



Informe Anual 2013



Administración del Mercado Eléctrico
www.adme.com.uy



Resumen y resultados destacados

Se presenta en este documento la actividad del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) durante el año 2013, a través de sus principales variables, contrastando con lo sucedido los últimos años.

Se realiza un estudio detallado de la demanda de energía eléctrica, comparando su evolución frente a valores de temperatura y PBI, con una perspectiva mensual, trimestral y estacional. Asimismo se muestra la tendencia anual presentada los últimos años.

Se analizan la composición del abastecimiento de la demanda, desgregado por fuente, y la generación nacional en el transcurso del año.

Se estudia la evolución de los costos variables (CV) para el despacho.

En cuanto a la comercialización de la generación nacional se muestra la participación de ésta tanto en el mercado spot, como en el mercado de contratos a término. También se presenta el detalle de los intercambios internacionales, por tipo de intercambio y país involucrado.

Se analizan en profundidad la generación hidroeléctrica (operación de Salto Grande, Terra y Palmar y clase hidroeléctrica), la generación térmica (turbo gas y turbo vapor), y la generación distribuida (biomasa y eólica).

Por último, se realiza un detalle de la operación mes a mes durante el año.

La demanda registrada en el año 2013 fue de 10.290 GWh. Durante el año no fue necesario recurrir a importación de países vecinos para abastecer la demanda de energía la cual fue abastecida con un 83.1% de energías renovables (hidroeléctrica, biomasa, eólica, solar fotovoltaica).

Observaciones:

- **Con el objetivo de facilitar la lectura, los valores de energía que se presentan en este informe se expresan sin valores decimales.**
- **La semana de energía eléctrica transcurre de sábado a viernes.**



Índice

Resumen y resultados destacados	2
1. Potencia instalada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)	4
2. Red Nacional de transmisión	5
3. Demanda de energía eléctrica	6
4. Picos de Potencia	9
5. Abastecimiento de la demanda	11
5.1. Abastecimiento de la demanda anual por fuente	11
5.2. Abastecimiento de la demanda detallado	12
6. Generación de Energía Eléctrica	13
7. Costos variables para el despacho	16
8. Comercialización de la generación nacional en el MMEE.....	17
9. Intercambios Internacionales	21
10. Generación Hidroeléctrica	22
10.1. Clase Hidrológica.....	22
10.2. Operación Salto Grande	23
10.3. Operación Rincón del Bonete	24
10.4. Operación Palmar	26
11. Generación Térmica	27
12. Generación conectada a la red de Distribución y generación privada conectada a la red de Trasmisión.....	28
12.1. Generación eólica	29
12.2. Generación con Biomasa y generación térmica distribuida.	30
13. Descripción de la operación mes a mes.....	33



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

1. Potencia instalada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

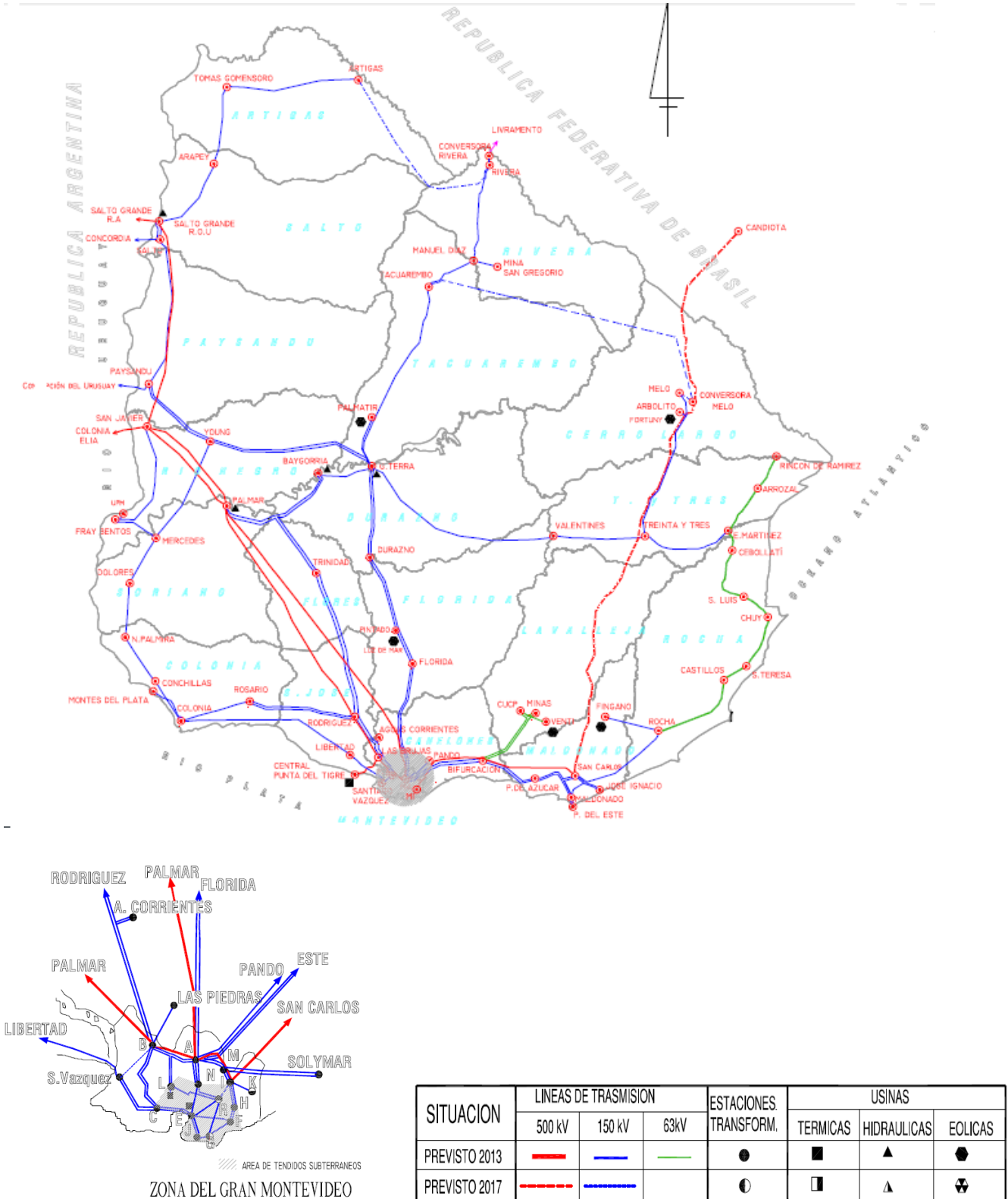
Corresponde a potencia (en MW) puesta a disposición hasta fin del año 2013 inclusive.

AGENTE	FUENTE	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA AUTORIZADA	ACTIVIDAD EN EL MMEC	
				Contratos a Término	Mercado Spot
UTE	HIDRAULICA- TERMICA-EÓLICA- SOLAR	1814,5 MW		✓	
CTMSG Delegación Uruguaya	HIDRAULICA	945 MW		✓	
AGROLAND S.A.	EÓLICA	0,3 MW	0,3 MW	✓	
BIOENER S.A.	BIOMASA	12 MW	12 MW	✓	✓
FENIROL S.A. - ERT	BIOMASA	10 MW	10 MW	✓	✓
GALOFER S.A.	BIOMASA	14 MW	12,5 MW	✓	✓
LAS ROSAS - I.M.MALDONADO	BIOMASA/RELLEN O SANITARIO	1,2 MW	1,2 MW	✓	
LIDERDAT S.A.	BIOMASA	5 MW	4,85 MW		✓
NUEVO MANANTIAL	EÓLICA	18,05 MW	18,05 MW	✓	✓
UPM S.A.	BIOMASA	161 MW	161 MW	✓	
WEYERHAEUSER PRODUCTOS S.A.	BIOMASA	12 MW	12 MW	✓	
ZENDALEATHER S.A.	GAS	3,2 MW	3,2 MW		✓
ALUR S.A.	BIOMASA	10 MW	5 MW	✓	
KENTILUX S.A.	EÓLICA	17,2 MW	17,2 MW	✓	
PONLAR S.A.	BIOMASA	7,5 MW	7,5 MW	✓	✓
ENGRRAW S.A.	EÓLICA	1,8 MW	1,8 MW		✓
LAVADERO DE LANAS BLENGIO S.A.	EÓLICA	1,8 MW	1,8 MW		✓

POTENCIA INSTALADA UTE	
CENTRALES HIDRÁULICAS	
Terra	152
Baygorria	108
Constitución	333
UNIDADES TERMICAS VAPOR	
3a y 4a	50
5a	80
6a	125
TURBINAS DE GAS	
TGAA	20
CTR	212
PUNTA DEL TIGRE	300
APR A (ARRENDADA)	88
APR B (ARRENDADA)	96
APR C (ARRENDADA)	96
MOTORES	
MOTORES RECIPROCANTES	80
AGGREKO (ARRENDADA)	50
PARQUE EÓLICO	
GRUPOS DIESEL	4
FOTOVOLTAICA (ASAHI)	0,5
TOTAL PARQUE UTE	1814,5

POTENCIA INSTALADA POR FUENTE (MW)		
Hidroeléctrica	1538	50,7%
Térmica	1204,2	39,7%
Biomasa	232,7	7,7%
Eólica	58,15	1,9%

2. Red Nacional de transmisión

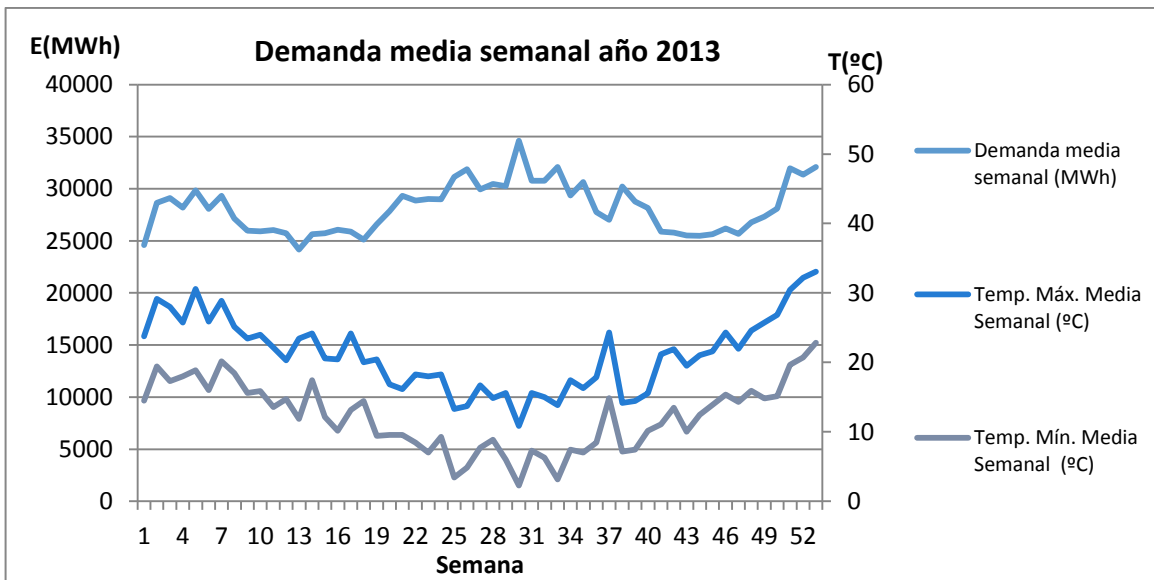


Fuente: UTE



3. Demanda de energía eléctrica

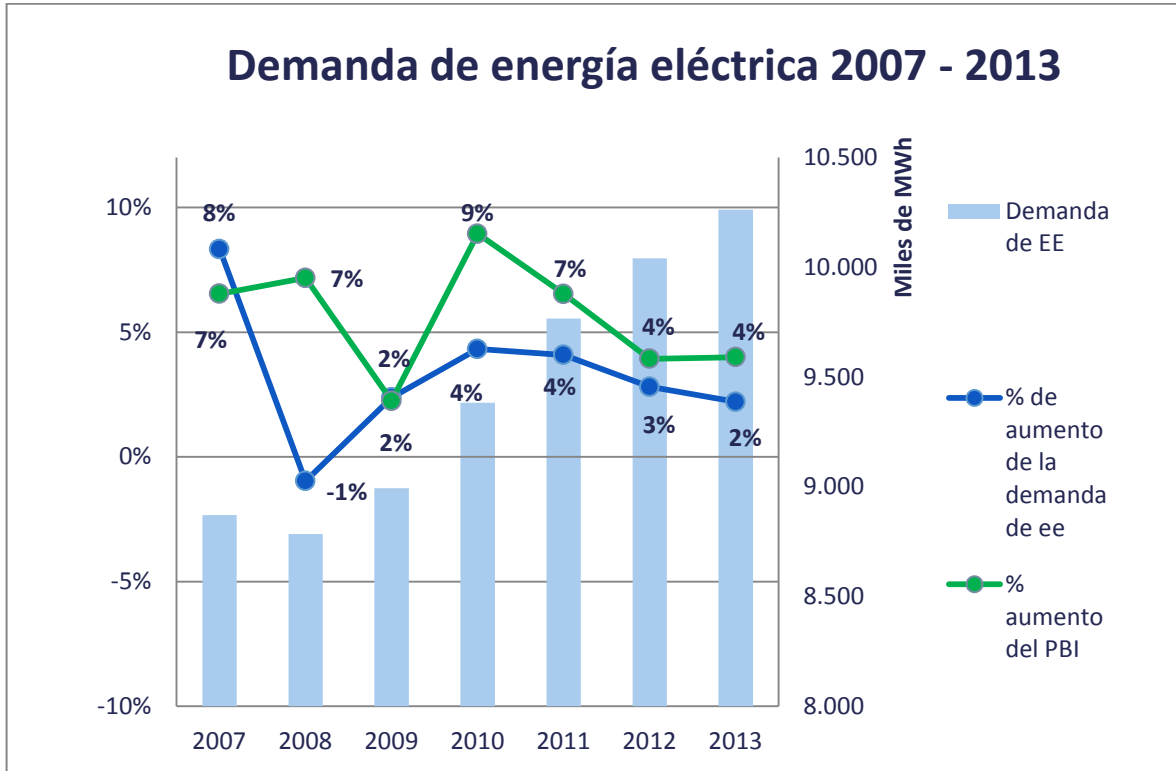
La energía eléctrica inyectada al SIN aumentó durante 2013, alcanzando un total de 10.289.906 MWh, un 2.48% (249.057 MWh) más que el año anterior. Si se considera la energía eléctrica entregada a la red de distribución nacional en 2013, ésta aumentó un 2,7%, ubicándose en un total de 10.016.466 MWh.



**Temperatura en Montevideo
(Referencia Melilla)**
Temperatura Máxima: 38.2 °C
(26/12/2013)
Temperatura Mínima: -1 °C
(20/06/2013)

Energía (MWh)
Energía Diaria Máxima: 37.062
(22/07/2013)
Energía Total: 10.289.906

En el gráfico siguiente puede observarse la relación positiva entre el crecimiento del PBI¹ y la demanda de energía eléctrica².



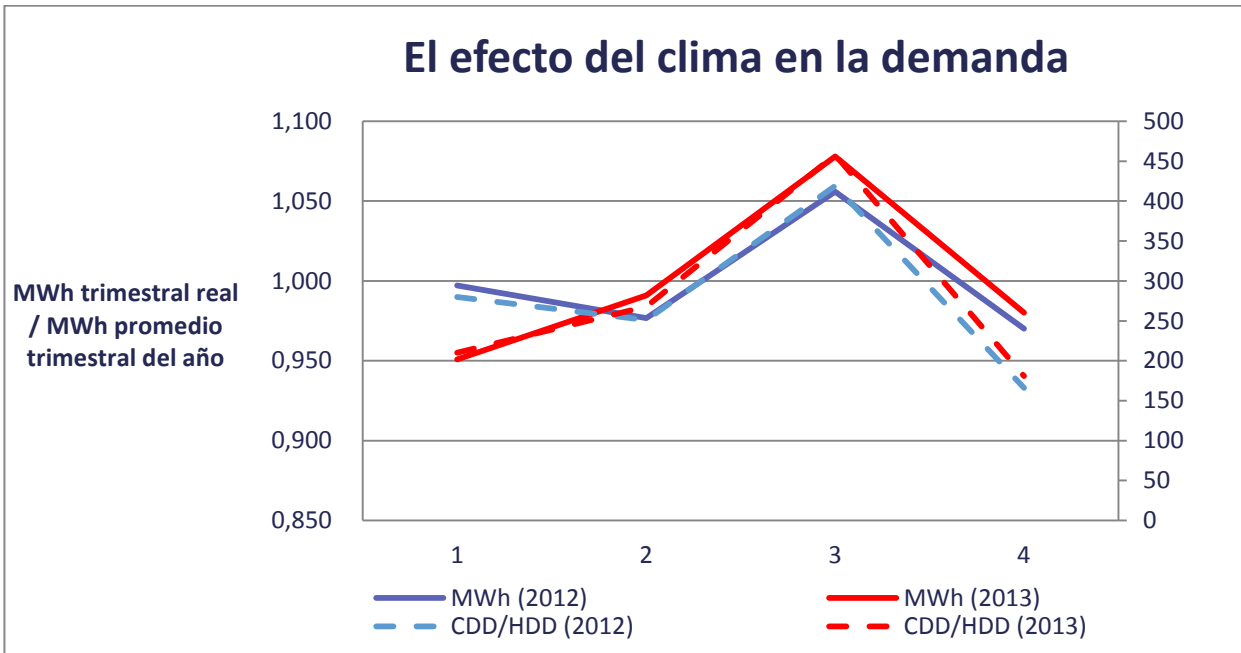
Para analizar el efecto del clima sobre la demanda, se agrupa la energía entregada a Distribución en trimestres calendario. Se calculan la relación entre la demanda de un trimestre en particular respecto al promedio trimestral de ese mismo año³ y la evolución de la temperatura en cada uno de los trimestres. Las variables que representan la temperatura son los *Heating Degree Days*(HDD) y los *Cooling Degree Days*(CDD) totales de cada trimestre⁴. Los HDD se definen, en este documento, como el número de grados-día en que la temperatura estuvo por debajo de los 15°C, y los CDD registran los grados-día en que la temperatura estuvo por encima de los 20°C. En el gráfico, se representan los CDD del primer trimestre, la suma de CDD y HDD para el segundo y tercer trimestre, y nuevamente los CDD para el cuarto trimestre. El objetivo es ver cuál es el efecto de los extremos de temperatura sobre el comportamiento de la demanda trimestral

¹ Estimación propia en base a información del Banco Central del Uruguay.

² El año 2008 muestra un comportamiento atípico de la demanda (tasa de crecimiento del PBI positiva y alta, y contracción de la demanda de EE), que se explica tanto por el efecto de medidas discrecionales de ahorro energético implementadas por el Poder Ejecutivo como por fenómenos climáticos (ver Informe Anual 2011).

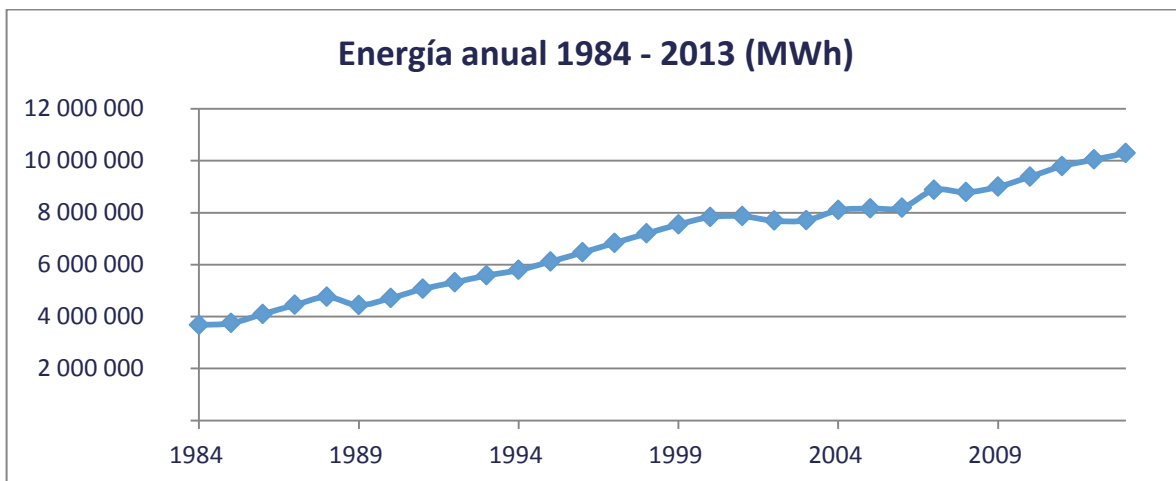
³ Se ajustó por efecto Semana Santa.

⁴ La medida corresponde a la Estación Meteorológica de Carrasco.



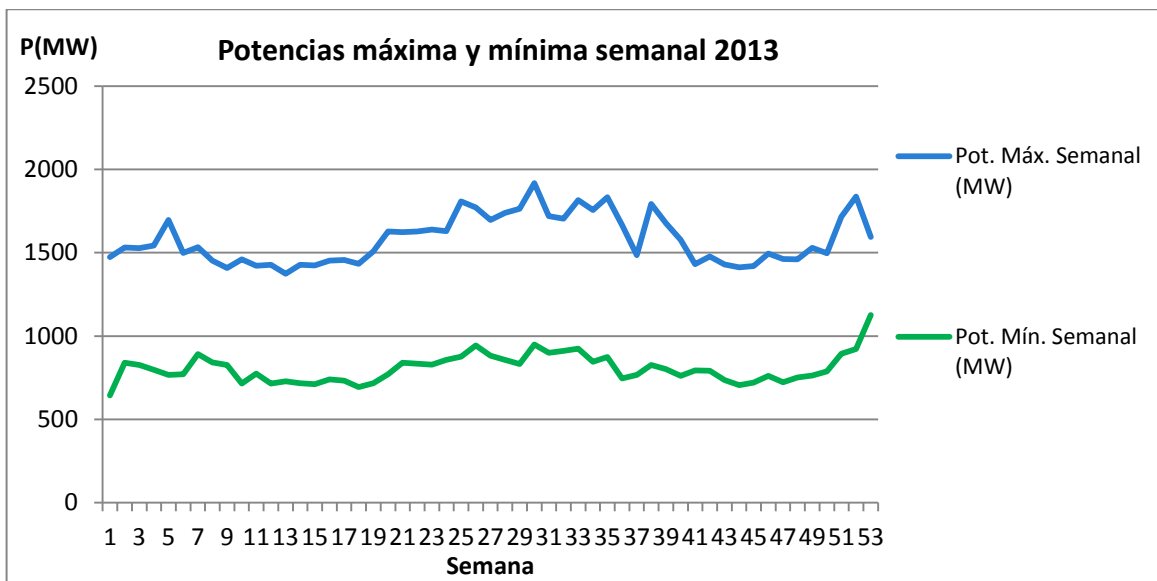
El gráfico muestra el efecto que tiene el clima sobre el peso relativo de la demanda trimestral en relación a la demanda del año. En un mismo año, puede observarse que los trimestres que muestran más frecuentemente días con temperaturas extremas (1 y 3 para 2012, y 2 y 3 para 2013) son los que tienen mayor peso relativo en la demanda anual. Por otro lado, si se comparan 2013 y 2012, puede observarse que la diferencia de peso relativo de un trimestre cualquiera respecto al mismo trimestre del año anterior es explicada casi completamente por la diferencias en las temperaturas extremas de los dos años.

Por último puede observarse la evolución de la demanda en los últimos 30 años. Ésta presenta una tendencia ascendente, aunque se observan algunos períodos de baja o estancamiento explicados por restricciones energéticas (1989), situación económica del país (2001-2003) y condiciones climáticas (2008).



4. Picos de Potencia

En el 2013 se superó ampliamente el pico histórico de potencia que estaba vigente desde 2011, incluso este fenómeno se registró en reiteradas ocasiones llegando a un máximo absoluto de 1918 MW el día 22 de Julio. Este pico es un 10,1 % superior al pico del año 2012 y un 9,9 % al pico de 2011. En cuanto a la potencia mínima fue de 644 MW, inferior a los 681 MW del año anterior.



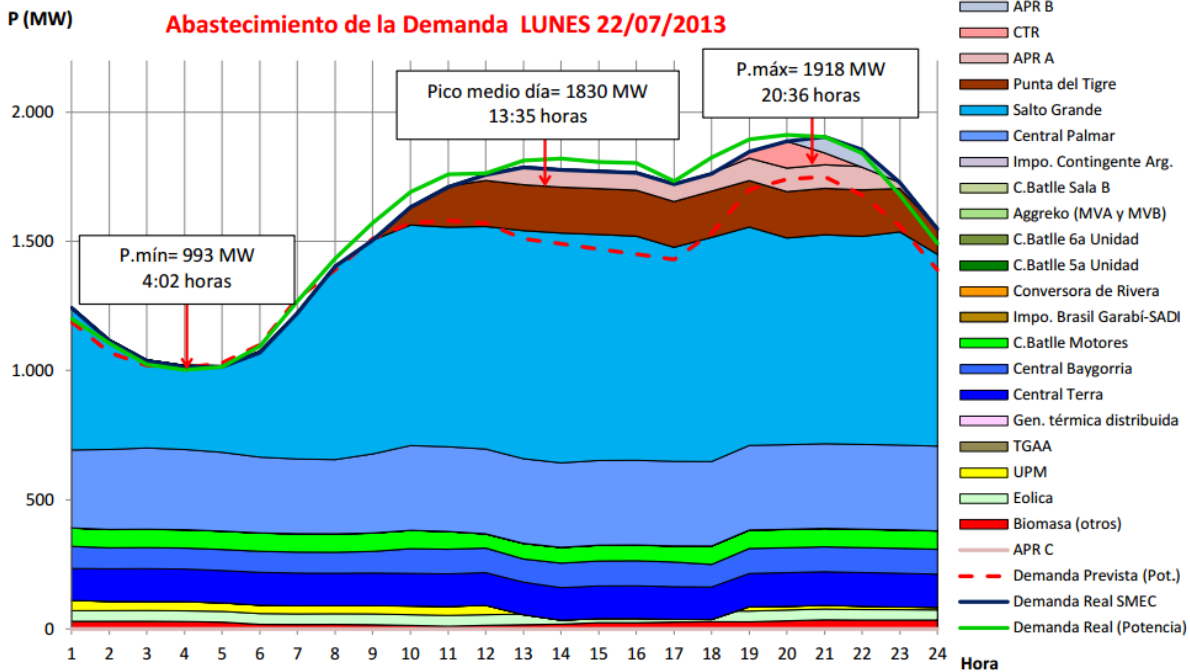
Potencia (MW)

Potencia Máxima: 1918 MW
(22/07/2013 20:26 hs)

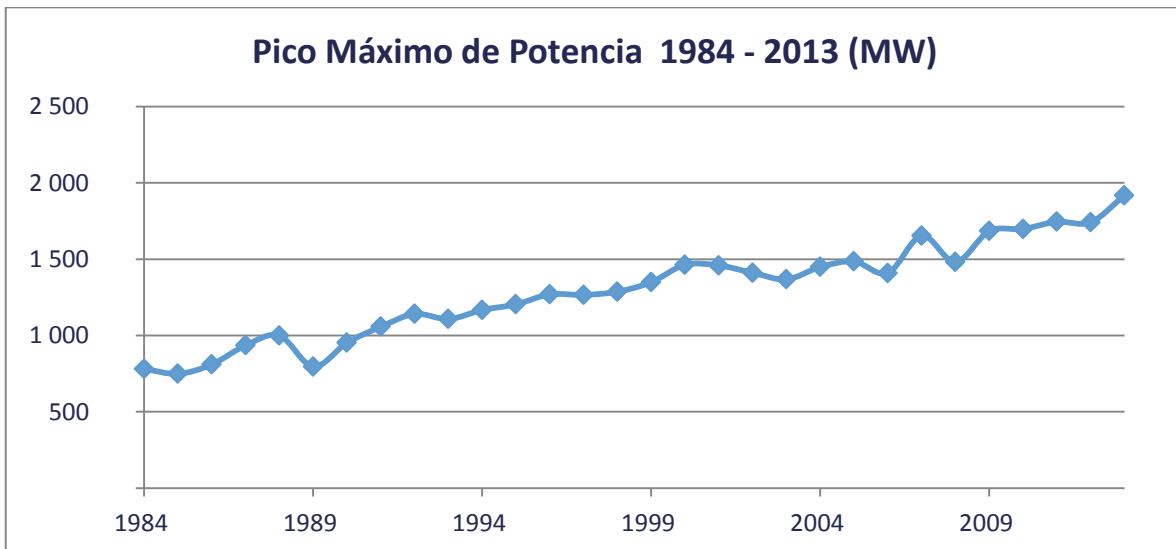
Potencia Mínima: 644 MW
(01/01/2013 8:06 hs)

En la siguiente gráfica se muestra como se abastecía la demanda el día que se produjo el pico de potencia anual. Particularmente se encontraba todo el parque hidroeléctrico en servicio junto con los motores de central Batlle, y las centrales Punta del Tigre, APR A, CTR y APR B (estas dos últimas para el pico de demanda). Merece un análisis más profundo el valor del pico de potencia 1918 MW (176 MW mayor al del año anterior), sobre esto cabe decir que el día presentó características climáticas particulares: sensaciones térmicas del orden de los 0 grados durante todo el día, un amplio nivel de nubosidad (lo que devino en un día de suma oscuridad) y vientos fuertes. Esto hizo que durante todo el día estuviera presente una fuerte demanda de energía producto de la calefacción y la iluminación. Particularmente el pico del mediodía de 1830 MW ya superaba por si solo al pico máximo de todo el año 2012. Como contrapartida y para también remarcar la diferencia con el pico anterior es menester recordar que en el año 2012 se impartieron medidas de ahorro de energía lo que significaron una

reducción de la demanda produciendo, entre otras cosas, que el pico de potencia registrado en el año 2011 (1745 MW) no se superara durante todo el 2012.



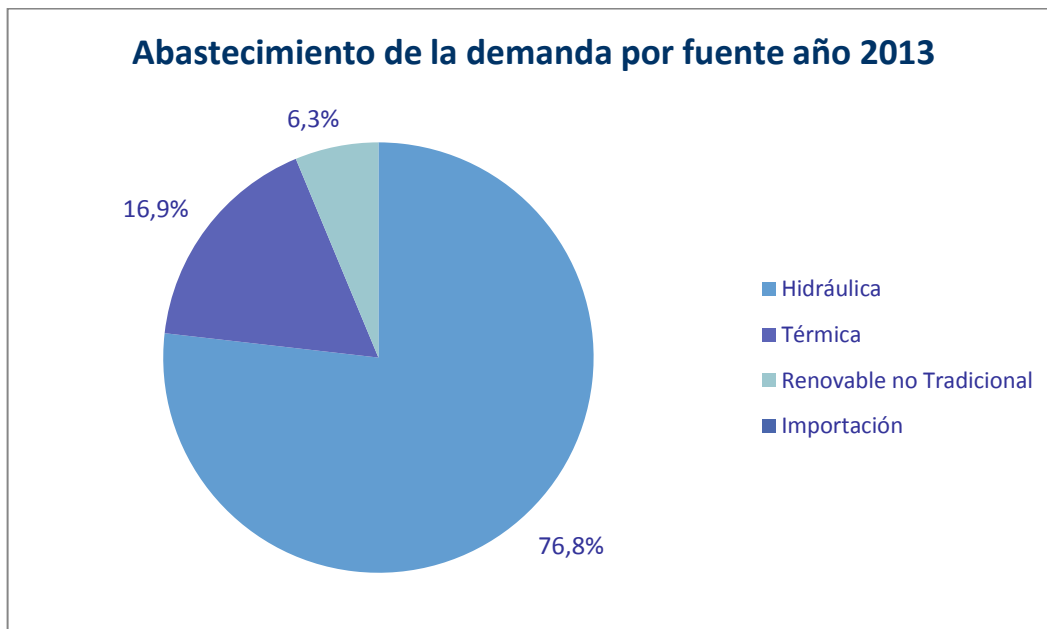
A continuación se presenta la evolución histórica de los picos de potencia, presentando una tendencia ascendente con algunos casos aislados de disminución respecto al período anterior. En 1984 el pico de demanda registrado era de 781 MW, aproximadamente dos veces y media menor que el registrado en 2013 y del orden de la potencia mínima diaria promedio en la actualidad



5. Abastecimiento de la demanda

5.1. Abastecimiento de la demanda anual por fuente

La buena hidraulicidad del año 2013 permitió que el 83.1 % de la demanda fuera abastecido con energías renovables (de los cuales el 76.8% corresponde a energía hidroeléctrica). Las energías renovables no tradicionales siguieron ganando terreno aumentando casi un punto porcentual respecto del año anterior. En lo que refiere a la energía de origen térmico, ésta se redujo a más de la mitad respecto del año anterior. El otro dato que merece ser destacado es que en el año 2013 no fue necesario recurrir a importación de los países vecinos.



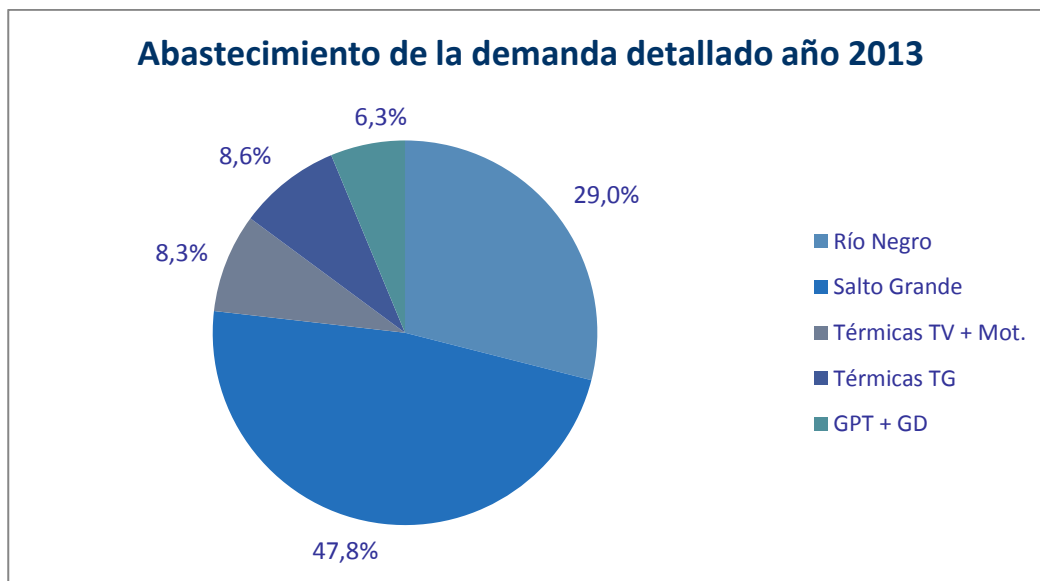
Fuente	GWh
Hidráulica	7.905
Térmica	1.742
Renovable no Tradicional	645
Importación	0
Total	10.292*

*Este valor difiere del informado en Demanda total anual⁵, pues tiene en cuenta los consumos (principalmente de la convertora Rivera) y las pérdidas asociadas a la energía en tránsito (a través del cuadrilátero de interconexión con Argentina).

⁵ Página 6

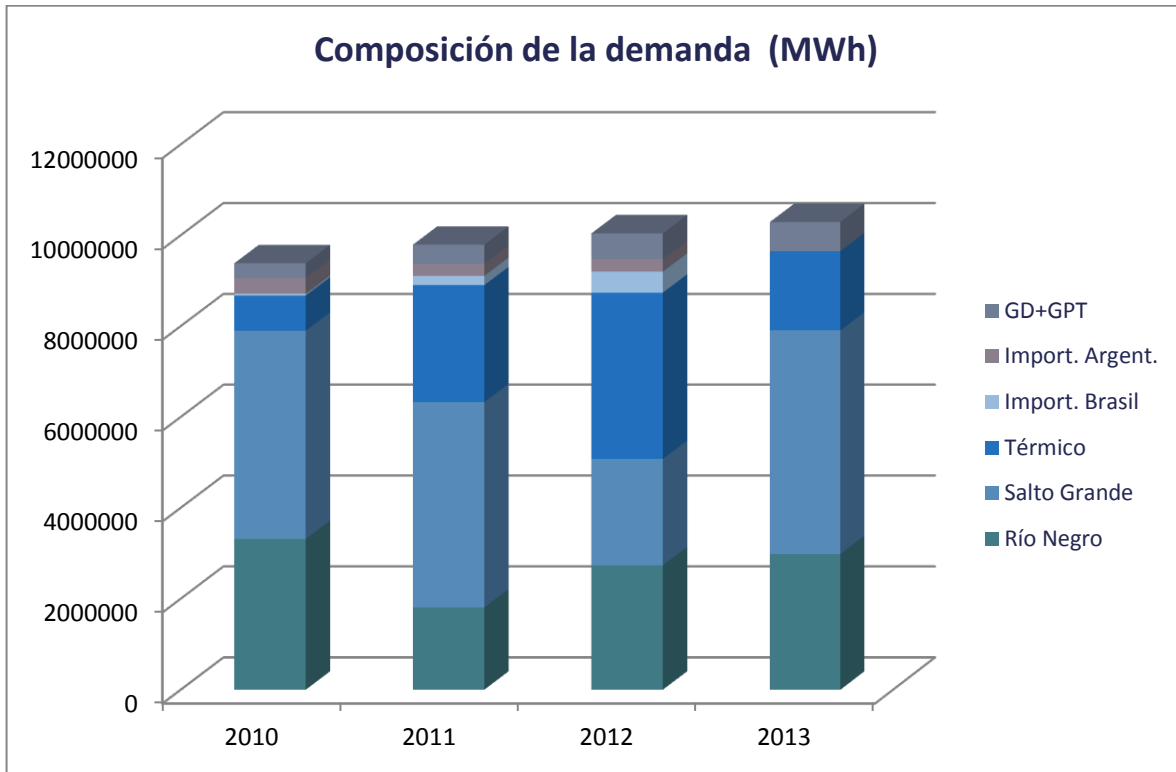
5.2. Abastecimiento de la demanda detallado

Comparando con valores del último año se observa que la participación de la generación de Río Negro se mantuvo en el orden (29% respecto de 27% el año anterior), como contrapartida en el caso de Salto Grande se registró una participación de aproximadamente el doble respecto de 2012 (47% contra 23%). Respecto de la generación térmica se registró una distribución pareja entre las diferentes tecnologías de generación (8,3% TV y 8,6% TG).



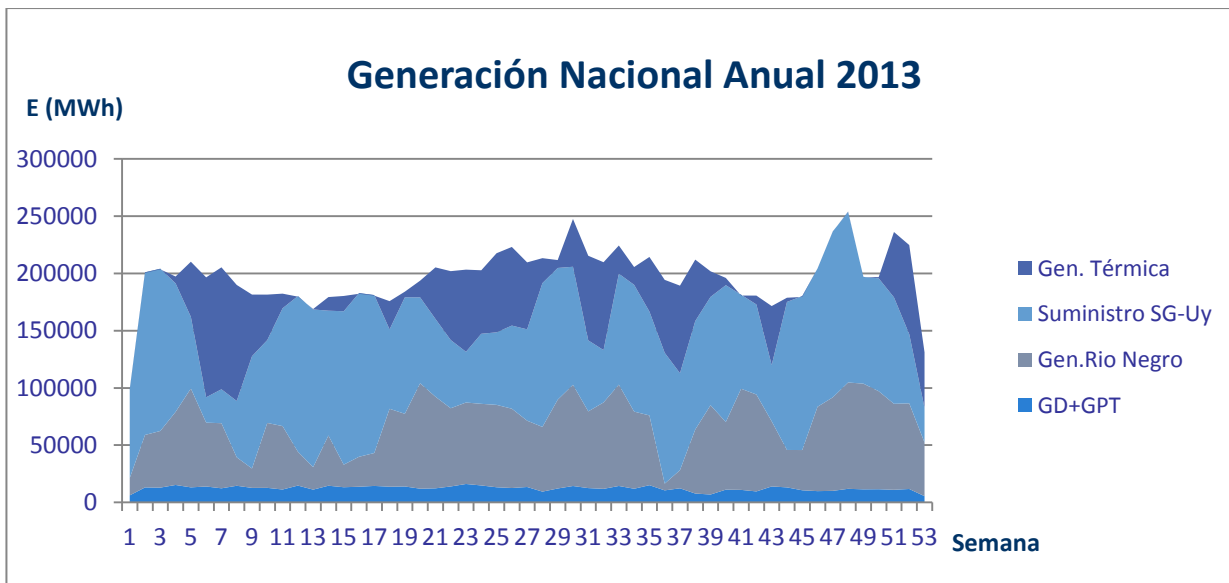
Origen	GWh
Río Negro	2.981
Salto Grande	4.924
Térmicas Turbo Vapor y Motores	857
Térmicas Turbo Gas	885
GD+GPT	645
Import. Argent.	0
Import. Brasil	0
TOTAL	10.292

Por otra parte resulta interesante, luego del análisis mostrado en esta subsección, estudiar cómo se abasteció la demanda en los últimos cuatro años y visualizarlo gráficamente. En el siguiente gráfico se muestra justamente dicha evolución. Queda de manifiesto el continuo aumento de la demanda así como también el hecho de no haber recurrido a importación de energía en 2013 a diferencia de los años anteriores.



6. Generación de Energía Eléctrica

El gráfico adjunto muestra cómo se distribuyó la generación en territorio nacional durante 2013. Se puede apreciar cómo los últimos meses del año contaron con una muy fuerte participación de la generación de Salto Grande.





ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Semana	Suministro SG – UY (MWh)	GD + GPT (MWh)	Total hidráulicas Rio Negro (MWh)	Total térmicas (MWh)*
1	77493	6166	15085	-405
2	142064	13112	45825	-541
3	141709	12957	49451	-539
4	112301	15253	63821	5930
5	62560	13159	86372	48133
6	22153	13929	55765	104727
7	29615	12349	56854	106505
8	49237	14553	24865	101300
9	98088	12724	16930	53810
10	72393	12748	56686	39697
11	102900	11297	55385	12778
12	135852	14728	29639	-474
13	137745	11211	19598	374
14	109007	14603	43856	11910
15	133998	13270	19706	13353
16	142982	13711	26160	-614
17	137955	14406	28758	-529
18	69326	13741	68042	24696
19	101717	13945	63482	4928
20	75029	12023	92047	14600
21	67927	12326	80031	44992
22	59602	13955	68304	60128
23	44308	16119	71147	71747
24	61182	14827	71299	55454
25	63338	13259	71968	69082
26	72616	12601	69262	68657
27	79773	13488	57925	58475
28	125603	9454	56496	21782
29	115055	12181	77569	6881
30	103087	14337	88417	41760
31	62026	12520	66986	73909
32	45745	11873	75459	76715
33	96909	14365	88498	24622
34	110733	11977	67352	15550



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

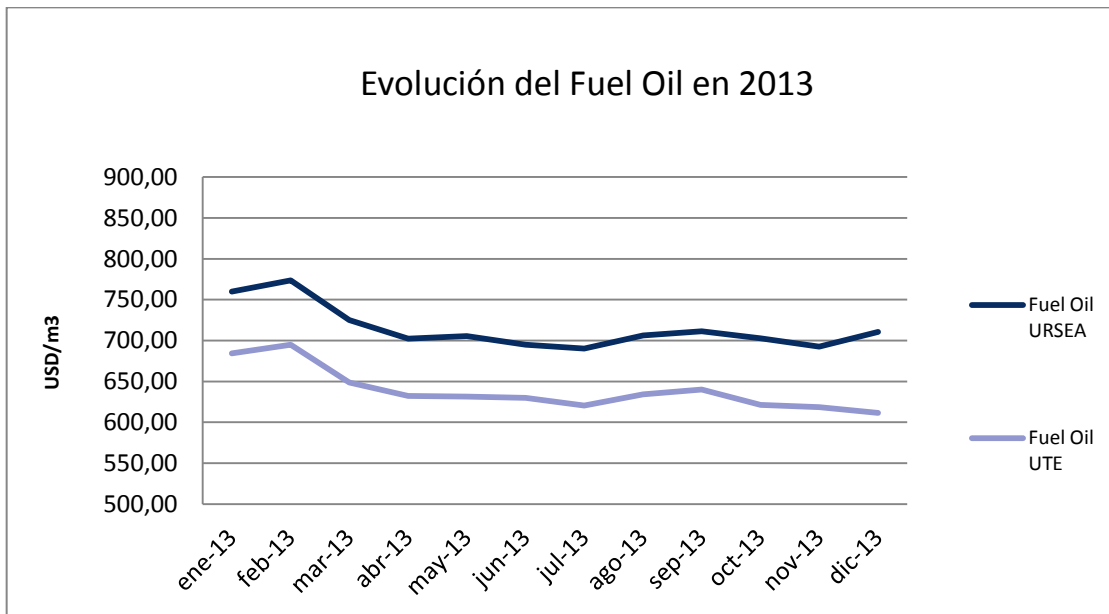
Semana				
35	90742	15058	60952	47631
36	114289	10551	5876	63691
37	84685	12351	15840	76466
38	94731	7774	55921	53643
39	94647	6905	77990	22325
40	119526	11178	59052	6319
41	82113	10961	88339	-716
42	78661	9612	84645	7737
43	49101	13972	56892	51564
44	129283	13139	32706	3654
45	134420	10628	35133	-718
46	120727	9869	73708	-38
47	144899	10126	81656	-154
48	148867	11899	92877	409
49	93237	11424	92320	-148
50	98571	11536	85615	1059
51	92990	11058	75094	57051
52	60429	11743	74785	77849
53	30304	5495	46857	48473
Totales	4924251	648446	3125296	1745491

* Los valores negativos de generación térmica se atribuyen a consumos de dichas centrales. Se trata de valores netos (energía saliente – energía entrante).

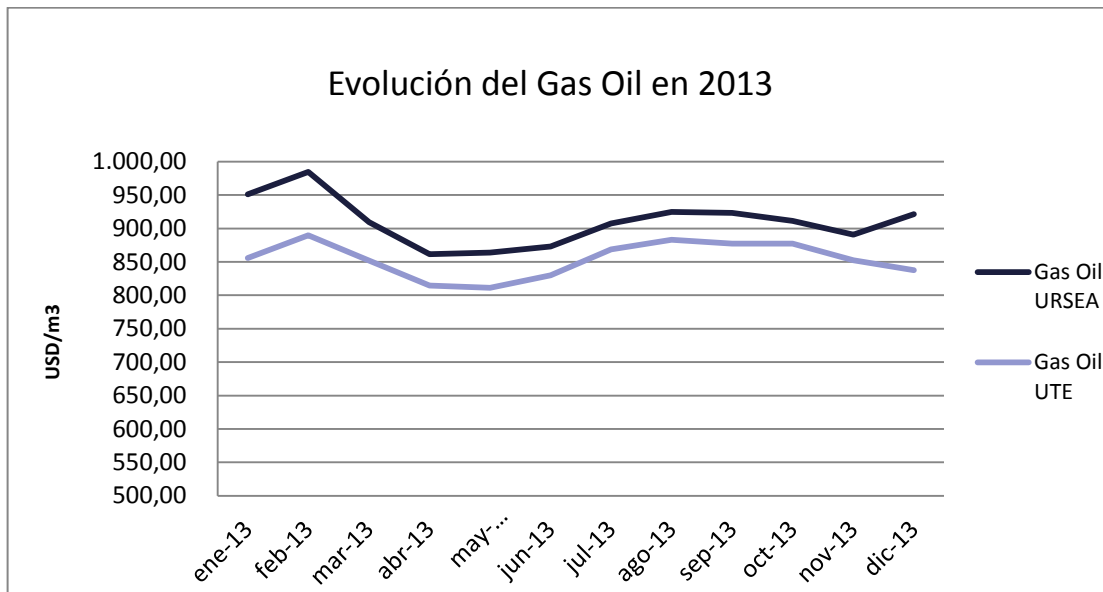
7. Costos variables para el despacho

En esta sección se compara la evolución del costo de los combustibles declarados por UTE para las hipótesis de la Programación Semanal de ADME y los Precios Paridad de Importación (PPI) de combustibles calculados por URSEA. Si bien los PPI que calcula URSEA incluyen márgenes de intermediación del distribuidor, referencias de flete y seguro, y (en algunos casos) derivados del petróleo diferentes de los que prevé el Decreto 360/002, sirve para observar la tendencia de lo declarado por UTE en relación al mercado de hidrocarburos.

El siguiente cuadro muestra la evolución del valor del Fuel Oil declarado por UTE y del PPI del Fuel Oil calculado por URSEA en base precio referencia NY Residual Fuel – 1%S.



Para el caso del Gasoil, URSEA utiliza como referencia en idéntica proporción el USGC – N°2 Waterbone y el Mediterranean Gasoil (0.2%S)-FOB (Italia). En este caso, la referencia es diferente a la planteada en el Decreto 360/002, donde se define al Indicador N°2 en NY como fuente válida para el cálculo de referencia del precio del Gasoil.



8. Comercialización de la generación nacional en el MMEE.

La evolución de la energía comercializada en el MMEE en el año 2013 en los mercados Spot y de Contratos a Término puede observarse en el siguiente cuadro:

Energía comercializada en el Mercado de Contratos y en el Mercado Spot (MWh)		
Año 2013		
	Mercado de Contratos (Privados a UTE)	Mercado Spot
Enero	50.884	3.487
Febrero	42.469	5.336
Marzo	49.945	2.264
Abril	53.255	2.541
Mayo	49.167	3.537
Junio	52.706	3.045
Julio	47.512	2.337
Agosto	49.577	3.207
Septiembre	34.498	3.706
Octubre	46.934	3.714
Noviembre	43.903	629
Diciembre	46.051	3.423
Total	566.901	37.226
Porcentaje del total de energía neta entregada al SIN en 2013	5,51%	0,36%

Nota: no incluye la energía comercializada entre UTE Generación y UTE Distribución.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

El siguiente cuadro muestra lo que ADME autoriza a participar en el MMEE a cada Agente en ambas modalidades.

Empresa	Fuente	Año de Entrada en Servicio	Participación (MW) en el MCT en 2013	Participación (MW) en el MS en 2013
Las Rosas - I.M.Maldonado.	Biomasa/Relleno Sanitario	2004	1,2	-
UPM S.A.	Biomasa	2008	30*	-
Zendaleather	Gas	2008	-	3,20
Agroland	Eólica	2008	0,3	-
Nuevo Manantial	Eólica	2009	4	14,5
Fenirol	Biomasa	2009	8,8	1,2
Weyerhaeuser	Biomasa	2010	5	-
Liderdat	Biomasa	2010		4,85
Galofer	Biomasa	2010	10	2,5
Bioener	Biomasa	2010	9	3
ALUR	Biomasa	2010	5	-
Kentilux	Eólica	2011	17,2	-
Ponlar	Biomasa	2012	4,5	3
Engraw	Eólica	2012	-	1,8
Lanas Blengio	Eólica	2013	-	1,8
Total			95,00	30,35

*Promedio horario registrado en 2013.

En 2013 se amplía la participación a Kentilux, en 7,2 MW de potencia para el Mercado de Contratos a Término. En el Mercado Spot ingresó Lanas Blengio con 1,8 MW y Nuevo Manantial amplió su participación en 5,5 MW.

La energía entregada al Mercado de Contratos a término en los últimos cuatro años se muestra en el siguiente cuadro.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

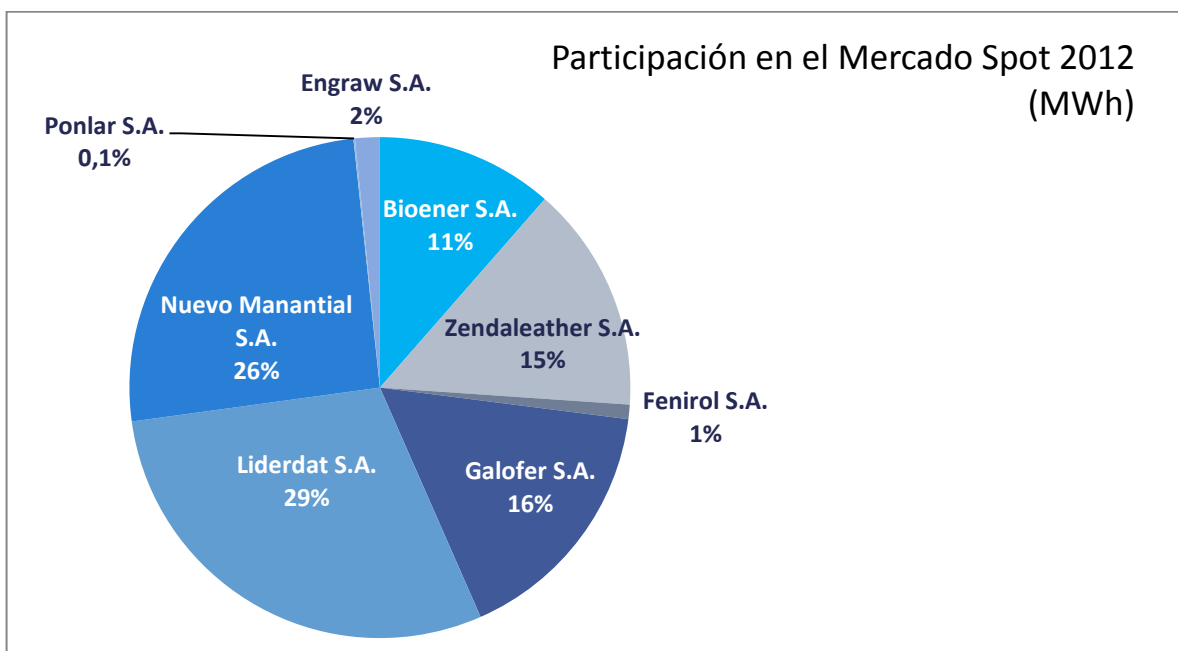
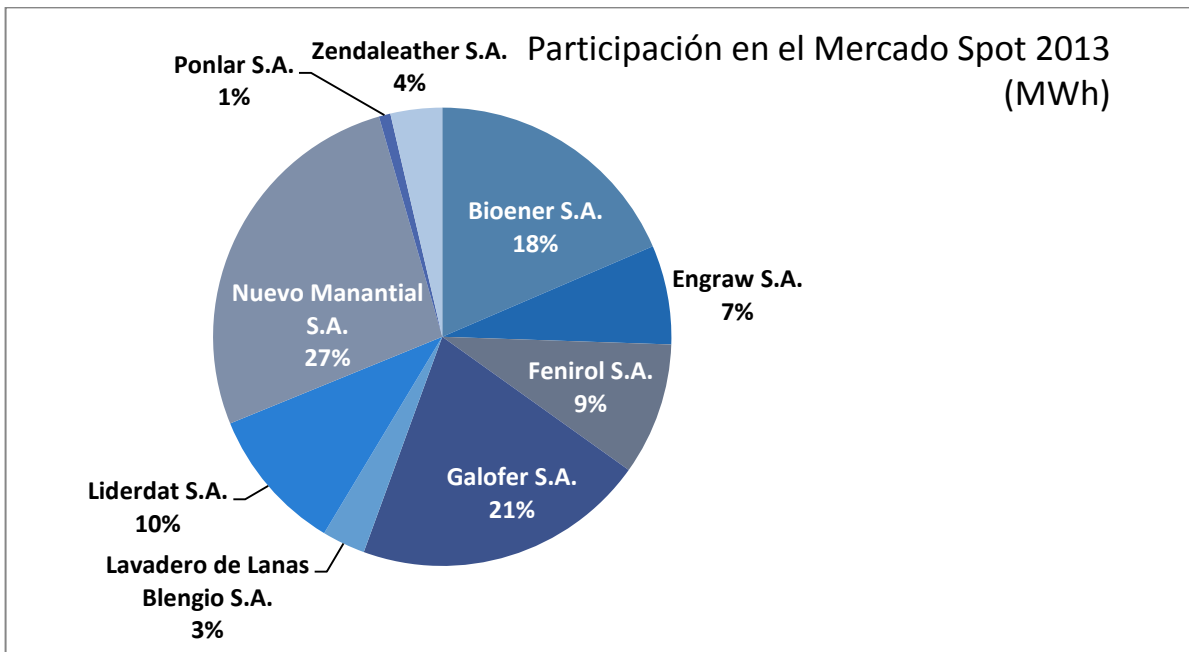
	2013	2012	2011	2010
Enero	50.884	36.141	54.246	32.429
Febrero	42.469	36.712	49.638	17.413
Marzo	49.945	40.862	61.479	19.965
Abril	53.255	46.474	32.083	18.723
Mayo	49.167	45.387	31.007	21.579
Junio	52.706	39.311	32.001	27.422
Julio	47.512	35.875	32.030	26.182
Agosto	49.577	40.028	34.112	22.541
Septiembre	34.498	37.152	30.843	22.679
Octubre	46.934	25.396	15.574	14.757
Noviembre	43.903	40.931	23.761	19.969
Diciembre	46.051	41.903	33.130	32.412
Total	566.901	466.174	429.904	276.072

La energía entregada al Mercado Spot en relación al total de energía entregada al SIN, que se venía duplicando año a año desde 2010, no alcanzó en el año 2013 a igualar en magnitud a lo registrado el año anterior. La causa puede encontrarse en el Precio Spot observado en esos años.

Mes	2013		2012		2011	
	Precio Spot promedio mensual (USD/MWh)	Energía al Mercado Spot (MWh)	Precio Spot promedio mensual (USD/MWh)	Energía al Mercado Spot (MWh)	Precio Spot promedio mensual (USD/MWh)	Energía al Mercado Spot (MWh)
Enero	149	3.487	250	4.670	250	4
Febrero	245	5.336	250	3.706	250	14
Marzo	133	2.264	248	3.001	248	63
Abril	109	2.541	250	2.064	250	107
Mayo	187	3.537	250	4.650	250	49
Junio	234	3.045	250	3.152	250	117
Julio	206	2.337	220	3.290	220	106
Agosto	236	3.207	212	4.405	212	65
Septiembre	214	3.706	225	3.609	225	33
Octubre	179	3.714	55	998	55	81
Noviembre	1	629	136	2.050	136	176
Diciembre	141	3.423	166	3.042	166	184
Total Energía (MWh)	37.226		38.637		17.172	
% Total del energía del SIN	0,36%		0,39%		0,23%	
Precio promedio (USD/MWh)	169		209		184	

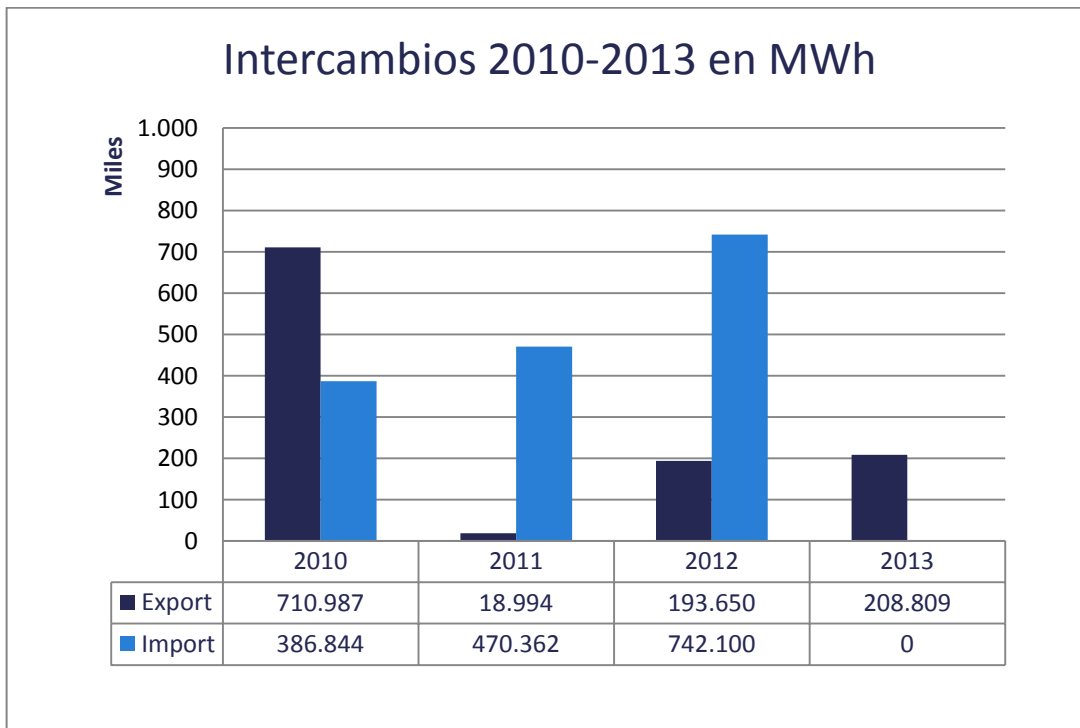
El precio Spot promedio de 2013 fue de USD 169 por MWh, menor a los USD 209 de promedio que se observaron en 2012. Además, mientras que en 2010 el Precio Spot nunca alcanzó el tope de USD 250/MWh, y en 2012 el 51% de las horas del año el precio estuvo situado en ese valor, en 2013 el total de horas en que el Precio Spot se ubicó en USD 250 fue el 13% del total de horas del año.

Al igual que el año 2012, Nuevo Manantial fue uno de los principales proveedores del Mercado Spot el año pasado, esta vez acompañado por Galofer y Bioener: sumados abastecen el 66 % del total de energía comercializada en ese mercado.



9. Intercambios Internacionales

En 2013 no se registraron importaciones de energía eléctrica, mientras que la exportación de energía alcanzó los 208.809 MWh, toda con destino al mercado argentino.



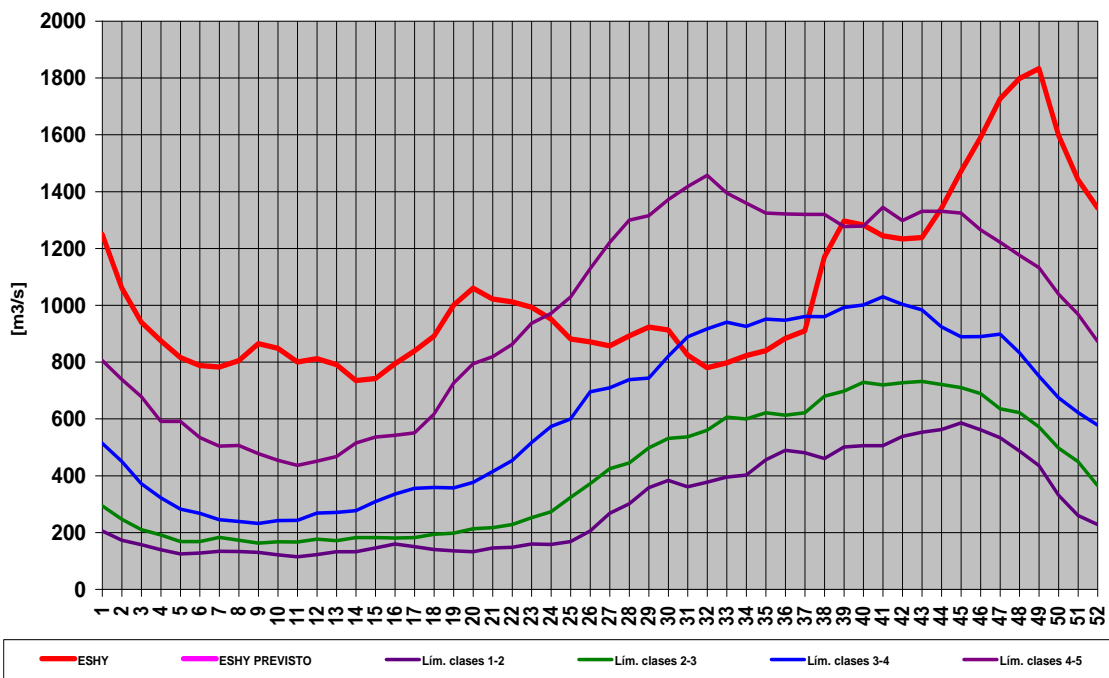
10. Generación Hidroeléctrica

Se presenta la información correspondiente a evolución de aportes, cotas, turbinado y vertido en las diferentes centrales hidroeléctricas durante el 2013.

10.1. Clase Hidrológica

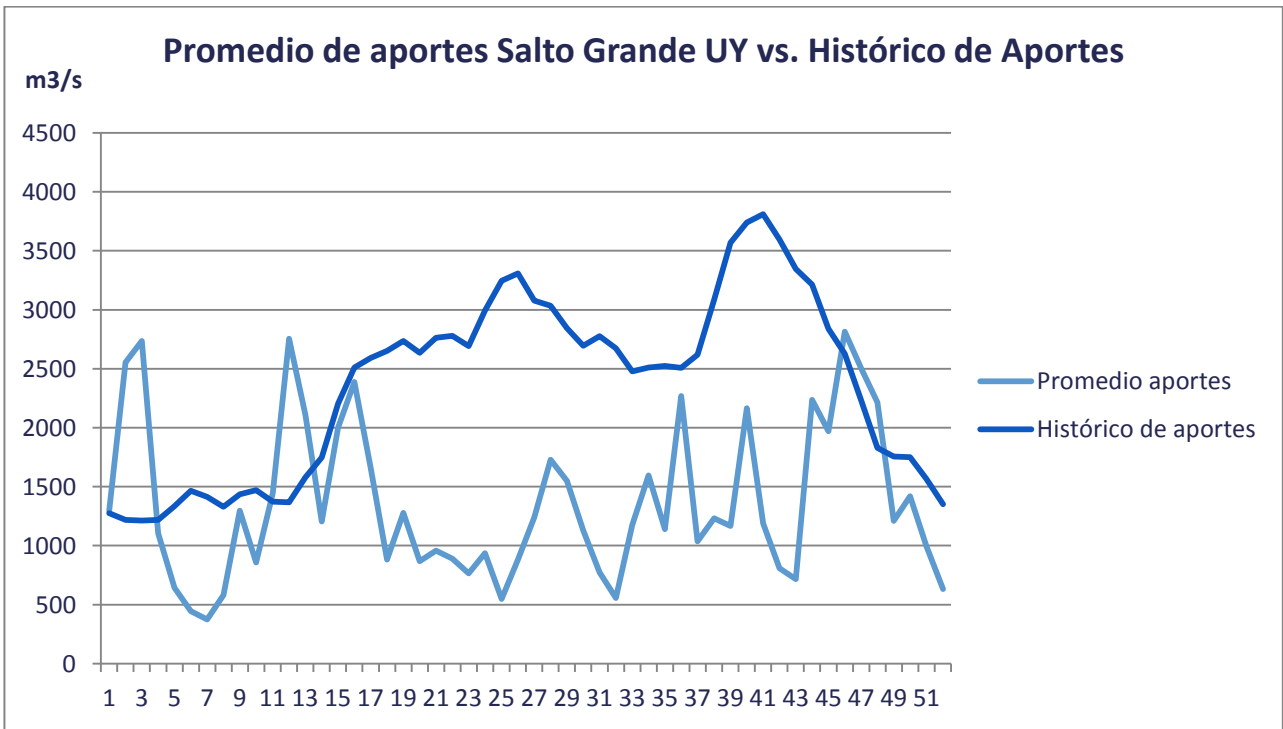
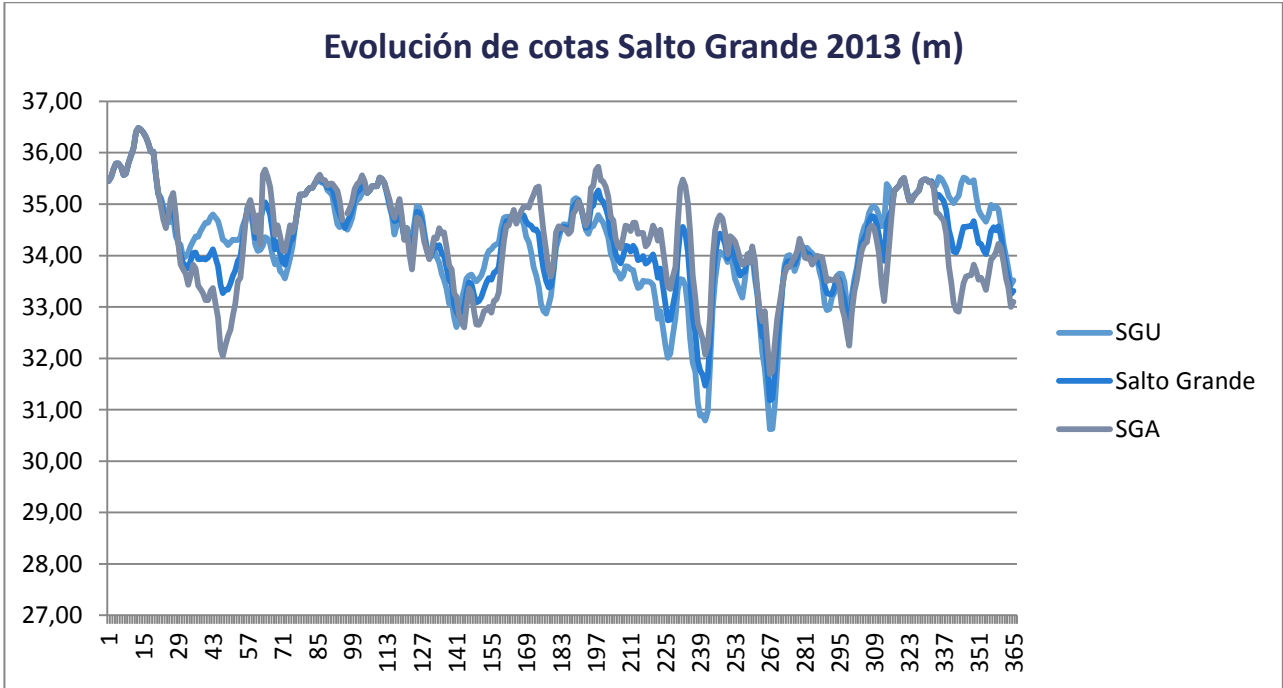
La clase hidrológica brinda una idea del estado de humedad de las cuencas tomando en cuenta los aportes sobre éstas y la previsión de aportes a futuro. Define 5 niveles, donde el nivel 1 es el más seco y el nivel 5 es el más húmedo. En el año 2013, a diferencia del año anterior se vislumbra una gran cantidad de semanas en clase 5 con un tramo en clase 4 durante mitad de año. Esta buena hidraulicidad implicó en definitiva que el 76.8% de la demanda se abasteciera con energía hidroeléctrica.

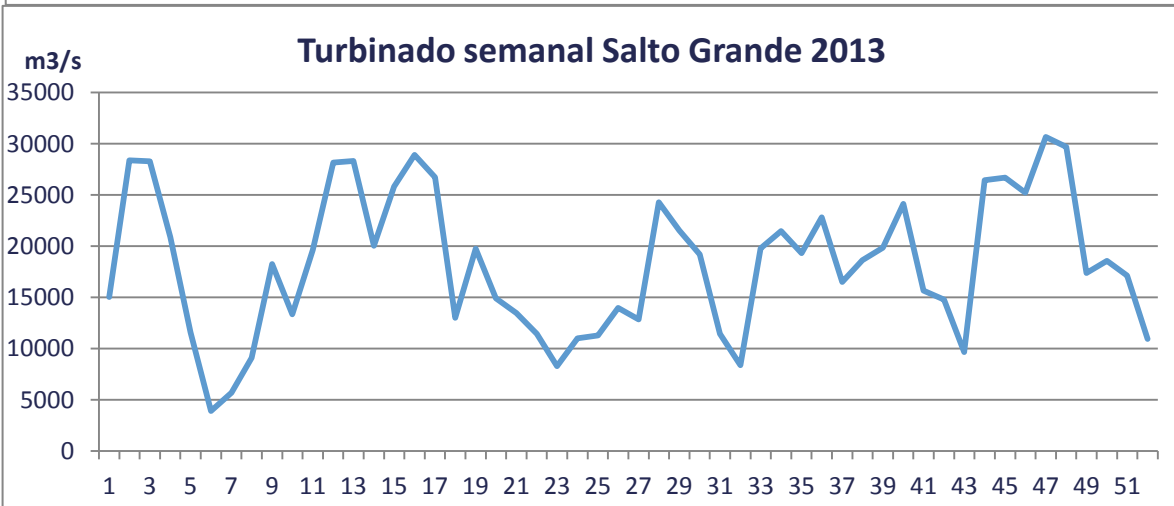
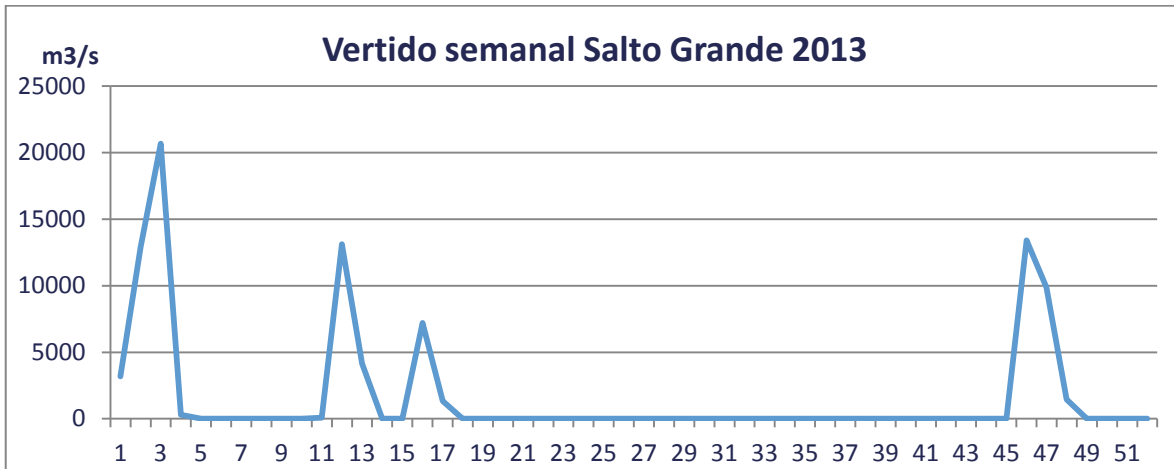
Clase Hidrológica



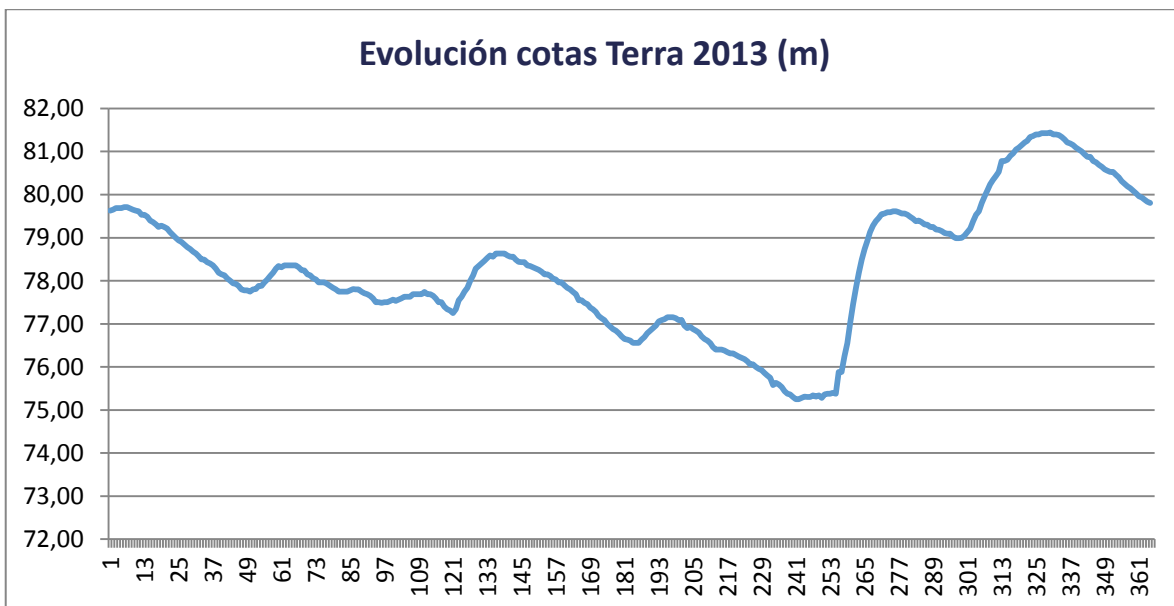


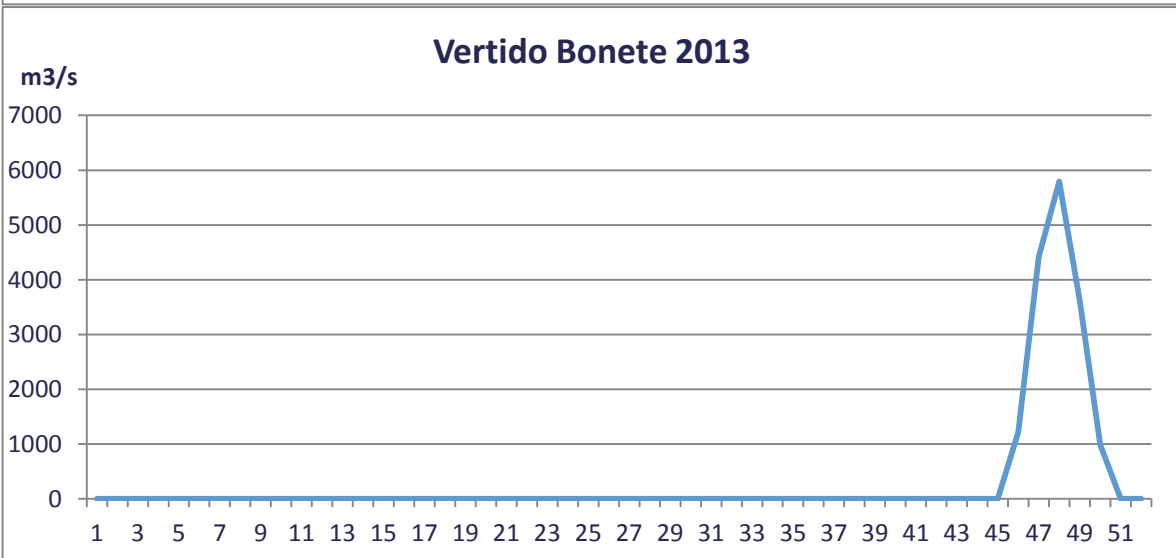
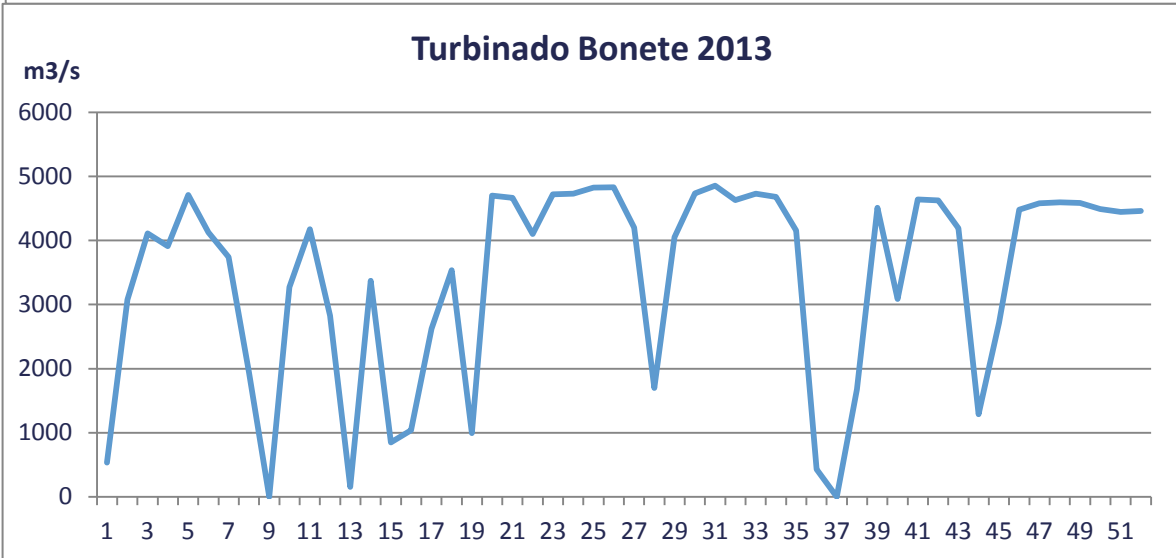
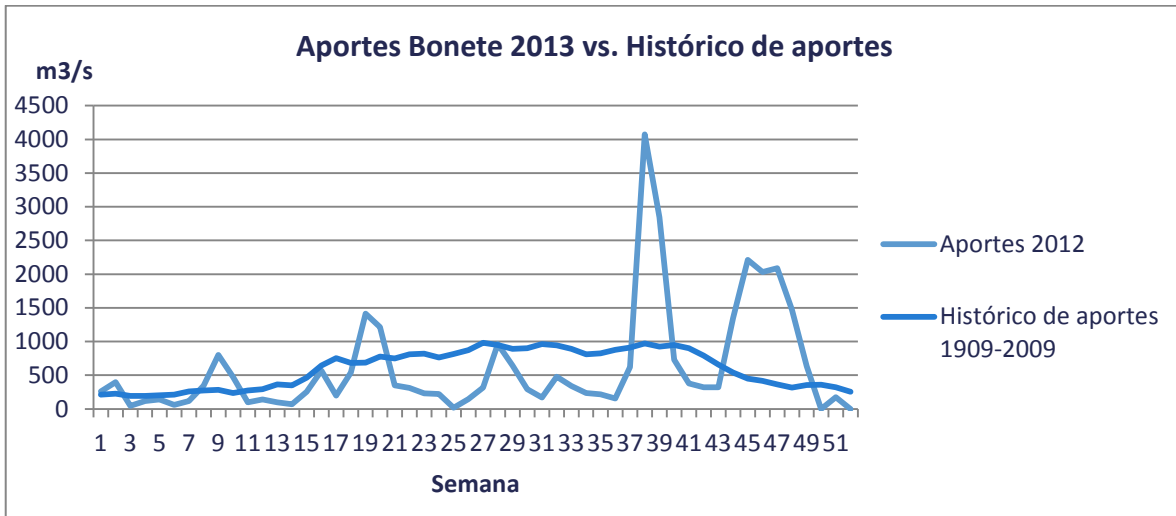
10.2. Operación Salto Grande



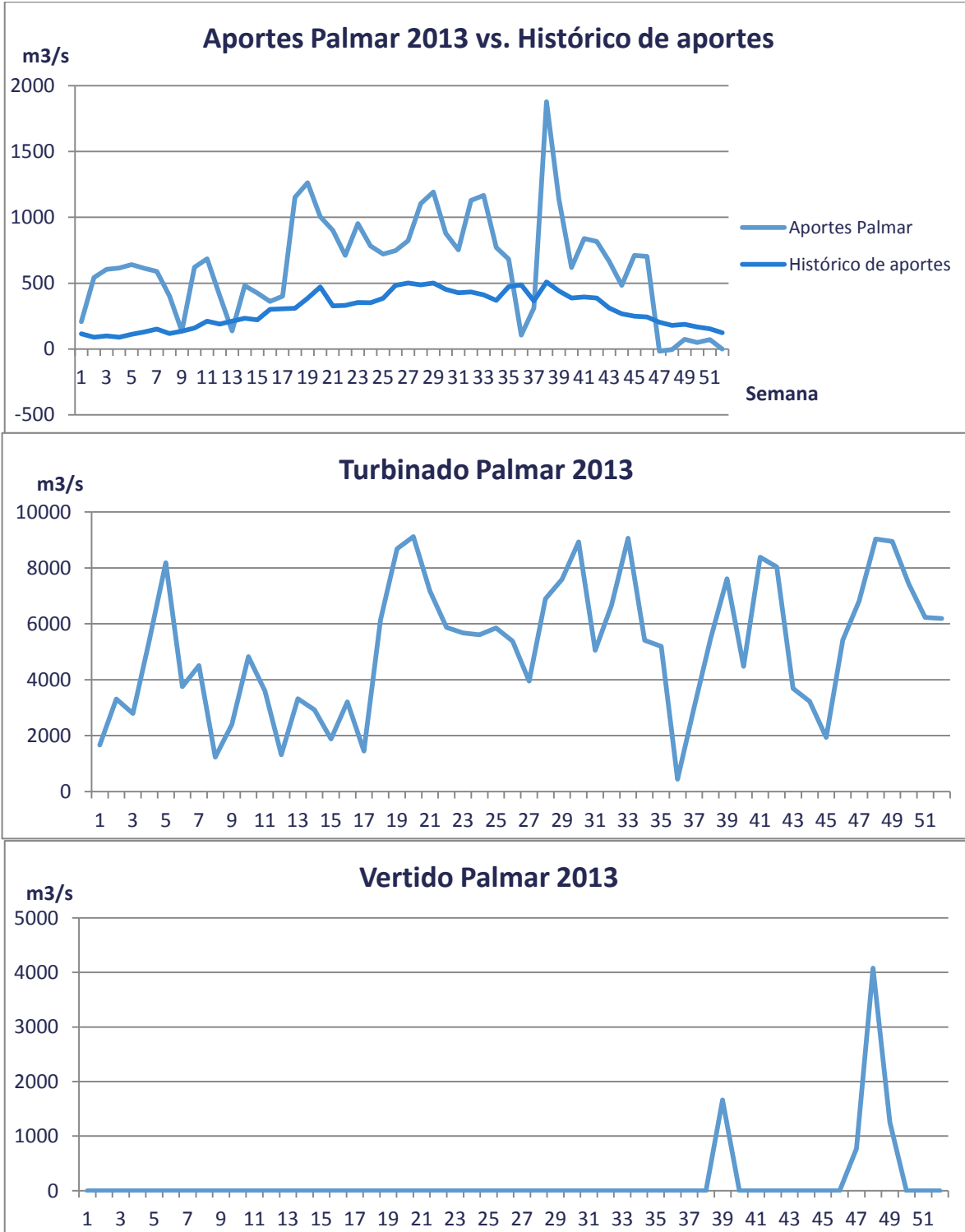


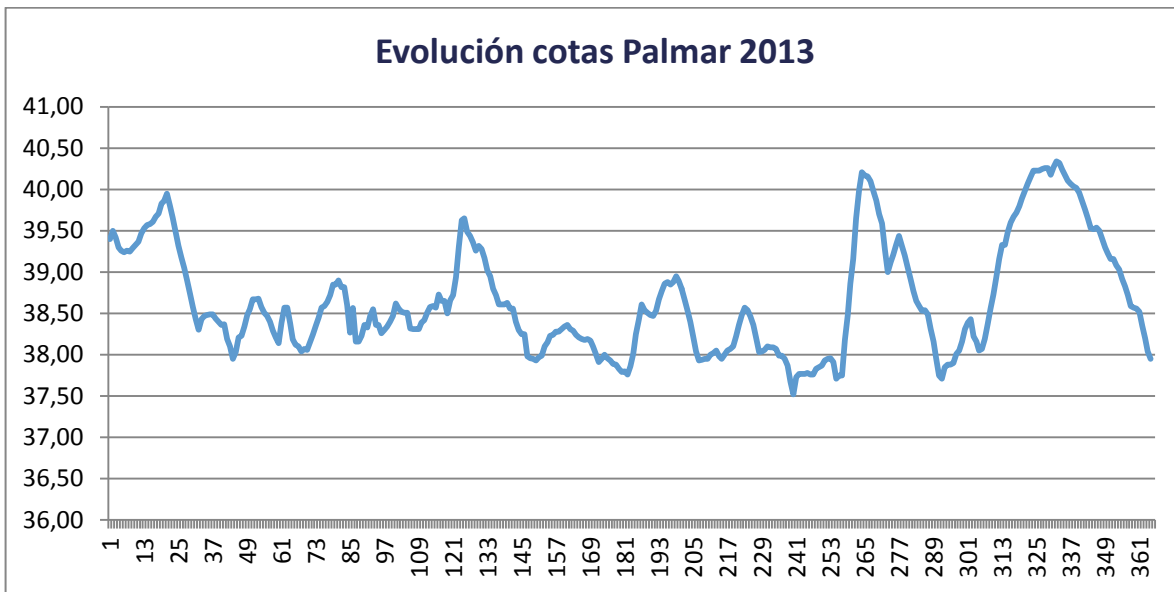
10.3. Operación Rincón del Bonete





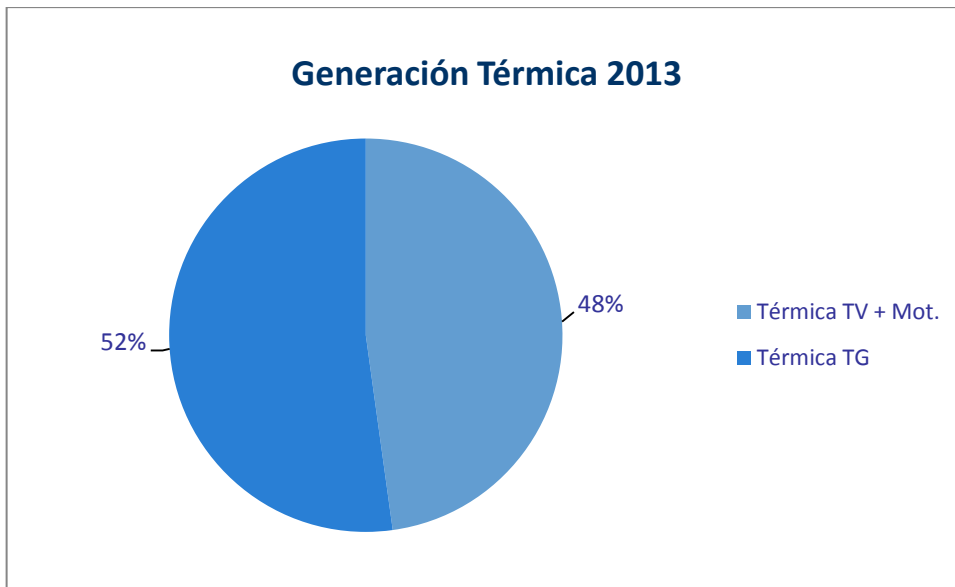
10.4. Operación Palmar





11. Generación Térmica

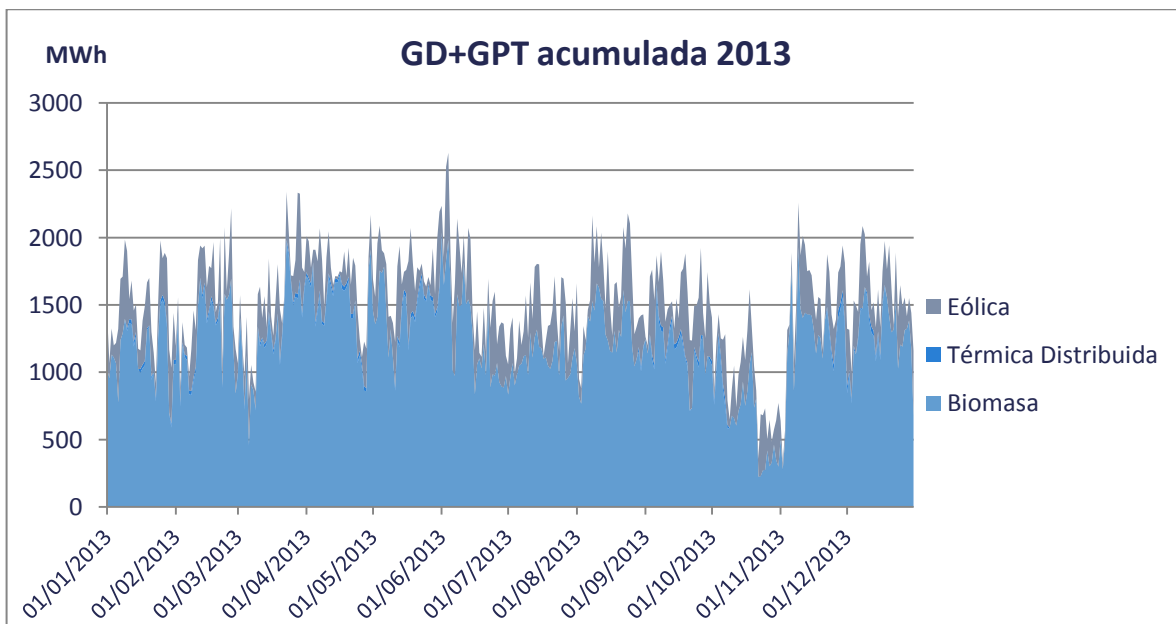
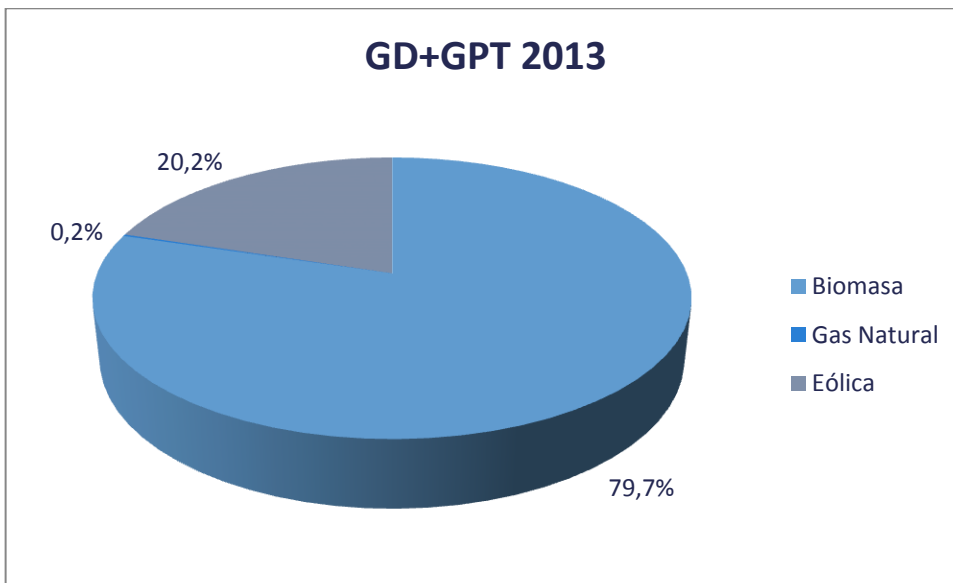
Se muestra la composición de la generación térmica durante el 2013 separando Turbo Gas y Motores y Turbo Vapor.



Origen	MWh
Térmica TV + Mot.	857.334
Térmica TG	935.792
Total Gen. Térmica	1.793.125

12. Generación conectada a la red de Distribución y generación privada conectada a la red de Trasmisión.

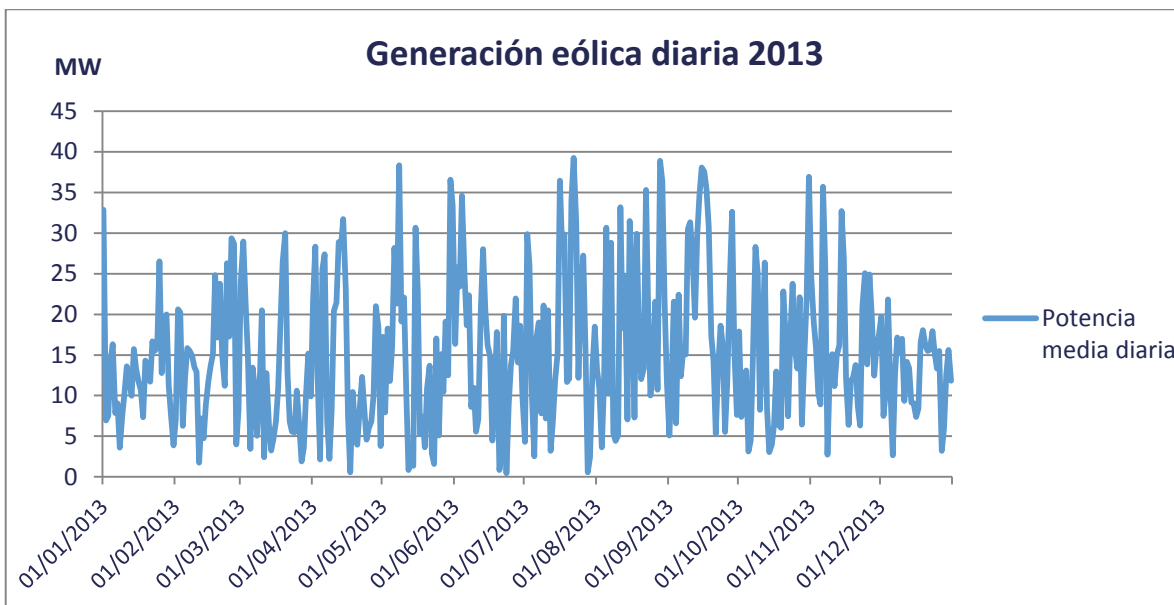
En este punto se muestra el rendimiento de la generación conectada a la red de distribución y la generación privada conectada a la red de Trasmisión. La participación de la generación eólica subió un punto porcentual respecto del año pasado en el mismo rubro.



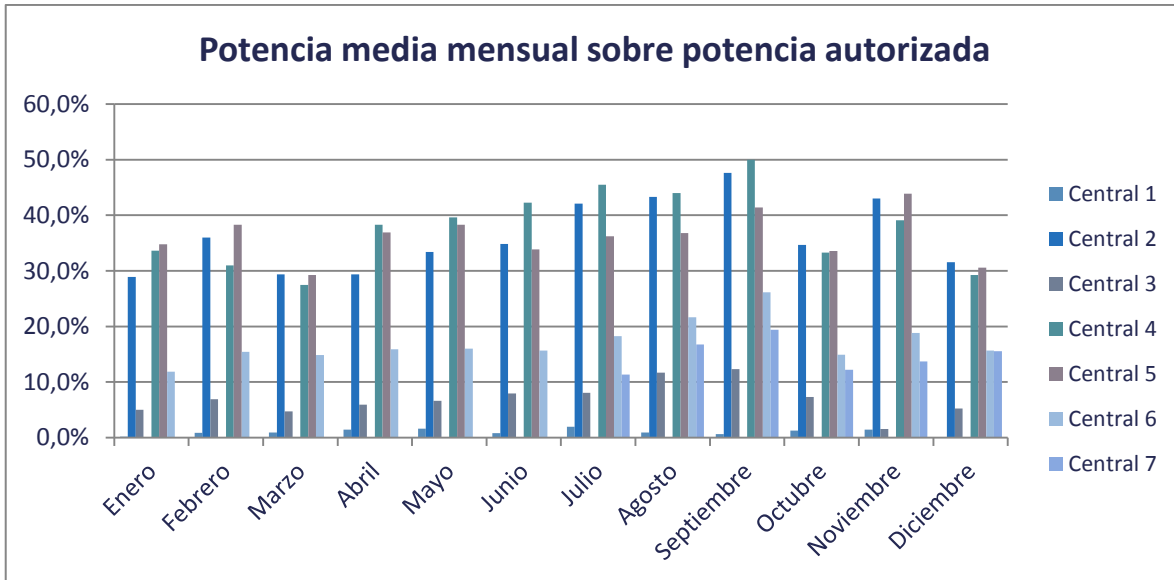


12.1. Generación eólica

Generador	MW Instalados	MW Autorizados
Agroland S.A	0,45 MW	0,3 MW
Caracoles 1 - UTE	10 MW	10 MW
Caracoles 2 - UTE	10 MW	10 MW
Nuevo Manantial S.A.	17,05 MW	18,05 MW
Kentilux S.A.	17,2 MW	17,2 MW
Engraw	3,6 MW	3,6 MW
Lavadero de Lanas Blengio	1,8 MW	1,8 MW



A continuación se puede ver el rendimiento de las diferentes centrales eólicas en el 2013.⁶ Del gráfico se observa el muy buen rendimiento que ha tenido alguno de los parques instalados (con factores de planta por encima del 40% en algunos meses).

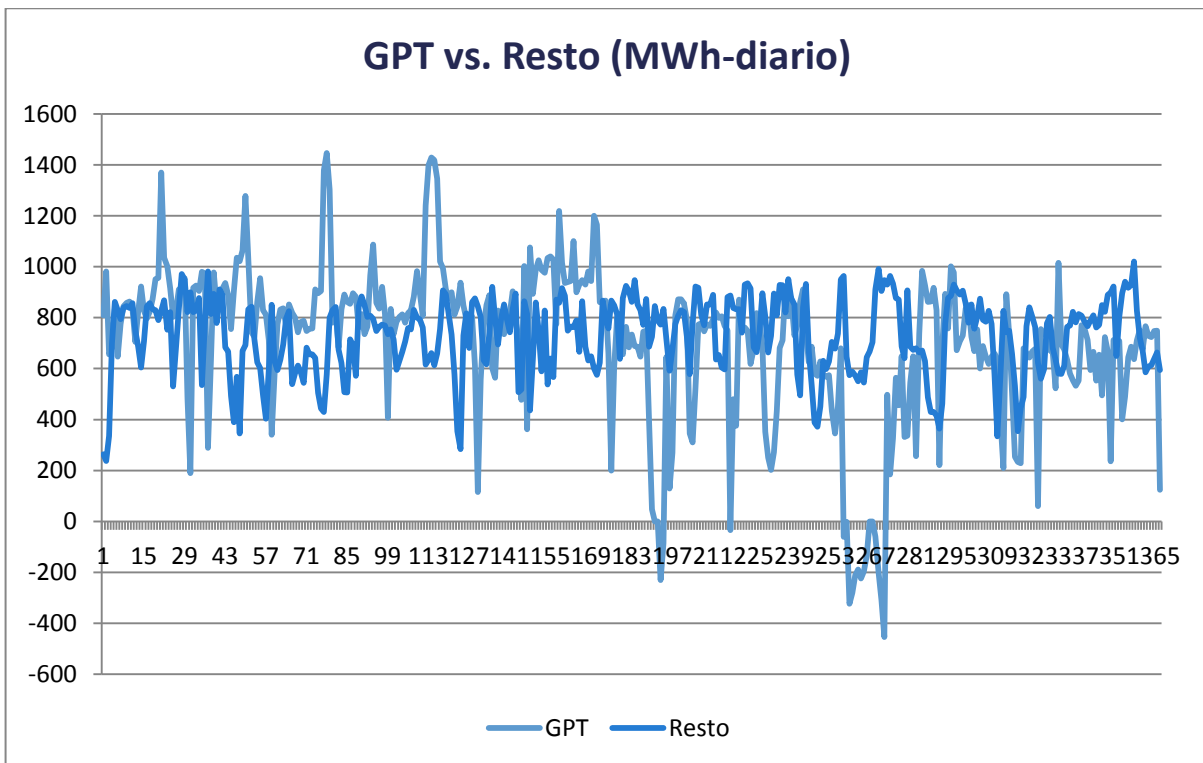
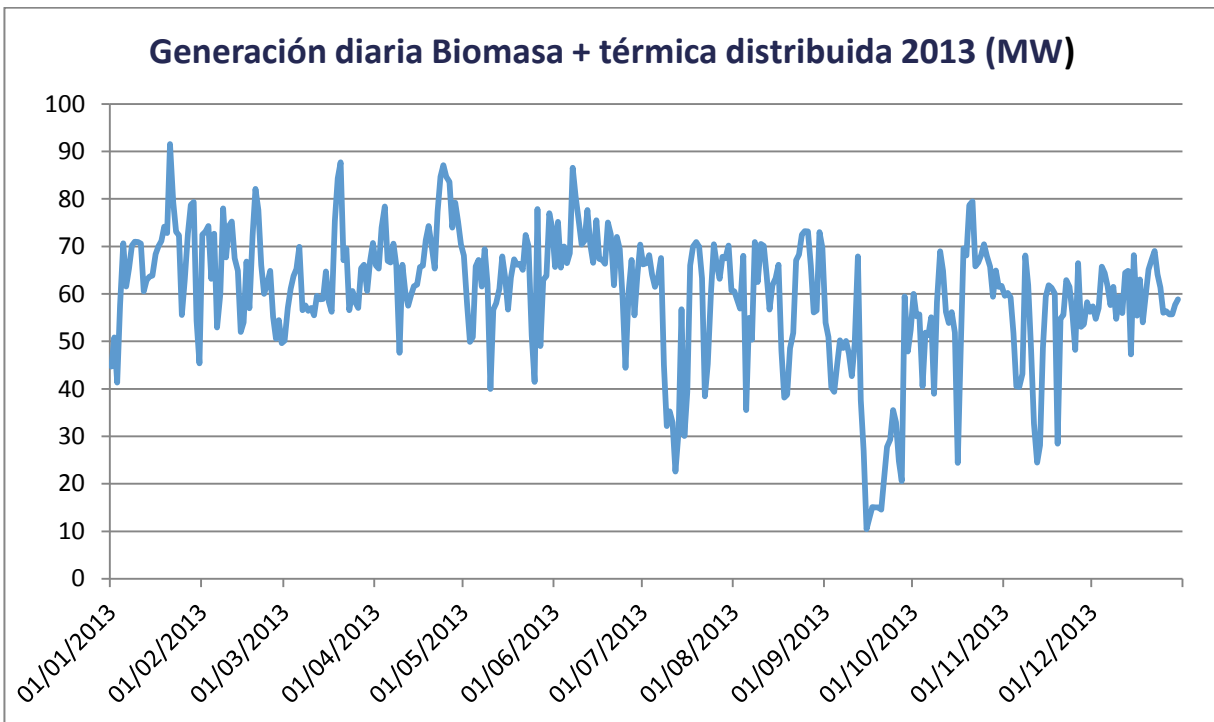


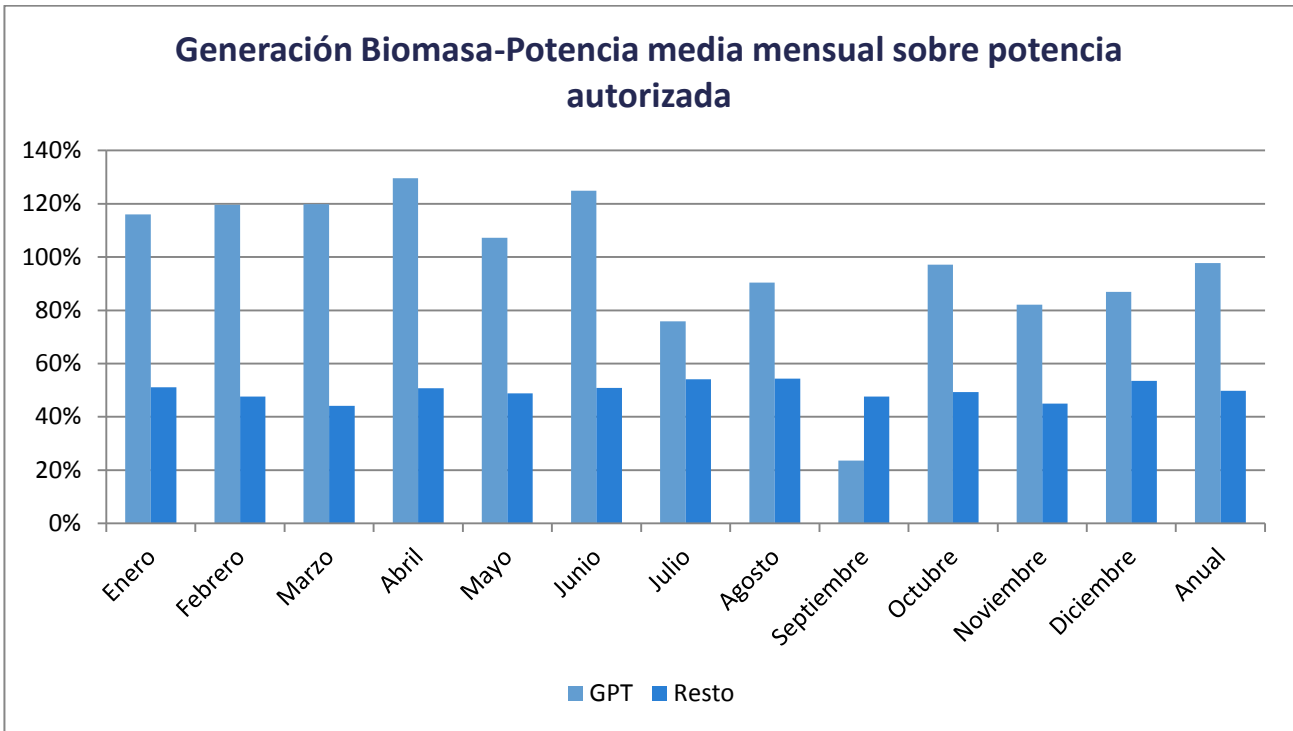
12.2. Generación con Biomasa y generación térmica distribuida.

Generador	MW Instalados	MW Autorizados	Actividad MMEE
UPM S.A	161 MW	161 MW	25-30 MW
Bioener S.A	12 MW	12 MW	11,5 MW
Fenirol S.A.-ERT	10 MW	10 MW	8,8 MW
Galofer S.A.	14 MW	12,5 MW	12,5 MW
Las Rosas -I.M.Mald.	1,2 MW	1,2 MW	1,2 MW
Liderdat S.A.	5 MW	4,85 MW	4,85 MW
Weyerhaeuser Productos S.A.	12 MW	12 MW	5 MW
Zendaleather S.A.*	3,2 MW	3,2 MW	3,2 MW
Alur S.A.	10 MW	10 MW	5 MW
Ponlar S.A.	7,5 MW	7,5 MW	7,5 MW

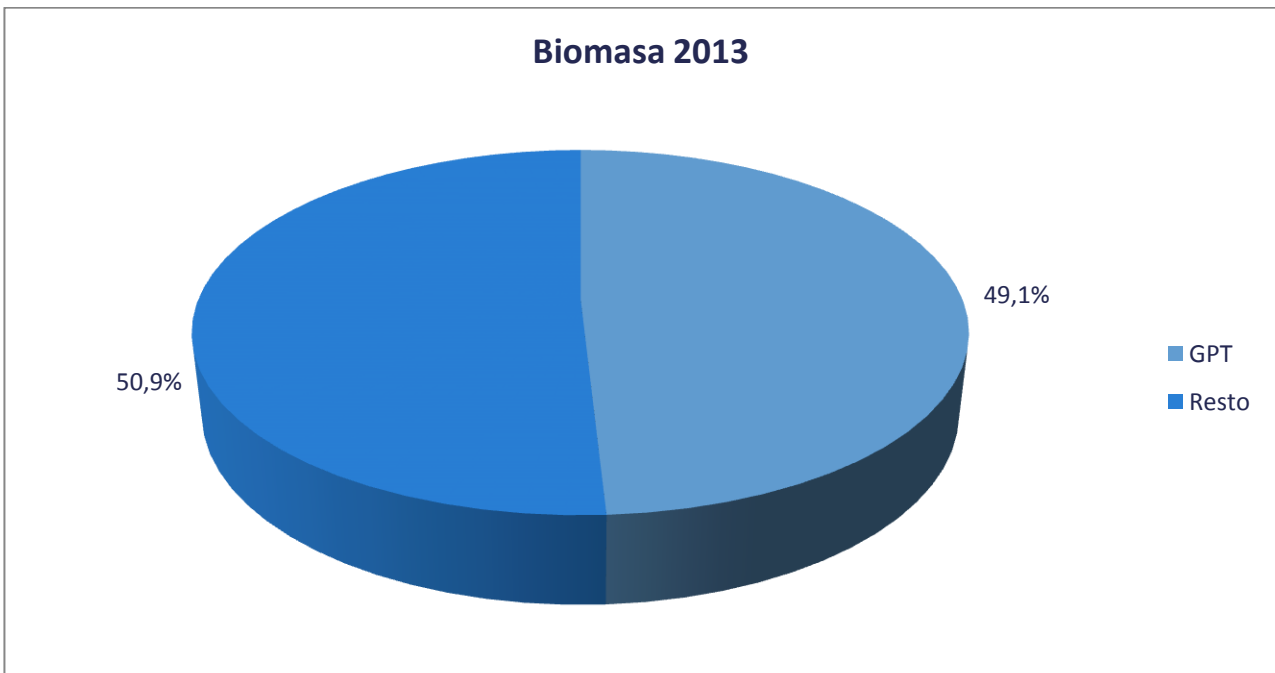
*Generación térmica distribuida

⁶ No se indican los nombres de las centrales asociadas a su desempeño.





En el gráfico anterior se muestra la relación entre la potencia media mensual y la potencia autorizada, para el caso de GPT se observan valores superiores al 100% puesto que se asignó una potencia autorizada media teniendo en cuenta los excedentes de energía para volcar al red, de forma tal de realizar al cálculo. El objetivo de este gráfico es básicamente mostrar un indicador del desempeño de la biomasa.





13. Descripción de la operación mes a mes

ENERO

Se comenzó el año con cotas altas en todas las represas, en particular, 79,61 m en Terra y 35,43 m en Salto Grande. Estas cotas se fueron reduciendo a medida que se utilizó la energía almacenada en las centrales. La cota en Terra disminuyó casi un metro quedando en 78,63 m y en Salto un metro y medio terminando en 33,63 m.

La represa de Salto Grande estuvo vertiendo desde principio de mes hasta el día 20 debido a los aportes altos.

El despacho fue en su mayoría hidráulico contando con algo de térmico a fines de mes. A partir del día 21 se empezó a despachar generación de Motores de Central Batlle, en la última semana ingresaron la 5ta y 6ta Unidad de Central Batlle y unidades de Punta del Tigre.

Se exportó energía hacia Argentina por excedentes de vertimiento de Salto Grande, unos 3.408 MWh.

El precio Spot varió entre 0 USD/MWh cuando se estaba vertiendo en Salto y 250 USD/MWh correspondiente al tope.

La temperatura máxima registrada en el mes alcanzó los 34 °C y la demanda fue de 876 GWh, un 1,65% mayor a la del mismo mes en el año 2012 y un 4,98% comparado al 2011. La mayor potencia demandada en el mes se registró el día Jueves 31 y su valor fue de 1650 MW.

FEBRERO

En la primera parte de Febrero se contó con bajos aportes en todas las represas y se necesitó de generación térmica para poder abastecer la demanda. La cota en Terra llegó a estar en los 77,75 m pero luego aumentó para terminar en 78,28 m, solamente 35 cm menos que como arrancó el mes.

Se despachó todo el térmico hasta las unidades de CTR en las primeras semanas y sobre finales del mes se fue quitando el térmico para poder generar con Salto Grande que empezó a tener mejores aportes quedando solamente motores y 6ta de origen térmico. 5ta Unidad de Central Batlle salió fuera de servicio el día 10 debido a que quedó indisponible.

En el primer día Febrero se exportaron 361 MWh de energía de CTR hacia Argentina a pedido de CAMMESA.

Hasta el 22 de Febrero el Spot correspondió al valor del tope de 250 USD/MWh y luego fue descendiendo hasta llegar al orden de los 210 USD/MWh.

El primero de mes se tuvo la máxima energía diaria, fue de 32669 MWh y ese mismo día se registró la potencia máxima demanda de 1696 MW.

La demanda mensual de energía fue de 780 MWh y registró un descenso respecto de Febrero del 2012 del 1,53%. En el año 2012 la demanda de Febrero había aumentado un 5,75% respecto a la del 2011.

MARZO

Se produjeron importantes precipitaciones en la cuenca del río Uruguay que provocaron la apertura de vertederos en la central de Salto Grande a mediados de mes. La cota en la represa de Salto terminó cerca de los 35,3 m. Se utilizó energía embalsada en la represa de Terra disminuyendo su cota hasta los 77,7 m.

Se arrancó generando con hidráulico y unidades térmicas turbo vapor hasta Sala B, luego se sacó de servicio el térmico debido a los altos aportes en Salto.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Se exportaron 935 MWh hacia Argentina de excedentes no turbinables por Salto Grande.

A partir del día 13 el precio spot sufrió un descenso debido al vertimiento en Salto pasando de estar entre los 210 USD/MWh a ser de valor nulo para las horas de la madrugada.

Se notó un importante decremento en la demanda en comparación con Marzo del 2012, unos 4,75 puntos porcentuales. En los primeros tres meses del año la demanda acumulada fue menor a la del mismo periodo del 2012 en un 1,46%.

ABRIL

El mes comenzó con una buena situación hidrológica en Salto Grande debido a las fuertes precipitaciones ocurridas sobre fines de Marzo, mientras tanto en Río Negro la situación fue diferente debido a que no se produjeron lluvias en las semanas anteriores. En la segunda semana se produjeron lluvias de importancia en la cuenca del Río Uruguay lo que hizo que entre el 13 y el 23 de Abril existiera una declaración de riesgo de vertimiento en Salto Grande. Durante la segunda mitad del mes no se produjeron precipitaciones de relevancia lo que hizo sobre fin de mes volver a recurrir a generación térmica. La cota de Terra terminó el mes en 77,30 m, mientras que la de Salto Grande (UY) en 34,35 m. Respecto a la generación térmica, Abril comenzó con el despacho de Motores y 5ta unidad de Central Batlle, los cuales salieron de servicio para el 11/4 debido a las abundantes precipitaciones ocurridas. Sobre fin de mes (26/4) se volvió a encender el térmico, entrando en servicio Motores y 6ta unidad de Central Batlle. A su vez la central APR B generó por pruebas durante el mes.

Durante el mes se exportaron entre el 13/4 al 22/4 unos 1952 MWh provenientes de excedentes de vertimiento de Salto Grande hacia Argentina.

El precio spot comenzó estando dado por el térmico en servicio marginando y terminó en la misma situación. Entre medio del mes y a causa de la declaración de riesgo de vertimiento en Salto Grande, este osciló entre 0 y el valor del agua asociado a las centrales de Río Negro.

La demanda totalizó 778 GWh aumentando un 2,8% respecto de mismo mes de 2012. En el año anterior este aumento había sido de 3,19%

MAYO

Debido a las precipitaciones ocurridas sobre fines de Abril, el mes comenzó con los vertederos de Baygorria abiertos. Durante las dos primeras semanas se mantuvieron las precipitaciones lo que hizo sacar el térmico de servicio para la segunda semana del mes. Luego en el correr del mes fue ingresando térmico gradualmente (Motores, luego 6ta, luego Punta del Tigre, finalmente Sala B), debido a que no se produjeron más precipitaciones de relevancia. La cota de Terra finalizó en 78,25 m, mientras que la de Salto Grande lo hizo en 33.62 m.

No existió intercambio de energía con los países vecinos durante todo el mes de Mayo.

El precio spot estuvo dado por térmico durante todo el mes, con excepción de la segunda semana donde marco precio el valor del agua de Río Negro y fuera sacado todo el térmico de servicio. Sobre el principio de mes el precio estuvo dado por la 6ta unidad de central Batlle, terminando el mes con Punta del tigre y Sala B.

Se notó el efecto de los primeros fríos con un rápido aumento en la demanda de energía. La demanda totalizó 862 GWh resultando ser un 7% superior comparado con mayo 2012. En dicho año la demanda había sido 1,56% inferior a la del mismo mes en 2011.



JUNIO

A finales de mes ocurrieron precipitaciones en la cuenca alta del río Uruguay que produjeron un aumento importante de los aportes y de las reservas hidráulicas del sur de Brasil. En contrapartida se registraron muy pocas precipitaciones en la cuenca del río Negro siendo los acumulados del presente mes inferiores a los mínimos desde 1994 para las tres centrales.

Se despachó generación distribuida de despacho centralizado, Motores, 6ta, Sala B y PTA a pleno. Se generó a pleno con Terra y se cerró la demanda con Salto Grande. Al final de la primera semana del mes se sacó Sala B de servicio. En la segunda quincena del mes se necesitó de la generación de APR para abastecer la demanda.

Durante todo el mes no existió intercambio de energía con los países vecinos.

El precio Spot arrancó situado en el valor del costo variable de Sala B (231,5 USD/MWh), luego de la primera semana se redujo al de Punta del Tigre (225,4 USD/MWh) y en toda la segunda quincena valió el costo variable de APR A de 239,5 USD/MWh.

En la primera quincena del mes se registró un veranillo con temperaturas altas para la época que bajó sensiblemente la demanda.

Se apreció un crecimiento de 3,21% en la energía demandada en el mes con respecto a la del mismo mes del año anterior. El crecimiento acumulado anual de la demanda hasta el mes de Junio fue de 1,41%.

JULIO

Durante las primeras semanas de Julio se produjeron precipitaciones en las cuencas del río Negro, la cuenca inmediata y media de Salto Grande. La cota en Terra terminó en los 36,46 m, unos 20 cm menos que al comienzo del mes.

Se empezó el mes despachando generación distribuida de despacho centralizado, Motores, 6ta, PTA y APR A a pleno, también se generó a pleno con Terra y se cerró la demanda con Salto Grande. A mediados de mes debido al aumento de aportes se cambió el despacho pasando a estar Salto Grande en la base y sacándose de servicio todo el térmico menos Motores de Central Batlle. Finalizando el mes se despachó generación distribuida de despacho centralizado, Terra, Motores, 6ta, PTA y APR A a pleno, Salto Grande cerró la demanda para cota objetivo en Palmar.

No se importó energía durante todo el mes pero si existió exportación. Se exportó durante los días 23 y 24 generación de CTR a Argentina, unos 5.414 MWh en total.

El precio Spot estuvo comprendido entre el valor del agua que llegó a ser 0 USD/MWh a mediados de mes y el costo variable de las unidades APR A (244,9 USD/MWh).

Se registraron los máximos históricos de potencia y demanda diaria el día lunes 22/7. En potencia el valor fue de 1.918 MW y en energía diaria de 37.062 MWh.

La demanda mensual fue de 970 GWh y creció solamente un 0,16% respecto a la de Julio 2012. En Julio del 2012 el aumento respecto del 2011 había sido de un 4,45%.

AGOSTO

En diferentes momentos del mes se produjeron precipitaciones de importancia en las diferentes cuencas, particularmente en la cuenca alta del Río Uruguay. La cota de Terra terminó en 75.25 m.

Se generó con térmico de diversa fuente durante todo el mes. El 12/8 salió de servicio la 6ta unidad de CB no pudiendo volver a retornar. La Sala B estuvo en servicio desde el día 3/8 en adelante. Sobre



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

principio y fin de mes se generó con Punta del Tigre, siendo incluso necesario recurrir a generación de APR A Y B para cubrir los picos de demanda.

No se registraron intercambios de energía con los países vecinos durante todo el mes de agosto.

Durante todo el mes de setiembre el precio spot estuvo dado por el térmico en servicio Sala B, Punta del Tigre, APR A o B, e inclusive el tope de 250 USD/MWh.

La demanda totalizó 950 GWh creciendo un 7,21% respecto de agosto del año anterior. En el año 2012 se había producido una reducción de 3,56% respecto del mismo mes de 2011.

SETIEMBRE

Se produjeron precipitaciones muy importantes desde mitad de mes en adelante en todas las cuencas. Particularmente en la segunda y tercera semana del mes de setiembre registrándose altos niveles en muy poco tiempo y obteniendo picos de aportes en el entorno de los 5000 m³/s en Terra. A partir del 20/9 se despacha toda la energía hidroeléctrica en la base manteniendo solamente parte del térmico TV en servicio.

Se comenzó el mes generando con generación distribuida de despacho centralizado, Motores, Sala B, Punta del Tigre y APR A, cerrando demanda con Salto Grande y Río Negro en los picos. A partir del 6/9 ingresó la 6ta unidad de central Batlle. Esta generación fue saliendo gradualmente a medida que avanzaba el mes y se registraban altos registros pluviométricos. El 23/9 se sacó de servicio la sala B quedando sólo la 6ta unidad de CB hasta fin de mes como térmico disponible y abasteciendo el resto de la demanda con energía hidroeléctrica.

A solicitud de CAMMESA el día martes 17 se exportaron hacia Argentina unos 884 MWh de generación térmica de las unidades APR y CTR

El precio spot fue dado hasta mitad de mes por el tope de 250 USD/MWh debido a la presencia de gran parte del parque térmico en servicio. Debido a los altos aportes en los embalses a partir del día 15/9 comenzó a descender terminando el mes en el entorno de los 95 USD/MWh dado por el valor del agua.

La demanda totalizó unos 852 GWh, creciendo un 6,29% respecto al mismo mes del año anterior. En el año 2012 la demanda había crecido un 0.84% respecto a Setiembre de 2011.

OCTUBRE

Durante las primeras semanas de octubre no se registraron precipitaciones de relevancia. El nivel alto de cotas al terminar setiembre hizo que no fuera necesario el ingreso de generación térmica hasta la tercera semana.

Durante la 3 y 4 semana ocurrieron precipitaciones en todas las cuencas que produjeron aumentos importantes en los aportes de todas las centrales. En particular, en SG se produjo un aumento en los aportes, de 6.000 m³/s a 9.000 m³/s. El mes terminó con la declaración de riesgo de vertimiento en todas las centrales del SIN y con la cota de Bonete en 79,6 m.

Debido a la ausencia de precipitaciones en las primeras 2 semanas de octubre, se despachó desde el 19/10: Generación forzada y autodespachada, generación de despacho centralizado, Motores CB, 6ta unidad de Central Batlle, Terra y Baygorria, PTA, APR A, APR B. Como consecuencia de los fuertes aportes ocurridos dicha semana y a causa del aumento en la cota de salto grande se saca de servicio a partir del 21/10 las centrales APR A y B y posteriormente el resto de la generación térmica llegando a fin de mes abasteciendo la demanda solamente con energía hidroeléctrica.

No se registraron intercambios con los países vecinos durante todo el mes de octubre

Durante el mes de octubre el precio spot fluctuó por todos los valores comenzando en el entorno de los 95 USD/MWh y empezando a subir en la medida que entraba térmico en servicio y que no se



registraban precipitaciones. Entre el 19 y el 21 el precio estuvo dado por el tope de 250 USD/MWh comenzando a descender a partir de esa fecha y en la medida que salía térmico de servicio, terminando el mes con 0 USD/MWh debido a la declaración de riesgo de vertimiento en todas las centrales del SIN.

La demanda totalizó unos 806 GWh, creciendo un 0,74% respecto al mismo mes del año anterior. En el año 2012 la demanda había crecido un 3,98 % respecto a igual mes de 2011.

NOVIEMBRE

Noviembre fue un mes de fuertes precipitaciones en todas las cuencas lo que hizo que el despacho de todo el mes fuera básicamente hidráulico, a su vez el mes ya comenzó con la declaración de riesgo de vertimiento en todas las centrales. En el transcurso del mes se registraron vertimientos en todas las centrales hidroeléctricas del SIN. Terra terminó con una cota de 81,4 m y Salto Grande 35.4 m

Respecto a la generación térmica, la misma fue básicamente nula a excepción de la generación forzada por pruebas de APR B, APR C, y la entrada de generación de arranque rápido en algún pico de la noche. Desde el martes 12 de noviembre se comenzaron a exportar excedentes de vertimiento de Río Negro y de Salto Grande hacia Argentina. Esto se mantuvo hasta fin de mes incambiado. Se totalizaron 148.7 GWh de exportación de energía en el mes.

El precio spot fue esencialmente 0 USD/MWh durante todo el mes a excepción de algún pico nocturno donde fue necesario la entrada de alguna unidad térmica.

La demanda de energía fue de 788.9 GWh un 0,35% menor si se lo compara con el mismo mes de 2012. En aquel entonces la demanda registrada había sido 3.67% superior que la de noviembre de 2011.

DICIEMBRE

Durante la primera semana de diciembre la situación se mantuvo con precipitaciones en el Río Negro. Se exportaron excedentes de vertimiento de Palmar hasta el martes 2. En la segunda semana las precipitaciones empezaron a mermar, teniendo las últimas 3 semanas del mes prácticamente sin precipitaciones y con muy altas temperaturas, lo que hizo que se registraran demandas muy altas.

Las bajas precipitaciones registradas y las altas demanda significaron el despacho de generación térmica sobre mitad de mes y hasta el final.

Hasta el martes 10 el despacho fue puramente hidráulico en función del riesgo de vertimiento declarado para todo el SIN. Se despachó: Bonete, Baygorria, Palmar y S.G. También se despachó APR B y PTA forzadas por pruebas en los picos de demanda. Se vertió en Bonete, Baygorria y Palmar, esta última cerrando vertederos el Martes 2. A partir del Miércoles 11 se retiró la declaración de riesgo de vertimiento y se incorporó al despacho Ponlar y Galofer en la base. A mediados de mes, debido a los bajos aportes, escasos pronósticos de precipitaciones y aumento de temperaturas se añadió al despacho Motores, 5ta, 6ta y las unidades de Punta del Tigre.

A principios del mes se exportaron excedentes de vertimiento de Palmar hacia Argentina. Desde el lunes 16, CAMMESA (Argentina) solicitó importar todo el parque térmico disponible, por lo que se exportó hacia dicho país generación térmica de PTA, APR A, APR B, APR C y CTR.

El precio Spot comenzó siendo nulo debido al vertimiento en las centrales y fue aumentando hasta valer 250 USD/MWh sobre finales de mes.

El martes 17 se superaron los máximos históricos de verano de potencia y energía diaria, con 1.715 MW y 33.928 MWh respectivamente.