

# CÁLCULO DE FIT PARA INSERCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

*Ignacio Afonso, Fernando Berrutti, Pablo Pena*

*Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.  
Julio 2009 – Montevideo Uruguay.*

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE). En el marco del referido curso, fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados.

## 1 Planteo del problema

### 1.1 Introducción

Actualmente existe una gran necesidad de diversificación de la matriz energética a nivel mundial, incorporando a la misma, fuentes de energía basadas en recursos renovables, debido al incremento del costo de los combustibles fósiles, y la fuerte dependencia de la industria eléctrica respecto a los mismos.

Bajo esta coyuntura, varios países han implementado una serie de instrumentos para incentivar la inversión en generación eléctrica basada en energías renovables. Una de las medidas más exitosas para fomentar este crecimiento, ha sido la retribución a generadores bajo el régimen “feed-in tariff”, el cual permite a los mismos, vender energía eléctrica a un precio fijo por unidad de energía por un determinado período de tiempo.

El presente trabajo pretende realizar una primera aproximación al diseño de un sistema FIT para incentivar los emprendimientos de generación eólica en Uruguay, de forma tal que pueda reducirse la dependencia del costo de la energía eléctrica respecto a la volatilidad del costo de los combustibles fósiles, especialmente, del petróleo.

### 1.2 Condiciones generales del diseño de un precio FIT

Existen múltiples enfoques para calcular el precio FIT, pero inherentemente, el diseño del mismo debe contemplar dos aspectos fundamentales:

1. El establecimiento de una metodología clara para determinar la evolución de la retribución que percibirá el generador privado, la cual puede ser fija a lo largo del tiempo, o variar en forma paramétrica, de acuerdo a la política energética.

2. La certeza que el generador va a poder vender la energía en el mercado eléctrico, durante un período de tiempo que le permita amortizar la inversión y obtener un margen de ganancia razonable.

Sobre esta base, existe una gran variedad de metodologías para el cálculo del precio FIT donde la gran mayoría considera los siguientes aspectos: los costos de generación a los cuales incurre el inversor; los costos de generación que el operador de la red evita debido a la inclusión del generador; y un costo asociado al margen de ganancia para el inversor.

Esto implica que el diseño del FIT debe calcularse acorde a la tecnología, considerando la capacidad de la planta de generación y la fuente primaria de energía.

## 2 Enfoque metodológico

### 2.1 Objetivos

El presente trabajo tiene dos objetivos:

- 1) En primera instancia, se realizará una simulación del sistema eléctrico uruguayo en base a la incorporación de la energía eólica retribuida mediante un sistema FIT; para ello, se determinarán los valores de FIT que aseguren con una probabilidad de excedencia del 70%, una TIR del 10%, 15% y 20% respectivamente.
- 2) Adicionalmente se determinará la TIR que obtendría el inversor, si se trabajara al spot, topeado a USD/MWh 250.

### 2.2 Hipótesis de trabajo

A los efectos de la realización de este trabajo, se han realizado las siguientes simplificaciones respecto al cálculo del FIT:

- El costo de inversión para la implantación de las centrales generadoras es de USD/kWh 2.200.
- El costo de operación y mantenimiento se compensará por los ingresos provenientes de la venta de los certificados de reducción de emisiones.
- La demanda de energía aumentará a una tasa constante de 3% anual, tomando como base la demanda del año 2008.
- El horizonte de estudio se ha supuesto de veinte años, que coincide con la vida útil de los parques generadores.
- Para las simulaciones realizadas la tasa de descuento utilizada es del 12%
- Se supuso que la expansión del parque generador térmico se realizará mediante motores, los cuales tendrán un costo variable asociado de 106.56 USD/MWh
- El modelo para los parques eólicos es el descrito en [Ruben Chaer; "Simulation of wind farms on the optimal dispatch policy of uruguayan hydro-thermal electricity system"; Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, ELAEE 2009]

### 2.3 Escenario de simulación

La incorporación de nuevos parques generadores a lo largo del período de simulación se ha realizado de forma arbitraria según se indica en la tabla 2-1:

AÑO		GENERACION TERMICA (MW)	GENERACION EOLICA (MW)
0	2009	80	50
1	2010	120	50
2	2011	0	50
3	2012	0	50
4	2013	0	50
5	2014	100	50
6	2015	0	50
7	2016	200	50
8	2017	0	50
9	2018	0	50
10	2019	0	0
11	2020	150	0
12	2021	0	0
13	2022	0	0
14	2023	150	0
15	2024	0	0
16	2025	0	0
17	2026	0	0
18	2027	0	0
19	2028	0	0
<b>TOTAL (MW)</b>		<b>800</b>	<b>500</b>

Tabla 2-1: Expansión del parque generador considerado en el lapso de simulación

El estudio se concentrará en el primer parque eólico de 50MW introducido en el sistema, dado que corresponde a “la máquina” cuya ganancia en el período de veinte años puede ser calculada por el simulador.

Las centrales térmicas del parque generador uruguayo, tendrán un costo variable de acuerdo a la tabla 2-2:

CENTRAL	UNIDAD	COSTO VARIABLE USD/MWH
BATLLE	SALA B	150.41
BATLLE	UNIDAD 5	119.97
BATLLE	UNIDAD 6	120.98
BATLLE	MOTORES	106.56
MALDONADO	GRUPO 1	229.33
PUNTA DEL TIGRE		136.89
C.T. RESPALDO	GRUPO 1	168.98
C.T. RESPALDO	GRUPO 2	169.96

Tabla 2-2: Costo variable de las centrales térmicas

### 3 Resultados del estudio

Para el primer objetivo planteado, a efectos de lograr con una probabilidad de excedencia del 70% una determinada TIR, se debería ajustar la FIT de acuerdo a la siguiente tabla.

CASO	FIT - USD/MWH	TIR(%)
1	99	10
2	132	15
3	167	20

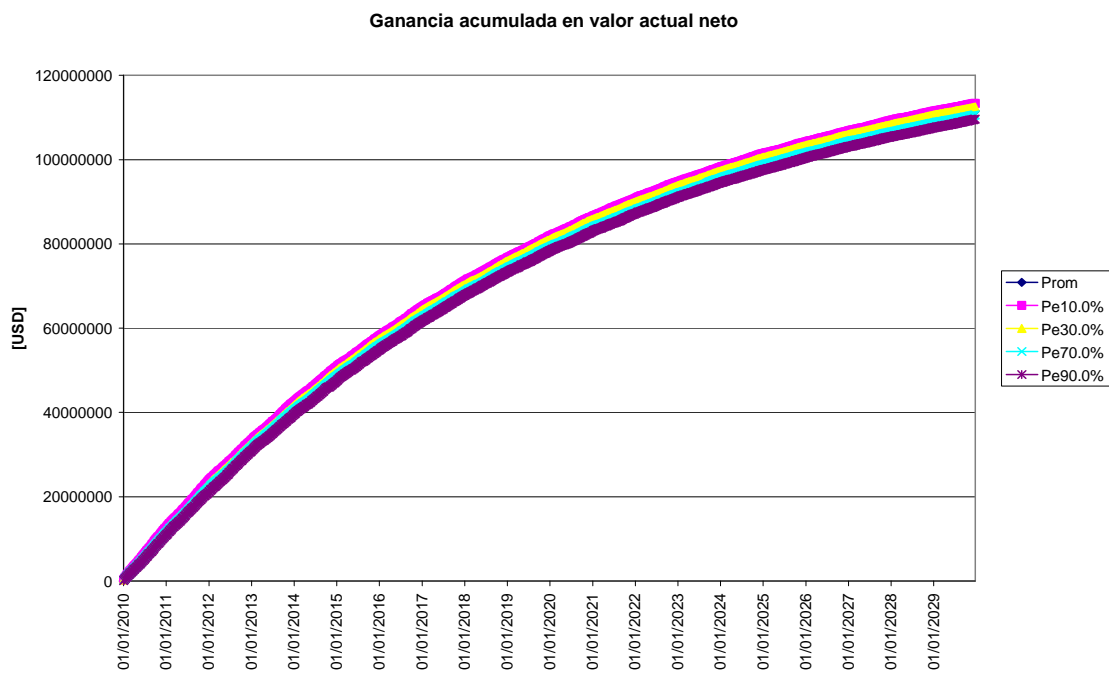


Figura 3-1: Ganancia acumulada en valor actual neto, venta a FIT fija USD/MWH 99 – TIR 10%

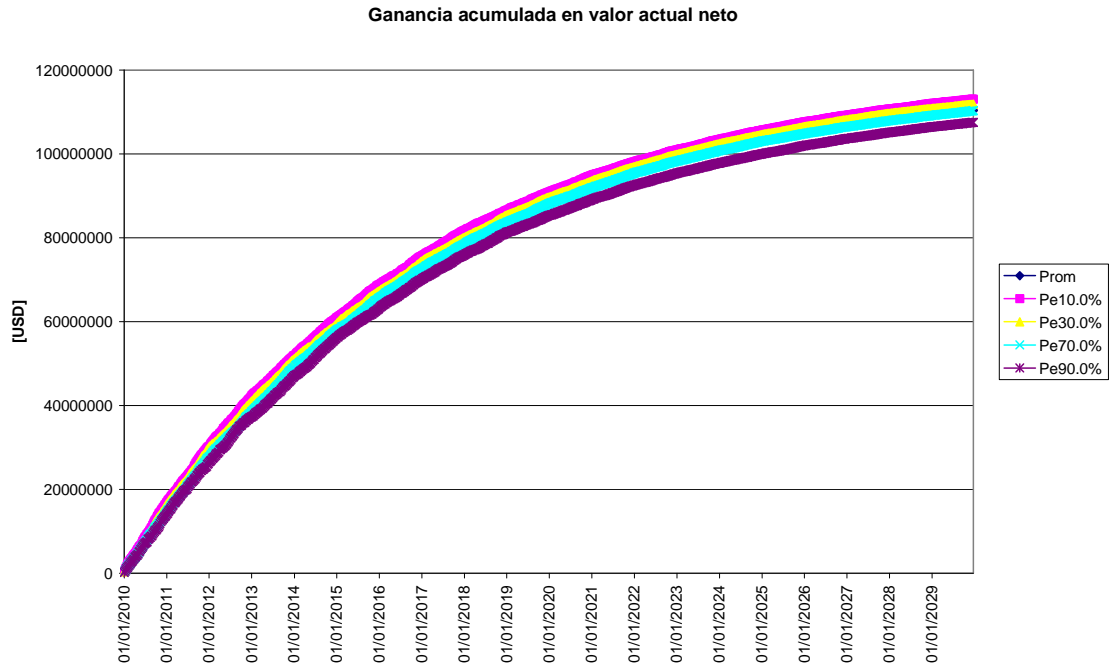


Figura 3-2: Ganancia acumulada en valor actual neto, venta a FIT fija USD/MWH 132 – TIR 15%

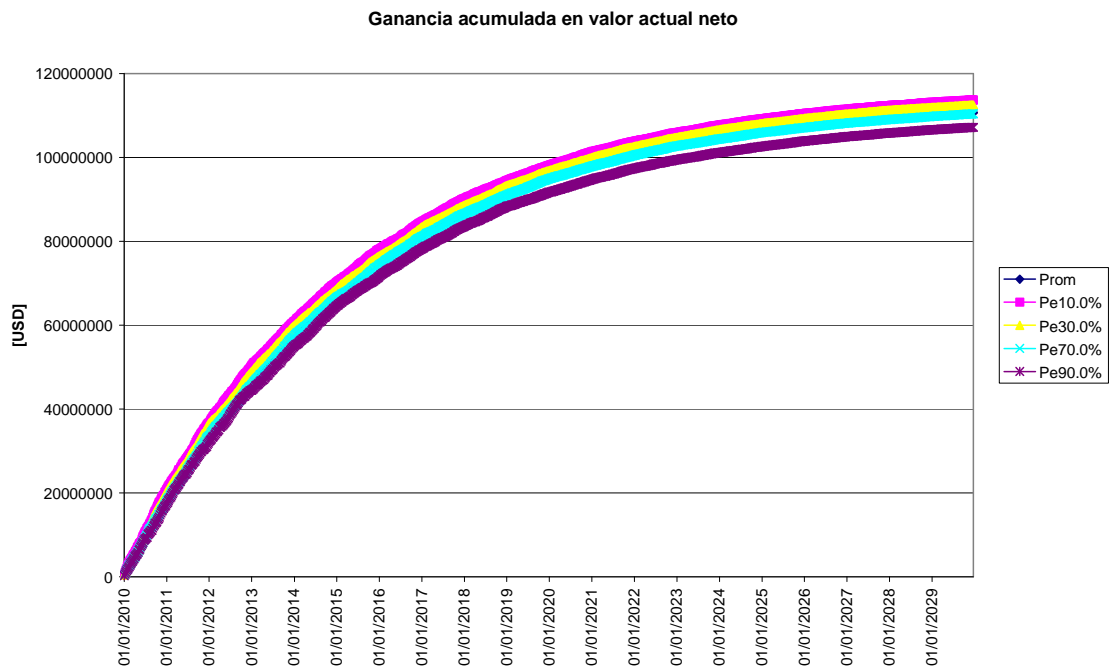


Figura 3-3: Ganancia acumulada en valor actual neto, venta a FIT fija USD/MWH 167 – TIR 20%

Mediante la venta de la energía generada en la modalidad spot, topeado a USD/MWH 250, de acuerdo al objetivo 2, se obtiene una TIR del 11.5% con una probabilidad de excedencia del 70%.

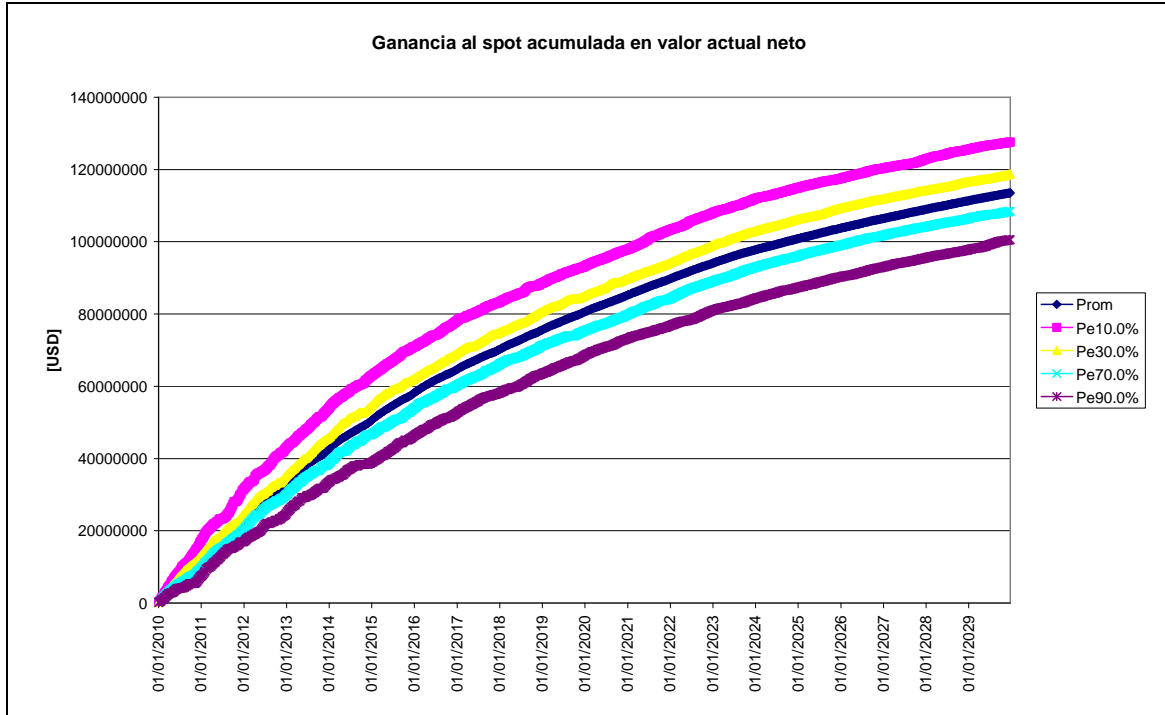


Figura 3-4: Ganancia del parque en valor actual neto. Venta al spot.

## **4 Conclusiones**

De acuerdo a los resultados y de las gráficas obtenidas se puede concluir lo siguiente:

- 1) En el caso que se realice la venta de energía en la modalidad spot, existe una mayor desviación en los resultados económicos que se pueden obtener, como consecuencia del comportamiento de las variables que contribuyen a la conformación del precio spot. Adicionalmente, debe tomarse en cuenta que los resultados obtenidos suponen un determinado escenario durante los veinte años de simulación, lo cual, lo hace muy sensible frente a decisiones estratégicas que se pudieran realizar en ese lapso, por ej., la instalación de una nueva central de base en el corto o mediano plazo, lo cual implicaría que el riesgo de la inversión aumente considerablemente.
- 2) En el caso que se opte por un precio FIT fijo a veinte años, se reduce en forma notable el riesgo asociado a la inversión, dado que la aleatoriedad de los resultados económicos se centra únicamente en la variabilidad del viento y la disponibilidad de las máquinas del parque considerado. De acuerdo a la TIR planteada como aceptable al momento de decidir la inversión, el valor de FIT correspondiente asegura el éxito de la inversión con un margen de probabilidad muy alto, presentando una desviación pequeña, independizando el éxito del proyecto con cualquier cambio coyuntural que pueda realizarse en la política energética durante el período simulado.



## **5 Posibles futuros trabajos**

Los aspectos a considerar para un estudio más detallado son los siguientes:

- La utilización de una serie de velocidades de vientos adecuada, la cual represente la velocidad del viento a la “altura de buje” del aerogenerador. En el archivo de simulación utilizado, las velocidades de viento consideradas corresponden a estaciones meteorológicas (medidas a diez metros de altura), esto trae como consecuencia que el comportamiento del viento a lo largo del día sea opuesto a las muestras tomadas a una altura de ochenta metros. A partir de dichas muestras, se observa que a diez metros de altura se tiene que en general la velocidad de viento aumenta al mediodía y disminuye en la noche, en cambio a ochenta metros, las velocidades de viento tienden a disminuir durante el día y aumentar en la noche.
- Se debería estudiar cuál es el impacto del costo de energía en el mercado en los casos planteados y compararlos con el caso en el cual toda la totalidad de la energía eólica aportada es sustituida por energía importada y/o térmica.
- Analizar un modelo de FIT escalonado, que acote la ganancia del inversor en función de la producción de energía del parque eólico, de forma de mantener limitado el costo que deben asumir los consumidores.
- En el caso particular del spot, se debería considerar el esquema planteado en la UE donde adicionalmente al precio del mercado, se retribuye al propietario del parque generador con un premio por unidad de energía vendida al sistema eléctrico durante los primeros años, a efectos de acotar los riesgos que se asumen por realizar la venta al spot.
- Para el análisis del segundo objetivo deberían analizarse otros escenarios, en los cuales el desarrollo del parque generador uruguayo se diera de diferente manera. Por ejemplo suponiendo la instalación de plantas de carbón o ciclo combinado. Las posibles diferencias en los costos variables del sistema podrían modificar el resultado obtenido.