

# MODELO MIXTO ENTERO LINEAL PARA LA RESOLUCIÓN DE MANERA INTEGRAL DE LOS PROBLEMAS GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON UNIDADES TÉRMICAS, INCLUYENDO RESTRICCIONES DE SEGURIDAD Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Gonzalo Alvarez, Marian Marcovecchio y Pío Aguirre\*

Instituto de Desarrollo y Diseño (INGAR)

(Universidad Tecnológica Nacional - CONICET)

Avellaneda 3657 - 3000 Santa Fe - Argentina

E-mail ([paguir@santafe-conicet.gov.ar](mailto:paguir@santafe-conicet.gov.ar))

**Resumen.** Este trabajo presenta un modelo MILP que resuelve del problema de Asignación de Unidades Generadoras térmicas abastecidas por gas natural, teniendo en cuenta las restricciones de transporte para este combustible. El trabajo presenta los efectos y las ventajas de incluir dichas restricciones en la formulación del problema. Además se analizan los resultados obtenidos de la resolución del sistema integrado eléctrico-gas, esto es útil para mejorar la comprensión y las operaciones del mismo.

**Palabras clave:** Programación Mixta Entera Lineal, Restricciones de Transmisión, Sistemas Eléctricos.

## 1. Introducción

El suministro de electricidad a partir de la combinación de recursos renovables y no renovables, se ha convertido en un importante problema socioeconómico en la actualidad. Los combustibles fósiles siguen siendo la fuente más explotada a nivel mundial, constituyendo el 91% de las fuentes consumidas (BP, 2016). Al presente, el gas natural alcanza más de la mitad de los consumos energéticos de Argentina (Comisión Nacional de Energía Atómica, 2017), tiene un gran desarrollo en el país, y es utilizado para el consumo en hogares, industrias y en la generación eléctrica. Los principales beneficios de las unidades que funcionan con gas natural son los bajos costos de instalación, la alta eficiencia, la rápida respuesta de arranque, los bajos costos del combustible, y la menor emisión de gases de efecto invernadero comparados con otros combustibles (Ríos-Mercado y Borraz-Sánchez, 2015).

El problema de Asignación de Unidades (UC por sus siglas en inglés de Unit Commitment, (Padhy, 2004), consiste en determinar la manera más económica de programar el arranque y parada de unidades generadoras disponibles para satisfacer una demanda específica. En ocasiones, no se tienen en cuenta las restricciones de las líneas de transmisión de los sistemas, lo que puede conducir a problemas tales como sobrecargas en las líneas e incluso la imposibilidad de transmitir los flujos de potencia a los centros de consumo. Cuando estas restricciones son tenidas en cuenta, el problema se conoce como Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad (SCUC). Existen numerosos trabajos que abordan los problemas UC y SCUC, pero pocos tienen en cuenta el suministro y transporte de gas natural de manera integral. Sin embargo, si estas restricciones no se tienen en cuenta puede ocurrir que algunas unidades no

---

\* A quien debe enviarse toda la correspondencia

puedan aprovisionarse de la forma requerida. La formulación matemática de estos modelos presenta restricciones no lineales tales como las ecuaciones que representan la transmisión de potencia por las líneas, y las que modelan el comportamiento del gas natural en tuberías.

La programación matemática es una poderosa técnica de optimización, ampliamente utilizada en el proceso de toma de decisiones. El trabajo propuesto presenta un modelo de Programación Mixta Entera Lineal (MILP) que integra la generación y transmisión de electricidad junto con el transporte de gas natural para abastecer los generadores y centros de consumo conectados. Se busca linealizar este sistema con suficiente precisión, implementando distintas técnicas, para aprovechar las ventajas que ofrecen los modelos MILP: el ahorro sustancial de requerimientos computacionales, aseguran la optimalidad global, y la flexibilidad para anexas restricciones. El funcionamiento de los generadores se modela rigurosamente, diferenciando el enfoque propuesto de otros que están centrados en el transporte de gas y dejan de lado aspectos tales como la distinción entre costos de arranque en frío y en caliente de las unidades. Para obtener un modelo MILP del sistema eléctrico se linealizó la función que modela el costo operativo total de generación. Las restricciones de transmisión, se representan linealmente con el modelo de flujo de Corriente Directa (DC). También se aproxima de forma lineal las restricciones del sistema de transporte de gas que modelan el flujo de gas a través de tuberías simples y tuberías que cuentan con compresores de gas que elevan su presión, incorporando para ello variables binarias. Si bien existen otros trabajos que abordan el problema de generación de electricidad con unidades térmicas incluyendo las restricciones de transmisión y el transporte de gas natural (Badakhshan et al., 2015), éstos se diferencian del abordaje propuesto en este trabajo en la rigurosidad del modelo y en la metodología de resolución.

Para ilustrar los alcances del modelo se presenta un caso de estudio, que consiste en un sistema eléctrico compuesto por seis barras de transferencia, once líneas, tres generadores y tres cargas. A su vez, el sistema está integrado a una red de transporte de gas que se encarga de abastecer a los generadores y a consumidores residenciales. Los modelos son implementados en GAMS, usando los resolutores comerciales CPLEX y Gurobi con fines comparativos. Se establecen comparaciones entre tres escenarios: en primer lugar no se considera el sistema de abastecimiento de gas, en segundo lugar se considera este sistema asumiendo que la demanda residencial tiene una carga fija, y finalmente, se considera el sistema de abastecimiento de gas con demanda residencial variable. Las soluciones obtenidas indican que la inclusión de las restricciones del suministro de gas tiene un impacto directo en el costo total. Además si estas restricciones no se consideran dentro de la formulación del sistema eléctrico, se pueden obtener soluciones infactibles de aplicar. Se estudian los desempeños de generadores y tuberías de gas. Esto permitirá a los operadores de los sistemas mejoras en las maniobras y mantenimiento de los mismos.

## 2. Modelo de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad y Transporte de Gas

### 2.1. Restricciones de operación para las Unidades Térmicas

El objetivo del problema SCUC es minimizar el costo operativo de generación eléctrica para satisfacer una demanda (1). Donde  $i$  es el índice para las unidades térmicas y  $t$  para los períodos de tiempo.  $a_i$ ,  $b_i$  y  $c_i$  son los coeficientes de costo de gas consumido. Las variables del problema son:  $u_{i,t}$  es una variable binaria que indica si la unidad  $i$  se encuentra funcionando o no en el período de tiempo  $t$ ,  $p_{i,t}$  es la potencia producida en cada período de tiempo,  $cu_{i,t}/cd_{i,t}$  son los costos de encendido/apagado de cada unidad para cada período de tiempo. El sistema cuenta con  $I$  unidades térmicas y  $T$  períodos de tiempo (se adopta un horizonte de programación de 24 horas o una semana).

$$\min \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T [(a_i u_{i,t} + b_i p_{i,t} + c_i p_{i,t}^2) + cu_{i,t} + cd_{i,t}] \quad (1)$$

Los términos cuadráticos convexos de la función objetivo (1) fueron aproximados linealmente, mediante la incorporación de planos subestimadores ajustados. La reserva rodante de un sistema  $R_t$  es la capacidad adicional, proporcionada por generadores conectados a la red, disponible para responder de forma rápida ante una baja de la frecuencia del sistema, y es modelada por (2). Aquí  $bu$  es el índice de barras de transferencia,  $c$  el de cargas eléctricas,  $BU$  y  $C$  son las cantidades totales de barras y cargas, mientras que  $dkt_{c,bu,t}$  es una carga eléctrica puntual para la barra  $bu$  y el período de tiempo  $t$ . Además,  $p_i^{UP}$  es el límite superior de generación de potencia de cada unidad.

$$\sum_{bu=1}^{BU} \sum_{c=1}^C dkt_{c,bu,t} + R_t \leq \sum_{i=1}^I p_i^{UP} u_{i,t}, \quad t = 1, \dots, T \quad (2)$$

Las ecuaciones que modelan las restricciones de operación de las unidades generadoras pueden encontrarse en (Marcovecchio y col., 2014); no son incluidas aquí por limitaciones de espacio.

## 2.2. Restricciones de Transmisión de Potencia. Modelo DC

El modelo de flujo de potencia DC, es generalmente adoptado por sobre el modelo AC, debido a que requiere un menor esfuerzo computacional (G. E. Alvarez et al., 2016 b). El modelo DC es una aproximación lineal del modelo AC con un aceptable nivel de precisión, y se obtiene a partir de la suposición de tres hipótesis simplificadoras (Van Den Bergh et al., 2014). Las ecuaciones del modelo DC empleadas en el presente trabajo se encuentran descriptas con mayor detalle en (G. Alvarez et al., 2016 a). La ecuación (3) establece el balance de potencia extendido para todas las unidades térmicas, todas las barras de transferencia y todas las líneas del sistema. Aquí  $bu_i/bu_o$  es el índice de barra de entrada/salida;  $b_{bu_i-bu_o}$  es el parámetro de susceptancia de la línea;  $\theta_{bu_i-bu_o,t}$  es la variable de ángulo de voltaje entre barras conectadas; y  $x_{bu_i-bu_o}$  es un parámetro de reactancia de la línea.

$$\sum_{bu=1}^{BU} \sum_{i=1}^I p_{i,bu,t} + \sum_{bu_i=1}^{BU} \sum_{bu_o=1}^{BU} \left( \frac{\theta_{bu_i,t} - \theta_{bu_o,t}}{x_{bu_i-bu_o}} \right) - \sum_{bu_o=1}^{BU} \sum_{bu_i=1}^{BU} \left( \frac{\theta_{bu_o,t} - \theta_{bu_i,t}}{x_{bu_i-bu_o}} \right) = \sum_{bu=1}^{BU} \sum_{c=1}^C dkt_{c,bu,t} \quad t = 1, \dots, T \quad (3)$$

## 2.3. Restricciones del Sistema de Transporte de Gas Natural

Las ecuaciones que modelan las relaciones que existen entre los nodos del sistema de transporte de gas y los flujos de gas que circulan por las tuberías, no son lineales. En este trabajo, se considera un sistema compuesto por  $N$  nodos de presión,  $C$  compresores de gas y tuberías. El transporte de gas se modela adoptando ecuaciones de flujo de gas natural de estado estable (Coelho y Pinho, 2007; Liu et al., 2009) y la descripción completa de estas ecuaciones se presenta en (Badakhshan et al., 2015).

El flujo de gas natural entre el nodo  $r$  y el nodo  $s$ , en una tubería horizontal se estima matemáticamente según la ecuación (4).  $\pi_r$  y  $\pi_s$  son variables de presión en los nodos, mientras que  $W_{r,s}$  es un coeficiente que depende de las características del gas y de la tubería.

$$f_{r,s} = \text{sgn}(\pi_r - \pi_s) W_{r,s} \sqrt{|\pi_r^2 - \pi_s^2|}, \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N \quad (4)$$

Los compresores de gas se instalan para compensar pérdidas de presión entre nodos, por tanto la ecuación que rige el comportamiento del flujo en este caso es (5):

$$f_{r,c} = \text{sgn}(\pi_r - \pi_s) H_c / \left( k_{c2} - k_{c1} \left[ \frac{\max(\pi_r, \pi_s)}{\min(\pi_r, \pi_s)} \right]^{\alpha_c} \right), \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N \quad (5)$$

donde  $k_{c2}$ ,  $k_{c1}$ , y  $\alpha_c$  son parámetros asociados a características técnicas de cada compresor, y  $H_c$  es la variable de potencia del mismo. Las variables  $f_{r,s}$  y  $H_c$  están acotadas superior e inferiormente.

La ecuación (6) presenta el balance de flujo de gas natural para el sistema, a lo largo de todo el horizonte de programación. Es decir, esta ecuación establece que la suma de flujos que entran a un nodo debe ser igual a la que sale o es consumida:

$$\sum_{i=1}^I f_{i,t} + \sum_{c=1}^C F_{c,t}(H_c) + \sum_{gl=1}^{GL} FGL_{gl,t} + \sum_{r=1}^N \sum_{s=1}^N f_{r,s,t} - \sum_{s=1}^N \sum_{r=1}^N f_{s,r,t} = \sum_{gs=1}^{GS} FGS_{gs,t}, \quad t = 1, \dots, T \quad (6)$$

Aquí  $f_{i,t}$  es la variable de flujo de gas necesario para abastecer a las unidades térmicas, y  $F_{c,t}(H_c)$  es la variable de consumo de gas del compresor. A su vez  $gl/g_s$  es el índice para los nodos de consumo/abastecimiento de gas,  $FGL_{gl,t}/FGS_{gs,t}$  son los flujos de gas consumidos/suministrados por el respectivo nodo, y  $GL/GS$  son las cantidades totales de nodos de consumo/abastecimiento de gas.

Con el fin de obtener un modelo del tipo MILP, se aproximarán linealmente las restricciones no lineales (4) y (5) del sistema de transporte de gas natural presentadas anteriormente. La formulación lineal adoptada en este trabajo se basa en la presentada por (Shao et al., 2017). En dicho trabajo, el autor utiliza una menor cantidad de variables enteras, en comparación con otros métodos.

Las presiones en los nodos  $r$  y  $s$  en [psi] se representan matemáticamente a través de las ecuaciones (7-10) siguientes. Los rangos de operabilidad de los flujos de gas se dividen en  $J$  segmentos para el nodo  $r$ , y en  $K$  segmentos para el nodo  $s$ . Cada segmento representa un valor de la presión.

$$y_{r,j,t}\pi_{r,j}^{lo} \leq \pi_{r,j,t} \leq y_{r,j,t}\pi_{r,j}^{up}, \quad r = 1, \dots, N; j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (7)$$

$$\sum_{j=1}^J y_{r,j,t} = 1, \quad r = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T \quad (8)$$

$$y_{s,k,t}\pi_{s,k}^{lo} \leq \pi_{s,k,t} \leq y_{s,k,t}\pi_{s,k}^{up}, \quad s = 1, \dots, N; k = 1, \dots, K; t = 1, \dots, T \quad (9)$$

$$\sum_{k=1}^K y_{s,k,t} = 1, \quad s = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T \quad (10)$$

donde  $y_{r,j,t}/y_{s,k,t}$  son variables binarias que determinan el segmento del rango de presiones al que pertenece  $\pi_{r,j,t}/\pi_{s,k,t}$ ;  $\pi^{lo}/\pi^{up}$  son los límites de las presiones;  $j/k$  son subíndices asociados a los segmentos de las presiones; y finalmente  $J/K$  son la cantidad total de segmentos.

La potencia del compresor  $c$  ( $H_{c,t}$ ) se estima a través de las ecuaciones (11-12). El rango de operaciones del compresor se divide en  $LG$  segmentos, siendo  $y_{c,lg,t}$  una variable binaria que determina el segmento del nivel de operación.  $H_{c,lg}^{lo}/H_{c,lg}^{up}$  son los límites de potencia del compresor.

$$y_{c,lg,t}H_{c,lg}^{lo} \leq H_{c,lg,t} \leq y_{c,lg,t}H_{c,lg}^{up}, \quad c = 1, \dots, C; lg = 1, \dots, LG; t = 1, \dots, T \quad (11)$$

$$\sum_{lg=1}^{LG} y_{c,lg,t} = 1, \quad c = 1, \dots, C; t = 1, \dots, T \quad (12)$$

El consumo de gas por parte de los compresores se produce en el lado de succión. Por tanto, para un compresor  $c$  instalado entre los nodos  $n$  y  $s$ , si la presión  $\pi_{r,t}$  es menor que  $\pi_{s,t}$ , entonces  $G_{r,c,t}$ , que es una variable binaria que relaciona a  $c$  con el nodo  $r$ , vale 1. Mientras que  $G_{s,c,t}$ , que es una variable binaria que relaciona al compresor  $c$  con el nodo  $s$ , vale 0. Acorde a esto:

$$\pi_{r,t} + (\pi_s^{up} - \pi_r^{lo})G_{r,c,t} \geq \pi_{s,t} \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; c = 1, \dots, C; t = 1, \dots, T \quad (13)$$

$$\pi_{r,t} - (\pi_r^{up} - \pi_s^{lo})G_{s,c,t} \leq \pi_{s,t} \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; c = 1, \dots, C; t = 1, \dots, T \quad (14)$$

$$G_{r,c,t} + G_{s,c,t} = 1 \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; c = 1, \dots, C; t = 1, \dots, T \quad (15)$$

Por último, las restricciones (16) y (17) representan el cálculo de flujo de gas a través de una aproximación lineal. El método consiste en dos restricciones que se activan y desactivan, a través de variables binarias que determinan el punto de operación del sistema acorde a la presión de flujo en el nodo de ingreso y salida de la tubería, el rango de operación del compresor (si existe) y la diferencia de presiones entre los nodos. La constante  $BG$  es un número positivo, lo suficientemente grande. Cuando se encuentran activas las cuatro variables binarias correspondientes, el valor de la variable de flujo de gas  $f_{r,s,t}$  es igual al valor del flujo calculado para la región designada  $f_{r,s,c,j,k,lg}^a$ .

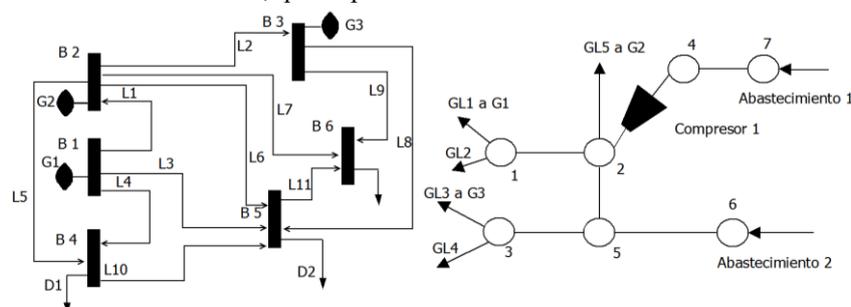
$$f_{r,s,t} + (G_{r,c,t} + y_{r,j,t} + y_{s,k,t} + y_{c,lg,t} - 4)BG \geq f_{r,s,c,j,k,lg}^a \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; c = 1, \dots, C; j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K; lg = 1, \dots, LG; t = 1, \dots, T \quad (16)$$

$$f_{r,s,t} - (G_{r,c,t} + y_{r,j,t} + y_{s,k,t} + y_{c,lg,t} - 4)BG \leq f_{r,s,c,j,k,lg}^a \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; c = 1, \dots, C; j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K; lg = 1, \dots, LG; t = 1, \dots, T \quad (17)$$

### 3. Pruebas Numéricas.

La eficiencia del modelo propuesto se ilustra a través de su aplicación para la resolución de un sistema eléctrico de 6 barras, 3 generadores térmicos y 11 líneas. Este sistema tiene asociado un sistema de

transporte de gas natural compuesto por 7 nodos, 6 tuberías y 1 compresor. Los diagramas unifilares de ambos sistemas se muestran en la **Figura 1**. Los modelos fueron implementados en GAMS con los resolvers CPLEX y Gurobi, requiriendo como criterio de terminación un gap relativo de 0,1; y utilizando una PC Intel i5 750 (2.67 GHz) con 3 GB de RAM. El horizonte de programación es de un día dividido en periodos de tiempo de 1 hora. La reserva rodante se asumió como el 10% de la demanda total de potencia. Se resolvieron tres casos, que se presentan a continuación.



**Fig. 1.** Diagrama unifilar de los sistemas eléctrico y de transporte de gas natural.

### 3.1. Sistema eléctrico de seis barras, sin Restricciones del Sistema de Transporte de Gas

Para el primer caso se considera el sistema eléctrico, sin tener en cuenta el sistema de transporte de gas. Por lo cual se supone que la provisión de gas de los generadores es ilimitada y sin restricciones de transporte. Los parámetros que caracterizan a los generadores, las reactancias de líneas y los consumos de potencia del sistema se encuentran en (Grey y Sekar, 2008). Las capacidades máximas de las 11 líneas utilizadas en los tres casos de prueba son: 160, 100, 60, 100, 160, 100, 30, 20, 50, 15 y 10 [MW].

CPLEX halló una solución óptima con valor objetivo de \$83.863,74 en 0,203 seg. de tiempo de CPU; mientras que Gurobi arribó a una solución con valor objetivo óptimo de \$84.345,47 en 0,115 seg.. La programación de los generadores obtenida con Gurobi es la siguiente: el G1 funciona las 24 horas y produce un total de 4759.38 [MW], el G2 funciona entre las horas 11-22 (horas de pico de consumo) produciendo 229.9 [MW]. El G3 funciona durante las horas 10, 16, 17, 22 y produce solo 70 [MW]. El modelo de este caso está compuesto por 1257 ecuaciones, 289 variables continuas y 72 variables binarias.

### 3.2. Sistema eléctrico de seis Barras, con Transporte de Gas y Demanda Residencial Fija

En segundo lugar se anexaron las restricciones de transporte de gas (6-17), considerando la demanda de gas residencial/comercial invariante durante todo el horizonte de programación.

Toda la información relativa al sistema de transporte de gas natural utilizada en este trabajo (tuberías, nodos, compresor y demandas de gas) se encuentra en (Liu et al., 2009). CPLEX halló una solución óptima con costo de generación de \$93.107,11 en 37,407 seg. de tiempo de CPU; mientras que Gurobi arribó a una solución óptima con costo operativo de \$93.058,91 en 9,751 seg., de tiempo CPU. El incremento en el costo óptimo se debe a la incorporación de las restricciones de transporte de flujos de gas. Es importante notar que si la solución obtenida en el caso anterior es aplicada a este problema, la misma resulta infactible, ya que no se verifican las restricciones del transporte de gas. La programación de los generadores obtenida con Gurobi es la siguiente: G1 genera 4196,82 [MW] en total trabajando durante 24 horas, G2 produce un total de 597,52 [MW] y funciona 17 horas, y G3 produce 264,93 [MW] funcionando durante 15 horas. Los promedios de flujo de gas transportado por cada tubería durante todo el horizonte de programación se detallan a continuación en [kef], según los nodos que conectan: 1-2: 6.722, 2-5: 3.576, 3-5: 2.843, 4-2: 5.493, 4-7: 5.630, 5-6: 6.844. Las cantidades de flujo de gas se expresan en miles de pies cúbicos. El modelo de este caso está compuesto por 51.681 ecuaciones, 4.033 variables continuas y 3.432 variables binarias.

### 3.3. Sistema eléctrico de seis Barras, con Transporte de Gas y Demanda Residencial Variable

Para el último caso, se considera que la demanda residencial/comercial de gas es variable a lo largo del horizonte de programación (Liu et al., 2009). Gurobi obtuvo una solución óptima con costo total de generación de \$94.961,54 con un tiempo de CPU de 29,848 seg.. Sin embargo, al resolver con CPLEX no

se consiguió obtener una solución factible en el tiempo límite establecido de 1.000 seg. El incremento en el costo óptimo obtenido respecto al caso anterior obedece a los consumos variables de gas en los puntos GL2 y GL4. La programación de los generadores obtenida es la siguiente: G1 produce 4056,73 [MW] y trabaja las 24 horas, G2 produce 695,22 [MW] funcionando durante 15 horas, y G3 produce 307,33 [MW] funcionando durante 16 horas. El promedio de flujo de gas en [kcf] en las 6 tuberías conectando los nodos indicados es el siguiente: 1-2: 6.586, 2-5: 2.976, 3-5: 2.697, 4-2: 5.409, 4-7: 5.545, 5-6: 6.158. El modelo en este caso tiene la misma cantidad de ecuaciones y variables que el caso anterior.

#### 4. Conclusiones

En este trabajo se propone un modelo MILP que permite resolver el problema de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad, considerando el sistema eléctrico y el sistema de transporte de gas natural. Se implementaron aproximaciones lineales para las restricciones no lineales que surgen en el modelado matemático del problema. De la comparación de los tres casos de estudios presentados podemos corroborar la importancia de considerar las restricciones de transporte de gas en el sistema eléctrico. La inclusión de estas no sólo provoca un aumento del 10,3% en el costo total, debido a que el sistema opera con una combinación de generadores más costosos para satisfacer estas restricciones de transporte de gas, sino que cuando se aplicó la solución del problema SCUC sin las restricciones del transporte de gas, en el sistema que las contemplaba, la misma resultó infactible. Así, no sería posible abastecer a las unidades generadoras del combustible necesario para los niveles de generación obtenidos.

Por otra parte, de los dos resolvers implementados, Gurobi mostró una mejor performance, concluyendo con tiempos 1,77 y 3,84 veces más rápidos que CPLEX para los dos primeros casos y con costos operativos óptimos similares. Mientras que en el tercer caso, CPLEX no consiguió hallar una solución factible en el tiempo límite fijado.

#### Reconocimientos

Los autores agradecen el apoyo financiero otorgado por CONICET y MINCYT, bajo los proyectos PIP 11220130100606 y PICT N° 3458.

#### Referencias

- Alvarez, G., Marcovecchio, M., Aguirre, P., (2016) a. Unit Commitment Scheduling Including Transmission Constraints: a MILP Formulation, *Comp. Aided Chem. Eng.* Elsevier, pp. 2157–2162.
- Alvarez, G., Marcovecchio, M., Aguirre, P., (2016) b. Evaluación de Modelos AC y DC para Problemas de Asignación de Unidades Generadoras Incorporando Restricciones de Transmisión en Sistemas Eléctricos: Formulaciones MILP y MINLP, *Simposio de Informática Industrial*, 45 JAIIO, Bs As. pp. 192–205.
- Badakhshan, S., Kazemi, M., Ehsan, M., (2015). Security constrained unit commitment with flexibility in natural gas transmission delivery. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 27, 632–640.
- BP Statistical Review of World Energy. 65th edition. June 2016, (2016).
- Coelho, P.M., Pinho, C., (2007). Considerations about equations for steady state flow in natural gas pipelines. *J. Brazilian Soc. Mech. Sci. Eng.* 29, 262–273.
- Comisión Nacional de Energía Atómica, (2017). Síntesis del MEM de la República Argentina Enero.
- Grey, A., Sekar, A., 2008. Unified solution of security-constrained unit commitment problem using a linear programming methodology. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2, 856–867.
- Liu, C., Shahidehpour, M., Fu, Y., Li, Z., (2009). Security-Constrained Unit Commitment With Natural Gas Transmission Constraints. *IEEE Trans. POWER Syst.* 24, 1523–1536.
- Marcovecchio, M.G., Novais, A.Q., Grossmann, I.E., (2014). Deterministic optimization of the thermal Unit Commitment problem: A Branch and Cut search. *Comput. Chem. Eng.* 67, 53–68.
- Padhy, N.P., 2004. Unit Commitment — A Bibliographical Survey. *IEEE Trans. POWER Syst.* 19, no. 2, pp. 1196–1205
- Ríos-Mercado, R.Z., Borraz-Sánchez, C., (2015). Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review. *Appl. Energy* 147, 536–555.
- Shao, C., Wang, X., Shahidehpour, M., Wang, X., Wang, B., (2017). An MILP-based Optimal Power Flow in Multi-Carrier Energy Systems. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 8, 239–248.
- Van Den Bergh, K., Delarue, E., D'haeseleer, W., (2014). DC power flow in unit commitment models. *TME Work. Pap. Environ. Tech. Rep.*