

COSTOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

Lic. Andrés ELUANI
JTP Introducción a la Comercialización
Licenciatura en Logística
Cont. Miguel GONZÁLEZ GAVIOLA
Profesor Adjunto Efectivo, Control de Gestión
Carrera de Contador Público

I. INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene por objeto:

- Realizar una breve descripción del sistema de generación eléctrico argentino. En especial en cuanto a su composición, costo medio y su prospectiva con vistas al año 2.025.
- Analizar el esquema tarifario reconocido para cada tipo de tecnología existente.

Las fuentes de información utilizadas son el Ministerio de Energía y Minería de la Nación, la Cámara del Mercado Mayorista Eléctrico S.A (CAMMESA), la Comisión Nacional de Energía Atómica, la Asociación de Generadores Eléctricos de la República Argentina y autores especializados en la temática.

II. EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO

El marco regulatorio del Mercado Eléctrico Mayorista está definido, principalmente, por la Ley 24.065, el Decreto Reglamentario 1.398/92, la Resolución Secretaría de Energía 61/92 “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)” y sus normas modificatorias.

En él se determinan los distintos componentes del sistema, su operación y el esquema remuneratorio.

Los actores definidos por la normativa son:

- El Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MEYN) y su dependencia la Secretaría de Energía Eléctrica que definen la política energética y regulan los distintos aspectos operativos y económicos del sector.
- La Cámara del Mercado Mayorista Eléctrico S.A (CAMMESA), empresa en la que se encuentran asociadas las empresas generadoras eléctricas, controlada por el Estado Nacional, cuyo objeto es la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) según la normativa vigente.
- Los agentes del MEM: Generadores, Transportistas de energía encargadas de la transmisión nacional e interprovincial, los Grandes Usuarios que originalmente podían adquirir energía directamente de los Generadores y las Distribuidoras de energía que operan en cada provincia.

El sector de la Generación se considera de “Interés Público” en tanto que la Transmisión y la Distribución son tratados como “Servicios Públicos”.

Ello implica, que mientras las remuneraciones de los concesionarios de los servicios públicos de Transporte y Distribución eléctrica son fijadas por el Estado, los precios de la Generación son determinados, a priori, por un mercado de libre oferta y demanda.

Originalmente se preveían dos mecanismos básicos de remuneración:

- **Costo Marginal**

CAMMESA realizaba compras entre todos los Generadores, despachando la energía desde los productores más eficientes y de menor costo, a los más ineficientes y de mayor costo; fijando la remuneración de la totalidad del sistema con el precio de la última empresa demandada. Así los productores con tecnologías más eficientes obtenían la mayor rentabilidad dado que eran los primeros en ser solicitados obteniendo, al mismo tiempo, la tarifa del competidor menos eficiente requerido por el sistema de despacho.

- **Contratos entre partes a término**

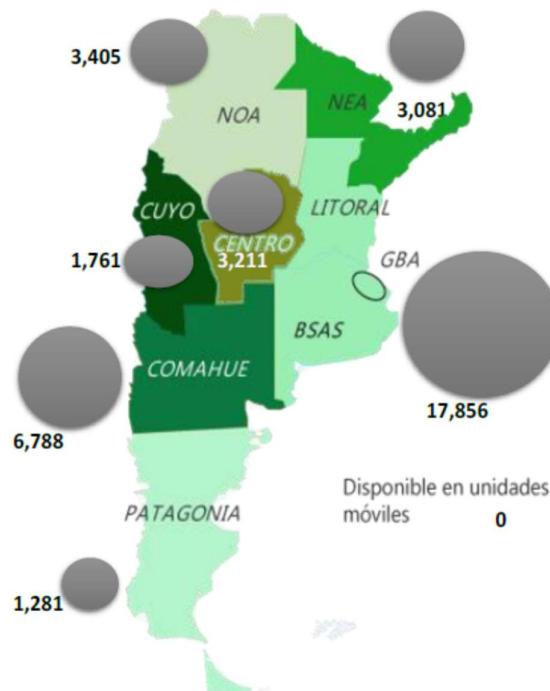
Entre Grandes Usuarios y Generadores o Comercializadores (que a su vez adquirían la energía con Generadores) que acordaban cantidades y precios libres de energía, en contratos a término.

Con el dictado de la Ley de Emergencia Económica Nro.:25.561 del año 2.002 se modifica el esquema regulatorio del sector con un nuevo sistema remuneratorio que se analiza en detalle a partir en el punto "V".

III. COMPOSICIÓN DEL SECTOR DE GENERACIÓN ELÉCTRICO ARGENTINO.

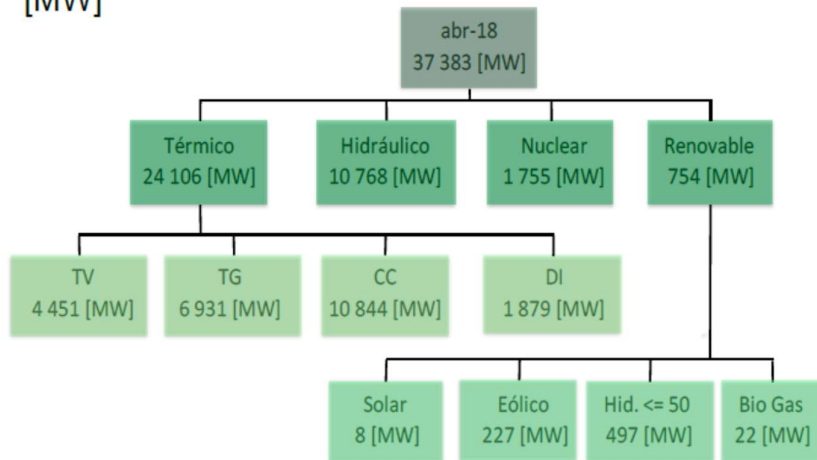
Para el mes de abril del año 2.018 el sistema de generación contaba con 37.383 MW de potencia instalada, distribuidos geográficamente y por tipo de tecnología del siguiente modo.

Potencia Instalada Distribución por Región [MW]



Es importante destacar que alrededor del 37% del consumo de energía se realiza en la ciudad de Buenos Aires y alrededores.

Potencia Instalada Distribución por Tecnología [MW]



En donde:

TV: Turbina a Vapor

TG: Turbina a Gas

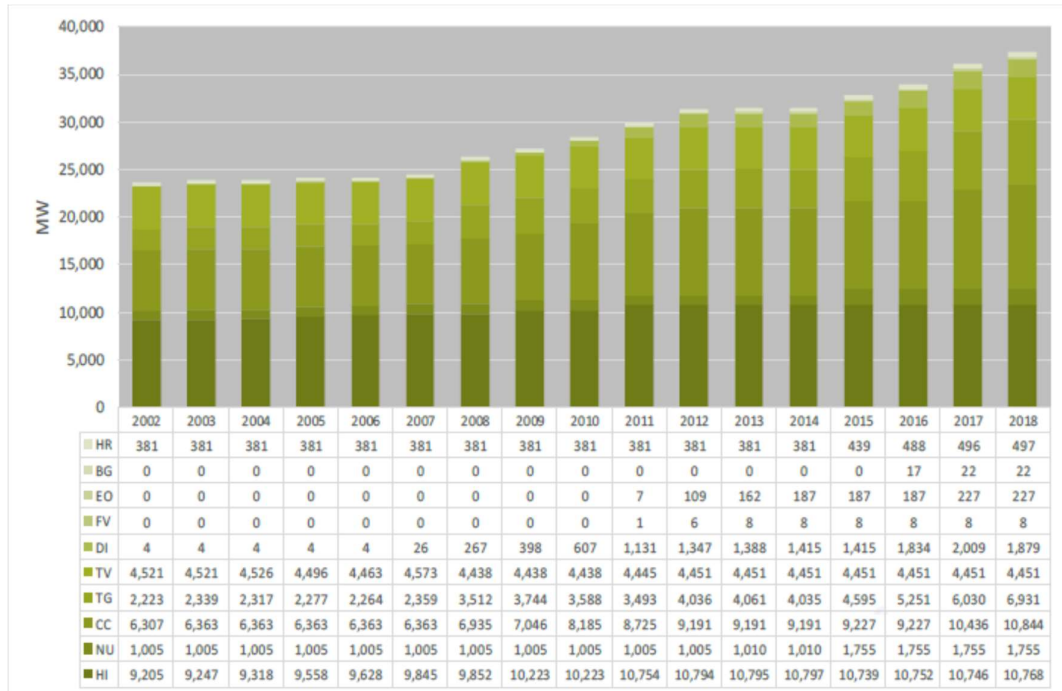
CC: Ciclo Combinado

DI: Generación Distribuida (pequeñas centrales térmicas de menos de 40 MW alimentadas principalmente a diésel)

Potencia Instalada Distribución por Tecnología/Región [MW]

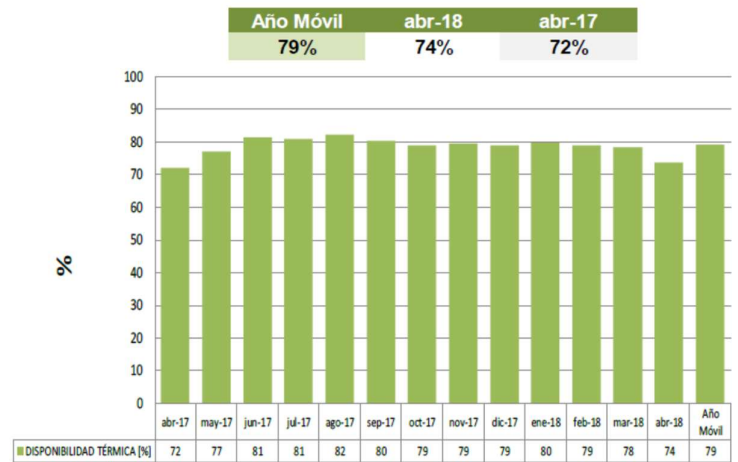
REGION	TV	TG	CC	DI	Térmico Total	Hidráulica	Nuclear	Solar	Eólica	Hidro <= 50 MW	Biogas	Renovable Total	TOTAL
CUYO	120	90	374	40	624	957	0	8	0	172	0	180	1,761
COM	0	631	1,297	92	2,020	4,725	0	0	0	44	0	44	6,788
NOA	261	991	1,472	404	3,127	101	0	0	58	119	0	177	3,405
CENTRO	200	807	534	101	1,641	802	648	0	0	116	4	120	3,211
GBA-LIT-BAS	3,870	4,109	6,867	940	15,786	945	1,107	0	0	0	18	18	17,856
NEA	0	33	0	303	336	2,745	0	0	0	0	0	0	3,081
PATA	0	271	301	0	572	494	0	0	168	47	0	215	1,281
U. Móviles	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	4,451	6,931	10,844	1,879	24,106	10,768	1,755	8	227	497	22	754	37,383
% TÉRMICO	18%	29%	45%	8%	100%								
% TOTAL					64%	29%	5%					2%	100%

La evolución histórica de la potencia instalada se grafica en el siguiente cuadro.



La disponibilidad real de la potencia del sistema de generación térmica promedia un 79%, principalmente porque parte del parque existente es tecnológicamente obsoleto y requiere permanentes tareas de mantenimiento preventivo y correctivo.

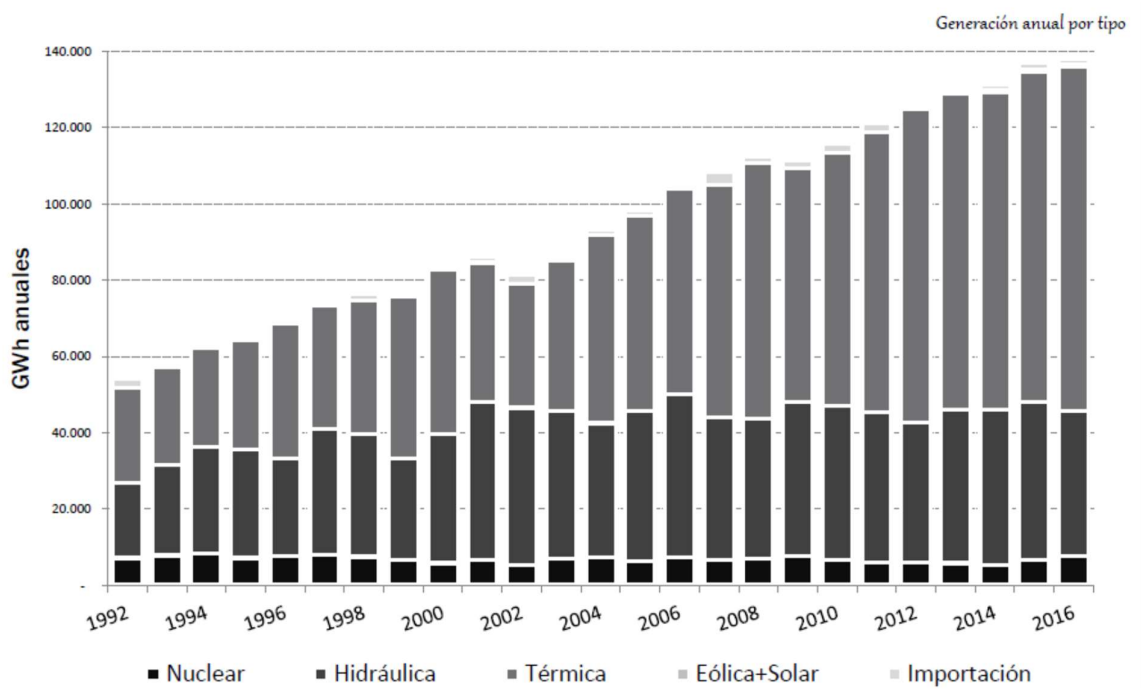
Disponibilidad Térmica Mensual (convencional + nuclear)

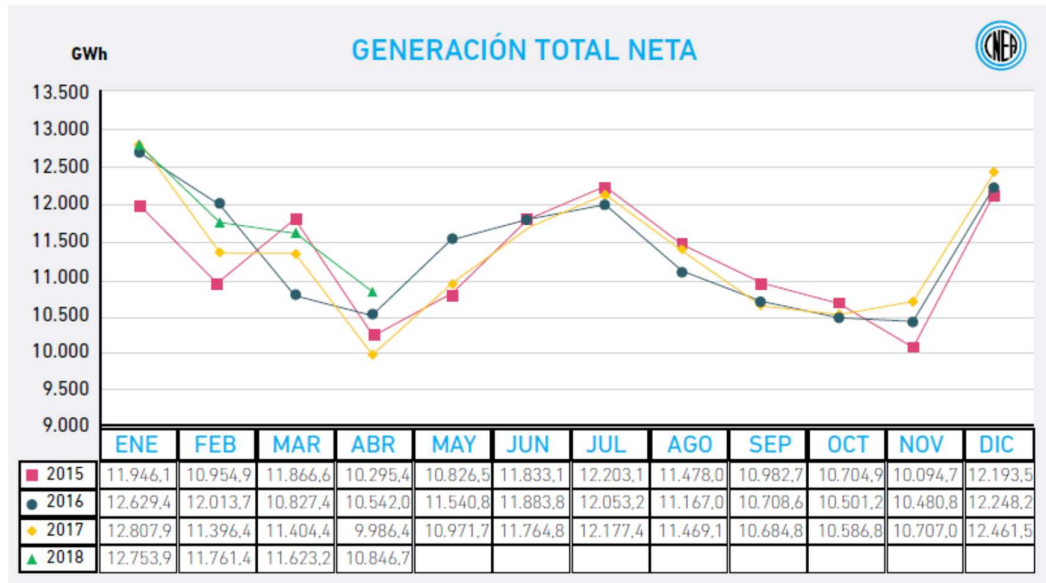


Disponibilidad Térmica por Tecnología

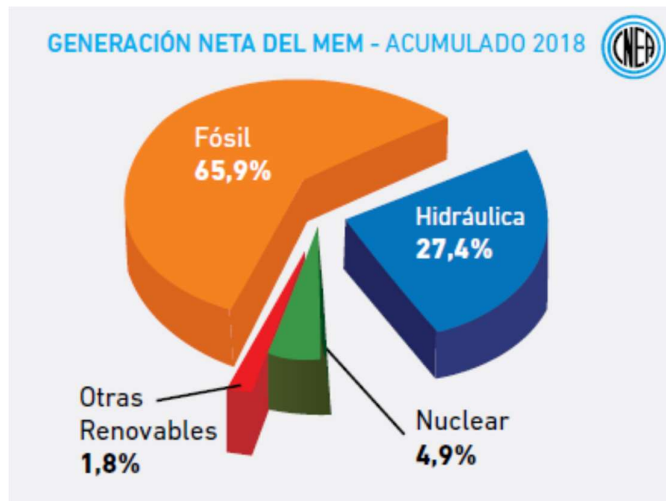
Tecnología	abr-18	Año Móvil
CC	73%	84%
TG	77%	78%
TV	72%	73%
DI	88%	88%

En cuanto a cantidad de energía producida, medida en GWh, los siguientes cuadros ilustran lo ocurrido en los últimos años:





Desde principios del año 2.018 la proporción de generación por tecnología fue:



IV. EVOLUCIÓN ESPERADA DEL SECTOR

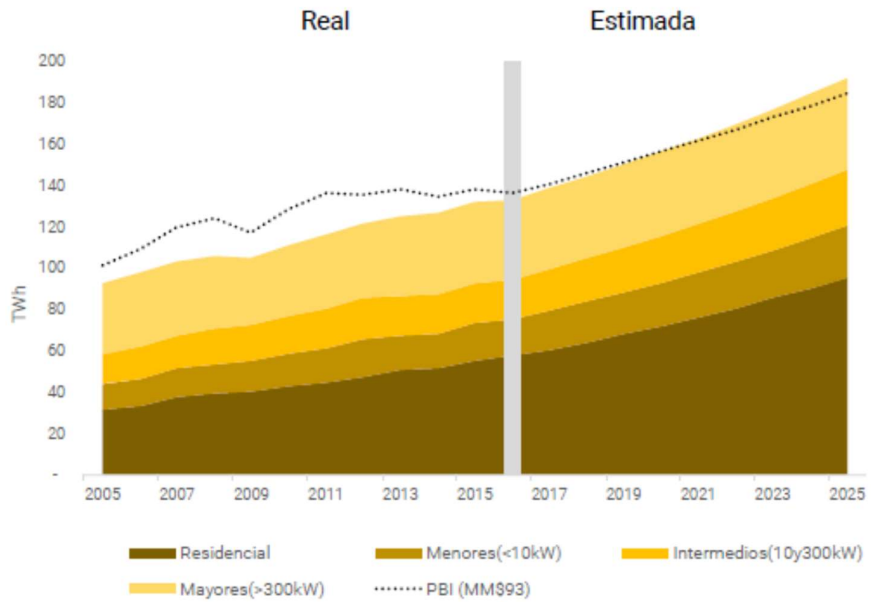
CAMMESA ha realizado una simulación del precio total (potencia + energía) para el año 2.019 en donde se espera que hayan entrado todos los proyectos previstos, principalmente los adjudicados por el programa Renovar (Energía Renovable).

Costo Promedio Anual: Potencia 7.7 u\$/MWh + Energía 68.9 u\$/MWh = 76.6 u\$/MWh (incluye el costo de los combustibles previstos por CAMMESA)

Hacia el año 2.025 el Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MEYM) estima el siguiente crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) del país.



Asociado a este desempeño de la economía se estima la siguiente evolución de la demanda de energía eléctrica.

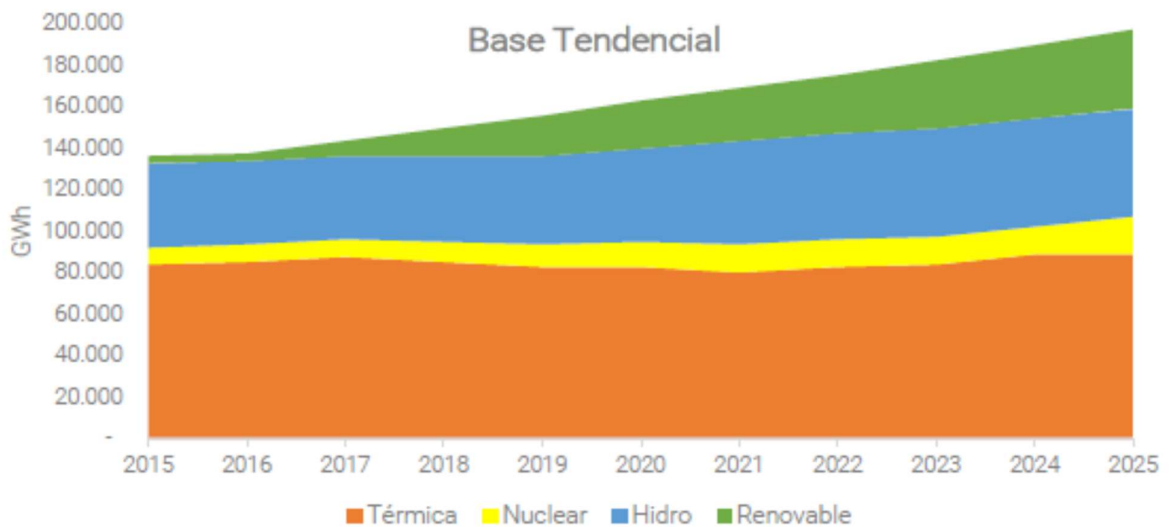


El incremento esperado detallado por tipo de demanda sería:

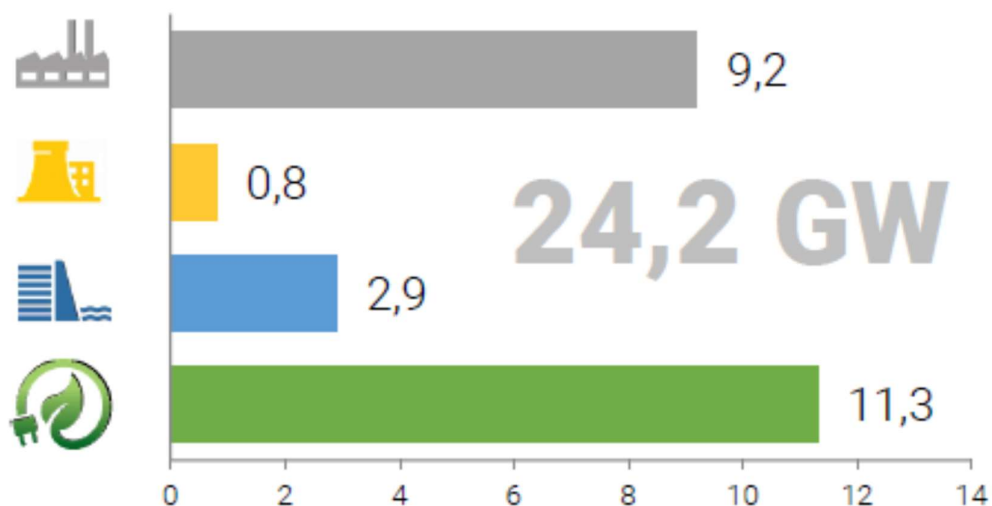
Cuadro 1 TWh	% a.a	Demanda	
	2015-2025	2015	2025
Residencial	5,7%	55,1	95,6
Menores(<10kW)	3,3%	18,1	25,2
Intermedios (10 y 300kW)	3,1%	19,8	27,0
Mayores(>300kW)	1,3%	39,0	44,2
Total	3,8%	132,0	192,0

En cuanto a la evolución de la generación de energía se espera que el incremento de la demanda eléctrica se cubra, principalmente, con generación hidroeléctrica, nuclear y renovable. Se prevé disminuir la participación térmica, cumpliendo con lo establecido en la Ley 27.192 de Energías Renovables.

Se busca disminuir el uso de combustibles líquidos previendo una mayor disponibilidad de gas natural con destino a las centrales de generación térmica.



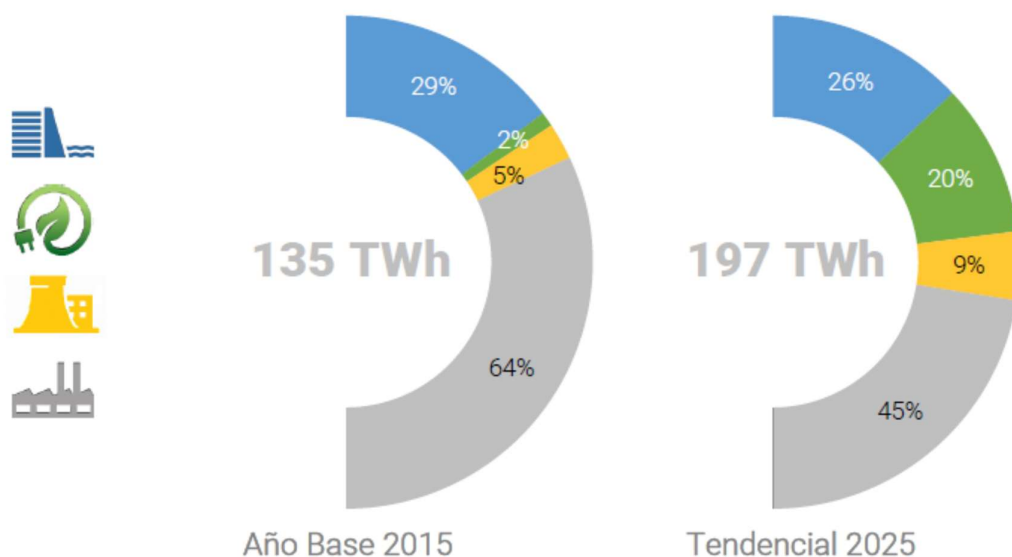
Para el año 2.025 se prevé el siguiente incremento de potencia instalada.



Vale decir que se proyecta incorporar unos 24.200 MW de potencia, llegando en el año 2.025, a un total de 61.500 MW instalados con un crecimiento del 65%.

Respecto a las Energías Renovables el aumento está estimado en 11.300 MW.

En cuanto al incremento en generación de energía para los años 2.015 – 2.025 se estima pasar de una producción de 135 TWh a 197 TWh con incremento del 45%.



A futuro también está previsto la realización de nuevas líneas de interconexión de energía eléctrica con los países fronterizos, lo que permitiría un paulatino avance hacia la creación de un mercado regional de energía eléctrica integrado por Argentina, Brasil, Uruguay, Paraguay, Chile y Bolivia.

V. ESQUEMAS REMUNERATORIOS DEL SECTOR DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

A. GENERACIÓN ELÉCTRICA ANTERIOR AL AÑO 2.007

Integrada por los parques de generación en operación anterior al año 2.007. Básicamente generadores térmicos e hidráulicos que no tienen un régimen diferencial de remuneración establecido en contratos firmados con posterioridad a esa fecha.

Las normas que determinan el esquema son:

- **Resolución Secretaría de Energía (SE) Nro.: 95/13**

Se define un esquema general de remuneración para estas centrales por un costo fijo, un costo variable y uno adicional por eficiencia en la operación.

CAMMESA asume la obligación del abastecimiento de combustibles (diésel, fuel y gas natural).

Se suspende la renovación de los contratos a término entre Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y los Generadores, los que tienen vigencia hasta su conclusión.

- **Resolución SE Nro.: 529/14**

Se actualizan los valores de los parámetros determinados por la norma anterior y se crea un cargo por mantenimiento de las centrales, destinado a mejorar, principalmente, la tasa de disponibilidad de las centrales térmicas.

- **Resolución SE Nro.: 482/15**

Se ajustan los parámetros remunerativos creando distintas categorías en función de las escalas y las tecnologías de generación utilizada.

Se incorporan nuevos incentivos a la disponibilidad operativa (por medio del aumento de las inversiones en mantenimiento) de las centrales y premios a la eficiencia en el uso de los combustibles entregados por CAMMESA para la operación.

- **Resolución Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) Nro.: 22/16**

Nuevamente se actualizan los parámetros y se realizan ajustes menores al esquema.

- **Resolución SEE Nro.: 19/17**

La remuneración de la generación se realiza en base a la potencia disponible y la energía generada, en efectivo y valorizada en dólares.

Se habilita la posibilidad de que los Generadores firmen contratos de potencia y energía asociada con el mercado, pero aún representados por CAMMESA. Con lo que se establecen incipientes lineamientos para que se pueda avanzar en acuerdos entre privados para la comercialización de energía eléctrica.

1. GENERACIÓN TÉRMICA

Según la reglamentación, cada agente generador, cogenerador y autogenerador titular de una central de generación térmica convencional puede suscribir Compromisos de Disponibilidad Garantizada (CoDiG), por la potencia y energía de las unidades instaladas.

Tales compromisos cubren lapsos de tres años y se pueden diferenciar los valores en los distintos períodos estacionales semestrales de verano (noviembre-abril) y de invierno (mayo-octubre).

La remuneración se compone de:

- **Remuneración por Potencia**

Se considera como valor físico la potencia media mensual, sin considerar las paradas técnicas para mantenimiento acordadas previamente con CAMMESA.

La remuneración es proporcional a la potencia disponible mensual y a un precio en u\$/MW mes que se determina como la sumatoria de tres conceptos:

Precio Mínimo de potencia por tecnología y escala.

Precio Base de acuerdo a la Potencia Garantizada Ofrecida (DIGO).

Precio Adicional de acuerdo a la disponibilidad de potencia adicional a la ofrecida y requerida por CAMMESA.

Ello según el siguiente detalle:

Remuneración por Potencia:

REM TOT (U\$/mes) = REM MIN + REM BASE + REM ADIC

A) REMUNERACIÓN MINIMA:

REM MIN (U\$/mes) = PrecMinPot * DispReal (MW) * kM

TEC/ESC	PrecMinPot
	u\$/MW mes
TG chica	4600
TG grande	3550
TV chica	5700
TV grande	4350
CC chica	3400
CC grande	3050
Motores	5700

Precio MÍNIMO de potencia por tecnología y escala

■ kM = $\frac{\text{hs del mes fuera mantenimiento acordado}}{\text{hs del mes}}$

UNICA REMUNERACION POR POTENCIA

- Para todos los térmicos para el período feb – abr/2017
- Para aquellos generadores que no declaren la DIGO desde may/2017



Remuneración por Potencia:

$$\text{REM TOT (U\$/mes)} = \text{REM MIN} + \text{REM BASE} + \text{REM ADIC}$$

B) REMUNERACIÓN BASE:

Para aquellos generadores que declaren la DIGO, la remuneración BASE será:

- Si $\text{DispReal} > \text{DIGO}$

Período	PrecBasePot
	u\\$/MW-mes
May 17 – Oct 17	6000
Nov 17 en adelante	7000

$$\text{REM BASE (U\$/mes)} = [\text{DispReal} - \text{DIGO}] * \text{kM (MW)} * \text{PrecMinPot} + \text{DIGO (MW)} * \text{PrecBasePot} * \text{kM}$$

por la porción de la potencia real mayor a la DIGO se remunera de acuerdo al PrecMinPot.

por la DIGO se remunera de acuerdo al PrecBasePot

- Si $\text{DispReal} < \text{DIGO}$

$$\text{REM BASE (U\$/mes)} = \text{MAX} \{ \text{REM MIN} ; \text{DispReal (MW)} * \text{PrecBasePot} * \text{kM} * (\text{DispReal}/\text{DIGO}) \}$$

Con PISO en la REM MIN

Se remunera la DispReal de acuerdo al PrecBasePot

disminuyendo la misma de acuerdo a la proporción entre la DispReal y la DIGO



Respecto a la Remuneración Adicional se establece un Precio Adicional para incentivar disponibilidad de potencia en los períodos de mayor requerimiento del sistema.

Para cada mes CAMMESA establece un objetivo de generación térmica del conjunto de los generadores habilitado y convoca a ofertas de disponibilidad de potencia adicional.

En coincidencia con las ofertas de declaración de Disponibilidad Garantizada Ofrecida el generador puede ofertar potencia adicional para cada bimestre a un precio adicional hasta el valor máximo establecido. La selección de la DIGOasig se hace con las potencias adicionales ofrecidas y los precios ofertados, comenzando con el más bajo hasta alcanzar el nivel de cobertura requerido en términos de potencia.

Remuneración por Potencia:

$$\text{REM TOT (U\$/mes)} = \text{REM MIN} + \text{REM BASE} + \text{REM ADIC}$$

C) REMUNERACIÓN ADICIONAL (continuación):

Para aquellos generadores que declaren la DIGOasig, la remuneración ADICIONAL será:

- Si $\text{DispReal} - \text{DIGO} > \text{DIGOasig}$

Período	PrecAdicPot
	u\\$/MW-mes
May 17 – Oct 17	1000
Nov 17 en adelante	2000

$$\text{REM ADIC (U\$/mes)} = \text{DIGOasig (MW)} * \text{PrecAdicPot} * \text{kM}$$

por la DIGOasig se remunera de acuerdo al PrecAdicPot

$\text{kM} = \frac{\text{hs del mes fuera mantenimiento acordado}}{\text{hs del mes}}$

- Si $\text{DispReal} - \text{DIGO} < \text{DIGOasig}$

$$\text{REM ADIC (U\$/mes)} = 0 \text{ [U\$/MW mes]}$$

en este caso el agente generador no obtiene una remuneración adicional.



- Remuneración por Energía

La Remuneración por Energía se establece en u\\$/MWh generada (vinculada al tipo de combustible utilizado) y operada (independiente del combustible utilizado).

En general se asocia a la remuneración de energía con el pago de los costos de operación y mantenimiento.

Remuneración por Energía:

La remuneración se compone de:

▪ Energía Generada

La Remuneración por energía del Generador se define en su nodo, es decir que no se le descuentan Cargos Variables del Transporte.

Cargos por tipo de combustible

Cargo Variable u\$s/ MWh ENERGIA GEN	Gas Natural	Hidrocarburos	Biocombustible	Carbón Mineral
TG chica	5.0	8.0	11.0	
TG grande	5.0	8.0	11.0	
TV chica	5.0	8.0	11.0	13.0
TV grande	5.0	8.0	11.0	13.0
CC chica	5.0	8.0	11.0	
CC grande	5.0	8.0	11.0	
Motores Comb. Interna	7.0	10.0	13.0	

▪ Energía Operada

2.0 u\$s/MWh para cualquier tipo de combustible



A ello se incorpora una Remuneración Adicional por eficiencia en el uso de los combustibles utilizados (diésel, fuel oil o gas natural) fijándose el siguiente estándar.

Valor de referencia de consumo específico medio	Gas Natural GN	Hidrocarburos FO/GO
	Kcal/kWh	Kcal/kWh
TG	2400	2600
TV	2600	2600
DI	2150	2300
CC grandes (TG > 180 MW)	1680	1820
CC resto	1880	2000

- Resolución SRRyME Nro.: 1/19

Por Resolución Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico de la Nación Nro.: 1/19, de febrero de 2.019, se modificaron los valores dispuestos por la **Resolución SEE Nro.: 19/17**, fijando nuevas remuneraciones para el mismo grupo de generadores en dólares pero a menor valor.

- Resolución SE Nro.: 31/20

Finalmente por Resolución Secretaría de Energía de la Nación Nro.: 31/20 el Estado procedió a la pesificación de las tarifas de éstos generadores, a valores en promedio un 24% menores que los anteriores, con un mecanismo de ajuste mensual por inflación. La medida busca desdolarizar parcialmente el precio pagado por el sistema

eléctrico nacional a los generadores. Así se conseguiría pasar de un promedio de 69 u\$s a uno 60/62 u\$s el valor del Mwh reconocido a los generadores, con un ahorro anual estimado en u\$s 318.000.000.

La resolución permite bajar los subsidios que afronta el Estado de aproximadamente 35 u\$s a 27 u\$s por Mwh, dado que el valor que en promedio afronta hoy la demanda es de 34 u\$s por Mwh.

2. GENERACIÓN HIDRÁULICA

La remuneración para generación convencional hidráulica y de bombeo se conforma de la siguiente manera.

- Remuneración por Potencia

La remuneración se establece por la potencia instalada disponible mensual en u\$s/MW mensual. El precio de la disponibilidad de la potencia se subdivide en un Precio Base y un Precio Adicional.

El Precio Base se remunera por la potencia disponible real más aquella que se encuentra en periodo de mantenimiento acordado con CAMMESA.

El Precio Adicional se abona solamente en función de la potencia disponible real.

Los precios base de la potencia para los generadores hidroeléctricos, tanto convencionales como de bombeo van desde u\$s 2.000 hasta u\$s 8.000 por MW mensual, y los correspondientes adicionales hasta u\$s 1.000 por MW.

El cobro del adicional queda ligado en un 50% a dos factores: a que el generador hidroeléctrico disponga de un seguro para la cobertura de incidentes mayores sobre el equipamiento crítico (turbinas, generadores, transformadores, etc.) y a la actualización progresiva de los sistemas de control de la central hidroeléctrica, de acuerdo con un plan de inversiones a presentar.

Remuneración por Potencia:

$$\text{REM TOT (U\$/mes)} = \text{REM BASE} + \text{REM ADIC}$$

A) REMUNERACIÓN BASE:

$$\text{REM BASE (U\$/mes)} = \text{PrecBasePot} * (\text{DispReal} + \text{MantAc})$$

TEC/ESC	PrecBasePot u\$s/MW-mes
HI Chica Renovable	8000
HI chica	4500
HI media	3000
HI grande	2000
HI bombeo media	2000
HI bombeo grande	1000

Precio BASE de potencia (PrecBasePot) por tecnología y escala

La remuneración de la potencia disponible mensual es la remuneración de la potencia disponible real del mes [DispReal] más aquella en mantenimiento programado y/o acordado [MantAc], valorizada al precio PrecBasePot.



En el caso de las centrales hidroeléctricas (HI) que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de estructuras de control en el curso del río, como derivadores o embalses compensadores y que no tengan una central hidroeléctrica asociada, se debe aplicar, para la remuneración de la potencia de la central de cabecera, un coeficiente de mayoración de 1,20.

Remuneración por Potencia:

$$\text{REM TOT (U\$/mes)} = \text{REM BASE} + \text{REM ADIC}$$

B) REMUNERACIÓN ADICIONAL:

$$\text{REM ADIC (U\$/mes)} = \text{PrecAdicPot} * \text{DispReal (MW)}$$

TEC/ESC	PrecAdicPot
	u\\$/MW-mes
Hidro Convencional	
May. 17 – Oct. 17	500
Nov. 17 en adelante	1000
Bombeo	
May. 17 – Oct. 17	0
Nov. 17 en adelante	500

Precio ADICIONAL de potencia (PrecAdicPot)

La remuneración adicional de la potencia disponible mensual resulta de la valorización de la potencia disponible real del mes [DispReal] aplicando el Precio de Adicional de la Potencia [PrecAdicPot].

A partir de noviembre de 2017, la asignación y cobro del 50% de la Remuneración Adicional de la Potencia Disponible definida estará sujeto al cumplimiento de las condiciones que se establecen seguidamente:

- Que el Generador Hidroeléctrico habilitado disponga de un seguro para la cobertura de incidentes mayores sobre el equipamiento crítico (a satisfacción del OED);
- La actualización progresiva de los sistemas de control de la central hidroeléctrica, de acuerdo a un plan de inversiones a presentar.



La remuneración variable, se compone de un precio en función de la energía generada (u\\$/MWh) y otro vinculado a la energía operada en cada hora (u\\$/MWh).

Precio y Remuneración por Energía Generada y Operada:

La remuneración se compone de:

▪ Energía Generada

La Remuneración por energía del Generador se define en su nodo, es decir que no se le descuentan Cargos Variables del Transporte.

Clasificación	Energía Generada [u\\$/MWh]	Energía Operado [u\\$/MWh]
HI chica	3.5	1.4
HI media	3.5	1.4
HI grande	3.5	1.4
HI bombeo media	3.5	1.4
HI bombeo grande	3.5	1.4

▪ Energía Operada


Contempla las limitaciones de cota y caudal.



3. ENERGÍAS RENOVABLES

Para remunerar la energía generada por fuentes no convencionales: los precios base de las centrales eólicas es de u\\$/7,5 el MW; para las solares fotovoltaicas, u\\$/8,5; y para las de biomasa, biogas o residuos, u\\$/10 el MW.

Como en los casos anteriores, también para las renovables se contemplan adicionales vinculados a la disponibilidad de equipamiento instalado con un tiempo de permanencia superior a los 12 meses: de u\$s 17,5 por MW; u\$s 18,5; y u\$s 10, en forma respectiva.



REMUNERACIÓN OTRAS TECNOLOGIAS

La remuneración de la energía generada por Centrales de Generación que funcionan a partir de otras fuentes energéticas no convencionales que se identifican en el cuadro siguiente, se compone de dos términos:

- Precio Base
- Precio Adicional: vinculado a la disponibilidad de equipamiento instalado que declaren dichos agentes con un tiempo de Permanencia operativa de tales instalaciones superior a los 12 meses contados al inicio de la Programación Estacional de verano en que realicen dicha declaración.

Clasificación	Base [u\$s/MWh]	Adicional
Eólica	7.5	17.5
Solar	8.5	18.5
Biomasa/Biogas/RSU	12.0	10.0

4. CENTRALES DE GENERACIÓN ESTATALES

El Estado Argentino es propietario, y opera, las tres centrales de generación nuclear y las centrales hidráulicas binacionales (Yacyretá: Argentina – Paraguay y Salto Grande: Argentina – Uruguay).

- Centrales Nucleares

La remuneración de las centrales nucleares está regulada por la Resolución SEE Nro.: 73/18.

La metodología para el cálculo de los montos a reconocer a las centrales nucleares para el cubrimiento de sus Costos de Operación y Mantenimiento se calcula sobre la base de considerar para cada una de las centrales:

La Potencia Neta Instalada

Central Nuclear	Potencia Neta Instalada [MW]
Atucha I	340
Embalse	635
Atucha II	692

La Potencia Neta Disponible real (PotDisp) de cada central nuclear se determina como el promedio de la potencia neta disponible a lo largo del mes.

$$\text{ValPotDisp (U\$/mes)} = \text{PotDisp (MW-mes)} * \$ \text{Pot.Disp (U\$/MW-mes)}$$

La Potencia Neta en Mantenimiento Acordado (PotMant) de cada central nuclear se determina como el promedio a lo largo del mes en mantenimiento acordado.

$$\text{ValPotMant (U\$/mes)} = \text{PotMant (MW-mes)} * \$ \text{PotMant (U\$/MW-mes)}$$

La Energía Neta Generada mensual

$$\text{ValEnGen (U\$/mes)} = \text{EnGen (MWh)} * \$ \text{EnGen (U\$/MWh)}$$

Cada mes el valor que se reconoce para el cubrimiento de los Costos Operativos y de Mantenimientos totales es el que resulta de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{IngrTOyM NASAm (U\$/mes)} = \text{ValPotDisp (U\$/mes)} + \text{ValPotMant (U\$/mes)} \\ + \text{ValEnGen (U\$/mes)}$$

- Centrales hidroeléctricas binacionales

Se establece una remuneración fija mensual de 246,7 \$/MWh.

B. GENERACIÓN NUEVA

A partir del año 2.007 la generación térmica e hidráulica que se incorpora lo hace bajo las figuras establecidas por la Resolución SE Nro.: 220/07, sus modificatorias y, más recientemente, la Resolución SEE Nro.: 21/16.

1. RESOLUCIÓN SE NRO.: 220/07

La Resolución SE Nro.: 220/07 habilita la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), representado por CAMMESA, y las nuevas ofertas de generación de energía.

Los contratos tienen las siguientes características:

- Vigencia de hasta 10 años.
- Una Parte Vendedora cuya oferta debe ser aprobada por la Secretaría de Energía Eléctrica.
- CAMMESA como Parte Compradora.
- La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determina en base a los costos aceptados por la Secretaría de Energía Eléctrica.
- El punto de entrega de la energía y potencia es el punto de salida de la central.
- Se incluye un régimen de sanciones por incumplimiento, en función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en los contratos.
- Las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los contratos generan en la medida que resulten despachadas por CAMMESA.
- El pago se realiza mensualmente.
- El combustible para las centrales térmicas es suministrado por CAMMESA.
- Los precios se reconocen en dólares utilizando la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA correspondiente al último día hábil del mes.

Todos los proyectos deben presentarse ante la Secretaría de Energía Eléctrica, adjuntando la siguiente información:

- Las unidades a ser habilitadas.
- La disponibilidad garantizada de las unidades habilitadas.
- Duración ofertada.
- Período de vigencia de la oferta.
- La disponibilidad de potencia comprometida para todo el período ofertado en MW.
- La oferta deben contener una desagregación de todos los costos fijos, variables y, en particular, los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada.
- Documentación respaldatoria que acredite la desagregación de costos.

En base a la información remitida, la Secretaría de Energía Eléctrica evalúa las ofertas presentadas e instruye a CAMMESA para la contratación, indicando la anualidad de los costos de instalación a considerar y/o la metodología de cálculo que se deberá aplicar, como también los costos fijos y variables aceptados a ser reconocidos en el contrato de abastecimiento a suscribir por la operación del equipamiento comprometido.

Junto con dicha instrucción, la Secretaría de Energía Eléctrica remite a CAMMESA el texto del contrato a suscribir y la metodología a implementar para su inclusión en las Transacciones Económicas del MEM.

A los fines de evaluar las ofertas, la Secretaría de Energía Eléctrica solicita CAMMESA los estudios técnicos necesarios.

La potencia y la energía suministrada reciben una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación considerada, y los costos fijos y variables requeridos para la operación del equipamiento.

Los costos pueden ser revisados por la Secretaría de Energía Eléctrica cuando alguno de sus componentes presenten variaciones significativas, de manera de garantizar que estos siempre se encuentren cubiertos por la remuneración.

Los generadores deben cumplir con todos los requisitos establecidos en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)”, y declarar mensualmente sus costos.

Alternativamente puede acordarse, como esquema de ingresos a percibir, el dispuesto por las Resoluciones SE Nro.: 95/13 y 529/14.

2. RESOLUCIÓN SEE NRO.: 21/16

La Resolución SEE Nro.:21/16 convoca a instalar nueva oferta de Generación Térmica la que es remunerada por medio de un Contrato de Demanda Mayorista (CdD).

La remuneración de la Potencia Contratada es proporcional a la Potencia Media Disponible Mensual y al precio de la Potencia Ofertado aceptado.

La Remuneración de la Energía es proporcional a la energía generada y al Precio Variable Ofertado aceptado.

Las indisponibilidades horarias generan penalizaciones variables en función de las condiciones del despacho, con un tope mensual. La resolución y los Términos de Referencia establecen los conceptos generales de aplicación para la remuneración.

- Disponibilidad de Potencia

El compromiso de disponibilidad de potencia para la remuneración del Cargo Ofertado se determina como un promedio mensual. Las indisponibilidades asociadas a Mantenimiento Programado, a limitaciones de disponibilidad de Combustible o de Transporte que no sean responsabilidad del Generador no afectan su remuneración.

- Remuneración y Penalizaciones

La remuneración de la Potencia Contratada es proporcional a la Potencia Media Disponible Mensual y al Precio Fijo. Los Costos Fijos asociados al funcionamiento del Generador en el MEM son reconocidos a través del contrato.

En la liquidación mensual se incluyen las penalizaciones correspondientes. Las indisponibilidades horarias generan penalizaciones variables en función de las condiciones de despacho. Las penalizaciones son afectadas por un coeficiente de mayoración en los primeros dos años de vigencia del contrato. Las penalizaciones mensuales tienen un máximo que representa el 50% de la remuneración fija. En las penalizaciones se incluye la valorización del exceso de combustible por sobre el comprometido.

3. REMUNERACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

A continuación se expone la remuneración promedio de Generación Términa (en sus distintas tecnologías) e Hidráulica abonadas por la producción de energía del mes de Mayo de 2.018. El precio monómico (promedio) de la energía fue de 1821,40 \$/MWh, equivalente a 73,03 u\$s/MWh.

Los valores han sido ajustados en función de la combinación de consumo de gas natural y combustibles líquidos estimadas a lo largo del año, usando como factor de uso el mencionado por la Resolución SEE Nro.: 19/17, vale decir:

Valor de referencia de consumo específico medio	Gas Natural GN Kcal/kWh	Hidrocarburos FO/GO Kcal/kWh
TG	2400	2600
TV	2600	2600
DI	2150	2300
CC grandes (TG > 180 MW)	1680	1820
CC resto	1880	2000

Se ha considerado un tipo de cambio de \$24,94 por u\$s vigente al 31/05/18.

El valor del gas natural se ha estimado en 6,35 u\$s/MMbtu incluyendo los costos de producción y transporte.

El costo del diesel considerado es de 14,07 u\$s/MMbtu.

TIPO GENERACIÓN	REMUNERACIÓN PROMEDIO u\$s/MWh
TÉRMICA CICLO COMBINADO	69,57
TÉRMICA TURBO GENERACIÓN	94,96
TÉRMICA TURBO VAPOR	114,29
TÉRMICA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	183,65
NUCLEAR ESTATAL	62,08
HIDRÁULICA ESTATAL	12,35
HIDRÁULICA PRIVADA	24,45
RENOVABLE PREVIA LEY 27.191	128,95

VI. GENERACIÓN ENERGÍAS RENOVABLES

A. MARCO REGULATORIO

En el mes de octubre de 2.015 se dicta la Ley 27.191, que modifica el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica establecido por la Ley 26,190.

Dicha normativa es reglamentada por medio del Decreto Nro.: 531/16 y, principalmente, la Resolución MEYM Nro.:281/17.

La ley establece 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, y cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del 8% del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2.017, y del 20% al 31 de diciembre de 2.025.

Para alcanzar este grado de cumplimiento, la propia normativa establece que debe realizarse de manera gradual, de acuerdo a un cronograma que fija metas cada dos años.

Con esta medida se pretende que se contraten volúmenes de energía directamente en el mercado, ya sea con generadores de energías renovables independientes, a través de comercializadores, o por medio de la ejecución de proyectos propios.

Al respecto, los grandes consumidores pueden acudir al modelo de "compra conjunta", o sea, contratar su suministro a través de CAMMESA, quien convoca a licitaciones a los fines de adquirir la energía.

Sin perjuicio de ello, entre las alternativas que tienen los Grandes Usuarios, estos pueden proveerse de energía renovable por medio de tres mecanismos alternativos:

- **La contratación individual**

Con un generador renovable en forma directa o a través de una distribuidora o comercializador, a ser negociados de manera libre entre las partes.

- **La autogeneración**

El autogenerador es aquel consumidor que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios. Debe contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW, con una disponibilidad media anual no inferior al 50%. La potencia disponible debe ser capaz de cubrir el 50% o más de su demanda anual de energía informada. Los autogeneradores pueden vender en el MEM sus excedentes de energía o comprar faltantes.

Como variante, existe la figura de "Autogenerador Distribuido", creado por la Resolución SE Nro.: 269/08, siendo además de consumidor de energía un generador de la misma, con la característica particular de que los puntos de consumo y generación se vinculan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en diferentes nodos de conexión.

- **La cogeneración**

La figura del cogenerador representa a aquel que genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales, de calentamiento o de enfriamiento.

Los cogeneradores pueden vender en el MEM su producción de energía eléctrica necesaria para la producción de vapor u otro tipo de energía necesaria para su proceso productivo, pero a diferencia de los autogeneradores no pueden comprar energía.

Quienes opten por cualquiera de las tres alternativas antes mencionadas, deberán manifestar su voluntad ante el Ministerio de Energía y Minería a los fines de quedar excluidos del mecanismo de Compra Conjunta, quedando por el contrario automáticamente incluidos si no lo hicieran.

Adicionalmente la ley conforma un fondo fiduciario denominado "Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables" (FODER) para respaldar la financiación de los proyectos de inversión, y otorgar beneficios impositivos.

El FODER se conforma como un fideicomiso de administración y financiero, que rige en todo el territorio de la República Argentina, que tiene por objeto la aplicación de los bienes fideicomitados al otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la

ejecución y financiación de proyectos elegibles a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Cuenta con recursos económicos, de distintas fuentes:

- Recursos provenientes del Tesoro Nacional que le asigne el Estado Nacional, los que no podrán ser anualmente inferiores al cincuenta por ciento (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo.
- Cargos específicos a la demanda de energía que se establezcan.
- El recupero del capital e intereses de las financiaciones otorgadas.
- Los dividendos o utilidades percibidas por la titularidad de acciones o participaciones en los proyectos elegibles y los ingresos provenientes de su venta.
- El producido de sus operaciones, la renta, frutos e inversión de los bienes fideicomitidos.
- Los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del Fondo. A tales efectos, el Fondo puede solicitar el aval del Tesoro Nacional.

Entre sus atribuciones el FODER puede:

- Proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos, adquisición de valores fiduciarios públicos o privados, en la medida que éstos fueran emitidos con el objeto exclusivo de la obtención de financiamiento para proyectos.
- Realizar aportes de capital en sociedades que lleven a cabo los proyectos y suscribir cualquier otro instrumento de financiamiento que determine la Autoridad de Aplicación, siempre y cuando permitan financiar proyectos.
- Bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y títulos valores que otorgue o en los cuales intervengan entidades financieras u otros actores en el rol de proveedores de financiamiento. En este caso, el riesgo de crédito es asumido por dichas entidades, las que están a cargo de la evaluación de riesgo crediticio.

Para el otorgamiento del beneficio se debe contar con la aprobación de la elegibilidad previa del proyecto por parte del Comité Ejecutivo.

El FODER puede otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica a suscribir por CAMMESA o por la institución que sea designada por la Autoridad de Aplicación en representación del Estado nacional.

B. EL PROGRAMA RENOVAR

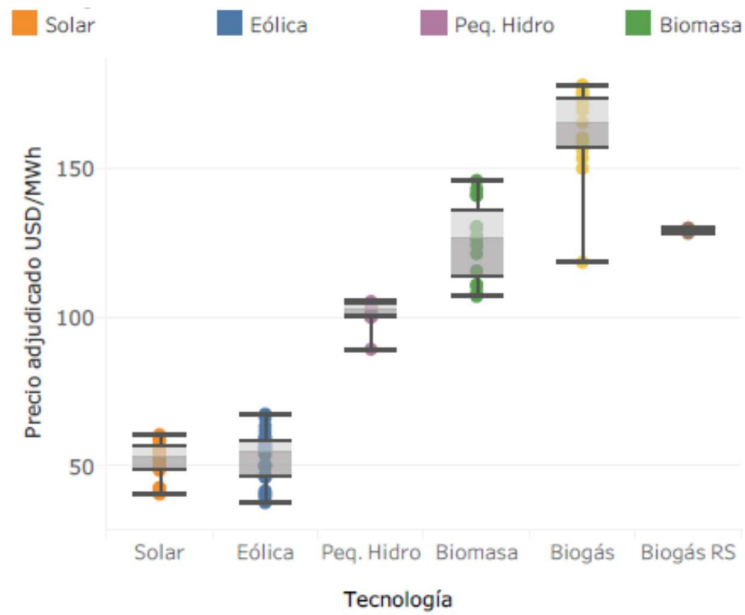
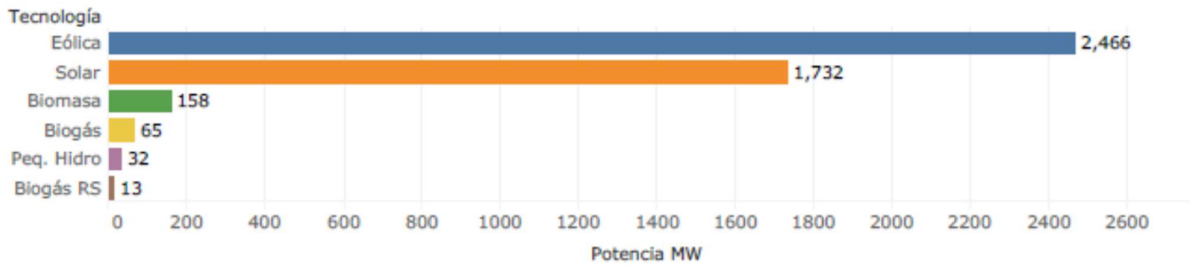
Por Resolución MEYM Nro.: 136/16 se establecen las condiciones para licitar la instalación de potencia de energía renovable. El denominado Programa Renovar ha sido estructurado con un sistema de tres garantías.

El FODER garantiza el pago que CAMMESA debe hacer de la energía contratada, y asimismo ante un evento de terminación contractual. A su vez, existe un segundo nivel de garantía, asumiendo el Estado Nacional como garante frente a la terminación de los contratos. Finalmente, en caso de que sea necesario, como garantía final se encuentra el Banco Mundial, también para este último supuesto.

Los plazos de los contratos de venta de energía se establecen hasta en 20 años.

El programa Renovar en sus versiones 1, 1.5 y 2.0 ha firmado contratos por unos 4.400 MW de potencia a un precio promedio de u\$s 54,72 MWh. De estos proyectos sólo se están construyendo entre un 25% y 30%, dada las dificultades para acceder a financiamiento adecuado y a las restricciones de transporte en el Sistema Interconectado Nacional.

Adjudicados	Potencia	Precio Promedio Ponderado
147	4,466.5	54.72
Proyectos	MW	USD/MWh



Los precios promedios adjudicados por tecnología de generación renovable por se ubican en los siguientes valores aproximados:

Solar: 50 u\$s/MWh

Eólica: 55 U\$s/MWh

Pequeñas centrales hidráulicas: 100 u\$s/MWh

Biomasa: 125 u\$s/MWh

Biogas: 165 u\$s/MWh

Biogas de plantas de residuos: 130 u\$s/MWh

Con este esquema, se ha establecido un sistema de precios y cupos diferenciados por tecnología lo que indirectamente implica un esquema de subsidio a sistemas de generación eléctrica menos eficientes y, por tanto, de mayor costo.

C. ESQUEMAS DE REMUNERACIÓN

Los proyectos de generación renovable tienen tres posibles caminos de desarrollo.

Participar de las nuevas convocatorias previstas por el programa Renovar, realizar contratos a término con Grandes Usuarios, tal cual lo previsto en la Resolución MEYM Nro.: 281/17, o asociarse a Grandes Usuarios que deseen realizar autogeneración.

1. PROGRAMA RENOVAR

Las ofertas que resultan adjudicadas son objeto de un Contrato de Abastecimiento (CAMEM) con las siguientes características:

- Objeto: La venta de energía eléctrica desde la habilitación comercial y por el plazo de vigencia del contrato
- Una Parte Vendedora: El Generador cuya oferta sea aceptada por la Secretaría de Energía Eléctrica.
- Una Parte Compradora: CAMMESA en representación de los Distribuidoras y Grandes Usuarios.
- Vigencia: Hasta 20 años desde la entrada en servicio.
- Tipo y tecnología de la energía a suministrar (eólica, fotovoltaica, etc.).
- Energía comprometida a entregar por año con un sistema de penalización en caso de incumplimiento.
- Una potencia instalada por generador y total.
- Precio en u\$s/MWh.
- Condiciones de la Garantía de Cumplimiento de Contrato.
- Punto de entrega
- Sanciones por incumplimiento

El programa Renovar establece el siguiente esquema remuneratorio para aquellos oferentes que luego resulten adjudicados.

Por cada MWh inyectado a la red se reconoce un precio dado por el producto de tres componentes.

- El Precio Adjudicado

El que fue presentado durante la licitación.

- Un Factor de Ajuste Anual

Que se aplica con un valor distinto por cada uno de los años del contrato lo que de alguna manera actúa como un mecanismo de ajuste inflacionario similar al que surgiría de aplicar la inflación de los Estados Unidos (Anexo 8 del Pliego Licitatorio), a lo largo de la duración del contrato.

- Un Factor de Incentivo

Que busca mejorar las posibilidades de financiamiento del proyecto, que varía cada año hasta año 2.039 (Anexo 9 del Pliego Licitatorio).

Así:

Precio reconocido [u\$s/MWh] = Precio Adjudicado x Factor de Ajuste Anual x Factor de incentivo (Calculados para el año al cual pertenece el mes en cuestión)

Bajo este esquema la remuneración promedio de las distintas tecnologías, suponiendo que todos los proyectos hubieran comenzado durante el año 2018, habría sido la siguiente para cada año de contrato:

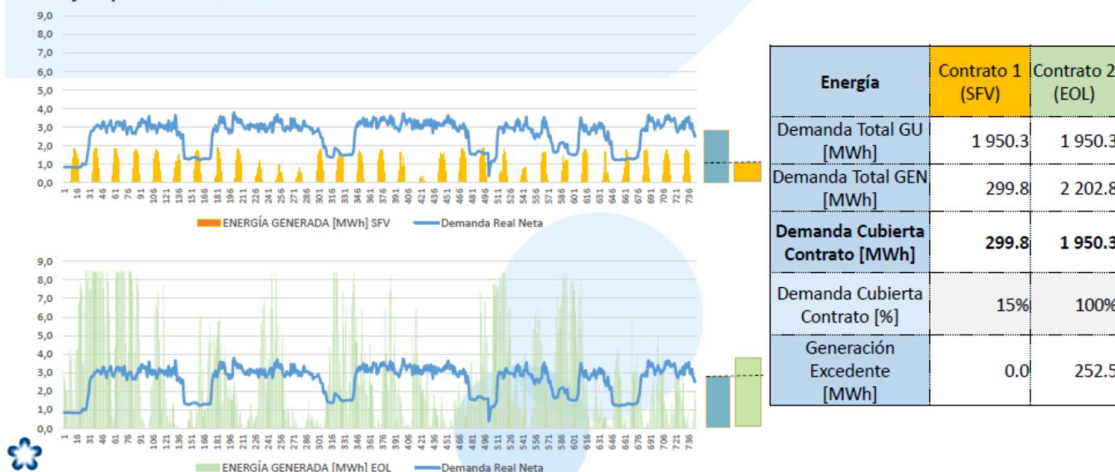
FACTOR DE AJUSTE ANUAL		FACTOR DE INCENTIVO		REMUNERACIÓN POR TECNOLOGÍA VALOR PROMEDIO					
AÑO	FACTOR	AÑO	FACTOR	SOLAR u\$s/MWh	EOLICA u\$s/MWh	HIDRO u\$s/MWh	BIOMASA u\$s/MWh	BIOGAS u\$s/MWh	BIOBAS PR u\$s/MWh
VAL. PROM .				50	55	100	125	165	130
1	1,0710	2018	1,20	64,26	70,69	128,52	160,65	212,06	167,08
2	1,0344	2019	1,15	59,48	65,43	118,96	148,70	196,28	154,64
3	1,0521	2020	1,15	60,50	66,55	120,99	151,24	199,64	157,29
4	1,0701	2021	1,15	61,53	67,68	123,06	153,83	203,05	159,98
5	1,0883	2022	1,15	62,58	68,83	125,15	156,44	206,50	162,70
6	1,1069	2023	1,10	60,88	66,97	121,76	152,20	200,90	158,29
7	1,1258	2024	1,10	61,92	68,11	123,84	154,80	204,33	160,99
8	1,1450	2025	1,10	62,98	69,27	125,95	157,44	207,82	163,74
9	1,1646	2026	1,05	61,14	67,26	122,28	152,85	201,77	158,97
10	1,1845	2027	1,05	62,19	68,40	124,37	155,47	205,21	161,68
11	1,2047	2028	1,05	63,25	69,57	126,49	158,12	208,71	164,44
12	1,2253	2029	1,00	61,27	67,39	122,53	153,16	202,17	159,29
13	1,2462	2030	1,00	62,31	68,54	124,62	155,78	205,62	162,01
14	1,2675	2031	1,00	63,38	69,71	126,75	158,44	209,14	164,78
15	1,2891	2032	1,00	64,46	70,90	128,91	161,14	212,70	167,58
16	1,3111	2033	1,00	65,56	72,11	131,11	163,89	216,33	170,44
17	1,3335	2034	0,90	60,01	66,01	120,02	150,02	198,02	156,02
18	1,3563	2035	0,90	61,03	67,14	122,07	152,58	201,41	158,69
19	1,3794	2036	0,90	62,07	68,28	124,15	155,18	204,84	161,39
20	1,4030	2037	0,80	56,12	61,73	112,24	140,30	185,20	145,91

2. MERCADO A TÉRMINO RESOLUCIÓN MEYM NRO.: 281/17. AUTOGENERACIÓN

Se trata de contratos para la adquisición mensual de energía renovable libremente acordados entre las partes (Grandes Usuarios y Generadores Renovables), en cuanto a precio y plazo. Para contratar es requisito ser Agente del MEM y contar con un sistema de medición comercial (SMEC).

CONTRATOS – Ejemplos

Ejemplos de Contratos: 1 GUH con 1 Generador Renovable



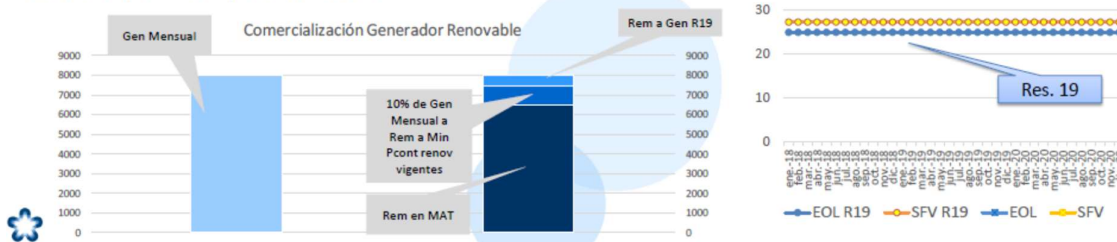
Al igual que en el programa Renovar los Generadores Renovables del mercado a término no abonan cargos de conexión al sistema de transporte.

Los excedentes de generación respecto a lo contratado son adquiridos por CAMMESA hasta un 10%.

GENERACION RENOVABLE – Excedentes No contractualizados

La generación excedente no entregada a contratos en el MAT se comercializará de 2 maneras:

- Compra por CAMMESA de hasta un 10% de la energía generada en el mes al menor precio vigente en el mercado para la tecnología correspondiente, considerando la totalidad de los contratos de abastecimiento en ejecución en ese momento.
- El resto de la energía generada no comercializada se venderá al Mercado Spot, la que será valorizada al precio establecido en la Resolución N° 19 de 2017 o la que la reemplace en el futuro.



La norma reconoce graves restricciones en el Sistema de Interconectado Nacional (SIN) de Transporte eléctrico de forma que los Generadores Renovables deben participar de un proceso de asignación de derecho de ingreso al sistema. En caso de ser asignado el Generador debe constituir una caución a fin asegurar su Prioridad de Despacho.

Los valores de estos contratos estarán determinados por el valor que ofrezca CAMMESA desde su esquema de compras conjuntas y por el costo del mercado de unos 76,6u\$s/MWh previsto para el año 2.019.

VII. CONCLUSIONES

Del análisis realizado surgen las siguientes conclusiones:

- El sistema eléctrico prevé incorporar, hasta el año 2.025, unos 11.200 MW de potencia de energía renovable que busca, entre otros objetivos, remplazar centrales de generación térmica poco eficientes (Turbo Vapor y Generación Distribuida por unos 6.500 MW).
- En el largo plazo es factible la creación de un mercado eléctrico regional que incluya a los países limítrofes de Argentina.
- La remuneración de la generación eléctrica se encuentra parcialmente dolarizada.
- Las licitaciones del Programa Renovar prevén precios diferenciados dependiendo del tipo de tecnología empleada, lo que constituye un subsidio indirecto.
- La Generación Renovable no abona cargos por el uso del Sistema Interconectado Nacional de transporte de energía eléctrica, aunque existen restricciones que dificultan la instalación de nuevas centrales.