

GIẢI BÀI TOÁN PHỐI HỢP CÁC TỔ MÁY PHÁT ĐIỆN ĐA NHIÊN LIỆU SỬ DỤNG LÝ THUYẾT NHÂN TỬ LAGRANGE

SOLVING THE PROBLEM OF ELECTRIC GENERATOR UNITS COMBINATION WITH MULTIPLE FUEL OPTION USING LAGRANGE MULTIPLIER THEORY

¹Lê Chí Kiên, ¹Nguyễn Thùy Linh, ²Nguyễn Minh Đức Cường

⁽¹⁾Trường Đại Học Sư Phạm Kỹ Thuật TP.HCM,

⁽²⁾Trường Cao đẳng Kỹ Thuật Lý Tự Trọng

TÓM TẮT

Bài báo trình bày một phương pháp hiệu quả giải bài toán điều độ công suất kinh tế cho các tổ máy phát điện sử dụng đa nhiên liệu. Trước đây, mỗi tổ máy chỉ sử dụng một loại nhiên liệu duy nhất, hàm chi phí nhiên liệu chỉ là một hàm bậc hai, việc giải bài toán này không quá phức tạp. Tuy nhiên, ngày nay các tổ máy có thể sử dụng nhiều loại nhiên liệu để phát điện, hàm chi phí là nhiều hàm bậc hai, công việc xác định công suất phát và loại nhiên liệu sử dụng để đốt lò trở nên phức tạp hơn. Từ đó, dựa trên lý thuyết cơ sở tìm cực trị của phương pháp Lagrange kết hợp với thuật toán lập, một phương pháp mới đã được xây dựng trong nghiên cứu này. Kết quả mô phỏng cho hệ thống gồm 10 tổ máy được so sánh với các nghiên cứu khác cho thấy đây là một phương pháp mới, hiệu quả có thể áp dụng giải cho bài toán cực tiểu chi phí phát điện các tổ máy sử dụng đa nhiên liệu.

ABSTRACT

This paper presents an approach to solve the unit commitment problem with multiple fuel options. Traditionally, each generating unit used to each fuel options with a segmented piece-wise quadratic functions, so that it is not difficult to solve them. However, it is more realistic to represent the fuel cost function for each fossil fired plants as a segmented piece-wise quadratic functions. Those units are faced with the difficulty of determining which is the most economical fuel to burn. Therefore, this paper presents an approach to solve the unit commitment problem with multiple fuel options. An advantage of the method is to formulate Lagrange mathematical function easily based on the Lagrange multiplier theory. The simulation result for 10 generator system are compared with others methods to show that the approach is a new method and an effective method to solve miningzing generator cost problem of generating units with multiple fuel option.

I. GIỚI THIỆU

Trước đây, mỗi tổ máy chỉ sử dụng một loại nhiên liệu để đốt, điều này có nghĩa mỗi tổ máy chỉ có một hàm chi phí bậc hai duy nhất. Tuy nhiên, ngày nay mỗi tổ máy có thể sử dụng nhiều loại nhiên liệu, và mỗi nhiên liệu được dùng sẽ

tương ứng với mức công suất phát ra. Do đó, mỗi tổ máy được biểu diễn xấp xỉ thành nhiều hàm bậc hai tương ứng với các giới hạn công suất và nhiên liệu khác nhau. Khó khăn cho vận hành các tổ máy này là làm như thế nào để xác định được nguồn nhiên liệu để đốt mang lại hiệu

quả kinh tế nhất. Những nghiên cứu về bài toán phối hợp tối ưu tổ máy phát đã được thực hiện nhiều với những dự kiện bài toán khác nhau với đa dạng phương pháp như giải thuật MPSO [1], mạng neural Hopfield (Hopfield neural network _HNN) [2], mạng neural nhân tạo Lagrangian [3], PAA (partition approach algorithm) [4], lập trình tiến hóa (EP-Evolution programming) [5], DE (differential evolution) [6], giải thuật SDE cải tiến [7] và các phương pháp khác.

Các phương pháp được sử dụng ở trên được phân tích kỹ nhằm tìm ra những thuận lợi và khó khăn khi áp dụng. Phương pháp ở [1] giữ nguyên giả thiết các hàm chi phí bậc hai theo từng đoạn và giải bài toán. Dò tìm phân cấp dựa vào phương pháp số là phương pháp được sử dụng ở [1] để giải bài toán. Tuy nhiên, việc giải bài toán bằng phương pháp số sẽ rất khó khăn trong những hệ thống lớn. Ứng dụng mạng neural Hopfield (Hopfield neural network _HNN) ở [2] với ưu điểm là đơn giản thì lại gặp những khó khăn trong xử lý một số ràng buộc bất đẳng thức, và những bài toán lớn với nhiều ràng buộc bởi bất đẳng thức. Ngoài ra, sự hội tụ của HNN cũng phụ thuộc vào sự lựa chọn các hệ số phạt cho các ràng buộc. Trong mạng neuron Lagrange tăng cường (Enhanced Lagrangian Artificial Neural Network ELANN) [3], các nhân tử Lagrange được cải thiện nhằm đảm bảo tính hội tụ và cho các kết quả tối ưu, và việc xúc tác cũng được sử dụng để đạt được sự hội tụ nhanh. Tuy nhiên, cả hai phương pháp ở [2] và [3] đều có số vòng lặp lớn, thời gian dài để cho kết quả tối ưu cuối cùng. Với cơ chế dò tìm song song, phương pháp EP [5] có xác suất cao để tìm các lời giải tối ưu. Đối với những bài toán quá phức tạp thì kết quả chỉ gần tối ưu. Phương pháp ở [6], [7] được xem là công cụ giải bài toán có ràng buộc phức tạp hơn. Hai phương pháp này được ứng dụng cho hàm chi phí có xét đến hiệu ứng xả van, đây là điều kiện khó mà các phương pháp khác khó thực hiện.

Một phương pháp mới, phương pháp AHNN [8] là sự cải tiến phương pháp ở 3 bằng việc điều chỉnh độ dốc và độ lệch các neural suốt quá trình thực hiện nhằm đạt kết quả nhanh hơn.

Từ đó, bài báo đề xuất một phương pháp hiệu quả, chỉ với một hàm toán học Lagrange duy nhất được thành lập, không cần sử dụng tổ hợp cho nhiều hàm và mất thời gian so sánh. Tính hiệu quả của phương pháp được kiểm chứng thông qua kết quả so sánh với các phương pháp khác.

II. PHƯƠNG PHÁP TIẾP CẬN

1. Kí hiệu toán học

Để thành lập bài toán, các kí hiệu toán học được giới thiệu như sau:

$F(P_{jk})$: Chi phí nhiên liệu ứng với công suất phát tổ máy thứ j nhiên liệu thứ k , (Rs/h).

P_{jk} : Công suất tổ máy thứ j với nhiên liệu thứ k
 j : Tổ máy thứ j , $j = 1, 2, \dots, M$.

I : Số bậc phụ tải trong ngày (tức là số khoảng thời gian trong ngày),

T_i : Thời gian của khoảng thời gian thứ i , (giờ).

N : Số tổ máy tham gia hệ thống

M : Số nhiên liệu của mỗi tổ máy

a_{jk}, b_{jk}, c_{jk} : Các hệ số hàm chi phí của tổ máy thứ j nhiên liệu thứ k .

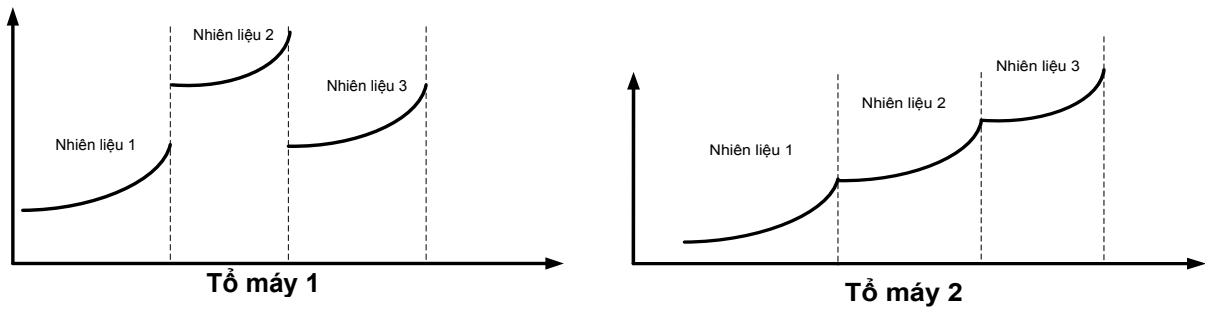
P_{Di} : Công suất tải ở giờ thứ i , (MW).

$P_{jk}^{\min}, P_{jk}^{\max}$: Giới hạn công suất phát nhỏ nhất, lớn nhất của tổ máy thứ j tại nhiên liệu thứ k (MW).

λ_j : Nhân tử Lagrange tương ứng với suất tăng tương đối tiêu hao nhiên liệu.

2. Sắp Xếp Hàm Chi Phí Và Công Suất

Mỗi tổ máy với nhiều loại nhiên liệu, cùng một loại nhiên liệu nhưng giới hạn công suất trong các tổ máy không như nhau. Điều này được giải thích như hình vẽ bên dưới:



Hình 1. Hàm chi phí tương ứng với mỗi nhiên liệu của 2 tổ máy.

Các nhiên liệu 1, 2, 3 ở hai tổ máy là như nhau. Tuy nhiên, với tổ máy 2, nhiên liệu 2 là nhiên liệu có chi phí lớn thứ hai tương ứng với dải công suất phát lớn thứ hai (tức $F(P_{21}) < F(P_{22}) < F(P_{21})$ và $P_2^{\max} < P_2^{\max} < P_3^{\max}$) trong khi đó nhiên liệu 2 không là nhiên liệu có hàm chi phí lớn nhất và công suất lớn nhất đối với tổ máy 1 (tức là $F(P_{11}) < F(P_{13}) < F(P_{12})$ và $P_1^{\max} < P_3^{\max} < P_2^{\max}$). Cần sắp xếp lại tổ máy 1 theo thứ tự nhiên liệu 1, nhiên liệu 3 và nhiên liệu 2 để có dạng đồ thị như tổ máy thứ 2.

3. Thành lập bài toán

Xét một hệ thống điện gồm N tổ máy phát điện với nhu cầu công suất tải P_D (MW). Mục tiêu là làm thế nào để tổng chi phí phát điện của các tổ máy là nhỏ nhất mà vẫn đảm bảo điều kiện ràng buộc cân bằng công suất và các ràng buộc khác. Vì vậy, bài toán phân bố tối ưu được thành lập với hàm mục tiêu sau:

$$F = \sum_{j=1, k=1}^{N, M} F_{jk}(P_{jk}) \Rightarrow \text{Min} \quad (1)$$

Với F_{jk} là hàm chi phí của các tổ máy ứng với từng đoạn nhiên liệu

$$F_k(P_k) = \begin{cases} a_{j1}P_{j1}^2 + b_{j1}P_{j1} + c_{j1}, & P_j^{\min} \leq P_j \leq P_{j1} \\ \vdots \\ a_k P_k^2 + b_k P_k + c_k, & P_{k-1} \leq P_k \leq P_k^{\max} \end{cases} \quad (2)$$

Các điều kiện ràng buộc sau:

1. Điều kiện ràng buộc cân bằng công suất:

$$\sum_{j=1}^N P_{jk} - P_D = 0 \quad (3)$$

2. Điều kiện ràng buộc công suất phát cho từng tổ máy:

$$P_j^{\min} \leq P_j \leq P_j^{\max} \quad (4)$$

3. Điều kiện ràng buộc công suất phát của từng tổ máy ứng với từng đoạn nhiên liệu:

$$P_{jk}^{\min} \leq P_{jk} \leq P_{jk}^{\max} \quad \text{với nhiên liệu thứ } k. \quad (5)$$

III. PHƯƠNG PHÁP GIẢI

Hàm Lagrange được thành lập dựa vào hàm mục tiêu (1) và hàm ràng buộc cân bằng công suất (3). Hàm Lagrange như sau:

$$L = \sum_{j=1, k=1}^{N, M} F_{jk}(P_{jk}) - \lambda \left(\sum_{j=1, k=1}^{N, M} P_{jk} - P_D \right) \quad (6)$$

Đạo hàm hàm Lagrange ta thu được phương trình dưới:

$$\frac{\partial L}{\partial P_k} = \frac{\partial F_k(P_k)}{\partial P_k} - \lambda = 0 \quad (7)$$

Từ phương trình (7) ta thu được phương trình sau:

$$2a_{jk}P_{jk} + b_{jk} = \lambda \quad (8)$$

Tính công suất cho từng tổ máy theo công thức (8):

$$P_{jk} = \frac{\lambda - b_{jk}}{2a_{jk}} \quad (9)$$

Ta có thể giải phương trình (9) với một giá trị λ biết trước bằng phương pháp lặp. Chương trình sẽ dừng lại khi công suất phát sai số nhỏ hơn sai số cho phép ε .

Kết quả hội tụ được thực hiện theo tính toán vòng lặp gồm các bước như sau:

Bước 1: Nhập số liệu: Số tổ máy (n), công suất tải yêu cầu (P_D), tổng số nhiên liệu tham gia vận hành (m), sai số công suất cho phép (ε), các hệ số hàm chi phí của các tổ máy thứ j ứng với nhiên liệu thứ k (a_{jk} , b_{jk} , c_{jk}), giới hạn công suất phát của các tổ máy thứ j ứng nhiên liệu k (P_{jk}^{\min} , P_{jk}^{\max}).

Bước 2: Sắp xếp hàm chi phí, công suất các tổ máy theo thứ tự tăng dần theo mục 2.2.

Bước 3: Cho $k=1$, khởi động tất cả các tổ máy với nhiên liệu đầu tiên $k=1$.

Bước 4: Nhập giá trị lamda ban đầu.

Bước 5: Tính công suất cho tất cả các tổ máy P_{jk} theo công thức (9).

Bước 6: Kiểm tra điều kiện ràng buộc công suất cho từng tổ máy.

Nếu $P_{jk} < P_{j1}^{\min}$ hoặc $P_{jk} > P_{jm}^{\max}$ đúng thì qua bước 7. Ngược lại, nếu sai thì qua bước 8.

Bước 7: Hiệu Chỉnh Lần 1: Gán các giá trị công suất.

Nếu $P_{jk} < P_{j1}^{\min}$ gán: $P_{jk} = P_{j1}^{\min}$

Nếu $P_{jk} > P_{jm}^{\max}$ gán: $P_{jk} = P_{jm}^{\max}$

Bước 8: Kiểm tra điều kiện ràng buộc công suất cho từng tổ máy ứng với đoạn nhiên liệu thứ k .

Nếu $P_{jk} < P_{jk}^{\min}$ hoặc $P_{jk} > P_{jk}^{\max}$ thì qua bước 9. Ngược lại, nếu sai thì qua bước 10.

Bước 9: Hiệu Chỉnh Lần 2: Gán các giá trị hệ số chi phí và công suất.

Nếu $P_{jk} < P_{jk}^{\min}$, gán: $a_{jk} = a_{j(k-1)}$, $b_{jk} = b_{j(k-1)}$, $c_{jk} = c_{j(k-1)}$, $P_{jk} = P_{j(k-1)}$

Nếu $P_{jk} > P_{jk}^{\max}$, gán: $a_{jk} = a_{j(k+1)}$, $b_{jk} = b_{j(k+1)}$, $c_{jk} = c_{j(k+1)}$, $P_{jk} = P_{j(k+1)}$

Bước 10: Nếu $\left| \sum_{j=1}^M P_j - P_D \right| < \varepsilon$ đúng qua bước

12. Ngược lại, nếu sai thì qua bước 11.

Bước 11: Hiệu chỉnh Lamda: Nếu

$\left(\sum_{j=1}^M P_j - P_D \right) < 0$ thì $\lambda = \lambda + \Delta\lambda$. Ngược lại, nếu

$\left(\sum_{j=1}^M P_j - P_D \right) > 0$ thì $\lambda = \lambda - \Delta\lambda$. Quay lại bước 5.

Bước 12: Kiểm tra nếu $k = m$ thì qua bước 14. Ngược lại, nếu sai thì qua bước 13.

Bước 13: Gán $k = k + 1$ và quay lại bước 2.

Bước 14: Tính chi phí vận hành cho từng tổ máy theo công thức (2) và tổng chi phí cho nhà máy. So sánh tổng chi phí vận hành với mỗi giá trị k . Nhận giá trị chi phí nhỏ nhất và dừng chương trình.

IV. BÀI TOÁN KIỂM TRA

Để chứng minh tính khả thi của phương pháp, một hệ thống gồm 10 tổ máy với 2 hoặc 3 nhiên liệu cho mỗi tổ máy được sử dụng để so sánh với kết quả của các phương pháp khác. Hàm chi phí và công suất giới hạn cho mỗi nhiên liệu được cho trong [3]. Công suất phát lên hệ thống cho 4 trường hợp, thay đổi từ 2400MW đến 2700MW, với mỗi bước chênh lệch 100MW. Kết quả mô phỏng phương pháp đề xuất được thực hiện bởi phần mềm Matlab phiên bản 7.6 trên Laptop Intel(R) Core (TM)i3 Duo CPU M350 @2.27GHZ.

Trong tất cả các trường hợp mô phỏng, giá trị λ được chọn thay đổi từ 0.1 đến 0.8 cho các trường hợp khác nhau của giá trị k (loại nhiên liệu). Giá trị của $\Delta\lambda$ và ε được chọn tương ứng là 0.00001 và 0.015.

Tổng chi phí trong 93 trường hợp được trình bày từ bảng 1 đến bảng 3 với ba giá trị k khác nhau. Trong bảng 1 và bảng 3, tổng chi phí tốt nhất chưa được tìm thấy. Trong bảng 2, tại giá trị đầu tiên của λ ($\lambda=0.1$) cho trường hợp tải 2400MW thì tổng chi phí tốt nhất là **\$481.7217**.

Tại trường hợp tải 2500MW và 2600MW tổng chi phí tốt nhất được tìm thấy với năm giá trị của λ ($\lambda=0.1\div 0.5$) với tổng chi phí lần lượt là **\$526.2340** và **\$574.3842**. Tổng chi phí tốt nhất là **\$623.8153** trong trường hợp tải 2700MW với ba giá trị của λ ($\lambda=0.6\div 0.8$).

Bảng 1. Tổng chi phí với $k = 1$.

K=1				
	Tổng chi phí (\$)			
λ	2400MW	2500MW	2600MW	2700MW
0.1	502.7733	544.0786	589.6859	638.5554
0.2	502.7733	544.0786	589.6859	638.5554
0.3	502.7733	544.0786	589.6859	638.5554
0.4	502.7733	544.0786	589.6859	638.5554
0.5	502.7733	544.0786	589.6859	638.5554
0.6	502.7733	544.0786	589.6859	638.5554
0.7	569.4109	597.2983	629.3649	670.9611
0.8	569.4109	597.2983	629.3649	670.9611

Bảng 2. Tổng chi phí với $k = 2$.

K=2				
	Tổng chi phí (\$)			
λ	2400MW	2500MW	2600MW	2700MW
0.1	481.7217	526.2340	574.3842	626.2527
0.2	501.8180	526.2340	574.3842	626.2527
0.3	501.8180	526.2340	574.3842	626.2527
0.4	501.8180	526.2340	574.3842	626.2527
0.5	481.8279	526.2340	574.3842	626.2527
0.6		528.8287	574.7397	623.8153
0.7		528.8287	574.7397	623.8153
0.8		528.8287	574.7397	623.8153

Bảng 3. Tổng chi phí với $k = 3$.

K=3				
	Tổng chi phí (\$)			
λ	2400MW	2500MW	2600MW	2700MW
0.1	486.6665	529.9967	577.5484	629.7762
0.2	486.6665	529.9967	577.5484	629.7762
0.3	486.6665	529.9967	577.5484	629.7762
0.4	486.6665	529.9967	577.5484	629.7762
0.5	486.6665	529.9967	578.2290	626.5769
0.6	486.6665	529.9967	578.2290	626.5769
0.7	486.6665	529.9967	578.2290	626.5769
0.8	486.6665	529.9967	578.2290	626.5669

BẢNG 4. ĐIỀU PHỐI KINH TẾ CHO 4 TRƯỜNG HỢP TẢI.

Pj	2400MW	2500MW	2600MW	2700MW
1	189.7403	206.5180	216.5449	218.2509
2	202.3426	206.4568	210.9061	211.6631
3	253.8950	265.7378	278.5450	280.7241
4	233.0455	235.9528	239.0969	239.6318
5	241.8293	258.0159	275.5206	278.4991
6	233.0455	235.8618	239.0969	239.6318
7	253.2746	268.8618	285.7182	288.5863
8	233.0455	235.9528	239.0969	239.6318
9	320.3829	331.4865	343.4942	428.5248
10	238.3966	255.0544	271.9873	274.8684
Tổng công suất phát (MW)	2400	2500	2600	2700
Tổng chi phí (\$)	481.7217	526.2340	574.3842	623.8153
Thời gian (s)	0.6684	0.1093	0.0411	0.2141

Kết quả phân bố công suất kinh tế cho 10 tổ máy được trình bày trong bảng 4. Kết quả chi phí và thời gian mô phỏng cho 4 trường hợp tải được trình bày từ bảng 5 đến bảng 8. Với trường hợp công suất tải 2,400 MW ở bảng 5, kết quả chi phí tốt hơn các phương pháp HNN [2], SDE [7], ELANN [3] và bằng với các phương pháp còn lại. Chú ý rằng phương pháp HNN [2] không thỏa điều kiện ràng buộc công suất. Tại bảng 6, trường hợp tải 2,500 MW, kết quả chi phí cũng thấp hơn các phương pháp SDE [7], ELANN [3], cao hơn phương pháp HNN [2] và bằng với các phương pháp còn lại. Chú ý rằng phương pháp HNN [2] vi phạm điều kiện ràng buộc công suất. Tại bảng 7, trường hợp tải

2,600MW, kết quả chi phí cũng thấp hơn các phương pháp SDE [7], ELANN [3], cao hơn phương pháp HNN [2] và bằng với các phương pháp còn lại. Chú ý rằng phương pháp HNN [2] lại vi phạm điều kiện ràng buộc công suất. Kết quả ở trường hợp tải 2,700 MW cho ở bảng 8 đạt kết quả chi phí khá hợp lý, chi phí thấp hơn so với các phương pháp ELANN [2], SDE [6] và gần bằng so với các phương pháp còn lại. Chú ý rằng phương pháp HNN [2] vẫn vi phạm điều kiện ràng buộc công suất. Sự chênh lệch chi phí giữa các phương pháp với nhau là không đáng kể. Từ đó cho thấy kết quả chi phí của phương pháp trong bài báo này là khá khả thi.

Bảng 5. So sánh kết quả chi phí và thời gian mô phỏng trường hợp tải 2400 MW.

Phương pháp	Công suất phát	Chi phí (\$/h)	Thời gian (s)
MPSO [1]	2,400	481.723	-
HNN [2]	2,399.8	487.87	~60
ELANN [3]	2,400	481.74	11.53
DE [6]	2,400	481.723	-
SDE [7]	2,400	481.8628	21.39
ALHN [8]	2,400	481.723	0.008
Phương pháp đề xuất	2,400	481.722	0.6684

Bảng 6. So sánh kết quả chi phí và thời gian mô phỏng trường hợp tải 2500 MW.

Phương pháp	Công suất phát	Chi phí (\$/h)	Thời gian (s)
MPSO [1]	2,500	526.239	-
HNN [2]	2,499.8	526.13	~60
ELANN [2]	2,500	526.27	12.25
DE [5]	2,500	526.239	-
SDE [6]	2,500	526.3232	22.28
ALHN [8]	2,500	526.239	0.006
Phương pháp đề xuất	2,500	526.234	0.1093

Bảng 5. So sánh kết quả chi phí và thời gian mô phỏng trường hợp tải 2600 MW.

Phương pháp	Công suất phát	Chi phí (\$/h)	Thời gian (s)
MPSO [1]	2,600	574.381	-
HNN [2]	2,599.8	574.26	~60
ELANN [3]	2,600	574.41	9.99
DE [6]	2,600	574.381	-
SDE [7]	2,600	574.5388	22.08
ALHN [8]	2,600	574.381	0.06
Phương pháp đề xuất	2,600	574.3812	0.0411

Bảng 5. So sánh kết quả chi phí và thời gian mô phỏng trường hợp tải 2700 MW.

Phương pháp	Công suất phát	Chi phí (\$/h)	Thời gian (s)
MPSO [1]	2,700	623.809	-
HNN [2]	2.699.7	626.12	~60
ELANN [3]	2,700	623.88	21.36
DE [6]	2,700	623.809	-
SDE [7]	2,700	623.9225	21.92
ALHN [8]	2,700	623.809	0.013
Phương pháp đề xuất	2,700	623.815	0.2141

Thời gian chạy chương trình được so sánh với các phương pháp từ bảng 5 đến bảng 8. Có thể nhận thấy thời gian mô phỏng của các trường hợp ngắn, 0.0411 giây đến 0.6684 giây. Thời gian mô phỏng ngắn hơn so với phương pháp ALHN [8] ở trường hợp tải 2600MW và lớn hơn ALHN [8] trong ba trường hợp còn lại và ngắn hơn tất cả các phương pháp có xét đến thời gian.

V. KẾT LUẬN

Bài báo trình bày một phương pháp mới giải bài toán phối hợp tối ưu các tổ máy phát sử dụng đa nhiên liệu dựa vào lý thuyết nhân tử Lagrange. Với phương pháp được trình bày và kết quả mô phỏng so sánh cho thấy phương

pháp này có những ưu điểm như sau:

Thành lập mô hình toán đơn giản và hiệu quả.

Tổng chi phí phát điện thấp.

Thời gian mô phỏng ngắn.

Bài toán được giải như bài toán phối hợp các tổ máy theo phương pháp cổ điển dùng lý thuyết nhân tử Lagrange. Chính nhờ ưu điểm này làm cho thời gian mô phỏng khá ngắn khi so sánh với các phương pháp khác. Về chi phí phát điện, có thể nhận thấy rằng phương pháp cho kết quả chi phí nằm trong nhóm các phương pháp có kết quả thấp nhất. Từ đó có thể kết luận được rằng phương pháp đề xuất trong bài báo này là công cụ tối ưu nhằm giải bài toán cực tiểu chi phí phát điện cá tổ máy sử dụng đa nhiên liệu.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Park, J.-B.; Lee, K.-S.; and Lee, K. W. 2005. “*A particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost function*”. IEEE Trans. Power Systems, 12(1): 34-42.
- [2] Park, J. H.; Kim, Y. S.; Eom, I. K.; and Lee, K. Y. 1993. “*Economic load dispatch for piecewise quadratic cost function using Hopfield neural network*”. IEEE Trans. Power Systems, 8(3): 1030-1038.
- [3] Lee, S. C. and Kim, Y. H. 2002. “*An enhanced Lagrangian neural network for the ELD problems with piecewise quadratic cost functions and nonlinear constraints*”. Electric Power Systems Research 60: 167–177.
- [4] Whei-Min Lin, Hong-Jey Gow, Ming-Tong Tsay.2007. “*A partition approach algorithm for nonconvex economic dispatch*”. Elect. Power and Energy Systems 29: 432-438.
- [5] Jayabarathi, T.; Jayaprakash, K.; Jeyakumar, D. N.; and Raghunathan, T. 2005. “*Evolutionary programming techniques for different kinds of economic dispatch problems*”. Electric Power Systems Research 73: 169-176.
- [6] Nasimul Noman, Hitoshi Iba. 2008. “*Differential evolution for economic load dispatch problems*”. Electric Power Systems Research 78: 1322-1331.
- [7] R.Balamurugan and S.Subramanian, 2007. “*Self-Adaptive Differential Evolution Based Power Economic Dispatch of Generators with Valve-Point Effects and Multiple Fuel Options*”. World Academy of Science, engineering and technology 27.
- [8] R.Balamurugan and S.Subramanian. 2007. “*Self-Adaptive Differential Evolution Based Power Economic Dispatch of Generators with Valve-Point Effects and Multiple Fuel Options*”. World Academy of Science, engineering and technology 27.