

# Impacto de la entrada de la generación eólica y fotovoltaica en Panamá

## Impact of wind and photovoltaic generation input in Panama

Ernesto Aguilar Madrid<sup>1</sup>, Lisnely Valdés Bosquez<sup>2\*</sup>

<sup>1,2</sup>Universidad Tecnológica de Panamá,

Campus Metropolitano Victor Levi Sasso, 0819-07289 El Dorado, Ciudad de Panamá, Panamá

<sup>1</sup>e17aguilar@gmail.com, <sup>2</sup>lisnelyv@gmail.com

**Resumen**— A partir del año 2014 ha iniciado en Panamá la operación de parques eólicos y fotovoltaicos en la red eléctrica nacional. Este trabajo muestra el efecto que tiene la entrada de estas energías renovables en el parque de generación de Panamá, esto a través de un algoritmo de minimización del costo de producción a una parte significativa del parque de generación. Para representar este plantel se emplean datos históricos de plantas presentes en el sistema y de simulaciones en el caso de futuros proyectos de generación eólica y fotovoltaica. La planificación se realiza a través de la programación no lineal mixta–entera (MINLP). La implementación de este modelo se ilustra a través de casos de estudio compuestos por la ejecución del despacho en un día representativo de cada mes del año. Se presenta un caso de estudio base con un plantel hidro-térmico que describe la situación en el año 2013. Posteriormente, con el objetivo de observar el comportamiento del plantel de generación al integrar la generación eólica y fotovoltaica; se muestran dos escenarios que pueden presentarse a partir del año 2018, un caso de estudio que integra generación eólica y fotovoltaica en el plantel hidro-térmico y un caso de estudio que incorpora generación eólica y fotovoltaica junto con la primera planta de gas natural que se prevé inicie operaciones en el año 2018. Los resultados del despacho diario se utilizan como una herramienta para la planificación anual que contempla requerimientos de reserva, estudio del costo de la energía (COE).

**Palabras claves**— Costo de la energía, energía eólica, energía fotovoltaica, penetración renovable.

**Abstract**— The operation of wind and photovoltaic farms in Panama's national power grid began in 2014. This paper shows the effect that these renewable energy inputs have been in Panama's generation power system, using a production cost minimization algorithm. To represent this generation power system, we used historical data of actual power plants and simulations of future wind and photovoltaic generation projects. Planning is done through mixed integer nonlinear programming (MINLP). The implementation of this model is illustrated through case studies for a representative day of each month of the year. First a base case study is described for a hydro-thermal generation power system as it existed in 2013. Next was added wind and photovoltaic generation. The objective was to observe the behavior of the generation power system after this integration. Two scenarios were investigated. In the first case study wind and photovoltaic generation was integrated into a hydro-thermal generation power system. In the second case study a gas power plant (expected to begin operations in 2018) is integrated into a wind and photovoltaic generation power system. The results in daily dispatch are used as a tool for annual planning, considering the reserve requirements from the study and the cost of energy (COE).

**Keywords**— Cost of energy, photovoltaic energy, renewable penetration, wind energy.

**Tipo de Artículo:** Original

**Fecha de Recepción:** 21 de febrero de 2017

**Fecha de Aceptación:** 12 de abril de 2017

### 1. Introducción

En Panamá, para el año 2014, la generación hidroeléctrica representó un 55% y la generación termoeléctrica un 34%, el resto correspondía a importaciones con la red de

Centroamérica e inyección de los excedentes de generación del Canal de Panamá, siendo este segundo intercambio mayormente termoeléctrico. Mientras que la generación eólica y solar fotovoltaica en conjunto tuvieron una penetración máxima de 2.9% durante el mes de febrero de 2014 [1].

Este porcentaje está en aumento con la incorporación de proyectos de ambos tipos de tecnología, por ejemplo para el mes de febrero de 2016 se alcanzó una penetración conjunta de eólica y fotovoltaica de 26.42%, siendo este un aumento significativo con respecto al 2014. A julio de 2016 la capacidad instalada eólica fue de 270 MW, la solar fotovoltaica fue de 40 MW y continúan en aumento con una buena aceptación, por tanto, es importante realizar estudios para su incorporación operativa al despacho económico. El objetivo de esta investigación fue utilizar un modelo de optimización para encontrar el conjunto óptimo de las plantas de generación para suplir la demanda del sistema. Este modelo de planificación analiza la incorporación de generación eólica y fotovoltaica. Se toma un día representativo de cada mes, hora a hora para analizar el comportamiento del plantel de generación en un horizonte anual. El clima de Panamá se caracteriza por dos estaciones climáticas durante el año. La estación comprendida entre mayo y diciembre, en donde la generación hidroeléctrica puede llegar a alcanzar el 65% de la generación total. Por otro lado, la estación seca, de enero a abril en donde la generación hidroeléctrica solo alcanza a suplir el 40% de la generación total. Considerando una muestra de los años 2010 al 2015, lo anterior permite analizar el recurso hídrico por medio de dos escenarios, dentro del mismo año. Esta particularidad permite que en un horizonte de 12 meses, se presenten condiciones variadas de recursos. Al aplicar esto a un sistema eléctrico como el de Panamá, el punto sensitivo es conocer el aporte eólico y fotovoltaico en un plantel de generación que está sujeto mayormente a la estacionalidad del recurso hídrico.

La investigación sobre la optimización de los sistemas de generación, ha sido motivo de estudio por lo menos durante cinco décadas y nuevamente es relevante para manejar la variabilidad de las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica. Los tres temas de enfoque en las investigaciones previas fueron: Primero, los métodos de solución comunes [2], la programación mixta entera (MIP) y relajación de Lagrange (LR). Segundo, profundizar en la representación de las plantas termoeléctricas [3] [4], que hacen énfasis en considerar una adecuada representación de las rampas para unidades térmicas, ya que éstas deben ser encendidas o apagadas con más frecuencia, en caso de presencia de

parques eólicos y fotovoltaicos. Se revisó también el despacho hidrotérmico [5], donde se consideran centrales hidroeléctricas en cascada y centrales termoeléctricas en un sistema uninodal que busca determinar el despacho a través de la solución de Dantzig Wolfe; siendo una situación similar a la del plantel de Panamá antes de la integración de eólica y fotovoltaica. Tercero, consideraciones sobre reserva operativa [6], que cubren la incertidumbre de las desviaciones entre la generación y la demanda con una restricción de reserva. Y otros trabajos como Ibanez [7], que propone establecer un porcentaje adicional de reserva rodante que corresponda al grado de penetración eólica y fotovoltaica que se pronostica para un despacho.

Se identifica que la energía eólica y solar fotovoltaica suelen ser caracterizadas en la asignación de unidades con el método Montecarlo para crear los escenarios de generación de ambos [8]. Por otro lado para las unidades térmicas e hidroeléctricas se utilizan representaciones de consumo de combustible y caudal turbinado respectivamente como Tian-qiong [9]. Hay precedente de estudios como Hamann [10], que muestra resultados favorables para la coordinación hidroeólica tomando un conjunto de hidroeléctricas en cascada para equilibrar la variabilidad de la energía eólica; que es similar a la situación en Panamá.

Considerando que Panamá es el segundo país de América con mayor precipitación pluvial [11], y que en este trabajo se representa la principal cuenca de generación de Panamá (cuenca 108), que posee hidroeléctricas con embalse y de pasada dispuestas en forma de cascada junto a la puesta en marcha del parque eólico de Penonomé, que es el parque de mayor capacidad de América Central a la fecha, hay un gran potencial de generación renovable.

La implementación de este modelo determinístico se ejecuta utilizando la programación no lineal mixta entera (MINLP) con el *software* de optimización [12].

El resto de este artículo se organiza de la siguiente manera: la sección 2 describe el modelo matemático que se ha desarrollado para esta investigación. La sección 3 presenta casos de estudio, siendo el primero representativo del plantel hidrotérmico de Panamá en el 2013, seguido de dos posibles situaciones que se pueden presentar en el plantel de generación de Panamá a partir del año 2018, al contemplar generación eólica,

fotovoltaica y con gas natural. También se menciona el impacto de la generación eólica y solar fotovoltaica en el Mercado Eléctrico de Panamá. Finalmente en la sección 4 se presentan las conclusiones.

## 2. Modelo matemático

Este consta de dos funciones objetivo y una serie de restricciones. Una función objetivo corresponde a la minimización del costo de producción de la energía (1) y la segunda función minimiza otros costos relacionados con la operación del sistema (2), como el costo por arranque  $C_{P_T}^{arr}$ , el costo por parada  $C_{P_T}^{par}$ , costos por energía no suministrada  $C_{ENS}$  y costos por reserva rodante  $C_{RR}$ . Ambas funciones objetivo están constituidas por la sumatoria de costos que ha de tomar en cuenta el operador del sistema de generación para asignar cada unidad generadora, procurando el menor costo de esta asignación de unidades a lo largo del horizonte de planificación. Funciones objetivo a minimizar:

$$\min \{ C_{Pr} = \sum_{P_T,t} (C_{P_T,t}^{var} \cdot PG_{P_T,t}) + \dots \dots + \sum_{P_{He,t}} (C_{P_{He,t}}^{var} \cdot PG_{P_{He,t}}) \} \quad (1)$$

$$\min \{ C_{Op} = \sum_{P_T,t} (C_{P_T,t}^{arr} \cdot Y_{P_T,t} + C_{P_T,t}^{par} \cdot Z_{P_T,t}) + \dots + \dots C_{ENS} + C_{RR} \} \quad (2)$$

Donde  $t$  es el intervalo de despacho, para esta investigación una hora y  $PG$  es la potencia a generar.  $P$  es el conjunto de plantas de generación, del cual forman parte los subconjuntos:  $p_T$  representa las plantas termoeléctricas, el cual contiene subconjuntos según el tipo de combustible, donde el subíndice  $c$  representa al carbón,  $b$  al búnker  $C$ ,  $d$  al diésel y  $g$  al gas natural.  $p_H$  representa a las hidroeléctricas, a su vez se clasifican en hidroeléctricas de pasada  $p_{Hp}$  e hidroeléctricas de embalse  $p_{He}$ . Parques eólicos  $p_E$  y parques fotovoltaicos  $p_F$ . Las plantas despachables que utilizan fuentes de energía renovable tienen un costo variable igual a cero al momento del predespacho [13]. Su costo operativo es cero debido a que los recursos que utilizan para generar energía eléctrica no tienen costo alguno. Aunque el precio de la operación que se refleja en las contrataciones de estas plantas no es cero, es importante destacar que en la mayoría de los casos el precio de la energía contratada mediante este tipo de tecnologías es menor al de las plantas termoeléctricas.

$$C_{P_{Hp,t}}^{var} = 0 \quad (3)$$

$$C_{P_{E,t}}^{var} = 0 \quad (4)$$

$$C_{P_{F,t}}^{var} = 0 \quad (5)$$

La excepción de las plantas renovables son las hidroeléctricas de embalse, como se indica en [14]. El costo variable de la generación hidroeléctrica de embalse  $C_{P_{He,t}}^{var}$  depende del valor del agua que se tenga diariamente, normalmente tomando valores asociados a los costos variables de las unidades termoeléctricas, el cual está afectado por factores como: predicción de los costos futuros de combustible, cambios climatológicos esperados en el área de la cuenca y mayoritariamente por los niveles del reservorio:

$$C_{P_{He,t}}^{var} = C_{comb}^{VA} \cdot \frac{Q_{P_{He,t}}}{PG_{P_{He,t}}} + CO \& M_{P_{He}} \quad (6)$$

En el caso de las plantas de generación termoeléctricas el costo variable  $C_{P_T,t}^{var}$  está ligado al costo de combustible  $C_{P_T}^{cmb}$ , el consumo específico  $C_{ec_{P_T,t}}$ , la potencia generada y los costos de operación y mantenimiento  $CO \& M_{P_T}$  [14].

$$C_{P_T,t}^{var} = \frac{C_{P_T}^{cmb} \cdot C_{ec_{P_T,t}}}{PG_{P_T,t}} + CO \& M_{P_T} \cdot X_{P_T,t} \quad (7)$$

Las únicas plantas que conllevan un costo para el arranque o parada de su generación son las termoeléctricas. Estos costos también forman parte de la función objetivo. Donde  $C_{P_T}^{arr}$  son los costos por arranque de cada termoeléctrica y  $C_{P_T}^{par}$  representa los costos por parada.

El costo de la energía no suministrada  $C_{ENS}$  está determinado por la potencia no suministrada por el sistema de generación  $PNS_t$  durante el periodo  $t$ . Esta energía no suplida es penalizada con el costo  $M_{ENS}$  [15]. Entonces para representar el costo de la potencia no suministrada durante todos los periodos se escribe la siguiente sumatoria:

$$C_{ENS} = \sum_t M_{ENS} \cdot PNS_t \quad (8)$$

El costo de reserva rodante no regulante  $C_{RR}$  está determinado por la potencia disponible de las unidades que están sincronizadas al sistema en cada periodo [16], donde  $M_{RR}$  es el costo por cada MW de reserva rodante  $RR_t$ . Este tipo de reserva se describe con (17). Entonces se representa el costo de esta reserva con la siguiente ecuación:

$$C_{RR} = \sum_t M_{RR} \cdot RR_t \quad (9)$$

Las siguientes ecuaciones son restricciones del sistema, en primer lugar se considera un balance de potencia:

$$\sum_P (PG_{P,t}) + PNS_t = D_t \quad \forall t \quad (10)$$

Esta restricción establece el balance para que la demanda del sistema  $D_t$  sea suplido por la generación de las plantas  $PG_{P,t}$  durante cada periodo  $t$ ; en los periodos que no pueda ser suplida esta demanda, se tiene entonces potencia no suministrada  $PNS_t$  que es penalizada con el costo como se muestra en (8).

La sumatoria de la generación de cada planta  $PG_{P,t}$  abarca la generación de cada planta según el tipo de tecnología de generación:

$$PG_{P,t} = PG_{P_T,t} + PG_{P_{He},t} + PG_{P_{E},t} + PG_{P_{F},t} \quad (11)$$

Se declara que la generación que ha de despacharse de cada tipo de tecnología renovable, debe ser menor o igual al pronóstico horario  $PG_{P,t}^{prn}$  que se tiene para cada planta de generación renovable intermitente. Como para esta investigación no se cuenta con pronósticos de este tipo, se utilizan datos históricos de la generación de cada tipo de tecnología o simulaciones. Al utilizar pronósticos, claramente se añade incertidumbre al despacho. Por este motivo, es necesario contar con pronósticos confiables para cada planta de generación y adicionalmente, incluir métodos de reserva para compensar las variaciones de la generación renovable.

$$PG_{P_{Hp},t} \leq PG_{P_{Hp},t}^{prn} \quad (12)$$

$$PG_{P_{E},t} \leq PG_{P_{E},t}^{prn} \quad (13)$$

$$PG_{P_{F},t} \leq PG_{P_{F},t}^{prn} \quad (14)$$

Para brindar seguridad y confiabilidad a la operación del sistema, se requiere asignar una reserva operativa durante todos los periodos del despacho [14]. La reserva operativa del sistema  $RO_t$  es definida a partir de la suma de la reserva fría  $RF_t$  más la reserva rodante no regulante  $RR_t$ . La reserva rodante no regulante considera solamente las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas de embalse.

Por otro lado, la reserva rodante regulante, corresponde a un 5% de la máxima generación de cada planta en cada periodo, está siendo considerada en el despacho al no utilizar la capacidad máxima. Entonces, la reserva operativa es:

$$RO_t = RF_t + RR_t \quad (15)$$

Donde la reserva fría se define como:

$$RF_t = \sum_{P_T} (P_{P_T}^{m\acute{a}x})(1 - X_{P_T,t}) + \sum_{P_{He}} (P_{P_{He}}^{m\acute{a}x})(1 - X_{P_{He},t}) \quad (16)$$

La reserva rodante no regulante está dada por:

$$RR_t = \sum_{P_T} (P_{P_T}^{m\acute{a}x} - PG_{P_T,t})(X_{P_T,t}) + \dots \\ \dots + \sum_{P_{He}} (P_{P_{He}}^{m\acute{a}x} - PG_{P_{He},t})(X_{P_{He},t}) \quad (17)$$

Se distingue el requerimiento dependiendo de los periodos base o pico de la demanda y también según la penetración de generación eólica y fotovoltaica [17], [18], [19].

Donde  $P_{mayor}^{m\acute{a}x}$  es la potencia nominal de la unidad de generación más grande del sistema, entendiendo como unidad, un generador dentro de una planta.

$$RR_t \geq (5\%)(D_t) + (2\%)(\sum_{P_E} PG_{P_{E},t} + \sum_{P_F} PG_{P_{F},t}) \quad (18)$$

$$RR_t \geq (P_{mayor}^{m\acute{a}x}) + (3\%)(\sum_{P_E} PG_{P_{E},t} + \sum_{P_F} PG_{P_{F},t}) \quad (19)$$

Un mayor porcentaje de reserva rodante, implica una menor probabilidad de energía no suministrada, pero representa un mayor costo de operación del sistema. Por esto es preferible determinarla con pronósticos basados en la probabilidad de generación de cada parque [7]. Para la reserva de emergencia se considera una central que tenga la capacidad de sincronizarse rápidamente al sistema, esta central no es llamada al predespacho. De tal manera que se pueda disponer de la totalidad de esta central para el despacho en tiempo real, de ser necesario. Este tipo de reserva es modelada con la siguiente restricción:

$$\sum_t X_{P_{emerg},t} = 0 \quad (20)$$

Para modelar el despacho en todos los periodos de una central termoeléctrica con largo tiempo de arranque, se define la restricción representada en la ecuación (21) para la planta BLM carbón. Mientras que la restricción en (22) establece que por lo menos la unidad de la hidroeléctrica de embalse Fortuna debe estar sincronizada en cada periodo:

$$\sum_t X_{BLM,t} = 24 \quad (21)$$

$$[X_{Fortuna1,t} + X_{Fortuna2,t} + X_{Fortuna3,t}] \geq 1 \quad \forall t \quad (22)$$

Se declara la lógica binaria de sincronización, arranque y parada de cada planta de generación como lo ha hecho Delarue [20], donde  $X_{P,t}$  indica los periodos en que una unidad de generación está encendida,  $Y_{P,t}$  indica los periodos en que se da un arranque y  $Z_{P,t}$  indica los periodos de parada:

$$X_{P,t} - X_{P,t-1} = Y_{P,t} - Z_{P,t} \quad \forall P, \forall t \quad (23)$$

En la revisión bibliográfica se ha apreciado en múltiples modelos de asignación de unidades que se aplican restricciones de rampas de subida, rampas de bajada, tiempo de arranque en frío, tiempo de arranque en caliente, tiempo mínimo de encendido y tiempo mínimo de apagado; para termoeléctricas. En esta investigación se consideran periodos de una hora y las plantas que se han escogido poseen rampas de subida y de bajada de periodos menores a una hora, por ende no es necesario considerar estas restricciones. A excepción de las plantas de turbinas de vapor, cuyo tiempo de arranque es mayor a una hora y su tiempo mínimo de encendido es mayor a una hora. Estas situaciones son abarcadas por la restricción descrita en la ecuación (21), para una sola planta tomada en cuenta en este trabajo.

Para representar los requerimientos del sistema de generación en Panamá, se examina [21]. Se definen el límite superior  $P_P^{\max}$  e inferior  $P_P^{\min}$  de generación permitido por cada planta, incluyendo la variable indicadora  $X_{P,t}$  para conocer los periodos en los que genera cada planta. Los límites superiores toman el 95% de la capacidad nominal de cada planta. Los límites inferiores están dados por la mínima potencia operativa de cada planta [6].

$$PG_{P,t} \leq P_P^{\max} \cdot X_{P,t} \quad (24); \quad PG_{P,t} \geq P_P^{\min} \cdot X_{P,t} \quad (25)$$

En el caso de los parques eólicos, fotovoltaicos y las centrales hidroeléctricas de pasada también se consideran estas restricciones. Pero adicionalmente se establecen restricciones para limitar la generación mínima de estas plantas al multiplicar el factor de inserción de potencia  $FIPD_P$  disponible como se muestra a continuación:

$$PG_{P_{Hp},t} \geq P_{P_{Hp}}^{\text{pron}} \cdot FIPD_{P_{Hp}} \quad (26)$$

$$PG_{P_E,t} \geq P_E^{\text{pron}} \cdot FIPD_{P_E} \quad (27)$$

$$PG_{P_F,t} \geq P_F^{\text{pron}} \cdot FIPD_{P_F} \quad (28)$$

La razón principal para considerar el factor  $FIPD_P$  es para priorizar la generación renovable disponible (hidroeléctricas de pasada, parques eólicos y fotovoltaicos), aprovechando los recursos de generación renovable propios del país y para disminuir las emisiones contaminantes. Este tipo de prioridad ha sido implementada en Europa a través del artículo 16.2.c) del Diario Oficial de la Unión Europea, Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo [22]. En otras publicaciones se establece una prioridad

de la generación eólica y fotovoltaica en la restricción del balance de potencia, al restar de la demanda la potencia disponible por este tipo de tecnologías, como [9], [23]. Para el presente modelo matemático, esto equivale a que el factor tome el valor de 1.

El consumo específico de combustible de cada planta termoeléctrica  $C_{ec_{P_T,t}}$  se define con la relación entre la potencia que está generando la planta y la cantidad de combustible que se necesita para sostener dicho nivel de potencia. Cada planta termoeléctrica tiene una característica de consumo asociada al nivel de potencia, esto se representa con una curva de consumo específico de combustible. En este modelo matemático se representan estas curvas con funciones cuadráticas [3].

$$C_{ec_{P_T,t}} = a_{c_{cec, P_T}} \cdot PG_{P_T,t}^2 + b_{c_{cec, P_T}} \cdot PG_{P_T,t} + \dots + c_{c_{cec, P_T}} \cdot X_{P_T,t} \quad (29)$$

Donde  $a_{c_{cec, P_T}}$ ,  $b_{c_{cec, P_T}}$ ,  $c_{c_{cec, P_T}}$  son coeficientes propios de cada planta termoeléctrica, que caracterizan el consumo de combustible de cada una de éstas. Las siguientes restricciones hacen referencia a los límites de almacenamiento del embalse, asegurando los límites del volumen de agua con el que debe operar dicho embalse [5]. Capacidad máxima y mínima del embalse:

$$Vol_{emb,t} \leq Vol_{emb}^{\max} \quad (30); \quad Vol_{emb,t} \geq Vol_{emb}^{\min} \quad (31)$$

El caudal turbinado durante el periodo y el caudal ecológico se describen con [Wood, 2014]:

$$Q_{P_{He},t} = m_{c_{q,P_{He}}} \cdot PG_{P_{He},t} + n_{c_{q,P_{He}}} \cdot t \quad (32)$$

Donde  $m_{c_{q,P_{He}}}$  es el coeficiente de caudal turbinado y  $n_{c_{q,P_{He}}}$  es el caudal ecológico correspondiente de la planta hidroeléctrica, si este existe.

### 3. Casos de estudio

#### 3.1 Caso 1: Plantel hidrotérmico (abril de 2013)

El plantel del caso 1 es una muestra significativa del plantel real que se tenía para el año 2013 en Panamá, abarcando aproximadamente un 50% de las plantas, guardando las proporciones por tipo de plantas. Abril de 2013 se caracterizó por registrar la demanda máxima de potencia del año y escasez de recursos hídricos que afectó el factor de capacidad de las hidroeléctricas de pasada, por esto se establece el promedio mensual de cada planta como la potencia máxima. Los resultados de este caso son el marco de referencia para contrastar la evolución que experimentará la matriz energética del país, como se estudia en casos posteriores.

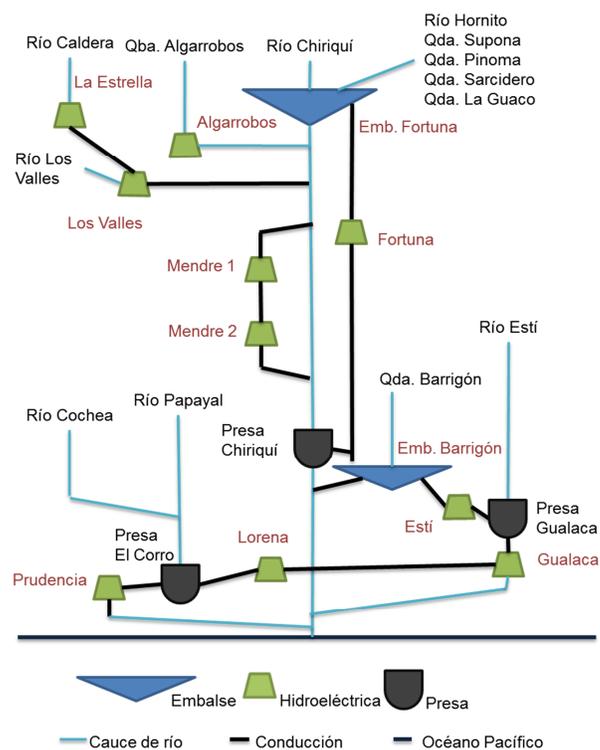
**Tabla 1.** Plantas hidroeléctricas  $P_H$  por tipo de tecnología. Plantas termoeléctricas  $P_T$  por tipo de combustible. Período abril – 2013 [Generación CND, 2015].  $P_{nominal}$  es la potencia nominal de cada planta, medida en MW

Hidroeléctricas				Termoeléctricas						
$P_{Hp}$	$P_{nominal}$	$P_P^{min}$	$P_P^{max}$	$P_{Tb}$	$P_{nominal}$	$P_P^{min}$	$P_P^{max}$	$a_{ccec, P_T}$	$b_{ccec, P_T}$	$c_{ccec, P_T}$
La Estrella	48.5	12.0	13.8	Panamá	96.0	40.0	89.0	0.00006	-0.00991	1.79959
Los Valles	54.7	12.0	14.3	Pacora	55.4	30.0	51.3	0.00023	-0.02470	2.06698
Estí	120.0	32.0	42.3	Cativá	87.0	40.0	76.2	0.00012	-0.01705	2.10523
Algarrobos	9.0	1.1	2.71	$P_{Tc}$						
Mendre 1	20.8	2.0	5.43	BLM carbón	120.0	70.0	110.0	0.00001	-0.00271	0.77423
Mendre 2	7.8	1.2	2.45	$P_{Td}$						
Gualaca	25.5	2.3	7.96	Termcolón1	50.0	15.0	45.0	0.00210	-0.18320	6.38448
Lor.-Prud.	94.5	5.5	28.2							
$P_{He}$										
Fortuna	300.0	10.0	300.0							

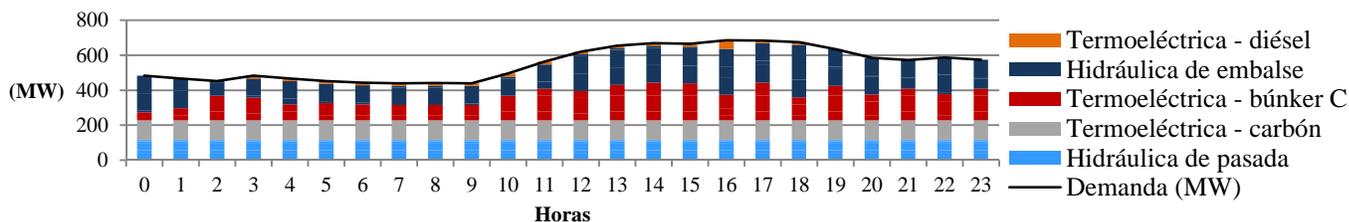
En la tabla 1 se muestran los parámetros de nueve hidroeléctricas de pasada y una de embalse, también termoeléctricas con sus respectivas potencias mínimas y máximas operativas, junto a los coeficientes de la función cuadrática que representan el consumo específico de combustible. La hidroeléctrica de embalse considerada es Fortuna, que cuenta con tres turbinas Pelton de 100 MW cada una, para un total de 300 MW.

En la figura 1 se aprecia la ubicación de las hidroeléctricas de la tabla 1 a lo largo de la cuenca del Río Chiriquí. Las centrales Mendre 1 y Mendre 2 aprovechan las aguas turbinadas por la central hidroeléctrica Los Valles y las centrales Lorena, Prudencia y Gualaca aprovechan las aguas turbinadas por la central Estí.

En la figura 2 se muestran los resultados de la variable  $p_{G_{P,t}}$  supliendo a la línea de color negro que representa la demanda  $D_t$ . La generación renovable de la figura 2 es de 52.21% que comparado con el despacho real difiere en 1.42 [24]. Ante estos resultados similares al despacho real, es posible validar las ejecuciones del modelo de optimización propuesto y de la muestra de plantas escogidas en la muestra del plantel hidrotérmico real.



**Figura 1.** Ubicación de las centrales hidroeléctricas en la cuenca 108 [25].



**Figura 2.** Potencia de cada planta en cada periodo. Resultados del caso 1, hidrotérmico, representativo del 17 de abril de 2013.

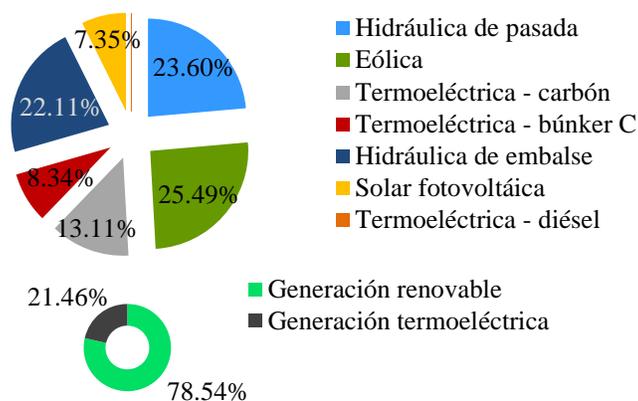
### 3.2 Caso 2: Integración de generación eólica y fotovoltaica en el plantel hidrotérmico

Este caso de estudio, en conjunto con el caso 3 representan los dos escenarios de generación con mayor probabilidad de ocurrencia a partir del año 2018, año en el que se prevé la entrada de una planta de ciclo combinado que utiliza gas natural. Ante un atraso en el inicio de operaciones de este ciclo combinado, se expone este caso 2. El cual considera los proyectos con licencias definitivas [26], los cuales están en construcción o en diseño final. Para este caso se mantienen las plantas expuestas en la tabla 1. En cuanto a la generación eólica se incluyen las tres primeras etapas del parque eólico de Penonomé, es decir 270 MW, compuesto por: Nuevo Chagres 1, Nuevo Chagres 2, Rosa de los Vientos, Portobelo y Marañón. Para la generación fotovoltaica, se consideran los parques: San Juan Chiriquí, El Roble de Aguadulce, Planta solar fotovoltaica Penonomé, Campo Solar Tocumen y Progreso. La sumatoria de la capacidad instalada de cada tipo de tecnología y sus respectivos porcentajes se muestran en la tabla 2. Con esta información se pueden comparar los porcentajes del plantel real previsto considerando todos los proyectos con licencias definitivas junto a la muestra escogida para este caso 2. Demostrando que se mantienen las proporciones. Para este caso es necesario hacer una proyección de la demanda, por lo que se hizo un estudio de demanda máxima mensual, considerando datos del período 2005-2014. A partir de estos datos se pronostica la demanda máxima de potencia para un día de cada mes del año 2018, considerando un crecimiento de 5% anual. Las hidroeléctricas del caso 1 mantienen sus respectivas potencias mínimas operativas. Mientras que para este caso 2 se toma el promedio de la generación mensual histórica del período 2005-2014 para determinar sus potencias máximas.

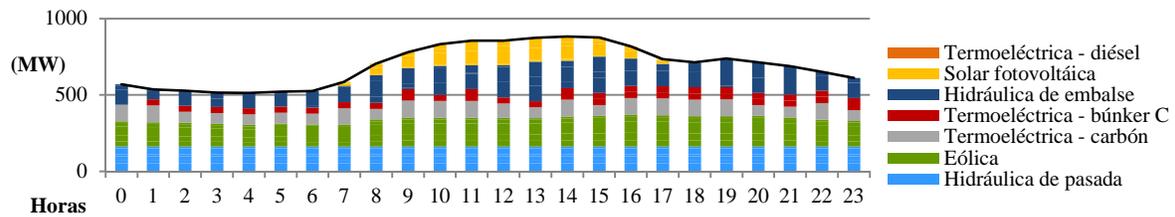
**Tabla 2.** Comparación de la capacidad instalada del plantel real previsto en el año 2018 y el plantel del caso 2

Plantas por tipo de tecnología	Capacidad instalada plantel real (MW)	Porcentajes	Capacidad instalada caso 2 (MW)	Porcentajes
Hidroeléctrica de embalse	782.17		300.00	
Hidroeléctrica de pasada	725.44	43.06%	374.60	41.48%
Termoeléctrica de búnker C	401.50		238.40	
Termoeléctrica de carbón	120.00	23.89%	120.00	27.57%
Termoeléctrica de diésel	315.00		90.00	
Aerogeneradores	805.00		270.00	
Solar fotovoltaica	351.56	33.04%	233.40	30.95%
Total	3 500.67		1 626.40	

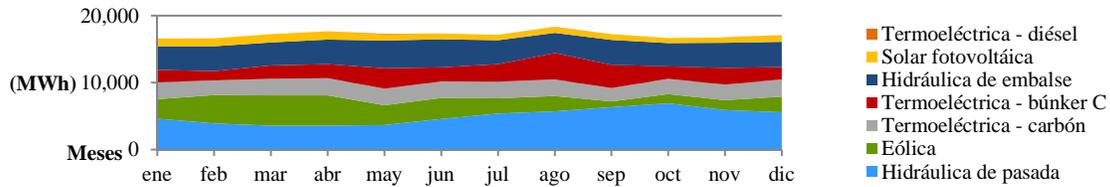
A diferencia del caso 1, donde se utilizó el valor del agua específico del 13 de abril de 2013 para la central Fortuna, en el caso 2 se utilizan la tendencia anual del 2018 del valor del agua para Fortuna dadas en [15], las cuales se adaptan a los costos del plantel del caso 2. Se mantienen todas las centrales termoeléctricas de la tabla 1 con sus respectivos parámetros, pero varía el costo de combustible, el cual está basado en las proyecciones de la EIA (Administración de Información de Energía de Estados Unidos). La generación de los parques eólicos está basada en la potencia horaria despachada del parque eólico Nuevo Chagres 1, el cual tiene una ubicación muy próxima a los parques Nuevo Chagres 2, Rosa de los vientos, Portobelo y Marañón. Los datos de generación despachada para realizar este estudio corresponden a 15120 horas [24]. La generación horaria de los parques fotovoltaicos se obtiene mediante simulaciones [27], al considerar la radiación solar que proporciona el *software*, para cada coordenada de cada parque fotovoltaico. La figura 3 muestra la energía entregada durante las 24 horas, la figura 4 el aporte de cada tecnología en intervalos horarios.



**Figura 3.** Energía entregada por tipo de tecnología del caso 2, un día de febrero, con FIPD igual a 1.



**Figura. 4.** Potencia de cada planta en cada periodo. Resultados caso 2, hidrotérmico con generación eólica y fotovoltaica día de febrero 2018, con FIPD igual a 1.



**Figura. 5.** Energía entregada por cada tipo de tecnología de generación en un día representativo de cada mes. Caso 2.

Se muestran los resultados del día representativo del mes de febrero por tratarse del mes en que se observó la mayor penetración renovable. La energía diaria entregada por el plantel es de 16635.86 MWh, de la cual el 78.54% es renovable.

El mayor porcentaje de generación renovable puede ocurrir también en meses como diciembre o enero ya que la cuenca 108, en donde están las hidroeléctricas de mayor aporte al plantel aún poseen suficiente recurso hídrico para alcanzar un 23.60% de la generación del plantel. Sumado a esto, en los primeros meses del año se da el inicio de la estación seca, caracterizada por tener una mayor radiación solar y abundante recurso eólico debido a los vientos alisios. Estas características climatológicas dan como resultado una mayor generación eólica y solar fotovoltaica durante los primeros meses del año. Siendo la generación eólica muy significativa 25.49%; y la generación solar fotovoltaica con un grado de penetración del 7.35%.

En la figura 5 se presenta el comportamiento de la generación durante cada mes del año 2018, resultado de la energía aportada por cada tipo de tecnología en la optimización del despacho de unidades de un día representativo de cada mes manteniendo el factor FIPD igual a 1. Destaca el hecho de que la generación eólica complementa el déficit de la generación hidráulica de pasada durante los meses de la estación seca, de igual manera la generación hidráulica de pasada complementa a la generación eólica durante los meses de la estación lluviosa.

El recurso solar, si bien está limitado entre las 6 y 18 horas, corresponde de manera muy apropiada a la forma acampanada que presenta la curva de demanda de potencia típica en Panamá, teniendo un aporte importante para las horas de demanda pico; esto se puede apreciar claramente en la figura 4, el aumento de la demanda en estas horas corresponde mayormente a la utilización de aire acondicionado que es coincidente con la irradiación. Las termoeléctricas tienen más aporte en los casos de mayor demanda y en los meses donde existe algún déficit por parte de la generación renovable; esto se aprecia en los casos de mayo, junio, agosto y septiembre. La generación de centrales hidroeléctricas con embalse, es valiosa porque representan una reserva rodante importante durante todos los periodos, es por esto que son útiles para regular los desbalances en la generación renovable intermitente y también son una reserva de energía a largo plazo.

El porcentaje de penetración renovable mínimo se da en agosto, siendo de 64.64%. Cabe destacar que la demanda no es igual para todos los casos, como se aprecia en la figura 5, la energía demandada de este caso de estudio es mayor en los meses de abril y agosto.

La suma de la generación hidráulica de pasada, fotovoltaica y eólica suple más del 40% de la demanda para todos los meses, esta sería generación de costo cero supliendo la energía anual. En general, la generación eólica y fotovoltaica brinda su mayor aporte durante los cinco primeros meses del año, debido a la estación seca; siendo la mayor penetración de estos cinco meses en

marzo (33.55%) y la menor penetración en los meses de la estación lluviosa, como septiembre (10.11%).

### 3.3 Caso 3: Plantel previsto al incluir generación con gas natural y parques eólicos y fotovoltaicos

Se analiza la entrada del uso del gas natural en la matriz energética, como se prevé para el año 2018. Considerando el inicio de operación de 381 MW de la planta de Gas Natural Atlántico [28]. Para representar la central Gas Natural Atlántico, se toma una central con características similares, ya que esta central no se ha construido, por ende no se tienen mediciones reales de su operación. Se conoce que esta central de ciclo combinado tendrá una configuración (3x1), tres turbinas de gas y una turbina de vapor. Para la representación de la curva de consumo específico de combustible se toma de referencia la central Jersey Central Power and Light Company [29] compuesta de 4 turbinas de gas de 54.9 MW y una turbina de vapor de 129.6 MW. Este ciclo es de 330 MW pero presenta valores de prueba de consumo específico en función del número de turbinas que estén en operación y el porcentaje de carga, por lo que se aproximan estas características para el presente caso.

En la tabla 3 se muestran los datos de entrada que caracterizan a la central de gas natural. Los demás datos de entrada que no corresponden a centrales termoeléctricas se mantienen igual que el caso 2. Se exponen los resultados de un día representativo del mes

de mayo en la figura 6, por tratarse de un mes en que históricamente se despacha una gran cantidad de unidades termoeléctricas ante una baja generación hidroeléctrica causada por la estación seca.

**Tabla 3.** Parámetros de la planta de gas natural del caso 3.

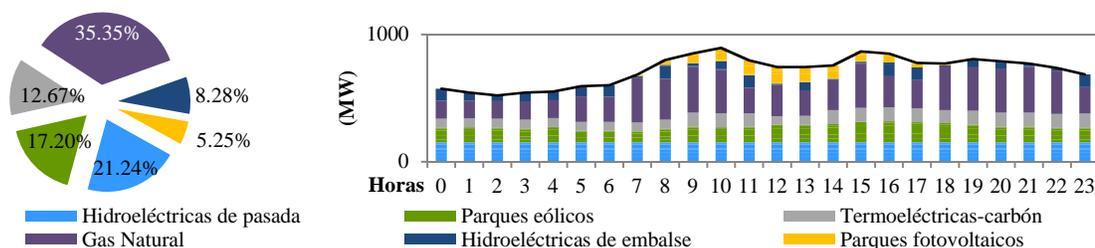
Configuraciones del ciclo combinado	$P_P^{\min}$ (MW)	$P_P^{\max}$ (MW)
1 TG + 1TV*	90	160
2 TG + 1TV	140	260
3 TG + 1TV	200	360

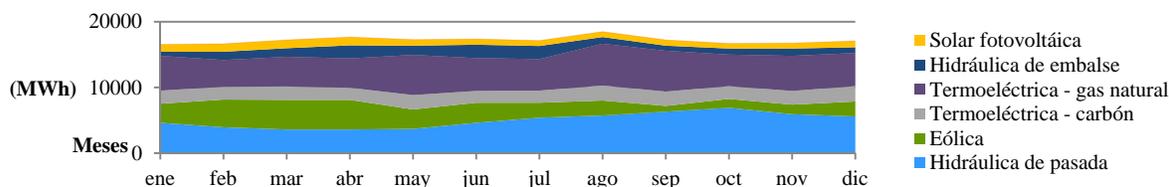
Coeficientes de curva de consumo para cada configuración			
Configuración	$a_{ccec, P_T}$	$b_{ccec, P_T}$	$c_{ccec, P_T}$
1 TG + 1TV	0.0002	-0.0948	27.587
2 TG + 1TV	0.00006	-0.0442	24.399
3 TG + 1TV	0.00006	-0.0497	26.901

\*Turbina de gas (TG), turbina de vapor (TV).

Se resalta que la generación renovable tiene una penetración del 51.97% a diferencia del 67.73% mostrado en mayo del caso 2 (fig. 5), esta disminución se da principalmente porque la generación con gas natural desplaza a la generación hidroeléctrica de embalse, ya que el costo de oportunidad de la hidroeléctrica de embalse es superior al costo variable de la central termoeléctrica con gas natural, para este periodo de escasez hídrica. Por este motivo el proceso de la optimización tiende a desplazar parte de generación renovable.



**Figura 6.** Potencia de cada planta a cada periodo. Resultados caso 3, un día representativo de mayo, con FIPD igual a 1.



**Figura 7.** Energía entregada por cada tipo de tecnología de generación en un día representativo de cada mes del año. Caso 2.

Sin embargo, puede esperarse que ante la incertidumbre de la generación eólica y fotovoltaica el

despacho se incline hacia una alta generación con gas natural por motivos de generación firme y eficiencia de

la central de ciclo combinado. Para obtener una distribución anual se ha ejecutado el programa de planificación para un día representativo de cada mes, obteniéndose la gráfica de la figura 7.

La situación de un sistema con generación hidroeléctrica mayoritaria y proyecciones de instalar termoeléctricas de gas natural junto a parques eólicos para complementar el periodo de menor producción hidráulico, fue motivo de investigación de Noruega [30]. En donde se demostró que la generación eólica o la generación con gas natural contribuyen de igual manera al balance energético, tanto semanal como anualmente. En el caso del plantel de generación de Panamá, una central termoeléctrica de gas natural de 381 MW, toma un porcentaje significativo en el despacho y puede desplazar a la generación con unidades de diésel y búnker C. Por otro lado, para el año 2020 se han contratado 350 MW adicionales de generación con gas natural [31], por lo que los porcentajes de generación con gas natural se asemejarán a las proporciones expuestas en este artículo.

Con un plantel de generación como el presentado en el caso 3, se estima que el COE sea aún menor al del caso 2, ya que el costo variable de los ciclos combinados con gas natural es mucho menor que el de las termoeléctricas que utilizan derivados del petróleo, siendo aproximadamente de 60.00 USD/MWh. Al presentarse esta situación el costo de oportunidad de los embalses también disminuirá significativamente, como se muestra en [15], estando alrededor de 80 USD/MWh en el periodo que se requiere almacenar energía en los embalses. A diferencia del caso 2, debido a la integración de la central de Gas Natural Atlántico, se estima que el precio de la energía contratada termoeléctrica se reduzca, ya que la energía contratada de esta planta es de 113.84 USD/MWh [28], siendo menos costosa que la energía termoeléctrica contratada de la tabla 5. Esto demuestra que debe presentarse una evidente disminución en el pago de la energía eléctrica por parte de los consumidores. Como resultado final de las ejecuciones, en la tabla 4 se compara el costo promedio mensual para cada caso de estudio, al dividir la energía total entregada entre la suma de  $C_{Pr}$  vista en (1) y  $C_{Op}$  vista en (2). Estos resultados demuestran que la penetración de generación eólica y fotovoltaica abaratarán los costos del despacho y al sustituir la generación con combustibles fósiles con gas natural se

puede esperar otra disminución en el costo de generación.

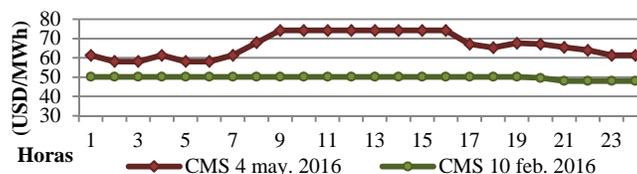
**Tabla 4.** Resultados del costo promedio mensual (USD/MWh)

Mes	caso 1	caso 2	caso 3	Mes	caso 1	caso 2	caso 3
ene.	-	71.97	66.8	jul.	-	66.89	54.99
feb.	-	55.24	52.14	ago.	-	66.41	54.26
mar.	-	74.02	51.57	sep.	-	71.26	56.52
abr.	136.44	77.01	53.36	oct.	-	62.18	54.93
may.	-	89.16	64.02	nov.	-	68.07	53.14
jun.	-	75.09	81.25	dic.	-	61.23	54.37

### 3.4 Impacto de la generación eólica y solar fotovoltaica en el Mercado Eléctrico

Según [32], el mercado eléctrico de Panamá está estructurado en dos principales partes: 1) el Mercado de Contratos, donde se realizan las transacciones comerciales de mediano y largo plazo y 2) El Mercado Ocasional donde se realizan transacciones comerciales de energía horaria, de corto plazo. Siendo independiente el Mercado de contratos del Mercado Ocasional.

Para observar el impacto de la penetración renovable en el COE, llamado en Panamá costo marginal del sistema (CMS), en la figura 10 se presenta el COE real del miércoles 10 de febrero de 2016 (día con 57.2% de penetración renovable, siendo 17.0% la suma de generación eólica y fotovoltaica) y el miércoles 4 de mayo de 2016 (día con 46.7% de penetración renovable, siendo 0.8% la suma de la generación eólica y fotovoltaica, pero requiriendo de generación con diésel durante las 24 horas del día y de otra pequeña unidad de generación desde las 9 a las 16 horas, la cual aporta solo el 0.2% de la energía diaria pero encarece el COE de manera significativa). Según [32], el precio de la energía horaria del Mercado Ocasional con el costo variable aplicable al despacho de la última oferta requerida por el despacho de precio para cubrir la demanda con calidad. Esto sin tomar en cuenta restricciones de transmisión.



**Figura 8.** Comparación gráfica del CMS, año 2016 [24].

Al comparar ambos días en la figura 8, se observa que ante una mayor penetración renovable, el COE disminuye considerablemente. Inclusive, se puede prescindir de la generación termoeléctrica más costosa mostrada entre las 9 y 16 horas del día de mayo. Para situaciones futuras, como la que se presenta en este caso de estudio, donde se da una mayor penetración renovable, es de esperarse una mayor disminución en el COE, que es el precio del mercado ocasional.

Se estima el precio de la energía contratada según [33]. Se calcula este precio con (33) para dos escenarios de precios de combustibles semestre I – 2014 y semestre I – 2016 [34].

$$PEC(i) = PEC(0) \cdot (1 - FAJU) + PEC(0) \cdot FAJU \cdot \left( \frac{\ln(REF(i))}{\ln(REF(0))} \right) \quad (33)$$

El factor de ajuste, FAJU se considera 0.8 para todos los cálculos. El precio de la energía contratada, claramente depende de cada empresa y de la indexación que se tenga en el momento según el precio del combustible. Aún teniendo precios bajos de combustible, se demuestra que hay contrataciones de energía eólica y fotovoltaica con precios inferiores a los de la generación convencional. Siendo la generación eólica y fotovoltaica económicamente competentes en el plantel de generación de Panamá.

**Tabla 5.** Precio de energía en el periodo inicial y estimación del precio de energía contratada (USD/MWh), de cada tecnología de generación: primer semestre de 2014 (precios de combustibles altos), primer semestre 2016 (precios de combustibles bajos)

Plantas por tecnología	PEC(0)	PEC(i) Sem I 2014	PEC(i) Sem I 2016
P <sub>Hp</sub>	104.50	104.50	104.50
P <sub>E</sub>	98.00	98.00	98.00
P <sub>Tc</sub>	109.20	200.85	116.07
P <sub>Tb</sub>	171.91	164.03	79.15
P <sub>He</sub>	109.50	109.50	109.50
P <sub>F</sub>	86.00	86.00	86.00
P <sub>Td</sub>	201.40	211.03	110.80

\* El precio promedio semestral del barril de petróleo crudo (West Texas Intermediate) – Cushing, Oklahoma según [35] fue de 101.05 USD/bbl en el Sem. I de 2014 y de 39.30 USD/bbl en el Sem. I de 2016.

#### 4. Conclusiones

Históricamente, al considerar un plantel solamente hidrotérmico, como el caso 1, se presentan tres meses críticos para la generación renovable (habitualmente marzo, abril y mayo), resultando en un despacho más

costoso al ser más dependiente de la generación termoeléctrica y más riesgoso al depender del despacho del agua de los embalses. En contraste con los casos que incluyen generación eólica y fotovoltaica, este periodo crítico para la generación renovable se ve disminuido debido a la complementariedad de los recursos renovables, de no integrar este tipo de generación, esta porción de la demanda sería suplida por termoeléctricas costosas y contaminantes. Esta complementariedad propicia la reevaluación de la distribución anual del uso del agua de los embalses y con esto el valor del agua asociado a los mismos, ya que al tener un plantel de generación menos dependiente de la energía de los embalses, el valor del agua puede ser menor en ciertos periodos del año y por ende el COE, en los periodos en que las unidades hidroeléctricas de embalse determinan el COE. Al instalar parques eólicos y fotovoltaicos, es posible obtener una mayor penetración renovable durante todo el año y sostener la misma superior al 60%, complementándose con la generación hidráulica de pasada y de embalse.

En esta investigación se ha demostrado que ante el crecimiento de la demanda junto a la integración de proyectos eólicos y fotovoltaicos es posible prescindir de la generación termoeléctrica más ineficiente, después de la instalación de un gran número de parques. Mientras que conviene utilizar las centrales hidroeléctricas con embalse para regular los cambios bruscos de la demanda o de la generación intermitente.

En el caso 3 se expone que al tener una planta termoeléctrica de gran tamaño dentro del sistema se puede contar con una reserva rodante confiable, sobre todo por las rápidas rampas de subida y de bajada que normalmente caracterizan a las centrales de ciclo combinado con gas natural. En cuanto a la reserva fría, en cada periodo se cuenta al menos con una unidad de hidroeléctrica de embalse que pueden sincronizarse y aumentar la potencia en pocos segundos.

#### 5. Agradecimiento

Agradecemos el generoso soporte de los profesores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Panamá, Dr. José Atencio G. y Dra. Jessica Guevara C.

#### 6. Referencias

- [1] Centro Nacional de Despacho, “Informe de generación de energía, 2015.” [En línea]. Disponible en:

- <http://www.cnd.com.pa/informes.php?cat=2>. [Último acceso: 15 de enero de 2016].
- [2] B. Wright, "A Review of Unit Commitment," 28 Mayo 2013.
- [3] C. E. Piemonti Arandia, "Programación diaria de un conjunto de generación de electricidad bajo condiciones de mercado," Sartenejas, 2005.
- [4] G. Morales- España, J. M. Latorre y A. Ramos, "Tight and Compact MILP Formulation of Start-Up and Shut-Down Ramping in Unit Commitment.," de IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, 2013.
- [5] Y. A. Tobón Rios y A. M. Uribe Arteaga, "Universidad Tecnológica de Pererira," 2007. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/handle/11059/730>.
- [6] C. Cardozo, "Unit Commitment with uncertainties - State of the art," de Journées JCGE'2014 -SEEDS, Saint Louis, Francia, 2014.
- [7] E. Ibanez, G. Brinkman, M. Hummon y D. Lew, "A Solar Reserve Methodology for Renewable Energy Integration Studies Based on Sub-Hourly Variability Analysis.," de 2nd Annual International Workshop on integration of Solar Power into Power Systems Conference, Lisboa, Portugal, 2012.
- [8] H. Quan, D. Srinivasan, A. Khambadkone M. y A. Khosravi, "A computational framework for uncertainty integration in stochastic unit commitment with intermittent renewable energy sources." Applied energy, pp. 71-82.
- [9] C. Tian-qiong y L. Geng-yin, "A Short-term Joint Optimal Dispatching Method of Wind Farms, Photovoltaic Generations, Hydropower Stations and Gas Power Plants.," de International Conference on Power System Technology (POWERCON), Chengdu, China, 2014.
- [10] A. Hamann y G. Hug, "Integrating Variable Wind Power Using a Hydropower Cascade," de 5th International Workshop on Hydro Scheduling in Competitive Electricity Markets, Trondheim, Noruega, 2016.
- [11] Banco Mundial, "Promedio detallado de precipitaciones," [En línea]. Disponible en: <http://datos.bancomundial.org/indicador/AG.LND.PRCP.MM?view=map>.
- [12] AIMMS, Licencia Académica. Disponible en: <https://aimms.com/english/developers/downloads/download-aimms/>
- [13] Centro Nacional de Despacho, ETESA, "Informe de predespacho diario," Panamá.
- [14] Centro Nacional de Despacho, "Metodologías de Detalle," [En línea]. Disponible en: <http://www.cnd.com.pa/documentos.php?sec=1>. [Último acceso: Mayo 2015].
- [15] Centro Nacional de Despacho, ETESA, "Informe de Planeamiento Operativo del Sistema Interconectado Nacional," Panamá.
- [16] S. S. Reddya, B. Panigraha, R. M. R. Kundub y S. Debchoudhuryb, "Energy and spinning reserve scheduling for a wind-thermal power system using CMA-ES with mean learning technique," Electrical Power & Energy Systems, 2013.
- [17] M. Milligan, P. Donohoo, D. Lew y E. Ela, "Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison," Québec, 2010.
- [18] E. Ela, M. Milligan y B. Kirby, "Operating Reserves and Variable Generation," National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2011.
- [19] J. King, B. Kirby, M. Milligan y S. Beuning, "Operating Reserve Reductions from a Proposed Energy Imbalance Market With Wind and Solar Generation in the Western Interconnection.," National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2012.
- [20] K. Van den Bergh, K. Bruninx, E. Delarue y W. D'haeseleer, "A Mixed-Integer Linear Formulation of the Unit Commitment Problem," University of Leuven (KU Leuven) - Energy Institute, 2013.
- [21] Centro Nacional de Despacho, "Reglamento de Operación".
- [22] Comisión Europea, "Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009.," Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2009-81013>
- [23] S. Quoilin, I. Hidalgo Gonzalez, A. Zucker y C. Thiel, "Disponible en technical flexibility for balancing variable renewable energy sources: case study in Belgium.,"
- [24] Centro Nacional de Despacho, "Informe de posdespachos diarios".
- [25] Empresa de Transmisión Eléctrica S.A, "Optimización de los recursos hidráulicos ríos Caldera y Chiriquí.," Panamá.
- [26] Autoridad de los Servicios Públicos, "Licencias definitivas para generación – 2015. ASEP.," [En línea]. Disponible en: [http://www.asep.gob.pa/electric/Anexos/resumen\\_eolico\\_termico.pdf](http://www.asep.gob.pa/electric/Anexos/resumen_eolico_termico.pdf).
- [27] PVsyst, "Software de simulación de parques fotovoltaicos. Versión de prueba.,"
- [28] Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., "Resolución de adjudicación LPI ETESA 01-15.,"
- [29] "The STAG Combined-Cycle Power Plant. Jersey Central Power and Light Company.," [En línea]. Disponible en: [http://www.me.psu.ac.th/Power\\_Plant\\_Engineering/P8i.htm](http://www.me.psu.ac.th/Power_Plant_Engineering/P8i.htm).
- [30] J. Olav Giæver Tande y M. Korpas, "Impact of Offshore Wind Power on System Adequacy in a Regional Hydro-based Power System with Weak Interconnections," de Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, 2012.
- [31] Empresa de Transmisión Eléctrica, "Resolución de adjudicación LPI ETESA 02-15.,"
- [32] Centro Nacional de Despacho, "Reglas Comerciales". Disponible en: [http://www.cnd.com.pa/documentos/reglas\\_comerciales\\_actualizadas\\_a\\_octubre\\_2016.pdf](http://www.cnd.com.pa/documentos/reglas_comerciales_actualizadas_a_octubre_2016.pdf)
- [33] ETESA, "Informe de Contrataciones 2015-2035." Disponible en: [http://www.etsa.com.pa/compras\\_documentos\\_ver.php?id=8&gen=1](http://www.etsa.com.pa/compras_documentos_ver.php?id=8&gen=1).
- [34] Centro Nacional de Despacho, "Datos de despacho semanal histórico.,"
- [35] Energy Information Administration, "Precios del Crudo de Petróleo (WTI).,"