



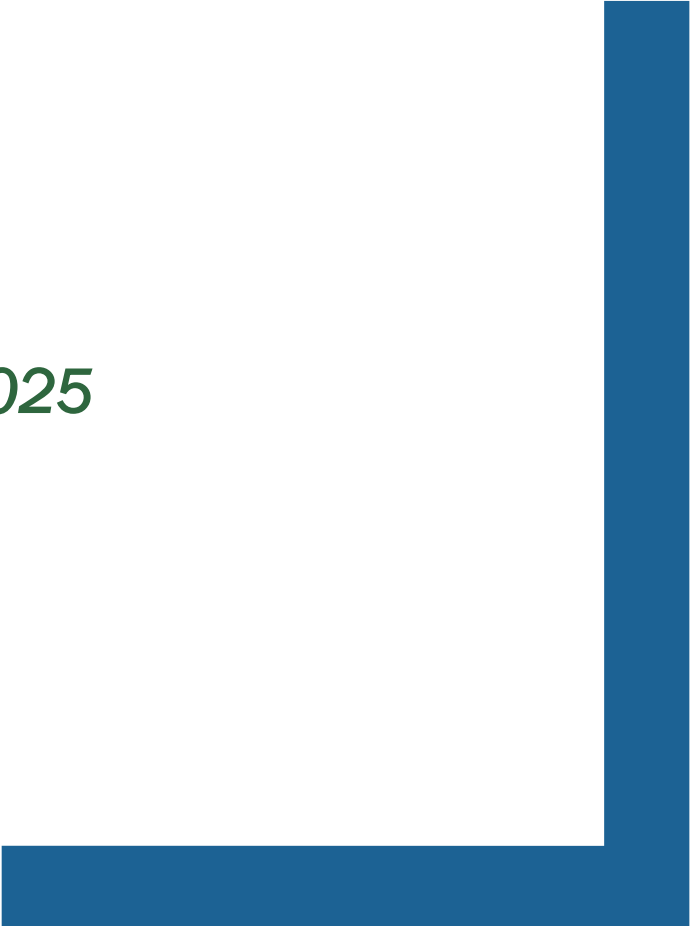
**AGUEERA**  
ASOCIACIÓN GRANDES USUARIOS  
ENERGÍA ELÉCTRICA REPÚBLICA ARGENTINA

*Seminarios UIA*

*Energías Renovables: rumbo a 2025*

21 de Noviembre 2018

Ing. Julia Carruthers – Gerente AGUEERA



## Ley 27191: energía renovable

Ley 27191:	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	Desde 2025
Objetivos a alcanzar	8%	12%	16%	18%	20%
Tecnologías	Eólica, Solar, Biogás, Biomasa, Biocombustibles, Geotermia, Gases de vertedero, Gases de plantas de Depuración, Hidráulica < 50 MW, Mareomotriz, Undimotriz.				

### Res 281/17: Grandes Usuarios Habilitados" o "GUH"

Grandes usuarios con más de 300 kW de demanda media anual medida en el año calendario anterior al mes de transacción:

GUH 2017			
Tipo de Agente	Cantidad de Agentes	Demanda 2017 [GWh]	Potencia Media x Agente 2017 [MW]
Gran Usuario Mayor (GUMA) y AG	405	19 979	5.63
GRAN DEMANDA EN DISTRIBUIDOR	1 098	8 021	0.83
Gran Usuario Menor (GUME)	586	3 410	0.66
<b>Totales</b>	<b>2 089</b>	<b>31 410</b>	<b>1.72</b>

Demanda total 2017  
135,000  
23%

CANTIDAD DE AGENTES		
Potencia Media 2016 Mayor a 20 MW	Potencia Media 2016 Entre 5 y 20 MW	Potencia Media 2016 Entre 0.3 y 5 MW
19	91	1897

## *Autogeneración no renovable y cogeneración*

ARTÍCULO 39.- **AUTOGENERACIÓN NO RENOVABLE.** Para la fiscalización del cumplimiento por GUH que cuenten con autogeneración de energía no renovable, se comparará el porcentaje de la obligación a cumplir en el año fiscalizado sobre la demanda anual de ese año **–consistente exclusivamente en la energía tomada del MEM–** con la sumatoria de la energía autogenerada de fuente renovable y/o los contratos celebrados bajo el presente Régimen. Si dicha sumatoria no alcanzara el porcentaje obligatorio, la diferencia entre uno y otro será considerada como faltante, a los efectos de la determinación del incumplimiento, de acuerdo con lo previsto en el artículo 42 de este Anexo.

# Alternativas para los GU



## *Alternativas para los GU*

Usuarios en compra conjunta:  
GU < 300 KW Medios  
GUH que no salen de la compra conjunta

- Contratos por eerr firmados por CAMMESA producto de licitaciones
- Contratos a 20 años
- Tecnología diversificada

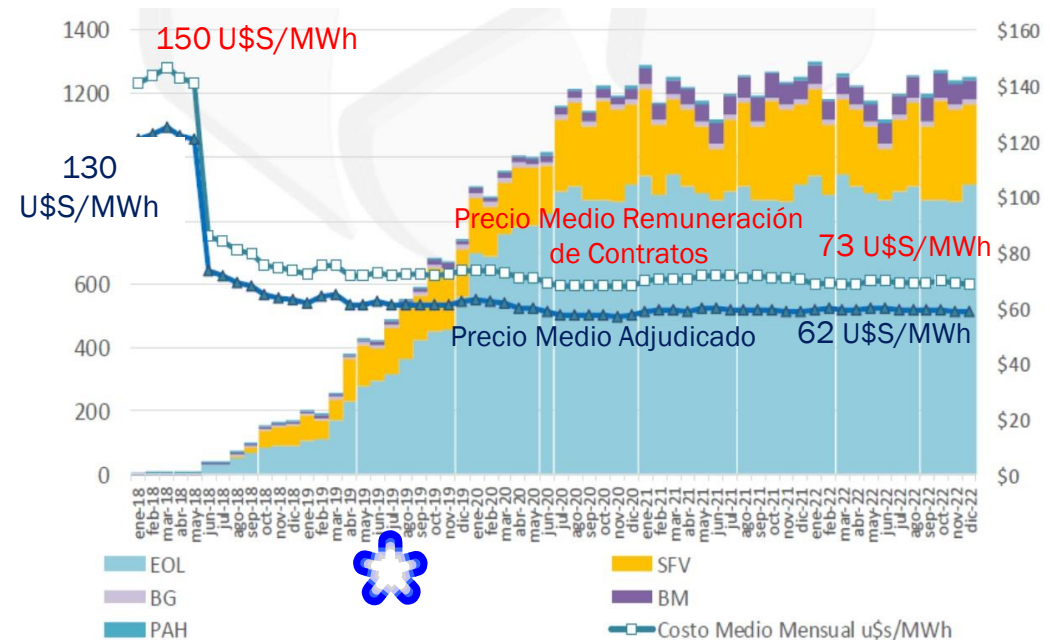
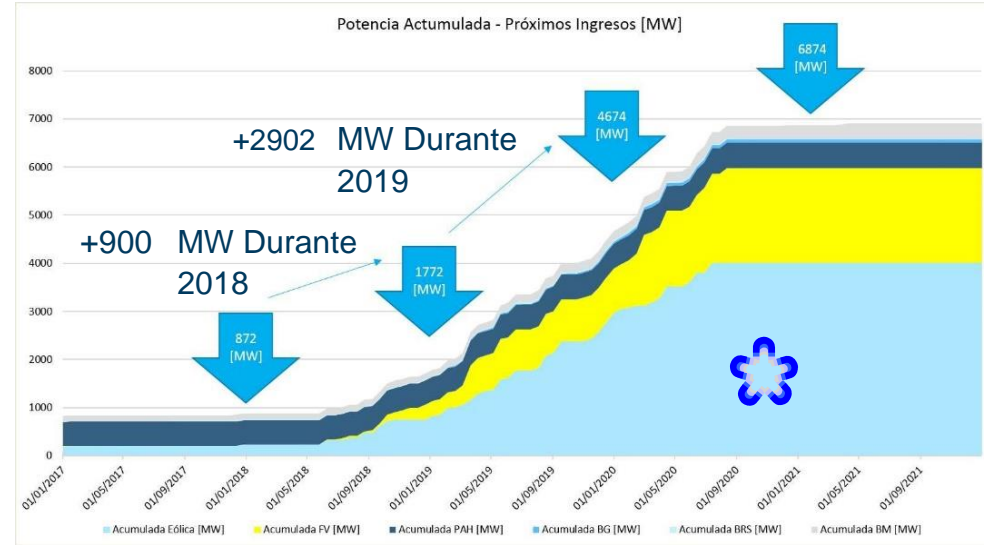
GUH que optan por salir de la compra conjunta

- PPA privado, precios y condiciones libremente pactadas
- Autogeneración de eerr

# Compras conjuntas: Proyección Renovar 1 + Renovar 1.5 + Res 202 + Renovar 2

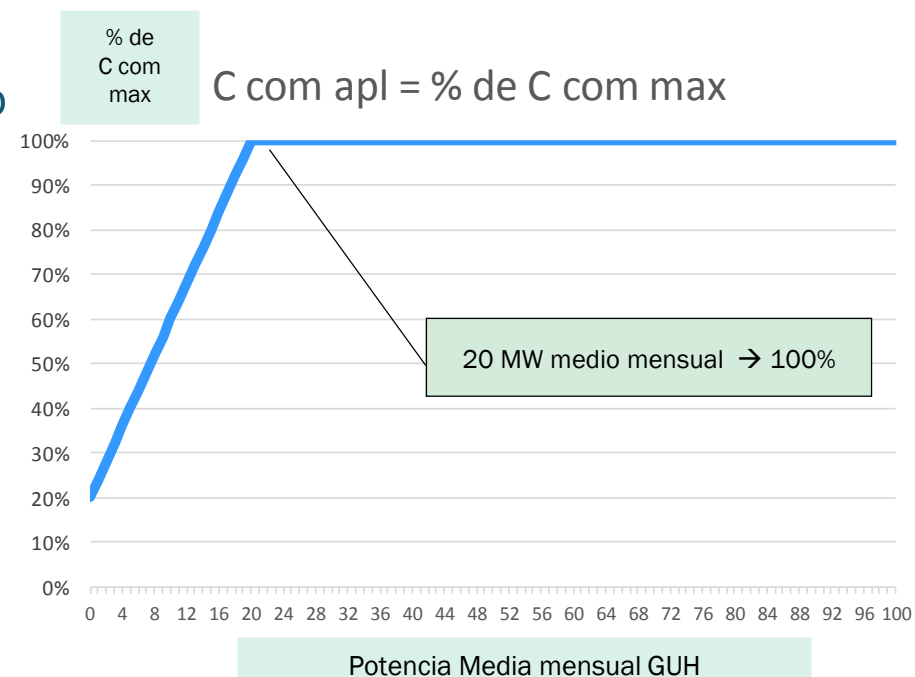
## Resultados Renovar (4966,5 MW)

MW	Eólico	Solar	OTRAS
R1	707,5	400	34,5
R1,5	765,4	516,2	
R2	993,4	816,3	233,3
R202	445	10	45
<b>TOTAL (≈5000 MW)</b>	<b>2911</b>	<b>1742</b>	<b>313</b>



# Transacción GUH en Compras conjuntas

- Cammesa adquiere la energía renovable mediante licitaciones.
- Los GU no son pasibles de penalidad.
- Por la Energía Renovable, el GU que participe de las compras conjuntas pagará:
  - *Energía licitada por CAMMESA*
  - *Cargos de Potencia (los mismos que para la energía no renovable)*
  - *Cargo por Comercialización y un Cargo por Administración*
    - A partir de la transacción de enero 2019
    - Por el % mínimo entre los establecido en la ley y lo alcanzado por CAMMESA



		2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
Cargo por comercialización	Cargo máximo USD/MWh	0	6	10	14	18
Cargo por administración	USD/MWh	0	0,05	0,05	0,05	0,05

## *Exclusión de la compra conjunta: Contrato en MAT o autogeneración*

- Contratación individual en el Mercado a Término o por autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable.
- Esta opción podrá ejercerse **2 veces por año**.
- **Duración mínima de 5 años**.
- Cantidad mínima: Porcentaje indicado en la Ley 27191. No existe límite superior.
- **GUDI**. Las Grandes Demandas de los Agentes Distribuidores (GUDIs), **deberán convertirse en Usuarios del MEM**.
- **Proyectos habilitados** deben:
  - a) *estar habilitados comercialmente con posterioridad al 1° de enero de 2017;*
  - b) *estar inscriptos en el RENPER*
  - c) *La potencia no debe estar comprometida bajo otro régimen contractual.*
  - d) *Podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en las Leyes Nros. 26.190 y 27.191.*



# Exclusión de la compra conjunta: Transacción comercial

## ■ Transacción

- El usuario no compra energía renovable producto de la compra conjunta de CAMMESA
- Por la parte comprada en el MEM, tienen un cargo impacto compra conjunta (+ó-)
- No abona los cargos de comercialización y administración
- Tienen un descuento en el cargo reserva de potencia (máximo requerimiento térmico)

	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
<b>Factor de ajuste del descuento por potencia media mensual renovable abastecida</b>	100%	100%	75%	50%	25%

- Demanda base y demanda excedente Los GU podrán asignar los contratos de energía renovable a la demanda base o a la demanda excedente.
- Valores de **energía mensual**. No se evaluará el cumplimiento horario de contratos.
- La **fiscalización** del cumplimiento de la obligación **anual**, por año vencido. En USD, como el producto de la cantidad de energía obligatoria y no abastecida y el Costo de Gasoil Equivalente (CGOEQ).

$$CGOEQ = \frac{PMGOI \times CEM}{PC} + \underline{COyM}$$

			AÑO		
Concepto			2015	2016	2017 (*)
<b>Volúmen de GO</b>		<b>Miles de m3</b>	<b>2236</b>	<b>2377</b>	<b>1266</b>
<b>Precio Medio de Gasoil Importado</b>	<b>PMGOI</b>	<b>u\$\$/m3</b>	<b>596</b>	<b>441</b>	<b>404</b>
<b>Consumo Específico Medio</b>	<b>CEM</b>	<b>Kcal/KWh</b>	<b>1902</b>	<b>1938</b>	<b>1922</b>
<b>Poder Calórico</b>	<b>PC</b>	<b>kcal/m3</b>	<b>8580</b>	<b>8580</b>	<b>8580</b>
<b>Costo de Operación y Mantenimiento</b>	<b>COyM</b>	<b>u\$\$/Mwh</b>	<b>8.8</b>	<b>7.9</b>	<b>8.0</b>
<b>Costo de Gasoil Equivalente</b>	<b>CGOEQ</b>	<b>u\$\$/Mwh</b>	<b>141</b>	<b>108</b>	<b>98</b>

# Exclusión de la compra conjunta: Contrato en MAT o autogeneración

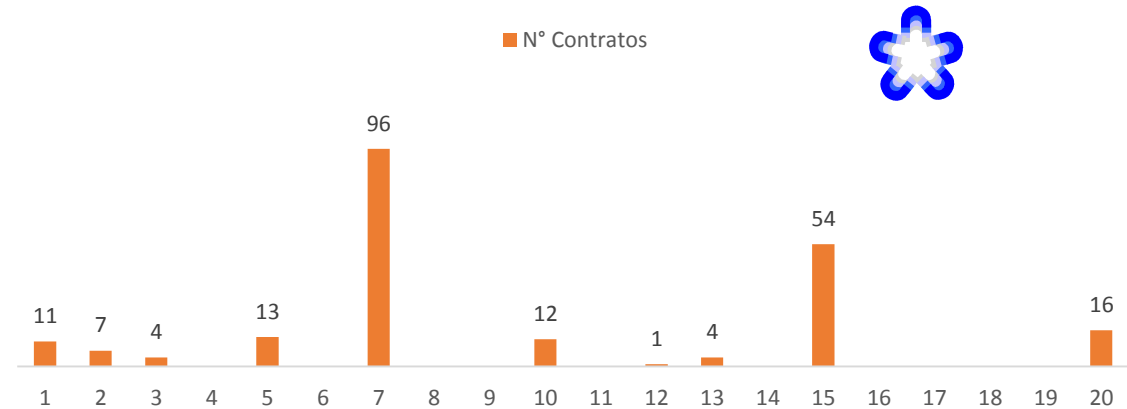
Proyectos con prioridad de despacho: 51 (1264 MW)

Contratos MATER a octubre 2018: 110

Plazos de los Contratos: 1 a 21 años

% cobertura: 10% a 50%

N° Contratos según plazo (en años) de duración



# Que cargos paga un contrato en el MATER

## Nota SSEE N° 20071144

<b>Precios Mensuales para la Energía fuera y en contratos MATER - GUH fuera de Compras Conjuntas</b>		
<b>Precios Mensuales</b>	<b>Energía En Contrato MATER</b>	<b>Energía Compra MEM</b>
<b>Energía Spot</b>	No	Si
<b>Sobrecosto Transitorio de Despacho</b>	No	Si
<b>Adicional Sobrecosto Transitorio de Despacho</b>	No	Si
<b>Sobrecostos Contratos MEM</b>	No	Si
<b>Sobrecostos Combustibles</b>	No	Si
<b>Cargo Demanda Excedente</b>	No/Si (*)	Si
<b>Sobrecosto Compras Conjuntas</b>	No	Si
<b>Impacto Compras Conjuntas</b>	No	Si (**)
<b>Cargo Comercialización (Se aplica a partir de Ene-19)</b>	No	No
<b>Cargo Administración (Se aplica a partir de Ene-19)</b>	No	No
<b>Cargo Energía Adicional</b>	Si	Si
<b>Cargo Transitorio FONINVEMEM</b>	Si	Si

<b>Precios Mensuales por Potencia - GUH fuera de Compras Conjuntas</b>	
<b>Precios Mensuales</b>	<b>Potencia GUH</b>
<b>Potencia Despachada</b>	Si
<b>Cargos Servicio de Reserva Instantánea</b>	Si
<b>Cargos Servicios Asociados a la Potencia</b>	Si
<b>Cargos por Reserva de Potencia</b>	Si
<b>Cargos Reserva 10 Min.</b>	Si
<b>Cargos Reserva 20 Min.</b>	Si
<b>Cargos Reserva 4 horas</b>	Si
<b>Cargos Reserva de Máximo Requerimiento Térmico</b>	Si / Con Descuento (*)

<b>Precios Mensuales por Transporte - GUH fuera de Compras Conjuntas</b>		
<b>Precios Mensuales</b>	<b>Energía En Contrato MATER</b>	<b>Energía Compra MEM</b>
<b>Cargo Transporte AT</b>	Si	Si
<b>Cargo Transporte DT</b>	Si	Si

# Generadores con prioridad de despacho asignada

Periodo de Asignación	Proyecto	RAZÓN SOCIAL SOLICITUD	Potencia Asignada [MW]
4° Trim. 2017	PE. DE LA BAHÍA	PARQUES EÓLICOS DEL FIN DEL MUNDO S.A.	28,00
4° Trim. 2017	PE. La Castellana II	CENTRAL PUERTO S.A.	15,75
4° Trim. 2017	PE. PAMPA ENERGÍA	GREENWIND S.A.	50,40
4° Trim. 2017	PE. MANANTIALES BEHR	YPF ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.	99,00
4° Trim. 2017	PE. RAWSON III	GENNEIA S.A.	24,00
4° Trim. 2017	PSFV. NONOGASTA V	ENERGÍAS SUSTENTABLES S.A.	14,97
4° Trim. 2017	PSFV. Saujil III	ENERGÍAS SUSTENTABLES S.A.	8,00
4° Trim. 2017	PSFV. CAFAYATE SOLAR	CAFAYATE SOLAR S.A.	3,00
4° Trim. 2017	PE. Achiras II	CP ACHIRAS II S.A.U.	30,00
			<b>273,1</b>

	RAZÓN SOCIAL SOLICITUD	Potencia Asignada [MW]
ITA 2	PARQUES EÓLICOS VIENTOS DEL SUR S.A.	10,80
A II	GENNEIA S.A.	11,70
- ALT	LUZ DEL CERRO S.A.-YPF	72,20
- FASE II	ENERGETICA ARGENTINA	19,15
HÍA	PARQUES EÓLICOS DEL FIN DEL MUNDO SA	20,51
SA II	GENNEIA S.A.	3,45
VA II	CP RENOVABLES S.A.	41,80
AS	PARQUES EÓLICOS ARGENTINOS SA	50,00
	PARQUE EÓLICO DEL BICENTENARIO S.A.	21,60

1° Trim. 2018	PE. DEL BICENTENARIO II
1° Trim. 2018	

Periodo de Asignación	Proyecto	RAZÓN SOCIAL SOLICITUD	Potencia Asignada [MW]
2° Trim. 2018	P.S. PARQUE DE LOS LLANOS	EMPRESA FEDERAL DE ENERGIA S.A. (EFESA)	
2° Trim. 2018	P.S. GREEN VALLEY SOLAR	GREEN VALLEY SOLAR S.A.	
2° Trim. 2018	P.S. EL PUESTO	LEDESMA RENOVABLES	
2° Trim. 2018	P.S. SAN MIGUEL	SOLARES DE SAN MIGUEL SA	
2° Trim. 2018	P.S. CURA BROCHERO	P.S. CURA BROCHERO S.A.U.	
2° Trim. 2018	P.S. VILLA DE MARIA DE RIO SECO	P.S. VILLA MARÍA DEL RÍO SECO S.A.	
2° Trim. 2018	P.S. HELIOS RÍO DIAMANTE PV VI	HELIOS RÍO DIAMANTE PV VI S.A.	
2° Trim. 2018	P.S. CASPOSO	AUSTRAL GOLD ARGENTINA SA	
2° Trim. 2018	P.S. TOCOTA SOLAR I - A	ISLA POWER	
2° Trim. 2018	P.S. TOCOTA SOLAR I - B	ISLA POWER	
2° Trim. 2018	P.S. ANCHIPURAC	ENERGÍA PROVINCIAL S.E.	
2° Trim. 2018	P.S. ULLUM SOLARGEN 2	SOLARGEN ULLUM S.A.	
2° Trim. 2018	P.E. VIENTOS NEUQUINOS I	VIENTOS NEUQUINOS S.A.	
2° Trim. 2018	P.E. LOS TEROS	LUZ DEL CERRO S.A. - YPF LUZ	
2° Trim. 2018	P.E. WAYRA I	AUTOTROL RENOVABLES S.A.	
2° Trim. 2018	P.E. SANTA TERESITA	VIENTOS PUNTA ALTA S.A.	
2° Trim. 2018	P.E. SANTA TERESITA - A	VIENTOS PUNTA ALTA S.A.	
			<b>364,3</b>

Periodo de Asignación	Proyecto	RAZÓN SOCIAL SOLICITUD	Potencia Proyecto [MW]	Potencia Asignada [MW]
3° Trim. 2018	P.E. Los Teros II	Luz Del Valle S.A.	50	49,8
3° Trim. 2018	P.S. La Rioja Norte	Latinoamericana De Energía S.A.	15	15
3° Trim. 2018	P.S. Sol de Bermejo	Solar 1 S.A.	18	18
3° Trim. 2018	P.S. Patquía	Latinoamericana De Energía S.A.	20	15
3° Trim. 2018	P.S. Chepes	Ledlar SAPEM	2	2
3° Trim. 2018	P.S. Inversora Juramento	Inversora Juramento S.A.	2	2
3° Trim. 2018	P.S. La Cumbre II	Diaser Energía S.A.S.	4	4
3° Trim. 2018	P.S. Retamito I	40 Soles S.A.	100	100
3° Trim. 2018	P.S. Hypersolar Ullum	Hypersolar S.A.	64	44
3° Trim. 2018	B.R.S. EcoAyres	Ecoayres Argentina S.A.	4	4
				<b>253,8</b>

## *Energías distribuidas (para usuarios no agentes del MEM)*

En diciembre de 2017 se sancionó la Ley 27424: Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública.

Dto 986/18 reglamenta la Ley.

<b>Jujuy</b>	Ley N° 6023/2017
<b>Mendoza</b>	Ley N° 7549/2006. Energías Eólica y Solar. Res EPRE N° 019/2015
<b>Misiones</b>	Ley de Balance Neto: LEY XVI – N° 118/2016
<b>Neuquén</b>	Ley N° 3.006/2016
<b>Rio Negro</b>	Resolución 64/2017 del Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE)
<b>San Luis</b>	Ley N° IX-0921-2014
<b>Santa Fe</b>	Res. EPE N° 442/10/2013.
<b>Salta</b>	Ley N° 7824/2014. Res. N° 1315. Balance Neto
<b>Tucumán</b>	El 27/10/2016 fue promulgada por la Legislatura y enviada al Poder Ejecutivo para su reglamentación, la Ley de “Generación distribuida de energía eléctrica basada en energías renovables en el sector residencial, comercial e industrial”

Muchas gracias

[www.agueera.com.ar](http://www.agueera.com.ar)

[jcarru@agueera.com.ar](mailto:jcarru@agueera.com.ar)

01143117000

## Sobrecosto compra conjunta

- Los sobrecostos originados por los contratos de Energía Eléctrica a partir de fuentes renovables (RenovAr 1.0, RenovAr 1.5, RenovAr 2.0 y Res. N°202/16), se recuperan a través del precio denominado Sobrecosto de Compras Conjuntas
- Al costo mensual total de los contratos se le descuenta el monto de la energía abastecida por dichos contratos valorizada a los precios spot del MEM.

El resultado de esta diferencia se divide por la demanda MEM descontada de esta última la energía abastecida en contratos renovables privados y autogeneración renovable.

Los costos de los contratos incluyen los ajustes a la remuneración originados por el Factor de Ajuste Mensual y el Factor de Incentivo de cada contrato.

$$\text{Precio Mensual Sob. Com. Conj. [\$]} = \frac{\text{Valorización Cont. en CC [\$]} - \text{Energía Cont. CC [MWh]} \times \text{Precios Spot MEM [$/MWh]}}{\text{Demanda MEM [MWh]} - \text{Demanda en Contratos Renovables y Auto. Renov. [MWh]}}$$

- Demanda MEM Junio 2018: 11 869 GWh
  - Generación Compras Conjuntas 37 830 MWh
  - Remuneración Compras Conjuntas \$ 96 549 783
  - Valorización Contratos en CC spot: \$ 9 079 256
  - Demanda en Contratos Renovables y Auto. Renov. : 10 GWh
- Precio Mensual Sob. Com. Conj. [\\$] = \$ 87470528/ (11869 – 10) GWh**
- Precio Mensual Sob. Com. Conj. [\$/MWh] = 7.4**

## Cargo **Impacto Compra Conjunta**

La Res.281-E-2017 estableció que las compras en el MEM de los GUH que hayan optado por salir de las compras conjuntas no deberían incluir las modificaciones que se producen en el costo medio MEM por la incorporación de energías de origen renovable.

### Costos de Energía del MEM por Concepto

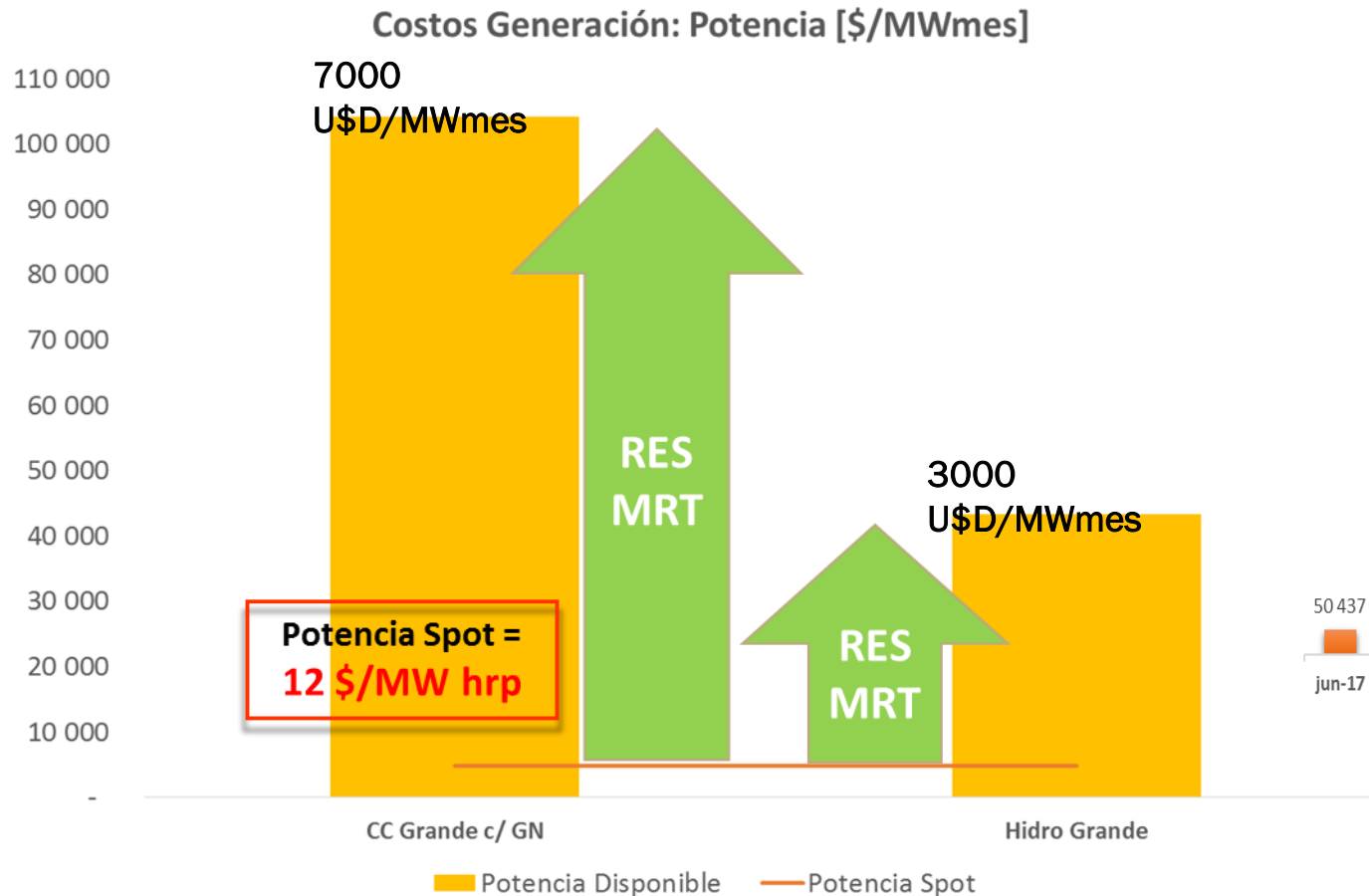
Sobrecostos Transitorios Despacho	\$12 062 340 863
STD Adicional MEM	\$ 1 013 813 593
Sobrecostos Contratos MEM	\$ 6 048 596 752
Importe Compra Conjunta	\$ 88 923 500
Sobrecostos Combustible	\$ 15 94 712 379
STD Asignado Dem. Excedente	\$ 534 280 644
Importe Demanda a PM	\$ 2 839 675 751
<b>Costos totales</b>	<b>\$ 24 182 343 482</b>
<b>Precio Medio MEM</b>	<b>\$ 2 044</b>

Generación Compras Conjuntas	37 830 MWh
Valorización Gen. CC Precio MEM	\$77 317 871
Remuneración Compras Conjuntas	\$ 96 549 783
Diferencia	- \$ 19 231 911

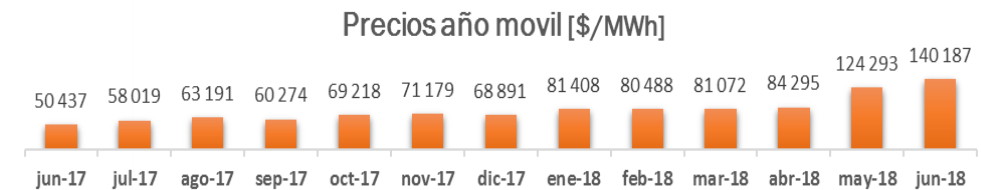
**Precio Mensual Impacto Com. Conj. [\$/MWh] = -1.63**



# Reserva De Máximo Requerimiento Térmico



La diferencia entre lo remunerado por disponibilidad al generador y lo pagado por la demanda como Potencia despachada



## Reserva De Máximo Requerimiento Térmico



Precio Mensual Reserva Max. Req. Térmico = \$ Monto Reserva MRT / ReqMax de MRT

Cargo Reserva MRT[\$] = Compra Mensual Reserva [MW] x Precio Mensual Reserva MRT [\$/MW-mes]

- La Compra Mensual Reserva se determina de la siguiente forma:

$COMESRES = RXMAX * REQMAX + (1 - RXMAX) * RXHRP * REQMED$

## *Reserva de Máximo Requerimiento Térmico*

$$\text{COMESRES} = \text{RXMAX} * \text{REQMAX} + (1 - \text{RXMAX}) * \text{RXHRP} * \text{REQMED}$$

Donde:

- RXMAX: participación del Requerimiento de Res. de Pot. de cada agente demandante en horas de pico sobre la solicitud media de potencia en HRP y se fija en 0,3.  $\text{RXMAX} = 0,30$
- RXHRP: relación entre las demandas máximas no simultáneas de los agentes demandantes y el requerimiento medio de potencia en HRP. Se informa con la Programación Estacional o reprogramación trimestral.  $\text{RXHRP} = 1.24$
- REQMED: requerimiento medio de potencia en HRP de cada agente demandante
- REQMAX: es el valor máximo entre la potencia declarada y la potencia registrada

*Descuentos Contratos PLUS*

$$\text{COMESRES} = \text{RXMAX} * (\text{REQMAX} - \text{RQMAX PLUS}) + (1 - \text{RXMAX}) * \text{RXHRP} * (\text{REQMED} - \text{RQMED PLUS})$$

***Descuentos para GUH que ejercieron opción de salir de las Compras Conjuntas***

$$\text{COMESRES Desc.} = [\text{COMESRES} - \text{Factor de Ajuste \%} * \text{Energía Renovable mes/ Hs del mes}]$$