



# Propuesta de cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo.

Lugar y fecha: Montevideo, 18 de Octubre 2016

Autores: Ing. María Cristina Alvarez, Ing. Lorena Di Chiara, Ing. Ruben Chaer.

Clasificación: Reporte Técnico / Privado.

Última revisión: 01/12/2016

## 1. Resumen Ejecutivo

En este documento se propone una metodología para la determinación la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) en un sistema con alta penetración de Energías Eólica y Solar.

La propuesta se basa en la definición de las Horas Críticas para cada mes, como el 1% de las horas del mes de mayor costo marginal en base a simulaciones de paso horario de 1000 realizaciones de los procesos estocásticos (1000 crónicas sintéticas de todas las variables).

En las horas críticas, de cada mes se calcula la potencia promedio inyectada o requerida por cada generador o demanda.

La Tabla 1 resume los Reconocimientos y Requerimientos por tecnología para cada mes. En la Tabla 1 del lado izquierdo se tiene las Ofertas de PFLP (generadores) y del lado derecho las Demandas Tipo. Las Ofertas están agrupadas en Eólica, Solar, Hidráulica del Río Negro, Salto Grande y Térmicas (incluye biomasa). Las Demandas, corresponden a las cuatro demandas de 10 MW de potencia máxima correspondientes a una demanda Plana (esto es todas las horas del día) y tres demandas de 10 MW en horas de Valle, Pico y LLano respectivamente y cero en el resto de las horas.

La PFLP de la generación térmica (incluida biomasa) queda determinada por la potencia instalada por el factor de disponibilidad.



	POTENCIA INSTALADA (MW)					PICOS DE LAS DEMANDAS TIPO (MW)			
	1500	229	596	945	1237	10	10	10	10
	OFERTAS					DEMANDAS TIPO			
PFLP	EOLICA	SOLAR	HIDRO_RN	HIDRO_SG	TERMICA	PLANA	VALLE	LLANO	PICO
ENERO	16.3%	29.3%	44.8%	14.7%	85.0%	100%	5.3%	50.6%	44.1%
FEBRERO	14.6%	26.5%	48.4%	13.6%	85.0%	100%	4.5%	50.8%	44.6%
MARZO	15.3%	18.6%	45.3%	15.2%	85.0%	100%	3.0%	36.1%	60.9%
ABRIL	13.4%	14.3%	41.4%	15.7%	85.0%	100%	2.5%	31.6%	65.9%
MAYO	14.7%	12.9%	34.3%	18.3%	85.0%	100%	4.5%	32.8%	62.8%
JUNIO	16.7%	10.4%	47.4%	23.2%	85.0%	100%	4.2%	28.7%	67.1%
JULIO	19.9%	11.0%	50.4%	26.6%	85.0%	100%	3.7%	28.4%	68.0%
AGOSTO	19.8%	13.2%	44.8%	23.8%	85.0%	100%	3.0%	30.4%	66.5%
SEPTIEMBRE	18.9%	14.3%	40.9%	22.3%	85.0%	100%	3.1%	33.2%	63.8%
OCTUBRE	19.1%	16.7%	48.5%	24.4%	85.0%	100%	6.6%	36.8%	56.6%
NOVIEMBRE	19.6%	20.4%	40.9%	21.2%	85.0%	100%	8.3%	39.8%	51.9%
DECEMBRE	18.6%	25.0%	38.7%	16.3%	85.0%	100%	6.9%	47.2%	45.9%
PROMEDIO	17.2%	17.7%	43.8%	19.6%	85.0%	100%	4.6%	37.2%	58.2%

*Tabla 1: Reconocimientos y Requerimientos de PFLP en % de la capacidad mensual.*

Es importante notar que la tabla de Reconocimientos y Requerimientos fue calculada sobre un sistema en equilibrio de Oferta y Demanda, por lo que reconstruye un balance en el que se tiene una combinación óptima de inversiones. Al ser aplicada sobre un sistema sobre-ofertado tendrá el efecto de que los Reconocimientos serán mayores que los Requerimientos (expresados en MW) y por tanto habrá un excedente de PFLP que logrará ser contratado en la medida en que la demanda crezca. Si el sistema estuviera sub-ofertado el resultado sería que no toda la demanda lograría contratar la PFLP hasta que se instale nueva generación.

Para dar estabilidad a la determinación de la PFLP y por consiguiente a la capacidad de celebrar contratos, se propone que la tabla 1 se actualice en el informe de Garantía de Suministro (anual) y que en base a la misma se asignen los Reconocimientos de PFLP (RPFLP) a cada generador por un período inicial de 5 (cinco) años vencido el cual se asignará en base anual. Cada RPFLP será luego ajustado mensualmente de acuerdo al desempeño real del generador (esto es disponibilidad de las térmicas y factor de producción de las eólicas y solares).



## 2. Fundamentos.

En teoría, no sería necesario la definición de Potencia Firme de Largo Plazo, si simplemente se instalaran en todo momento las inversiones que resultan justificables por el valor esperado del beneficio que producen sobre el sistema y si los Costos De Falla estuvieran siempre en su valor verdadero (valor de muy difícil determinación). Esta aseveración es teórica y en la práctica en casi todas las implementaciones de regulación en los diferentes países cuentan con definiciones sobre la "Capacidad Firme" reconocida a los distintos generadores y sobre los requerimientos de contratación de dicha capacidad como una forma de asegurar la capacidad del sistema de suministrar la demanda.

En la actualidad con la alta incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) las diferentes regulaciones están comenzando a considerar el tema y de diferentes formas. La más común pasa por hacer una curva de requerimientos de potencia del sistema y simplemente verificar la participación de los generadores en las horas de mayor requerimiento. En la medida en que las ERNC sean un % bajo de la demanda, la forma más o menos aproximada en que se haga el reconocimiento de su PFLP no tiene grandes consecuencias. En el caso de Uruguay hay dos características que hacen que se deba tener un cuidado especial en la determinación de la PFLP de las ERNC y estas son:

- 1) A fin de 2017 habrá en el sistema 1500 MW de eólica y 230 MW de solar, capacidades que sumadas superan en buena parte del año el Pico de la Demanda prevista.
- 2) Hay 1500 MW de potencia instalada en centrales hidráulicas capaces de desplazar la energía entre las horas del día y dentro de la semana.

De las simulaciones realizadas surge que la combinación de los 1500 MW eólicos + 230 MW solares + 1500 MW hidráulicos evitan la instalación de nueva generación térmica que en caso de no contar con las ERNC sería necesario incorporar (ver informe de Garantía de Suministro ADME Dic.2015).

Respecto a la definición de PFLP lo primero que se observa es que el término no tiene una definición precisa de por sí y que por lo tanto su definición está dada por la forma de cálculo que se elija.

En el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME) (Decreto 360/02) en su Artículo 207 establece que en el



Mercado Mayorista de la Energía Eléctrica (MMEE) se comercializa Energía y Potencia Firme para la Garantía de Suministro.

En el Artículo 209 se precisa mejor el significado de Potencia Firme estableciendo: *La Potencia Firme es el respaldo para la Garantía de Suministro y tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda con la confiabilidad pretendida. Corresponde a Potencia Firme de los Participantes Productores para la Garantía de Suministro requerida por los Participantes Consumidores, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento.*

En el Artículo 219 se especifica que hay dos tipos de Potencia Firme, de Largo Plazo y de Corto Plazo y en los sucesivos artículos se establece que ambas son determinadas en base mensual por el DNC. La PFLP reconocida a los Participantes Productores les permite realizar contratos para cubrir los requerimientos calculados para los Participantes Consumidores.

En Título IV (Disponibilidad y Potencia Firme de Corto Plazo), Artículo 226 se establece:

*La Potencia Firme de Corto Plazo se calculará mensualmente como la Potencia Disponible promedio durante el Período Firme. Se entiende por Potencia Disponible a la potencia máxima que puede entregar un Grupo a Despachar en su nodo de venta. Para el caso de generación nacional, no incluye restricciones de transmisión. En el caso de generación térmica incluye restricciones de combustible.*

*El DNC tendrá la responsabilidad del cálculo y seguimiento de la disponibilidad y Potencia Firme de Corto Plazo, y de informarla a los Participantes en los correspondientes informes.*

En base a la interpretación del objetivo buscado en la reglamentación en cuanto a asegurar la disponibilidad de los recursos para el cubrimiento de la Demanda tanto en energía como en Potencia, se buscó una definición de PFLP consistente.

En el RMEE vigente, en los artículos 222 y 223 se establece la forma de cálculo de la PFLP para las centrales hidráulicas y térmicas respectivamente. Esta forma de cálculo se mostró no-consistente con el objetivo buscado dada la alta incorporación de ERNC en el sistema. De continuar con estas definiciones, el sistema estaría necesitando incorporación de nuevas centrales de generación térmica lo que desde el punto de vista técnico se ha determinado que no es necesario, siendo por tanto necesario cambiar las definiciones de forma de reconocer el aumento de PFLP logrado con la incorporación de las ERNC en el sistema actual.



Una primer observación, es que el aumento de PFLP por las ERNC está asociado a la capacidad del sistema de centrales hidroeléctricas de mover la energía entre las horas del día y de la semana. Dado que las ERNC representan energías firmes a esas escalas temporales, la energía firme del conjunto Hidráulicas + ERNC es superior a la PF que inicialmente se le reconocía al sistema hidráulico. Es entonces la PF una propiedad del Sistema más que una propiedad de un Generador aislado.

Las alternativas de definición de PF (o Capacidad Firme o Firm Capacity por su término en inglés) se basan en determinar un conjunto de situaciones en las que el aporte de Potencia es requerido en el sistema y que de no ser cubierto por los recursos existentes deberían ser cubiertos por una Central Térmica de Pico (Turbina aeroderivada a gasoil). Este conjunto de situaciones críticas debe ser de probabilidad reducida para que se diga que el sistema está bien respaldado. Como forma de definición y cálculo, se optó por realizar simulaciones horarias de NCronicas (se ensayó 100 y 1000 crónicas) y en cada mes, se clasificaron las horas del mes (para las NCroncias) de acuerdo a un criterio que permite seleccionar las situaciones críticas. Es así que se logra definir el conjunto de Horas Críticas en las que se realiza la medida.

## **2.1. Criterios para definición de las Horas Críticas (HC).**

En el RMMEE vigente, define el Período Firme (del mes) como las horas del mes sacando las horas del Valle (horas de baja demanda). Este concepto de Período Firme sería sustituido por el de Horas Críticas.

La primer objeción al criterio vigente, es que las energías eólica y solar fotovoltaica desplazan a la hidráulica de su producción en el Período Firme simplemente por su aleatoriedad no-gestionable y por tanto baja el reconocimiento de firmeza de la generación hidráulica. Es decir que de mantener el criterio de Período Firme definido en base a la curva de demanda, se penaliza en la firmeza a las energía gestionables contra aquellas que no lo son.

La primer alternativa de esta definición es cambiar la definición por las horas del mes de mayor Demanda Neta (Demanda - Potencia de fuentes no-gestionables). Se realizaron simulaciones con esta definición y se observó, que en situaciones de baja demanda Neta, el requerimiento de potencia en el sistema podía ser importante por rotura de las máquinas térmicas.

Una segunda, sería definir como Horas Críticas aquellas en que el Costo Marginal del sistema es superior al del primer escalón de falla (por decreto fijado al costo variable de CTR + 10%).

También se hicieron simulaciones con este criterio. Se observa que la probabilidad de falla es diferente en cada mes y por lo tanto, si bien el criterio refleja en qué horas hay faltante de potencia, resulta poco robusto como método de medición en aquellos meses en que la probabilidad de falla es muy baja (ver Informe de Garantía de Suministro 2017).

Un tercer criterio, es simplemente ordenar todas las horas de cada mes y de todas las crónicas simuladas por orden decreciente de costo marginal de generación y tomar como Horas Críticas un porcentaje pre-establecido de las mismas. Este método tiene la ventaja de que el número de horas críticas es siempre el mismo y por tanto es más robusto como método de medida. Como defecto del método, en los meses de muy baja probabilidad de falla, las horas críticas no estarían asociadas a un faltante de potencia en el sistema.

Se ensayaron tres probabilidades (0.3%, 1% y 5%) de corte para la determinación de las potencias medias y en base a esas tres probabilidades se calcularon los reconocimientos de PFLP.

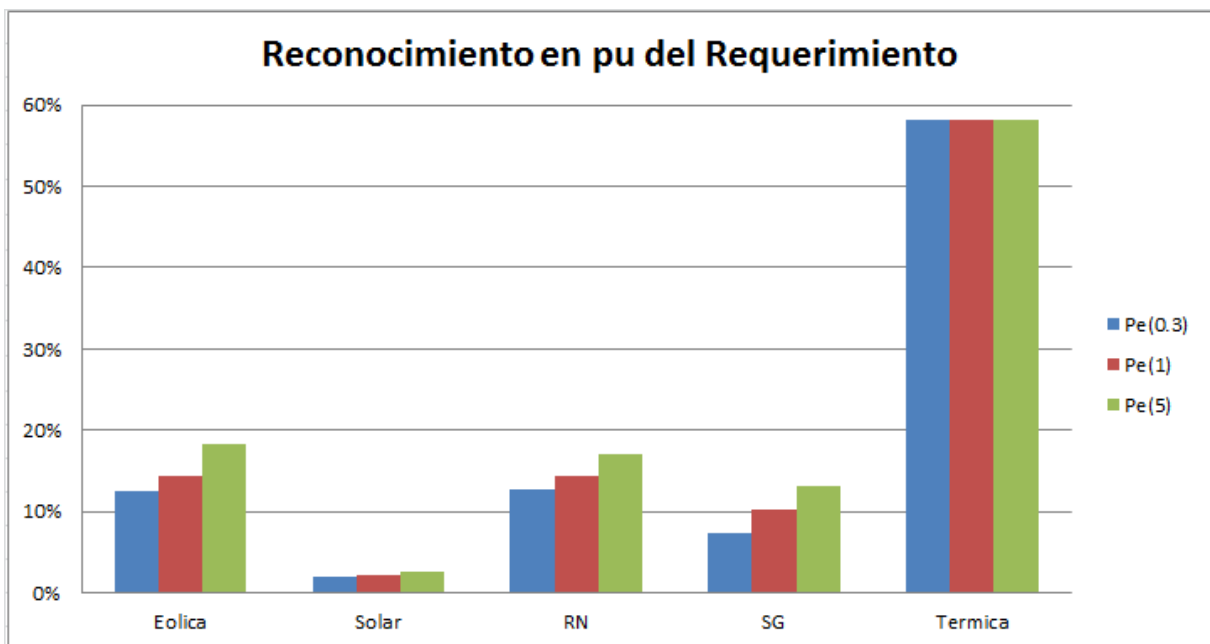


Fig. 1: Sensibilidad del Reconocimiento según la Probabilidad de Excedencia para HC.

La Fig.1 muestra los Reconocimientos calculados en por unidad del Requerimiento de la Demanda para diferentes probabilidades de excedencia. El reconocimiento de las térmicas está calculado como la potencia instalada por el factor de disponibilidad.

## 2.2. Criterios para el Reconocimiento de la PFLP.

Una vez determinadas las Horas Críticas, para el cálculo de la PFLP (ya sea aportada para los generadores o consumida por los consumidores) se consideraron dos posibles criterios.

El primero consiste en simplemente considerar el valor esperado de la Potencia Inyectada o Retirada por cada Participante en el conjunto de HC.

El segundo consiste en ponderar la Potencia Inyectada o Retirada por cada participante dentro del conjunto de horas críticas por el Costo Marginal verificado en cada Hora. Este criterio sería técnicamente más preciso en el sentido de que permite valorar en cuanto cada inyección de Potencia evita la instalación de un nuevo MW de Turbina Gas. El principal defecto de este segundo criterio es que la distribución de potencia quedaría afectada por los costos de falla.

La Fig.2 muestra gráficamente los % de Reconocimiento/Requerimiento sobre la capacidad instalada / potencia pico mensual para ambos criterios. Como se puede observar, en la práctica se observó que no hay un cambio sustancial como para preferir este segundo criterio frente al primero por lo que se propone utilizar el primero.

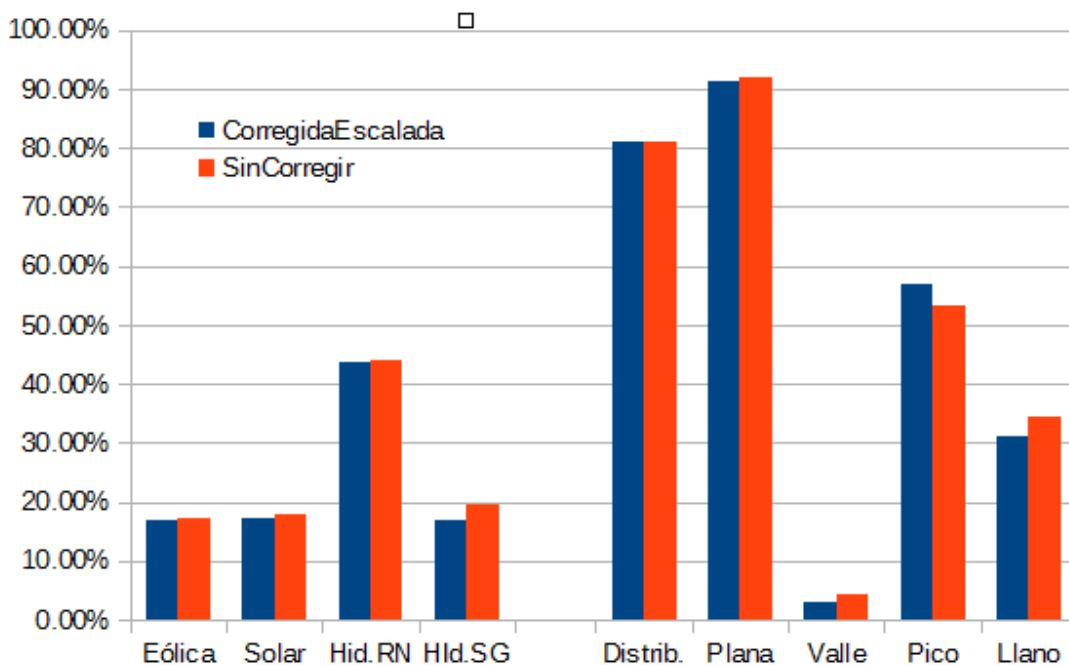


Fig. 2: Diferencia entre reconocimientos en base a MW medios o corregidos por USD/MWh



### **2.3. Balance entre Reconocimientos y Requerimientos.**

El sistema actual está sobre-ofertado por lo que la PFLP disponible es superior a la estrictamente necesaria para abastecer la demanda actual. Para el reconocimiento de PFLP se buscó llevar el sistema al equilibrio de forma de realizar los reconocimientos de PFLP acorde con los requerimiento de la Demanda que logran abastecer. El que el sistema actual está sobre-ofertado se visualiza en las simulaciones pues todos los gradientes de inversión son negativos por lo que en la situación actual no es económicamente rentable expandir con ninguna tecnología. Para llevar el sistema al equilibrio se escaló la demanda hasta que el gradiente de inversión, de alguna de las tecnologías disponibles para expansión, se anulara. Con los precios de expansión considerados, el primer gradiente de inversión en pasar de negativo a cero fue el de la eólica.

Al calcular los Requerimientos sobre la Demanda actual (inferior a la usada para lograr el equilibrio) resultará en que los Requerimientos son inferiores a los Reconocimientos quedando por tanto una sobre-oferta de PFLP. En la práctica esto tendrá como consecuencia que no toda la PFLP Reconocida logrará ser vendida en contratos hasta que la demanda crezca y la requiera.

## **3. Seguimiento mensual del desempeño.**

Se propone que los valores de Reconocimientos y Requerimientos sean calculados anualmente e incorporados en el Informe de Garantía de Suministro. Los Reconocimientos dados a cada generador la primera vez por cinco años acorde con el cálculo vigente en el último Informe Emitido por ADME pasado los primeros 5 años, la PFLP sería reconocida en base anual.

Respecto al seguimiento mensual, ADME afectará la PFLP reconocida para cada participante de acuerdo a su desempeño. Los cálculos se realizaron con parques eólicos y solares con un factor de capacidad anuales de 45% y 17% respectivamente. Esto implica unos factores de capacidades mensuales en base a los cuales es válido el reconocimiento calculado. Mes a mes, la PF reconocida de cada parque eólico o solar, será ajustada de acuerdo a su factor de capacidad efectivo, teniendo en cuenta así posibles variaciones debidas a rendimientos de las máquinas e indisponibilidades de los equipos. Para las centrales hidráulicas y térmicas se ajustará la PFLP reconocida en base a la disponibilidad declarada y verificada de acuerdo a lo ya previsto en el reglamento.





## 4. Metodología Propuesta

En esta propuesta de cálculo se definen las Horas Críticas (HC) de cada mes como las horas del mes de mayor costo marginal del sistema con una probabilidad de excedencia dada de 1%.

La propuesta de cálculo determina los reconocimientos de PFLP por tipo de tecnología de generación y los requerimientos de PFLP por tipo de consumidor.

Se utilizará una sala SimSEE con paso de tiempo horario, con los lagos de Bonete, Palmar y Salto Grande Uruguay representados. Se considerará el parque de generación existente y previsto para su entrada en operación durante los siguientes 5 años.

La demanda será escalada para lograr el equilibrio entre oferta y demanda con los valores de inversión y costos variables de las tecnologías de expansión disponibles.

De esta forma, los Reconocimientos y Requerimientos son calculados sobre un sistema en el que se tiene una combinación óptima de inversiones.

Si el sistema está sobre-ofertado los Reconocimientos calculados serán mayores que los Requerimientos calculados para la demanda real y por tanto habrá un excedente de PFLP que logrará ser contratado solo en la medida en que la demanda crezca. Si el sistema estuviera sub-ofertado el resultado sería que no toda la demanda lograría contratar la PFLP hasta que se instale nueva generación.

La PFLP se calcula en forma mensual mediante una simulación con una sala horaria y al menos 1000 crónicas (realizaciones de los procesos estocásticos o historias posibles) sobre un conjunto de

En ambos casos, la determinación de las HC se realiza sobre el total de horas de cada mes y del ensamble de crónicas simuladas. En el caso de usar 1000 crónicas y suponiendo meses de 720 hrs la determinación se realiza sobre conjuntos de 720x1000 horas en cada mes.

En las Horas Críticas de cada mes, se calcula la PFLP como la potencia promedio inyectada o requerida por cada tecnología o demanda. Las Demandas, corresponden a la Demanda del Distribuidor y cuatro demandas de 10 MW de potencia máxima correspondientes a una demanda Plana (esto es todas las horas del día) y tres deman-

das de 10 MW en horas de Valle, Pico y Llano respectivamente y cero en el resto de las horas.

Para el conjunto de centrales térmicas (incluyendo biomasa) se define la PFLP térmica como el factor de disponibilidad multiplicado por la potencia nominal en forma similar a lo establecido en la metodología actualmente vigente. Sobre este conjunto de centrales se prefiere este método de medición dado que al basarse en combustibles cuya disponibilidad no es intermitente, es posible calcular el resultado teórico de su aporte sobre el conjunto de Horas Críticas.

De esta forma en la Tabla 2 quedan determinados los reconocimientos y requerimientos de PFLP de todas las tecnologías y tipos de Demanda.

	POTENCIA INSTALADA (MW)					PICOS DE LAS DEMANDAS TIPO (MW)					
	1500	229	596	945	1237	10	10	10	10		
	OFERTAS					DEMANDAS					
PFLP	EOLICA	SOLAR	HIDRO_RN	HIDRO_SG	TERMICA	PLANA	VALLE	LLANO	PICO	DISTRIB	DPicoD
Enero	16.3%	29.3%	44.8%	14.7%	85.0%	100%	5.3%	50.6%	44.1%	87.3%	1998
Febrero	14.6%	26.5%	48.4%	13.6%	85.0%	100%	4.5%	50.8%	44.6%	87.2%	1998
Marzo	15.3%	18.6%	45.3%	15.2%	85.0%	100%	3.0%	36.1%	60.9%	88.8%	1909
Abril	13.4%	14.3%	41.4%	15.7%	85.0%	100%	2.5%	31.6%	65.9%	88.7%	1864
Mayo	14.7%	12.9%	34.3%	18.3%	85.0%	100%	4.5%	32.8%	62.8%	86.8%	2001
Junio	16.7%	10.4%	47.4%	23.2%	85.0%	100%	4.2%	28.7%	67.1%	87.0%	2222
Julio	19.9%	11.0%	50.4%	26.6%	85.0%	100%	3.7%	28.4%	68.0%	87.9%	2325
Agosto	19.8%	13.2%	44.8%	23.8%	85.0%	100%	3.0%	30.4%	66.5%	90.1%	2155
Septiembre	18.9%	14.3%	40.9%	22.3%	85.0%	100%	3.1%	33.2%	63.8%	90.0%	2045
Octubre	19.1%	16.7%	48.5%	24.4%	85.0%	100%	6.6%	36.8%	56.6%	87.4%	1927
Noviembre	19.6%	20.4%	40.9%	21.2%	85.0%	100%	8.3%	39.8%	51.9%	87.1%	1906
Diciembre	18.6%	25.0%	38.7%	16.3%	85.0%	100%	6.9%	47.2%	45.9%	89.0%	1977
PROMEDIO	17.2%	17.7%	43.8%	19.6%	85.0%	100%	4.6%	37.2%	58.2%	88.1%	2027

Tabla 2: Reconocimientos y Requerimientos en % de la capacidad instalada o del pico mensual.

## 5. Hipótesis consideradas en las simulaciones.

- Sala SimSEE de paso horario con los embalses de Bonete, Palmar y Salto Grande representados.
- Expansión propuesta PES Noviembre - Abril 2017 al año 2018
- Simulaciones de 1000 crónicas sintéticas
- Demanda de Equilibrio - Gradiente de Inversión Eólica = 0.
- Se consideran 5 Demandas:
  - Demanda del sistema
  - Demanda plana de 10MW
  - Demanda valle de 10MW (9:00 a 17:00 hs)
  - Demanda pico de 10MW (17:00 a 23:00 hs)
  - Demanda llano de 10MW (23:00 a 9:00 hs)
- Rangos de Horas Críticas: 0,3%, 1% y 5% (se elige 1%).
- Calculo de Potencia Firme son mensuales (720 horas).
- 3 años de guarda.
- CEGH aportes hidrológicos con paso horario.
- CEGH de Potencia Eólica-Solar CEGH\_PEol\_PSol\_Temp.
- Precio del barril de petróleo en el entorno de 80 USD/bbl.
- Comercio Internacional:
  - Sin posibilidad de Importación.
  - Exportación Sumidero.



## 5.1. Escalones de Falla

Escalón	1°	2°	3°	4°
Profundidad (p. u)	0,02	0,05	0,075	0,855
Costo (USD/MWh)	238	600	2000	4000

El valor 238 USD/MWh corresponde al costo variable de CTR+10% con el precio del barril de petróleo a 80 USD/bbl.

## 5.2. Gradiente de Inversión (GI).

El GI se calcula como el la energía entregada por la central valorizada al costo marginal menos el Costo Variable (CV) de generación dividida por el Costo Fijo (CF) expresado en USD por MW y por hora de disponibilidad de la instalación.

Para el calculo de los Gradientes de Inversión (GI) de las diferentes tecnologías se consideraron los siguientes Costos Fijos y Variables:

Eólica: CF: 69 USD/MWh ; CV: 0 USD/MWh.  
Solar: CF: 93 USD/MWh ; CV: 0 USD/MWh.  
TG: CF: 15 USD/MWh ; CV: 180 USD/MWh.  
CC: CF: 25 USD/MWh ; CV: 144 USD/MWh.

Se hace notar que los valores utilizados de CF incluyen tanto amortización de inversiones propias de la central, costos de expansión de red y costos fijos de operación y mantenimiento.

## 6. Sensibilidad a la cantidad de crónicas.

En la tabla a continuación se presentan los resultados de aplicar la metodología 1 con 100 crónicas considerando 0,3% de Horas Críticas. Se observan en algunos meses diferencias significativas en los resultados al considerar diferentes semillas. Por este motivo se propone realizar las simulaciones con 1000 crónicas.

POTENCIA FIRME - DIFERENTES SEMILLAS - APORTES POTENCIA HORAS CRÍTICAS									
SEMILLA	EOLICA			SOLAR			HIDRO		
	7	31	53	7	31	53	7	31	53
ENERO	14.9%	15.6%	14.7%	27.4%	27.8%	29.8%	25.1%	20.8%	20.0%
FEBRERO	11.8%	8.1%	9.3%	22.1%	24.4%	21.7%	32.4%	40.2%	38.5%
MARZO	14.8%	14.5%	12.8%	11.2%	12.7%	12.2%	25.0%	27.2%	25.5%
ABRIL	13.7%	13.9%	12.3%	10.3%	12.5%	9.8%	24.7%	25.2%	27.5%
MAYO	11.5%	14.7%	13.7%	10.8%	15.9%	13.9%	30.3%	26.1%	27.3%
JUNIO	16.2%	17.7%	16.5%	9.8%	10.6%	10.9%	37.9%	36.8%	38.2%
JULIO	14.5%	16.6%	14.8%	3.3%	7.0%	7.3%	46.3%	45.7%	46.8%
AGOSTO	15.0%	16.7%	15.7%	1.9%	5.3%	2.5%	39.6%	38.8%	39.3%
SEPTIEMBRE	15.8%	15.6%	12.9%	7.4%	4.9%	5.3%	38.9%	40.2%	37.1%
OCTUBRE	14.1%	15.2%	18.8%	11.2%	12.2%	14.8%	43.4%	41.7%	30.0%
NOVIEMBRE	17.2%	16.5%	16.4%	11.7%	15.4%	18.9%	31.9%	34.0%	23.7%
DICIEMBRE	17.2%	19.0%	19.1%	21.3%	23.8%	24.4%	19.7%	19.2%	16.4%
PROMEDIO	14.7%	15.3%	14.8%	12.4%	14.4%	14.3%	32.9%	33.0%	30.9%

Tabla 3: PFLP con diferentes semillas de simulación.



## Índice de contenido

1.Resumen Ejecutivo.....	1
2.Fundamentos.....	3
2.1.Criterios para definición de las Horas Críticas (HC).....	5
2.2.Criterios para el Reconocimiento de la PFLP.....	7
2.3.Balance entre Reconocimientos y Requerimientos.....	8
3.Seguimiento mensual del desempeño.....	8
4.Metodología Propuesta.....	9
5.Hipótesis consideradas en las simulaciones.....	11
5.1.Escalones de Falla.....	12
5.2.Gradientes de Inversión (GI).....	12
6.Sensibilidad a la cantidad de crónicas.....	13