

## **Simulation of wind farms on the optimal dispatch policy of Uruguayan hydro-thermal electricity system.**

## **Simulación de granjas eólicas en el despacho óptimo del sistema hidro térmico de generación de energía eléctrica del Uruguay.**

**Ruben Chaer**

**Facultad de Ingeniería y Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay.  
email: rchaer@fing.edu.uy**

### **Keywords: Wind Optimal Dispatch**

**Abstract:** Taking into account the world's energy crisis and not having Uruguay neither oil nor natural gas fields, the government is encouraging the development of renewable energy projects for generating electricity. The goal is to diversify the energy dependence by reducing the weight of oil in the country's energy matrix.

In this context, a number of bids are being made for the purchase of energy from new power plants to generate electricity using biomass, waste from industrial parks, wind and small rivers.

The plan is to incorporate approximately 400MW from wind power to the system in the next six years. The peak demand is now around 1400MW.

One characteristic of wind energy is its high variability of power due to changes in then wind speed.

The Uruguayan system has a high component of hydroelectric generation, having a lake with a capacity of 90 days and three others with capacity of around 7 days.

In this scenario, it is necessary to consider the wind power in the system's dispatch, and then evaluate the way in which such inclusion can bring changes in the policy of optimal use of the country's resources.

This paper presents the model developed for this purpose.

The model takes into account the temporal autocorrelation of wind speeds and its annual and daily seasonality.

The annual seasonality in Uruguay is important because there are few months in the year in which there is plenty of water and others where there are shortages, so the possible correlation between wind and water availability must be represented.

The daily seasonality is also important for its tuning with the consumption curve of the system.

Comparative results of the use of water from the reservoirs are presented for a scenario in which the expansion of the system is based on wind energy versus a scenario in which the expansion of the system is based on fuel oil fired generators.

## 1.- Introduction.

Uruguay ha decidido al igual que muchos otros países diversificar las fuentes de generación de energía eléctrica para disminuir su vulnerabilidad ante la volatilidad de los precios del petróleo. El país no cuenta con yacimientos de combustibles fósiles explotables actualmente. La política energética alienta por tanto a la instalación de energías renovables. Esta política ha sido llevada a cabo mediante licitaciones de contratos de compra de la energía generable por plantas basadas en micro y mini aprovechamientos hidráulicos, plantas de generación en base a biomasa (residuos, de madera, cáscara de arroz, etc.) y plantas de generación eólicas.

En este trabajo se analiza la expansión en la siguiente década considerando una fuerte componente de energía eólica. El análisis se centra sobre las posibles implicancias sobre los procedimientos y criterios seguidos para el despacho óptimo de los recursos del sistema y sobre los efectos que puede tener sobre los costos de operación del sistema y sobre los precios del mercado mayorista. Se desarrolla una metodología sencilla para modelar la expansión eólica y poder incluir dicho modelo en el simulador de sistemas de energía eléctrica SimSEE [1].

El enfoque realizado es desde el punto de vista del despacho energético y no se consideran en este trabajo las posibles restricciones que seguramente impondrá el sistema de transmisión.

La metodología seguida es considerar un conjunto de datos históricos de medidas de velocidades de viento, distribuidos en el territorio nacional y en base a ellos construir una serie de viento equivalente (SVE) que nos permita simular el conjunto de parques eólicos como si estuvieran distribuidos en el territorio nacional. La idea es que a los efectos de los estudios de planificación de largo plazo, no es posible conocer las ubicaciones de los parques ni las velocidades de viento reales y por lo tanto se intenta captar en la SVE lo que darían el conjunto de parques si se instalan en forma distribuida.

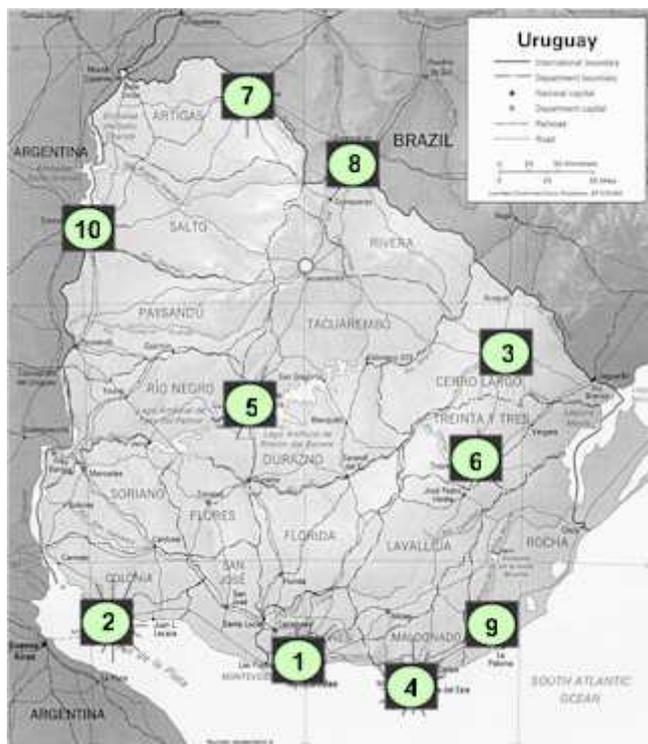
Una vez obtenido el modelo, se incorpora a SimSEE y se realizaron una serie de simulaciones de las que se presentan los resultados más relevantes.

## 2.- Determinación del “Viento Equivalente”.

Se consideraron los registros horarios de 3 años de la velocidad del viento en 10 estaciones del servicio meteorológico nacional distribuidas sobre el territorio nacional tal como se marca en la figura 1.

La idea es que los parques eólicos se instalarán en diferentes ubicaciones del territorio nacional. Estas ubicaciones serán las determinadas por cada proyecto teniendo en cuenta las características del entorno que lleven a velocidades de viento elevadas y cuestiones de viabilidad económica como la inversión necesaria en el sistema de transmisión para conectarse al sistema eléctrico nacional.

**Fig. 1. Ubicación de las series de datos usadas.**



A los efectos de este estudio supondremos que los lugares se eligen de forma tal que el factor de planta de los parques es 30%. Las series de datos se escalaron de forma tal que un aerogenerador Vestas V80-2M generaría con esas velocidades de viento la energía correspondiente a un factor de uso de 30%.

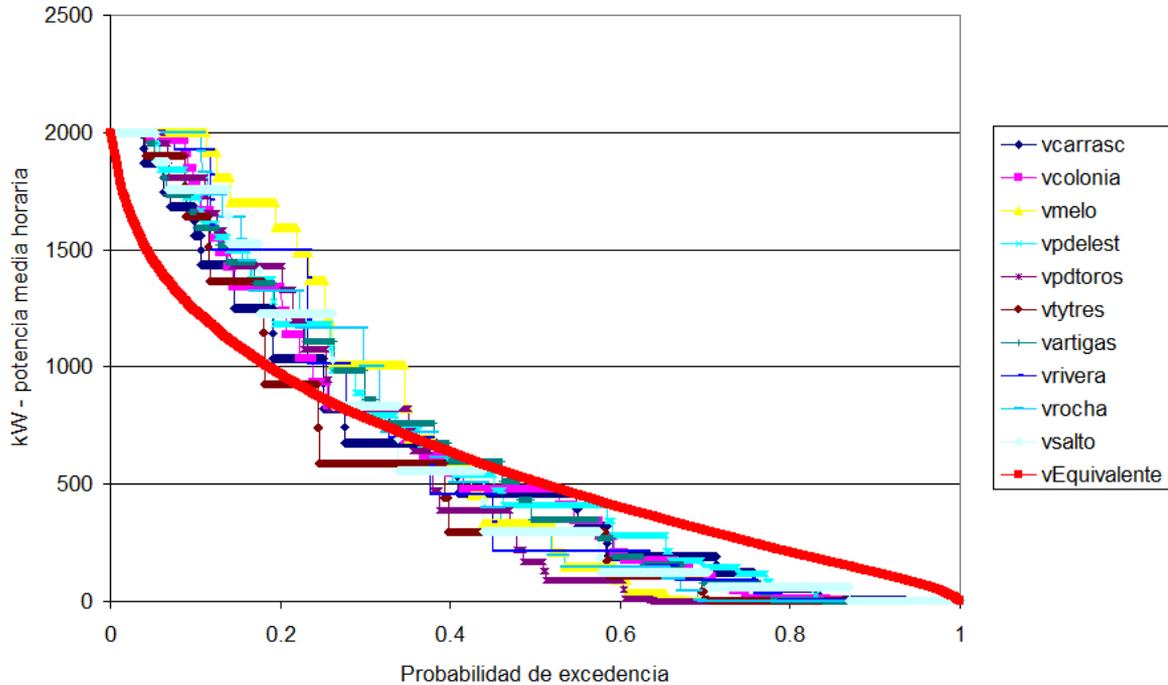
La separación geográfica de los parques implicará que las fluctuaciones del viento no se produzcan en todos a la vez y por lo tanto es de esperar que las fluctuaciones de la potencia generada por el conjunto de parques eólicos esté en parte atenuada por la separación geográfica de los mismos. A priori no sabemos cuál será la ubicación de cada parque ni la potencia instalada en cada uno. A los efectos del estudio se supuso que los parques se instalan en las 10 posiciones marcadas en el mapa de la fig 1 y que las velocidades de viento son las series de datos escaladas para obtener un factor de planta 0.3 como se mencionó en el párrafo anterior.

Con este esquema, utilizando la curva potencia-velocidad característica del aerogenerador se construyó la serie de potencias generadas por 10 aerogeneradores (colocados uno en cada ubicación) y se calculó la serie promedio de dichas series. Utilizando nuevamente la curva potencia-velocidad del aerogenerador (pero a la inversa) se construyó la serie de viento equivalente. Esta serie tiene menos dispersión que cada una de las 10 series considerada por separado y es la que reproduce la potencia promedio de las 10 instalaciones.

Esta serie se construye para facilitar el simulado de la expansión eólica sin necesidad de considerar 10 parques e ir agregando máquinas a cada uno de los parques. Consideramos un único parque en una ubicación inexistente en la que el viento es la serie equivalente.

La fig 2. muestra la probabilidad de excedencia de la potencia (media horaria) del aerogenerador colocado en cada una de las 10 posiciones y la correspondiente al aerogenerador atacado por la serie equivalente de vientos.

**Fig. 2 Producción de aerogenerador de 2MW colocado en 10 puestos diferentes del Uruguay a una altura suficiente para asegurar un  $f_p=0.3$  y promedio de las potencias**



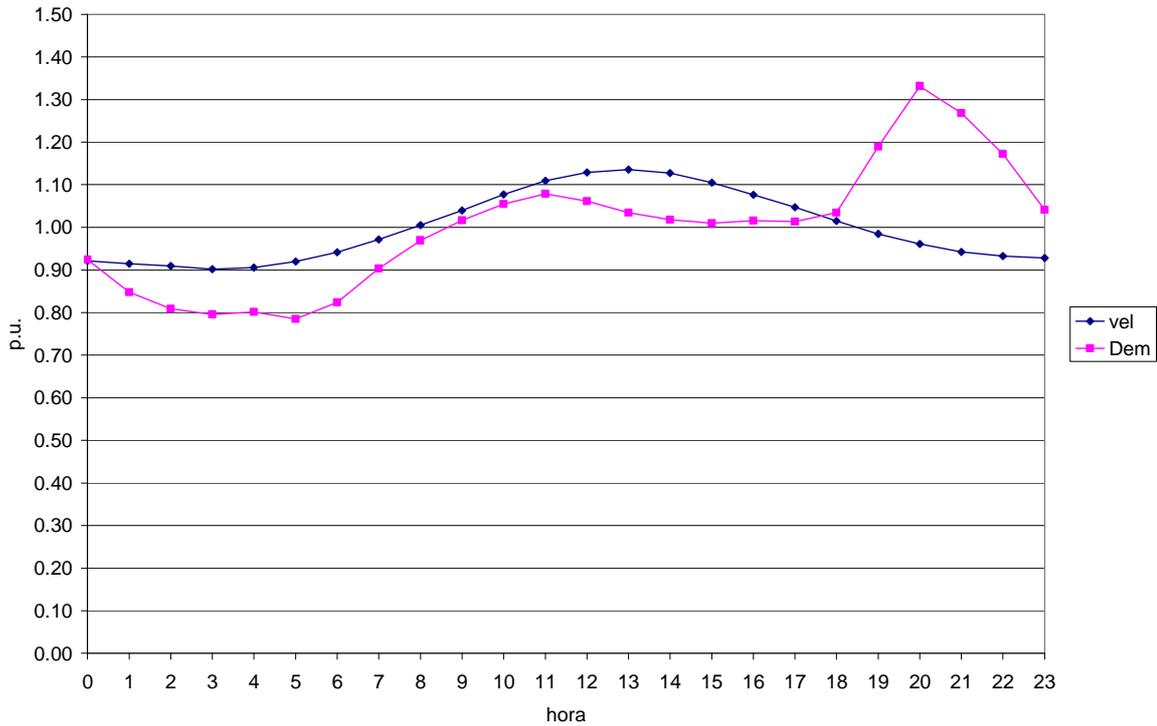
Como se puede observar, con la serie equivalente la probabilidad de excedencia de 1500 kW es 5% mientras que para cada serie aislada, dicha probabilidad es entre 10 y 20%. Esto muestra que es menos probable encontrar vientos que lleven a potencias superiores a 1500 kW en todos los parques a la vez que en cada uno por separado. Por el lado de las velocidades bajas, tenemos que es prácticamente improbable que la velocidad del viento sea tan baja en todos los parques a la vez como para que la potencia sea cero, mientras que si observamos las series por separado, vemos que dependiendo de la serie, la probabilidad de potencia cero va entre 35 y 15%.

A los efectos de las simulaciones con SimSEE se identificó un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histogramas (CEGH ver [2]). El modelo se construyó con funciones de deformación que tienen en cuenta las variaciones de probabilidad de ocurrencia de las velocidades de viento según la hora del día y se consideró la variación estacional mediante 12 coeficientes (uno para cada mes). La variación según la hora del día es importante por su eventual correlación con la curva de demanda. La variación según el mes del año es importante por la correlación con la demanda y con el régimen de lluvias de Uruguay. Los aportes a las centrales hidráulicas son importantes Primavera, algo menos en Otoño, menos en el Invierno y bajos en el Verano.

La fig. 3 muestra la variación diaria del valor esperado de velocidad de viento y de la demanda.

Como se puede apreciar, la calma de la mañana coincide con el valle de la demanda, pero el pico de demanda se da en la calma del viento en la noche.

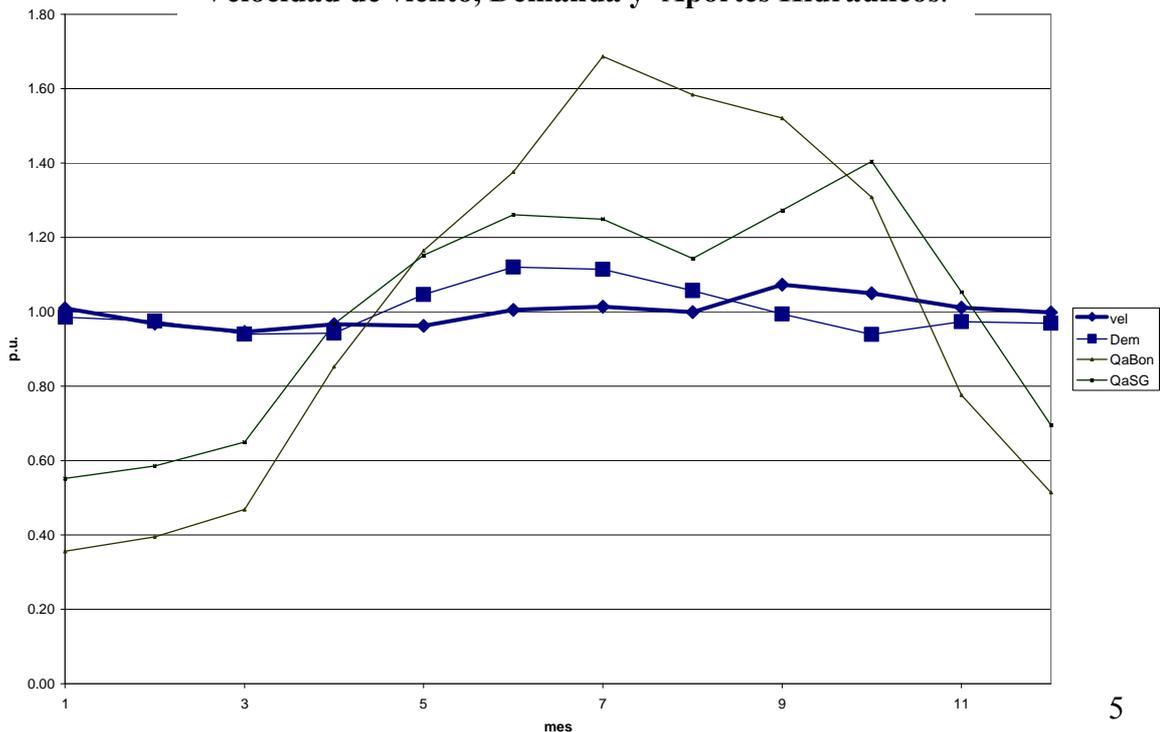
**Fig. 3. Velocidad de viento y demanda esperada según la hora del día.**



La fig 4 muestra la variación estacional de la velocidad de viento junto con la estacionalidad de la demanda y de los aportes a las dos principales represas del país.

Como se puede observar, la estacionalidad del valor esperado de la velocidad de viento es muy inferior a la estacionalidad que presentan los aportes a las represas. Como era de

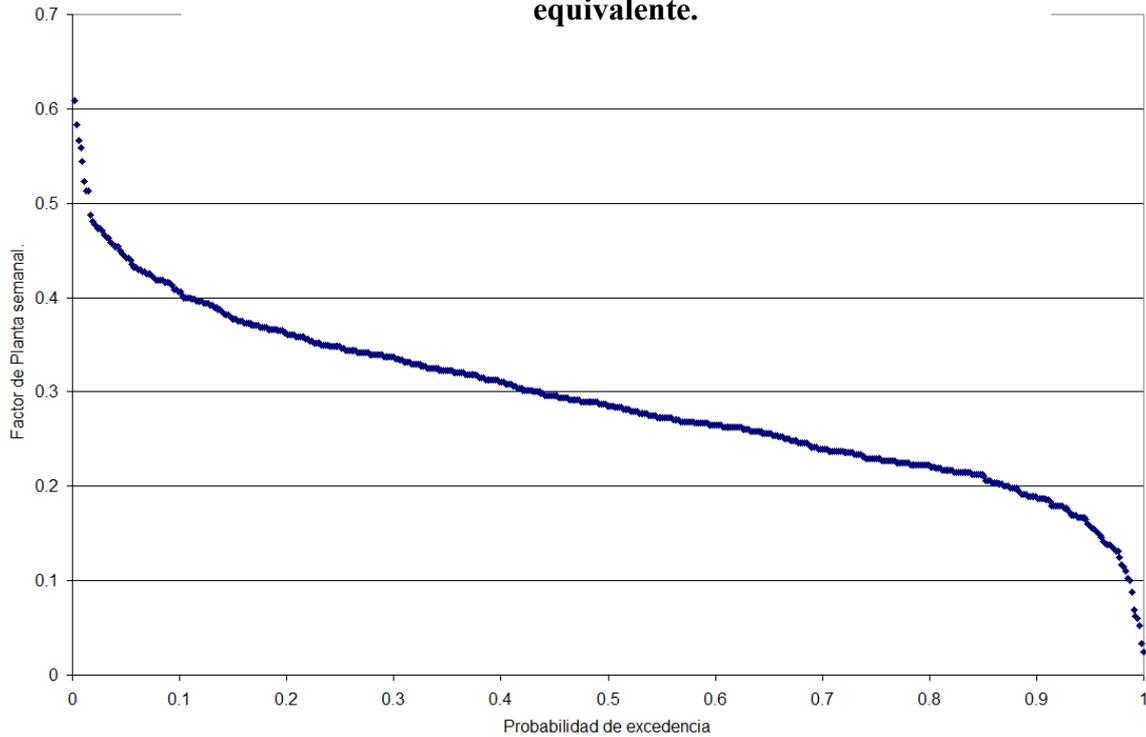
**Fig. 4. Estacionalidad anual.  
Velocidad de viento, Demanda y Aportes Hidráulicos.**



esperar, los vientos son algo superiores en primavera al igual que los aportes hidráulicos a las represas. El mayor consumo de energía en el sistema se verifica en el invierno. La menor disponibilidad de recursos se verifica entonces en el verano y la gestión del principal lago del sistema es básicamente guardar el máximo posible de agua de los meses 8-10 para su uso en el verano.

Si calculamos el factor de planta de un parque con el viento equivalente sobre la energía que entrega en una semana obtenemos la distribución que se muestra en la fig. 5.

**Fig. 5. Factor de planta de un parque con el viento equivalente.**



Esta curva tiene importancia pues es de esperar que en Uruguay sea posible regularizar las fluctuaciones de la potencia de los parques eólicos con potencia de origen hidráulico. La centrales hidráulica con más potencia instalada y que por lo tanto puede mejor actuar en este sentido tiene embalse con capacidad de almacenamiento del orden de una semana. Para una mejor interpretación de la fig ... obsérvese que para un aerogenerdor de 2 MW, la misma indica que al considerar la energía entregada en un semana, el 90% de las semanas va a entregar la energía correspondiente a un factor de planta de 0.2 aproximadamente lo que significa una potencia promedio equivalente de 400 kW durante toda la semana.

En la metodología de identificación de un modelo CEGH [2] se identifican un conjunto de funciones de deformación que transforman las series de datos a un espacio gaussiano en el que se realiza la identificación de un filtro recursivo lineal que luego es utilizado para la generación de series sintéticas. Para el caso de la series horarias de viento, el único coeficiente significativo del filtro es el de orden 1. Para el caso de la serie de viento equivalente, este coeficiente resultó ser: 0.930 lo que significa, que en el espacio gaussiano, la velocidad de viento de la hora siguiente se puede aproximar por la velocidad de la hora actual multiplicada por 0.930 más un ruido blanco gaussiano multiplicado por 0.372. El coeficiente 0.930 es “la memoria” del proceso aleatorio. Si

consideramos las series aisladas (las de las diez ubicaciones de datos) tendremos valores del orden de 0.7 a 0.8 para este coeficiente. Esto simplemente indica que es más predecible la serie del viento equivalente que cada una de las series de datos por separado.

Corresponde aclarar que el modelo así obtenido, permite ser utilizado para sintetizar series de velocidades de viento que generan potencias como serían las del promedio de parques instalados en forma distribuida, pero el modelo no está pensado para predecir la producción de electricidad proveniente de los parques en las siguientes horas, lo que sería útil para la operación en tiempo real del despacho del sistema. Ha otras líneas de trabajo con metodologías específicas para este tipo de modelos como la presentada en [3].

### 3.- Casos de estudio.

Para analizar el efecto de la expansión de la generación eléctrica del sistema utilizando granjas eólicas se estudiaron dos casos de expansión del parque generador. Un caso que llamaremos “PTE” en el que la expansión se realiza utilizando solamente unidades de generación en base a fuel oil y otro caso “WTE” en el que la expansión utiliza 400 MW de aerogeneradores y plantas a fuel oil.

Para el caso PTE, el cronograma de instalación de las centrales de generación se realizó de forma tal que los proyectos se rentabilizan con los ingresos que obtendrían si vendieran su energía al costo marginal del sistema y su costo de generación fuera 250 USD/MWh. Se consideró un costo de 2000 USD/kW instalado (incluyendo inversiones, impuestos y O&M) y una tasa de descuento de 12% anual.

Para el caso WTE, se supuso un cronograma de ingreso de los aerogeneradores de forma de alcanzar los 400 MW para el 2015 y se completó la expansión con el mismo criterio utilizado para el PTE.

Los dos planes se resumen en la tabla 1.

**Tabla 1. Expansión de la generación para los dos casos de estudio.**

	<i>case</i> <i>WTE</i> <i>Wind</i> <i>MW</i>	<i>case</i> <i>WTE</i> <i>Thermal</i> <i>MW</i>	<i>case</i> <i>PTE</i> <i>Thermal</i> <i>MW</i>
2009	40	66	80
2010	160	33	90
2011	240	35	120
2012	300	93	200
2013	340	179	300
2014	380	205	340
2015	400	218	360
2016	400	278	420
2017	400	338	480
2018	400	408	550
2019	400	468	610

## 4.- Hipótesis del estudio.

Las siguientes hipótesis son comunes a ambos casos.

### 4.1 Demanda de energía.

La tabla 2 muestra la demanda considerada para el estudio. El crecimiento de 5.4% del año 2009 (respecto de la demanda del 2008) se debe a que durante el 2008 se verificó un crecimiento negativo debido a restricciones energéticas.

**Tabla 2. Demanda del sistema eléctrico.**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GWh	9157	9523	9856	10201	10558	10928	11310	11706	12116	12540	12979
fc %	5.40%	4.00%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%	3.50%

El racionamiento de energía (esto imposibilidad de cubrir la demanda) se modela en SimSEE mediante la especificación de costos de racionamiento según la profundidad del mismo. Se consideró un costo de 500 USD/MWh para el primer 5% de racionamiento, 800 USD/MWh para el siguiente 7.5%, 2400 USD/MWh para el siguiente 7.5% y 4000 USD/MWh para los racionamientos de energía por encima del 20% de la demanda.

### 4.2 Centrales hidro-eléctricas.

Uruguay tiene cuatro centrales de generación hidroeléctricas: "Bonete", "Baygorria" y "Palmar" sobre el "Río Negro" y la planta bi-nacional "Salto Grande" sobre el "Río Uruguay". Las tres plantas sobre el Río Negro están encadenadas, Bonete aguas arriba de Baygorria y ésta aguas arriba de Palmar. Los parámetros más relevantes se resumen en la tabla 3.

**Table 3 Hydroelectric plants of Uruguay.**

(\*): ELEVATION IS MEASURED ABOVE SEA LEVEL; (\*\*): THIS VALUES CORRESPOND TO THE 50% OF THE PLANT OWNED BY URUGUAY.

	Bonete	Baygorria	Palmar	Salto-UY	
Minimum elevation of the lake [m]	70	53	36	30	*
Maximum elevation of the lake [m]	81	56	44	35.5	*
Discharge elevation [m]	Baygorria	Palmar	7.5	5	*
Storage capacity of the lake [Hm3]	8210	216	2575	3058	**
Mean inflow to the basin [m3/s]	567	0	290	2358	
Maximum discharge flow [m3/s]	680	828	1373	4200	**
Installed power [MW]	155	108	333	945	**

### 4.3 Centrales de generación térmicas.

La tabla 4 muestra las centrales de generación térmicas. Actualmente se utiliza Gasoil, FuelOil pesado y algo de Biomasa.

**Table 4 Centrales de generación térmicas.**

Nombre	Combus-Tipo	MW	USD/MWh	fd %	unidades
--------	-------------	----	---------	------	----------

<i>tiblel</i>					
Botnia	BM	ST	20	2	83.5% 1
CB_5ta	FO	ST	75	126.1	83.5% 1
CB_5ta	FO	ST	120	130	83.5% 1
CTR_1	GO	GT	100	237.9	84.5% 1
CTR_2	GO	GT	100	237.9	84.5% 1
Gendis	BM	ST	4	1	83.5% 1
Motores	FO	Mo	10	112	84.5% 0
PTI	GO	GT	49	187	84.5% 6
SalaB	FO	ST	48	162.6	55.6% 1
TGAA	GO	GT	15	317.9	46.9% 1

BM= Biomasa, FO= Fueloil, GO= gasoil

ST= steam-turbine, GT= gas-turbine, Mo= motor

\* en junio de 2009 se incrementa a 5 unidades

\*\* la cantidad de unidades depende del caso de estudio

#### 4.4 Detalles del cálculo.

Para ambos casos se utilizó el programa SimSEE[1] con paso de tiempo de 168 horas (una semana) dividido en 4 postes. El primer poste correspondiente a las horas de mayor demanda se consideró de 7 horas de duración. Los siguientes postes (en orden decreciente de demanda) se consideraron de 28, 91 y 42 horas.

De las centrales hidráulicas, la única que se consideró con embalse fue Bonete, el resto se consideraron como centrales de pasada. Como estado del sistema se consideró el volumen embalsado en el lago de Bonete y el estado hidrológico. Para el volumen de Bonete se consideraron una discretización en 10 valores para el rango de cotas de operación (70 a 81m). Para el estado hidrológico se consideró una discretización en 5 valores.

Para el algoritmo de Programación Dinámica Estocástica que calcula la política de operación se consideraron 50 sorteos para cada paso de tiempo. Para la etapa de simulación se consideraron 1000 crónicas sintéticas de los procesos estocásticos del sistema. Los procesos estocásticos considerados son básicamente, los caudales de aportes hidráulicos a las represas, la velocidad del viento equivalente y la disponibilidad de las centrales de generación y de las interconexiones internacionales.

Cuando se comentan los resultados, se presentan los valores esperados ( promedio en el conjunto de las 1000 crónicas simuladas) y/o el valor con determinada probabilidad de excedencia (en el conjunto de los 1000 valores resultantes de la simulación con cada una de las 1000 crónicas utilizadas).

## 5.- Resultados.

### 5.1 Firmeza de la generación eólica.

A los efectos del respaldo del sistema, los 400 MW de generación eólica son equivalentes a 120 MW de generación térmica. El reglamento del mercado mayorista de energía uruguayo establece una metodología para el reconocimiento de potencia firme a las centrales de generación hidroeléctricas y térmicas. De acuerdo a este resultado se podría pensar que el reconocimiento de potencia firme a las eólicas puede rondar el 30%. Esto es aproximado y seguramente ese porcentaje disminuya en la medida en que aumente el porcentaje de MW de origen eólico en el sistema, dado que el efecto de filtrado que pueden hacer las centrales hidroeléctricas se saturará.

### 5.2 Reducción en los costos de operación del sistema.

La tabla 5 resume los costos de operación esperados para los dos casos estudiados y la diferencia entre ambos casos, para cada año a partir del 2010.

**Tabla 5. Costos esperados de operación óptima del sistema.**

	Costos esperados caso PTE				Costos esperados caso WTE				Diferencia costos PTE-WTE			
	Impo.	Comb.	Falla	Total	Impo.	Comb.	Falla	Total	Impo.	Comb.	Falla	Total
	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]	[MUSD]
2010	18.4	406.4	24.0	448.9	17.6	374.4	20.2	412.2	0.8	32.0	3.9	36.7
2011	21.3	450.2	25.3	496.9	20.1	393.5	23.0	436.6	1.2	56.7	2.3	60.2
2012	19.7	470.2	25.8	515.7	19.4	400.1	26.2	445.7	0.3	70.1	-0.4	70.0
2013	13.8	484.6	19.4	517.7	15.4	418.6	19.4	453.4	-1.6	66.0	-0.1	64.3
2014	12.9	525.7	22.1	560.6	13.3	442.6	15.1	471.0	-0.4	83.0	7.0	89.6
2015	16.9	573.6	20.9	611.4	18.3	484.7	31.4	534.4	-1.4	88.9	-10.5	77.0
2016	19.8	589.8	21.9	631.5	22.3	498.6	37.4	558.3	-2.4	91.2	-15.6	73.2

La columna “Impo.” se refiere a los costos incurridos en importar energía (desde Brasil y Argentina), la columna “Comb.” se refiere a costos de combustibles (Gasoil y Fueloil) en las centrales térmicas de generación. La columna “Falla” indica el costo del país contabilizado por racionamientos de energía. La columna “Total” es la suma de los costos de importación, combustible y falla.

La columna “Total” del bloque “Diferencia” corresponde a los beneficios para el sistema por reducción de costos de operación asignables a la instalación de los generadores eólicos en lugar de parte de la expansión con centrales térmicas.

### 5.3 Generación de las granjas eólicas.

La tabla 6 resume los resultados de generación de las eólicas para el caso WTE.

**Tabla 6. Resultados de generación de las granjas eólicas.**

	Energía generada de origen eólico.					Molinos N	Factores de planta de los molinos					Beneficios Prom [USD/MWh]
	Prom	Pe10%	Pe30%	Pe70%	Pe90%		Prom	Pe10%	Pe30%	Pe70%	Pe90%	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]		[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	
2010	287	402	332	242	179	60	27%	38%	32%	23%	17%	128
2011	516	722	595	434	324	106	28%	39%	32%	23%	17%	117
2012	681	946	782	574	433	140	28%	39%	32%	23%	18%	103
2013	795	1106	913	669	507	163	28%	39%	32%	23%	18%	81
2014	899	1246	1031	756	577	183	28%	39%	32%	24%	18%	100
2015	962	1340	1107	810	600	197	28%	39%	32%	24%	17%	80
2016	974	1357	1121	820	607	200	28%	39%	32%	23%	17%	75

La tabla muestra para cada año a partir del 2010 la energía generada de origen eólico, la cantidad promedio de molinos de 2 MW en operación, los factores de planta de los molinos y los beneficios para el sistema expresados en [USD/MWh]. Las columnas etiquetadas “Prom” corresponden al valor esperado y las columnas “Pe10%”, “Pe30%”, “Pe70%” y “Pe90%” corresponden a los valores con probabilidad de ser excedidos en 10, 30, 70 y 90% respectivamente.

La columna de beneficios muestra la reducción de costos de operación (última columna de la tabla ... ) dividida la energía promedio de origen eólico para cada año.

### 5.4 Cambios en la política de uso del agua del embalse de Bonete.

La política de uso del agua del embalse Bonete se expresa como una tabla de valores asignados al agua. Esta tabla permite considerar a los efectos del despacho del sistema a la central hidráulica como si fuese una térmica con un costo de combustible asignado. Los valores del agua dependen del estado del sistema (cota del lago y condición hidrológica) y se obtienen en SimSEE mediante programación dinámica estocástica.

La tabla 7 resume los valores del agua para los casos estudiados para diferentes períodos del año y para las distintas cotas del lago ( de 72.4 a 81m ) respecto del nivel del mar. Los valores de la tabla 7 corresponden a una condición hidrológica media.

La conclusión es que **no hay un cambio significativo en la política de operación del**

**Tabla. 7. Valores del agua de Bonete.  
Estado Hidrológico medio.**

		72.4	74.1	75.4	76.6	77.6	78.6	79.4	80.2	81.0
PTE	DIC-FEB	223	181	158	143	128	114	97	69	6
WTE	DIC-FEB	237	189	163	144	128	112	94	65	0
PTE	MAR-ABR	104	92	79	66	54	41	28	14	5
WTE	MAR-ABR	111	92	76	62	48	35	22	8	0
PTE	MAY-SEP	112	91	72	54	37	22	11	5	4
WTE	MAY-SEP	106	85	66	48	32	17	6	0	0
PTE	OCT	254	209	178	150	119	83	45	13	7
WTE	OCT	238	200	172	145	114	78	38	6	0
PTE	NOV	303	237	201	181	162	139	106	51	6
WTE	NOV	293	233	200	179	160	137	103	47	0

**embalse** por consecuencia de las granjas eólicas (por lo menos hasta los 400 MW instalados).

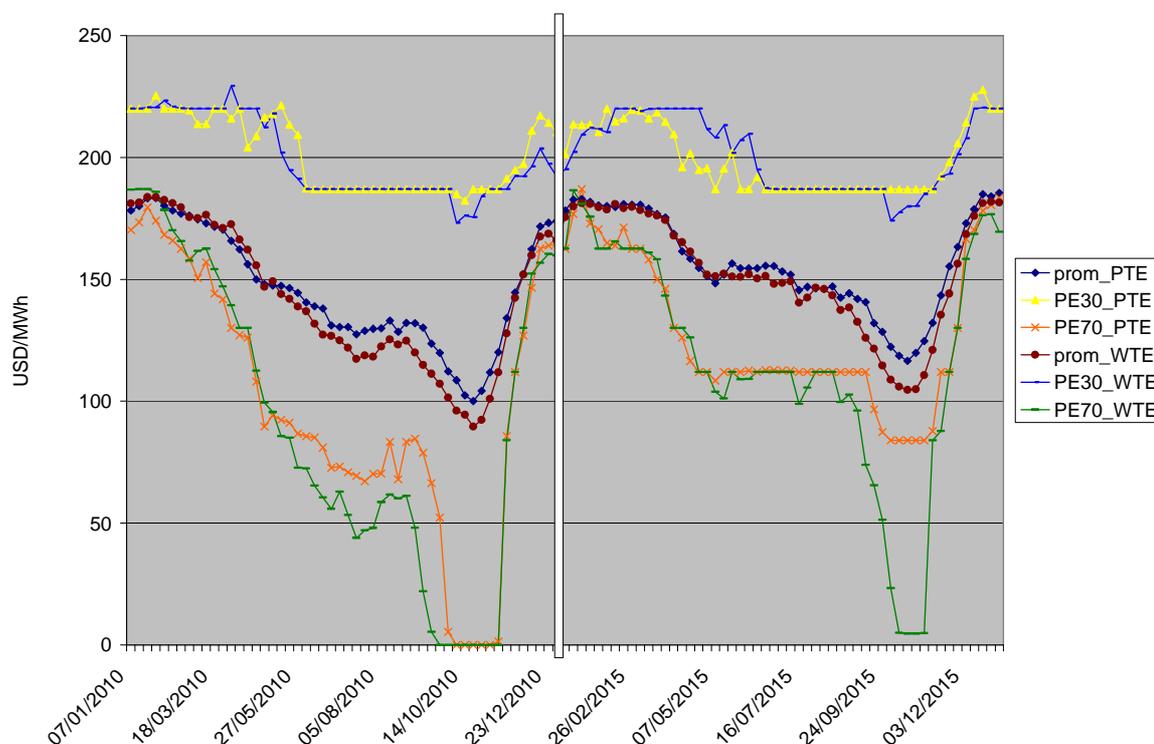
Igualmente, observa que en verano (DIC-FEB) con cotas bajas del lago (lo que significa menos recursos disponibles), la política es un poco más conservadora con el agua en el caso WTE que en el caso PTE. Esto es razonable pues al ser baja la probabilidad de lluvias (por la época) y al tener el caso WTE parte de la expansión del sistema con generadores eólicos, el optimizador que calcula la política de operación ve riesgoso quedar con poca agua en el embalse que no le permita responder con la central hidráulica en caso de rotura de alguna de las centrales térmicas del sistema. En el caso PTE al haber más centrales térmicas, la rotura de una máquina puede ser cubierta por otra térmica con mayor facilidad. Para cotas altas del lago, se observa que en general el valor del agua en el caso WTE es inferior al caso PTE (unos 5 USD/MWh). Esto es razonable dado que al usar el lago como filtro de las eólicas, si hay mucho viento, habrá que disminuir la generación hidráulica aumentando el riesgo de vertimiento y por lo tanto el optimizador prefiere ser menos conservador con el agua para cotas altas del lago, disminuyendo así el riesgo de vertimiento.

### 5.5 Cambios en el Precio Spot del mercado mayorista.

En Uruguay el precio spot del mercado mayorista es igual al costo marginal de generación de corto plazo con un tope de 250 USD/MWh.

La fig. 6 muestra el promedio semanal del precio spot para el año 2010 y 2015 en valor esperado (curvas etiquetadas “prom”) y para probabilidades de excedencia 30 y 70% en los dos casos estudiados. Se muestran solamente los años 2010 y 2015 pues en los años

Fig. 6. Promedio semanal del precio spot.



intermedios el comportamiento es similar. En reglas generales, vemos que la generación con eólica (caso WTE) implica unos precios levemente inferiores al del caso PTE. La diferencia máxima se produce en el mes de octubre que es cuando los precios son

menores (por la abundancia de agua en las represas) y es de aproximadamente 10 USD/MWh.

## 6.- Conclusiones y futuros trabajos.

Del estudio realizado se desprende que desde el punto de vista energético, sin ir al detalle de las posibles restricciones que podría imponer la red eléctrica, el sistema uruguayo puede integrar sin problemas 400 MW de energía eólica.

Antes de analizar las posibles restricciones de la red eléctrica cabría hacer un análisis similar al realizado pero considerando un paso de tiempo de simulación horario (en lugar de semanal) y considerando todos los embalses del sistema. Seguramente este estudio llevará a aumentar la capacidad e incorporación de energía eólica al sistema dado que se aumentará la capacidad de “filtrado” de la variabilidad eólica.

## 7.- Referencias.

- [1] Sitio del Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica SimSEE <http://ie.fing.edu.uy/simsee>.
- [2] Ruben. Chaer y Raúl Zeballos, Modelo Simplificado de Central con Embalse con fines didácticos. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 4, NO. 3, MAY 2006.
- [3] Ventura Nunes, José Cataldo, Pablo Santero, Alejandro Gutierrez. 2009. *Despacho de parques eólicos: primeros avances sobre predicción de corta duración*, Encuentro de Potencia Instrumentación y Medidas IEEE-URUGAY 2008.