

# NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH CỦA CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN KHÍ THUỘC PETROVIETNAM TRÊN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

**CN. Phan Thị Mỹ Hạnh**  
Viện Dầu khí Việt Nam  
Email: hanhptm@vpi.pvn.vn

## Tóm tắt

**Việc tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (Vietnam Competitive Generation Market - VCGM) đang đặt các nhà máy điện khí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) trước thách thức rất lớn, đặc biệt là khi cơ chế hoạt động của thị trường này đang trong giai đoạn tiếp tục hoàn thiện. Để nâng cao hiệu quả hoạt động, ngoài việc kiến nghị với Nhà nước tháo gỡ khó khăn về cơ chế chính sách, các nhà máy cần chủ động thực hiện các giải pháp kinh tế, kỹ thuật nhằm quản lý chi phí, giảm giá thành, tăng khả năng cạnh tranh. Trong bài báo này, tác giả phân tích khó khăn của các nhà máy nhiệt điện khí khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh và đề xuất một số giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả đầu tư.**

**Từ khóa:** Mô hình thị trường điều độ tập trung, thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam, Hợp đồng Mua bán điện (PPA), Hợp đồng (CFD).

## 1. Giới thiệu

Công nghiệp điện được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xác định là 1 trong 5 lĩnh vực kinh doanh chính. Trước nhu cầu cấp bách về điện phục vụ phát triển kinh tế của đất nước, với lợi thế sẵn có về nguồn khí, Petrovietnam đã tham gia đầu tư xây dựng các nhà máy nhiệt điện khí và đến nay đã đưa vào vận hành thương mại 4 nhà máy: Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 & 2 với tổng công suất 2.700MW. Năm 2013, tổng sản lượng điện của 4 nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam đạt 15,5 tỷ kWh, đóng góp khoảng 14% tổng sản lượng điện toàn quốc.

Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam đưa vào vận hành thử nghiệm từ ngày 1/7/2011 và vận hành chính thức từ ngày 1/7/2012, áp dụng mô hình thị trường điều độ tập trung, chào giá theo chi phí (Mandatory Cost-based Gross Pool). Đối tượng tham gia thị trường là các nhà máy có công suất từ 30MW trở lên đấu nối vào hệ thống điện Quốc gia. Các nhà máy thủy điện đa mục tiêu và các nhà máy điện BOT không trực tiếp tham gia thị trường phát điện cạnh tranh.

Khi Việt Nam chưa có thị trường phát điện cạnh tranh, việc mua bán điện được thực hiện trên cơ sở Hợp đồng mua bán điện (PPA). Hợp đồng PPA về nguyên tắc có thể đảm bảo phần lớn các chi phí của nhà máy điện được chuyển (pass through) vào giá bán điện và đảm bảo mức lợi nhuận cho phép.

Khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam, toàn bộ điện năng phát của nhà máy điện được bán cho đơn vị mua buôn duy nhất (Công ty Mua bán

điện thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam), lịch huy động các tổ máy được lập căn cứ trên bản chào giá theo chi phí biến đổi. Tỷ lệ điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho năm đầu tiên của thị trường được quy định ở mức 90 - 95% tổng sản lượng điện phát của nhà máy và phần còn lại được thanh toán theo giá thị trường giao ngay. Tỷ lệ sản lượng điện thanh toán theo giá hợp đồng sẽ giảm dần qua các năm tiếp theo nhưng không thấp hơn 60%.

Thị trường phát điện cạnh tranh ra đời nhằm khuyến khích các đơn vị phát điện giảm giá thành sản xuất, nâng cao hiệu quả hoạt động và làm tăng tính minh bạch trong khâu phát điện. Tuy nhiên, do thị trường này mới đi vào vận hành nên vẫn đang trong giai đoạn tiếp tục hoàn thiện, một số quy định chưa hoàn toàn phù hợp, ảnh hưởng đến sức cạnh tranh của các nhà máy nhiệt điện khí:

Các loại hình nhà máy điện khác nhau, đầu tư xây dựng vào thời điểm khác nhau có chi phí sản xuất (chi phí cố định và chi phí biến đổi) rất khác nhau. Chi phí đầu tư của các nhà máy thủy điện thường cao hơn so với chi phí đầu tư của các nhà máy nhiệt điện (điện khí, điện than). Tuy nhiên, chi phí nhiên liệu của các nhà máy nhiệt điện khí và điện than lại cao hơn nhiều so với các nhà máy thủy điện. Các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam đầu tư sau nên có chi phí đầu tư cao hơn so với các nhà máy nhiệt điện khí của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) do ảnh hưởng của biến động giá cả, tỷ giá... Khi tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh, các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam (sử dụng

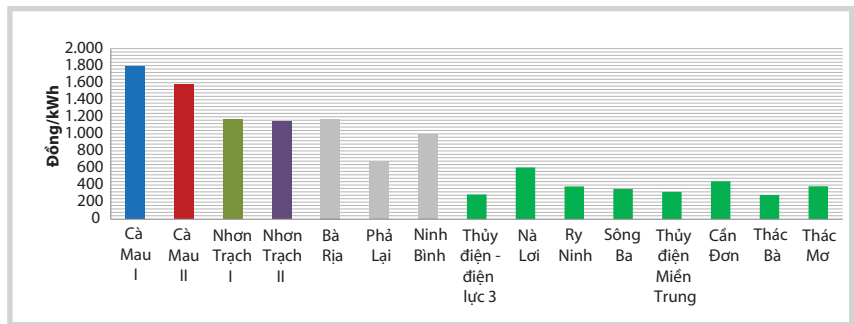
công nghệ hiện đại, ít gây ô nhiễm môi trường nhưng giá thành cao) phải cạnh tranh với các nhà máy điện cũ, suất đầu tư thấp, đã thu hồi chi phí khấu hao, có nguồn nhiên liệu rẻ hơn và do đó có giá thành sản xuất thấp hơn.

Vào mùa khô, các nhà máy nhiệt điện khí thường được huy động tối đa. Tuy nhiên, để được huy động vào mùa mưa, các nhà máy nhiệt điện khí phải chào giá ở mức thấp do phải cạnh tranh với các nhà máy thủy điện (vào những giờ thấp điểm, giá phát của thủy điện thậm chí chỉ 0 đồng/kWh). Mặc dù tại một số thời điểm, giá bán không đủ bù đắp chi phí nhiên liệu, nhưng các nhà máy nhiệt điện khí phải chấp nhận lỗ, tham gia phát điện để hạn chế các rủi ro về kỹ thuật, đảm bảo an toàn tổ máy.

Hiện tại, mô hình ngành điện chưa có sự tách bạch giữa các khâu phát điện, truyền tải phân phối và kinh doanh điện. EVN vừa quản lý các doanh nghiệp truyền tải - phân phối kinh doanh điện, đồng thời vừa chi phối nguồn điện phát (chiếm khoảng hơn 50% nguồn điện phát). Việc EVN vừa thực hiện chức năng điều hành lại vừa tham gia thị trường phát điện cạnh tranh chưa hoàn toàn đảm bảo sự khách quan trong cơ chế mua bán điện.

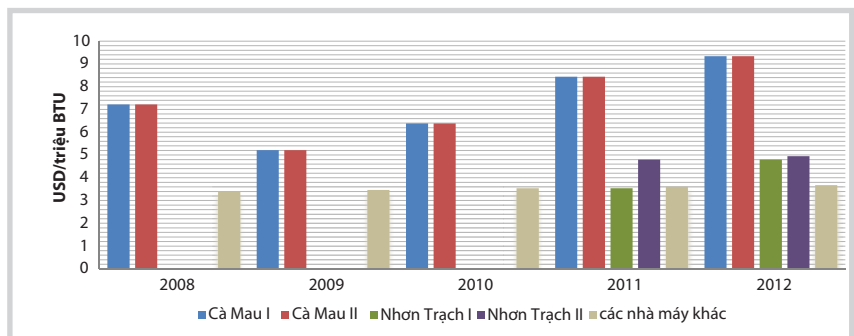
Hoạt động trong thị trường phát điện cạnh tranh, các nhà máy điện của Petrovietnam phải đối mặt với thách thức rất lớn. Để được huy động, các nhà máy phải chào giá cạnh tranh. Vì vậy, các nhà máy cần nghiên cứu, tìm kiếm các biện pháp để tiết kiệm chi phí, giảm giá thành nâng cao khả năng cạnh tranh, đảm bảo sản lượng điện phát và tối ưu hóa lợi nhuận.

Bài báo chỉ ra các thách thức mà các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam đang gặp phải khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh và đề xuất một số giải pháp nhằm nâng cao khả năng cạnh tranh, tăng hiệu quả đầu tư của các nhà máy nhiệt điện khí đang hoạt động, rút ra bài học kinh nghiệm để đầu tư các dự án điện khí trong thời gian tới.



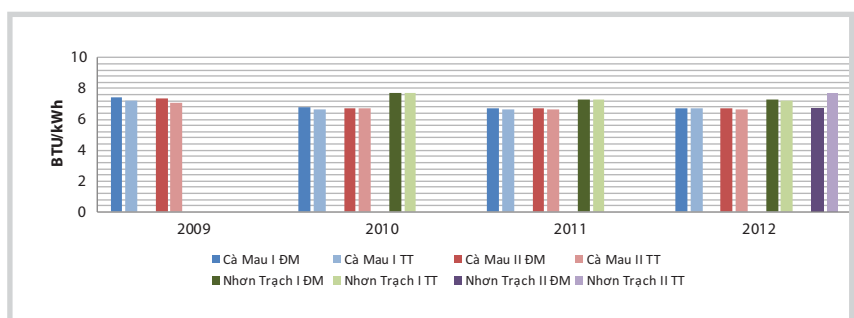
Nguồn: Báo cáo tài chính năm 2013 đã được kiểm toán của các nhà máy [1, 3]

Hình 1. Giá thành các nhà máy điện (đồng/kWh)



Nguồn: PVN

Hình 2. Giá khí của các nhà máy điện trong giai đoạn 2008 - 2012



Nguồn: PV Power [2]

Hình 3. Suất hao nhiệt khí hàng năm của các nhà máy nhiệt điện khí giai đoạn 2009 - 2012

## 2. Một số loại chi phí chủ yếu trong giá thành của các nhà máy nhiệt điện khí thuộc Petrovietnam

Trong cơ cấu giá thành của các nhà máy, các loại chi phí như: chi phí nhiên liệu, chi phí vận hành và bảo dưỡng sửa chữa (O&M) và chi phí khấu hao là những loại chi phí chủ yếu, chiếm tỷ trọng lớn trong giá thành sản xuất. Do đó, các chi phí này cần được xem xét, cụ thể để có biện pháp quản lý phù hợp nhằm giảm giá thành, nâng cao hiệu quả kinh doanh.

### 2.1. Chi phí nhiên liệu

Chi phí nhiên liệu khí chiếm tỷ trọng lớn nhất trong giá thành sản xuất của các nhà máy nhiệt điện khí, vào khoảng 60 - 80% giá thành. Việc tăng/giảm chi

phí nhiên liệu sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến giá thành sản xuất của các nhà máy.

2.1.1. Giá khí

Do các điều kiện lịch sử khách quan nên giá khí bán cho các nhà máy nhiệt điện khí hiện rất khác nhau. Các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam ra đời sau sử dụng nguồn khí mới phải chịu giá khí cao hơn so với các nhà máy sử dụng nguồn khí cũ. Thêm vào đó, các nhà máy mới lại cách xa nguồn khí nên có cước phí vận chuyển nhiên liệu cao hơn.

Mặc dù phải mua nhiên liệu khí với giá cao nhất nhưng Nhà máy Điện Cà Mau 1 và 2 đang hoạt động với mục tiêu khai thác triệt để nguồn khí PM3-CAA, vì vậy chưa phải tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh, chi phí nhiên liệu khí được chuyển (pass through) vào giá bán điện.

Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 và 2 phải mua nhiên liệu khí với giá cao, bất lợi trong cạnh tranh trên thị trường phát điện cạnh tranh khi phải chào giá theo chi phí biến đổi để được huy động.

2.1.2. Tiêu hao nhiên liệu

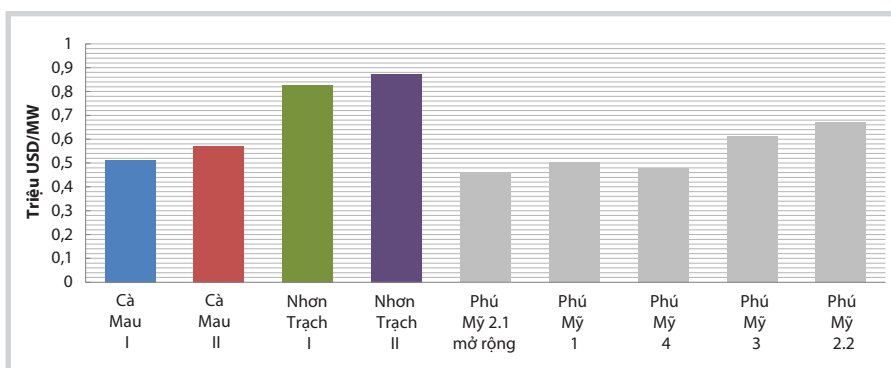
Các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam đều mới được xây dựng, vì vậy tiêu hao nhiệt khí hàng năm đều đạt định mức kinh tế kỹ thuật. Tuy nhiên, trong tương lai, tiêu hao nhiên liệu sẽ tăng theo tuổi thọ thiết bị, do đó các nhà máy cũng cần chủ động nghiên cứu, có giải pháp kỹ thuật để giảm tiêu hao nhiên liệu.

2.2. Chi phí khấu hao

Chi phí khấu hao chiếm tỷ trọng từ 10 - 20% giá thành của các nhà máy. Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 và 2 được xây dựng sau, có suất đầu tư cao hơn nhiều so với Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 và các nhà máy nhiệt điện khí khác. Chi phí đầu tư cao hơn dẫn đến khấu hao lớn hơn, ảnh hưởng đến giá thành và khó thu hồi chi phí cố định khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh.

2.3. Chi phí vận hành và bảo dưỡng sửa chữa cố định

Chi phí vận hành và bảo dưỡng sửa chữa cố định chiếm tỷ trọng 8 - 13% giá thành của các nhà máy. Để quản lý tốt chi phí này, các vấn đề như quản lý vật tư dự



Nguồn: Báo cáo tài chính đã được kiểm toán của các nhà máy năm 2013 [1, 3]

Hình 4. Suất đầu tư của các nhà máy điện

phòng và tổ chức công tác sửa chữa bảo dưỡng thiết bị cần được xem xét, có biện pháp phù hợp nhằm tiết kiệm chi phí nhưng vẫn phải đảm bảo an toàn kỹ thuật.

2.3.1. Lập kế hoạch dự phòng vật tư

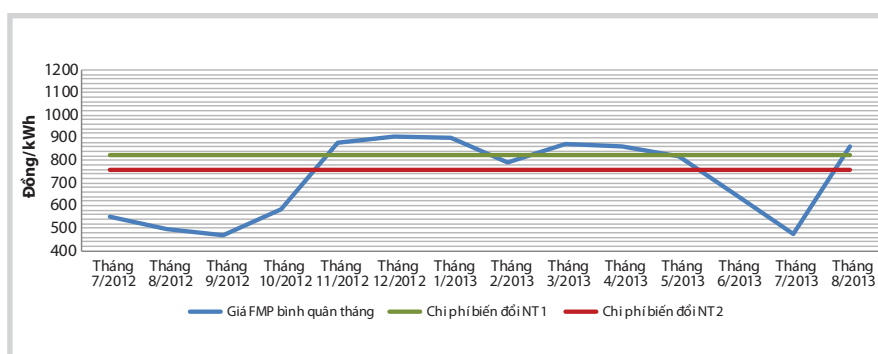
Việc xác định kế hoạch dự phòng vật tư để đảm bảo đồng thời mục tiêu an toàn kỹ thuật và hiệu quả kinh tế là thách thức lớn đối với các nhà máy. Trên cơ sở đó, cần đánh giá tình trạng thiết bị và lượng hóa lợi ích - chi phí liên quan đến các quyết định nên đặt mua vật tư dự phòng sớm (để mua được giá thấp) hay để khi cần thay thế/xảy ra sự cố mới mua (chấp nhận rủi ro kỹ thuật và mua vật tư với giá cao) từ đó có kế hoạch dự phòng vật tư phù hợp.

2.3.2. Quản lý việc mua sắm vật tư

Công tác mua sắm vật tư cho các nhà máy được áp dụng theo hình thức quản lý tập trung, do Công ty mẹ - Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) làm đầu mối. Mô hình này có ưu điểm trong thương lượng giá khi mua vật tư với số lượng lớn và giảm số lượng vật tư dự phòng do có thể sử dụng chung vật tư.

Trong thời gian qua, việc quản lý tập trung công tác mua sắm vật tư của PV Power đã đạt được một số kết quả nhất định, giảm bớt được chi phí tồn kho vật tư, tuy nhiên còn một số hạn chế:

- Các nhà máy điện Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 2 sử dụng thiết bị của Siemens; riêng Nhơn Trạch 1 sử dụng thiết bị của Alstom, do đó không thể dùng chung vật tư với các nhà máy khác.
- Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 hoạt động độc lập, PV Power chỉ can thiệp ở khâu lập kế hoạch mua vật tư, việc mua sắm vật tư do nhà máy tự thực hiện.
- Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam (PVPS) chỉ sửa chữa, bảo dưỡng, không thực hiện



Nguồn: PV Power

**Hình 5.** Giá thị trường và chi phí biến đổi bình quân của Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 & 2 trong giai đoạn 7/2012 - 8/2013

chức năng cung cấp vật tư, do đó hạn chế việc sử dụng chung vật tư giữa các nhà máy.

### 2.3.3. Công tác sửa chữa, bảo dưỡng

Việc sửa chữa và bảo dưỡng các nhà máy nhiệt điện khí được thực hiện theo mô hình quản lý tập trung, do PVPS thực hiện thông qua các hợp đồng bảo trì dài hạn (LTMA) ký với các nhà máy. Qua đó, PVPS nắm được đặc tính kỹ thuật và lịch sử vận hành của thiết bị, thuận lợi trong quá trình xử lý sự cố và bảo dưỡng định kỳ. Việc tham gia cùng các chuyên gia nước ngoài trong các đợt bảo dưỡng sửa chữa lớn giúp PVPS tích lũy kinh nghiệm, nâng cao năng lực sửa chữa, bảo dưỡng và giảm dần việc thuê chuyên gia nước ngoài.

Tuy nhiên, PVPS là công ty nhỏ nên hạn chế trong việc đầu tư máy móc, thiết bị chuyên dụng, đội ngũ cán bộ kỹ thuật chưa đủ mạnh, phạm vi hoạt động còn giới hạn, chủ yếu là cung cấp dịch vụ sửa chữa, bảo dưỡng cho 4 nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam. Dịch vụ của PVPS chiếm tỷ lệ nhỏ trong các hợp đồng bảo trì dài hạn ký với các nhà máy, chỉ khoảng 20 - 30%. Hiện tại, PVPS chịu trách nhiệm sửa chữa các thiết bị phụ. Phần công việc có giá trị lớn như bảo trì, sửa chữa khối thiết bị chính của nhà máy (turbine khí, turbine hơi, lò thu hồi nhiệt) do đơn vị chế tạo thực hiện.

Hợp đồng thầu phụ ký với Alstom là hợp đồng shopping list, cho phép lựa chọn về vật tư và nhân công, vì vậy PVPS có thể tăng tỷ lệ nội địa hóa khi đủ điều kiện thực hiện. Tuy nhiên, hợp đồng thầu phụ ký với Siemens là hợp đồng trọn gói (full scope), do đó không tạo cho PVPS sự linh hoạt nếu muốn tăng tỷ lệ nội địa hóa. Các vấn đề trên có ảnh hưởng đến hiệu quả của việc áp dụng mô hình sửa chữa, bảo dưỡng tập trung, hạn chế chất lượng công tác bảo dưỡng, sửa chữa và chưa tối ưu hóa chi phí vận hành và bảo dưỡng sửa chữa.

### 3. Xem xét doanh thu đối với phần sản lượng điện thanh toán theo giá thị trường của các nhà máy nhiệt điện khí

Các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam có chi phí biến đổi cao hơn (do chi phí nhiên liệu cao) so với các nhà máy cùng loại hình của EVN và các loại hình nhà máy điện khác như: thủy điện, điện than sử dụng nguồn nhiên liệu trong nước. Vì vậy, khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam gặp bất lợi khi phải chào giá bằng chi phí biến đổi và khó thu hồi chi phí đối với phần sản lượng điện thanh toán theo giá thị trường. Đặc biệt trong giai đoạn nhu cầu thị trường thấp, nếu chào với mức giá đủ để đảm bảo thu hồi chi phí thì không được huy động, còn nếu chào giá thấp để được huy động thì bị lỗ.

Kết quả tham gia thị trường phát điện cạnh tranh cho thấy, tại một số thời điểm, giá thị trường bình quân không đủ bù đắp chi phí biến đổi của các nhà máy. Áp lực sẽ lớn hơn đối với các nhà máy nếu như tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá thị trường tăng lên vào các năm tiếp theo trong khi giá thị trường vẫn tiếp tục không đủ bù đắp chi phí.

Từ khi chính thức tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh, các nhà máy đã phải khởi động nhiều hơn so với giai đoạn trước khi tham gia thị trường. Điều này dẫn đến lợi nhuận của các nhà máy bị ảnh hưởng do tăng chi phí khởi động, chi phí bảo dưỡng sửa chữa.

Doanh thu của các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam hiện nay vẫn chủ yếu dựa vào doanh thu từ Hợp đồng CfD. Việc tham gia thị trường phát điện cạnh tranh đang đặt các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam vào tình trạng hết sức khó khăn trong việc đảm bảo thu hồi đủ chi phí.

Doanh thu của các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam hiện nay vẫn chủ yếu dựa vào doanh thu từ Hợp đồng CfD. Việc tham gia thị trường phát điện cạnh tranh đang đặt các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam vào tình trạng hết sức khó khăn trong việc đảm bảo thu hồi đủ chi phí.

### 4. Kết luận và kiến nghị

Các thách thức từ thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam đang tạo ra áp lực lớn đối với các nhà máy nhiệt điện khí của Petrovietnam. Để giải quyết khó khăn cho các nhà máy, Chính phủ và các Bộ/Ngành cần sớm có chính sách giá khí thống nhất để tạo môi trường cạnh tranh bình đẳng giữa các nhà máy nhiệt điện khí; xem xét, điều chỉnh quy định về thiết kế và vận hành thị trường phát điện cạnh tranh để đảm bảo quyền lợi cho các nhà đầu

tư, tạo điều kiện cho đầu tư phát triển nguồn điện. Để tạo công bằng trong cạnh tranh giữa các loại hình nhà máy điện, khuyến khích đầu tư các dự án điện sử dụng năng lượng sạch, cần có quy định phù hợp về thuế, về bảo vệ môi trường... nhằm đảm bảo các chi phí về tác động đối với môi trường được phản ánh đầy đủ vào giá điện.

Đồng thời, các nhà máy cần chủ động thực hiện các giải pháp giảm chi phí để tăng khả năng cạnh tranh, nâng cao hiệu quả hoạt động.

- Quản lý chi phí nhiên liệu khí: Kiến nghị hòa giá khí; nghiên cứu, áp dụng các biện pháp kỹ thuật để tối ưu hóa quy trình sản xuất, tiết kiệm nhiên liệu tiêu thụ.

- Quản lý chi phí vận hành và bảo dưỡng sửa chữa: Xây dựng mối quan hệ với nhà cung cấp để đáp ứng kịp thời vật tư cần thay thế, giảm thủ tục tìm hiểu, giảm chi phí dự phòng vật tư; xác định danh mục vật tư dùng chung, sớm thống nhất và ký kết thỏa thuận hợp tác dùng chung vật tư giữa Petrovietnam và EVN; có kế hoạch dự phòng vật tư phù hợp, tiết kiệm chi phí, đồng thời đảm bảo an toàn kỹ thuật. Kiến nghị giao PVPS thực hiện thêm dịch vụ mua sắm vật tư để hình thành kho vật tư chung nhằm giảm số lượng vật tư dự phòng; có cơ chế gắn trách nhiệm của PVPS với sự vận hành an toàn, tin cậy của các nhà máy. PVPS có thể ký hợp đồng trọn gói (full scope) dịch vụ vật tư, sửa chữa bảo dưỡng cho các nhà máy điện với PV Power, thay vì ký hợp đồng riêng với từng nhà máy như hiện nay. Điều này cho phép PVPS chủ động hơn, tự nghiên cứu và áp dụng biện pháp phù hợp để quản lý chi phí vật tư nhằm

đảm bảo hiệu quả kinh doanh. PVPS cần đầu tư, trang bị dụng cụ chuyên dụng, xây dựng đội ngũ chuyên gia kỹ thuật mạnh, để mở rộng cung cấp dịch vụ bảo dưỡng sửa chữa cho các nhà máy điện khác trong cả nước, nâng cao hiệu quả kinh tế nhờ qui mô, giảm chi phí và giảm giá dịch vụ. Cần tiếp tục đàm phán với các nhà sản xuất gốc để giảm dần phần việc của phía nước ngoài, nâng cao tỷ lệ nội địa để giảm chi phí bảo dưỡng sửa chữa cho đơn vị vận hành.

- Quản lý chi phí đầu tư: Quản lý giai đoạn đầu tư chặt chẽ sẽ giúp giảm suất đầu tư, giảm chi phí cố định. Việc đầu tư các nhà máy nhiệt điện khí sau này nên sử dụng công nghệ, thiết bị tương tự các nhà máy hiện có để đảm bảo tính đồng bộ, giảm chi phí vận hành bảo dưỡng sửa chữa cố định (chi phí đầu tư máy móc thiết bị chuyên dụng phục vụ sửa chữa bảo dưỡng, chi phí dự phòng vật tư).

#### Tài liệu tham khảo

1. PV Power. Báo cáo tài chính của PV Power và các nhà máy điện khí thuộc Petrovietnam (Deloitte Tohmatsu kiểm toán). 2009 - 2013.
2. PV Power. Báo cáo kết quả thực hiện kế hoạch sản xuất kinh doanh của PV Power và các nhà máy điện khí thuộc Petrovietnam. 2009 - 2013.
3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Báo cáo tài chính đã được kiểm toán của các nhà máy điện thuộc EVN. 2013

## Increase the competitiveness of Petrovietnam's gas turbine power plant projects in Vietnam competitive generation market

Phan Thi My Hanh  
Vietnam Petroleum Institute

### Summary

**Petrovietnam's gas turbine power plants are facing a big challenge from Vietnam Competitive Generation Market (VCGM), especially where the regulations of VCGM are inadequate. In order to achieve their financial targets, these power plants should not only make recommendations to the government for improvement of the VCGM's regulations but also find the way to manage costs effectively and strengthen their competitive advantage. In this article, the author analyses the difficulties of Petrovietnam's existing gas turbine power plants in the VCGM and suggests some measures for improvement of investment efficiency.**

**Key words:** Vietnam Competitive Generation Market, PPA, Contracts for differences.