

На правах рукописи



Щур Василий Алексеевич

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГООТДАЧИ ГИДРОТУРБИННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЭС ПРИ ИХ РЕКОНСТРУКЦИИ**

Специальность 05.04.13
Гидравлические машины и гидропневмоагрегаты

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2015

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого».

Научный руководитель:

Доктор технических наук, профессор Топаж Григорий Ицкович.

Официальные оппоненты:

Бальзанников Михаил Иванович, доктор технических наук, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный архитектурно-строительный университет», г. Самара, ректор.

Захаров Александр Викторович, кандидат технических наук, ОАО «Силловые машины», г. Санкт-Петербург, зам. главного конструктора гидротурбин.

Ведущая организация:

АО «Всесоюзный научно-исследовательский институт гидротехники им. Б.Е. Веденеева», г. Санкт-Петербург.

Защита состоится «16» марта 2016 г в _____ часов на заседании диссертационного совета Д 212.229.09 при ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» по адресу: 195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., д. 29, Главное здание, ауд. 118.

С диссертацией можно ознакомиться в фундаментальной библиотеке и на сайте www.spbstu.ru ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого».

Автореферат разослан «___» _____ 2016 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета Д 212.229.09

доктор технических наук, профессор



Хрусталеv Борис Сергеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы.

На момент распада СССР в России работало 98 крупных ГЭС, общей мощностью 44 млн. кВт, причем около 80% из них к настоящему времени выработали нормативный срок эксплуатации и требуют существенного ремонта и реконструкции. После 1990 года в результате экономического кризиса потребность в электроэнергии в России упала на 22%, однако сейчас наблюдается рост промышленного производства и необходимость в существенном развитии гидроэнергетики. В нашей стране в ближайшие годы не ожидается существенного увеличения строительства новых ГЭС, поэтому на ближайшую перспективу основные усилия будут направлены на продление срока службы ныне работающих гидростанций. По мнению специалистов, для крупных ГЭС более эффективным является модернизация и реконструкция существующего оборудования ГЭС, которая по техническому эффекту может сравниться с вводом новой электростанции. Из сказанного следует большая актуальность задачи реконструкции и модернизации гидротурбинного оборудования существующих ГЭС.

Цель и задачи работы.

Целью работы является разработка общей методики выбора гидротурбинного оборудования реконструируемых ГЭС, которая учитывает индивидуальные особенности данной гидростанции и обеспечивает надежность эксплуатации, высокие гидравлические показатели и максимальную выработку энергии от проходящего через турбины водотока.

Для достижения поставленной цели в работе решались следующие задачи:

- проведение массового обследования гидротурбин со сроком службы выше нормативного для выявления целесообразности реконструкции и способов повышения их энергетических показателей.
- развитие методики «НПО ЦКТИ» выбора нового гидротурбинного оборудования реконструируемых ГЭС в направлении повышения их энергоотдачи.
- создание информационной системы данных, необходимых для выбора нового оборудования реконструируемых ГЭС.

Методы исследования.

Поставленные в работе задачи решены на основе методов вычислительной математики и анализа экспериментальных данных.

Научная новизна заключается в следующем:

- предложена методика, позволяющая оценить целесообразность реконструкции гидротурбины по условию надежности. Методика основана

на оценке надежности гидротурбин с помощью предложенного в работе обоснованного коэффициента оперативной готовности $\bar{K}_{ог}^*$ генераторного режима.

- разработана и запрограммирована расчетно-экспериментальная методика выбора нового гидротурбинного оборудования, которая на основе анализа реальных режимных параметров позволяет увеличить выработку энергии на реконструируемой ГЭС.
- предложена методика расчета топограммы на эксплуатационной характеристике $H-N_T$ новой турбины по данным опыта эксплуатации предыдущего оборудования.

Практическая ценность работы состоит в следующем:

- создан банк данных коэффициентов оперативной готовности $\bar{K}_{ог}^*$ для 12 ГЭС–аналогов, который позволяет оценить целесообразность реконструкции ГЭС по условию надежности.
- выполнено обследование 47 подлежащих реконструкции ГЭС и создана информационная система, которая включает данные, необходимые для выбора нового оборудования реконструируемой ГЭС.
- для нескольких реконструируемых ГЭС (Иркутская, Капчагайская, Нижегородская, Широковская) предложены практические мероприятия, позволяющие повысить гидравлические показатели и выработку энергии при их реконструкции.

Личный вклад соискателя заключается в следующем:

Результаты диссертации, выносимые на защиту, получены автором самостоятельно. В работах, опубликованных в соавторстве, личный вклад автора заключается в обсуждении постановок задач и выбора методов их решения, в разработке и усовершенствовании алгоритмов расчета и компьютерных программ, анализе результатов эксперимента, а также в интерпретации результатов.

Реализация результатов работы.

Предложенные в данной работе методики расчета и программы могут быть использованы для решения различных прикладных задач, связанных с реконструкцией гидротурбинного оборудования действующих ГЭС, а также для научных и учебных целей.

Апробация работы.

Результаты работы были доложены и обсуждены на: МНТК «XXXIX неделя науки СПбГПУ» (6-11 декабря 2010 г, Санкт-Петербург); 7-й МНТК «Гидравлические машины, гидроприводы и гидропневмоавтоматика. Современное состояние и перспективы развития» (июнь 2012 г, Санкт-

Петербург); 7-й НТК «Гидроэнергетика. Новые разработки и технологии» (25-27 октября 2012 г, Санкт-Петербург); 8-й МНТК «Гидравлические машины, гидроприводы и гидропневмоавтоматика. Современное состояние и перспективы развития» (10-11 июня 2014 г, Санкт-Петербург); МНТК «HydroVision Russia 2015» (3-5 марта 2015 г, Москва).

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 10 печатных работ, в том числе 4 в журналах, входящих в перечень ВАК.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и списка литературы из 106 наименований. Основное содержание работы изложено на 175 страницах, содержит 34 рисунка и 43 таблицы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность работы, сформулированы ее основные цели и задачи.

В главе 1 рассмотрены современное состояние, тенденции и перспективы развития отечественного гидротурбостроения, исходя из анализа которых делается постановка данной работы. Действующий в настоящее время в России парк гидросилового оборудования, включающий более 480 гидроагрегатов на 102 ГЭС общей установленной мощностью 50,9 млн. кВт, в значительной мере выработал свой нормативный срок службы, который согласно ГОСТ 26945-86 составляет 40 лет. В настоящее время в условиях ограниченного финансирования основным направлением поддержания работоспособности действующего оборудования является проведение расширенных капитальных ремонтов с восстановлением, реконструкцией и заменой отдельных узлов.

Следует отметить, что превышение нормативного срока службы машин еще не означает, что они выработали свой физический ресурс. Выполненные в НПО ЦКТИ расчетно-экспериментальные исследования не установили выработки ресурса гидротурбинами на большинстве обследованных ГЭС со сроком службы более 40 лет. Целесообразность замены гидротурбин диктуется, в основном, следующими причинами:

– гидроэнергетическое оборудование морально устарело и не обеспечивает эффективное использование энергии водотока. По сравнению с довоенным уровнем максимальное значение КПД поворотно-лопастных турбин на напор 20 м увеличилось в России на 6 %, а для расходов, где обычно выбирается расчетный режим турбины, на 10 %. Также из-за большого объема ремонтных работ лопастные системы рабочих колес

деформированы на турбинах многих действующих ГЭС, в результате чего абсолютный уровень КПД машин значительно ниже даже первоначального (Братская ГЭС).

- сложившиеся на действующих ГЭС режимные условия в большинстве случаев отличаются от проектных, вследствие чего существующие турбины работают с низким уровнем КПД и неэффективной энергоотдачей.

При выполнении реконструкции и модернизации действующего оборудования следует учитывать, что в целях экономии материальных средств в развитии гидротурбостроения нашей страны имели место несколько тенденций.

Одна из основных тенденций заключалась в интенсивном форсировании режима работы гидротурбин при одновременном сокращении габаритов проточной части. Установленные ранее в нашей стране крупные гидротурбины имели «зауженные» габариты спиральной камеры, статора и отсасывающей трубы, которые, как правило, не подлежат реконструкции (рис.1) [3]. Это может оказать значительную роль в снижении энергетических качеств реконструируемых гидротурбин и привести к уменьшению их надежности. Еще одной тенденцией развития отечественного гидротурбостроения, также обусловленной экономией затрат на строительство гидростанции, является выбор допустимой высоты отсасывания турбины, которая не обеспечивает полностью безкавитационный режим работы гидротурбины. В этом случае гидротурбины многих действующих ГЭС в той или иной степени подвержены кавитации и кавитационной эрозии, что значительно снижает их экономичность, надежность и срок эксплуатации.

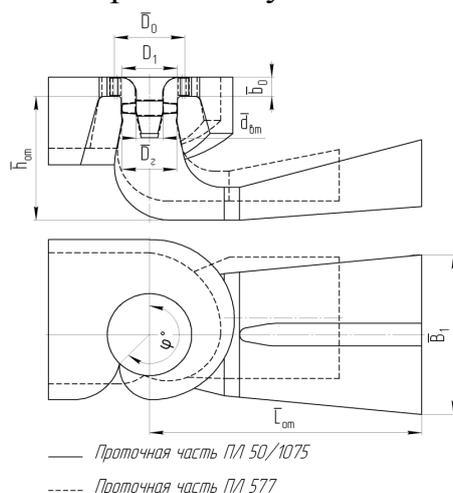


Рис. 1. Сравнение габаритов проточного тракта турбины ПЛ-577 (создавалось в 1950-е годы) и современного номенклатурного рабочего колеса ПЛ-1075

Сегодня активно ведутся работы по замене гидроэнергетического оборудования с большим сроком службы на Волгоградской, Жигулевской, Саратовской, Новосибирской, Усть-Хантайской, Миатлинской, Братской ГЭС. Работы ведутся не только отечественными фирмами ОАО «Силовые машины» и ОАО «ТЯЖМАШ», но и зарубежными фирмами («Фойт»; ХТГЗ, Андритц). Однако, в основном, решение практических задач реконструкции конкретной ГЭС проводилось недостаточно обоснованно и носило частный характер, не учитывающий основные проблемы, возникающие при реконструкции гидротурбинного оборудования ГЭС.

Для реконструкции гидротурбин в «НПО ЦКТИ» под руководством И.П.Иванченко был разработан системный подход, учитывающий индивидуальные особенности данной ГЭС и основанный на рассмотрении следующих общих принципов и проблем, возникающих при реконструкции гидротурбинного оборудования:

- прежде всего, необходимо оценить целесообразность проведения реконструкции гидротурбин рассматриваемой ГЭС, в частности выяснить фактические показатели ее эксплуатационной надежности.
- выбор типа и параметров новых гидротурбин должен производиться с учетом конструктивных особенностей существующего гидроблока и реально сложившихся режимных параметров. В каждом конкретном случае следует искать возможные пути повышения технического уровня гидротурбины, например, за счет изменения типа или диаметра рабочего колеса, модификаций его лопастной системы. При этом необходимо оценить с помощью современных методов расчета и программ влияние старой «зауженной» проточной части (см.рис.1) на энергетические и кавитационные показатели нового рабочего колеса.
- важной проблемой реконструкции ГЭС является правильная оценка экономического эффекта предполагаемой реконструкции.

В данной работе дается развитие предложенного в «НПО ЦКТИ» указанного системного подхода и предлагается методика выбора гидротурбин реконструируемой ГЭС, направленная на повышение их энергоотдачи и гидравлических показателей.

Глава 2 посвящена исследованию надежности гидротурбин со сроком службы выше нормативного. Нахождение количественных показателей надежности основано на статистической информации, получаемой из опыта эксплуатации действующего оборудования. Чаще всего надежность энергетических машин оценивается коэффициентом оперативной готовности $K_{ог}$, который определяется по формуле:

$$K_{ог} = \frac{t_k - \sum t_p}{t_k}, \quad (1)$$

где t_k - календарное время в часах, $\sum t_p$ - суммарный простой в ремонте.

Несомненными достоинствами коэффициента $K_{ог}$ является простота его определения по отчетным материалам электростанций. Недостатком показателя $K_{ог}$ является то, что он не подразделяет общее календарное время t_k работы турбины на время $t_{ген}$ - работы в генераторном режиме, время $t_{ск}$ - работы в режиме синхронного компенсатора и время $t_{рез}$ - простоя в резерве. На одних ГЭС (например, Иркутской) основное состояние машин – это генераторный режим (составляет более 80% календарного времени) и полностью отсутствует режим синхронного компенсатора и пребывание в резерве. Зато на Рыбинской ГЭС нахождение агрегатов в резерве превышает 40% календарного времени. Совершенно очевидно, что значения коэффициентов готовности в этих случаях должны оцениваться по-разному. Определяющим надежность работы оборудования режимом является генераторный режим, вызывающий накопление усталостных явлений в металле основных узлов. Чтобы подчеркнуть эту роль генераторного режима, в данной работе предложен дополнительный показатель оперативной готовности $K_{ог}^*$, который, по нашему мнению, является более физически обоснованным для оценки надежности гидротурбины по сравнению с коэффициентом $K_{ог}$. Он представляет собой отношение времени работы машины в генераторном режиме $t_{ген}$ за межремонтный период к сумме времени $t_{ген}$ и $\sum t_p$:

$$K_{ог}^* = \frac{t_{ген}}{t_{ген} + \sum t_p}, \quad (2)$$

В качестве иллюстрации на рис.2 показаны дискретные функции $\bar{K}_{ог} = f(t_k)$ и $\bar{K}_{ог}^* = f(t_k)$ с начала эксплуатации до момента последнего обследования гидроагрегатов Нижегородской ГЭС. Представлены две группы машин. Агрегаты 1-4 работают в пиковой части графика электропотребления ($\bar{K}_r = 0,38 \div 0,40$), а большую часть времени находятся в резерве ($\bar{K}_{рез} = 0,51 \div 0,56$). Агрегаты 5÷8 эксплуатируют, наоборот, большую часть времени в генераторном режиме с небольшими мощностями ($\bar{K}_r = 0,63 \div 0,75$), поддерживая санитарный уровень в реке. В резерве они находятся в два раза меньше по времени, чем агрегаты первой группы. Коэффициенты готовности $\bar{K}_{ог}$ этих групп машин практически одинаковы, тогда как коэффициент $\bar{K}_{ог}^*$ значительно ниже у машин первой группы, имеющей меньшее число часов работы в генераторном режиме.

Этот пример убедительно показывает, что при анализе надежности гидромашин коэффициент готовности $\overline{K}_{ог}^*$ является более информативным, чем коэффициент $\overline{K}_{ог}$.

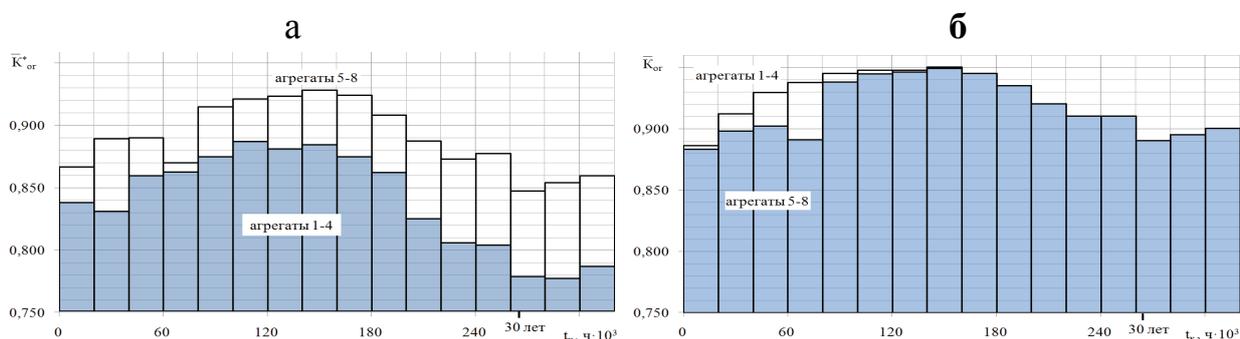


Рис.2. Показатели надежности гидроагрегатов Нижегородской ГЭС с начала эксплуатации. а) коэффициент $\overline{K}_{ог}^* = f(t_k)$; б) коэффициент $\overline{K}_{ог} = f(t_k)$

Эти исследования подтвердили известный факт сохранения гидротурбинами высокой надежности за пределами нормативного срока службы. Лавинообразного снижения показателей надежности оборудования после завершения его нормативного срока службы не происходит. В рамках данной работы были определены комплексные показатели надежности гидроагрегатов более 25 ГЭС со сроком службы выше нормативного. Из них 12 гидростанций с их расчетными показателями надежности можно рассматривать как ГЭС-аналоги для других реконструируемых гидростанций (табл.1).

Таблица.1 - Коэффициент оперативной готовности агрегатов в генераторном $\overline{K}_{ог}^*$ на момент начала реконструкции

Наименование ГЭС и тип турбины	Параметры турбины			Коэфф. готовности $\overline{K}_{ог}^*$	Коэфф. ген. режима $\overline{K}_{ген}$
	H_{max} , м	D_l , м	N_T , МВт		
Усть-Хантайская (ПЛ-5а)	55,5	4,1	65	0,916	0,787
Волгоградская (ПЛ-587)	30,0	9,3	129	0,877	0,673
Жигулевская (ПЛ-587)	27,0	9,3	126	0,912	0,754
Цимлянская (ПЛ-495)	23,5	6,6	41,6	0,831	0,540
Камская (ПЛ-510)	21,0	5,0	21,8	0,897	0,558
Новосибирская (ПЛ-548)*	19,8	8,0	67,0	0,729	0,620
Рыбинская (ПЛ-91)	18,0	9,0	65	0,888	0,522
Кременчугская (ПЛ-661)	16,9	8,0	58,0	0,876	0,413
Каунасская (ПЛ-661)	20,2	5,0	23,4	0,899	0,535
Днепро ГЭС-I (РО -123)	39,4	5,54	75	0,870	0,387
Нива ГЭС-II (РО)	36,0	2,5	15,3	0,948	0,928
Нива ГЭС-III (РО-82)	74,0	2,95	39,0	0,891	0,797

Примечание: на турбинах ПЛ-548 Новосибирской ГЭС после 60 тыс. часов работы были установлены нержавеющие лопасти рабочего колеса ПЛ-661

Если коэффициент оперативной готовности $\bar{K}_{ог}^*$ рассматриваемой ГЭС меньше соответственного коэффициента $\bar{K}_{ог}^*$ ГЭС-аналога, то целесообразно ставить вопрос о реконструкции гидротурбины рассматриваемой ГЭС по условию надежности. Подбор ГЭС-аналога должен проводиться с учетом максимального напора и продолжительности работы агрегатов в генераторном режиме.

Глава 3 посвящена анализу режимов работы гидротурбин действующих ГЭС с целью выбора наиболее эффективного варианта нового гидротурбинного оборудования при их реконструкции. Пример отсутствия учёта режимных параметров показан на рис.3 для Вилюйской ГЭС-1, где после проведения реконструкции зона наиболее продолжительных режимов работы не попала в оптимум КПД новой турбины.

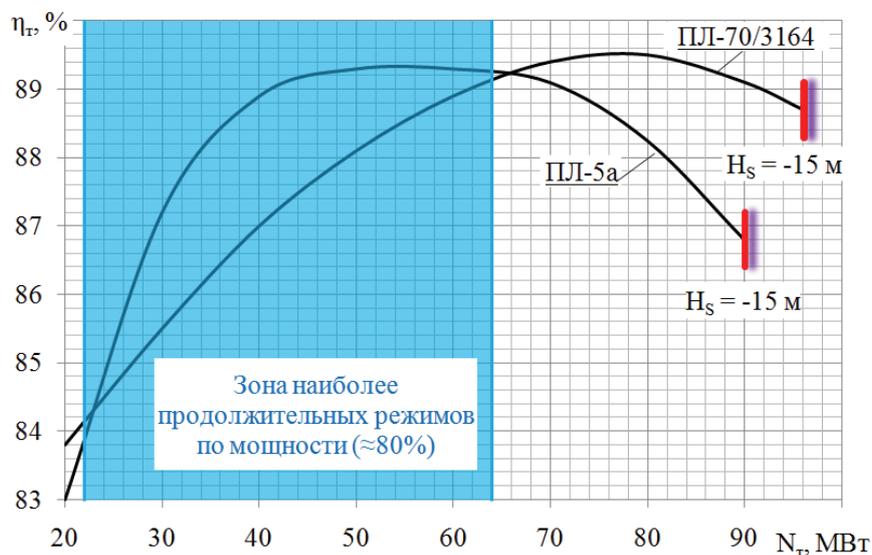


Рис. 3. Рабочие характеристики турбины с рабочим колесом ПЛ 70/3164 и штатным рабочим колесом ПЛ5а при $H = 63,4$ м Вилюйской ГЭС-1

В соответствии с существующими правилами эксплуатации ГЭС параметры режима работы гидроагрегатов (напор H , высота отсасывания H_s , мощность N_a) регистрируются в конце каждого часа в специальной суточной ведомости. В отделе гидротурбин НПО ЦКТИ под руководством Иванченко И.П. была разработана методика анализа режимов работы гидроагрегатов, которая основа на выборке результатов суточных ведомостей, полагая, что распределение режимов в генеральной совокупности имеет такой же характер, как и в выборке. Современное состояние вычислительной техники позволило предложить в данной работе более совершенную методику, не требующую трудоемких работ по составлению выборки и повышающую достоверность полученных результатов. В данной работе на языке программирования Python реализован программный пакет, в котором тотальное изучение ежечасных изменений режимных параметров ведется по

разработанной информационной системы в диссертации предложена методика расчета топограммы режимов работы новой турбины в поле ее эксплуатационной характеристики.

Следует отметить, что режимы работы реконструируемых ГЭС являются сложившимися и в обозримом будущем их изменений не предвидится. В этом состоит принципиальное отличие реконструируемых ГЭС от вновь строящихся, режимы которых всегда имеют ту или иную степень неопределённости. Это обстоятельство позволяет с высокой вероятностью подобрать с помощью предложенной информационной системы новое оборудование реконструируемой ГЭС, при котором обеспечивается получение максимального энергетического эффекта от проходящего через турбины водотока.

В главе 4 рассматривается методика выбора нового оборудования на реконструируемых ГЭС. Прежде всего, следует оценить целесообразность реконструкции гидротурбины по условию надежности (смотри главу 2). При реконструкции по необходимости сохраняются основные габариты существующего гидроблока (спиральная камера, отсасывающая труба, статор турбины, генератор и пр.). Желательно сохранение узлов турбины, не определяющих энергетические качества турбины, но не выработавших свой ресурс (например, крышка турбины, вал, подшипники). Новая гидротурбина создается на базе лучших существующих номенклатурных лопастных систем. При этом следует учитывать, что установка нового рабочего колеса номенклатурной гидротурбины в отличающийся по размерам реконструируемый гидроблок может заметно изменить энергетические и кавитационные показатели новой турбины по сравнению номенклатурным вариантом. В данной работе для оценки влияния изменений отдельных элементов проточной части на энергокавитационные показатели новой гидротурбины был использован программный комплекс «ГРАНИТ», хорошо зарекомендовавший себя в инженерной практике, а также различные эмпирические рекомендации. Исходными данными для подбора новой гидротурбины реконструируемой ГЭС являются размеры в разрезе проточных частей существующей турбины и новой турбины с указанием размеров основных элементов гидроблока, а также универсальные характеристики гидротурбины реконструируемой ГЭС с учетом планируемых к установке на этой гидротурбине новых современных рабочих колес. Для выбора наиболее эффективного варианта нового гидротурбинного оборудования необходимы сведения об условиях эксплуатации гидротурбины на реконструируемой ГЭС. Эти сведения используются для расчета дополнительной мощности ΔN и выработки энергии $\Delta \mathcal{E}$, полученных

за счет установки нового оборудования на реконструируемой ГЭС взамен существующего.

Выбор лучшего варианта реконструкции предлагается выполнять в следующей последовательности:

- первоначально подбирается тип новой гидротурбины и ее параметры (диаметр колеса D_1 и синхронная частота вращения n_c), исходя из наибольшего прироста выработки энергии $\Delta \mathcal{E}$ по сравнению с другими типами колес.
- на втором этапе для выбранного колеса подбирается вариант, обеспечивающий получение максимальной мощности турбины.

Пример энергетического эффекта (в год) от проведения реконструкции для одного агрегата Иркутской ГЭС приведен в табл.2.

Таблица 2 – Энергетические эффекты от замены рабочего колеса Иркутской ГЭС

Тип турбины	Параметры турбины			Выработка энергии \mathcal{E} , МВт·ч	Общее время работы T , ч	Энергетический выигрыш	
	D_1 , м	n_c , мин ⁻¹	N_T , МВт			ΔN , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч
ПЛ-577 (установленное)	7,2	83,3	85	484633	7585	-	-
ПЛ-50/1075	7,2	83,3	95,4	511649	7302	10,4	27016
ПЛ-30/5876	7,2	93,7	101	503466	6786	16,0	18833
ПЛ-40/800	7,2	88,2	96,5	509429	7189	11,5	24796

В главе 5 рассмотрены примеры практической реализации задачи повышения энергоотдачи гидротурбин при реконструкции нескольких ГЭС.

Особенностью работы Иркутской ГЭС является большая наработка в генераторном режиме (более 430 тыс.ч.) каждого агрегата. При сохранении ПЛ-типа рабочего колеса лучшим вариантом является установка турбины ПЛ 50/1075, обеспечивающего повышение мощности турбины до $N_T=95,4$ МВт при расчетном напоре $H_p=29,4$ м. (до реконструкции этой ГЭС со старым рабочим колесом ПЛ-577 установленная мощность $N_T=85$ МВт при расчетном напоре $H_p=26$ м).

Для условий реконструкции Капчагайской ГЭС (Казахстан) предложено заменить старые гидротурбины с двухперовыми рабочими колесами типа ПЛ₂50/642, обладающими низкими энергетическими показателями, на номенклатурные рабочие колеса ПЛ40/587а. Показано, что в этом случае максимальная мощность турбины Капчагайская ГЭС может быть увеличена на 16,1 МВт (при средневзвешенном напоре $H_p = 34,6$ м и заданной высоте отсасывания $H_s = -4,5$ м.).

Для Нижегородской ГЭС, расход через которую определяется необходимостью поддерживать уровень воды в нижнем бьефе для неэнергетических пользователей, лучшим решением при реконструкции является замена старого рабочего колеса ПЛ-510 на номенклатурное рабочее колесо ПЛ 20/811, обладающее высоким уровнем КПД в широком диапазоне режимов работы. В этом варианте максимальная мощность гидротурбины Нижегородской ГЭС может быть увеличена с $N_T=65$ МВт до $N_T=72,4$ МВт при расчетном напоре $H_p=14$ м.

В данной работе по договору с Широковской ГЭС для условий реконструкции этой станции было спроектировано новое радиально-осевое рабочее колесо РО-35. Проектирование проводилось с использованием автоматизированного программного комплекса «ГраНиТ», который позволяет на основе современных гидродинамических методов расчета прогнозировать энергетические и кавитационные показатели гидротурбины. В настоящее время рабочее колесо РО-35 изготовлено (рис.5), установлено и принято в эксплуатацию на Широковской ГЭС. По данным обслуживающего персонала оно обеспечивает получение максимальной мощности турбины $N_{\text{макс}}=18,8$ МВт при расчетном напоре $H=31$ м (проектная мощность гидротурбины со старым рабочим колесом РО-123 равна $N_{\text{макс}}=14$ МВт при расчетном напоре 29,3 м).



Рис. 5. Фотография изготовленной турбины 2 Широковской ГЭС

В заключении сформулированы основные результаты работы.

1. Разработана методика определения комплексных показателей надежности гидроагрегатов (коэффициентов готовности $\bar{K}_{ог}$, $\bar{K}_{ог}^*$, $\bar{K}_Г$) со сроком службы выше нормативного (40 лет). Для оценки целесообразности реконструкции гидротурбин предложен обоснованный коэффициент оперативной готовности генераторного режима $\bar{K}_{ог}^*$.
2. Выполненные расчеты показали, что на подавляющем большинстве ГЭС гидроагрегаты сохраняют высокую надежность (коэффициенты оперативной готовности $K_{ог} \geq 0,9$) и не происходит лавинообразного падения коэффициентов даже за пределами нормативного срока службы оборудования.
3. Зависимости изменения во времени коэффициентов надежности $\bar{K}_{ог}^* = f(t_k)$ имеют общий характерный вид: в начальный период эксплуатации имеют место пониженные значения показателей надежности, затем коэффициенты готовности достигают максимальных значений и далее постепенно уменьшаются после завершения нормативного срока службы оборудования.
4. Создан банк данных коэффициентов оперативной готовности в генераторном режиме $\bar{K}_{ог}^*$ для 12 ГЭС-аналогов, который позволяет оценить целесообразность реконструкции ГЭС на основе сопоставления коэффициентов намеченной к реконструкции ГЭС и ГЭС-аналога.
5. Разработана методика и программа изучения режимов работы гидроагрегатов, основанная на полном анализе ежечасных изменений режимных параметров. Программа позволяет с высокой вероятностью подобрать новое оборудование реконструируемой ГЭС, при котором обеспечивается с учетом фактических режимных параметров получение максимального энергетического эффекта от проходящего расхода через турбины.
6. По разработанной методике выполнено обследование 47 ГЭС, подлежащих реконструкции. Создана информационная система данных, которые необходимы для выбора нового оборудования на реконструируемой ГЭС.
7. Разработана методика прогнозирования топограммы $H-N_T$ новой турбины по режимным данным опыта эксплуатации предыдущего оборудования.
8. Предложен комплексный подход к проведению работ по реконструкции гидротурбин. Данная методика учитывает действительное состояние ресурсопределяющих узлов гидротурбин, особенности режима их

эксплуатации и конструктивные характеристики заменяемых гидротурбинных узлов.

9. Для нескольких ГЭС (Иркутская, Капчагайская, Нижегородская, Широковская) предложены практические мероприятия, позволяющие повысить гидравлические показатели и выработку энергии при их реконструкции. При этом каждый пример имеет свои индивидуальные черты, которые необходимо учитывать при реконструкции.
10. С помощью программного пакета АПК «ГРАНиТ» на основе современных гидродинамических методов расчета спроектирована новая гидротурбина, которая изготовлена и смонтирована на Широковской ГЭС.

ПУБЛИКАЦИИ по теме диссертации:

В журналах перечня ВАК:

- 1) Иванченко И.П., Прокопенко А.Н., Щур В.А. Замена гидротурбинного оборудования Иркутской ГЭС // Гидротехническое строительство. – 2015. – № 2. – С. 16-22.
- 2) Иванченко И.П., Щур В.А. Использование переменной частоты вращения для повышения эффективности работы гидротурбин // Известия Самарского научного центра Российской академии наук под ред. В.П. Шорина, Том 14, – Самара, – 2012, – С. 658-661.
- 3) Топаж Г.И., Иванченко И.П., Щур В.А. Оценка надежности гидротурбин со сроком службы выше нормативного // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2015. – №2. – С. 7-15.
- 4) Шакарян Ю.Г., Сокур П. В., Плотникова Т.В., Тузов П.Ю., Лунаци М. Э., Шаварин В.Н., Абубакиров Ш.И., Щур В.А. Оптимизация работы гидротурбины посредством применения переменной частоты вращения // Гидротехническое строительство. – 2013. – № 2. – С. 2-8.

В трудах международных конференций:

- 1) Щур В.А. Основные положения реконструкции гидротурбин // Сборник докладов 16-ой всероссийской научно-технической конференции студентов и аспирантов «Гидромашины, гидроприводы и гидропневмоавтоматика», – Москва: Из-во МЭИ, – 2012, – С. 168-169.
- 2) Щур В.А., Топаж Г.И. Разработка нового рабочего колеса для условий реконструкции Широковской ГЭС // Материалы международной научно-технической конференции «XXXIX неделя науки СПбГПУ», Ч.III – С-Петербург: Из-во Политехнического университета, - 2010, - С. 58-59.
- 3) Щур В.А., Рузин С.А. Выбор нового рабочего колеса на условия Усть-Хантайской ГЭС // Труды 7-ой международной научно-технической конференции «Гидравлические машины гидропневмоприводы и

гидропневмоавтоматика. Современное состояние и перспективы развития», – С-Петербург, – 2012, – С. 94-96.

- 4) Щур В.А. Выбор новой поворотно-лопастной турбины на условия Иркутской ГЭС // Труды 7-ой научно-технической конференции «Гидроэнергетика. Новые разработки и технологии», – С-Петербург, – 2012, – С. 25-26.
- 5) Щур В.А. Выбор нового рабочего колеса на условия Иркутской ГЭС // Труды 8-ой международной научно-технической конференции «Гидравлические машины гидропневмоприводы и гидропневмоавтоматика. Современное состояние и перспективы развития», – С-Петербург, – 2014, – С. 223-233.
- 6) Щур В.А. Selection of new impeller under conditions of Irkutsk Hydroelectric Power Station // Материалы международной научно-технической конференции «HydroVision Russia 2015», – Москва, – 2015, – С. 1-12.

Подписано в печать 30.12.2015 Формат 60x84¹/₁₆ Цифровая Печ. л. 1.0
Тираж 100 экз. Заказ № 31/12 печать

Типография «Фалкон Принт»
(197101, г. Санкт-Петербург, ул. Большая Пушкарская, д. 41, литер Б,
сайт: falconprint.ru)

