

TÌM HIỂU NGUYÊN NHÂN HẠN CHẾ CÔNG SUẤT VÀ GIẢI PHÁP KHẮC PHỤC CHO TRẠM THỦY ĐIỆN A VƯƠNG 3

Nguyễn Văn Nghĩa

Trường Đại học Thủy lợi

Tóm tắt: Công trình thủy điện A Vương 3 là dạng thủy điện điều tiết ngày có cột nước thấp sử dụng tuabin cánh quạt. Công trình đã đưa vào vận hành từ 08/2016, tuy nhiên trạm thủy điện này không phát được công suất thiết kế dù hồ đã tích đầy nước. Bài báo đã tìm hiểu nguyên nhân hạn chế công suất và đề ra cách khắc phục, hạ thấp cao độ đáy kênh xả hạ lưu là một giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả phát điện cho trạm thủy điện này.

Từ khóa: Công trình thủy điện, Trạm thủy điện, A Vương 3, hiệu quả năng lượng, điện năng mùa khô, điều tiết ngày.

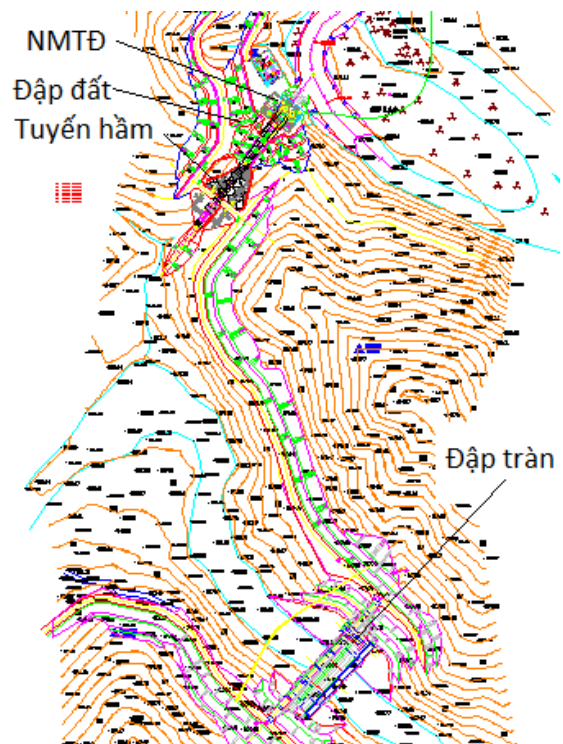
Summary: A Vương 3 hydropower construction is a daily regular hydropower that has low head using Kaplan turbine. This construction was operated from August 2016, but this hydropower did not achieve the capacity by design although the upstream reservoir was full. This paper studied the causes of limited capacity and proposes a method to resolve, dredging the bed downstream channel is a solution to improve the effective energy of this hydropower.

Keywords: Hydropower construction, Hydropower plant, A Vương 3, effective energy, power of dry season, daily regulation.

1. GIỚI THIỆU

Công trình thủy điện A Vương 3 nằm trên sông A Vương, thuộc địa phận xã A Vương, huyện Tây Giang tỉnh Quảng Nam. Lưu vực sông A Vương nằm trong khu vực không chế từ 15°46'04" - 16°04' vĩ độ Bắc và 107°23' - 107°43' kinh độ Đông. Phía Bắc giáp với lưu vực sông Tả Trạch (phụ lưu cấp 1 của lưu vực sông Hương), Phía Nam giáp với các lưu vực sông cấp 1 của sông Bung, phía Đông tiếp giáp với lưu vực sông Côn (phụ lưu cấp 1 của sông Vu Gia Thu Bồn), phía Tây tiếp giáp với lưu vực sông Sê Kông. Tổng diện tích lưu vực sông A Vương là 780 km² với chiều dài sông chính là 73 km và độ hạ thấp khoảng 1280m. Sông A Vương là một trong những sông nhánh của sông Bung thuộc hệ thống sông Vu Gia Thu Bồn, bắt nguồn từ vùng núi phía Tây Bắc thuộc biên giới Việt Lào có độ cao 1400 m và hợp lưu với sông Bung cách tuyến nhà máy thủy điện A Vương khoảng 9 km về phía thượng

lưu, [1].



Ngày nhận bài: 22/4/2019

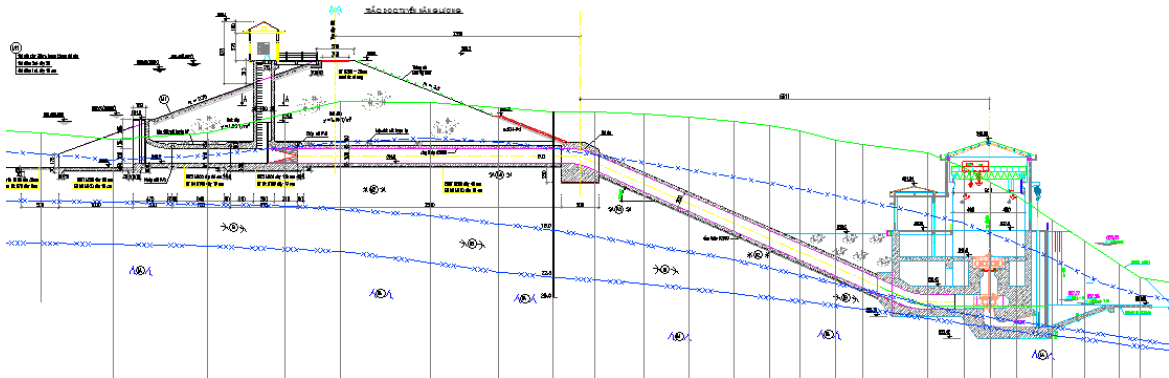
Ngày thông qua phản biện: 19/5/2019

Ngày duyệt đăng: 10/6/2019

Hình 1: Mặt bằng bố trí công trình A Vương 3 [1]

Các hạng mục công trình (Hình) gồm có: Đập dâng dạng đập đất lõi đất sét chống thấm bố trí phía thượng lưu bờ trái của sông A Vương, tuyến năng lượng dạng công ngầm dưới thân đập đất dẫn nước về nhà máy thủy điện, nhà

máy thủy điện đổ nước trả về dòng chính sông A Vương, đập tràn tự do bằng bê tông cốt thép bố trí trên dòng chính sông A Vương. Nhà máy sử dụng hai đường ống áp lực độc lập (dạng công ngầm bê tông cốt thép) cấp nước cho hai tổ máy.



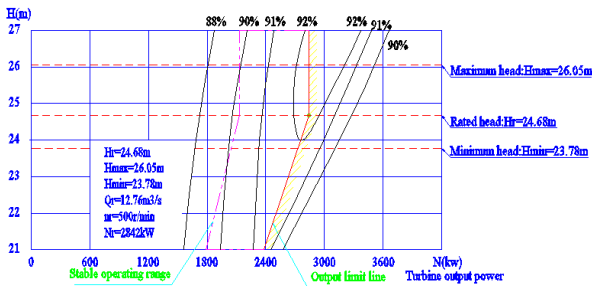
Hình 2: Cắt dọc tuyến năng lượng, thủy điện A Vương 3 [1].

Trên cơ sở hồ sơ thiết kế được duyệt, hồ sơ mời thầu mua sắm thiết bị đã được lập, các thông số cơ bản được thể hiện trong Bảng sau đây:

Bảng 1: Bảng thông số thiết bị của thủy điện A Vương 3 [2], [3].

TT	THÔNG SỐ	KÝ HIỆU	ĐƠN VỊ	Giá trị
1	Mức nước dâng bình thường	MNDBT	m	552,5
2	Mức nước chết	MNC	m	551,6
3	Dung tích toàn phần	V_{tp}	$10^6.m^3$	2,94
4	Dung tích chết	V_C	$10^6.m^3$	2,50
5	Dung tích hữu ích	V_{hi}	$10^6.m^3$	0,44
6	Lưu lượng trung bình nhiều năm	Q_o	m^3/s	16,4
7	Lưu lượng bảo đảm	Q_{bd}	m^3/s	4,9
8	Công suất lắp máy	N_{lm}	MW	5,4
9	Điện năng trung bình nhiều năm	E_o	Tr.kWh	20,17
10	Lưu lượng thiết kế	Q_{tk}	m^3/s	25,79
11	Cột nước thiết kế	H_{tk}	m	24,68
12	Cột nước lớn nhất	H_{max}	m	26,05
13	Cột nước nhỏ nhất	H_{min}	m	23,78
14	Số tổ máy	Z	tổ	02
15	Cao trình lắp máy	Z_{lm}	m	527,40

Loại tuabin phù hợp với công trình này là tuabin cánh quạt ZD550-LJ-140 (Kaplan cánh cố định) có đường kính bánh xe công tác $D_1 = 1,4m$ và số vòng quay đồng bộ $n=500$ v/p. Đường đặc tính vận hành chỉ ra phạm vi làm việc của tuabin khá hẹp do cánh tuabin không thể điều chỉnh (), đồng thời với dung tích hữu ích của hồ chứa sẽ đảm bảo đủ cho trạm thủy điện (TTĐ) A Vương 3 điều tiết ngày hoàn toàn.



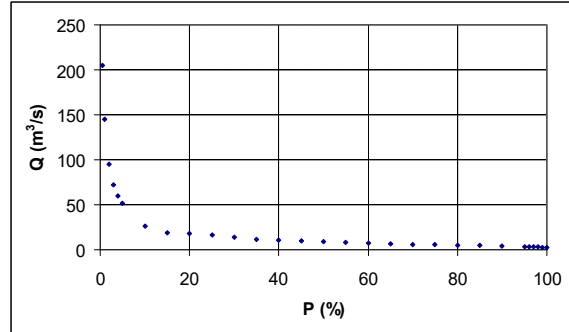
Hình 3: Đường đặc tính vận hành công trình thủy điện A Vương 3 [3].

Từ khi kết thúc chạy thử và đưa vào vận hành, công trình chưa khi nào đạt được công suất lắp máy và tổ máy đạt được công suất định mức. Mục đích của bài báo này là tìm hiểu nguyên nhân gây ra sự hạn chế công suất và đưa ra giải pháp phù hợp để nâng cao hiệu quả phát điện (hay giảm thời gian hạn chế công suất) của công trình.

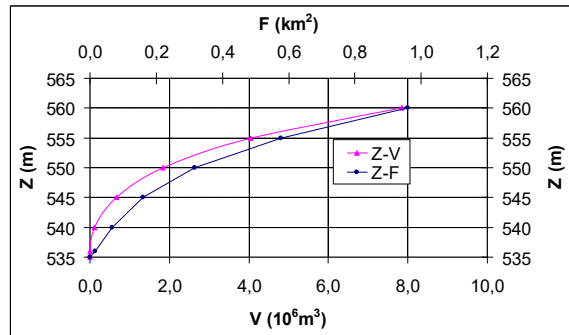
2. TÌM HIỂU NGUYÊN NHÂN HẠN CHẾ CÔNG SUẤT

2.1. Tài liệu đầu vào [1], [4]

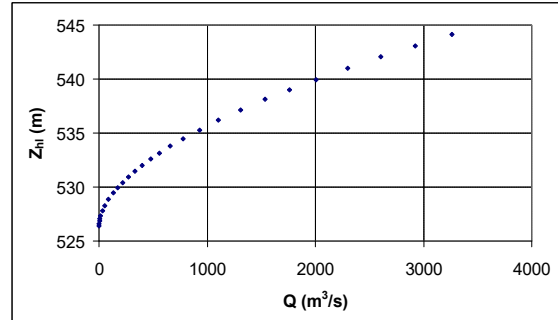
- Báo thực trạng vận hành của nhà máy thu thập được từ ngày vận hành;
- Đường duy trì lưu lượng đến tuyến công trình ();
- Quan hệ Z- F - V của hồ chứa ();
- Quan hệ $Q-Z_{hl}$ tuyến nhà máy ();
- Quan hệ $Q-h_w$, tổn thất cột nước trên tuyến năng lượng ();
- Tài liệu về thấm, bốc hơi và các tài liệu khác.



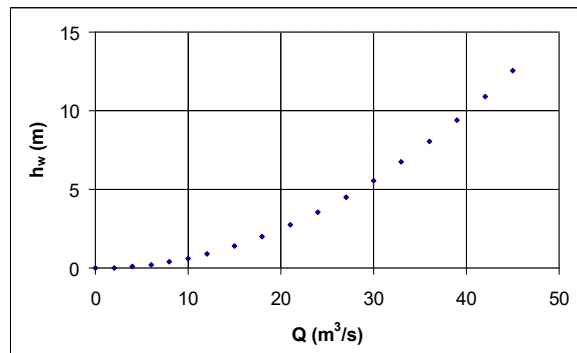
Hình 4: Đường duy trì lưu lượng đến tuyến công trình thủy điện A Vương 3 [1]



Hình 5: Đường đặc tính lòng hồ Z-F-V, thủy điện A Vương 3 [1]



Hình 6: Đường quan hệ $Q-Z_{hl}$ tuyến nhà máy, thủy điện A Vương 3 [1]



Hình 7: Đường quan hệ $Q-h_w$ tuyến năng lượng, thủy điện A Vương 3 [1]

2.2. Tìm hiểu nguyên nhân hạn chế công suất

Tìm hiểu báo cáo vận hành thực tế của nhà

máy chỉ ra, từ thời điểm vận hành chưa khi nào nhà máy phát được công suất lắp máy ($N_{lm} = 5,4$ MW) và tổ máy chưa phát đủ công suất định mức ($N_{dm} = 2,7$ MW), xem Bảng 2.

Bảng 2: Thống kê thông số vận hành nhà máy ngày 15/8/2016 [4]

Ngày	TỔ MÁY H1			TỔ MÁY H2			Z_{tl}	Z_{hl}	$Z_{tl}-Z_{hl}$	Ghi chú
	N_1	a_{o1}	$P_{đo1}$	N_2	a_{o2}	$P_{đo2}$				
Giờ	(MW)	(%)	(Kg/cm ²)	(MW)	(%)	(Kg/cm ²)	(m)	(m)	(m)	
1										
2										
8										
9										
10	2,64	91,00	2,4				552,60	527,9	24,70	nước qua tràn
11	2,66	91,00	2,4				552,60	527,9	24,70	nước qua tràn
12	2,66	90,50	2,4	2,43	91	2,4	552,50	527,9	24,60	
13				2,63	91	2,4	552,45	527,9	24,55	
14				2,60	91	2,2	552,42	527,9	24,52	
15				2,58	92,8	2,2	552,30	527,9	24,40	
16				2,60	92,8	2,2	552,30	527,8	24,50	
17				2,58	91,9	2,2	552,25	527,8	24,45	
18				2,54	91,5	2,2	552,20	527,8	24,40	
19				2,54	91,5	2,2	552,18	527,75	24,43	
20				2,54	91,5	2,2	552,15	527,75	24,40	
21				2,53	90,1	2,2	552,13	527,75	24,38	
22				2,53	89,5	2,2	552,10	527,70	24,40	
23				2,51	89,5	2,2	552,05	527,70	24,35	
24				2,51	89,5	2,2	552,00	527,70	24,30	

Ghi chú: N là công suất, a_o là độ mở cánh hướng nước, P_{ao} là áp lực nước đo được tại đồng hồ đo áp đặt ngay sát buồng xoắn kim loại, Z_{tl} và Z_{hl} lần lượt là mực nước thượng lưu và hạ lưu.

Ở đây tổ máy chưa phát đủ công suất định mức có thể lý giải rằng do độ mở cánh hướng nước (a_o) chưa đạt 100% theo độ mở thiết kế. Tuy nhiên, điều đáng quan tâm nhất ở đây là ngay cả khi chưa kể đến tổn thất trong đường ống áp lực dẫn nước vào nhà máy thủy điện thì chỉ khi nước tràn qua đỉnh tràn (ngưỡng tràn ở cao độ mực nước dâng bình thường (MNDBT),

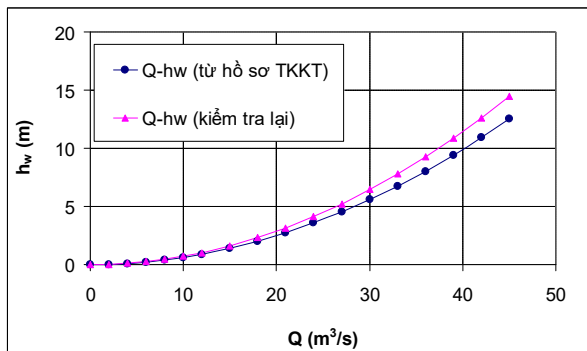
552,5m) thì chênh lệch mực nước thượng-hạ lưu (24,60m) cũng chỉ tương đương cột nước thiết kế (24,68m), xem Bảng 2.

Nếu bỏ qua tổn thất cột nước từ đồng hồ đo áp về đến hạ lưu nhà máy thì cột nước thu được để phát điện thậm chí còn thấp hơn nữa, các giá trị này đều thấp hơn cột nước thiết kế của TTD A Vương 3, xem Bảng 3.

Bảng 3: Cột nước phát điện tại nhà máy ngày 15/8/2016 [4].

t (giờ)	H (m)	t (giờ)	H (m)	t (giờ)	H (m)	t (giờ)	H (m)
9	-	13	22,43	17	22,43	21	22,43
10	24,46	14	22,43	18	22,43	22	22,43
11	24,46	15	22,43	19	22,43	23	22,43
12	24,46	16	22,43	20	22,43	24	0,00

Để đánh giá xem nguyên nhân đến từ đâu cũng như các thông số về cột nước có đạt theo như bảng hồ sơ mời thầu không, bài báo đi tính toán lại tổn thất trên tuyến năng lượng (sử dụng cùng số liệu đầu vào của hồ sơ thiết kế kỹ thuật (TKKT)), tính toán thủy năng cho phương án chọn để xác định các thông số tối ưu, kết quả thể hiện trong Bảng 4 và Hình 8.



Hình 8: Quan hệ $Q-h_w$ được tính toán bởi hồ sơ TKKT [1] và bài báo kiểm tra lại.

Bảng 4: Thông số cơ bản khi tính toán thủy năng kiểm chứng lại

TT	Thông số	Đơn vị	Giá trị
1	MNDBT	m	552,5
2	MNC	m	551,6
3	N _{lm}	MW	5,4
4	Điện năng trung bình năm E _o	triệu kwh	19,346
5	Lưu lượng lớn nhất Q _{tk}	m ³ /s	28,880
6	H _{tb}	m	22,73
7	H _{tk}	m	22,00
8	H _{min}	m	20,41
9	H _{max}	m	24,90

Qua số liệu từ hai bảng 2 và 3 cho thấy, khi cột nước đạt vượt H_{tk} thì tổ máy hoàn toàn đáp ứng được công suất định mức, như vậy thiết bị không phải là một nguyên nhân làm cho TTĐ A Vương 3 không đạt được công suất mong đợi. Mặt khác, chỉ khi mực nước hồ đạt đến MNDBT thì cột nước mới đạt giá trị cột nước thiết kế. Như vậy trị số cột nước đưa ra để chào thầu thiết bị đều cao hơn so với cột nước thực tế của công trình (xem Bảng 4), cột nước thiết kế thực tế thấp hơn giá trị chào thầu chọn thiết bị khoảng 10,9%.

Từ những nhận xét trên có thể kết luận rằng, nguyên nhân chính dẫn đến sự hạn chế công suất phát điện của thủy điện A Vương 3 là do cột nước thực tế nhỏ hơn cột nước chào thầu thiết bị.

3. ĐỀ XUẤT GIẢI PHÁP NÂNG CAO HIỆU QUẢ PHÁT ĐIỆN

Mô hình bài toán khi đưa ra giải pháp nâng cao hiệu quả phát điện là hiệu quả kinh tế mang lại của mỗi giải pháp, trong bài báo này hàm mục tiêu của bài toán được thể hiện như trong phương trình (1):

$$NPV = \Delta B - \Delta C \rightarrow \max \quad (1)$$

Trong đó:

NPV chính là lợi nhuận ròng thu được của công trình khi đưa ra một giải pháp cải tạo nào đó.

ΔB là chênh lệch doanh thu tăng lên so với phương án hiện trạng quy về thời điểm hiện tại.

ΔC là chênh lệch chi phí tăng lên so với phương án hiện trạng quy về thời điểm hiện tại. Ở đây ngoài chi phí trực tiếp còn có chi phí khác liên quan đến việc điều chỉnh và phê duyệt điều chỉnh của các cấp quản lý.

Trước khi xem xét về phương diện kinh tế, phương diện kỹ thuật và tính pháp lý cần được đảm bảo về theo quy định hiện hành của Việt Nam.

Xem xét từ góc độ nguyên nhân dẫn đến sự hạn chế công suất, các giải pháp được đưa ra gồm có:

- Tăng cột nước phát điện;
- Thay đổi kích thước thiết bị bằng cách tính toán lại và thay thế tuabin mới cho phù hợp với giá trị cột nước thực tế của công trình.

Từ hai giải pháp trên cho thấy, phương pháp thay thế thiết bị là không khả thi vì vừa mất chi phí thay thế thiết bị, vừa phải dừng máy để sửa chữa dẫn đến tổn thất điện năng do phải dừng máy. Do vậy giải pháp này không được xem xét, giải pháp khả dĩ hơn cả là tăng cột nước phát điện.

Để tăng cột nước phát điện, có thể xem xét nâng cao bằng các giải pháp như sau:

- Nâng mực nước thượng lưu;
- Hạ thấp mực nước hạ lưu;
- Cải tạo tuyến năng lượng để giảm tổn thất cột nước.

3.1. Nâng mực nước thượng lưu (tăng MNDBT mùa khô)

Do phía bị khống chế về cao độ ngập lụt nên việc tăng ngưỡng tràn sẽ làm tăng diện tích và cao độ ngập lụt khi xả lũ nên phương án này không cho phép. Do vậy giải pháp đưa ra là dùng đập cao su trên toàn tuyến tràn $B_{tr} = 60m$, như vậy mùa khô sẽ sử dụng đập cao su để nâng mực nước thượng lưu lên, mùa lũ sẽ hạ thấp cao độ của đập cao su nhằm tăng khả năng thoát lũ. Giải pháp này không những làm tăng cột nước phát điện mà còn tăng dung tích điều tiết vào mùa khô trong năm.

Do mặt tràn được thiết kế dạng đường cong Ô-phi-xê-rôp không chân không, do vậy việc cải tạo mặt tràn để thi công lắp ráp đập cao su sẽ phức tạp, mặt khác khảo sát vào mùa mưa lũ trên mặt hồ xuất hiện nhiều cây gỗ và tràn qua

tràn về hạ lưu. Do vậy, khi làm đập cao su sẽ có nguy cơ bị bục/rách cao do điểm hạn chế của đập cao su chính là vật trôi nổi.

Mặt khác, khi nâng mực nước bằng đập cao su cần phải kiểm tra độ ổn định của đập (đập dâng và đập tràn) ở trường hợp tải trọng cơ bản, thay đổi về mực nước ngập thường xuyên nên cần có sự phê duyệt của các cơ quan ban ngành liên quan. Do vậy, trong phạm vi bài báo này, việc tăng mực nước thượng lưu không được xem xét đến.

3.2. Cải tạo tuyến năng lượng

Do đường ống áp lực đặt trong đập đất, do vậy việc thay đổi đường kính đường ống dẫn nước là không khả thi. Vấn đề còn lại là xem xét cải tạo hình dáng cửa nhận nước để giảm tổn thất cục bộ, giảm độ nhám của đường ống. Để tiến hành cải tạo, cần dừng phát điện tối thiểu 3 tháng, mở rộng cửa nhận nước và thay đổi cửa van công tác thượng lưu. Tính toán thủy năng cho thấy, điện năng trung bình hàng năm tăng khoảng 45.000 kWh tương đương tăng doanh thu khoảng 54 triệu đồng/năm, trong khi đó tổn thất do dừng phát điện và chi phí cải tạo khoảng 5 tỷ đồng. Do vậy qua phân tích kinh tế cho thấy giải pháp này không khả thi về kinh tế tài chính.

3.3. Hạ thấp mực nước hạ lưu

Cải tạo lòng dẫn hạ lưu là giải pháp không ảnh hưởng đến quá trình vận hành phát điện, đồng thời không thay đổi kết cấu của công trình chính do vậy vấn đề ổn định và an toàn công trình luôn được đảm bảo. Một vấn đề quan trọng cần phải xem xét khi hạ cao độ đáy kênh là phải kiểm tra điều kiện khí thực của tuabin với cao trình lắp máy (Z_{lm}) đã cố định.

Từ tài liệu thu thập được, bài báo xem xét 4 phương án cải tạo đáy kênh để tính toán kiểm tra điều kiện khí thực và so sánh kinh tế gồm: Hạ đáy kênh 0,3; 0,4; 0,5; 0,6 và 0,7m; phương án hiện tại (phương án gốc) có đáy kênh ở cao độ 526,9m.

Tính toán thủy lực kênh xả: Sử dụng công thức tính toán thủy lực để tính toán thủy lực cho các trường hợp đáy kênh khác nhau.

Kiểm tra điều kiện khí thực của tuabin:

Để kiểm tra điều kiện khí thực của tuabin, dựa vào đường đặc tính của tuabin mô hình dùng cho A Vương 3, tính toán độ sâu hút H_s và cao trình lắp máy theo các công thức (2) và (3):

$$H_s = 10 - Z_{lm}/900 - k \cdot \sigma \cdot H \quad (2)$$

$$Z_{lm} = Z_{hl} - H_s + \chi \cdot D_1 \quad (3)$$

Trong đó:

Z_{lm} - là cao trình lắp máy;

H - là cột nước phát điện tại điểm tính toán bất kỳ trong phạm vi làm việc của tuabin, ở đây sẽ tính toán trong phạm vi H thay đổi từ H_{min} đến H_{max} . Phạm vi công suất thay đổi từ 70% đến 100% theo điều kiện kỹ thuật cho nhà thầu thiết bị đưa ra. Ứng với mỗi trị số H và công suất sẽ tìm được Q tương ứng.

Z_{hl} - là mực nước hạ lưu tương ứng với mỗi giá trị Q ở trên;

D_1 - là đường kính bánh xe công tác, $D_1 = 1,4$ m theo thông số thiết bị lắp đặt;

χ - là hệ số phụ thuộc vào tuabin, $\chi = 0,45$;

k - là hệ số an toàn, $k = 1,1$.

Qua tính toán kiểm tra cho thấy, khi hạ đáy kênh thêm 0,7m không đảm bảo điều kiện khí thực khi Z_{lm} tính toán được thấp hơn cao trình lắp máy hiện tại (527,4m). Các phương án hạ thấp 0,3; 0,4; 0,5 và 0,6m đều đảm bảo khí thực vì có $Z_{lm} > 527,4$ m.

Tính toán thủy năng xác định chênh lệch điện năng ΔE (chênh lệch hay doanh thu ΔB)

Trên cơ sở đường duy trì lưu lượng, tiến hành tính toán thủy năng theo chế độ điều tiết ngày, phân chia theo khung giờ của biểu giá chi phí tránh được để xác định điện năng cho từng phương án. Như vậy mỗi giá trị Q đến sẽ được tính tách ra 24 giờ khác nhau. Trên cơ sở giá bán điện trung bình áp dụng cho công trình khoảng 1.200 đồng/kWh [4] sẽ tính toán được doanh thu chênh lệch giữa các phương án cải tạo so với phương án gốc (tính 1,5% tổn thất và tự dùng, hệ số chiết khấu tài chính 10%, chi phí quản lý vận hành không tăng, thời gian phân tích tài chính 30 năm), xem Bảng 5.

Bảng 5: Bảng tổng hợp chỉ tiêu kinh tế-năng lượng các phương án nạo vét đáy kênh

TT	Thông số	Đơn vị	Đáy kênh hiện tại	Hạ đáy kênh 0,3m	Hạ đáy kênh 0,4m	Hạ đáy kênh 0,5m	Hạ đáy kênh 0,6m
1	Cột nước trung bình H_{tb}	m	22,73	22,90	22,93	23,01	23,11
2	Cột nước thiết kế H_{tk}	m	22,00	22,32	22,38	22,50	22,60
3	Cột nước thấp nhất H_{min}	m	20,41	20,63	20,64	20,71	20,78
4	Cột nước lớn nhất H_{max}	m	24,90	25,18	25,23	25,33	25,42
5	Chênh lệch điện năng trung bình năm ΔE_o	triệu kwh	0	0,203	0,232	0,303	0,370
6	Chênh lệch doanh thu (tính 98,5%)	tỷ đồng	0	0,240	0,274	0,358	0,437
7	Chênh lệch chi phí nạo vét kênh	tỷ đồng	0	0,15	0,16	0,174	0,192

8	NPV	tỷ đồng	0	2,267	2,584	3,377	4,118
---	-----	---------	---	-------	-------	-------	--------------

Từ Bảng cho thấy, tuy việc hạ cao độ đáy kênh chưa thể tăng Htk bằng như hồ sơ thiết kế thiết bị công nghệ khi chào thầu, tuy nhiên nó sẽ làm giảm bớt thời gian hạn chế công suất. Khi hạ cao độ đáy kênh mà đảm bảo điều kiện khí thực thì việc hạ tối đa cao độ đáy kênh sẽ mang lại hiệu quả kinh tế cao nhất.

4. KẾT LUẬN

Đối với công trình thủy điện A Vương 3, nguyên nhân hạn chế công suất là do cột nước phát điện thực tế của công trình đều thấp hơn dải cột nước chào thầu thiết bị.

Để nâng cao hiệu quả phát điện hay nói cách khác giảm thời gian hạn chế công suất cần nâng cao cột nước phát điện cho TTD A

Vương 3.

Giải pháp nâng cao mực nước thượng lưu trong mùa khô bằng cách dùng đập cao su không có hiệu quả và phức tạp về trình tự thủ tục liên quan. Tương tự như vậy, phương án cải tạo tuyến năng lượng không mang lại hiệu quả kinh tế cao.

Giải pháp hạ thấp đáy kênh xả mà vẫn đảm bảo điều kiện khí thực là giải pháp hữu hiệu nhất dù chưa thể tăng cột nước như trong hồ sơ thầu thiết bị. Đối với công trình A Vương 3 thì việc hạ cao độ đáy kênh thêm 0,6m vừa đảm bảo điều kiện khí thực vừa mang lại hiệu quả kinh tế cao nhất. Giải pháp này có thể áp dụng cho một số công trình tương tự khác.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Hồ sơ thiết kế kỹ thuật công trình thủy điện A Vương 3 (2015).
- [2] Hồ sơ mời thầu phần Thiết bị cơ điện, công trình thủy điện A Vương 3 (2015).
- [3] Hồ sơ thiết kế Thiết bị cơ điện nhà máy thủy điện A Vương 3 (2016).
- [4] Báo cáo vận hành nhà máy thủy điện A Vương 3 (2017).