

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

Hoàng Công Tuấn¹

Tóm tắt: Tỷ trọng nguồn thủy điện hiện chiếm tỷ trọng cao nhưng xu hướng sẽ giảm dần dẫn đến vị trí làm việc của trạm thủy điện cũng thay đổi. Biểu đồ phụ tải điện cũng có sự thay đổi theo hướng bất lợi cho thủy điện. Nhu cầu sử dụng điện cao lại xảy ra vào những tháng mà công suất phát của trạm thủy điện bị hạn chế. Hơn nữa, thị trường điện chuyển sang thị trường điện cạnh tranh đòi hỏi các trạm thủy điện, trong thiết kế cũng như trong vận hành, cần có những thay đổi phù hợp. Bài báo trình bày cơ sở khoa học, từ đó đưa ra giải pháp có xét đến phụ tải điện và thị trường điện nhằm tăng công suất khả dụng, do đó làm nâng cao hiệu ích phát điện cho trạm thủy điện, đồng thời làm giảm chi phí cho toàn hệ thống. Những kết quả thu được từ việc áp dụng tính toán cho hai trạm thủy điện trên sông Sê San cho thấy hiệu quả của phương pháp nghiên cứu.

Từ khóa: Thủy điện; Hệ thống điện; Thị trường điện; Điều tiết dài hạn

1. MỞ ĐẦU

Trong cơ cấu hệ thống điện (HTĐ) Việt Nam thì nguồn thủy điện chiếm tỷ trọng cao (Chính phủ, 2016). Hầu hết các trạm thủy điện (TTĐ) vừa và lớn trên các dòng sông đã được xây dựng và đi vào vận hành. Các TTĐ này thường có hồ điều tiết dài hạn. Việc phát triển thêm các TTĐ, nhất là các trạm ở bậc thang phía trên sẽ có ảnh hưởng lớn đến chế độ làm việc của các TTĐ trên cùng hệ thống bậc thang. Do đó, hướng nghiên cứu sẽ tập trung sang nghiên cứu chế độ vận hành nhằm nâng cao hiệu ích phát điện đồng thời đảm bảo các yêu cầu lợi dụng tổng hợp. Mặt khác, phụ tải điện cũng có sự thay đổi đáng kể theo hướng bất lợi hơn đối với thủy điện. Theo đó, nhu cầu sử dụng điện ngày càng cao vào những tháng giao mùa từ mùa kiệt sang mùa lũ (Cục điều tiết điện lực, 2017b), khoảng thời gian mà các TTĐ không thể huy động được công suất lớn do cột nước giảm. Sự thay đổi theo hướng bất lợi này của phụ tải điện càng gây lên sự căng thẳng trong cân bằng năng lượng của hệ thống và khó khăn trong việc huy động nguồn điện. Hơn nữa, Chính phủ đã ban hành lộ

trình phát triển các cấp độ thị trường điện cạnh tranh ở Việt Nam (Chính phủ, 2013) đòi hỏi các TTĐ cũng phải có những thay đổi phù hợp về chế độ và tiêu chí vận hành.

Từ đó cho thấy, việc nghiên cứu giải pháp cho các trạm thủy điện nhằm nâng cao hiệu ích phát điện cho TTĐ, đồng thời tăng khả năng thay thế của thủy điện góp phần làm giảm căng thẳng trong cân bằng công suất cho hệ thống, do đó làm giảm chi phí vận hành và đầu tư cho toàn hệ thống là rất thiết thực. Giải pháp đưa ra được áp dụng tính toán cho hai TTĐ điều tiết dài hạn trên sông Sê San.

2. CƠ SỞ KHOA HỌC ĐỀ XUẤT GIẢI PHÁP

2.1. Quan điểm tính toán xác định chế độ vận hành các TTĐ

Chế độ vận hành của các TTĐ, nhất là các TTĐ có hồ điều tiết dài hạn phụ thuộc rất nhiều vào khả năng dự báo thủy văn, cơ cấu nguồn điện, đặc điểm của phụ tải điện và thị trường điện. Đa số các TTĐ lớn trên thế giới đều có hồ điều tiết dài hạn. Việc nghiên cứu tính toán các thông số của TTĐ cũng như xác định chế độ vận hành cho các hồ chứa loại này sẽ tùy thuộc vào từng nước. Vì mỗi nước đều có đặc thù riêng về chính sách giá điện, cơ cấu nguồn thủy điện

¹ Khoa Công trình, Trường Đại học Thủy lợi

trong hệ thống, đặc điểm phụ tải điện, mức độ tin cậy của dự báo thủy văn và phụ tải (P. Sengvilay, 2009; Pan Liu et al., 2012).

HTĐ của nước ta càng ngày càng hoàn chỉnh làm cho việc trao đổi công suất, điện năng giữa các vùng không còn bị hạn chế. Hầu hết các TTD đều làm việc trong HTĐ quốc gia và chiếm một tỷ trọng cao (năm 2017 chiếm 38,3%). Nhưng chế độ làm việc của các TTD lại thay đổi tùy thuộc vào điều kiện thủy văn, khả năng điều tiết của hồ và do đó làm cho chế độ làm việc của các nguồn điện khác (nhiệt điện, nhập khẩu...) cũng thay đổi theo. Cho nên chế độ làm việc của các TTD ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả từng trạm, độ tin cậy cung cấp điện và hiệu quả kinh tế của toàn bộ HTĐ. Điều này đòi hỏi phải xác định chế độ làm việc của các TTD trên quan điểm có lợi cho toàn bộ hệ thống chứ không phải có lợi cho từng TTD.

2.2. Các yếu tố ảnh hưởng tới hiệu ích phát điện của TTD

2.2.1. Phân bố điện năng đảm bảo theo thời gian

Các TTD tham gia vào cân bằng công suất của HTĐ thông qua điện năng đảm bảo (E_{bd}) hay công suất bảo đảm (N_{bd}) từng tháng trong năm ứng với mức bảo đảm tính toán. Tiêu chuẩn đánh giá phân bố E_{bd} hợp lý của các TTD là cực tiểu chi phí quy đổi của toàn HTĐ.

Nghiên cứu các tài liệu thiết kế các TTD trước đây cũng như hiện nay cho thấy phân bố E_{bd} được xác định theo nguyên tắc riêng không gắn với biểu đồ phụ tải, không phối hợp giữa các nhà máy điện như lưu lượng phát điện bằng hằng số hoặc công suất bằng hằng số v.v... Việc phân bố E_{bd} theo cách áp đặt như thế sẽ dẫn đến tình trạng là khi hệ thống đòi hỏi nhiều thì các TTD lại phát ít mà khi hệ thống đòi hỏi ít thì lại phát nhiều làm cho chi phí của hệ thống tăng lên. Rõ ràng, phân bố hợp lý E_{bd} theo các tháng của các TTD phải được xác định theo quan điểm hệ thống trên cơ sở phối hợp sự làm việc giữa các TTD và các trạm nhiệt điện (TND) trong cân bằng năng lượng của toàn hệ thống. Do đó việc phân bố phụ thuộc rất nhiều vào trạng thái của HTĐ (biểu đồ phụ tải, tương quan giữa nguồn và phụ tải, cơ cấu nguồn, thị trường

điện, sự phát triển các bậc thang thủy điện, đặc điểm của các nhà máy điện v.v...). Vấn đề phân bố hợp lý E_{bd} của các TTD có ý nghĩa lớn về mặt kinh tế nhưng lại là một vấn đề hết sức phức tạp đòi hỏi phải có thời gian và phối hợp nghiên cứu.

2.2.2. Phương pháp xác định chế độ làm việc cho TTD

Các phương pháp tính toán thủy năng sử dụng trong thiết kế để xác định điện năng của các TTD đều dựa trên cơ sở biết trước phân bố lưu lượng thiên nhiên. Trong thực tế chế độ dòng chảy trên tất cả các sông ở nước ta rất không ổn định và khả năng dự báo dài hạn lại chưa đáp ứng độ tin cậy, có nghĩa là trong điều kiện vận hành chúng ta không biết trước được phân bố lưu lượng thiên nhiên trong vòng một năm. Thêm vào đó, để đánh giá sản lượng điện hàng năm của các TTD điều tiết năm, mùa (hầu hết các TTD lớn của nước ta thuộc loại này), thường được sử dụng cùng một phương thức cấp trữ nước và sử dụng hết dung tích hữu ích vào cuối mùa kiệt đối với bất kỳ năm thủy văn nào. Điều này sẽ làm giảm N_{kd} , do đó làm giảm hiệu quả năng lực của các TTD. Nhiều TTD khi tính toán thủy năng thường dựa trên các phương pháp và tiêu chí riêng mà chưa gắn với phụ tải dẫn đến những bất cập khi các trạm đi vào vận hành. Đối với các TTD có vai trò quan trọng trong hệ thống, khi tính toán thủy năng xác định các thông số đã xét đến sự tham gia của chúng trong cân bằng năng lượng của hệ thống. Tuy nhiên, khi phụ tải cũng như cơ cấu nguồn thay đổi cần có những điều chỉnh trong tính toán cho phù hợp (Hồ Ngọc Dung, 2017; Hoàng Công Tuấn, 2017b). Hơn nữa, thực tế sử dụng các phương pháp tính toán khác nhau cũng cho kết quả khác nhau đáng kể (Hoàng Công Tuấn, 2017a), dẫn đến không đánh giá chính xác được khả năng của các TTD. Để khắc phục những điều nói trên cần sử dụng một phương pháp tính thủy năng thích hợp có xét đến phụ tải với điều kiện thông tin dài hạn dài hạn về thủy văn không đủ độ tin cậy.

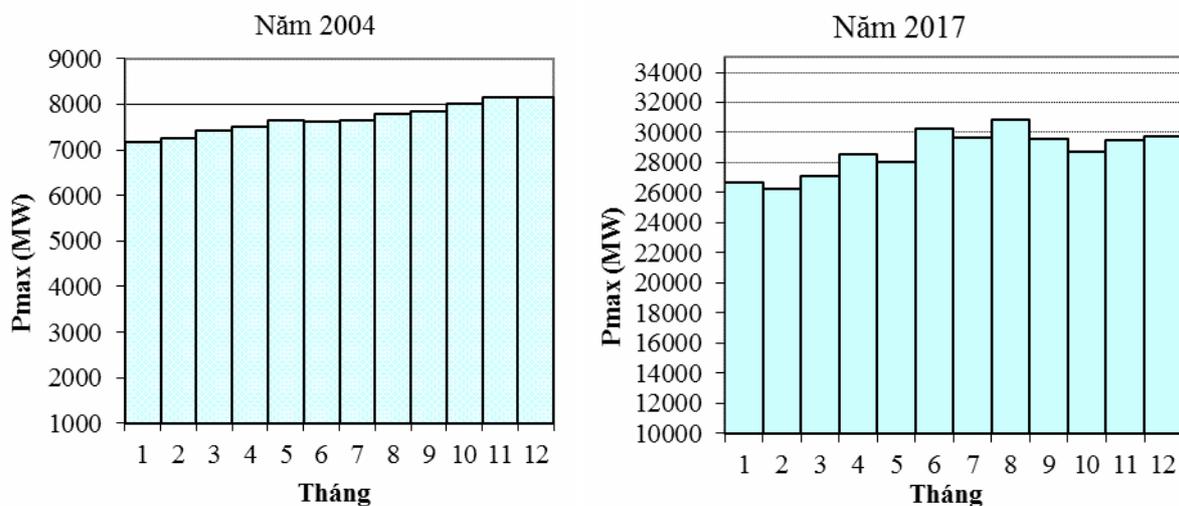
2.2.3. Sự phát triển của Thủy điện và thay đổi cơ cấu nguồn điện

Theo Quy hoạch sơ đồ điện VII điều chỉnh

(Chính phủ, 2016), tỷ trọng nguồn nhiệt điện ngày càng tăng và tỷ trọng của nguồn thủy điện ngày càng giảm (năm 2017 chiếm 38,3%, nhưng dự kiến đến năm 2020 thủy điện chỉ chiếm 25% và năm 2030 chỉ còn 15%). Điều này dẫn đến các TTĐ trước đây chạy đầy sẽ có xu hướng chuyển dần lên chạy đỉnh đòi hỏi phạm vi thay đổi công suất lớn hơn. Mặt khác, với sự phát triển thêm các TTĐ, nhất là các trạm ở bậc thang phía trên sẽ dẫn đến nhiều thông số thiết kế trước đây của các TTĐ phía dưới không còn phù hợp và có ảnh hưởng lớn đến chế độ làm việc của các TTĐ trên cùng hệ thống bậc thang. Đó cũng là một phần lý do cộng với do nhu cầu phụ tải cao ở những tháng 6, 7 mà hiện đang có nhiều dự án mở rộng các TTĐ đang vận hành như Hòa Bình, Ialy, Trị An, Thác Mơ. Điều này cho thấy, nếu có biện pháp nâng cao công suất khả dụng của các TTĐ đang vận hành vào thời đoạn này sẽ rất có lợi cho bản thân trạm đó cũng như làm giảm chi phí cho toàn hệ thống.

2.2.4. Đặc điểm của phụ tải điện và phát triển thị trường điện cạnh tranh

Đặc điểm phụ tải điện của Việt Nam có sự thay đổi đáng kể theo thời gian. Trước đây, phụ tải của những tháng giao mùa (các tháng 6, 7, 8) thường nhỏ hơn nhiều những tháng cuối năm. Phụ tải điện lớn nhất thường rơi vào tháng 11 và 12 là những tháng đầu mùa kiệt nên mực nước hồ đang ở mức cao. Trong những năm gần đây và dự báo trong những năm tới, nhu cầu sử dụng điện trong những tháng này lại là những tháng lớn nhất trong năm (Hình 1). Khoảng thời gian này các TTĐ không thể huy động được công suất lớn do cột nước giảm. Hơn nữa, do đại bộ phận các TTĐ vừa và lớn ở nước ta đều lắp Tuabin Tâm trục (Thủy điện Sơn La, Hòa Bình, Lai Châu, Ialy, Trị An, ...). Đặc điểm của loại Tuabin này là công suất khả dụng (N_{kd}) giảm nhanh khi cột nước giảm (nhỏ hơn cột nước tính toán), nhất là các TTĐ có cột nước cao và có nhiệm vụ phòng lũ.



Hình 1. Biểu đồ phụ tải nhất lớn nhất năm HTĐ toàn quốc năm 2004 và 2017

Trong điều kiện đó, ở các tháng giao mùa các TTĐ phải làm việc rất căng thẳng không thể đảm bảo sửa chữa đầy đủ. Do đó, hệ thống phải lắp thêm công suất dự trữ sửa chữa ở các TNĐ. Điều này làm giảm công suất thay thế của TTĐ. Sự thay đổi theo hướng bất lợi này của phụ tải điện làm khó khăn trong việc huy động nguồn điện và gây lên sự căng thẳng trong cân bằng năng lượng của toàn hệ thống. Như vậy, nếu có

giải pháp làm tăng được N_{kd} của TTĐ ở những tháng này sẽ mang lại lợi ích rất lớn.

Về thị trường điện, từ cơ chế độc quyền kinh doanh điện chuyển sang thị trường điện cạnh tranh với lộ trình phát triển các cấp độ thị trường điện lực đã được phê duyệt (Chính phủ, 2013; Bộ Công thương, 2017). Theo đó, thị trường điện gồm 3 cấp độ: thị trường phát điện cạnh tranh (2005-2014), thị trường bán buôn

điện cạnh tranh (2015-2021) và thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (từ sau 2021). Hiện nay đang ở trong giai đoạn thí điểm của thị trường bán buôn điện cạnh tranh (2017-2018). Giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh hoàn chỉnh sẽ vận hành từ năm 2019.

Trong phương pháp tính giá điện theo cơ chế của thị trường điện cạnh tranh thì thành phần giá điện bao gồm giá điện năng và giá công suất (Cục điều tiết điện lực, 2016, 2017a), và có tính đến đặc điểm của phụ tải điện. Theo đó, giá công suất cao tập trung vào những giờ phụ tải cao trong ngày và những tháng phụ tải cao trong năm. Điểm đáng lưu ý là 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. 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. Phương pháp đánh giá khả năng nâng cao hiệu ích làm việc của các TTD

Việc lựa chọn các thông số trong thiết kế cũng như việc xác định chế độ làm việc trong vận hành của TTD, nhất là với các TTD lớn cần đứng trên quan điểm hệ thống thông qua phân tích kinh tế trên cơ sở đánh giá hiệu quả thay thế của nó. Trong phân tích kinh tế thì những gì làm giảm thu nhập quốc dân được gọi là chi phí, còn những gì làm tăng thu nhập quốc dân được gọi là lợi ích. Với quan điểm đó thì thu nhập dòng (NPV) quy về thời điểm hiện tại của một dự án thủy điện được xác định như công thức (1).

$$ENPV = \sum_{i=1}^n \bar{C}_{tci} - \bar{C}_{td} \quad (1)$$

Trong đó, \bar{C}_{tci} : Chi phí thay thế đối với các ngành lợi dụng tổng hợp thứ i . Đây chính là toàn bộ chi phí mà ta tiết kiệm được do có dự án thủy điện mà ta không phải xây dựng một công trình có lợi ích tương đương đối với ngành i ; n : là số ngành tham gia lợi dụng tổng hợp; \bar{C}_{td} : Toàn bộ chi phí vào dự án thủy điện. Nếu chỉ xét đến hiệu quả kinh tế về mặt năng lượng và

dự án thay thế là nhiệt điện, trong trường hợp này công thức (1) có dạng.

$$ENPV = \bar{C}_{đt}^{nd} + \bar{C}_{nl}^{nd} - \bar{C}_{td} \quad (2)$$

Trong đó, $\bar{C}_{đt}^{nd}$: Chi phí đầu tư vào TND thay thế; \bar{C}_{nl}^{nd} : Chi phí hàng năm mà chủ yếu là chi phí nhiên liệu tiết kiệm được ở TND; \bar{C}_{td} : Chi phí vào TTD nghiên cứu.

Để đánh giá đúng hiệu quả thay thế về mặt năng lượng của TTD theo công thức (2) cần xác định chính xác công suất thay thế của nó. Công suất thay thế của TTD nghiên cứu được xác định theo công thức (3).

$$N_{tt}^{td} = \sum N_{l_{tm}-td}^{nd} - \sum N_{l_{tm}+td}^{nd} \quad (3)$$

Trong đó, N_{tt}^{td} : Công suất thay thế của TTD; $\sum N_{l_{tm}-td}^{nd}$: Tổng công suất lắp máy của các TND khi chưa có TTD; $\sum N_{l_{tm}+td}^{nd}$: Tổng công suất lắp máy của các TND khi có TTD.

Các giá trị $\sum N_{l_{tm}-td}^{nd}$ và $\sum N_{l_{tm}+td}^{nd}$ được xác định từ cân bằng công suất của toàn bộ hệ thống khi không có và khi có TTD nghiên cứu tham gia. Như vậy, để tăng hiệu quả kinh tế của TTD cần nâng cao được công suất thay thế của nó. 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 làm giảm chi phí nhiên liệu của nhiệt điện.

Nghiên cứu số liệu vận hành thực tế và kết quả tính toán vận hành theo các phương thức trước đây (Nguyễn Duy Liêu, 2005) cho thấy cột nước phát điện ở những tháng 6, 7 thường rất thấp, gần với H_{min} làm cho công suất giảm nhỏ dẫn đến khả năng tham gia làm việc trong hệ thống của TTD bị giảm đáng kể. Điều này, một phần là do sử dụng cùng một phương thức cấp trữ nước và dung tích hữu ích thường được sử dụng hết vào cuối mùa kiệt đối với tất cả các năm thủy văn. Tiếp đến, là do hình dáng của biểu đồ điều phối được xây dựng dựa trên phân bố công suất bảo đảm theo phụ tải điện và thị

trường điện trước đây nên không còn phù hợp. Ngoài ra, với sự phát triển nhanh của nhiệt điện cũng làm giảm đi sự quan tâm đúng mức đến những ưu thế và vai trò của thủy điện trong cân bằng năng lượng của hệ thống. Đối với thủy điện, sự điều chỉnh phương thức vận hành và lựa chọn thông số phù hợp có xét đến phụ tải có thể làm giảm đáng kể chi phí cho toàn hệ thống.

Trong phạm vi nghiên cứu này sẽ đưa ra một số khả năng cho phép làm tăng N_{kd} của TTĐ. Với TTĐ trong giai đoạn thiết kế có thể nghiên cứu lựa chọn hợp lý cột nước tính toán (Hoàng Công Tuấn, 2017b) hoặc thông số hồ chứa. Với TTĐ đang vận hành, tùy vào đặc điểm từng trạm cần xác định chế độ vận hành hợp lý trên cơ sở phụ tải điện và cơ chế giá điện cạnh tranh. Nghiên cứu được áp dụng tính cho hai TTĐ điều tiết dài hạn trên bậc thang thủy điện của sông Sê San.

3. ÁP DỤNG PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Sông Sê San có trữ năng thủy điện đứng thứ 3 sau sông Đà và sông Đồng Nai. Trên sông Sê San hiện có 07 TTĐ đang vận hành, gồm Thượng Kontum vận hành năm 2009; Pleikrông năm 2007; Ialy năm 2000; Sê San 3 và Sê San 3A năm 2006; Sê San 4 năm 2009; Sê San 4A năm 2011. Các TTĐ này có nhiệm vụ phát điện là chính. Phạm vi áp dụng tính toán trong nghiên cứu này là 02 TTĐ Pleikrông bậc trên và Ialy bậc dưới. 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.

TTĐ Ialy được nghiên cứu thiết kế cách đây hơn 20 năm. Khi đó, thủy điện Ialy là nguồn điện có công suất lớn thứ 2 trong HTĐ, sau thủy điện Hòa Bình. Do có tỷ trọng lớn trong hệ thống nên TTĐ Ialy ngoài nhiệm vụ chạy đỉnh còn làm việc ở cả phần thân của biểu đồ phụ tải. Với sự phát triển nhanh của quy mô HTĐ Việt Nam thì tỷ trọng của thủy điện dần chiếm tỷ lệ nhỏ hơn trong hệ thống. Do đặc điểm có thể điều chỉnh công suất phát rất nhanh nên các TTĐ được giao nhiệm vụ phủ đỉnh cho biểu đồ phụ tải, càng về sau ý nghĩa của việc huy động được công suất lớn vào giờ cao điểm và những tháng cao điểm sẽ càng trở nên quan trọng.

TTĐ Pleikrông là bậc thang phía trên của TTĐ Ialy nhưng lại được xây dựng và đi vào vận hành sau. TTĐ Pleikrông có dung tích điều tiết lớn sẽ làm dòng chảy đến hồ thủy điện Ialy được điều hòa hơn. Lưu lượng phát điện của TTĐ Ialy sẽ được điều tiết bởi hồ chứa Ialy và của hồ Pleikrông, làm tăng khả năng phát trong mùa kiệt, do đó nếu không có biện pháp tăng N_{kd} thì đây sẽ là sự lãng phí lớn. Một số thông số thiết kế của TTĐ Ialy trước đây không còn phù hợp. Đó cũng là một phần lý do mà hiện đang có dự án mở rộng thủy điện Ialy thêm 2 tổ máy với công suất 180 MW/tổ máy.

TTĐ Ialy, theo thiết kế có $h_{ct} = 25,0$ m, các cột nước $H_{max} = 204,3$ m; $H_{tb} = 188,2$ m; $H_{tt} = 190,0$ m; $H_{min} = 171,9$ m. Đây là TTĐ cột nước cao, chế độ mực nước hồ ảnh hưởng ít đến cột nước (do $h_{ct}/H_{max} = 0,12$ nhỏ). Tuy nhiên, chênh lệch giữa H_{tt} và H_{min} lại khá lớn (18,1 m), lớn hơn nhiều sự chênh lệch giữa H_{max} và H_{tt} (14,3 m), thậm chí H_{tt} lớn hơn H_{tb} . Nếu chế độ vận hành làm cho mực nước hồ giảm dẫn đến cột nước giảm nhỏ hơn H_{tt} sẽ làm cho N_{kd} giảm nhanh. Điều này cần được lưu ý trong bối cảnh phụ tải điện yêu cầu cao ở những tháng mà mực nước hồ nhỏ.

Theo thiết kế TTĐ Pleikrông có độ sâu công tác của hồ chứa $h_{ct} = 33$ m, các cột nước đặc trưng: $H_{max} = 57,5$ m; $H_{tb} = 45,0$ m; $H_{tt} = 34,0$ m; $H_{min} = 22,2$ m. Đây là dạng TTĐ có cột nước trung bình thấp, với đại lượng đặc trưng cho mức độ ảnh hưởng của chế độ mực nước hồ đến cột nước $h_{ct}/H_{max} = 0,57$ lại cao. Cho nên dao động mực nước hồ có ảnh hưởng rất lớn đến cột nước phát điện, để tăng công suất đòi hỏi có phương thức vận hành sao cho mực nước hồ có thể được duy trì ở mức cao.

Từ phương pháp luận nêu trên, để đánh giá hiệu ích của TTĐ, tác giả áp dụng tính toán cho cả trường hợp trong giai đoạn thiết kế và trong giai đoạn vận hành. Trường hợp thiết kế, theo tư vấn thiết kế thì các tổ máy mở rộng của thủy điện Ialy có cột nước phát điện tương tự như các tổ máy hiện có. Nghiên cứu cơ sở khoa học, đánh giá sự ảnh hưởng của việc lựa chọn H_{tt} đến hiệu quả kinh tế của TTĐ đã được tác giả trình bày

trong một báo cáo khoa học khác (Hoàng Công Tuấn, 2017b). Ở đây sẽ giới thiệu kết quả áp dụng phương pháp nghiên cứu để tính toán, qua đó đánh giá ảnh hưởng của việc lựa chọn H_{tt} cho TTĐ Ialy mở rộng. Bảng 1 thể hiện kết quả tính

toán N_{kd} cho 2 phương án H_{tt} : $H_{tt} = 190$ m và $H_{tt} = 180$ m. Phương án $H_{tt} = 190$ m chính là H_{tt} của TTĐ Ialy đang vận hành. $H_{tt} = 180$ m là phương án đưa ra dựa trên phân tích sơ bộ về mực nước hồ Ialy có xét ảnh hưởng của hồ Pleikrông.

Bảng 1. Kết quả tính chênh lệch N_{kd} của 2 phương án H_{tt} TTĐ Ialy mở rộng

Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N_{kd} ($H_{tt} = 190$ m)	360	360	360	360	338	325,7	324,5	335,8	360	360	360	360
N_{kd} ($H_{tt} = 180$ m)	360	360	360	360	360	355,7	353,8	360,0	360	360	360	360
DN_{kd} (MW)	0	0	0	0	22	30	29,3	24,2	0	0	0	0

Từ kết quả Bảng 1 cho thấy, việc giảm H_{tt} (từ $H_{tt} = 190$ m xuống $H_{tt} = 180$ m) cho phép tăng được N_{kd} ở các tháng 5, 6, 7 và 8. Với kết quả thu được kết hợp với đặc điểm của biểu đồ phụ tải có thể sơ bộ xác định được công suất thay thế của TTĐ Ialy mở rộng (tính ở tháng 6) là $N_{tt} = 30$ MW. Ngoài ra, việc giảm H_{tt} sẽ làm tăng khả năng qua nước của Tuabin, dẫn đến làm hạn chế xả thừa, tăng sản lượng điện của thủy điện và do đó giảm được nhiên liệu cho nhiệt điện. Tuy nhiên, việc quyết định H_{tt} hợp lý nhất cần được nghiên cứu đầy đủ hơn. Dựa trên cơ sở lý luận trên cho thấy việc tăng N_{kd} đặc biệt vào tháng 6 và 7 là rất quan trọng và có ý nghĩa.

Với TTĐ đang vận hành, tiến hành tính toán thủy năng cho năm kiệt thiết kế theo hai trường hợp: tính toán thủy năng theo phương pháp công suất không đổi dựa trên công suất bảo đảm đã được phân bổ (gọi là PA 1) như các TTĐ đang sử dụng trong vận hành và theo tiêu chí hiệu ích

phát điện lớn nhất (PA 2) dựa trên cơ chế giá của thị trường điện cạnh tranh có xét đến phụ tải điện (Cục điều tiết điện lực, 2016). Trong tính toán có xét đến các nhu cầu lợi dụng tổng hợp, đặc tính thiết bị và liên hệ về thủy lực, thủy văn của bậc thang. Việc tính toán thủy năng cho năm kiệt thiết kế nhằm đánh giá được năng lực của mỗi TTĐ khi tham gia làm việc trong HTĐ trong điều kiện bảo đảm an toàn cung cấp điện và là cơ sở để xây dựng biểu đồ điều phối cho vận hành hồ chứa trong bối cảnh chế độ thủy văn không ổn định và dự báo dài hạn về thủy văn không đảm bảo tin cậy. Vận hành TTĐ theo biểu đồ điều phối là phương pháp được sử dụng rộng rãi trên thế giới và đặc biệt đang sử dụng trong vận hành các TTĐ ở Việt Nam vì sự phù hợp và tin cậy của nó với điều kiện dự báo thủy văn của Việt Nam. Điều này đã được phân tích và chỉ ra trong nhiều nghiên cứu (Nguyễn Duy Liêu, 2005).

Bảng 2. Các thông số chính của các TTĐ trên sông Sê San

Tháng	TTĐ Pleikrông				TTĐ Ialy				Tổng DN_{kd} tăng (MW)
	PA 1		PA 2		PA 1		PA 2		
	H	N_{kd}	H	N_{kd}	H	N_{kd}	H	N_{kd}	
	(m)	(MW)	(m)	(MW)	(m)	(MW)	(m)	(MW)	
1	56,97	100,0	57,50	100,0	204,30	720,0	204,30	720,0	0,0
2	54,45	100,0	56,75	100,0	203,12	720,0	203,03	720,0	0,0
3	50,96	100,0	54,09	100,0	198,44	720,0	199,64	720,0	0,0
4	46,40	100,0	50,58	100,0	192,23	720,0	194,97	720,0	0,0
5	40,49	100,0	46,42	100,0	184,60	684,0	189,63	717,5	33,5

Tháng	TTĐ Pleikrông				TTĐ Ialy				Tổng DN _{kd} tăng (MW)
	PA 1		PA 2		PA 1		PA 2		
	H	N _{kd}	H	N _{kd}	H	N _{kd}	H	N _{kd}	
	(m)	(MW)	(m)	(MW)	(m)	(MW)	(m)	(MW)	
6	31,98	91,9	42,34	100,0	181,84	667,6	185,97	693,1	33,5
7	25,87	66,9	40,68	100,0	179,87	656,4	185,51	690,0	66,7
8	36,07	100,0	47,83	100,0	177,53	643,0	188,65	711,0	68,0
9	48,42	100,0	55,30	100,0	188,36	709,1	199,97	720,0	10,9
10	55,43	100,0	57,08	100,0	195,69	720,0	204,30	720,0	0,0
11	57,50	100,0	57,50	100,0	198,49	720,0	204,30	720,0	0,0
12	57,50	100,0	57,50	100,0	204,30	720,0	204,30	720,0	0,0

Kết quả thu được (Bảng 2) cho thấy tính toán thủy năng theo PA 2 cho phép tăng cột nước phát từ đó làm tăng N_{kd} ở những tháng có yêu cầu phụ tải lớn. Việc tăng N_{kd} của thủy điện vào những thời gian phụ tải cao ngoài làm tăng đáng kể doanh thu của TTĐ khi tham gia thị trường điện còn làm tăng công suất thay thế của TTĐ, giảm được công suất của TNĐ, do đó làm giảm vốn đầu tư thêm vào nhiệt điện. Đặc biệt khi mà nguồn nhiên liệu ngày càng cạn kiệt, giá nhiên liệu nhập khẩu ngày càng tăng và sự phát triển nóng của nhiệt điện hiện nay thì điều này lại càng có ý nghĩa và thiết thực.

4. KẾT LUẬN VÀ HƯỚNG NGHIÊN CỨU TIẾP THEO

Trong bối cảnh phụ tải thay đổi theo hướng bất lợi đối với thủy điện và hệ thống điện, việc nghiên cứu giải pháp cho phép giảm bớt khó khăn và căng thẳng trong huy động công suất của hệ thống điện, đồng thời tăng hiệu ích cho trạm thủy điện là rất thiết thực và có ý nghĩa quan trọng. Bài báo đưa ra phương pháp luận trên cơ sở khoa học và từ đó đề xuất giải pháp làm tăng công suất khả dụng trong thiết kế cũng

như trong vận hành cho trạm thủy điện từ đó cho phép tăng hiệu ích phát điện của thủy điện và giảm chi phí cho hệ thống. Từ kết quả tính toán cho hai TTĐ điều tiết dài hạn trên sông Sê san cho thấy hiệu quả của phương pháp đưa ra. Từ đó cũng cho thấy, trong tính toán huy động nguồn thủy điện phải đứng trên quan điểm hệ thống và ở trạng thái động. Kết quả ở đây chỉ là một phần nằm trong Đề tài nghiên cứu của tác giả. Tuy nhiên, nó cũng là cơ sở quan trọng cho hướng nghiên cứu tiếp theo. Hướng tiếp theo của Đề tài là:

- Xét sự ảnh hưởng của chế độ dòng chảy không xuất hiện cùng tần suất đối với mỗi năm thủy văn trên các sông đến hiệu quả vận hành của HTĐ.

- Nghiên cứu xây dựng biểu đồ vận hành cho các TTĐ điều tiết dài hạn có xét đến phụ tải điện và theo tiêu chí gắn với thị trường điện cạnh tranh.

- Nghiên cứu các phương thức sử dụng nước theo biểu đồ vận hành của các TTĐ, phối hợp khai thác các hồ chứa thủy điện một cách hợp lý nhằm nâng cao tăng hiệu quả sử dụng nguồn nước.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- Hồ Ngọc Dung (2017). *Nghiên cứu cơ sở khoa học vận hành tối ưu hệ thống bậc thang hồ chứa thủy điện trên sông Đà trong mùa cạn*. Luận án Tiến sĩ, Hà Nội, p 221.
- Nguyễn Duy Liêu (2005). *Nghiên cứu một số khả năng nâng cao hiệu quả làm việc của các Nhà máy Thủy điện trong hệ thống điện*. Viện Năng lượng.
- 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). *Quyết định 77 /QĐ-ĐTĐL Quy trình tính toán giá trị nước*.
- Cục điều tiết điện lực (2017b). *Số liệu giám sát vận hành hệ thống điện*, <http://www.erav.vn/c2/Trang-he-thong-dien/He-thong-dien-8.aspx>.
- Chính phủ (2013). *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 (2016). *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*.
- P. Sengvilay (2009). *Nghiên cứu nâng cao hiệu quả quản lý vận hành các nhà máy thủy điện trong hệ thống điện miền Trung I của nước CHDCND Lào*. Luận án Tiến sĩ.
- Bộ Công thương (2017). *Quyết định 4804 /QĐ-BCT Phê duyệt phương án vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm năm 2018*
- Hoàng Công Tuấn (2017a). *Nghiên cứu chế độ huy động nguồn thủy điện dài hạn trong hệ thống điện Việt Nam*. Tạp chí Khoa học kỹ thuật Thủy lợi và Môi trường, số 57.
- Hoàng Công Tuấn (2017b). *Sử dụng phương pháp đánh giá hiệu quả kinh tế để nghiên cứu cột nước tính toán cho thủy điện Hòa Bình mở rộng*. Tuyển tập Hội nghị khoa học thường niên, 2017.
- Pan Liu, Jingfei Zhao, Liping Li and Yan Shen (2012). *Optimal Reservoir Operation Using Stochastic Dynamic Programming*. Journal of Water Resource and Protection.

Abstract:

RESEARCHING SOLUTIONS IMPROVING THE OPERATIONNAL EFFICIENCY OF HYDROPOWER IN THE CONTEXT OF VIETNAM POWER DEMAND AND MARKET

Hydropower has a high proportion in the composition of Vietnam power system. This proportion tends to decrease, leading to a change in the working position of hydropower station. The diagram of power demand also changes in the direction of the disadvantage for hydropower. High demand for power occurs in the months when the capacity of the hydropower station is limited. In addition, the power market is moving to a competitive market that requires hydropower stations, in design as well as in operation, to make appropriate changes. This article presents the scientific basis, which provides solution considering the power demand and the power market in order to increase the available capacity, thereby improving the operational efficiency of hydropower and at the same time reducing system costs. The obtained results from application for two hydropower stations in Sesan rivers show the effectiveness of the methodology.

Keywords: Hydropower; Power System; Power market; Long-term scheduled

Ngày nhận bài: 07/5/2018

Ngày chấp nhận đăng: 13/6/2018