



**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ**

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА: «ГИДРАВЛИКА И ГИДРОЭНЕРГЕТИКА»

на правах рукописи

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА
НА ТЕМУ:
МОДЕРНИЗАЦИЯ ФАРХАДСКОЙ ГЭС**

для получения степени бакалавра по направлению

5520300 – «Гидроэнергетика»

Зав.кафедрой:

д.т.н., проф. Мухаммадиев М.М.

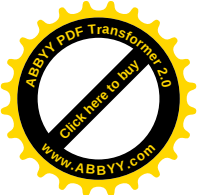
Руководитель:

ст. пр. Джураев К.С.

Выпускник:

Юлдашева Ш.С.

Ташкент – 2014 г.



ОГЛАВЛЕНИЕ

стр.

ВВЕДЕНИЕ	
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	
2. ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
4. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
6. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	
7. ЧАСТЬ БЖД	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	



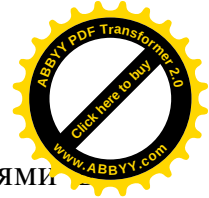
ВВЕДЕНИЕ

Валовое потребление первичных энергоресурсов с начала XX века возросло более чем в 10 раз. Вся большая часть человечества начинает осознавать конечность, истощаемость и невозобновляемость традиционных источников энергии (угля, нефти, газа), а также приносимый ущерб окружающей среде от их использования. По оценке ученых, нефти и газа хватит лишь на ближайшие несколько десятилетий, угля на 5 – 6 столетий. Доля этих источников в современном балансе энергопотребления составляет: нефти – 38 %, газа 20 %, угля – 27 %, т.е. в целом – 85 % от общего потребления. Становится очевидным, что с одной стороны необходимо всемирно экономить и снижать потребление энергии, а с другой – открывать и использовать новые источники энергии.

Оценивая современное состояние технических средств использования возобновляемых источников энергии, (кроме гидравлической), не представляется возможным в энергоснабжении заменить имеющиеся традиционные источники энергии, возобновляемыми. По имеющимся данным на уровне 2010 года степень замещения возобновляемыми источниками традиционных способов в мировом энергоснабжении может составлять не более 6–12 %. Для Республик СНГ такая доля еще меньше. В тоже время использование возобновляемых источников для удовлетворения нужд мелкого, особенно изолированного потребителя, весьма эффективно и рентабельно [9,17,19,20,21].

На протяжении всей современной истории гидравлическая энергия играла заметную роль в развитии человечества. В общем, энергобалансе, как в мире, так и в странах СНГ гидроэнергетические установки занимают существенное место. Так общая установленная мощность ГЭС в мире в настоящее время, достигла 694 ГВт (без учета малых ГЭС) и они вырабатывают около 2203 ТВт·ч/год электроэнергии, что составляет – 16–17 % мирового технического потенциала гидравлической энергии. [10,14,22]

Однако в настоящее время приходится констатировать, что достижения крупной энергетики остались в прошлом и с завершением строительства некоторых крупных ГЭС в СНГ эта страница гидроэнергетики будет перевернута. Поэтому в крупной гидроэнергетике сейчас самой актуальной является проблема реконструкции и модернизации действующих ГЭС и НС. Для них требуется разработка качественной проектно – сметной документации, отражающей современные социально – экономические, экологические, технологические и эксплуатационные требования к этим объектам, с учётом научно – технического прогресса. Также необходимо создание гидромашин для технического перевооружения, комплексной реконструкции и модернизации оборудования с учетом вписывания в существующие проточные части, отвечающие современным экологическим и режимным требованиям. Для этого требуется благоприятный инвестиционный климат, так как ясно, что инвестиции в эту отрасль – это несколько лет.



Учитывая, что ГЭС были самыми рентабельными предприятиями в составе Минэнерго, но в то же время самыми капиталоемкими, необходимо разработать специальные программы поэтапной реконструкции с нужными схемами финансирования и стимулирования (в т.ч. законодательного и налогового) этого процесса.

Модернизация УП «Фархадская ГЭС» выполняется в соответствии с Постановлениями Президента Республики Узбекистан №ПП-1442 от 15.12.2010 г. (Приложение № 3 п.25), № ПП-1455 от 29.12.2010 г. (Приложение № 13 п.12), № ПП-1668 от 27.12.2011 г. (Приложение № 13 п.20).

УП «Фархадская ГЭС» является унитарным предприятием в составе ГАК «Узбекэнерго», создано на основании Приказа ГАК «Узбекэнерго» от 25 июня 2004 года № 152, имеет самостоятельный финансовый баланс и не подлежит акционированию.

Основной задачей Фархадской ГЭС является обеспечение надежной работы оборудования, гидротехнических сооружений и передающих устройств, гарантирующих выполнение месячных, квартальных и годовых планов потребностей народного хозяйства и населения Республики Узбекистан в электрической энергии при минимальных затратах на ее производство.

Унитарным Предприятием «Фархадская ГЭС» получена лицензия серии ЭС № 029 от 15 апреля 2005 года на осуществление деятельности по производству электрической энергии на стационарных электростанциях, подключаемых к единой энергетической системе. Лицензия выдана на неограниченный срок и утверждена Кабинетом Министров Республики Узбекистан.

Целью проекта является модернизация и техническое перевооружение Фархадской ГЭС с заменой изношенного, выработавшего свой ресурс оборудования, обеспечение дальнейшей надежной и эффективной эксплуатации станции в энергосистеме Узбекистана с гарантированной подачей воды водохозяйственным потребителям, продление срока службы технологического оборудования на 40 лет с достижением нормативного межремонтного периода его работы, увеличение мощности станции до 127 МВт против располагаемых ныне 114 МВт, повышение годовой выработки электроэнергии за счет оптимального использования водного стока и прироста КПД модернизированных гидроагрегатов.



1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Характеристика объекта

1.1.1. Назначение и расположение Фархадской ГЭС

Фархадская ГЭС построена на реке Сырдарья. Является объектом комплексного назначения, одновременно решающим вопросы ирригации, энергетики и технического водоснабжения.

Эксплуатацией сооружений объекта обеспечивается:

- регулирование подачи воды на орошение 500 тыс. га земель Голодной и Дальверзинской степей на территории Узбекистана, Таджикистана и Казахстана;
- покрытие мощностей Узбекской энергосистемы и обеспечение электроэнергией местного потребителя;
- подача воды на технологические нужды Сырдарьинской тепловой станции (ТЭС), наиболее крупной в Узбекистане.

Фархадская гидроэлектростанция относится к смешанному плотинно-деривационному типу, поскольку в создании напора участвует как подпорное сооружение, перегораживающее р. Сырдарью и обеспечивающее забор воды в деривацию («головной узел»), так и деривационный канал, подводящий воду к напорно-станционному узлу, где сосредоточенным на ограниченном участке напором обеспечивается оптимальная выработка электроэнергии агрегатами ГЭС.

Фархадский головной узел является первой крупной плотиной, построенной в бассейне р. Сырдарья и положившей начало масштабному освоению гидроэнергетического потенциала этой реки. Во время строительства Фархадская ГЭС мощностью 126 МВт являлась самой крупной гидроэлектростанцией в Узбекистане и третьей по мощности - в бывшем союзе.

Объект расположен в 160 км к югу от г. Ташкента, на территории Ташкентской и Сырдарьинской областей. Головной узел сооружений и верхний участок деривационного канала размещаются на территории Ташкентской области, нижний участок деривационного канала и сооружения напорно-станционного узла (НСУ) находятся на территории Сырдарьинской области Узбекистана. Следует отметить, что в настоящее время территория расположения головного узла сооружений и левобережная сторона части трассы деривационного канала подконтрольна Республике Таджикистан.

В районе расположения Фархадской ГЭС наиболее крупными населенными пунктами являются город Бекабад с населением 88,1 тыс. человек, расположенный по обеим сторонам реки Сырдарьи, и город строителей и эксплуатационников Сырдарьинской ТЭС – г. Ширин.

1.1.2. Основные утверждающие документы и этапы создания объекта

Решение о строительстве Фархадской ГЭС на р. Сырдарье было принято Постановлением Государственного Комитета обороны бывшего союза 18 ноября 1942 года.



Основой для принятия решения послужил Технико-экономический доклад, разработанный Среднеазиатским отделением Гидроэнергопроекта в 1940 году (ныне ОАО «Гидропроект», г. Ташкент).

К разработке Проектного задания по Фархадской ГЭС приступили в декабре 1942 года под общим руководством Зам. Главного инженера Фархадстроя - Главного инженера проекта Фархадской ГЭС В.В. Пославского. В разработке приняли участие: Среднеазиатское Отделение Гидроэнергопроекта (напорно-станционный узел НСУ), Сазводпроиз – ныне УзГИП (головной узел сооружений и деривационный канал), Гидромонтаж, Ленгидэп и другие организации. Проектное задание было утверждено 15 июня 1943 г. Заместителем Наркома Электростанций СССР.

Проектирование объекта велось параллельно со строительством. Технический проект ГЭС составлен в 1946 году и утвержден 1 февраля 1947 года Заместителем Министра Электростанций бывшего союза. Генеральная смета объекта утверждена в объеме 679,3 млн. руб.

Строительные работы по объекту начаты 10 февраля 1943 года.

Строительство осуществлялось специально созданным в составе треста «Чирчикстрой» управлением «Фархадстрой». Монтаж и частичное изготовление металлоконструкций, затворов и трубопроводов проводил «Средазгидромонтаж». Монтаж электрического и гидромеханического оборудования выполняло Монтажное Управление треста «Средазгидроэнергострой».

В декабре 1944 года состоялось перекрытие р. Сырдарьи, воды реки направлены в новое обводное русло.

15 февраля 1948 г. пущена первая очередь гидроэлектростанции (гидроагрегаты Г-3, Г-4) с выдачей мощности 2х33 МВт по двум ЛЭП-110 кВ в города Ташкент и Чирчик.

6 апреля и 30 июня 1949 г. поагрегатно пущена вторая очередь ГЭС (агрегаты Г-2, Г-1) установленной мощностью по 24 МВт. Установленная мощность ГЭС доведена до 114 МВт.

Акт приёмки Фархадской ГЭС в промышленную эксплуатацию подписан 3 июля 1951 года.

В 1960 году выполнена замена агрегатов Г-1 и Г-2 с доведением их единичной мощности до 30 МВт. Суммарная установленная мощность Фархадской ГЭС достигла 126 МВт.

По завершении строительства на баланс Министерства Водного хозяйства Узбекистана были переданы канал «Новый Дальверзин», ирригационные выпуски и каналы (Ак-Булак, Ширин, Боз, Беговат) общей балансовой стоимостью 88 122,0 тыс. руб., выполненные в счет сметы объекта.

Фархадская ГЭС была передана в промышленную эксплуатацию Узбекэнерго Главвостокэнерго Министерства энергетики бывшего союза по балансу на 1 июля 1951 года с балансовой стоимостью 614 714,7 тыс. руб.

В настоящее время эксплуатация объекта осуществляется Унитарным Предприятием (УП) «Фархадская ГЭС».



1.2. Краткая характеристика природных условий участка расположения Фархадской ГЭС

Климат и гидрологические условия

Плотина Головного узла Фархадской ГЭС построена на р. Сырдарье в 74 км выше впадения в нее р. Ахангаран и ниже плотины Кайраккумской ГЭС.

Бассейн р. Сырдарьи, второй по стоку воды в Центральной Азии после р. Амударьи, охватывает территорию четырех государств - Кыргызстана, Узбекистана, Таджикистана и Казахстана.

По морфологическим признакам бассейн р. Сырдарьи делится на две орографические области – горную (восточную) и равнинную (западную). Границы бассейна четко определяются в пределах горной области; на севере это хребты: Терской - Алатау, Киргизский, Таласский Алатау и Каратау; на востоке и юге – хребты: Акшийряк и Борколдой, Атбаши, Алайский, Туркестанский и Нуратау.

Наиболее высокие точки рельефа находятся на Алайском и Туркестанском хребтах: от 4000 до 6000 м над уровнем моря, вершины Таласского Алатау не превышают 4400 м.

Почти всюду гребни основных хребтов значительно выдаются за снеговую линию, расположенную здесь на отметках 3300 - 3400 м. Вечные снега и оледенение занимают в водосборе р. Сырдарьи значительное пространство. В бассейне р. Нарын, главной по водоносности составляющей р. Сырдарьи, сосредоточено наибольшее количество ледников - около 750, на северных склонах Алайского и Туркестанского хребтов - более 500, в бассейне р. Чирчик – около 200.

Кроме того, в водосборах рек Нарын, Карадарья, Ахангаран (Ангрен), Чирчик и других широко распространены снежники, как сезонные, так и многолетние и вечные снега, играющие существенную роль в питании этих рек.

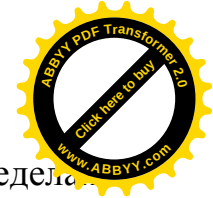
Западная часть бассейна р. Сырдарьи находится на территории песчаных равнин, где его границы не выражены.

Река Сырдарья образуется слиянием рек Нарын и Карадарья в восточной части Ферганской долины, ее длина от слияния составляющих до устья (Аральского моря) равна около 2212 км, площадь водосбора до гидропоста «Кетмень – Тюбе» – 219000 км².

Ниже слияния своих составляющих рек Нарын и Карадарья р. Сырдарья протекает по Ферганской долине, представляющей собой замкнутую межгорную впадину.

К Ферганской долине подходят коренные породы горной гряды Моголтау, прорезая которые р. Сырдарья образует Беговатские пороги. Именно здесь в 1948 году была построена плотина Фархадской ГЭС.

Ниже Беговатских порогов р. Сырдарья река течет в северо-западном направлении до Аральского моря по обширным равнинным пространствам, которые поверхностного стока в русло р. Сырдарьи практически не дают.



Наибольшее число притоков р. Сырдарьи сосредоточено в пределах Ферганской долины: справа – Падшаата, Кассансай, Гавасай, Чаадаксай; слева – Исфайрамсай, Шахимардан, Сох, Исфара, Ходжабакирган и Аксу.

Ниже Ферганской долины и Фархадского водохранилища р.Сырдарья принимает справа реки Ахангаран, Чирчик, Келес и множество мелких притоков, которые разбираются на орошение.

Забор воды из р.Сырдарьи на орошение осуществляется с древних времен. На верхнем участке, в пределах Ферганской долины, такие крупные каналы, как Шаарихансай и Андижансай, существуют не одно столетие; БФК, СФК и ЮФК – с начала сороковых годов.

Район расположения Фархадской ГЭС относится к средней части бассейна р. Сырдарьи, которая по физико-географическим условиям представляет собой низменные, равнинные пустыни. Ширина речной долины на этом участке достигает 1,0 – 1,5 км, в наиболее суженой части теснины – 0,4 – 0,6 км. Пойма большей частью односторонняя, не приуроченная к какому-либо из берегов.

Русло реки извилистое, разветвленное и многорукавное с островами и старицами. Ширина русла в межень колеблется от 300 до 1000 м, сложено средне- и мелкозернистыми песками и подвержено сильным деформациям.

Климатические условия района размещения Фархадской ГЭС отличаются резко выраженной континентальностью: высокими летними температурами, резкими сезонными и суточными ее колебаниями, засушливостью, а также особым ветровым режимом.

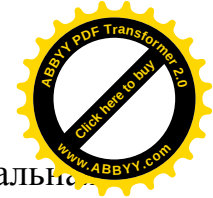
Климат района характеризуются многолетними данными наблюдений ближайшей метеорологической станции «Дальверзин» (Н = 289 м) за период 1928 - 1980 гг. В настоящее время в районе расположения сооружений и области формирования стока реки Сырдарья наиболее крупным является метеопост Бекабад,

Среднегодовая температура воздуха составляет 13,9°C. Наибольшая среднемесячная температура воздуха наблюдается в июле 27,1°C с абсолютным максимумом 43°C (1948, 1973 гг.); наименьшая среднемесячная температура в январе - минус 0,8°C с абсолютным минимумом минус 35°C (1930 г.).

Относительная влажность воздуха меняется в течение года в широких пределах: от 45% в июне до 75 и 74 % в декабре и январе, соответственно, при среднегодовой величине 62 %. Абсолютная влажность воздуха наивысших своих значений достигает в июле 16,8 мб, наинизших - в январе – 4,5 мб, при среднегодовом - 10 мб.

Годовое количество осадков в среднем за многолетие составляет 316 мм. Наибольшие месячные суммы осадков отмечаются в марте - 59 мм и в апреле - 53 мм. В летний период (июль - август) и в сентябре осадки практически не выпадают.

Устойчивый снежный покров устанавливается менее чем в 50 % зим. Сроки появления снежного покрова крайне непостоянны. Средняя дата его появления приходится на 3 декабря, дата схода - на 1 марта, в отдельные



годы отклонения от средней даты достигают $\pm 1 - 2$ месяца. Максимальная высота снежного покрова не превышает 44 см (январь 1969 г.).

Преобладающими направлениями ветра в изучаемом районе являются западные (26 %), северо - западные (21 %), восточные (17 %). Повторяемость штилевой погоды составляет в среднем за год 41 %. Среднегодовая скорость ветра равна 1,6 м/с, максимальная скорость достигает 20 м/с при порыве до 28 м/с.

Дата появления снежного покрова – в среднем 3 декабря; дата разрушения – 1 марта. Максимальная высота снежного покрова 44 см (январь 1969 г.). Количество безморозных дней в году – 231.

Измерения расходов воды каналов, водозаборов и сбросов в бассейне р. Сырдарьи на рассматриваемом участке в пределах территории Узбекистана проводятся Минсельводхозом РУз и БВО Сырдарья, энергетических пусков – ГАК «Узбекэнерго».

В естественном, до освоения стока р. Сырдарьи и ее составляющих, годовом гидрологическом цикле р. Сырдарьи отчетливо выделялись 2 периода – половодье и межень. Подъем уровня начинался в первой половине марта, в апреле достигал максимума. В первой половине мая следовал небольшой спад уровней воды, а за ним очередной их подъем и продолжительная - около двух месяцев - основная волна половодья. Спад уровней воды происходил плавно и в конце половодья в августе заканчивался. Наибольший сток воды проходил в мае-июле, максимальные расходы воды, в большинстве случаев, наблюдались в июле.

Однако, в результате усиленного ирригационного и энергетического строительства, особенно после создания Токтогульского, Учкурганского и других водохранилищ на реке Нарын; Фархадского и Кайраккумского водохранилищ на р. Сырдарье, стали заметны изменения в сезонном и многолетнем распределении стока р. Сырдарьи. В последние десятилетия в связи с переходом Токтогульского и Кайраккумского водохранилищ на энергетический режим работы поступающие к створу Фархадского гидроузла расходы р. Сырдарьи во время половодья значительно уменьшились, а в меженный период - увеличились.

Среднемесячные и среднегодовые расходы воды за период наблюдений 1992 – 2010 годы приведены в таблицах 1.1 ÷ 1.5 по следующим створам:

- р. Сырдарья – нижний бьеф Кайраккумской плотины (ГЭС-24);
- р. Сырдарья - сбросы в нижний бьеф Фархадской водосливной плотины;
- деривационный канал Фархадской ГЭС (головной регулятор);
- пуски Фархадской ГЭС (агрегаты + холостой водосброс);
- забор воды в Южноголостепский канал (ЮГК);

Исходными данными к оценке стока воды послужили материалы наблюдений по вышеперечисленным створам, собранные из неопубликованных ежегодных отчетных данных ГАК «Узбекэнерго».



Среднеголетний расход воды р. Сырдарьи в нижнем бьефе плотин Кайраккумской ГЭС за период 1992 – 2010 гг. составляет $653 \text{ м}^3/\text{с}$ (табл. 1.1), годовые расходы изменяются в этот период от $534 \text{ м}^3/\text{с}$ (2008 г.) до $855 \text{ м}^3/\text{с}$ (2010 г.). Среднемесячные расходы воды, в среднем за многолетие, распределяются внутри года относительно равномерно и варьируют в пределах: от $347 \text{ м}^3/\text{с}$ (сентябрь) до $953 \text{ м}^3/\text{с}$ (февраль). Диапазон изменения среднемесячных расходов воды внутри года более заметен: от $167 \text{ м}^3/\text{с}$ (ноябрь 2009 г.) до $1390 \text{ м}^3/\text{с}$ (февраль 2006 г.).

Режим расходов воды р. Сырдарьи в нижнем бьефе Фархадской плотины определяется притоком воды в водохранилище и водозабором из него в деривационный канал Фархадской ГЭС, отборами в каналы Дальверзин, ЮГК и другие, более мелкие каналы.

Среднегодовой расход воды р. Сырдарьи в нижнем бьефе Фархадской плотины (сбросы) в среднем за период 1992 – 2010 гг. составляет $155 \text{ м}^3/\text{с}$ (табл. 1.2) и изменяется в пределах – от $52,2 \text{ м}^3/\text{с}$ (2009 г.) до $242 \text{ м}^3/\text{с}$ (2010 г.). Наибольшие среднемесячные расходы воды в нижнем бьефе плотины в среднем за многолетие наблюдаются в январе-феврале – $361 - 407 \text{ м}^3/\text{с}$, наименьшие в сентябре – до $8,4 \text{ м}^3/\text{с}$. В отдельные годы, от одного до шести месяцев в году (2009 г.) русло р. Сырдарьи ниже Фархадской плотины практически сухое.

Среднегодовой расход воды, поступающей в деривационный канал, в среднем за рассматриваемый период составляет $411 \text{ м}^3/\text{с}$ и изменяется в пределах – от $340 \text{ м}^3/\text{с}$ (2008 г.) до $489 \text{ м}^3/\text{с}$ (2010 г.) (см. табл. 1.3).

Наибольшие среднемесячные расходы в 1992-2010 гг. устойчиво наблюдались в зимний период с ноября по апрель, соответственно: в ноябре – $433 \text{ м}^3/\text{с}$, декабре – $474 \text{ м}^3/\text{с}$, январе – $476 \text{ м}^3/\text{с}$, феврале – $485 \text{ м}^3/\text{с}$, марте – $468 \text{ м}^3/\text{с}$, апреле – $404 \text{ м}^3/\text{с}$. Значительными величинами характеризовались расходы канала в июле и августе, соответственно $435 \text{ м}^3/\text{с}$ и $427 \text{ м}^3/\text{с}$, несколько меньшими были в мае ($353 \text{ м}^3/\text{с}$), июне ($383 \text{ м}^3/\text{с}$) и октябре ($337 \text{ м}^3/\text{с}$), самыми низкими – в сентябре ($258 \text{ м}^3/\text{с}$).

Наименьший среднемесячный расход воды в канале зафиксирован в 1997 г. – $132 \text{ м}^3/\text{с}$, максимальные среднемесячные расходы $500 \text{ м}^3/\text{с}$ наблюдаются достаточно часто (ограничены пропускной способностью канала по условиям неразмываемости русла и устойчивостью сооружений).

Среднегодовые расходы через створ Фархадской ГЭС (агрегаты + водосброс) в среднем за 1992 – 2010 гг. составили $245 \text{ м}^3/\text{с}$ (табл. 1.4). Значения среднегодовых расходов воды изменяются от $178 \text{ м}^3/\text{с}$ (2001 г.) до $301 \text{ м}^3/\text{с}$ (1994 г.).

Наибольшие расходы воды через Фархадскую ГЭС проходят, в основном, с ноября по март: в ноябре – $307 \text{ м}^3/\text{с}$, декабре – $397 \text{ м}^3/\text{с}$, январе – $381 \text{ м}^3/\text{с}$, феврале – $380 \text{ м}^3/\text{с}$, марте – $341 \text{ м}^3/\text{с}$. Среднемесячные попуски через створ в пик наибольшего производства электроэнергии достигают $486 \text{ м}^3/\text{с}$ (февраль 1994 г.); в отдельные месяцы снижаются до $27 \text{ м}^3/\text{с}$ (сентябрь 1997 г.).



Из напорного бассейна Фархадской ГЭС в Южноголостепский канал в среднем за многолетие (1992-2010 гг.) забирается $142 \text{ м}^3/\text{с}$, годовые расходы воды изменяются от $108 \text{ м}^3/\text{с}$ (1993 г.) до $178 \text{ м}^3/\text{с}$ (2000 г.). Наибольшие среднемесячные расходы воды, в среднем за многолетие, приходятся на июнь-август: $196 \text{ м}^3/\text{с}$ - $259 \text{ м}^3/\text{с}$, наименьшие на декабрь – $70,9 \text{ м}^3/\text{с}$. Наибольшие среднемесячные расходы воды внутри года достигают $338 \text{ м}^3/\text{с}$ (июль 1993 г.).

ЮГК действует круглогодично, за исключением отдельных зимних месяцев (декабрь 1992, 1993 гг.; январь, февраль 1994 г.), когда вода в канале отсутствовала (табл. 1.5).

Расчетные максимальные расходы воды р. Сырдарьи к створу плотины Фархадской ГЭС, принятые в Техно-рабочем проекте, 1948 г., получены по данным наблюдений гидропоста «Запорожская» за период 1898 - 1932 гг. и впоследствии не уточнялись. Обеспеченные расходы воды, подсчитанные с гарантийной поправкой, равны:

P, %	0.01	0.1	0.5	1.0	2.0	5.0
Q, $\text{м}^3/\text{с}$	5800	4900	4200	3900	3600	3100

Максимальный наблюдаемый расход воды р. Сырдарьи в створе Фархадского гидроузла до его строительства составил $3340 \text{ м}^3/\text{с}$ (1934 г.), после его строительства - $4270 \text{ м}^3/\text{с}$ (1969 г.).

Задержка части паводкового стока р. Нарын Токтогульским водохранилищем, а также растущие водоотборы в каналы Ферганской долины привели к выравниванию паводкового гидрографа р. Сырдарьи по всему ее течению. Сведениями о величине снижения максимальных расходов воды р. Сырдарьи у Фархадской плотины не располагаем.

Среднемноголетний годовой сток наносов р. Сырдарьи к створу Фархадской плотины по данным наблюдений за 1934-2005 гг. равен 32 млн. м^3 или $37,3 \times 10^6$ тонн в год, в том числе: взвешенных - $36,4 \times 10^6$ т/год, донных - $0,86 \times 10^6$ т/год. Максимальная мутность воды во время паводка - $6,4 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Образованное Фархадской плотинной русловое водохранилище длиной 28 км, шириной от 250 до 3000 м, в момент создания имело емкость 330,0 млн. м^3 и площадь зеркала $46,0 \text{ км}^2$ при НПУ 319,0 м.

За прошедший почти 60-летний период эксплуатации гидроузла водохранилище практически заилено, несмотря на то, что большая часть наносов р. Сырдарьи задерживалась в вышерасположенных по течению водохранилищах. В материалах обследований, проведенных в 1985–2002 гг., отмечено, что водохранилище заилено и заросло травой и камышом, его полная емкость находится в пределах 35-40 млн. м^3 , т. е. составляет лишь около 10 % от проектного объема.



Таблица 1

**Среднемесечные и среднегодовые расходы воды (м³/с),
р. Сырдарья – нижний бьеф Кайраккумской плотины (ГЭС – 24)**

I	год	I	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ср. год	I
I	1992	I	656.00	586.00	701.00	501.00	573.00	739.00	789.00	651.00	233.00	186.00	615.00	555.00	565	I
I	1993	I	598.00	721.00	822.00	474.00	783.00	887.00	793.00	651.00	320.00	271.00	532.00	827.00	640	I
I	1994	I	1090.00	992.00	1050.00	935.00	716.00	782.00	743.00	563.00	363.00	524.00	736.00	662.00	763	I
I	1995	I	938.00	1000.00	820.00	512.00	398.00	398.00	581.00	425.00	208.00	250.00	483.00	740.00	563	I
I	1996	I	717.00	749.00	886.00	624.00	544.00	548.00	622.00	635.00	273.00	445.00	615.00	361.00	585	I
I	1997	I	1050.00	1010.00	930.00	409.00	390.00	450.00	547.00	438.00	183.00	252.00	482.00	613.00	563	I
I	1998	I	836.00	887.00	980.00	450.00	689.00	1030.00	711.00	611.00	275.00	568.00	845.00	780.00	722	I
I	1999	I	875.00	924.00	900.00	750.00	546.00	500.00	620.00	562.00	242.00	500.00	737.00	849.00	667	I
I	2000	I	1160.00	1180.00	865.00	635.00	368.00	392.00	458.00	539.00	315.00	442.00	691.00	529.00	631	I
I	2001	I	920.00	929.00	704.00	431.00	347.00	390.00	494.00	525.00	344.00	392.00	696.00	737.00	576	I
I	2002	I	744.00	813.00	632.00	614.00	645.00	545.00	550.00	590.00	332.00	430.00	623.00	912.00	619	I
I	2003	I	894.00	866.00	977.00	1200.00	723.00	642.00	600.00	600.00	494.00	760.00	847.00	1020.00	802	I
I	2004	I	1130.00	950.00	1010.00	761.00	671.00	587.00	650.00	662.00	534.00	764.00	909.00	715.00	779	I
I	2005	I	1140.00	1160.00	932.00	720.00	599.00	534.00	623.00	587.00	485.00	490.00	722.00	990.00	749	I
I	2006	I	1190.00	1390.00	949.00	658.00	435.00	456.00	551.00	545.00	350.00	540.00	705.00	811.00	715	I
I	2007	I	864.00	861.00	836.00	665.00	337.00	448.00	560.00	602.00	382.00	385.00	583.00	662.00	599	I
I	2008	I	968.00	1290.00	804.00	265.00	249.00	351.00	427.00	410.00	266.00	357.00	498.00	527.00	534	I
I	2009	I	643.00	834.00	176.00	367.00	529.00	373.00	526.00	579.00	373.00	429.00	167.00	719.00	476	I
I	2010	I	977.00	969.00	1070.00	737.00	1030.00	1070.00	633.00	654.00	612.00	739.00	809.00	964.00	855	I
I	ср.мн.	I	915	953	844	616	556	585	604	570	347	459	647	735	653	I

Примечание:

1. Данные о расходах воды предоставлены ГАК "Узбекэнерго".
2. Расходы воды среднесуточные.

Таблица 1.2

**Среднемесечные и среднегодовые расходы воды (м³/с),
р. Сырдарья – нижний бьеф Фархадской плотины (водосливная
плотина)**

I	год	I	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ср. год	I
I	1992	I	268.00	77.00	170.00	54.70	98.00	104.00	175.00	77.10	0.00	0.00	368.00	94.20	124	I
I	1993	I	36.40	175.00	290.00	36.40	258.00	234.00	144.00	65.40	0.00	12.60	43.20	259.00	130	I
I	1994	I	546.00	440.00	527.00	427.00	117.00	175.00	136.00	49.50	0.00	22.70	240.00	171.00	238	I
I	1995	I	395.00	538.00	320.00	50.70	0.00	0.00	27.50	20.50	0.00	0.00	0.00	193.00	129	I
I	1996	I	129.00	250.00	375.00	90.90	54.00	0.00	13.30	10.10	0.00	2.40	70.50	180.00	97.9	I
I	1997	I	461.00	424.00	340.00	23.20	0.00	0.00	21.20	40.40	0.00	0.00	12.30	143.00	122	I
I	1998	I	312.00	339.00	390.00	19.80	91.50	432.00	49.80	40.10	10.00	102.00	317.00	281.00	199	I
I	1999	I	364.00	440.00	358.00	173.00	18.40	10.00	10.00	11.90	10.00	32.30	246.00	317.00	166	I
I	2000	I	560.00	573.00	199.00	148.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.40	47.10	140.00	263.00	161	I
I	2001	I	334.00	531.00	156.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	16.90	193.00	296.00	132	I
I	2002	I	248.00	325.00	163.00	101.00	169.00	75.70	10.00	10.00	10.00	10.00	84.00	314.00	127	I
I	2003	I	322.00	333.00	367.00	562.00	183.00	82.00	10.00	10.00	12.00	170.00	293.00	445.00	232	I
I	2004	I	490.00	291.00	351.00	135.00	29.00	1.30	24.50	29.10	8.30	208.00	301.00	377.00	187	I
I	2005	I	578.00	670.00	378.00	165.00	46.00	10.00	10.00	16.00	10.00	10.00	147.00	375.00	201	I
I	2006	I	526.00	675.00	229.00	63.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	47.00	139.00	185.00	160	I
I	2007	I	347.00	351.00	311.00	269.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	132.00	123	I
I	2008	I	446.00	602.00	261.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	117	I
I	2009	I	152.00	300.00	10.00	0.00	7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	156.00	52.2	I
I	2010	I	337.00	396.00	350.00	141.00	332.00	353.00	57.00	39.00	55.00	149.00	261.00	429.00	242	I
I	ср.мн.	I	361	407	292	131	75.9	79.8	38.3	24.2	8.4	44.8	151	243	155	I

Примечание: 1. Данные о расходах воды предоставлены ГАК "Узбекэнерго".



Таблица 1

Среднемесячные и среднегодовые расходы воды (м³/с), Деривационный канал Фархадской ГЭС (головной регулятор)

I	год	I	январь	февр	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек	ср. год	I
I	1992	I	383.00	472.00	459.00	386.00	355.00	488.00	488.00	477.00	218.00	169.00	204.00	402.00	375	I
I	1993	I	431.00	498.00	483.00	351.00	405.00	503.00	461.00	456.00	284.00	229.00	426.00	484.00	418	I
I	1994	I	467.00	487.00	494.00	488.00	475.00	488.00	490.00	406.00	256.00	389.00	472.00	426.00	445	I
I	1995	I	492.00	499.00	492.00	386.00	294.00	324.00	454.00	338.00	137.00	175.00	370.00	494.00	371	I
I	1996	I	501.00	487.00	483.00	451.00	359.00	410.00	483.00	452.00	179.00	372.00	498.00	470.00	429	I
I	1997	I	492.00	491.00	484.00	315.00	270.00	344.00	432.00	355.00	132.00	213.00	450.00	477.00	371	I
I	1998	I	486.00	493.00	482.00	347.00	394.00	399.00	494.00	464.00	192.00	364.00	506.00	474.00	425	I
I	1999	I	465.00	463.00	475.00	495.00	393.00	350.00	451.00	443.00	183.00	381.00	496.00	450.00	420	I
I	2000	I	501.00	511.00	504.00	378.00	293.00	327.00	370.00	429.00	244.00	298.00	494.00	528.00	406	I
I	2001	I	473.00	501.00	510.00	332.00	250.00	269.00	340.00	391.00	227.00	284.00	397.00	410.00	365	I
I	2002	I	432.00	381.00	416.00	413.00	362.00	374.00	400.00	403.00	262.00	307.00	463.00	487.00	392	I
I	2003	I	494.00	498.00	497.00	495.00	402.00	445.00	415.00	451.00	332.00	499.00	492.00	495.00	460	I
I	2004	I	497.00	494.00	496.00	466.00	432.00	417.00	480.00	474.00	395.00	494.00	482.00	492.00	468	I
I	2005	I	494.00	437.00	488.00	453.00	378.00	385.00	471.00	431.00	363.00	435.00	481.00	497.00	443	I
I	2006	I	497.00	496.00	495.00	451.00	310.00	355.00	406.00	408.00	249.00	392.00	476.00	493.00	419	I
I	2007	I	500.00	500.00	500.00	426.00	246.00	383.00	484.00	471.00	281.00	301.00	466.00	492.00	421	I
I	2008	I	500.00	500.00	447.00	237.00	176.00	247.00	325.00	317.00	203.00	283.00	412.00	431.00	340	I
I	2009	I	447.00	500.00	183.00	324.00	419.00	278.00	372.00	455.00	288.00	325.00	139.00	500.00	353	I
I	2010	I	500.00	500.00	500.00	484.00	491.00	500.00	447.00	488.00	472.00	484.00	500.00	500.00	489	I
I	ср.мн.	I	476	485	468	404	353	383	435	427	258	337	433	474	411	I

Примечание:

1. Расходы воды за 1992 – 2005гг., I – VI, XI – XII 2006г. получены по сумме пусков (среднесуточных) Фархадской ГЭС и расходов воды ЮГК, кан. Бекабад, Нау, насосных станций "Целинная", "Временная".

2. Расходы воды за VII – X 2006г., 2007 – 2010 гг. приведены по деривационному каналу по оперативным данным УП «Фархадская ГЭС».

3. Данные о расходах воды за 1992 – 2010 гг. собраны в ежегодных отчетах ГАК "Узбекэнерго".

Таблица 1.4

Среднемесячные и среднегодовые расходы воды (м³/с), пуски Фархадской ГЭС (агрегаты + холостой водосброс)

I	год	I	январь	февр	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек	ср. год	I
I	1992	I	336.00	384.00	340.00	193.00	298.00	207.00	102.00	148.00	101.00	107.00	163.00	402.00	232	I
I	1993	I	412.00	458.00	452.00	157.00	321.00	358.00	80.20	125.00	155.00	142.00	387.00	483.00	294	I
I	1994	I	466.00	486.00	466.00	323.00	295.00	175.00	88.00	92.00	143.00	274.00	396.00	403.00	301	I
I	1995	I	427.00	418.00	444.00	178.00	99.00	101.00	130.00	101.00	70.00	84.00	243.00	468.00	230	I
I	1996	I	450.00	402.00	434.00	237.00	126.00	132.00	153.00	137.00	62.00	265.00	311.00	406.00	260	I
I	1997	I	365.00	387.00	373.00	127.00	147.00	109.00	113.00	76.00	27.00	63.00	292.00	398.00	206	I
I	1998	I	386.00	412.00	442.00	182.00	253.00	214.00	160.00	169.00	67.00	203.00	316.00	406.00	268	I
I	1999	I	333.00	358.00	341.00	329.00	149.00	118.00	124.00	139.00	32.00	195.00	374.00	446.00	245	I
I	2000	I	353.00	349.00	277.00	187.00	60.00	77.00	96.00	131.00	65.00	148.00	321.00	395.00	205	I
I	2001	I	319.00	303.00	274.00	132.00	37.00	60.00	94.00	119.00	66.00	132.00	276.00	327.00	178	I
I	2002	I	317.00	251.00	264.00	325.00	225.00	129.00	118.00	121.00	93.00	200.00	313.00	408.00	230	I
I	2003	I	416.00	326.00	339.00	336.00	186.00	213.00	144.00	162.00	158.00	363.00	395.00	434.00	289	I
I	2004	I	417.00	370.00	313.00	296.00	173.00	157.00	154.00	149.00	219.00	325.00	369.00	415.00	280	I
I	2005	I	403.00	348.00	321.00	234.00	124.00	102.00	125.00	136.00	196.00	303.00	359.00	334.00	249	I
I	2006	I	366.00	435.00	313.00	261.00	87.00	102.00	148.00	139.00	103.00	225.00	322.00	445.00	246	I
I	2007	I	381.00	289.00	293.00	339.00	75.00	130.00	165.00	174.00	104.00	170.00	280.00	403.00	234	I
I	2008	I	431.00	432.00	300.00	101.00	63.00	85.00	107.00	113.00	56.00	124.00	308.00	275.00	200	I
I	2009	I	309.00	439.00	80.00	214.00	247.00	93.00	141.00	169.00	132.00	187.00	77.00	370.00	205	I
I	2010	I	345.00	380.00	413.00	285.00	271.00	241.00	163.00	196.00	299.00	339.00	325.00	327.00	299	I
I	ср.мн.	I	381	380	341	233	170	148	127	137	113	203	307	397	245	I

Примечание:

1. Данные о расходах воды собраны в ГАК "Узбекэнерго".

2. Расходы воды среднесуточные



Таблица 1

**Среднемесячные и среднегодовые расходы воды (м³/с),
Южноголдностепский канал (ЮГК)**

г	год	январь	февр	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек	ср.год	г
1	1992	40.00	85.00	113.00	176.00	22.00	231.00	337.00	278.00	76.20	49.70	34.80	0.00	120	1
1	1993	19.00	38.20	28.70	176.00	50.60	185.00	338.00	270.00	88.80	71.20	27.00	0.00	108	1
1	1994	0.00	0.00	26.70	157.00	138.00	242.00	329.00	242.00	70.00	85.80	67.00	22.60	115	1
1	1995	65.40	81.10	45.00	191.00	148.00	173.00	266.00	181.00	54.30	80.60	115.00	25.80	119	1
1	1996	51.30	84.80	47.30	206.00	192.00	223.00	268.00	263.00	78.10	79.00	175.00	62.60	144	1
1	1997	126.00	99.80	107.00	172.00	91.90	189.00	270.00	231.00	73.80	122.00	144.00	76.00	142	1
1	1998	96.60	77.90	37.50	159.00	133.00	135.00	278.00	242.00	93.30	138.00	167.00	45.20	134	1
1	1999	110.00	82.80	112.00	154.00	221.00	201.00	274.00	254.00	101.00	143.00	91.70	42.60	149	1
1	2000	140.00	138.00	203.00	160.00	191.00	211.00	236.00	260.00	141.00	148.00	169.00	129.00	178	1
1	2001	150.00	194.00	220.00	177.00	158.00	167.00	207.00	232.00	121.00	112.00	93.70	80.00	159	1
1	2002	109.00	127.00	148.00	82.00	111.00	198.00	235.00	235.00	134.00	88.90	125.00	54.30	137	1
1	2003	53.00	147.00	133.00	134.00	181.00	189.00	214.00	239.00	120.00	96.70	83.00	47.00	136	1
1	2004	67.70	111.00	157.00	143.00	219.00	211.00	273.00	271.00	122.00	115.00	92.00	51.00	153	1
1	2005	79.00	82.00	148.00	194.00	213.00	234.00	297.00	246.00	118.00	104.00	99.00	154.00	164	1
1	2006	129.00	59.00	177.00	181.00	191.00	213.00	218.00	230.00	117.00	154.00	149.00	43.00	155	1
1	2007	111.00	206.00	200.00	77.00	155.00	213.00	276.00	252.00	149.00	108.00	178.00	84.00	167	1
1	2008	61.00	61.00	147.00	126.00	93.00	125.00	176.00	159.00	101.00	117.00	86.00	148.00	117	1
1	2009	131.00	53.00	92.00	97.00	155.00	148.00	190.00	243.00	122.00	125.00	57.00	125.00	128	1
1	2010	149.00	116.00	79.00	182.00	208.00	229.00	244.00	255.00	131.00	114.00	148.00	157.00	168	1
1	ср.мн.	88.8	97.0	117	155	151	196	259	241	106	108	111	70.9	142	1

Примечание: 1. Данные о расходах воды собраны в ГАК "Узбекэнерго"

1.3. Оценка водных ресурсов участка расположения Фархадской ГЭС

1.3.1. Место Фархадского гидроузла в водохозяйственной схеме бассейна

Фархадский гидроузел является сложным гидротехническим сооружением, осуществляющим регулирование стока р. Сырдарьи и распределение его по существующим ирригационным системам Узбекистана, Таджикистана и Казахстана.

Сток реки Сырдарьи формируется на территории Кыргызстана основными составляющими - реками Нарын и Карадарья, а также многочисленными притоками. Сток реки Нарын в настоящее время зарегулирован каскадом Нижне-Нарынских ГЭС с головным Токтогульским водохранилищем многолетнего регулирования (общий объем 19 млрд.м³, полезный – 15,8 млрд.м³), сток реки Карадарья – Андижанским водохранилищем (общий объем 1,9 млрд.м³, полезный 1,75 млн.м³).

По пути от границы с Кыргызстаном на территории Ферганской долины Узбекистана вода по руслу р. Сырдарьи дополняется стоком малых рек и расходуется на хозяйственные нужды.

На территории Таджикистана в Кайраккумском водохранилище (общий объем 4,0 млрд. м³, полезный – 2,6 млрд. м³) происходит сезонное регулирование поступающего стока и далее вода поступает к головному узлу Фархадской ГЭС.

Межгосударственная передача водных ресурсов по трансграничным рекам и системам магистральных каналов регламентируются межгосударственными соглашениями, в частности, «Соглашением между Республикой Казахстан, Республикой Кыргызстан, Республикой Таджикистан, Туркменистаном и Республикой Узбекистан о сотрудничестве

в сфере совместного управления использованием и охраной водных ресурсов межгосударственных источников» (г. Алма-Ата, 18 февраля 1992 года).

Согласно этому документу, «стороны согласились осуществлять совместные управление водными ресурсами, уважая сложившуюся структуру и принципы распределения и основываясь на ныне действующих нормативных документах по распределению водных ресурсов межгосударственных водных источников». Контроль за выполнением соглашений осуществляет Межгосударственная водохозяйственная комиссия (МКВК) и Бассейновые водохозяйственные управления (БВО) рек Амударьи и Сырдарьи.

БВО «Сырдарья» осуществляет подачу установленных МКВК лимитов водных ресурсов в бассейне реки Сырдарьи с целью обеспечения народного хозяйства и населения заинтересованных государств, а также осуществляет эксплуатацию водозаборных сооружений, гидроузлов, водохранилищ совместного пользования, каналов и других объектов, находящихся на балансе объединения, при соблюдении природоохранных требований и проведении мероприятий по улучшению экологической обстановки.

Система головного узла и деривационного канала Фархадской ГЭС как межгосударственная, по водodelению и передачам воды относится к юрисдикции Голодностепского управления гидроузлов и канала Дустлик в г. Гулистане БВО «Сырдарья», эксплуатация же канала с сооружениями осуществляется Унитарным Предприятием «Фархадская ГЭС», находящимся в ведении ГАК «Узбекэнерго».

На рис. 1.1 показано место расположения Фархадского гидроузла в водохозяйственной системе бассейна р. Сырдарьи.

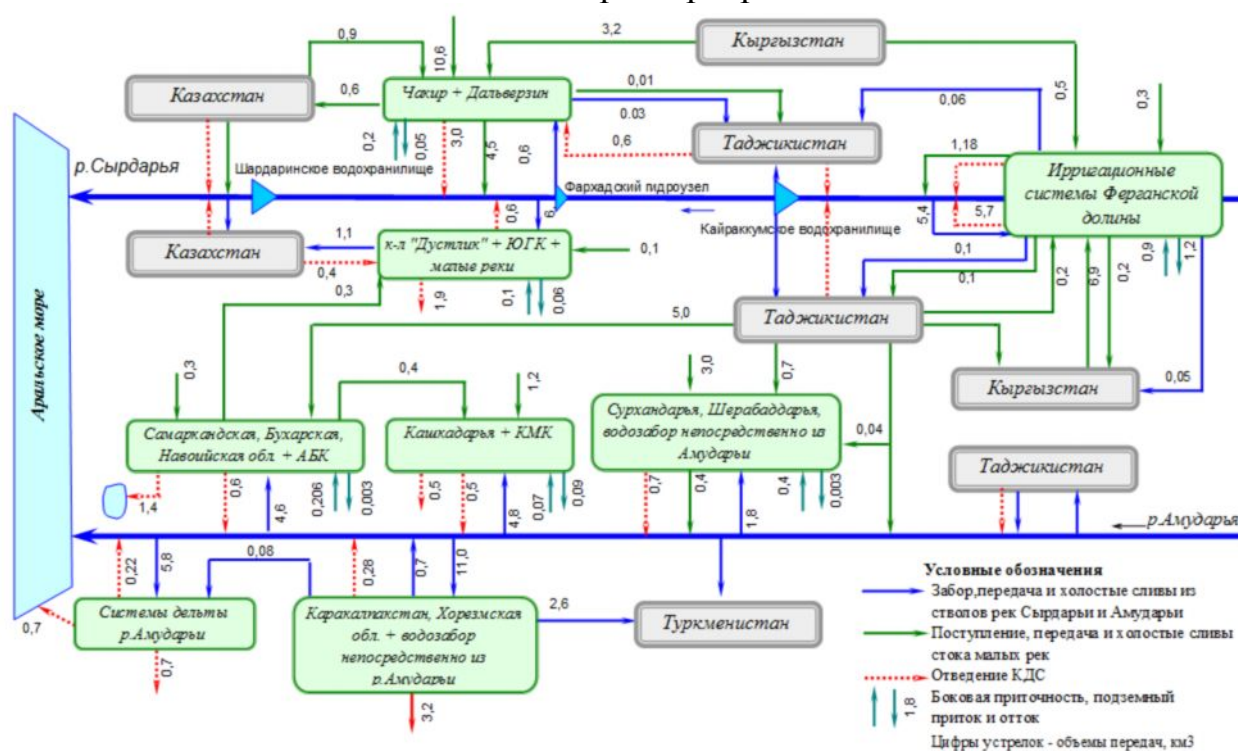


Рис.1.1. Схема расположения Фархадского гидроузла в водохозяйственной системе бассейна р. Сырдарьи

На рис. 1.2 приведена упрощенная водохозяйственная схема собственно Фархадского гидроузла.

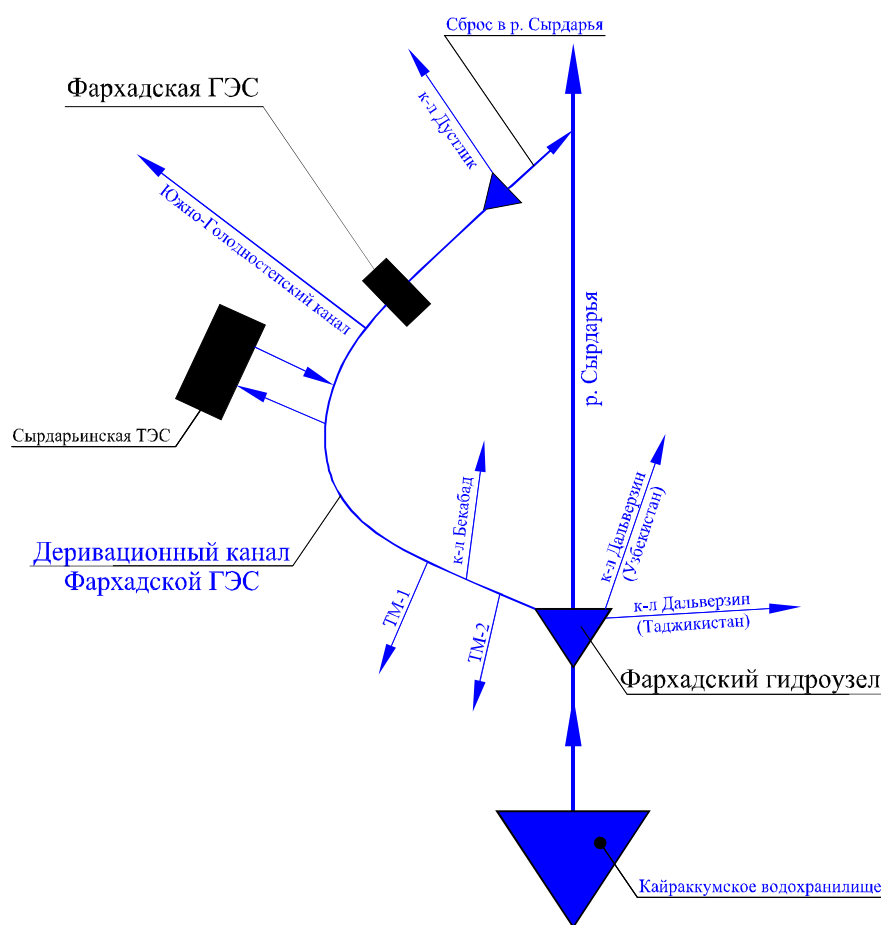


Рис. 1.2. Водохозяйственная схема Фархадского гидроузла, деривационного канала и ГЭС

После окончания строительства Фархадской ГЭС головное питание всей Голодной степи стало осуществляться от Фархадского гидроузла. Магистральный канал Дустлик (КМК – Канал имени Кирова) был переключен на забор воды из отводящего канала ГЭС, а Южный Голодностепский канал (ЮГК) получил воду из деривационного канала.

Территория системы каналов ЮГК и Дустлик (КМК) является одним из важнейших аграрных регионов Республики Узбекистан. В соответствии с водохозяйственным районированием, этот регион относится к среднему течению реки Сырдарьи.

Из Южно-Голодностепского магистрального канала (ЮГК) и канала Дустлик (КМК) орошается вся территория Сырдарьинской области, зона нового орошения Джизакской области и небольшая площадь Бекабадского района Ташкентской области.

Из магистрального канала Дустлик (КМК) получает воду вся северная часть Голодной степи между Центральным Голодностепским и Джетысайским коллекторами, с одной стороны, и р. Сырдарьей – с другой, именуемая старой зоной орошения. К этой зоне относятся также земли



Баяутского массива, переключенные в 1948 году на самотечное орошение Южного Голодностепского канала. Общая площадь орошения составила при этом в узбекской части Голодной степи – 171 тыс. га и казахской части – 147 тыс. га.

Общая орошаемая площадь составляет 488,3 тыс. га, в том числе в Сырдарьинской области – 248,4 тыс. га, в Джизакской – 233,8 тыс. га, в Ташкентской – 6,1 тыс. га.

Южный Голодностепский канал (ЮГК) имеет протяженность 127 км, в головной части пропускную способность 330 м³/с; из него берут начало 44 межхозяйственных и совхозных распределителя.

Отводящий канал Фархадской ГЭС на удалении 5,5 км от станции заканчивается концевым вододелителем с водовыпуском в Дустликский магистральный канал (КМК) и сбросом в Сырдарью.

Дустликский магистральный канал (КМК) имеет протяженность 130 км; до 68 км он проходит по Сырдарьинской области Узбекистана, далее – по территории Казахстана.

Из деривационного канала с помощью насосных станции двух ступеней подъема орошаются также бывшие целинными земли таджикской части Голодной степи; вода на массив подается в два зональных машинных канала – ТМ-1 и ТМ-2.

Из Фархадского водохранилища осуществляются заборы воды на орошение земель правого берега реки Сырдарья: в каналы Дальверзин (узбекский) и Дальверзин (таджикский).

1.3.2. Обоснование стока воды через Фархадскую ГЭС

Сток воды через Фархадскую ГЭС в настоящее время определяется многими факторами, связанными с режимом работы вышерасположенного каскада Нижне-Нарынских ГЭС в Кыргызстане и Кайраккумского водохранилища в Таджикистане; собственно головного Фархадского гидроузла, регулирующего подачу воды в каналы Дальверзин (Узбекский и Таджикский), холостые сбросы в р. Сырдарью и забор в деривационный канал Фархадской ГЭС, в свою очередь обеспечивающий ирригационные требования Узбекистана (Ташкентской, Сырдарьинской и Джизакской областей), Таджикистана и Казахстана.

В связи с изложенным, задачей водохозяйственного обоснования вариантов возможной работы Фархадской ГЭС является анализ следующих исходных данных:

- анализ режимов работы Токтогульского и Кайраккумского водохранилищ;
- оценка возможного притока к Фархадскому гидроузлу с учётом режимов попусков из Токтогульского, Кайраккумского и Андижанского водохранилищ, притока малых трансграничных рек к руслу р. Сырдарьи и водозабора из него в Ферганской долине (тремя государствами: Узбекистаном, Кыргызстаном и Таджикистаном);

- современными и перспективными водохозяйственным требованиями Сырдарьинской и Джизакской областей Узбекистана;
- пропускной способностью Фархадского деривационного канала.

Современные и перспективные требования Джизакской, Сырдарьинской областей Узбекистана, Таджикистана и Казахстана в настоящей работе приняты в соответствии со специально выполненной в рамках проекта работой ПО Водпроект «Водохозяйственное обоснование модернизации Фархадской ГЭС», Ташкент, 2011 год.

В соответствии с этой работой, поступление воды к Фархадской ГЭС определено с учётом требований на воду, предъявляемых водозаборами из деривационного канала и показано в таблице 1.6 по периодам:

- современное состояние (по фактическим отчетным данным);
- современное состояние с учётом проектных требований;
- прогнозные требования на уровень 2020 года в вариантах расчетных минимальных (1а) и максимальных (1б) потребностей;
- прогнозные требования (долгосрочная перспектива) на 2050 год в вариантах расчетных минимальных (2а) и максимальных (2б) потребностей.

Таблица 1.6.

Фактические и прогнозные притоки к Фархадской ГЭС

	Месяцы												За год	Лето	Зима
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
Факт 1992-2010 г.	381,0	380,0	341,0	233,0	170,0	148,0	127,0	137,0	113,0	203,0	307,0	397,0	244,8	154,7	334,8
Расчет 2020 вар.1а	368,0	420,7	329,3	252,7	149,6	163,0	195,5	199,7	142,9	229,4	316,8	388,6	263,0	183,9	342,1
Расчет 2020 вар.1б	273,8	483,6	343,9	196,0	83,0	159,3	292,0	267,8	116,9	200,4	224,4	324,9	247,2	185,9	308,5
Расчет 2050 вар.2а	368,0	419,5	328,3	252,2	148,7	161,3	193,1	197,7	142,3	228,9	316,5	388,4	262,1	182,6	341,6
Расчет 2050 вар.2б	273,8	480,8	341,5	194,6	81,2	156,0	287,3	263,8	115,5	199,3	223,9	324,5	245,2	183,1	307,3

Исходные сведения по притоку к Фархадскому гидроузлу приняты по данным за последние 19 лет (с 1992 по 2010 год), см. таблицу 1.4.

В прогнозных вариантах поступление воды в деривационный канал и к Фархадской ГЭС было определено с учётом уточнённых требований потребителей Джизакской и Сырдарьинской областей и потребителей Таджикистана (каналы ТМ-1, ТМ-2) , а также потребителей Казахстана (канал Дуслик).

Прогнозное водопотребление принималось ПО Водпроект по проработкам областной программы и Генеральной схемы в части намечаемых технических и организационных мероприятий, направленных на упорядочение работы объектов водохозяйственного комплекса и их

реконструкцию и внедрение водосберегающих мероприятий на уровне 2020 и 2050 годов.

Расчетное водопотребление определено в соответствии с площадью орошаемых земель, специализацией хозяйств, мелиоративным состоянием земель и техническим состоянием водохозяйственных систем.

Фактическое водопотребление на орошение составляет 3982,5 млн. м³. Требования на воду на перспективу 2020 года составят 5549,9 млн. м³. Требования на воду на перспективу 2050 года составят 5412,7 млн. м³.

Водохозяйственные балансы составлены на современный и перспективные уровни с учетом среднесуточных данных стока каналов и расчетом требований водопотребителей. Русловые балансы составлены по 4-м участкам, показанным на рис. 1.3.

Водохозяйственные требования, разработанные ПО Водпроект, получили согласование Нижнесырдарьинского Бассейнового Управления Ирригационных Систем Минсельводхоза РУз (письмо от 04 июля 2011 г. № 81-01/10-238) и Голодностепского управления гидроузлов и канала Дустлик БВО Сырдарья (письмо от 02 июля 2011 года № 2-ВПР/ФГЭС).

В таблице 1.6 и на рис. 1.4 представлено сравнение фактических и прогнозных гидрографов среднемесячных, среднесуточных расходов воды в створе Фархадской ГЭС на уровень 2020 и 2050 гг.

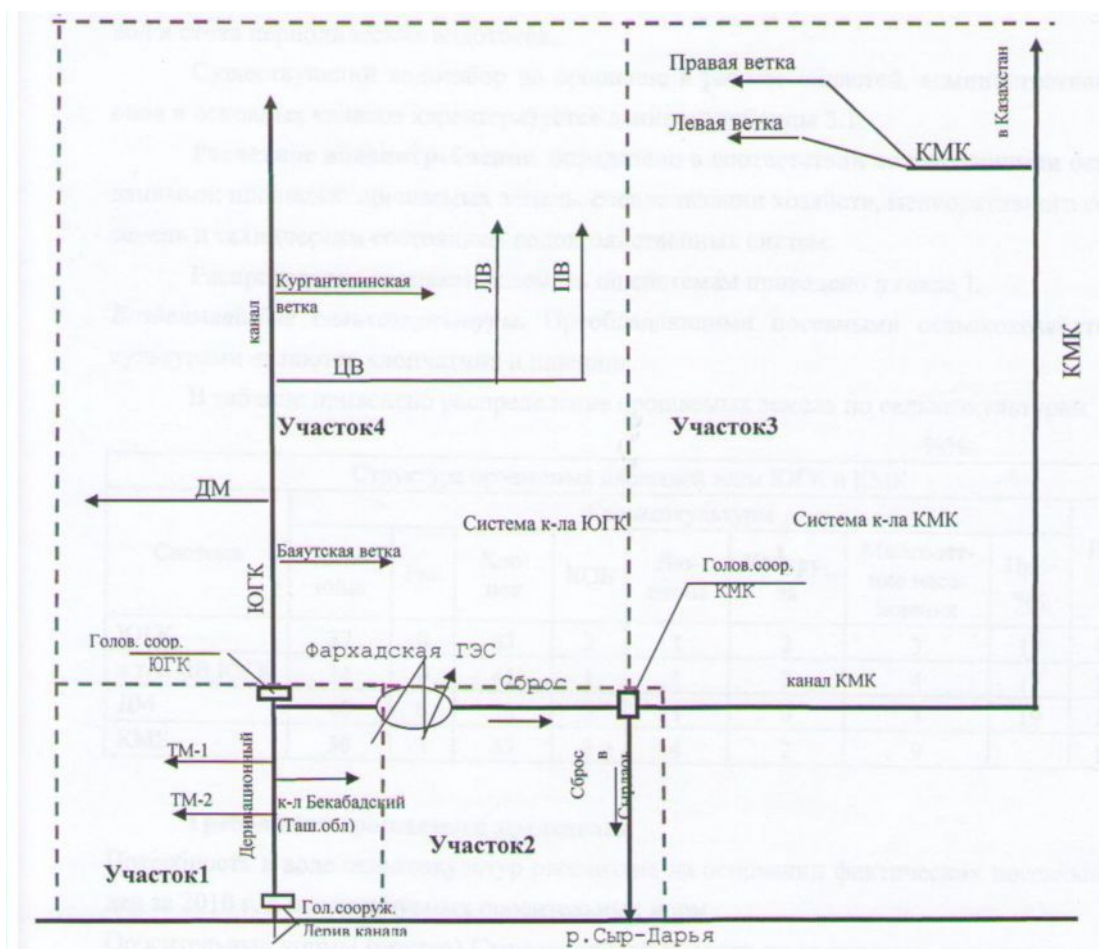


Рис. 1.3. Схема водозабора из реки Сырдарья в ЮГК и КМК

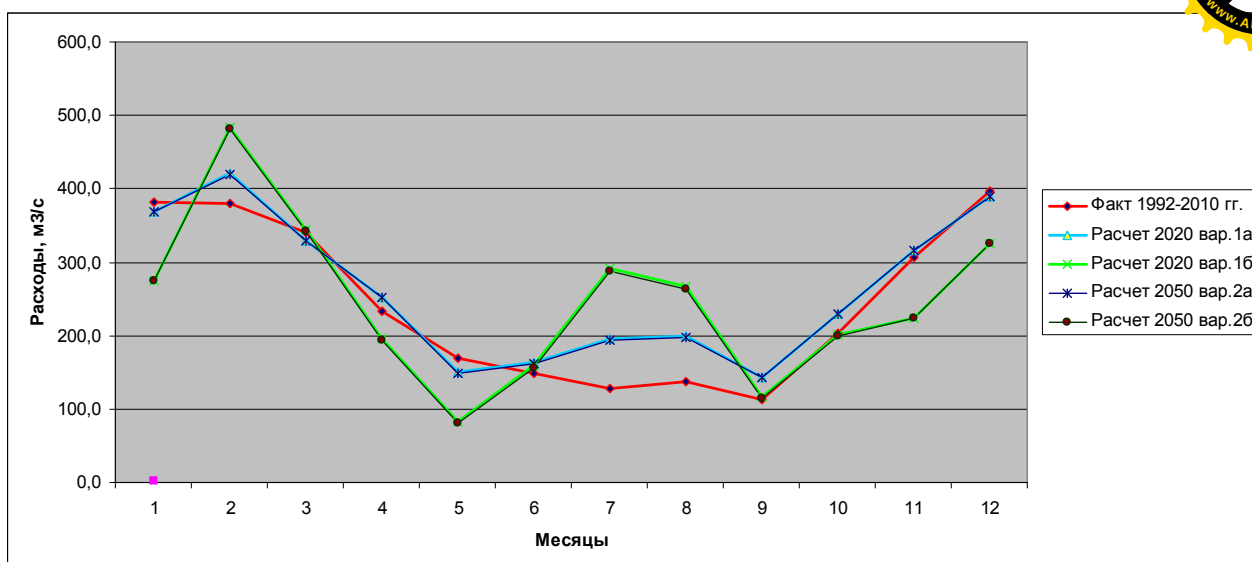


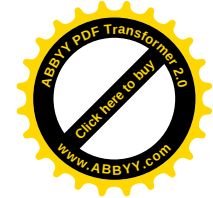
Рис. 1.4. Сравнение фактических и прогнозных гидрографов среднемесечных, среднемноголетних расходов воды в створе Фархадской ГЭС на уровень 2020 и 2050 гг.

Целью выполненных водохозяйственных расчетов явилось обоснование параметров Фархадской ГЭС в результате проводимой модернизации с учетом современных и перспективных требований водохозяйственного комплекса. Расчеты выполнены в среднемесечных величинах по вышеуказанному гидрологическому ряду.

Максимальный уровень воды в напорном бассейне ГЭС принят не выше 318,2 м. Минимальная отметка в напорном бассейне взята на уровне 317,5 м, что обеспечивает гарантированный забор воды в подводящий канал Сырдарьинской ТЭС.

Уровни нижнего бьефа станции (по проекту) были следующими: наивысший уровень при $Q = 500 \text{ м}^3/\text{с}$ - 287,40 м; наинизший при $Q = 30 \text{ м}^3/\text{с}$ - 284,80 м.

По отчетным данным эксплуатации, уровни нижнего бьефа во всем диапазоне пропускаемых расходов находятся в диапазоне отметок 286,0 – 287,0 м; на уровни НБ оказывает влияние кривая подпора от расположенного ниже по течению водозабора в канал Дустлик (КМК).



2. ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Выполненными водноэнергетическими расчетами было проведено обоснование параметров и выбор основного оборудования при реконструкции Фархадской ГЭС.

В качестве исходных материалов использованы фактические среднемесячные расходы воды через агрегаты Фархадской ГЭС, предоставленные Заказчиком, а также прогнозные расходы, рассчитанные по вариантам перспективных требований потребителей на уровни 2020 и 2050 года. Водноэнергетические расчеты выполнены в среднемесячных величинах по гидрологическому ряду.

Мощность ГЭС определялась по формуле:

$$N = k \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H_{\text{нетто}} \text{ кВт},$$

где k – коэффициент мощности, учитывающий кпд турбины и генератора $k=9,81 \cdot \eta_t \cdot \eta_g$; $Q_{\text{ГЭС}}$ – расход воды через агрегаты ГЭС с учетом ограничения по оборудованию, $\text{м}^3/\text{с}$. Допустимый минимальный расход через агрегаты ГЭС принимался по диапазону работы гидротурбины в размере 60 % от номинального; $H_{\text{нетто}}$ – напор-нетто с учетом потерь в напорных водоводах, м.

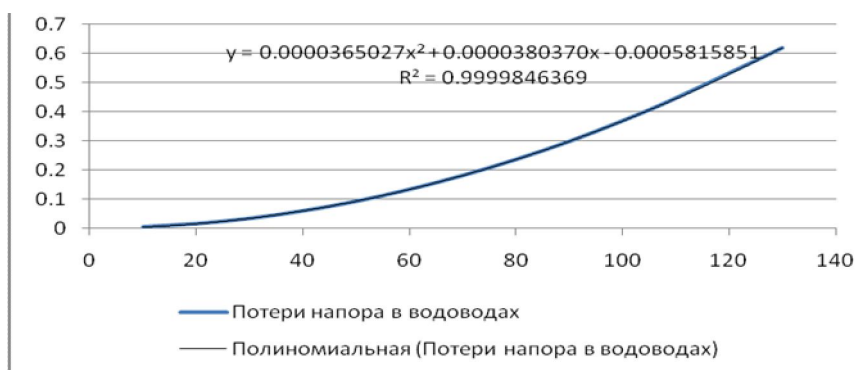


Рис. 2.1. Зависимость потерь напора в водоводах ГЭС от расходов.

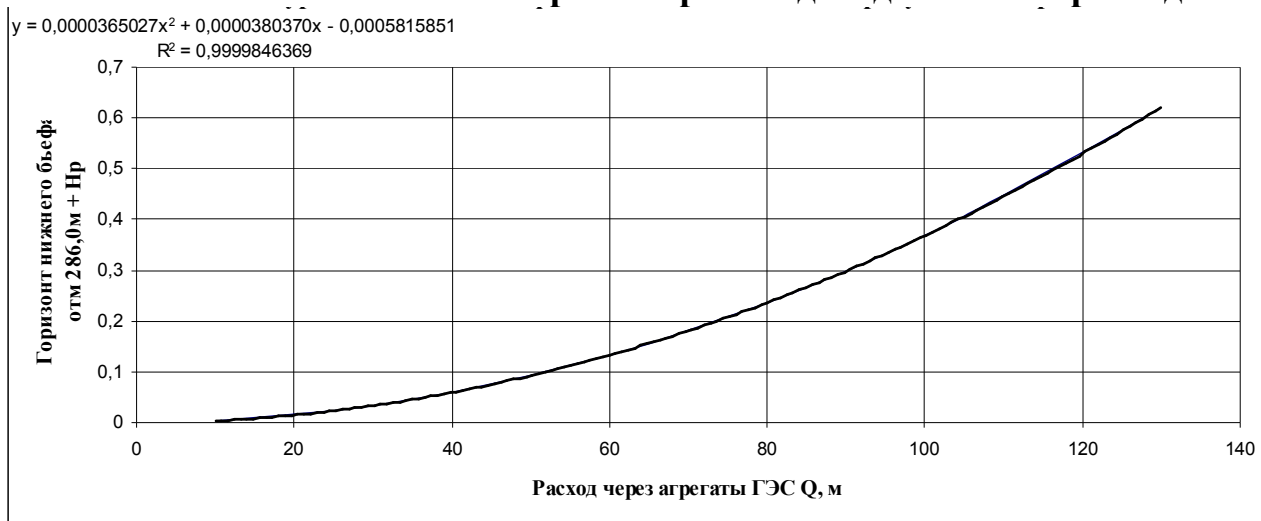


Рис. 2.2. Изменение уровня нижнего бьефа ГЭС в зависимости от пропускаемого расхода

Всего рассмотрено четыре значения установленной мощности ГЭС: 80, 100, 127 и 150 МВт для охвата всех возможных вариантов.

В таблице 2.1. и на рисунках 2.3÷2.6 показаны сводные результаты расчётов выработки ГЭС от установленной мощности.

Таблица 2.1.

Сводные показатели выработки Фархадской ГЭС в вариантах притоков по деривационному каналу

$N_y = 80$ МВт

Выработка	Месяцы												За год	Лето	Зима
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
Факт (по ср. мн.)	59,5	53,8	59,5	45,1	34,1	28,6	25,3	27,4	21,9	40,5	57,6	59,5	512,8	182,4	330,4
Расч.2020 вар.1а	59,5	53,8	59,5	48,8	29,9	31,6	39,1	39,9	27,7	45,8	57,6	59,5	552,7	217,0	335,7
Расч.2020 вар.1б	54,6	53,8	59,5	37,9	16,6	30,9	58,2	53,4	22,7	40,1	43,4	59,5	530,5	219,7	310,8
Расч.2050 вар.2а	59,5	53,8	59,5	48,7	29,8	31,2	38,6	39,5	27,6	45,7	57,6	59,5	551,0	215,4	335,6
Расч.2050 вар.2б	54,6	53,8	59,5	37,7	16,3	30,2	57,2	52,6	22,4	39,8	43,3	59,5	526,9	216,4	310,5

$N_y = 100$ МВт

Выработка	Месяцы												За год	Лето	Зима
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
Факт (по ср. мн.)	74,4	67,2	67,8	45,1	34,1	28,6	25,3	27,4	21,9	40,5	59,1	74,4	565,7	182,4	383,4
Расч.2020 вар.1а	73,0	67,2	65,5	48,8	29,9	31,6	39,1	39,9	27,7	45,8	61,0	74,4	603,9	217,0	386,9
Расч.2020 вар.1б	54,6	67,2	68,3	37,9	16,6	30,9	58,2	53,4	22,7	40,1	43,4	64,6	557,9	219,7	338,2
Расч.2050 вар.2а	73,0	67,2	65,3	48,7	29,8	31,2	38,6	39,5	27,6	45,7	60,9	74,4	602,0	215,4	386,6
Расч.2050 вар.2б	54,6	67,2	67,9	37,7	16,3	30,2	57,2	52,6	22,4	39,8	43,3	64,6	553,7	216,4	337,3

$N_y = 127$ МВт

Выработка	Месяцы												За год	Лето	Зима
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
Факт (по ср. мн.)	75,5	68,1	67,8	45,1	34,1	28,6	25,3	27,4	21,9	40,5	59,1	78,7	572,1	182,4	389,7
Расч.2020 вар.1а	73,0	75,2	65,5	48,8	29,9	31,6	39,1	39,9	27,7	45,8	61,0	77,1	614,6	217,0	397,6
Расч.2020 вар.1б	54,6	85,3	68,3	37,9	16,6	30,9	58,2	53,4	22,7	40,1	43,4	64,6	576,0	219,7	356,3
Расч.2050 вар.2а	73,0	75,0	65,3	48,7	29,8	31,2	38,6	39,5	27,6	45,7	60,9	77,0	612,4	215,4	397,0
Расч.2050 вар.2б	54,6	85,3	67,9	37,7	16,3	30,2	57,2	52,6	22,4	39,8	43,3	64,6	571,9	216,4	355,5

$N_y = 150$ МВт

Выработка	Месяцы												За год	Лето	Зима
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
Факт (по ср. мн.)	75,5	68,1	67,8	45,1	34,1	28,6	25,3	27,4	21,9	40,5	59,1	78,7	572,1	182,4	389,7
Расч.2020 вар.1а	73,0	75,2	65,5	48,8	29,9	31,6	39,1	39,9	27,7	45,8	61,0	77,1	614,6	217,0	397,6
Расч.2020 вар.1б	54,6	86,1	68,3	37,9	0,0	30,9	58,2	53,4	22,7	40,1	43,4	64,6	560,1	203,0	357,1
Расч.2050 вар.2а	73,0	75,0	65,3	48,7	29,8	31,2	38,6	39,5	27,6	45,7	60,9	77,0	612,4	215,4	397,0
Расч.2050 вар.2б	54,6	85,6	67,9	37,7	0,0	30,2	57,2	52,6	22,4	39,8	43,3	64,6	555,9	200,1	355,8

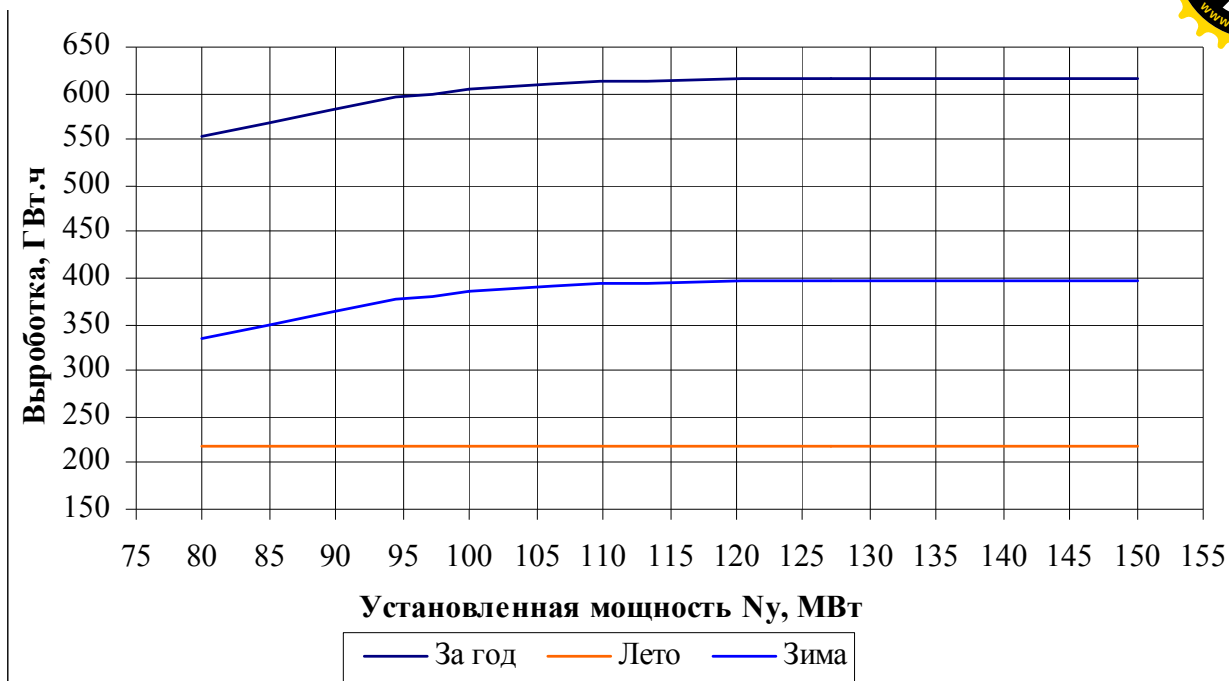


Рис. 2.3. Зависимость выработки от установленной мощности Фархадской ГЭС при прогнозных расходах деривации на уровень требований 2020 г. (вар. 1а)

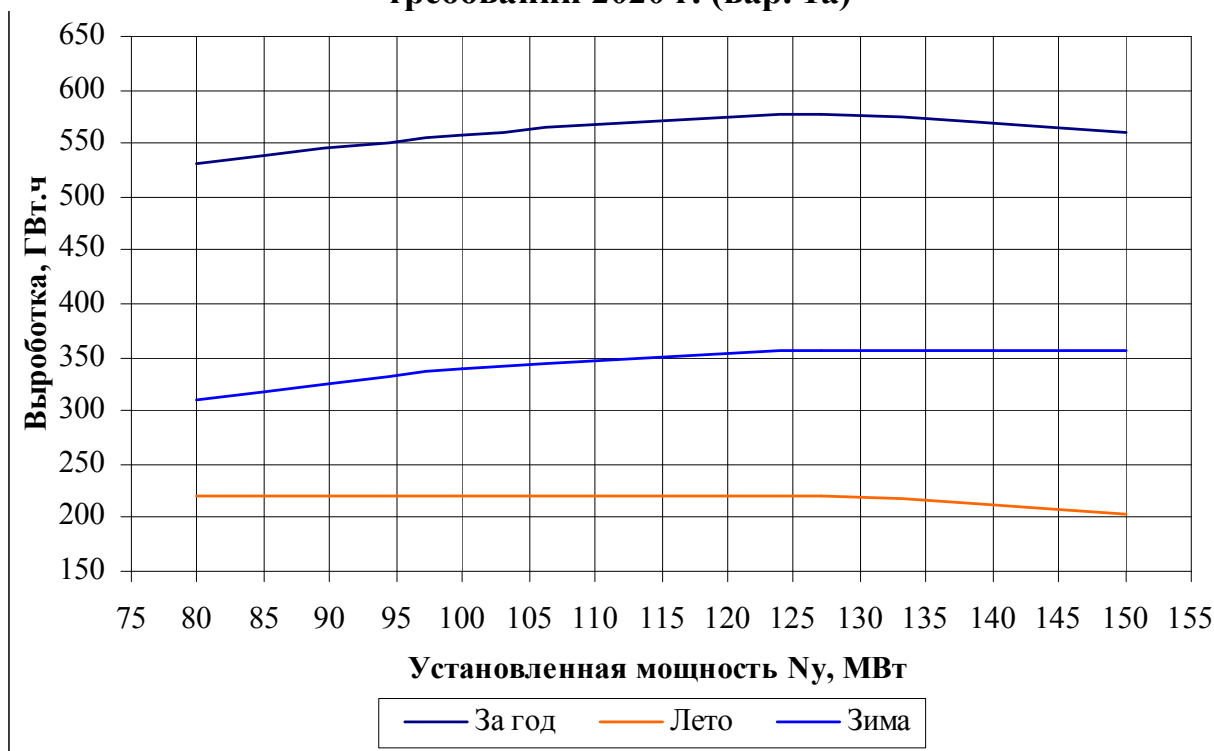


Рис. 2.4. Зависимость выработки от установленной мощности Фархадской ГЭС при прогнозных расходах деривации на уровень требований 2020 г. (вар. 1б)

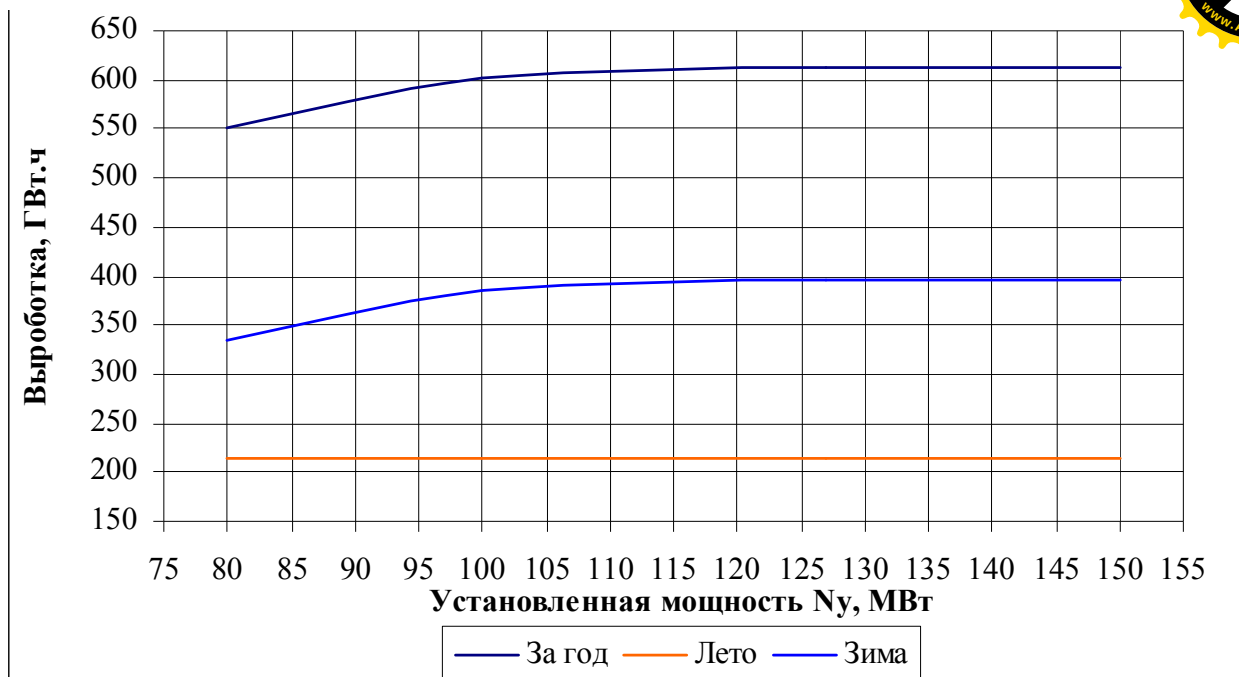


Рис. 2.5. Зависимость выработки от установленной мощности Фархадской ГЭС при прогнозных расходах деривации на уровень требований 2050 г. (вар. 2а)

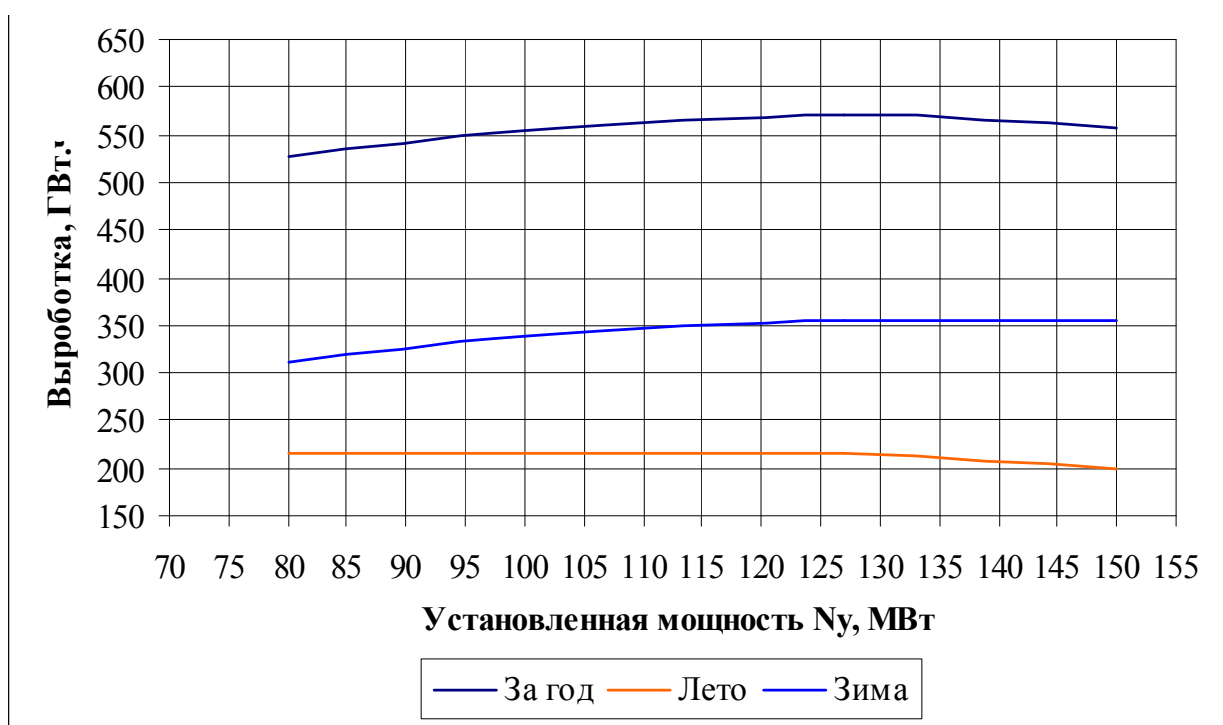
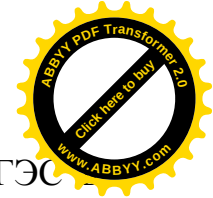


Рис. 2.6. Зависимость выработки от установленной мощности Фархадской ГЭС при прогнозных расходах деривации на уровень требований 2050 г. (вар. 2б)

Расчеты показали, что при исходных параметрах водотока установленную мощность $N_{уст}=127\text{МВт}$ для Фархадской ГЭС можно считать оптимальной, поскольку при дальнейшем её увеличении выработка электроэнергии не возрастает.



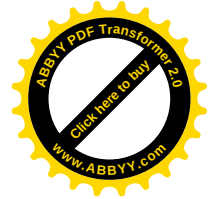
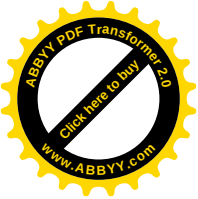
В таблице 2.2. сравниваются годовые выработки Фархадской ГЭС рассмотренных вариантах прогнозов. Эти данные свидетельствуют, что ГЭС в результате модернизации сможет ежегодно вырабатывать электроэнергию во всех рассмотренных вариантах требований от 84,08 до 141,06 млн. кВтч больше (от 17,76 до 29,79 % больше), чем в существующих условиях на устаревшем оборудовании.

Сравнение прогнозной выработки Фархадской ГЭС в результате модернизации с фактической средней выработкой за 2001 - 2010 гг.

Таблица 2.2.

	Выработка эл. энергии, млн. кВтч	Сравнение в %	Прирост выработки э/э, млн. кВтч	Прирост в %
Фактическая выработка Фархадской ГЭС (среднее за 2001 - 2010 гг.) на существующем оборудовании	473,52	100,00		
Выработка э/э при фактических притоках к Фархадскому гидроузлу, расчетных требованиях потребителей с учетом модернизации	557,60	117,76	84,08	17,76
Выработка э/э при прогнозных притоках и требованиях на уровень 2020 г. (вариант 1а)	614,58	129,79	141,06	29,79
Выработка э/э при прогнозных притоках и требованиях на уровень 2020 г. (вариант 1б)	576,00	121,64	102,48	21,64
Выработка э/э при прогнозных притоках и требованиях на уровень 2050 г. (вариант 2а)	612,38	129,32	138,86	29,32
Выработка э/э при прогнозных притоках и требованиях на уровень 2050 г. (вариант 2б)	571,86	120,77	98,34	20,77

Проектный режим работы ГЭС в годовом разрезе при рекомендуемой мощности 127 МВт в рассмотренных вариантах перспективных требований потребителей представлен в таблице 2.3. и на рисунке 2.7.



**Режим выработки электроэнергии Фархадской ГЭС по рассмотренным вариантам требований
(млн. кВтч)**

Таблица 2.3.

№	Варианты	Месяцы												За год	Лето	Зима
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
1	Среднемесячная выработка э/э за 2001-2010гг. при существующем оборудовании ГЭС	46,49	46,16	55,44	37,27	36,64	31,57	22,11	26,57	39,07	45,69	42,42	44,10	473,52	193,22	280,30
2	Среднемесячная выработка э/э (по фактическим расходам и расчетным требованиям) после модернизации	73,50	64,00	57,90	48,70	27,70	24,20	27,20	29,60	25,20	47,20	58,20	74,10	557,60	182,60	375,0
3	Среднемесячная выработка э/э после модернизации оборудования по требованиям на уровень 2020 г. (вариант 1а)	73,04	75,20	65,49	48,80	29,95	31,56	39,08	39,92	27,68	45,80	61,01	77,06	614,58	216,98	397,60
4	Среднемесячная выработка э/э после модернизации оборудования по требованиям на уровень 2020 г. (вариант 1б)	54,59	85,34	68,34	37,92	16,64	30,85	58,18	53,41	22,66	40,06	43,37	64,62	576,00	219,67	356,33
5	Среднемесячная выработка э/э после модернизации оборудования по требованиям на уровень 2050 г. (вариант 2а)	73,04	74,98	65,29	48,71	29,75	31,23	38,60	39,53	27,57	45,71	60,95	77,01	612,38	215,39	396,99
6	Среднемесячная выработка э/э после модернизации оборудования по требованиям на уровень 2050 г. (вариант 2б)	54,59	85,34	67,88	37,66	16,27	30,22	57,24	52,61	22,38	39,85	43,27	64,56	571,86	216,37	355,49

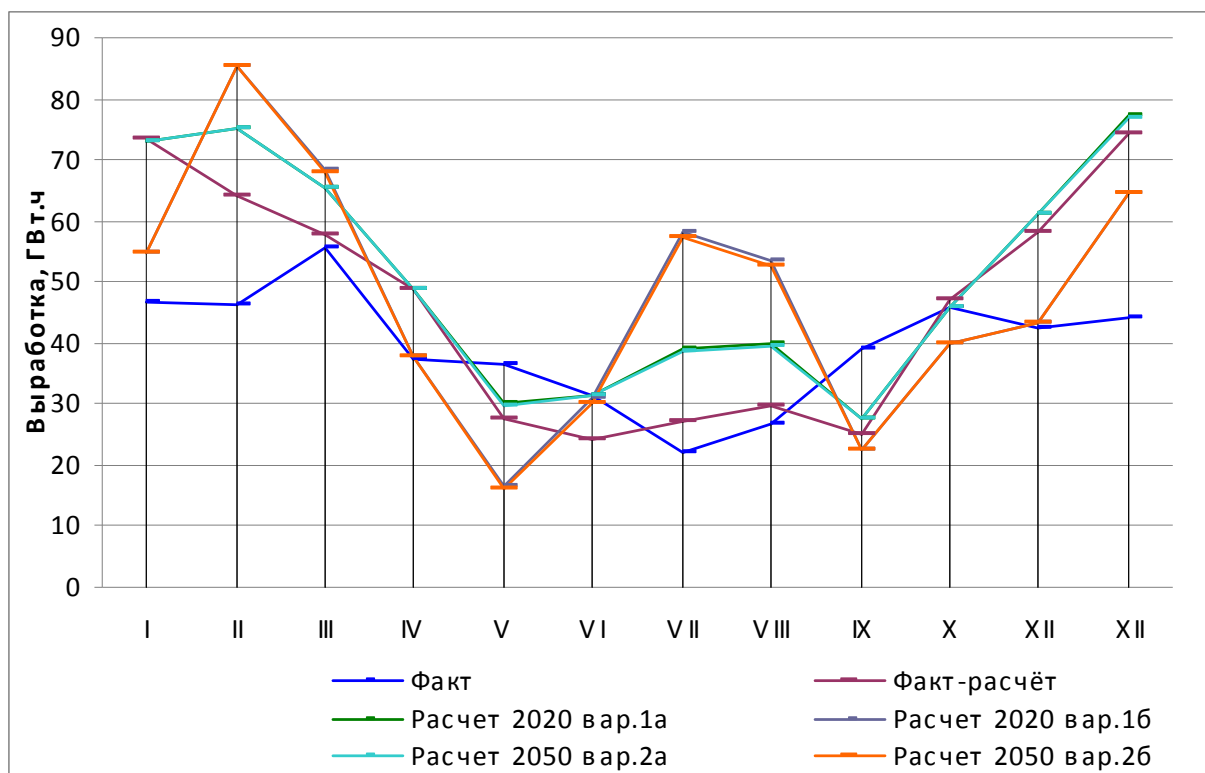
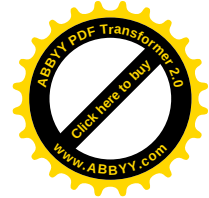


Рис. 2.7. Режим выработки электроэнергии Фархадской ГЭС при установленной мощности 127,0 МВт.



3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1. Гидросиловое оборудование

Установленная мощность Фархадской ГЭС по проекту составляет 126 МВт; единичные мощности агрегатов №1 и №2 – по 30 МВт; агрегатов №3 и №4 по 33 МВт.

В настоящее время в результате уточнения эксплуатационной характеристики и режимов работы Фархадской ГЭС, выполненной в 1994 году, максимальная развиваемая мощность ГЭС при работе четырьмя агрегатами по документам составляет 118,7 МВт.

Однако, в фактических условиях работы суммарная достигаемая мощность станции не превышает 114 МВт, максимальные располагаемые рабочие мощности по агрегатам составляют:

- | | |
|---------------|------------------|
| - агрегат № 1 | не более 22 МВт; |
| - агрегат № 2 | 28 МВт; |
| - агрегат № 3 | 32 МВт; |
| - агрегат № 4 | 32 МВт. |

Годовая выработка электроэнергии по проекту составляла в среднем 580 млн. кВт·час. В последние годы в связи с фактическим режимом подачи воды в деривационный канал и отбором из него на хозяйственные нужды годовая выработка электроэнергии Фархадской ГЭС варьировалась в диапазоне от 353,5 (2001 г.) до 589,5 (2010 г.) млн. кВтч и составила в среднем 473,5 млн. кВтч в год.

3.1.1. Параметры установленного гидросилового оборудования

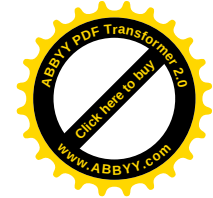
На Фархадской ГЭС установлено 4 вертикальных агрегата, которые вводились в работу в две очереди. В первую очередь были установлены агрегаты №3 и №4 (ближайшие к монтажной площадке), во вторую - агрегаты №1 и №2.

Гидроагрегаты № 3 и № 4

Агрегаты №3 и №4 состоят из радиально-осевой гидротурбины и подвесного гидрогенератора, соединенных между собой с помощью фланцевого соединения. Гидротурбины были изготовлены канадской фирмой Dominion Engineering Work. Год изготовления 1945; год пуска 1947 и 1948. Гидротурбины левого вращения в металлических спиральных камерах, с изогнутыми бетонными отсасывающими трубами.

По данным канадской фирмы гидротурбина имеет следующие параметры:

- тип гидротурбины – РО-ВМ-406,4;
- максимальная мощность при $H_p=32,5$ м – 34300 кВт;
- частота вращения номинальная – 107,14 об/мин;
- диаметр рабочего колеса – 4,064 м;
- диапазон напоров – 28-35 м;
- максимальный КПД – 90%;



- КПД в расчетной точке – 87%;
- расчетный напор – 32,5 м;
- максимальный расход гидротурбины при H_p и $N_{ном}$ – 123,5 м³/с;
- допустимая высота отсасывания – плюс 2,5 м.

При допустимой высоте отсасывания плюс 2,5 м и при отметке средней линии направляющего аппарата 287,30 м, бескавитационная работа одним из агрегатов (№3 или №4) на полную мощность обеспечивается при отметке нижнего бьефа 284,80 м.

Синхронный гидрогенератор трехфазного тока поставлен канадской фирмой Westinghouse.

Гидрогенератор имеет следующие параметры:

- номинальная мощность – 41250/33000 кВА/кВт;
- номинальная частота вращения – 107,14 об/мин;
- КПД – 96,2%;
- коэффициент мощности – $\cos \varphi = 0,8$;
- напряжение – 10,5 кВ;
- частота тока – 50 Гц.

Введенные в работу в 1948 и 1949 годах, агрегаты №3 и №4 до настоящего времени продолжают достаточно надежно работать.

Обслуживание агрегатов Фархадской ГЭС производится двумя мостовыми кранами, поставленными канадской фирмой Dominion Bridge. Год изготовления 1945. Каждый кран имеет следующие параметры:

- грузоподъемность – 143/27 т;
- пролет – 16,358 м.

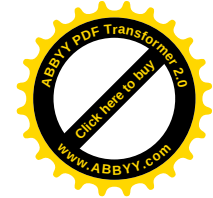
Гидроагрегаты № 1 и № 2, установленные в 1949 году

Во вторую очередь в 1949 году были установлены агрегаты №1 и №2 с поворотно-лопастными гидротурбинами и синхронными подвесными гидрогенераторами, соединенными между собой с помощью фланцевого соединения. Гидротурбины были изготовлены в 1936 году фирмой Escher Wyss и вначале работали на другой ГЭС. Гидротурбины левого вращения в металлических спиральных камерах с изогнутыми бетонными отсасывающими трубами.

По данным изготовителя, гидротурбины были выполнены со следующими параметрами:

- максимальная мощность при $H_{макс}=30,5$ м – 26500 кВт;
- диаметр рабочего колеса – 4,0 м;
- частота вращения – 187,5 об/мин;
- КПД – 90%;
- диапазон напоров – 28,5-30,5 м;
- расход через гидротурбину при $H_{макс}=30,5$ м – 98,0 м³/с.

Гидротурбины при поступлении имели сильный кавитационный износ, последствия которого были устранены при установке на место. Закладные части к этим гидротурбинам были изготовлены на ЛМЗ.



Синхронные вертикальные гидрогенераторы трехфазного тока, подвешенного исполнения были выполнены фирмой Siemens Schuckert со следующими параметрами:

- номинальная мощность – 27500/22000 кВА/кВт;
- номинальная частота вращения – 187,5 об/мин;
- коэффициент мощности – $\cos \varphi = 0,8$;
- напряжение – 10,5 кВ.

Гидрогенераторы были изготовлены и работали ранее с разомкнутым циклом вентиляции. При установке на Фархадской ГЭС, с учетом высоких летних температур, вентиляция была переделана по замкнутому циклу с охлаждением воздуха водой.

Гидроагрегаты № 1 и № 2 после реконструкции 1960 года

К моменту проведения реконструкции в 1960 году, гидротурбины на агрегатах №1 и №2, вследствие наличия ряда крупных дефектов и полной изношенности, не отвечали условиям нормальной, надежной эксплуатации ГЭС.

Реконструкция на агрегатах №1 и №2 была выполнена в следующем объеме:

- замена всех узлов гидротурбины (рабочих механизмов) с сохранением закладных частей;
- установка нового гидрогенератора;
- замена силового трансформатора.

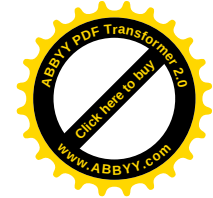
На оставленных закладных частях гидротурбин, к которым относятся спиральная камера, статор, нижнее кольцо направляющего аппарата, камера рабочего колеса, облицовка шахты турбины и ниш сервомоторов, коническая часть отсасывающей трубы, были выполнены восстановительные работы путем наплавки металла с последующей зачисткой.

Поставка гидротурбин была поручена ЛМЗ (г. Санкт-Петербург). В поставку завода вошли следующие узлы: направляющий аппарат, рабочее колесо, вал турбины, направляющий подшипник, маслоприемник, штанги вала, сервомоторы направляющего аппарата, регулятор, МНУ.

В отличие от ранее принятого расположения узлов системы регулирования, колонка управления была вынесена из промежуточного этажа на отметку машзала.

Реконструированная поворотной-лопастная гидротурбина левого вращения имеет следующие параметры:

- тип гидротурбины – ПЛ/587-ВМ-400;
- расчетный напор – $H_p = 30,3$ м;
- минимальный напор – $H_{\min} = 29,6$ м;
- максимальный напор – $H_{\max} = 35,0$ м;
- мощность гидротурбины максимальная – 30000 кВт;
- номинальная частота вращения – 187,5 об/мин;
- разгонная частота вращения – 380 об/мин;
- диаметр рабочего колеса – 4,0 м;



- максимальный КПД – 91,5%;
- максимальный расход через гидротурбину – 115,08 м³/с;
- допустимая высота отсасывания при H_p и $H_{\text{макс}}$ – минус 5,0 м.

Установленная гидротурбина с поворотно-лопастным рабочим колесом типа ПЛ40/587 с диаметром $D_1=4,0$ м при заданной частоте вращения 187,5 об/мин и расчетном напоре 30,3 м обеспечивала получение номинальной мощности 30000 кВт.

При существующих колебаниях горизонтов воды нижнего бьефа 286,0÷287,0 м и отметке оси поворота лопастей рабочего колеса 282,515 м высота отсасывания составляет от минус 3,5 м до минус 4,5 м.

Направляющий аппарат установлен с диаметром расположения осей поворота лопаток $D_0=1,2D_1=4,8$ м, высотой $b_0=0,34D_1=1,36$ м и числом лопаток – 24 шт.

Рабочее колесо имеет 6 лопастей, изготовленных из нержавеющей стали. В корпусе втулки рабочего колеса размещается сервомотор и механизм поворота лопастей. Направляющий подшипник выполнен с обрешиненным вкладышем на водяной смазке.

В состав системы управления гидротурбины входят:

- электрогидравлический регулятор;
- маслонапорная установка с аппаратурой автоматики МНУ;
- аппаратура автоматики гидротурбины.

Синхронные гидрогенераторы трехфазного тока подвешенного исполнения были в 1960 году поставлены для агрегатов №1 и №2 заводом Уралэлектроаппарат.

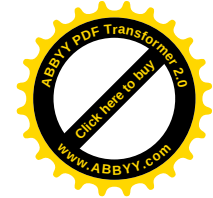
Гидрогенератор имеет следующие параметры:

- тип генератора СВ570/145-32;
- номинальная мощность – 37500/30000 кВА/кВт;
- номинальная частота вращения – 187,5 об/мин;
- разгонная частота вращения – 380 об/мин;
- коэффициент мощности – $\cos \varphi=0,8$;
- напряжение – 10,5 кВ;
- частота тока – 50 Гц.

Установленный гидрогенератор подвешенного типа с двумя направляющими подшипниками соединен с турбиной посредством фланцевого соединения.

Система вентиляции по замкнутому циклу с охлаждением воздуха 12-ью водяными охладителями.

Подпятник размещен в пределах верхней крестовины гидрогенератора. Подпятник и верхний подшипник имеют замкнутую смазку внутри ванны, нижний направляющий подшипник в собственной ванне, размещенной на нижней крестовине. Рабочая поверхность неподвижных сегментов залита баббитом. Сегменты опираются на сферическую поверхность опорных регулирующих винтов.



Ротор гидрогенератора состоит из неразъемного остова ротора сварной конструкции, шихтованного обода, полюсов с обмоткой возбуждения, а также демпферной обмотки.

Статор разъемный из 4-х частей. Сердечник статора из сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм. Обмотка статора стержневая.

Торможение ротора гидрогенератора осуществляется воздушными тормозами. Воздушные тормоза используются так же, как гидравлические домкраты, для подъема вращающихся частей агрегата.

Верхняя крестовина сварной конструкции. Опирающие распорные домкраты на строительные конструкции не предусмотрено.

Возбуждение гидрогенератора - машинное от возбудителя, представляющего собой многополюсной генератор постоянного тока с добавочными полюсами.

Вертикальные нагрузки, воспринимаемые подпятником, передаются через верхнюю крестовину на корпус статора и далее на фундамент гидрогенератора. Радиальные усилия через верхнюю крестовину передаются на статор гидрогенератора и далее на фундамент. Нижний направляющий подшипник расположен на нижней крестовине и его радиальные усилия передаются крестовиной непосредственно фундаменту.

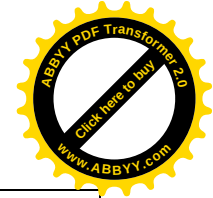
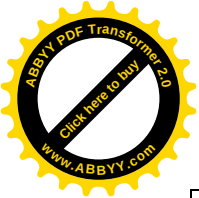
Замененные гидрогенераторы сохранили прежние габариты и были установлены на существующие фундаментные части с сохранением вентиляционного кожуха.

В настоящее время установленные на ГЭС агрегаты имеют следующие параметры:

Параметры действующих гидроагрегатов Фархадской ГЭС

Таблица 3.1

№ п/п	Параметры оборудования	Г-1	Г-2	Г-3	Г-4
1.	Гидротурбина Тип гидротурбины	ПЛ/587-ВМ-400	ПЛ/587-ВМ-400	РО-ВМ-406,4	РО-ВМ-406,4
2.	Мощность гидротурбины	30 МВт	30 МВт	33 МВт	33 МВт
3.	Частота вращения, (об/мин): - номинальная - разгонная	$n_n=187,5$ $n_p=380$	$n_n=187,5$ $n_p=380$	$n_n=107,14$ $n_p=220$	$n_n=107,14$ $n_p=220$
4.	Расход гидротурбины при расчетном напоре и максимальной нагрузке	$Q=115 \text{ м}^3/\text{с}$	$Q=115 \text{ м}^3/\text{с}$	$Q=125 \text{ м}^3/\text{с}$	$Q=125 \text{ м}^3/\text{с}$
5.	Число лопастей рабочего колеса	6	6	15	15
6.	Число лопаток направляющего аппарата	24	24	20	20
7.	Количество сервомоторов НА	2	2	2	2



№ п/п	Параметры оборудования	Г-1	Г-2	Г-3	Г-4
8.	Завод-изготовитель	ЛМЗ, Россия	ЛМЗ, Россия	Доминион, Канада	Доминион, Канада
9.	Год изготовления/ввода	1959/1960	1959/1960	1945/1948	1945/1948
10	Характерный режим работы	базовый			
11	Генератор Тип генератора	СВ570/145-32	СВ570/145-32	Вертикальный подвесной	Вертикальный подвесной
12	Частота вращения, (об/мин): - номинальная - разгонная	$n_n=187,5$ $n_p=380$	$n_n=187,5$ $n_p=380$	$n_n=107,14$ $n_p=220$	$n_n=107,14$ $n_p=220$
13	Коэффициент мощности	$\cos \varphi=0,8$	$\cos \varphi=0,8$	$\cos \varphi=0,8$	$\cos \varphi=0,8$
14	Напряжение	U=10,5 кВ	U=10,5 кВ	U=10,5 кВ	U=10,5 кВ
15	Завод-изготовитель	Уралэлектроаппарат, Россия	Уралэлектроаппарат, Россия	Вестингауз, Канада	Вестингауз, Канада
16	Год изготовления/ввода	1959/1960	1959/1960	1945/1947	1945/1948

На каждом из агрегатов за последние 15 лет эксплуатации с 1995 по 2010 год было произведено следующее количество ремонтов:

Г-1 – 4 капитальных ремонта гидротурбины и гидрогенератора (1998, 2002, 2006, 2010 г.г.), в том числе в 2006 г. сверхтиповой капремонт с выемкой ротора;

Г-2 – 4 капитальных ремонта гидротурбины и гидрогенератора (1995, 1999, 2003, 2007 г.г.), типовых;

Г-3 – 3 капитальных ремонта гидротурбины, типовых (2000, 2004, 2008 г.г.) и 2 капитальных ремонта гидрогенератора (2004 и 2008 г.г.);

Г-4 – 3 капитальных ремонта гидротурбины и гидрогенератора (2001, 2005, 2009 г.г.), типовых.

По завершении последних капремонтов были проведены профиспытания гидрогенераторов.

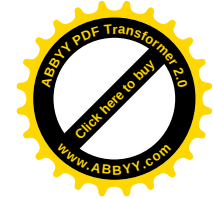
Периодичность капремонтов составила в среднем 4 года при нормативном межремонтном периоде по гидротурбине 7 лет, по гидрогенератору - 6 лет.

3.1.2. Режимы работы агрегатов по напорам и расходам

Максимальные расчетные расходы по деривационному каналу и в створе ГЭС по проекту составляют:

- через агрегаты ГЭС – $486 \text{ м}^3/\text{с}$;
- через холостой водосброс – $200 \text{ м}^3/\text{с}$.

В последние годы с переходом Кайраккумского и Токтогульского водохранилищ на энергетический режим работы сезонные расходы по Сырдарьинскому тракту и порядок пропуска паводка по реке Сыр-Дарья претерпели изменения. Появились проблемы в эксплуатации Головного узла Фархадской ГЭС, деривационного канала и самой станции, связанные с пропуском по руслу реки больших зимних расходов.



Имели место также случаи несогласованного прекращения попусков в створе вышерасположенной Кайраккумской ГЭС (январь 2009 года), когда работа Фархадской ГЭС была вынужденно остановлена, а Сырдарьинская ТЭС переведена на обратное водоснабжение из деривационного канала ГЭС.

В настоящее время режим работы Фархадской ГЭС определяется фактическими попусками вышерасположенных водохранилищ, пропускной способностью деривационного канала, водоотборами из него и обязательным условием обеспечения водой Сырдарьинской ТЭС, а также условиями безопасной эксплуатации гидротехнических сооружений напорно-станционного узла (НСУ) Фархадской ГЭС.

Пропускная способность деривационного канала была уточнена в 2006 году проведенными ОАО «Гидропроект» промерами русла и выполненными расчетами, которые подтвердили возможность пропуска по каналу расхода до $500 \text{ м}^3/\text{с}$ без угрозы размыва русла и нарушения устойчивости сооружений.

Для подачи воды на Сырдарьинскую ТЭС из деривационного канала Фархадской ГЭС существуют следующие граничные условия: в голове подводящего канала минимальный уровень воды должен быть не менее 317,00 м, максимальный - 318,00 м в Балтийской системе высот.

Протоколом технического совещания в ГАК «Узбекэнерго» по рассмотрению устойчивости напорно-станционного узла Фархадской ГЭС максимальный уровень воды в напорном бассейне станции был ограничен отметкой 318,20 м (система Парийского). Минимальная отметка верхнего бьефа - 317,80 м определилась по условиям подачи на Сырдарьинскую ТЭС расхода $145 \text{ м}^3/\text{с}$.

Уровень воды в нижнем бьефе станции по данным, полученным от эксплуатации, колеблется в пределах от 286,00 м до 287,00 м во всем диапазоне пропускаемых через агрегаты расходов, что обусловлено наличием за отводящим каналом ниже по течению перегораживающего сооружения, обеспечивающего подачу воды в канал «Дустлик» и сброс в реку Сырдарью.

Расчетный напор ГЭС определился, исходя из условий: уровень воды в верхнем бьефе сработан до отметки 317,80 м, а в нижнем бьефе уровень поднят до отметки 287,00 м. ГЭС в этот период развивает номинальную мощность

$$H_{\text{р.брутто}} = 317,8 - 287,0 = 30,8 \text{ м};$$

при потерях напора $h = 0,5 \text{ м}$

$$H_{\text{р.нетто}} = 30,8 - 0,5 = 30,3 \text{ м}.$$

Максимальный напор ГЭС определяется нормальным уровнем верхнего бьефа 318,2 м и минимальным уровнем нижнего бьефа 286,0 м:

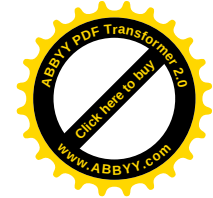
$$H_{\text{макс.брутто}} = 318,2 - 286,0 = 32,2 \text{ м};$$

при потерях напора $h = 0,45 \text{ м}$

$$H_{\text{макс.нетто}} = 32,2 - 0,45 = 31,75 \text{ м}.$$

При расчетном напоре турбина будет иметь максимальное открытие направляющего аппарата. При максимальном напоре расход будет определяться принятым максимальным открытием направляющего аппарата и пропускной способностью самой турбины.

Минимальный напор в данном случае равен расчетному $H = 30,3 \text{ м}$.



3.1.3. Гидротурбины агрегатов Г-1 и Г-2: оценка состояния, объем модернизации

Состояние закладных частей гидротурбин агрегатов Г-1 и Г-2

Закладные части гидротурбин. Закладные части гидротурбин агрегатов Г-1 и Г-2 в конструктивном отношении аналогичны и имеют схожее техническое состояние, поэтому ниже приводится описание закладных частей одного агрегата.

Спиральная камера. Поворотно-лопастная гидротурбина имеет металлическую спиральную камеру круглого сечения, с углом охвата 350° , толщиной облицовки 20 мм. Спиральная камера и статор соединены между собой двумя сварными швами по верхнему и нижнему поясам статора. Износ облицовки спиральной камеры незначительный и не превышает 10% проектной толщины. Трещин в металлической облицовке и сварных швах не зафиксировано.

Необходимо произвести восстановительные работы на спиральной камере. Заменить люк для попадания в спиральную камеру с силовым крепежом.

Статор. Статор гидротурбины состоит из четырех частей совместно отлитых поясов и колонн. Всего в статоре 10 колонн. Материал статора - сталь 30Л. Статор гидротурбины литой, материал поясов статора и колонн, исходя из анализа ремонтной документации, плотный без литейных дефектов. Входные кромки колонн статора имеют износ 5-10 мм практически по всей высоте, выходные кромки имеют незначительный износ. Конструкция статоров подвержена незначительной коррозии 1-2 мм. На колоннах статора в зоне их сопряжения с поясами трещин усталостного характера не обнаружено.

Необходимо произвести восстановительные работы на статоре гидротурбины, восстановить геометрический профиль колонн статора.

В 1990 году СКБ «Гидротурбобаш» были выполнены проверочные расчеты напряженно-деформированного состояния статора с металлической спиральной камерой. Результаты показали, что максимальные напряжения в колоннах статора для случая максимального напора составляют 53 МПа (при допустимом напряжении 130 МПа). Максимальные напряжения в поясах статора – 6 МПа. Таким образом, условия прочности по колоннам и поясам статора на тот период выполнялись.

В 2010 году ОАО «ORGRES» провел исследование остаточного ресурса закладных частей и гидроагрегатов на базе обобщения ремонтной и эксплуатационной документации, а также провел визуальное обследование и вынес решение:

- состояние закладных частей (спиральная камера и статор гидротурбины) работоспособное;
- напряжения в элементах закладных частей гидротурбины не превышают допустимых значений;
- коэффициенты запаса по коррозионно-усталостной прочности значительно выше нормативных;



- с учетом остаточного ресурса гарантируется безаварийная работа закладных частей гидротурбин (статор, спиральная камера) в течении 30-40 лет после реконструкции;

- статоры и спиральные камеры агрегатов №1 и №2 можно сохранить для дальнейшей эксплуатации.

На основании вышеизложенного, при модернизации принимается решение:

- сохранить статоры и спиральные камеры для дальнейшей эксплуатации;
- на колоннах статоров выполнить мероприятия по восстановлению их геометрического профиля.

Камера рабочего колеса. Камера рабочего колеса сферическая, изготовлена из конструктивной стали с облицовкой из нержавеющей стали. За многолетний период эксплуатации камера рабочего колеса подверглась сильному интенсивному гидроабразивному и кавитационному износу, о чем свидетельствуют наплавки металла значительной части поверхности. Зафиксированы трещины в сварочных швах облицовки. При простукивании имеет место бухтение камеры.

Таким образом, состояние камеры рабочего колеса следует считать предельным. Камера подлежит вырубке и замене на новую, изготовленную полностью из нержавеющей стали. При вырубке камеры необходимо восстановить монтажные штрабы и анкера для раскрепления камеры домкратами и талрепами.

Нижнее кольцо направляющего аппарата. Зафиксирован значительный износ нижнего кольца направляющего аппарата.

Нижнее кольцо направляющего аппарата подлежит вырубке и замене на новое.

Облицовка конуса отсасывающей трубы

Облицовку конуса отсасывающей трубы следует оставить для дальнейшей эксплуатации. Предусмотреть замену люка в конусе отсасывающей трубы с силовым крепежом.

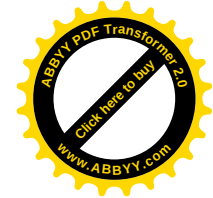
До проведения модернизации необходимо провести инструментальное обследование по статорам гидротурбин и металлическим спиральным камерам для определения остаточного ресурса, произвести восстановительные работы с целью сохранения их для дальнейшей эксплуатации.

Состояние рабочих механизмов гидротурбин агрегатов Г-1 и Г-2

В 1960 году гидротурбины на агрегатах Г-1 и Г-2 были заменены с сохранением существующих закладных частей.

Рабочие механизмы агрегатов Г-1 и Г-2 в конструктивном отношении аналогичны и имеют схожее техническое состояние, поэтому ниже приводится описание рабочих механизмов одного агрегата.

Направляющий аппарат. Направляющий аппарат состоит из крышки гидротурбины, верхнего кольца, 24 лопаток, подшипников лопаток, нижнего кольца, регулирующего кольца и механизма поворота лопаток. Износ крышки незначительный. В верхнем и нижнем кольцах сильно изношены бронзовые



втулки цапф лопаток. Вертикальные каналы в лопатках для подачи густой смазки забиты. На лопатках направляющего аппарата значительно изношены верхние и нижние цапфы, тело лопаток изношено незначительно. В системе кинематики изношены трущиеся поверхности.

Направляющий подшипник. Направляющий подшипник с обрешиненными вкладышами, заключенными в кольцевой корпус. Подшипник работает на водяной смазке. При эксплуатации отмечается динамика увеличения боя вала из-за смятия опорных конструкций и износа резиновых вкладышей. Ненадежная работа уплотнения приводит к затоплению крышки турбины.

Рабочее колесо. Рабочее колесо поворотного-лопастного типа, номинальным диаметром 4,0 м с шестью лопастями. Лопасти изготовлены из нержавеющей стали. Лопасти и корпус рабочего колеса имеют сильный кавитационный и абразивный износ. На них были проведены многочисленные ремонтные работы, профиль лопастей искажен и не соответствует проектному. Корпус рабочего колеса, в связи с сильным износом, в 2006 году был заменен на новый, заводского исполнения.

Вал турбины. Отмечен повышенный износ облицовки вала. Облицовка восстанавливается в заводских условиях примерно 1 раз в 8 лет. Значительный износ отверстий вала фланцевого соединения под крепежные болты.

Маслоприемник. Зафиксирован износ бронзовых втулок и штанг. Кроме этого, на Г-1 отмечен повышенный уровень вибрации опорных конструкций, а также повышенное биение вала в зоне направляющих подшипников (на турбинном подшипнике бой вала в межремонтный период за 4 года увеличивался до 2,0 мм).

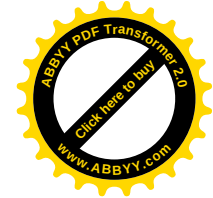
Регулятор частоты вращения. Установленный гидромеханический регулятор РК-100 - устаревшей конструкции. Поверхности золотников, букс, игл имеют значительный износ. Регулятор не обеспечивает гарантий регулирования гидротурбины при сбросах нагрузки. В связи с износом регулятора частоты вращения комбинаторная зависимость и настройка по напору устанавливаются вручную, что приводит к нерасчетным динамическим усилиям на лопасти гидротурбины.

Маслонапорная установка. Маслонасосы, аппаратура и арматура МНУ имеют значительный износ, устарели и не отвечают современным требованиям.

Контрольно-измерительная аппаратура. Контрольно-измерительная аппаратура имеет значительный физический износ и морально устарела. Типы и объем контрольно-измерительной аппаратуры не соответствуют современным эксплуатационным требованиям.

Таким образом, рабочие механизмы турбин агрегатов Г-1 и Г-2 физически и морально устарели. Основные узлы гидротурбины – поворотное-лопастное рабочее колесо, направляющий подшипник имеют значительный износ.

Согласно результатам технического аудита, проведенного по Постановлению Кабинета Министров Республики Узбекистан № 72 от 15 марта 2011 года, и концепции модернизации оборудования УП «Фархадская ГЭС», утвержденной ГАК «Узбекэнерго», необходима полная замена рабочих



механизмов гидротурбины, регуляторов частоты вращения, МНУ и вспомогательного оборудования гидротурбины.

После окончания работ по модернизации гидротурбин необходимо выполнить комплексные натурные испытания оборудования.

Выбор типоразмера гидротурбин агрегатов Г-1 и Г-2

Установленные на агрегатах Г-1 и Г-2 поворотно-лопастные гидротурбины с рабочим колесом ПЛ-587 диаметром 4,0 м подлежат замене. При этом часть закладных частей, к которым относятся: статор гидротурбины, металлическая спиральная камера, облицовка шахты турбины, коническая часть отсасывающей трубы и закладные трубопроводы, сохраняются для дальней эксплуатации, а камера рабочего колеса, нижнее кольцо направляющего аппарата, пришедшие в полную негодность, подлежат вырубке и заменена новые.

Сохраняемые закладные части предопределили габариты новых рабочих колес ($D_1 = 4000 \text{ мм}$) и направляющего аппарата ($D_0 = 1,24D_1 = 4960 \text{ мм}$).

Металлические спиральные камеры с круглым сечением имеют относительно небольшие размеры сечений для турбин данной быстроходности ($\alpha = V/H_p = 1,07$, против предусмотренных ОСТом 0,7 – 0,8), что в какой то мере может сказаться на КПД гидротурбины.

Отсасывающая труба выполнена с малой относительной глубиной $h = 1,8D_1$ против обычно применяемых $h = (1,9 \div 2,3)D_1$, что может привести к неустойчивой работе гидротурбины на некоторых режимах работы.

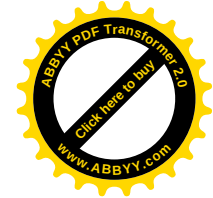
Модернизация гидротурбины производится при заданной отметке заложения оси направляющего аппарата с рассмотрением вопроса об увеличении мощности.

Выбор типа рабочего колеса поворотно-лопастной гидротурбины производился на основании анализа мировых достижений, а также путем консультаций с фирмой ООО «Харьковтурбоинжиниринг», имеющей большой опыт в этой области и лицензию на право выполнения проектных работ по созданию гидротурбинных установок.

По данным ООО «Харьковтурбоинжиниринг», модельное рабочее колесо диаметром 350 мм типа Каплан для напоров 30–40 м при оптимальных приведенных оборотах ($n'_1 = 125 \text{ об/мин}$) будет иметь следующие единичные приведенные параметры:

$Q'_1, \text{ л/сек}$	600	800	1100	1400
σ	0,21	0,28	0,37	0,44
$\eta_{\text{мод}} \%$	89,2	91,0	91,2	89,0

Указанным вышеприведенным параметрам наиболее полно отвечает номенклатурное рабочее колесо типа ПЛ 40/587а, испытанное на стендах ЛМЗ (Санкт-Петербург) и хорошо зарекомендовавшее себя на многих действующих станциях.



При диаметре модели $D_1 = 460 \text{ мм}$ и оптимальных приведенных оборотах $n'_1 = 1230 \text{ об/мин}$ рабочее колесо имеет следующие приведенные единичные параметры:

$Q'_1, \text{ л/сек}$	600	800	1100	1400
σ	-	0,15	0,27	0,42
$\eta_{\text{мод}} \%$	88,7	89,6	90,3	89,9

Номенклатурное рабочее колесо ПЛ 40/587а имеет в среднем на 1% ниже натурное КПД по сравнению с предложенным ООО «Харьковтурбоинжиниринг», но в тоже время имеет намного лучшие кавитационные коэффициенты σ . Это очень важно для выбора турбин агрегатов Г-1 и Г-2 при назначении допустимых высот отсасывания в условиях существующего заложения гидротурбины и стремления к увеличению мощности.

При разработке ПТЭО рабочее колесо ПЛ 40/587а было принято за основу для решения модернизации гидротурбин агрегатов Г-1 и Г-2.

На следующих стадиях проектирования универсальная характеристика рабочего колеса ПЛ 40/587а заводом-изготовителем должна быть откорректирована в результате проведения стендовых модельных испытаний в проточной части турбины, подобной существующей с учетом уменьшенных сечений спиральной камеры и относительно низкой отсасывающей трубы.

В настоящем ПТЭО выбор параметров гидротурбин агрегатов Г-1 и Г-2 производится по номенклатурной универсальной характеристике №2431 ЛМЗ при существующем заложении и диаметре $D_{\text{р.к.}} = 4,0 \text{ м}$.

Допустимый коэффициент кавитации и величина приведенного расхода определялись из условия обеспечения бескавитационной работы агрегата во всем диапазоне напоров и нагрузок при существующей высоте отсасывания - минус 3,5 м, исходя из номенклатурной формулы:

$$H_s = B - \frac{\nabla}{900} - H_d - \sigma H - 1,5 = \text{минус } 3,5; \sigma = 0,38; Q'_1 = 1,32 \text{ м}^3/\text{с}$$

С проверкой по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla}{900} - H_d - 1,2\sigma H = - 3,5; \sigma = 0,36; Q'_1 = 1,29 \text{ м}^3/\text{с} \text{ (принятый вариант).}$$

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определялся по номенклатурной формуле:

$$\frac{1-\eta_n}{1-\eta_m} = (1-x) + x \sqrt{\frac{\text{Re}_m}{\text{Re}_n}}; \text{ при } x = 0,75$$
$$\Delta\eta = \eta_n - \eta_m = 3,3\%$$

Так как на агрегатах Г-1 и Г-2 замене подлежат не только гидротурбины, но и гидрогенераторы, представилась возможность уточнения номинальной частоты вращения. Номинальные обороты существующего агрегата 187,5 об/мин изменены на 166,7 об/мин, чем обеспечивается работа турбины в оптимальной зоне.

Таким образом, при определении натуральных параметров гидротурбины, были приняты следующие исходные данные:

- диаметр рабочего колеса – 4,0 м;
- отметка средней линии направляющего аппарата – 284,2 м;
- минимальная отметка нижнего бьефа, при которой обеспечивается бескавитационная работа гидротурбины – 286,0 м;
- расчетный напор – 30,3 м;
- обеспеченная высота отсасывания (отсчитываемая от оси разворота лопастей рабочего колеса) при отметке нижнего бьефа 286,0 м – минус 3,5 м.

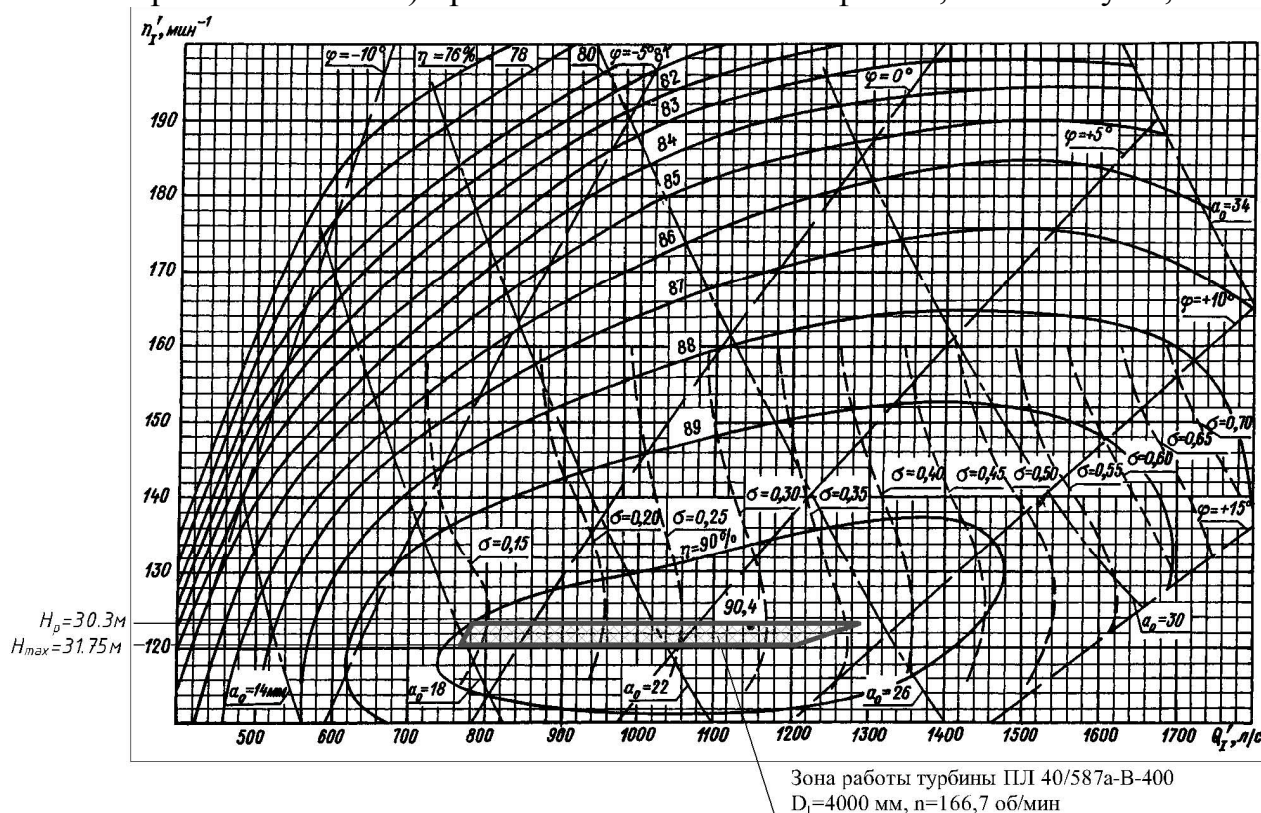


Рис. 3.1. Универсальная характеристика турбины ПЛ 40/587а-В-400.

Исходя из вышеизложенных условий, натурная гидротурбина будет иметь следующие параметры:

- типоразмер – ПЛ 40/587а-ВМ-400;
- диаметр рабочего колеса – 4,0 м;
- номинальная частота вращения – 166,7 об/мин;
- разгонная частота вращения – 300 об/мин;
- номинальная мощность при $H_p=30,3$ м – 31,5 МВт;
- максимальная мощность при $H_{\text{макс}}=31,7$ м – 33,7 МВт;
- максимальный КПД – 93,7%;
- допускаемая высота отсасывания при $H_{\text{макс}}$ и $N_{\text{макс}}$ – минус 3,5 м.

Единичные приведенные параметры гидротурбины:

- кавитационный коэффициент σ – 0,36;
- приведенный расход Q_r' – 1,29 м³/сек;
- КПД в оптимуме – 90,4%;
- приведенные обороты с учетом поправки $\Delta n_r'$ – 123,4 об/мин.

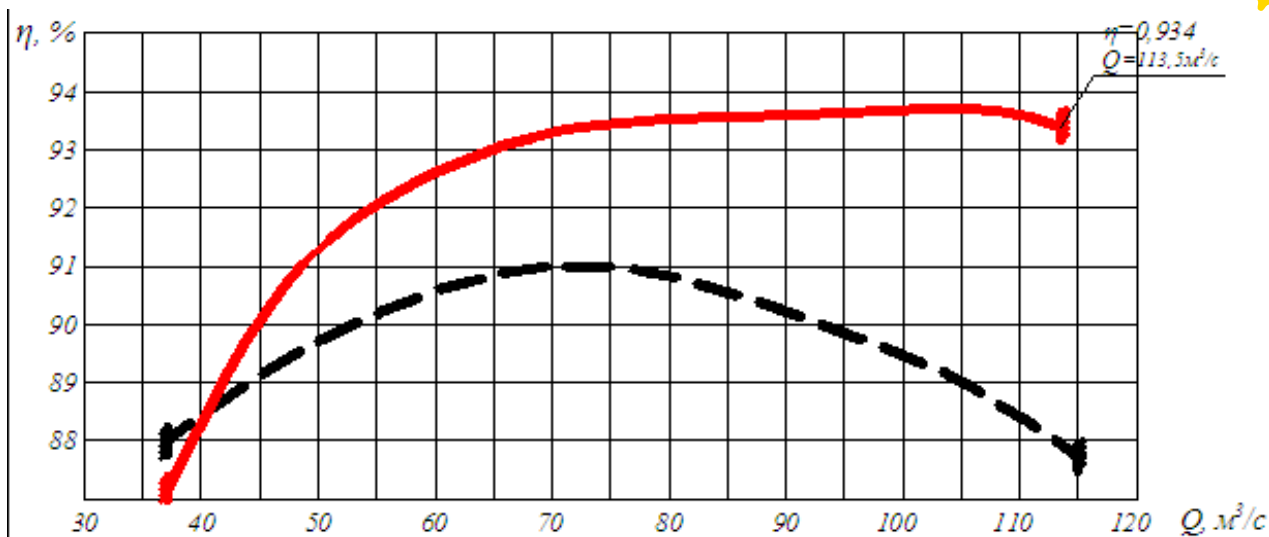


Рис. 3.2. Зависимость к.п.д. турбины от расхода при $H_p=30,3$ м (агр. Г-1 и Г-2).

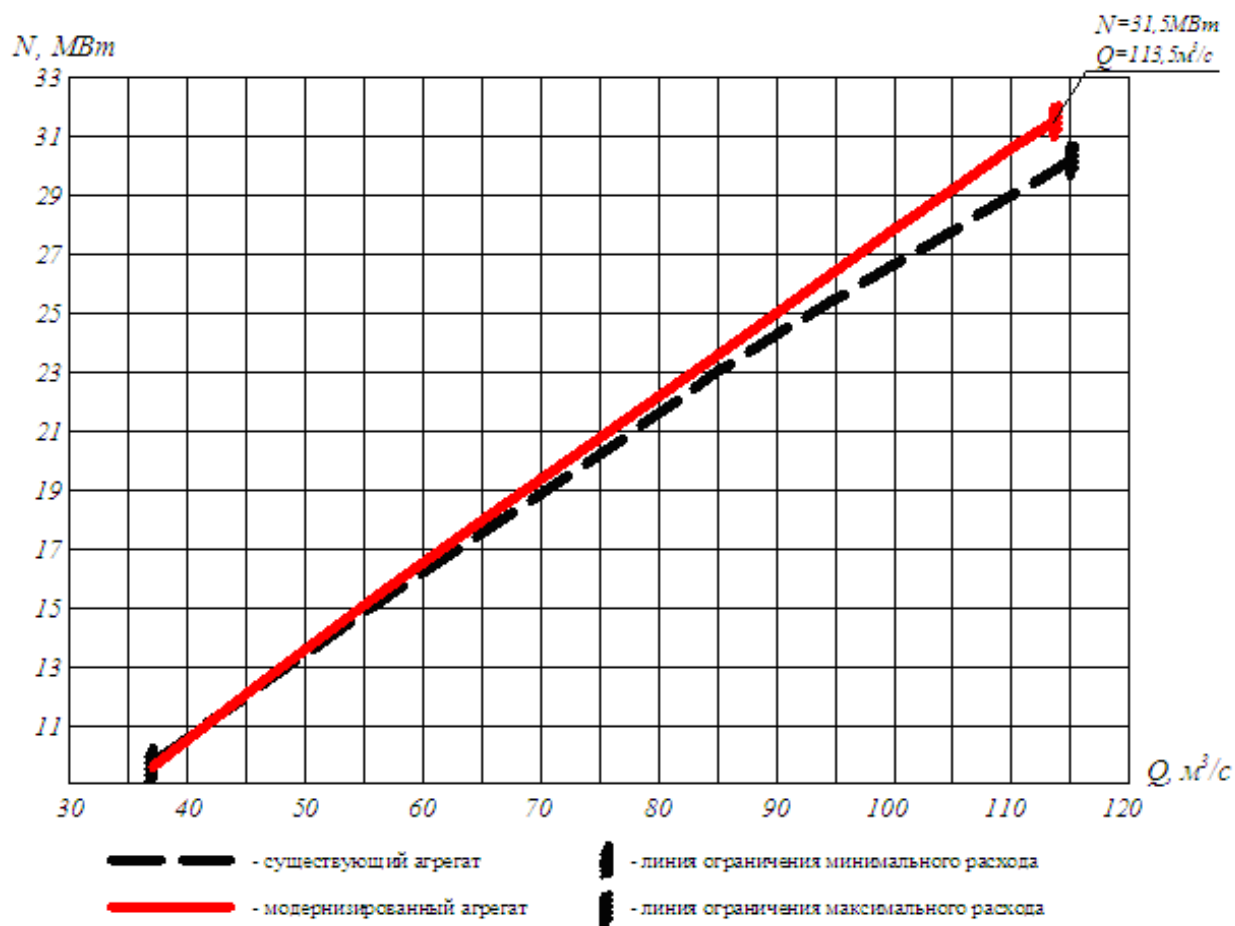
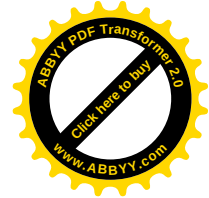


Рис. 3.3. Зависимость мощности турбины от расхода при $H_p=30,3$ м (агр. Г-1 и Г-2).



3.1.4. Гидротурбины агрегатов Г-3 и Г-4: оценка состояния, объем модернизации

Состояние закладных частей гидротурбин агрегатов Г-3 и Г-4

Закладные части гидротурбин агрегатов Г-3 и Г-4 в конструктивном отношении аналогичны и имеют схожее техническое состояние, поэтому ниже приводится описание закладных частей одного агрегата.

Спиральная камера. Радиально-осевая гидротурбина имеет металлическую спиральную камеру круглого сечения, с углом охвата 349° , толщиной облицовки 20 мм. Спиральная камера и статор соединены между собой заклепками по верхнему и нижнему поясам статора. Износ облицовки спиральной камеры незначительный, не превышает 10% проектной толщины. Трещин в металлической облицовке и сварных швах не зафиксировано. Прилегание облицовки к бетону плотное.

Необходимо произвести восстановительные работы на спиральной камере. Заменить люк для попадания в спиральную камеру с силовым крепежом.

Статор. Статор гидротурбины состоит из пяти частей совместно отлитых поясов и колонн. Всего в статоре десять колонн. Статор гидротурбины литой, материал поясов статора и колонн, исходя из анализа ремонтной документации, плотный без литейных дефектов. Входные кромки колонн статора имеют износ 5-10 мм практически по всей высоте, выходные кромки имеют незначительный износ 2-3 мм. Конструкция статоров подвержена незначительной коррозии 1-2 мм. На колоннах статора в зоне их сопряжения с поясами трещин усталостного характера не обнаружено.

Необходимо произвести восстановительные работы на статоре гидротурбины, восстановить геометрический профиль колонн статора.

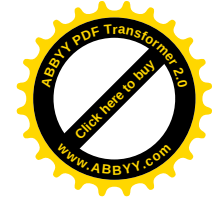
Фундаментное кольцо. Фундаментное кольцо литое, заложено в бетон. Износ наружной поверхности кольца незначительный.

Фундаментное кольцо следует оставить для дальнейшей эксплуатации. Необходимо произвести восстановительные работы.

Облицовка конуса отсасывающей трубы. Облицовку конуса отсасывающей трубы следует оставить для дальнейшей эксплуатации. Заменить люк в конусе отсасывающей трубы с силовым крепежом.

В 1990 году СКБ «Гидротурбомаш» провел техническое обследование гидротурбинного оборудования агрегатов Г-3 и Г-4. Были выполнены проверочные расчеты на прочность статора с металлической спиральной камерой. Результаты проведенного расчета показали, что максимальные напряжения в колоннах статора для случая максимального напора составляют 63,7 МПа (при допустимом напряжении 130 МПа). Максимальные напряжения в поясах статора – 18,9 МПа (при допустимом напряжении 130 МПа). Таким образом, условия прочности по колоннам и поясам статора на тот период выполнялись.

В 2010 году ОАО «ORGRES» провел исследование остаточного ресурса закладных частей и гидроагрегатов на базе обобщения ремонтной и



эксплуатационной документации, а также провел визуальное обследование. По итогам исследования был составлен технический отчет и вынесено решение:

- состояние закладных частей (спиральная камера и статор гидротурбины) работоспособные;
- напряжения в элементах закладных частей гидротурбины не превышают допустимых значений;
- коэффициент запаса по коррозионно-усталостной прочности значительно выше нормативного;
- с учетом остаточного ресурса гарантируется безаварийная работа закладных частей гидротурбин (статор, спиральная камера) в течении 30-40 лет после реконструкции;
- статоры и спиральные камеры агрегатов №3 и №4 можно сохранить для дальнейшей эксплуатации.

На основании вышеизложенного при модернизации гидротурбин агрегатов Г-3 и Г-4 принимается решение:

- статоры, спиральные камеры и фундаментные кольца сохраняются для дальнейшей эксплуатации;
- на колоннах статоров выполняются мероприятия по восстановлению их геометрического профиля;
- на спиральных камерах и фундаментных кольцах производятся восстановительные работы;
- заменяются люки в спиральных камерах и конусах отсасывающих труб.

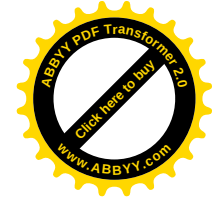
До проведения модернизации провести инструментальное обследование по статорам гидротурбин, металлическим спиральным камерам и фундаментным кольцам для определения остаточного ресурса, произвести восстановительные работы с целью сохранения их для дальнейшей эксплуатации.

Состояние рабочих механизмов гидротурбин агрегатов Г-3 и Г-4

Рабочие механизмы агрегатов Г-3 и Г-4 в конструктивном отношении аналогичны и имеют схожее техническое состояние, поэтому ниже приводится описание рабочих механизмов одного агрегата.

Рабочее колесо. Рабочее колесо радиально-осевого типа, номинальным диаметром 4,064 м. В связи с многолетней эксплуатацией на рабочем колесе зафиксирован усталостный износ лопастей в виде сквозных трещин, расположенных на выходных кромках в зоне ступицы. На выходных кромках лопастей в зоне нижнего обода зафиксирован кавитационный износ средней степени. Лабиринтные уплотнения на рабочем колесе отсутствуют. Зазор между нижним ободом рабочего колеса и нижним кольцом направляющего аппарата составляет около 30 мм.

Необходима замена рабочего колеса на новое современное, выполненное из нержавеющей стали, обладающее более высокими энергетическими и кавитационными показателями с большей пропускной способностью. При



замене рабочего колеса следует рассмотреть вопрос увеличения мощности на агрегате.

Крышка турбины. Крышка турбины стальная. Степень кавитационного и гидроабразивного износа незначительная, не превышает 5% от проектного профиля. В металле и сварных соединениях крышки усталостных трещин не обнаружено.

Замена крышки турбины не требуется. В связи с длительным сроком эксплуатации требуется полная замена силового крепежа крышки турбины.

Направляющий аппарат. Направляющий аппарат состоит из крышки гидротурбины, верхнего кольца, 20 лопаток, подшипников лопаток, нижнего кольца, регулирующего кольца и механизма поворота лопаток. Износ тела стальных лопаток незначительный. Зафиксирован сильный износ цапф лопаток. На верхнем кольце направляющего аппаратов сильно изношены втулки цапф лопаток. В сервомоторах зафиксирован износ уплотнительных манжет.

Состояние направляющего аппарата работоспособное, его следует сохранить для дальнейшей эксплуатации. Необходимо восстановить изношенные цапфы лопаток направляющего аппарата, а также проектный профиль лопаток, поменять срезные пальцы, рассмотреть возможность устройства на лопатках уплотнений по перу и по торцам. Заменить в системе кинематики направляющего аппарата все втулки на выполненные из антифрикционных материалов. После замены манжет сервомоторы могут быть сохранены для дальнейшей эксплуатации.

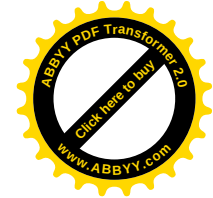
Направляющий подшипник. Направляющий подшипник - баббитовый на масляной смазке. В эксплуатационном отношении подшипник работает надежно. Трещин на опорных конструкциях подшипника не зафиксировано. На гидротурбине агрегата Г-3 подшипник перегревается. Для уменьшения температуры эксплуатации установила выносную систему охлаждения. Уплотнение вала турбины сальниковое, из-за отсутствия качественной сальниковой набивки и из-за износа рубашки вала отмечены протечки воды через уплотнения.

Необходимо выполнить модернизацию системы охлаждения подшипника и уплотнения вала турбины с применением современных решений. После модернизации направляющий подшипник следует сохранить для дальнейшей эксплуатации.

Вал турбины. Трещин в зоне фланцевых соединений вала гидротурбины и гидрогенератора не зафиксировано. Имеется износ шейки вала в зоне установки турбинного подшипника.

Необходимо заменить болтовые соединения фланцев вала гидротурбины с валом гидрогенератора, а также вала гидротурбины с рабочим колесом. Предусмотреть восстановление шейки вала в зоне установки турбинного подшипника в связи с износом.

Регулятор частоты вращения. В настоящее время установлен гидромеханический регулятор РК-100 устаревшей конструкции. Поверхности золотников, букс, игл имеют значительный износ. Регулятор не обеспечивает



гарантий регулирования гидротурбины при сбросах нагрузки, что может привести к серьезным авариям.

Необходимо заменить регулятор частоты вращения на новый с блоком цифровой обработки сигналов, установить на валу гидротурбины комплект датчиков оборотов и датчик боя вала.

Маслонапорная установка. Маслонасосы, аппаратура и арматура МНУ рассчитаны на давление 20 кг/см^2 , имеют значительный износ. Отсутствует система автоматической подкачки воздуха в котлы МНУ. Трещин в сварных швах и стенках котла не обнаружено.

Необходима замена системы МНУ комплектно с установкой современной системы контрольно-измерительной аппаратуры. Давление в системе регулирования 20 кг/см^2 следует сохранить, так как изменение давления повлечет за собой практически полную замену деталей гидротурбины. Замена котла МНУ не требуется.

Контрольно-измерительная аппаратура. Контрольно-измерительная аппаратура имеет значительный физический износ, устарела и не отвечает современным требованиям.

Вся контрольно-измерительная аппаратура подлежит замене.

Согласно результатам технического аудита, проведенного на основании Постановления Кабинета Министров Республики Узбекистан №72 от 15 марта 2011 года, и концепции модернизации оборудования УП «Фархадская ГЭС», утвержденной ГАК «Узбекэнерго», необходимо выполнить модернизацию гидротурбин агрегатов Г-3 и Г-4 с заменой рабочих колес и с сохранением для дальнейшей эксплуатации спиральных камер, статоров, фундаментных колец и механизмов гидротурбин. Также необходима замена регуляторов частоты вращения и МНУ.

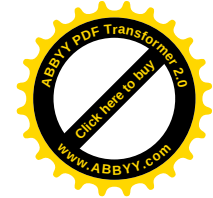
После окончания работ по модернизации агрегатов Г-3 и Г-4 необходимо выполнить комплексные натурные испытания.

Выбор типоразмера рабочих колес агрегатов Г-3 и Г-4

Выбор типа рабочего колеса радиально-осевой гидротурбины производился также на основании анализа мировых достижений и консультации с фирмой ООО «Харьковтурбоинжиниринг». Фирма для напоров 30 – 40 м рекомендует модельное радиально-осевое рабочее колесо типа Френсис. При оптимальных приведенных оборотах $n'_l = 87,0 \text{ об/мин}$ модельное рабочее колесо диаметром 460 мм имеет следующие единичные приведенные параметры:

$Q'_l, \text{ л/сек}$	800	1100	1300	1400
σ	-	0,2	0,2	0,25
$\eta_{\text{мод}} \%$	84,5	92,0	91,0	88,8

Наиболее полно этим параметрам отвечает радиально-осевое номенклатурное рабочее колесо РО 45/820, испытанное на стендах ЛМЗ с диаметром модели 460 мм. При оптимальных приведенных оборотах $n'_l = 82,5 \text{ об/мин}$ рабочее колесо имеет следующие приведенные единичные параметры:



$Q'_l, л/сек$	800	1100	1300	1400
σ	-	0,13	0,18	0,22
$\eta_{mod} \%$	81,5	91,0	90,7	88,5

Номенклатурное рабочее колесо РО 45/820 имеет натурное КПД несколько ниже, по сравнению с предложенным ООО «Харьковтурбоинжиниринг» (0,5 ÷ 1,0 %), но в тоже время имеет лучшие кавитационные коэффициенты σ . Это очень важно для гидротурбин агрегатов Г-3 и Г-4 при назначении допустимых высот отсасывания из условия бескавитационной работы турбины во всем диапазоне напоров и нагрузок при существующем заложении и стремлении к увеличению мощности.

Номинальная частота вращения 107,14 об/мин для гидротурбин агрегатов Г-3 и Г-4 не подлежит ревизии, так как гидрогенераторы сохраняются для дальнейшей эксплуатации, эта же частота вращения для условий Фархадской ГЭС является и оптимальной.

При разработке ПТЭО рабочее колесо РО 45/820 принято за основу модернизации гидротурбин агрегатов Г-3 и Г-4.

На дальнейшей стадии проектирования универсальная характеристика рабочего колеса РО 45/820 заводом-изготовителем должна быть откорректирована проведением стендовых модельных испытаний в проточной части турбины подобной существующей с учетом уменьшенных сечений спиральной камеры и относительно низкой отсасывающей трубы.

В настоящем ПТЭО выбор параметров гидротурбин агрегатов Г-3 и Г-4 производится по номенклатурной универсальной характеристике №2414 ЛМЗ при существующем заложении и диаметре $D_{p.k.} = 4,064 м$.

Допустимый коэффициент кавитации и величина приведенного расхода определялись из условия обеспечения бескавитационной работы агрегата во всем диапазоне напоров и нагрузок при существующей высоте отсасывания плюс 1,3 м.

Методика расчета основных параметров гидротурбин агрегатов Г-3 и Г-4 аналогична методике расчета гидротурбин агрегатов Г-1 и Г-2.

Таким образом, при определении натуральных параметров гидротурбины агрегатов Г-3 и Г-4, были приняты следующие исходные данные:

- диаметр рабочего колеса – 4,064 м;
- отметка средней линии направляющего аппарата – 287,3 м;
- минимальная отметка нижнего бьефа, при которой обеспечивается бескавитационная работа гидротурбины – 286,0 м;
- расчетный напор – 30,3 м;
- обеспеченная высота отсасывания при отметке нижнего бьефа 286,0 м – плюс 1,3 м.

Исходя из вышеизложенных условий, натурная гидротурбина будет иметь следующие параметры:

- типоразмер – РО 45/820-ВМ-406,4;
- диаметр рабочего колеса – 4,064 м;
- номинальная частота вращения – 107,14 об/мин;

- разгонная частота вращения – 220 об/мин;
- номинальная мощность при $H_p=30,3$ м – 34,7 МВт;
- максимальная мощность при $H_{\max}=31,7$ м – 37,1 МВт;
- максимальный КПД – 95,1%;
- допускаемая высота отсасывания при $H_{\max}$ и $N_{\max}$ – плюс 1,3 м.

Единичные приведенные параметры гидротурбины:

- кавитационный коэффициент $\sigma = 0,25$;
- приведенный расход $Q'_i - 1,42$ м³/сек;
- КПД модели в оптимуме – 92,1%;
- приведенные обороты с учетом поправки $\Delta n'_i - 79,2$ об/мин.

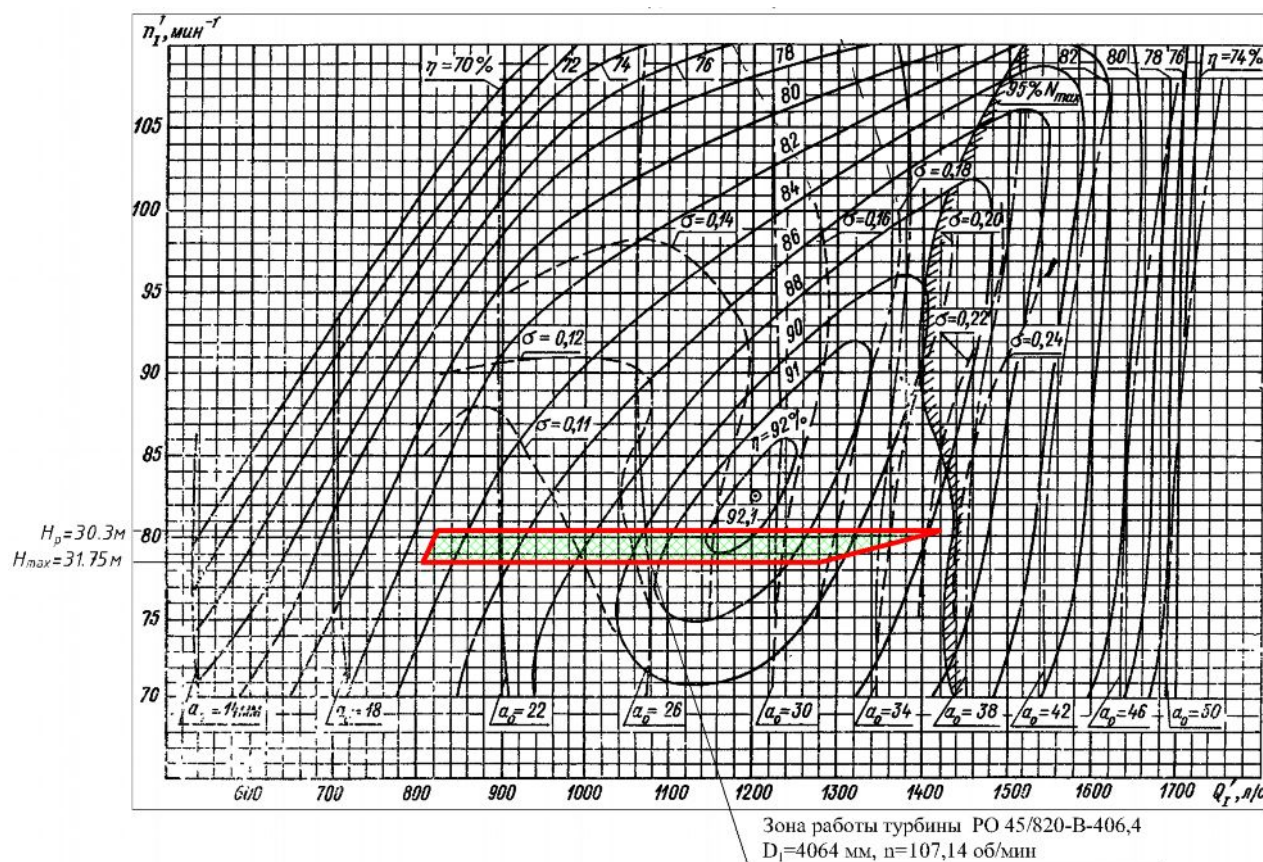


Рис. 3.4. Универсальная характеристика турбины PO 45/820-B-406,4.

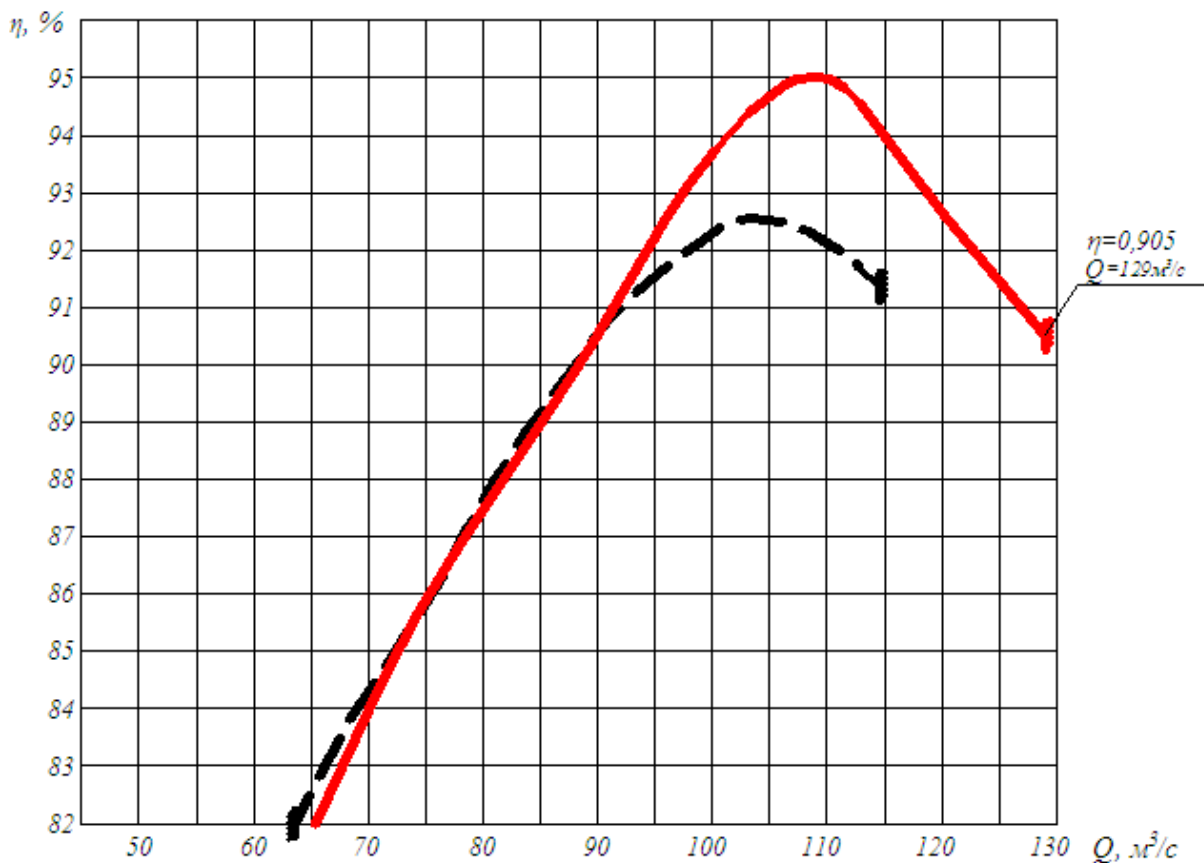


Рис. 3.5. Зависимость к.п.д. турбины от расхода при $H_p=30,3$ м (агр. Г-3 и Г-4).

Зависимость мощности турбины от расхода при $H_p=30,3$ м (агр. Г-3 и Г-4)

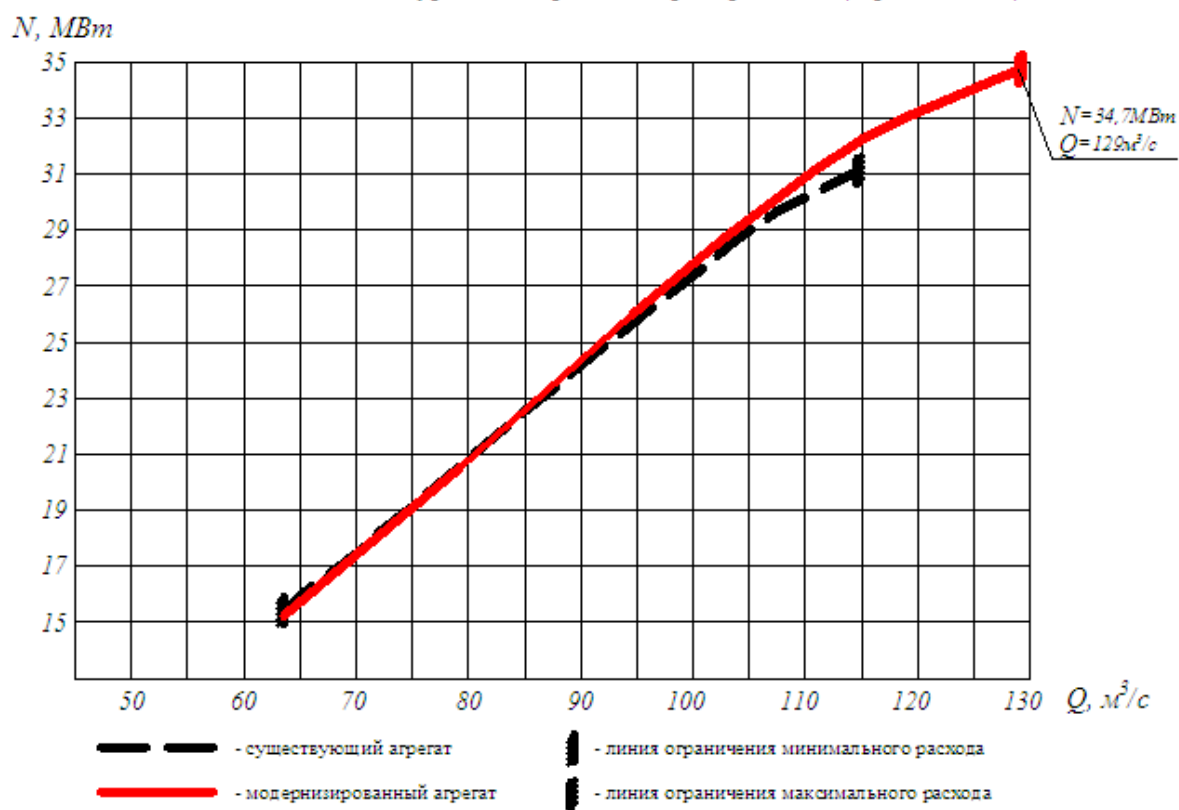
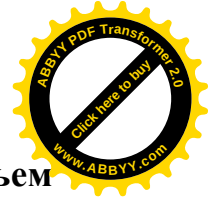


Рис. 3.6. Зависимость мощности турбины от расхода при $H_p=30,3$ м (агр. Г-3 и Г-4).



3.2. Гидрогенераторы агрегатов Г-1 и Г-2: оценка состояния и объем модернизации

3.2.1. Состояние гидрогенераторов агрегатов Г-1 и Г-2

Гидрогенераторы агрегатов Г-1 и Г-2 в конструктивном отношении аналогичны и имеют схожее техническое состояние, поэтому ниже приводится описание одного гидрогенератора.

Гидрогенератор СВ 570/145-32 подвесного типа с двумя направляющими подшипниками. Гидрогенератор с гидротурбиной соединяются с помощью фланцевого соединения.

Статор

Статор гидрогенератора - круглый разъемный, состоит из четырех частей. Корпус статора сварен из листовой стали. Сердечник статора набран из сегментов электротехнической стали, покрытых лаком с обеих сторон. Обмотка статора - волновая микалентная компаундированная. С момента пуска в 1960 году обмотка статора агрегата Г-1 не заменялась. Обмотка статора агрегата Г-2 в 1982 году была полностью заменена на новую, того же типа. За длительное время эксплуатации обмотки обоих агрегатов износились.

Температура железа и обмоток находятся на границе допустимых значений. Статор гидрогенератора устаревшей конструкции, пониженной жесткости, что приводит к повышению вибрации корпуса статора. Для снижения вибрации эксплуатация установила распорные домкраты между корпусом статора и вентиляционным кожухом. Степень искажения формы статора превышает допустимые значения.

Ротор. В 2006 году на остовете ротора агрегата Г-1 была зафиксирована трещина длиной 800 мм. Трещина была разделана и заварена.

На агрегатах Г-1 и Г-2 зафиксированы случаи витковых замыканий полюсов ротора.

Подпятник. Зафиксирован повышенный износ посадочного места на валу под втулку, что привело к излому вала и не обеспечивает посадку втулки нагорячую с натягом. Это привело к неперпендикулярности ступицы к валу и, как следствие, к повышению вибрации. Маслоохладитель подпятника неудачной конструкции.

Направляющие подшипники. Верхний и нижний подшипники - сегментные баббитовые на винтовых опорах на масляной смазке. Зафиксированы трещины в сварочных швах втулок опорных болтов. Отмечена неудачная конструкция маслоохладителей.

Верхняя крестовина. Конструкция верхней крестовины не жесткая. В пределах верхней крестовины размещен верхний направляющий подшипник, при передаче радиальных нагрузок имеет место вибрации.

Система возбуждения. Существующая система возбуждения типа «ТВГ-1000» для генератора агрегата №1 типа СВ 570/145-32 Фархадской ГЭС выполнена по разработке 1979 г.

Обеспечивать безаварийную работу этой системы эксплуатационному персоналу с каждым годом становится все труднее по следующим причинам:



- система ТВГ-1000 полностью выработала свой технический ресурс;
- учащаются случаи отказа полупроводниковых элементов;
- характеристики отдельных функциональных элементов уходят от заданных параметров.

Завод «Уралэлектротяжмаш» прекратил производство данных систем возбуждения. Поэтому невозможно приобрести запасные части в виде отдельных функциональных блоков или печатных плат. Сняты с производства силовые тиристоры, которыми укомплектован силовой преобразователь. Существующая система ТВГ-1000 оснащена аналоговыми морально и физически устаревшими устройствами управления.

Существующая электромашинная система возбуждения для генератора агрегата №2 типа СВ 570/145-32 Фархадской ГЭС находится в эксплуатации с 1960 г.

Обеспечивать безаварийную работу системы эксплуатационному персоналу с каждым годом становится все труднее по следующим причинам:

- система полностью выработала свой технический ресурс;
- большой износ коллектора.

При замене агрегата приспособливать существующую систему возбуждения к новому генератору нецелесообразно.

В связи с указанными причинами возникла необходимость произвести замену систем возбуждения на генераторах №1, №2 Фархадской ГЭС.

Система управления агрегатом. Щиты автоматического управления агрегатом - устаревшей конструкции, укомплектованы аппаратурой на базе релейной техники, не обеспечивают надежной работы и требуют регулярного ремонта. Часть щитов разуконплектована и выведена в ручной режим управления.

В системе управления отсутствует мониторинг технологических параметров, и, как следствие, технологические защиты агрегата находятся в ручном режиме.

Принимая во внимание настоящее состояние генераторного оборудования, по результатам его специализированного обследования и технического аудита, проведенного на основании Постановления Кабинета Министров Республики Узбекистан № 72 от 15 марта 2011 года, гидрогенераторы агрегатов Г-1 и Г-2 подлежат замене на новые, современной конструкции, с привязкой к существующим фундаментам.

Выбор типа гидрогенераторов агрегатов Г-1 и Г-2, параметры нового оборудования

На агрегатах Г-1 и Г-2 установлены синхронные трехфазные вертикальные гидрогенераторы подвесного исполнения типа СВ570/145-32, которые подлежат замене. У новых гидрогенераторов номинальная частота вращения принята 166,7 об/мин.

С целью сохранения фундаментов и анкерных болтов гидрогенератор в конструктивном отношении должен быть аналогичным установленному.



Гидрогенератор должен быть вертикальным, подвесного исполнения. Через закрепленную на валу втулку и диск ротор должен опираться на неподвижные сегменты подпятника, помещенные в пределах верхней крестовины.

Верхний направляющий подшипник также должен находиться в пределах верхней крестовины, нижний направляющий подшипник – в нижней крестовине. На ней же должны быть установлены тормоза-домкраты.

Система вентиляции должна быть замкнутой воздушной с охлаждением воздуха водой с помощью воздухоохладителей.

Новый гидрогенератор должен иметь следующие параметры:

- | | |
|--------------------------------|--------------------------|
| – номинальная мощность | – 37750/30200 кВА/кВт; |
| – номинальная частота вращения | – 166,7 об/мин; |
| – разгонная частота вращения | – 220 об/мин; |
| – коэффициент мощности | – $\cos \varphi = 0,8$; |
| – напряжение | – 10,5 кВ; |
| – частота тока | – 50 Гц. |

3.2.2. Гидрогенераторы агрегатов Г-3 и Г-4: оценка состояния и объем модернизации

Состояние гидрогенераторов агрегатов Г-3 и Г-4

Гидрогенераторы агрегатов Г-3 и Г-4 в конструктивном отношении аналогичны и имеют схожее техническое состояние, поэтому ниже приводится описание одного гидрогенератора.

Гидрогенератор канадской фирмы Westinghouse вертикальный переменного тока типа 56-340х50. Гидрогенератор подвесного исполнения с двумя направляющими подшипниками, соединен с гидротурбиной с помощью фланцевого соединения.

Статор. Металлический корпус статора жесткий и надежно закреплен на фундаменте. Неравномерный нагрев железа статора отсутствует. Степень искажения формы статора не превышает допуска. Температура железа и обмоток статора не выше допустимой. Имеется незначительная контактная коррозия пакетов сердечника. Обмотки статоров микалентные компаундированные, на генераторах агрегатов Г-3 и Г-4 соответственно были заменены в 1972 и 1973 годах. На агрегате Г-4 из-за дефектов обмотки гидрогенератор не может нести номинальную нагрузку. Из-за повышенного износа воздухоохладителей система охлаждения работает не эффективно, что приводит к повышенному нагреву обмоток и железа статора.

Для обеспечения эксплуатационной надежности на гидрогенераторе необходимо заменить обмотку с компаундированной изоляцией на обмотку с терморезистивной изоляцией. При замене обмотки необходимо установить комплект терморезисторов. Требуется замена воздухоохладителей и разводящей системы коммуникаций. После выполнения мероприятий по замене обмотки статора и реконструкции системы охлаждения статор следует оставить для дальнейшей эксплуатации.



Ротор. За весь период эксплуатации замечаний и выявленных дефектов по стальным конструкциям ротора, снижающих эксплуатационную надежность, не было. На стальных конструкциях ротора не зафиксировано признаков усталости металла. Замена полюсов не требуется. Состояние работоспособное.

Для увеличения эксплуатационной надежности работы ротора необходимо выполнить работы по проверке плотности посадки обода на спицы ротора.

Подпятник. Подпятник на агрегате Г-4 сегментный баббитовый на винтовых опорах. На подпятнике агрегата Г-3 была проведена модернизация, связанная с заменой баббитовых сегментов на ЭМП-сегменты с проточкой зеркального диска. За весь период эксплуатации на опорных конструкциях трещин не обнаружено. Эксплуатационную надежность подпятника снижает повышенная температура масла в маслопроводе из-за неэффективной работы маслоохладителей, связанной с их физическим износом.

Необходима замена баббитовых и старых ЭМП-сегментов подпятника на новые. Также необходима замена маслоохладителей подпятника и датчиков термоконтроля, после чего подпятник может быть оставлен в работе.

Направляющие подшипники. Верхний и нижний подшипники гидрогенератора сегментные, баббитовые на масляной смазке. В межремонтный период эксплуатации подшипников наблюдается некоторое повышение температуры. Наличие трещин в сварных швах опорных элементов и корпусе не зафиксировано.

Верхний и нижний генераторные подшипники замены не требуют, но требуют модернизации системы охлаждения с целью стабилизации температуры сегментов.

Верхняя крестовина. Конструкция верхней крестовины жесткая. Наличие трещин в сварочных швах верхней крестовины не зафиксировано.

Система возбуждения. Существующая электромашинная система возбуждения для генераторов №3, № 4 Фархадской ГЭС канадской фирмы Westinghouse введена в работу 1948г.

Обеспечивать безаварийную работу системы эксплуатационному персоналу с каждым годом становится все труднее по следующим причинам:

- система полностью выработала свой технический ресурс;
- характеристики отдельных функциональных элементов уходят от заданных параметров.
- существующая система оснащена аналоговыми, морально и физически устаревшими устройствами управления.

В связи с указанными причинами возникла необходимость произвести замену систем возбуждения на генераторах №3, № 4.

Вновь устанавливаемая тиристорная система самовозбуждения генератора будет обеспечивать поддержание напряжения на выводах генератора на заданном уровне во всех эксплуатационных режимах.



Система управления агрегатом. Существующая система управления защиты для генераторов №3, № 4 Фархадской ГЭС выполнена канадской фирмой Westinghouse и находится в эксплуатации с 1948г. Релейная аппаратура полностью отработала свой технический ресурс и не отвечает современным требованиям.

Контрольно-измерительная аппаратура на агрегате частично демонтирована. В системе регулирования гидроагрегата №4 проводилась частичная реконструкция по замене одного маслососа на два. В системе регулирования гидроагрегата №3 установлен один маслосос.

При реконструкции системы регулирования и управления гидроагрегата №3 будет выполнена установка двух маслососов. На каждом гидроагрегате будут установлены новые контрольно-измерительные приборы в технологических системах и полностью заменены системы управления и защиты.

Согласно выводам технического аудита, проведенного на основании Постановления Кабинета Министров Республики Узбекистан №72 от 15 марта 2011 года, и концепции модернизации оборудования УП «Фархадская ГЭС», утвержденной ГАК «Узбекэнерго», необходимо выполнить модернизацию гидрогенераторов Г-3 и Г-4.

После проведения модернизации гидрогенераторов, с сохранением их основных узлов, должен быть проведен полный комплекс испытаний, а с заводом-изготовителем, выполняющим поставку оборудования в рамках модернизации, согласован дальнейший срок службы генераторного оборудования.

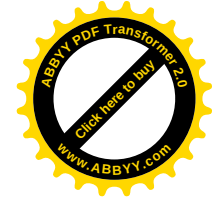
Модернизация гидрогенераторов агрегатов Г-3 и Г-4 и достигаемые параметры

На гидрогенераторах агрегатов Г-3 и Г-4 производится модернизация, которая включает в себя замену обмотки статора с компаундированной изоляцией на обмотку с термореактивной изоляцией и замену системы возбуждения на современную тиристорную, основанную на базе микропроцессорной техники, а также модернизацию других узлов гидрогенераторов согласно приложенной спецификации.

При модернизации гидрогенераторов частота вращения агрегатов Г-3 и Г-4 остается без изменения и составляет 107,14 об/мин.

Гидрогенератор должен иметь следующие параметры:

- | | |
|--------------------------------|-------------------------|
| – номинальная мощность | – 41125/33300 кВА/кВт; |
| – номинальная частота вращения | – 107,14 об/мин; |
| – разгонная частота вращения | – 220 об/мин; |
| – коэффициент мощности | – $\cos \varphi=0,81$; |
| – напряжение | – 10,5 кВ; |
| – частота тока | – 50 Гц. |



3.2.3. Масса основного гидроэнергетического оборудования

При модернизации гидросилового оборудования весовые характеристики (масса) гидротурбинного и генераторного оборудования приводится в таблице 3.2.

Таблица 3.2.

№	Наименование оборудования	Единица измерения	Масса на один агрегат
1.	Гидротурбина агрегата Г-1 или Г-2 без спиральной камеры и статора	т	177
2.	Рабочее колесо агрегата Г-3 или Г-4	т	37
3.	Регулятор частоты вращения агрегата Г-1 или Г-2	т	2
4.	Регулятор частоты вращения агрегата Г-3 или Г-4	т	2
5.	Маслонапорная установка агрегата Г-1 или Г-2	т	8
6.	Маслонапорная установка агрегата Г-3 или Г-4 без котла	т	7
7.	Генератор агрегата Г-1 или Г-2	т	382
8.	Обмотка статора генератора агрегата Г-3 или Г-4	т	39

3.2.4. Модернизация систем возбуждения агрегатов Г-1 ÷ Г- 4

Вновь устанавливаемая тиристорная система возбуждения генератора (СТС) выполняется на микропроцессорном оборудовании систем управления и защит, поставляется в комплекте с новыми гидрогенераторами и состоит из:

- тиристорного преобразователя;
- устройства начального возбуждения;
- устройства гашения поля;
- системы управления и регулирования;
- выпрямительного трансформатора;
- защитного сопротивления.

СТС выполняет автоматизированное управление устройствами системы возбуждения, обеспечивает функции контроля оборудования системы возбуждения, заключающиеся в отработке команд оператора или автоматики станции, информационные функции и т.д.

Технологическая связь с системой управления агрегата по командам управления выполняется посредством дискретных сигналов. Информационная - по интерфейсу RS485, с применением протокола ModBus RTU (или использование любого из промышленных протоколов Profibus, ModBus, CANOpen, DeviceNet и др.);

СТС комплектуется:

- местным пультом управления, обеспечивающим возможность оперативного управления режимами работы системы возбуждения и отображения текущей информации о ее работе;
- приборами с отградуированными в именованных единицах шкалами: «напряжение ротора», «ток ротора», «напряжение статора»;
- системой мониторинга;



- блоком цифрового осциллографа, обеспечивающим запись в память контроллера по запросу оператора, или автоматически при аварии, осциллограмм переходных процессов (например, при пуске, остановке и т.д.) с последующей возможностью перезаписи архива событий и осциллограмм на ПК;

- сервисным устройством (наладочно-диагностическим комплексом), обеспечивающим возможность настройки АРВ, его тестирования, настройки защит системы возбуждения при производстве пуско-наладочных и профилактических работ.

Пульт местного управления обеспечивает:

- переключение «возбуждение включить/отключить»;
- изменение уставки напряжения;
- перевод работы с основного регулятора на резервный и обратно;
- перевод управления с канала №1 на канал №2 и обратно;
- выдачу аварийных и предупредительных сигналов на светодиодных индикаторах:

- «местное управление включено»;
- «канал №1/канал №2»;
- работа на регуляторе АРН;
- работа на регуляторе РТ;
- работа на регуляторе Q;
- уставка «макс»;
- уставка «мин»;
- работа защит системы возбуждения;
- «возбуждение включено»;
- «возбуждение отключено»;
- «неисправность»;
- «готовность».

- Показания измерений:

- «напряжение ротора»;
- «ток ротора»;
- «напряжение статора».

СТС обеспечивает:

- автоматизированное управление как отдельными устройствами СТС, так и её режимами работы в целом;

- пуск, начальное возбуждение, режим холостого хода, включение в сеть методом точной (автоматической и ручной) синхронизации в нормальных режимах работы энергосистемы и самосинхронизацией в аварийных режимах;

- начальное возбуждение за время не более 15 сек. от агрегатных шин собственных нужд ГЭС 0,4 кВ, при его отсутствии - от источника оперативного постоянного тока 220 В (аккумуляторной батареи);



- регулирование напряжения генератора на холостом ходу должно осуществляться по пропорционально-интегральному закону;
- автоматическую подгонку напряжения генератора к напряжению сети и включение в сеть методом точной синхронизации;
- регулирование напряжения генератора при работе в сети осуществляется по пропорционально - интегрально - дифференциальному закону;
- поддержание напряжения генератора в пределах диаграммы мощности с нагрузкой от холостого хода до номинальной;
- работу гидрогенератора в режиме включения линии электропередачи с емкостной нагрузкой;
- работу в объединенной и автономной энергосистемах с нагрузками от холостого хода до номинальной в пределах диаграммы мощности генератора, и перегрузками в соответствии с требованиями ГОСТ 5616-89;
- устойчивую работу в переходных и аварийных режимах (набросы и сбросы нагрузки, короткие замыкания);
- безударный переход с Канала №1 на Канал № 2 и обратно;
- безударный переход из режима основного регулятора возбуждения на резервный и обратно;
- обеспечение в режиме резервного регулятора сохранения тока возбуждения (если в качестве резервного регулятора используется регулятор тока) и напряжения статора (если в качестве резервного регулятора применен регулятор напряжения при $U_{ген} = const$) на заданном уровне с точностью 1% относительно уставки;
- форсировку возбуждения с заданной длительностью и кратностью по напряжению и току при нарушениях в энергосистеме, вызывающих снижение напряжения на станции;
- разгрузку генератора по реактивной мощности до величины, близкой к нулю, при плавном останове агрегата;
- остановку генератора в нормальных и аварийных режимах;
- гашение поля генератора инвертированием в нормальных режимах;
- гашение поля при действии защит с включением основного и резервного устройства гашения поля;
- отключение генератора от сети оператором или автоматически, в том числе действием защит;
- реагирование на внештатные режимы работы элементов СТС и автоматического отключения поврежденных элементов (действие СЗ СТС должно предотвращать развитие аварийной ситуации, минимизируя число отключений генератора от сети);
- обеспечение обмена информацией со щитом управления генератором, возможность включение в информационно-вычислительную сеть управления станционного уровня по цифровому интерфейсу RS485;



- контроль состояния устройств СТС и отражение его в виде визуальной информации на мониторе и запоминание в энергонезависимой памяти;

- сбор, хранение и передачу статистической информации о работе СТС, возможность выполнения опции оценки качества вырабатываемой электроэнергии;

- отображение текущей информации;
- просмотр дневника событий;
- обеспечение настройки автоматических регуляторов;
- обеспечение настройки параметров защит.

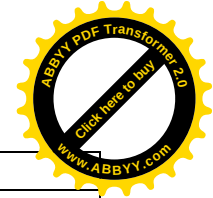
СТС обеспечивает выполнение следующих электрических защит:

- токовая отсечка преобразовательного трансформатора;
- максимальная токовая преобразовательного трансформатора;
- от потери возбуждения;
- от повышения напряжения статора на холостом ходу;
- от короткого замыкания на стороне постоянного тока;
- от несимметричного режима работы преобразователя;
- от перегрузки по току ротора с уставкой по времени, зависящей от кратности перегрузки;
- от снижения частоты на холостом ходу генератора;
- от замыкания на землю в одной точке;
- от перенапряжения на обмотке возбуждения;
- от тока ротора более 2-х кратного;
- от повышения длительности форсировки;
- от неуспешного начального возбуждения;
- при отказе обоих каналов регулирования;
- при отказе выпрямителя;
- при неуспешном инвертировании;
- защиту при пробое тиристора предохранителями в плече;
- защиту тириستоров от коммутационных перенапряжений RC-цепями на входе преобразователя, собранными в треугольник, и RC-цепями, включенными параллельно тиристорам в блоках тиристоров.

Система управления, регулирования и защиты выполняется со 100% резервированием: на 2 идентичных независимых цифровых канала регулирования, каждый из которых должен обеспечивать все режимы работы гидрогенератора.

Технические параметры СТС

Номинальное напряжение статора генератора, V	10500
Номинальный ток системы возбуждения, A	Уточняется заводом-изготовителем генератора
Номинальный ток системы возбуждения при холостом ходе, A	Уточняется заводом-изготовителем генератора
Номинальное напряжение, V	Уточняется заводом-изготовителем генератора



Длительность форсировки, s	50
Кратность форсировки: – по напряжению, О.Е. – по току, О.Е.	2,5 2,0
Время изменения напряжения возбуждения от номинального до потолочного из режима при посадке напряжения статора на 5% при номинальной мощности и номинальном $\cos \varphi$, s	$\leq 0,04$
Время изменения напряжения возбуждения от номинального до наибольшего отрицательного, равного 0,75 потолочного при номинальных мощности и $\cos \varphi$, s	$\leq 0,05$

Тиристорный выпрямитель выполняется по трехфазной, полностью управляемой мостовой схеме на силовых тиристорах.

Тиристорный преобразователь обеспечивает все режимы работы системы возбуждения без ограничения при неисправности одной ветви. При неисправности двух ветвей обеспечивается режим работы гидрогенератора с номинальной активной мощностью при номинальном напряжении на выводах статора и запасом по статической устойчивости не менее 20% номинальной активной мощности, при этом величина тока возбуждения составляет не менее тока возбуждения ХХ и осуществляется запрет форсировки.

Охлаждение преобразователя выполняется естественным воздушным.

Питание тиристорного преобразователя осуществляется от преобразовательного трансформатора.

Защита преобразовательного трансформатора выполняется на встроенных трансформаторах тока (фазы «А», «С»).

Питание СН системы возбуждения осуществляется от сети 220В 50Гц и от аккумуляторной батареи 220В ГЭС.

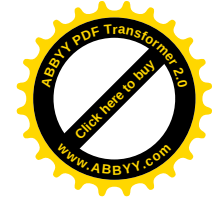
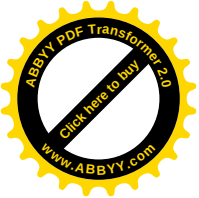
Питание устройства начального возбуждения осуществляется от аккумуляторной батареи 220В ГЭС.

При нормальном режиме работы агрегата гашение поля осуществляется переводом преобразователя в режим инвертирования.

Гашение поля в аварийном режиме, при действии электрических или технологических защит, с помощью автоматического выключателя и линейных резисторов.

В каждом канале регулирования системы возбуждения устанавливается автоматический регулятор возбуждения, выполняющий следующие функции:

- автоматическое регулирование напряжения – «регулятор РН»;
- регулирование тока возбуждения – «регулятор РТ»;
- регулирование тока возбуждения «регулятор РТ» или напряжения статора генератора при отказе основного АРВ;
- управление возбуждением;
- сбор и хранение в быстрой энергонезависимой памяти массивов осциллограмм аварийных событий;



– встроенная система самодиагностики и самоконтроля.

Работа регулятора напряжения (АРН) во всех режимах выполняется в активном режиме. Переключение на регулятор тока производится автоматически при отказе АРН обоих каналов, либо по команде оператора.

Каждый канал регулирования выполняет функцию основного.

Работа резервного канала происходит в следящем режиме для обеспечения плавного перехода при переключении каналов с сохранением рабочей точки возбуждения и контролировании исправности активного канала.

Регулятор возбуждения обеспечивает возможность ручного управления током возбуждения при снятии характеристик холостого хода и короткого замыкания генератора.

Выпадение гидрогенератора из синхронизма, а также его последующее отключение от сети или восстановление синхронного режима не приводит к повреждению системы возбуждения.

3.2.6. Модернизация систем управления и регулирования гидроагрегатов Г-1 ÷ Г- 4

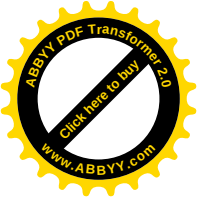
Система управления и регулирования гидроагрегата (САУГА) поставляется комплектно с гидротурбиной.

В состав системы входит:

- программно-технический комплекс автоматического регулирования частоты и мощности (ПТКАРЧМ);
- программно-технический комплекс сбора и обработки входных сигналов (ПТК СИС);
- программно-технический комплекс управления и защиты агрегата (ПТК ТА);
- программно-технический комплекс электрических защит блока генератор- трансформатор (ПТК ШЭ);
- программно-технический комплекс управления и защиты вспомогательного оборудования агрегата (ПТК ВО);
- силовой шкаф управления маслонасосной установки (ШС МНУ).

В задачу САУГА входит:

- обеспечение пуска и останова агрегата при ручном или автоматическом управлении;
- отработка технологических предупредительных и аварийных сигналов с формированием сигналов на главный щит управления;
- отработка технологических аварийных сигналов с формированием команд на аварийный останов;
- отработка контроля электрических параметров блока генератор- трансформатор с выполнением комплекса электрических защит с формированием предупредительных и аварийных сигналов в систему управления агрегата и на главный щит управления;
- обеспечение устойчивой работы агрегата при индивидуальном и групповом регулировании;



- автоматическое управление агрегатом при переходе его из режима холостого хода в генераторный режим и обратно;
- регулирование открытия направляющего аппарата;
- регулирование угла разворота лопастей рабочего колеса;
- управление насосами МНУ, лекажного агрегата и дренажного насоса.

ПТК АРЧМ в автоматическом режиме работы обеспечивает регулирование частоты, активной мощности ГТ, управления и функции гидромеханических защит ГА.

Основные функции ПТК АРЧМ:

- пуск ГА в режимах автоматического и ручного управления;
- устойчивое автоматическое управление ГА в режимах: работа на холостом ходу, работа на энергосистему;
- нормальный останов ГА при автоматическом и ручном управлении из любого режима работы;
- аварийный автоматический останов ГА по аварийным сигналам защиты, либо по команде «АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ ГА» из любого режима работы;
- формирование сигнала «Готовность ГА»;
- автоматический пуск ГА;
- контроль длительности операций;
- работу в режимах: «ХХ турбины», «ХХ генератора», «Генераторный режим»;
- работу гидротурбины в соответствии с заданным алгоритмом работы;
- автоматическое регулирование частоты вращения, активной максимальной мощности в зависимости от напора;
- сбор, обработку и хранение событий в системе;
- отображение последовательности операций, предупредительных и аварийных сигналов на панели оператора;
- передачу информации о состоянии ГА в сопрягаемые подсистемы и на верхний уровень ГЭС по сети Ethernet 100 Мбит/с.

ПТК ТА обеспечивает формирование нормального и аварийного останова, управление системой возбуждения при пуске и останове, автоматическую синхронизацию, управление системой ТВС, системой торможения.

ПТК ТА в автоматическом режиме работы обеспечивает:

- контроль и управление работой системы торможения;
- контроль и управление работой системы ТВС;
- контроль рабочего и ремонтного уплотнения вала;
- сбор, обработку и хранение событий в системе;
- отображение последовательности операций, предупредительных и аварийных сигналов на панели оператора в кадре «Управление ПТК ТА»;



- передачу информации на верхний уровень по интерфейсу Ethernet 100 Мбит/с.

ПТК СИС предназначен для приема и обработки в автоматическом режиме работы сигналов предупредительной и аварийной сигнализации от оборудования ГА.

ПТК СИС обеспечивает выполнение следующих функций:

- прием аварийных дискретных сигналов;
- прием предупредительных дискретных сигналов;
- приём и обработку сигналов от термодатчиков и вибродатчиков, установленных на гидрогенераторе и гидротурбине;
- выполнение основных измерений:
 - линейных токов по трем фазам;
 - средних и пиковых значений токов соответствующих фаз;
 - фазных и линейных напряжений генератора;
 - фазных и линейных напряжений электросети;
 - активной, реактивной, полной и коэффициента мощности генератора;
 - активной, реактивной мощности и коэффициента мощности каждой фазы;
 - стабильности фактического, минимального, максимального значения частоты генератора и электросети;
 - измерение гармонических составляющих (с 1 по 5 гармоники), напряжений и токов трёх фаз;
 - измерение и передачу в ПТК АРЧМ унифицированных аналоговых сигналов от 4 до 20 мА, пропорциональных частоте переменного напряжения ГГ и сети, активной мощности ГГ;
 - учет активной и реактивной мощности с одновременным отображением отрицательного и положительного значения.
- формирование световых и звуковых обобщенных сигналов об авариях или неисправностях и передачу информации на ЦПУ;
- отображение информации об авариях и неисправностях на панели оператора в машинном зале, ведение журнала сообщений сигнализации;
- периодическую автоматическую и ручную диагностику работоспособности входных каналов и процессора в ручном и автоматическом режимах путем имитации входных сигналов с выдачей сообщения о характере неисправности;
- передачу дискретной и аналоговой информации по сети Ethernet TCP/IP 100 Мбит/с;
- выполнение синхронизации времени от системы единого времени.

ПТК ШЭ обеспечивает выполнение электрических защит всех присоединений.

ПТК ШЭ совместно с программно-техническим комплексом центрального сервера ГЭС (ПТК ЦС) и ПТК АРМ диспетчера обеспечивает работу автоматизированного рабочего места релейщика.



ПТК ВО предназначен для управления работой вспомогательного оборудования в автоматическом и ручном режимах работы ГА.

ПТК ВО взаимодействует с маслonaпорной установкой, лекажным агрегатом, насосами откачки воды с крышки турбины, ПТК АРЧМ, силовым шкафом МНУ.

ПТК ВО обеспечивает выполнение следующих функций:

- управление маслonaсосами МНУ;
- контроль давления и объема масла в гидроаккумуляторе;
- контроль наличия воды в масле;
- управление маслonaсосом лекажного агрегата;
- контроль температуры, объема масла в сливном баке;
- управление дренажом воды с крышки ГТ;
- формирование и отображение текущих параметров МНУ и ВО;
- формирование и выдача аварийных, предупредительных сигналов;
- сбор, обработку и хранение событий в системе;
- управление задвижками пожаротушения генератора;
- передачу информации на верхний уровень по интерфейсу Ethernet

100 Мбит/с.

СШ МНУ предназначен для управления маслonaсосами МНУ, лекажного агрегата, насоса дренажа с крышки турбины. Схема СШ МНУ должна обеспечивать управление маслonaсосами через устройства плавного (частотного) пуска с автоматическим переключением на резервное питание через собственный автомат ввода резервного питания с формированием сигналов неисправности и аварии.

3.2.7. Установленная мощность Фархадской ГЭС в результате модернизации

Установленная мощность Фархадской ГЭС принимается по номинальным мощностям гидрогенераторов, из условия бескавитационной работы гидротурбин во всем диапазоне напоров и нагрузок:

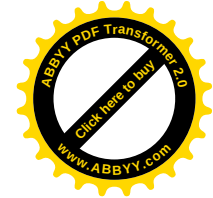
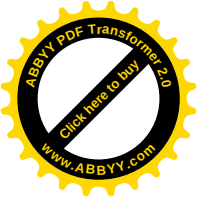
- замененные гидрогенераторы Г-1 и Г-2 развивают номинальную мощность 30,2 МВт каждый, что соответствует их полной мощности 37,75 МВА при $\cos \varphi=0,8$;
- существующие гидрогенераторы Г-3 и Г-4 развивают номинальную мощность 33,3 МВт каждый, исходя из их полной мощности 41,125 МВА при $\cos \varphi=0,81$.

Таким образом, установленная мощность Фархадской ГЭС в результате замены и модернизации оборудования составит:

$$N_{устГЭС}=(30,2 \times 2)+(33,3 \times 2)=127,0 \text{ МВт.}$$

Увеличение номинальной мощности после модернизации гидростанции, в сравнении с фактически развиваемой в настоящее время, составит:

$$\Delta N=127,0-114,0=13,0 \text{ МВт} \quad (11,4\%).$$



3.3. Механическое оборудование

В составе Фархадского гидроузла оснащены механическим оборудованием следующие сооружения:

На головном узле:

- водосливная плотина;
- регулятор деривационного канала.

На напорно-станционном узле:

- напорный бассейн;
- холостой водосброс;
- напорные трубопроводы;
- здание станции.

Состояние механического оборудования и объем необходимого ремонта или замены приводятся в привязке к сооружениям объекта.

3.3.1. Головной узел сооружений

Водосливная плотина

Водосливная плотина бетонная гравитационного типа имеет 8 отверстий пролетом по 10 м. Отметка гребня плотины 322,80 м. Плотина рассчитана на поддержание в верхнем бьефе горизонта воды на отметке 319,50 м. Каждый пролет плотины имеет два ряда пазов:

- для рабочих поверхностных плоских колесных затворов 10,0-11,2-10,6, установленных на водосливном гребне плотины;
- для ремонтных поверхностных плоских колесных затворов 10,0-11,2-10,6, расположенных непосредственно перед водосливной гранью.

Для маневрирования затворами предусмотрены два козловых электрических крана грузоподъемностью 80 тс каждый, пролетом 9,6 м.

Рабочие затворы поверхностные плоские колесные 10,0-11,2-10,6 в количестве 8 шт., из них 4 затвора плоские колесные сдвоенные - двухсекционные изготовлены и установлены на сооружении в 1948 г.

Затворы № 1, 2 и 8 за весь период эксплуатации ремонту не подвергались, в 2007 г на затворе № 4 был произведен частичный ремонт.

Затворы № 3, 5, 6 и 7 были вновь изготовлены в 2008 г, 2007 г, 2010 г; находятся в работоспособном состоянии.

После визуального обследования затворов №1, 2, 4 и 8 установлено, что степень коррозионного износа металлоконструкции значительна. Зафиксированы трещины и усталостные повреждения - необходимо заменить эти затворы.

Ремонтные затворы поверхностные плоские 10,0-11,2-10,6 в количестве 2 шт. изготовлены и установлены на сооружении в 1948 г., подвергались частичному ремонту в 2009 г.

При визуальном обследовании затворов установлено, что степень коррозионного износа металлоконструкции значительна. Зафиксированы трещины и усталостные повреждения. Требуется замена этих затворов.

Закладные части основных и аварийно-ремонтных затворов находятся в работоспособном состоянии.



Мехоборудование водосливной плотины обслуживают два козловых крана г.п. 80 тс каждый, пролетом 9,6 м.

Козловой кран № 1 Рег. №П-39 изготовлен в 1945 г. При визуальном обследовании крана установлено: степень коррозионного износа металлоконструкции значительна. Зафиксированы трещины и усталостные повреждения, необходимо заменить кран № 1 Рег. № П-39.

Козловой кран № 2 Рег. № П-469 изготовлен и установлен на сооружении в 1945 г. При визуальном обследовании крана установлено, что состояние металлоконструкции удовлетворительное, повреждение тросов не зафиксировано. Необходима замена кабелей и электрооборудования крана, кабины управления, восстановление антикоррозионного покрытия.

Пути козлового крана нуждаются в восстановительных работах.

Особенности зимней эксплуатации мехоборудования

В последние годы эксплуатация Фархадской ГЭС неоднократно испытывала трудности при пропуске значительных расходов на головном узле в зимнее время в связи с изменившимся режимом работы Кайраккумского и расположенного выше Токтогульского водохранилищ. В зимний период происходит промерзание в пазах в связи с протечками из-за неплотного примыкания уплотнений затворов, а также образование наледей на обшивке затворов с нижней стороны. При сильном обмерзании подъем затворов без предварительной очистки может оказаться невозможным.

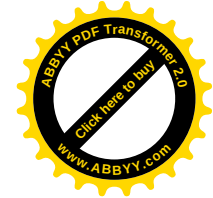
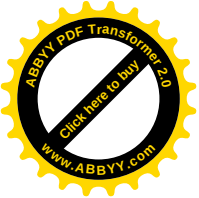
Борьба с этими явлениями осложняется тем, что сооружение находится уже много лет в эксплуатации и выполнить традиционный маслообогрев закладных частей с заложением труб в бетон затруднительно.

В 2009 году в качестве временного мероприятия, было выполнено устройство стальной облицовки по низовой грани затворов в пределах нижних ригелей высотой 3,70 м. Было рекомендовано эксплуатации в период минусовых температур воздуха осуществлять периодическое поддегивание затворов в 1-2 пролетах плотины с помощью крана и захватной балки каждые 0,5 – 2 часа (в зависимости от погодных условий). В зимний период предусмотреть дополнительную группу для обслуживания затворов.

Для решения вопроса электрообогрева пазов затворов необходимо предусмотреть увеличение мощности подстанции водосливной плотины с заменой трансформатора и электрооборудования.

Необходимо специальными соглашениями обеспечить оперативное доведение до УП «Фархадская ГЭС» и ГАК «Узбекэнерго» информации о намечаемых пусках из Кайраккумского водохранилища, особенно при пропуске значительных расходов в зимний период или в случае возникновения нештатной или аварийной ситуации на объектах выше по течению.

Решение вопроса электрообогрева и зимней эксплуатации затворов водосливной плотины выносится за рамки настоящего ПТЭО модернизации Фархадской ГЭС.



Регулятор деривационного канала

Регулятор деривационного канала служит для регулирования расходов воды, подаваемых в деривационный канал.

Пропускная способность регулятора при отметке НПУ – $470 \text{ м}^3/\text{с}$. Порог регулятора на отметке 314,0 м. Регулятор имеет 7 отверстий пролетом 10 м.

В каждом пролете имеется два ряда пазов:

- в пазы первого ряда устанавливаются сороудерживающие решетки 10,0-6,5-3,0;

- в пазы второго ряда – рабочие поверхностные плоские колесные затворы 10,0-6,5-5,5.

В период проведения ремонтов в пазы решеток устанавливается ремонтный плоский колесный затвор 10,0-6,5-5,5.

Маневрирование затворами и сороудерживающими решетками осуществляется козловым краном грузоподъемностью 30 тс, пролетом 7,6 м.

Очистка сороудерживающих решеток от мусора производится вручную над транспортером, механизм которого изношен и требует замены.

Рабочие затворы поверхностные плоские колесные 10,0-6,5-5,5. в количестве 7 шт., изготовлены и установлены на сооружении в 1948 г.

При визуальном обследовании затворов № 1÷7 установлено, что степень износа металлоконструкции затвора не значительна. Замена металлоконструкции не требуется. Необходимо произвести ремонтные работы по замене резиновых уплотнений и их крепление, восстановить антикоррозионное покрытие на затворах по технологии, обеспечивающей сохранность покрытия более 10 лет (с предварительной пескоструйной обработкой, обезжириванием поверхности и т. д.)

Ремонтный затвор поверхностный плоский 10,0-6,5-5,5. в количестве 1 шт., изготовлен и установлен на сооружении в 1948 г.

При визуальном обследовании установлено, что степень коррозионного износа металлоконструкции затвора не значительна, замена металлоконструкции не требуется. Необходимо произвести ремонт: заменить резиновые уплотнения и их крепления, восстановить антикоррозионное покрытие.

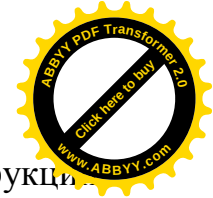
Сороудерживающие решетки грубые 10,0-6,7-3,0 в количестве 7 шт., изготовлены и установлены на сооружении в 1948 г.

В 2007 г. был проведен частичный ремонт сороудерживающих решеток.

При визуальном обследовании установлено: степень коррозионного износа решеток значительна. Отмечены усталостные повреждения металлоконструкции и деформации. Сороудерживающие решетки подлежат замене.

Закладные части рабочих и ремонтных затворов находятся в работоспособном состоянии.

Козловой кран грузоподъемностью 30 тс, пролетом 7,6 м, Рег.№ П-470. Изготовлен и установлен на сооружении в 1948 г.



При визуальном обследовании установлено: металлоконструкции крана находятся, в основном, в удовлетворительном состоянии. Необходима замена шестерней, кабелей и электрооборудования крана, восстановление антикоррозионного покрытия, замена кабины управления.

Пути козлового крана нуждаются в восстановительных работах.

Промывные галереи

Промывные галереи служат для защиты водозабора в деривацию от донных наносов, расположенные в пороге перед регулятором. Галереи имеют 12 входных отверстий, отметка порога которых 310,90 м, что на 3,1 м ниже порога регулятора. Каждые три отверстия объединяются одной отводящей галереей сечением 2,0-2,9 м.

Каждая из четырех промывных галерей имеет два ряда затворов:

- ряд рабочих глубинных плоских колесных затворов 2,0-2,9-10,3;
- ремонтный глубинный плоский колесный 2,0-2,9-10,3.

Маневрирование затворами производится с помощью штанг козовым краном г.п. 15 тс пролетом 3,0 м.

Затворы рабочие глубинные плоские колесные 2,0-2,9-10,3 в количестве 4 шт., были изготовлены и установлены на сооружении в 1948 г.

В 2006 г. был проведен ремонт ходовых частей затворов.

При визуальном обследовании установлено, что степень износа металлоконструкции затворов не значительна, замена металлоконструкции не требуется. Затворы пригодны для дальнейшей эксплуатации.

Ремонтный затвор глубинный плоский колесный 2,0-2,9-10,3 в количестве 1 шт., изготовлен и установлен на сооружении в 1948 г.

В 2006 г. был проведен ремонт ходовых частей затвора.

При визуальном обследовании установлено: степень коррозионного износа металлоконструкции затвора не значительна, замена металлоконструкции не требуется. Затвор пригоден для дальнейшей эксплуатации.

Закладные части рабочих и ремонтных затворов находятся в работоспособном состоянии.

Козловой кран грузоподъемностью 15 тс пролет 3,0 м, Рег. №П-39А - изготовлен и установлен на сооружении в 1948 г.

При визуальном обследовании установлено: кран пригоден для дальнейшей эксплуатации, необходимо провести капитальный ремонт, заменить кабели и электрическое оборудование.

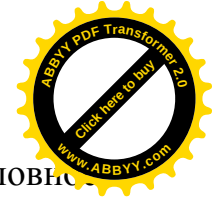
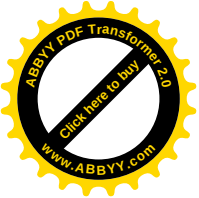
Пути козлового крана нуждаются в восстановительных работах.

3.3.2. Сооружения Напорно-станционного узла (НСУ)

Напорный бассейн

Напорный бассейн располагается в конце деривационного канала и состоит из фронтальной стенки, включающей в себя напорные камеры и головное сооружение сброса и переходного участка.

Во фронтальной стенке размещается 4 напорные камеры, в пределах которых осуществляется сопряжение открытого потока с напорными



трубопроводами. Слева к напорным камерам примыкает головное сооружение холостого сброса.

В начале камер предусмотрены пазы для ремонтных затворов.

Ремонтные плоские скользящие трехсекционные затворы 6,5-13,5-13,0 обслуживаются козловым краном грузоподъемностью 60 тс, пролетом 6,5 м.

За ремонтными затворами вдоль всего фронта напорных камер располагается шугосбросной лоток. Сброс шуги и мусора осуществляется путем забора в лоток верхнего насыщенного шугой и мусором слоя воды.

На входном пороге лотка установлены клапанные затворы 6,5-3,26-3,15. Обслуживание затворов № 1, 2, 3, 4, 5, 6, и 8 осуществляется козловым краном грузоподъемностью 60 тс, а затвор №7 обслуживается подъемным механизмом и козловым краном.

Поступающая в поток насыщенная шугой вода сбрасывается в холостой сброс.

В конце лотка, перед впадением его в холостой сброс, устанавливается ремонтный плоский затвор 5,0-3,25-4,25, обслуживаемый винтовым подъемником.

В плите напорного бассейна предусматривались промывные галереи, по две на каждую секцию, выходящие в поток холостого водосброса. Вследствие больших деформаций донной плиты промывные галереи были заделаны бетоном, а дно камеры наращено на 0,5 м железобетоном.

Ниже по течению, за ремонтными затворами, размещены наклонные частые сороудерживающие решетки 6,6-9,0-3,0 для задержания мусора.

Очистка решеток от мусора производится с помощью специальной решеткоочистной машины, передвигающейся по рельсам вдоль всего фронта напорного бассейна.

Ниже сороудерживающих решеток размещены аварийно-ремонтные затворы глубинные плоские колесные 7,0-6,85-13,0.

Маневрирование затворами осуществляется индивидуальными лебедками г.п. 50,0 тс.

На затворы возлагаются функции защиты здания ГЭС от последствий разрыва трубопровода, защиты агрегата от угона, а также ремонтные функции.

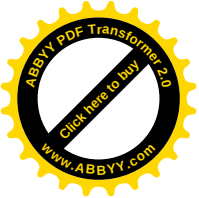
Подъемные механизмы размещаются в специальном помещении, устроенном наверху фронтальной стенки на отметке 322,0 м.

Состояние оборудования напорного бассейна следующее:

Ремонтные затворы 6,5-13,5-13,0 плоские трехсекционные в количестве 2 шт. вновь изготовлены и установлены на сооружении в 1997 г.

При визуальном обследовании установлено: степень износа металлоконструкций затворов не значительна. Обновление затворов не требуется.

Закладные части рабочих и ремонтных затворов нуждаются в обследовании с привлечением водолазов для определения их состояния и уточнения объемов ремонтных работ.



Клапанные затворы шугосброса 6,5-3,26-3,15 в количестве 8 шт. изготовлены и установлены на сооружении в 1948 г. В 2008 г. был произведен их частичный ремонт.

При визуальном обследовании установлено: степень коррозионного износа металлоконструкции незначительна, не превышает 10%. Трещины и усталостные повреждения не зафиксированы, замена не требуется.

Ремонтный затвор шугосброса поверхностный колесный плоский 5,0-3,25-4,25 в количестве 1 шт. При визуальном обследовании установлено: степень коррозионного износа металлоконструкции незначительна, трещины и усталостные повреждения не зафиксированы, замена не требуется.

Механизм маневрирования ремонтным затвором шугосброса – винтовой подъемник в замене не нуждается.

Закладные части затворов шугосброса находятся в работоспособном состоянии.

Сороудерживающие решетки 6,6-9,0-3,0 состоят из трех вертикальных секций каждая решетка 2,2-9,0-3,0; всего 24 секции. Ремонт или частичная замена производится при каждом капитальном ремонте агрегатов. Степень износа велика. Зафиксированы усталостные повреждения. Необходима замена решеток.

Направляющие сороудерживающих решеток находятся в работоспособном состоянии.

Очистка решеток от мусора, подъем, и опускание на порог производится с помощью специальной решеткоочистной машиной.

Состояние решеткоочистной машины критическое, необходима ее замена на современную.

Пути решеткоочистной машины нуждаются в восстановительных работах.

Затворы аварийно-ремонтные глубинные плоские колесные 7,0-6,85-13,0. Все четыре затвора № 1, 2, 3, 4 вновь изготовлены в 2006 г; 2007 г; 2008 г; 2010 г.

Затворы находятся в работоспособном состоянии. В замене не нуждаются.

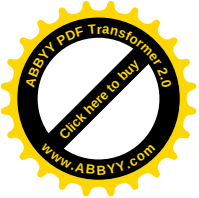
Закладные части аварийно-ремонтных затворов нуждаются в обследовании с привлечением водолазов для определения их состояния и уточнения объемов ремонтных работ.

Обслуживающие индивидуальные подъемные лебедки г.п. 50 тс аварийно-ремонтных затворов расположены на железобетонной эстакаде в помещении на отметке 322,0 м.

При визуальном осмотре трещин в металлоконструкциях не зафиксировано. Степень коррозионного износа не значительна. Требуется частичная модернизация: замена кабелей и электрооборудования.

Холостой водосброс

Холостой водосброс при ГЭС запроектирован на расход до 200 м³/с. Головное сооружение водосброса размещается во фронтальной стенке слева от напорных камер напорного бассейна. Водосброс имеет одно донное



отверстие пролетом 7,0 м и высотой 2,60 м, с отметкой порога 307,50. Отверстие водосброса перекрывается двумя расположенными друг за другом плоскими колесными затворами:

- один из затворов является рабочим глубинным плоским колесным 7,0-2,6-13,0;

- другой – аварийно-ремонтным глубинным плоским колесным 7,0-2,6-13,0.

Маневрирование затворами осуществляется козловым краном с помощью штанг и захватной балки. Козловой кран грузоподъемностью 60 тс пролетом 9,6 м.

Рабочий затвор холостого водосброса - глубинный плоский колесный 7,0-2,6-13,0, в количестве 1 шт. Степень коррозионного износа металлоконструкции не превышает 10%. Трещины и усталостные повреждения не зафиксированы. Отмечены повреждения уплотнения и их креплений.

Аварийно - ремонтный затвор глубинный плоский колесный 7,0-2,6-13,0 в количестве 1 шт. Степень коррозионного износа металлоконструкции не превышает 10%. Трещины и усталостные повреждения не зафиксированы.

Закладные части затворов холостого водосброса требуют обследования с привлечением водолазов для оценки современного состояния и уточнения объема ремонтно-восстановительных работ.

Штанги затворов холостого водосброса г.п. 2 х 20 тс. При осмотре установлено, что степень коррозионного износа металлоконструкции невелика, в замене не нуждаются.

Захватные балки напорного бассейна нуждаются в капитальном ремонте.

Мехоборудование напорного бассейна обслуживают два козловых крана грузоподъемностью 60 тс пролетом 9,6 м. Козловой кран №1 - Рег.№ П-2195 и козловой кран №2 - Рег.№ П-551 изготовлены и установлены на сооружении в 1948 г.

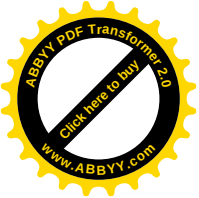
Замена кранов не требуется. Состояние металлоконструкции обоих кранов удовлетворительное, необходим капитальный ремонт с заменой кабины, кабелей и электрооборудования крана.

Пути козловых кранов нуждаются в восстановительных работах.

Напорные трубопроводы

Напорные трубопроводы открытого типа предназначены для подвода воды из напорного бассейна к гидроагрегатам. Трубопроводы стальные сварные с внутренним диаметром 6,5 м, уложены открыто в выемке откосной плоскости под углом 20°. Верхние звенья трубопровода заделаны в стенку бетонной плотины, а нижние звенья заделаны в анкерную опору, сопряженную со зданием ГЭС.

По длине трубопроводы опираются на три промежуточные, катковые опоры. В верхней части трубопроводов, у напорного бассейна водоводы имеют разрезку в виде температурного компенсатора сальникового типа.



Для обеспечения устойчивости оболочки трубопровод имеет ребра жесткости, выполненные из листового металла.

Толщина оболочки 12÷20 мм. Трубопровод рассчитан на динамический напор 50 м.

Пропускная способность агрегатов первой и второй очереди не одинаковая. Максимальный расход агрегатов №3 и №4 равен 128,6 м³/с (скорость 3,88 м/с), агрегатов №1 и №2 – 110,0 м³/с (скорость 3,32 м/с).

Переход от наклонной части трубопровода к спиральной камере гидротурбины осуществляется переходным коленом.

Размеры переходных колен разные, т.к. спиральные камеры первой и второй очереди установлены на разных отметках и имеют различные диаметры входных сечений.

Количество ниток напорных трубопроводов	– 4;
Наружный диаметр	– 6,5 м;
Расчетный динамический напор	– 50,0 м;
Материал	– сталь Вст3 ГОСТ 380;
Длина	– 68,2 м.
Год ввода в эксплуатацию	– 1948 г.

По результатам обследования ОАО «ORGRES» турбинных водоводов №1,2,3 и 4, установлено: степень коррозионного износа металлоконструкции не превышает 12%. Трещины и усталостные повреждения не зафиксированы. Отмечены повреждения у компенсаторов необходимо замена шпилек и гаек.

Сильный коррозионный износ и деформации листов прокладок отмечены у верхних катковых опор трубопроводов; необходима замена поврежденных элементов.

Необходимо восстановление антикоррозионного покрытия трубопроводов по технологии, обеспечивающей сохранность покрытия более 10 лет (с предварительной пескоструйной обработкой, обезжириванием поверхности и т.д.). Требуется замена крепежных изделий на компенсаторах (шпильки L-700 мм; М30-300 шт.; гайки М30-1200 шт.).

Нижний бьеф ГЭС

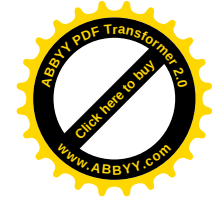
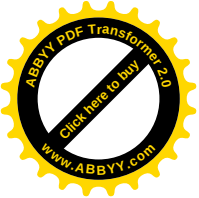
Отсасывающие трубы агрегатов оборудованы пазами ремонтных затворов 5,94-4,5-10,2. Маневрирование затвором осуществляется подвесной тележкой г.п. 10 тс.

Ремонтный затвор глубинный плоский колесный 5,94 – 4,5 – 10,2 в количестве 2 шт., состоит из двух секций.

Две нижние секции заменены в 2011 г. У двух верхних секций наблюдается коррозионный износ металлоконструкций. Зафиксированы трещины и усталостные повреждения.

Замена двух верхних секций ремонтных затворов запланирована на 2012 год; эксплуатации уже выделены средства и материалы, поэтому в объем модернизации эти работы не включены.

Подвесная тележка г.п. 10 тс изготовлена и введена эксплуатацию 1947 г. Состояние тележки не удовлетворительное, конструкция морально устарела, необходимо заменить тележку на новую.



4. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1. Главная схема электрических соединений

В работе рассмотрены два варианта главной схемы электрических соединений ГЭС:

Вариант 1 – модернизация электрооборудования с сохранением существующей схемы ОРУ 110/35 кВ.

Вариант 2 – модернизация электрооборудования с заменой схем ОРУ-110/35 кВ.

При модернизации Фархадской ГЭС существующая схема электрических соединений претерпевает следующие изменения:

1) Генераторы

Увеличивается мощность генераторов:

Г-1, Г-2 до $P_{уст.}=30,2$ МВт;

Г-3, Г-4 до $P_{уст.}=33,3$ МВт,

а при работе на максимальных напорах $H_{макс.}=31,7$ м до $P_{макс.}=32,3$ МВт (Г-1 и Г-2) и $P_{макс.}=35,6$ МВт (Г-3 и Г-4) соответственно.

2) Главные трансформаторы

Мощность трансформаторов принята с учетом увеличения мощности генераторов.

Трансформаторы Т-1, Т-2 – производится замена двух трансформаторов мощностью 40500 кВА и 40000 кВА трансформаторами ТДЦ-42000/110.

Трансформаторы Т-3, Т-4 – производится замена двух групп однофазных трансформаторов мощностью 3х14000 кВА двумя группами трансформаторов 3хОДЦ-16000/110.

В процессе проектирования был рассмотрен вариант замены групп однофазных трансформаторов трехфазными трансформаторами. Однако, из-за недостаточной несущей способности железобетонных перекрытий здания станции в местах установки трансформаторов и невозможности его усиления от данного варианта пришлось отказаться.

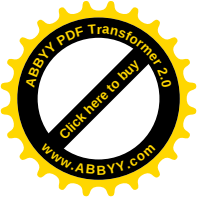
3) Трансформаторы связи с системой

Передача мощности с шин 110 кВ в сеть 35 кВ осуществляется в настоящее время через трансформаторы Т-7 и Т-8 мощностью 20 МВА каждый, установленные на ОРУ-110/35 кВ. Учитывая вышесказанное, а также пожелание эксплуатации ГЭС о замене РУ 6 кВ на КРУ 10 кВ, рекомендуются к установке трансформаторы ТДТН-40000/110/35/10. Кроме того, для повышения надежности электроснабжения потребителей 35 кВ, производится переключение трансформатора Т-7 со второй секции шин на первую секцию (на напряжениях 35кВ и 110 кВ).

4) ОРУ 110/35кВ

В **варианте 1** главной схемы рассмотрены существующие схемы ОРУ-110/35 кВ - «одна рабочая, секционированная с обходными системами шин» с заменой изношенного оборудования и кабелей на современные.

В существующих ячейках ОРУ-110 и 35 кВ производится замена масляных выключателей на элегазовые, замена разъединителей 110 и 35 кВ,



трансформаторов тока и трансформаторов напряжения на современные типы оборудования.

Вентильные разрядники 110 кВ на площадке трансформаторов, на ОРУ-110 и 35 кВ заменяются ограничителями перенапряжения 110 и 35 кВ.

В **варианте 2** главной схемы (**рекомендуемом**) схема ОРУ-110 кВ при модернизации принята – «две рабочие, секционированные с обходными системами шин» и на ОРУ-35 кВ – «две системы шин» (рис. 7.4.2-1).

Преимущества рекомендуемого **варианта 2**:

- типовые схемы ОРУ-110 и 35 кВ;
- типовые защиты оборудования;
- замена изношенных порталов 110/35 кВ;
- предлагаемая схема более надежная и маневренная; при выводе в ремонт любой секции в работе остаются все присоединения.

При выводе агрегатов попарно на модернизацию Г-1 и Г-2 (Г-3 и Г-4) параллельно может производиться реконструкция половины ОРУ-110 и 35 кВ.

Связь ОРУ-110 и 35 кВ осуществляется кабельной линией 35 кВ через трансформаторы ТДТН-40000/110/35/10, рекомендуемые к установке.

Все электротехническое оборудование ОРУ-110/35 кВ подлежит замене на новое.

5) Электрооборудование 10кВ, 0,4 кВ

РУ-6 кВ заменяется на новое современное КРУ 10 кВ типа К-63. Производится замена двух масляных трансформаторов собственных нужд (далее по тексту СН) Т-10 и Т-11 мощностью 1500 кВА каждый на сухие трансформаторы мощностью 1600 кВА.

Существующий главный щит СН 0,4 кВ (односекционный) заменяется на двухсекционный щит 0,4 кВ новой разработки.

Предполагается замена открытых шин генераторного напряжения на малогабаритные пофазно-изолированные токопроводы типа ИМТ-12/2500 с литой изоляцией ISOBUSBAR. В токопроводы встраиваются трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разъединители, заземлители, модули подключения оборудования. Токопровод с литой изоляцией имеет следующие преимущества:

- компактные размеры;
- конструкции исключают изоляторы;
- возможность изготовления любой формы;
- не требует обслуживания;
- степень защиты IP68 (водо-и пыленепроницаемый);
- отсутствие конденсата;
- простой монтаж (модульная система);
- высокая пожаробезопасность;
- высокая защита от грызунов.

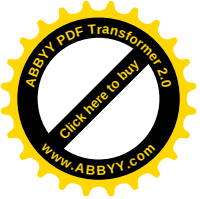


Рис. 4.1. Главная схема (вариант рекомендуемый)

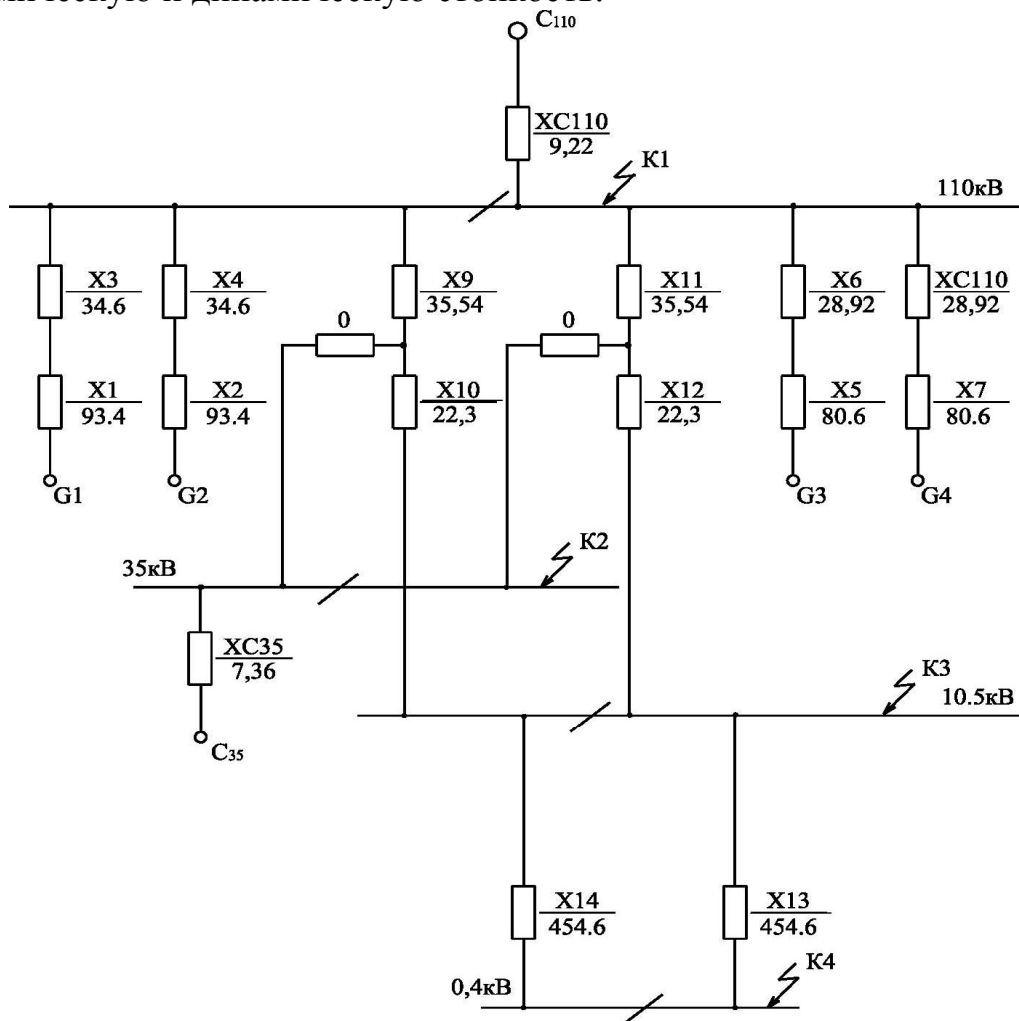
Для осуществления связи от выпрямительных трансформаторов шкафов системы возбуждения применяются шинопроводы переменного тока типа ISOL-1/1600 с изоляцией из ПВХ (экструдированное стекловолокно) степень защиты IP68.

В цепях возбуждения генераторов применяются шинопроводы постоянного тока типа ISOL-1/2000 с изоляцией из ПВХ (экструдированное стекловолокно) степень защиты IP68. Главный щит СН 0.4 кВ соединен с трансформаторами СН шинопроводом типа ISOL-1/2500 с аналогичной изоляцией.

Основное электротехническое оборудование, устанавливаемое на ГЭС, выбрано в соответствии с рассмотренными вариантами главной схемы электрических соединений и расчетами токов короткого замыкания.

4.2. Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) выполнен в объеме, необходимом для выбора параметров оборудования, с учетом проверки его на термическую и динамическую стойкость.



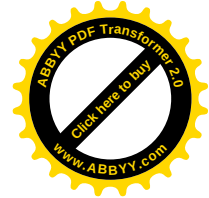
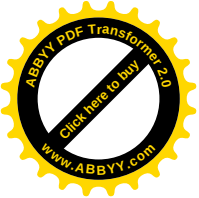
Сопротивления даны в Омах при напряжении 115кВ

Рис. 4.2. Схема замещения

Таблица 4.1.

Результаты расчета токов К.З.

Вид К.З.	Расчетная точка К.З.	Место К.З.	Источник тока К.З.	При напряжении	Периодическая составляющая	Аперриодическая составляющая	Полный ток К.З.	Относительное содержание аперриод. составляющей	Ударный коэффициент	Ударный ток К.З.	Действующее значение тока К.З.
				U _{ср}	Γ''	$i_{ат} = \sqrt{2} \Gamma'' e^{\frac{-t}{\tau}}$	$i_t = \sqrt{2} \Gamma'' + i_{ат}$	$b = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} \Gamma''}$	K _y	$i_y = \sqrt{2} K_y \Gamma'' I_y = \Gamma'' \sqrt{1+2(K_y-1)^2}$	
				кВ	A	A	A			A	A
Максимальный режим											
Трехфазное К.З.	K1	Шины 110кВ	ГЭС+ Система	115	12029	1865.6	18826.6	0.11	1.8	30529.6	18163.4
	K2	Шины 35кВ	ГЭС+ Система	37	9098	1539.4	14367.6	0.12	1.8	23090.7	13737.98
	K3	Шины 10.5кВ	ГЭС+ Система	10.5	16177	-	-	-	1.8	41057.2	24427.3
	K4	Шины 0.4кВ	ГЭС+ Система	0.4	38253	-	-	-	1.8	97086.1	57762
Однофазн. К.З.	K1'	Шины 110кВ	ГЭС+ Система	115	11815	-	-	-	1.8	29986.4	14840.7



4.3. Релейная защита

Релейная защита элементов ГЭС разработана в соответствии с существующими "Правилами устройства электрических установок" и действующими директивными и руководящими указаниями в этой области.

При реконструкции системы релейной защиты необходимо учесть, что на станции будет введена система АСУ ТП. Для повышения чувствительности защит и простоты их стыковки с АСУ ТП, электрические защиты всех элементов ГЭС необходимо выполнить на микропроцессорной технике. Для удобства работы эксплуатации желательно чтобы защиты всех элементов ГЭС были одной фирмы и имели одинаковые протоколы общения с АСУ.

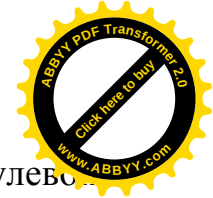
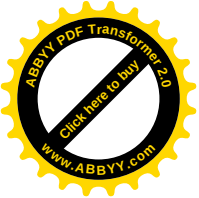
Комплекс защит любого элемента ГЭС выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит. Оба комплекта защит могут быть выполнены либо в одном шкафу, либо в разных. Встроенная клавиатура и дисплей позволяют менять уставки защит, выдержки времени и "матрицу отключения". Дискретные входные и выходные сигналы защит могут объединяться в любой логической комбинации. Выходы на отключение и на сигнализацию от каждой защиты или логической функции подключаются к выходным реле и светодиодным индикаторам через программируемую матрицу. Стандартный пользовательский интерфейс обеспечивает простоту подключения устройства и его конфигурирование. Наличие последовательных каналов передачи данных обеспечивают возможность передачи информации о текущем состоянии устройства в систему АСУ ТП. Система обеспечивает регистрацию событий и автоматическое осциллографирование аномальных режимов.

Для защиты блоков генератор – трансформатор предусматриваются шкафы с микропроцессорными защитами. Состав защит следующий:

- продольная дифференциальная защита блока;
- защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- защита от повышения напряжения генератора;
- защита от потери возбуждения генератора;
- защита генератора от несимметричных перегрузок и коротких замыканий;
- защита генератора от симметричных перегрузок;
- резервная защита от междуфазных повреждений;
- защита трансформатора нулевой последовательности от замыканий на землю;
- защита обратной последовательности;
- газовая защита трансформатора;
- устройство контроля синхронизма;
- автоматика управления выключателем блока.

Для защиты линии 110кВ предусматривается шкаф со следующими видами микропроцессорных защит:

- высокочастотная блокировка (для двух линий на ПС «Металлургия»);
- четырехступенчатая дистанционная защита от междуфазных к.з.;



- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности;

- автоматическое управление выключателем;
- функция УРОВ и АПВ.

Для защиты обходного и секционного выключателей 110кВ предусматриваются шкафы с микропроцессорными защитами:

- трехступенчатая дистанционная защита с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения;
- четырехступенчатая токовая защита от к.з. на землю;
- функции АУВ, АПВ и УРОВ.

Для защиты шин 110кВ предусматривается микропроцессорная дифференциальная защита шин на 20 присоединений, для защиты шин 35кВ – дифференциальная защита шин на 10 присоединений.

Для защиты трансформаторов напряжения 110кВ и 35кВ предусматриваются микропроцессорные защиты минимального напряжения, от повышения напряжения.

Для защиты трехобмоточного трансформатора предусматриваются следующие микропроцессорные защиты:

- дифференциальная защита от всех видов к.з. внутри трансформатора;
- МТЗ на всех сторонах трансформатора;
- токовая защита нулевой последовательности;
- защита обратной последовательности;
- газовая защита трансформатора;
- защита от симметричной перегрузки;
- функции АУВ, АПВ и УРОВ.

Для защиты линии 35кВ предусматривается шкаф с микропроцессорными защитами:

- трехступенчатая МТЗ с пуском по напряжению;
- функции АУВ, АПВ.

Для защиты междушинного выключателя 35кВ предусматриваются: трехступенчатая МТЗ, функции УРОВ, АУВ и АПВ.

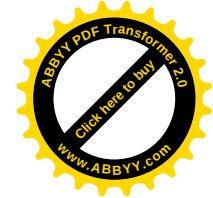
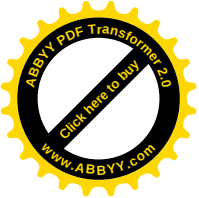
Для осциллографирования аварийных процессов предусматривается шкаф, выполненный на микропроцессорной технике с полным комплектом для локальной и модемной связи.

Для защиты и управления выключателями 10кВ предусматриваются терминалы, выполненные на микропроцессорной технике, встроенные в КРУ-10кВ.

Для проверки и испытаний сложных микропроцессорных устройств релейной защиты предусматривается комплект поверочной аппаратуры.

Для каждого комплекта защит предусматриваются индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному току, отдельные входные и выходные цепи, а также цепи сигнализации.

Все кабели, подключаемые к шкафам защит, должны быть экранированные и заземленные с двух сторон.



4.4. Собственные нужды

4.4.1. Собственные нужды переменного тока

На ГЭС сохраняется совмещенная схема основных общестанционных и агрегатных СН, при этом предусматривается реконструкция с заменой ТСН Т-10 и Т-11, главного щита СН, пунктов распределительных и кабельного хозяйства.

Соединение КРУ-10 кВ с трансформаторами СН ТСЗ-1600/10 выполняется кабелем 10кВ с медной жилой марки ПвсЭВнг-В-1х95/16-10 (сечение 1х95мм², с изоляцией из сшитого полиэтилена и оболочкой из ПВХ пластика, с экраном по жиле и экраном по изоляции, пониженной горючести и пониженной пожароопасности, влагостойкий).

Так как расчетное действующее значение ударного тока КЗ на шинах щита СН 0.4кВ велико (38 кА), защита потребителей от перегрузки и токов КЗ выполняется автоматическими выключателями типа Schneider Electric с $I_{cu}=100\text{кА}$ (Франция) и ВА-СЭЩ-В с $I_{cu}=85\text{кА}$ (ЗАО «Электрощит-ТМ-Самара» совместно с фирмой «LSIS» Корея).

В цепях переменного тока СН предусмотрено использование кабелей с медными жилами.

Ответственные потребители СН запитываются от пунктов распределительных серии ПР8501 с АВР от I и II секции главного щита СН 0.4 кВ. Остальные потребители СН запитываются от ПР8501 с одним вводным автоматом (без расцепителей).

При потере связи ГЭС с энергосистемой для поддержания наиболее ответственных служб агрегатов и работы насосов дренажа ЗС по просьбе эксплуатации предусматривается автономный источник электроснабжения - дизель-генераторная установка Caterpillar GEP400-3 320 кВт/400 кВА напряжением 400 В с устройством автоматического ввода резерва типа САТ АТІ 630 на 630А в шумоизоляционном всепогодном кожухе (завод-изготовитель Великобритания г. Ларн), устанавливается на пристанционной площадке. Оставляется в работе существующий на главном щите резерв СН 0.4 кВ от резервного ТСН типа ТСЗП-630/10 ВУЗ, подключенный к шинам генератора Г-2 силами служб ГЭС. Дизель-генератор и резервный ТСН подключаются к I и II секциям щита СН 0.4 кВ предусмотренными на щите автоматическими выключателями типа Schneider Electric $I_{ном.авт.}=1000\text{ А}$.

Общестанционные СН верхнего бьефа запитаны от ПР с АВР от I и II секции главного щита СН. Указанные ПР устанавливаются в помещениях НСУ ВБ. Для питания portalного крана №1, шандорных щитов и затвора №2 холостого водосброса НСУ предусматривается установка одного силового ящика типа ЯРВ-20С-35 степень защиты IP54. Производится замена существующих силовых кабелей portalных кранов и решеткоочистительной машины на гибкий кабель марки КГ, выбранный с учетом кратковременной работы двигателей.

Головной узел Фархадской ГЭС включает в себя водосливную плотину и регулятор деривационного канала. Для питания козловых кранов №№1,2 на водосливной плотине предусматривается установка одного силового ящика



типа ЯРВ-20С-35 степень защиты IP54. Для питания портального крана №1 регулятора деривационного канала и №4 грязеспуска предусматривается установка двух силовых ящиков типа ЯРВ-20С-31 степень защиты IP54.

Для замены силовых кабелей используется также гибкий кабель марки КГ.

Нагрузка плотины и регулятора относятся к I категории по надежности электроснабжения. Несработка затворов плотины и регулятора может привести к разрушению подпорного сооружения и затоплению нижележащих объектов, жилья и строений.

В материалах проекта № 3620-11-т.1 «Уточнение схемы выдачи мощности в составе инвестиционного проекта «Модернизация УП «Фархадская ГЭС», выданных АО «Средазэнергопроект», даются рекомендации по обеспечению надежного электроснабжения потребителей I категории Головного узла со стороны 35 кВ и 6 кВ. На случай полного погашения питания от системы по просьбе эксплуатации ГЭС на плотине предусматривается автономный источник электроснабжения - дизель-генераторная установка Caterpillar GEP150-1 120 кВт/150 кВА напряжением 400 В с устройством автоматического ввода резерва типа САТ АТІ 250 на 250А в шумоизоляционном всепогодном кожухе (завод-изготовитель Великобритания г. Ларн), устанавливается у правобережного примыкания водосливной плотины.

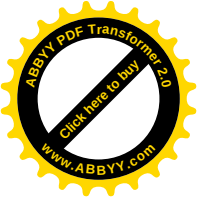
4.4.2. Собственные нужды постоянного тока

Система постоянного тока выполняется с высокой степенью надежности, обеспечивая бесперебойное питание во всех возможных случаях аварий оборудования при маловероятном полном пропадании переменного тока.

Устройства АСУ требуют постоянное бесперебойное питание. В нормальных условиях эти устройства питаются переменным током, а при его исчезновении происходит автоматическое переключение на питание от системы постоянного тока.

Для питания устройств релейной защиты элементов главной схемы, нагрузок АСУ ТП, инвертора ЭПУ, аварийного освещения, ПР постоянного тока ЗС, КРУ- 10 кВ, ОРУ- 110 и 35 кВ предусматривается новый щит постоянного тока. Питание щита осуществляется от существующей свинцово-кислотной аккумуляторной батареи, состоящей из:

- $n = 106$ элементов, серии VARTA 6 OpzS-600 напряжением 220В с номинальной емкостью 600 А·ч 10-часового разряда до конечного напряжения 1.8 В/эл. и начальной плотности электролита 1.24 г/см³ при + 20°C со сроком службы не менее 20 лет;
- $n = 14$ элементов, типа Classic 19 OGi 1000 LA с номинальной емкостью 1000 А·ч 10-часового разряда до конечного напряжения 1.8 В/эл. и начальной плотности электролита 1.26 г/см³ при + 20°C со сроком службы не менее 15 лет.



В результате проверки по разрядной емкости и уровням напряжений в аварийном режиме существующая АБ является достаточной. Проверка по разрядной емкости с уточнением номера АБ проводилась по нагрузке получасового разряда $I_{ав.} = 375 \text{ A}$.

Аккумуляторной батарее 6 OpzS-600 соответствует АБ СК-18.

$$N \geq 1,05 \times I_{ав.} / j_{т.доп.} = 1,05 \times 375 / 25 = 16 \quad 18 \geq 16$$

Проверка АБ по уровням напряжения проводилась по толчковой нагрузке в конце аварийного разряда при включении выключателя серии ВГБ-35 с наибольшим током потребления включающего электромагнита (ВЭ) $I_{толчк.} = I_{ав.} + I_{ВЭ} = 375 + 38 = 413 \text{ A}$.

В результате данной проверки выбраны сечения кабелей, обеспечивающие Удоп.мин. на потребителях постоянного тока.

Эксплуатация аккумуляторов в батарее производится в режиме постоянного подзаряда при стабильном напряжении $2,23 \pm 0,05 \text{ В}$ на элемент без периодических тренировочных разрядов и уравнительных перезарядов.

Схема собственных нужд постоянного тока представлена на чертеже №1770-25-1-ЭМ лист 4.

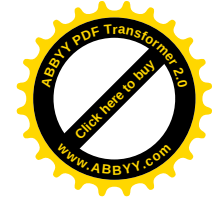
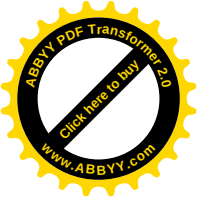
Для обеспечения надежности питания ответственных потребителей и улучшения условий эксплуатации щит постоянного тока выполнен двухсекционным.

Для улучшения работы системы постоянного тока предусматривается установка системы стабилизации напряжения $= 220 \text{ В}$, системы микропроцессорных защит, системы сбора и выдачи информации на Главный информационный щит.

В эксплуатационном режиме при наличии СН переменного тока источником питания для потребителей постоянного тока являются выпрямительные устройства. В аварийном режиме при потере СН переменного тока вся нагрузка переключается на питание от аккумуляторной батареи.

Вторичное распределение постоянного тока группируется по функциональным требованиям агрегата и других систем. Распределительные пункты постоянного тока с АВР от I и II секций ЩИТ выполняются на базе современных автоматических выключателей, снабженных вспомогательными блок-контактами и местной световой индикацией.

В цепях постоянного тока СН предусмотрено использование кабелей с медными жилами.



5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

5.1. Анализ финансового состояния инициатора проекта и его возможностей по осуществлению проекта

Основные расчеты выполнены согласно «Положению о порядке определения критериев для проведения мониторинга и анализа финансово-экономического состояния предприятий», утвержденному Постановлением Комитета по делам об экономической несостоятельности предприятий при Министерстве Экономики Республики Узбекистан 16 марта 2005 года, № ГС-05/0271/1.

Были приняты следующие показатели (критерии) оценки:

- коэффициент платежеспособности или покрытия – Кпл;
- коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами – Кос;

- коэффициент рентабельности расходов и активов – Крр, Кра.

Для принятия окончательного решения также приняты дополнительные показатели:

- коэффициент соотношения собственных и краткосрочных заемных средств – Ксс;

- коэффициент износа основных средств – Кизн.

Расчеты представлены ниже.

$$Кпл = \text{Текущие (оборотные) активы} / \text{Текущие обязательства} = (A2 / (П2 - ДО)),$$

где **A2** – текущие (оборотные) активы, на конец отчетного периода (производственные запасы, готовая продукция, денежные средства, дебиторская задолженность и др.) = 4 719 602 тыс. сум;

П2 – обязательства = 413 761 тыс. сум;

ДО – долгосрочные обязательства = 0 на конец отчетного периода.

$$Кпл = 4\,719\,602 / (413\,761 - 0) = 11,4$$

$$Кос = ((П1 + Дзк2) - A1) / A2,$$

где **A1** – долгосрочные активы = 3 177 681 тыс. сум;

П1 – источники собственных средств = 7 483 522 тыс. сум;

Дзк2 – долгосрочные займы и кредиты, направленные на приобретение долгосрочных активов = 0 на конец отчетного периода.

$$Кос = ((7\,483\,522 + 0) - 3\,177\,681) / 4\,719\,602 = 0,91$$

$$Крр = Пудн / Р,$$

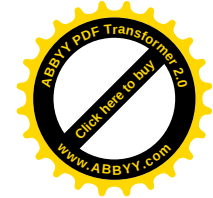
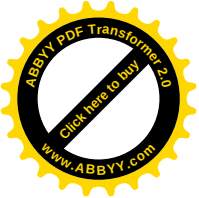
где **Пудн** – прибыль до налогообложения, т.к. предприятие находится в прибыли (доходе) за отчетный период = 3 274 749 тыс. сум;

Р – всего расходы по форме №2 «Отчет о финансовых результатах», состоящие из суммы = 1 163 484 + 565 156 = 1 728 640.

$$Крр = 3\,274\,749 / (1\,163\,484 + 565\,156 + 0 + 0) = 1,89$$

$$Кра = Пудн / ИсБ,$$

где **ИсБ** – среднее значение всего по активу или пассиву баланса, определяется по среднеарифметической или среднехронологической формуле:



$$ИсБ = 7\,897\,283 + 5\,468\,907 / 2$$

$$Кра = 3\,274\,749 / (13\,366\,190 / 2) = 0,49$$

$$Ксс = П1 / (П2 - ДО)$$

П1 – источники собственных средств = 7 483 522 тыс. сум;

П2 – обязательства входят в пассив баланса = 413 761 тыс. сум;

ДО – долгосрочные обязательства = 0 на конец отчетного периода.

$$Ксс = 7\,483\,522 / (413\,761 - 0) = 18,08$$

$$Кизн = И / О$$

И – износ основных средств составляет 1 677 859 тыс. сум;

О – первоначальная стоимость основных средств составляет 3 213 060 тыс. сум.

$$Кизн = 1\,677\,859 / 3\,213\,060 = 0,52$$

Результаты:

Коэффициент **Кпл** равен **11,4**, что намного превосходит минимальный показатель, и показывает платежеспособность предприятия.

Коэффициент **Кос** равный **0,91** характеризует наличие собственных оборотных средств, необходимых для финансовой устойчивости компании. Данный показатель превышает минимальное значение 0,2.

Коэффициенты рентабельности расходов и активов за отчетный период (**Крр** и **Кра**) равны соответственно **1,89** и **0,49**; свидетельствуют о рентабельности субъекта хозяйственной деятельности.

Коэффициент соотношения собственных и краткосрочных заемных средств – **Ксс**, рассчитан дополнительно. Его значение **18,08** говорит о том, что предприятие не имеет большой доли финансового риска.

Последний коэффициент: износ основных средств – **Кизн** = **0,52** не превышает значение 0,5, что формально характеризует незначительный износ основных средств. Однако, учитывая длительную работу станции (более 50 лет агрегатов №1 и №2 и более 60 лет агрегатов №3 и №4), фактический износ по оборудованию составил 100 %. По зданиям и сооружениям, учитывая класс капитальности – более половины. Очевидно, что в течение периода эксплуатации происходила переоценка стоимости основных фондов, что повлекло за собой установление новой первоначальной стоимости, суммы износа и остаточной стоимости.

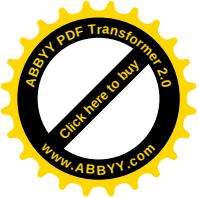
Наличие валовой прибыли в размере 3,8 млрд. сум (в 2010 г.) позволяет говорить о способности предприятия начать инвестиционную деятельность.

В целом предприятие можно охарактеризовать как устойчивое и способное выполнять принятые обязательства.

В активах было выявлено изменение сумм товарно-материальных запасов на начало и конец отчетных периодов в среднем на -1,4 тыс. долл. США. Оборачиваемость по производственным запасам составила 127,1 дня, коэффициент оборота – 2,9.

Средняя дебиторская задолженность предприятия 1 549,9 тыс. долл. США. Период оборота дебиторской задолженности составил 1,5.

Кредиторская задолженность в среднем составила 282,9 тыс. долл. США. Период обращения – 8,2.



На основе полученных коэффициентов были рассчитаны текущие активы и пассивы для определения финансовых показателей проекта модернизации станции.

Действующий тариф создает определенную долю риска, не только по причине естественной инфляции, но и с точки зрения выполнения финансовых обязательств перед поставщиками оборудования, кредитной организацией и подрядными организациями. При реализации проектов энергетической отрасли вопрос о тарифе является наиболее чувствительным.

5.2. Предварительная схема осуществления проекта

В настоящем ПТЭО рассмотрены две схемы финансирования проекта:

- **Вариант А:** за счет собственных и частично за счет заемных средств, с привлечением займа Исламского Банка Развития;
- **Вариант Б:** только за счет собственных средств.

При этом в варианте А рассмотрены средства ИБР в размере 65,65 млн. долл. США в соответствии с Протоколом Оценочной Миссии ИБР по модернизации гидроэлектростанций Узбекистана от 6 апреля 2012 года, подписанным ГАК «Узбекэнерго», Министерством по внешним экономическим связям и инвестициям Республики Узбекистан и Исламским Банком Развития.

Осуществление проекта предполагается по следующей схеме:

Общий срок реализации проекта составляет 48 месяцев, в том числе инвестиционный период 35 месяцев. Этот срок включает:

- проектные работы по обоснованию модернизации ГЭС (с учетом экспертизы и согласования проекта в уполномоченных органах);
- изготовление и поставку оборудования;
- выполнение строительно-монтажных работ, финансируемых Заказчиком проекта;
- наладку и приемку оборудования в эксплуатацию.

График финансирования проекта

Финансирование проекта предполагается осуществлять в соответствии с календарным графиком строительства.

Проектно-изыскательские работы и авторский надзор за строительством ГЭС оплачиваются инициатором из числа предусмотренных в проекте «прочих затрат Заказчика».

Структура финансирования представлена в таблице 5.1 в двух вариантах: с заемными (А) и собственными (Б) средствами.

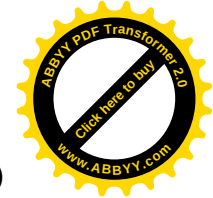
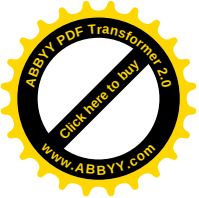


График финансирования (Вариант А с заемными средствами)
(тыс. долл. США)

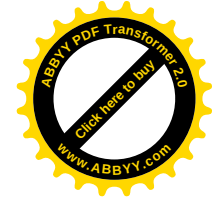
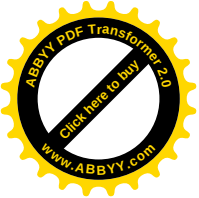
Таблица 5.1 (А)

Наименование	Сумма	Годы			
		2012	2013	2014	2015
Общая стоимость проекта	128 306,02	818,79	49 359,73	50 281,41	27 846,09
в том числе:					
• СМР (собственные средства, экв. тыс. долл. США)	12 474,87	326,87	3 290,89	4 335,64	4 521,46
• Оборудование, тыс. долл. США из них:	111 286,03		44 514,41	44 514,41	22 257,21
- приобретаемое за СКВ (импорт)	95 860,77		38 344,31	38 344,31	19 172,15
в том числе: по кредиту (ИБР)	64 312,54		13 791,90	37 791,90	12 728,75
за собств. сред-ва	31 548,23		24 552,41	552,41	6 443,41
- местное пр-во за нац. валюту (собств. средства, экв. т. долл.)	15 425,26		6 170,10	6 170,10	3 085,05
• Прочие затраты	4 545,13	491,92	1 554,43	1 431,36	1 067,42
в том числе:					
- Прочие расходы Заказчика, экв. тыс. долл. США	3 050,13	491,92	1 056,10	933,03	569,08
- Консультационные услуги и финансовый аудит ИБР, тыс. долл.	1 332,50		444,17	444,17	444,17
- Рабочие группы по обслуживанию проекта, (собст. ср-ва), экв.тыс. долл	162,50		54,17	54,17	54,17

График финансирования (Вариант Б с собственными средствами)
(тыс. долл. США)

Таблица 5.1 (Б)

Наименование	Сумма	Годы			
		2012	2013	2014	2015
Общая стоимость проекта	126 811,02	818,79	48 861,40	49 783,08	27 347,75
в том числе:					
• СМР (собственные средства, экв. тыс. долл. США)	12 474,87	326,87	3 290,89	4 335,64	4 521,46
• Оборудование, тыс. долл. США из них:	111 286,03		44 514,41	44 514,41	22 257,21
- приобретаемое за СКВ (импорт) тыс.долл. США	95 860,77		38 344,31	38 344,31	19 172,15
- местное произ-во за нац. валюту экв. т. долл. США	15 425,26		6 170,10	6 170,10	3 085,05
• Прочие расходы Заказчика, экв. тыс. долл. США	3 050,13	491,92	1 056,10	933,03	569,08



Бюджет осуществления проекта

С учетом освобождения от НДС импортируемого оборудования, общая сметная стоимость проекта составит:

По варианту А:

Общая стоимость проекта	– 128 306,02 тыс. долл. США,
в том числе:	
СМР с НДС	– 12 474,87 экв. тыс. долл. (22 456 132,03 тыс. сум),
оборудование	– 111 286,03 тыс. долл. США
прочие	– 4 545,13 тыс. долл. США.

Полная стоимость проекта по варианту А с учетом финансовых издержек в инвестиционный период и остаточной стоимости основных фондов предприятия составит **131 023,09** тыс. долл. США.

По варианту Б:

Общая стоимость проекта	– 126 811,02 тыс. долл. США,
в том числе:	
СМР с НДС	– 12 474,87 экв. тыс. долл. (22 456 132,03 тыс. сум),
оборудование	– 111 286,03 тыс. долл. США
прочие	– 3 050,13 тыс. долл. США.

Полная стоимость проекта по варианту Б с учетом остаточной стоимости основных фондов предприятия составит **129 528,09** тыс. долл. США.

5.3. Предельная стоимость проекта

Полные инвестиционные затраты подразделяются на 3 группы:

- Инвестиционные затраты на основной капитал;
- Инвестиционные затраты на оборотный капитал;
- Предпроизводственные затраты (финансовые издержки и др.).

Инвестиционные затраты на основной капитал

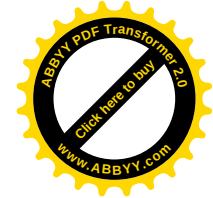
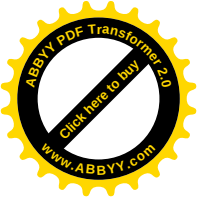
Стоимость работ и затрат по сводному сметному расчету составляет:

По варианту А: 128 306,02 тыс. долл. США, из которых объем средств, направляемый на приобретение оборудования, не производимого в Узбекистане, составляет 95 860,77 тыс. долл. США, строительно-монтажные работы 12 474,87 экв. тыс. долл. США (22 456 132,03 тыс. сум). Кроме того, прочие затраты – 4 545,13 тыс. долл. США.

По варианту Б: 126 811,02 тыс. долл. США, из которых объем средств, направляемый на приобретение оборудования, не производимого в Узбекистане, составляет 95 860,77 тыс. долл. США, строительно-монтажные работы 12 474,87 экв. тыс. долл. США (22 456 132,03 тыс. сум). Кроме того, прочие затраты – 3 050,13 тыс. долл. США.

Инвестиционные затраты на оборотный капитал

Поскольку модернизация станции производится без ее остановки, товарно-материальные запасы будут пополняться. Согласно отчетным данным, имеются запасы для вновь вводимых в эксплуатацию агрегатов.



Предпроизводственные затраты

Предпроизводственные затраты состоят из таможенных расходов, страхования и иных финансовых издержек в инвестиционный период, которые будут различаться в зависимости от варианта финансирования проекта.

Таможенное оформление и декларирование составит 862,75 тыс. долл. США, страхование – 958,61 тыс. долл. США.

Исламский Банк Развития предоставляет заемные средства на беспроцентной основе. Сумму комиссий составляет полугодовая ставка LIBOR (0,81% на 1-й квартал 2012 г.) плюс спрэд самого финансирующего банка (принят в размере 1,35%).

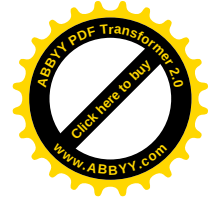
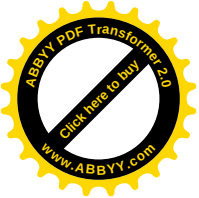
Расчеты по кредиту выполнены согласно схеме и формулам, предоставленным представителями Исламского Банка Развития 26-29 января 2012 года.

Полные финансовые издержки в инвестиционный период составят – 1 821,35 тыс. долл. США. Расчет предпроизводственных затрат представлен в таблице 5.2.

Предпроизводственные расходы, (тыс. долл. США)

Таблица 5.2

Категории расходов	Полные издержки	Годы		
		2013	2014	2015
Таможенные расходы	862,75	345,10	345,10	172,55
Оформление страхования	958,61	383,44	383,44	191,72
Итого	1 821,35	728,54	728,54	364,27



6. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Характеристика и объем вредных выбросов и сточных вод при модернизации и эксплуатации Фархадской ГЭС

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы была проведена оценка воздействия на окружающую среду модернизации и последующей эксплуатации Фархадской ГЭС.

Основными задачами выполненной работы являлись:

- оценка современного состояния района проведения работ;
- экологический анализ основных проектных решений с целью определения источников, видов и характера воздействия исследуемых объектов на компоненты природной среды;
- разработка мероприятий по снижению негативных последствий предполагаемой модернизации.

Реконструируемое предприятие относится к I категории воздействия на окружающую среду с высокой степенью риска согласно Приложению № 2 к Постановлению Кабинета Министров Республики Узбекистан № 491 от 31.12.01 – п.7 (Гидроэлектростанции мощностью более 30 МВт).

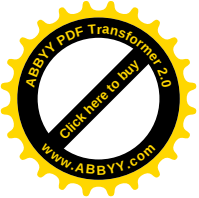
Состояние атмосферного воздуха в районе размещения ГЭС в настоящее время в основном определяется выбросами стационарных источников, расположенных на территории напорно-станционного узла, передвижными источниками автотранспорта, а также высокими горячими выбросами Сырдарьинской ТЭС, которая располагается на расстоянии ~5 км к западу от Фархадской ГЭС.

При обследовании территории напорно-станционного узла было выявлено, что на состояние атмосферного воздуха будут влиять следующие участки:

- маслохозяйство, расположенное в отдельном помещении;
- здание станции;
- механическая мастерская;
- сварочный пост;
- склад ГСМ;
- дизельная установка;
- передвижные источники автотранспорта.

На балансе предприятия находится 8 передвижных источника автотранспорта (1 автобус, 2 грузовые автомашины, 4 легковых автомобиля (топливо - бензин), трактор (работает на дизельном топливе).

Наибольшее воздействие на состояние атмосферного воздуха в районе размещения Фархадской ГЭС возможно от работы дизельной генераторной установки (ДГУ), которая размещается на территории ГЭС (узел связи) и является резервным источником питания оборудования. Дизельная станция является залповым источником выбросов в течение короткого периода времени (около 20 минут) во время проведения регулярных ее опробований и испытаний; уровень загрязнения атмосферы при этом не превышает предельно допустимых концентраций.



Выбросы постоянных стационарных источников воздействия самой станции не распространяются за пределы территории объекта; состояние атмосферного воздуха является допустимым.

Намечаемые работы по модернизации оборудования будут сопровождаться проведением сварочных, окрасочных работ, газовой резкой металлических конструкций, что результатом которых будет выделение в атмосферный воздух оксидов железа, марганца, азота, паров растворителей, краски и аэрозоля.

Проведённые расчёты полей рассеивания загрязняющих веществ показали, что реализация проекта не вызовет изменения состояния атмосферного воздуха в районе размещения гидроузла. Выбросы загрязняющих веществ не будут превышать установленных нормативных значений и за границами отведенной территории.

Созданное подпорными сооружениями головного узла водохранилище за 60-летний период эксплуатации в значительной степени заилено; его полезная емкость уменьшилась с 330 млн. м³ до 35 - 40 млн. м³. Заращение ложа водохранилища камышом и водорослями приводит к постоянному засорению сороудерживающих решеток водоприемника деривации и необходимости их очистки.

После ввода объекта и во время его эксплуатации произошло значительное повышение уровня грунтовых вод, в том числе на участке напорного бассейна на 16 – 18 м. Для обеспечения устойчивости сооружения была создана система вертикального дренажа, которая в рамках проекта подлежит восстановлению и реконструкции с заменой насосного оборудования.

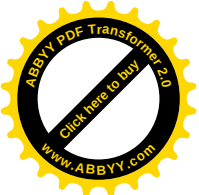
Опасных физико-геологических явлений, выражающихся в образовании оползней, в районе расположения гидроузла не имеется.

Отличительной особенностью эксплуатации гидроэлектростанции является использование оборудования с большими объёмами масла – это гидрогенераторы, маслонапорные установки, трансформаторы, масляные выключатели.

В целях предотвращения загрязнения грунтов, поверхностных и подземных вод нефтепродуктами, при проектировании, строительстве и эксплуатации станции были выполнены природоохранные мероприятия. Однако, анализ возможных аварийных ситуаций показал, что при возникновении аварии, связанной с пожаром, не на всех участках были предусмотрены меры в соответствии с современными нормативными природоохранными требованиями.

Выявленные по объекту недостатки, которые могут привести к негативным последствиям для состояния окружающей среды, не связаны с проектными решениями по модернизации Фархадской ГЭС, а являются следствием строительства станции в 1948 году в соответствии с действующими в те времена нормами и правилами.

Так, сбор замасленных производственных стоков, которые могут образоваться в момент аварии при пожаре на силовых трансформаторах и на



гидрогенераторах станции при строительстве Фархадской ГЭС предусматривался.

Настоящим проектом модернизации современные требования учтены в той мере, которую можно технически выполнить в условиях уже построенного объекта.

При пожаротушении из пожарных гидрантов силовых трансформаторов в ПТЭО предусматривается сбор и отвод замасленных стоков в отстойник – маслоотделитель с дальнейшей очисткой замасленных стоков на фильтрах «Автопен-2ст» до значений 0,05мг/л, с отведением их в нижний бьеф и далее русло реки Сырдарья.

Проектом модернизации при замене трансформаторов будут выполнены обетонированные поддоны с металлической облицовкой, заполненные гравием. Вся площадка ОРУ при реконструкции будет покрыта слоем гравия в противопожарных целях, а также защитным слоем, чтобы в случае разлива масла, исключить его проникновение в грунты и грунтовые воды при разрыве бака трансформатора.

Для слива масла из помещения маслохранилища в случае разгерметизации емкостей предусмотрено 2 аварийных подземных резервуара общим объёмом 135м³. Резервуары представляют собой бетонированные ёмкости, которые связаны с маслохранилищем подземным трубопроводом. Через бетон в ёмкости поступает дренажная вода, которую периодически приходится откачивать. При проведении модернизации необходимо предусмотреть гидроизоляцию емкостей.

Предусмотренная проектом замена маслососов и ремонт маслосодержащего оборудования сокращает вероятность протечек и попадания масла в поверхностные водотоки с технологическими стоками.

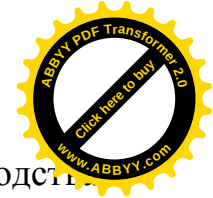
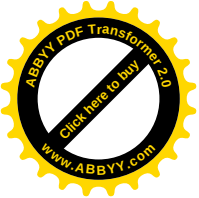
После завершения модернизации расходы водопотребления, объём и состав стоков на объекте останутся без изменений.

Технологические стоки ГЭС, а также дренажные стоки являются условно чистыми и сбрасываются в отводящий канал станции и далее в русло реки Сырдарья.

Для предупреждения затопления фильтрационными водами подземной части здания станции, помещений и оборудования проектом предусмотрена полная модернизация оборудования и капитальный ремонт дренажной насосной первой и второй очереди с откачкой дренажных вод от здания станции и пристанционной площадки.

Отвод хозяйственно-бытовых стоков осуществлялся ранее системой канализации в нижний бьеф и далее в русло реки Сырдарья, что является недопустимым. Проектом модернизации будет решен вопрос отвода хозяйственно-бытовых стоков в канализационный коллектор города Ширин, либо путём строительства очистных сооружений вблизи объекта.

Основные проектные решения по модернизации Фархадской ГЭС после её завершения не приведут к образованию дополнительных источников выбросов, за исключением залповых источников дизельных генераторов на пристанционной площадке и водосливной плотине.



Предложенные в проекте дизельные установки производства Великобритании отвечают последним требованиям экологических нормативов мировых стандартов и при их эксплуатации уровень загрязнения атмосферного воздуха за границами предприятия не превысит нормативных значений.

Видовой и количественный состав отходов станции после завершения модернизации также не изменится, за исключением отхода черного и цветного металла (медь), который образуется при замене оборудования гидротурбин, обмоток статора генератора и кабелей. Отход будет временно храниться на территории ГЭС и затем утилизироваться в установленном порядке.

Проектом предусматривается замена вышедшего из строя электрооборудования, установка систем автоматической пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения генераторов с соответствующей контрольной аппаратурой и системой обработки данных. Это позволит ликвидировать пожар в короткие сроки и свести к минимуму технические, экономические и экологические ущербы.

Предусмотренная проектом замена маслососов и ремонт маслоснабжаемого оборудования с заменой прокладок и т.д. сокращает вероятность протечек и попадания масла на поверхность бетонных конструкций и смыва его в поверхностные водотоки с технологическими стоками.

Замена на ОРУ-110/35 кВ масляных выключателей на современные элегазовые, и двух масляных трансформаторов на сухие значительно сократит на объекте количество маслоснабжаемого оборудования, что позволит минимизировать риск загрязнения нефтепродуктами грунтов и поверхностных водотоков в случае аварийной ситуации.

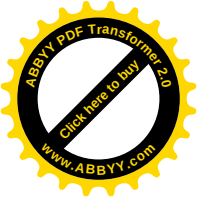
Модернизация станции будет проводиться без дополнительного изъятия земель на территории существующего гидроузла.

Работы по демонтажу существующего и установке нового оборудования продлятся в течение четырех лет, с выводом в ремонт двух агрегатов в 2014 году (Г-1 и Г-2); в 2015 году (Г-3 и Г-4).

Замена гидротурбин и генераторов агрегатов Г-1, Г-2, рабочих колёс гидротурбин и обмоток статора на генераторах на агрегатах Г-3, Г-4 позволит увеличить межремонтные периоды работы гидроагрегатов, что приведёт к сокращению количества выбросов при проведении ремонтных работ (сварочные, окрасочные работы).

Таким образом, модернизация Фархадской ГЭС приведет к более надежной и безопасной работе оборудования, повысит мощность станции и выработку электроэнергии, продлит срок эксплуатации установленного оборудования.

В то же время, для минимизации степени воздействия Фархадской ГЭС на природную среду в проекте были предложены дополнительные природоохранные мероприятия.



- Привести открытый склад ГСМ в соответствие с требованиями норм проектирования (обваловка емкостей, устройство подземной ёмкости с маслоотстойником для принятия дождевых стоков и возможных утечек и проливов).

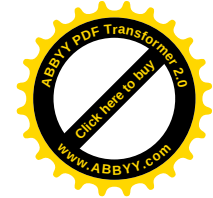
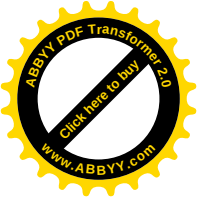
- Предусмотреть гидроизоляцию обетонированных подземных емкостей (для слива масла из маслохранилища) для исключения поступления в ёмкости дренажных вод и предотвращения загрязнения их нефтепродуктами.

- Для предотвращения загрязнения грунтов и поверхностных вод в случае пожара на трансформаторах (Т-7, Т-8) на площадке ОРУ-110/35 кВ предусмотреть заглубленный маслосборник, который позволит принять стоки пожаротушения из пожарных гидрантов и масло из бака одного трансформатора.

- Решить вопрос с хозяйственно-бытовыми стоками – предусмотреть отведение их в канализационный коллектор города Ширин или организовать строительство очистных сооружений на территории Фархадской ГЭС – для исключения загрязнения поверхностных вод.

Экологический анализ основных проектных решений модернизации показал, что они приняты с учётом минимального воздействия на элементы природной среды, с использованием новейших достижений в гидротурбостроении с применением автоматических систем управления технологическими процессами на всех агрегатах ГЭС.

При условии соблюдения дополнительных природоохранных мероприятий, предложенных в данной работе, эксплуатация Фархадской ГЭС после модернизации не вызовет необратимых последствий в экологической обстановке района размещения станции.



7. Часть БЖД

7.1. Водоснабжение, канализация и пожаротушение

На Фархадской ГЭС было проведено обследование системы хозяйственного водоснабжения, хозяйственной канализации, системы пожаротушения здания станции.

7.1.1. Система пожаротушения

Основными объектами пожаротушения гидроузла являются: здание станции, кабельные туннели, ОРУ, силовые трансформаторы у здания ГЭС

Пожаротушение всех объектов принято водой, для чего предусматривается противопожарный водопровод высокого давления.

В соответствии с действующими нормами: КМК 2.,04.02-97, КМК 2.04.01-98, ШНК 2.04.09-2007, нормами технологического проектирования гидроэлектростанций ВНТ П41-85, «Инструкция по проектированию противопожарной защиты электрических предприятий» РД 34.49.101.87. для объектов гидроузла предусматривается наружное пожаротушение из пожарных гидрантов, внутреннее - из пожарных кранов.

В здание станции необходимо произвести реконструкцию существующей системы пожаротушения, которая за период эксплуатации физически и морально устарела. Для этого в рамках модернизации намечается замена насосов пожаротушения на новые, с параметрами:

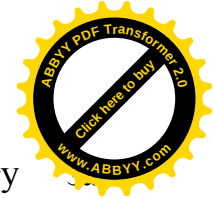
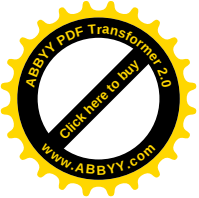
- марка K100-65-250 $Q=90\text{ м}^3$, $H=85\text{ м}$, $N=45\text{ кВт}$.

Разработчиками могут быть рекомендованы импортные насосы с теми же параметрами, обладающие преимуществами и надежностью в эксплуатации (так как мощность их меньше, срок службы дольше). Однако в рамках разрабатываемого ПТЭО не удалось получить от фирмы – изготовителя сведений по стоимости насосов, поэтому вопрос выбора поставщика может быть перенесен на стадию тендерных торгов, а в сметном расчете ПТЭО приведена стоимость насосов K100-65-250.

Существующая система пожаротушения гидрогенераторов рассчитана на ручное управление и не соответствует действующим в настоящее время технологическим нормам и правилам. Необходима замена системы пожаротушения гидрогенераторов с ручного на автоматическое с установкой узлов ЗПУ с электрифицированными задвижками. Установка системы автоматического пожаротушения требует замены существующей запорной и контрольной арматуры и установки системы обработки данных.

Из-за изношенности системы пожаротушения необходимо заменить все трубопроводы, арматуру и пожарные краны на новые. Определен объем работ по реконструкции системы и заложен в расчеты стоимости.

При пожаротушении из пожарных гидрантов силовых трансформаторов, установленных на пристанционной площадке, предусматривается организованный отвод замасленных стоков на сооружения по отстаиванию и очистке замасленных вод.



Указанные сооружения расположены на правом берегу трансформаторной площадкой и состоят из отстойника, совмещенного с насосной станцией откачки замасленных стоков, и фильтров «Автопен-2ст».

При пожаротушении из пожарных гидрантов силовых трансформаторов, замасленная смесь отводится самотеком в отстойник – маслоотделитель трубопроводом Ø250мм.

Объем отстойника маслоотделителя рассчитан на одновременный прием аварийного слива масла из трансформаторов, воды пожаротушения, дождевых и талых вод.

После пожаротушения трансформаторов водомаслянная эмульсия, поступающая в отстойник, должна отстояться в течении двух часов.

При накоплении в отстойнике определенного количества отстоянного масла, оно переносным насосом откачивается в передвижную емкость (машину) и отвозится на регенерацию или утилизацию.

Сбросные воды, имеющие после отстоя концентрацию маслопродуктов до 50 мг/л, стационарными насосами марки КМ 50-32-125 (один рабочий, другой резервный) подаются для доочистки на фильтры «Автопен-2ст.» При рабочем режиме – режиме фильтрования сточная вода насосами подается в фильтр 1 ступени, где проходит снизу вверх фильтрующую загрузку и освобождается от основной массы загрязнений. Затем сточная поступает на фильтр 2-й ступени, после которого концентрация маслопродуктов в воде составит 0,3 мг/л, что позволяет условно- чистые стоки сбросить в нижний бьеф или в сеть ирригации.

При загрязнении фильтрующей загрузки фильтры промываются чистой водой из системы противопожарного водопровода пристанционной площадки.

Система отвода замасленных стоков выполняется из стальных электросварных труб.

7.1.2. Хоз–питьевой водопровод

Основными потребителями питьевой воды на гидроузле являются дежурный персонал ГЭС, рабочие при проведении ремонтных работ и рабочие в период реконструкции ГЭС.

За источник хоз-питьевого водоснабжения принят существующий хоз-питьевой водопровод с водозабором из городской сети.

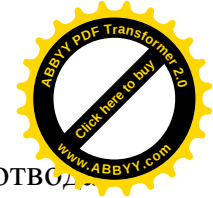
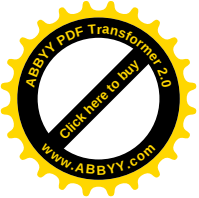
Для хоз-питьевых целей здания станции вода подается трубопроводом Ø50мм к санузлам.

Нормы водопотребления и свободные напоры у приборов приняты в соответствии с КМК 2.04.01-98. Система находится в исправном состоянии и соответствует действующим нормам и требованиям. В последние годы был произведен ремонт системы водоснабжения силами предприятия.

7.1.3. Хоз-бытовая канализация

Сточные воды здания станции отводятся самотечным трубопроводом Ø100мм в существующую сеть пристанционной площадки.

Ранее запроектированная система хоз-бытовой канализации не отвечает современным правилам охраны поверхностных вод от загрязнений и



экологическим нормам. Требуется заменить существующую систему отвода хоз-фекальных стоков.

Предлагается два варианта решения хоз- бытовой канализации:

1) Хоз-бытовые стоки от бытовых помещений здания станции и СПК сбрасываются в железобетонную накопительную емкость объемом 25 м^3 , которые после заполнения емкости вывозятся спецавтотранспортом на существующие канализационные станции.

2) Выполнить самостоятельные очистные сооружения хоз-бытовой канализации. Сточные воды от объектов пристанционной площадки собираются в канализационной насосной станции малой производительности (КНС). Затем канализационная насосная станция перекачивает все стоки на малые очистные сооружения механической и биологической очистки канализационных стоков. В состав очистных сооружений входят: септик и поля подземной фильтрации с искусственным гравийным основанием.

7.2. Электроосвещение

Электроосвещение сооружений и площадки НСУ

В здании станции предусматривается замена существующих щитов рабочего и аварийного освещения. Вновь устанавливаемый щит состоит из трех панелей: две панели с линейными автоматами и секционной панелью для рабочего освещения. Щит аварийного освещения состоит из двух блоков (БАО), которые имеют питание от панелей рабочего освещения и от щита постоянного тока.

Во всех существующих помещениях щитки, сеть освещения и светильники демонтируются и устанавливаются светильники с энергосберегающими люминесцентными лампами, щитки для питания освещения и прокладывается новая сеть освещения.

Наружное освещение территории и ОРУ также подлежит замене.

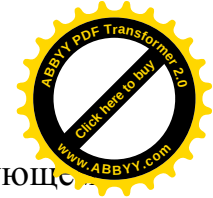
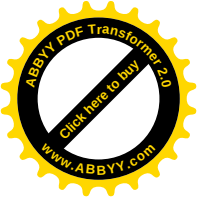
В проектируемых зданиях устанавливаются щитки для питания сети освещения. Освещение выполняется светильниками с люминесцентными лампами и энергосберегающими лампами.

Электроосвещение сооружений головного узла

На головном узле водосливной плотины и регуляторе деривационного канала предусматривается замена существующего наружного освещения. Для этого оборудование и материалы на опорах демонтируются. На существующие опоры устанавливаются двухрожковые кронштейны, современные светильники с натриевой лампой, клеммные коробки и прокладывается провод внутри опоры.

Освещение дороги между водосливной плотиной и регулятором деривационного канала выполняется на вновь установленных опорах.

Управление освещением осуществляется автоматически выключателями, установленными вблизи питающих комплектных трансформаторных подстанций. От автоматических выключателей



прокладывается кабель с алюминиевыми жилами в существующем кабельном канале для подключения светильников.

7.3. Компонировка электротехнических устройств

Все силовое электротехническое оборудование устанавливается на местах демонтируемого соответствующего оборудования.

В связи со стесненными условиями, для обеспечения габаритов маслоприемников, в соответствии с требованиями ПУЭ-2011г. приняты к установке главные силовые трансформаторы с системой охлаждения типа «ДЦ» с отдельностоящими маслоохладителями, которые устанавливаются рядом с трансформаторами в пределах маслоприемников на отм. 295,80.

В машинном зале ГЭС на отм. 295,80 со стороны нижнего бьефа устанавливаются системы управления агрегатами. Конструктивно система управления выполнена на базе металлоконструкций «RITAL» шкафного исполнения. В одном ряду с системами управления агрегатов устанавливаются два шкафа защиты блока «генератор-трансформатор».

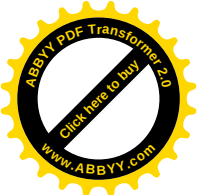
Системы возбуждения агрегатов №№1,2 устанавливаются в машзале ГЭС на отм. 295,80 со стороны нижнего бьефа на места демонтируемых систем возбуждения агрегатов №№1,2.

Системы возбуждения агрегатов №№3,4 устанавливаются в машзале на отм. 295,80 со стороны верхнего бьефа на места демонтируемых систем возбуждения агрегатов №№3,4. Выпрямительные трансформаторы устанавливаются в помещении линейных выводов генераторов №№ 1,2 и №№ 3,4 на отм. 292,30 и отм. 291,20 соответственно.

В помещении Центрального пульта управления на отм. 299,66 устанавливаются: Главный информационный щит и двухместное рабочее место ДИСа, Центральный Сервер сбора данных, панель гидротехнических измерений, панель телемеханики и телеизмерения, панель преобразователей, программно-технический комплекс основного здания, панели релейной защиты. В помещении ЦПУ и щитовой ЦПУ необходимо установить кондиционеры для поддержания необходимой температуры для работы микропроцессорных устройств. Инвертор и защитное переключающее устройство устанавливаются на Узле связи (напорный бассейн).

Щит постоянного тока 230В состоит из 5-ти шкафов: шкафа ввода ШВ, шкафов отходящих линий ШОЛ1, ШОЛ2 (I и II секции ЩПТ), установленных на место демонтируемого ЩПТ в помещении КРУ-10кВ, и шкафов отходящих линий ШОЛ3, ШОЛ4 (III и IV секции ЩПТ), установленных в помещении 48В на отм. 295.80 ЗС на место демонтируемого щита оперативного тока 230В ЗС. Шкафы ШОЛ3 (III секция), ШОЛ4 (IV секция) с АВР от I и II секции ЩПТ являются продолжением ЩПТ 230В.

Комплектное распределительное устройство внутренней установки типа К-63, щит постоянного тока I и II секция, выпрямители АБ, ПТК ОРУ, панели релейной защиты линий 110/35кВ устанавливаются в помещении КРУ-10 кВ (бывшего РУ 6 кВ), см. чертеж №1770-25-1-ЭМ л.5.



Трансформаторы собственных нужд размещаются в помещении трансформаторов СН на отм. 291,20, находящемся под помещением главного щита СН на отм. 295,97 м.

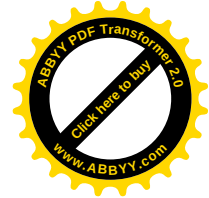
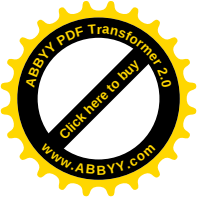
Главный щит СН 0.4 кВ, щит рабочего и аварийного освещения ЗС устанавливаются в помещении главного щита СН на отм. 295,97 на места демонтируемого аналогичного оборудования. Существующий щит аварийного освещения ЗС, установленный на ГЩУ отм. 299,66 м, демонтируется.

На ОРУ-110 и 35 кВ выполняется замена оборудования в соответствии с главной схемой с демонтажом старых и устройством новых фундаментов.

Существующие зональные ящики ОРУ-110/35 кВ заменяются на пункты распределительные постоянного и переменного тока.

В связи с изменением схемы ОРУ-110 кВ производится расширение ОРУ на 2 ячейки, что требует небольшого увеличения площадки сверх отведенной территории. Этот вопрос требует проработки на следующей стадии проектирования.

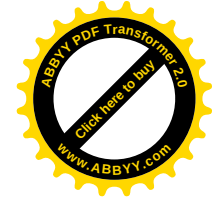
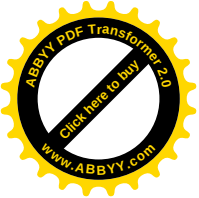
В кабельном туннеле предусматривается частичная замена кабельных конструкций (стойки, полки, лотки) с ремонтом бетонных поверхностей.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе выполненных работ сделаны следующие выводы:

- предложена замена существующего №1 и №2 гидротурбин типа ПЛ/587-ВМ-400 на ПЛ 40/587а-В-400 и это дает возможность увеличить мощности гидротурбин №1 и №2 до 31,5 МВт;
- предложена замена существующего №3 и №4 гидротурбин типа РО-ВМ-406,4 на РО 45/820-ВМ-406,4 и это дает возможность увеличить мощности гидротурбин №3 и №4 до 34,7 МВт ;
- замененные гидрогенераторы Г-1 и Г-2 развивают номинальную мощность 30,2 МВт каждый, что соответствует их полной мощности 37,75 МВА при $\cos \varphi=0,8$;
- модернизации существующие гидрогенераторы Г-3 и Г-4 развивают номинальную мощность 33,3 МВт каждый, исходя из их полной мощности 41,125 МВА при $\cos \varphi=0,81$.
- трансформаторы Т-1, Т-2 – производится замена двух трансформаторов мощностью 40500 кВА и 40000 кВА трансформаторами ТДЦ-42000/110.
- трансформаторы Т-3, Т-4 – производится замена двух групп однофазных трансформаторов мощностью 3х14000 кВА двумя группами трансформаторов 3хОДЦ-16000/110.
- РУ-6 кВ заменяется на новое современное КРУ 10 кВ типа К-63.
- предложена замена двух масляных трансформаторов собственных нужд Т-10 и Т-11 мощностью 1500 кВА каждый на сухие трансформаторы мощностью 1600 кВА.
- Существующий главный щит СН 0,4 кВ (односекционный) заменяется на двухсекционный щит 0,4 кВ новой разработки.
- установленная мощность Фархадской ГЭС в результате замены и модернизации оборудования составит 127,0 МВт.
- Увеличение номинальной мощности после модернизации гидростанции, в сравнении с фактически развиваемой в настоящее время, составит 13,0 МВт (11,4%).



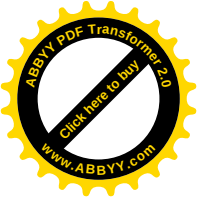
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Официальные документальные материалы

1. Каримов И.А. Узбекистан по пути углубления экономических реформ. – Ташкент: Узбекистан, 1995.
2. Каримов И.А. Мировой финансово–экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана. –Ташкент: Узбекистан, 2009.

Техническая литература

3. Арефьев Н.В., Хрисанов Н.И. Экологическое обоснование гидроэнергетического строительства: Учебное пособие. Л.: Изд–во СПбГТУ, 1992.
4. Использование водной энергии: Учебник для вузов /Под ред. Ю.С. Васильева. – М.: Энергоиздат, 1995.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции/ Под ред. Ю.С. Васильева и Д.С. Щавелева. М.:Энергоатомиздат, 1988. Т.1.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанции/ Под ред. Ю.С. Васильева и Д.С. Щавелева. М.:Энергоатомиздат, 1989. Т.II.
7. Бакиров М.С. Гидравлика и гидравлические машины. Учеб. пособие. Стерлитамак: Изд–во СГПИ, 2000.
8. Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок.– М.: Издательский дом МИЭ, 2–е изд., 2006.
9. Безруких П. П., Стребков Д. С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // Малая энергетика. 2005. №1–2.
10. Васильев Ю.С., Саморуков И.С., Хлебников С.Н. Основное энергетическое оборудование гидроэлектростанций. Учеб. пособие. СПб.: Изд–во СПбГТУ, 2002.
11. ГОСТ 23956–80. [Турбины гидравлические. Термины и определения.](#)
12. ГОСТ 27528–87. [Турбины гидравлические поворотно–лопастные, радиально–осевые. Типы. Основные параметры.](#)
13. ГОСТ 28446–90. [Оценка кавитационной эрозии в гидротурбинах, насосах гидроаккумулирующих станций и насосах–турбинах.](#)
14. ГОСТ 28842–90. [Турбины гидравлические. Методы натурных приемочных испытаний.](#)
15. ГОСТ 51238–98. [Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения.](#)
16. Методика определения эффективности капитальных вложений. М.: Энергоатомиздат, 1988.
17. Прошкина, И. Возобновляемая энергия проблемы и перспективы/ И. Прошкина // Экология и жизнь : Научно-популярный журнал. - 2008. - №6. - С. 28-30.



18. Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций (СО 153-34.20.161–2003). – М. : ЭНАС, 2004.

19. Руководство по экономическому выбору проектных решений при проектировании гидроэнергетических объектов. М.: Минэнерго СССР, 1984.

20. Техничко–экономические характеристики малой гидроэнергетики (справочные материалы). Методическое пособие. Под. ред. В.И. Виссарионова. М.: издательство МЭИ 2001 г. 11–12 с.

21. Экономика гидротехнического и водохозяйственного строительства / Под. ред. Д.С. Щавелева. - М.: Стройиздат, 1986.

22. Экономика электроэнергетики: рыночная политика / отв. ред. Хоуп Э., Меламед Л. Б., Лычагин М. В. – Новосибирск : Изд. СО РАН, 2001.

23. <http://www.gidrav1.narod.ru>

24. <http://www.5ballov.ru>

25. <http://www.energonadzor.uz>

26. <http://www.ges.ru>

27. <http://www.niies.ru>

28. <http://www.Uzbekistan.uz>