

Modelo estocástico multietapa para la selección del mix óptimo de generación distribuida renovable en sistemas eléctricos críticos

Multi-stage stochastic model for optimum mix selection of distributed renewable generation plants in critical electrical systems

R. Felix ¹, L. Sayas ²

¹ Dept. de Supervisión de Electricidad, OSINERGMIN, Perú. Email: rfelixr@uni.pe

² Dept. de Supervisión de Electricidad, OSINERGMIN, Perú. Email: lsayas@osinergmin.gob.pe

RECIBIDO: abril 21, 2017. ACEPTADO: junio 2, 2017. VERSIÓN FINAL: noviembre 1, 2017

RESUMEN

El presente paper desarrolla un modelo matemático de optimización dinámica que permite obtener el mix óptimo de centrales de generación con recursos energéticos renovables (RER) necesarios para dotar de confiabilidad a un sistema eléctrico radial. Este modelo toma como entrada el potencial energético de recursos hídricos, eólicos y solares disponibles e inyectables en la zona, los costos de inversión de estas centrales y de su infraestructura eléctrica relacionada; así como las características de la red de transmisión y centrales convencionales existentes. La simulación es realizada para las 8760 horas de un año típico dentro del cual se considera estados de falla (fuera de servicio) para las líneas de transmisión, barras y centrales existentes. Dentro de su enfoque estocástico se contempla un análisis de sensibilidad de los costos. Los resultados en un caso de aplicación real muestran mejoras de alrededor del 90% en los índices SAIFI y SAIDI de calidad del servicio eléctrico en el sistema.

PALABRAS CLAVE: Generación distribuida, Incertidumbre de las energías renovables, Optimización dinámica estocástica, Planeamiento de la expansión, Planeamiento de la operación.

ABSTRACT

The present paper develops a dynamic optimization mathematical model to obtain the optimum mix of generation plants with renewable energy resources (RER) necessary to provide reliability to a radial electrical system. This model takes as inputs the energy potential of water, wind and solar resources available and injectable in the area, capital cost of these plants and related infrastructure; as well as existing electrical grid and conventional generation plants parameters. The optimization process is performed for the 8760 hours of a typical year within which it is considered out of service states for existing transmission lines, bus bars and power plants. Within its stochastic approach it is contemplated a cost sensibility analysis. The real application case's results evidence an improvement around 90% in the SAIFI and SAIDI performance indexes.

KEYWORDS: Stochastic Dynamic Optimization, Distributed Generation, Operation Planning, Expansion Planning, Renewable Energy Uncertainties.

1. INTRODUCCIÓN

Recientemente las tecnologías de generación eléctrica a base de recursos energéticos renovables (RER) han registrado importantes reducciones en sus costos de inversión, con una clara tendencia a seguir reduciéndose

en los próximos años al mismo tiempo que sus eficiencias van en aumento [2] por lo que se han convertido en una buena alternativa de solución para lograr acercar la generación a los centros de consumo (generación distribuida) evitando altos costos en infraestructura de

transmisión, pérdidas técnicas y mejorando los perfiles de tensión de las zonas en donde son instaladas.

Muchos trabajos han abordado el problema de la planificación y operación de los sistemas eléctricos considerando la penetración de estas nuevas tecnologías intermitentes. Así en [2] se aborda el problema de la planificación de la expansión de la transmisión (TEP) considerando la penetración de plantas eólicas desde un punto de vista estocástico, mientras en [3] se busca optimizar las inversiones en transmisión haciendo uso de baterías para “cortar los picos y rellenar los valles” de la generación renovable intermitente. Otros trabajos como [4] combinan TEP con la planificación de la expansión de la generación (GEP) e incorpora un análisis de sensibilidad de los costos para obtener soluciones robustas ante incertidumbres. Todos estos trabajos coinciden en realizar el proceso de optimización para una sola etapa o una cantidad reducida de estas debido a limitaciones computacionales.

En este paper se presenta un modelo matemático de optimización dinámica estocástica capaz de realizar un proceso de optimización considerando las 8760 horas de un año típico a fin de decidir el mix óptimo de centrales de generación distribuida renovable que deben ser construidas para dotar de confiabilidad y mejorar la calidad de los sistemas eléctricos críticos, que son aquellos en donde se presenta una alta tasa de interrupción del suministro eléctrico y largos períodos de tiempo para su restablecimiento.

2. METODOLOGÍA

2.1. Evaluación de la calidad de un sistema eléctrico

Para la medición de la calidad de un sistema eléctrico se hace uso de los indicadores SAIFI y SAIDI [5].

2.1.1. SAIFI.

El índice SAIFI (abreviación del inglés *System Average Interruption Frequency Index*) representa la cantidad promedio de veces en las que un usuario sufre un corte de suministro. La manera de calcularlo esta representada por la ecuación (1).

$$SAIFI = \frac{\sum n^{\circ} \text{ de usuarios afectados} \times \text{vez}}{\sum n^{\circ} \text{ de usuarios total}} \quad (1)$$

2.1.2. SAIDI.

Por otra parte, el índice SAIDI (abreviación del inglés *System Average Interruption Duration Index*) muestra el tiempo promedio en la que un usuario no cuenta con el suministro eléctrico. En la ecuación (2) se muestra la forma en que se calcula.

$$SAIDI = \frac{\sum n^{\circ} \text{ de } u \text{ afectados} \times \text{Duración}}{\sum n^{\circ} \text{ de usuarios total}} \quad (2)$$

Estos dos índices se calculan generalmente para periodos anuales y permiten hacer un seguimiento de la evolución de la calidad de los sistemas eléctricos. Mientras más altos sean estos valores, más crítico será considerado un sistema. En este paper se utilizan ambos índices para comparar los resultados obtenidos.

2.2. Modelamiento de las restricciones.

2.2.1. Centrales de generación convencionales.

La ecuación (3) representa el comportamiento de las centrales convencionales de generación que tienen control sobre la potencia que despachan (despachables).

$$g_i^{\min} O_i^t \leq g_i^t \leq g_i^{\max} O_i^t, \forall i \in G, t \in T \quad (3)$$

En esta ecuación los límites máximo g_i^{\max} y mínimo g_i^{\min} son multiplicados por el parámetro O_i^t que indica el estado operativo de la unidad de generación, siendo 1 el estado en servicio y 0 el estado fuera de servicio para cada hora t .

2.2.2. Líneas de transmisión.

El flujo de potencia de las líneas de transmisión se rige por las ecuaciones de la (4) a la (9) [6] [7].

$$f_l^t / b_l + O_l^t n_l^0 \theta_{ij}^t = 0, \forall l \in L^0, t \in T \quad (4)$$

$$|f_l^t| \leq f_l^{\max} O_l^t n_l^0, \forall l \in L^0, t \in T \quad (5)$$

$$\left| f_l^t / b_l + \theta_{ij}^t \right| \leq (1 - \omega_l) M, \forall l \in L^1, t \in T \quad (6)$$

$$|f_l^t| \leq f_l^{\max} \omega_l, \forall l \in L^1, t \in T \quad (7)$$

$$\sum \omega_l \leq n_l^{\max} - n_l^0, \forall l \in L^1, t \in T \quad (8)$$

$$-\pi \leq \theta_j^t \leq \pi, \forall j \in N, t \in T \quad (9)$$

El flujo de la línea l , que va desde el nodo i hasta el nodo j , para la hora t es representado por f_l^t . Para las líneas existentes se considera un estado operativo mediante la incorporación del parámetro binario O_l^t que tiene el valor 1 cuando la línea se encuentra en servicio. También se incorpora una variable binaria de decisión ω_l para la construcción de las líneas nuevas. Nótese que cuando $\omega_l = 1$ la línea se construye y la restricción (6) termina siendo equivalente a la ecuación (4). La ecuación (8) garantiza que no se construyan más líneas que la cantidad

máxima posible por circuito, y mediante la expresión (9) se restringe el ángulo de las tensiones de cada barra o nodo del sistema.

2.2.3. Centrales de generación renovable.

En este paper se toman en consideración tres tipos de centrales renovables: hidroeléctricas, eólicas y solares. Solamente la primera de estas puede considerarse despachable. Para las restantes se debe tener presente que su generación es altamente intermitente como se muestra en la Figura 1.

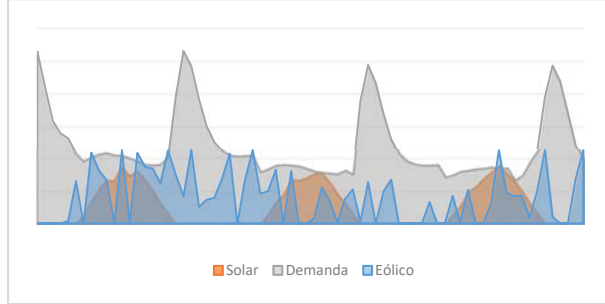


Figura 1. Serie de tiempo de la demanda (histórico), producción solar (generado aleatoriamente) y producción eólica (generado aleatoriamente) del Sistema EPU. **Fuente:** Elaboración propia.

La ecuación (10) indica que la potencia generada por una central hidroeléctrica no puede ser mayor que su capacidad máxima de producción de acuerdo a la temporada de lluvias. Así en avenida tendrá una potencia y en estiaje otra menor. Estas potencias están multiplicadas por la variable de decisión binaria ω_h que indica si se construye o no la central.

$$0 \leq h_p^t \leq \begin{cases} \omega_p h_p^{avenida} \\ \omega_p h_p^{estiaje} \end{cases}, \forall p \in Z^H, t \in T \quad (10)$$

$$\sum_{t \in T} h_p^t \leq E_p, \forall p \in Z^H \quad (11)$$

La ecuación (11) limita la producción anual a una cantidad de energía que la central es capaz de suministrar. Esta cantidad depende de las condiciones geográficas, hidrológicas y constructivas de la central.

Para las tecnologías eólica y solar no existe mayor control sobre el despacho, así todo lo que se genera en cada instante ζ_p^t debe ser despachado z_p^t al sistema, siempre y cuando la central exista ω_p . Esto queda representado en la ecuación (12).

$$0 \leq z_p^t = \zeta_p^t \omega_p, \forall p \in Z^{E,S}, t \in T \quad (12)$$

Cada una de estas posibles centrales tiene asociada una o más líneas de transmisión que pueden servir para interconectarla al sistema. Las alternativas ofrecen distintas capacidades de potencia que van en el rango de -25% a +25% la potencia nominal instalada de la central pues en realidad no se sabe que potencia despachará. Estas alternativas buscan evitar la implantación de líneas que luego queden con factores de uso demasiado bajos o que impongan limitaciones al despacho [3].

Para garantizar que solo se contruya una única línea de entre todas las alternativas se incorporará la restricción (13). Esta restricción también asegura que en caso la central no se construya, es decir $\omega_p = 0$, tampoco lo haga ninguna línea relacionada.

$$\sum_{l \in L^p} \omega_l \leq \omega_p, \forall p \in Z \quad (13)$$

En la evaluación del potencial energético de algunos lugares sucede que en una misma área de terreno se pueden instalar o una planta solar o una planta eólica, cada una con sus respectivas características. Para evitar que estos proyectos se superpongan es necesario introducir la siguiente restricción (14):

$$\sum \omega_p \leq 1, \forall p \in Z^{Area} \quad (14)$$

Por último, no todos los sistemas son iguales y no todas las barras tienen igual capacidad para soportar la inyección de potencia renovable. Debe realizarse un análisis particular para cada barra a fin de determinar cuanta es la máxima potencia intermitente β_j^{max} que se puede conectar. Esta limitación viene dada por la siguiente restricción (15):

$$\sum_{p \in Z^{E,S}} \zeta_p^{max} \omega_p \leq \beta_j^{max}, \forall j \in N \quad (15)$$

Nótese que no se incluye dentro de esta limitación a las centrales hidroeléctricas ya que estas máquinas si aportan inercia y mas bien contribuyen a reforzar la estabilidad del sistema.

2.2.4. Balance nodal de potencias.

Con la ecuación (16) se logra hacer un balance entre la potencias suministradas y las potencias demandadas. Esta expresión debe aplicarse para cada hora de simulación y para todas las barras del sistema.

$$\begin{aligned} \sum f_{in}^t - \sum f_{nj}^t + \sum g_p^t + \sum h_p^t + \sum z_p^t = \\ \sum d_j^t O_j^t - \sum \delta_j^t + \sum \xi_p^t, \forall n \in N, t \in T \end{aligned} \quad (16)$$

Debido a que no siempre será posible lograr un balance perfecto entre oferta y demanda, en la expresión (19) se han añadido dos variables para el desperdicio y racionamiento. La variable δ_j^t representa a la demanda no atendida o racionada y ξ_p^t la potencia renovable desperdiciada o que no puede ser aprovechada, ambas deben responder a las restricciones (17) y (18) respectivamente.

$$0 \leq \delta_j^t \leq d_j^t o_j^t, \quad \forall j \in N \quad (17)$$

$$0 \leq \xi_p^t \leq \omega_p z_p^t, \quad \forall p \in Z^{E,S} \quad (18)$$

2.3. Función objetivo

La función de costo total CT está conformada por tres componentes. El costo de generación CG valoriza al costo marginal de mercado la producción de las centrales convencionales. El costo de racionamiento CR utiliza un valor muy alto que penaliza la demanda no atendida y la generación renovable no aprovechada. Finalmente, el costo de proyectos CP considera la anualidad del costo de inversión y el costo anual de operación y mantenimiento de las líneas de transmisión y centrales RER que se hayan decidido construir.

$$\begin{aligned} \min CT &= CG + CR + CP \\ CG &= \sum g_i^t C_m \\ CR &= \sum \delta_j^t C_r + \sum \xi_p^t C_r \\ CP &= \sum (I_l + O\&M_l) \omega_l + \sum (I_p + O\&M_p) \omega_p \end{aligned} \quad (19)$$

Debido a que $C_m < C_r$, esta función objetivo logra maximizar la penetración de energías renovables al penalizar el desperdicio de su generación [8].

2.4. Optimización estocástica

Mediante la expresión (20) se incorpora un análisis de sensibilidad económica al proceso de optimización. Se debe tener en cuenta que la generación de las centrales solares y eólicas para cada hora ha sido previamente obtenida aleatoriamente partiendo del modelamiento estadístico adecuado. Por tanto, en este paper se contemplan tanto la incertidumbre en la generación renovable así como en los costos de su tecnología.

$$\sum_{e=1}^{E_1 E_2 \dots E_n} CP_e^Z = \sum_{e_1=1}^{E_1} \sum_{e_2=1}^{E_2} \dots \sum_{e_n=1}^{E_n} CP_{e_1 e_2 \dots e_n}^Z \quad (20)$$

3. CASO DE ESTUDIO

El modelo matemático desarrollado es aplicado sobre un sistema real existente en el Perú. La implementación del modelo se realiza en el lenguaje AMPL [9] y se hace uso del solver Gurobi [10] ofrecido por la plataforma NEOS Server [11] [12] [13].

3.1. Descripción del sistema

En la Figura 2 se muestra el diagrama unifilar del Sistema EPU de 16 barras y 16 líneas de transmisión. Este modelo cuenta con 8 generadores convencionales existentes y con 11 puntos de demanda. Las características del sistema se detallan desde la Tabla 1 hasta la Tabla 3.

Únicamente las demandas de la 1 a la 6 son susceptibles de quedar completamente sin suministro. Las demandas restantes tienen enlaces adicionales de respaldo que pueden usar para no quedar sin servicio, sin embargo se consideran en el presente sistema ya que esta es la configuración normal de operación. En ese sentido, durante la elaboración de los estados operativos se ha tenido en cuenta que cuando la barra relacionada a una demanda con enlaces de respaldo queda fuera de servicio, dicha demanda también tenga el mismo estado de forma tal que no se considere dentro del cálculo de racionamiento de demanda. Por lo tanto, el total de las demandas de la 1 a la 6 serán la base para el cálculo de los indicadores SAIFI y SAIDI.

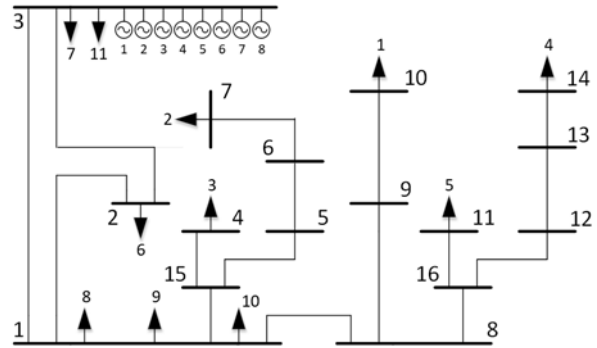


Figura 2. Sistema EPU de 16 barras. **Fuente.** Elaboración propia.

Para la obtención del valor de la demanda para cada hora se hace uso de coeficientes escalados de un año típico que se multiplican al valor máximo de la demanda mostrada en la Tabla 1. Estos coeficientes, sin embargo, no se muestran en este documento por limitaciones de espacio. Así tampoco son mostrados los estados operativos de líneas de transmisión, centrales de generación y demandas existentes; ni la potencia que generan las centrales eólicas y solares para cada hora.

Tabla 1. Demandas del Sistema EPU.

Id	Nodo	d^{max} (pu)	Id	Nodo	d^{max} (pu)
1	10	0.17332	7	3	0.01008
2	7	0.03077	8	1	0.34810
3	4	0.04418	9	1	0.40180
4	14	0.03544	10	1	0.18370
5	11	0.02810	11	3	0.18160
6	2	0.17880			

Fuente. Elaboración propia.

Las posibles centrales RER identificadas son en total 26, siendo conformadas por 13 eólicas, 8 solares y 5 hidroeléctricas. Estas centrales están distribuidas entre las barras 2, 6, 8, 9 y 13, las cuales permiten una inyección máxima de potencia intermitente de 0.24276, 0.02032, 0.16442, 0.09826 y 0.02197 pu, respectivamente.

Tabla 2. Generación Convencional del Sistema EPU

Id	Nodo	g^{max} (pu)	Id	Nodo	g^{max} (pu)
1	3	0.09600	5	3	0.09600
2	3	0.09600	6	3	0.09600
3	3	0.09600	7	3	0.57300
4	3	0.09600	8	3	0.57300

Fuente: Elaboración propia.

Cada una de estas posibles centrales tiene por lo menos una línea de transmisión candidata asociada, existiendo en total 43 posibles circuitos a construir. Los datos de estas líneas también quedan fuera de este documento por limitaciones de espacio.

Tabla 3. Líneas de Transmisión del Sistema EPU

Id	i	j	f^{max} (pu)	r (pu)	x (pu)
1	3	1	0.69000	0.09285	0.42100
2	3	2	0.69000	0.04458	0.20212
3	1	2	0.69000	0.05204	0.23598
4	6	5	0.21600	0.67096	1.14336
5	1	8	0.76728	0.02924	0.10497
6	9	8	0.76728	0.03628	0.13025
7	13	12	0.21780	0.19094	0.40968
8	6	7	0.08000	0.06235	0.82625
9	9	10	0.25000	0.01464	0.45747
10	13	14	0.06250	0.08432	1.11695
11	1	15	0.47500	0.00000	0.10200
12	15	5	0.47500	0.00000	0.13800
13	15	4	0.12500	0.00000	0.56600
14	8	16	0.15000	0.00000	0.63801
15	16	12	0.15000	0.00000	0.12443
16	16	11	0.15000	0.00000	0.12443

Fuente: Elaboración propia.

3.2. Resultados Obtenidos

La Figura 3 muestra la situación operativa actual (C01) del Sistema EPU. Nótese que la curva superior de color plomo, que indica racionamiento de la demanda, sobresale en varios instantes. Este racionamiento es reducido casi en su totalidad en el escenario con centrales RER (C02) que aparece en la Figura 4.

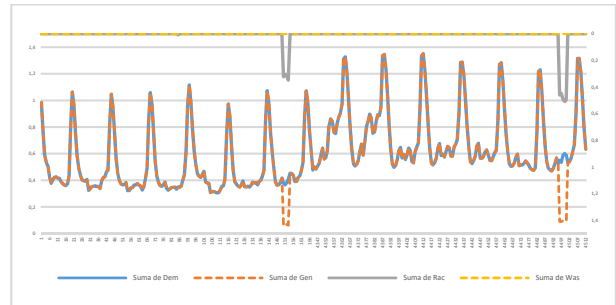


Figura 3. Situación del Sistema EPU sin proyectos (C01).
Fuente: Elaboración propia

Para la sensibilidad de costos (C03) se emplean los escenarios generados a partir de las variaciones descritas en la Tabla 4. Para cada tecnología se considera un rango en el cual su costo de inversión y de operación y mantenimiento puede variar, presentando cada parámetro tres posibles estados: $(100 - x)\%$, 100% y $(100 + x)\%$. Esto hace un total de 27 escenarios a los cuales se le asigna una probabilidad de ocurrencia de $1/27$.

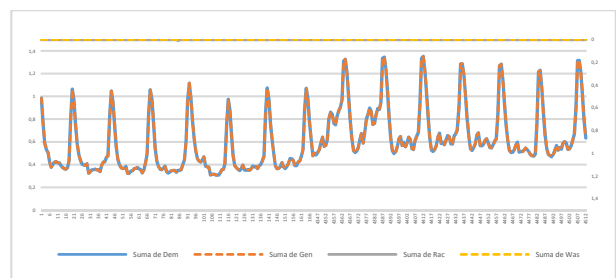


Figura 4. Situación del Sistema EPU con centrales RER (C02).
Fuente: Elaboración propia.

Coherentemente con las tendencias en cuanto a costos presentadas en [1], la tecnología solar es la que presenta un mayor rango de posible variación seguido de la tecnología eólica. Se considera que la tecnología hidroeléctrica se encuentra en una etapa madura por lo que no se espera mayor variación en los costos de su tecnología. El proceso de optimización deberá considerar estos escenarios a fin de valorar la alternativa que sea más conveniente desde el punto de vista económico.

Tabla 4. Escenarios para Sensibilidad de Costos (C03)

	Hidro	Solar	Eólico
Costos	± 5%	± 25%	± 10%

Fuente: Elaboración propia.

Se puede notar en la Figura 4 que la potencia generada en cada instante es prácticamente igual a la potencia requerida. Esto se debe en gran parte a que no se ha incluido restricciones de rampas de subida y bajada para las centrales convencionales e hidroeléctricas dentro del modelo. Para analizar esta situación se elaboró un nuevo caso C04 en donde se incluye una rampa de subida y bajada máximas igual al 10% de la potencia máxima para el caso de generadores convencionales y potencia en avenida para el caso de las centrales hidroeléctricas.

4. CONCLUSIONES

Los resultados presentados en la Tabla 5 y 6 indican que la implementación de centrales de generación distribuida dentro de sistemas críticos mejora notablemente la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico. En el caso del Sistema EPU se obtuvo una reducción de alrededor del 90% para ambos índices SAIFI y SAIDI en las dos alternativas de solución obtenidas para los casos C02 y C03, y del 30% y 70%, respectivamente, para el caso C04.

Tabla 5. Resumen de Resultados C01 y C02 para el Sistema EPU

	C01	C02
Tipo	Deter	Deter
Solución	Ninguna	RER
SAIDI	4.02	0.60
SAIFI	10.35	0.67
Generación (M\$)	38.38	5.95
Racionamiento (M\$)	3.05	0.20
Desperdicio (M\$)	-	0.17
@I + O&M	LT (M\$)	3.93
	RER (M\$)	79.46
Proyectos	Ninguno	02 Eólica 02 Solar 05 Hidro 09 Líneas
Total (M\$)	41.43	89.71
Tiempo Solución (s)	1.55	6962.37
Rac. (MWh)	507.92	32.91
C/B (k\$/MWh)	-	101.64

Fuente: Elaboración propia.

La incorporación del análisis estocástico en el caso C03 permitió la obtención de una solución con una mejor relación Costo-Beneficio (C/B) que, sin duda, contribuye a maximizar la eficiencia de las inversiones públicas y/o privadas.

Tabla 6. Resumen de Resultados C03 y C04 para el Sistema EPU

	C03	C04
Tipo	Esto-C	Deter
Solución	RER	RER
SAIDI	0.67	2.65
SAIFI	0.74	2.90
Generación (M\$)	8.18	8.43
Racionamiento (M\$)	0.22	0.85
Desperdicio (M\$)	0.17	0.18
@I + O&M	LT (M\$)	3.92
	RER (M\$)	72.33
Proyectos	01 Eólica 03 Solar 04 Hidro 08 Líneas	01 Eólica 01 Solar 05 Hidro 07 Líneas
Total (M\$)	76.85	85.71
Tiempo Solución (s)	4892.69	920.92
Rac. (MWh)	36.35	142.18
C/B (k\$/MWh)	75.11	121.07

Fuente: Elaboración propia.

En futuros trabajos se debe evaluar la incorporación de sistemas de baterías para lograr resolver los problemas evidenciados en el C04 donde debido a las restricciones de rampa de subida y de bajada no se llega a obtener una calidad de servicio similar a los dos casos previamente analizados.

5. REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency. (2016). World Energy Outlook 2016 [En línea]. Disponible en: <https://goo.gl/ZdJBSj>
- [2] L. Tang *et al*, "Transmission System Planning Considering Integration of Renewable Energy Resources," IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Eng. Conf. (APPEEC), Australia, 2015.
- [3] J. Zheng *et al*, "Transmission Planning with Renewable Generation and Energy Storage," 10th Intern. Conf. on Advances in Power Syst. Control, Operation & Management (APSCOM 2015), China, 2015.
- [4] J. Barbosa *et al*, "Stochastic Generation and Transmission Planning Considering Future Renewable

and Gas Opportunities in Queensland, Australia,” Power and Energy Society General Meeting (PESGM), USA, 2016.

[5] H. Lee Willis, “Power System Reliability,” en *Power Distribution Planning Reference Book*, 2° ed. North Carolina. USA: Marcel Decker, 2004, cap. 4, pp. 112-113.

[6] L. Bahiense *et al*, “A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 16, no. 3, pp. 560-565, Ago. 2001.

[7] G. Vinasco *et al*, “A Strategy to Solve the Multistage Transmission Expansion Planning Problem,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 26, no. 4, pp. 2574-2576, Abr. 2011.

[8] F. Ugranli, E. Karatepe, “Transmission Expansion Planning Considering Maximizing Penetration Level of Renewable Sources,” IEEE Intern. Symp. on Innov. in Intell. Syst. and Appl. (INISTA), Bulgaria, 2013.

[9] R. Fourer, D. M. Gay, B. W. Kernighan, *AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming*, 2° ed. USA: Duxbury Thomson, 1989.

[10] Gurobi Optimization, Inc. (2016). Gurobi Optimizer Reference Manual [En línea]. Disponible en: <http://www.gurobi.com>

[11] J. Czyzyk *et al*, “The NEOS Server,” IEEE Journal on Comp. Science and Eng., vol. 5, no. 3, pp. 68-75, 1998.

[12] E. Dolan, “The NEOS Server 4.0 Administrative Guide,” Technical Memorandum ANL/MCS-TM-250, Mathematics and Computer Science Division, Argonne Nat. Laboratory, 2001

[13] W. Gropp, J. J. Moré, “Optimization Environments and the NEOS Server,” en *Approximation Theory and Optimization*, M. D. Buhmann and A. Iserles, eds., UK: Cambridge University Press, 1997, pp. 167-182.