english
```

Figura 14: 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 15.

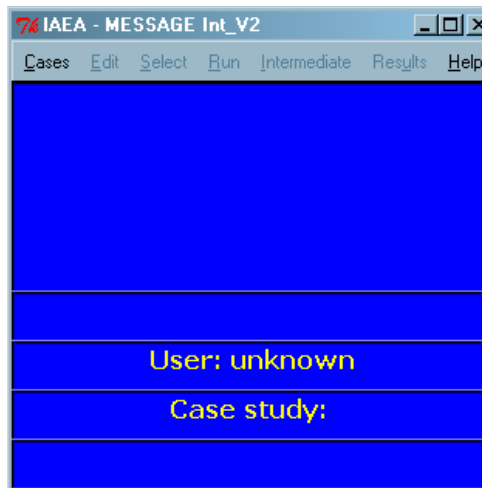


Figura 15: Ventana interactiva de MESSAGE.

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.

- Idb: “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:

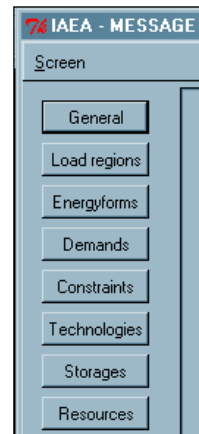
- Datos generales del caso de estudio.
- Formas de energía: nombres de los niveles de energía (recursos, primaria, secundaria final, etc.).
- Regiones de carga.
- Demanda de energía.
- Restricciones y relaciones.
- Tecnologías: las tecnologías puestas en juego en cada nivel de energía para transformar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

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 categorías 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, en ella se ingresan los siguientes datos:

- 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 las actividades.
- inp: “secondary input” – entradas secundarias.
- mpa: “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.
- Límite 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.

12.2 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.

12.3 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.

12.4 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) de 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 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.

13. CRITERIOS PARA LA MODELACIÓN DE ESCENARIOS

En la modelización del año base se consideró: un año tipo estacional de cuatro estaciones (otoño, invierno, primavera y verano), con una duración de tres meses cada una; se distinguieron dos tipos de días: laborables y no laborables, cada uno de ellos se dividió a su vez en tres partes de distinta longitud horaria para simular de esta forma los picos y valles de la curva de carga diaria.

Consecutivamente, se realizó una representación esquemática simplificada de la cadena energética del país para ser ingresada en MESSAGE y realizar su correspondiente evaluación.

14. CADENA ENERGÉTICA

La representación de la cadena energética del sistema energético en estudio, se efectuó determinando los niveles energéticos y sus correspondientes formas de energía.

Se partió de los recursos disponibles en el país (Carbón, Petróleo, Gas Natural Convencional y No Convencional, Uranio) finalizando en la demanda de energía eléctrica y de gas natural de cada sector de consumo.

Se tuvo en cuenta las transformaciones que ocurren de un nivel a otro de energía, así como también costos de transporte y distribución entre niveles. Estas transformaciones y costos, fueron representados mediante tecnologías para la unión de un nivel con otro, por ejemplo: una central térmica tipo turbina de gas (TG) recibe GN (forma de energía) del nivel de energía denominado “Combustibles” y entrega energía eléctrica al nivel energético “Regiones” correspondiéndose con su ubicación geográfica donde genera energía.

Por lo tanto, para la representación de esta cadena energética se tuvieron en cuenta los siguientes niveles energéticos y sus correspondientes formas de energía:

Demanda: Se tuvo en cuenta la demanda de gas natural y electricidad para los distintos sectores: Residencial, Comercial y Público, Transporte e Industria.

Final: Electricidad como suma de la energía eléctrica producida por el Parque Fijo, las máquinas candidatas y los proyectos. Además, se consideró un factor de pérdida por transmisión y transporte del 12%.

Secundario: Energía Eléctrica generada por el Parque fijo, Candidatas y Proyectos.

Regiones: CEN, GBA, BAS, COM, PAT, LIT, NEA, NOA, CUYO.

Combustibles: Biomasa, Fuel Oil, Gas Oil, Gas natural Proyectos; Fuel Oil, Gas Oil, Gas natural Candidatas; Fuel Oil, Gas Oil, Gas natural Parque fijo.

Primario 2: Combustible PWR (4,8%), CAREM, CANDU, Atucha I y II, GN, GO, FO, Carbón, Biomasa y Biogás.

Auxiliar 2: Uranio 235 (3,1%), Uranio Levemente Enriquecido (ULE), Uranio 235 (4,8%), GN.

Auxiliar 1: Uranio 235 (3,5%), Uranio Natural (UO₂), GO, Biodiesel, GN Inyectado.

Primario 1: Petróleo, Uranio Natural (U₃O₈), GN Nacional.

Recursos: Uranio, Gas Natural Convencional, Gas Natural No Convencional, Petróleo, Carbón.

Se consideró, además, la existencia de un proceso de extracción del recurso Uranio y la importación de Uranio 235 enriquecido (al 3,5% y 4,8%) y de uranio natural; para la fabricación de los combustibles de las distintas centrales nucleares pertenecientes al parque fijo, proyectos y candidatas.

En la Figura 16 se encuentra esquematizada la cadena energética simplificada, utilizada en el presente trabajo.

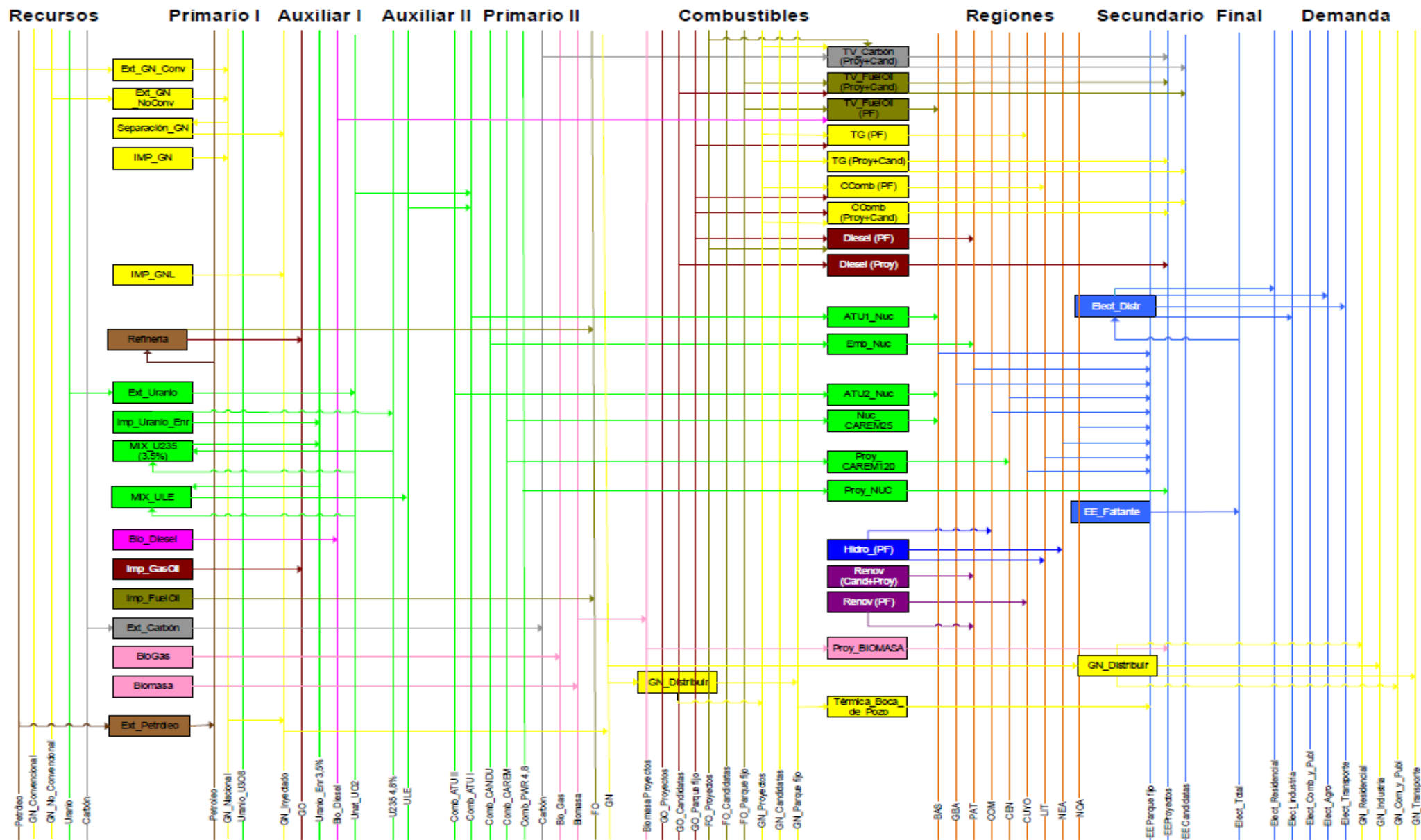


Figura 16: Cadena energética simplificada del modelo utilizado en MESSAGE.

14.1 Demanda

En el trazado de la cadena energética se consideró la demanda de Gas Natural y la de electricidad de los diferentes sectores (Residencial, Comercial y público, Transporte, Industria y Agropecuario). Para el abastecimiento de dicha demanda se cuenta con un parque fijo de energía eléctrica y además se tienen en cuenta centrales denominadas candidatas y proyectos. Estas últimas se consideran debido a que en el uso de MESSAGE se realizará una proyección a 20 años tomando como base el año 2015, y como es sabido, en el transcurso de ese tiempo se adicionarán nuevas centrales que aportarán energía de acuerdo a lo estipulado en la nueva Ley de Renovables (Ley n° 27191).

14.1.1 Energía Eléctrica

Es sabido que la demanda varía a lo largo del año, siendo función de diversos factores. Entre ellos se encuentran: la época del año, el día de la semana (laborable o no laborable), la hora del día, la temperatura, etc. La representación gráfica de cómo varía la demanda durante el día, se denomina curva de carga.

La curva de carga de Argentina para un día laborable puede representarse de la siguiente forma para un día típico de verano y uno de invierno, como se ve en las Figuras 17 y 18:

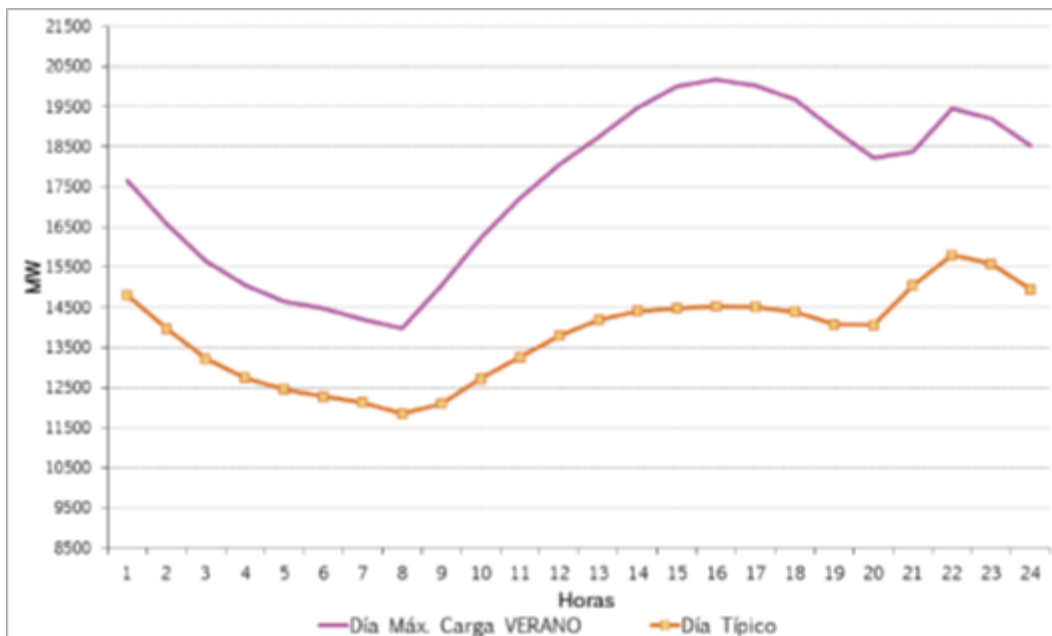


Figura 17: Curva diaria de carga de día típico de verano. Fuente: CAMMESA

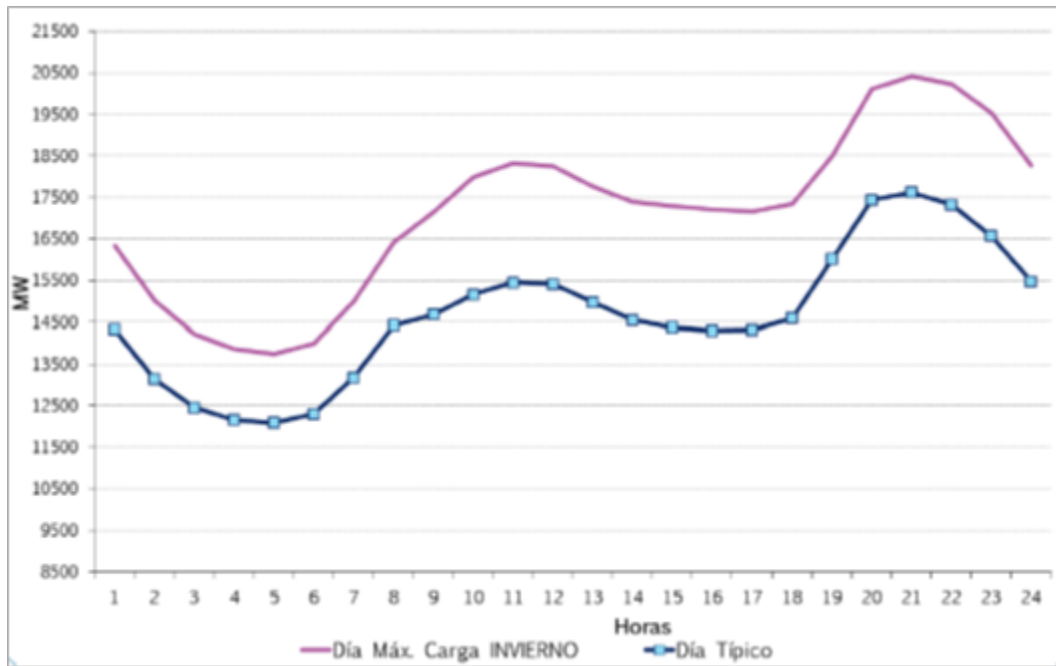


Figura 18: Curva diaria de carga de día típico de invierno. Fuente: CAMMESA

En estos gráficos puede observarse la misma tendencia en ambas curvas: bajo consumo durante las horas de la madrugada y picos de demanda durante las horas de mayor temperatura y durante la noche. Particularmente en el verano, el pico de demanda durante las horas de la tarde suele ser mayor al de la noche debido al incremento de la temperatura.

A partir de estos modelos de la curva de carga es posible predecir los momentos del día en los que existirán picos de consumo de energía eléctrica, y, por lo tanto, lograr un abastecimiento adecuado de este servicio a los distintos sectores de consumo.

Se realizó una proyección de la demanda de energía eléctrica anual al año 2035, teniendo en cuenta un factor porcentual constante año a año para cada sector de consumo:

SECTOR	Demanda 2015 (MWy)	Demanda 2015 (GWh)	Crecimiento anual (%)	Demanda 2035 (GWh)
Residencial	5160,8	45208,60	2,7	77024,70
Comercial y Público	3466,2	30363,91	3,7	62796,13
Agropecuario	121,7	1066,09	4,2	2427,44
Transporte	73,8	646,48	2,8	1123,11
Industria	5701,8	49947,77	3,2	93779,96
TOTAL	14524,3	127232,87		237151,34

Tabla 5: Proyección de demanda de energía eléctrica al año 2035. Fuente: Secretaría de Energía.

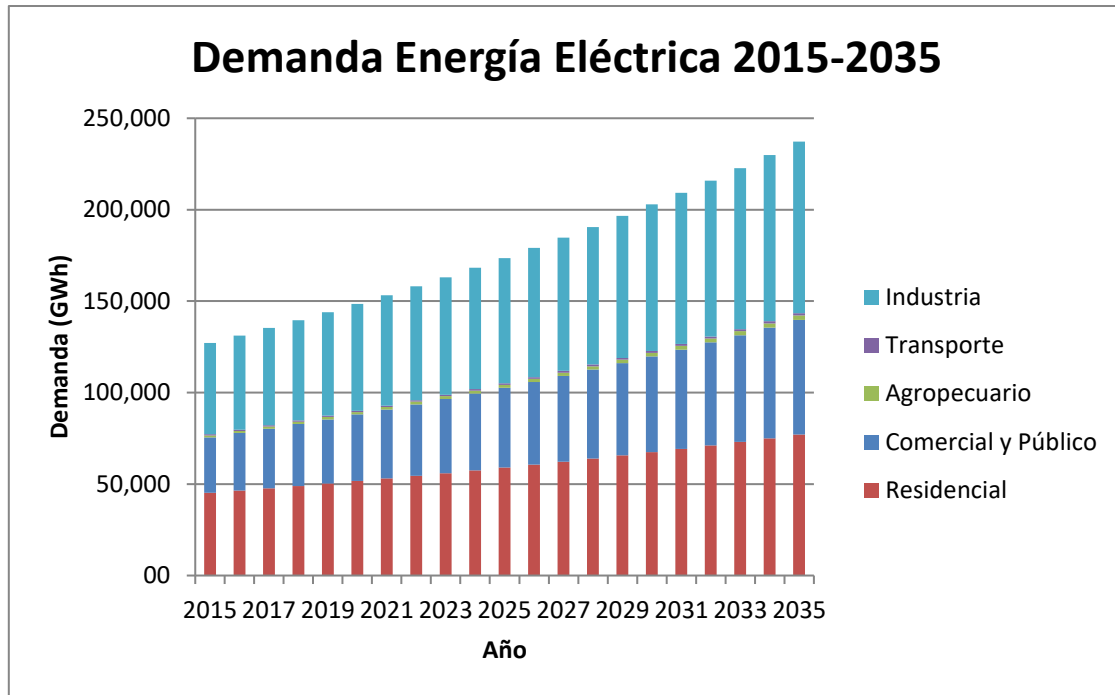


Figura 19: Demanda eléctrica por sector. Proyección al año 2035.

De acuerdo a las proyecciones arriba presentadas, puede observarse que al año 2035 la demanda alcanza casi el doble del valor total al año 2015. Por lo que podría suponerse que la capacidad instalada hacia el final del periodo debería superar el doble de la instalada al año base de forma tal que sea posible un correcto abastecimiento a todos los sectores de consumo.

14.1.2 Gas Natural

Para el caso del gas natural, los valores de demanda considerados fueron los siguientes:

SECTOR	Demanda 2015 (MMm ³ /año)	Demanda 2015 (MWy)	Crecimiento Anual (%)	Demanda 2035 (MWy)
Residencial	10240,61	12644	2,67	21753
Comercial y Público	1636,36	2020,4	2,15	3122,2
Transporte	2554,81	3154,4	0,85	3743,7
Industria	8156,61	10070,9	2,15	15562,7
TOTAL	22588,4	27889,7		44181,6

Tabla 6: Demanda de gas natural. Proyección al año 2035.

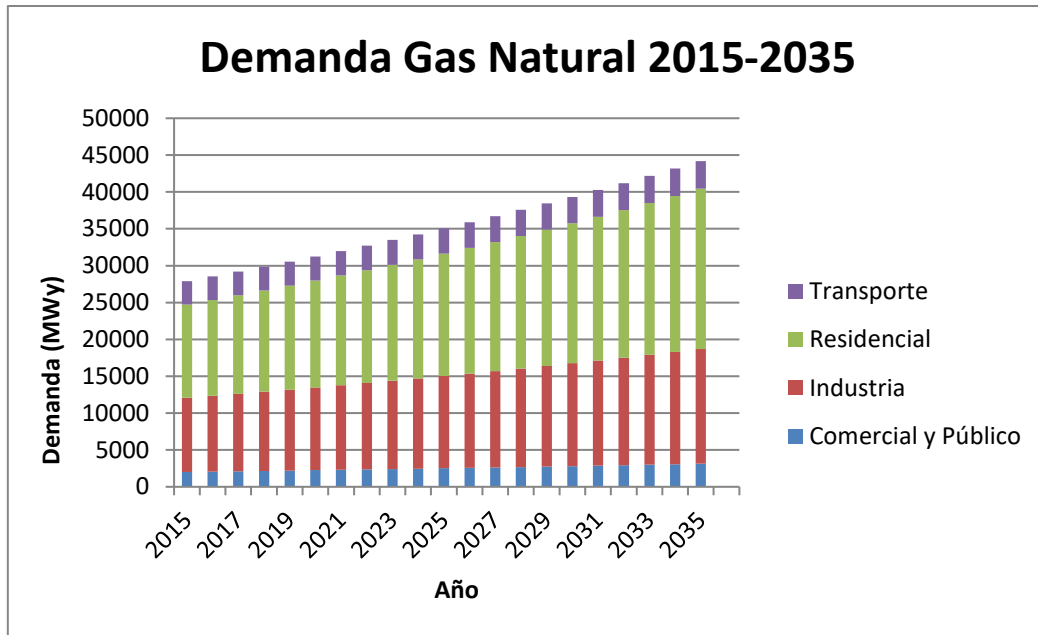


Figura 20: Demanda de gas natural proyectada al año 2035 por sector poblacional.

La tendencia en aumento es la misma en el caso del gas natural, como se observa en el Figura 20 arriba expuesta; donde la mayor expansión se puede ver en los sectores Residencial e Industrial. El consumo de gas para centrales de generación eléctrica se contabiliza, pero no se tiene en cuenta en estas categorías.

14.2 Costos de Combustibles

Para la modelación del escenario, se tuvieron en cuenta los siguientes precios de combustibles proyectados al año 2035, de acuerdo a información del Ministerio de Energía y Minería; en todos los casos la tendencia a partir del año 2016 es un aumento lineal del costo en unidades de dólares por kW/h. Esto puede observarse en los siguientes gráficos representativos para gas natural, gas oil, fuel oil y carbón:

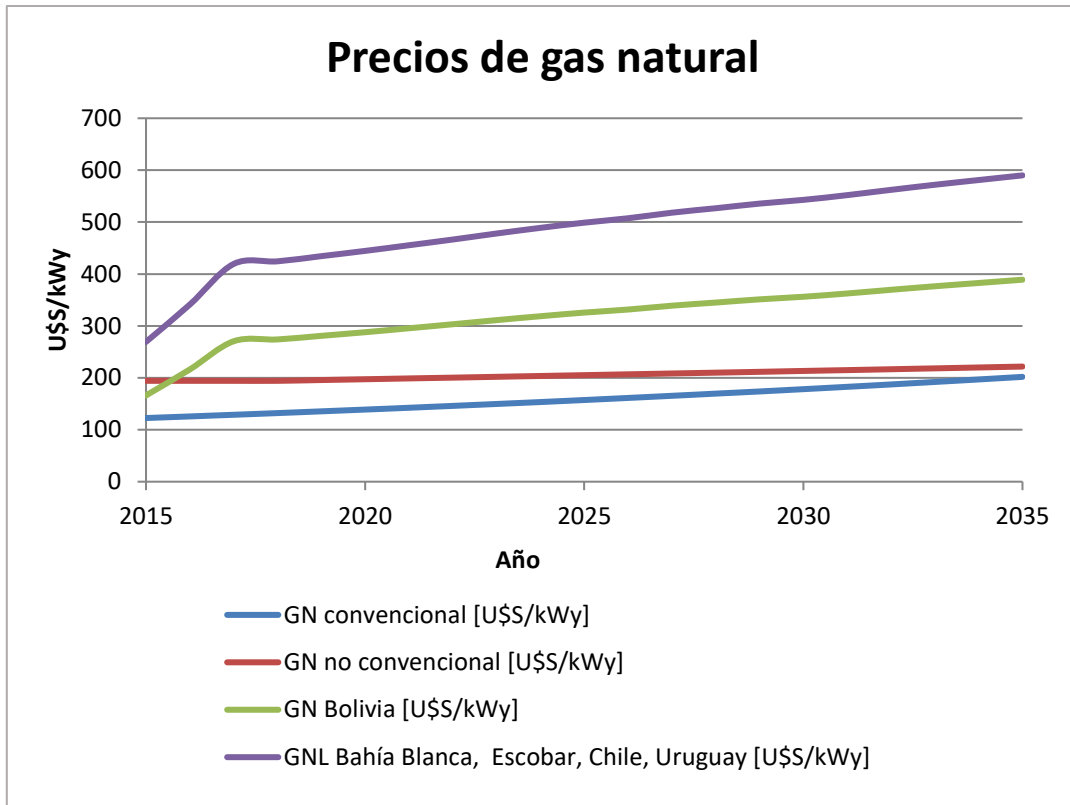


Figura 21: Evolución de precios del gas natural. Fuente: Secretaría de Energía.

Carbón mineral

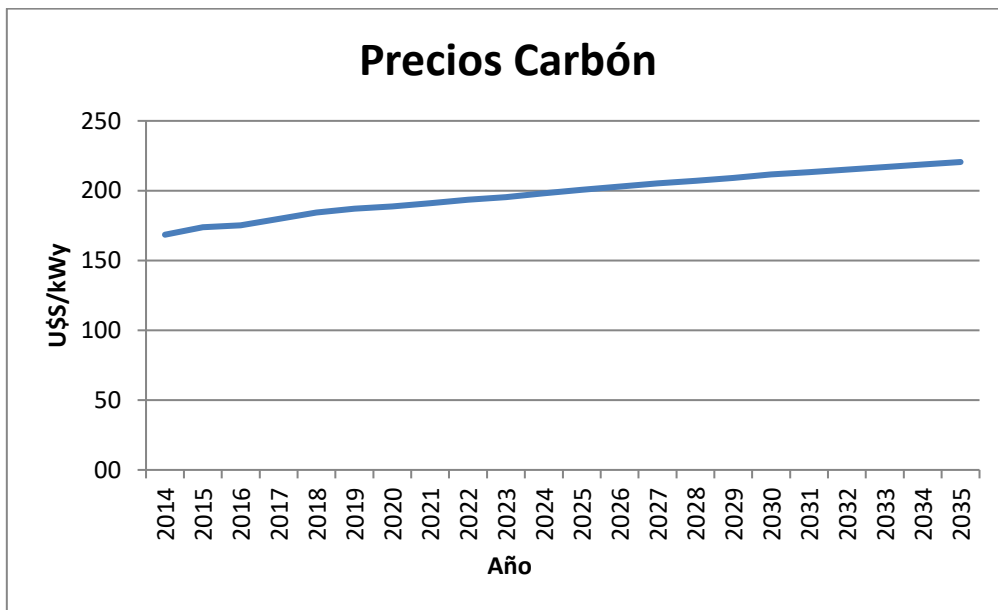


Figura 22: Evolución de precios del carbón mineral. Fuente: Secretaría de Energía.

Fuel Oil y Gas Oil

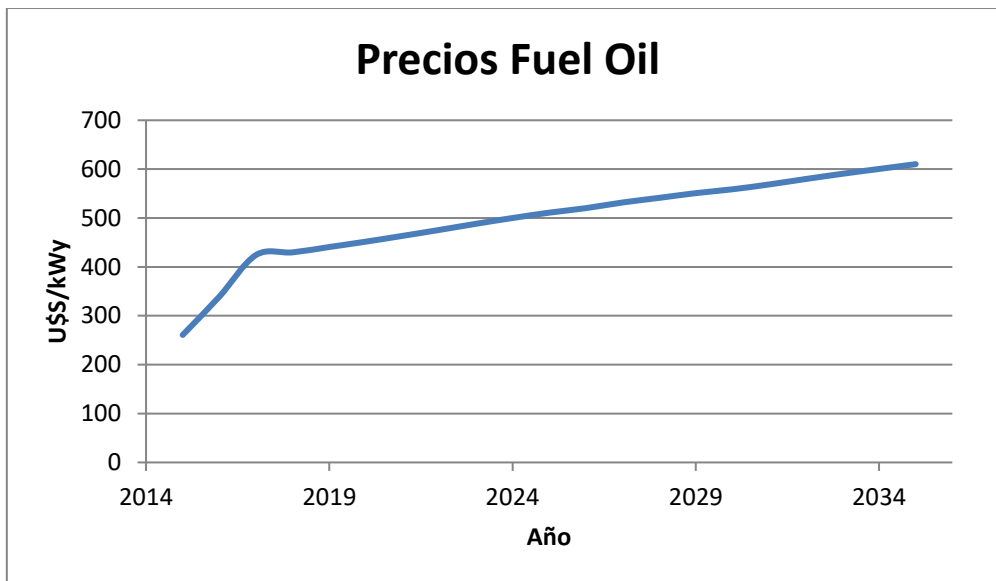


Figura 23: Evolución de precios de fuel oil. Fuente: Secretaría de Energía.

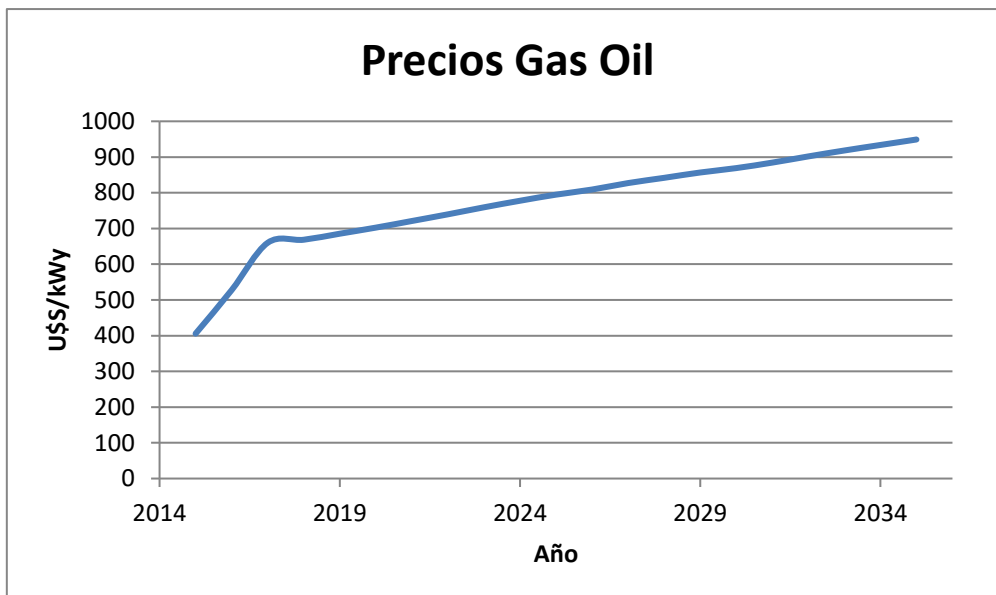


Figura 24: Evolución de precios del gas oil. Fuente: Secretaría de Energía.

Se puede apreciar también la diferencia de precios de cada tipo de combustible, evidenciándose el bajo costo del Gas Natural Convencional; lo cual demuestra su gran participación como combustible en la matriz energética, como fue anteriormente mencionado.

En el caso del Biodiesel, se tomaron los valores publicados en la página del Ministerio de Energía y Minería hasta el año 2017 y se tomó como tendencia un aumento lineal basado en los precios de los años 2015 a 2017.

Por otra parte, para el uranio se consideraron valores constantes en costos de importación para todo el periodo de estudio; a los que además se les

adicionó costos de acondicionamiento y posterior fabricación de los elementos combustibles de producción nacional.

En la Figura 25 se observa la evolución de los precios del uranio desde mayo del año 2013 al 2015, con ciertas fluctuaciones en su valor; pero sin una tendencia marcada hacia la suba o baja de su precio.

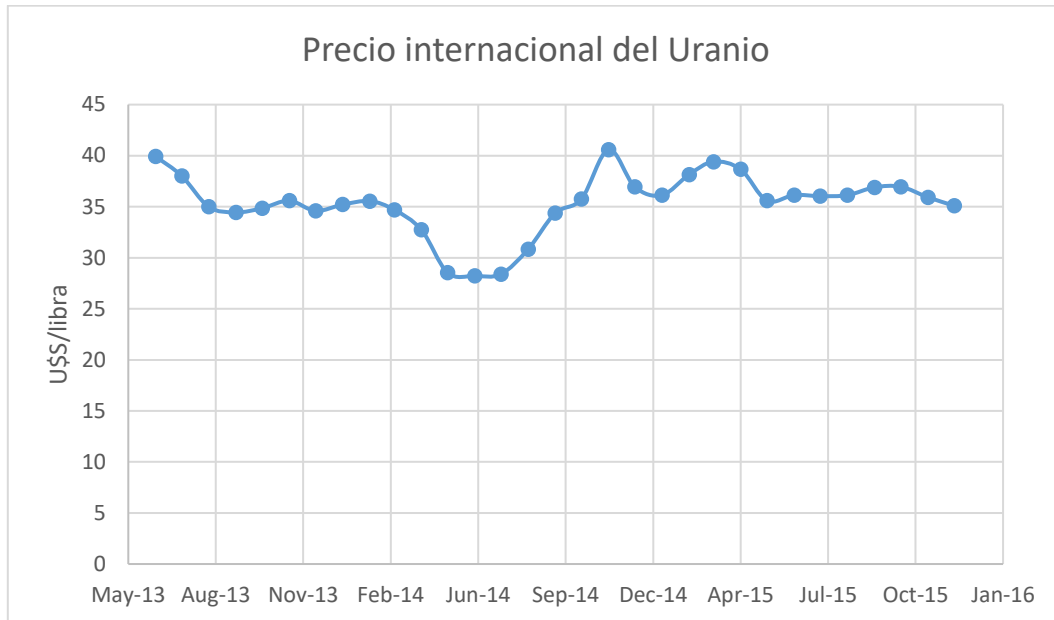


Figura 25: Precio internacional del Uranio. Fuente: International Monetary Fund 2017

15. AGRUPACIÓN PARQUE FIJO

Del total de centrales del parque fijo, se realizó una agrupación por región a la que pertenecían y por tipo de tecnología. Agrupándose, de esta forma, Ciclos Combinados (CC), Turbinas de Gas (TG), Turbinas de Vapor (TV), Motores Diesel (DI), Centrales Nucleares (NUC), Centrales Hidroeléctricas (HI), Parques Solares (SOL) y Parques Eólicos (EO) por cada región.

15.1 Agrupación de centrales hidroeléctricas

En el caso de las centrales hidroeléctricas, se diferenciaron centrales de embalse, de pasada y de bombeo por región. Para cada conjunto, la potencia instalada total se determinó sumándose la de cada una de las centrales pertenecientes al mismo, discriminándose por región eléctrica.

De esta forma de un total de 58 centrales hidroeléctricas, se consiguió reducirlas a un total de 12 grupos; a ser ingresados luego en MESSAGE como parque fijo hidráulico generador de energía eléctrica.

Grupo	Región	Tipo	Generación total (MWh)	Potencia Instalada	Centrales Incluidas
HI_COM_EM	COM	Embalse	986497,08	4594,8	Alicurá, Arroyito, Chocón, Piedra del Águila, Banderita, Pichi Picún Leufú
HI_COM_PAS	COM	Pasada	18713,33	106,70	Guillermo Céspedes, César Cipoletti, Casa de Piedra, Divisaderos, Julián Romero, Salto Andersen, Apelp, Emp de Energía de Río Negro
HI_CUY_EM	CUY	Embalse	68412,58	406,00	Agua del Toro, El Tigre, Nihuil (1, 2, 3 y 4)
HI_CUY_BOM	CUY	Bombeo	12418,33	224,00	Los Reyunos
HI_CUY_PAS	CUY	Pasada	72389,50	495,50	Central Hidráulica Cacheuta, Carrizal, Los Caracoles, Álvarez Condarco, Los Coroneles, Cuesta del Viento, Luján de Cuyo, La Lujanita, Punta Negra, Quebrada Ullum, Salto de La Loma, San Guillermo, San Martín, Ullum
HI_PAT_EM	PAT	Embalse	254272,50	518,80	Florentino Ameghino, Futaleufú
HI_NOA_PAS	NOA	Pasada	40037,25	106,20	Cadillal, Escaba, Los Maderas, Los Quiroga, Pueblo Viejo, Río Hondo, Río Reyes
HI_NOA_EM	NOA	Embalse	14360,75	111,00	Cabra Corral, El Tunal
HI_CEN_PAS	CEN	Pasada	50386,67	168,00	La Calera, Cassafousth, Cruz del Eje, Fitz Simon, Los Molinos (1 y 2), La Viña, Piedras Moras, Benjamin Reolin, San Roque
HI_CEN_BOM	CEN	Bombeo	55349,25	750,00	Río Grande
HI_LIT_EM	LIT	Embalse	438260,17	945,00	Salto Grande
HI_NEA_PAS	NEA	Pasada	1444212,42	2745,00	Yacyretá

Tabla 7: Agrupación centrales hidroeléctricas.

Para cada clasificación se realizó también una curva de carga de la generación al año 2015 con datos extraídos de CAMMESA. Esta información se ingresó en el programa MESSAGE, el cual generó las curvas correspondientes en base a estos datos.

A continuación, se muestran como ejemplo de las curvas mencionadas, las del grupo HI_COM_EM (Embalse en Comahue) en la Figura 26 y de HI_NEA_PAS (Pasada en Noreste) en la Figura 27.

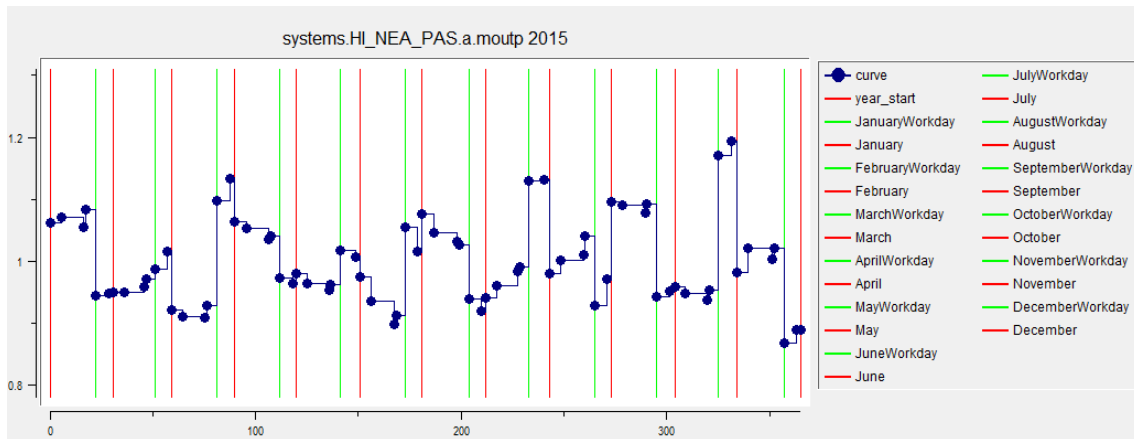


Figura 26: Curva de variación en la generación anual de HI_NEA_PAS. Año 2015. MESSAGE.

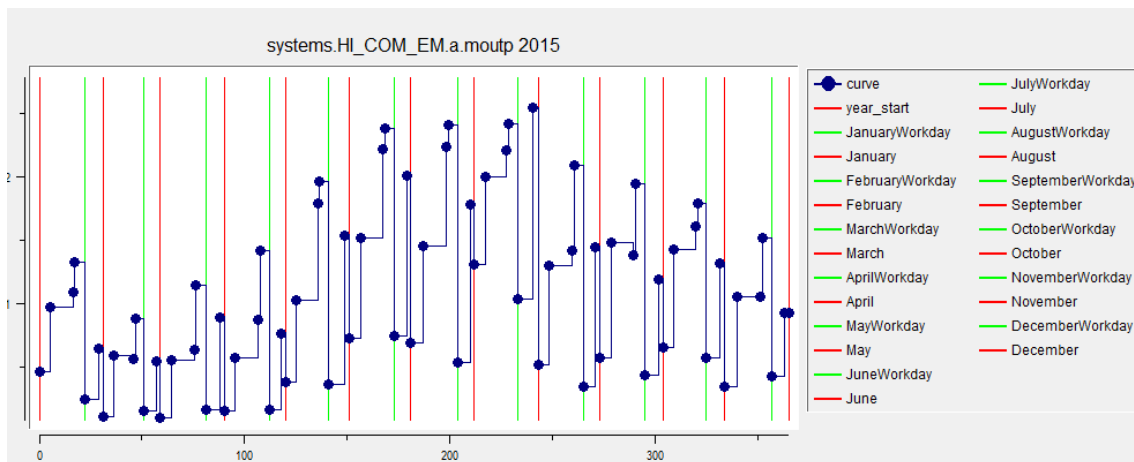


Figura 27: Curva de variación en la generación anual de HI_COM_EM. Año 2015. Fuente: MESSAGE.

15.2 Agrupación de parques eólicos

En cuanto a los parques eólicos, sólo se agrupó a las centrales del Parque Eólico Arauco adicionando las potencias instaladas de cada una, utilizando el mismo criterio que las hidráulicas; mientras que las centrales restantes se consideraron individualmente, contabilizando un total de 7.

Grupo	Parques Incluidos	Región	Potencia Instalada (MW)
EO_NOA	Parque Eólico Arauco I y II Sapem	NOA	50,4
EO_PAT_1	Hychico P. Eólico Diadema	PAT	6,3
EO_PAT_2	C. Eólica Loma Blanca IV-ENARSA	PAT	50,0
EO_BAS	Sea Energy Parque Eólico	BAS	0,3
EO_PAT_3	P. Eólico Rawson I - ENARSA	PAT	48,6
EO_PAT_4	P. Eólico Rawson II - ENARSA	PAT	28,8
EO_PAT_5	CE El Tordillo-Viento Patagónico	PAT	3,0

Tabla 8: Agrupación parque eólicos.

En el caso de los parques eólicos se tuvo en cuenta un tiempo de operación del 40% anual para los ubicados en la región patagónica; y uno del 27% anual para el resto de las localizaciones (BAS y NOA). Estos porcentajes bajos de operación son debidos a la fluctuación en la velocidad del viento, que no permite modelar una curva de carga como en el caso de los parques solares a continuación.

15.3 Agrupación de parques solares

De igual manera, los parques solares se consideraron también individualmente; contabilizando un total de 4, todos ellos ubicados en la provincia de San Juan.

Grupo	Centrales Incluidas	Región	Potencia Instalada (MW)
SOL_CUY_1	C. Fotov. Chimberas 1- ENARSA	CUYO	2,0
SOL_CUY_2	C. Fotov. Cañada Honda I- ENARSA	CUYO	2,0
SOL_CUY_3	C. Fotov. Cañada Honda 2- ENARSA	CUYO	3,0
SOL_CUY_4	Pta. Fotovoltaica S. Juan I-EPSE	CUYO	1,2

Tabla 9: Agrupación parques solares.

Al igual que para las centrales hidroeléctricas, los parques solares también fueron modelados de acuerdo a la influencia en la generación de la variabilidad de la intensidad de la luz solar a lo largo del año; mediante la siguiente curva (correspondiente a la Central Fotovoltaica Cañada Honda I):

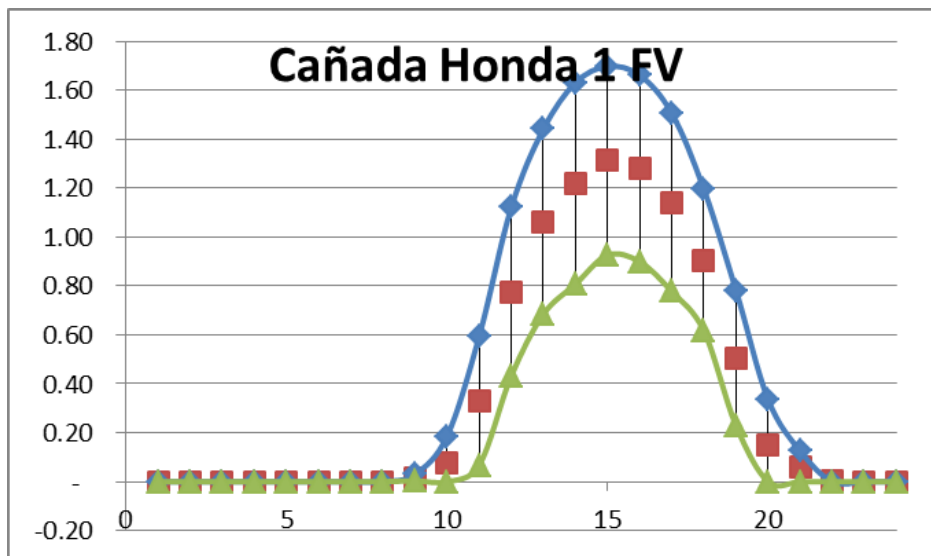


Figura 28: Variabilidad diaria de irradiación de la Planta Cañada Honda.

Se puede apreciar en la Figura 28 anteriormente expuesta la variabilidad de la generación durante el día, mayor radiación solar en horas del mediodía y la tarde y menor durante la mañana y la noche.

15.4 Parque térmico fósil

Por último, para el agrupamiento del parque térmico fósil de Argentina a 2015, se utilizó el siguiente criterio:

Se agruparon las centrales térmicas por región a la que pertenecían; y dentro de cada región, se diferenció el tipo de tecnología utilizada, y por último el/los tipos de combustibles consumidos. Esta última diferenciación se realizó para luego poder contabilizar las emisiones de CO₂ producidas de acuerdo al consumo de cada alternativa de combustible. Sumándose en cada grupo la potencia total instalada de cada una.

De esta forma, de un total de 450 máquinas instaladas al año 2015 se redujo a un total de 38 para representar el parque generador en el presente trabajo.

Para la determinación del consumo específico de cada grupo, se realizó el cálculo del promedio de éste ponderado por los valores de potencia de cada máquina involucrada. Es decir:

$$ConsProm. = \frac{(Cons.Esp.1xPot1 + Cons.Esp.2xPot2 + \dots)}{Pot1 + Pot2 + \dots}$$

Donde: Cons. Esp. 1: Consumo específico promedio de la máquina 1

Cons. Esp. 2: Consumo específico promedio de la máquina 2

Pot1: Potencia instalada máquina 1

Pot2: Potencia instalada máquina 2

Además, el cálculo de la eficiencia de cada tecnología, se hizo de la siguiente forma:

$$\eta = \frac{860}{ConsProm}$$

Donde: η = eficiencia

Cons Prom= Consumo promedio (1)

Éste valor luego fue utilizado para ingresar los datos de cada agrupación en el programa MESSAGE.

Las tablas con la agrupación pertinente del parque fijo térmico se encuentran en el Anexo 2.

15.5 Parque térmico nuclear

Dentro de las centrales nucleares instaladas al año 2015 consideradas en el parque fijo se encuentran:

Nombre de la central	Tipo de Reactor	Potencia Instalada (MW)	Región	Combustible
Central Nuclear Embalse	CANDU	648	CENTRO	Uranio natural (U235-0,72%)
Central Nuclear Atucha I	PHWR	362	BAS	Uranio natural y ULE (U235-0,85%)
Central Nuclear Atucha II	PHWR	745	BAS	Uranio natural (U235-0,72%)

Tabla 10: Agrupación de centrales nucleares instaladas.

Cabe destacar que para la Central Nuclear Atucha II, se consideró su futuro cambio de combustible al año 2021; cuando pasaría a utilizar ULE en lugar del enriquecimiento actual (0,72% correspondiente a Uranio natural).

15.6 Otras consideraciones

En la carga de datos de las tecnologías también se tuvieron en cuenta costos variables, fijos, factores de planta, vida útil de planta, tiempo de operación, etc.

Dentro de los costos variables de cada tecnología y combustible, se contemplaron los presentados en la Tabla 11 tomados de la resolución RES 482/15 de CAMMESA.

Combustible/Tecnología	Costos Variables (U\$/kW _y)
GN	15,65
GO/FO	27,39
BIO	52,09
CARBÓN	46,95
HIDRO	12,44
EÓLICA	12,38
SOLAR	5,31

Tabla 11: Costos variables de tecnologías y combustibles.

Por otra parte, los costos fijos y de inversión solo se ingresaron para proyectos y candidatas.

También se tuvo en cuenta en la carga de datos del programa, un total de 2000 MW de reserva y 3500 MW del parque no disponibles en 2015.

Además, para los parques eólicos se determinó un tiempo de operación del 40% anual para aquellos ubicados en la región patagónica y del 27% para las restantes regiones (BAS y NOA), debido a la fluctuación en la velocidad del viento que no permite modelar una curva de carga similar a la fotovoltaica.

Por último, en el caso de tecnologías que utilizan más de una alternativa como combustible, una de ellas es el gas natural siendo las otras FO y GO; se tuvo en cuenta un recorte del 25 % de la generación anual con este. De modo tal de modelar las restricciones a la industria en el uso de este combustible durante los meses invernales.

16. PROYECTOS Y CANDIDATAS

La oferta eléctrica se dividió en tres partes:

- Parque fijo
- Proyectos
- Candidatas

El parque fijo fue descrito anteriormente, mientras que los proyectos son aquellos que están en construcción, o que han sido anunciados; y aquellos cuyo progreso en la fase de proyecto los hace probables de ser construidos.

16.1 Proyectos nucleares

En nuestro país, se planea construir dos nuevas centrales nucleares de potencia, una que utilizará tecnología de reactor CANDU (basada en agua pesada y uranio levemente enriquecido); y la segunda central tecnología PWR (basada en agua liviana presurizada y uranio enriquecido).

La construcción de la primera central tiene como fecha de inicio el primer semestre de 2017 y la segunda se estima que comenzará el año 2019.

Por otra parte, con el inicio de la primera fase de la construcción del edificio de prototipo CAREM 25, denominación que fuera originalmente la sigla de Central Argentina de Elementos Modulares, el país tendrá en operación la primera central nuclear de potencia íntegramente diseñada y construida en Argentina.

Ese tipo de reactores tiene una gran proyección para el abastecimiento eléctrico de zonas alejadas de los grandes centros urbanos o polos fabriles con alto consumo de energía. Ofrecen también otras prestaciones, como desalinización o provisión de vapor para diversos usos industriales.

La obra civil del CAREM 25 comenzó el 8 de febrero de 2014 en la localidad de Lima, Provincia de Buenos Aires. El prototipo generará una potencia de 27 MW eléctricos.

En el escenario en estudio se consideraron como proyectos nucleares: CAREM 25 y la cuarta y quinta central nuclear (CANDU 6 y HUALONG) con fechas aproximadas de arranque en 2022 y 2024 respectivamente.

16.2 Proyectos Renovables

Entre los proyectos renovables se consideraron los contemplados en el Plan RenovAr basado en la nueva Ley de Renovables (Ley n° 27.191), que propone la incorporación a la matriz energética de nuestro país de tecnologías renovables, de forma tal de alcanzar un porcentaje de participación de las mismas de un 20% al año 2025. En este porcentaje se incluirían parques eólicos, parques solares, pequeños aprovechamientos hidráulicos (PAH), biomasa y biogás; totalizando para cada tecnología a implementar para la ronda 1.0:

Tecnología	Proyectos	Potencia Total Instalada (MW)	Provincias
Eólica	12	707	Buenos Aires, Chubut, Río Negro, Santa Cruz, Neuquén, La Rioja
Solar	4	400	Salta y Jujuy
Biogás	6	9	Santa Fe, San Luis y Córdoba
Biomasa	2	15	Corrientes y Misiones
PAH	5	11	Río Negro y Mendoza
TOTAL		1142	

Tabla 12: Proyectos Plan RenovAr. Ronda 1.0. Fuente: Ministerio de Energía y Minería.

Mientras que para la ronda 1.5:

Tecnología	Proyectos	Potencia Total Instalada (MW)	Provincias
Eólica	19	1561,30	Río Negro, La Pampa, Santa Cruz, Chubut, Buenos Aires, La Rioja Mendoza y Córdoba
Solar	28	935,12	Catamarca, Salta, La Rioja, San Juan, Mendoza y San Luis
TOTAL		2496,42	

Tabla 13: Proyectos Plan RenovAr. Ronda 1.5. Fuente: Ministerio de Energía y Minería.

16.3 Proyectos térmicos

En cuanto a proyectos de generación por combustible fósil, se listan a continuación aquellos ingresados en MESSAGE como parte del parque de proyectos junto a los renovables, tomados de la resolución de la Secretaría De Energía (RES 21):

Tecnología	Región	Potencia (Mw)	Comb 1	Comb 2	Comb 3	Año De Ingreso
TG	NOA	91	GN	GO		2018
TG	NOA	261	GN	-		2019
TV	NOA	60	BM			2018
DI	NOA	89	GN	-		2017
DI	LIT	123	GN	GO	FO	2017
DI	LIT	64	GN	GO	FO	2017
DI	BAS	104			FO	2018
TG	BAS	1372	GN	GO		2017
DI	BAS	202	GN	GO	FO	2019
DI	BAS	25				2016
TG	BAS	127	GN	GO		2017
TG	BAS	203	GN	GO		2017
TV	BAS	280	GN		FO	2018
TG	BAS	93	GN	GO		2017
DI	BAS	60	GN		FO	2019
TG	CEN	197	GN	GO		2017
TG	COM	99	GN	GO		2019
TG	COM	105	GN			2017
TOTAL		3555				

Tabla 14: Proyectos térmicos agrupados por región y tecnología. Fuente CAMMESA.

16.4 Candidatas

Como sólo la instalación de los proyectos no alcanza para cubrir el crecimiento de la demanda, se propone equipamiento adicional para cubrir esa diferencia definido como “máquinas candidatas”.

Las máquinas candidatas pueden ser de diversas tecnologías: plantas térmicas, plantas nucleares, plantas hidráulicas o plantas de energía renovables. El modelo MESSAGE las selecciona de acuerdo a los objetivos y limitaciones que se le fijan: menor costo, menor impacto ambiental, etc.

Para los escenarios a analizar, las centrales candidatas consideradas serán centrales nucleares, o de energía renovable; ya que el objetivo a largo plazo será el de minimizar las emisiones de CO₂ del parque generador de energía eléctrica del país, buscando disminuir la participación de tecnologías de consumo de combustibles fósiles en la matriz energética argentina.

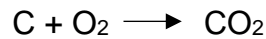
17. CÁLCULO DE FACTORES DE EMISIÓN

Para cada agrupación anteriormente descrita, se realizó el cálculo de los factores de emisión para cada tecnología y el combustible utilizado por esta. Esto se efectuó teniendo en cuenta valores de consumo promedio, poder calorífico del combustible, factores estequiométricos de las reacciones de combustión, y composición de Carbono (C) del mismo en cada combustible empleado.

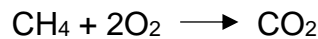
La composición media en porcentaje en peso (%p/p) de C en cada combustible se consideró de la siguiente forma:

- Carbón mineral: 67%
- Fuel Oil: 87%
- Gas Oil: 86,1%
- Gas Natural: 100% metano (CH₄, considerándolo desulfurado)

Para los primeros tres casos (Carbón, FO, GO) la reacción de combustión asociada a estos combustibles es la siguiente:



Por otro lado, para el gas natural al considerarse 100% CH₄ por su similar densidad con este compuesto; la reacción de combustión difiere a la de los casos anteriores lo que hace que también sea distinto el valor de la relación estequiométrica en la combustión de este compuesto.



El cálculo de factores de emisión para cada tecnología y agrupación realizada en el modelado del escenario, se realizó de la siguiente manera:

$$Factor\ de\ emisión = \frac{HR \times FE \times \%C}{PC}$$

Donde: HR: Heat Rate o Consumo específico (kcal/kWh)

FE: Factor estequiométrico

%C: Porcentaje de carbono en el combustible

PC: Poder Calorífico del Combustible (kcal/m³ o kcal/kg)

El factor estequiométrico (FE) mencionado anteriormente se calcula en base a las reacciones de combustión como la relación entre la cantidad de CO₂ producido respecto a la cantidad de CH₄ o C que reaccionó para generarla; siendo así, para el caso del gas natural:

$$FE = \frac{44 \text{ g/mol } CO_2}{16 \text{ g/mol } CH_4} = 2,75$$

De igual forma el cálculo se realizó para los restantes combustibles, donde:

$$FE = \frac{44 \text{ g } CO_2}{12 \text{ g } C} = 3,67$$

Finalmente, los valores utilizados para el cálculo en cada caso fueron los presentados en la Tabla 15.

Combustible	PC (kcal/UU)	%C	Factor estequiométrico	UU
GN	9300	100	2,75	m ³
GO	10400	86,1	3,67	kg
CM	5400	67	3,67	kg
FO	9800	87	3,67	kg

Tabla 15: Propiedades y características de combustibles para el cálculo de factores de emisión.

Mientras que los valores de Consumo específico o Heat Rate (HR) para cada agrupación, fueron los calculados en secciones anteriores de datos de CAMMESA al año 2015.

De cada uno de estos combustibles, se sabe que los mayores generadores de CO₂ en su combustión son el carbón, el fuel oil y el gasoil; por lo que en casos de turbinas duales (con consumo de dos alternativas de combustible) éstas contaminarían más al utilizar estos combustibles. Esto podría verse evidenciado durante los meses de invierno cuando el gas natural es recortado en el sector industrial, llevando a estas tecnologías a utilizar alternativas más contaminantes.

En el Anexo 3 se adjunta la tabla con los factores de emisión correspondientes a cada tecnología empleada en el escenario propuesto.

18. ESCENARIOS PLANTEADOS

Con el programa MESSAGE, se simuló el período 2015–2035 para la República Argentina, adoptando como año base el año 2015. Además de los criterios y consideraciones descriptos en secciones anteriores, se tuvieron en cuenta dos escenarios: uno de alta penetración nuclear y uno de baja penetración nuclear. En ambos casos se adoptó una tasa de descuento del 10%, que es un valor estándar aceptado para este tipo de actividad.

El escenario de baja penetración nuclear contempla los siguientes proyectos nucleares con sus respectivas fechas de inicio de actividades:

Nombre de tecnología	Potencia Instalada (MW)	Año de ingreso
CAREM 120	120	2027 2031/33/35
PWR	1200	2031/33

Tabla 16: Año de ingreso de proyectos nucleares. Escenario de baja penetración nuclear.

Mientras que en el caso del escenario de alta se consideraron los mismos proyectos que el de baja, pero con diferentes fechas de ingreso:

Nombre de tecnología	Potencia Instalada (MW)	Año de ingreso
CAREM 120	120	2025 2027/29/31
PWR	1200	2027/29
	1060	2033/34

Tabla 17: Año de ingreso de proyectos nucleares. Escenario de alta penetración nuclear.

Por último, se planteó un escenario donde la demanda futura fuera cubierta por máquinas térmicas del tipo ciclo combinado, en lugar de hacerlo con tecnologías renovables o centrales nucleares, un escenario denominado BAU (Business As Usual). De esta forma, se realizó una comparación de estos resultados con el valor de emisiones de los escenarios con participación nuclear.

En cada uno de estos casos, se realizó la comparación de emisiones de CO₂ generadas por región, contrastando entre sí valores correspondientes al año base y valores del año de corte en cada una de ellas. De esta forma, además de determinar cuál región es la más emisora, se pudo observar la tendencia a futuro de las emisiones generadas.

19. RESULTADOS

Los resultados obtenidos de emisiones de CO₂ en MMt (millones de toneladas) a lo largo del periodo de estudio por escenario planteado, se observan en la Figura 29, discriminados por grado de participación de la energía nuclear en cada uno.

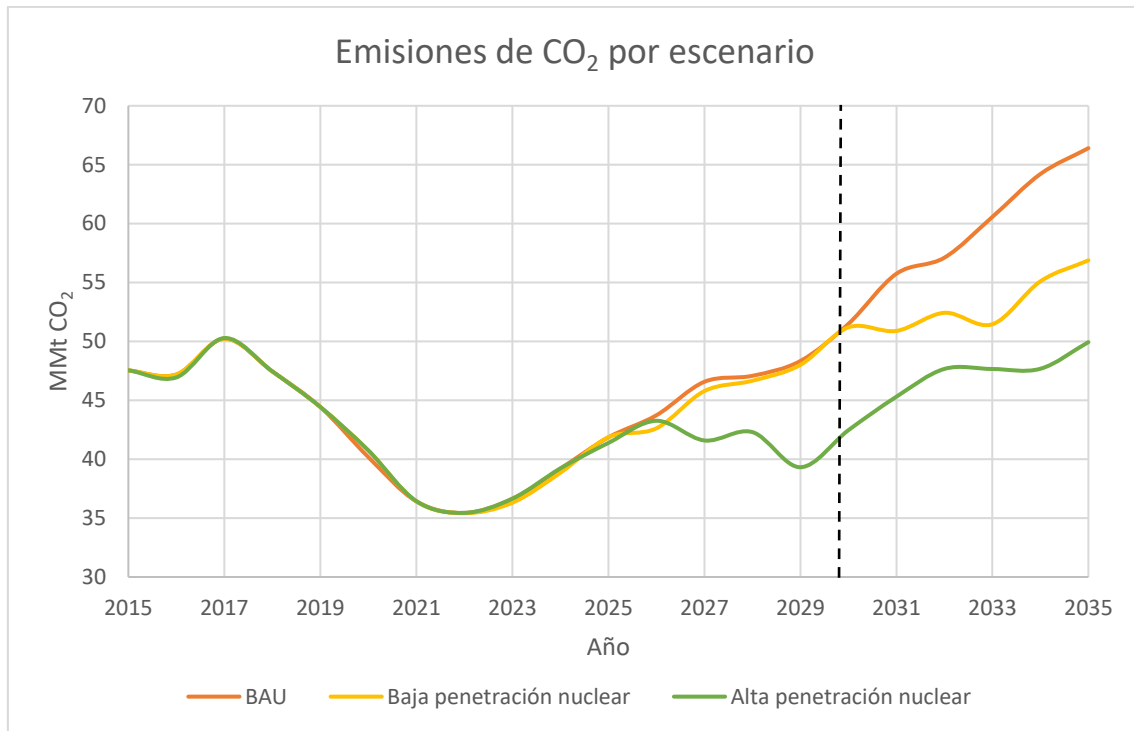


Figura 29: Emisiones totales de CO₂ para cada escenario planteado.

Se puede apreciar en la Figura 29 que, a mayor participación de la energía nuclear en la generación eléctrica, disminuyen las emisiones de CO₂. Esta diferencia se amplía a partir de los años 2027 y 2031, con la inserción de los proyectos nucleares PWR. En secciones posteriores se presentan los resultados en porcentajes de disminución o aumento de emisiones para cada escenario hacia el final del periodo, así como también la contabilización de emisiones correspondientes a cada región.

Por otra parte, la línea punteada remarca la diferencia en emisiones entre el escenario BAU y el escenario de alta penetración nuclear al año 2030; un 17,1% inferior.

19.1 Escenario BAU

Para este escenario se realizó la corrida del programa y se obtuvieron los siguientes resultados en cuanto a emisiones de CO₂ del parque generador de energía, como se ven en la Figura 30; cuantificando un total al año 2035 de 66,95

MMt de CO₂. Este valor contempla emisiones de todo el parque de generación en el año indicado.

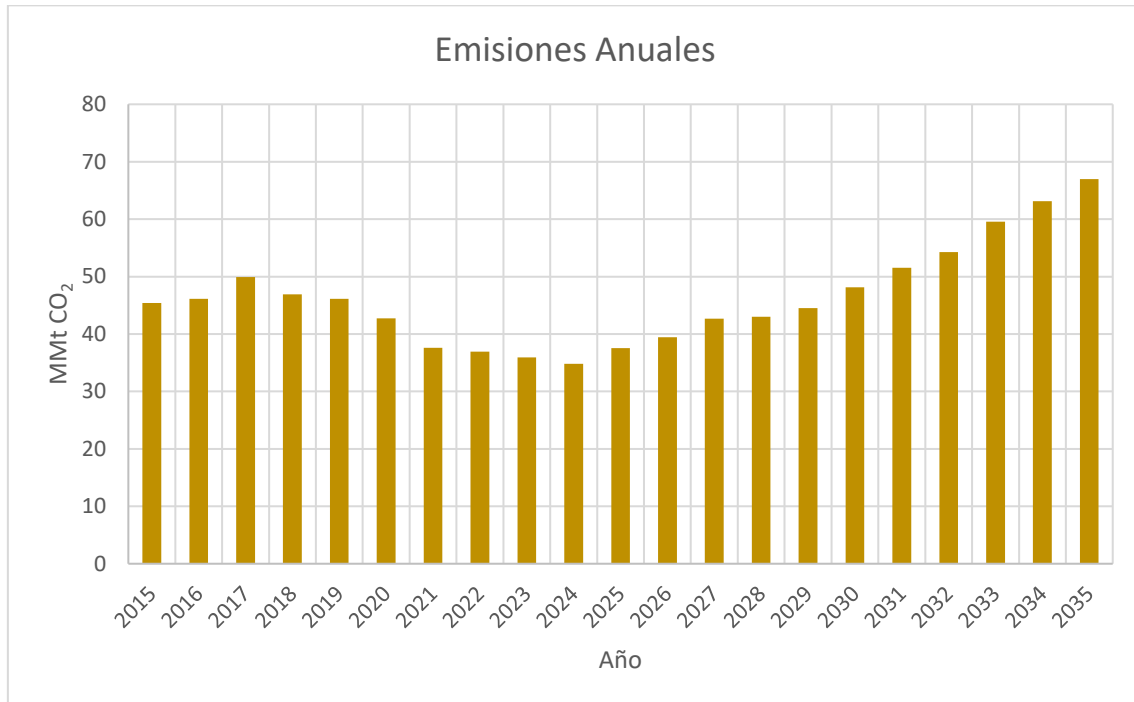


Figura 30: Emisiones totales de CO₂ durante el periodo de estudio. Escenario BAU.

Se observa que la tendencia es creciente con una marcada disminución en los años donde ingresan los proyectos renovables (2017 en adelante), para luego aumentar con el inicio de operación de ciclos combinados candidatos y de proyectos térmicos listados anteriormente. El aumento porcentual en emisiones hacia el final del periodo fue del 47,5 % respecto al valor de inicio de ciclo.

Además, se observa en la Figura 31 la contribución de las tres categorías (candidatas, proyectos térmicos y renovables, parque fijo) para cubrir la demanda, con mayor participación de las máquinas candidatas (ciclos combinados) hacia el final del periodo y una gran disminución en el aporte del parque fijo.

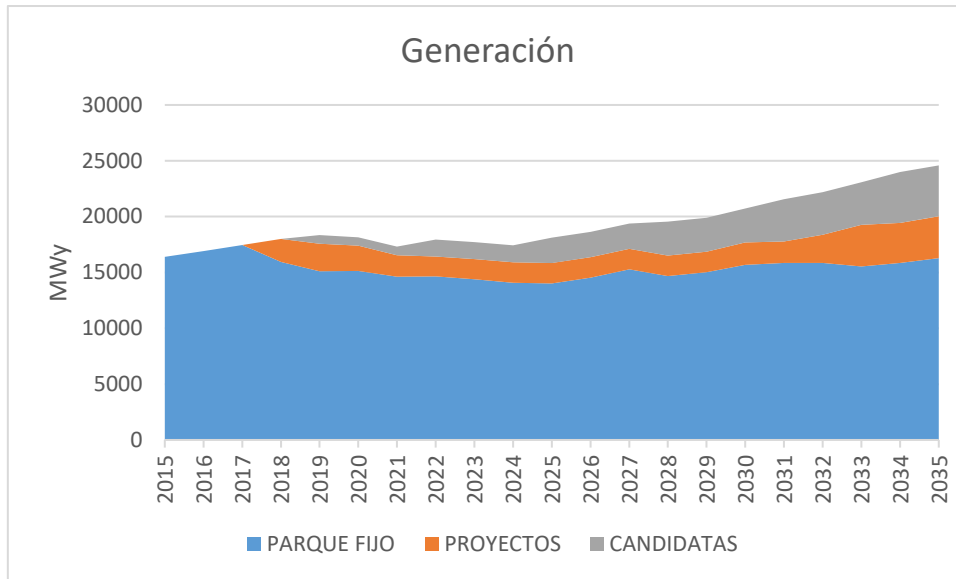


Figura 31: Contribución en la generación. Escenario BAU.

En cuanto a las emisiones generadas por cada región se obtuvieron los valores graficados en la Figura 32; correspondientes al inicio y al final del periodo de estudio.

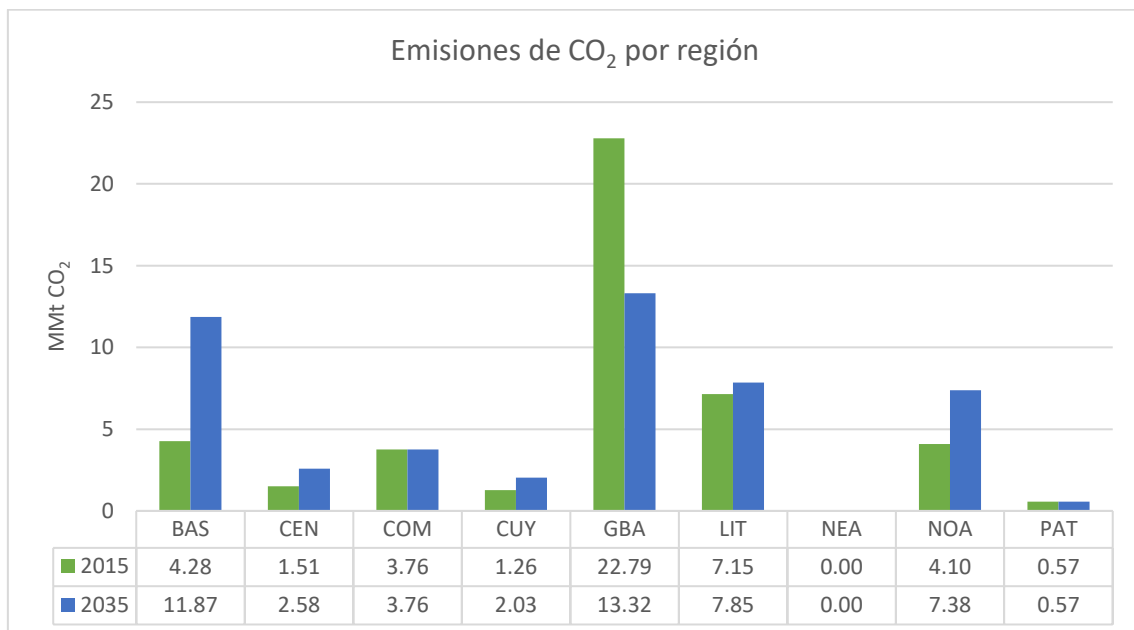


Figura 32: Emisiones de CO₂ por región al año 2015 y 2035. Escenario BAU.

Cabe destacar que las emisiones de los ciclos combinados candidatos no se encuentran contabilizadas en la Figura 32. Siendo éstas un total de 17,58 MMt de CO₂ que se corresponden con una cantidad instalada al año 2035 de 5 plantas de 800 MW con este tipo de tecnología, aproximadamente.

Las regiones con más demanda de energía eléctrica, GBA, LIT y BAS, serían los lugares indicados para la instalación de las mismas, para disminuir pérdidas de transporte y distribución de electricidad.

Si se supone una repartición proporcional entre estas tres regiones de los ciclos combinados, la nueva distribución de emisiones por región sería la que se observa en la Figura 33. Donde se evidencia aún más el aumento de MMT de CO₂ en el final del período para estas regiones.

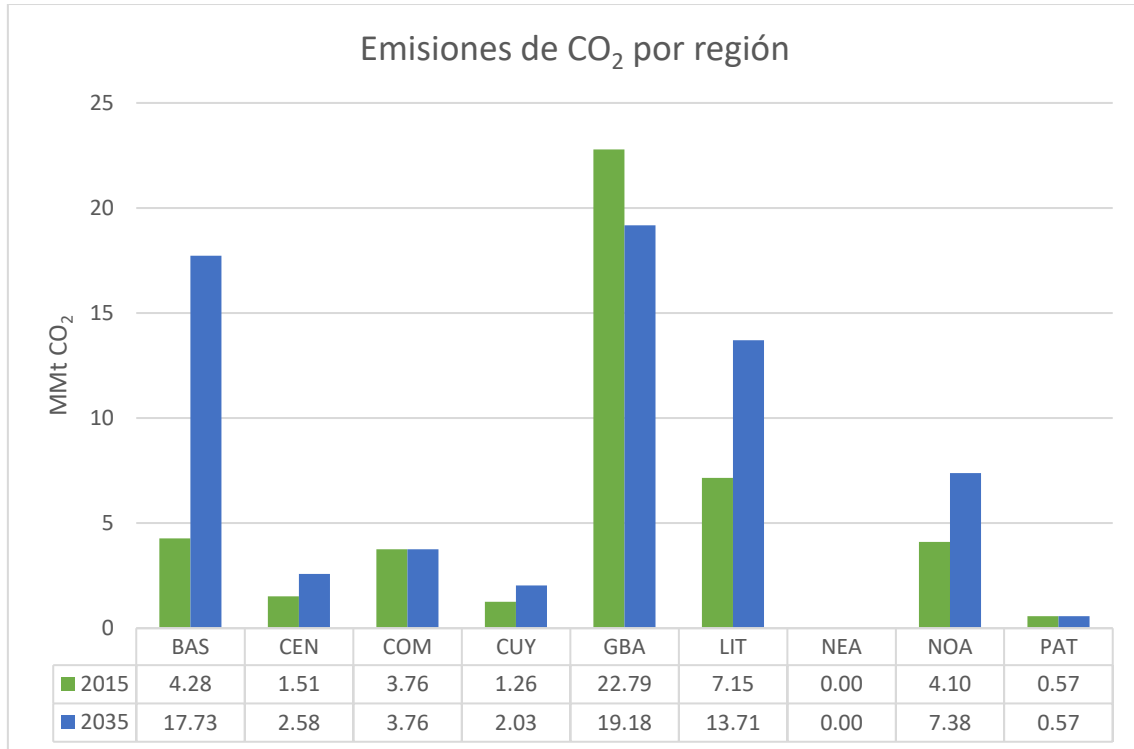


Figura 33: Distribución de emisiones de candidatas. Escenario BAU.

En el caso de importar esa electricidad faltante en lugar de realizar las inversiones para la instalación de máquinas térmicas, las emisiones no se verían disminuidas; ya que, aunque no las produciría nuestro país, sí lo haría el país desde donde se importe esa energía (dependiendo de la configuración de su oferta energética por tecnología).

Por otra parte, la región más emisora es sin duda GBA al inicio del periodo de estudio, debido a su amplia potencia instalada de centrales térmicas (Tabla 4) y a su alto consumo de combustibles líquidos (Tabla 3). Mientras que la región PAT es la que presenta menor cantidad de emisiones, debido a su baja generación térmica fósil en comparación al resto.

19.2 Escenario de baja penetración nuclear

En el caso del escenario de baja penetración nuclear, las emisiones totales al año 2035 fueron de 52,92 MMT de CO₂. Representando una disminución del 20,95% respecto al escenario que no incorpora centrales nucleares.

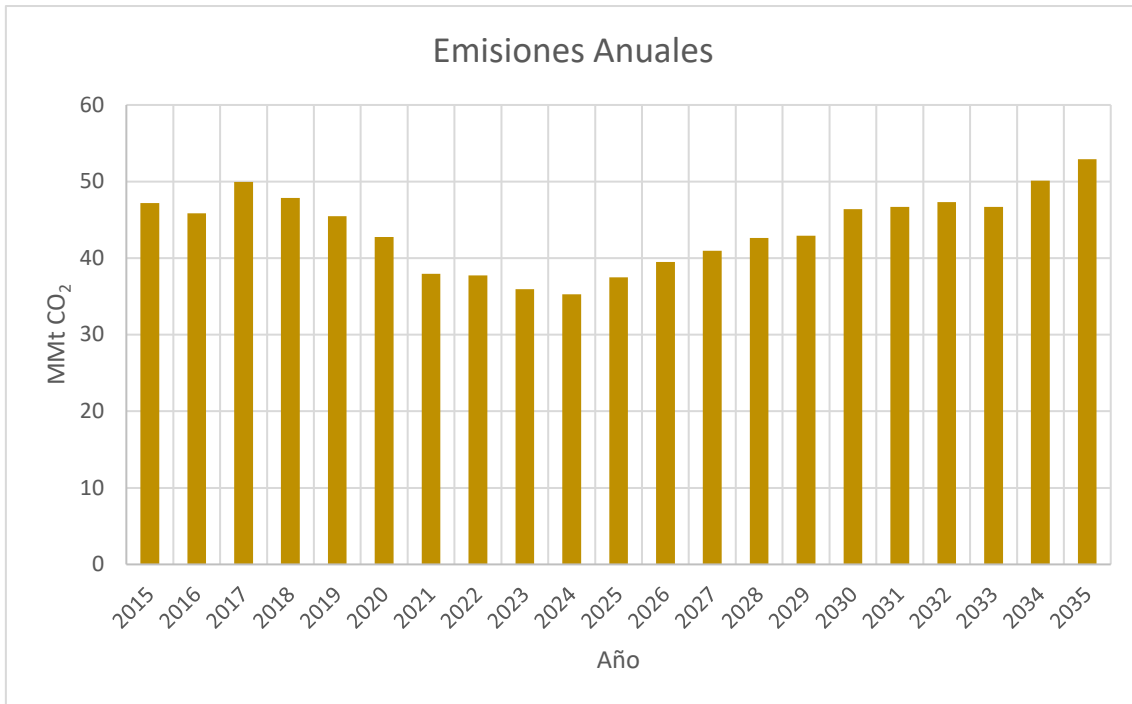


Figura 34: Emisiones totales de CO₂ al año 2035. Escenario de baja penetración nuclear.

Se puede observar una igual tendencia creciente a partir del año 2021, donde dejan de ingresar proyectos de energías renovables. Así como también un pico de emisiones en el año 2017 donde entran en servicio proyectos térmicos de gran capacidad instalada y, además, deja de estar disponible la Central Nuclear Atucha I, al salir de operación debido a tareas de extensión de vida.

En este escenario el crecimiento en la generación de emisiones es de 19,7% respecto al año base.

Por otro lado, en la Figura 35 se observa la contribución en la generación eléctrica año a año de cada categoría (Parque Fijo, Proyectos Renovables y Térmicos Fósil, Candidatas y Proyectos Nucleares).

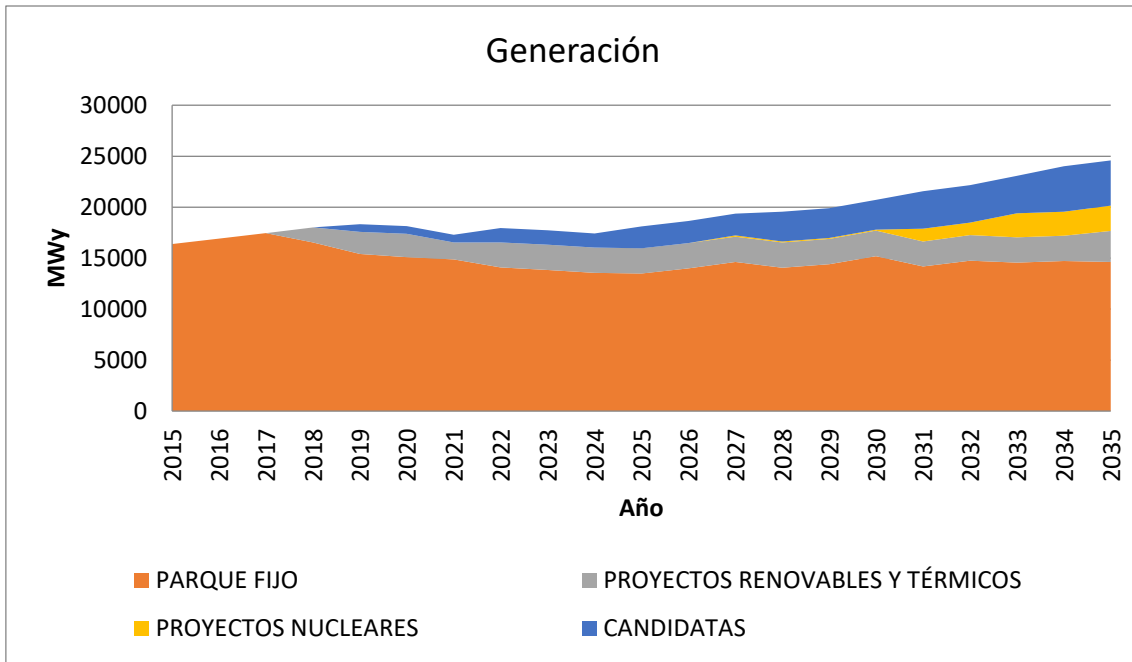


Figura 35: Contribución en la generación eléctrica. Escenario de baja penetración nuclear.

En cuanto a emisiones por región, se observan los resultados en la Figura 36. Se remarca la diferencia en emisiones de los ciclos combinados candidatos, que en este caso totaliza al año 2035 17,10 MMt de CO₂ (un 10,7 % menor que en el escenario BAU) ya que éstos son reemplazados por tecnología nuclear hacia el final del periodo.

Sin embargo, la región GBA continúa siendo la más emisora al año 2035, por su alto consumo de combustibles líquidos y por su alta capacidad instalada térmica. La gran disminución hacia el final del periodo, puede explicarse por la salida de servicio de máquinas obsoletas frente a la incorporación de máquinas nuevas al parque generador en otras regiones a lo largo del período.

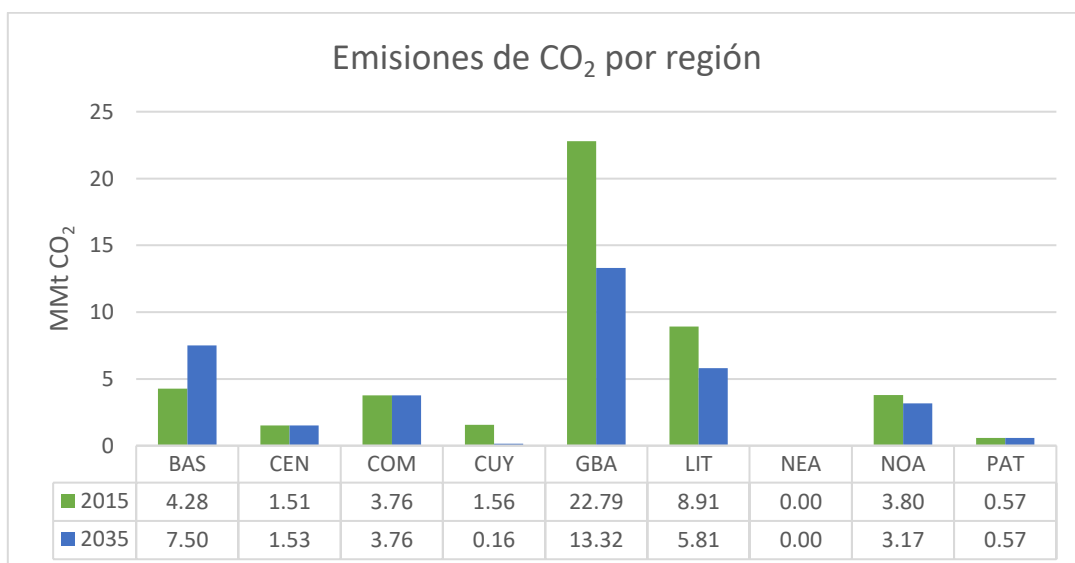


Figura 36: Emisiones de CO₂ por región al año 2015 y 2035. Escenario de baja penetración nuclear.

En la Figura 37 se realizó la distribución proporcional de las emisiones de los ciclos combinados, entre las regiones donde se concentra la demanda de energía eléctrica GBA, LIT y BAS. La disminución porcentual respecto al escenario BAU es de 17,8%.

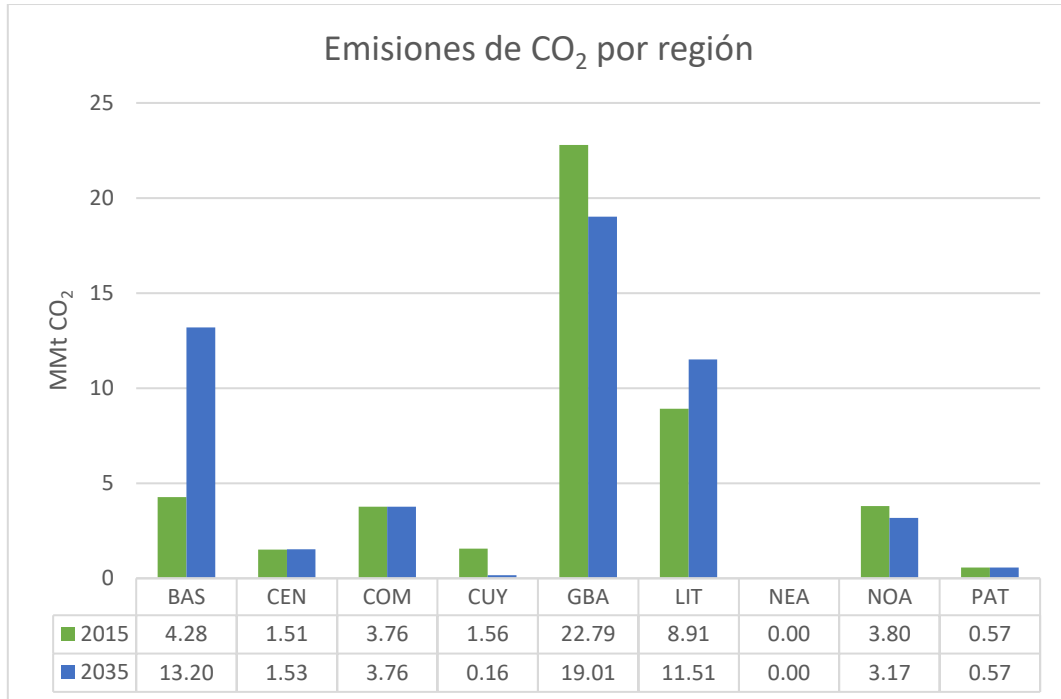


Figura 37: Distribución de emisiones de candidatas. Escenario de baja penetración nuclear.

19.3 Escenario de alta penetración nuclear

Por último, en el escenario de alta penetración nuclear resultó un total de emisiones de CO₂ al año 2035 de 45,19 MMt, notablemente inferior al escenario BAU, en un 32,5%.

Puede observarse en la Figura 38, al comparar los valores al inicio del periodo y al final de este, que no existe un aumento de emisiones a diferencia de los casos anteriores; estas disminuyen en un 4,7%.

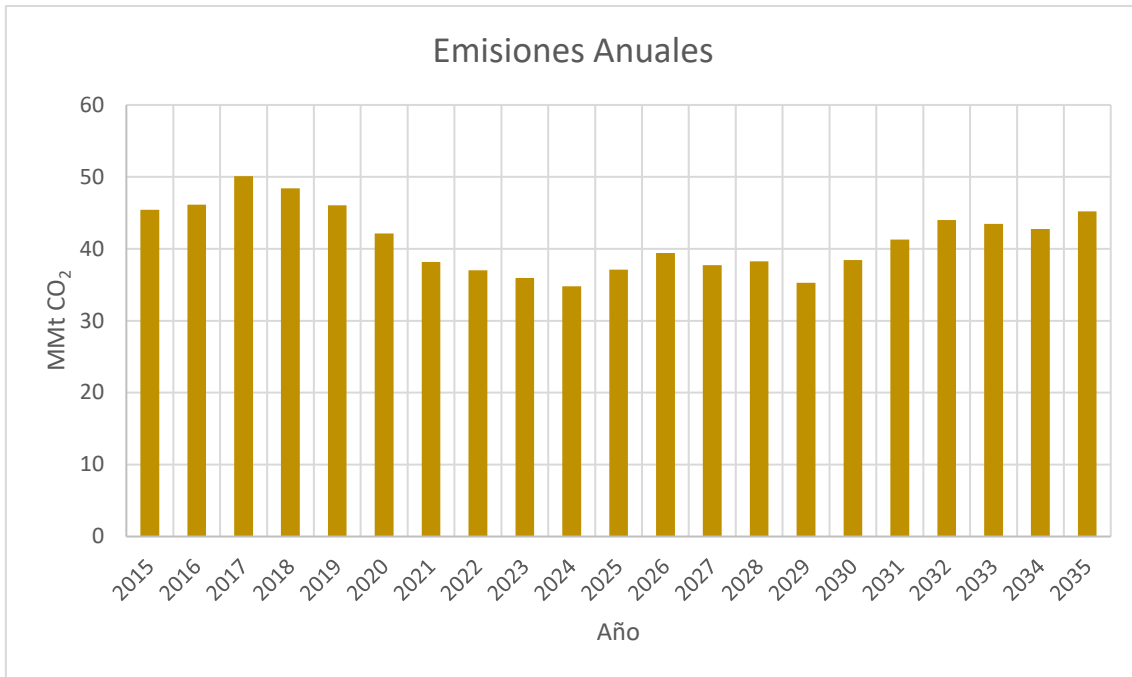


Figura 38: Emisiones totales de CO₂ para escenario de alta penetración nuclear.

En cuanto a la generación eléctrica anual, se observa en la Figura 39 la participación de cada categoría en la misma; con un marcado aumento en los proyectos nucleares y una consecuente disminución en las candidatas térmicas.

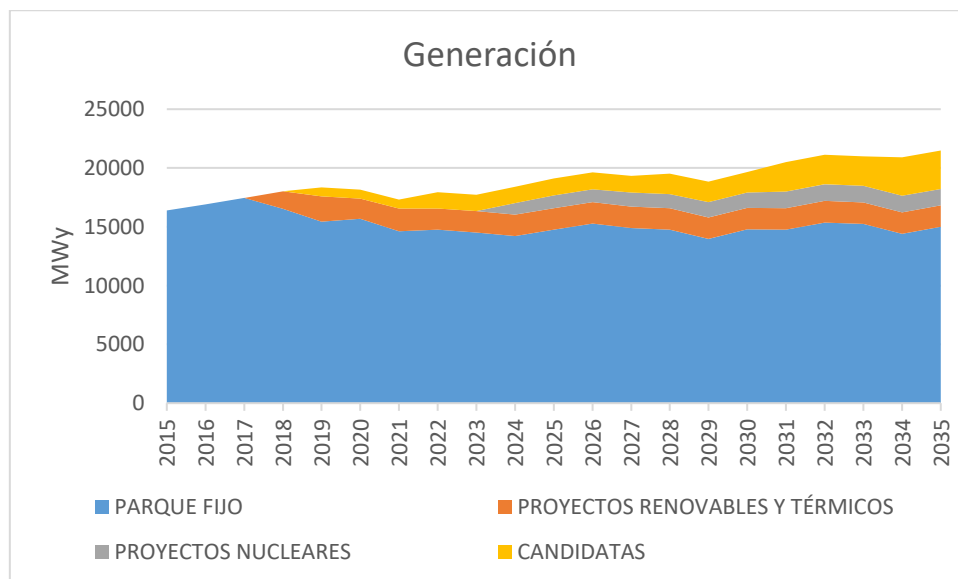


Figura 39: Contribución en la generación eléctrica. Escenario de alta penetración nuclear.

Por otro lado, las emisiones de CO₂ generadas por región se observan en la Figura 40.

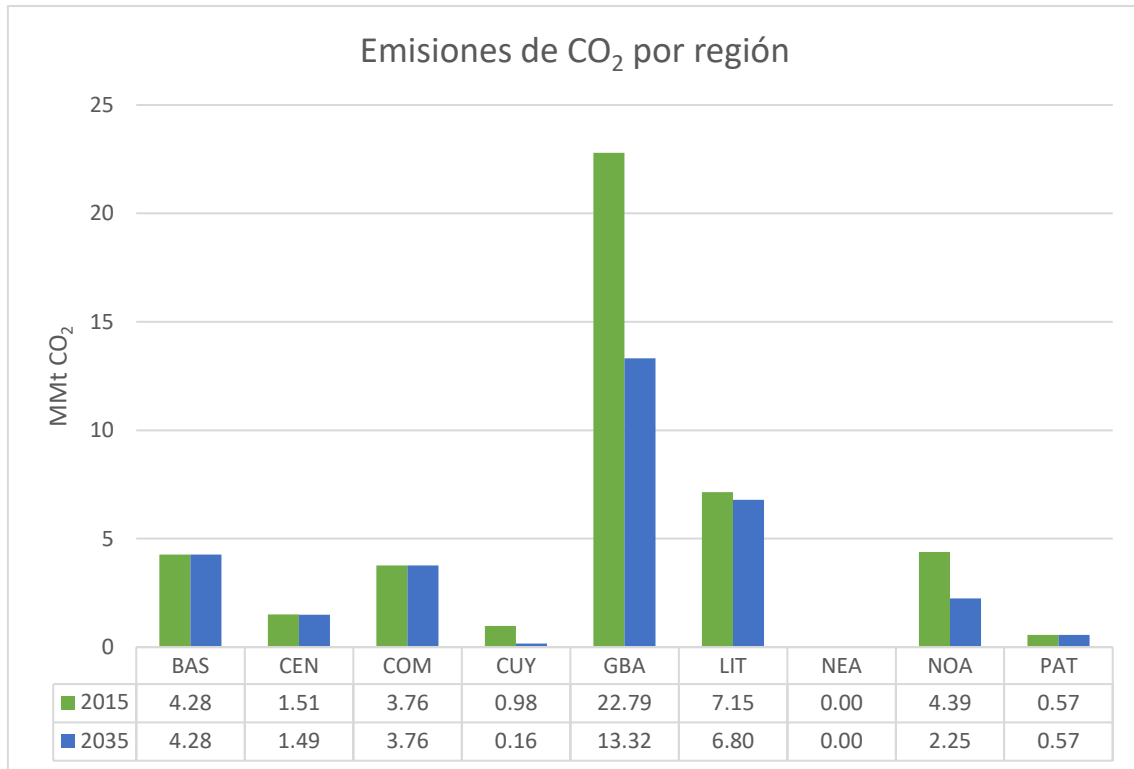


Figura 40: Emisiones de CO₂ por región al año 2015 y 2035. Escenario de alta penetración nuclear.

Se denota la misma tendencia que en los escenarios anteriores, siendo las regiones más emisoras GBA y LIT hacia el final del periodo. En este escenario las emisiones correspondientes a las máquinas candidatas, fue de 12,58 MMt de CO₂; un 28,4% inferior respecto al escenario BAU.

Realizando la misma distribución de las emisiones generadas por los ciclos combinados que en los dos casos anteriores, se obtienen los resultados de la Figura 41, con una disminución del 24,8% en las emisiones de cada región respecto al escenario BAU para el año 2035.

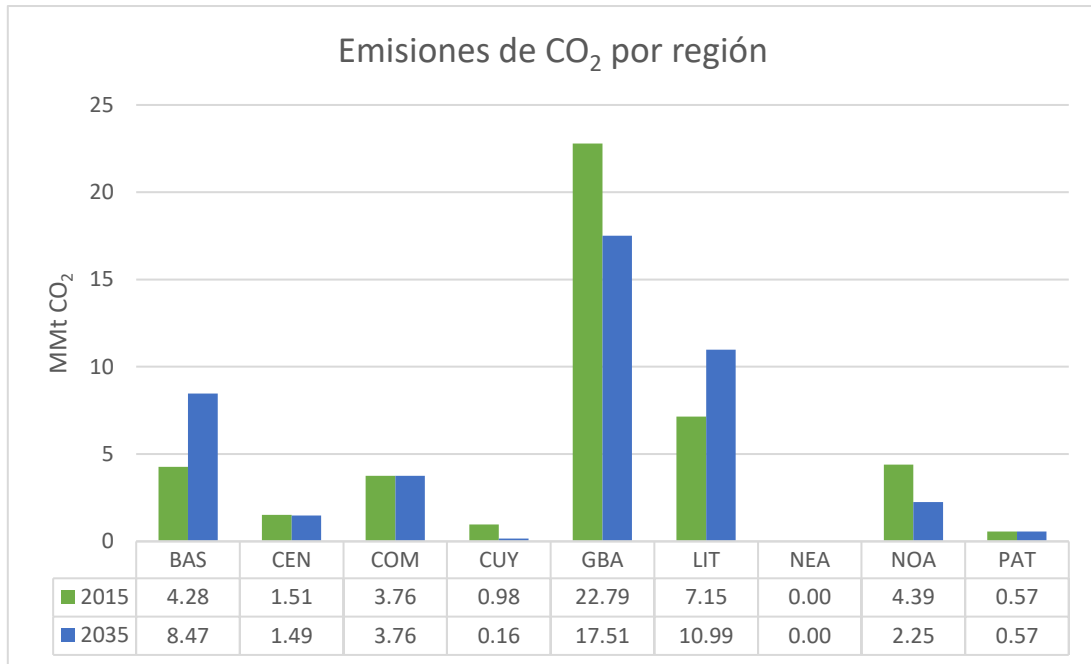


Figura 41: Distribución de emisiones de candidatas. Escenario de alta penetración nuclear.

20. CONCLUSIONES

El objetivo del trabajo se cumplió, lográndose cuantificar las emisiones de CO₂ del parque generador de energía eléctrica de Argentina a largo plazo y compararlas con las del año base.

En general, se concluye que un crecimiento del porcentaje de participación de la energía nuclear en la matriz energética argentina tiene un impacto favorable a largo plazo en cuanto a la meta de disminuir el crecimiento de las emisiones de gases con efecto invernadero (CO₂).

La generación de origen térmico se expande en magnitud (MW instalados) respecto a la situación inicial, lo que se evidencia con el aumento de las emisiones hacia el final del periodo; esto se debe no sólo al crecimiento de la demanda, sino también al crecimiento del parque renovable que por Ley debe ser de un 20% al año 2025. En consecuencia, es necesario mantener un respaldo de potencia instalada ante cualquier eventual pérdida de abastecimiento a causa de condiciones climáticas desfavorables para la generación eólica, solar e hidráulica.

En función de la ventaja técnica que brindan solamente las centrales térmicas de rápida respuesta, es que el respaldo mencionado debe ser térmico convencional (CC, TG).

En base a los resultados a largo plazo, para el escenario de alta penetración nuclear las emisiones no presentan un aumento, si no que disminuyen en un porcentaje muy bajo respecto al valor inicial; a diferencia del escenario sin nuevas plantas nucleares, donde las emisiones aumentan considerablemente al año 2035, aproximándose a un 50%.

Las centrales nucleares y térmicas convencionales se estima que se instalarán cerca de los centros de grandes consumos, como lo son GBA, BAS y LIT para evitar pérdidas de transporte de energía eléctrica; esto no se da con las tecnologías renovables, dado que se instalan donde se encuentra el recurso, o donde puede ser mejor aprovechado (como el caso de los vientos patagónicos).

Para el año base, se concluye que la región que más emisiones de CO₂ genera es Gran Buenos Aires, seguida por el Litoral. Esto se debe a la predominancia de tecnologías térmicas de origen fósil en estos sectores; y también al consumo elevado de combustibles líquidos durante la época invernal.

Sin embargo, con una mayor contribución de energías renovables y nucleares, las emisiones en las regiones donde éstas se instalarían tienen una tendencia a disminuir a final del periodo; aunque deberían adicionarse en las regiones de mayor demanda (GBA, BAS y LIT) las generadas por los ciclos combinados candidatos en caso de implementarse alguno de estos escenarios.

A causa de la fuerte expansión de las tecnologías renovables presentadas como proyectos, se considera factible para los tres escenarios el cumplimiento de la meta indicada por la Ley 27.191, cubriendo la demanda en un 20% con fuentes renovables. En todos los casos este porcentaje de participación supera el 30%; sin embargo, cabe destacar que dentro de los criterios para la modelación de los escenarios no se tuvo en cuenta la inestabilidad en la generación eólica, modelándolos como generadores constantes de energía. Esto llevaría a una disminución de este porcentaje del 30%.

También se verificó que el cumplimiento del compromiso argentino en la Cumbre de París del año 2016, de lograr disminuir las emisiones de CO₂ en un 15% al año 2030 respecto al escenario BAU, sólo se efectúa en el escenario de alta penetración nuclear, donde la diferencia en ese año es del 17,15% menor. Cabe destacar que la propuesta de disminución del 15% es de las emisiones totales de GEI; y las contabilizadas en este trabajo sólo representan las emisiones de CO₂, correspondientes al 25% del 43% del total aportado por la energía (Figura 11). Por lo que además de la baja en este sector, también debería existir una disminución equivalente en el resto de los sectores (Procesos industriales, Residuos, Agricultura y Ganadería, Cambio de uso del suelo y silvicultura), para cumplir con el compromiso propuesto.

Las importaciones de energía eléctrica resultaron nulas en todo el periodo, ya que la demanda se vio cubierta por los proyectos y tecnologías candidatas de tipo térmico fósil. Aunque como se mencionó anteriormente, estas posibles inversiones en máquinas candidatas podrían ser simplemente importadas de países vecinos.

21. ANEXO

21.1 ANEXO 1. Extracto Ley N° 27.191 (Capítulo IV)

CAPÍTULO IV

Artículo 8° — Establécese que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la ley 26.190, modificada por la presente, y en el Capítulo II de esta ley, del modo dispuesto en este Capítulo.

A tales efectos, cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025. El cumplimiento de estas obligaciones deberá hacerse en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:

1. Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
2. Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
3. Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el dieciséis por ciento (16%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
4. Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el dieciocho por ciento (18%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
5. Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

El consumo mínimo fijado para la fecha de corte de cada período no podrá ser disminuido en el período siguiente.

21.2 ANEXO 2: Agrupación parque térmico fósil.

Región	Tipo de Máquina	Potencia Efectiva	Comb.	Cons. Prom. por Comb.	Eficiencia	Comb.2	Cons. Prom. por Comb.2	Eficiencia2	Comb.3	Cons. Prom. por Comb.3	Eficiencia3	Clasificación	Nombre MESSAGE	INCLUYE:
GBA	DI	113,2	FO	1968	0,44	GO	1968	0,44	BC	1968	0,44	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	GBA_DI	C.T ALMIRANTE BROWN, MOTOGENERADORES COSTANERA, C.T. REMEDIOS DE ESCALADA, C.T SAN VICENTE.
GBA	CC	3441,7	GO	2423	0,5	GN	2404	0,5	BC	2449	0,5	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	GBA_CC	ENDESA COSTANERA S.A, CENTRAL PUERTO S.A, CENTRAL DOCK SUD, C.T BARRAGAN, GENELBA PETROBRAS.
GBA	TG	1026,6	GN	4400	0,20	BC	4421	0,19			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	GBA_TG	ENDESA COSTANERA S.A, CENTRAL PUERTO S.A, CENTRAL DIQUE S.A, CENTRAL DOCK SUD, C.T BARRAGÁN, LA PLATA COGENERACIÓN, C.T MATHEU,
GBA	TV	2110	FO	2500	0,34			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	GBA_TV	CENTRAL PUERTO S.A, ENDESA COSTANERA S.A
PAT	CC	188,1	GN	2066,12	0,42			0,00			0,00	CT a gas	PAT_CC	ELECTROPATAGONIA C.RIV, ENERGÍA DEL SUR S.A
PAT	TG	195	GN	3654,3	0,24			0,00			0,00	CT a gas	PAT_TG	C.T PATAGONICAS S.A, RIO CHICO
BAS	TV	893,2	GN	2815	0,31	FO	2591	0,33			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	BAS_TV	CENTRAL PIEDRA BUENA S.A, C. COSTA ATLÁNTICA, ECO ENERGÍA PETROBRÁS,
BAS	TG	418,8	GO	2286,5	0,38			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	BAS_TG	C. COSTA ATLÁNTICA, C.T LAS ARMAS, C.T DRAGADO, C.T OLAVARRÍA, C.T PINAMAR
BAS	CC	868,2	GO	2815	0,5	GN	2591	0,5			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	BAS_CC	TERMOELÉCTRICA M. BELGRANO S.A
BAS	DI	291,8	GO	2500	0,34	GN	2290	0,38			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	BAS_DI	C.T ARRECIFES, C.T GENERAL VILLEGAS, C.T MAGDALENA, COOPERATIVA VILLA GESELL GENERACIÓN, EDEA GENERACIÓN, C.T MIRAMAR I, C.T CAPITÁN SARMIENTO, C.T REALICÓ, C.T JUNIN, C.T LINCOLN, C.T PEHUAJÓ, C.T SALTO, C.T COLON BS AS, C.T LOBOS BS AS, C.T LA PLATA.
CEN	DI	90	GO	2122,8	0,41			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	CEN_DI	CT BELL VILLE SULLAIR, CT ISLA VERDE - AGGREKO, EPEC-GENERACIÓN(6)
CEN	DI	10,8	GN	2392	0,36			0,00			0,00	CT a gas	CEN_DI2	EPEC GENERACIÓN
CEN	TG	510,5	GN	5477,6	0,16	GO	3411,7	0,25			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	CEN_TG	EPEC GENERACIÓN (6), GEN.MEDITERRANEA (CONT.PLUS), GEN.MEDITERRANEA GRUPO 5, GEN. CÓRDOBA
CEN	CC	547,3	GN	1839,5	0,47	GO	1965,4	0,44			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	CEN_CC	CT PILAR, GEN MEDITERRÁNEA

Ing. Emilia Cristina Sabadías Heredia
Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible

CEN	TV	200	FO	3204,9	0,27	GN	3202,7	0,27			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogás	CEN_TV	CT PILAR
COM	CC	1281,4	GN	1961,5	0,44			0,00			0,00	CT a gas	COM_CC	CT ALTO VALLE, CAPEX S.A. AUTOGENERADOR, C.T. LOMA DE LA LATA S.A.
COM	CC	190	GO	1873	0,46			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	COM_CC2	CT ROCA
COM	TG	313,9	GN	2759,1	0,31			0,00			0,00	CT a gas	COM_TG	CT ALTO VALLE, CT FILO MORADO, CT ROCA SA
COM	DI	36,3	GO	2208,1	0,39			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	COM_DI	CT ALUMINÉ - SECCO, CT BARILOCHE - SOENERGY, CT CAVIAHUE - SECCO, CT CIPOLLETI - AGGREKO
COM	DI	32	GN	1685	0,51			0,00			0,00	CT a gas	COM_DI2	C.MEDANITOS-RINCON SAUCES, CT REALICO - SECCO
CUY	TG	30	GN	4400	0,20	GO	4400	0,20	BC	4400	0,20	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogás	CUY_TG	HIDROTERMICA SAN JUAN
CUY	CC	390,4	GN	2449	0,5	GO	2449	0,5	BC	2449	0,5	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogás	CUY_CC	CT MENDOZA SA, CT MENDOZA PLUS
CUY	TV	120	GN	2672,5	0,32	FO	2724	0,32			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogás	CUY_TV	CT MENDOZA SA
CUY	TG	59,6	GN	1836	0,47	GO	1836	0,47			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogás	CUY_TG2	CT MENDOZA SA, CT MENDOZA COGENERADOR
LIT	CC	1710,1	BC	1718,4	0,50	GN	1583,8	0,54	GO	1718,4	0,50	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogás	LIT_CC	CT AES PARANA, TERMOELEC. JOSE SAN MARTIN S.A
LIT	TG	163,3	GN	1951	0,44			0,00			0,00	CT a gas	LIT_TG	SIDERCA SA (EX ARGENER-GEN.PAR)
LIT	TV	500	FO	2903,5	0,30	GN	2903,5	0,30	CM	2903,5	0,30	CT a carbón y gas/líquido	LIT_TV1	CT SAN NICOLAS
LIT	DI	129	GO	2306,2	0,37			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	LIT_DI	CT CERES - SECCO, CT LA PAZ ENTRE RIOS - ENARSA, CT RAFAELA - SECCO, CT RUFINO STA FE - ENARSA, CT SAN SALVADOR E.RIOS -ENARSA, CT VIALE - AGGREKO, CT VENADO TUERTO - SECCO,
LIT	TG	387,3	GN	2365,2	0,36	GO	2365,2	0,36			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogás	LIT_TG2	CT BRIGADIER LOPEZ - ENARSA, CT CONC.DEL URUGUAY - EMGASUD, CT CONC.DEL URUGUAY II-EMGASUD, CT PARANA - EMGASUD, CT SAN NICOLAS
LIT	TV	367	FO	3128,1	0,27	GN	3128,1	0,27			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogás	LIT_TV2	CT SAN NICOLAS, CT SORRENTO
NEA	DI	291,3	GO	2023,1	0,43			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	NEA_DI	CT ALEM - AGGREKO, CT ARISTOBU.DEL VALLE-SOENERGY, CT CASTELLI - AGGREKO, CT CHARATA - SULLAIR, CT CORRIENTES - AGGREKO, CT ESQUINA - SOENERGY, CT FORMOSA - APR ENERGY, CT GOYA - SECCO, CT ITATI -

														TURBODIESEL, CT ING JUAREZ - SECCO, CT LAGUNA BLANCA - SECCO, CT LAS PALMAS -TURBODIESEL, CT PIRANE - SULLAIR, CT PASO LA PATRIA- TURBODIESEL, CT SAENZ PEÑA II- AGGREKO, CT SAENZ PEÑA - APR ENERGY, CT SANTA ROSA -TURBODIESEL, CT VILLA ANGELA - AGGREKO, CT NUEVA POMPEYA - ENARSA, EMSA GENERACION (2), CT PALMAR LARGO - ENARSA, CT PRESIDENCIA ROCA - ENARSA, CT SAN MARTIN CHACO - ENARSA, CT BARRANQUERAS CHACO- ENARSA
NEA	TG	46	GO	3797,2	0,23			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	NEA_TG	EMSA GENERACIÓN
NOA	DI	243	GO	2253,6	0,38			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	NOA_DI	EDECAT GENERACION, CT CATAMARCA - SECCO, EDELAR GENERACION, CT CHILECITO - SECCO, CT INTA CATAMARCA - SECCO, CT LIBERTADOR GSM - SULLAIR, CT LA RIOJA - SECCO, GENERACION RIOJANA SA, EDELAR GENERACION, CT LA RIOJA SUR- SECCO, CT ORAN - SECCO, CT PARQUE INDUSTRI.CATAM-SECCO, EDECAT GENERACION, CT TARTAGAL - SOENERGY, CT TEREVINTOS - SECCO, CT TINOGASTA - SULLAIR, CT BANDERA SGOESTERO - ENARSA, EMP.JUJENIA DE ENER.GENERACION, EDELAR GENERACION(5)
NOA	DI	30,4	GN	2150	0,40			0,00			0,00	CT a gas	NOA_DI2	CENTRAL TERMICA PIQUIRENDA
NOA	TG	660	GN	2804,5	0,31	GO	2804,5	0,31			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogás	NOA_TG	GENERACION FRIAS S.A., GENERACION INDEPENDENCIA S.A., GENERACION LA BANDA S.A., GENERACION RIOJANA SA, C.T. SALTA (TERMOANDES)
NOA	TG	335	GN	2489,3	0,35			0,00			0,00	CT a gas	NOA_TG2	C.TERMICA GUEMES S.A.PLUS, GENERADORA ELEC.TUCUMAN SA (2)
NOA	TV	261	GN	2420,7	0,36			0,00			0,00	CT a gas	NOA_TV	C.TERMICA GUEMES S.A.
NOA	CC	828	GN	1772,6	0,49			0,00			0,00	CT a gas	NOA_CC	YPF ENERGÍA ELECTR.EX PLUSPETG (4)

Figura 42: Agrupación parque térmico fósil. REF: Comb: Combustible; Cons. Prom. por Comb: Consumo promedio por combustible (en kcal/kWh); Potencia: Potencia en MW.

21.3 ANEXO 3 Factores de emisión

Nombre	Región	Tecnología	Comb. 1	Factor De Emisión 1 (kton/MW _y)	Comb. 2	Factor De Emisión 2 (kton/kW _y)	Comb. 3	Factor De Emisión 3 (kton/MW _y)
GBA_DI	GBA	DI	FO	5,612	GO	5,233	BC	2,093
GBA_CC	GBA	CC	GO	6,443	GN	4,448	BC	2,577
GBA_TG	GBA	TG	GN	8,141	BC			
GBA_TV	GBA	TV	FO	7,129				
PAT_CC	PAT	CC	GN	3,823				
PAT_TG	PAT	TG	GN	6,761				
BAS_TV	BAS	TV	GN	5,209	FO	7,388		
BAS_TG	BAS	TG	GO	6,080				
BAS_CC	BAS	CC	GO	7,486	GN	4,794		
BAS_DI	BAS	DI	GO	6,648	GN	4,237		
CEN_DI1	CEN	DI	GO	5,645				
CEN_DI2	CEN	DI	GN	4,426				
CEN_TG	CEN	TG	GN	10,135	GO	9,072		
CEN_CC	CEN	CC	GN	3,404	GO	5,226		
CEN_TV	CEN	TV	FO	9,139	GN	5,926		
COM_CC1	COM	CC	GN	3,629				
COM_CC2	COM	CC	GO	4,981				
COM_TG	COM	TG	GN	5,105				
COM_DI1	COM	DI	GO	5,872				
COM_DI2	COM	DI	GN	3,118				
CUY_TG1	CUY	TG	GN	8,141	GO	11,700	BC	4,680
CUY_CC	CUY	CC	GN	4,531	GO	6,512	BC	2,605
CUY_TV	CUY	TV	GN	4,945	FO	7,767		
CUY_TG2	CUY	TG	GN	3,397	GO	4,882		
LIT_CC	LIT	CC	BC	1,827	GN	2,930	GO	4,570
LIT_TG1	LIT	TG	GN	3,610				
LIT_TV1	LIT	TV	FO	8,279	GN	5,372	CM	11,571
LIT_DI	LIT	DI	GO	6,133				
LIT_TG2	LIT	TG	GN	4,376	GO	6,289		
LIT_TV2	LIT	TV	FO	8,920	GN	5,788		
NEA_DI	NEA	DI	GO	5,380				
NEA_TG	NEA	TG	GO	10,097				
NOA_DI1	NOA	DI	GO	5,993				
NOA_DI2	NOA	DI	GN	3,978				
NOA_TG1	NOA	TG	GN	5,189	GO	7,458		
NOA_TG2	NOA	TG	GN	4,606				
NOA_TV	NOA	TV	GN	4,479				
NOA_CC	NOA	CC	GN	3,280				

Tabla 18: Factores de emisión por grupo y combustible en kton/kW_y.

22. BIBLIOGRAFÍA

- Secretaría de Energía de la Nación Argentina. Página web <http://energia.mecon.gov.ar>
- Página web Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Argentino S.A. portalweb.cammesa.com
- Informe Anual de Prospectiva 2015. CAMMESA
- Manual del Usuario Programa MESSAGE. Organismo Internacional de Energía Atómica.
- Boletín energético n° 34 y n°36. Síntesis del MEM. CNEA.
- Ente Nacional Regulador del Gas. ENARGAS <http://www.enargas.gov.ar>
- Página web Ministerio de Energía y Minería. <https://www.minem.gob.ar/>
- “Presente y futuro de los recursos de uranio en Argentina”. Revista U-238 Edición n°15. Abril 2015
- Página web Instituto Argentino de Energía “General Mosconi” <http://web.iae.org.ar>
- Página web Instituto Argentino de Petróleo y Gas <http://www.iapg.org.ar>
- Revista Petroquímica <http://revistapetroquimica.com>
- Emisiones de CO₂ (toneladas métricas per cápita). Banco Mundial. <http://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC>