

Artículo Original

Programación Lineal aplicada al despacho de carga en Paraguay¹ Linear Programming applied to load dispatch in Paraguay

*Barboza, O¹; Mendoza, J²; Fariña, R¹

¹Universidad del Cono Sur de las Américas. Asunción, Paraguay

²Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. Valparaíso, Chile

RESUMEN

En este trabajo se ha descrito el ecuacionamiento de un problema de optimización planteado mediante Programación Lineal Entera Mixta, para el despacho de carga de las centrales de generación de energía eléctrica que abastecen a todo el Sistema Interconectado Nacional del Paraguay. La implementación y solución del problema han sido realizadas mediante la herramienta *Optimization Toolbox*[®] de *MatLab*[®]. A efectos de verificar el comportamiento satisfactorio del algoritmo de optimización, se han presentado instancias del mismo. Se ha verificado el despacho coherente del algoritmo comprobando que las cargas son asignadas prioritariamente a las fuentes y modalidades de abastecimiento de menor costo. La Programación Lineal Entera Mixta se manifestó como una eficaz herramienta para capturar las particularidades de las diversas modalidades de suministro de las centrales de generación, principalmente en lo referente a los aspectos contractuales del suministro ITAIPU-ANDE, que incluye costos fijos y variables.

Palabras clave: Despacho de carga; optimización; programación lineal entera mixta; sistemas de potencia.

ABSTRACT

This work has described the equation of an optimization problem posed by Mixed Integer Linear Programming, for the loading dispatch of power generation plants that supply the entire National Interconnected System of Paraguay. The implementation and solution of the problem has been carried out using the *Optimization Toolbox*[®] tool of *MatLab*[®]. In order to verify the satisfactory behavior of the optimization algorithm, instances have been submitted. Consistent dispatch of the algorithm has been verified by proving that loads are primarily assigned to lower-cost sources and sourcing modalities. Mixed Integer Linear Programming was manifested as an effective tool to capture the particularities of the various modes of supply of generation plants, mainly with regard to the contractual aspects of supply ITAIPU-ANDE, which includes fixed and variable costs.

Keywords: Load Dispatch; optimization; mixed integer linear programming; power systems.

¹ Investigación realizada en el marco del Proyecto 14-INV-273 "Automatización de contratación horaria de potencia eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional". Este proyecto es cofinanciado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología - CONACYT con recursos del FEEL.

***Autor Correspondiente Oscar Barboza.** Universidad del Cono Sur de las Américas. Asunción, Paraguay. Email: oscarbarbgim@hotmail.com
Fecha de recepción: 18/07/2019. Fecha de aceptación: 02/09/2019



INTRODUCCIÓN

El abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de todas las cargas conectadas a la red de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) debe ser realizado de manera confiable y eficiente a partir de las fuentes de generación que suministran energía eléctrica al sistema. Dichas fuentes son las centrales hidroeléctricas de ITAIPU (CH-IPU); YACYRETA (CH-YAC) y ACARAY (CH-ACY). Estas centrales cubrieron en un 78%; 17% y 5%, respectivamente, el pico histórico de demanda de energía eléctrica en Paraguay (3.226 [MW]), alcanzado en el año 2018 (ANDE, 2019).

La energía eléctrica puede ser vista como un producto con la particularidad de que debe producirse en el mismo instante en que es requerido. De esta manera, se necesita un pronóstico preciso de la demanda e informaciones actualizadas de las capacidades y restricciones físicas del sistema, así como la consideración de aspectos contractuales y económicos asociados al suministro de energía de las centrales generadoras a la ANDE.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el Sistema Eléctrico de Potencia destinado al abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de consumo interno del país, mientras que el Sistema Interconectado (SI) es el correspondiente sistema destinado al abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de consumo tanto interno como de las interconexiones destinadas a exportaciones de energía eléctrica. La operación del SIN y del SI tiene como propósito optimizar la confiabilidad del servicio y el desempeño técnico-económico integrado de los sistemas eléctricos de generación, transmisión y transformación de energía eléctrica de la ANDE, de las interconexiones y suministros especiales, así como dar cumplimiento a los acuerdos contractuales de intercambio de energía con las distintas empresas interconectadas.

En este contexto, la ANDE realiza la programación energética diaria (despacho) determinada para el efecto la previsión de demanda energética del SI (curva de carga/demanda del SI). A partir de la curva de demanda y considerando aspectos técnico-económicos, se confecciona el Programa de Suministro Diario de ITAIPU y YACYRETA a la ANDE, además de la programación operativa de la CH-ACY (BARBOZA, 2019).

En este artículo son presentados parte de los resultados finales del proyecto de investigación 14-INV-273 "Automatización de contratación horaria de potencia eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional", cuyo objetivo principal ha consistido en desarrollar una metodología que permita realizar la programación operativa de corto plazo, prediciendo la demanda horaria de potencia eléctrica en el SIN, considerando las restricciones operativas, económicas y contractuales para el despacho de potencia, de manera a reducir los costos de compra de potencia y energía de la ANDE.

Para la predicción de la curva de carga se han empleado Redes Neuronales Artificiales (RNA), como indicado en (FARIÑA, 2019), mientras que para el despacho propiamente dicho (asignación del suministro individual de cada central de generación para la cobertura de la demanda de cada hora del día), se ha formulado un problema de optimización utilizando Programación Lineal Entera Mixta (PLEM). En este artículo son enfocadas la formulación, implementación y verificación del problema de PLEM.

MATERIALES Y MÉTODOS

El pronóstico de la curva de carga (STLF, *Short Term Load Forecast*), que es un insumo fundamental para el problema de optimización, ha sido obtenido a través de RNA diseñadas e implementadas a partir de series de datos de

consumo de energía eléctrica y de variables climatológicas del periodo comprendido entre el 01/01/2011 y 31/12/2014. Se han empleado 24 (veinticuatro) RNA operando en paralelo (una para cada hora del día) y la implementación se ha llevado a cabo mediante la herramienta *Neural Network Toolbox*[®], de *MatLab*[®].

Por su parte, como señalado más arriba, para el despacho se ha empleado PLEM. Las técnicas de optimización se utilizan para encontrar un conjunto de parámetros de diseño, $x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, que de alguna manera puede definirse como óptimo, mediante la minimización o maximización de una función objetivo, $f(x)$, que puede estar sujeta a restricciones en forma de igualdad, $G_i(x) = 0$ ($i = 1, \dots, m_e$); desigualdad, $G_i(x) \leq 0$ ($i = m_e + 1, \dots, m$); y/o valores límites de parámetros (inferiores y superiores), x_l, x_u . Una descripción general del problema se indica como:

$$\min f(x) \tag{1}$$

sujeito a (st):

$$G_i(x) = 0 \quad i=1, \dots, m_e, \tag{2}$$

$$G_i(x) \leq 0 \quad i=m_e+1, \dots, m, \tag{3}$$

donde x es el vector de longitud n parámetros de diseño, $f(x)$ es la función objetivo evaluada en x , determinando un valor escalar, y la función vectorial $G(x)$ es un vector de longitud m que contiene las limitaciones de igualdad y desigualdad (*MathWorks*, 2015).

Cuando tanto la función objetivo como las restricciones están expresadas mediante funciones lineales, se tiene un problema de optimización formulado mediante Programación Lineal. Además, si algunas variables pueden adquirir solamente valores enteros, mientras que otras variables pueden tomar valores enteros y decimales, se habla de PLEM.

La implementación y solución del problema de optimización planteado han sido realizadas mediante la herramienta *Optimization Toolbox*[®] de *MatLab*[®]. A continuación se describe detalladamente el ecuacionamiento del problema.

a) Función Objetivo (FO)

FO: *Min z*; costos diarios de contratación de potencia y compra de energía [USD]:

$$z = \frac{22600}{\text{diasmes}} \times PC + \sum_{i=1}^{24} [c_2 P_{2i} + c_3 P_{3i} + c_1 (\text{SupGar}_i + \text{Exc}_i) + \left(c_4 + \frac{22600}{24 \times \text{diasmes}} \right) P_{hi}] \tag{4}$$

donde:

PC: Potencia Contratada de ITAIPU (mensual); **P_{it}**: Potencia despachada (intercambiada con ANDE) por la central "i" en la hora "t"; **SupGar_t**: Potencia Superior a la Garantizada despachada por ITAIPU en la hora "t"; **Exc_t**: Potencia Excedente despachada por ITAIPU en la hora "t"; **P_{ht}**: Potencia de Cesión despachada por ITAIPU en la hora "t"; **c_i**: Costo de la Energía de la central "i".

Se ha optado por una función de costos diarios como **FO** debido a que el principal insumo del problema es la curva de carga diaria, determinada mediante RNA. Así, en función al contrato de suministro ANDE-ITAIPU, ANDE abona mensualmente en concepto de Potencia Contratada, un valor igual al producto de 22600 [USD/MW-mes] veces la **PC** [MW-mes], independientemente al uso de esta potencia (dicho valor se ha mantenido durante los años del estudio). Al dividir el producto mencionado por la cantidad de días del mes (**diasmes**) se tiene el costo diario de la Potencia Contratada.

Asociada a la **PC** (mensualmente) se encuentra la "Energía Garantizada", que corresponde al uso de la **PC** con un Factor de Carga (**fc**, en torno a 71%), cuya determinación considera la configuración del parque generador, los programas de mantenimiento, la capacidad de intercambio entre los sistemas, las restricciones de transmisión, el costo de déficit, etc. El costo de la Potencia Contratada, implica el derecho de consumir mensualmente la Energía Garantizada (hasta 71% de la **PC**). La energía generada por la parcela de potencia comprendida entre **fc** y el 100% de la **PC** (**SupGar_t**), se llama "Energía Superior a la Garantizada".

Cuando ocasionalmente aumenta la potencia de las unidades generadoras por encima de la Potencia Contratada debido a condiciones operativas favorables, se produce la disponibilidad de "Potencia Excedente" (**Exc_t**). El costo de la energía asociada a esta Potencia Excedente (por encima del 100% de la PC), así como el costo de la Energía Superior a la Garantizada (**c₁**), es bien menor al costo de la Energía Garantizada, ya que exige el pago por éstas de lo necesario para cubrir solamente los montos relativos a los royalties y resarcimientos, que para esta parcela de energía no fueron considerados en la composición del Costo del Servicio de Electricidad de ITAIPU.

En los casos en que no se dispone de Potencia Excedente, o que la misma es insuficiente para cubrir el intercambio ANDE-ITAIPU, se entra en la figura de "Cesión de Potencia" (**Ph_t**), que tiene un costo ligeramente superior al de la Potencia Contratada, ya que incluye el pago de royalties y resarcimientos correspondientes a la energía asociada a la Cesión de Potencia. Sin embargo, si la Cesión supera el valor de **PC** por más de tres veces en un solo día, se considera que en las 24 horas de ese día se produjo Cesión, con el valor máximo de intercambio registrado.

b) Restricciones (st):

r1) No sobrepasar capacidades de generación (**Gmax**).

$$P_{it} \leq G \max_{it} \quad \forall i,t \quad (5)$$

Ninguna central hidroeléctrica puede operar en sobrecarga en condiciones normales.

r2) Ajustarse a requerimientos de Intercambios máximos (**Imax**) y mínimos (**Imin**).

$$P_{it} \leq I \max_{it} \quad \forall i,t \quad (6)$$

$$P_{it} \geq I \min_{it} \quad \forall i,t \quad (7)$$

Los intercambios máximos están determinados por las capacidades nominales de los elementos del SIN (transformadores y líneas de transmisión) que vinculan las centrales de generación con la red de la ANDE.

Los intercambios mínimos se deben a diversas razones técnico-económicas. En el caso de la CH-IPU, se ha limitado al valor de la potencia correspondiente a la Energía Garantizada, por razones económicas, mientras que para la CH-ACY, se debe a la asignación de reserva de potencia rotante en la red de ANDE, que opera de manera interconectada con el sector de 50 [Hz] de ITAIPU y el sistema de corriente continua de FURNAS.

La CH-YAC debe abastecer cargas que, debido a la topología radial de la red de ANDE, no pueden ser alimentadas por la CH-IPU. El conjunto de cargas

usualmente abastecidas por la CH-YAC se denomina Subsistema 2 (SS2) y opera de manera aislada (eléctricamente) de la CH-IPU y de la CH-ACY, que alimentan de manera interconectada el conjunto de cargas denominado Subsistema 1 (SS1).

r3) No sobrepasar capacidades de transmisión.

$$P_{1t} + P_{3t} \leq CapSS1_t \quad \forall t \quad (8)$$

$$P_{2t} \leq CapSS2_t \quad \forall t \quad (9)$$

Como descrito en la restricción precedente, existen grupos de cargas abastecidos por la CH-YAC y por el conjunto CH-IPU, CH-ACY (operando de forma interconectada). Esta restricción impide el despacho de potencias superiores a las capacidades de los respectivos subsistemas eléctricos (**CAPSS1** y **CAPSS2**) que abastecen cada una de las centrales.

r4) Satisfacer Ecuaciones de conservación.

- Abastecimiento de demanda.

$$\sum_{i=1}^3 P_{it} = dem_t + ven_t \quad \forall t \quad (10)$$

La suma de las potencias intercambiadas entre ANDE y las centrales en cualquier hora, debe ser igual a la suma de la demanda del SIN (**dem**, que incluye las pérdidas en la red) y las ventas de energía mediante interconexiones (**ven**), en la misma hora.

- Contrato ITAIPU.

$$P_{1t} = fcPC + SupGar_t + Excd_t + Ph_t \quad \forall t \quad (11)$$

$$SupGar_t \leq (1 - fc)PC \times Y1_t \quad \forall t \quad (12)$$

$$Excd_t \leq PotExc_t \times Y2_t \quad \forall t \quad (13)$$

$$Ph_t \leq (G \max IPU_t - PC - PotExc_t) \times Y3_t \quad \forall t \quad (14)$$

$$Y2_t \leq Y1_t \quad \forall t \quad (15)$$

$$Y3_t \leq Y2_t \quad \forall t \quad (16)$$

La ecuación (11) indica que el intercambio de potencia con ITAIPU no puede ser superior a la suma de la Potencia asociada a la Energía Garantizada, la Potencia Superior a la Garantizada, la Potencia Excedente y la potencia de Cesión.

Las ecuaciones (12) a (16) limitan los valores de la Potencia Superior a la Garantizada (en función a la Potencia Contratada), la Potencia Excedente (en función a la disponibilidad de Potencia Excedente **PotExc_t**) y la Cesión de

Potencia. Al mismo tiempo, mediante las variables enteras binarias $Y1_t$, $Y2_t$ e $Y3_t$, determinan la secuencia de utilización de dichas potencias.

r5) Restricción operativa.

$$\sum_{t=1}^{24} Y3_t \leq 3 \quad \forall t \quad (17)$$

Esta restricción evita la operación en modalidad de Cesión por más de tres horas al día, como señalado más arriba, a efectos de lograr un despacho económico. Si no es posible satisfacer el problema de optimización con los parámetros suministrados, el algoritmo elimina esta restricción y modifica la ecuación (4), de manera a contemplar las penalidades asociadas a la Cesión de Potencia.

r6) Satisfacer condiciones de no negatividad y tipo de variable.

Esta restricción establece el dominio de las diversas variables del problema, es decir, los valores que pueden adoptar las mismas.

RESULTADOS

A efectos de verificar el comportamiento satisfactorio del algoritmo de optimización, a continuación se ejemplifican cuatro instancias del mismo. Los datos son resumidos en la Tabla 1. Por su parte, la Tabla 2 muestra los resultados de la optimización.

Las fuentes y modalidades de suministro son citados en orden descendiente de costos: CH-YAC; CH-ACY; Superior a la Garantizada y Excedente en CH-IPU. Se resalta que el valor de la Energía Garantizada no se considera debido a que su consumo está definido por la Potencia Contratada Mensual, que es un parámetro del problema.

En dicha Tabla 1, los $700 + 25 = 725$ [MW] de $t = 1$, deben abastecerse de la siguiente manera, y en el orden especificado:

Potencia Garantizada: 497 [MW], satisfaciendo IminIPU.

Aquí se podría usar Potencia Superior a la Garantizada para satisfacer los 700 MW, de tal modo a no superar PC de 700 [MW] ($497+203$), sin embargo:

Potencia ACY = 45 [MW] (intercambio mínimo);

Potencia YAC = 160 [MW] (intercambio mínimo);

Quedan $725 - 497 - 160 - 45 = 23$ [MW];

De esta manera, Potencia Superior a la Garantizada = 23 [MW].

Nótese que en este caso no fueron utilizadas potencia excedente ni potencia de Cesión.

Los $900 + 25 = 925$ [MW] de $t = 2$ deben abastecerse de la siguiente manera, y en el orden especificado:

Potencia Garantizada: 497 [MW], satisfaciendo IminIPU;

Potencia Superior a la Garantizada: 203 [MW], ($203 + 497 = 700 = PC$), valor máximo de esta parcela;

Quedan $925 - 497 - 203 = 225$ [MW];

Debiendo satisfacerse los intercambios mínimos:

Potencia ACY = 45 [MW];

Potencia YAC = 160 [MW];

Quedan $225 - 160 - 45 = 20$ [MW];

Que son abastecidos con potencia excedente.

Nótese que en este caso no fue utilizada potencia de Cesión.

Tabla 1: Instancias de PLEM

Parámetros	Periodo (hora)			
	t=1	t=2	t=3	t=4
GmaxIPU	6068	6068	6068	6068
PotExc	100	100	100	100
GmaxYAC	1240	1240	1240	1240
GmaxACY	210	210	210	210
ImaxIPU	1300	1300	1300	1300
ImaxYAC	450	450	450	450
ImaxACY	210	210	210	210
IminIPU	497	497	497	497
IminYAC	160	160	160	160
IminACY	45	45	45	45
CapSS1	2200	2200	2200	2200
CapSS2	600	600	600	600
dem	700	900	1000	1935
Ventas	25	25	25	25
PC	700	700	700	700
diasmes	30	30	30	30

Tabla 2: Resultados de optimización de instancias

Variables	Periodo (hora)			
	t=1	t=2	t=3	t=4
SupGar	23	203	203	203
Excd	0	20	100	100
Ph	0	0	0	500
P1 (IPU)	520	720	800	1300
P2 (YAC)	160	160	160	450
P3 (ACY)	45	45	65	210
Y1	1	1	1	1
Y2	0	1	1	1
Y3	0	0	0	1

Los $1000 + 25 = 1025$ [MW] de $t = 3$ deben abastecerse de la siguiente manera, y en el orden especificado:

Potencia Garantizada: 497 [MW], satisfaciendo IminIPU;

Potencia Superior a la Garantizada: 203 [MW], ($203 + 497 = 700 = PC$), valor máximo de esta parcela;

Potencia Excedente: 100 [MW];

Quedan $1025 - 800 = 225$ MW, que se abaste como sigue:

Debiendo satisfacerse los intercambios mínimos:

Potencia YAC= 160 [MW];

Quedan $225 - 160 = 65$ [MW], que se abastece como sigue:

Potencia ACY= 65 [MW];

Nótese que en este caso tampoco fue utilizada potencia de Cesión.

Estos tres horarios muestran que el modelo se comporta adecuadamente, asignando los despachos según la prioridad establecida por costos más bajos y respetando las restricciones establecidas.

Los $1935 + 25 = 1960$ [MW] de $t = 4$ constituyen la máxima carga del sistema ($1300 + 450 + 210$), determinado por los intercambios máximos bajo los parámetros de este ejemplo, cualquier [MW] adicional de demanda hace que el sistema no tenga solución.

El algoritmo de optimización se comporta de acuerdo a lo esperado, las variables enteras acompañan este comportamiento.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha mostrado el planteamiento de un problema de optimización, mediante PLEM, para el despacho de potencia de las centrales hidroeléctricas que abastecen de energía a todo el Sistema Interconectado Nacional del Paraguay.

Se ha descrito detalladamente el ecuacionamiento del problema, indicando la función objetivo, las restricciones, los parámetros y las variables de decisión.

La PLEM se manifestó como una eficaz herramienta para capturar las particularidades de las diversas modalidades de suministro de las centrales de generación, principalmente en lo referente a los aspectos contractuales del suministro ITAIPU-ANDE, que incluye costos fijos y variables.

La implementación y solución del problema de optimización planteado han sido realizadas mediante la herramienta *Optimization Toolbox® de MatLab®*. Se ha verificado el despacho coherente del algoritmo de PLEM, mediante el uso de instancias individuales, comprobando que los despachos son asignados prioritariamente a las fuentes y modalidades de abastecimiento de menor costo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Administración Nacional de Electricidad (ANDE). (2019). Memoria Anual 2018. Paraguay, ANDE.
- Barboza, O.; Mendoza, J. y Fariña, R. (2019). Automatización de contratación horaria de potencia eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Paraguay, Imprenta El Progreso.
- Fariña, R.; Barboza, O.; Mendoza, J. (2019). Automatización de contratación horaria de potencia eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Panamá, IESTEC 2019.
- MathWorks. (2015). Documentación de MatLab. Disponible en <https://la.mathworks.com/help/>.
- Soares, L.J.; Medeiros, M.C. (2008) Modeling and forecasting short-term electricity load: a comparison of methods with a application to Brazilian data. Proceedings. 24:630-644.
- Taylor, J.W.; McSharry, P.E. (2008) Short-term load forecasting methods: an evaluation based on european data. IEEE Transactions on Power Systems. 22:2213-2216.