

“Análisis de las variables críticas por la penetración masiva de energías renovables a largo plazo en la generación eléctrica de la República Argentina”.

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

Alumno: Ing. López Ferrari, Marina Paula.
Director: Mg. Coppari, Norberto.
Co-Director: Mg. Jensen, Santiago.

Octubre 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.....	9
5.1 Reservas y Extracción de Petróleo y Gas Natural	9
5.2 Reservas Carboníferas	9
5.3 Reservas de Uranio.....	9
5.4 Recursos energéticos renovables: energía hidroeléctrica, solar y eólica.	11
6. Gas Natural.....	15
6.1 Transporte.....	15
6.2 Importación de Gas Natural por gasoductos	16
6.3 Importación de Gas Natural Licuado	16
6.4 Curvas de demanda del consumo de GN	17
6.5 GN y Electricidad	17
7. Otros Combustibles	19
8. El Mercado Eléctrico Argentino.....	20
9. Red del Sistema Eléctrico Argentino	24
10. Potencia Instalada	26
11. Modelo MESSAGE	28
11.1 Descripción	28
11.2 Objetivos del modelo.....	29
11.3 Requerimientos operativos mínimos del sistema:	29
11.4 Carga de datos y corrida del programa	29
11.5 Optimización	33
11.6 Resultados	33
11.7 Formulación matemática del modelo.....	34
12. Análisis y procesamiento de los datos del modelo	34
12.1 Cadena energética	34
12.2 Demanda de Energía Eléctrica	37
12.3 Demanda de Gas Natural.....	41
12.4 Costos de Combustibles	42
13. Agrupaciones utilizadas en MESSAGE	46
13.1 Centrales Hidroeléctricas	46

13.2	Parques Eólicos	48
13.3	Parques Solares.....	49
13.4	Centrales Térmicas que queman combustible fósil.....	50
13.5	Centrales Nucleares.....	50
13.6	Otras consideraciones.....	51
14.	Proyectos	52
14.1	Proyectos Nucleares	52
14.2	Proyectos Renovables	52
14.3	Proyectos térmicos.....	53
15.	Candidatas	54
16.	Escenarios planteados para MESSAGE	55
17.	Resultados.....	60
18.	Conclusiones.....	64
19.	Anexos	66
19.1	Anexo 1: Energía Eléctrica. Ley N° 27.191	66
19.2	Anexo 2: Agrupación parque térmico.	68
19.3	Anexo 3: Resultados de los escenarios.	71
20.	Referencias Bibliográficas	77

1. Resumen

En el presente trabajo, se analiza la posible disminución de la generación eléctrica debido al impacto de las condiciones climáticas sobre las centrales hidroeléctricas, eólicas y solares.

La información se ingresará en el modelo MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts) provisto por OIEA para cuantificar la generación de cada tecnología, determinando una situación óptima para cubrir la demanda al mínimo costo. Por esto, se considerarán los peores escenarios y se relevarán al modelo los datos técnicos-económicos de las tecnologías actuales y proyectadas, los combustibles utilizados y la demanda de energía eléctrica para el periodo en estudio tomando como año base el 2015 y proyectando hasta el año 2035. Obteniéndose así una memoria de cálculo.

Por último, se obtienen las conclusiones del análisis. Se destaca entonces que para reducir los impactos ocasionados por los efectos climáticos deberá ser necesario tener en cuenta la incorporación de tecnologías térmicas que quemen combustible fósil y nuclear.

2. Introducción

La energía es fundamental para el desarrollo económico de un país y para el bienestar de la población. Actualmente, el desafío se encuentra en reemplazar las fuentes tradicionales provenientes en su mayoría de combustibles fósiles (que no son renovables o son de difícil recuperación) por las energías alternativas. Estas últimas tienen la ventaja de ser inagotables y no contaminantes, sin embargo presentan otros inconvenientes como su alta inversión inicial para la construcción de la infraestructura de producción de energía y además, que proporcionan una generación aleatoria ya que dependen fuertemente de las condiciones climáticas.

Por lo mencionado anteriormente, los impactos que puede tener el clima en la generación de energía eléctrica deben ser tenidos en cuenta en la Planificación Energética de un país, ya que su principal objetivo es cubrir la demanda incluso en los escenarios más desfavorables. Teniendo en cuenta que para cumplir con la ley N° 27.191, la cual estipula que para el año 2025 debe haber una potencia renovable instalada que cubra la demanda de energía de ese año en un 20%, resulta relevante cuantificar la disminución en la generación en el Sistema Interconectado Nacional actual y proyectado debido a centrales hidroeléctricas, eólicas y solares cuando escasee el recurso.

Como alternativa, se evalúa para la reducción de este impacto, la incorporación de tecnologías nucleares y térmicas que requieren combustible fósil.

3. Objetivos

El objetivo principal del trabajo es cuantificar el impacto de los efectos climáticos en las regiones eléctricas en el periodo 2015 hasta el 2035 con el programa MESSAGE del Organismo Internacional de Energía Atómica, teniendo en cuenta la incorporación planificada de tecnologías renovables según Ley N° 27.191 y la incorporación de centrales hidroeléctricas y nucleares proyectadas. El objetivo secundario es evaluar la reducción del impacto mediante la incorporación de centrales térmicas que queman combustibles fósiles, candidatas y un escenario de baja penetración nuclear.

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.
- Evaluar las demandas de energía eléctrica para el país.
- Contabilización de la generación por región eléctrica.
- Análisis de un escenario de baja penetración de producción de energía nuclear junto con proyectos renovables con distintas condiciones climáticas.

4. Situación actual en Argentina

En Argentina, la red eléctrica está alimentada por una serie de fuentes 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, formando todas estas, parte del mercado eléctrico mayorista nacional (MEM).

En nuestro país, existe una fuerte participación de generación térmica de origen fósil, siendo el consumo predominante el de gas natural (GN), seguido por el gas oíl (GO), el fuel oil (FO) y en menor medida, el carbón (C) como puede observarse en la figura 1.

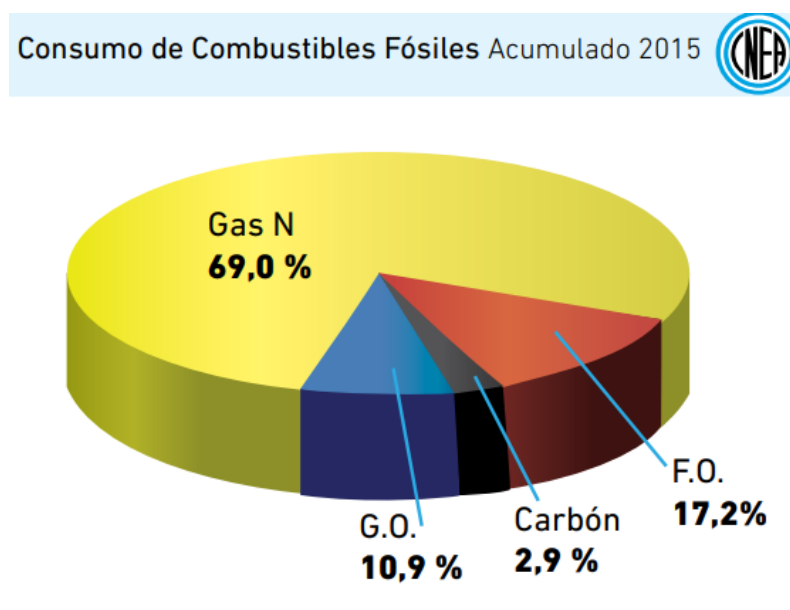


Figura 1: Consumo de combustibles fósiles
Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista. Diciembre de 2015 CNEA

La tendencia de la demanda de energía eléctrica es la de aumentar a medida que pasan los años, motivo por el cual es menester ampliar el parque generador para poder lograr el abastecimiento requerido.

Durante el año 2015 (año base para el análisis de este trabajo), a valores medios de potencia, la demanda de energía presentó un crecimiento alrededor del 4,5%, mayor al crecimiento alcanzado en el año 2014 que se había ubicado en 1,0%. En los meses de verano, en especial en febrero y marzo que fueron aquellos de máxima exigencia para el sistema por las altas temperaturas, la demanda presentó una variación positiva frente al año 2014 que había sido menos exigente. El invierno se caracterizó por temperaturas por encima de la media, sin embargo la demanda fue superior al mismo período del año anterior dónde fue baja en comparación a lo esperado.

Pudo observarse para el año base de estudio que la demanda fue abastecida sin mayores dificultades; no obstante, en algunas oportunidades debido a las altas exigencias debió requerirse el despacho de la totalidad del parque.

La distribución porcentual de la generación bruta total por tipo de tecnología del MEM al 2015 se pone en evidencia en la figura 2.

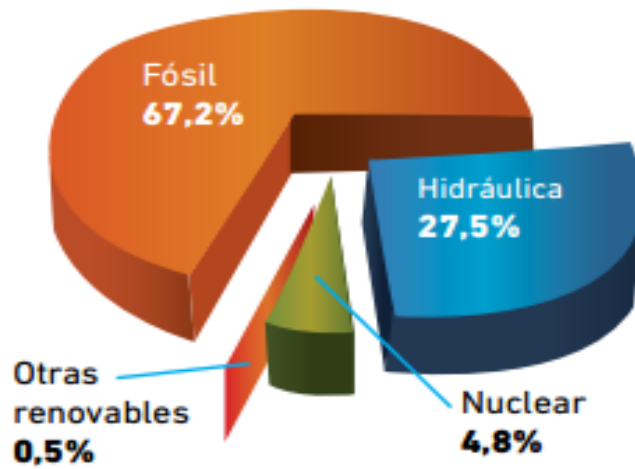


Figura 2: Distribución porcentual Generación en 2015. Fuente: CAMMESA.

5. Recursos Energéticos

En Argentina existen variados recursos energéticos provenientes de: cuencas petrolíferas y gasíferas, ríos caudalosos como el Paraná que son aprovechados para la generación de energía hidroeléctrica, grandes superficies con alta heliofanía ideales para la utilización de la energía solar, uranio para centrales nucleares, sectores con vientos constantes y de gran velocidad como la Patagonia donde se obtiene energía eólica, entre otras que se detallan a continuación.

5.1 Reservas y Extracción de Petróleo y Gas Natural

En la Argentina se observan más de veinte cuencas sedimentarias. Las cuales se encuentran cubriendo una gran extensión del territorio, ubicadas en las regiones del Noroeste (NOA), de Cuyo (CUY), del Comahue (COM) y la Patagónica (PAT). Las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Cuenca Noroeste, Cuenca Cuyana, Cuenca Neuquina, Cuenca Golfo San Jorge y Cuenca Austral.

El remanente de las reservas comprobadas de petróleo a diciembre de 2015 alcanzaba los 380.730 Mm³, y el correspondiente a las de gas natural, para igual fecha, alrededor de 350.483 MMm³ como se presenta en la tabla 1.

CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	RESERVAS						RECURSOS	
	COMPROBADAS		PROBABLES		POSIBLES		PET	GAS
	PET	GAS	PET	GAS	PET	GAS		
	(Mm ³)	(MMm ³)	(Mm ³)	(MMm ³)	(Mm ³)	(MMm ³)	(Mm ³)	(MMm ³)
TOTAL CUENCA NOROESTE	4.922	23.764	1.454	1.413	1.777	4.670	1.781	12.793
TOTAL CUENCA CUYANA	20.411	727	6.836	204	4.980	157	2.056	15
TOTAL CUENCA NEUQUINA	86.690	156.485	29.494	60.636	22.245	50.570	110.294	195.292
TOTAL CUENCA G. SAN JORGE	253.872	48.591	86.811	18.214	53.098	13.140	21.220	4.520
TOTAL CUENCA AUSTRAL	14.834	120.917	6.749	79.974	13.065	89.762	6.109	39.350
TOTAL PAIS 2015	380.730	350.483	131.344	160.441	95.165	158.299	141.461	251.969

Tabla 1: Reservas y recursos de petróleo y gas natural por cuenca al 2015. Fuente: Secretaría de Energía.

5.2 Reservas Carboníferas

En base a la última información existente, las reservas totales de carbón eran de 444 MMton. Siendo estos volúmenes provenientes de la cuenca carbonífera de Río Turbio, sin tener en cuenta el carbón extraído en su etapa de explotación hasta el presente.

5.3 Reservas de Uranio

Desde que la actividad productiva del uranio fue interrumpida en 1997, la totalidad de este elemento que se consume en la Argentina es importada. Por esa razón, nuestro país depende de proveedores internacionales. Hoy, la importación proviene principalmente de Canadá, Kazajstán y la República Checa.

Desde el año 2006, se retomó la actividad de exploración de Uranio incrementándose los recursos. Existen seis sitios donde se encuentran reservas comprobadas de uranio potencialmente recuperable. Los principales recursos identificados se encuentran en las provincias de Mendoza y Chubut.

En 2013 la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) informó cerca de 20.000 toneladas de uranio como recursos identificados, a lo que se suman alrededor de 11.000 toneladas de uranio reportadas en los últimos años por empresas mineras. Esta suma de recursos del orden de 31.000 toneladas de uranio podría garantizar el funcionamiento de las tres centrales actuales de nuestro país durante casi un siglo y medio.

En el caso de Mendoza y Chubut directamente está prohibida la minería a cielo abierto. El tipo de explotación a cielo abierto y la lixiviación utilizando ácido sulfúrico son los aspectos técnicos que impiden, por el momento, la reactivación de la minería del uranio en Argentina. Se evaluaría una técnica de lixiviación in situ para poder realizar la extracción, siendo esta tecnología más efectiva, a menores costos y más amigable con el medio ambiente.

	Recursos Razonablemente Asegurados (tU)	Recursos Inferidos (tU)	Recursos Pronosticados (tU)
<80 U\$\$	5.130	8.432	13.810
<130 U\$\$	8.590	9.932	15.810
<260 U\$\$	8.599	10.982	13.810

Tabla 2: Reservas de Uranio. Fuente: Red Book-OIEA. tU: Toneladas de Uranio.

Existen proyectos de explotación de uranio en Argentina, entre los que se pueden mencionar:

1. **Sierra Pintada.** Este tradicional depósito del Bloque San Rafael posee el mineral de uranio alojado en rocas volcánicas y volcánicas/sedimentarias. La continuación de la actividad productiva de concentrados de uranio en Sierra Pintada requeriría de profundos cambios en la legislación vigente, ya que la minería a cielo abierto y el uso de ácido sulfúrico se encuentran vedados.
2. **Cerro Solo.** Este depósito se encuentra ubicado en la Cuenca del Golfo de San Jorge, conocida por su riqueza mineral y petrolera (hidrocarburos convencionales y no convencionales). El mineral de uranio se encuentra alojado en areniscas que responden a un ambiente sedimentario de canales. Es el proyecto con mayor potencial para la extracción y provisión de uranio para su uso doméstico en términos de licencia social y condiciones técnicas de su explotación, pero la legislación minera de Chubut debería ser modificada para permitir su explotación.
3. **Laguna Colorada.** Los limitados recursos de este sitio, ubicado en la provincia de Chubut, hacen que sea difícil pronosticar su reactivación para la extracción de uranio.
4. **Meseta Central.** También ubicado en la Cuenca del Golfo de San Jorge, estas areniscas ricas en uranio se encuentran en profundidad en forma de acuíferos confinados. Actualmente se está considerando avanzar hacia la etapa de estudio de factibilidad de mayor detalle, a fin de establecer la

posibilidad de explotarlo mediante lixiviación *in situ*. Esta tecnología volvería al recurso económicamente viable.

5. **Laguna Salada.** En este yacimiento se ha realizado una evaluación económica preliminar por parte de la empresa U_3O_8 Corp. Este estudio ha arrojado resultados muy favorables (incluyendo la explotación como subproducto de vanadio) para explotar el mineral de uranio acumulado en sedimentos actuales superficiales en geofomas de tipo valle fluvial.
6. **Don Otto.** Este depósito se encuentra dentro de la Formación Yacoraite (Cretácico) de Salta que contiene, además, cantidades económicamente importantes de vanadio y potencial para la explotación de petróleo y gas. En producción entre 1963 y 1981, hoy es un proyecto no comercial, pero se están ensayando y analizando todo tipo de estudios de factibilidad además de la remediación ambiental de la actividad pasada para su explotación, utilizando la tecnología de lixiviación *in situ*.

5.4 Recursos energéticos renovables: energía hidroeléctrica, solar y eólica.

De los recursos renovables con los que se cuenta en el país, el hídrico es el que más se aprovecha. Existen 11.108 MW instalados y disponibles 10.553 MW. Los mismos totalizan un porcentaje aproximado del 27,5% en la matriz energética. La central hidroeléctrica más importante es Yacretá, que fue construida por Argentina y Paraguay sobre el río Paraná, que es el límite entre ambos países. La central cuenta con una potencia instalada de 3.200 MW. De la energía generada, el 13% es aprovechado por Paraguay y el 87% por Argentina.

En 2006 la Secretaria de Energía realizó una evaluación de los posibles aprovechamientos hidroeléctricos, y se encontraron alrededor de 30 proyectos.

Los 30 aprovechamientos hidroeléctricos preseleccionados sumaban en conjunto una potencia instalada de 8.169 MW, pero después de la evaluación solo 12 posibles proyectos sumaban un total de 5.145 MW, por lo que en principio se entiende que el potencial hidroeléctrico está comprendido entre estos dos valores. Uno de los problemas a resolver son los altos costos de capital de este tipo de centrales además de los inconvenientes de tipo ambiental que conllevan.

Para el presente trabajo, se tendrán en cuenta como proyectos hidroeléctricos un total de 4.577 MW.

En cuanto a la energía eólica, como recurso energético se puede decir que la llanura pampeana cuenta hoy con la mayor concentración de molinos de campo de todo el mundo (molinos utilizados para el bombeo de agua desde napas subterráneas), con más de 400.000 unidades en existencia.

El final de la etapa del petróleo barato en 1973 marcó el interés en este recurso como fuente energética viable. Actualmente el alto grado de desarrollo alcanzado por los aerogeneradores modernos permite al viento aportar un porcentaje relevante de la generación eléctrica en muchos países. El primer parque eólico comercial argentino se instaló en Comodoro Rivadavia, provincia de Chubut, en 1994 (0,5 MW).

A diciembre de 2014 había aproximadamente, 111,8 MW eólicos instalados que equivale al 0,36% de la potencia eléctrica nacional. Se estima que el potencial eólico no solo está en el extremo sur argentino, sino que también son regiones aptas las provincias de Río Negro y Neuquén, varias zonas serranas y costeras de la provincia de Buenos Aires, y en muchos otros sitios de todo el país como se visualiza en la figura 3.

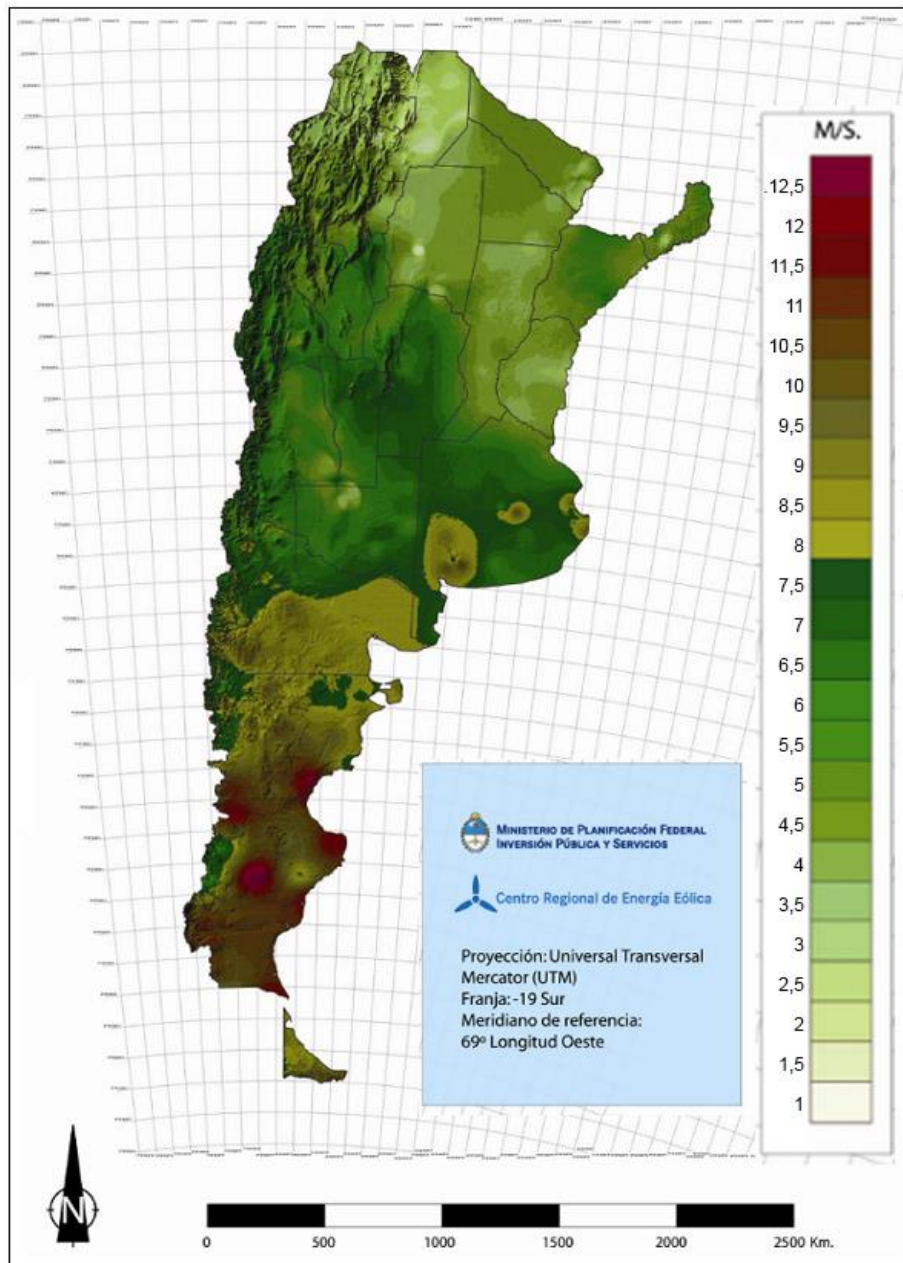


Figura 3: Mapa del potencial eólico argentino

Con respecto a la energía solar, es necesario que se utilicen dispositivos que capten la energía proveniente del sol y la transformen en otra forma de energía compatible con la demanda que se pretende satisfacer. Por esta razón, el aprovechamiento de esta energía estará en función de la eficiencia de la tecnología empleada. Se puede apreciar en la figura 4 el mapa de irradiación solar.

Actualmente existen dos alternativas posibles para realizar estas transformaciones:
la conversión fototérmica y la conversión fotovoltaica.

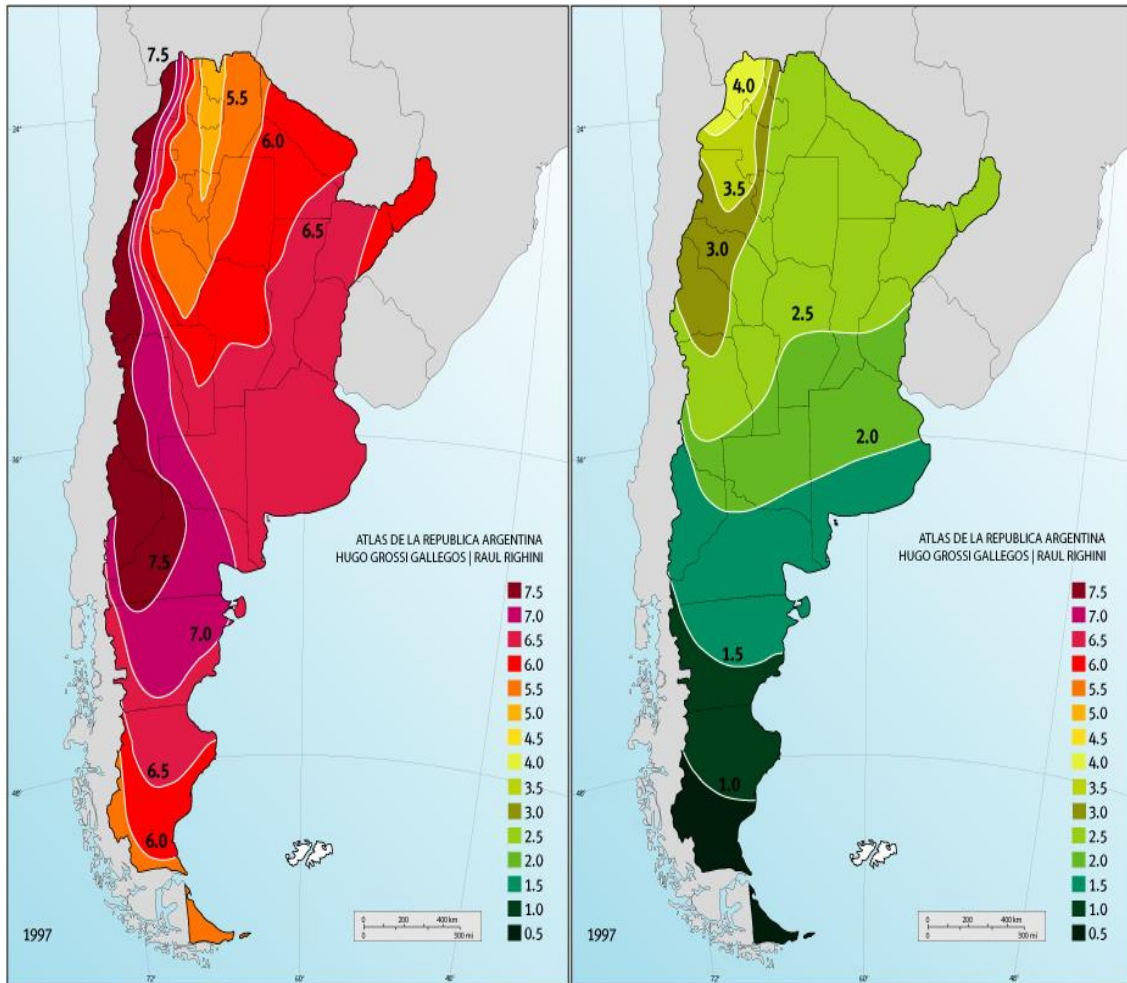


Figura 4: Mapas de irradiación solar enero (izquierda) y julio (derecha)

A diciembre de 2014, la potencia solar instalada conectada al Sistema Interconectado Nacional era de aproximadamente 6,2 MW, hoy en día alcanza los 8,2 MW. Si se suma la generación solar y eólica para el año 2012, esta apenas cubrió el 0,3% de la generación para ese año. Sin embargo, en octubre de 2015 se promulgó la Ley N° 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, que fija un cronograma de incorporación mínima de la energía proveniente de las fuentes renovables (eólica, solar, biomasa, biogás, geotérmica, entre otras) para el abastecimiento del consumo propio de energía eléctrica. Este cronograma se detalla a continuación en la Tabla 3.

Año	Participación %
2017	8
2019	12
2021	16
2023	18
2025	20

Tabla 3: Cronograma de Energías Renovables.

La ley agrega otra limitación que consiste en que, para su cumplimiento, solo se tienen en cuenta los aprovechamientos hidroeléctricos de hasta 50 MW, por lo que en este contexto serán explotados principalmente los recursos solar y eólico.

Cabe destacar, que a la fecha no se está cumpliendo ya que la generación de estas fuentes alcanza solamente el 1,53%.

6. Gas Natural

6.1 Transporte

Actualmente, la capacidad total de los gasoductos es de 149,77 MMm³/día. A su vez, la Argentina carece de almacenamientos subterráneos cercanos a los centros de demanda (Buenos Aires y CABA principalmente), por lo que el sistema de transporte funciona al 100% de su capacidad en los días de demanda pico.

El sistema de transporte de gas 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 5.

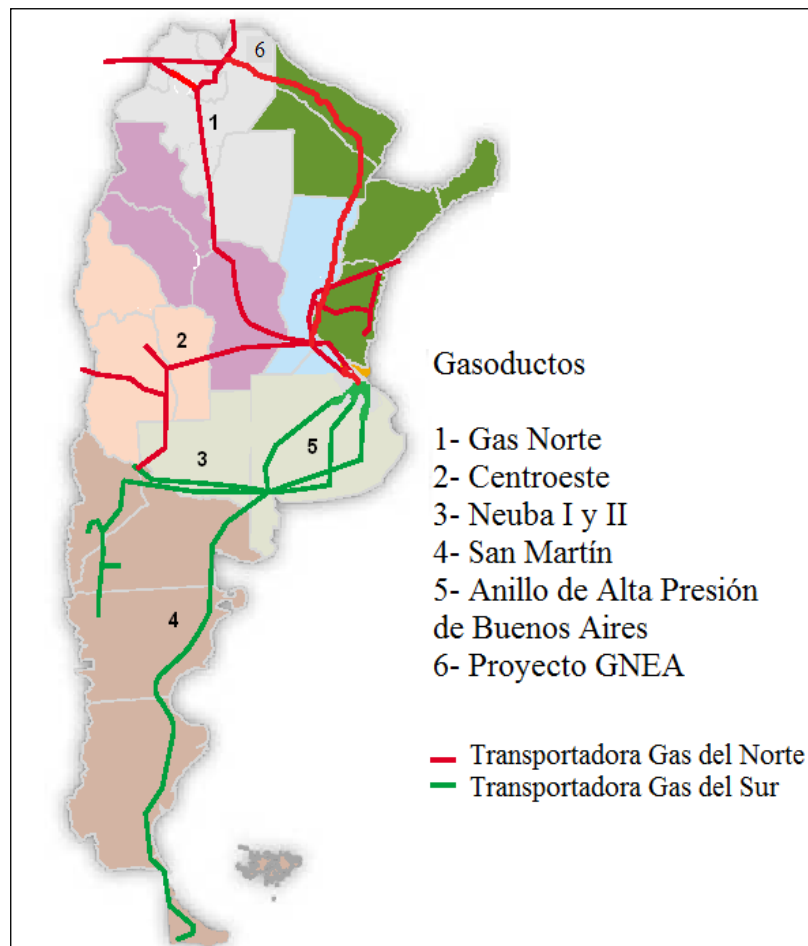


Figura 5: Gasoductos. Fuente: ENARGAS.

6.2 Importación de Gas Natural por gasoductos

De los recursos hidrocarburíferos de Bolivia, se verificó que, el nivel de reservas alcanzaría a cubrir durante los próximos 10 años tanto la demanda interna de Bolivia como la demanda contratada brasileña y argentina, y una eventual licuefacción de gas natural. El contrato suscrito por la Argentina y Bolivia sostiene que el vecino país provee 11,2 MMm³ diario.

A continuación en la figura 6 se muestra la evolución de gas natural importado y exportado desde el 2005 al 2015, de acuerdo a datos obtenidos del Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

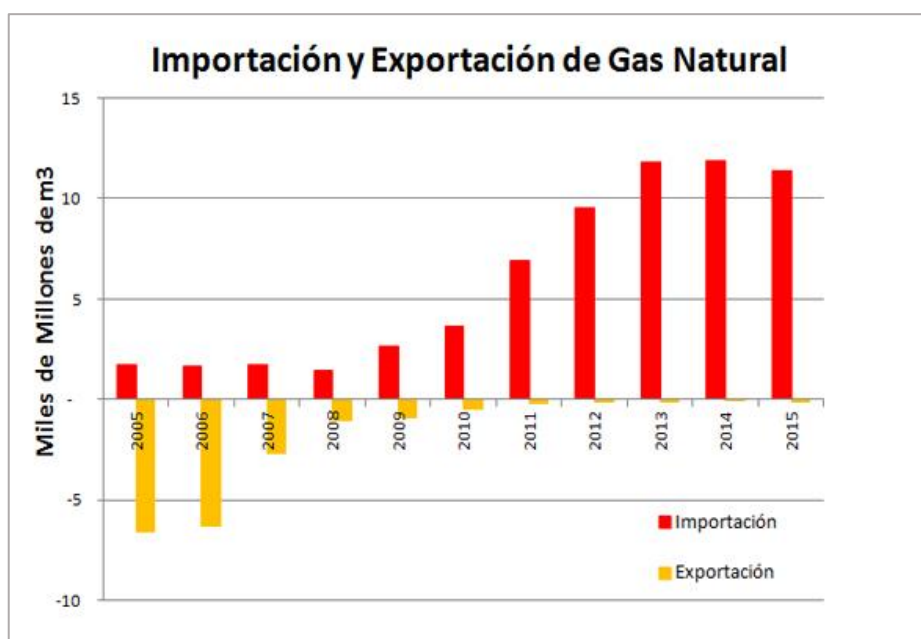


Figura 6: Valores de Exportación e Importación de Gas Natural. Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

6.3 Importación de Gas Natural Licuado

En la actualidad Argentina cuenta con dos plantas regasificadoras de Gas Natural Licuado, la planta de Escobar con una capacidad de 20 MMm³/d, y la planta de Bahía Blanca con una capacidad similar.

La limitación del recurso gasífero de origen nacional y boliviano genera la necesidad de importar GNL lo que conlleva la incorporación de nuevas plantas de regasificación para introducirlo en la oferta interna de gas.

Las principales restricciones se encuentran en los tiempos necesarios para la construcción de las plantas requeridas. Actualmente, hay una, establecida en territorio nacional con una capacidad de regasificación de 10 MMm³/día a partir del 2018.

6.4 Curvas de demanda del consumo de GN

La curva de carga a lo largo del año tiene la forma Gaussiana, asociada al incremento de la demanda del sector residencial durante el invierno. Los mayores consumos se evidencian en los meses más fríos (desde mayo a septiembre), con un máximo en la demanda registrada en julio como se ve en la figura 7. Debido a 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.

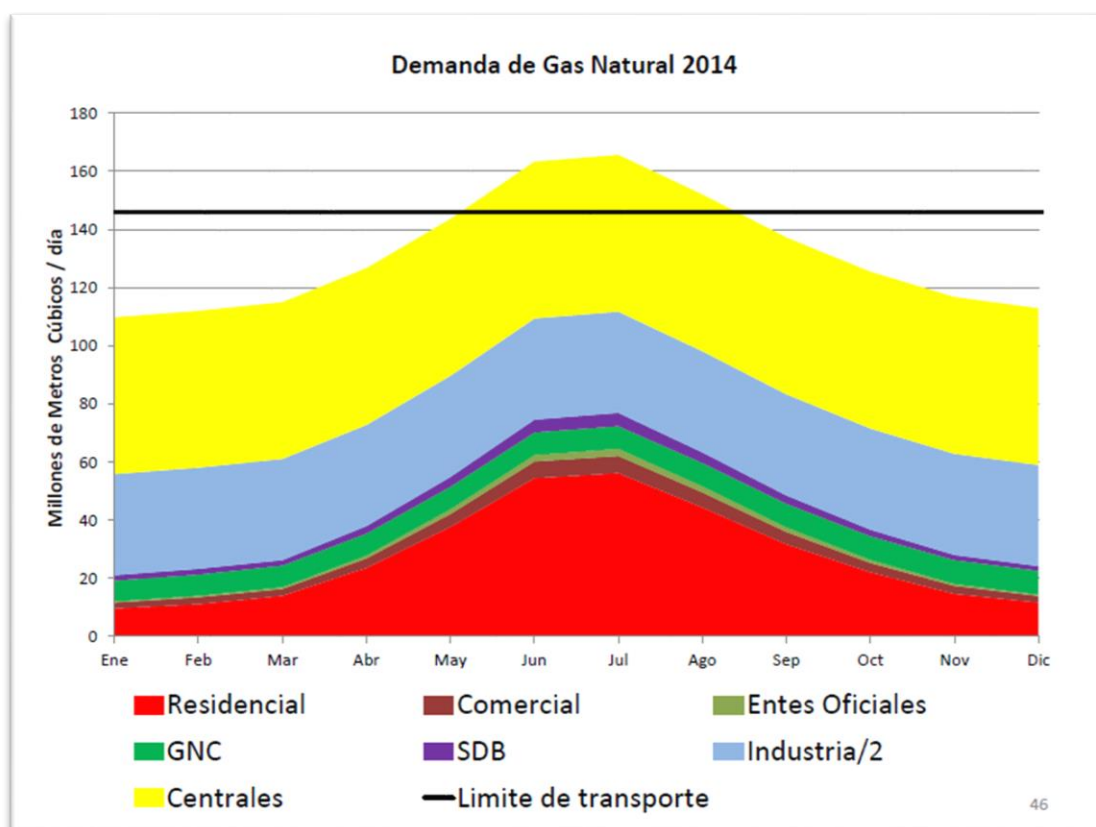


Figura 7: Demanda de gas natural por sector poblacional.

6.5 GN y Electricidad

Los sectores de gas natural y energía eléctrica se relacionan por medio de la instalación de usinas de generación de energía eléctrica de ciclo combinado, lo cual, junto a una mayor penetración de la industria (mayormente petroquímica) y en el transporte, incrementó considerablemente la inserción del gas natural en la matriz energética primaria de Argentina pasando la producción de 23.018 MMm³ en el año 1990 a 50.969 MMm³ en el 2003.

Años anteriores, el costo del gas natural era relativamente bajo, alentando la sustitución de combustibles alternativos como carbón, fuel oil, gas oil por el gas natural para la generación de energía eléctrica.

A su vez, la inversión necesaria para construir una central eléctrica de ciclo combinado era baja comparada con la que requieren las usinas nucleares o hidroeléctricas de potencia equivalente. También, los tiempos de construcción de las centrales térmicas que requieren combustibles fósiles son considerablemente menores que las otras. Esto condujo a que el gas natural se transformara en el combustible elegido para la generación eléctrica.

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

Si bien algunas de las usinas de ciclo combinado pueden operar con gasoil refinado, en nuestro país el costo de este combustible es aproximadamente seis veces el del gas natural. Por otra parte, el uso de gasoil implica mantenimientos más frecuentes, lo que hace que reemplazar el gas no siempre sea una opción deseable.

La disponibilidad de gas natural constituye un factor importante que afecta tanto la operatoria del sistema, en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a su escasez, se debe utilizar gasoil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los ciclos combinados y fueloil como combustible sustituto en las turbinas de vapor.

Los consumos de gas en los sectores residencial, comercial e Industrial, y en centrales eléctricas, transporte y subdistribuidoras constituyen los consumidores del gas natural como se observa en la figura 8. La prestación de estos servicios no prevé interrupciones y están en el tope de las prioridades de abastecimiento del sistema de gas conforme a la normativa vigente.

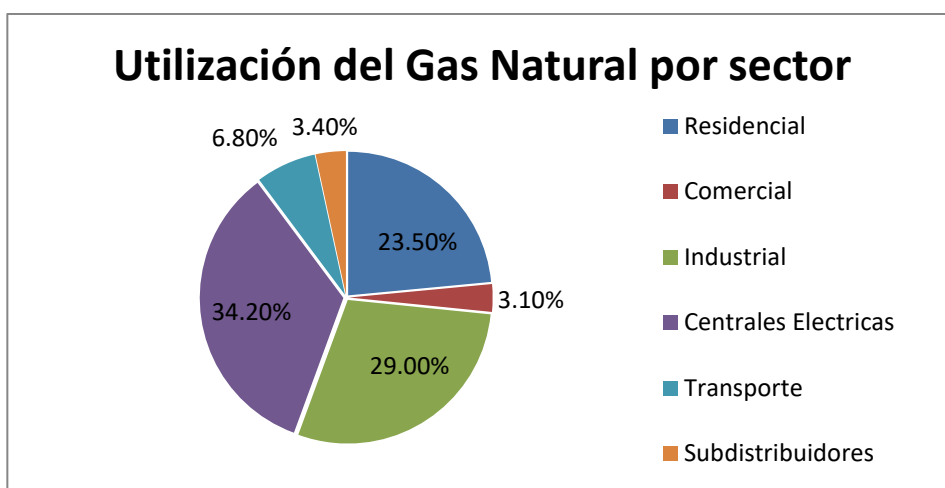


Figura 8: Utilización del GN por sector. Fuente: ENARGAS 2015

7. Otros Combustibles

El mayor consumo de combustibles fósiles en la generación eléctrica corresponde al gas natural como pudo observarse en la figura 1, y en menor medida FO, GO y carbón.

En la figura 10, puede observarse 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.

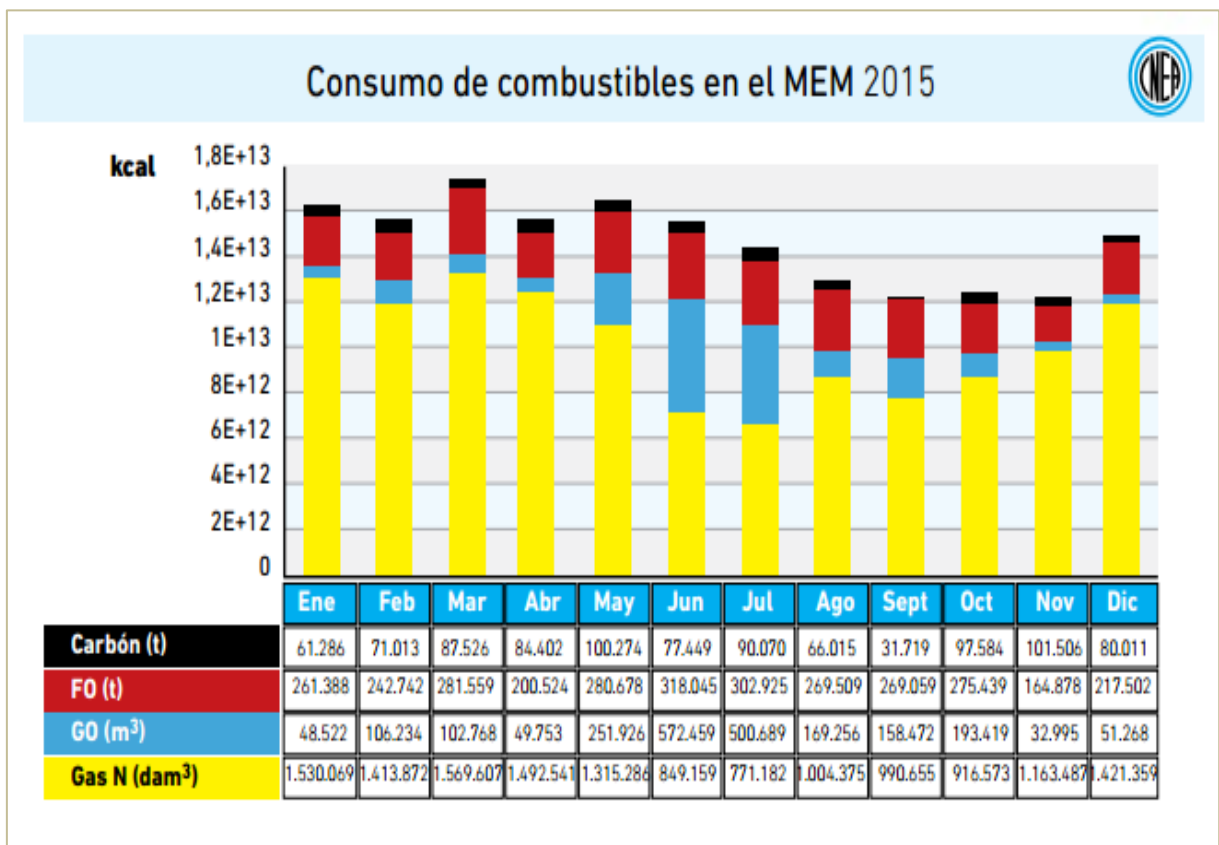


Figura 9: Consumo de combustibles para generación eléctrica.
Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista - Diciembre de 2015 – CNEA

8. El Mercado Eléctrico Argentino

La energía eléctrica no deja de ser un bien o producto económico. Por esa razón, se comercializa en un mercado, el cual en Argentina se denomina Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Como sucede en todo mercado, en el MEM interactúan la oferta (representada por los productores de electricidad o generadores) y la demanda (representada principalmente por los distribuidores de electricidad). Existe un soporte físico para llevar el producto desde los lugares donde se produce a los lugares donde se consume (tarea realizada por los transportistas de electricidad). Como resultado de la interacción entre estos agentes del mercado se fija un precio. Puede notarse entonces que, la electricidad, es el pilar del desarrollo industrial de todos los países, parte importante del desarrollo social y elemento esencial para el desarrollo tecnológico.

Características de la Energía Eléctrica:

- Distribución por redes.
- No almacenable.
- Abastecimiento instantáneo.
- Esencial para el crecimiento y desarrollo de una sociedad.
- Caracterizada como Servicio Público.

La transmisión se realiza en Alta Tensión (red troncal 500 kV, regional 132 kV) vinculando eléctricamente todos los nodos del SADI (Sistema Argentino De Interconexión), la mayor tensión es para reducir las pérdidas (largas distancias entre generación y consumo). La distribución se realiza en tensiones menores a 132 kV. La entrega a los consumidores residenciales es en 220/380 V.

La Ley N° 24.065 del año 1992, originó un nuevo marco de la estructura del Mercado Eléctrico Argentino, en concordancia con lo dispuesto en los derechos reglamentarios y las resoluciones de la Secretaría de Energía. La reforma surgió como medio para conseguir una mayor eficiencia en la prestación del servicio, incentivando tanto como sea posible la competencia entre los actores participantes.

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

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

El MEM se compone de un mercado a corto plazo (Mercado Spot, donde los precios varían hora a hora de acuerdo a la oferta disponible y a la demanda requerida. Son sancionados por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista) en base a normas. Y un mercado a largo plazo (Mercado a Término) donde los generadores y los consumidores pueden pactar contratos de abastecimiento con precios libremente acordados entre las partes. La

duración mínima de cada contrato es de un mes. Puede apreciarse en la figura 10 el funcionamiento del mercado antes descrito.

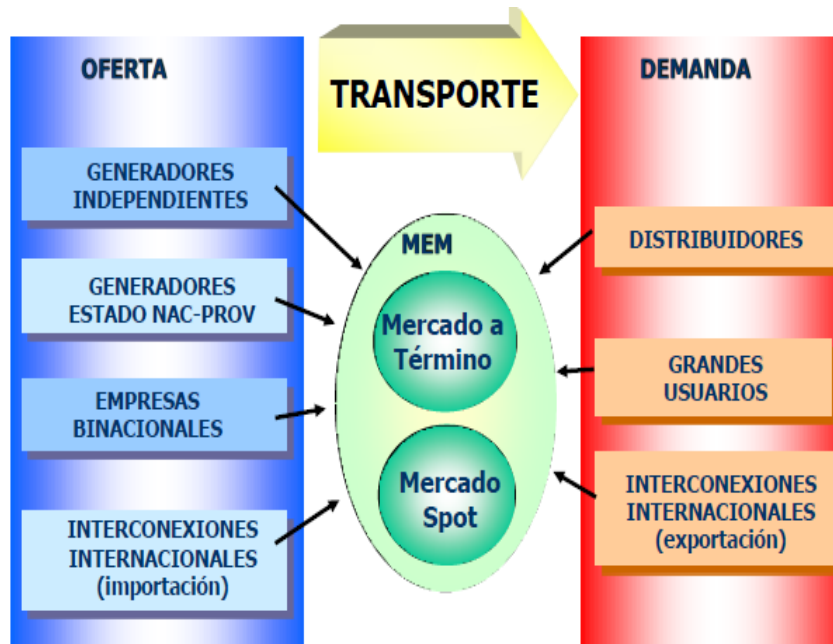


Figura 10: Funcionamiento del Mercado



Figura 11: Estructura de CAMMESA

El Sistema Eléctrico Argentino está conformado por una serie de entidades y asociaciones que incluye a los siguientes agentes involucrados como puede observarse en la figura 12:

- SE: Secretaría de Energía
- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. Puede Observarse su estructura en la figura 11.
- ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad

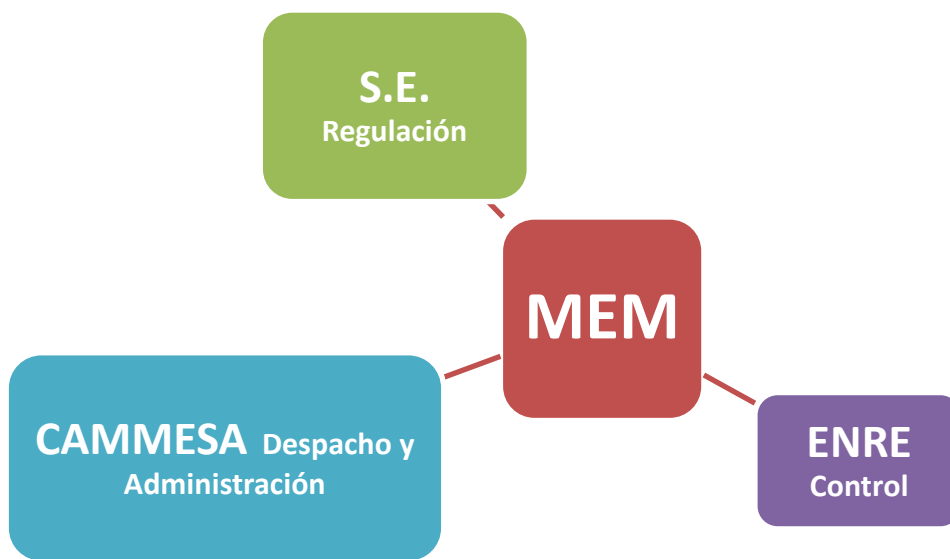


Figura 12: MEM

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

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

Las principales funciones de CAMMESA son:

- Despacho técnico y económico del Sistema Argentino de Interconexión (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, entre otras.

9. Red del Sistema Eléctrico Argentino

Se adopta para el estudio la división realizada por CAMMESA en nueve regiones eléctricas. La suma de estas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Tierra del Fuego no se encuentra conectada al SADI, por lo tanto no se tomó en cuenta en este estudio:

- **NOROESTE ARGENTINO (NOA):** esta región la componen seis provincias: Catamarca, Jujuy, Salta, La Rioja, Santiago del Estero y Tucumán.
- **NORESTE ARGENTINO (NEA):** esta región la componen cuatro provincias: Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones.
- **CUYO (CUY):** esta región la componen dos provincias: Mendoza y San Juan.
- **CENTRO (CEN):** esta región la componen 2 provincias: Córdoba y San Luis.
- **LITORAL (LIT):** esta región comprende las provincias de Entre Ríos y Santa Fe.
- **GRAN BUENOS AIRES (GBA):** esta región abarca Capital Federal, los partidos del Gran Buenos Aires, La Plata y Gran La Plata.
- **BUENOS AIRES (BAS):** esta región comprende parte de la provincia de Buenos Aires que no está incluida en GBA.
- **COMAHUE (COM):** esta región eléctrica está compuesta por las provincias de La Pampa, Neuquén y Río Negro.
- **PATAGONIA (PAT):** está compuesto por la provincia de Chubut y el departamento Deseado del Norte de la provincia de Santa Cruz.

En la figura 13 pueden observarse las regiones nombradas anteriormente, las vinculaciones existentes entre estas y la potencia instalada al año 2015 en cada una de las regiones del MEM.

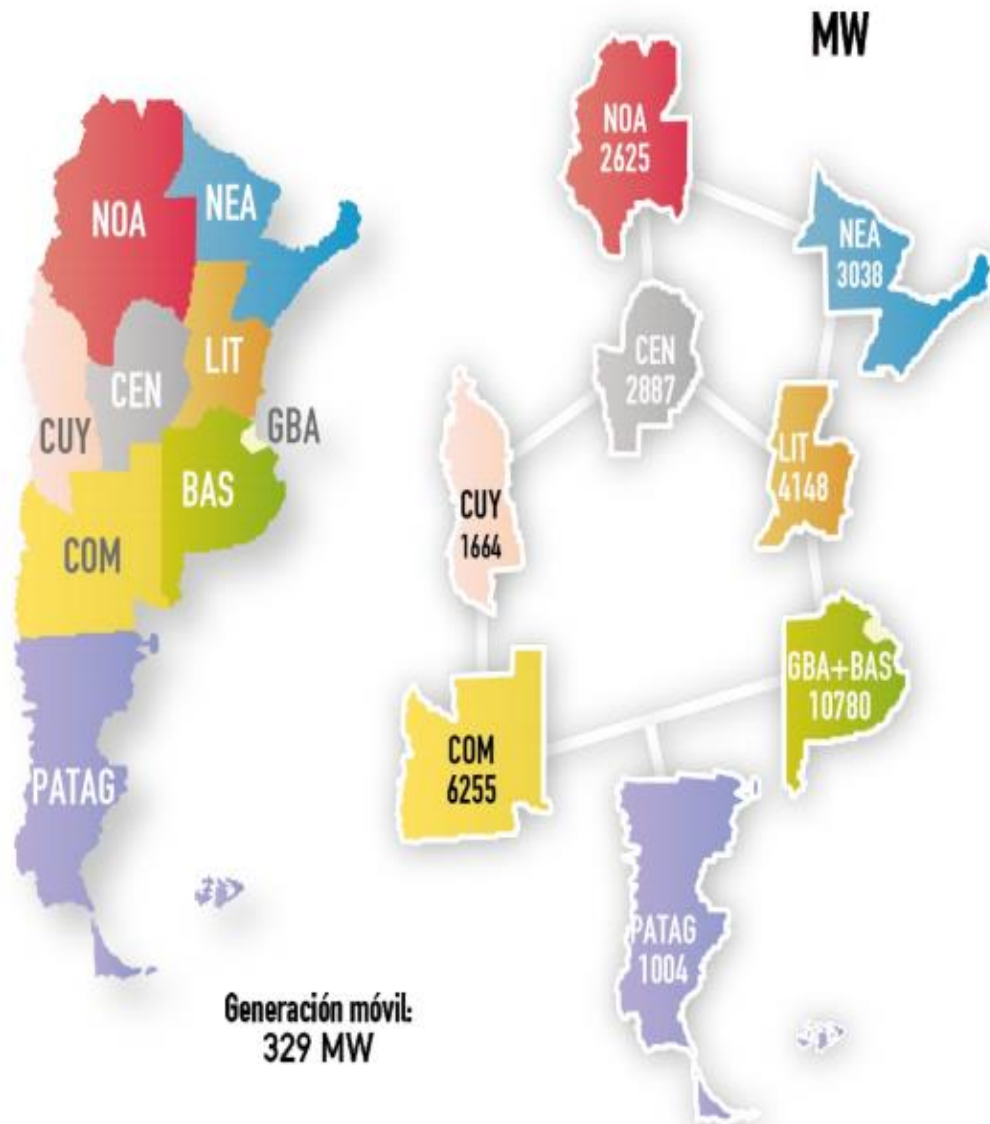


Figura 13: Regiones del Mercado Eléctrico Argentino. Fuente: Boletín Energético N°35. CNEA.

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 los equipos de generación pertenecen a una de las regiones del MEM.

La potencia bruta total instalada, al año 2015 en el SADI, fue de 32.401 MW, la generación móvil fue de 329 MW, siendo el total de 32.730 MW.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en cinco tipos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC), Hidráulico (HID), Solar (FT) y Eólica (EO).

Los térmicos a combustible fósil, a su vez, se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos, de acuerdo con el tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV) en ciclo Rankine (utiliza la energía del vapor de agua), Turbina de Gas (TG) en ciclo Joule-Brayton, (utiliza la energía contenida en los gases provenientes en la combustión), turbina de gas en Ciclo Combinado (CC), en ciclos Rankine + Joule-Brayton, (combinación de los tipos anteriores, donde se aprovecha la elevada temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y utilizarlo en una turbina de vapor) y los Motores Diesel (MD), ciclo Otto. El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine.

Efectuando una división por tipo de tecnología empleada para generación de electricidad en Argentina, encontramos para cada una de las áreas eléctricas del MEM, la potencia térmica instalada es de 60,1%, emplea mayoritariamente máquinas con turbinas de gas en un 23,19%, turbinas de vapor 22,63%, ciclos combinados 46,91% y motores diesel 7,19%.

La potencia nuclear instalada es de 5,36%, contribuyendo con tres centrales, una en la región del Centro y las otras en la región de Buenos Aires. La potencia hidráulica del 33,94% adquiere especial importancia en las regiones del Comahue con 4.692 MW y en el Noreste (NEA) con 2.745 MW (Yacyretá).

En la tabla 4, se expone la potencia instalada en MW, al año 2015 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	BC	Total TER	NUC	FV	EO	HID	TOTAL
CUY	120	90	374			584		8		1.072	1.664
COM		209	1.281	73		1563				4.692	6.255
NOA	261	1.001	829	266		2357			50	218	2.625
CEN	200	511	534	76		1321	648			918	2.887
GBA-BAS-LIT	3.870	2.555	6.020	413	17	12875	1107			945	14.928
NEA		46		247		293				2.745	3.038
PAT		160	188			348			137	519	1.004
GEN MOVIL				329		329					329
TOTAL	4.451	4.572	9.226	1.404	17	19.670	1.775	8	187	11.109	32.730

Tabla 4: Potencia Instalada en las regiones del Mercado Eléctrico Argentino. Fuente: CAMMESA.

Ref.: TV: Turbina de vapor; TG: Turbina de gas; CC: Ciclo combinado; MD: Motores Diesel; TER: Térmicas; NUC: Nuclear; FV: Fotovoltaica; EO: Eólica; HID: Hidráulica.

También existen en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer su demanda de energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La participación de la generación hidráulica varía año tras año, dependiendo de la hidraulicidad de los ríos. Por lo tanto, también varía la generación térmica para compensar la demanda.

En la figura 14 se indican los porcentajes de la potencia instalada en el año 2015 en el MEM discriminada por el tipo de generación:

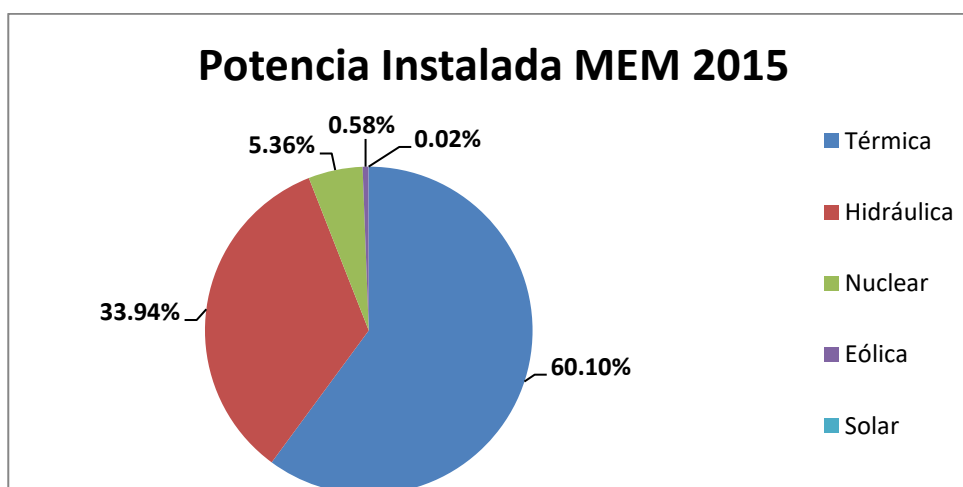


Figura 14: Potencia Instalada al 2015 en el MEM, por tipo de generación. Fuente: CAMMESA.

11. Modelo MESSAGE

11.1 Descripción

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



La IAEA, obtuvo la última versión del modelo, y realizó modificaciones para facilitar la aplicación.

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

La parte central del programa es una descripción detallada del sistema de energía modelado. Ésta incluye las formas de energía (realizada en cada nivel de la cadena energética), las tecnologías y los recursos energéticos empleados.

En la definición de las formas de energía se deben incluir los niveles en la cadena energética comenzando desde la demanda y llegando hasta los recursos, tal como se esquematiza en la figura 15.

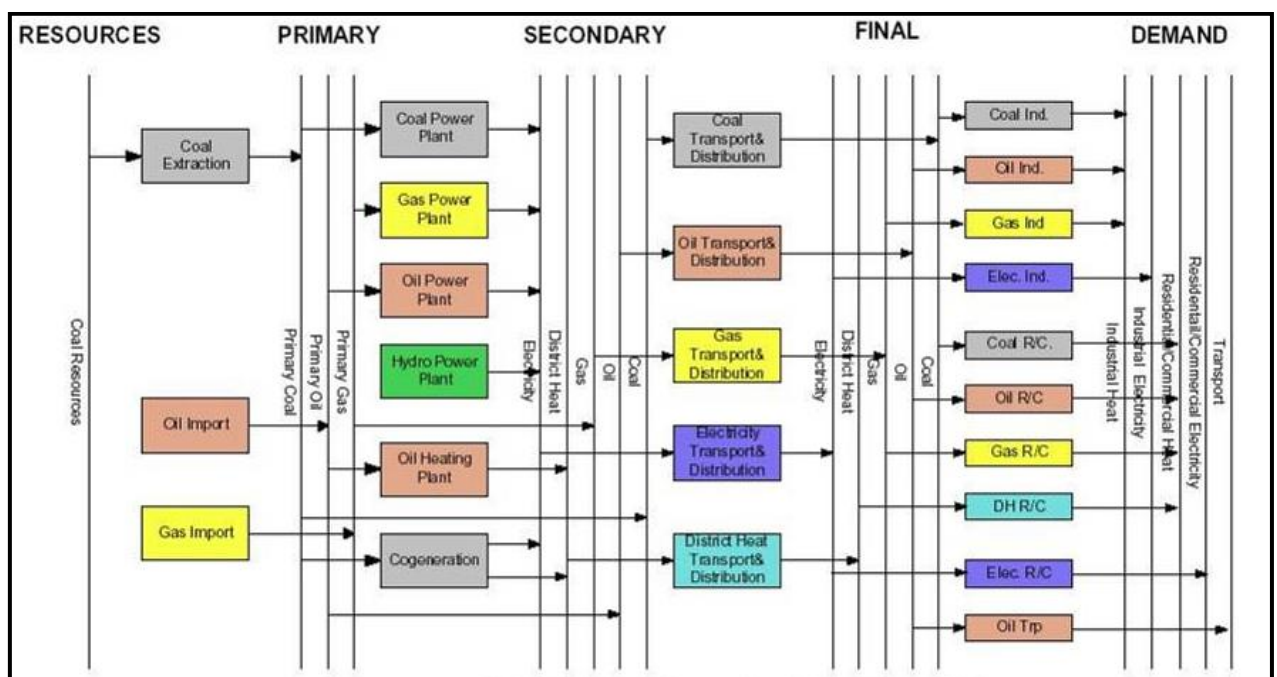


Figura 15: Cadenas energéticas esquemáticas. Fuente: Manual para el usuario de MESSAGE.

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

11.2 Objetivos del modelo

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

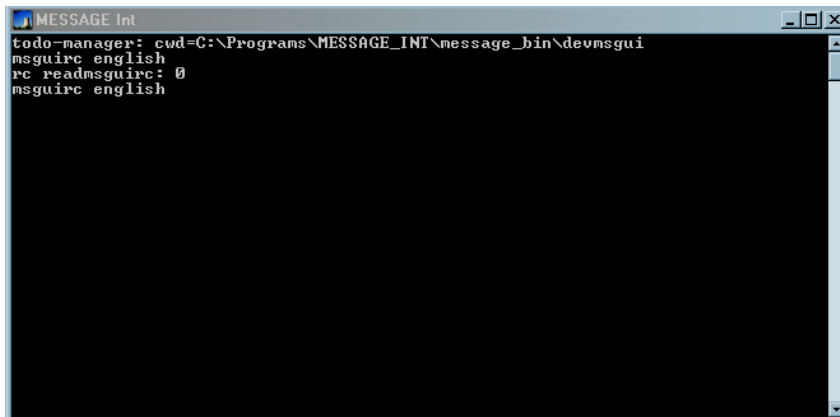
11.3 Requerimientos operativos mínimos del sistema:

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

11.4 Carga de datos y corrida del programa

El modelo MESSAGE abre dos ventanas:

La primera, presentada en la figura 16 muestra los comandos del software en entorno DOS.



```
MESSAGE Int
c:\>cd C:\Programs\MESSEGE_INT\message_bin\devnsgui
msguirc english
rc readmsguirc: 0
msguirc english
```

Figura 16: 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 17.

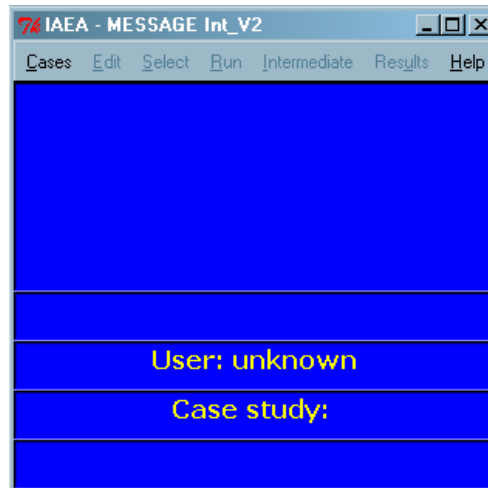


Figura 17: Ventana interactiva de MESSAGE.

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

- **tdb**: “Technology Data Base”. Fue pensada para que los países tuvieran una base de datos tecnológicos para ser usado en caso de no tener información local pero no se desarrolla.
- **adb**: “Application Data Base” .Es creada y mantenida para cada caso de estudio.
- **ldb**: “Local Data Base” - Es creada y mantenida para cada escenario en un caso de estudio.

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

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

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

- Formas de energía.
- Tecnologías.

Esta versión del software consta de los siguientes componentes:

- **Interface de usuario** para construcción del modelo.
- **Bases de datos.**
- Generación de una **matriz “mxg”**.
- **Programa de optimización “opt”**.
- Un programa para el posterior **procesamiento** de la **solución** para la extracción de los resultados **“cap”**.

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

- **General**: Datos Generales.

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

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

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

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

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

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

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

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

Se ingresan los siguientes datos de entrada:

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

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

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

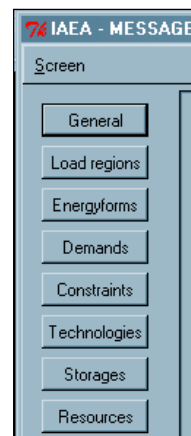
Existen cuatro formas de expresar el porcentaje de incremento anual:

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

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

El programa provee cinco tipos de grupo de restricciones denominadas:

- **group 1:** criterio particular de relación, definido por el usuario.



- **group 2:** idem group1.
- **storage:** restricción en la acumulación compartida en algunas tecnologías.
- **cumulative:** entre tecnologías/recursos y está asociada a la acumulación base.
- **cum. per period:** está definida para un período de acumulación base.
Se deben definir:
 - **“single entries”:** los datos básicos de la relación.
 - **“multipleentries”:**
 - **“penalty”:** multas asociadas a los límites.
 - **“softlimit”:** 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 instalado de 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:** “initialcores” - 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:** “constraint stype 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:** “linkedstorageconstraintsonactivities” – restricciones ligadas al almacenamiento en la actividades.
 - **inp:** “secondary input” – entradas secundarias.

- **mpa:** “markedpenetrationonactivities” – penetración en el mercado de las actividades.
- **output:** “secondary output” – salidas secundarias.
- **softlims:** “softlimits” (interpolatedincreases) – límites flexibles (interpolo los aumentos).

En la etiqueta **Technologies** la pantalla es la misma en las tres bases de datos.

Se ingresan como datos de entrada:

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

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

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

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

11.5 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.

11.6 Resultados

El modelo permite obtener los resultados 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.

11.7 Formulación matemática del modelo

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

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

- Variables de flujo de energía: que representa una cantidad de flujo de energía anual. La unidad normalmente es MWy para las regiones pequeñas y GWy 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: MWy o GWy)

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

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

12. Análisis y procesamiento de los datos del modelo

Se utilizó para el modelado del año base un año tipo estacional de cuatro estaciones (otoño, invierno, primavera y verano), con una duración de tres meses cada una. A su vez, se distinguieron en 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.

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

12.1 Cadena energética

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

Se tomó como punto de partida los recursos disponibles en el país (carbón, petróleo, gas natural convencional y no convencional, uranio) y se finalizó en la

demanda de energía eléctrica y de gas natural de los distintos sectores (industria, transporte, agropecuario, residencial y comercial y público).

Se consideró las transformaciones que ocurren de un nivel a otro de energía, así como también costos de transporte y distribución entre niveles. Estas transformaciones, fueron representadas mediante tecnologías para la unión de un nivel con otro. Por ejemplo, una central térmica tipo ciclo combinado (CC) recibe GN de los combustibles y entrega energía eléctrica al nivel energético regiones, correspondiente a la ubicación geográfica donde esté generando energía.

Por esta razón, para la representación de la cadena energética se tuvieron en cuenta los siguientes niveles energéticos y sus correspondientes formas de energía (orden de izquierda a derecha como puede verse en la Ilustración 9):

- **Recursos:** Uranio, Gas Natural Convencional, Gas Natural No Convencional, Petróleo y Carbón.
- **Primario 1:** Petróleo, Uranio natural (U_3O_8), Gas Natural Nacional.
- **Auxiliar 1:** Uranio 235 (3,5%), Uranio Natural (UO_2), GO, Biodiesel, GN Inyectado.
- **Auxiliar 2:** Uranio 235 (3,1%), Uranio Levemente Enriquecido (ULE), Uranio 235 (4,8%), GN.
- **Primario 2:** Combustible PWR (4,8%), CAREM, CANDU, Atucha I y II, GN, GO, FO, Carbón, Biomasa y Biogás.
- **Combustibles:** Biomasa Proyectos, GO: Proyectos, Candidatas y Parque Fijo, FO: Proyectos, Candidatas y Parque Fijo, , GN: Proyectos, Candidatas y Parque Fijo.
- **Regiones:** CEN, GBA, BAS, COM, PAT, LIT, NEA, NOA, CUYO.
- **Secundario:** Energía Eléctrica generada por el Parque fijo, Candidatas y Proyectos.
- **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%.
- **Demanda:** Se tuvo en cuenta la demanda de gas natural y electricidad para los distintos sectores: Residencial, Comercial y Público, Transporte e Industria.

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 18 se encuentra esquematizada la cadena energética simplificada, utilizada en el presente trabajo.

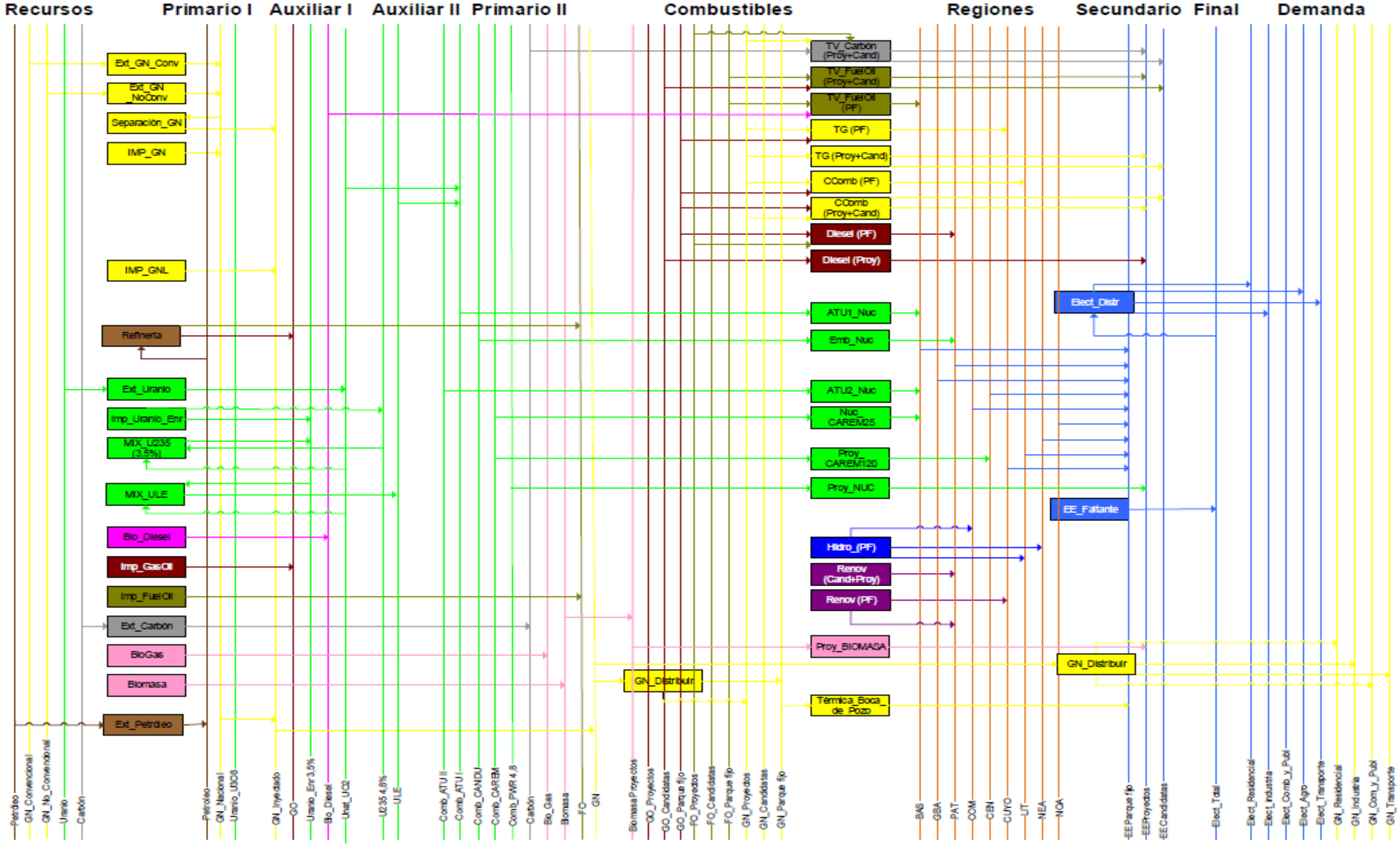


Figura 18: Cadena Energética simplificada utilizada en MESSAGE

12.2 Demanda de Energía Eléctrica

La demanda de energía es el factor clave de la cadena energética, ya que en su determinación afecta no sólo la cantidad total de energía utilizada, sino también la ubicación, tipo de combustible y las características de la tecnología de uso final. Debido a su importancia, es menester conocer tanto el valor como la distribución temporal con precisión, considerando los picos y los valles del consumo, para poder abastecer adecuadamente en todo momento. A su vez es importante contar con estimaciones confiables sobre su evolución en el tiempo para poder realizar una buena planificación.

Para el abastecimiento de la demanda se contó con un parque fijo de energía eléctrica y a su vez se tuvieron en cuenta centrales que se denominaron candidatas y proyectos, las cuales se pondrán en funcionamiento en algunos años y como se mencionó anteriormente se realizó con MESSAGE una proyección hasta el año 2035, año en el cual éstas estarán activas.

Se sabe que la demanda varía a lo largo del año en función del día de la semana, la hora del día, la temperatura y otros factores. Se puede modelar las variaciones de ésta utilizando como herramienta la curva de carga que es la representación de la demanda en función del tiempo.

En las siguientes figuras (19 y 20) se muestran las curvas de demanda de Argentina para un día típico laborable de verano y de invierno respectivamente.

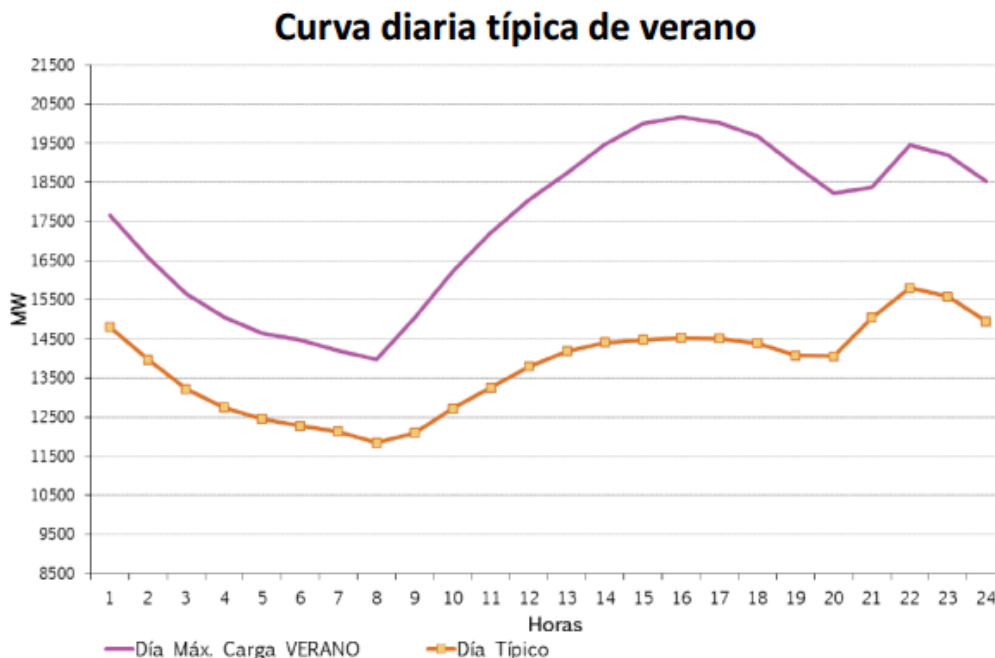


Figura 19: Curva diaria típica de verano. Fuente: CAMMESA.

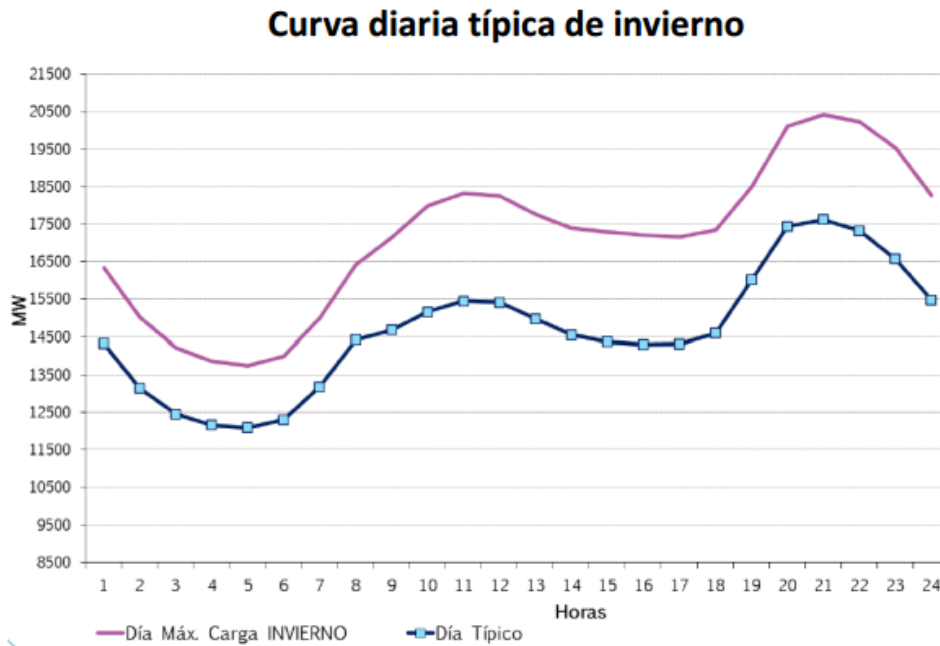


Figura 20: Curva diaria típica de invierno. Fuente: CAMMESA.

En las figuras anteriores puede observarse la misma tendencia. Existe bajo consumo durante las horas de la madrugada y picos de demanda durante las horas de mayor temperatura y durante la noche.

Con los modelos de la curva de carga se puede predecir los momentos del día en los que existen picos de consumo de energía eléctrica, y de esa manera cumplir con el abastecimiento requerido de este servicio a los diferentes consumidores.

Como se evidencia en la figura 21 la demanda se abastece con una base de energía hidroeléctrica de pasada (como Yacretá), seguida de nuclear. Luego las energías renovables que restan a la generación térmica aportan en horas determinadas del día. Y con ciclos combinados y turbinas de vapor se termina de completar la demanda requerida. Los picos de máxima demanda, que se dan en horarios del mediodía y durante la noche, se cubren con hidráulicas de punta y turbina de gas.

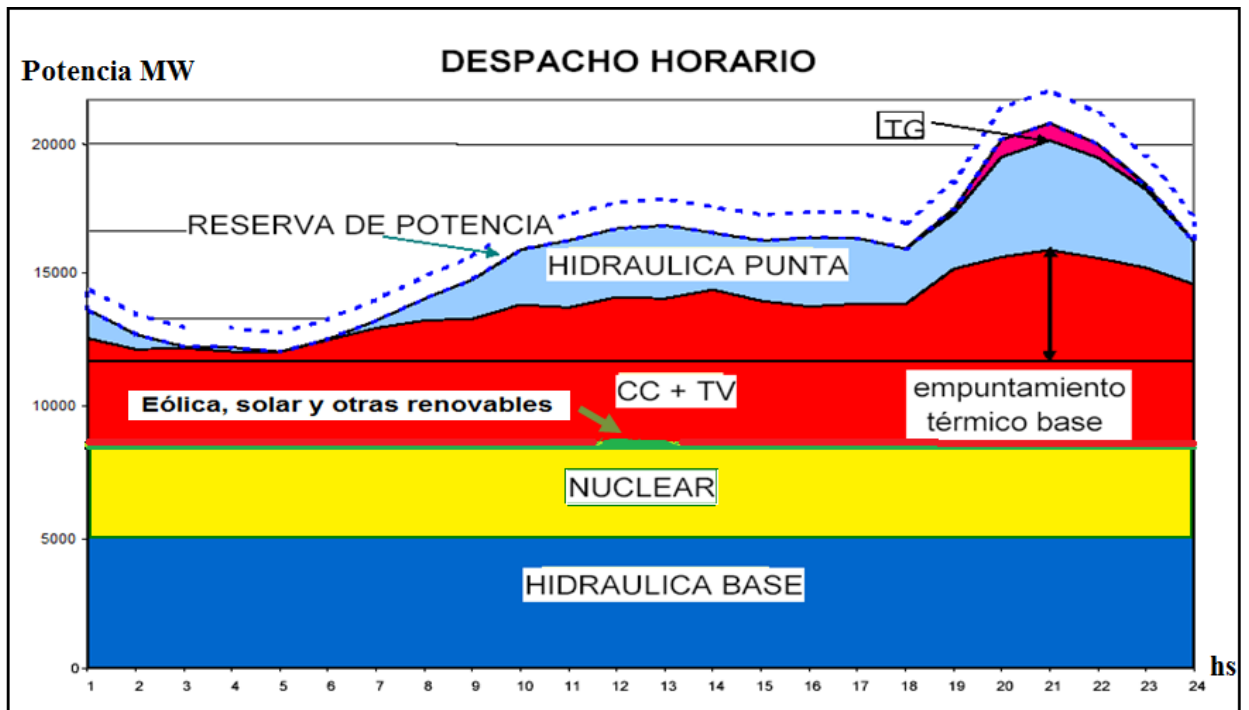


Figura 21: Potencia entregada vs horas del día.

En las figuras siguientes puede observarse la demanda de los distintos sectores y la demanda por regiones en los años 2014-1015.

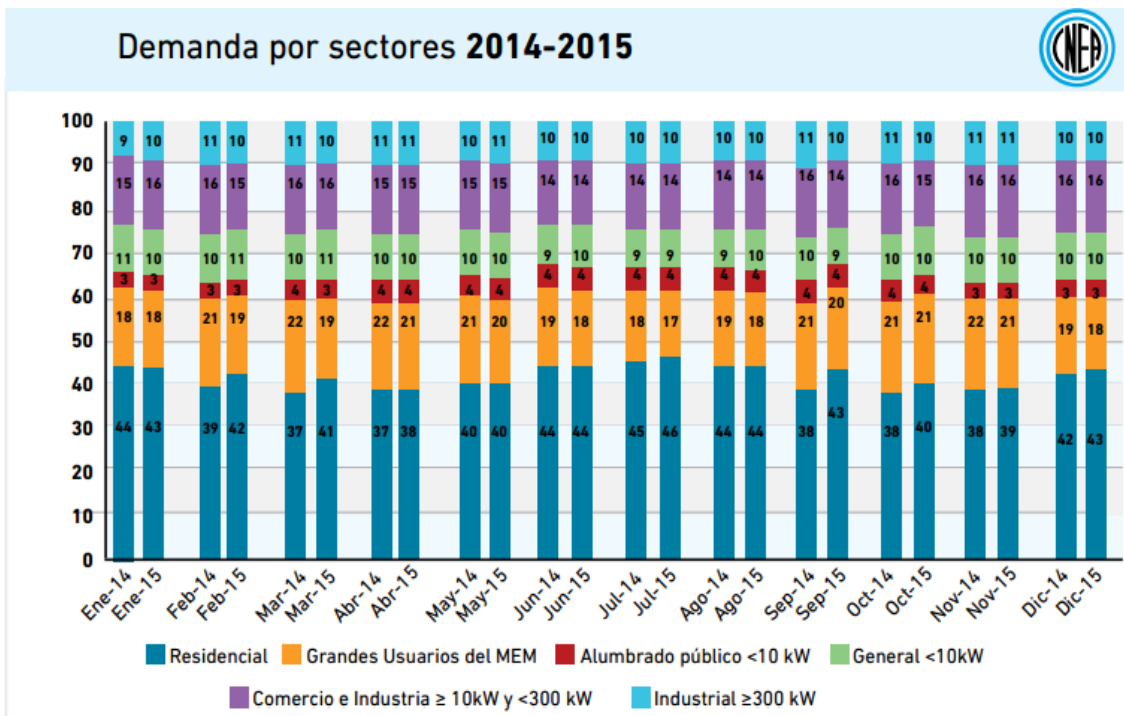
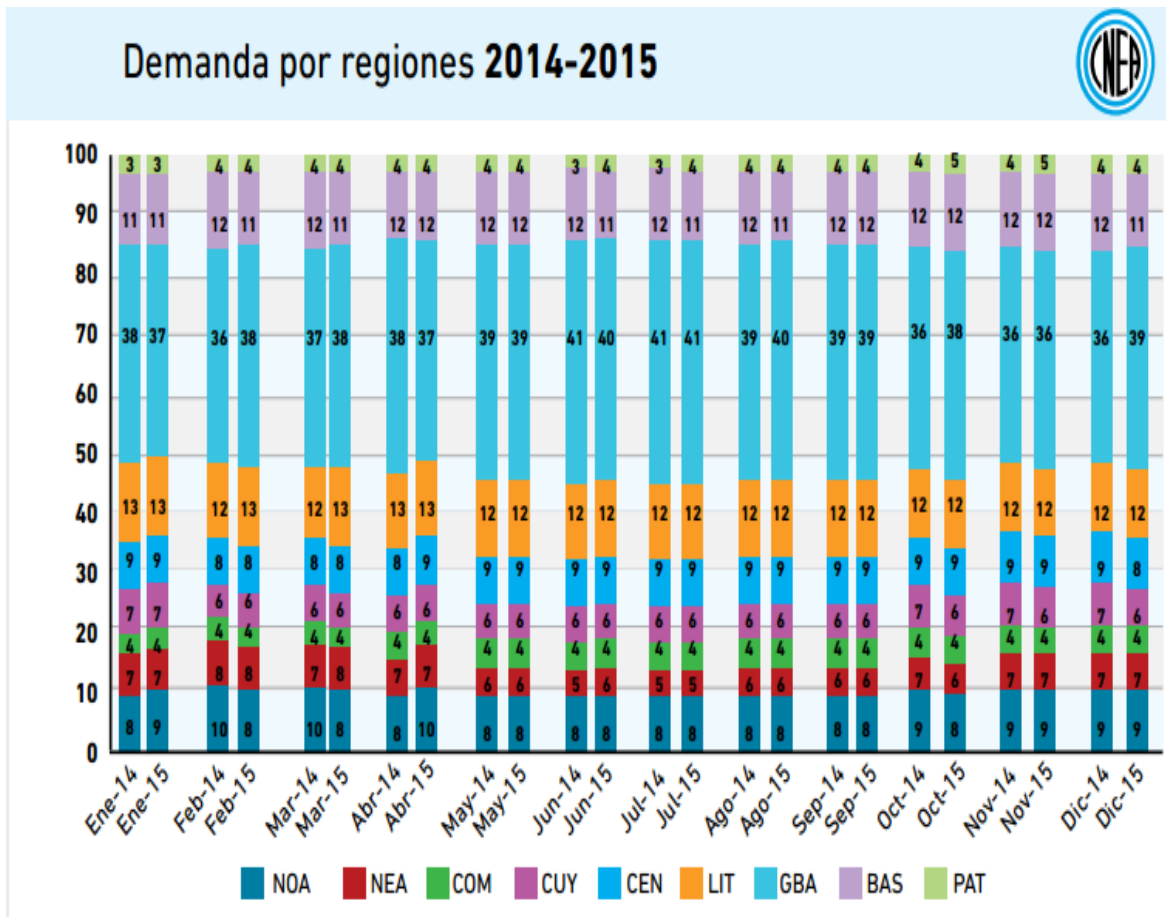


Figura 22: Demanda por sector a Diciembre 2015. Fuente: ADEERA.



A su vez, se realizó una proyección de la demanda al año 2035, teniendo en cuenta un factor porcentual constante año a año para los diferentes sectores consumidores.

SECTOR DE CONSUMO	Demanda 2015 (MWy)	Crecimiento anual (%)	Demanda 2035 (MWy)
Residencial	5.160,8	2,7	8.792,8
Comercial y Público	3.466,2	3,7	7.168,5
Agropecuario	121,7	4,2	277,1
Transporte	73,8	2,8	128,2
Industria	5.701,8	3,2	10.705,5
TOTAL	14.524,3		27.072,1

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

Como se puede observar de la figura 24, la demanda se estima que alcanzará para el año 2035, aproximadamente el doble del valor obtenido en 2015. Por este motivo, se espera que la capacidad instalada hacia ese año,

supere el doble de la instalada en el año base para poder garantizar el correcto abastecimiento de los distintos sectores consumidores.

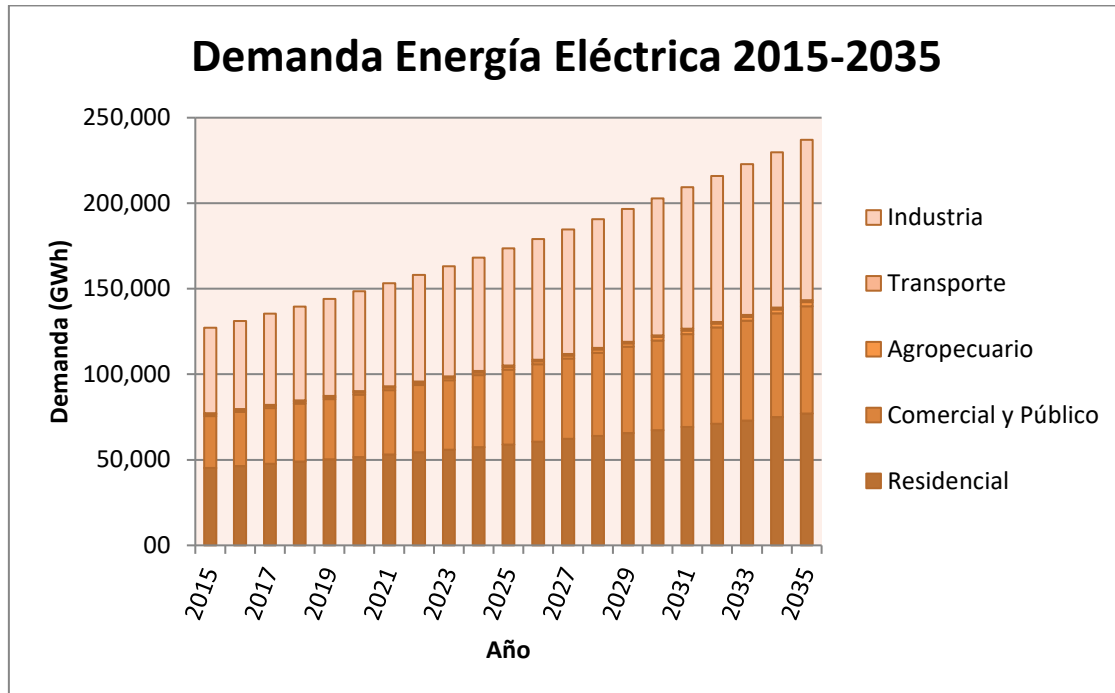


Figura 24: Proyección al 2035 de la Demanda Eléctrica por sector.

12.3 Demanda de Gas Natural

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

SECTOR	Demanda 2015 (MMm ³ /año)	Demanda 2035 (MWy)	Crecimiento Anual (%)	Demanda 2015 (MWy)
Residencial	10.240,61	12.644	2,67	2.1753
Comercial y Público	1.636,36	2.020,4	2,15	3.122,2
Transporte	2.554,81	3.154,4	0,85	37.43,7
Industria	8.156,61	10.070,9	2,15	15.562,7
TOTAL	22.588,4	27.889,7		44.181,6

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

La tendencia en aumento es la misma que para la energía eléctrica, como se desprende de la figura 25, la mayor expansión se puede ver en los sectores residencial e industrial.

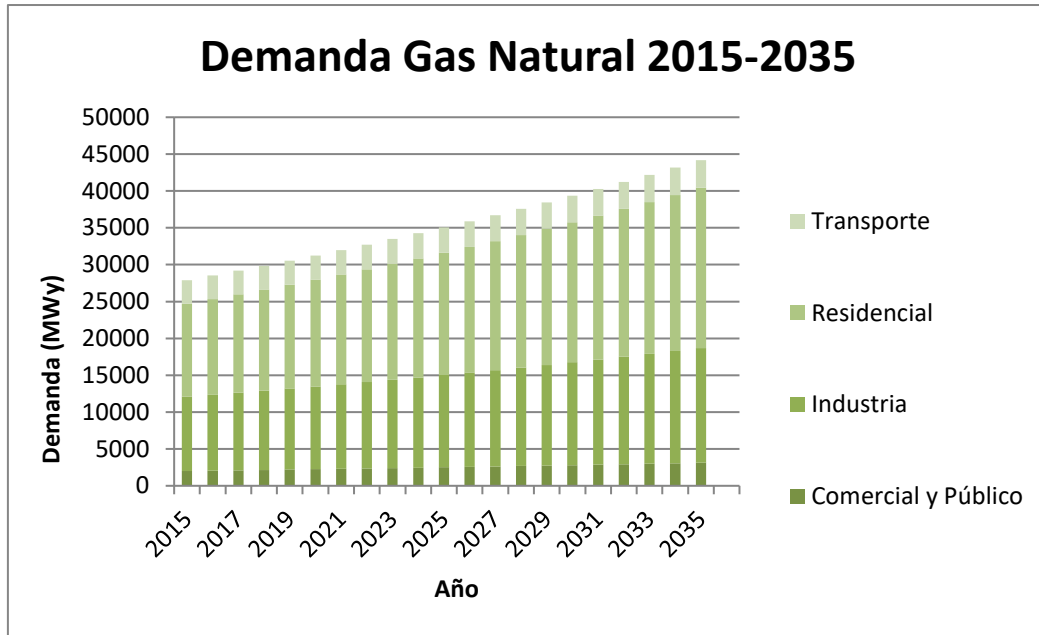


Figura 25: Demanda de gas natural proyectada al año 2035 por sector poblacional.

12.4 Costos de Combustibles

En el modelado de los escenarios, se consideraron los precios de combustibles proyectados al año 2035. Esta información fue obtenida del Ministerio de Energía y Minería. Como puede verse, se cumple que en todos los casos la tendencia es de un aumento lineal del costo en unidades de dólares por kW_y. A continuación se mostrarán los gráficos representativos para gas natural, carbón, gas oil y fuel oil.

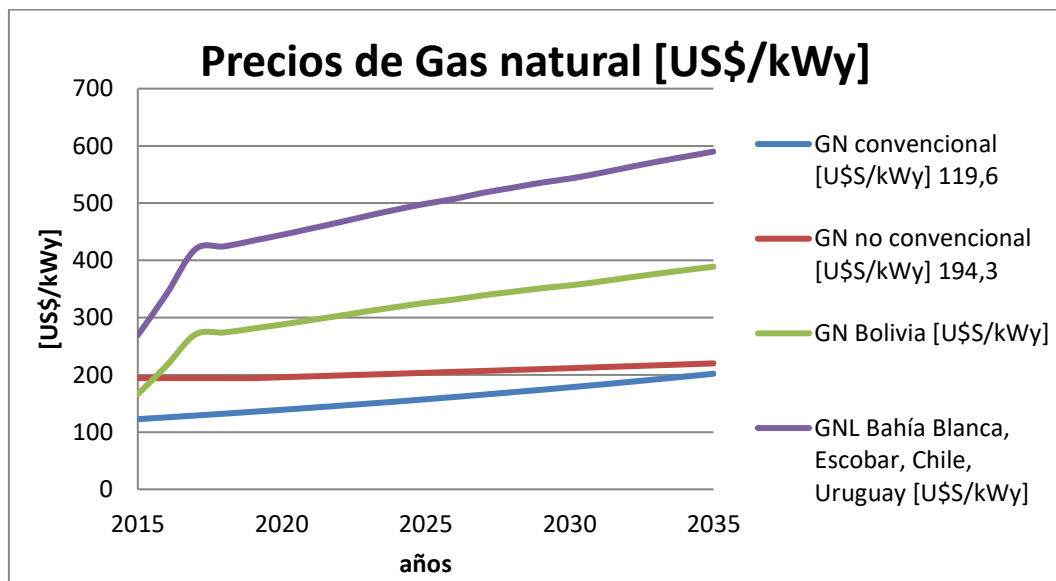


Figura 26: Precio Gas Natural vs años. Fuente: División. Prospectiva. Nuclear y Planificación Energética.

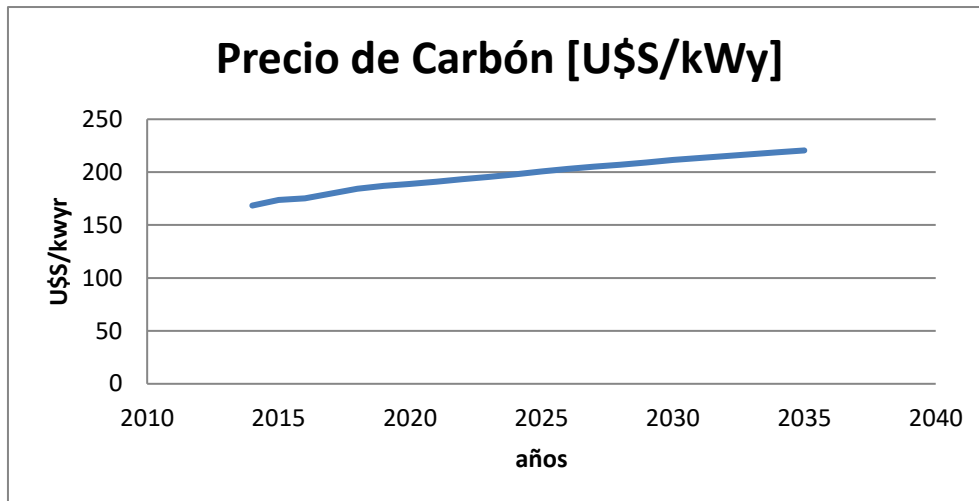


Figura 27: Precio Carbón vs años. Fuente: Secretaría de Energía.

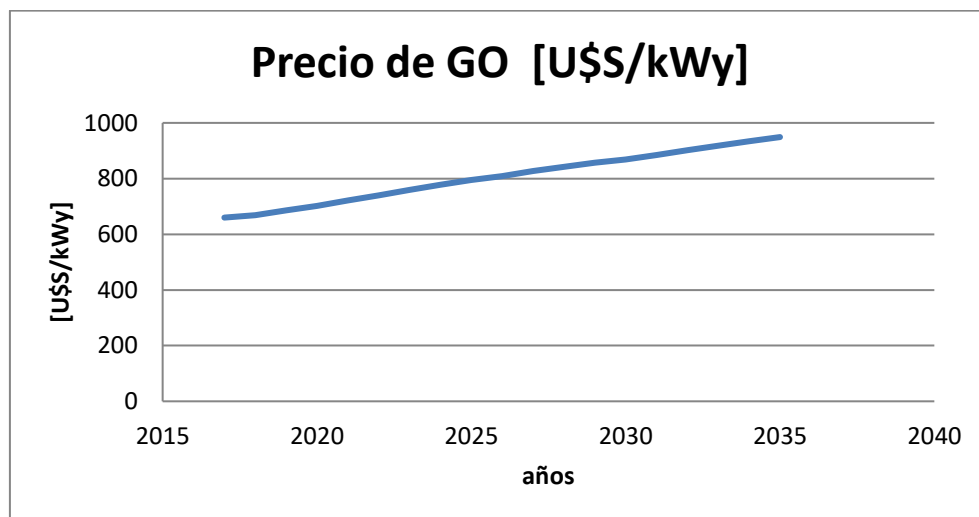


Figura 28: Precio GO vs años. Fuente: Secretaría de Energía.

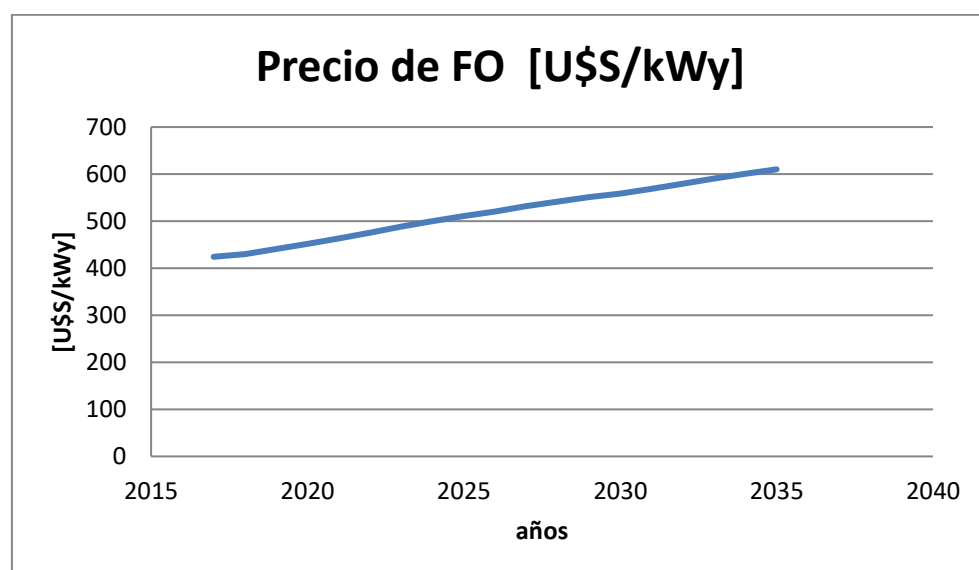


Figura 29: Precio FO vs años. Fuente: Secretaría de Energía.

Puede observarse de las figuras anteriores una marcada diferencia entre los precios de los combustibles. Se puede apreciar que existe un bajo costo del gas natural convencional, razón por la cual cumple un rol importante en la matriz energética.

En el caso del biodiesel, se tuvieron en cuenta los valores reportados por el Ministerio de Energía y Minería hasta el año 2017, y se consideró un aumento lineal.

Para el uranio se consideraron valores constantes en costos de importación para todo el periodo de estudio. Además se les adicionó costos de acondicionamiento y posterior fabricación de los elementos combustibles de producción nacional.

En la figura 30 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. También puede apreciarse en la figura 31 una evolución en el precio internacional del uranio desde 1987 hasta el 2016.

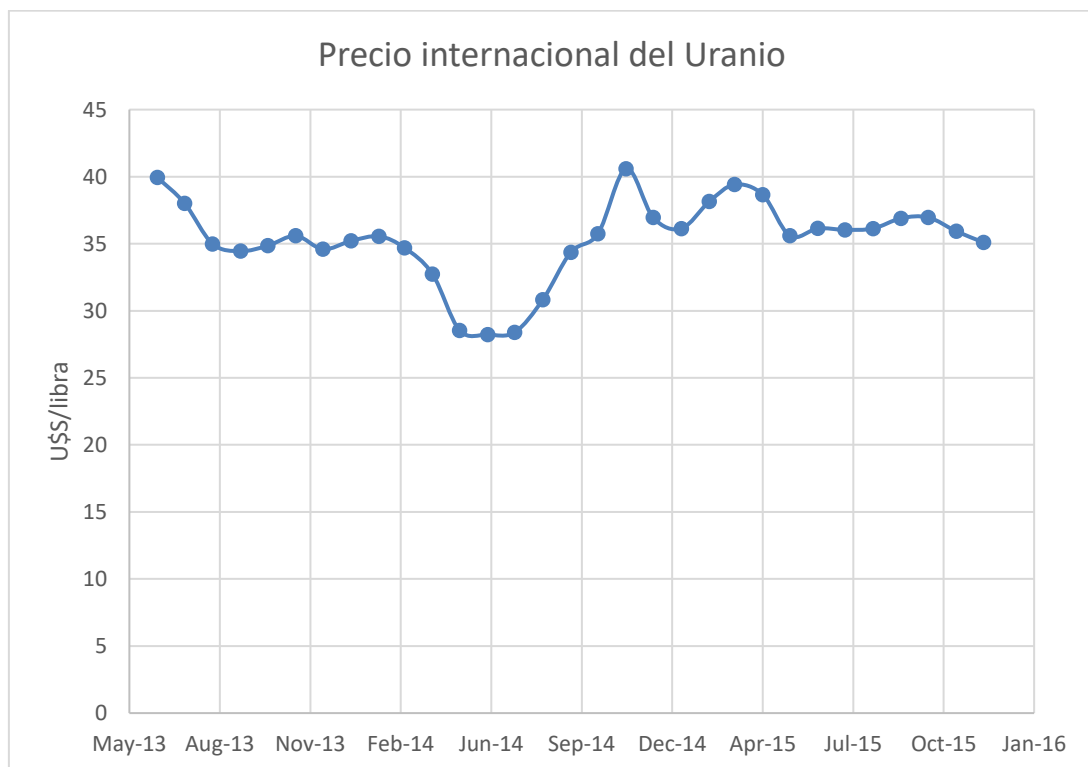


Figura 30: Precio internacional del Uranio. Fuente: International Monetary Fund.

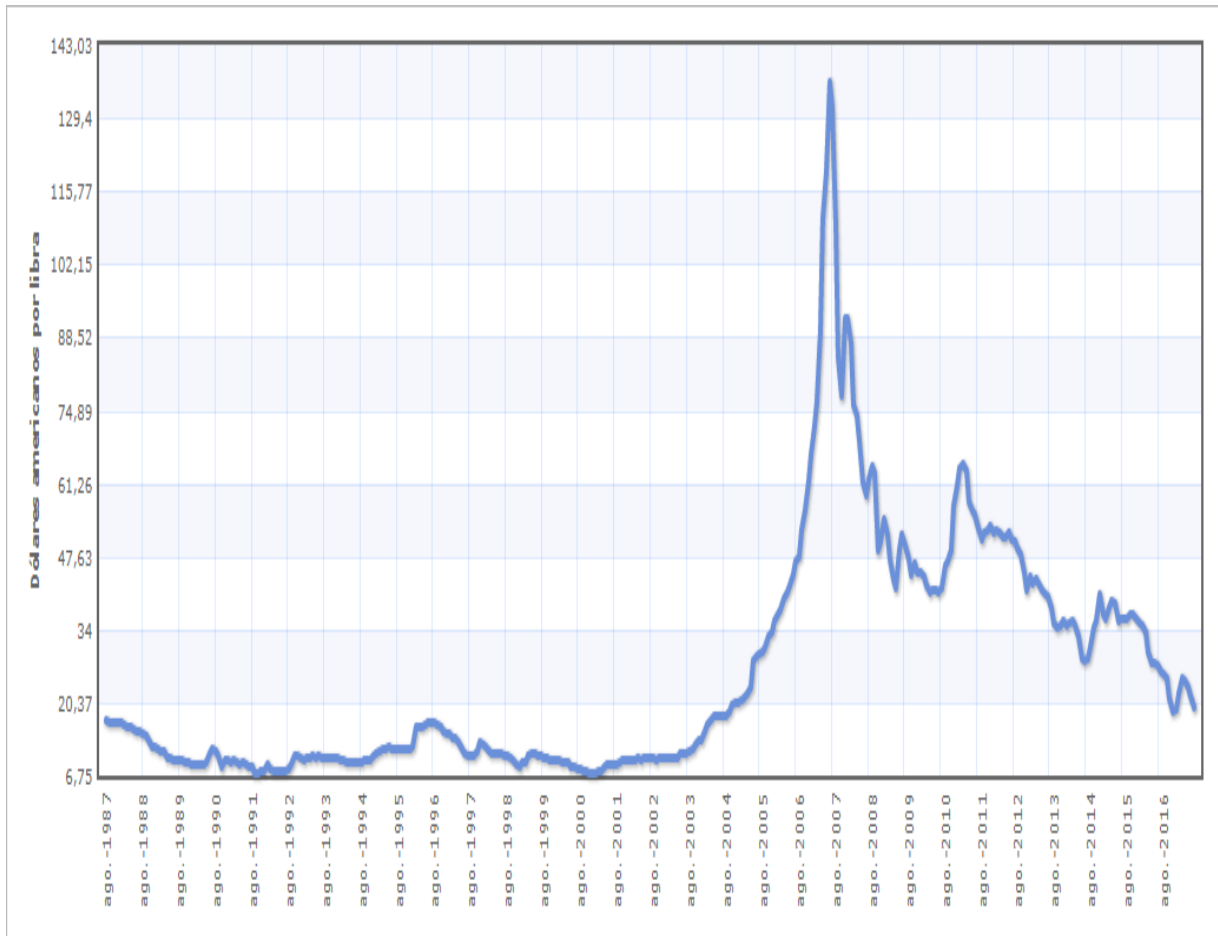


Figura 31: Variación del Precio internacional del Uranio desde 1987 al 2016

13. Agrupaciones utilizadas en MESSAGE

Un criterio adoptado para la modelación del parque de generación, fue agrupar a las tecnologías con características técnicas similares, y de esa se redujeron la cantidad de variables de la matriz que resuelve el modelo MESSAGE a través de programación lineal.

Del total de centrales térmicas, hidroeléctricas, nucleares, solares y eólicas en el parque fijo se realizó una agrupación por región a la que pertenecían y por tipo de tecnología. De esta manera se obtuvo por región las siguientes tecnologías:

- CC: Ciclos Combinados.
- TG: Turbinas de Gas.
- TV: Turbinas de Vapor.
- DI: Motores Diesel.
- NUC: Centrales Nucleares.
- SOL: Parques Solares.
- EO: Parques Eólicos.
- HI: Centrales Hidroeléctricas.

13.1 Centrales Hidroeléctricas

En el caso de las centrales hidroeléctricas se agruparon los embalses, las de pasada y las de bombeo por región. Sumándose en cada caso la potencia instalada.

De un total de 58 centrales se realizó una reducción a 12 grupos como puede observarse en la tabla 7.

Luego se ingresó en el MESSAGE como un parque fijo hidráulico generador de energía eléctrica.

Grupo	Región	Tipo	Generación total (MWh)	Potencia Instalada(MW)	Centrales Incluidas
HI_COM_EM	COM	Embalse	986.497,08	4.594,8	Alicurá, Arroyito, Chocón, Piedra del Águila, Banderita, Pichi Picún Leufú
HI_COM_PAS	COM	Pasada	18.713,33	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	68.412,58	406,00	Agua del Toro, El Tigre, Nihuil (1, 2, 3 y 4)
HI_CUY_BOM	CUY	Bombeo	12.418,33	224,00	Los Reyunos
HI_CUY_PAS	CUY	Pasada	72.389,50	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	254.272,50	518,80	Florentino Ameghino, Futaleufú
HI_NOA_PAS	NOA	Pasada	40.037,25	106,20	Cadillal, Escaba, Los Maderas, Los Quiroga, Pueblo Viejo, Río Hondo, Río Reyes
HI_NOA_EM	NOA	Embalse	14.360,75	111,00	Cabra Corral, El Tunal
HI_CEN_PAS	CEN	Pasada	50.386,67	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	55.349,25	750,00	Río Grande
HI_LIT_EM	LIT	Embalse	438.260,17	945,00	Salto Grande
HI_NEA_PAS	NEA	Pasada	1.444.212,42	2.745,00	Yacyretá

Tabla 7: Agrupación Centrales Hidroeléctricas.

Para cada clasificación se realizó una curva de carga de la generación al año 2015 con datos extraídos de CAMMESA. Una curva de carga en este caso representa el comportamiento de la actividad de la tecnología durante el año, o básicamente cómo genera a lo largo del mismo. Se generaron las curvas correspondientes basándose en esos datos, y luego se ingresaron en el modelo. Por ejemplo a continuación en la figura 32, se muestra la curva del grupo HI_NEA_PAS (Central Hidroeléctrica de Pasada del Noreste).

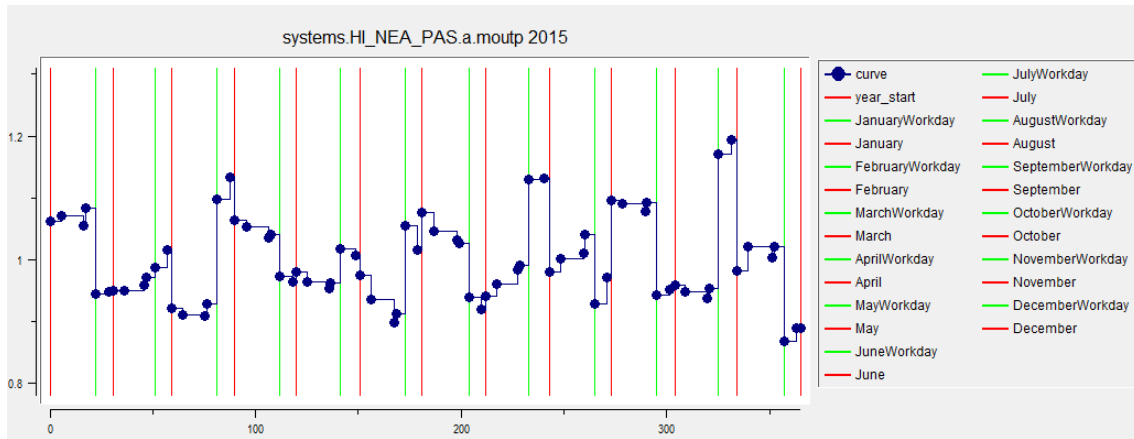


Figura 32: Curva de variación en la generación anual de HI_NEA_PAS. Año 2015. MESSAGE.

13.2 Parques Eólicos

En cuanto a los parques eólicos se juntó a las centrales del parque eólico Arauco sumando las potencias instaladas de cada una. En cuanto a las demás se consideraron individualmente llegando a un total de 7 como se aprecia en la tabla 8.

Grupo	Parques Incluidos	Región	Potencia Instalada (MW)
EO_NOA	Parque Eólico Arauco I y II Sapem	NOA	50,4
EO_PAT_1	Hychico P. Eolico Diadema	PAT	6,3
EO_PAT_2	C.Eolica Loma Blanca Iv-Enarsa	PAT	50,0
EO_BAS	Sea Energy Parque Eolico	LIT	0,3
EO_PAT_3	P.Eolico Rawson I – Enarsa	PAT	48,6
EO_PAT_4	P.Eolico Rawson li – Enarsa	PAT	28,8
EO_PAT_5	CE El Tordillo-Viento Patagon	PAT	3,0

Tabla 8: Agrupación Centrales Eólicas.

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). En este caso no se modelaron curvas de carga, debido a la variabilidad de la actividad de la tecnología durante el año, siendo este el mayor problema de estas tecnologías al momento de representarlas en un modelo.

Cabe destacar que es conveniente contar con un parque térmico que sirva de respaldo para cubrir la demanda en los picos, en caso de no contar con generación eólica.

13.3 Parques Solares

Los parques solares se consideraron también individualmente contabilizando un total de 4 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 Centrales Solares.

De la misma manera que se hizo con las centrales hidroeléctricas, los parques solares también fueron modelados de acuerdo a la influencia en la generación de la variabilidad de la intensidad solar a lo largo del año, mediante la siguiente curva representada en la figura 33 correspondiente a la central fotovoltaica Cañada Honda I:

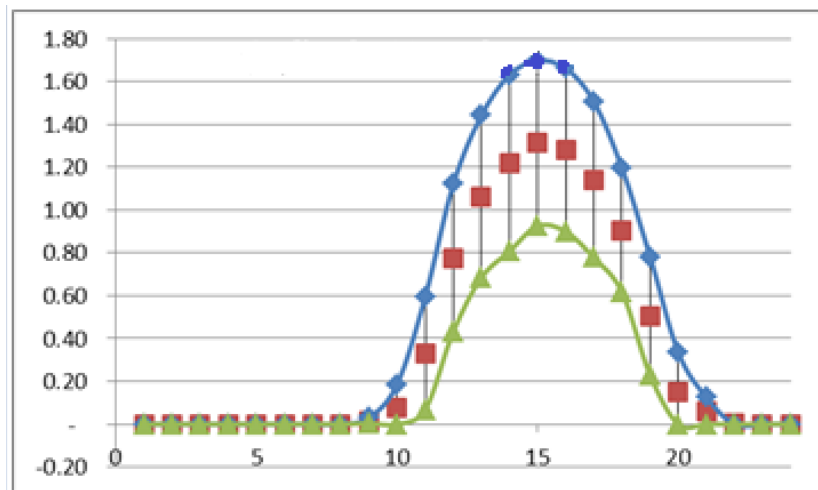


Figura 33: Variabilidad diaria de irradiación de la Planta Cañada Honda 1 FV.

Se puede observar en la figura anterior que existe mayor radiación solar en horas del mediodía y la tarde y menor durante la mañana y la noche.

Así como ocurre con la generación eólica, en lo que respecta a generación solar también resulta conveniente contar con un respaldo de generación térmica en momentos donde ocurren los picos en la demanda.

13.4 Centrales Térmicas que queman combustible fósil

Para el agrupamiento del parque térmico fijo de Argentina a 2015, se agrupan las centrales térmicas por región a la que pertenecen, y dentro de cada región, se diferencia el tipo de tecnología utilizada, y por último el tipo de combustible consumido. Sumándose en cada grupo la potencia 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 fijo en el presente trabajo.

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

$$\text{Consumo Específico Prom.} = \frac{(\text{Cons. Tecn. 1} \times \text{Pot1} + \text{Cons. Tecn. 2} \times \text{Pot2} + \dots)}{\text{Pot 1} + \text{Pot 2} + \dots}$$

Donde:

Cons. Tecn. 1 = Consumo Específico promedio de la maquina 1.

Cons. Tecn. 2 = Consumo Específico promedio de la maquina 2.

Pot1 = Potencia Instalada Maquina 1.

Pot2 = Potencia Instalada Maquina 2.

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

$$\eta = \frac{860}{\text{Cons. Esp. Prom}}$$

Este valor se utilizó para ingresar los datos de cada agrupación en el programa MESSAGE. En el anexo 2 se detalla la clasificación de las centrales térmicas.

13.5 Centrales Nucleares

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	PHWR (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.

Para la Central Nuclear Atucha II, se consideró un posible cambio de combustible en el 2021, cuando pasaría a utilizar ULE en lugar del enriquecimiento actual (0,72% correspondiente a Uranio natural).

13.6 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, entre otros.

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\$/kWy)
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.

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

14. Proyectos

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.

14.1 Proyectos Nucleares

Se planea construir dos nuevas centrales nucleares de potencia, (IV y V Central), la IV utilizará tecnología de reactor CANDU (basada en agua pesada y uranio natural) y la V utilizará tecnología PWR (basada en agua liviana presurizada y uranio enriquecido).

La construcción de la de tipo CANDU tiene como año de inicio el 2018 y la otra se estima que comenzará en 2020.

A su vez, con el inicio de la primera fase de la construcción del prototipo CAREM 25 (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. Además, ofrecen otras prestaciones, como desalinización o provisión de vapor para diversos usos industriales.

La obra civil del CAREM 25 de 32 MW de potencia comenzó el 8 de febrero de 2014 en la localidad de Lima, Provincia de Buenos Aires. Esta tendrá una potencia neta 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 HPR1000) con fechas aproximadas de arranque en 2025 y 2026 respectivamente.

14.2 Proyectos Renovables

Entre los proyectos renovables se encuentran los contemplados en el Plan RenovAr basado en la Ley N° 27.191 de Fomento a las Energías Renovables. Como anteriormente se mencionó, la misma propone una incorporación a la matriz energética de nuestro país de tecnologías renovables, de forma de alcanzar un porcentaje de participación en la demanda de energía eléctrica 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		1.142	

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	1.561,30	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		2.496,42	

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

14.3 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.

15. Candidatas

Si se considera sólo la instalación de los proyectos no alcanzaría cubrir el crecimiento de la demanda, motivo por el cual, se propone equipamiento adicional para cubrir esa diferencia definido como máquinas candidatas.

Las máquinas candidatas pueden ser de diversas tecnologías: centrales térmicas que queman combustible fósil, centrales nucleares, hidráulicas o 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 térmicas de ciclos combinados.

16. Escenarios planteados para MESSAGE

Para todos los proyectos y candidatas se adoptó una tasa de descuento del 10%, que es un valor estándar aceptado para este tipo de actividad en nuestro país.

Con el modelo, se simuló el período 2015-2035 para la Argentina, adoptando como año base el año 2015. Se utilizaron los criterios y consideraciones descriptos en secciones anteriores, y además se tuvo en cuenta un escenario de baja penetración nuclear. Este último 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 15: Proyectos nucleares.

A su vez, se realizó un análisis evaluando las condiciones climáticas que afectan a la generación de energía eléctrica. Se obtuvieron diferentes valores de factores de planta para centrales hidroeléctricas, solares, eólicas, nucleares y térmicas. Dichos factores son solicitados por MESSAGE y se calcularon realizando el cociente entre la generación para un dado año y la potencia instalada para los últimos 20 años.

Se considera un escenario BAU (Business As Usual) donde se toman los valores de generación y potencia al año 2015 y otros escenarios de condiciones bajas y altas, donde se tienen en cuenta los peores y mejores años de generación eléctrica respectivamente.

A continuación se muestra en la Tabla 16 los distintos factores utilizados para cada escenario en las diferentes tecnologías.

Tecnologías	Factor del BAU	Factor de condiciones bajas	Factor de condiciones altas
Nuclear	0,85	0,85	0,85
Hidroeléctrica de Pasada	0,70	0,45	0,75
Hidroeléctrica Embalse	0,29	0,16	0,47
Térmica	0,75	0,85	0,85
Eólica	0,34	0,25	0,40
Solar	0,20	0,12	0,22

Tabla 16: factores de planta utilizados.

Para el caso de las centrales nucleares se adoptó un valor de 0,85 y este no se modificó debido a que su funcionamiento no es afectado por las condiciones climáticas.

Para la hidroeléctrica de pasada, en el escenario BAU se considera la generación del año 2015 la cual corresponde a 2.578,7 MW y la potencia 3.690 MW. Para el cálculo del factor de bajas condiciones, realizando un análisis de los datos históricos, se llegó a que el menor caudal correspondió al del año 2004, en el de Río Paraná y Uruguay, los cuales son los más representativos de hidroeléctricas de Pasada, donde la generación fue 1.665,2 MW. Para el caso de altas condiciones se tomaron los valores de los caudales de estos ríos antes mencionados cuando llegaron a su mayor caudal. Ese valor fue en el año 2014 donde la generación fue 2.759,1 MW.

Para la hidroeléctrica de embalse, se tomaron para el Escenario del BAU, los valores correspondientes al 2015 de generación que fue 1.352,4 MW y la potencia instalada de 4.594,8 MW. Para la de bajas condiciones se tuvo en cuenta la relación entre la generación y la potencia de los últimos 20 años, utilizándose como factor de bajas condiciones el menor de estos valores para ese periodo, a fin de representar la peor condición de generación de energía. La generación más baja de los últimos años, corresponde a 1999 y fue de 725 MW. Para la de altas condiciones se tomó el máximo valor antes calculado. La generación del Comahue, que es el más representativo de esta clasificación fue 2.160 MW en el año 2006.

Para los parques eólicos y solares los valores utilizados en los factores corresponden a datos estadísticos.

Para las centrales térmicas que queman combustible fósil se toma para el BAU la generación al año 2015, la cual fue 9.853 MW. Y para la potencia instalada se toma el valor de 18.646 MW a los cuales se le restan 5.500 MW. Este último valor corresponde a 2.000 MW de reserva rotante y 3.500 MW de máquinas que están fuera de servicio y aún siguen siendo consideradas por CAMMESA. Para el escenario de baja y alta condiciones se tienen en cuenta los 2.000 MW de la reserva rotante y se llega a un valor del factor de 0,85.

A continuación se muestra la potencia instalada para cada una al año 2015. Como puede observarse, se suman las potencias de las hidroeléctricas:

Tecnologías	Potencia instalada [MW]
Hidroeléctrica de pasada	3.690
Hidroeléctrica de embalse	4.594,8
Hidro total suma de las dos anteriores	8.284,8
Eólica	187,4
Solar	8,2

Tabla 17: Potencia instalada por tecnología

Con estos últimos valores y los de los factores de la tabla 16 se arma una matriz como la que puede verse a continuación.

Tecnologías	Potencia instalada por factor [MW]		
	Generación BAU	Generación Baja	Generación Alta
Hidro total	3.930,10	2.386,72	4.908,70
Eólica	63,72	46,85	74,96
Solar	1,64	0,98	1,80

Tabla 18: Potencia instalada por factor para cada central

Reordenando los valores de la tabla anterior puede visualizarse una matriz de 3x3 como la de la tabla 19 y se podrán ver las 27 combinaciones de las mismas ordenadas de forma decreciente en la tabla 20.

[MW]	SOLAR	HIDRÁULICA	EÓLICA
ALTO	1,80	4.908,70	74,96
MEDIO	1,64	3.930,10	63,72
BAJO	0,98	2.386,72	46,85

Tabla 19: Matriz de posibilidades.

ESCENARIOS	SOLAR	HIDRAULICA	EÓLICA	GENERACIÓN[MW]
1	ALTO	ALTO	ALTO	4.985
2	MEDIO	ALTO	ALTO	4.985
3	BAJO	ALTO	ALTO	4.985
4	ALTO	ALTO	MEDIO	4.974
5	MEDIO	ALTO	MEDIO	4.974
6	BAJO	ALTO	MEDIO	4.973
7	ALTO	ALTO	BAJO	4.957
8	MEDIO	ALTO	BAJO	4.957
9	BAJO	ALTO	BAJO	4.957
10	ALTO	MEDIO	ALTO	4.007
11	MEDIO	MEDIO	ALTO	4.007
12	BAJO	MEDIO	ALTO	4.006
13	ALTO	MEDIO	MEDIO	3.996
14	MEDIO	MEDIO	MEDIO	3.995
15	BAJO	MEDIO	MEDIO	3.995
16	ALTO	MEDIO	BAJO	3.979
17	MEDIO	MEDIO	BAJO	3.979
18	BAJO	MEDIO	BAJO	3.978
19	ALTO	BAJO	ALTO	2.463
20	MEDIO	BAJO	ALTO	2.463
21	BAJO	BAJO	ALTO	2.463
22	ALTO	BAJO	MEDIO	2.452
23	MEDIO	BAJO	MEDIO	2.452
24	BAJO	BAJO	MEDIO	2.451
25	ALTO	BAJO	BAJO	2.435
26	MEDIO	BAJO	BAJO	2.435
27	BAJO	BAJO	BAJO	2.435

Tabla 20: Escenarios posibles resultante de la matriz

Se consideran los peores escenarios climáticos que afecten a la generación de energía eléctrica. Por lo cual se realiza la sumatoria de la generación total para cada escenario, teniendo en cuenta el aporte de las centrales nucleares y térmicas que queman combustible fósil.

N° de escenario	Generación total [MWy]
1	20.819,14
2	20.818,98
3	20.818,32
4	20.807,90
5	20.807,73
6	20.807,08
7	20.791,03
8	20.790,87
9	20.790,21
10	19.840,54
11	19.840,38
12	19.839,72
13	19.829,30
14	19.829,13
15	19.828,48
16	19.812,43
17	19.812,27
18	19.811,61
19	18.297,16
20	18.297,00
21	18.296,34
22	18.285,92
23	18.285,75
24	18.285,10
25	18.269,05
26	18.268,89
27	18.268,23

Tabla 21: Análisis de los escenarios

Como puede observarse, la generación va disminuyendo mientras que la potencia instalada seguirá siendo la misma. Por lo tanto, se elegirán los escenarios 18, 22 y 25, junto con el escenario BAU y se lo lleva al MESSAGE para el posterior análisis de los resultados.

Si bien el escenario 18 no se encuentra entre los escenarios desfavorables, se lo elige debido a que posee condiciones climáticas desfavorables en lo que respecta a generación solar y eólica y medias para hidroeléctrica. Utilizándolo entonces para contrastar los escenarios 22 y 25, en

los cuales se tienen condiciones medias de generación solar y eólica y bajas para hidroeléctrica.

	BAU	ESC. 18	ESC. 22	ESC. 25
SOLAR	0,20	0,12	0,22	0,22
EOLICA	0,34	0,25	0,34	0,25
HID. EM	0,29	0,29	0,16	0,16
HID. PAS	0,70	0,70	0,45	0,45

Tabla 22: Escenarios ingresados en el MESSAGE

17. Resultados.

A continuación se muestran las gráficas de los distintos escenarios planteados. Cabe destacar que con el escenario 25 se obtuvieron similares resultados que el 22. Por lo tanto, para la demostración solamente se exponen los resultados del 22. Esto era de esperarse debido a que sus condiciones desfavorables en cuanto a factores climáticos eran similares, solamente diferían en la contribución de energía eólica la cual al no ser muy significativa no da lugar a contrastes en los resultados entre ambos escenarios.

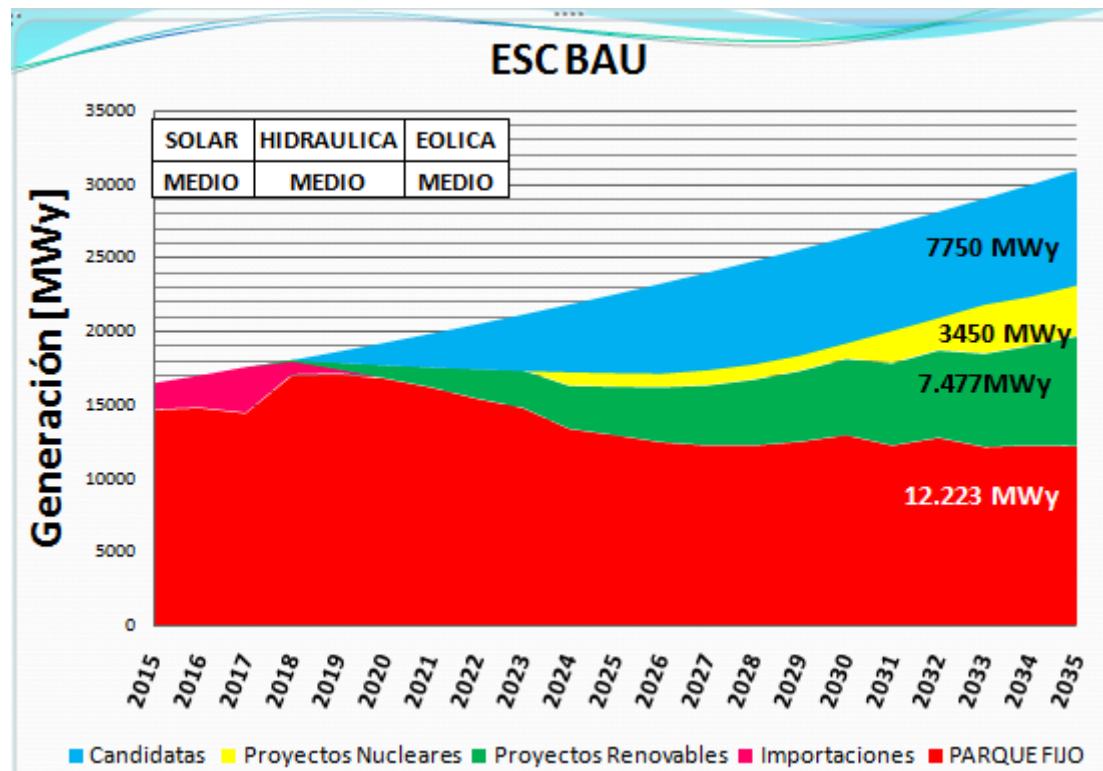
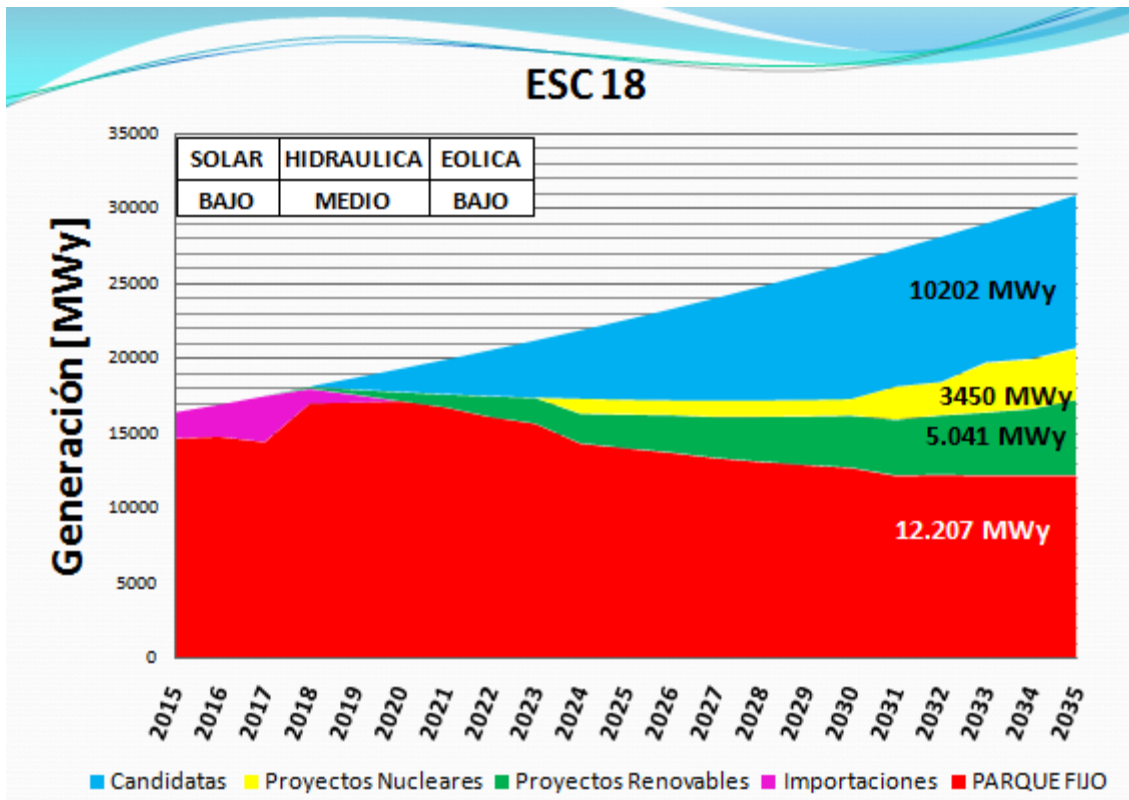


Figura 34: Proyección de la Generación Eléctrica del escenario BAU.

Como se desprende de la figura 34, el parque fijo aportará un alto porcentaje de la generación requerida para cubrir la demanda. Se incorporarán en los últimos años del periodo analizado los proyectos nucleares y los proyectos renovables junto con candidatas.

Hacia finales del 2019 las candidatas tomarán una participación más activa, ya que con el correr de los años su incorporación será cada vez más necesaria para abastecer de energía eléctrica. En el último año de análisis para el escenario BAU su contribución será de 7.750 MWy como se podrá visualizar en las tablas del Anexo 3.



En el caso del escenario 18, como ya se mencionó anteriormente, tiene condiciones climatológicas similares al BAU, es por esto que los gráficos son semejantes, como puede apreciarse en la figura 35. Se podrá observar para ambos, que en los primeros años del análisis habrá una pequeña incorporación de importaciones para abastecer la demanda. Luego, al incorporarse proyectos y candidatas, las importaciones se terminarán.

Puede observarse que en el escenario 18 los proyectos renovables al final del periodo llegarán a un total de 5.041 MWy, mientras que para el escenario BAU este valor alcanza los 7.477 MWy y para el escenario 22 este valor llega a 6.477 MWy estos valores pueden observarse en las tablas del Anexo 3.

En el escenario 22, se podrá observar como los proyectos de las centrales hidroeléctricas dejarán de tener consideración en el abastecimiento de la demanda, debido a que por las desfavorables condiciones del clima no se podrá obtener una generación eléctrica suficiente, sin embargo habrá proyectos solares y eólicos que serán implementados.

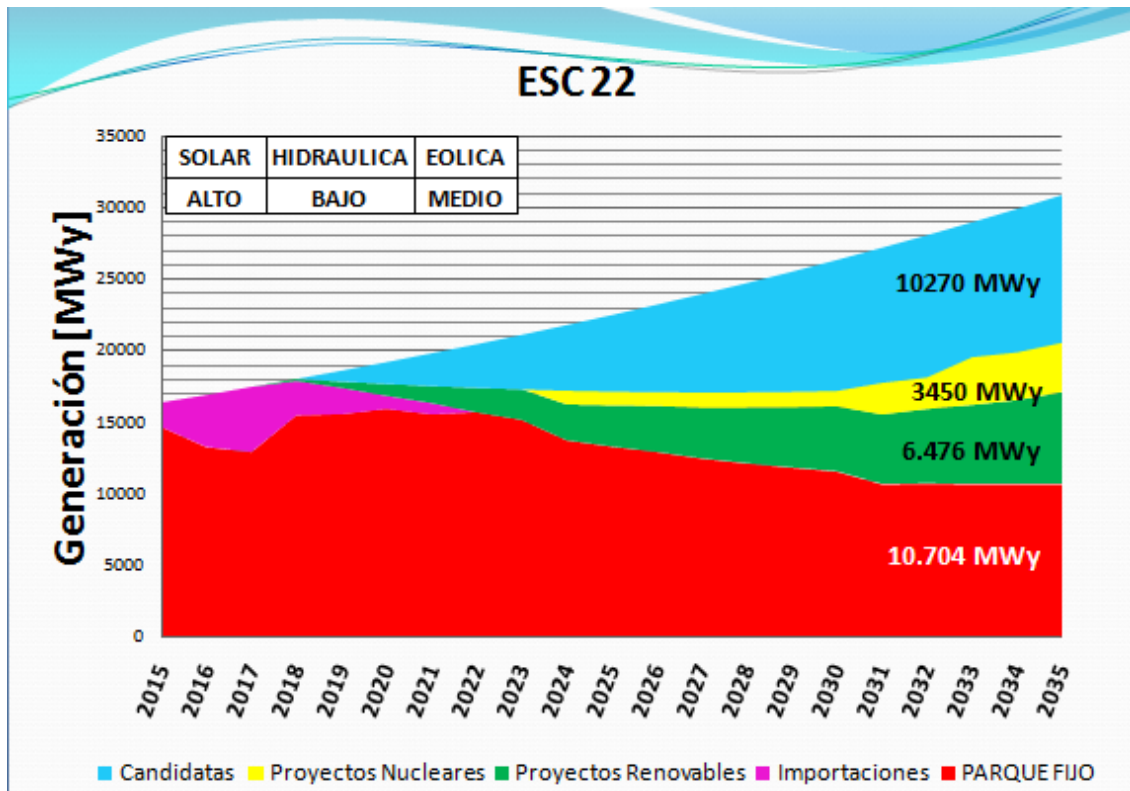


Figura 36: Proyección de la Generación Eléctrica del Escenario 22

Además se analizan para los diferentes escenarios la generación por región como se puede visualizar en la figura 37. Para el caso del escenario tendencial o BAU, se puede observar un alto porcentaje en la región de NEA, debido a que allí se encuentra el aporte más grande que es el de Yacyretá. También en la región del Comahue puede observarse gran aporte de generación debido a las centrales hidroeléctricas.

Para las regiones con mayor densidad poblacional, como es el caso de GBA, BAS y LIT, la generación es mayormente térmica. Por esta razón, se exponen solamente los resultados de las regiones en donde se podrá observar mayor impacto por condiciones climáticas desfavorables. En las regiones de COM y NEA donde apreciarse una disminución en la generación eléctrica en el escenario 22 debido a las condiciones de baja hidraulicidad.

En los escenarios 18 y BAU diferían los factores utilizados en los parques solares y eólicos. Como podrá apreciarse, la región de Cuyo, donde se encuentran los parques solares y futuros proyectos eólicos y solares, se tiene mayor porcentaje de generación en el BAU. Cabe destacar que el aporte de éstos es inferior a lo que ocurre con las regiones de COM y NEA donde se tienen las centrales hidroeléctricas y existe por esto, una alta generación, por lo que se aprecian cambios significativos entre el escenario 22 y el BAU, y no así tanto entre el escenario 18 y el tendencial.

Concluyendo se puede establecer que, en la región del Comahue, entre el escenario BAU y el 22 podrán observarse la disminución de generación del

41% aproximadamente. En la región del Noreste disminuyó esta proporción en un 42 %. Los valores podrán apreciarse en las tablas del anexo 3.

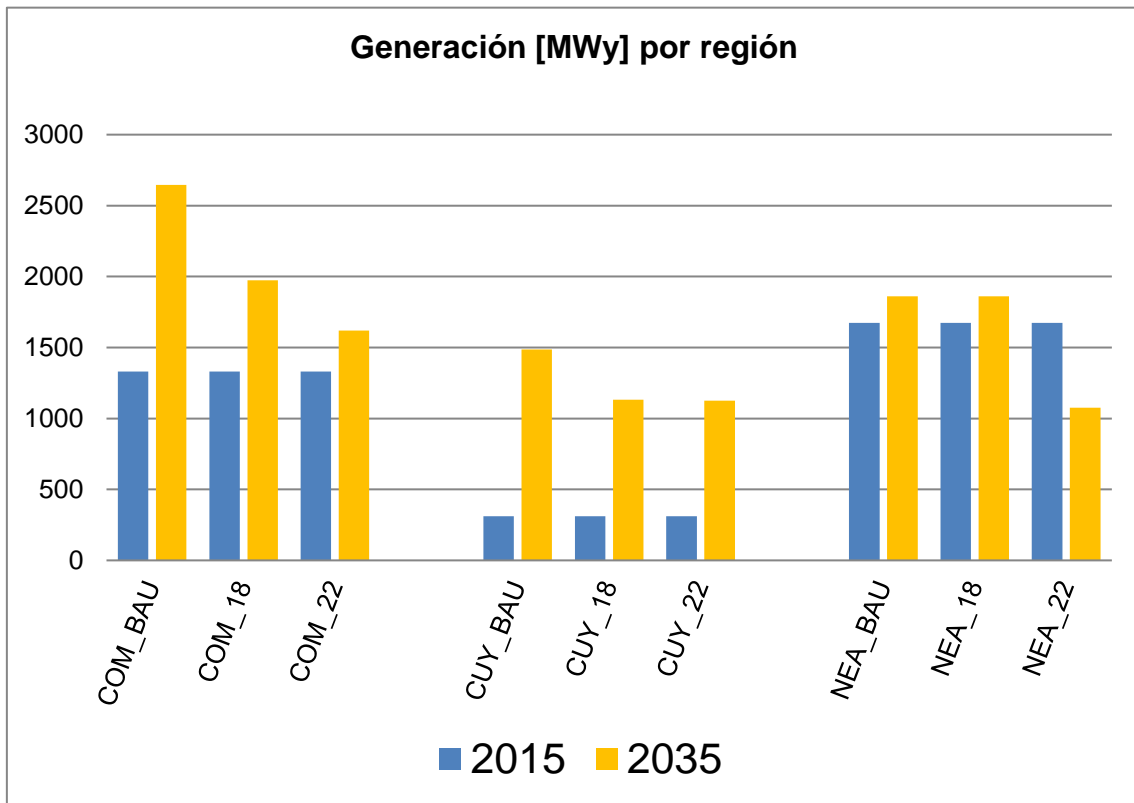


Figura 37: Comparación de la Generación Eléctrica CUYO, COM y NEA años 2015-2035.

18. Conclusiones.

El objetivo principal del trabajo se cumplió, el cual consistía en cuantificar el impacto de los efectos climáticos en las regiones eléctricas de Argentina a largo plazo.

Se concluye que es menester mantener un respaldo de potencia ante cualquier eventualidad que ocasione la pérdida de abastecimiento debido a condiciones climáticas desfavorables además de contar con potencia de respaldo para abastecer el pico que para el 2035 asciende a 27.072,1 MWy. Cabe mencionar que el respaldo puede obtenerse de las centrales térmicas que queman combustible fósil debido a su ventaja técnica, tales podrían ser ciclos combinados, motores diesel, turbinas a gas, turbinas a vapor, entre otras. En el caso de estudio, se tuvieron en cuenta los ciclos combinados por su mayor eficiencia pero se podrían considerar otras máquinas térmicas, o quizás la incorporación de importaciones de los países vecinos para cubrir la demanda.

Si se considerarían las centrales térmicas se deberían ubicar preferentemente en los grandes centros de consumo, como lo son Gran Buenos Aires, Buenos Aires y el Litoral, para evitar pérdidas de transporte de energía eléctrica. Y en las cercanías de las regiones afectadas por la baja hidraulicidad, como lo son el Noreste y el Comahue.

En escenarios como el BAU, donde se observa condiciones estables en cuanto a condiciones climáticas y no se ve afectada la generación eléctrica, resulta útil el aprovechamiento de las renovables debido a que se instalan en el lugar donde se encuentra el recurso para poder ser mejor utilizado.

Se puede apreciar, una fuerte expansión de las tecnologías renovables presentadas como proyectos tal y como lo indica la Ley N° 27.191, cubriendo a la demanda junto con la participación de centrales térmicas y nucleares.

Las importaciones de energía eléctrica fueron apreciables antes de la implementación de proyectos y las candidatas. Si no se contara con las importaciones, también se podría cubrir la demanda con mayores inversiones en las tecnologías candidatas.

Con respecto al objetivo secundario, que consistía en la compensación con generación térmica y nuclear de los efectos del clima, resulta importante mencionar también que como la generación solar y eólica no pueden ser utilizadas en cualquier momento que se las requiere, se deberá tener un soporte con MW térmicos para poder cubrir los picos de demanda que sean solicitados.

Para el escenario BAU se requiere de 7.750 MWy de candidatas para abastecer a la demanda. La diferencia entre los distintos escenarios se encuentra en que para el caso del escenario 22 este valor alcanza los 10.270 MWy. Este cambio, se debe a que las condiciones climáticas desfavorables provocan menor generación eléctrica. Por otro lado, los proyectos nucleares incorporan 3449,50 MW en los tres escenarios.

Los proyectos renovables alcanzan para el final del periodo valores de 7.477 MWy en el escenario BAU, 5.041 MWy en el escenario 18 y 6.476 MWy en el 22.

Para el caso de la generación a partir de fuentes de energía renovables, se contabilizó entre el parque fijo y los proyectos al año 2035 en el escenario BAU: 11.514 MWy. Mientras que para el escenario 18: 9.063 MWy y para el escenario 22: 8.992 MWy. Esto significaría que en caso de indisponibilidad de estos recursos se debería contar con el correspondiente valor en reserva térmica para cada escenario para poder cubrir la demanda adecuadamente.

De los valores expresados anteriormente, para el escenario BAU se obtuvieron 6.400 MWy de generación eólica y solar. Representando el 22 % de la generación eléctrica. Para el escenario 18 se contabilizó un total de generación eólica y solar de 3.855 MWy, representando un 12 % de la generación eléctrica. Para el escenario 22 se alcanzó 5.825 MWy de generación eólica y solar. Representando un 19% de la generación eléctrica.

Se concluye que ante condiciones climáticas desfavorables no se cumpliría con lo estipulado en la Ley N° 27.191.

19. Anexos

19.1 Anexo 1: Energía Eléctrica. Ley N° 27.191

Ley 26.190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.

Sancionada: Septiembre 23 de 2015

Promulgada de Hecho: Octubre 15 de 2015

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso sancionan con fuerza: Modificaciones a la Ley 26.190, "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica".

CAPÍTULO IV

Contribución de los Usuarios de Energía Eléctrica al Cumplimiento de los Objetivos del Régimen de Fomento

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.

19.2 Anexo 2: Agrupación parque térmico.

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	1.968	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	2.423	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	4.400	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	2.500	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	2.066,12	0,42			0,00			0,00	CT a gas	PAT_CC	ELECTROPATAGONIA C.RIV, ENERGÍA DEL SUR S.A
PAT	TG	195	GN	3.654,3	0,24			0,00			0,00	CT a gas	PAT_TG	C.T PATAGONICAS S.A, RIO CHICO
BAS	TV	893,2	GN	2.815	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	2.286,5	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	2.815	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	2.500	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	2.122,8	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	2.392	0,36			0,00			0,00	CT a gas	CEN_DI2	EPEC GENERACIÓN
CEN	TG	510,5	GN	5.477,6	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

Ing. Lopez Ferrari, Marina Paula.
Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible

CEN	CC	547,3	GN	1.839,5	0,47	GO	1965,4	0,44			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	CEN_CC	CT PILAR, GEN MEDITERRÁNEA
CEN	TV	200	FO	3.204,9	0,27	GN	3202,7	0,27			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	CEN_TV	CT PILAR
COM	CC	1281,4	GN	1.961,5	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	1.873	0,46			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	COM_CC2	CT ROCA
COM	TG	313,9	GN	2.759,1	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	2.208,1	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	1.685	0,51			0,00			0,00	CT a gas	COM_DI2	C.MEDANITOS-RINCON SAUCES, CT REALICO - SECCO
CUY	TG	30	GN	4.400	0,20	GO	4400	0,20	BC	4400	0,20	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	CUY_TG	HIDROTERMICA SAN JUAN
CUY	CC	390,4	GN	2.449	0,5	GO	2449	0,5	BC	2449	0,5	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	CUY_CC	CT MENDOZA SA, CT MENDOZA PLUS
CUY	TV	120	GN	2.672,5	0,32	FO	2724	0,32			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	CUY_TV	CT MENDOZA SA
CUY	TG	59,6	GN	1.836	0,47	GO	1836	0,47			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	CUY_TG2	CT MENDOZA SA, CT MENDOZA COGENERADOR
LIT	CC	1710,1	BC	1.718,4	0,50	GN	1583,8	0,54	GO	1718,4	0,50	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	LIT_CC	CT AES PARANA, TERMOELEC. JOSE SAN MARTIN S.A
LIT	TG	163,3	GN	1.951	0,44			0,00			0,00	CT a gas	LIT_TG	SIDERCA SA (EX ARGENER-GEN.PAR)
LIT	TV	500	FO	2.903,5	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	2.306,2	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	2.365,2	0,36	GO	2365,2	0,36			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	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	3.128,1	0,27	GN	3128,1	0,27			0,00	CT a gas/líquido, Biocomb/Biogas	LIT_TV2	CT SAN NICOLAS, CT SORRENTO
NEA	DI	291,3	GO	2.023,1	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,

Ing. Lopez Ferrari, Marina Paula.
Especialización en Reactores Nucleares y su Ciclo de Combustible

													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	3.797,2	0,23			0,00			0,00	CT a líquido(FO,GO)	NEA_TG	EMSA GENERACIÓN
NOA	DI	243	GO	2.253,6	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 INDUSTR.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	2.150	0,40			0,00			0,00	CT a gas	NOA_DI2	CENTRAL TERMICA PIQUIRENDIA
NOA	TG	660	GN	2.804,5	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	2.489,3	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	2.420,7	0,36			0,00			0,00	CT a gas	NOA_TV	C.TERMICA GUEMES S.A.
NOA	CC	828	GN	1.772,6	0,49			0,00			0,00	CT a gas	NOA_CC	YPF ENERGÍA ELECTR.EX PLUSPETG (4)

Tabla 23: Agrupación parque Térmico. REF: Comb: Combustible; Cons. Prom. por Comb: Consumo promedio por combustible (en kcal/kWh); Potencia: Potencia en MW.

19.3 Anexo 3: Resultados de los escenarios.

BAU	PARQUE FIJO	Importaciones	Proyectos Renovables	Proyectos Nucleares	Candidatas
2015	14717,53	1741,11	0,00	0,00	0,00
2016	14832,87	2149,64	0,00	0,00	0,00
2017	14473,97	3082,40	0,00	0,00	0,00
2018	17062,37	918,14	132,90	0,00	0,00
2019	17137,72	318,25	473,24	0,00	760,00
2020	16867,84	0,00	896,37	0,00	1520,00
2021	16257,43	0,00	1360,20	0,00	2280,00
2022	15478,20	0,00	2012,83	0,00	3040,00
2023	14849,53	0,00	2535,25	0,00	3800,00
2024	13412,81	0,00	2908,79	977,50	4560,00
2025	12976,10	0,00	3282,32	977,50	5320,00
2026	12496,25	0,00	3721,82	977,50	6080,00
2027	12274,39	0,00	4071,64	1085,50	6586,66
2028	12274,39	0,00	4464,09	1085,50	6961,82
2029	12531,31	0,00	4801,73	1085,50	7159,08
2030	12977,83	0,00	5172,71	1085,50	7159,08
2031	12274,39	0,00	5593,04	2213,50	7159,08
2032	12798,44	0,00	5940,58	2213,50	7159,08
2033	12163,83	0,00	6346,51	3341,50	7159,08
2034	12274,39	0,00	6776,95	3341,50	7547,51
2035	12224,13	0,00	7476,48	3449,50	7750,12

Tabla 24: Generación ESC BAU año a año.

ESC 18	PARQUE FIJO	Importaciones	Proyectos Renovables	Proyectos Nucleares	Candidatas
2015	14717,53	1741,11	0,00	0,00	0,00
2016	14816,22	2166,28	0,00	0,00	0,00
2017	14457,32	3099,05	0,00	0,00	0,00
2018	17045,72	979,87	87,83	0,00	0,00
2019	17121,07	510,17	297,97	0,00	760,00
2020	17196,71	0,00	567,50	0,00	1520,00
2021	16787,10	0,00	830,52	0,00	2280,00
2022	16134,26	0,00	1356,77	0,00	3040,00
2023	15695,40	0,00	1689,38	0,00	3800,00
2024	14370,37	0,00	1951,23	977,50	4560,00
2025	14045,33	0,00	2213,09	977,50	5320,00
2026	13754,34	0,00	2463,74	977,50	6080,00
2027	13384,00	0,00	2708,70	1085,50	6840,00
2028	13135,26	0,00	2965,05	1085,50	7600,00
2029	12922,12	0,00	3210,00	1085,50	8360,00
2030	12734,66	0,00	3454,96	1085,50	9120,00
2031	12207,48	0,00	3699,91	2213,50	9119,11
2032	12257,75	0,00	3944,87	2213,50	9695,49
2033	12207,48	0,00	4189,82	3341,50	9272,11
2034	12207,48	0,00	4434,78	3341,50	9956,59
2035	12207,48	0,00	5041,63	3449,50	10201,62

Tabla 25: Generación año a año ESC 18

ESC 22	PARQUE FIJO	Importaciones	Proyectos Renovables	Proyectos Nucleares	Candidatas
2015	14717,53	1741,11	0,00	0,00	0,00
2016	13312,61	3669,90	0,00	0,00	0,00
2017	12953,70	4602,66	0,00	0,00	0,00
2018	15542,10	2431,09	140,22	0,00	0,00
2019	15617,45	1874,93	436,83	0,00	760,00
2020	15993,90	937,48	832,83	0,00	1520,00
2021	15609,80	804,16	1203,66	0,00	2280,00
2022	15756,02	0,00	1735,01	0,00	3040,00
2023	15223,50	0,00	2161,28	0,00	3800,00
2024	13784,64	0,00	2536,95	977,50	4560,00
2025	13345,79	0,00	2912,63	977,50	5320,00
2026	12965,17	0,00	3252,90	977,50	6080,00
2027	12509,96	0,00	3582,73	1085,50	6840,00
2028	12166,85	0,00	3933,45	1085,50	7600,00
2029	11868,85	0,00	4263,28	1085,50	8360,00
2030	11596,52	0,00	4593,10	1085,50	9120,00
2031	10703,87	0,00	4922,93	2213,50	9399,72
2032	10754,13	0,00	5252,75	2213,50	9891,22
2033	10703,86	0,00	5582,58	3341,50	9382,98
2034	10703,87	0,00	5912,40	3341,50	9982,58
2035	10703,86	0,00	6474,88	3449,50	10271,99

Tabla 26: Generación año a año ESC 22

ESC BAU	BAS	CEN	COM	CUYO	GBA	LIT	NEA	NOA	PAT	GENERACION ANUAL
2015	2.171,06	806,69	2.569,54	656,13	3.537,68	1.507,38	1.748,64	1.232,36	388,03	14.617,53
2016	2.367,54	725,55	2.569,54	656,13	3.537,68	1.507,38	1.748,64	1.232,36	388,03	14.732,86
2017	2.161,39	711,51	2.563,88	656,13	3.537,68	1.487,26	1.673,63	1.194,45	388,03	14.373,96
2018	3.558,57	1.474,62	2.788,00	656,68	3.537,68	1.666,45	1.673,63	1.298,00	388,03	17.041,65
2019	3.659,75	1.499,00	2.808,92	708,86	3.537,68	1.666,45	1.673,63	1.430,72	420,33	17.405,33
2020	3.777,56	1.499,00	2.951,42	749,40	3.146,20	1.666,45	1.673,63	1.747,91	452,63	17.664,20
2021	3.457,74	1.499,00	2.998,25	749,40	3.196,60	1.666,45	1.673,63	1.791,61	484,93	17.517,61
2022	3.851,92	1.499,00	2.998,25	749,40	2.632,49	1.634,62	1.673,63	1.625,07	517,23	17.181,62
2023	3.999,69	1.459,60	2.998,25	697,92	2.632,49	1.413,25	1.673,63	1.580,85	548,63	17.004,30
2024	3.999,69	1.336,96	2.721,42	666,35	2.475,93	1.349,57	1.673,63	1.192,80	472,58	15.888,92
2025	3.900,89	1.336,96	2.733,90	662,98	2.471,65	1.198,52	1.673,63	1.264,44	472,58	15.715,54
2026	3.900,89	1.336,96	2.721,42	662,98	2.386,28	1.198,52	1.673,63	1.192,80	509,36	15.582,84
2027	3.900,89	1.336,96	2.721,42	662,98	2.386,28	1.198,52	1.673,63	1.092,02	472,58	15.445,27
2028	3.900,89	1.336,96	2.721,42	662,98	2.386,28	1.198,52	1.673,63	1.063,82	472,58	15.417,07
2029	3.826,49	1.336,96	2.707,52	662,98	2.386,28	1.198,52	1.673,63	1.183,94	472,58	15.448,89
2030	3.827,87	1.336,96	2.721,42	662,98	2.386,28	1.198,52	1.673,63	1.192,80	472,58	15.473,04
2031	3.081,87	1.336,96	2.721,42	662,98	2.386,28	1.198,52	1.673,63	813,00	472,58	14.347,24
2032	3.632,36	1.149,81	2.637,42	662,98	2.386,28	1.020,87	1.673,63	813,00	472,58	14.448,93
2033	2.523,09	1.336,96	2.443,62	662,98	2.386,28	1.079,82	1.673,63	813,00	472,58	13.391,95
2034	2.640,43	1.149,81	2.649,01	662,98	2.386,28	1.020,87	1.673,63	813,00	472,58	13.468,58
2035	2.523,09	1.202,53	2.443,62	662,98	2.386,28	1.020,87	1.673,63	813,00	472,58	13.198,57

Tabla 27: Generación por Región ESC BAU

ESC 18	BAS	CEN	COM	CUYO	GBA	LIT	NEA	NOA	PAT	GENERACION ANUAL
2015	2.171,06	806,69	2.569,54	656,13	3.537,68	1.507,38	1.748,64	1.232,36	388,03	14.617,53
2016	2.367,52	725,55	2.569,54	655,51	3.537,68	1.507,38	1.748,64	1.228,05	376,34	14.716,21
2017	2.161,37	711,51	2.563,88	655,51	3.537,68	1.487,26	1.673,63	1.190,15	376,34	14.357,31
2018	3.553,42	1.474,62	2.777,32	655,84	3.537,68	1.666,45	1.673,63	1.286,09	376,34	17.001,37
2019	3.624,87	1.491,35	2.792,69	688,81	3.537,68	1.666,45	1.673,63	1.400,30	400,09	17.275,87
2020	3.730,98	1.491,35	2.922,37	715,32	3.357,40	1.666,45	1.673,63	1.682,87	423,84	17.664,20
2021	3.394,15	1.491,35	2.956,81	715,32	3.463,24	1.666,45	1.673,63	1.709,09	447,59	17.517,61
2022	3.865,15	1.491,35	2.956,81	715,32	2.632,49	1.666,45	1.673,63	1.709,09	471,34	17.181,62
2023	4.144,74	1.491,35	2.956,81	663,84	2.632,49	1.448,69	1.673,63	1.498,33	494,43	17.004,30
2024	3.915,14	1.329,30	2.814,88	628,89	2.475,93	1.198,52	1.673,63	1.434,25	418,38	15.888,92
2025	3.915,14	1.329,30	2.794,30	663,84	2.475,93	1.204,08	1.673,63	1.240,93	418,38	15.715,54
2026	3.862,92	1.329,30	2.814,88	663,84	2.475,93	1.326,04	1.673,63	1.110,28	418,38	15.675,20
2027	3.816,34	1.355,43	2.679,97	640,59	2.405,74	1.242,74	1.673,63	1.240,93	494,43	15.549,82
2028	3.816,34	1.430,38	2.679,97	663,84	2.566,09	1.198,52	1.673,63	1.110,28	418,38	15.557,43
2029	3.915,14	1.430,38	2.679,97	628,89	2.534,05	1.198,52	1.673,63	1.110,28	418,38	15.589,25
2030	3.915,14	1.381,76	2.679,97	628,89	2.475,93	1.198,52	1.673,63	1.274,51	418,38	15.646,75
2031	3.104,68	1.329,30	2.679,97	628,89	2.386,28	1.198,52	1.673,63	1.110,28	418,38	14.529,94
2032	3.816,34	1.329,30	2.595,97	628,89	2.386,28	1.062,25	1.673,63	730,48	418,38	14.641,53
2033	2.584,05	1.266,19	2.679,97	628,89	2.386,28	1.198,52	1.673,63	816,93	418,38	13.652,85
2034	3.326,63	1.142,15	2.402,17	628,89	2.386,28	1.020,87	1.673,63	730,48	418,38	13.729,49
2035	2.569,61	1.284,46	2.479,56	628,89	2.475,93	1.198,52	1.673,63	730,48	418,38	13.459,47

Tabla 28: Generación por Región ESC 18

ESC 22	BAS	CEN	COM	CUYO	GBA	LIT	NEA	NOA	PAT	GENERACION ANUAL
2015	2.171,06	806,69	2.569,54	656,13	3.537,68	1.507,38	1.748,64	1.232,36	388,03	14.617,53
2016	2.367,54	691,29	1.984,17	554,61	3.537,68	1.398,05	1.150,91	1.204,39	323,96	13.212,60
2017	2.161,39	677,25	1.978,50	554,61	3.537,68	1.377,92	1.075,90	1.166,48	323,96	12.853,70
2018	3.558,57	1.440,36	2.202,63	555,21	3.537,68	1.557,11	1.075,90	1.271,93	323,96	15.523,35
2019	3.659,75	1.465,63	2.223,54	612,19	3.537,68	1.557,11	1.075,90	1.409,27	356,26	15.897,34
2020	3.777,56	1.465,63	2.366,04	655,18	3.537,68	1.557,11	1.075,90	1.730,85	388,56	16.554,51
2021	3.457,74	1.465,63	2.412,88	655,18	3.537,68	1.557,11	1.075,90	1.778,92	420,86	16.361,90
2022	4.192,48	1.465,63	2.412,88	655,18	3.537,68	1.557,11	1.075,90	1.778,92	453,16	17.128,93
2023	4.821,48	1.465,63	2.412,88	655,18	2.852,82	1.557,11	1.075,90	1.778,92	484,56	17.104,47
2024	4.318,03	1.465,63	2.412,88	655,18	2.632,49	1.399,67	1.075,90	1.568,16	484,56	16.012,49
2025	4.229,29	1.465,63	2.412,88	619,94	2.632,49	1.399,67	1.075,90	1.568,16	484,56	15.888,51
2026	4.205,19	1.465,63	2.412,88	603,70	2.632,49	1.399,67	1.075,90	1.568,16	484,56	15.848,17
2027	4.219,69	1.421,50	2.412,88	603,70	2.632,49	1.303,92	1.075,90	1.568,16	484,56	15.722,78
2028	4.229,29	1.419,52	2.412,88	603,70	2.632,49	1.303,92	1.075,90	1.568,16	484,56	15.730,40
2029	4.214,99	1.465,63	2.412,88	603,70	2.632,49	1.303,92	1.075,90	1.568,16	484,56	15.762,22
2030	4.229,29	1.465,63	2.412,88	603,70	2.632,49	1.347,12	1.075,90	1.568,16	484,56	15.819,72
2031	3.999,69	1.406,35	2.136,05	603,70	2.602,65	1.240,23	1.075,90	1.180,11	484,56	14.729,23
2032	3.999,69	1.404,67	2.250,03	568,76	2.475,93	1.089,18	1.075,90	1.568,16	408,51	14.840,82
2033	3.826,49	1.303,59	2.052,05	568,76	2.475,93	1.089,18	1.075,90	1.051,74	408,51	13.852,14
2034	3.900,89	1.303,59	2.136,05	568,76	2.475,93	1.089,18	1.075,90	1.062,77	408,51	14.021,57
2035	3.900,89	1.247,27	2.136,05	568,76	2.475,93	1.089,18	1.075,90	978,33	408,51	13.880,81

Tabla 29: Generación por Región ESC 22

20. Referencias Bibliográficas

- Manual del Usuario Programa MESSAGE. International Atomic Energy Agency.
- Informe ENARGAS 2015.
- Informe anual de CAMMESA para el año 2015.
- Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina. Diciembre 2015. Subgerencia de Planificación Estratégica. Gerencia de Planificación, Coordinación y Control. CNEA.
- Ministerio de Energía y Minería. <https://www.minem.gob.ar/>
- CAMESSA. <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- ADEERA. <http://www.adeera.com.ar/revista.asp?a=2015>
- Instituto Argentino de Petróleo y Gas. http://www.iapg.org.ar/web_iapg/
- Energías renovables 2008 - Energía eólica- Energía Solar. Ministerio de Energía y Minería
- http://www.gersol.unlu.edu.ar/Atlas_Solar/mapas-rad-solar.html
- <http://www.indexmundi.com/es/preciosdemercado/mercancia=uranio&meses=36>