

ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA SỰ DỊCH CHUYỂN GIỜ CAO ĐIỂM ĐẾN HIỆU QUẢ CÁC THỦY ĐIỆN ĐIỀU TIẾT NGÀY

Nguyễn Văn Nghĩa

Trường Đại học Thủy lợi

Tóm tắt: Các trạm thủy điện (TTĐ) nhỏ đều được áp dụng tính giá bán điện theo Biểu giá chi phí tránh được, giờ phát điện cao điểm từ khung thời gian 9h30 đến 11h30 và từ 17h đến 20h không kể ngày chủ nhật. Ngày 09/02/2021 Bộ Công thương có quyết định số 478/QĐ-BCT cho phép dịch chuyển giờ phát điện cao điểm các nhà máy từ khung thời gian 9h30 đến 11h30 sang khung thời gian 6h đến 8h các ngày trong tuần trừ chủ nhật. Sự thay đổi này có ảnh hưởng đáng kể đến hiệu quả của các TTĐ điều tiết này mà hồ chứa có dung tích hữu ích hạn chế ($V_{hi}/V_{vc} < 40\%$). Khi dung tích hồ đủ lớn để đáp ứng nhu cầu nước cho phát cao điểm thì sự thay đổi khung giờ có tác động không rõ nét đến hiệu quả năng lượng ($V_{hi}/V_{vc} > 40\%$).

Từ khóa: Trạm thủy điện nhỏ, hiệu quả, biểu giá chi phí tránh được, điều tiết ngày.

Summary: Small hydroelectric power stations were applied to calculate electricity prices according to the avoided cost tariff, peak power generation hours are from 9:30 a.m. to 11:30 a.m. and from 5:00 p.m. to 8:00 p.m. excluding Sundays. On February 9, 2021, the Ministry of Industry and Trade issued Decision No. 478/QĐ-BCT allowing the shift of the peak power generation time of factories from the time frame of 9:30 am to 11:30 am to the time frame of 6 am to 8 am every weekday except for the owner. Japan. This change has a significant effect on the efficiency of these regulating centers that the reservoir has a limited useful capacity ($V_{hi}/V_{vc} < 40\%$). When the reservoir capacity is large enough to meet the water demand for peak generation, the change in time frame has a subtle impact on energy efficiency ($V_{hi}/V_{vc} > 40\%$).

Keywords: Hydropower plant, effective energy, avoidable cost tariffs, daily regulation.

1. GIỚI THIỆU

Thủy điện nhỏ ở Việt Nam đã được khuyến khích phát triển và ưu đãi về giá bán điện theo như dạng năng lượng tái tạo [5], [6]. Cơ chế về khung giờ phát điện cao điểm [4] được áp dụng từ năm 2009 đến 2021. Tuy nhiên, ngày 09/02/2021, Bộ Công thương đã có quyết định số 478/QĐ-BCT về việc dịch chuyển giờ phát điện cao điểm các nhà máy thủy điện nhỏ [2] nhằm tận dụng nguồn điện mặt trời áp mái. Với sự thay đổi này, khoảng thời gian tích nước từ khung giờ cao điểm sáng đến khung giờ phát điện cao điểm chiều tối sẽ tăng lên,

ngược lại khoảng thời gian tích nước từ khung giờ cao điểm chiều tối đến khung giờ cao điểm sáng hôm sau sẽ ngắn lại. Từ đây dẫn đến, các trạm thủy điện nhỏ ($N_{lm} \leq 30\text{MW}$) sẽ có sự thay đổi về điện năng cũng như doanh thu khi áp dụng theo quyết định mới.

Để đánh giá mức độ ảnh hưởng của việc dịch chuyển giờ phát điện cao điểm buổi sáng, bài báo đi nghiên cứu đánh giá trên 4 nhóm công trình thủy điện có cột nước điển hình gồm: cột nước thấp, cột nước trung bình thấp, cột nước trung bình cao và cột nước cao.

2. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Để thống nhất, bài báo sử dụng cùng một phương án mô phỏng vận hành, đó là vận hành

Ngày nhận bài: 02/5/2023

Ngày thông qua phản biện: 19/5/2023

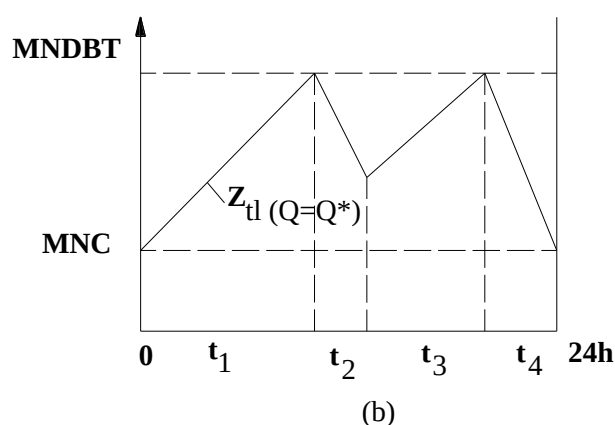
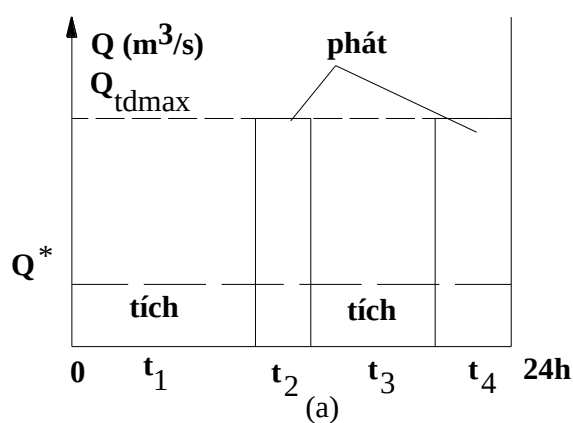
Ngày duyệt đăng: 08/9/2023

theo phương án 2-Vận hành tối đa công suất vào giờ cao điểm, khi lượng nước đến ít thì lấy nước từ hồ để phát điện đến MNC, như vậy trong ngày tiếp theo mực nước hồ có thể chưa đạt đến MNDBT trước giờ cao điểm buổi sáng [1]. Hàm mục tiêu của bài toán là doanh thu cao nhất [1].

Sơ đồ thuật toán, các điều kiện ràng buộc được áp dụng như trong tài liệu “Nghiên cứu

lựa chọn quy trình vận hành phát điện hợp lý cho bậc thang thủy điện Krông Nô 2&3” [1].

Hình 1 minh họa quá trình tích nước và phát điện với các nhà máy thủy điện nhỏ, ở đây ngoài thời gian phát điện vào cao điểm không đổi ($t_2 = 2h = \text{const}$; $t_4 = 3h = \text{const}$) thì t_1 và t_3 thay đổi lần lượt từ 5,5h và 13,5h thành 9h và 10h khi áp dụng quyết định 478/QĐ-BCT.



Hình 1: Sơ đồ minh họa quá trình tích nước-phát điện: (a) Minh họa về lưu lượng phát điện; (b) minh họa quá trình biến đổi mực nước hồ; Q^* là lưu lượng đến hồ ở một giá trị bất kỳ.

Như vậy, để đánh giá được mức độ ảnh hưởng khi dịch chuyển giờ phát điện cao điểm buổi sáng, bài báo sẽ tính toán sự thay đổi điện năng và doanh thu trong 2 trường hợp:

- Trường hợp 1: Tính toán với các khung giờ được quy định trong thông tư số 05/2009/TT-BCT ngày 26 tháng 02 năm 2009, tức giờ phát điện cao điểm từ 9h30 đến 11h30 và từ 17h đến 20h các ngày trừ chủ nhật.

- Trường hợp 2: Tính toán với các khung giờ được quy định trong quyết định QĐ/478-BCT ngày 09 tháng 02 năm 2021. Ở đây, giờ phát điện cao điểm từ 6h00 đến 8h00 và từ 17h đến 20h các ngày trừ chủ nhật.

Và để làm nổi bật sự ảnh hưởng của việc dịch chuyển giờ phát điện cao điểm đến doanh thu (B), điện năng trung bình nhiều năm (E_o), điện năng giờ cao điểm mùa khô (E_{cdmk}) của các công trình có khả năng điều tiết khác nhau, bài

báo đã tính toán mỗi công trình ứng với các kịch bản dung tích hữu ích khác nhau, tức tỉ lệ giữa dung tích hữu ích với dung tích yêu cầu đủ để phát điện với công suất tối đa công suất lắp máy trong 5h cao điểm (V_{hi}/V_{yc}). Giá bán điện được tính toán theo Biểu giá chi phí tránh được năm 2023 [3].

Bảng 1: Khung thời gian phát điện (giờ)

Thời gian	TT05/2009	QĐ478
t_1 (ưu tiên tích nước)	13,5	10
t_2 (phát cao điểm)	2	2
t_3 (ưu tiên tích nước)	5,5	9
t_4 (phát cao điểm)	3	3

3. ÁP DỤNG TÍNH TOÁN

3.1. Lựa chọn các công trình điển hình

Một cách tổng quát, lựa chọn các công trình có

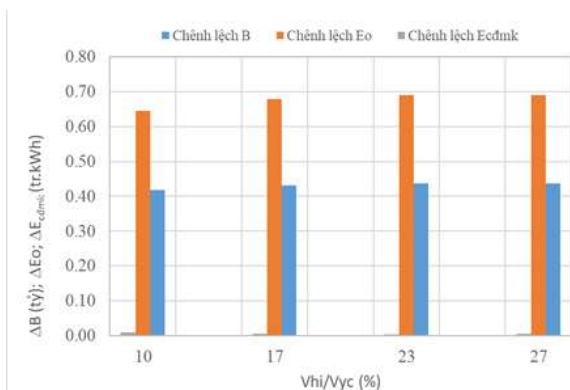
các thông số cột nước tính toán thuộc các phạm vi như: cột nước thấp-công trình thủy điện Nậm Núa 2 [7], cột nước trung bình thấp-công trình thủy điện Đắc Lô 1 [8], cột nước trung bình cao-công trình thủy điện Nậm Cùm 2 [9] và cột nước cao-công trình thủy điện Nậm Cây [10].

3.2. Tài liệu phục vụ tính toán

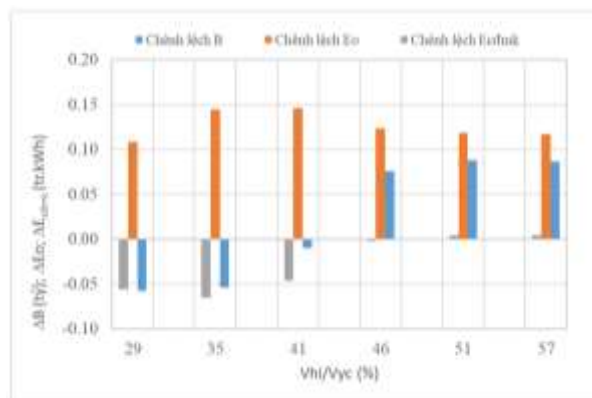
- Đặc trưng hồ chứa Z-F-V:
- Quan hệ lưu lượng (Q)-mức nước hạ lưu (Z_{hl}) tại kênh xả hạ lưu nhà máy
- Quan hệ lưu lượng (Q)-tổn thất cột nước trên tuyến năng lượng (h_w)
- Tài liệu thủy văn: sử dụng chuỗi dòng chảy ngày đến tuyến công trình.
- Tài liệu thám và bốc hơi.
- Dòng chảy bùn cát đến tuyến công trình.
- Đặc tính thiết bị: Hệ số công suất $K=9,81 \cdot \eta_{tb} \cdot \eta_{mf} \cdot \eta_{td}$ (hiệu suất truyền động $\eta_{td} = 1$).
- Dòng chảy tối thiểu, nhu cầu dùng nước khác.

3.3. Kết quả tính toán

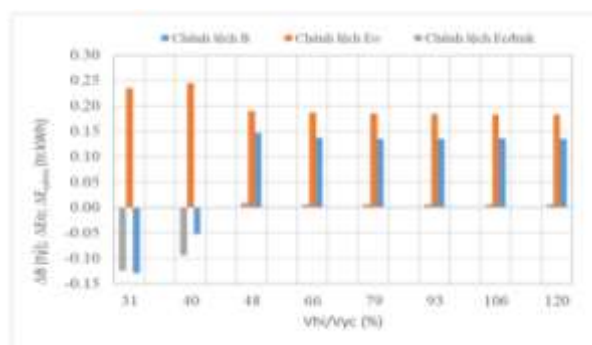
Kết quả tính toán cho 4 trạm thủy điện Nậm Núa 2, Đắc Lô 1, Nậm Cùm 2 và Nậm Cây được thể hiện trong các Hình từ hình 2 đến hình 5, chi tiết trong các bảng từ bảng 2 đến bảng 5.



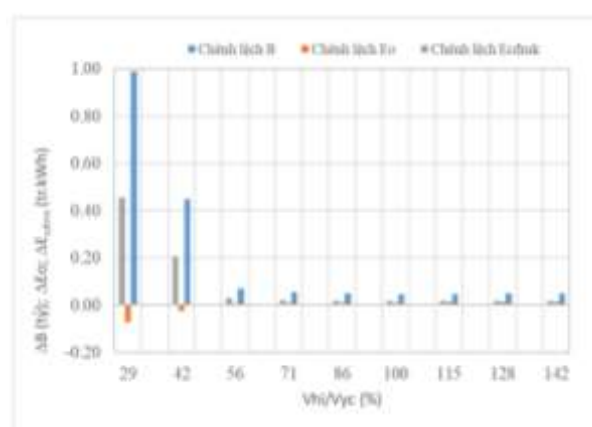
Hình 2: Sự thay đổi của doanh thu, điện năng năm, điện năng cao điểm mùa khô ứng với khả năng điều tiết (V_{hi}/V_{yc}) khác nhau khi dịch chuyển khung giờ cao điểm – TĐ Nậm Núa 2.



Hình 3: Sự thay đổi của doanh thu, điện năng năm, điện năng cao điểm mùa khô ứng với khả năng điều tiết (V_{hi}/V_{yc}) khác nhau khi dịch chuyển khung giờ cao điểm – TĐ Đắc Lô 1.



Hình 4: Sự thay đổi của doanh thu, điện năng năm, điện năng cao điểm mùa khô ứng với khả năng điều tiết (V_{hi}/V_{yc}) khác nhau khi dịch chuyển khung giờ cao điểm – TĐ Nậm Cùm 2



Hình 5: Sự thay đổi của doanh thu, điện năng năm, điện năng cao điểm mùa khô ứng với khả năng điều tiết (V_{hi}/V_{yc}) khác nhau khi dịch chuyển khung giờ cao điểm – TĐ Nậm Cây.

Từ hình 2 và bảng 2 cho thấy, với thủy điện cột nước thấp thì việc dịch chuyển khung giờ phát điện cao điểm buổi sáng sẽ có lợi về điện năng cũng như doanh thu. Tuy nhiên ảnh hưởng của khả năng điều tiết (Vhi/Vyc) không có rõ ràng, nguyên nhân có thể được giải thích bởi với thủy điện cột nước thấp thì việc tăng dung tích hữu ích đôi khi lại làm giảm bớt cột nước phát điện trung bình.

Với thủy điện có cột nước trung bình (trung bình thấp và trung bình cao), từ các hình 3, hình 4 và bảng 3, bảng 4 cho thấy khi tỉ lệ Vhi/Vyc lớn hơn 40% thì việc điều chỉnh khung giờ phát điện cao điểm thì doanh thu và

điện năng trung bình năm đều tăng, mức độ tăng giảm dần khi hồ có khả năng điều tiết cao. Ngược lại, khi tỉ lệ Vhi/Vyc nhỏ hơn 40% thì doanh thu cũng như điện năng cao điểm mùa khô bị giảm khi điều chỉnh khung giờ phát điện dù điện năng trung bình nhiều năm vẫn tăng.

Với thủy điện cột nước cao, sự thay đổi về doanh thu và điện năng giờ cao điểm thể hiện rõ rệt nhất là khi khả năng điều tiết của hồ kém (tỉ lệ Vhi/Vyc nhỏ hơn 40%). Điều này có thể lý giải bởi thời gian tích nước cho khung giờ cao điểm buổi chiều được tăng lên.

**Bảng 2: Kết quả tính toán với thủy điện Nậm Núa 2:
(1) khung giờ theo TT05/2009; (2) khung giờ theo QĐ478**

TT	Thông số	Đơn vị	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
1	MNDBT	m	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0	442,0
2	MNC	m	440,0	440,0	440,5	440,5	441,0	441,0	441,5	441,5
3	Dung tích hữu ích	tr.m ³	0,504	0,504	0,396	0,396	0,277	0,277	0,145	0,145
4	Cột nước Hmax	m	11,448	11,448	11,448	11,448	11,448	11,448	11,448	11,448
5	Cột nước Hmin	m	4,61	4,61	4,61	4,61	4,62	4,62	4,62	4,62
6	Cột nước tính toán	m	8,27	8,27	8,84	8,84	9,40	9,40	10,33	10,33
7	Cột nước bình quân	m	10,60	10,60	10,60	10,60	10,61	10,61	10,63	10,63
8	Lưu lượng lớn nhất	m ³ /s	103,51	103,51	96,86	96,86	91,13	91,13	82,94	82,94
9	Công suất lắp máy	MW	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
10	Điện năng trung bình Eo	triệu kwh	23,08 9	23,77 9	23,07 2	23,76 3	23,02 7	23,70 6	22,72 8	23,37 3
11	Điện năng mùa mưa	triệu kwh	14,572	15,187	14,555	15,171	14,514	15,118	14,228	14,805
12	Giờ cao điểm mùa	triệu	3,049	3,049	3,046	3,046	3,039	3,039	2,993	2,993

TT	Thông số	Đơn vị	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
	mưa	kwh								
13	Giờ trung bình mùa mưa	triệu kwh	7,883	8,497	7,873	8,489	7,849	8,454	7,686	8,262
14	Giờ thấp điểm mùa mưa	triệu kwh	3,641	3,641	3,636	3,636	3,626	3,626	3,550	3,550
15	Điện năng mùa khô	triệu kwh	8,517	8,592	8,517	8,591	8,514	8,588	8,500	8,568
16	Giờ cao điểm mùa khô	triệu kwh	5,993	5,997	5,986	5,990	5,977	5,982	5,927	5,935
17	Giờ trung bình mùa khô	triệu kwh	1,791	1,862	1,797	1,867	1,803	1,872	1,839	1,899
18	Giờ thấp điểm mùa khô	triệu kwh	0,733	0,733	0,734	0,734	0,734	0,734	0,734	0,734
19	Hệ số công suất k	-	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76	8,76
20	Số tổ máy	-	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
21	Doanh thu (99%NET)	tỷ đồng	28,226	28,662	28,201	28,637	28,153	28,583	27,854	28,272
22	Vhi/Vyc			27,03		22,72		16,89		9,69
23	Chênh lệch doanh thu	tỷ đồng		0,437		0,436		0,430		0,417
24	Chênh lệch Eo	triệu kwh		0,690		0,691		0,679		0,645
25	Chênh lệch E cao điểm mk	triệu kwh		0,005		0,004		0,005		0,008

**Bảng 3: Kết quả tính toán với thủy điện Đắk Lô 1:
(1) khung giờ theo TT05/2009; (2) khung giờ theo QĐ478**

TT	Thông số	Đơn vị	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
1	MNDBT	m	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0	405,0

TT	Thông số	Đơn vị	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
2	MNC	m	400,0	400,0	400,5	400,5	401,0	401,0	401,5	401,5	402,0	402,0	402,5	402,5
3	Dung tích hữu ích	tr.m ³	0,170	0,170	0,153	0,153	0,136	0,136	0,119	0,119	0,102	0,102	0,085	0,085
4	Cột nước Hmax	m	94,16	94,16	94,16	94,16	94,16	94,16	94,16	94,16	94,16	94,16	94,16	94,16
5	Cột nước Hmin	m	83,07	83,07	83,65	83,65	83,86	83,86	83,86	83,86	83,86	83,86	83,86	83,86
6	Cột nước tính toán	m	83,07	83,07	83,65	83,65	84,24	84,24	84,82	84,82	85,40	85,40	85,98	85,98
7	Cột nước bình quân	m	89,72	89,72	89,88	89,88	90,05	90,05	90,23	90,23	90,40	90,40	90,59	90,59
8	Lưu lượng lớn nhất	m ³ /s	16,67	16,67	16,56	16,56	16,44	16,44	16,33	16,33	16,22	16,22	16,11	16,11
9	Công suất lắp máy	MW	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
10	Điện năng trung bình Eo	triệu kwh	36,550	36,667	36,550	36,669	36,555	36,678	36,551	36,670	36,556	36,671	36,559	36,698
11	Điện năng mùa mưa	triệu kwh	10,576	10,578	10,577	10,579	10,578	10,580	10,579	10,581	10,580	10,583	10,581	10,585
12	Giờ cao điểm mùa mưa	triệu kwh	1,613	1,613	1,612	1,612	1,612	1,611	1,611	1,611	1,610	1,610	1,609	1,609
13	Giờ trung bình mùa mưa	triệu kwh	6,276	6,278	6,277	6,279	6,278	6,281	6,280	6,283	6,282	6,285	6,284	6,287
14	Giờ thấp điểm mùa mưa	triệu kwh	2,687	2,687	2,687	2,687	2,688	2,688	2,688	2,688	2,688	2,689	2,688	2,689
15	Điện năng mùa khô	triệu kwh	25,974	26,089	25,974	26,090	25,977	26,098	25,976	26,120	25,975	26,118	26,008	26,114
16	Giờ cao điểm mùa khô	triệu kwh	7,033	7,037	7,023	7,028	6,980	6,977	6,888	6,841	6,735	6,670	6,500	6,444
17	Giờ trung bình mùa khô	triệu kwh	13,777	13,888	13,786	13,897	13,833	13,957	13,924	14,114	14,075	14,281	14,329	14,487
18	Giờ thấp điểm mùa khô	triệu kwh	5,164	5,165	5,164	5,165	5,164	5,165	5,164	5,165	5,165	5,167	5,179	5,182
19	Hệ số công suất k	-	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66	8,66
20	Số tổ máy	-	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
21	Doanh thu 99%	tỷ đồng	39,651	39,737	39,631	39,719	39,533	39,609	39,324	39,314	38,977	38,923	38,463	38,406

TT	Thông số	Đơn vị	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
22	Vhi/Vyc			56,71		51,40		46,01		40,54		34,98		29,35
23	Chênh lệch doanh thu	tỷ đồng		0,086		0,088		0,076		0,010		0,054		0,057
24	Chênh lệch Eo	triệu kwh		0,117		0,118		0,124		0,146		0,145		0,109
25	Chênh lệch E cao điểm mk	triệu kwh		0,004		0,004		0,002		0,046		0,065		0,056

**Bảng 4: Kết quả tính toán với thủy điện Nậm Cúm 2:
(1) khung giờ theo TT05/2009; (2) khung giờ theo QĐ478**

TT	Thông số	Đơn vị	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
1	MNDBT	m	753,5	753,5	753,5	753,5	753,5	753,5	753,5	753,5	753,5	753,5	753,5	753,5
2	MNC	m	746,0	746,0	747,0	747,0	748,0	748,0	750,0	750,0	751,0	751,0	751,5	751,5
3	Dung tích hữu ích	tr.m ³	0,508	0,508	0,451	0,451	0,393	0,393	0,279	0,279	0,206	0,206	0,169	0,169
4	Cột nước Hmax	m	132,06	132,06	132,06	132,06	132,06	132,06	132,06	132,06	132,06	132,06	132,06	132,06
5	Cột nước Hmin	m	114,79	114,79	115,79	115,79	116,67	116,67	116,67	116,67	116,67	116,67	116,67	116,67
6	Cột nước tính toán	m	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00	117,00
7	Cột nước bình quân	m	125,92	125,92	126,05	126,05	126,19	126,19	126,53	126,53	126,75	126,75	126,87	126,87
8	Lưu lượng lớn nhất	m ³ /s	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58	23,58
9	Công suất lắp máy	MW	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
10	Điện năng trung bình Eo	triệu kwh	68,469	68,651	68,470	68,654	68,472	68,656	68,480	68,668	68,491	68,682	68,521	68,765
11	Điện năng mùa mưa	triệu kwh	44,426	44,426	44,426	44,426	44,426	44,426	44,426	44,426	44,426	44,426	44,426	44,426
12	Giờ cao điểm mùa mưa	triệu kwh	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256
13	Giờ trung bình mùa mưa	triệu kwh	27,065	27,065	27,065	27,065	27,065	27,065	27,065	27,065	27,065	27,065	27,065	27,065
14	Giờ thấp điểm mùa mưa	triệu kwh	12,105	12,105	12,105	12,105	12,105	12,105	12,105	12,105	12,105	12,105	12,105	12,105
15	Điện năng	triệu kwh	24,04	24,22	24,04	24,22	24,04	24,23	24,05	24,24	24,06	24,25	24,09	24,34

TT	Thông số	Đơn vị	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
	mùa khô		2	5	4	8	6	1	5	2	6	6	5	0
16	Giờ cao điểm mùa khô	triệu kwh	11,201	11,20	11,179	11,186	11,155	11,162	11,100	11,106	11,03	11,041	10,76	10,67
17	Giờ trung bình mùa khô	triệu kwh	9,820	9,987	9,838	10,00	9,859	10,03	9,917	10,09	10,17	9,993	10,29	10,62
18	Giờ thấp điểm mùa khô	triệu kwh	3,022	3,031	3,027	3,034	3,032	3,037	3,039	3,040	3,040	3,040	3,040	3,040
19	Hệ số công suất k	-	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70	8,70
20	Số tổ máy	-	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
21	Doanh thu 99%	tỷ đồng	68,66	68,79	68,61	68,75	68,56	68,69	68,44	68,57	68,29	68,44	67,70	67,64
22	Vhi/Vyc			119,7		106,2		92,72		65,75		48,45		39,80
23	Chênh lệch doanh thu	tỷ đồng		0,136		0,136		0,136		0,137		0,147		-
24	Chênh lệch Eo	triệu kwh		0,183		0,183		0,184		0,187		0,191		0,245
25	Chênh lệch E cao điểm mk	triệu kwh		0,007		0,007		0,006		0,006		0,009		-

Bảng 5: Kết quả tính toán với thủy điện Nậm Cắn:
(1) khung giờ theo TT05/2009; (2) khung giờ theo QĐ478

TT	Thông số	Đơn vị	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
1	MNDBT	m	905,0	905,0	905,0	905,0	905,0	905,0	905,0	905,0	905,0	905,0	905,0	905,0
2	MNC	m	900,0	900,0	901,0	901,0	902,0	902,0	903,0	903,0	903,5	903,5	904,0	904,0
3	Dung tích hữu ích	tr.m ³	0,067	0,067	0,054	0,054	0,040	0,040	0,026	0,026	0,020	0,020	0,013	0,013
4	Cột nước Hmax	m	683,6	683,6	683,6	683,6	683,6	683,6	683,6	683,6	683,6	683,6	683,6	683,6
5	Cột nước Hmin	m	672,5	672,5	673,5	673,5	674,5	674,5	675,6	675,6	676,1	676,1	676,6	676,6
6	Cột nước tính toán	m	672,5	672,5	673,5	673,5	674,5	674,5	675,6	675,6	676,1	676,1	676,6	676,6
7	Cột nước bình quân	m	679,3	679,3	679,4	679,4	679,6	679,6	679,9	679,9	680,0	680,0	680,2	680,2
8	Lưu lượng	m ³ /s	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,62	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61

TT	Thông số	Đơn vị	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
	lớn nhất													
9	Công suất lắp máy	MW	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
10	Điện năng trung bình Eo	triệu kwh	49,10 1	49,11 4	49,11 0	49,12 2	49,12 0	49,13 0	49,13 2	49,13 9	49,18 1	49,15 6	49,35 2	49,28 0
11	Điện năng mùa mưa	triệu kwh	30,53 3	30,53 3	30,53 3	30,53 3	30,53 3	30,53 3	30,53 3	30,53 3	30,53 4	30,53 3	30,53 3	30,53 3
12	Giờ cao điểm mùa mưa	triệu kwh	5,453	5,453	5,453	5,453	5,453	5,453	5,453	5,453	5,453	5,453	5,453	5,453
13	Giờ trung bình mùa mưa	triệu kwh	17,44 7	17,44 7	17,44 7	17,44 7	17,44 7	17,44 7	17,44 7	17,44 7	17,44 7	17,44 7	17,44 7	17,44 7
14	Giờ thấp điểm mùa mưa	triệu kwh	7,633	7,633	7,633	7,633	7,633	7,633	7,633	7,633	7,633	7,633	7,633	7,633
15	Điện năng mùa khô	triệu kwh	18,56 7	18,58 1	18,57 7	18,58 8	18,58 7	18,59 7	18,59 9	18,60 5	18,64 8	18,62 2	18,81 9	18,74 7
16	Giờ cao điểm mùa khô	triệu kwh	11,231 11,231	11,24 8	11,210 11,210	11,22 8	11,184 11,184	11,20 2	11,134 11,134	11,163 11,163	10,87 6	11,08 0	9,970 9,970	10,42 4
17	Giờ trung bình mùa khô	triệu kwh	5,284	5,270	5,304	5,288	5,327	5,313	5,379	5,353	5,679	5,449	6,342	5,815
18	Giờ thấp điểm mùa khô	triệu kwh	2,052	2,063	2,063	2,073	2,076	2,082	2,085	2,089	2,093	2,093	2,507	2,507
19	Hệ số công suất k	-	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50
20	Số tổ máy	-	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
21	Doanh thu 99%	tỷ đồng	56,59 5	56,64 3	56,55 4	56,60 1	56,50 0	56,54 9	56,39 5	56,46 5	55,83 7	56,28 6	53,88 7	54,87 6
22	Vhi/Vyc			141,8 6		114,6 8		86,03		55,86		42,27		28,66
23	Chênh lệch doanh thu	tỷ đồng		0,048		0,048		0,049		0,070		0,449		0,989
24	Chênh lệch Eo	triệu kwh		0,013		0,012		0,010		0,007		- 0,025		- 0,072

TT	Thông số	Đơn vị	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
25	Chênh lệch E cao điểm mk	triệu kwh		0,017		0,017		0,018		0,029		0,204		0,454

4. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

4.1. Kết luận

Đối với công trình thủy điện nhỏ có cột nước khác nhau thì khi thay đổi khung giờ phát điện cao điểm đều cho thấy điện năng trung bình nhiều năm tăng dù khả năng điều tiết có khác nhau.

Với các công trình thủy điện có cột nước thấp, ảnh hưởng của Vhi/Vyc không rõ ràng, trong khi với thủy điện cột nước trung bình và cao đã thể hiện sự thay đổi khá rõ nét. Với thủy điện cột nước thấp, điện năng và doanh thu đều tăng khi thay đổi khung giờ phát điện cao điểm. Với thủy điện có cột nước trung bình thì khi Vhi/Vyc nhỏ hơn 40% thì dù điện năng trung bình năm tăng nhưng doanh thu và điện năng cao điểm mùa khô giảm khi thay đổi khung giờ phát điện cao điểm buổi sáng, nhưng với thủy điện cột nước cao thì cho kết quả ngược lại. Khi Vhi/Vyc lớn hơn 40% thì

đều cho thấy doanh thu và điện năng năm tăng khi thay đổi khung giờ phát điện cao điểm.

Dự thay đổi khung giờ phát điện cao điểm này ngoài gia tăng điện năng của các nhà máy thủy điện còn có tác dụng tận dụng sản lượng điện của các nhà máy điện mặt trời nhất là điện mặt trời áp mái. Tuy nhiên, cần thiết phải có thêm đánh giá về khả năng truyền tải và giải tỏa công suất của hệ thống đường dây truyền tải.

4.2. Kiến nghị

Cần tiếp tục nghiên cứu áp dụng cho một số các dạng công trình tương tự phân bố theo vùng miền khác nhau để đánh giá thêm ảnh hưởng của độ lệch pha dòng chảy.

Cần thiết áp dụng chuyển đổi với tất cả các nhà máy thủy điện nhỏ có tỉ lệ Vhi/Vyc lớn hơn 40% để vừa gia tăng điện năng vừa gia tăng doanh thu cho không những chủ đầu tư và còn giảm chi phí của hệ thống điện.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Nguyễn Văn Nghĩa (2017). “Nghiên cứu lựa chọn quy trình vận hành phát điện hợp lý cho bậc thang thủy điện Krông Nô 2&3”. Tạp chí Khoa học và Công nghệ Thủy lợi, số 41 tháng 12/2017, trang 120-126.
- [2] Quyết định số 478/QĐ-BCT ngày 09 tháng 02 năm 2021 (2021). “Về việc dịch chuyển giờ phát điện cao điểm các nhà máy thủy điện nhỏ”.
- [3] Quyết định số 1028/QĐ-BCT ngày 27 tháng 04 năm 2023 (2023). “Ban hành biểu giá chi phí tránh được năm 2023”.
- [4] Thông tư số 05/2009/TT-BCT ngày 26 tháng 02 năm 2009 (2009). “Quy định về giá bán điện năm 2009 và hướng dẫn thực hiện”.
- [5] Thông tư số 32/2014/TT-BCT ngày 09 tháng 10 năm 2014 (2014). “Quy định về trình tự, áp dụng biểu giá chi phí tránh được và ban hành hợp đồng mua bán điện mẫu cho các nhà máy thủy điện nhỏ”.
- [6] Thông tư số 29/2019/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2019 (2019). “Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 32/2014/TT-BCT ngày 09 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ

Công Thương quy định về trình tự xây dựng, áp dụng biểu giá chi phí tránh được và ban hành Hợp đồng mua bán điện mẫu cho các nhà máy thủy điện nhỏ và bãi bỏ Thông tư số 06/2016/TT-BCT ngày 14 tháng 6 năm 2019 của Bộ trưởng Bộ Công thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 32/2014/TT-BCT ngày 09 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương”.

- [7] Thiết kế kỹ thuật, công trình thủy điện Nậm Núa 2.
- [8] Thiết kế kỹ thuật, công trình thủy điện Đắc Lô 1.
- [9] Thiết kế kỹ thuật, công trình thủy điện Nậm Cùm 2.
- [10] Thiết kế kỹ thuật, công trình thủy điện Nậm Cây.