

Экономический анализ применения РОДР на
Чарвакской ГЭС.

(кафедра Гидроэнергетики)

докт. техн. наук ОБРЕЗКОВ В.И., канд. техн. наук ГОХМАН А.М.
инж. САМСОНОВ В.Г.

В настоящее время на гидростанциях с напором 90-150 м. применяются радиальноосевые гидротурбины одиночного регулирования (РО - турбины). Обладая хорошими кавитационными качествами, наиболее высоким из всех турбин максимальным к.п.д., а также хорошими конструктивно-технологическими свойствами, эти турбины имеют серьезные недостатки: резкое падение к.п.д. при регулировании нагрузки и колебаниях напора и связанный с этим высокий уровень нестационарных явлений в отсасывающей трубе. Особенно сильно эти недостатки проявляются на ГЭС с малым количеством агрегатов и большими колебаниями напора и нагрузки. В соответствии с этим понятно стремление применить в этой зоне напоров турбины двойного регулирования.

Одной из таких турбин является диагональная поворотнолопастная турбина (Д-турбина).

В СССР в 1957-1960 г. по инициативе проф. Квятковского В.И. ЛМЗ им. ХХП съезда и ВНИИГидромашем была разработана диагональная турбина для опытного агрегата Бухтарминской ГЭС. К 1966 г. эта турбина была изготовлена на ЛМЗ и установлена на Бухтарминской ГЭС.

Диагональная поворотнолопастная турбина имеет несколько лучшие кавитационные свойства по сравнению с осевой поворотнолопастной гидротурбиной, за счет того, что во втулке рабочего колеса можно установить большее число лопастей из-за их наклонного расположения к оси турбины. Однако Д-турбина уступает РО-турбине по своим кавитационным качествам, а также имеет более низкое значение максимального к.п.д.

Другим типом турбины, двойного регулирования, предназначенным для работы на этих напорах, является радиальноосевая гидротурбина двойного регулирования, изобретенная в СССР в 1962 году и получившая международных приоритет. МЭИ получил на эту турбину патенты в США, Англии, Австрии и т.д.

Регулирование радиально-осевой гидротурбины двойного регулирования (РОДР) осуществляется путем изменения открытия направляющего аппарата, а также синхронным изменением высоты проточной части от выхода из статора до выхода из рабочего колеса.

Такой принцип регулирования позволяет получить при изменениях режима работы турбины поток, который соответствует минимальным потерям в турбине. Это позволяет, сохранив высокое значение максимального к.п.д. и хорошие кавитационные показатели, присущие РО-турбинам, повысить значение среднеэксплуатационного к.п.д. за счет повышения к.п.д. на нерасчетных режимах, а также снизить уровень нестационарных явлений в отсасывающей трубе. Все это приводит к более надежной работе турбины.

Первые исследования РОДР были проведены в лаборатории ЛМЗ в 1963 году. Основным результатом этих исследований было подтверждение возможности такого регулирования. В дальнейшем (в 1965 году) были проведены исследования специальной спроектированной модели во ВНИИГидромаше, показавшие энергетические преимущества РОДР по сравнению с обычной РО турбиной.

В 1967 году в рамках технического проекта турбины РОДР мощностью 155 Мвт для Чарвакской ГЭС в лаборатории ЛМЗ на стенде обратимых режимов были проведены исследования модели РОДР диаметром 350 мм, изготовленной на Опытном заводе гидромашин в г. Москве. В результате этих исследований была получена главная универсальная характеристика РОДР. Выполненный технический проект позволяет провести энерго-экономический анализ эффективности применения РОДР в зоне напоров 90-150 м для Чарвакской ГЭС.

1. Сопоставление РОДР 170/638^Д с РО170/638^а.

При сравнении РОДР 170/638^Д с РО170/638^а мы воспользовались универсальными характеристиками, полученными на стенде обратимых режимов ЛМЗ.

Для подсчета среднеэксплуатационного к.п.д. необходимо знать диаметры турбин и их синхронные обороты. Пользуясь общепринятой методикой, нами определены диаметры РОДР и РО из условия обеспечения расчетного напора $H = 109$ м, которые равны соответственно $D_1 = 4,1$ и

$D_1=4,35$ м. Синхронные обороты для обеих турбин выбраны перебором вариантов из условия обеспечения наилучшей работы при разных напорах. Для РОДР синхронное число оборотов $n=187,5$ об/мин, а для РО - $n=166,6$ об/мин.

Среднеэксплуатационный к.п.д. обеих турбин будем вычислять, как это принято, для условий средневодного года, при этом будем пользоваться как графиком сработки и наполнения водохранилища в средневодном году, так и суточными графиками продолжительности и интегральными кривыми нагрузки энергосистемы, в которой работает ГЭС, в течение каждого месяца (по проектным материалам Гидропроекта).

Помимо этого, используются значения зарегулированных расходов $\bar{Q}_{гэс}$, соответствующие средним за месяц расходам и мощности ГЭС со свободным оборудованием $\bar{N}_{гэс}$.

Используя значения $\bar{N}_{гэс}$ гидростанции со свободным оборудованием, вписываем непрерывно мощность ГЭС с турбинами РОДР170/638^Д - ВМ410 и РО170/638^А - ВМ435 в график продолжительности нагрузок системы в каждом месяце и подсчитываем среднеэксплуатационный к.п.д. в каждом варианте по формуле:

$$\bar{\eta}_{гэс} = \frac{\sum_{i=1}^K N_{гэс,i} T_i}{\sum_{i=1}^K \frac{N_{гэс,i}}{\eta_{гэс,i}} \cdot T_i} \quad (1)$$

где: $i=1, 2, \dots, K$ - номер режима,

$\eta_{гэс,i}$ - к.п.д. ГЭС в i -том режиме

$N_{гэс,i}$ - мощность ГЭС в i -том режиме

T_i - продолжительность i -того режима в часах.

Для определения разницы в выработке в каждом месяце необходимо определять подведенную энергию:

$$Э^n = 9,81 \cdot n \cdot \sum_{i=1}^K Q_i \cdot H_i \cdot T_i \quad (2)$$

где: n - число дней в месяце,

Q_i - расход ГЭС в i -том режиме,

H_i - напор ГЭС в i -том режиме.

Формулу (2) можно записать следующим образом:

$$Э^n = 235,44 \cdot n \cdot \bar{Q}_{гэс} \cdot H_0 \quad (3)$$

где: $H_0 = H(Q_0)$; $Q_0 = \frac{\sum_{i=1}^k Q_i (Q_i T_i)}{\sum_{i=1}^k Q_i T_i}$

$$Q_{гэс} = \frac{\sum_{i=1}^k Q_i T_i}{24}$$

Действительно, разложив функцию $H = H(Q)$ при $Z_{бб} = \text{const}$ в ряд Тейлора, получим:

$$H = H(Q_0) + \frac{dH}{dQ} (Q - Q_0) + \frac{1}{2} \frac{d^2H}{dQ^2} (Q - Q_0)^2 + \dots \quad (4)$$

Так как при $Z_{бб} = \text{const}$ для высоконапорных ГЭС функция $H = H(Q)$ является слабо изменяющейся монотонной функцией, то можно пренебречь второй и старшими производными.

Тогда подставив (4) в (2), получим

$$\mathcal{E}'' = 9,81 \cdot \pi \sum_{i=1}^k Q_i \left[H(Q_0) + \frac{dH(Q_0)}{dQ} (Q_i - Q_0) \right] T_i$$

или

$$\mathcal{E}'' = 9,81 \cdot \pi \left\{ H(Q_0) \sum_{i=1}^k Q_i T_i + \frac{dH(Q_0)}{dQ} \left[\sum_{i=1}^k Q_i^2 T_i - Q_0 \sum_{i=1}^k Q_i T_i \right] \right\}$$

Если теперь положить

$$Q_0 = \frac{\sum_{i=1}^k Q_i^2 T_i}{\sum_{i=1}^k Q_i T_i},$$

назвав Q_0 средневзвешенным расходом, а $H(Q_0)$ - средневзвешенным напором, и учесть, что

$$\sum_{i=1}^k Q_i T_i = 24 \bar{Q}_{гэс}$$

то получится, что подведенная энергия за месяц:

$$\mathcal{E}'' = 235,44 \cdot \pi \cdot H(Q_0) \cdot \bar{Q}_{гэс} \quad (5)$$

Обозначив $H(Q_0) = H_0$, получим (3).

Следует отметить, что точность формулы (3) выше для высоконапорных ГЭС, где влияние уровня нижнего бьефа мало по сравнению с потерями напора в подводящих сооружениях, так как формула (5) не отражает неустановившегося режима в нижнем бьефе.

Фактическую выработку электроэнергии в каждом месяце подсчитаем по следующей формуле:

N п.п.	Месяцы	V			VI			VII	VIII	IX	X	XI	XII	Σ
		ПОДР	PO	POДР	PO	POДР	PO							
1	$\bar{Q}_{ггс.} \frac{м^3}{сек}$	89	212,3	483	493	440	335	238	130	96	100			
2	$Q_{0.} \frac{м^3}{сек}$	415,84	410,52			460,14	479,14	466,51	425,46	414,79	438,67			
3	$M_{0.}, м$	124,4	137,3			144,75	144,35	134,6	130,4	128,4	126,2			
4	$Q_{ггс.}^{PO} \cdot 10^3, м^3$	80825	212745			464850	345600	226270	123440	87064	91108			
5	$\bar{Q}_{ггс.}^{PO}, \%$	88,24	88,17			88,24	88,81	88,39	88,41	88,22	89,04			
6	$\bar{Q}_{ггс.}^{PO}, \%$	87,06	86,94			86,37	86,66	86,59	87,52	87,27	88,17			
7	$Q_{ггс.}^{PO} \cdot 10^3, м^3$	71316	195931	43200		410184	306927	200000	109133	76808	82013		2064382	
8	$Q_{ггс.}^{PO} \cdot 10^3, м^3$	70362	184361			401491	299497	195927	108035	75984	81212		2026936	
9	$\Delta Q_{ггс.} \cdot 10^3, м^3$	10954	10970			88693	0,7430	0,1073	0,1098	0,0827	0,0801		37866	

$$\sum_{i=1}^{12} Q_{ггс.}^{PO} = 20643 \cdot 10^3, \text{ км}^3; \quad \sum_{i=1}^{12} Q_{ггс.}^{PO} = 2,0264 \cdot 10^9, \text{ км}^3; \quad \sum_{i=1}^{12} \Delta Q_i = 0,0379 \cdot 10^9, \text{ км}^3$$

$$\Delta \bar{Q} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \Delta Q_i}{\sum_{i=1}^{12} Q_{ггс.}^{PO}} = \frac{0,0379}{2,0264} = 0,0187$$

Таблица 1. Подсчет разницы в среднеэксплуатационном к.п.д. РОДР-170/638² - 8М410 по сравнению с РО170/638² - 8М435.

$$\mathcal{E}_{гэс} = \bar{\eta}_{гэс} \cdot \mathcal{E}^n \quad (6)$$

Взяв разницу в годовой выработке между РОДР и РО турбинами и отнеся ее к годовой выработке РО турбины, получим увеличение среднеэксплуатационного к.п.д. РОДР по сравнению с РО турбинами за год:

$$\Delta \bar{\eta} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \Delta \mathcal{E}_i}{\sum_{i=1}^{12} \mathcal{E}_{PO, i}}$$

В табл. I приведены результаты подсчета увеличения среднеэксплуатационного к.п.д. турбин РОДР I70/638^Д - ВМ410 по сравнению с турбинами РО I70/638^А - ВМ435.

Как видно из таблицы, это увеличение составит за год $\Delta \bar{\eta} = 1,87\%$.

Выше было указано, что подсчет среднеэксплуатационного к.п.д. производился при одинаковых для РОДР и РО турбин отметках верхнего бьефа. Однако это условие на Чарвакской ГЭС необходимо выдерживать лишь в июле, августе и сентябре, так как в июле отметка Z_{66} равна НПУ, а в августе и сентябре накладываются ограничения по ирригации на сток, потребляемый из водохранилища.

Во всех остальных месяцах (с октября по апрель) турбины РОДР могут работать из условия одинаковой выработки с турбинами РО, при этом сток, сэкономленный за счет более высокого среднеэксплуатационного к.п.д., пойдет на увеличение отметок верхнего бьефа, так как водохранилище будет срабатываться в меньшей степени. Полученное за счет такой перерегулировки режима работы водохранилища увеличение горизонта верхнего бьефа позволит в мае работать при более высоком напоре и с большими расходами по сравнению с РО турбинами, так как в этом случае для достижения отметки НПУ в конце июня потребуется меньше воды.

Используя условие перерегулировки расхода:

$$\bar{N}_{РОДР} = \bar{N}_{РО} \quad (7)$$

выразив значения мощности в (7) через величины расхода, напора и к.п.д. и соответствующим образом преоб-

разовав, получим для перерегулируемого расхода в каждом месяце, если принять октябрь за первый месяц

$$\bar{Q}_j = \frac{1}{2} \left(\frac{H_0 + \sum_{n=1}^{12} \Delta Z_{\text{ББ},n}}{K} + \bar{Q}_j \right) - \sqrt{\frac{1}{4} \left(\frac{H_0 + \sum_{n=1}^{12} \Delta Z_{\text{ББ},n}}{K} - \bar{Q}_j \right)^2 - \frac{N_{\text{РО}}}{9,81 \cdot K \left[\bar{\eta}_{\text{РОДР},j} - \beta \sum_{n=1}^{12} \Delta Z_{\text{ББ},n} \right]}} \quad (8)$$

где: K и β - угловые коэффициенты линеаризованных участков кривых $Z_{\text{ББ}} = f(W)$ и $Z_{\text{НБ}} = f(Q_j)$
 $j = 2, 3, \dots, 7.$

С учетом проведенной перерегулировки расхода увеличение среднеэксплуатационного к.п.д. у РОДР по сравнению с РО составит за год $\Delta \bar{\eta} = 2,03\%$.

При сопоставлении капиталовложений в оба варианта турбинного оборудования нами было принято, что цена здания ГЭС в обоих вариантах одинакова. В этом случае в несколько лучшие условия будет поставлена РО-турбина, имеющая больший диаметр рабочего колеса, а следовательно и большие габариты здания.

Основная разница в капиталовложениях вариантов будет определяться стоимостью турбин генераторов. Цена опытного образца РОДР определена в размере 1.200.000 руб. При экономическом сравнении мы принимаем, что РОДР уже освоена и поэтому из цены опытного образца необходимо вычесть затраты на освоение, составляющие по данным [Л.1] 24%. Следовательно, цена РОДР 170/638^Д - ВМ410 будет равна

$$P_{\text{Т}}^{\text{РОДР}} = 912 \text{ тыс. руб.}$$

Согласно предельным ценам на крупное гидротурбинное оборудование цена турбины РО170/638^А - ВМ435 составит

$$P_{\text{Т}}^{\text{РО}} = 678 \text{ тыс. руб.}$$

Цена генератора определяется его весом с учетом поправок, зависящих от свойств турбины и генератора. Нами учитываются поправки по угонной скорости и механической постоянной времени, как наиболее существенные.

В этом случае цена генератора в варианте с турбиной РОДР 170/638^Д - ВМ410, имеющего полную мощность $S = 176500$ ква и синхронное число оборотов $n = 187,5$ об/мин, составит

$$P_r^{PODP} = 1053 \text{ тыс. руб.},$$

а цена генератора в варианте с турбиной РО170/638^А - ВМ435, имеющего полную мощность $S = 176500$ ква и синхронное число оборотов $n = 166,6$ об/мин составит:

$$P_r^{PO} = 1342 \text{ тыс. руб.}$$

Уменьшение капиталовложений в один блок здания ГЭС в варианте с турбиной РОДР 170/638^Д - ВМ410 составит

$$\Delta P = 1342 + 678 - 1053 - 912 = 55 \text{ тыс. руб.}$$

При годовой выработке электроэнергии всей ГЭС с турбинами РО170/638^А - ВМ435 равной $2,03 \cdot 10^9$ квтч увеличение среднеэксплуатационного к.п.д. на 2,03% в варианте с турбинами РОДР 170/638^Д - ВМ410 позволит увеличить выработку на:

$$\Delta \mathcal{E}_r = 2,03 \cdot 10^9 \cdot 0,0203 = 41,2 \cdot 10^6 \text{ квтч.}$$

При этом экономия топлива в системе будет равна

$$\Delta B = \Delta \mathcal{E}_r \cdot b = 41,2 \cdot 10^6 \cdot 0,305 \cdot 10^{-3} = 12,55 \cdot 10^3 \text{ тунт}$$

На добычу и транспортировку этого топлива необходимо вложить дополнительные капиталовложения:

$$\Delta K_T = k \cdot \Delta B = 34,86 \cdot 12,55 \cdot 10^3 = 437,5 \text{ тыс. руб.}$$

k - удельный коэффициент на добычу 1 т топлива и его транспортировку

Окончательное уменьшение капиталовложений в здание ГЭС с турбинами РОДР 170/638^Д - ВМ410 против РО170/638^А - ВМ435 составит:

$$\Delta K = \sum \Delta P + \Delta K_T = 4,55 + 437,5 = 657,5 \text{ тыс. руб.}$$

Помимо этого в варианте с турбинами РО170/638^А - ВМ435 появляются дополнительные издержки, связанные с удорожанием силового оборудования и с уменьшением выработки, что в расчете на ГЭС составит в год свыше 105 тыс. руб.

Из сопоставления капиталовложений и издержек видно, что применение РОДР на Чарвакской ГЭС абсолютно эффективно.

2. Сопоставление РОДР170/638^Д с Д45/150-30-33,5.

Для проведения сравнения в нашем распоряжении были 2 универсальные характеристики диагональных гидротурбин Д-30-6л-30 и Д45/150-30-33,5, предназначенных для работы на напорах до 150 м. Для сравнения была отобрана турбина Д45/150-30-33,5, имеющая значительно лучший при рассматриваемых нами расходах (на 0,1) коэффициент кавитации и лишь немного уступающая в максимальном к.п.д. (применение Д-30-6л-30 на Чарвакской ГЭС привело бы к заглублению порядка 30 м.).

При рассмотрении различных вариантов выяснилось, что наиболее выгодным с точки зрения капиталовложений является вариант турбины диаметром $D_T = 4,1$ м и генератором с синхронным числом оборотов $n = 250$ об/мин.

Определение разницы в выработке электроэнергии РОДР и Д-турбинами можно провести более простым способом по разнице в к.п.д. на режимах средневзвешенного напора и средневзвешенного к.п.д., ставя в одинаковые условия обе турбины, так как величины средневзвешенного расхода и напора были определены нами при сравнении РОДР и Ро турбин.

Сущность упрощенного метода заключается в следующем:

Среднеэксплуатационный к.п.д. ГЭС на режимах с "К" работающими агрегатами равен:

$$\bar{\eta}_{(K)} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i H_i T_i \eta_i}{\sum_{i=1}^n Q_i H_i T_i}$$

где n — число разных режимов в течении года.

К.п.д. является функцией напора и расхода. При постоянном числе работающих агрегатов это непрерывная дифференцируемая функция обеих переменных, значит в каждой зоне ее можно разложить в ряд Тейлора, а, так как у обеих машин при напорах выше расчетного, что характерно для условий года средней водности, к.п.д. является монотонной функцией от Q и H , то вторыми и старшими производными по Q и H мы пренебрегаем.

Следовательно, при K работающих агрегатах:

$$\eta_k(Q, H) = \eta_k(Q_{ок}; H_{ок}) + \frac{\partial \eta_k}{\partial Q}(Q_{ок}; H_{ок})(Q - Q_{ок}) + \frac{\partial \eta_k}{\partial H}(Q_{ок}; H_{ок})(H - H_{ок}) \quad (10)$$

подставив (9) в (10), получим:

$$\bar{\eta}_k = \eta_k(Q_0; H_0) + \frac{\partial \eta_k}{\partial Q}(Q_0; H_0) \frac{\sum_{i=1}^n (Q_i - Q_0) Q_i H_i T_i}{\sum_{i=1}^n Q_i H_i T_i} + \frac{\partial \eta_k}{\partial H}(Q_0; H_0) \frac{\sum_{i=1}^n (H_i - H_0) Q_i H_i T_i}{\sum_{i=1}^n Q_i H_i T_i} \quad (11)$$

Определив

$$Q_{0(k)} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i^2 H_i T_i}{\sum_{i=1}^n Q_i H_i T_i}; \quad H_{0(k)} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i^2 Q_i T_i}{\sum_{i=1}^n H_i Q_i T_i}$$

получим для к.п.д.

$$\bar{\eta}_{(k)} = \eta_k(Q_0; H_0)$$

Таким образом разница в выработке двух сравниваемых машин в зоне "К" работающих агрегатов будет:

$$\Delta \mathcal{E}_{(k)} = \left(\sum_{i=1}^n Q_i H_i T_i \right) \left\{ \eta_1 [Q_{0(k)}; H_{0(k)}] - \eta_2 [Q_{0(k)}; H_{0(k)}] \right\} \quad (12)$$

где: η_1 и η_2 - соответственно к.п.д. РОДР и Д-турбин.

Нами проведены подсчеты к.п.д. обеих турбин для зон работы с 1, 2, 3 и 4 агрегатами и подсчитано увеличение среднеэксплуатационного к.п.д. РОДР против Д-турбин, которое составляет в год: $\Delta \bar{\eta} = 0,55\%$.

При сопоставлении капиталовложений оказалось, что в силу того, что коэффициент кавитации Д-турбины выше на 0,07 в расчетной точке, чем у РОДР т.е. здание с Д-турбинами заглублено на 7 м. глубже, а блок шире из-за большего, чем у РОДР, диаметра расположения осей лопаток направляющего аппарата, суммарные дополнительные затраты в блок здания ГЭС составят 79 тыс. руб.

Увеличение капложений за счет оборудования составит у Д-турбины в расчете на 1 блок 51 тыс.руб. В целом, в расчете на 1 блок здания ГЭС увеличение капложений у Д-турбины составит 130 тыс.руб. За счет большей выработки электроэнергии в случае применения РОДР

турбин экономия капиталовложений в добычу и транспортировку топлива составит в расчете на I агрегат 30 тыс. руб.

В целом применение РОДР турбины вместо Д-турбины на Чарвакской ГЭС позволяет получить экономию в капиталовложениях 640 тыс. руб. и годовую экономию в издержках 35 тыс. руб. из расчета на всю станцию.

Выводы:

1. По имеющимся в настоящее время данным применение радиальноосевой гидротурбины двойного регулирования на Чарвакской ГЭС абсолютно эффективно по сравнению с РО и Д-турбинами.
2. На ГЭС с любым числом агрегатов в зоне напоров 100-150 м в случае существенных колебаний напора применение РОДР эффективно по сравнению с РО и Д-турбинами.
3. На ГЭС в зоне напоров 100-150 м в случае несущественных колебаний напора эффективно применение РО турбины по сравнению с РОДР и Д-турбинами за исключением ГЭС с 1-2 агрегатами, работающими только в пике графика нагрузки и имеющих большой удельный вес в системе, на которых возможно будет эффективно применение Д-турбин.

Литература:

1. Нелидов И.Е. Экономика энергомашиностроения, М., "Высшая школа", 1966.