

NGHIÊN CỨU CƠ CHẾ GIÁ ĐIỆN NHẪM NÂNG CAO HIỆU QUẢ KHAI THÁC NGUỒN THỦY ĐIỆN

Hoàng Công Tuấn¹

Tóm tắt: Do phụ tải điện thay đổi, khác với dự báo trước đây, theo hướng bất lợi cho thủy điện và việc huy động nguồn. Thị trường điện vận hành theo cơ chế cạnh tranh. Nhiệt điện phát triển nhanh gây ảnh hưởng đến môi trường và an ninh năng lượng. Cơ cấu nguồn thay đổi với tỷ trọng thủy điện ngày càng giảm. Các dự án thủy điện vừa và lớn đã được khai thác hầu hết. Việc nghiên cứu phương thức khai thác nguồn điện phù hợp với bối cảnh hiện tại, nhất là với cơ chế giá điện là cần thiết và có ý nghĩa. Bài báo đưa ra cơ sở khoa học, từ đó lựa chọn phương thức vận hành các hồ thủy điện điều tiết dài hạn nhằm nâng cao hiệu quả khai thác nguồn thủy điện, góp phần giảm căng thẳng trong huy động nguồn và giảm chi phí cho toàn hệ thống. Kết quả áp dụng tính toán cho hai trạm thủy điện Pleikrong và Ialy trên sông Sê San cho đã thấy tính hiệu quả của phương pháp đưa ra.

Từ khóa: Thủy điện, Cơ chế giá điện, Thị trường điện, Điều tiết dài hạn, Hệ thống điện.

1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Trong bối cảnh hiện nay khi mà phụ tải thay đổi theo hướng bất lợi đối với thủy điện (Cục Điều tiết điện lực, 2017a), không theo dự báo trước đây, gây khó khăn trong việc huy động nguồn điện. Cơ cấu nguồn thay đổi với tỷ trọng thủy điện ngày càng giảm (Chính phủ, 2016a). Sự phát triển nhanh của nguồn nhiệt điện, nhất là nhiệt điện than có thể gây ra những hệ lụy trong tương lai về môi trường cũng như an ninh năng lượng. Các trạm thủy điện (TTĐ) vừa và lớn đã được xây dựng, cần chuyển sang hướng nghiên cứu nâng cao hiệu quả vận hành. Thị trường điện chuyển sang thị trường phát điện cạnh tranh (Chính phủ, 2013a) với cơ chế giá điện có tính đặc điểm của phụ tải điện và cơ cấu nguồn. Do đó, nghiên cứu giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả khai thác nguồn thủy điện, góp phần làm giảm khó khăn trong cân bằng năng lượng, từ đó làm giảm chi phí cho toàn hệ thống trong bối cảnh hiện nay là rất thiết thực. Đây là một bài toán lớn để giải quyết cần có những nghiên cứu sâu rộng. Nội dung bài báo này là một phần trong Đề tài nghiên cứu khoa học của Tác giả và là phần tiếp theo của các sản phẩm

đã được công bố (Hoàng Công Tuấn, 2018a, b). Nghiên cứu này sẽ tập trung vào phân tích cơ chế giá điện của thị trường phát điện cạnh tranh, từ đó xây dựng phương thức vận hành nhằm nâng cao hiệu quả khai thác nguồn điện và góp phần giảm chi phí chung cho toàn hệ thống. Áp dụng tính toán được thực hiện cho hai TTĐ Pleikrong và Ialy. Đây là hai TTĐ có hồ điều tiết dài hạn trên sông Sê San và có vai trò quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng của Quốc gia.

2. CƠ SỞ ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG KHAI THÁC NGUỒN THỦY ĐIỆN

2.1. Thị trường điện Việt Nam

Trên thế giới, một số nước ở châu Âu, châu Mỹ, châu Úc, thị trường điện cạnh tranh đã được áp dụng khá hiệu quả và mang lại nhiều lợi ích trong sản xuất kinh doanh điện, đầu tư vào nguồn và lưới điện, các dịch vụ về điện. Trong khu vực Đông Nam Á, có Singapore, Thái Lan và Philippines cũng áp dụng thị trường điện cạnh tranh. Ở Singapore, cơ chế thị trường cạnh tranh đã phát triển đến tận khâu bán lẻ điện. Philippines cũng đang áp dụng thị trường bán buôn và từng bước tiến gần đến khâu bán lẻ điện. Tại Việt Nam, quá trình hình thành và được triển khai qua các giai đoạn thông qua các

¹ Khoa Công trình, Trường Đại học Thủy lợi

quy định của Chính phủ, Bộ Công thương và của Cục Điều tiết điện lực. Đầu tiên, Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg (Chính phủ, 2016b) về việc phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực Việt Nam. Theo đó, Thị trường điện lực tại Việt Nam được hình thành và phát triển qua 3 cấp độ: Cấp độ 1 (2005 - 2014): thị trường phát điện cạnh tranh; Cấp độ 2 (2015 - 2022): thị trường bán buôn điện cạnh tranh; Cấp độ 3 (từ sau 2022):

thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Sau đó, Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg (Chính phủ, 2013b), Quyết định 8266/2015/QĐ-BCT (Bộ Công thương, 2015) có điều chỉnh và bổ sung chi tiết hơn cho từng cấp độ. Trên thực tế, thị trường phát điện cạnh tranh được vận hành thí điểm từ tháng 7 năm 2012 số lượng các nhà máy điện tham gia trào giá trên thị trường điện cạnh tranh theo thời gian được thống kê trong Bảng 1.

Bảng 1. Thống kê số lượng các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện cạnh tranh

Thời điểm	07/2012	12/2013	06/2016	06/2017
Số lượng nhà máy điện tham gia	32	48	72	76
Tổng công suất của các nhà máy điện tham gia (MW)	9312	11947	16719	20728
Tỷ lệ tổng công suất tham gia/ tổng công suất của HTĐ (%)	39	44	45	49

Quyết định số 95/2017/QĐ-ĐTĐL (Cục Điều tiết điện lực, 2017b) Ban hành Danh sách nhà máy điện tham gia Thị trường phát điện cạnh tranh năm 2018. Theo đó, năm 2018 sẽ có 81 nhà máy điện, với tổng công suất 22138 MW, trực tiếp tham gia vào thị trường điện cạnh tranh. Gián tiếp tham gia có 25 nhà máy điện, với tổng công suất 14373 MW và 21 nhà máy, tổng công suất 5260 MW dự kiến tham gia trực tiếp. Như vậy, đến năm 2018 tỷ lệ công suất tham gia thị trường điện chiếm trên 85%. Các nhà máy điện gián tiếp tham gia là các nhà máy điện lớn có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh; các nhà máy phối hợp với các nhà máy lớn và các nhà máy trên cùng bậc thang với các nhà máy đó. Các TTD trên sông Sê San nằm trong số các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện trong năm 2018. Tuy nhiên, theo Quyết định 8266/2015/QĐ-BCT thì các TTD này có thể tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh theo một trong các hình thức sau: Trực tiếp tham gia thị trường; hoặc Tham gia thị trường thông qua đơn vị chào giá thay thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

2.2. Giá trị nước và cơ chế giá điện

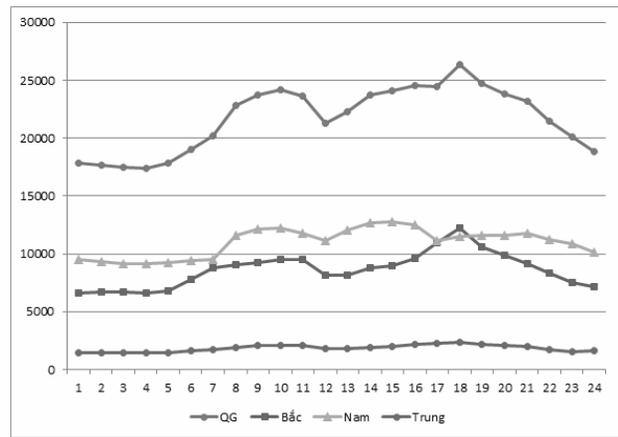
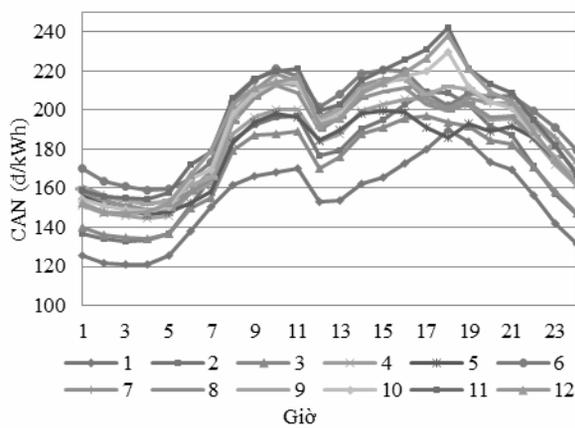
Thành phần giá điện theo cơ chế của thị

trường điện cạnh tranh bao gồm cả giá điện năng và giá công suất (Cục Điều tiết điện lực, 2016). Phương pháp tính giá điện dựa trên cơ sở Giá trị nước và có xét đến phụ tải điện. Theo Quyết định 77/QĐ-ĐTĐL (Cục Điều tiết điện lực, 2017c), Giá trị nước là mức giá biên kỳ vọng tính toán cho lượng nước tích trong các hồ thủy điện khi được sử dụng để phát điện thay thế cho các nguồn nhiệt điện trong tương lai, tính quy đổi cho một đơn vị điện năng. Việc sử dụng hợp lý và có hiệu quả nguồn nước phát điện sẽ thay thế tốt hơn lượng điện sản xuất từ nhiệt điện, do đó giảm được lượng nhiên liệu cần khai thác hay nhập khẩu phục vụ cho nhiệt điện. Đây là vấn đề quan trọng và có ý nghĩa trong giai đoạn hiện nay và cả trong tương lai khi mà nguồn nhiên liệu ngày càng cạn kiệt, nhập khẩu nhiên liệu luôn tiềm ẩn những bất ổn. Thêm nữa, khai thác và sử dụng nhiên liệu sẽ có ảnh hưởng không tốt đến môi trường, vấn đề đang đòi hỏi ngày càng cao về chất lượng. Giá trị một đơn vị khối lượng nước sử dụng phát điện được đánh giá tương ứng với một khối lượng nhiên liệu tiêu thụ để sản xuất ra một đơn vị điện năng.

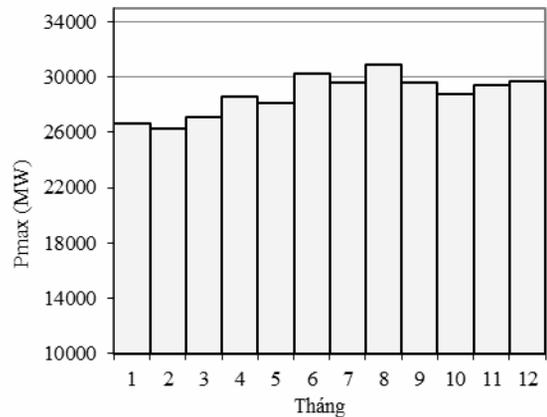
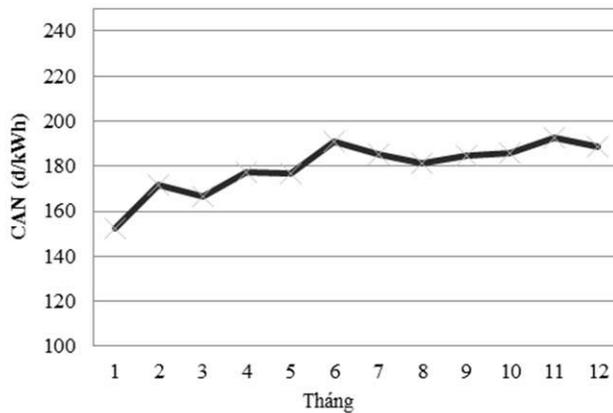
Mô hình tính giá trị nước được thực hiện theo bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện với

hàm mục tiêu là tối thiểu hóa tổng của chi phí vận hành tức thời và chi phí vận hành tương lai, đồng thời phải mô phỏng được các ràng buộc trong vận hành trạm phát điện và hệ thống điện. Theo đó, chi phí vận hành tức thời phụ thuộc vào chi phí vận hành của các trạm nhiệt điện (TND) theo từng khối phụ tải. Chi phí vận hành tương lai được tính dựa trên lượng nước về hồ và lượng nước trong hồ ở mỗi thời đoạn. Phụ tải dự báo từng giờ sẽ được quy đổi thành năm khối phụ tải trong tuần trên cơ sở đã được sắp xếp lại theo thứ tự từ lớn đến bé. Mỗi khối phụ tải tương ứng với sản lượng phụ tải trong khoảng

thời gian theo quy định là 5%, 15%, 30%, 30% và 20% thời gian trong tuần, tính lần lượt cho khối ứng phần phụ tải đỉnh trở xuống. Việc quy đổi phải đảm bảo tổng sản lượng phụ tải trong các khối bằng tổng sản lượng phụ tải trong tuần đó. Công suất khả dụng được quy đổi thành công suất khả dụng tương đương hàng tuần. Phương pháp tính toán công suất khả dụng tương đương nhà máy điện được thực hiện theo nguyên tắc công suất khả dụng tương đương của nhà máy điện trong một tuần tỉ lệ với số thời gian khả dụng của nhà máy điện (không kể sửa chữa) trong tuần đó.



Hình 1. Giá công suất (CAN) theo giờ năm 2017 (trái), BDPT ngày điển hình năm 2017 (phải)



Hình 2. Giá công suất theo tháng năm 2017 (trái), BDPT năm lớn nhất năm 2017 (phải)

Theo Quy trình tính giá trị nước, giá được xác định trên cơ sở các khối phụ tải trong tuần và có xét đến công suất khả dụng. Kết quả giá điện thị trường điện cạnh tranh được ban hành năm 2017 đã thể hiện rõ điều này. Theo Hình 1 (bên trái) cho thấy hình dáng biểu đồ giá công

suất theo giờ gần giống hình dáng biểu đồ phụ tải (BDPT) ngày điển hình (Hình 1, bên phải). Tương tự, biểu đồ giá công suất theo tháng (Hình 2, bên trái) có hình dáng gần giống với hình dáng biểu đồ phụ tải lớn nhất năm (Hình 2, bên phải). Như vậy, giá công suất cao tập trung

vào những giờ có phụ tải cao trong ngày và những tháng có phụ tải cao trong năm. Vì thế, khi tính toán lợi ích phát điện cần áp dụng giá công suất sao cho phù hợp. Theo đó, giá công suất phải được tính theo số giờ làm việc tương ứng với số phụ tải giờ đảm nhận trong ngày đã được sắp xếp từ cao xuống thấp. Cách quy đổi giá công suất này dựa trên cách phân và sắp xếp các khối phụ tải theo Quy trình tính giá trị nước và có xét đến vị trí làm việc của TTD trên biểu đồ phụ tải. Giá công suất quy đổi này được áp dụng trong tính toán lợi ích phát điện trong nghiên cứu này.

Điều đáng lưu ý, theo các đồ thị trên, trong những tháng phụ tải cao thì khả năng phát công suất (hay N_{kd}) của thủy điện lại bị hạn chế do cột nước giảm. Điều này không chỉ ảnh hưởng đến hiệu ích của thủy điện mà còn gây khó khăn trong việc huy động nguồn, làm căng thẳng trong cân bằng công suất và dẫn đến tăng chi phí cho toàn hệ thống. Việc nghiên cứu giải pháp làm tăng được N_{kd} của TTD vào những thời gian phụ tải cao và cột nước của thủy điện thấp sẽ làm giảm được công suất của TND, nhất là phần công suất dự trữ sửa chữa ở TND, do đó sẽ tăng được công suất thay thế. Điều này không chỉ cho phép làm giảm chi phí đầu tư vào nhiệt điện mà còn có thể làm giảm chi phí nhiên liệu của nhiệt điện. Vì thế, giải pháp trong thiết kế cũng như vận hành nhằm làm tăng công suất của thủy điện trong giai đoạn này phải được tính đến.

2.3. Cơ sở nâng cao hiệu quả khai thác nguồn thủy điện

Việc lựa chọn các thông số trong thiết kế cũng như xác định chế độ làm việc trong vận hành TTD, nhất là với các TTD lớn và có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh, cần đứng trên quan điểm hệ thống. Theo Quyết định 8266/2015/QĐ-BCT, các TTD chiến lược, đa mục tiêu có thể trực tiếp tham gia thị trường điện cạnh tranh hoặc tham gia thị trường thông qua đơn vị chào giá thay. Như vậy, ngoài nhiệm vụ bảo đảm về an ninh năng lượng, giảm chi phí mua điện của nguồn khác, cần nâng cao hiệu ích phát điện cho bản thân TTD khi xác định chế độ vận hành. Tiêu chuẩn xây dựng chế độ

vận hành cho TTD trong trường hợp này là tối đa hiệu ích phát điện theo hàm mục tiêu (1), đồng thời đảm bảo an toàn cung cấp điện và các yêu cầu lợi dụng tổng hợp.

$$B = \sum_{t=1}^n N_t \cdot \Delta h_t \cdot g_t \Rightarrow \max \quad (1)$$

$$N_t = 9,81 \cdot \eta_t \cdot Q_t \cdot H_t \quad (2)$$

$$H_t = Z_{tt} - Z_{hlt} - h_{wt} \quad (3)$$

$$Q_t = Q_{tnt} \pm Q_{ht} - Q_{ttt} - Q_{xt} - Q_{ldtht} \quad (4)$$

$$\eta_t = 9,81 \eta_{tbt} \cdot \eta_{mft}; \eta_t = f(Q_t, H_t) \quad (5)$$

Trong đó: B là hiệu ích về tài chính của TTD; N_t , η_t , Q_t , H_t lần lượt là công suất, hiệu suất tổ máy, lưu lượng phát điện, cột nước phát điện của TTD ở thời đoạn t; Z_{tt} , Z_{hlt} , h_{wt} : mực nước thượng lưu, mực nước hạ lưu, tổn thất cột nước; Q_{tnt} , Q_{ht} , Q_{ttt} , Q_{xt} , Q_{ldtht} : lưu lượng đến hồ, lưu lượng cấp/trữ, lưu lượng tổn thất, lưu lượng xả, lưu lượng lợi dụng tổng hợp; η_{tbt} , η_{mft} : hiệu suất Tuabin, hiệu suất máy phát; Δh_t số giờ trong thời đoạn; n số thời đoạn của chu kỳ tính toán. g_t là giá điện thời đoạn t của thị trường điện cạnh tranh. Mô hình bài toán này có nhiều biến, các biến lại phụ thuộc với nhau và ở dạng phi tuyến. Các thông số cần phải thỏa mãn các yêu cầu về ràng buộc về lưu lượng, mực nước, công suất... Mô hình bài toán này không phải là mới nhưng cách thức tiếp cận và giải quyết khác nhau dẫn đến sự khác biệt. Điều quan trọng ở nghiên cứu này là xây dựng phương thức vận hành này trên cơ sở sự thay đổi phụ tải và thị trường điện, với việc tính toán giá điện dựa vào vị trí làm việc của TTD trên biểu đồ phụ tải và được xác định trên cơ sở cách phân khối phụ tải và cách sắp xếp khối phụ tải đảm nhận theo quy trình tính toán giá trị nước như đã trình bày ở trên. Để giải bài toán trên cần lựa chọn phương pháp cũng như cách thức vận hành phù hợp.

2.4. Phương thức vận hành hồ chứa thủy điện điều tiết dài hạn

Tùy vào chế độ thủy văn và mức độ tin cậy trong dự báo thủy văn mà có hai nhóm phương pháp để điều khiển chế độ làm việc của TTD: nhóm sử dụng các mô hình tối ưu và nhóm dùng

điều phối. Các mô hình tối ưu chỉ phù hợp khi chế độ thủy văn tương đối ổn định và thông tin dài hạn về thủy văn và phụ tải đảm bảo độ tin cậy. Trường hợp ngược lại thì nên dùng phương pháp điều phối để giảm thiểu ảnh hưởng hậu tác động. Nước ta cũng như nhiều nước trên thế giới thì khả năng dự báo dài hạn về thủy văn chưa đảm bảo độ tin cậy. Hơn nữa, chế độ thủy văn của nước ta lại không ổn định. Do đó, nên ưu tiên chọn phương pháp điều phối để vận hành các hồ thủy điện điều tiết dài hạn. Đặc điểm phương pháp điều phối sử dụng biểu đồ điều phối (BĐDP) là chỉ cần dựa vào các thông tin hiện thời và một số quy tắc vẫn có thể đưa ra phương thức điều khiển hồ chứa mà cần không sử dụng trực tiếp lưu lượng đến. Cấu tạo, cách xây dựng các vùng của BĐDP và kết quả (các vùng được phân bởi các đường màu đậm trên Hình 3) đã được trình bày trong nghiên cứu trước (Hoàng Công Tuấn, 2018b). Điểm mới và khác ở đây là việc xây dựng vùng làm việc của BĐDP ứng với chế độ tính toán được tính toán theo hàm mục tiêu (1), thay vì dựa trên sự phân phối công suất bảo đảm theo tháng như thị trường độc quyền trước đây.

Sử dụng BĐDP giúp cho người vận hành, chỉ cần dựa trên những thông tin hiện thời về mực nước hồ, vẫn có các quyết định đúng đắn trong việc tăng, giảm công suất của TTD trong điều kiện các thông tin dài hạn về phân bố lưu lượng thiên nhiên không đáng tin cậy. Tại mỗi thời điểm cần tiến hành so sánh mực nước thực tế trong hồ với mực nước cùng thời điểm nằm trên các đường của BĐDP. Kết quả so sánh này cho phép người vận hành đưa ra được một trong các quyết định quan trọng sau đây về điều chỉnh công suất TTD trong thời đoạn tiếp theo.

- Tăng công suất trung bình ngày đêm lớn hơn công suất bình quân thời đoạn của vùng A (vùng duy trì công suất) nếu mực nước thực tế nằm trong vùng B (vùng tăng công suất).

- Giảm công suất trung bình ngày đêm nếu mực nước thực tế của hồ nằm trong vùng C (vùng giảm công suất).

- Tiếp tục duy trì công suất bình quân của

vùng A nếu mực nước thực tế của hồ vẫn nằm trong vùng A.

- Vùng D (vùng xả nước thừa) là vùng cho phép phát công suất tối đa.

Sau đó tiến hành so sánh mực nước thực tế của hồ cuối thời đoạn với mực nước cùng thời điểm của các đường điều phối và quá trình điều chỉnh công suất TTD được lập lại như trên. BĐDP cho biết khi nào nên tăng, giảm công suất của TTD, còn muốn định được công suất của TTD cần sử dụng các phương thức tăng giảm công suất riêng.

3. KẾT QUẢ ÁP DỤNG TÍNH TOÁN

Áp dụng phương pháp luận nêu trên để tính toán cho hai TTD Ialy và Pleikrong trên sông Sê San. Đây là 2 trạm có hồ điều tiết dài hạn, có ảnh hưởng lớn đến cả bậc thang và cùng thuộc quản lý vận hành của Công ty Thủy điện Ialy. Theo Quyết định 95/2017/QĐ-ĐTĐL, trong Danh sách nhà máy điện tham gia thị trường phát điện cạnh tranh trong năm 2018: TTD Ialy thuộc nhóm các Nhà máy điện lớn, có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh (SMHP); TTD Pleikrong thuộc nhóm Nhà máy điện phối hợp vận hành với SMHP.

Vận dụng phương thức vận hành hồ chứa theo BĐDP để tính toán mô phỏng cho TTD Ialy và TTD Pleikrong. TTD Ialy lớn, có vai trò quan trọng trong hệ thống. TTD Pleikrong tuy có công suất nhỏ hơn nhưng lại có tỷ lệ h_{ct}/H_{max} và W_{mk}/V_{hi} khá lớn. Do đó, đối với cả hai TTD này, phương thức vận hành phù hợp trong mùa kiệt là khi có lượng nước dư ở đầu mỗi thời đoạn (mực nước hồ ở vùng B), lượng nước dư này sẽ được sử dụng được để tăng công suất trong suốt cả thời gian từ ngay sau khi nó hình thành cho đến thời điểm cuối mùa kiệt. Còn khi thiếu nước (mực nước hồ ở vùng C), giảm lưu lượng phát điện ngay từ thời điểm xuất hiện nước thiếu cho đến hết mùa kiệt. Còn mùa lũ, vì thời điểm bắt đầu và thời điểm kết thúc của lũ khó biết trước và khoảng thời gian này thường rất ngắn, nên phương thức thường dùng cho hai TTD là sử dụng hết lượng nước thừa (hay thiếu) để tăng (hay giảm) công suất cho một thời đoạn ngay sau nó hình thành.

Bảng 2. Kết quả tính cho năm thiết kế và 27 năm cho 2 TTD

Năm	TTĐ Pleikrong					TTĐ Ialy				
	TH 1		TH 2		ΔB	TH 1		TH 2		ΔB
	E _n	B	E _n	B		E _n	B	E _n	B	
	10 ⁶ kWh	tỷ đ	10 ⁶ kWh	tỷ đ	tỷ đ	10 ⁶ kWh	tỷ đ	10 ⁶ kWh	tỷ đ	tỷ đ
Năm thiết kế	298,2	438,8	343,8	505,7	66,9	2916,6	4286,2	2940,9	4322,0	35,8
T.bình 27 năm	452,2	662,7	462,5	678,8	16,1	3835,6	5611,4	3842,0	5628,8	17,4

Áp dụng tính toán đầu tiên được thực hiện cho năm thiết kế. Để thấy được tính hiệu quả của phương pháp đưa ra, năm thiết kế được tính cho 2 trường hợp. Trường hợp 1 (TH 1), tính toán mô phỏng vận hành TTD theo dựa trên BĐDP được xây dựng từ phân phối công suất bảo đảm như trước đây. Trường hợp 2 (TH 2) tính dựa trên BĐDP được xây dựng theo tiêu chí được lựa chọn. Lợi ích (B) được tính theo giá điện với giá công suất được quy đổi. Kết quả tổng hợp được thể hiện trong Bảng 2. Từ kết quả cho thấy được tính hiệu quả của phương pháp đưa ra. Với TTD Pleikrong, lợi ích của TH 2 tăng 66,9 tỷ đồng (tăng 13,2 %) so với TH 1. Con số này là 35,8 tỷ đồng (tăng 0,8 %) ứng với TTD Ialy. Để kiểm chứng phương pháp đưa ra với những năm thủy văn khác nhau, đã tiến hành tính cho 27 năm, từ năm 1975 đến năm 2001. Kết quả (Bảng 2) cho thấy, đối với TTD Pleikrong, lợi ích tính theo TH 2 tăng, so với TH 1, trung bình mỗi năm 16,1 tỷ (2,4 %), với TTD Ialy là 17,4 tỷ (0,3 %). Từ đó cho thấy, với những TTD cột nước thấp và có dao động mực nước hồ ảnh hưởng lớn đến cột nước thì hiệu quả sẽ cao hơn so với TTD cột nước cao.

Tiếp đến, để so sánh tính hiệu quả của phương pháp đưa ra với việc tính toán dựa trên Kế hoạch vận hành Thị trường phát điện cạnh tranh theo Quyết định 86 (Cục Điều tiết điện lực, 2016). Quyết định này quy định các thông

số đầu vào chính của các TTD phục vụ cho việc lập Kế hoạch vận hành thị trường phát điện cạnh tranh năm 2017. Trong các thông số đầu vào có: Mực nước đầu tháng của các hồ thủy điện trong HTĐ quốc gia năm 2017; Dự kiến lưu lượng nước về bình quân từng tháng trong năm 2017.

Trường hợp tính theo Quyết định 86 (QĐ 86), điện năng được tính dựa trên số liệu thủy văn dự kiến và mực nước đầu các tháng theo như quy định. Trường hợp tính theo phương thức đề xuất (như Trường hợp 2) thì chỉ sử dụng số liệu thủy văn để phục vụ tính mực nước cuối các thời đoạn. Kết quả tính toán cho 2 TTD Pleikrong và Ialy được tổng hợp trong Bảng 3 và Bảng 4. Đường quá trình mực nước hồ tính theo 2 trường hợp được thể hiện trên Hình 4.

Từ kết quả thu được cho thấy, vận hành hồ chứa theo phương thức đưa ra đem lại hiệu quả cao hơn so với vận hành theo Kế hoạch vận hành của QĐ 86. Cụ thể, lợi ích của TTD Pleikrong tăng 77,2 tỷ đồng (tương ứng 14,6%), tăng 14,4 tỷ đồng (0,3%) với TTD Ialy. Ngoài tăng lợi ích, phương pháp này còn cho phép tăng được công suất khả dụng (xem ΔN_{kd} ở cột cuối trong 2 bảng) ở những tháng mà khả năng huy động công suất của các TTD bị hạn chế do cột nước thấp trong khi nhu cầu phụ tải lại cao. Do đó sẽ góp phần giảm căng thẳng trong cân bằng công suất của hệ thống, nâng cao mức độ an toàn cung cấp điện và giảm được chi phí chung.

Bảng 3. Kết quả tính cho năm 2017 của TTD Pleikrong

Tháng	Theo QĐ 86			Theo BĐDP (TH 2)			Theo PP tối ưu			ΔN _{kd}
	N _{kd}	E	B	N _{kd}	E	B	N _{kd}	E	B	
	MW	10 ⁶ kWh	tỷ đ	MW	10 ⁶ kWh	tỷ đ	MW	10 ⁶ kWh	tỷ đ	MW
1	100,0	25,2	36,3	100	26,78	38,6	100	26,8	38,6	0,0
2	100,0	25,3	37,0	100	24,19	35,5	100	24,2	35,5	0,0

Tháng	Theo QĐ 86			Theo BDDP (TH 2)			Theo PP tối ưu			ΔN_{kd}
	N_{kd}	E	B	N_{kd}	E	B	N_{kd}	E	B	
	MW	10^6 kWh	tỷ đ	MW	10^6 kWh	tỷ đ	MW	10^6 kWh	tỷ đ	MW
3	100,0	32,0	46,7	100	26,78	39,0	100	26,8	39,0	0,0
4	100,0	32,0	47,0	100	26,3	38,6	100	25,9	38,0	0,0
5	100,0	33,9	49,4	100	28,03	41,0	100	26,8	39,2	0,0
6	91,9	25,1	37,2	100	33,54	49,6	100	25,9	38,4	8,1
7	75,3	25,2	37,2	100	28,79	42,5	100	23,1	34,1	24,7
8	94,3	39,0	57,3	100	28,55	42,0	100	38,9	57,2	5,7
9	100,0	37,5	55,4	100	44,84	66,0	100	72,0	104,8	0,0
10	100,0	27,5	40,8	100	72,68	105,8	100	73,5	107,0	0,0
11	100,0	25,5	37,9	100	43,65	64,7	100	44,2	65,6	0,0
12	100,0	31,3	46,4	100	28,58	42,4	100	29,2	43,3	0,0
Tổng		359,5	528,6		412,7	605,8		437,2	640,6	
$\Delta B = 77,2$ tỷ đ (tăng 14,6%)										

Bảng 4. Kết quả tính cho năm 2017 của TTD Ialy

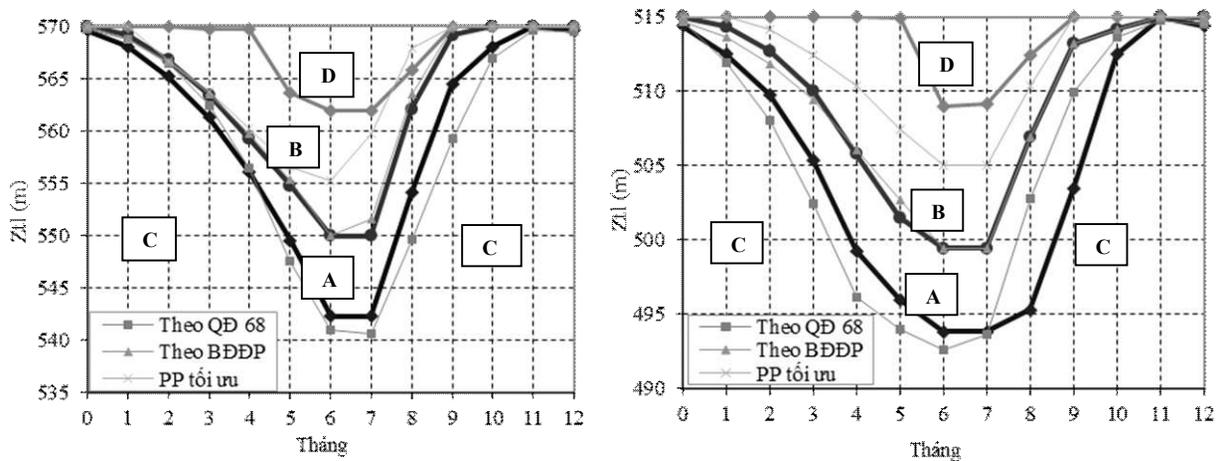
Tháng	Theo QĐ 86			Theo BDDP (TH 2)			Theo PP tối ưu			ΔN_{kd}
	N_{kd}	E	B	N_{kd}	E	B	N_{kd}	E	B	
	MW	10^6 kWh	tỷ đ	MW	10^6 kWh	tỷ đ	MW	10^6 kWh	tỷ đ	MW
1	720,0	275,4	395,8	720	230,6	332,0	720	230,6	332,0	0,0
2	720,0	242,6	354,8	720	208,3	305,0	720	208,3	305,0	0,0
3	720,0	257,5	374,7	720	230,6	335,9	720	230,6	335,9	0,0
4	713,6	231,7	339,7	720	223,2	327,4	720	223,2	327,4	6,4
5	696,3	199,8	292,0	720	232,7	339,8	720	230,6	336,9	23,7
6	673,5	224,4	332,0	717,7	258,8	382,7	720	225,0	333,1	44,2
7	680,4	302,5	445,5	705,3	276,6	407,7	720	230,6	340,5	24,9
8	707,9	350,2	513,3	720	326,2	478,7	720	357,9	524,5	12,1
9	720,0	345,2	507,8	720	396,9	581,9	720	480,6	700,9	0,0
10	720,0	327,8	483,4	720	362,2	532,9	720	427,6	626,6	0,0
11	720,0	284,8	422,7	720	311,1	461,2	720	318,4	471,9	0,0
12	720,0	254,6	377,3	720	248,5	368,4	720	242,8	360,0	0,0
Tổng		3296,5	4839,2		3305,7	4853,6		3406,3	4994,5	
$\Delta B = 14,4$ tỷ đ (tăng 0,3%)										

Trong trường hợp, giả sử nếu chúng ta biết trước phân bố lưu lượng đến của một năm hoặc nếu dự báo dài hạn thủy văn đủ độ tin cậy và chế độ thủy văn ổn định thì có thể sử dụng phương pháp tối ưu để tính mô phỏng trước, từ đó tìm được đường quá trình mực nước hồ tương ứng. Sau đó, căn cứ vào đây để đưa ra những chỉ dẫn vận hành hồ chứa nhằm thu được hiệu quả tối đa. Kết quả tính toán mô phỏng trường hợp này cho năm 2017 đối với 2

TTĐ nghiên cứu được thể hiện trong Bảng 3, Bảng 4 và Hình 4. Kết quả cho thấy hiệu quả của trường hợp này lớn nhất trong cả ba trường hợp tính toán. Tuy nhiên, cần phải nhấn mạnh rằng đây chỉ là trường hợp giả sử. Trên thực tế thì chế độ thủy văn lại không ổn định và dự báo dài hạn chưa đảm bảo độ tin cậy. Khi đó, nếu vẫn sử dụng phương pháp này để vận hành hồ chứa có thể sẽ dẫn đến những hệ lụy do hậu tác động gây ra. Dù sao

thì kết quả tính toán này cũng cho ta có sự tham chiếu để có những nghiên cứu cải tiến

hơn trong công tác dự báo, hay lựa chọn phương pháp tính....



Hình 3. Diễn biến đường mực nước hồ theo các trường hợp của TTD Pleikrong (trái) và Ialy (phải)

4. KẾT LUẬN VÀ HƯỚNG NGHIÊN CỨU TIẾP THEO

Bài báo đã trình bày cơ sở khoa học, từ đó lựa chọn phương pháp và cách thức vận hành hồ chứa thủy điện điều tiết dài hạn trên cơ sở cơ chế giá điện của thị trường điện cạnh tranh và có xét đến đặc điểm của phụ tải điện. Kết quả tính toán áp dụng cho hai TTD Ialy và Pleikrong trên sông Sê San đã minh chứng tính hiệu quả của phương thức vận hành hồ chứa được lựa chọn. Việc lựa chọn phương thức vận hành hồ

chứa thủy điện phải ở trạng thái động. Có nghĩa khi các yếu tố liên quan như phụ tải, thị trường điện, cơ cấu nguồn, các ràng buộc về nhu cầu dùng nước... thay đổi thì tiêu chuẩn và phương thức vận hành cũng phải thay đổi cho phù hợp.

Nghiên cứu này chỉ áp dụng cho các TTD điều tiết dài hạn, chưa kết hợp nghiên cứu phối hợp làm việc giữa các TTD điều tiết dài hạn và ngắn hạn trên cùng hệ thống bậc thang, giữa các TTD của các hệ thống bậc thang khác với nhau. Đây cũng là định hướng nghiên cứu tiếp theo của tác giả.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- Bộ Công thương (2015), *Quyết định 8266/QĐ-BCT, Phê duyệt Thiết kế chi tiết thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam.*
- Chính phủ (2013a), *Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg, Quy định về lộ trình, các điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại VN.*
- Chính phủ (2013b), *Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg, Quy định về lộ trình, các điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại VN.*
- Chính phủ (2016a), *Quyết định số 428/QĐ-TTg Phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xét đến năm 2030.*
- Chính phủ (2016b), *Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg, Phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam.*
- Cục Điều tiết điện lực (2016), *Quyết định 86/QĐ-ĐTĐL Về việc phê duyệt Kế hoạch vận hành Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) năm 2017.*
- Cục Điều tiết điện lực (2017a), *Số liệu giám sát vận hành hệ thống điện, <http://www.erav.vn/c2/Trang-he-thong-dien/He-thong-dien-8.aspx>.*

- Cục Điều tiết điện lực (2017b). *Quyết định, 95/QĐ-ĐTĐL, ban hành Danh sách nhà máy điện tham gia Thị trường phát điện cạnh tranh năm 2018.*
- Cục Điều tiết điện lực (2017c). *Quyết định 77 /QĐ-ĐTĐL Quy trình tính toán giá trị nước.*
- Hoàng Công Tuấn (2018a). *Nghiên cứu giải pháp nâng cao hiệu ích phát điện cho các trạm thủy điện trong bối cảnh phụ tải và thị trường điện Việt Nam. Tạp chí Khoa học kỹ thuật Thủy lợi và Môi trường, số 61.*
- Hoàng Công Tuấn (2018b). *Xây dựng phương thức điều khiển hồ chứa thủy điện trên cơ sở chế độ làm việc tối ưu. Tuyển tập Hội nghị khoa học thường niên năm 2018.*

Abstract:

RESEARCH OF ELECTRICITY PRICE IMPROVING THE OPERATIONAL EFFICIENCY OF HYDROPOWER

Due to the electricity demand changing, different from the previous forecast, in the direction of disadvantage for hydropower and electricity resource exploitation. The electricity market operates under competition mechanism. Thermoelectricity develops rapidly, affecting the environment and energy security. Electricity resource structure changes, with the proportion of hydropower decreasing. Major and medium-sized hydropower projects have been mostly exploited. Researching the method of hydropower resource exploitation for the current context, especially with the electricity price mechanism, which is necessary and meaningful. This article presents the scientific basis, which provides method of hydropower resource exploitation in order to increase the operational efficiency of hydropower, at the same time reducing difficulty in mobilizing electricity resources and system costs. The obtained results from application for two Pleikrong and Ialy hydropower stations in Sesan rivers show the effectiveness of the methodology.

Keywords: Hydropower, Electricity price, Electricity market, Long-term scheduled, Electricity system.

Ngày nhận bài: 10/01/2019

Ngày chấp nhận đăng: 23/01/2019