

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К. И. Сатпаева

Ж. К. КАСЫМБЕКОВ

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО МАЛЫХ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Рекомендовано Учебно-методическим советом университета
в качестве учебного пособия

Алматы 2017

УДК 621.31
ББК 31.5 я73
К 28

Рецензенты:

Базарбаев А. Т., канд. техн. наук; доц. каф. «Водные ресурсы и мелиорация» Казахского национального аграрного университета

Шинибаев А. Д., д-р. техн. наук, проф. каф. «Инженерные системы и сети» института «Архитектура и строительство» имени Т. К. Басенова Казахского национального исследовательского технического университета имени К. И. Сатпаева

Карлиханов А. К., д-р. техн. наук, зав. отделом «Гидротехнические сооружения» ТОО «Казахский НИИ водного хозяйства»

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2017 г.

Касымбеков Ж. К.

К28 Проектирование и строительство малых гидроэлектростанций: Учеб. пособие / *Ж. К. Касымбеков*. – Алматы: КазННТУ имени К. И. Сатпаева, 2017. – 180 с.: Ил. Табл. Библиогр. – назв.
ISBN 978-601-323-066-5

В учебном пособии изложены сущность предмета и методические основы проектирования малых гидроэлектростанций, а также состав и этапы выполняемых проектно-строительных работ.

Основная часть проектирования предусматривает технико-экономическое обоснование площадки строительства, водноэнергетические расчеты ГЭС, подбор необходимых сооружений и оборудования, а также мероприятия по организации строительства и эксплуатации.

Предназначено для студентов и магистрантов кредитной технологии обучения по специальностям 5В050800 и 6М080500 «Водные ресурсы и водопользование».

ISBN 978-601-323-066-5

© Касымбеков Ж. К., 2017

© Каз ННТУ им. К. И. Сатпаева, 2017

ПРЕДИСЛОВИЕ

Гидроэнергетика является наиболее распространенной на практике и технологически отработанной отраслью использования возобновляемых источников энергии.

Казахстан располагает значительным потенциалом малой гидроэнергетики (170 млрд кВт.ч), что обеспечивается наличием 2174 рек длиной более 10 км. За счет этого выработка электрической энергии малыми ГЭС составляет порядка 400,0 млн. кВт.ч.

Современные способы и технологии использования энергии малых рек и водотоков, проектирования и строительства гидротехнических объектов требуют подготовки специалистов высшей квалификации на базе учебных программ бакалавриата и магистратуры.

В этих целях в учебной программе по специальности 5В080500 «Водные ресурсы и водопользование» ранее предусматривалось обучение дисциплин «Использование водной энергии» и «Гидросиловые установки». Если по первой дисциплине обучались основы и пути реализации мероприятий по использованию энергии водных ресурсов рек с соответствующим содержанием к специальности, то по второй – преимущественно вопросы машиностроительного характера, т. е. конструкции и расчеты основных составляющих элементов. Поэтому было решено, что для изучаемой специальности более целесообразным является замена последней на дисциплину «Проектирование и строительство малых гидроэлектростанций». Это позволяет освоить студентам методику расчета, порядок разработки и подготовки проектной документации для строительства малой ГЭС.

Исходя из этого разрабатываемое учебное пособие предназначено для приобретения практических навыков по проектированию гидравлических электростанций с учетом результатов маркетинговых анализов строительства малой ГЭС и технико-экономического обоснование строительства. В нем приводится порядок разработки и утверждения, а также состав проектной документации для строительства ГЭС. Особое внимание отведено методическим вопросам компоновки основных сооружений ГЭС,

определению их технологических параметров и организации строительства гидротехнических сооружений. На стадии проектирования предусматриваются меры по предотвращению влияния проведения работ на окружающую среду.

При составлении учебного пособия с учетом того, что в Казахстане принятый учебно-методический комплекс (УМК) по предмету предусматривает обучение бакалавров в русском и казахском группах, содержание и методика изложения его на двух языках были приняты идентичными.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ГИДРОЭНЕРГЕТИКЕ И ОСНОВНЫЕ СХЕМЫ КОМПАНОВКИ ГЭС

1.1. Состояние и перспективы развития гидроэнергетики в мире

Как показывает мировой опыт, наиболее распространённым методом использования энергии воды является традиционная гидроэнергетика. Она позволяет вырабатывать электроэнергию преимущественно за счет падающей силы воды из определенной высоты (рис. 1.1).

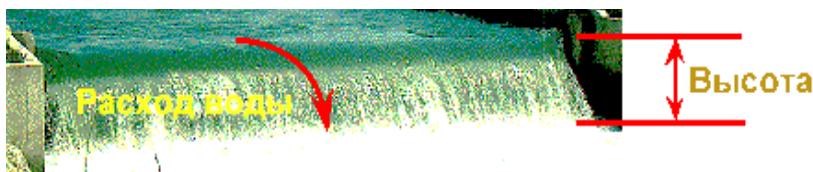


Рис. 1.1. Схема использования энергии водных ресурсов

Самый крупный гидроэнергетический комплекс в мире построен на р. Паранамежду между Парагваем и Бразилией. Он называется Дамба Итаипу. Его суммарная мощность из 18 турбин равна 12 600 МВт. В Бразилии доля ГЭС в общем объеме энергогенерирующих объектов составляет 81,9 %.

В России самой большой станцией считается Саяно-Шушенская станция, мощность которой доходит до 8 000 МВт.

В Китае и Индии происходит резкий рост развития гидроэнергетики.

В 1999 г. Китай ввел в строй гидроэлектростанцию Эртан мощностью 300 МВт, состоящую из шести турбин по 550 МВт каждая. Эртан – вторая по величине в Азии ГЭС является крупнейшим производителем электроэнергии в Китае.

Гидроэлектростанции, строящиеся сейчас в Китае, имеют суммарную установленную мощность 32 000 МВт. В Индии 12 крупномасштабных проектов, каждый по 3700 МВт установленной мощности, получили одобрение правительства. Строительство самой крупной в мире ГЭС – Плотины трёх ущелий в Китае с установленной мощностью 18.2 ГВт вошло во вторую стадию проекта, начатого в 1998 году.

Многие страны Центральной и Южной Америки возлагают серьёзные надежды на гидроэнергетику в вопросе обеспечения своих энергетических потребностей.

Страны, занимающие наибольшую долю в выработке гидравлической энергии, указаны в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Доля гидравлической энергии в общем объеме выработки
электроэнергии в ведущих странах

Страна	Выработка электроэнер- гии в 2010 г., млрд. кВт ч	Выработка электроэнер- гии в 2011 г., млрд. кВт ч	Установлен- ная мощ- ность, ГВт	Доля гид- роэнергии в стране, %
Китай	713,8	605	196,8	13,1
Канада	347,9	373,4	88,9	59,9
Бразилия	401,1	445,7	69,0	81,9
США	257,1	325,1	78,1	7,8
Россия	165	168	48,1	16

В таких странах, как Чили, Колумбия, Парагвай, Перу и Венесуэла, на долю ГЭС приходится до 50 %.

Все это происходит благодаря относительно низким затратам и конкурентоспособной цене за электроэнергию, выработанную на ГЭС. Кроме того, срок эксплуатации ГЭС намного превышает срок службы энергогенерирующих станций, работающих на ископаемом топливе. Существуют ГЭС, находящиеся в эксплуатации практически 100 лет. Поэтому эти преимущества гидроэлектростанции перед другими представляют собой очень привлекательный бизнес для инвесторов (рис. 1.2).

К другим преимуществам гидроэнергетики можно отнести способность к быстрому восстановлению собственных ресурсов, отсутствие загрязняющих выбросов в атмосферу, возможность быстро регулировать нагрузку в сети, низкая стоимость процесса производства электроэнергии.

К недостаткам большой гидроэнергетики относятся значительные капиталовложения в строительство ГЭС, а также вред, который наносится окружающей среде в процессе строительства и эксплуатации.

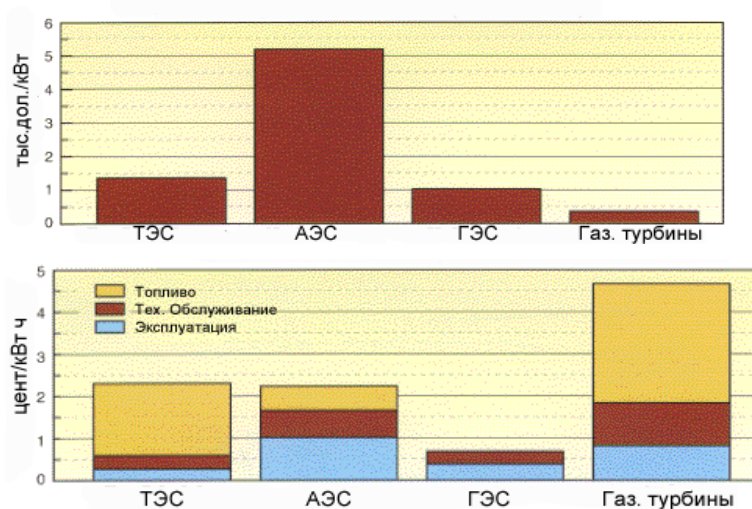


Рис. 1. 2. Стоимость ГЭС (а) и себестоимость (б) выработанной электроэнергии с помощью ГЭС

Общие виды крупных и средних ГЭС показаны на рис. 1.3–1.5. Такие ГЭС руслового (плотинного) и приплотинного типа являются наиболее распространенными видами гидроэлектрических станций. Как видно из рисунков, при этом напор воды создается посредством установки плотины, полностью перегораживающей реку, или поднимающей уровень воды в ней на необходимую отметку.



Рис. 1.3. Вид плотинной гидроэлектростанции

Строительство малой ГЭС (МГЭС) также имеет широкие перспективы развития в различных регионах мира. Малая гидроэнергетика свободна от многих недостатков крупных ГЭС и признана одним из наиболее экономичных и экологически безопасных способов получения электроэнергии, особенно при использовании небольших водотоков. При строительстве и эксплуатации МГЭС сохраняется природный ландшафт, во многих случаях практически отсутствует нагрузка на экосистему.

К преимуществам малой гидроэнергетики по сравнению с электростанциями на ископаемом топливе можно отнести:

- низкую себестоимость электроэнергии и эксплуатационные затраты;
- относительно недорогую замену оборудования;
- более длительный срок службы ГЭС (40–50 лет);
- возможность комплексного использования водных ресурсов (электроэнергетика, водоснабжение, мелиорация, охрана вод, рыбное хозяйство).

Технологические схемы малых ГЭС преимущественно выполняются с использованием деривационных каналов (рис. 1.6 и 1.7). Это позволяет исключить строительство водохранилищ и тем самым устранить подтопление района освоения объекта гидроэнергетики водой.

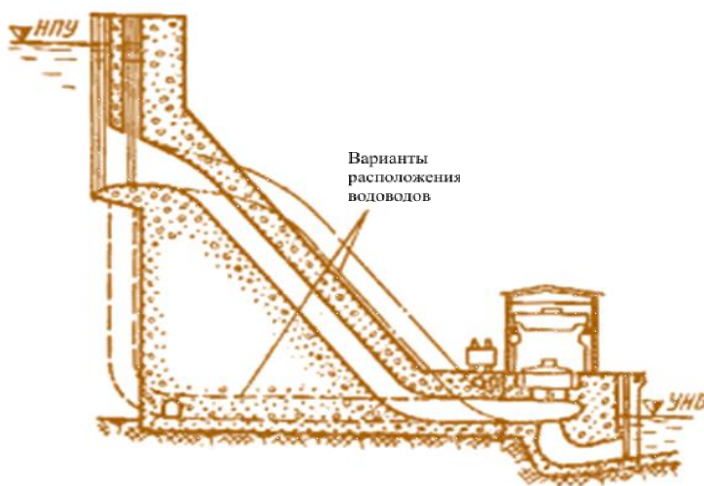


Рис. 1.4. Схема приплотинно-деривационной ГЭС



Рис. 1.5. Вид приплотинной деривационной ГЭС

Такие электростанции строят в тех местах, где значителен уклон реки. При этом вода отводится из речного русла через специальные водоотводы. В случае с напорной деривацией водовод прокладывается с большим продольным уклоном и соединяется с гидросиловым оборудованием, расположенным в здании ГЭС.

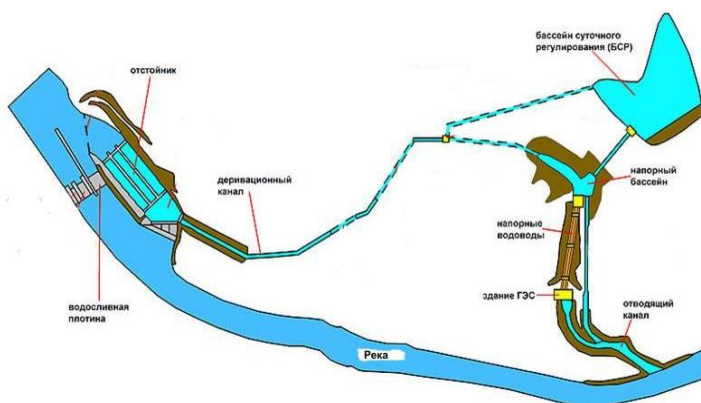


Рис. 1.6. Схема напорной деривационной ГЭС

В настоящее время единых критериев причисления ГЭС к категории **малых** не существует. В Австрии, Испании, Индии, Франции, Германии, Канаде, КНР к малым ГЭС относят электростанции мощностью до 5 МВт; в Италии, Норвегии Швейцарии, Венесуэле – до 1...1,5 МВт; в США и России – до 30 МВт.



Рис. 1.7. Вид малой ГЭС деривационного типа

По величине используемого напора малые ГЭС можно подразделить на три категории: низконапорные (напор менее 20 м); средненапорные (20...75 м) и высоконапорные (свыше 75 м).

Наибольшее распространение получила классификация ООН, подразделяющая малые ГЭС по мощности: микроГЭС – мощностью до 100 кВт; мини-ГЭС – от 0,1 до 1 МВт; малые ГЭС – от 1 до 10 МВт.

В 2010 г. установленные мощности МГЭС Евросоюза достигли 14 ГВт, из которых 21 % – мощность МГЭС в Италии, 17 % – во Франции, 16 % – в Испании, 2 % – в Польше и Чехословакии.

Суммарные мощности МГЭС по странам мира приведены на рис. 1.8.

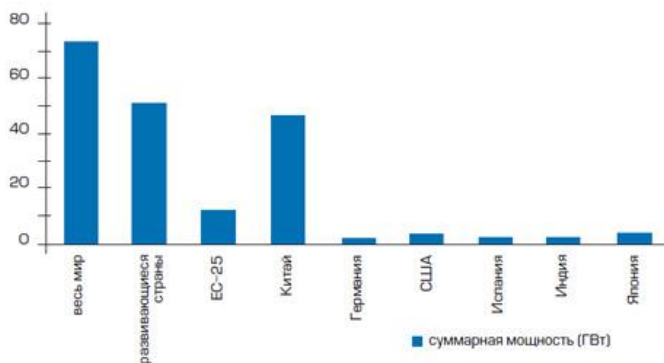


Рис. 1.8. Суммарные мощности малых ГЭС по странам мира

Интересным является тот факт, что инвестиционные затраты на строительство ГЭС имеют значительные различия между промышленно развитыми и развивающимися странами. При условно равной стоимости оборудования и монтажных работ строительство гидроэнергетического комплекса в развивающихся странах может быть экономически более оправданным, чем в развитых странах. Это в определенной мере, связано с отсутствием альтернативных источников энергии в развивающихся странах.

С учетом заметной ограниченности гидроресурсов в мире предполагается, что в будущем темпы развития гидроэнергетики могут снижены, но при этом будет поддерживаться ее диверсификация. По прогнозу производство электроэнергии на малых ГЭС к 2030 г. достигнет 770–780 ТВт.ч, что будет составлять более 2 % всего производства электроэнергии в мире. Это означает, что малая гидроэнергетика в обозримой перспективе останется одним из самых важных и конкурентоспособных возобновляемых источников энергии.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), суммарные мировые инвестиции в малую гидроэнергетику составляет около \$11 млрд. Правительство США предоставляет предпринимателям, строящим МГЭС, существенные кредитные и налоговые льготы. Доля малой энергетики достигает

50 % от всей гидроэнергетики США. В Японии действует 1350 малых ГЭС с суммарной мощностью 7 млн. кВт, предусмотрено строительство более 900 МГЭС.

Интенсивно идет строительство и ввод мощностей в странах Западной Европы: в Австрии – 950, в Италии – 1200, в Норвегии – 500, в Финляндии – 170, во Франции – 1100, в ФРГ – 800 в Швеции – 1200 МГЭС.

В настоящее время в ООН разработаны проекты строительства малых ГЭС для более 50 слабых и развивающихся стран. Учитывая большой опыт Китая в строительстве малых ГЭС, ООН заключила с Китаем соглашение о создании в г. Хангжауе международного центра по исследованию и развитию малых ГЭС.

В 2005 г. Правительством Казахстана разработана и принята концепция по широкому строительству МГЭС с годовой выработкой электроэнергии 4,8 млрд. кВт часов. Республика располагает 58 электрическими станциями с суммарной установленной мощностью 18572,2 МВт (по состоянию на конец 2005 г.), в том числе: тепловые электростанции – 16 214 МВт (88 %). Доля установленных мощностей гидроэлектростанций Казахстана составляет порядка 12 % от установленных мощностей ЕЭС, однако только часть этих ГЭС имеет возможность покрывать пиковые нагрузки. Располагаемые мощности ГЭС, способных покрывать пиковые нагрузки, составляют около 4 % от установленных мощностей всех гидроэлектростанций или около 5 % от мощностей, используемых в настоящее время. Этой доли недостаточно для покрытия пиковых нагрузок.

1.2. Основные принципы использования энергии водных ресурсов рек и схемы их реализации

Сущность работы гидроэлектростанции заключается в преобразовании потенциальной энергии водотока в электрическую за счет закрутки гидротурбины и соединенного к нему генератора с использованием напора и расхода подаваемой воды.

На практике известны три основные схемы создания сосредоточенного напора (концентрации напора):

- плотинная, при которой напор образуется плотиной;
- деривационная, когда напор создается деривацией, сооружаемой в виде канала, лотка, туннеля, трубопровода;

– смешанная (плотинно-деривационная), при которой часть напора создается плотиной, другая часть – деривацией.

Плотинная схема (рис. 1.9) осуществляется главным образом на равнинных реках, имеющих небольшой продольный уклон. Плотина создает перепад уровней (напор) H , за счет чего подпор воды распространяется вверх по реке до точки 5, при этом общее падение уровня воды в зоне подпора составит $H + \Delta h_{\text{под}}$, из которого $\Delta h_{\text{под}}$ теряется при движении воды в верхнем бьефе. Основной недостаток плотинной схемы – образование затопления и подтопления больших территорий.

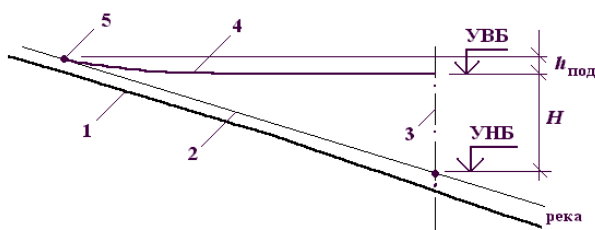


Рис. 1.9. Плотинная схема создания напора:

- 1 – дно реки; 2 – уровень воды в реке; 3 – створ плотины;
4 – кривая подпора; 5 – точка выклинивания подпора

Уменьшить затопления и подтопления можно путем создания так называемых русловых гидроузлов (рис. 1.10).

В таком гидроузле в период межени НПУ поддерживается вблизи бровки русла, напор образуется за счет разницы НПУ и уровня воды реки в межень.

Однако в период половодья при значительном подъеме уровней бьефов напор может снижаться практически до нуля.

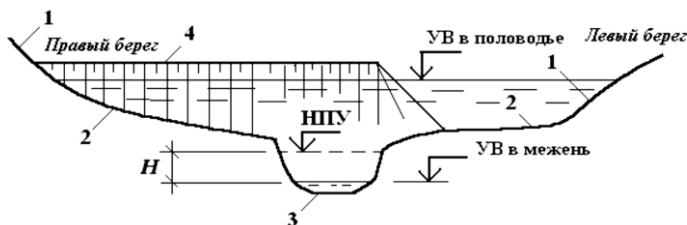


Рис. 1.10. Схема создания напора в русловом гидроузле:

- 1 – склоны долины реки; 2 – пойма; 3 – русло; 4 – плотина

В деривационной схеме (рис. 1.11) плотина может быть небольшой высоты или отсутствовать. В ее створе располагается водоприемник, обеспечивающий подачу воды в деривацию. Общее падение реки на используемом участке составит $H + \Delta h_{\text{под}} + \Delta h_{\text{дер}}$, где $\Delta h_{\text{под}}$ – потери на кривой подпора, $\Delta h_{\text{дер}}$ – потери в деривации. По сравнению с плотинной деривационная схема при таком же напоре позволяет существенно уменьшить площади затопления и подтопления.

Однако расход воды, поступающий в реку на участке между створом водоприемника и створом ГЭС, не может быть использован.

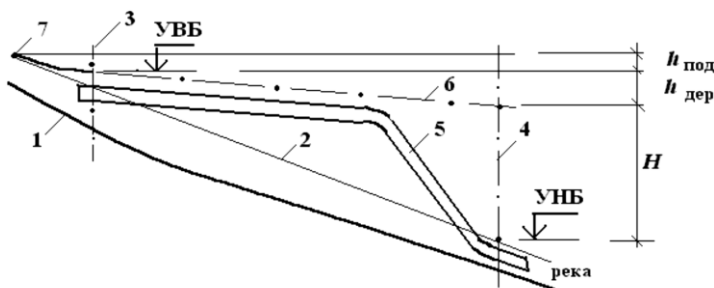


Рис. 1.11. Деривационная схема создания напора:
 1 – дно реки; 2 – уровень воды в реке; 3 – створ водоприемника;
 4 – створ ГЭС; 5 – деривация; 6 – пьезометрическая линия;
 7 – точка выклинивания подпора

Деривационная схема может быть реализована также в рукавно-переносной ГЭС (РП ГЭС). Такая ГЭС состоит из двух основных элементов: гибкого рукава, являющегося деривационным трубопроводом, и энергоблока, включающего турбину, генератор, систему регулирования и защиты.

Водоприемник рукава опускают в воду, рукав размещают на берегу реки вниз по течению и присоединяют к энергоблоку. Длина рукава может достигать до 100 м, напор РП ГЭС – до 6 м, мощность – до 3 кВт.

В плотинно-деривационной схеме (рис. 1.12) напор создается и плотиной, и деривацией. Общий перепад участка составляет $H + \Delta h_{\text{под}} + \Delta h_{\text{дер}}$, где $\Delta h_{\text{под}}$ – потери напора на кривой подпора, $\Delta h_{\text{дер}}$ – потери напора в деривации.

Используемый напор в плотинно-деривационной схеме

$$H = H_{пл} + H_{дер} - \Delta h_{дер}, \quad (1.1)$$

где $H_{пл}$ – напор, создаваемый плотиной; $H_{дер}$ – то же деривацией.

Каскадным ГЭС называют использование водной энергии путем концентрации напора на нескольких последовательно расположенных на одной реке створах (ступенях). В каскаде могут быть как плотинные, так и деривационные схемы создания напора, а также плотинно-деривационные схемы.

Местоположение каждой ступени, величину ее напора, другие параметры

выбирают на основе изучения природных условий и технико-экономического анализа. С целью использования большего стока створы стремятся разместить ниже устья крупных притоков; для уменьшения потерь электроэнергии и затрат в ЛЭП ступени выбирают вблизи потребителей электроэнергии и т. п.

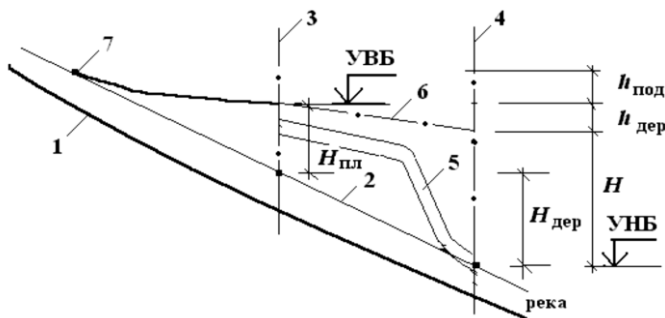


Рис. 1.12. Плотинно-деривационная схема создания напора:

- 1 – дно реки; 2 – уровень воды в реке;
- 3 – створ плотины и водоприемника; 4 – створ ГЭС;
- 5 – деривация; 6 – пьезометрическая линия;
- 7 – точка выклинивания подпора

При каскадном использовании энергии малых рек посредством создания русловых гидроузлов места размещения створов во многом определяются уровнем бровки русла. Обычно створы

схемы выбирается так, что вышерасположенный створ намечается в месте, где НПУ нижерасположенного створа совпадает с уровнем воды в межень. НПУ назначаются на уровне бровки более низкого берега.

1.3. Особенности проектирования и строительства малых ГЭС

При проектировании малых гидроэлектростанций необходимо учитывать следующие особенности их в отличие от средних и крупных ГЭС.

Малые ГЭС на горных реках принципиально отличаются от больших гидроэлектростанций по режиму использования водотоков (Торкатюк В. И. и др.), потому что большая часть стока горных рек приходится на весенне-летний период. Если запроектировать ГЭС на гарантированный зимний расход, то это приведет к большому недоиспользованию энергопотенциала реки, если же рассчитывать мощность агрегатов ГЭС на максимальные расходы, то будет неэффективно использовано оборудование. Построить же небольшое регулирующее водохранилище, соответствующее мощности малой ГЭС на горной реке, практически невозможно. Для этого потребуются большая плотина, чтобы свести до минимума негативное влияние наносов.

Малые ГЭС в горных районах могут работать в режиме естественного стока и выработка электроэнергии у них будет неравномерна в течение года. Это ограничивает их возможности.

Имеются принципиальные отличия и в отношении надежности их конструкций. Большие гидроэлектростанции проектируют на 100 %-ную надежность, так как их разрушение ведет к необратимым катастрофическим последствиям.

Для надежной работы малых ГЭС в условиях мощных плохо прогнозируемых паводков и селей прочность сооружений не так важна. В критических случаях допускаются определенные разрушения с периодическими восстановлениями.

Для сооружений МГЭС наиболее важным является не абсолютная надежность, а ремонтпригодность всех элементов конструкций.

Малые ГЭС могут быть экономически эффективными только при автоматическом их управлении. При этом сервисная обслуживающая организация должна быть общей для целого ряда станций, т. е. необходимо объединение их в ассоциацию.

Эффективность малых ГЭС может быть достаточно высокой, если их строительство будет состоять из монтажа элементов, централизованно изготавливаемых в виде отдельных модулей, доставляемых на место строительства в готовом виде.

При разработке МГЭС в основу проектирования необходимо положить регионально-модульную систему, которая предусматривает типизацию проектов, адаптированных к условиям равнинной, предгорной и горной зон.

Строительство малых гидроэлектростанций станут массовыми тогда, когда государство начнет проводить взвешенную тарифную политику, которая гарантировала бы быстрый возврат вложенных инвестиций и обеспечивала бы безубыточную работу существующих МГЭС.

Небольшие электростанции позволяют сохранять природный ландшафт, окружающую среду не только на этапе эксплуатации, но и в процессе строительства. При последующей эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она полностью сохраняет первоначальные природные свойства.

В отличие от других экологически безопасных возобновляемых источников электроэнергии, таких как солнце, ветер, малая гидроэнергетика, практически не зависит от погодных условий и способна обеспечить устойчивую подачу дешевой электроэнергии потребителю.

Еще одно преимущество малой энергетики – экономичность. В условиях, когда природные источники энергии – нефть, уголь, газ – истощаются, постоянно дорожают, использование дешевой, доступной, возобновляемой энергии рек, особенно малых, позволяет вырабатывать дешевую электроэнергию. К тому же сооружение объектов малой гидроэнергетики низкозатратно и быстро окупается.

Однако срок окупаемости средств, вложенных в ГЭС мощностью до 1000 кВт, бывает значительно больше, чем у крупных станций. При мощности малой ГЭС около 10 МВт удельные капиталовложения могут быть на уровне \$2–4 тыс/кВт. Это делает их иногда непривлекательным для инвестора.

При благоприятной законодательной базе активизируются не только инвесторы, но и финансирующие структуры, что подтверждает опыт Армении за последние пять лет. Там государство законодательно гарантирует закупку всей выработанной на малых ГЭС электроэнергии по фиксированному тарифу в течение 15 лет после ввода станции в эксплуатацию. Эти факторы обеспечили резкий рост отрасли. За последние пять лет построено около 80 новых станций, сейчас на стадии строительства или разработки проекта находится еще примерно 60 малых ГЭС.

Доля малой гидроэнергетики в общей выработке электроэнергии страны уже достигла 4 %, а на ближайшую перспективу ожидается ее увеличение до 10 %.

Существующие проблемы (Габаян Г.) преимущественно связаны с качеством проектирования и строительства малых ГЭС. Из-за низкого качества агрегатов происходят частые остановки на ремонт.

Строительство ГЭС с современными европейскими агрегатами и новыми деривационными трубами приводит к увеличению удельной стоимости станции примерно в два раза. Но при этом достигается много положительных эффектов. Так, годовая выработка станции увеличивается на 20–25 % благодаря повышению КПД и сокращению простоев. Установленная мощность ГЭС увеличивается на 8–12 % вследствие сокращения потерь напора на водоводе. Эксплуатационные затраты сокращаются на 50 % благодаря полностью автоматизированной системе управления агрегатом. Ремонтные затраты сокращаются в 6–8 раз на протяжении пяти лет эксплуатации. Все это обеспечивает гарантию бесперебойной работы станции на весь период погашения кредитов – 8–12 лет.

При проектировании малых водохранилищ необходимо учитывать все многообразие факторов, влияющих на условия их формирования и эксплуатации. Это влияние сказывается на формировании ложа и берегов водохранилищ, на природные условия прилегающей территории, экологию нижележащего участка реки.

На формирование режима малых водохранилищ существенно сказываются гидрологические условия, определяющие гидродина-

мическое развитие внутриводоемных процессов: водообмен водохранилища, режим течений, водный и тепловой баланс, термический режим в нижнем бьефе, уровенный и волновой режимы. Из этих факторов особо следует выделить водообмен, значение которого в условиях сильной загрязненности малых рек велико.

Важным при образовании водохранилищ малых ГЭС является береговая абразия. Выявлению таких участков необходимо уделять внимание на стадии проектирования малых ГЭС.

При образовании водохранилищ малых ГЭС происходит процесс аккумуляции наносов. Недостатки прогнозирования процесса аккумуляции наносов приводят к заилению водохранилищ, особенно в горных и предгорных районах.

Водоохранилища малых ГЭС, влияя на природу в некоторой степени, сами подвергаются воздействию окружающей среды. Будучи малыми, они более чувствительны к антропогенной нагрузке, особенно к загрязнению элементами, не поддающимися процессам биологического самоочищения. Поэтому санитарной охране малых водохранилищ следует уделять особое внимание при проектировании малых ГЭС.

2. ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ И СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

2.1. Порядок разработки и утверждения проектной документации

К проектной документации относится:

- технико-экономическое обоснование строительства (ТЭО);
- проект;
- рабочий проект;
- рабочая документация.

1) Технико-экономическое обоснование строительства (ТЭО) является основным документом для принятия решения при проектировании и строительстве энергетических предприятий, зданий и сооружений.

На основании утвержденного ТЭО заключается контракт (договор) подряда, открываются титул и финансирование строительства.

Экономическое обоснование должно определить целесообразность строительства энергообъектов, мировой уровень научно-технических решений и продолжительности строительства в целях получения в возможно короткие сроки наибольшей прибыли.

Необходимость разработки ТЭО диктуется тем, чтобы судить о принципиальных возможностях достижения технико-экономических показателей, благоприятных для реализации проекта, принимать оптимальные решения по строительству ГЭС.

В составе ТЭО разрабатываются Программа и смета изыскательских, исследовательских и проектных работ, планируемых на первой стадии разработки ПСД.

Инженерно-геологические, гидрогеологические, тектонические и сейсмические условия должны быть изучены с достаточной для технико-экономического обоснования детальностью, для того, чтобы принять экономичные и надёжные решения в отношении типов и конструкций подпорных сооружений (плотины), а также типов и конструкций водосбросных устройств.

Также в ТЭО должны быть исследованы все виды рисков и предусмотрены мероприятия по их уменьшению.

Малые ГЭС должны быть автоматизированы и работать преимущественно без постоянного эксплуатационного персонала, что повышает их экономическую эффективность. Проектирование конкретных объектов должно вестись, как правило, на основе унифицированных проектных решений. Эти условия позволяют снизить стоимость ГЭС и обеспечить быстрый ввод ГЭС после получения заказа на проектирование.

2) Проекты (рабочие проекты) на строительство разрабатываются для технически сложных объектов и при сложных природных условиях строительства. Необходимость разработки проекта (рабочего проекта) на строительство энергетического объекта или отдельных зданий, сооружений, входящих в его состав, устанавливается на основании экспертизы ТЭО, о чем делается специальная запись в приказе об его утверждении. В этом случае открытие титула и финансирование строительства осуществляются в установленном порядке после утверждения проекта.

Технически несложные сооружения и объекты технического перевооружения проектируются в одну стадию, в результате чего представляется **«Рабочий проект»**. В остальных случаях проектирование ведется в 2 стадии, в результате которых разрабатываются соответственно «Проект» и «Рабочая документация» в отдельности.

В составе документации на стадии «Проект» на основе уточненных изысканий детально разрабатываются типы сооружений, организация строительно-монтажных работ и график их выполнения. В составе «Проект» предусматривается оценка воздействия на окружающую среду.

На стадии «Проект» должен быть проведен комплекс детальных инженерных изысканий (прежде всего – топогеодезических и инженерно-геологических), на основании которых в «Проекте» принимаются окончательные конструктивные решения. Если целесообразность строительства объекта не вызывает сомнений, а целесообразные типы и компоновка сооружений оп-

ределены в ТЭО, то проведение детальных инженерных изысканий как наиболее трудоемкую и длительную часть разработки проекта можно планировать уже в ходе разработки ТЭО.

Рабочий проект, разрабатываемый при одностадийном проектировании, объединяет названные материалы в одном документе.

Рабочие чертежи (РЧ) сопровождает производство строительство-монтажных работ. Ее задача – опережающий (на полгода – год раньше времени возведения) выпуск детальных чертежей отдельных конструкций. По этим чертежам осуществляется строительство гидроузла. Для малых и некоторых средних гидроузлов число стадий проектирования может быть меньшим. Например, проектирование в две стадии – совмещение ТЭО и ПЗ в «эскизном» проекте и совмещение ТП и РЧ в технорабочем проекте.

3) Рабочая документация разрабатывается на основании утвержденного проекта. Она включает также проекты проведения работ (ППР) по отдельным объектам и комплексам работ, локальные сметы, ведомости объемов работ и потребности в материалах, сборники спецификаций оборудования.

В первоочередные РД включаются: сооружения для пропуска строительных расходов, котлованы сооружений и врезки, строительные перемычки и т. п. Разработка РД на основные сооружения, строительство которых занимает несколько лет, выполняется на планируемый объем работ последующего года строительства и в очередности, обеспечивающей необходимый задел документации.

На стадиях «Проект» и «Рабочая документация» по необходимости проводятся (СНиП 1.02.07–87: «Инженерные изыскания для строительства»):

- обследование зданий и сооружений в предварительно вычисленной зоне влияния проектируемого строительства;
- уточненное определение расчетной сейсмичности участка строительства на проектной стадии с учётом материалов современных инженерных изысканий;
- лабораторные испытания грунтов при динамических нагрузках, насыщении водой;
- динамические испытания грунтов в лаборатории;

- полевые и лабораторные испытания для определения физико-механических свойств насыпных грунтов;
- прогноз изменения несущих свойств грунтов основания с учётом прогнозных изменений гидрогеологических условий;
- расчеты осадок и перемещений окружающих зданий и сооружений;
- расчеты устойчивости естественных склонов, откосов искусственных насыпей и выемок;
- геодезический мониторинг осадка и перемещений окружающих зданий и сооружений.

Финансирование разработки ТЭО (проекта, рабочего проекта, рабочей документации) осуществляется по договору (контракту) между заказчиком и генеральной проектной организацией в пределах установленной ими договорной цены на проектные работы на конкурсной основе и подрядных торгах.

Финансирование работ субподрядной организации осуществляется за счет сметы генеральной проектной организации на разработку проектной документации в соответствии с утвержденным техническим заданием и договорной ценой.

Заказчиками на выполнение ТЭО, проектов, рабочих проектов для строительства будущих лет по объектам могут выступать, в соответствии с установленным порядком: территориальные департаменты энергетики и электрификации; акционерные общества и частные предприятия и другие заинтересованные организации.

Подрядчик (генеральный проектировщик) на разработку проектной документации определяется заказчиком, как правило, на конкурсной основе. Затем между победителями конкурса подрядчиками и заказчиками заключаются контракты на разработку проектной документации в установленном порядке.

Подрядчик привлекает при необходимости на конкурсной основе специализированные субподрядные организации, творческие коллективы и специалистов для разработки части проектной документации, требующей в соответствии с техническим заданием специальных профессиональных знаний.

Техническое задание на вновь начинаемую разработку проектной документации (ТЭО, проект, рабочий проект) в соответствии с утвержденным ежегодным перечнем составляет заказ-

чик с участием генеральной проектной организации согласно эталону с разработкой ресурсных показателей для оценки стоимости строительства в текущих ценах при подрядных торгах и установления договорной цены.

До представления на утверждение техническое задание подписывается заказчиком и согласовывается генеральной проектной организацией.

Техническое задание на разработку проектной документации утверждается руководством акционерного общества энергетики и электрификации. Отдельные разделы ТЭО (проекта, рабочего проекта), выполняемые специализированными проектными, изыскательскими и научно-исследовательскими субподрядными организациями по договору с генеральной проектной организацией, утверждает руководство генеральной проектной организации.

При необходимости корректировки технического задания, заказчик совместно с генеральной проектной организацией представляет обоснованные «Дополнения и изменения технического задания», которые согласовываются и утверждаются в соответствии с существующим положением.

Основанием для представления заказчиком на утверждение технического задания на разработку ТЭО являются:

а) утвержденная в установленном порядке Схема развития и размещения отрасли «Электроэнергетика», решения директивных органов;

б) протокол согласования с местной администрацией основной и резервных площадок энергетического объекта;

в) согласие местных органов охраны природы на разработку ТЭО;

г) согласование источников получения основного и резервного топлива и его стоимости (с учетом затрат на развитие топливной базы);

д) согласование транспортной схемы доставки топлива и стоимость доставки (с учетом затрат на развитие транспортной схемы);

е) ориентировочная оценка эффективности энергообъекта по укрупненным показателям.

Технико-экономические обоснования проходят **комплексную экспертизу**. Средства на проведение комплексной экспертизы предусматриваются генеральной проектной организацией-подрядчиком в смете на разработку проектной документации согласно договорной цене.

Генеральная проектная организация представляет экспертной организации по выбору заказчика разработанное ТЭО и результаты согласования ТЭО с заинтересованными организациями в соответствии с действующими нормативами.

Экспертным органом заказчика должна быть организация, имеющая лицензию на проведение экспертизы проектной документации по энергетическим объектам.

Экспертная организация несет ответственность за проведение качественной экспертизы и рекомендации по ее результатам. Степень ответственности устанавливается в договоре с заказчиком на проведение экспертизы.

Экспертная организация представляет заказчику и Департаменту инвестиционной политики заключение с выводами о целесообразности утверждения ТЭО руководством заказчика и необходимости разработки проекта энергообъекта в целом или отдельных зданий, сооружений, входящих в его состав.

Технико-экономические обоснования по энергообъектам, финансируемым на акционерных началах, утверждаются по согласованию с акционерами.

Технико-экономические обоснования по энергообъектам, финансируемым за счет собственных средств региональных акционерных обществ или других заказчиков, утверждаются руководителями региональных акционерных обществ, другими заказчиками.

Генеральная проектная организация и заказчик несут ответственность за реализацию замечаний экспертных организаций в порядке и сроки, указанные в заключении экспертизы. Генеральная проектная организация представляет заказчику отчет о реализации замечаний экспертизы.

Передача заказчику проектной документации, разработанной в соответствии с техническим заданием, доработанной и откорректированной по замечаниям экспертизы, осуществляется генеральной проектной организацией после утверждения по двухстороннему акту с приложением перечня передаваемых материалов.

Строительно-монтажные работы ведутся силами генерального подрядчика и субподрядчиков – строительно-монтажных организаций, специализирующихся на определенном виде работ. Контроль качества, приемка и оплата работ проводится заказчиком. Авторский надзор за выполнением проекта осуществляется генеральным проектировщиком.

Физическое или юридическое лицо, выигравшее тендер на право строительства малой гидроэлектростанции (далее – владелец документа), для решения вопроса выдачи мощности малой гидроэлектростанции должен обратиться к владельцу электрических сетей и в уполномоченный орган по энергетике для:

- оформления договора оплаты по установленному тарифу на технологическое присоединение сумм, необходимых для финансирования мероприятий, проводимых в электрических сетях, и выдачи мощности малых гидроэлектростанций;

- получения технического задания, определяющего технические и технологические требования оснащенности распределительного устройства, гидрогенераторов и гидроагрегатов устройствами автоматики и релейной защиты.

Техническое задание, выдаваемое владельцем электрической сети владельцу документа, должно содержать требования, обязательные к исполнению при проектировании малых гидроэлектростанций, и включать следующее:

- требования по оснащению присоединений распределительных устройств, релейной защиты и автоматики;

- оснащенность гидроагрегатов и гидрогенераторов устройствами регулирования частоты и напряжения (только для агрегатов единичной мощностью 500 кВт и выше);

- требования к средствам учета электрической энергии в объеме требований, предусмотренных Правилами устройства электроустановок и других нормативно-технических документов.

2.2. Состав проектной документации малой ГЭС

Необходимый состав проектной документации целесообразно рассматривать в виде содержания пояснительной записки рабочего проекта по малой ГЭС. Состав должен соответствовать заданию на разработку проекта.

В пояснительной записке в первую очередь приводится *резюме проекта*, где указываются наименование проекта, основание для разработки, цель и задачи, место реализации, общая компоновочная схема, предполагаемые источники финансирования, период реализации и ожидаемые результаты.

Основанием для разработки служит программа развития электроэнергетики в РК, различные постановления на строительство и договор с заказчиком.

Основную цель составляет создание источника электроэнергии для поставки в дефицитную энергосистему региона электрической мощности и энергии.

Задачами проекта являются:

- выбор типа и компоновки основных сооружений ГЭС, оценка площадки строительства, включая природные, топографические и геологические условия, транспортные связи и подъезды;
- выбор и компоновка сооружений головного и станционного узла;
- определение энергетических параметров ГЭС;
- подбор основного и вспомогательного оборудования;
- определение и выбор главной схемы электрических соединений и выдачи мощности;
- рекомендации по организации строительства и эксплуатации ГЭС.

В общей *компоновочной схеме* указывается состав сооружений ГЭС, выдачи мощности и вспомогательных сооружений в виде внешней подъездной и эксплуатационной автодороги.

Предполагаемым источником финансирования являются средства госзаказа или собственные средства индивидуального Заказчика.

Ожидаемые результаты – снижение дефицита электроэнергии в регионе, возможность подключение объекта при пиковой нагрузке сети, получение дохода и положительное влияние на снижение выброса парниковых газов.

1) Маркетинговый раздел

1.1. Анализ существующего состояния электроэнергетического рынка региона

Рассматривается существующее положение электроснабжения населенной зоны по фактическим данным с выявлением имеющихся недостатков и возможности устранения их с использованием энергии водных ресурсов.

1.2. Перспективы работы проектируемой ГЭС в энергосистеме (рыночные отношения, организационная структура, прогнозный коридор тарифов на электрическую энергию)

Указывается возможность того, что вырабатываемая на ГЭС электроэнергия преимущественно будет поступать в электрические сети регионального уровня, обезличивается и передается потребителям. При этом учитывается также, что все взаиморасчеты за полученную электроэнергию и потребляемую предприятиями из сетей РЭК электроэнергию регулируется, основываясь на законодательстве РК. А хозяйствующие субъекты самостоятельно могут заключать договора с энергопроизводящими и передающими организациями по закупке электроэнергии.

Услуги по передаче электроэнергии относятся к сфере естественных монополий, и поэтому тарифы на них устанавливаются регулирующим органом.

2) Техничко-технологический раздел

2.1. Обоснование площадки строительства

Площадка строительства ГЭС определяется исходя из условий заказчика и результатов инженерных изысканий, проведенных при выполнении технико-экономического обоснования проекта.

При выборе площадки важное значение имеет наличие местных строительных материалов (заполнителей), отсутствие ценных земельных угодий в районе строительства, удобное расположение площадки относительно существующих транспортных путей и расположение сооружений ГЭС вблизи населенных пунктов.

2.2. Природные условия (климат, геологическое строение и сейсмичность, гидрологические условия)

Температуры воздуха, максимальное и среднегодовое количество осадков, а также среднемесячные скорости ветра определяются по данным близко расположенной метеостанции. Геологическое строение района рассматриваемого гидроузла и сейсмичность устанавливается по данным специализированных организаций с учетом проведенных инженерных изысканий.

Гидрологические параметры реки в целом определяются на основе результатов статистической обработки многолетних рядов наблюдений на существующих гидрометрических постах «Казгидромет». При этом рассматриваются внутригодовое распределение стока выбранной реки в расчетных створах, кривые

обеспеченности среднегодовых расходов воды без учета и с учетом водозабора в створе. В неизученных расчетных створах максимальные обеспеченные расходы воды рассчитываются согласно СНиП по методу гидрологической аналогии.

В качестве основной характеристики минимального стока можно принять средний месячный расход воды, соответствующий наиболее маловодному зимнему периоду.

Для характеристики стока взвешенных наносов реки в рассматриваемых створах используются материалы наблюдений на реке за 10-летний и более период работы гидроствора. Рассматривается также ледостав на исследуемом участке и шугоносность реки.

2.3. Водноэнергетические параметры проектируемой ГЭС

Водноэнергетические расчеты рекомендуется выполнять по среднемесячным расходам водоисточника. При этом, исходя из заданной обеспеченности, определяется расчетный расход реки Q_p , затем по графику нагрузок находят коэффициент суточной неравномерности α и расчетный расход ГЭС: $Q_c = \alpha Q_p$. Далее определяют напор гидростанции H . С учетом величины сработки водохранилища (если оно имеется) при суточном регулировании стока и потери напора при входе в водоприемник назначают расчетный напор гидростанции H_p . По расчетному расходу Q_c и напору H_p определяют мощность. После этого уточняют величину и глубину призмы сработки при суточном регулировании стока и, если это окажется необходимым, вводят поправку в величину расчетного напора.

3) Разработка технологической схемы и подбор необходимых сооружений ГЭС

3.1. Генплан. Транспорт

При составлении генплана площадки ГЭС, одной из главных задач является организация транспортных перевозок технологического оборудования, т. е. крупногабаритных тяжеловесов, а также нормальных условий эксплуатации всех сооружений и сохранение существующих коммуникаций. В составе генплана выделяются три функциональных элемента: **водозаборный узел, деривационный канал, станционный узел.**

3.2. Проект основных сооружений (водозаборный узел, деривационный канал, напорный бассейн, водоводы, холостой сброс, здание ГЭС, технологическое оборудование, узлы технического водоснабжения).

Разработка рабочего проекта проводится на топографической основе масштаба 1:1000 и 1:500, выполненной топографическим отрядом при инженерном изыскании.

При разработке водозаборный узел должен осуществлять прием расходов воды для ГЭС и подачу ее в деривационный канал с необходимым расходом. (рис. 2.1). Этот узел преимущественно включает аванкамеру водозабора, водоприемника, шлюз-регулятора, аванкамеру канала и отстойник.

Деривационный канал должен проводить транспортировку воды к напорному бассейну станционного узла. По трассе канала в местах сосредоточения ливневых вод (логах) предусматриваются ливнепропуски, а в нагорной части устраивается специальная канава.

На станционном узле происходит забор воды в турбинные водоводы, подача ее к гидротурбинам, выработка электроэнергии и выдача ее в систему электроснабжения.

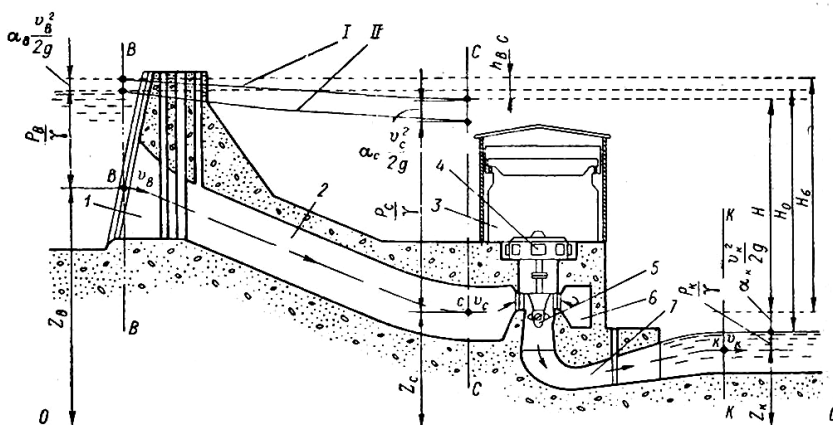


Рис. 2.1. Конструктивно-расчетная схема малой ГЭС:

I – линия энергии; II – пьезометрическая линия;

1 – водоприемник; 2 – турбинный трубопровод; 3 – здание ГЭС;

4 – генератор; 5 – турбина; 6 – спиральная камера;

7 – отсасывающая труба.

Примечание: Расшифровка остальных обозначений по дисциплине «Гидравлика»

Подбор гидросилового оборудования проводится на основании расчетных рабочих параметров ГЭС по номограмме и каталогам гидротурбин.

Для подбора гидротурбины предварительно определяется число и тип турбин, их параметры, а также допустимая высота отсасывания. После этого по расчетным параметрам подбираются генератор и автоматический регулятор скорости.

Напорный бассейн рекомендуется выполнять в виде лотковой железобетонной конструкции с вертикальными стенками. Привязка бассейна выполняется по результатам гидравлического расчета.

Напорные водоводы рекомендуется выполнять железобетонными или из стальных труб.

Здание ГЭС включает в себя машинный зал и монтажную площадку, выполненную в двух уровнях. Размеры машинного зала определяются из условий размещения основного гидросилового, электротехнического и вспомогательного оборудования. Расчет и выбор системы технического водоснабжения в здании ГЭС осуществляется в соответствии с требованиями СНиП 2.04.01–85 «Внутренний водопровод и канализация зданий».

4. Организация и технология строительства

4.1. Строительно-хозяйственные условия строительства

Указывается наличие в районе строительства дороги республиканского, областного и местного значения, а также железнодорожной станции. При необходимости предусматривается прокладка временных дорог на период строительства.

4.2. Краткая характеристика сооружений гидроузла и объемы работ

Объемы основных и дополнительных строительно-монтажных работ определяются расчетным путем с учетом фактических исходных данных. Общая потребность участковых хозяйств, параметры строительства временной автодороги к водозаборному узлу, станционному узлу, карьере и т. д. устанавливаются исходя из объема выполняемых работ.

4.3. Стройгенплан, транспортные и инженерные коммуникации

В Стройгенплане приводятся основные сооружения проектируемой ГЭС, существующие и строящиеся предприятия стройбазы. Участковые базы строительного хозяйства, местных строительных материалов, автодороги строительного периода и другие объекты примыкают к территории.

4.4. Транспортная схема строительства

Рассматривается распределение грузооборота по годам строительства, списочное количество грузовых автомобилей для внешних и внутриплощадочных перевозок, а также вопросы перевозки рабочих, тяжеловесных и негабаритных грузов

4.5. Схемы возведения основных сооружений

Разрабатывается календарный план строительства, предусматривающий схему и очередность возведения основных сооружений. Нормативный срок строительства ГЭС определяется в соответствии со СНиП 1.04.03–85 «Водохозяйственное строительство».

4.6. Проведение работ

Описываются технологии проведения земляных, бетонных и монтажных работ. Приводятся состав машин и объемы выполняемых ими работ при разработке, планировке грунта, производстве бетонных и подъемно-спускных операций, а также монтаже сборных ж/бетонных элементов, оборудования и турбинных водоводов.

4.7. Финансирование строительства и потребные ресурсы

Потребность в строительных кадрах определяется по годовому объему строительно-монтажных работ и выработки на одного работающего, занятого на строительно-монтажных работах и подсобных производствах. Общая потребность в основных строительных машинах и автотранспорте устанавливается также исходя из физических объемов работ.

4.8. Инструментальный контроль строительства

Рассматриваются вопросы проверки правильности выполнения работ в плановом расположении сооружений методом геодезической съемки, с определением ширины, длины, углов поворота и радиусов закруглений на уровне, предусмотренном требованиями чертежей проекта.

4.9. Охрана окружающей среды и труда

На стадии проектирования предусматриваются меры по предотвращению влияния проведения работ на окружающую среду. При проведении земляных работ необходимо предварительно снять плодородный растительный слой со всей площади предполагаемых работ. Растительный грунт складывается в кавальеры с учетом дальнейшего его использования при рекультивации карьеров, кавальеров, строительных площадок. Временные автомобильные дороги и подъездные пути устраиваются с учетом

расположения существующей растительности и совмещения с эксплуатационными дорогами в целях сохранения почвенного слоя.

5. Общие рекомендации по организации эксплуатации

В данном разделе приводятся общие положения по техническому обслуживанию гидротехнических сооружений, механического оборудования, производственных зданий, обеспечению противопожарной безопасности. При этом рассматривается организационная структура эксплуатации, принципы оперативного обслуживания и эксплуатации гидросооружений.

6. Финансовый раздел проекта и технико-экономические показатели

6.1. Общие инвестиционные издержки;

6.2. Расчет ежегодных эксплуатационных издержек;

6.3. Финансовый анализ проекта (расчет себестоимости продукции, доходов, сводный расчет потока денежных средств, анализ эффективности инвестиций);

6.4. Расчет выручки от реализации электроэнергии, вырабатываемой на станции.

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) представляет собой предпроектный документ, уточняющий и дополняющий схемы развития и размещения соответствующих отраслей экономики.

В ТЭО уточняют расположение намечаемого к проектированию строительства (с учетом схем и проектов районной планировки), производственную мощность строящегося объекта и ассортимент его продукции.

3.1. Финансовый анализ проекта

Финансовый анализ проекта непосредственно связан с планом финансирования проекта и должен быть подкреплён прогнозами, охватывающими период, достаточный для погашения ссуды по проекту.

Следует проанализировать цену на электроэнергию, структуру постоянных и переменных эксплуатационных расходов, обслуживание долга, налоги, доходы/дивиденды с течением времени.

На стадии ТЭО обязательным элементом является полный цикл экономических расчетов по выбору параметров проекта в допустимом диапазоне их изменения с выдачей обоснованных рекомендаций по оптимальному варианту осуществления проекта и оценки его эффективности.

Схема и объем экономических расчетов по данному направлению могут варьироваться в зависимости от пожеланий Заказчика, инвестора или кредитной организации.

Оценка эффективности гидроэлектростанций и перспективы работы проектируемой ГЭС в энергосистеме *по современной инвестиционной методике* осуществляется с использованием следующих показателей:

1) чистый дисконтированный доход (ЧДД): разность между дисконтированной стоимостью потока доходов от проекта и потока расходов на осуществление и эксплуатацию проекта на протяжении всего периода анализа. Критерий эффективности – ЧДД больше нуля. Иногда в случае превышения расходов над доходами используется в форме чистой приведенной стоимости (ЧДД с обратным знаком);

2) внутренняя норма доходности проекта (ВНД): определяется как ставка дисконта, при которой ЧДД обращается в нуль, т. е. суммарные приведенные доходы (выгоды) равны суммарным приведенным расходам. Критерий эффективности – ВНД не ниже допустимого норматива;

3) дефлированные цены: определяются с применением к прогнозным (учитывающим инфляционные удорожания будущих расходов и доходов) ценам понижающих индексов-дефляторов для приведения к масштабу современных цен. Используются при выполнении расчетов эффективности в постоянных (реальных) ценах;

4) коэффициент использования установленной мощности (КИУМ): годовое число часов использования установленной мощности, отнесенное к календарному времени в относительных единицах или в процентах;

5) коммерческая эффективность проекта: привлекательность инвестиционного проекта с коммерческой точки зрения (эффективность вложения капитала). Рассчитывается условно при финансировании проекта полностью за счет собственных средств инвестора, т. е. без учета возможностей привлечения заемных и прочих финансовых ресурсов. Применяется для характеристики и отбора инвестиционных проектов.

На проектных стадиях применяются исключительно показатели, основанные на расчете дисконтированных экономических потоков.

На предварительных стадиях исследований для выбора варианта используются простые (недисконтированные) показатели:

- удельные капиталовложения (на кВт, на кВтч);
- простая (текущая) рентабельность капитальных вложений;
- простой (недисконтированный) срок окупаемости капиталовложений.

При выполнении сравнительного коммерческого экономического анализа по ЧДД и ИД они определяются по следующим формулам:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_p} (D_t * \alpha_t - P_t * \alpha_t); \quad (3.1)$$

– индекс доходности ИД (или отношение доходов к расходам Д/Р):

$$ИД = \sum_{t=1}^{T_p} Dt * \alpha_t / \sum_{t=1}^{T_p} Pt * \alpha_t, \quad (3.2)$$

где Pt , Dt – составляющие экономического потока расходов (прироста расходов) по проекту и доходов (прироста доходов) от его осуществления;

Tp – расчетный период (не менее 30 лет после пуска);

$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^{t-t_0}}$ – коэффициент приведения к базисному году t_0 при

норме дисконтирования.

Критерии выбора варианта: $ЧДД \rightarrow \max$ ($ЧДД > 0$) и $ИД > 1$.

Из других показателей стандартного перечня: обобщающий показатель внутренней нормы доходности ВНД может использоваться только для характеристики вариантов в целом.

В качестве основного применяемого для большинства проектов при выборе их параметров должен использоваться метод определения общественной (экономической) эффективности капитальных вложений.

При оценке расходов подлежат учету: капвложения в строительство гидроузла, текущие эксплуатационные расходы (без амортизации), реинвестиции в будущую замену оборудования, сопутствующие расходы.

В случае, если рассматриваемый проект не имеет реальной альтернативы в зоне его влияния, доходы в энергетике должны рассчитываться, исходя из цен реализации или в порядке исключения.

На ранних стадиях анализа расчеты выполняются в текущих ценах. При детальном технико-экономическом исследовании расчеты могут выполняться в текущих или прогнозных (скользящих) ценах.

Для учета факторов риска экономические расчеты по проекту дополняются анализом чувствительности результатов с варьированием стоимости строительства объекта, размера доходов по проекту.

Если заказчиком проекта является компания с негосударственным капиталом или частный инвестор, обоснование основных параметров объекта строится на принципах оценки коммерческой эффективности.

Ниже для примера приводится экономическое обоснование при строительстве ГЭС Иссык–2.

В табл. 3.1 приведены сравнительные технико-экономические и финансовые показатели 3-х вариантов использования гидроэнергетических ресурсов р. Иссык.

Таблица 3.1
Сравнительные технико-экономические и финансовые показатели

№ п/п	Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Мощность, МВт	4,2	4,2	4,1
2	Коэффициент мощности, %	65	77	96
3	Выработка электроэнергии, млн. кВт.ч	23,590	28,107	34,149
4	Стоймость инвестиций, долл.	5 272 101	5 363 227	6 234 530
5	Затраты на эксплуатацию, долл.	196 080	198 480	219 040
6	Общие инвестиции из собственного капитала, долл.	17 157	43 963	58 850
7	Ссуда банка, долл.	5 254 944	5 319 264	6 175 680
8	Чистая приведенная стоимость, долл.	461 312	1 464 265	2 176 020
9	Финансовая внутренняя норма прибыли, долл.	12,13	17,09	22,67
10	Срок окупаемости, лет	11	8,9	8,8

Сравнение вариантов строительства ГЭС показывает, что несмотря на некоторые лучшие экономические показатели в третьем варианте, **второй вариант предпочтителен** с технологической, экологической и социальной точек зрения.

Основным источником доходов Иссыкской ГЭС будет выручка от реализации электроэнергии, вырабатываемой на станции. Среднегодовая выработка электроэнергии составляет 28,107 млн. кВт·ч.

3.2. Обоснование площадки и выбор створа реки

Площадка строительства ГЭС определяется исходя из условий заказчика и результатов инженерных изысканий, проведенных при выполнении технико-экономического обоснования проекта.

При выборе площадки рассматриваются технико-экономические показатели возможных вариантов расположения сооружений и создаваемых при них водохранилищ проектируемого объекта (если это необходимо). Должно быть установлено также месторасположение основных сооружений (створа водопорных сооружений, трассы деривации и т. п.), производственной базы строительства, карьеров местных строительных материалов, перевалочных баз, трассы внешних транспортных коммуникаций, линий электропередач и других объектов строительства;

Важное значение имеет наличие местных строительных материалов (заполнителей), отсутствие ценных земельных угодий в районе строительства, удобное расположение площадки относительно существующих транспортных путей и расположение сооружений ГЭС вблизи населенных пунктов;

Для выбора створа реки для строительства ГЭС первоначально предусматриваются поперечные расчетные линии на водотоке, представляющие створы запланированных сооружений (рис. 3.1).

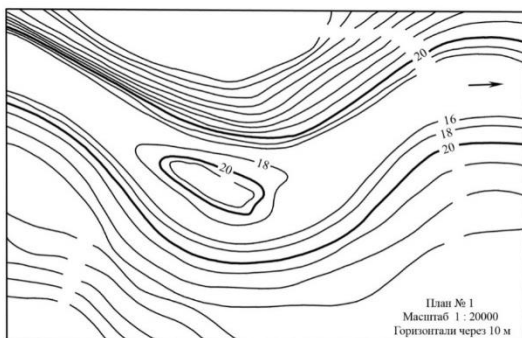


Рис. 3.1. План участка реки

При этом:

- число ступеней ограничивается топографией речной долины, геологическими условиями выбираемых створов и в значительной степени размерами ожидаемого ущерба от затоплений;
- на равнинных реках створы гидроузлов выбираются несколько выше местонахождения населенных пунктов, и эти поперечины должны быть более узкими, но достаточными для размещения гидротехнических сооружений;
- подпорные отметки отдельных ступеней назначаются такими, чтобы каждая нижележащая ступень несколько подпирала вышележащую. Это даст свободу маневрирования мощностями ГЭС в течение суток без нарушения судоходства и работы водозаборов;
- на горных реках необходимо выбрать наиболее удобные места для сооружения высоких плотин, т. е. узкие и глубокие створы с надежными в отношении прочности основанием и бортами долины. При этом можно построить как приплотинную ГЭС, так и деривационную ГЭС с напорной деривацией;
- в предгорных районах, где напорная деривация не осуществима, обычно намечаются установки с открытой деривацией в виде каналов. В таких случаях желательно выше по течению построить регулирующее водохранилище с ГЭС при нем.

Сооружения отдельных гидроузлов намечаются схематично в соответствии с наличными топографическими и геологическими данными по выбранным створам.

Для подтверждения выбора площадки строительства ГЭС ведомством- заказчиком создается комиссия из ответственных представителей заинтересованных организаций и органов Государственного надзора, которая составляет и подписывает акт по окончательному принятию площадки для строительства.

Для того чтобы определить наивыгодный створ для расположения сооружений ГЭС учитываются гидрографические характеристики реки, а также длины выбираемых участков (табл. 3.1 и 3.2). Затем определяются значения расхода воды, напор и мощность на расчетных участках.

Таблица 3.1

Гидрографическая характеристики реки

Река	Пара-метр	Номер створа									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Z, м	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	–	–	–	Zn
	Q, м ³ /с	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	–	–	–	Qn

Таблица 3.2

Длины участков

Номер участка	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	8–9	9–10
L, км	L1–2	L2–3	L3–4	L4–5	L5–6	–	–	–	Ln

здесь Z – удельная энергия положения (м), измеряемая высотой расположения центра тяжести сечения водотока над уровнем моря, м;

Q – среднее значение расхода воды в реке, м³/с;

L – расстояние между рассматриваемыми участками, м.

Решение:

Используя эти исходные данные, определяют напор воды на участках Нуч, расход воды на каждом участке Qуч, мощность Нуч, удельную мощность Нуд.уч, величину энергии Эуч.

Затем, построив кадастровые графики: $Z = f(L)$, $Q = f(L)$, $N_{уд} = f(L)$, $N = f(L)$, определяют створ с наибольшим энергетическим потенциалом для строительства ГЭС.

1) Напор Н на каждом участке реки:

$H_{1-2} = z_1 - z_2$; $H_{2-3} = z_2 - z_3$; $H_{3-4} = z_3 - z_4$;

$H_{4-5} = z_4 - z_5$; $H_{5-6} = z_5 - z_6$, м.

2) Среднее значение расхода Q для каждого участка:

$Q_{1-2} = (Q_1 + Q_2)/2$, м³/с;

$Q_{2-3} = (Q_2 + Q_3)/2$, м³/с;

$Q_{3-4} = (Q_3 + Q_4)/2$, м³/с;

$Q_{4-5} = (Q_4 + Q_5)/2$, м³/с;

$Q_{5-6} = (Q_5 + Q_6)/2$, м³/с.

3) Мощность потока N на каждом участке:

$$N_{1-2} = 9,81 \cdot Q_{1-2} \cdot H_{1-2}, \text{ кВт};$$

$$N_{2-3} = 9,81 \cdot Q_{2-3} \cdot H_{2-3}, \text{ кВт};$$

$$N_{3-4} = 9,81 \cdot Q_{3-4} \cdot H_{3-4}, \text{ кВт};$$

$$N_{4-5} = 9,81 \cdot Q_{4-5} \cdot H_{4-5}, \text{ кВт};$$

$$N_{5-6} = 9,81 \cdot Q_{5-6} \cdot H_{5-6}, \text{ кВт}.$$

4) Удельная мощность $N_{уд}$ на участках:

$$N_{1-2уд} = N_{1-2} / L_{1-2}, \text{ кВт/км};$$

$$N_{2-3уд} = N_{2-3} / L_{2-3}, \text{ кВт/км};$$

$$N_{3-4уд} = N_{3-4} / L_{3-4}, \text{ кВт/км};$$

$$N_{4-5уд} = N_{4-5} / L_{4-5}, \text{ кВт/км};$$

$$N_{5-6уд} = N_{5-6} / L_{5-6}, \text{ кВт/км}.$$

5) Значение энергии $\mathcal{E}$ на каждом участке за годовой интервал времени:

Годовой интервал времени $t = 8760$ ч:

$$\mathcal{E}_{1-2} = N_{1-2} \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{2-3} = N_{2-3} \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{3-4} = N_{3-4} \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{4-5} = N_{4-5} \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{5-6} = N_{5-6} \cdot t, \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

6) Результаты расчетов сводятся в табл. 3.3:

Таблица 3.3

Результаты расчетов

Параметр	Номер створа									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Z , м	Z_1	Z_2	Z_3	Z_4	Z_5	Z_6	–	–	–	Z_n
Q , м ³ /с	Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	–	–	–	Q_n
Параметр	Номер участка									
	1–2	2–3	3–4	4–5	5–6	6–7	7–8	8–9	9–10	
L , км	L_{1-2}	L_{2-3}	L_{3-4}	L_{4-5}	L_{5-6}	–	–	–	L_n	
H , м										
$Q_{уч}$, м ³ /с										
N , кВт										
$N_{уд}$, кВт/км										
$\sum N$, кВт										
$\mathcal{E}$, кВт·ч										

7) С использованием полученных данных строится кадастровый график, т. е. графическое представление гидроэнергетических ресурсов реки $Z = f(L)$, $Q = f(L)$, $N_{уд} = f(L)$, $N_{сум} = f(L)$ (рис. 3.2). Для этого откладываются значения гидроэнергетических ресурсов на оси ординат в соответствующих масштабах.

8) На основе всей полученной информации принимается решение о том, что наибольшим энергетическим потенциалом и мощностью потока обладает створ (указать выбираемый номер створа). Следовательно, этот створ наиболее целесообразно использовать для строительства ГЭС.

3.3. Проведение инженерных изысканий на территории строительства

Цель – получение достоверной количественной и качественной информации о состоянии и свойствах природной среды, а также надежного прогноза ее изменений в процессе строительства и эксплуатации энергообъектов.

Состав инженерных изысканий – *инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические.*



Рис. 3.2. Кадастровый график гидроэнергетических ресурсов водотока

Инженерно-геодезические изыскания обеспечивают получение:

- топографо-геодезических материалов;
- данных о ситуациях и рельефе местности;
- данных о элементах планировки, необходимых для комплексной оценки природных и техногенных условий территории;
- материалов по размещению проектируемых сооружений и обоснования целесообразности проектирования.

Для проектирования водохранилищ на равнинных реках следует использовать топографические карты масштабов 1:100 000–1:25 000; на горных реках соответственно 1:25 000–1:5 000.

Инженерно-геологические изыскания обеспечивают:

- предварительное изучение инженерно-геологических условий района проектируемых сооружений;
- предварительный прогноз возможного изменения условий в процессе строительства и эксплуатации сооружений;
- получение необходимых материалов для социально-экономического и научно-технического анализа условий проектируемого строительства;

По завершении инженерно-геологических изысканий проводится обработка имеющихся инженерно-геологических материалов с привлечением банка данных аналогов.

Инженерно-гидрометеорологические изыскания обеспечивают исходными материалами по климатическим условиям, о реке, ее бассейне, режиме, боковой приточности, режимах будующих водохранилищ в различных вариантах расположения подпорных сооружений;

Требуется выполнение комплекса полевых и камеральных работ, в том числе:

- сбор, систематизация и анализ материалов Госкомгидромета и материалов других организаций и ведомств;
- анализ имеющихся материалов аэрокосмических исследований и наземных наблюдений компьютерного моделирования;
- устройство водопостов и гидрометрических станций и организация на них регулярных наблюдений (при необходимости).

Инженерно-экологические изыскания обеспечивают:

- выявление характера, интенсивности и степени опасности влияния строительства и эксплуатации проектируемого объекта на природную, техногенную и социальную сферы окружающей среды.

Задачами изыскания являются:

- оценка существующего состояния окружающей среды в районе расположения объекта;
- выявление основных процессов, воздействующих на состояние окружающей среды;
- прогноз изменения окружающей среды в результате воздействия строительства;
- прогноз экологических и социальных последствий строительства.

1) Особенности инженерного изыскания на стадии технико-экономического обоснования проекта

Инженерные изыскания на стадии проектирования должны обеспечить:

получение необходимых данных с детальностью, достаточной для разработки требуемых конструктивных и компоновочных проектных решений, а также мероприятий и сооружений инженерной защиты и организации строительства.

Изыскательские работы, связанные с обоснованием проекта на стадии ТЭО в сложных природных условиях могут выполняться в два этапа.

Инженерно-геодезические изыскания

Инженерные изыскания на первом этапе должны обеспечивать:

- изучение и сопоставление природных условий конкурирующих участков расположения проектируемых гидроэнергетических сооружений для выбора площадок, наиболее перспективных для строительства энергетических объектов;
- обоснование проектных решений по компоновке и типам конструкций сооружений на выбранном участке строительства;
- получение данных об обеспеченности намечаемого строительства местными строительными материалами.

На выбранных площадках строительства приплотинных ГЭС (ГАЭС) следует создать плановую и высотную геодезическую основу. На территории деривационных ГЭС с участками водозаборных сооружений, трассой деривации, напорно-станционным узлом и отводящим каналом создается планово-высотная геодезическая сеть.

На равнинной местности территория строительной площадки приплотинной ГЭС (ГАЭС) должна быть обеспечена топографическими планами в масштабе 1:2000 с сечением рельефа через 1 или 0,5 м.

В горной местности территория приплотинной ГЭС должна обеспечиваться планами топографической съемки в масштабах 1:1000–1:500 с сечением рельефа через 1 или 0,5 м в зависимости от крутизны склонов местности.

Для выбора оптимального положения деривационного канала производится топографическая съемка полосы местности вдоль трассы с составлением плана в масштабе 1:2000 с сечением рельефа через 1–0,5 м.

На участках с неблагоприятными природными процессами и явлениями по заданиям геологической службы следует выполнять режимные геодезические наблюдения за плановыми и высотными подвижками земной поверхности.

Инженерно-геологические изыскания

В задачу инженерно-геологических изысканий на стадии разработки ТЭО (проекта) входят:

- сопоставление инженерно-геологических условий, намеченных на этапе обоснования конкурирующих участков (створов);
- обоснование проектных решений на выбранном участке (створе);
- оценка условий создания водохранилища при различных отметках НПУ;
- получение данных об обеспеченности строительства местными строительными материалами;
- обоснование выбора типов сооружений, их компоновки и проектных решений по принятой компоновке;
- выполнение комплексных сейсмологических исследований (для районов с сейсмичностью более 6 баллов);
- уточнение гидрогеологических условий участка (створа) и их дифференцированная характеристика применительно к рассматриваемым в проекте сооружениям;
- исследование состава, состояния и физико-механических свойств грунтов;

– разработка специальных инженерно-геологических моделей (трещиноватости, геомеханических, водопроницаемости и др.) как отдельных элементов массива горных пород, так и части общей системы «основание – сооружение»;

Инженерно-гидрометеорологические изыскания

На стадии ТЭО следует обеспечить повышение достоверности характеристик гидрологического режима водных объектов и климатических условий района, установленных для обоснования инвестиций в строительство.

Основными задачами являются:

- сравнительный анализ гидрометеорологических характеристик конкурирующих вариантов размещения сооружений;
- уточнение инженерно-гидрометеорологических условий;
- характеристика опасных гидрометеорологических процессов и явлений;
- установление расчетных значений гидрометеорологических характеристик;
- организация водохранилища и мероприятия в нижнем бьефе;
- выявление участков, подверженных воздействию опасных гидрологических процессов;
- прогноз гидрометеорологического режима проектируемого водохранилища;
- прогноз развития русловых процессов и трансформирования берегов рек в нижних бьефах гидроэлектростанций;
- компьютерное моделирование гидрометеорологических условий выбранного участка размещения основных сооружений энергетического объекта;
- определение максимального вероятностного расхода (PMF) на реках с ограниченным бассейном в районах распространения циклонической деятельности.

Инженерно-экологические изыскания

Задачами инженерно-экологических изысканий являются:

- уточнение материалов, полученных при обосновании инвестиций, по оценке состояния окружающей среды, развитию процессов, воздействующих на компоненты окружающей среды;

– прогноз воздействия проектируемых сооружений в нормальном режиме и при аварийной ситуации на компоненты окружающей среды и прогноз изменения состояния этих компонентов;

– составление рекомендаций для разработки мероприятий по предотвращению негативного воздействия проектируемых сооружений на окружающую среду и по охране окружающей среды;

– разработка системы социально-экологического мониторинга для отслеживания изменения состояния окружающей среды, с целью предотвращения негативных последствий и возникновения чрезвычайных ситуаций при строительстве и эксплуатации объекта.

2) Особенности инженерного изыскания на стадии строительства

Инженерно-геодезические изыскания

При разработке рабочей документации следует **уточнить размещение на местности основных и вспомогательных сооружений и объемы строительно-монтажных работ**, подготовить разбивочную документацию и др.

Инженерно-геологические изыскания

Инженерно-геологические изыскания в период строительства проводятся с учетом и развитием ранее выполненных работ.

При необходимости уточняются состояние и физико-механические свойства основания и геологической среды конкретных сооружений и их гидрогеологические характеристики.

Информация, поступающая в процессе строительства из наблюдательной сети системы мониторинга, должна непрерывно или с заданной периодичностью пополнять базу данных динамических информационных моделей.

Инженерно-гидрометеорологические изыскания

Проводится изучение гидравлических характеристик, режима уровней воды, жидкого и твердого стока, процессов деформации русла, термических, ледовых и климатических условий на участке основных сооружений гидроузла. Выполняются специальные гидрологические наблюдения и исследования по изучению гидрологического и гидравлического режима реки в период перекрытия и пропуска строительных расходов.

Инженерно-экологические изыскания

Задачами являются:

- организация и проведение социально-экологического мониторинга при строительстве объекта;
- оценка состояния компонентов окружающей среды и опасности развития техноприродных процессов;
- оценка эффективности мероприятий по охране и защите окружающей среды, включая природную, техногенную и социальную сферы;
- корректировка защитных и предупреждающих мероприятий для обеспечения экологической и социальной безопасности строительства.

Результатами инженерно-экологических изысканий являются:

- информационное обеспечение экологической и социальной безопасности строительства объекта при помощи социально-экологического мониторинга;
- оперативное информирование ответственных лиц о возникновении опасности и необходимости принятия управляющих решений для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций при строительстве объекта;
- правила соблюдения экологической и социальной безопасности при эксплуатации объекта.

4. ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС

Водноэнергетическими расчетами называются расчеты, производимые для определения количественных значений параметров энергетического режима ГЭС при различных вариантах технологической схемы. Для сопоставления вариантов нужны количественные оценки, поэтому для каждого из них следует определить мощность намечаемых ГЭС и количество энергии, которую они могут выработать. Такие расчеты позволяют определить основные параметры ГЭС, ее мощность, характер изменения мощности гидростанции при разных режимах работы, количество вырабатываемой электроэнергии.

Результаты расчетов служат основой для выполнения энергоэкономических расчетов, позволяющих оценить эффективность планируемых мероприятий и окончательно выбрать наиболее рациональный вариант схемы гидроузла.

В качестве исходных данных принимаются сведения о гидроэнергетическом потенциале реки, на которой создается гидроузел, инженерные проработки по способу создания напора и компоновке основных сооружений. Напоры зависят от положения уровней верхнего и нижнего бьефов и от потерь в водоподводящем тракте.

4.1. Гидроэнергетический потенциал речного стока

Существуют три категории гидроэнергетического потенциала (ГЭП) реки: **теоретический, технический и экономический**. При определении *теоретического гидроэнергетического потенциала* учитывается полный поверхностный сток рек.

Технический гидроэнергетический потенциал – это та часть теоретического потенциала, которая технически может быть использована с учетом годовых и сезонных колебаний стока в реках.

Экономический гидроэнергетический потенциал – это та часть технического потенциала, использование которой в данных конкретных условиях можно считать экономически оправданным.

Обычно водность рек, а с ней и гидроэнергетический потенциал сильно меняется по сезонам и месяцам. В частности, выделяются три гидрологических сезона: весеннее половодье, летне-осенний сезон и зимняя межень. Минимальные расходы воды наблюдаются зимой, соответственно зимний сезон считается для гидроэнергетики лимитирующим. Наибольшая водность характерна для весеннего половодья.

В гидроэлектростанциях плотинного типа технический потенциал гидроэнергии – это энергетический максимум генерируемой электроэнергии, который может быть получен на данном водотоке с использованием современных технических средств и технологий энергопреобразования. Деривационные и русловые гидроэнергоустановки используют только часть руслового стока и, как правило, осуществляют его регулирование.

Кроме гидроэнергетического потенциала региона для малой ГЭС весьма важно выявление участков рек и территорий, подходящих для локального использования гидроэнергии: большие перепады отметок местности, высокая водность и скорость течения.

Локальная оценка факторов, определяющих гидроэнергетический потенциал, позволяет обеспечить достаточно корректное согласование между его общими оценками и возможностями энергетического использования водотока максимальной технико-экономической эффективностью. Рассмотрение потенциала проводится на основе результатов гидрологических изысканий. При этом определяются возможные варианты нормального подпорного уровня (НПУ) гидроузла для обеспечения расчетного напора на ГЭС. Это касается преимущественно приплотинной ГЭС. Выбор отметки НПУ обусловлен соображениями незатопления значительной площади земель и охраны окружающей среды.

Расчеты выполняются для среднего по водности года 50 % обеспеченности и для маловодных лет 75 и 95 % обеспеченности.

При проведении расчетов исходят из возможности вести регулирование стока в зависимости от полезного объема водохранилища. При малой полезной емкости водохранилища может быть осуществлено лишь суточное регулирование. В этом случае ГЭС рассчитывается для работы в режиме водотока.

При определении ГЭП необходимо иметь в виду, что при работе в будущем в составе каскада ГЭС расчетные расходы через данный гидроузел могут возрасти. Компоновка гидроузла должна позволить в дальнейшем провести реконструкцию ГЭС с целью увеличения ее мощности.

Проводятся исследования гидроэнергетического потенциала водотока и при уменьшенных и при повышенных уровнях (по сравнению с принятыми уровнями) воды в верхнем бьефе.

Годовой гидроэнергетический потенциал обеспеченности определяется как сумма произведений количества часов в месяце на ежемесячные значения *теоретической мощности* $N_{ГЭС}$ гидроэлектростанции.

Это значение $N_{ГЭС}$ определяется по формуле

$$N_{ГЭС} = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot K_G, \text{ кВт.} \quad (4.1)$$

где Q – среднеемесячное значение расхода воды, $\text{м}^3/\text{с}$;

H – величина напора, м (определяется как разность отметки НПУ

водохранилища и отметки в нижнем бьефе ГЭС);

K_G – коэффициент полезного действия гидроэнергетического оборудования.

При работе вне каскада среднеемесячные значения отметок нижнего бьефа зависят от топографических характеристик, расходов воды и сезонных колебаний водного режима. Данные отметки определяются на основании изысканий. Если ГЭС работает в составе каскада, то значения отметок нижнего бьефа определяются условиями эксплуатации нижерасположенной ГЭС.

4.2. Технологические параметры малой ГЭС

В общем случае *установленная мощность* ГЭС состоит из трех слагаемых:

$$N_{уст} = N_{гар} + N_{сез} + N_{рез}, \quad (4.2)$$

где $N_{гар}$, $N_{сез}$ и $N_{рез}$, – соответственно, гарантированная, сезонная и резервная мощности.

Гарантированная – это мощность, с которой ГЭС участвует в покрытии графика нагрузки энергосистемы. При малом удельном весе ГЭС в энергосистеме, обеспеченность мощности можно принять в пределах 74–85 %.

Сезонная – это мощность, позволяющая увеличить выработку электроэнергии малой ГЭС и тем самым сэкономить топливо в периоды, когда ресурс водотока превосходит гарантированную мощность.

Резервная – мощность, которая может быть расположена на малой ГЭС и значение которой устанавливается, исходя из потребности в резерве энергосистемы в целом.

При наличии ограничений полезной емкости водохранилища для проведения суточного регулирования, назначении установленной мощности малой ГЭС ее можно принимать равной сумме гарантированной и сезонной мощностей ГЭС, равной при этом мощности по водотоку, обеспеченной на 10.15 %, т. е.

$$N_{\text{гар}} + N_{\text{сез}} = N_{\text{вод}(10-15) \%}. \quad (4.3)$$

Что касается резервной мощности, то при значительной сезонной мощности (свыше 10 % от гарантированной мощности), специально резервная мощность может не проектироваться.

После определения установленной мощности ГЭС уточняется *возможная выработка электроэнергии ($\mathcal{E}^{\text{ГЭС}}$), кВт·ч*, т. е. учитывается ограничение по установленной мощности по формуле

$$\mathcal{E}^{\text{ГЭС}} = N^{\text{ГЭС}} \cdot \Delta t, \quad (4.4)$$

где $N^{\text{ГЭС}}$ – мощность ГЭС, (кВт), обеспеченная расходом и напором, но не превышающая значения установленной мощности, т. е.

$$N^{\text{ГЭС}} \leq N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}; \quad (4.5)$$

Δt – интервал времени, в течение которого ГЭС работает с мощностью $N^{\text{ГЭС}}$, ч.

Далее проводится деление расходов реки возможных к использованию (Q) при работе ГЭС в режиме водотока на расходы ГЭС и сбросные расходы. При этом расходы ГЭС в периоды, когда $N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}} \geq N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}$ будут не выше пропускной способности турбины ГЭС (расчетного расхода ГЭС) ($Q^{\text{ГЭС}}$), м³/с, определяемой по формуле

$$Q^{\text{ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_a}, \quad (4.6)$$

где H_p – расчетный напор ГЭС, (м), значение которого рекомендуется принимать равным напору ($H_{\text{ср. вэв}}$).

Сбросной расход реки ($Q_{\text{сбр}}$), м³/с, определяется по формуле

$$Q_{\text{сбр}} = Q - Q^{\text{ГЭС}}, \quad (4.7)$$

Средневзвешенный напор ГЭС ($H_{\text{ср. вэв}}$), (м), необходимый для установления расчетного напора (H_p) и выбора параметров энергетического оборудования, определяется по формуле

$$H_{\text{ср. вэв}} = \frac{\sum (\mathcal{E}_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}} \cdot H)}{\sum \mathcal{E}_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}}, \quad (4.8)$$

где $\mathcal{E}_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}$ – соответственно, выработка электроэнергии, кВт · ч;

$N_{\text{вод}}^{\text{ГЭС}}$ – мощность ГЭС по водотоку, кВт;

H – полезный напор, м;

Δt – продолжительность расчетного интервала времени, ч.

Определение количества электроэнергии, вырабатываемой малой ГЭС:

$$\mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}^{\text{ГЭС}} \cdot x (1 - \alpha_{\text{сн}}^{\text{эв}}), \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

где $\alpha_{\text{сн}}^{\text{эв}}$ – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды малой ГЭС (на электрическое оборудование), принимай равным в диапазоне 0,2–1,0 %.

4.3. Водохозяйственный расчет ГЭС плотинно-деривационного исполнения (пример)

До последнего времени при определении режима ГЭС водохозяйственные расчёты не имели самостоятельного значения и подчинялись основной задаче нахождения энергетических показателей ГЭС.

Время показало, что водохозяйственные расчёты должны приобрести равное с гидроэнергетическими расчётами значение, когда это касается особенно образования водохранилищ комплексного назначения и влияния уровней воды нижнего бьефа.

Исходные данные для проектирования (среднемесячные расходы реки Q , отметки уровня воды в водохранилище и в нижнем бьефе), необходимые для выполнения расчета приводятся в задании к проекту. При этом, исходя из особенностей малой ГЭС и местонахождение объекта, рассматриваются типы гидроэлектростанций, работающие изолированно и в совокупности (каскадный режим).

Для расчетов ГЭС наиболее достоверен ряд многолетних наблюдений:

- достаточным считается ряд наблюдений за 25–30 лет;
- минимальный ряд гидрометрических наблюдений должен иметь длительность не менее 10 лет.

Если создание водохранилища по естественным топографическим условиям невозможно, а за счет выемок и обвалования экономически нецелесообразно, работу гидроэлектрической станции проектируют без применения регулирования стока.

Порядок выполнения. Первоначально, исходя из заданной обеспеченности, определяем расчетный расход реки Q_p , а затем по табличным данным или графику нагрузок находим коэффициент суточной неравномерности α и расчетный расход ГЭС: $Q_e = \alpha Q_p$.

В целом расход воды Q , m^3/c , используемый гидроэлектростанцией для выработки электрической энергии зависит от притока воды к водохранилищу или к верхнему бьефу ГЭС, от наличия запасов воды в водохранилище и от потребности энергетической системы в данный момент в мощности.

При комплексном использовании водных ресурсов расход ГЭС зависит также от отъема воды из водохранилища на орошение, водоснабжение и т. п. и от режима водопотребления из нижнего бьефа ГЭС. Максимальный расход, используемый гидроэлектростанцией, равен пропускной способности всех ее турбин при расчетном напоре.

После установления расхода определяется напор гидроэлектростанции H_2 согласно конструктивно-расчетной схеме ГЭС (рис. 2.1). С учетом величины сработки водохранилища при суточном регулировании стока и потери напора при входе в водоприемник назначается расчетный напор гидроэлектростанции H_p .

По расчетному расходу Q_c и напору H_p определяется мощность. Затем уточняется величина и глубина призмы сработки при суточном регулировании стока и, если это окажется необходимым, вводят поправку в величину расчетного напора. Расчет заканчивают вычислением возможной выработки электрической энергии на запроектированной ГЭС.

Единый для всех вариантов суточный режим нагрузок гидроэлектростанции в % от максимума приведен в табл. 4.1.

Обеспеченность расчетного расхода принимается равным 10 месяцев.

Таблица 4.1
Расчетный суточный режим нагрузок гидроэлектростанции

Часы сутки	0–2	2–4	4–6	6–8	8–10	10–12	12–14	14–16	16–18	18–20	20–22	22–24
Суточный график нагрузки, $P, \%$	29	29	41	51	70	82	48	80	100	88	72	42

Определение расхода и напора при заданной обеспеченности реки

Расход реки заданной обеспеченности находим путем построения графика обеспеченности среднемесячных расходов. Для построения такого графика по данным задания составляем вспомогательную таблицу, в которой все значения среднемесячных расходов располагают в убывающем порядке, начиная

с наибольшего (табл. 4.2). Последнюю графу заполняют вычисленными значениями обеспеченности в процентах.

Таблица 4.2

Расход реки заданной обеспеченности (по примеру)

№ п/п	Расход, м ³ /с	Продолжительность расхода	Обеспеченность расхода, %
1	85,0	1 месяц	8,3
2	27,0	1 месяц	16,7
3	20,1	1 месяц	25,0
4	15,2	1 месяц	33,3
5	13,0	1 месяц	41,7
6	12,1	1 месяц	50,0
7	10,9	1 месяц	58,3
8	10,0	1 месяц	66,7
9	9,9	1 месяц	75,0
10	9,7	1 месяц	83,3
11	9,1	1 месяц	91,7
12	7,9	1 месяц	100,0

При этом, принимая за 100 % интервал, равный году, получим соответственно для каждого месяца $\frac{100}{12} = 8,33\%$. Следовательно, расход 85 м³/с, имеющий длительность один месяц, будет иметь обеспеченность 8,33 %. Второй по величине расход – 27 м³/с будет иметь обеспеченность в течение двух месяцев (один месяц расход реки 27 м³/с и другой – 85 м³/с) или 16,7 %; расход 20,1 м³/с, соответственно три месяца и 25 % и т. д.

Из табл. 4.2 легко установить, что обеспеченности 10 месяцев, или 83,3 % соответствует расход реки 9,7 м³/с.

Коэффициент суточной неравномерности (α) найдем из таблицы нагрузок путем деления максимального значения нагрузки на среднюю. Среднее значение находим по формуле

$$P_{cp} = \frac{P_1 + P_1 + \dots + P_{12}}{12};$$

$$P_{cp} = \frac{29+29+41+51+70+82+48+80+100+88+72+42}{12} = \frac{732}{12} = 61\% \quad (4.10)$$

При этом коэффициент суточной неравномерности графика нагрузок равен

$$\alpha = \frac{100}{61} = 1,64.$$

Тогда расчетный расход ГЭС

$$Q_z = \alpha Q_p = 1,64 \cdot 9,7 = 15,9 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.11)$$

Геометрический или статический напор равен разности отметок уровней верхнего $\nabla_{\text{ВВ}}$ и нижнего $\nabla_{\text{НБ}}$ бьефов.

$$H_0 = \nabla_{\text{ВВ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 121,38 - 102,03 = 19,35 \text{ м}. \quad (4.12)$$

При учебных расчетах уровень нижнего бьефа, когда не имеются фактические исходные данные по нему, можно принимать в пределах $\nabla_{\text{НБ}} = (0,96-0,98) \nabla_{\text{ВВ,м}}$.

Полученные результаты запишем в табл. 4. 3 и построим годовой график напоров (рис. 4.1).

В водноэнергетических расчетах напор ГЭС считается равным

$$H \approx H_0 - h_{\text{В-С}} = \nabla_{\text{ВВ}} - \nabla_{\text{НБ}} - h_{\text{В-С}}, \quad (4.13)$$

где $h_{\text{В-С}}$ – потери напора при движении воды от водозабора, которые составляют 2–5 % от напора H_0 .

Для построения годового графика напоров по оси ординат (ось O_y) откладываем месяцы, по оси абсцисс уровень воды в реке, м (рис. 4.1)

Проведем горизонтальную линию соответствующий отметке максимального уровня воды в верхнем бьефе (из табл. 4.3). Затем наносим отметки уровня нижнего бьефа каждого месяца. В построенном графике разница уровней верхнего (горизонтальная линия) и нижнего бьефа дает соответствующий напор на каждом месяце.

Таблица 4.3

Определение величины напора

Месяц	Бытовой расход реки, м ³ /с	Уровень верхнего бьефа, м	Уровень нижнего бьефа, м	Напор, м
I	7,9	104,85	100,70	4,15
II	9,7	104,85	100,80	4,05
III	20,1	104,85	101,00	3,85
IV	85,0	104,85	102,40	2,45
V	27,0	104,85	101,4	3,45
VI	15,2	104,85	100,72	4,13
VII	9,9	104,85	100,30	4,55
VIII	12,1	104,85	100,51	4,34
IX	13,0	104,85	100,58	4,27
X	10,9	104,85	100,45	4,40
XI	10,0	104,85	100,35	4,50
XII	9,1	104,85	100,72	4,13

$$\sum H_{\text{мес}} = 48,27 \text{ м}$$

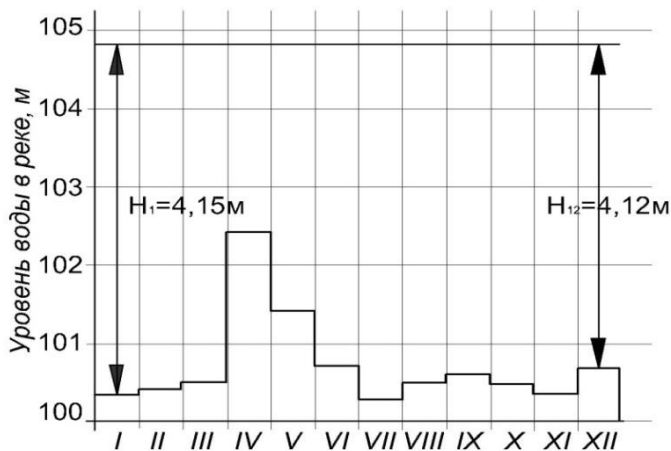


Рис. 4.1. Годовой график напоров

Определение мощности гидроэлектростанции

Если напор составляет H , м, расход воды равен Q , м³/с, то работа, которую может совершить вода в секунду, т. е. потенциальная мощность водотока

$$N_0 = \rho g Q H = \gamma Q H - 9810 Q H, \quad (4.14)$$

где ρ – плотность воды, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

γ – удельный вес одного кубического метра воды в ньютонах.

В гидроэнергетике принято измерять мощность в киловаттах:

$$N_0 = 9,81 Q H. \quad (4.15)$$

Мощность на валу турбины $N_T = N_0 \eta_T$ или

$$N_T = 9,81 Q H \eta_T, \quad (4.16)$$

где η_T – коэффициент полезного действия (КПД) турбины,
 N_T – в кВт.

Значение КПД турбины зависит от ее конструкции, размеров и изменяется при изменении нагрузки. Для малых турбин, при диаметре рабочего колеса около 1 м, наибольший КПД составляет 0,89–0,91; для крупных турбин диаметром 9–10 м КПД достигает 0,94–0,96.

Электрическая мощность агрегата $N_{Ta}(\text{кВт})$ на выводах генератора меньше мощности турбины на величину потерь в генераторе

$$N_a = N_T \eta_{\text{ген}} = 9,81 Q H \eta_a, \quad (4.17)$$

где $\eta_{\text{ген}}$ – КПД генератора;

$\eta_a = \eta_T \eta_{\text{ген}}$ – КПД агрегата.

Для генераторов мощностью 5 МВт КПД равен 0,95–0,96. Для уникальных генераторов мощностью 500 МВт КПД превосходит 0,98.

Обозначая $a = 9,81 \eta_a$, получим формулу для приближенных расчетов мощности агрегата $N_{ав}$ кВт:

$$N_a = aQH. \quad (4.18)$$

Учитывая снижение КПД турбины и генератора при отклонении нагрузки от оптимальной, принимают a для сверхмощных агрегатов в пределах 8,6–8,8, для крупных агрегатов – 8,2–8,4 и для небольших агрегатов – 7,8–8,0.

Тогда $N_t = 9,81 \cdot 1,64 \cdot 9,7 \cdot 4,02 \cdot 0,8 = 502$ кВт ≈ 500 кВт.

Эта мощность, согласно заданию, будет соответствовать максимальной ординате графика нагрузок. Принимая ее за 100 % и используя график нагрузки, заданные в процентах от максимума устанавливаем составляющие суточного графика нагрузок по формуле (табл. 4.4):

$$P = \frac{P_{\%} \cdot N}{100}. \quad (4.19)$$

Таблица 4.4
Значения суточного графика нагрузок

Интервал времени	Суточная нагрузка, Р %	Суточная нагрузка, Р
0–2	29	145
2–4	29	145
4–6	41	205
6–8	51	255
8–10	70	350
10–12	82	410
12–14	48	240
14–16	80	400
16–18	100	500
18–20	88	440
20–22	72	360
22–24	42	210

Используя данные табл. 4.4, построим суточный график нагрузки ГЭС. По ординате откладываем значения P , по абсциссе интервал времени (рис. 4.2).

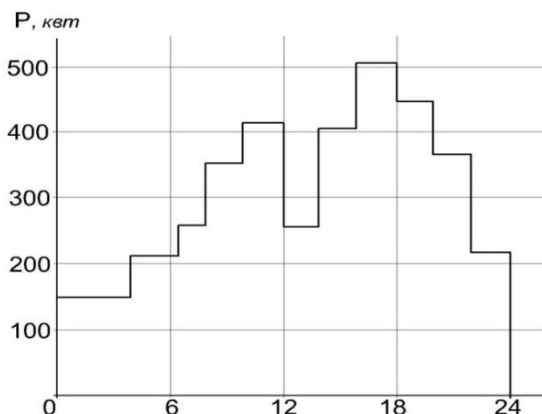


Рис. 4.1 Суточный график нагрузок

Суточную выработку энергии подсчитывается по формуле

$$\mathcal{E} = P_1 t_1 + P_2 t_2 + \dots + P_n t_n, \quad (4.20)$$

Подставив численные значения, получим

$$\mathcal{E} = 145 \cdot 4 + 205 \cdot 2 + \dots + 210 \cdot 2 = 7\,360 \text{ кВт}.$$

Объем регулирующей призмы и глубина сработки бассейна

Объем регулирующей призмы и глубину сработки бассейна суточного регулирования определим расчетным путем и графическим способом. Все предварительные вычисления сведем в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Объемы регулирующей призмы глубин сработки бассейна
суточного регулирования

Время суток	Нагрузка P , кВт	Необходимый расход воды Q , $\text{м}^3/\text{с}$	Продолжитель- ность работы данном расхо- дом T , тыс. с	Потребляемый объем воды W , тыс. м^3	Потребляемый с начала суток объем воды ΣW , тыс. м^3
0–2	145	4,61	7,2	33,2	33,2
2–4	145	4,61	7,2	33,2	66,4
4–6	205	6,52	7,2	46,9	113,3
6–8	255	8,12	7,2	58,5	171,8
8–10	350	11,13	7,2	80,1	251,9
10–12	410	13,05	7,2	94,0	345,9
12–14	240	7,64	7,2	55,0	400,9
14–16	400	12,74	7,2	91,7	492,5
16–18	500	15,90	7,2	114,5	607,1
18–20	440	14,00	7,2	100,8	707,5
20–22	360	11,46	7,2	82,5	790,4
22–24	210	6,67	7,2	48,0	838,4

По заданной нагрузке P (табл. 4.4) при неизменном КПД (условно $\eta = 0,8$) находим по формуле $Q = \frac{P}{9,8H\eta}$ необходимый

расход воды (графа 3). Затем вычисляем потребление воды за каждый интервал времени (графа 5) и суммарное с начала суток (графа 6).

При суммарном потреблении в сутки 838,4 тыс. м^3 секундный приток воды должен составить

$$Q = \frac{W}{T} = \frac{838,4}{86,4} = 9,704 \approx 9,7 \text{ м}^3/\text{с} , \quad (4.21)$$

что соответствует исходному расчетному расходу.

Построим график объема регулирующей призмы (рис. 4.3) в координатах времени (графа 1) и стока воды ΣW (графа 6) кривую суточного потребления воды OA .

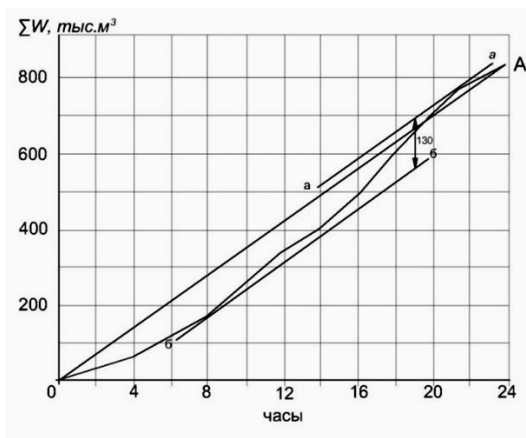


Рис. 4.3. График объема регулирующей призмы и глубина сработки бассейна

Через начало координат и конец кривой потребления в точку A проведем прямую OA , которая будет характеризовать приток воды в продолжении суток. Проведя касательные (aa') и (bb') параллельно прямой притока OA , находим по расстоянию между ними в масштабе графика регулирующий объем $W_p = 130 \text{ тыс. м}^3$.

При площади зеркала водохранилища, равный 120 га, глубина сработки составит

$$h = \frac{130000}{1200000} = 0.11 \text{ м} . \quad (4.22)$$

Для вычисления объема сливной призмы составим табл. 4.6, а в первые три графы данные выписывается из табл. 4.5.

В графе 4 записываем вычисленную ранее величину среднего суточного потребления воды ($9,7 \text{ м}^3/\text{с}$). Затем для каждого интервала времени вычисляем избыток или недостаток расхода и записываем результаты в графы 5 и 6. Отсюда видно, что за время с 0 до 2 часов избыток воды составляет $9,7 - 4,61 = 5,09 \text{ м}^3/\text{с}$, а с 2 до 4 ч — $5,09 \text{ м}^3/\text{с}$, с 4 до 6 ч — $3,18 \text{ м}^3/\text{с}$ и т. д.

В такой последовательности заполняются графы 5 и 6 до конца. По вычисленному недостатку или избытку расхода и интервалу времени (графа 3) определяется недостаток или избыток стока (графы 7 и 8). Наконец, последовательно суммируя избыток со знаком плюс и недостаток со знаком минус, находим суммарную величину недостатка и избытка воды с начала суток (графа 9). Складывая величины наибольшего избытка и недостатка стока, найдем искомую регулируемую емкость бассейна суточного регулирования.

Таблица 4.6
Расчетные данные объемов регулирующей призмы

Время суток	Необходимый расход воды, м ³ /с	Продолжительность работы с данным расходом, тыс.с	Расход воды в реке, м ³ /с	Работа бассейна				Регулирование стока с начала суток, тыс. м ³
				Недостаток расхода, м ³ /с	Избыток расхода, м ³ /с	Недостающий сток, м ³	Избыточный сток, м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0–2	4,61	7,2	9,7	–	5,09	–	36,7	36,7
2–4	4,61	7,2	9,7	–	5,09	–	36,7	73,4
4–6	6,52	7,2	9,7	–	3,18	–	22,9	96,3
6–8	8,12	7,2	9,7	–	1,58	–	11,4	107,7
8–10	11,13	7,2	9,7	1,43	–	10,2	–	97,5
10–12	13,05	7,2	9,7	3,35	–	24,1	–	73,4
12–14	7,64	7,2	9,7	–	2,06	–	14,9	88,3
14–16	12,74	7,2	9,7	3,04	–	21,9	–	66,4
16–18	15,90	7,2	9,7	6,20	–	44,5	–	21,9
18–20	14,00	7,2	9,7	4,30	–	30,9	–	-9,0
20–22	11,46	7,2	9,7	1,76	–	12,7	–	-21,7
22–24	6,67	7,2	9,7	–	3,03	–	21,7	0
						144,3	144,3	

В данном примере сложим величины 107,7 + 21,7 и получим в итоге 129,4 тыс.м³. Полученный результат соответствует величине регулирующей емкости, найденной ранее графическим способом.

5. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ МАЛОЙ ГЭС, РАССМОТРЕНИЕ ОСНОВНЫХ СООРУЖЕНИЙ

5.1. Составление планов строительства малой ГЭС

В целом комплект чертежей для строительства включает:

- **ситуационный план** – схему расположения участка;
- **генеральный план** – схему планировки территории с обозначением

планируемых построек и других объектов, крупных деревьев, пешеходных дорожек, площадок, подъездов и т. п.;

- **строительный генеральный план (стройгенплан)** – схему участка строительства, на котором показано расположение строящихся объектов, расстановки монтажных и грузоподъемных механизмов, а также всех прочих объектов строительного хозяйства.

Генеральный план является основным документом, по которому ведутся застройка ГЭС на выбранном участке строительства. Он представляет собой чертеж территории, на котором должно быть показано размещение проектируемых и существующих. На рис. 5.1 показан генплан ЭС, построенный на базе водохранилища, а на рис. 5.2 – генплан малой деривационной ГЭС.

Грамотно составленный план размещения объектов, продуманные рельеф и зонирование помогут оптимизировать строительство и эффективно использовать преимущества участка. Чертежи генерального плана участка обычно выполняются на топографической основе в масштабах 1:500 и 1:2000.

К *стройгенплану* относятся склады строительных материалов и конструкций, бетонные и растворные узлы, временные дороги, временные помещения административного, санитарно-гигиенического, культурно-бытового назначения, сети временного водоснабжения, энергоснабжения, связи и т. д. В зависимости от охватываемой площади и степени детализации строительные генеральные планы могут быть *объектным (ППР)* или *общеплощадочным (ПОС)*.

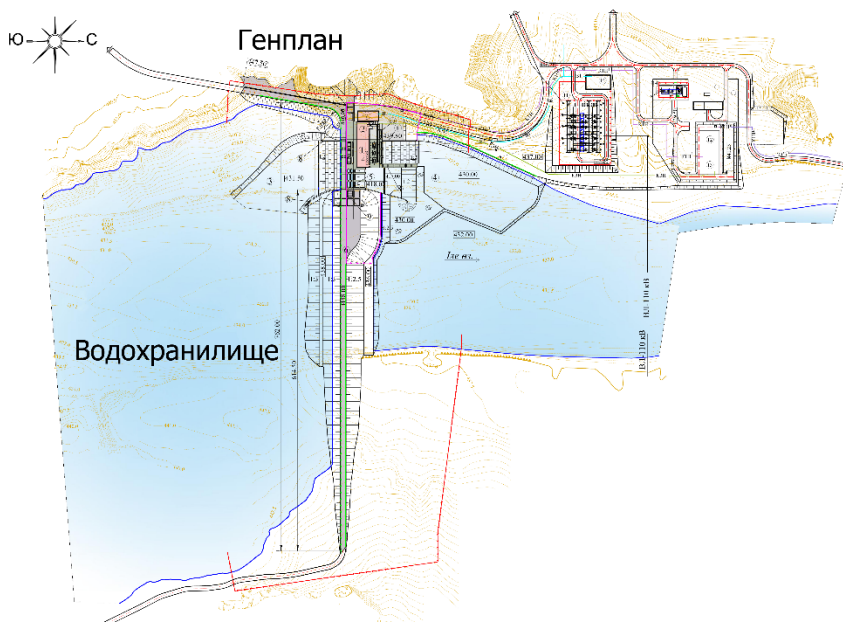


Рис. 5.1. Генплан малой ГЭС с водохранилищем:

- 1 – здание ГЭС; 2 – монтажная площадка; 3 – подводящий канал;
- 4 – отводящий канал; 5 – водосбросная плотина; 6 – земляная плотина;
- 7 – служебно-производственный корпус; 8 – сопрягающие сооружения;
- 9 – затворохранилище ВБ; 10 – затворохранилище НБ;
- 11 – площадка ОРУ; 12 – площадка очистных сооружений бытовых стоков;
- 13 – площадка очистных сооружений замасленных стоков;
- 14 – подстанция 110/10 "Строительная"; 15 – технологический корпус



Рис. 5.2. Генплан малой деривационной ГЭС

Составление общеплощадочного стройгенплана обычно начинают с размещения дорог для внутрипостроечного транспорта и параллельно с этим выбирают места для общеплощадочных складов и механизированных установок.

При проектировании объектов строительного хозяйства обычно руководствуются результатами расчета потребности

в этих объектах и специальными правилами их размещения.

Расчеты потребности в различных ресурсах, объектах строительного хозяйства приводятся в пояснительной записке.

При одностадийном проектировании, связанном обычно с небольшими стройками, общеплощадочный стройгенплан не составляется.

На общеплощадочных стройгенпланах гидротехнических и водохозяйственных объектов обязательно показываются сооружения и устройства для обеспечения пропуска расходов воды в строительный период **Объектные стройгенпланы** разрабатываются обычно отдельно на каждый объект, показанный на общеплощадочном стройгенплане.

Составление объектного стройгенплана обычно начинают с выбора грузоподъемных (монтажных) машин и механизмов, рационального их размещения. На основании этого устанавливаются места складирования сборных конструкций, стройматериалов, размещаются внутриобъектные дороги. После этого размещаются все остальные элементы строительного хозяйства.

Перечень всех сведений, которые должен содержать объектный стройгенплан, приведен в СНиП 3.01.01–85.

Последними обычно проектируются временные сети водопровода, электроснабжения, теплоснабжения и др.

При составлении генплана площадки ГЭС главной задачей является организация транспортных перевозок технологического оборудования, т. е. крупногабаритных тяжеловесов, а также обеспечение пожарной безопасности и нормальных условий эксплуатации.

5.2. Разновидности компоновки и основные узлы малой ГЭС

При разработке технологической схемы основными узлами ГЭС являются **водозаборный узел, деривационный канал и станционный узел.**

А в целом, как показывают результаты изучения компоновочных схем эксплуатируемых малых ГЭС в Казахстане, они преимущественно состоят из следующих узлов и элементов (рис. 5.3). Это головной водозабор 1, отстойник 2, деривационный канал 3, напорный бассейн 4, турбинные водоводы 5, здание ГЭС 6, аванкамера отводящего канала 7, отводящий канал 8, водоприемник 9, водобойный колодец 10, канал холостого сброса 11, сеть водоснабжения ГЭС 12, узел канализации 13, эксплуатационная дорога 14.

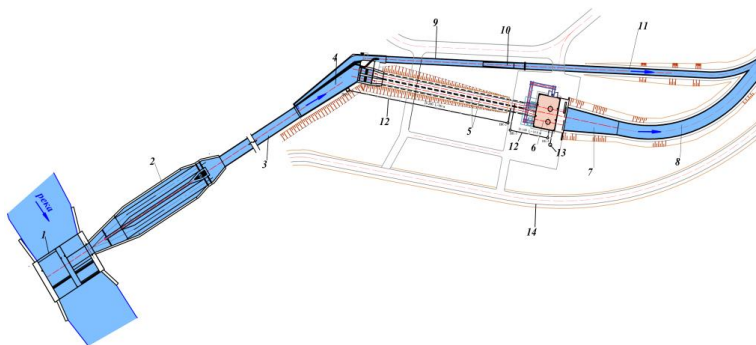


Рис. 5.3. Компоновочная схема малой ГЭС на основе принятого генплана и с отдельно расположенным каналом холостого сброса

При строительстве мини-ГЭС в горных условиях с небольшими расходами воды громоздкий железобетонный отстойник можно заменить на гидроциклонный донный пескоулавливатель упрощенной конструкции – патент № 25 130 KZ, 2011 – (рис. 5.3).

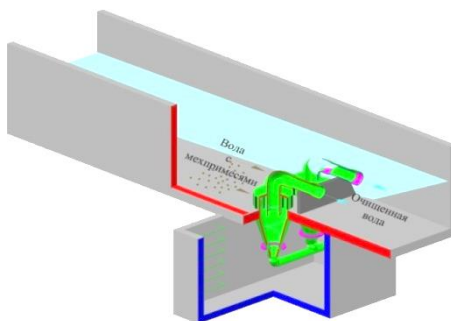


Рис. 5.4. Компоновка донного гидроциклонного пескоулавливателя на водоподающей части малой (мини) ГЭС

Это позволяет значительно снизить стоимость строительства узла водоочистки ГЭС, так как на построение существующих отстойников требуется до 30 % капитальных вложений от общей стоимости ГЭС.

В ТОО «Казгидро» практикуется размещение канала холостого сброса воды рядом 2-х или 3-х линий напорных водоводов и пропуск его из под низа здания ГЭС в совмещенном виде с ним (рис. 5.5–5.6).

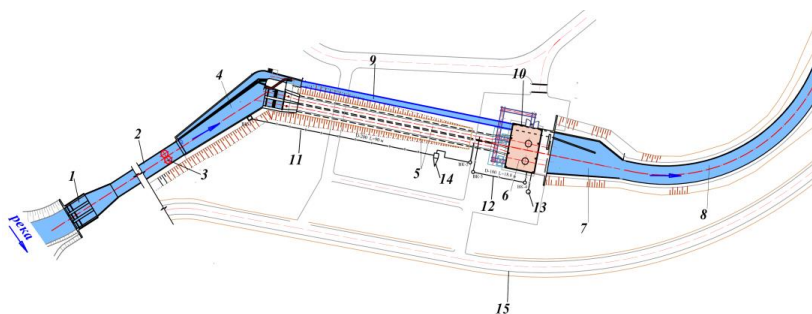


Рис. 5.5. Компонировочная схема малой ГЭС с каналом холостого сброса воды, проложенного через здание ГЭС:

- 1 – водозабор; 2 – деривационный канал; 3 – гидроциклонный пескоулавливатель; 4 – напорный бассейн; 5 – турбинные водоводы; 6 – здание ГЭС; 7 – аванкамера отводящего канала; 8 – отводящий канал; 9 – водоприемник; 10 – канал холостого сброса; 11, 12 – система технического водоснабжения; 13 – узел канализации; 14 – напорный гидроциклон; 15 – эксплуатационная дорога

Такое размещение канала холостого сброса значительно упрощает компоновочную схему, позволяет сэкономить затраты на строительство (6–9 %), не требует дополнительного отвода земель вокруг гидрокомплекса под строительства канала (до 5–10 га), а в остальной части здания особых изменений не будет.

При работе по усовершенствованной схеме вода из вод источника через водозабор 1 поступает в деривационный канал 2 и расположенный в нем гидроциклонный пескоулавливатель 3. Очищенная в гидроциклоне вода поступает в напорный бассейн 4 и по турбинным водоводам 5 в здание ГЭС–6 к гидротурбинам. Выходящая по отсасывающей трубе вода через аванкамеру 7 и отводящий канал 8 обратно поступает в вод источник.

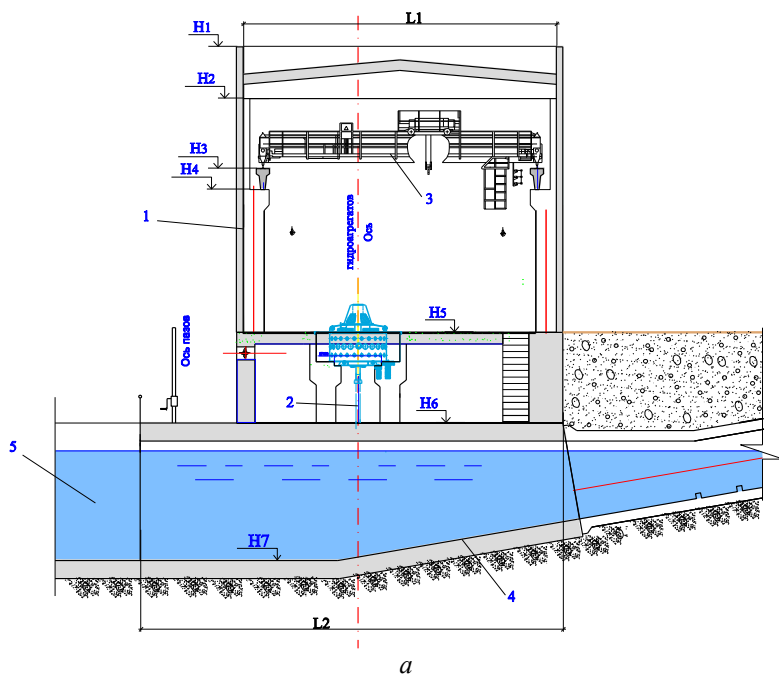


Рис. 5.6. Здание ГЭС при совмещении канала холостого сброса воды с ним (а) и расположение напорных водоводов и канала (б):
 1 – здание ГЭС; 2 – гидроагрегат; 3 – мостовой кран;
 4 – канал холостого сброса; 5 – водобойный колодец (аванкамера водоотводящего канала)

Водозаборный узел ГЭС

На территории водозаборного узла устанавливается водоприемник, представляющий собой преимущественно шлюз-регулятор с эксплуатационной площадкой и моста переезда. Входная часть шлюза-регулятора с затворами и мехоборудованием ограждается и устраивается эксплуатационная площадка.

Особое значение имеет правильное расположение и устройство водозаборных сооружений. Входное сечение водозабора должно иметь порог, возвышающийся не менее чем на 1–2 м над дном реки. Этот порог задерживает донные наносы, не позволяя им проникнуть в деривацию. Выбор местоположения **водоприемников** является ответственной задачей, особенно если они проектируются на реках с неустойчивым руслом.

Наиболее интенсивное движение наносов происходит во время паводка. Донные наносы, передвигающиеся вдоль реки, входят в зону подпора плотины.

Одним из наиболее эффективных мероприятий для уменьшения попадания наносов в водоприемники и удаления их является использование *поперечной циркуляции в потоке*, т. е. винтового движения с направлением поверхностных струй к берегу.

Использование поперечной циркуляции для уменьшения попадания наносов в водоприемник возможно только при небольших глубинах в подпертом бьефе. Образование поперечной циркуляции на повороте потока использовано в Ферганском типе водозабора, осуществленном на нескольких головных узлах в Средней Азии и в водоприемнике с криволинейным каналом типа ВНИИГ. Последний тип водоприемника работает хорошо даже в условиях большого относительного водозабора. При бесплотинном водозаборе и отборе воды из канала целесообразно применение поверхностных направляющих понтон, предложенных Жулаевым Р. Ж. и Потаповым М. В.

На небольших горных реках, влекущих крупные галечные наносы, применяется галерейный решетчатый водозабор, называемый также Тирольским. Он устраивается в пороге плотины в виде лотка, перекрытого металлической решеткой. Вода с крупными галечными наносами проходит поверх решетки, сквозь которую в лоток поступает лишь расход воды, отводимой в деривацию.

Деривационный канал

На территории деривационного канала располагаются сам канал и внутрихозяйственная эксплуатационная дорога, соединяющая водозаборный и станционный узлы ГЭС.

Деривационные водоводы и сооружения на их трассе осуществляют подвод воды к станционному узлу сооружений. Станционный узел объединяет комплекс сооружений в конце деривационного тракта. К ним относятся также турбинные водоводы, здание ГЭС, распределительное устройство и отводящий водовод.

Гидроэлектростанции с безнапорной деривацией во втором варианте предусматривает энергетическое использование большего участка реки.

Деривационный канал может быть любой длины – от нуля (если напорный трубопровод начинается сразу от водозабора или плотины) до нескольких километров.

Большинство экономически оправданных деривационных каналов – это открытые земляные каналы. Но у них существует ряд проблем, связанных с высокими требованиями по обслуживанию; потерям воды; оползням, вызываемым просачивающейся водой из необшитых стен канала, необходимость иметь стабильный и относительно плоский уклон. Для этого при строительстве земляного деривационного канала необходимо учитывать расчет его уклона в пределах значений $0,002 \dots 0,003$, т. е. изменение высоты на 2–3 м на каждые 1000 м длины канала. Увеличение уклона может привести к последующему размыву земляных стенок канала, а уменьшение – к его замерзанию в зимний период времени.

Деривационные каналы из железобетона (в том числе из лотков и секций быстротоков), а также металла или пластмассы лишены недостатков, присущих земляным деривационным каналам – они более прочные и долговечные, требуют меньшего обслуживания и ремонта. Такие каналы могут иметь больший уклон, чем земляные и таким образом менее склонны к замерзанию. Для недопущения замерзания деривационные каналы из таких материалов могут быть дополнительно утеплены (накрыты плитами, изоляционными материалами, углублены в землю).

Однако при проектировании необходимо иметь в виду, что большой уклон деривационного канала (и соответственно – большая скорость течения) имеет определенные недостатки.

Во-первых, более сложная конструкция напорного бассейна – вода должна поступать в него с соблюдением определенного режима, как правило, в спокойном состоянии, чтобы не образовывать буруны внутри напорного бассейна, а также не разрушать его с течением времени. Большой уклон деривационного канала, а соответственно, высокая скорость потока в целом может привести к быстрому разрушению гидротехнических сооружений микро-ГЭС.

Во-вторых, большой уклон уменьшает напор (разницу высот между верхним и нижним бьефами). Соответственно это снижает мощность микро-ГЭС. Высота напора является важным фактором мощности, а главное – стоимости микро-ГЭС. Оборудование для низких напоров значительно дороже, чем для высоких напоров. Оно также отличается большими размерами и влечет строительство более крупных сооружений для его установки (опорный фундамент, машинный зал и пр.).

Станционный узел

На площадке станционного узла строится здание ГЭС с системой водоводов, каналов и распределительных сооружений (напорный бассейн, отводящий канал, вододелитель). Рельеф станционного узла представляет собой террасы долины рек и склон с уклоном до 1:3.

К напорному бассейну вода подводится так же, как и во втором варианте, но при большей длине безнапорной части деривации. От напорного бассейна берет начало напорный трубопровод, проложенный по поверхности склона.

Планировка машинного зала, конструкция и размеры верхнего строения проводятся по ранее принятой методике и будут тесно связаны между собой. Размеры верхнего строения закрытого здания ГЭС определяются из условия, что все оборудование, включая грузоподъемные краны, находится под крышей здания ГЭС.

6. КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ И РАСЧЕТ ВОДОЗАБОРНОГО УЗЛА

В состав *водозаборного узла* входят следующие сооружения:

- водоприемник;
- водозаборная часть;
- отстойник.

6.1. Водоприемники деривационных ГЭС

Водоприемники деривационных ГЭС выполняются *поверхностными и глубинными* (рис. 6.1–6.4). На рис. 6.1 показана часто применяемая схема *поверхностного водоприемника* с указанием основных его элементов.

При этом уменьшение попадания наносов в водоприемники и удаления их в нижний бьеф реки достигается за счет использования поперечной циркуляции в потоке, т. е. винтового движения с направлением поверхностных струй к берегу.

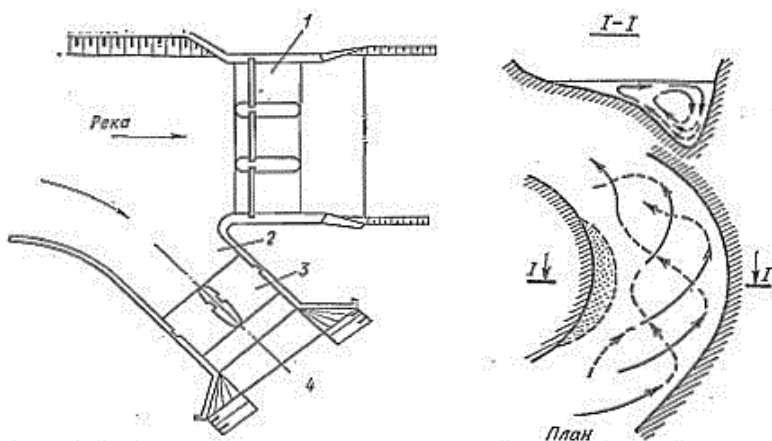


Рис. 6.1. Схемы компоновки поверхностного водоприемника (а)
и направление струй при циркуляции (б)

Естественная поперечная циркуляция возникает на изгибе русла и потока под воздействием центробежных сил и сил гидравлического сопротивления.

Поверхностные струи отклоняются к вогнутому берегу, размывают его, а донные струи, поднимаясь к выпуклому берегу, теряют часть своей кинетической энергии и откладывают наносы на этом берегу. Поэтому водоприемник рекомендуется располагать на вогнутом берегу, причем место водозабора целесообразно избрать за серединой криволинейного участка.

Использование поперечной циркуляции для уменьшения попадания наносов в водоприемник возможно только при небольших глубинах в подпертом бьефе.

Водоприемники оборудуются затворами для прекращения доступа воды из ВБ при аварии, ревизии или ремонте деривации. Скорости течения при входе в водоприемник принимаются равными 1,5–2,0 м/с.

Эффективной мерой для борьбы с донными наносами оказывается устройство в пороге водоприемника донных решеток пропускающих наносы.



Рис. 6.2. Общий вид водозаборного сооружения со шлюзом-регулятором

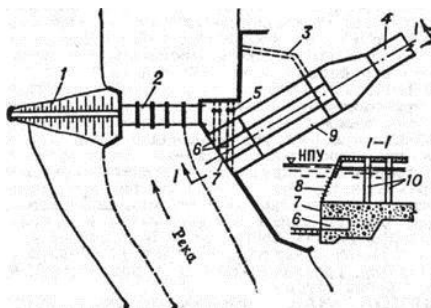


Рис. 6.3. Компоновочная схема водозаборного сооружения:
 1 – земляная плотина; 2 – водосливная плотина; 3 – грязеспуск;
 4 – деривационный водовод; 5 – затворы донных галерей;
 6 – донные промывные галереи; 7 – порог водозабора;
 8 – сороудерживающая решётка; 9 – отстойник; 10 – пазы затвора;
 НПУ – нормальный подпорный уровень

На небольших горных реках, влекущих крупные галечные наносы, применяется галерейный решетчатый водозабор, называемый также **тирольским**. Он устраивается в пороге плотины в виде лотка, перекрытого металлической решеткой.

В напорный деривационный туннель вода поступает из ВБ обычно через водоприемник с глубинным водозабором. Для краткости его именуют **глубинным водоприемником**. Этот тип водоприемников имеет широкое распространение.

Глубинные водоприемники размещаются в ВБ или водохранилищах со значительными колебаниями уровней и малыми скоростями движения воды (рис. 6.4).

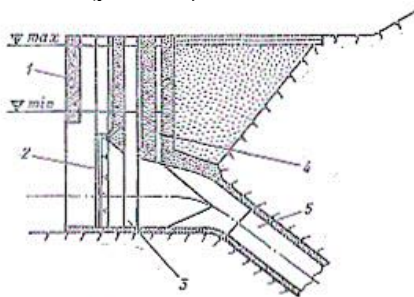


Рис. 6.4. Схема глубинного водоприемника с туннелем:
 1 – балка; 2 – решетка; 3 – паз для затвора;
 4 – воздухопроводящая труба; 5 – туннель

На рис. 6.5 показана схема берегового водоприемника с наклонными решетками и затворами в голове туннеля. Между затворами и решетками получается участок значительной длины.

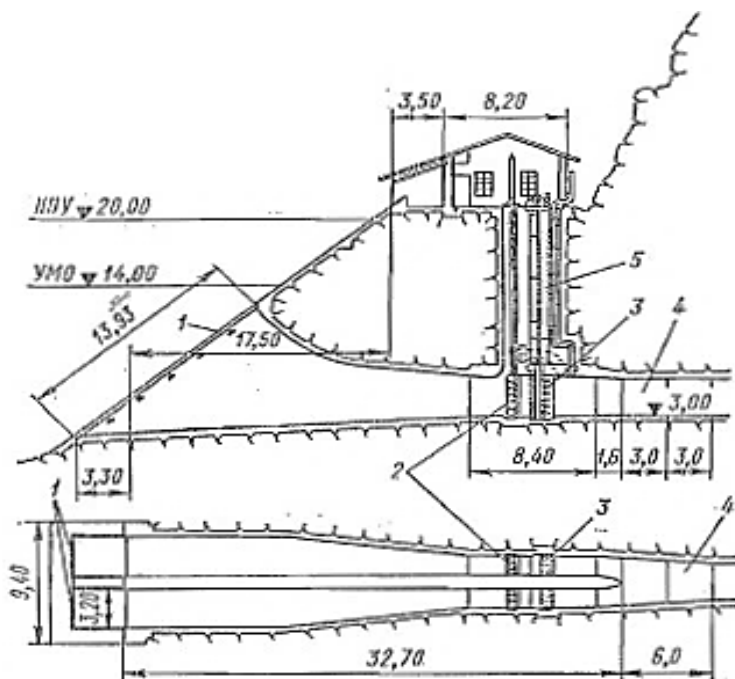


Рис. 6.5. Схема берегового водоприемника с наклонными решетками и затворами:

- 1 – сороудерживающая решетка; 2 – паз для ремонтных затворов;
3 – затвор; 4 – туннель; 5 – шахта

Обычно в составе глубинного водоприемника ГЭС предусматривается следующее гидромеханическое оборудование: **сороудерживающие решетки и ремонтные заграждения.**

В зависимости от местоположения глубинные водоприемники деривационных ГЭС разделяются на два типа: **береговые** и **башенные**. Береговые водоприемники, как следует из названия, располагаются непосредственно у берегового откоса ВБ.

Компоновка водозаборных узлов определяется типом и размерами плотины и водосбросных сооружений.

Плотины возводятся как:

- водосливные;
- с низкими порогами;
- оборудованные затворами, перекрывающими русло горных рек часто по всей ширине;
- с береговыми водосбросами (быстротоки или перепады).

Возможность попадания наносов в деривацию заставляет принимать ряд предупредительных мер.

Одна из основных мер – пропуск возможно большого количества донных наносов через плотину. В этом случае лучшим типом является плотина с низким порогом, перекрываемая затворами. Для пропуска донных наносов затворы открывают полностью или приподнимают частично. Лучшими будут поэтому затворы, поднимающиеся вверх: *плоские, сегментные и цилиндрические*. Удобны плоские сдвоенные затворы, позволяющие поднимать для пропуска насосов только нижнюю секцию затвора.

На практике особое значение имеет правильное расположение и устройство водозаборных сооружений. При этом входное сечение водозабора должно иметь порог, возвышающийся не менее чем на 1–2 м над дном реки. Глубинный водоприемник напорной деривации должен размещаться преимущественно в стороне от плотины.

6.2. Описание и расчет водозаборного узла

В общем случае *водоприемная часть* водозаборного узла ГЭС (рис. 6.6) состоит из направляющей аванкамеры 1, шлюза-регулятора 2, аванкамеры канала 3, затворов 4, подъемника затвора 5, пути монорельса 6 и моста 7. Для забора воды в целях водоснабжения, орошения и т. д. предусматривают дополнительные направляющие каналы.

Вода из реки в водозаборный узел поступает через аванкамеру водозабора 1, а в отстойник – через вторую аванкамеру 6 (рис. 6.7).

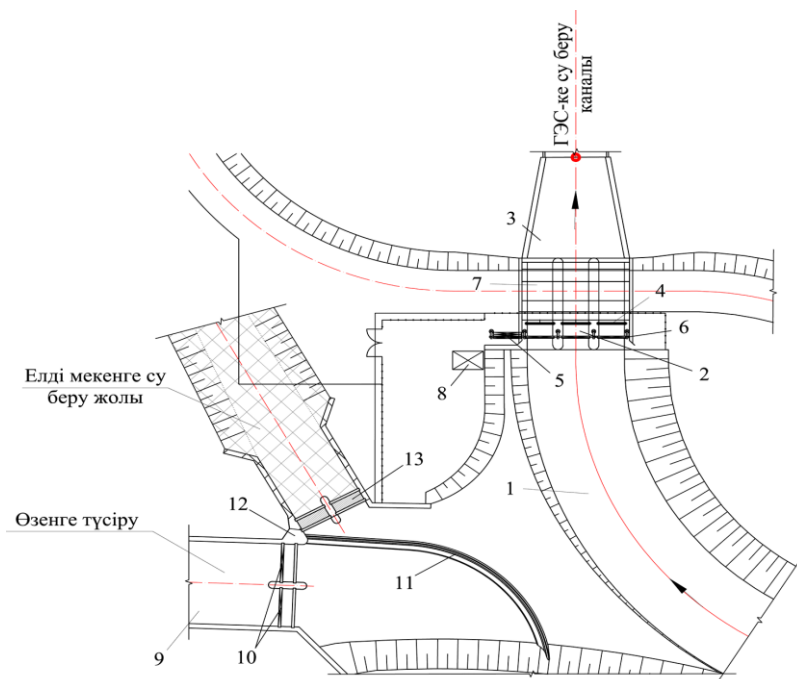


Рис. 6.6. Схема шлюза-регулятора водозаборного узла:
 1 – направляющая аванкамера; 2 – шлюз; 3 – аванкамера канала;
 4 – затворы; 5 – подъемник затвора; 6 – путь монорельса; 7 – мост;
 8 – служебное место; 9 – сброс воды в реку; 10 – опоры;
 11 – направляющий; 12 – делитель; 13 – затвор

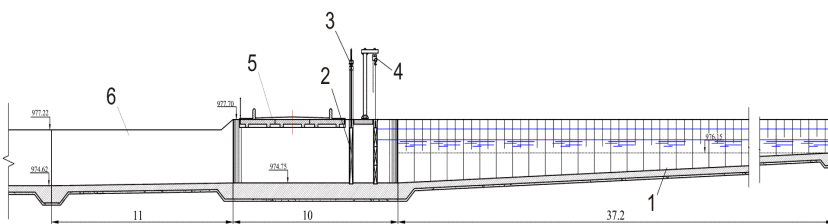


Рис. 6.7. Продольный профиль водозаборного сооружения:
 1 – аванкамера водозабора; 2 – шлюз-регулятор;
 3, 4 – затворы; 5 – мост; 6 – аванкамера отстойника

Расчет водозаборного шлюза-регулятора и аванкамеры

Исходными данными для определения размеров шлюза-регулятора являются:

- расчетные значения расходов;
- допускаемые напоры перед шлюзом-регулятором;
- конструктивные размеры шлюза-регулятора.

Схему работы открытых шлюзов-регуляторов выбирают в зависимости от особенностей их конструкций. Размеры регулятора определяют из условия пропуска через него максимального расчетного расхода при полностью поднятых затворах.

Шлюзы-регуляторы в гидравлическом отношении рассматриваются как водосливы с широким порогом с подтопленным или неподтопленным истечением.

Расчетные значения расходов

В схемах истечения потока воды из больших отверстий, размеры которых соизмеримы с глубиной воды перед сооружением, расчет для неподтопленного отверстия при постоянном напоре ведется по формуле

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH_0}, \quad (6.1)$$

где μ – коэффициент расхода;

ω – площадь отверстия в свету, м^2 ;

H_0 – глубина над центром тяжести отверстия с учетом скорости подхода, м.

$$H_0 = H + \frac{\alpha v^2}{2g}, \quad (6.2.)$$

где H – напор на пороге регулятора, равный глубине воды в подводящем канале, м;

v – фактическая скорость течение воды, м/с.

Для подтопленного отверстия

$$Q = \mu \cdot \omega \sqrt{2gz_0}, \quad (6.3)$$

где z_0 – разность уровней воды с учетом скорости подхода, м.

Для второго случая выпуск воды из-под затвора в горизонтальный лоток с подтопленным истечением расчет выполняется по формуле

$$Q = \mu a B \sqrt{2g(H_0 - h_z)}, \quad (6.4)$$

где h_z – глубина воды в сечении, в котором при истечении через незатопленное отверстие наблюдается сжатая глубина, м.

Коэффициент бокового сжатия потока береговыми устоями или быками может быть определен по формуле Френсиса-Кригера

$$\varepsilon = 1 - 0,1\zeta \cdot n_\varepsilon \frac{H_0}{B}, \quad (6.5)$$

где ζ – коэффициент, учитывающий влияние формы устоев и быков, принимаемый для прямоугольных устоев, равный 1, полуциркульных или заостренных – 0,7 и криволинейных заостренных – 0,4 (рис. 4.46);

n_ε – число боковых сжатий потока, равное удвоенному числу пролетов;

H_0 – напор с учетом скорости подхода, м;

B – ширина пролета сооружения, м (рис. 6.8 и 6.9).

$$B = \frac{Q}{\delta \varepsilon \varphi h \sqrt{2gz_0}}, \quad (6.6)$$

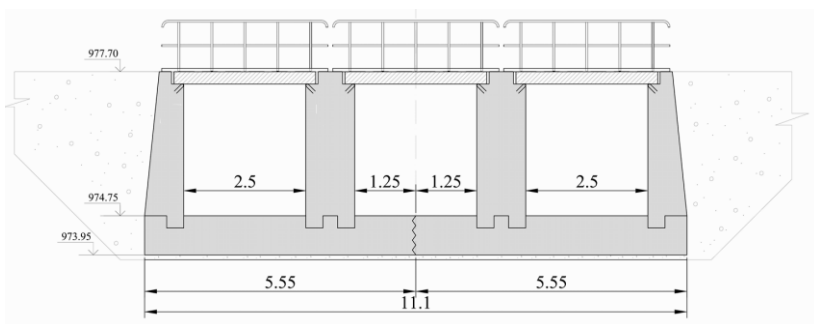


Рис. 6.8. Схема расчета ширины регулятора и расстояний между опорами

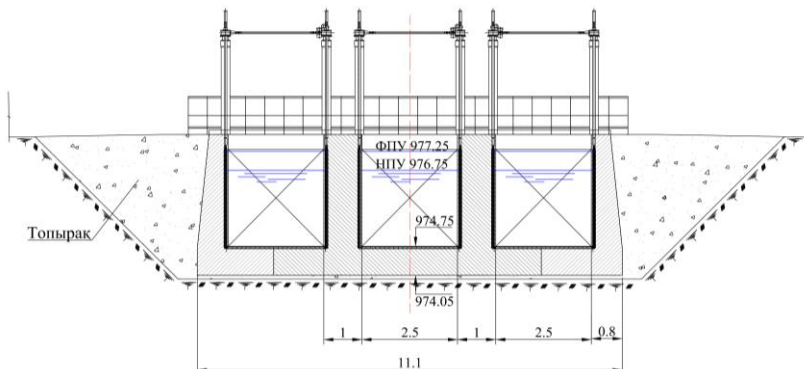


Рис. 6.9. Виды расположения затворов и уровня воды в шлюзе регулятора

При значительной ширине регулятора ее разделяют быками на пролеты в соответствии с типовыми размерами отверстий.

Тогда полная ширина регулятора

$$B_0 = n \cdot B + t(n-1), \text{ м}, \quad (6.7)$$

где n – количество пролетов;

t – толщину бычков (м), ориентировочно можно принять (0,06...0,1) B .

6.3. Отстойник для деривационных ГЭС, расчет

При выборе типа отстойника в первую очередь руководствуются технико-экономическим сравнением вариантов, отвечающих эксплуатационным условиям с учётом следующих положений (Гоголев А. Е., 2013):

1) **многокамерные отстойники** с периодическим промывом можно применять во всех случаях за исключением тех, когда требуется очистка воды от мелких фракций наносов (мельче 0,1–0,25 мм).

Они требуют большой площади для размещения и значительных затрат на строительство. Стоимость строительства таких отстойников составляет 25–30 % от общей стоимости малой ГЭС;

2) **однокамерные отстойники** с непрерывным промывом целесообразны при преобладании крупных, быстро оседающих фракций наносов. Однако отстойники этого типа требуют применения специальных устройств для борьбы с мусором, так как отверстия сборно-промывных галерей легко засоряются;

3) **отстойники с механическими устройствами** для очистки от наносов, действующими в комбинации с гидравлическим промывом, применяют в случаях недостатка воды для прямого промыва при весьма большом содержании наносов в воде, а также при необходимости освобождения воды от мелких фракций наносов.

Схема отстойника с периодической промывкой представлена на рис. 6.10.

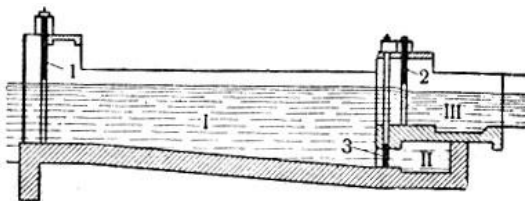


Рис. 6.10. Схема продольного разреза отстойника с периодической промывкой:

I – отстойник; II – промывник;

III – головной регулятор; 1-3 – щиты

Исходными данными для расчета обычно принимают: *уклон местности, глубина реки, расход деривационного канала Q , весовая мутность потока в реке.*

В начале расчёта задаются следующими переменными величинами: *средней глубиной воды в камере (от 3 до 6 м), средней предельной скоростью потока при осаждении взвешенных наносов.*

Расход, проходящий через одну камеру:

$$Q_k = \frac{Q}{n}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.8)$$

где Q – расход деривационного канала;
 n – число камер.

Ширина камеры отстойника определяется по зависимости

$$B_{\kappa} = \frac{Q_{\kappa}}{v_{cp} \cdot H_{cp}}, \text{ м} \quad (6.9)$$

где v_{cp} – средняя предельная скорость потока, м/с;

H_{cp} – средняя глубина воды в камере, м.

Принимая стандартное значение ширины камеры, пересчитывается средняя глубина воды в камере.

Полная длина камеры отстойника:

$$L_{\kappa} = k \cdot H_{cp} \frac{v_{cp}}{\omega_p}, \text{ м}, \quad (6.10)$$

где $k = 1,2 \div 1,5$ – величина запаса;

ω_p – минимальная расчётная гидравлическая крупность наносов, выпадающих в осадок в камере.

Промывной расход определяется по формуле Шкундина Б. М.

$$q_{np} = \frac{Q_{np}}{B_{\kappa}}, \text{ м}^2 / \text{с}. \quad (6.11)$$

где $Q_{np} = Q_{\kappa}$ – расход в камере отстойника.

При концентрации воды с мехпримесями

$P = 8 \%$ и $q_{np} = 1,43 \text{ м}^2/\text{с}$ промывная скорость равна $v_{np} = 3 \text{ м/с}$.

Далее определяются гидравлические параметры камеры при промыве. Площадь живого сечения промывного потока:

$$\omega = B_{\kappa} \cdot h_{np}, \text{ м}^2, \quad (6.12)$$

где h_{np} – глубина потока в камере при промыве.

Зная глубину уклона (i), можно определить глубину в начале и конце камеры отстойника по зависимостям:

$$H_1 = H_{cp} - \frac{iL_p}{2}, \text{ м},$$
$$H_2 = H_{cp} + \frac{iL_p}{2}, \text{ м}.$$
(6.13)

L_p – длина камеры отстойника, м.

Правильно запроектированный отстойник следует промывать не чаще 2-х раз в сутки и не реже 1 раза в 2-е суток. Расчёт заилиenia имеет поверочный характер, так как в камере отстойника глубины в начале и конце камеры неодинаковы, поэтому происходит неравномерное медленное изменение движения потока. Непрерывное выпадение наносов на дно и уменьшение живого сечения делают это движение ещё и неустановившимся.

В приплотинных отстойниках наносы распределяются по течению живого потока равномерно. Это связано с тем, что в этом случае каждая группа фракций, выпадая на дно, образует постоянный слой толщины.

Переход от ширины подводящего канала к ширине отстойника осуществляется по $\alpha = 20^\circ$.

Сопряжение входного шлюза-регулятора в камере отстойника выполняется с наклоном 1:2,5; 1:3.

В пределах входного шлюза располагаются подъёмные устройства, служебные и проезжие мосты, а также струенаправляющая решётка для выравнивания скоростей.

7. БЕЗНАПОРНАЯ И НАПОРНАЯ ДЕРИВАЦИЯ МАЛОЙ ГЭС

7.1. Разновидности и особенности деривационных сооружений

Деривация – это совокупность сооружений, осуществляющих подвод воды к станционному узлу ГЭС (подводящая деривация) или отвод воды от него (отводящая деривация). Посредством деривации создается основной напор на ГЭС, называемой в этом случае **деривационной**.

Деривационный способ создания напора чаще всего *используется в горной местности*, где относительно маловодные реки и значительный уклон.

Суть способа заключается в том, что вода отводится из естественного русла в искусственный канал, который называется **деривацией**, и подводит воду к напорному бассейну, из которого по турбинным водоводам вода подводится к зданию ГЭС.

Деривационные водоводы могут быть **безнапорными** (каналы, лотки) и **напорными** (туннели, трубопроводы). На практике строительство малой ГЭС преимущественно используются безнапорные деривации, так как они более выгодны с экономической точки зрения и удобны в эксплуатации.

Безнапорная деривация осуществляется при небольших колебаниях уровня воды в верхнем бьефе головного гидроузла.

Она применяется в предгорной относительно ровной местности, позволяющей построить на одном из берегов реки открытый канал. Иногда для сокращения длины трассы приходится пересекать долины *акведуками*, а хребты – *туннелями*.

Важную роль в выборе трассы играют *геологические условия*, которые должны быть достаточно разведаны по всем возможным вариантам.

Деривационные каналы, прокладываемые в мягких грунтах, имеют трапециевидное сечение, в скальных – прямоугольное или близкое к нему (рис. 7.1).

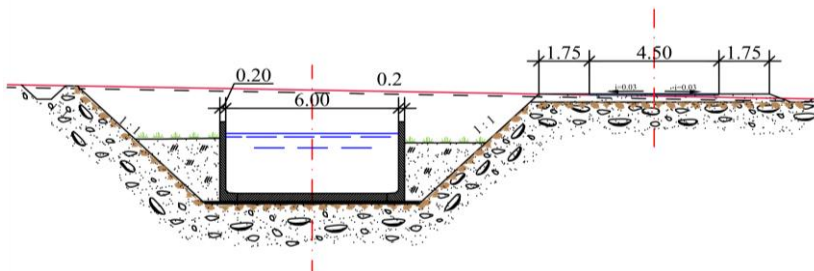


Рис. 7.1. Схема поперечного сечения деривационного канала

Ложу канала обычно облицовывается (бетон, железобетон, асфальт, битум, мощение камнем на растворе и др.) для уменьшения шероховатости его живого сечения, сокращения фильтрации и укрепления откосов (рис. 7.2).

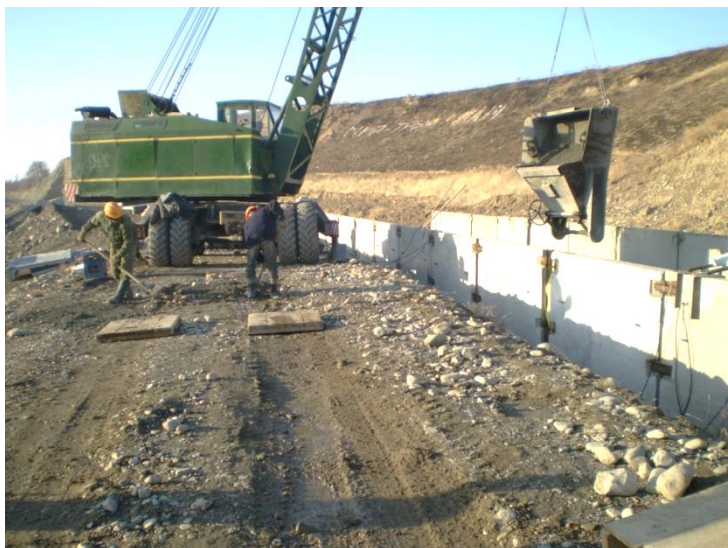


Рис.7.2. Вид облицовки дна деривационного канала с использованием бетона

При больших колебаниях уровня воды в верхнем бьефе головного узла экономичной обычно оказывается **напорная деривация**.

Различают два основных варианта трассировки напорной деривации:

- 1) вдоль речной долины, если таковая сравнительно прямолинейна и обладает большим падением (рис. 7.3);
- 2) по прямой, спрямляющей какую-либо большую излучину реки, и по кратчайшему расстоянию при переброске стока в соседнюю реку

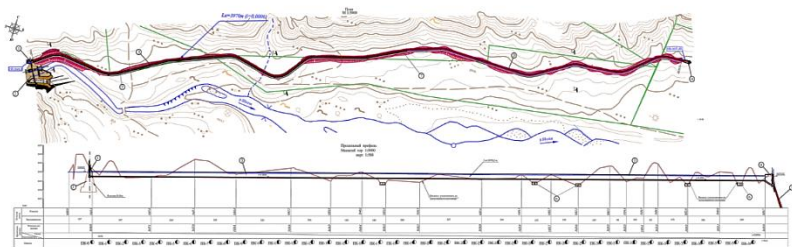


Рис. 7.3. Линия деривационного водовода, проложенная вдоль речной долины

Железобетонные трубопроводы делаются монолитными и сборными и предварительно напряженными. Они укладываются в неглубокие траншеи на сплошном основании и засыпаются грунтом для уменьшения температурных колебаний в теле водовода.

При неустойчивых грунтах применяют **туннельные** деривационные водоводы.

Протяженность некоторых современных деривационных туннелей достигает 20 км и более с диаметрами до 15 м, пропускная способность превышает 500 м³/с.

Безнапорные и напорные туннели проводятся обычно в скальных грунтах с бетонной или железобетонной, в отдельных случаях стальной облицовкой.

Форма поперечного сечения деривационного туннеля выбирается в зависимости от гидравлического режима его работы, инженерно-геологических условий по трассе, статической работы несущей обделки туннеля, способа проходки и применяемого проходческого оборудования .

Напорные туннели, как правило, бывают кругового очертания, поскольку эта форма поперечного сечения позволяет успешно применять механизированный способ проходки и бетонирования туннелей, требует минимального объема выломки породы и бетонной кладки.

Туннели кругового очертания характеризуются также наилучшими гидравлическими показателями. В отношении статических условий работы они имеют преимущества, так как внутреннее давление воды хорошо воспринимаются несущей обделкой в виде кольца.

Однако практика эксплуатации напорных гидротехнических туннелей показывает, что когда на обделку одновременно действуют напор и горное давление, могут быть целесообразными туннели овального очертания с горизонтальными прямолинейными вставками, как это сделано, в частности, на Храмской ГЭС-1.

7.2. Выбор трассы деривационного трубопровода

Трасса и продольный профиль деривационного трубопровода должны быть выбраны так, чтобы при любом режиме работы гидроагрегатов на всей длине трубопровода не было участков с внутренним давлением ниже атмосферного.

На криволинейных участках ось трубопровода должна быть расположена в одной плоскости.

Радиусы оси криволинейных участков трубопровода в зависимости от его размеров должны быть не менее $50\text{--}100 D$ (D – диаметр трубопровода).

При пересечении трассы трубопровода с железными и автомобильными дорогами нагрузки от них не должны передаваться на трубопровод. По всей трассе деривационного трубопровода, независимо от материала, из которого он выполнен, должен быть обеспечен отвод за пределы сооружения фильтрационных и поверхностных вод, а также отвод аварийного расхода в случае разрыва трубопровода.

В сейсмических районах (7 баллов и выше) перед деривационным трубопроводом должен устанавливаться аварийный затвор с автоматическим закрытием.

За затворами, а также в повышенных точках трассы трубопровода должны быть предусмотрены воздухоподводящие трубы и клапаны для впуска или выпуска воздуха при опорожнении или наполнении трубопровода.

В пониженных точках трассы трубопровода должны устанавливаться патрубки с задвижками для выпуска воды и осевших наносов и устройства для их отвода от трассы трубопровода.

Оптимальные размеры деривационных водоводов определяются сравнением стоимости водовода и потерь энергии на ГЭС. С увеличением поперечных размеров водоводов возрастает его стоимость, но снижается скорость течения воды и, как следствие, уменьшается потерянная энергия. С уменьшением размеров деривационных водоводов потерянная энергия на ГЭС возрастает.

Экономически наивыгоднейшие размеры водовода определяются из условия минимума суммы годовых издержек (I) по Д. в. и стоимости потерянной электроэнергии ($\mathcal{E}$).

Деривационный водовод работает в двух гидравлических режимах: **установившемся и неуставившемся**. Первый режим соответствует работе ГЭС с постоянной мощностью, второй наступает при резком изменении мощности на ГЭС (сброс и наброс нагрузки).

В безнапорных деривационных водоводах при неуставившемся режиме на поверхности воды возникают положительные и отрицательные волны, постепенно затухающие при переходе к установившемуся режиму работы водовода. В конце напорного деривационного водовода обычно сооружается уравнильный резервуар.

7.3. Гидравлический расчет деривационного канала

В зависимости от режима работы ГЭС в деривационном канале может быть установившееся и неуставившееся движения воды. Различают два вида установившегося движения: **равномерное и неравномерное, плавно изменяющееся**.

При равномерном движении существует связь между средней скоростью воды ($\mathbf{v}$), уклоном дна ($\mathbf{i}$) и гидравлическим радиусом живого сечения канала.

По исследованиям Г. К. Лоттера, рекомендуется принимать коэффициент шероховатости в пределах 0,010–0,013, если ледообразование происходит при малых скоростях, до 6 м/с. Присутствие шуги в потоке в расчетах учитывать практически невозможно. Поэтому при наличии шуги в канале необходимо увеличивать коэффициент до 0,017–0,020.

Окончательному назначению коэффициента шероховатости канала при проектировании деривации должен предшествовать анализ возможных изменений условий эксплуатации установки в целом и способов ее возведения.

По формуле Шези можно определить уклон канала, необходимый для пропуска расчетного расхода Q_p в условиях равномерного движения. Для построения продольного профиля свободной поверхности воды при $Q = Q_p$ следует проводить гидравлический расчет канала при неравномерном движении. Наиболее общим способом является способ Чарномского, основанный на применении уравнения Бернулли.

Расчет канала при неустановившемся движении воды производится для назначения незатопляемых отметок берм и некоторых других целей.

При расчете обычно принимается, что канал выполнен трапециевидальным.

Тогда

1) Площадь живого сечения канала

$$w = \frac{Q}{v}, \text{ м}^2, \quad (7.1)$$

где Q – расход воды в канале, м³/с;

V – скорость движения воды, м/с;

2) Соотношение ширины и глубины канала:

$$\beta = 2\sqrt{1 + m^2} - m, \quad (7.2)$$

m – коэффициент заложения откосов ($m = 1,5$);

3) Глубина канала:

$$h_k = \sqrt{\frac{w}{\beta + m}}, \quad (7.3)$$

4) Ширина канала поверху (по урезу воды):

$$B = b + 2 * m * h, \quad (7.4)$$

Уклон деривационного канала:

$$i = \frac{v^2}{c^2 R^2}, \quad (7.5)$$

где c – коэффициент Шези;
 R – гидравлический радиус.

$$R = \frac{w}{x}, \quad (7.6)$$

где x – смоченный периметр.

Исходными расчётными данными для переходного участка деривации являются: его длина, размеры поперечного сечения, уклон дна и коэффициент шероховатости.

В начальном сечении переходный участок имеет ширину по дну, совпадающую с шириной водоприемника, при коэффициенте откоса $m = 0$.

В конечном сечении этот участок имеет размеры, совпадающую с размерами канала. Коэффициент шероховатости n переходного участка принимается равным $n = 0,017$, что, согласно [8], отвечает сравнительно грубой бетонировке.

7.4. Гидравлический расчёт отводящего канала деривационного типа (по Лаврову П. А.)

Гидравлический расчёт отводящего канала производится согласно существующим рекомендациям по формуле Шези

$$Q = \omega_0 c_0 \sqrt{Ri}, \quad (7.7)$$

где Q – расход деривации, принимается равным расходу ГЭС, с учётом потерь на фильтрацию

$$Q = 1,2 Q_{\text{АЭН}}. \quad (7.8)$$

Если принимать поперечное сечение канала трапецеидальной формы без облицовки, то относительную ширину можно принимать в пределах:

$$\beta = \frac{b}{h} = 2,0 \div 3,0, \quad (7.9)$$

b – ширина канала по дну;

h – глубина воды в канале при пропуске расчётного расхода

Q (м³/с).

Глубина воды в канале рассчитывается по формуле

$$h = 0,5(1 + V_{\delta})\sqrt[3]{Q} \cdot \text{м}, \quad (7.10)$$

V_p – допустимая (неразмывающая) скорость, м/с.

Допустимые скорости V_p для связных грунтов при гидравлическом радиусе $R = 1 \div 2$ м. приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1
Допустимые скорости для связных грунтов

Грунт	V_p м/с	n
Суглинки лёгкие	$0,7 \div 0,8$	0,0225
Супесь уплотнённая	1	
Суглинки средние	1	
Суглинки плотные	$1,1 - 1,2$	
Глины нормальные	$1,2 - 1,4$	

Площадь живого сечения канала:

$$\omega = \frac{Q}{V_{\delta}} \quad (7.11)$$

Ширина канала по дну:

$$\omega = b_{\kappa} \cdot h + m \cdot h^2. \quad (7.12)$$

Тогда

$$b_{\kappa} = \frac{\omega - mh^2}{h}. \quad (7.13)$$

Коэффициент заложения откоса принимается по справочнику.

Полученное значение « b_{κ} » увязывается с рекомендованной шириной канала по дну $b_{ст} = 0,8; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 3,5; 4,0; 4,5; 5,0; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0$.

Затем уточняется глубина при принятом стандартном значении « $b_{ст}$ », используя формулу

$$mh^2 + b_{\bar{n}\bar{o}}h - \omega = 0, \quad (7.14)$$

при этом

$$h = \frac{\sqrt{b_{\bar{n}\bar{o}}^2 + 4m\omega} - b_{\bar{n}\bar{o}}}{2m}. \quad (7.15)$$

Смоченный периметр сечения:

$$\chi = b_{\bar{n}\bar{o}} + 2h\sqrt{1+m^2} \quad (7.16)$$

и гидравлический радиус

$$R = \frac{\omega}{\chi}. \quad (7.17)$$

Для определённых параметров канала определяется уклон дна деривационного канала из формулы Шези

$$i = \frac{Q^2}{\omega^2 C^2 R}, \quad (7.18)$$

n – коэффициент шероховатости.

Строительный запас канала «а» (разность отметок бермы канала и уровня воды при пропуске расчётного расхода) определяется по формуле

$$a = \zeta + 0,3' \quad (7.19)$$

где

$$\zeta = \frac{Q}{B_{\kappa} \cdot \sqrt{gn - V_p}} \quad (7.20)$$

B_{κ} – ширина канала по урезу воды (рис. 7.4).

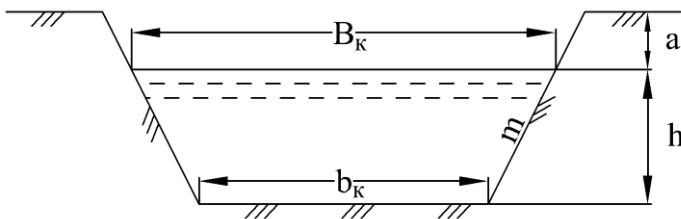


Рис.7.4. Расчётная схема поперечного сечения канала

Строительная высота деривационного и отводящего каналов:

$$H_{\tilde{n}\partial\partial} = h + a, \quad (7.21)$$

где h – глубина в канале при прохождении расчётного расхода ГЭС - $Q_{ГЭС}$;

a – строительный запас для деривационного канала (0,3÷0,5) м .

8. СООРУЖЕНИЯ СТАНЦИОННОГО УЗЛА, РАСЧЕТЫ

8.1. Состав станционного узла

Станционный узел малой ГЭС состоит из напорного бассейна, уравнительного резервуара, турбинных водоводов и здания ГЭС.

Напорный бассейн предназначен для сопряжения безнапорной деривации (канала, лотка) с турбинными водоводами ГЭС.

В некоторых случаях из напорного бассейна (рис. 8.1) может осуществляться водозабор для промышленного, коммунального или сельскохозяйственного водоснабжения. При наличии в канале взвешенных веществ или шуги аванкамера используется в качестве дополнительного отстойника.

Местоположение и компоновка напорного бассейна определяются техническими и экономическими факторами.

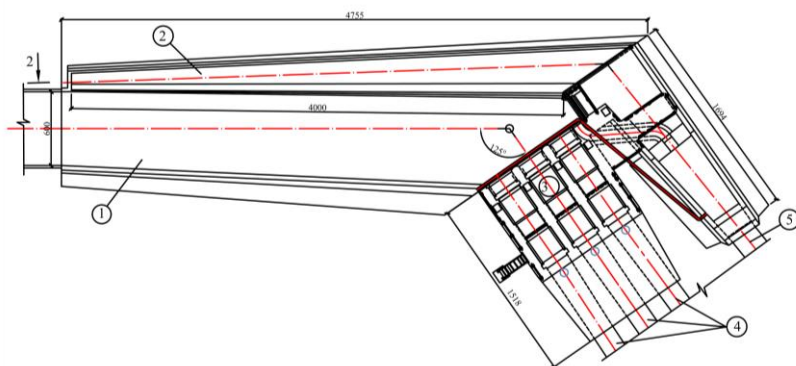


Рис. 8.1. Схема напорного бассейна малой ГЭС:

- 1 – аванкамера; 2 – линия для отвода воды; 3 – галерея бассейна;
4 – напорные водоводы; 5 – канал холостого сброса воды

Плановые компоновочные решения в зависимости от условий подвода воды к водоводам ГЭС можно разделить на три вида: **фронтальный, боковой, косой.**

При фронтальном подводе воды ось деривации совпадает с осью аванкамеры. В гидравлическом отношении это наиболее благоприятное условие для подвода воды, так как вектор средней скорости воды в канале и аванкамере имеет одно и то же направление. Потери напора снижаются.

Расположение напорного бассейна на косогорах, в полувыемке-полунасыпи или полностью в насыпи требует специальных мер, обеспечивающих устойчивость подпорных сооружений и предотвращающих возможность фильтрации воды. В ином случае может происходить разрушения бассейна в период заполнения деривации; деформации грунта в основании напорной стенки. Аварии с подобными сооружениями опасны тем, что поток воды, устремляющийся по склону, может разрушить водоводы и здание ГЭС.

8.2. Расчет и проектирование напорного бассейна

В напорных бассейнах должна быть предусмотрена возможность сброса избытка воды при изменении мощности ГЭС и в аварийных ситуациях, а также сброс осажденных наносов.

1) Ширина аванкамеры напорного бассейна:

$$B_k = (1,4 - 1,6) n_6 * D_6, \text{ м.} \quad (8.1)$$

где n_6 – количество турбинных водоводов, шт.;

D_6 – диаметр турбинных водоводов, м;

2) Площадь живого сечения водовода:

$$w = \frac{Q_t}{v_{\text{доп}}}, \text{ м.}^2 \quad (8.2)$$

где Q_t – расход воды через одну турбину, м³/с;

$V_{\text{доп}}$ – допустимая скорость воды, м/с;

3) Диаметр водовода:

$$D_B = \sqrt{\frac{4w}{\pi}}; \quad (8.3)$$

4) Длина приемной аванкамеры:

$$L_k = (1,5-2,0) \times B_k; \quad (8.4)$$

5) Глубина воды в камере:

$$h_k = \frac{Q_{гэс}}{B_k \times B_{доп}} + \Delta, \quad (8.5)$$

Δ – заглубление сороудерживающей решетки под уровень воды, 0,5 м.

6) Высота стенок напорного бассейна:

$$d = h_k + h_v + \delta, \quad (8.6)$$

h_v – высота волны повышения, м

δ – строительный запас, 0,15–0,2.

При использовании напорной деривации на линии водоподдачи в целях защиты от гидравлического удара предусматривается *уравнительный резервуар*. За счет этого происходит отражение волн гидравлического удара, предотвращается резкое повышение давления в турбинном водоводе, а также улучшается регулирование работы турбины при переходных режимах. В предварительных расчетах необходимость сооружения уравнительного резервуара определяется инерционностью водной массы, заключенной в напорных водоподводящих сооружениях ГЭС.

Резервуар дифференциального типа применяется при средних и низких напорах, преимущественно в тех случаях, когда его приходится сооружать на поверхности земли в виде железобетонной или металлической конструкции. Все типы уравнительных резервуаров должны оборудоваться приспособлениями для измерения уровня. Положение уровня воды в резервуаре автоматически передается на пульт управления.

При расчете резервуара необходимо определить:

- 1) критическую площадь горизонтального сечения резервуара, обеспечивающую затухание колебаний;
- 2) наивысший уровень воды в резервуаре при сбросе нагрузки ГЭС;
- 3) наинизший уровень воды в резервуаре при быстром увеличении нагрузки ГЭС.

Для деривационных ГЭС различают *водоводы* открыто расположенные и засыпанные грунтом.

Открытые, т. е. уложенные на поверхности косогора, водоводы доступны для наблюдений, и в этом их основное преимущество. Однако они часто подвергаются температурному и атмосферному воздействиям.

Засыпанные землей водоводы имеют то достоинство, что на их статической работе почти не отражаются колебания температуры наружного воздуха.

Для подачи воды к турбинам применяются различные схемы. Наиболее удобной оказалось применение индивидуальной схемы, при которой потери напора получаются наименьшими. Указанная схема применяется при средних напорах и больших расходах воды.

Если диаметр турбинного трубопровода небольшой, что бывает при высоких напорах и небольших расходах, то целесообразно устраивать групповые схемы питания. При групповом питании, независимо от напора на трубопроводах, устанавливаются затворы. При уменьшении числа трубопроводов уменьшается число опор, компенсаторов и т. п., и в конечном итоге снижаются затраты на строительство водоводов. Однако выход из строя одного водовода может вызвать остановку других турбин.

8.3. Здание малой ГЭС. Выбор типа и проектирование

Здание ГЭС строятся для размещения в нем гидроагрегата и вспомогательного оборудования.

В зависимости от схемы использования водотока, создаваемого напора и местных природных условий различают три основных типа зданий ГЭС: *русловой, приплотинный и деривационный*.

В зданиях ГЭС деривационного типа при высоких напорах устанавливают вертикальные, а иногда горизонтальные радиально-осевые и ковшовые турбины.

Выбор типа здания ГЭС проводится на основании сравнения технико-экономических показателей вариантов с учетом:

- обеспечения высокой эффективности работы основного и вспомогательного оборудования;

- обеспечения удобства постоянной и временной эксплуатации сооружений и оборудования;
- величины напора на сооружения и выбранного технологического оборудования;
- вида грунтов основания;
- условий и проведения строительно-монтажных и ремонтно-восстановительных работ.

Параметры здания станции определяются типом, количеством и габаритами основного и вспомогательного гидроэнергетического оборудования, электроэнергетических систем выдачи мощности, системой эксплуатации обслуживания, а также водопропускных сооружений при их наличии.

Нормы и требования к зданиям ГЭС приведены в стандарте организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Здания ГЭС. Условия здания. Нормы и требования».

На практике преимущественно принимается здание ГЭС подземного типа (рис. 8.2). В нем, как видно из указанного рисунка, размещаются основное гидросиловое оборудование и обслуживающие его мостовые краны. Поэтому компоновка гидроагрегатного блока в значительной мере определяется типом и параметрами гидротурбины, генератора, а также высотным положением рабочего колеса турбины (рис. 8.3).

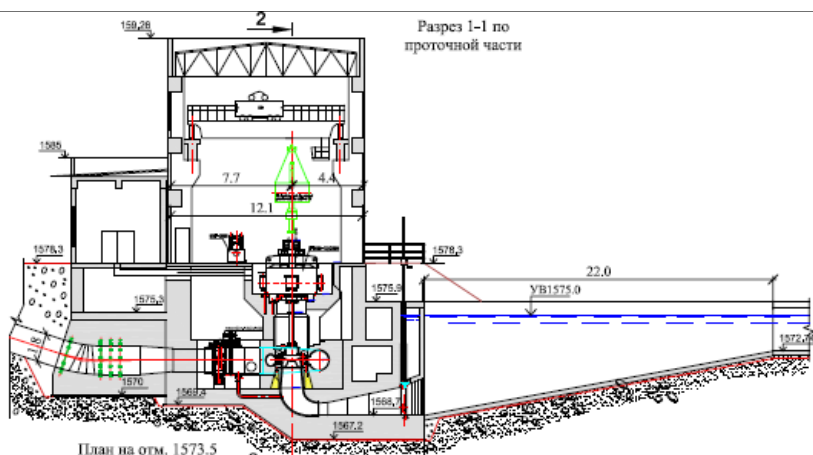


Рис. 8.2. Общий вид здания ГЭС

В период строительства в торце здания предусматривается монтажная площадка, предназначенная для сборки поступающего на ГЭС оборудования в период ее строительства и проведения ремонтных работ в период эксплуатации.

Здания деривационных ГЭС отличаются от приплотных зданий в основном агрегатной частью, имеющей значительно меньшие размеры вследствие уменьшения диаметра турбины или иную конструкцию при установке активных турбин.

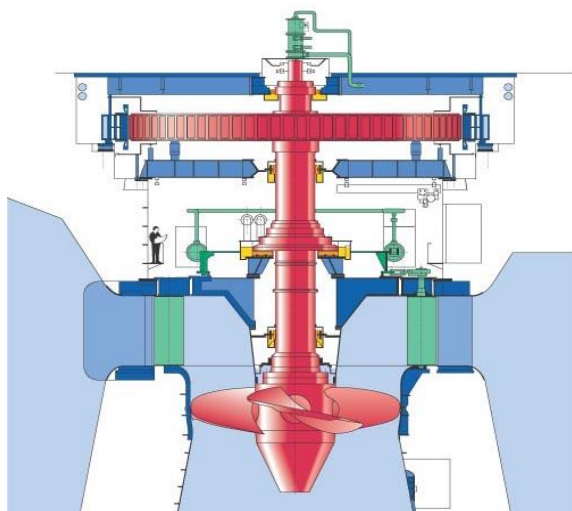


Рис. 8.3. Компоновочная схема гидроагрегата

Планировка машинного зала, конструкция и размеры верхнего строения тесно связаны между собой. Размеры верхнего строения закрытого здания ГЭС определяются из условия, что все оборудование, включая грузоподъемные краны, находится под крышей здания ГЭС.

Участие ГЭС в пропуске стока реки в период паводка определяется в проекте гидроузла, в состав которого входит ГЭС, и может быть осуществлено путем учета пропускной способности гидроагрегатов, работающих в этот период, а также устройством специальных водопропускных отверстий (устройств) в здании станции.

Вид внутренней части здания малой ГЭС показан на рис. 9.4.



Рис. 8.4. Внутренняя часть здания малой ГЭС

Нормы и требования к водопропускным сооружениям совмещенных ГЭС определяются стандартом «Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования».

Тип водоотводящих сооружений от здания ГЭС определяется ее типом и расположением (открытые, подземные).

Конструкция сопряжения водоотводящего сооружения ГЭС с нижним бьефом должна учитывать возможную деформацию русла ниже гидроузла и обеспечить защиту здания ГЭС и водоотводящих сооружений от размывов и возможных деформаций русла.

При проектировании водоотводящих сооружений ГЭС туннельного типа необходимо стремиться к обеспечению безнапорного гидравлического режима на всем протяжении туннеля. Необходимость принятия напорного режима и допущение переходных процессов, а также создание при этом дополнительных сооружений и устройств для обеспечения нормальной работы гидроагрегатов требуют технического и экономического обоснования.

Щитовые отделения нижнего бьефа здания ГЭС оборудуются ремонтными затворами отсасывающих труб и обслуживающими механизмами.

При туннельных водоотводящих сооружениях должны быть предусмотрены средства и возможности для их осмотра и ремонта.

При компоновке машинного зала, если до недавнего времени считалось обязательным расположение генераторов на незатопляемых отметках, то с появлением капсульных агрегатов и широкого применения подземных зданий ГЭС появились решения, допускающие расположение генераторов ниже отметки нижнего бьефа.

8.4. Система технического водоснабжения и канализации

В системах технического водоснабжения рассмотренных ГЭС, преимущественно используется речная вода из верхнего или нижнего бьефов. В тех случаях, когда в речной воде имеется большое количество наносов, требуется создание специальных отстойников, либо осуществление забора воды из гидроциклонов, уравнильных резервуаров, артезианских скважин или других источников.

В зависимости от напора на ГЭС применяются следующие системы технического водоснабжения технологического оборудования:

самотечная – при напорах 10–60 м с забором воды из верхнего бьефа;

насосная – при напорах ниже 15 и выше 200 м с забором воды из нижнего бьефа.

Выбор способа и схемы технического водоснабжения для каждого конкретного объекта осуществляется на основании технико-экономического сравнения вариантов с учетом следующих факторов: надежности эксплуатации и эксплуатационных расходов на ремонт и обслуживание системы; стоимости оборудования и его монтажа и т. д. При этом расчетный расход технической воды принимается равным сумме расходов всех потребителей .

В деривационных малых ГЭС забор воды для подачи в сеть хозяйственно-противопожарного водопровода осуществляется при нормальной работе ГЭС из турбинных водводоов, а при аварийном отключении – из напорного бассейна (рис. 8.5).

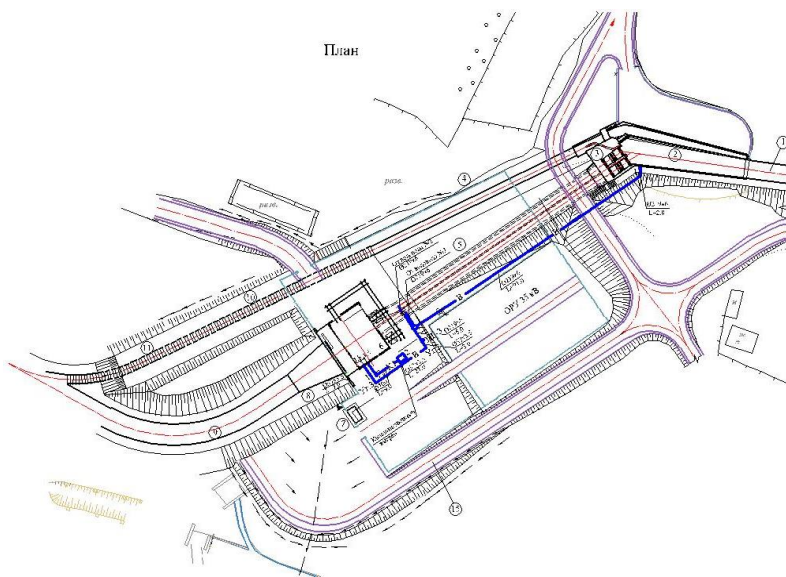


Рис. 8.5. Схема узла технического водоснабжения здание ГЭС

В рассматриваемой Каратальской ГЭС прокладка водопроводной и канализационной сетей принята подземной. Минимальная глубина заложения водопровода – 1,5 м, канализации – 0,9 м. Расчетный расход воды на наружное пожаротушение здания ГЭС, имеющему 11-ю степень огнестойкости, помещения с категорией по пожарной опасности – А, В, Г, Д и объем до 5 тыс. м³, составляет 10л/с.

При работе ГЭС излишки воды от спиральной камеры собираются в мокром колодце (рис. 8.6). Здесь установлены погружные насосы марки WILO-DRAIN.

Как показывает опыт работы, при использовании такого насоса важное значение имеет сохранение уровня воды в колодце, что требует постоянного регулирования необходимого уровня

с помощью специальных поплавков и дополнительных приспособлений. Кроме того, мокрые колодцы требуют периодически очистки от заилиenia мелкими механическими примесями. Наличие мехпримесей приводят к абразивному износу насоса. Проведение очистных работ особенно необходимо на канализационных колодцах (выгребях). Разработанный в КазНИТУ им. К. И. Сатпаева вариант нерегулируемого водоструйного эжектора (рис. 8.7) преимущественно предназначен для откачки воды из дренажного колодца в здании малой ГЭС.

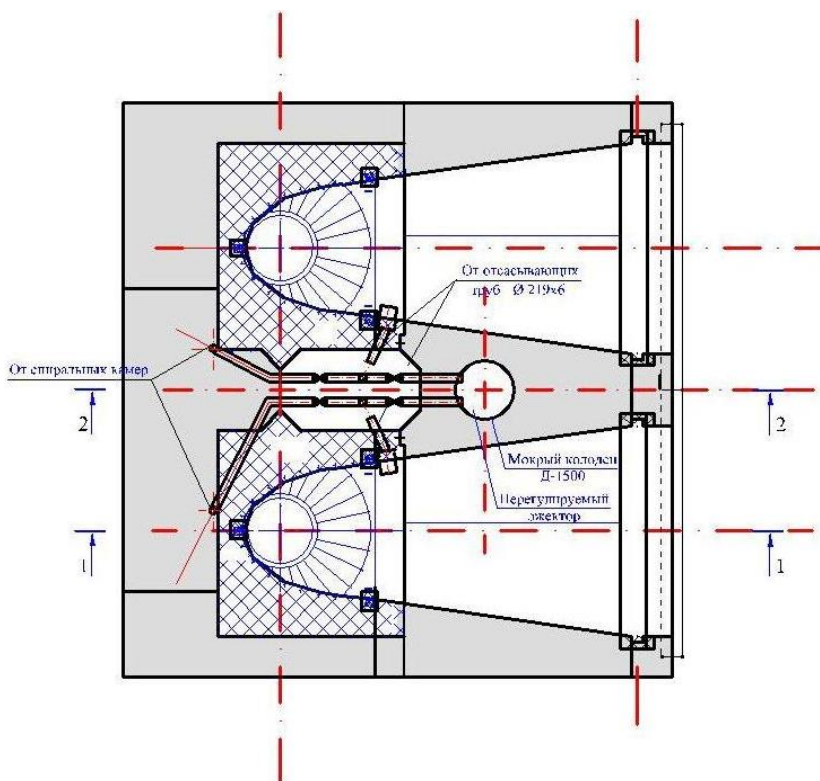


Рис. 8.6. Схема расположения гидротурбинного оборудования и мокрого (дренажного) колодца

В конструктивном плане разработанный нерегулируемый эжектор отличается тем, что в нем предусмотрены размывающие насадки гидроциклонного и форсуночного типа, что позволяет проводить взмучивания отложений при откачке их на поверхность.

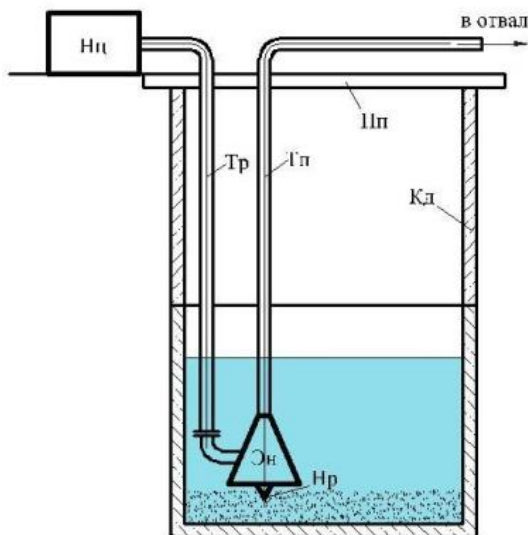


Рис. 8.7. Общий вид водоструйного эжектора в мокром (дренажном) колодце ГЭС:

*Нц – центробежный насос; Тр – труба рабочей воды;
Эн – нерегулируемый эжектор; Нр – размывающая насадка;
Гп – пульпоподъемная труба;
Кд – дренажный колодец; Пп – плита перекрытия*

9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ГЭС, ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

9.1. Состав оборудования и классификация

Гидросиловое оборудование ГЭС включает:

- гидротурбину и гидрогенератор;
- вспомогательное оборудование на агрегатном уровне;
- систему автоматического регулирования работы гидротурбины;
- систему автоматического управления вспомогательным оборудованием;
- систему возбуждения гидрогенератора.

Гидротурбина с гидрогенератором образуют гидроагрегат.

В зависимости от напора на ГЭС устанавливаются:

- реактивные осевые, в том числе поворотно-лопастные (Каплана);
- радиально-осевые (Френсиса);
- диагональные турбины;
- активные ковшовые турбины (Пельтона).

Реактивная гидротурбина включает следующие основные элементы:

- турбинную (спиральную) камеру со статором;
- направляющий аппарат;
- рабочее колесо и отсасывающую трубу.

Система автоматического регулирования (САР) предназначена для управления гидротурбиной путем изменения открытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса поворотно-лопастных и диагональных турбин, направляющего аппарата – в радиально-осевых, регулирования расхода в ковшовых турбинах.

САР:

- обеспечивает автоматическое поддержание заданной частоты вращения агрегата;
- предохраняет его от выхода в разгон при аварийных отключениях нагрузки;
- обеспечивает противоаварийную защиту агрегата.

САР включает:

- регулятор скорости (РС), состоящий из гидромеханической и электрической частей,
- маслonaпорную установку для питания маслом под давлением (обычно 4,0 или 6,3 МПа),
- сервомоторы (С) и соединительный маслопровод.

Регулятор скорости управляет частотой вращения ротора агрегата электрически при помощи бесконтактных датчиков в составе со специальным устройством (зубчатым колесом), установленным на валу агрегата.

Гидрогенератор предназначен для преобразования механической энергии от гидротурбины в электрическую, которая передается в энергосистему.

Синхронный гидрогенератор состоит из ротора, как правило, жестко соединенного с валом турбины и создающего магнитное поле, и статора, в обмотках которого индуцируется переменный ток.

Для обеспечения стандартной частоты тока, равной 50 Гц (в ряде стран 60 Гц), скорость вращения ротора должна быть постоянной, равной синхронной частоте вращения.

Система возбуждения (СВ) предназначена для питания обмоток ротора постоянным током и является одной из ответственных систем, определяющих надежность работы гидроэлектростанции.

В зависимости от источника энергии, используемого для возбуждения гидрогенератора, системы возбуждения подразделяются:

- на электромашинные системы с генератором постоянного тока,
- на системы с генератором переменного тока с последующим его преобразованием в постоянный ток;

Вспомогательное оборудование ГЭС и ГАЭС включает:

- системы технического водоснабжения;
- системы пневматического хозяйства;
- системы масляного хозяйства;
- системы откачки воды из проточной части, дренажа и др.

Техническое водоснабжение (ТВ) предназначено для снабжения очищенной водой узлов гидроагрегата и другого оборудования, в том числе направляющих подшипников турбин, воздухоохладителей или теплообменников генераторов, маслоохладителей трансформаторов.

Пневматическое хозяйство (ПХ) предназначено для обеспечения сжатым воздухом гидросилового, электрического и другого оборудования. Система ПХ включает компрессоры, воздухопроводники и трубопроводы.

Масляное хозяйство (МХ) обеспечивает оборудование турбинным и трансформаторным (изоляционным) маслом, включает емкости для хранения оперативных резервов масла, маслонасосные агрегаты, трубопроводы, аппаратуру для очистки масла.

Система откачки воды (СОВ) предназначена для удаления воды из напорных трубопроводов, проточной части гидромашин (турбинной камеры, отсасывающей трубы), различных емкостей (потерн) зданий ГЭС.

Противопожарные и санитарно-технические устройства

- на ГЭС и ГАЭС имеется оборудование с повышенной пожарной и взрывопожарной опасностью;

- противопожарные устройства предназначены для обнаружения пожара, сигнализации о нем, а для определенного оборудования (генераторы, трансформаторы и др.) – для автоматического пожаротушения с помощью стационарных водяных и пенных установок;

- на ГЭС (ГАЭС), как правило, выполняется отдельная система противопожарного водоснабжения;

- в зданиях ГЭС (ГАЭС) устанавливаются системы питьевого водоснабжения, отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха и др.

Механическое оборудование.

В состав механического оборудования гидротехнических сооружений (ГТС) входят:

- сороудерживающие решетки,
- затворы и подъемнотранспортное оборудование, включая краны, подъемники для установки затворов, сороудерживающих решеток,

- главные краны (мостовые, козловые) для монтажа и ремонта гидросилового оборудования в здании ГЭС.

Затворы, устанавливаемые на водоприемниках, выполняются аварийно-ремонтными для перекрытия водоприемного отверстия и прекращения поступления воды к гидромашине

в случае аварии. Ремонтные плоские затворы выполняются на водоприемниках и отсасывающих трубах и устанавливаются обычно кранами.

В деривационных ГЭС при подключении к одному водоводу нескольких агрегатов или при высоких напорах (более 200 м) перед спиральной камерой гидромашины устанавливаются оперативные предтурбинные затворы (дисковые или шаровые затворы).

Эти затворы закрываются при остановке и открываются при пуске агрегата. Предтурбинные оперативные затворы в зависимости от конструктивного исполнения (типа) применяются при напорах в диапазоне 50–800 м и выше.

9.2. Расчет необходимых параметров и подбор гидротурбин (пример)

Исходные данные: расчетный расход воды $Q_p = 15,9 \text{ м}^3/\text{с}$; расчетный напор $H = 4,02 \text{ м}$; максимальный напор $H_{\max} = 4,5 \text{ м}$; минимальный напор $H_{\min} = 2,45 \text{ м}$; график нагрузок в процентах от установленной мощности. Местоположение турбинной установки над уровнем моря $a = 200 \text{ м}$.

Турбина, спаренная с генератором, составляет гидроагрегат. Для поддержания постоянного числа оборотов каждый агрегат снабжен автоматическим регулятором скорости вращения агрегата.

Порядок выполнения

Требуемое количество и мощность агрегатов устанавливается на основании технико-экономического сопоставления вариантов ГЭС при различных схемах компоновки. При этом учитываются условия работы ГЭС в энергосистеме, типы здания станции и турбин, высотное положение рабочего колеса по условиям кавитации, схема электрических соединений, возможность унификации оборудования и строительных элементов сооружений.

Для малых ГЭС наиболее оптимальным считается установка не менее двух агрегатов, так как это делает станцию более маневренной. Для ГЭС средней мощности оптимальной является станция с тремя–четырьмя агрегатами.

Мощность одной турбины для установленного количества агрегатов определяем по формуле

$$N_r = \frac{N_a}{\eta_r} \quad (9.1)$$

где η_r – КПД гидрогенератора, обычно $\eta_r = 0,93$.

Расчетный расход одной турбины

$$Q = \frac{N_a}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_a} \quad (9.2)$$

Выбор гидротурбины на заданные условия работы проводится по максимальному напору и мощности турбины, установленных на основании вышеприведенного расчета. Для оценки рабочих характеристик и взаимосвязи параметров выбранной турбины используется ее универсальная характеристика (рис. 10.1).

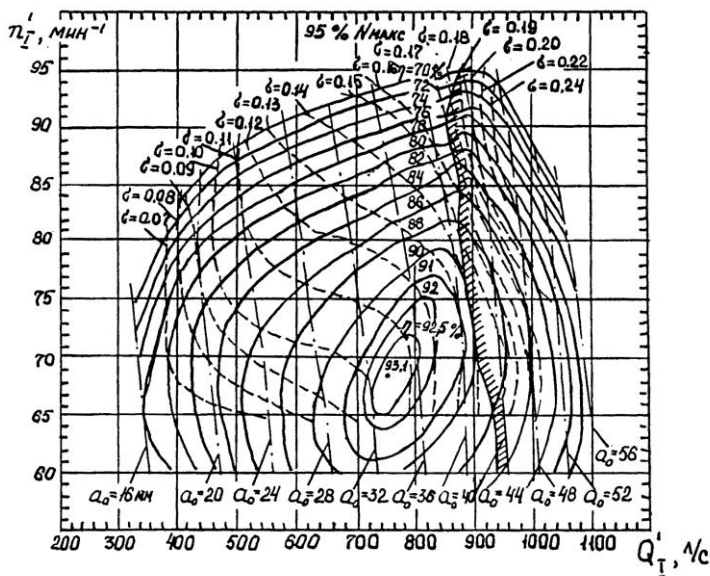


Рис. 9.1. Универсальная характеристика радиально-осевой гидротурбины

Положение рабочей точки на универсальной характеристике и в сводном графике (рис. 10.2) при первом приближении можно находить следующим образом.

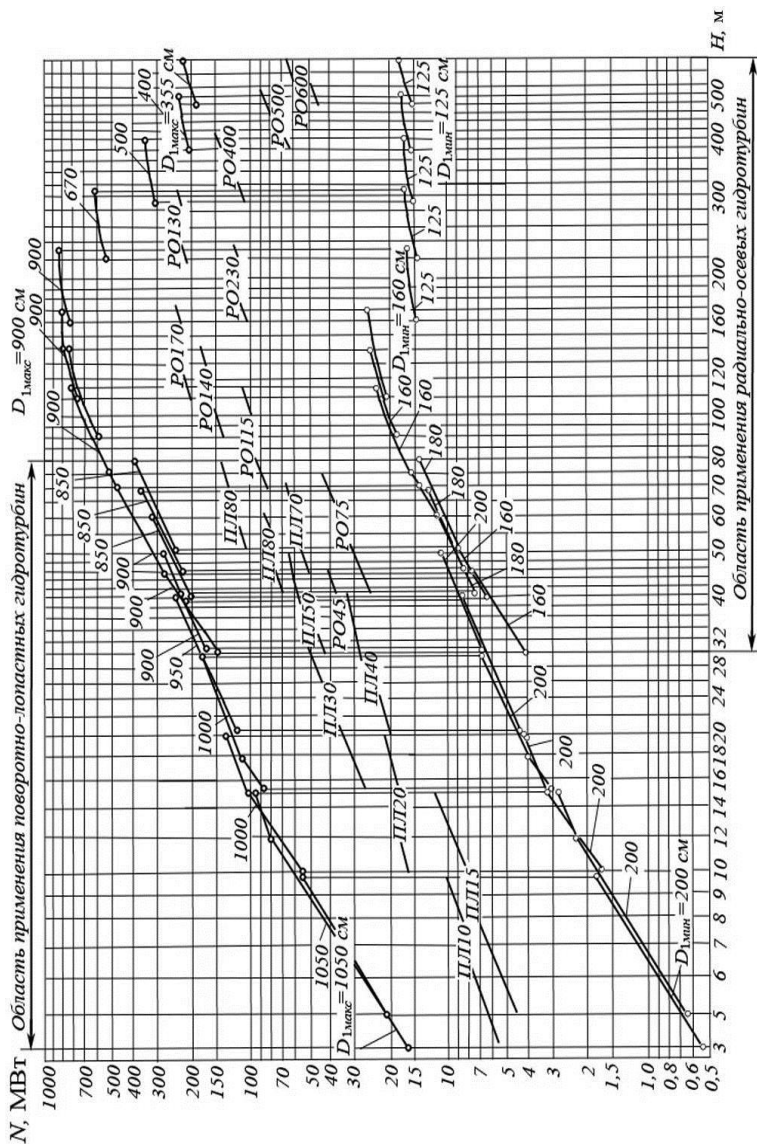


Рис. 9.2. Сводный график применения гидротурбин РО и ПЛ

Для РО гидротурбин рабочую точку выбирают на линии ограничения мощности, при этом n'_i должно быть на 2 ... 5 мин⁻¹ выше, чем $n'_{i\text{ опт}}$, где $n'_{i\text{ опт}}$ – оптимальная частота вращения по универсальной характеристике.

Для ПЛ гидротурбин координаты рабочей точки определяются следующими значениями n'_i (мин⁻¹), Q'_i (м³/с):

$$n'_i = n'_{i\text{ опт}} + (1 \dots 2), \quad (9.3)$$

$$Q'_i = (1,3 \dots 1,5) Q'_{i\text{ опт}}, \quad (9.4)$$

где $Q'_{i\text{ опт}}$ – приведенный расход в оптимуме универсальной характеристики.

КПД турбины натурного образца $\eta_r = \eta_m + 0,03$, где η_m – КПД модельной турбины в рабочей точке универсальной характеристики.

Диаметр рабочего колеса D гидротурбины определяется по формуле

$$D = \sqrt{\frac{N_T}{9,81 \cdot Q'_i \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_r}}}, \quad (9.5)$$

где N_T – номинальная мощность гидротурбины, кВт;

Q'_i – приведенный расход в расчетной точке, м³/с;

H_p – расчетный напор турбины; м

η_r – полный КПД натурной гидротурбины, соответствующий режиму ее работы в расчетной точке.

Подсчитанный диаметр рабочего колеса округляется до ближайшего стандартного значения. Стандартный ряд включает следующие диаметры: 180, 200, 225, 250, 280, 320, 360, 400 и далее через 50 см до 1050 см.

Нормальная частота вращения гидротурбины, выраженная числом оборотов вала в минуту, ориентировочно можно устанавливать по формуле

$$n = \frac{n'_i D_i}{\sqrt{H_p}}. \quad (9.6)$$

Частота вращения должна быть строго определенной, т. е. $n = n_c$, где n_c – синхронная частота вращения ротора генератора.

Рекомендуемые синхронные частоты вращения в минуту: 50; 51,7; 52,6; 53,6; 54,5; 55,6; 57,7; 58,8; 60; 62,5; 65,2; 66,7; 68,2; 71,4; 75; 76,9; 78,9; 83,3; 85,7; 88,2; 90,9; 93,8; 100; 107,1; 107,9; 115,4; 125; 136,4; 150; 166,7; 187,5; 200; 214,3; 230,8; 250; 300; 333,3; 375; 428,6; 500.

На рис. 10.3 и 10.4 показаны схемы рабочего колеса радиально-осевой и поворотно-лопастной гидротурбин.

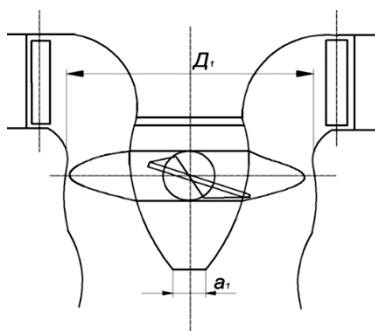


Рис. 9.3. Расчетная схема установки рабочего колеса радиально-осевой турбины

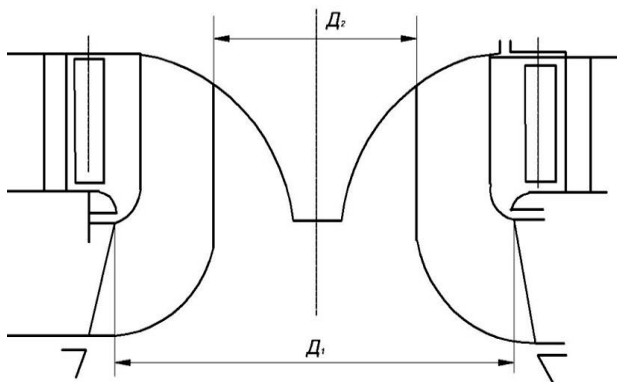


Рис. 9.4. Расчетная схема установки рабочего колеса поворотно-лопастной турбины

9.3. Рабочие характеристики выбранных турбин

Характеристики строятся с использованием формул подобия. Результаты вычислений, необходимых для построения рабочей характеристики турбины ПЛ70–В6–160 при $n = 214$ об/мин, приведены в табл. 10.1. Требуется пересчитать их по полученным данным.

Для выбранной турбины находится приведенное число оборотов по формуле

$$n'_i = \frac{nD}{\sqrt{H_{cp}}},$$

где n – число оборотов, об/мин, D – диаметр рабочего колеса турбины, H_{cp} – средний напор.

Проведя горизонтальную линию n'_i в поле универсальной характеристики для выбранной турбины, получаем для ряда произвольно выбранных приведенных расходов Q'_i значения КПД модели η_m (графы 1,2).

Таблица 9.1

Рабочие параметры турбины

Приведенный расход Q'_i , л/сек	КПД η_m ,	Расход турбины Q , м ³ /сек	КПД турбины, η_m ,	Мощность турбины N_m , кВт
700	0,805	3,58	0,835	117
900	0,836	4,60	0,867	156
1100	0,851	5,63	0,882	195
1300	0,854	6,65	0,885	231
1500	0,852	7,68	0,883	266
1700	0,842	8,70	0,872	297
1900	0,829	9 72	0,859	327
2100	0,813	10,80	0,843	357
2300	0,793	11,77	0,822	380

Затем по формуле $Q = Q'_i \sqrt{H} D^2$ вычисляем расход воды и величину его заносим в третью графу таблицы. Коэффициент полезного действия турбины η_m находим по КПД модели η_m , пользуясь формулой пересчета:

$$\eta_m = 1,036 \cdot \eta_m. \quad (9.7)$$

Результаты вычисления записываются в графу 4 табл. 9.1. В последней графе таблицы приводятся величины мощностей N , вычисленные по формуле $N = 9,81 Q H_{cp} \eta_m$, где значения Q взяты из графы 3, значения η_m – из графы 4.

По данным таблицы (графы 4 и 5) можно построить мощностную рабочую характеристику турбины (рис. 9.5).

9.4. Определение допустимой высоты отсасывания после турбины

В реактивных турбинах вода из рабочего колеса выпускается в отсасывающую трубу и по ней отводится в нижний бьеф (рис. 9.6).

Отсасывающая труба в значительной мере определяет размеры нижней части блока здания ГЭС и отметку заложения основания.

В подземных ГЭС увеличение высоты трубы не приводит к ощутимому удорожанию, поэтому на этих станциях применяются высокие изогнутые трубы с цилиндрическим коленом, но стремятся ограничить ширину, для того, чтобы имелась возможность сохранить целики скалы между выработками. Это достигается за счёт высоты конической части и довольно длинного диффузора, который может иметь наклон от 0° до 30° . Колено делается постоянного сечения и имеет форму тора. В пределах диффузора сечения изменяются с круглого на овальное с тем же углом конусности.

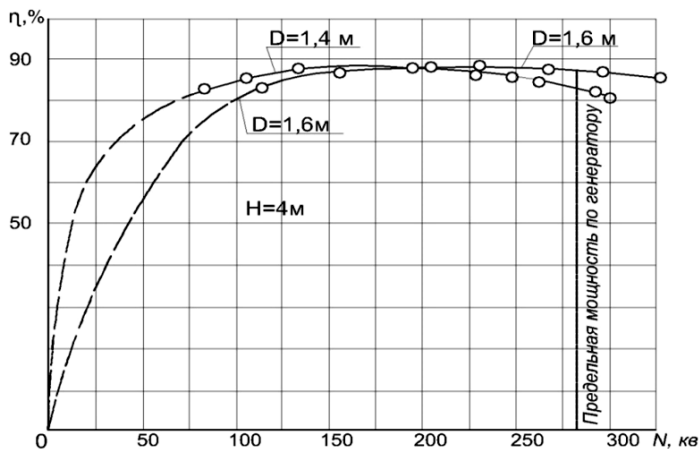


Рис. 9.5. Рабочие характеристики поворотно-лопастных турбин

Необходимость определения высоты отсасывания $H_{отс}$ гидротурбины связана с возможностью появления в гидротурбинах кавитационных явлений.

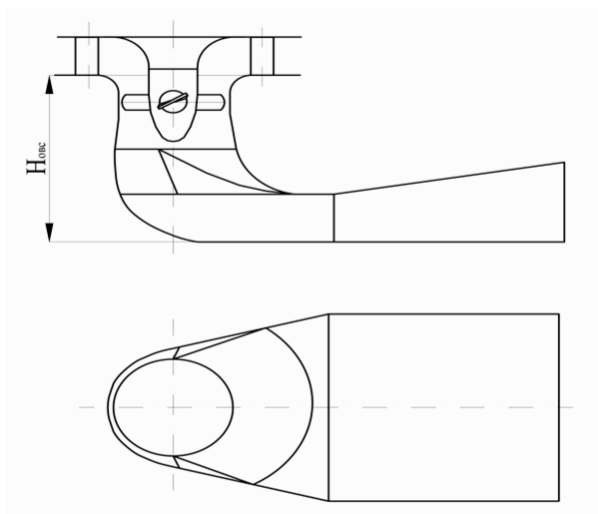


Рис. 9.6. Расчетная схема отсасывающей трубы ГЭС

Предельная высота $H_{овс}$ отсасывания определяется по формуле

$$H_{овс} = 10 - \frac{a}{900} - \sigma H, \quad (9.8)$$

где a – положение гидротурбины (ГЭС) над уровнем моря, м;
 H – максимальный напор гидростанции, м;
 σ – коэффициент кавитации, берется из универсальной характеристики турбины.

9.5. Подбор генератора, рабочая характеристика агрегата и ГЭС

При выбранной мощности на валу турбины вычисляем мощность генератора, при его КПД.

$$N_g = 0,95 N_m. \quad (9.9)$$

Затем из существующего каталога подбирается соответствующий тип генератора.

По рабочей характеристике турбины и данным генератора строится рабочая характеристика агрегата при среднем напоре H . Все вычисления сводятся в табл. 9.2.

Таблица 9.2
 Параметры рабочей характеристики агрегата и ГЭС

Мощность турбины N_m , кВт	Расход турбины Q , м ³ /с	КПД турбины η_m ,	КПД генератора η_g ,	КПД агрегата, η_a ,	Мощность агрегата N_a , кВт	Мощность двух агрегатов $N_{ГЭС}$, кВт
128,9	3,4	0,83	0,883	0,732	94,7	189,4
168,1	4,2	0,87	0,883	0,764	127,4	254,8
204,7	5,1	0,88	0,883	0,775	159,2	318,4
241,3	5,9	0,89	0,883	0,783	188,1	376,2
274,2	6,8	0,88	0,883	0,778	214,3	428,5
303,4	7,6	0,87	0,883	0,766	231,7	463,3

Данные, приведенные в графах 1, 2 и 3, взяты из табл. 10.1. Коэффициент полезного действия генератора η_g меняется в зависимости от нагрузки незначительно, и его значение можно принимать условно постоянным $\eta_g = 0,883$. В графе 5 записывается КПД η_a агрегата как произведение $\eta_m \eta_g$. Затем вычисляем (графа 6) мощность агрегата $N_a = \eta_a N_m$. В последней, седьмой графе, приводится удвоенная мощность $N_{гэс} = 2N_a$.

Рабочая характеристика ГЭС (рис. 10.7) строится по данным граф 5, 6 и 7. Сначала наносим кривую рабочей характеристики при одном работающем агрегате, затем на тот же график наносим точки работы двух агрегатов (графы 5 и 7). Соединяя их плавной сплошной линией и пунктиром с началом координат, получаем искомую рабочую характеристику.

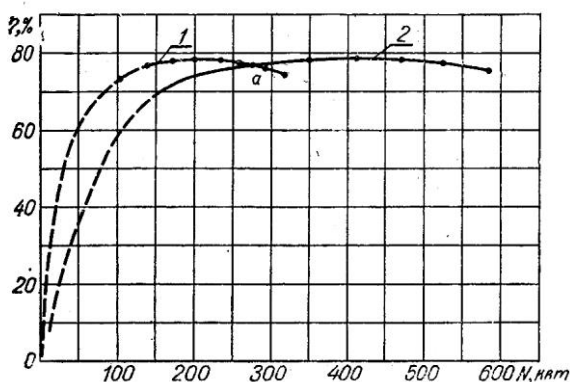


Рис. 9.7. Рабочая характеристика гидроэлектростанции

9.6. Подбор автоматического регулятора скорости

Для поворотного-лопастных гидротурбин рекомендуется регулятор ЭГРК, а для радиально-осевых – ЭГР.

Типоразмер колонки управления определяется диаметром главного золотника d_3 , который принимается равным диаметру подводящего маслопровода.

Последний можно найти по допустимой скорости течения масла $\nu_m = 5-6$ м/с, времени регулирования турбин T_s и суммарному объему сервомоторов направляющего аппарата $W_{H.A.}$.

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 \cdot W_{H.A.}}{\pi \cdot T_s \cdot \nu_m}}, \text{ м.} \quad (9.10)$$

Полученная величина d_3 округляется до ближайшего номенклатурного размера (100, 150, 200 и 250 мм). В соответствии с этим марка колонки регуляторов обозначается следующим образом: ЭГРК-100, ЭГР-200.

Объем сервомоторов направляющего аппарата определяется по формуле

$$W_{H.A.} = \frac{A_{H.A.}}{10^4 \cdot P_H}, \quad (9.11)$$

где P_H – номинальное давление МНУ, принимаемое равным 40 кг/см^2 . $A_{H.A.}$ – суммарное работоспособность сервомоторов направляющего аппарата

$$A_{H.A.} = K \gamma H_{max} \left(\frac{b_0}{D_1} \right) \cdot D_1^3 \quad (9.12)$$

где $K = 0,03...0,04$ – для РО турбин;

$K = 0,045...0,055$ – для ПЛ турбин;

γ – удельный вес воды, 1000 кг/м^3 ;

H_{max} – максимальный напор ГЭС, м;

b_0/D_1 – относительная высота направляющего аппарата, равное обычно – 0,15;

D_1 – диаметр рабочего колеса, м;

T_s – время закрытия направляющего аппарата (обычно 2–3 с).

10. ОРГАНИЗАЦИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

10.1. Общие положения по строительству

Строительство гидроэлектростанций относится к наиболее сложным отраслям капитального строительства. Оно отличается большими объемами строительно-монтажных работ при возведении гидротехнических объектов, значительными капиталовложениями и затратами материально-технических и трудовых ресурсов.

Строительно-хозяйственные условия строительства

Указывается наличие в районе строительства дороги республиканского, областного и местного значения, а также железнодорожной станции. При необходимости предусматривается прокладка временных дорог на период строительства.

Краткая характеристика сооружений гидроузла и объемы работ

Объемы основных и дополнительных строительно-монтажных работ определяются расчетным путем с учетом фактических исходных данных. Общая потребность участковых хозяйств, параметры строительства временной автодороги к водозаборному узлу, станционному узлу, карьере и т. д. устанавливаются исходя из объема выполняемых работ.

Стройгенплан, транспортные и инженерные коммуникации

В Стройгенплане приводятся основные сооружения проектируемой ГЭС, существующие и строящиеся предприятия стройбазы. Участковые базы строительного хозяйства, местных строительных материалов, автодороги строительного периода и другие объекты примыкают к территории строительства.

Транспортная схема строительства

Рассматривается распределение грузооборота по годам строительства, списочное количество грузовых автомобилей для внешних и внутриплощадочных перевозок, а также вопросы перевозки рабочих, тяжеловесных и негабаритных грузов

Схемы возведения основных сооружений

Разрабатывается календарный план строительства, предусматривающий схему и очередность возведения основных сооружений. Нормативный срок строительства ГЭС определяется в соответствии со СНиП 1.04.03–85 «Водохозяйственное строительство».

Проведение работ

Описываются технологии проведения земляных, бетонных и монтажных работ. Приводятся состав машин и объемы выполняемых ими работ при разработке, планировке грунта, бетонных и подъемно-спускных операциях, а также монтаже сборных ж/бетонных элементов, оборудования и турбинных водоводов.

Финансирование строительства и потребные ресурсы

Потребность в строительных кадрах определяется по годовому объему строительно-монтажных работ и выработки на одного работающего, занятого на строительно-монтажных работах и подсобных производствах. Общая потребность в основных строительных машинах и автотранспорте устанавливается также исходя из физических объемов работ.

Инструментальный контроль строительства

Рассматриваются вопросы проверки правильности выполнения работ в плановом расположении сооружений методом геодезической съемки, с определением ширины, длины, углов поворота и радиусов закруглений на уровне, предусмотренном требованиями чертежей проекта.

10.2. Этапы строительства и пуска ГЭС

Строительство малой ГЭС преимущественно осуществляется в три этапа.

В подготовительный этап возводятся подсобные предприятия (гравийно-сортировочное, бетонное хозяйство и пр.), поселки, автомобильные и железные дороги, высоковольтные линии электропередачи. Продолжительность указанного этапа составляет около 20–30 % общего срока строительства.

В период основного этапа ведутся работы по возведению основных гидротехнических сооружений ГЭС. В этот период вкладывается большая часть капиталовложений, выполняется основной объем строительно-монтажных работ и пускаются первые агрегаты ГЭС.

На завершающем этапе заканчиваются монтаж и пуск в эксплуатацию последних агрегатов ГЭС, строительные и отделочные работы по сооружению гидроузла и ГЭС подготавливаются к сдаче в промышленную эксплуатацию.

Перед началом земляных работ проводятся срезка из поверхности плодородного слоя земли.

Строительство водозаборного узла ГЭС осуществляется на второй год выполнения, а канала и напорного бассейна – последовательно в течение всего срока строительства. Монтаж турбинных водоводов и холостого водосброса проводится одновременно в направлении снизу вверх.

При каскадном расположении ГЭС забор воды производится из отводящего канала предыдущего сооружения. Отсутствие отстойника значительно снижает капитальные затраты на строительство.

Законченное строительство и подготовленная к эксплуатации малая гидроэлектростанция, включая ее укомплектованность аттестованным эксплуатационным персоналом, подлежат приемке комиссией, образуемой заказчиком не позднее одного месяца с даты окончания строительства.

Акт приемки законченного строительства малой ГЭС, подписанный членами комиссии, является основанием для выдачи уполномоченным органом по энергетике владельцу малой гидроэлектростанции лицензии на производство и реализацию выработанной электрической энергии. Строительство крупных ГЭС ведется в несколько очередей. Это связано с тем, что в ряде районов развитие энергопотребления отстает от возможных темпов ввода генерирующих мощностей на ГЭС. Для обеспечения возможно более раннего получения электроэнергии целесообразно осуществлять ввод гидроагрегатов в эксплуатацию до полного завершения строительства гидроузла.

Совокупность сооружений и оборудования, необходимых для пуска ГЭС в эксплуатацию, называется **пусковым комплексом**. Пусковые схемы ГЭС предварительно разрабатываются на стадии технического проекта с учетом срока окончания строительства гидроузла и интенсивности наполнения водохранилища, а затем уточняются в ходе строительства.

Первые гидроагрегаты ГЭС могут вводиться в эксплуатацию при недостроенных плотине, здании ГЭС, других сооружений и частично заполненному водохранилищу. Досрочный пуск ГЭС в эксплуатацию и выработка энергии позволяют начать с более раннего возврата затрат, вложенных в первые годы строительства гидроэлектростанций.

10.3. Строительство деривационного канала

Деривационные каналы из железобетона (в том числе из лотков и секций быстротоков), а также металла или пластмассы лишены недостатков, присущих земляным деривационным каналам – они более прочные и долговечные, требуют меньшего обслуживания и ремонта.

Такие каналы могут иметь больший уклон, чем земляные, и таким образом менее склонны к замерзанию. Для недопущения замерзания деривационные каналы из таких материалов могут быть дополнительно утеплены (накрыты плитами, изоляционными материалами, углублены в землю).

Однако при проектировании необходимо иметь в виду, что большой уклон деривационного канала (и соответственно – большая скорость течения) имеет определенные недостатки.

Во-первых, более сложная конструкция напорного бассейна – вода должна поступать в него с соблюдением определенного режима, как правило, в спокойном состоянии, чтобы не образовывать буруны внутри напорного бассейна, а также не разрушать его с течением времени.

Большой уклон деривационного канала, а соответственно и высокая скорость потока в целом может привести к быстрому разрушению гидротехнических сооружений малой ГЭС.

Во-вторых, большой уклон уменьшает напор (разницу высот между верхним и нижним бьефами), что соответственно снизит мощность ГЭС.

Высота напора является важным фактором мощности, а главное – стоимости ГЭС.

В процессе возведения монолитных и сборно-монолитных конструкций (рис. 10.1–10.4) первоначально должны быть соблюдены:

- принятая технология бетонных, опалубочных и комплекса арматурных работ и монтажа сборных элементов;
- состав и применение Единых норм выработки и расценок;
- последовательность работ на отдельном объекте;
- составление календарного графика бетонных работ;



Рис. 10.1. Установка автокраном Г-образного блока
деривационного канала

Основными правилами (основой технологии и организации) бетонных работ являются своевременное и непрерывное перекрытие рабочих слоев укладываемой бетонной смеси в блок бетонирования, т. е. перекрытие рабочих слоев до начала схватывания, до начала гидратации цемента в бетонной смеси. Этим обусловливается разрезка сооружения на блоки бетонирования определенных размеров с максимально допустимой площадью в зависимости от мощности бетонного завода.

Необходимо обеспечить нормальные тепловлажностные условия твердения бетона после его укладки (рис.10.2) во всех условиях, особенно в экстремальных (жаркое время и зимой).



Рис. 10.2. Заливка и уплотнение бетона на дно
деривационного канала

В расчетно-пояснительной записке проекта должны быть рассмотрены также следующие вопросы:

- определение расхода материалов по зонам (цемента по маркам) с учетом производственных потерь;
- разбивка сооружений на секции и блоки, установление технологической последовательности их бетонирования;
- составление технологической схемы бетонирования блоков;
- подбор основных средств горизонтального и вертикального транспорта бетонной смеси, арматуры, опалубки и сборных конструкций;
- выбор оборудования для внутриблочных работ и расчет количества вибраторов;
- выбор типа и обоснование типоразмеров опалубки; статический расчет прочности элементов опалубки;
- бетонные работы зимой;
- уход за бетоном;
- мероприятия по уходу за бетоном после укладки и уплотнения бетонной смеси в данных климатических условиях;
- установление технологической последовательности бетонирования блоков;
- составление календарного графика производства бетонных работ.

10.4. Технологии возведения здание ГЭС

Первоначально производится выемка грунта в котловане здания ГЭС под защитой водоотлива. При этом сухое основание планируется и выравнивается до проектных отметок отсыпкой слоя гравия или щебня средней толщиной 10 см, уплотняется с помощью катка.

Выполняется геотехнический контроль плотности грунта (плотность сухого грунта $2,1 \text{ г/см}^3$) и геодезический контроль, составляется исполнительная схема основания.

Основание принимается комиссией с участием представителей технадзора Заказчика, Подрядчика и авторского надзора с оформлением акта скрытых работ. Дается разрешение на бетонирование подготовки под блоки I яруса.

Выполняются укладка бетонной подготовки с последующим уходом за бетоном (защита от высыхания укрытием плёнкой, увлажнение) и вынос осей агрегатов, их закрепление и маркировка на бетонной подготовке (рис. 10.3).

Проводится последовательное бетонирование блоков I–2 ярусов до полного завершения (рис. 10.4). После набора бетоном прочности (70 % проектной) разрешается монтаж металлической облицовки колена отсасывающей трубы с выверкой и раскреплением.

Блоки вокруг металлической облицовки колена отсасывающей трубы бетонируются в последнюю очередь. Бетонные работы выполняются в соответствии с требованиями СНиП РК 5.03–37–2005 «Несущие и ограждающие конструкции».



Рис. 10.3. Бетонирование подготовки под блоки I яруса

Подготовка блоков к бетонированию заключается в очистке основания блока от мусора, установки и раскреплении арматуры и закладных деталей, установки и раскреплении опалубки, повторной очистке основания воздушно-водяной струей.



Рис. 10.4. Строительство нижней части малой ГЭС и установка отсасывающей трубы

Рекомендуется подбор состава бетона выполнять в лаборатории. Настоящие требования даются для I и II ярусов, бетонируемых в летне-осенний период при температуре воздуха от 25 до 5 °С, при работе в зимний период используются нагревательные устройства (рис. 10.5).

Выполняется исполнительная геодезическая схема блока. Комиссией осуществляется приемка блока (основания, установки опалубки, закладных частей, арматуры), проверяется готовность средств для подачи бетона в блоки средств для уплотнения бетона, а также средств ухода за бетоном.



Рис. 10.5. Обогрев бетона при строительстве в зимних условиях

Проверяется наличие сертификатов на арматуру и прокат, составляется акт скрытых работ, дается разрешение на укладку бетона.

Межблочные строительные швы должны обеспечить монолитность сооружения. Прочность строительных швов определяется адгезией контактирующих блоков. На вертикальных швах делается штрабление по проекту.

На проектных горизонтальных швах, если перерыв в бетонировании вышележащего блока не превышает 5–7 сут., обработка шва заключается в удалении цементной пленки. Удаляют цементную пленку металлическими щетками, для чего снимают слой 3–4 мм до обнажения зерен крупного заполнителя. Обработку щетками допускается начинать после набора бетоном прочности не менее 15 кГс/см².

Если перерыв в бетонировании вышележащего блока составляет более 15 сут., то необходимо сделать повторную очистку поверхности металлическими щетками. Если планируются большие перерывы, то на горизонтальной (или на наклонной, бетонируемой без опалубки) поверхности необходимо по завершению бетонирования выполнить специальной установкой искусственную макро-шероховатость .

Укладка бетона выполняется горизонтальными слоями, последовательно перекрывающими друг друга. Толщина слоя при использовании вибраторов типа ИВ–59, ИВ–75 составляет порядка 30 см.

Необходимо обеспечивать перекрытие нижележащего слоя последующим слоем до начала схватывания нижнего слоя, регулируя сроки схватывания добавками замедлителей схватывания, либо уменьшить время перекрытия уменьшением высоты слоя бетонирования.

В том случае, если блок имеет наклонную поверхность, она выполняется по заранее установленным маякам; осадка конуса подбирается таким образом, чтобы не допустить сплыва бетона при вибрировании; при необходимости вдоль поверхности устанавливаются съемные брусья.

Слабо наклонный пол (днище, 1-й ярус бетонирования) выполняется с железнением – бетонную смесь у поверхности выравнивают правилом, передвигаемым по маячным рейкам

(по контуру в проекте предусмотрены уголки), и уплотняют виброрейкой до равномерного появления влаги на поверхности, после чего заглаживают металлическими гладилками, одновременно подсыпая сухим просеянным цементом. Работы выполняют до схватывания бетона.

Стены (бычки. 2-й ярус бетонирования) должны выполняться в деревянной строганной опалубке.

Рекомендуется обшивка адсорбирующим картоном. Крепление опалубочных щитов должно быть снаружи блока, не допускается наличия тяжелей внутри блока.

Около опалубки ведется тщательное вибрирование бетона. Отклонения опалубки проверяются по СНиП РК 5.03–37–2005. Отклонение поверхности пола от проектной, отклонение линий плоскостей стен не более 15 мм; местные неровности бетона при проверке двухметровой рейкой – не более 5 мм.

Уход за поверхностями отсасывающей трубы делается особенно тщательно; поверхность пола укрывается пленкой на срок 1–3 сут., затем выполняется периодическое увлажнение поверхности в течение 7 дней. Поверхность стен после распалубки увлажняется в течение 7 дней.

11. РАСЧЕТ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ ПРИ ВОЗВЕДЕНИИ ГЭС (на примере ТОО «Казгидро»)

11.1. Состав участковых хозяйств, объемы земляных и строительно-монтажных работ

При строительстве основные сооружения ГЭС, существующие и строящиеся предприятия стройбазы размещаются на площадке, расположенной в районе строящегося гидроузла.

Участковые базы строительного хозяйства, местных строительных материалов, автодороги строительного периода и другие объекты примыкают к территории строительства.

Например, строительная площадка и участковые базы Каратальской ГЭС–2 были расположены на правом берегу р. Каратал на расстоянии около 1 км на северо-запад от г.Текели. Это в значительной мере облегчило организацию и проведение строительно-монтажных работ, позволило эффективно использовать технику при возведении гидротехнических сооружений.

Состав участковых хозяйств приведен в табл. 11.1.

Таблица 11.1
Состав участковых хозяйств Каратальской ГЭС–2

Наименование	Норма показателя площади, м ² /чел.	Общая потребность, м ²	Количество	Проект шифр
Контора производителя работ	4	20	1	ПК–5
Помещение для обогрева рабочих	0,5	20	1	ВК
Туалет	0,1	2	2	САТ
Комната приема пищи	0,8	16	1	ВК
Душевая	0,2	10	1	ПД–4
Столовая раздаточная	0,6	15	12	КС–24
База строительства:	0,05	5	1	ВМ
– производственный корпус				12×24 м
– навес для опалубочных и арматурных работ				12×20 м
Бетонное хозяйство:				

Продолжение табл. 11.1

– бетоносмесительная установка				СБ–140 на 12 м ³ ч
– склад цемента				СБ–74А емк. 25т
– склад заполнителей				240 м ³
Склад ГСМ				50 м ³
Здравпункт	0,05	5	1	ВМ

В расчетной части данного раздела проекта по строительству должно быть уделено особое внимание бетонным работам, связанным с возведением гидротехнических объектов проектируемой ГЭС.

При этом рассматриваются следующие вопросы, результаты которых следует отражать в пояснительной записке в обобщенном виде:

- подсчет объемов работ в зависимости от зональной особенности и учета производственных потерь;
- подбор состава гидротехнического бетона для разных зон по основным требованиям;
- разбивка сооружений на секции и блоки, установление технологической последовательности их бетонирования;
- составление технологической схемы бетонирования блоков;
- подбор основных средств горизонтального и вертикального транспорта бетонной смеси, арматуры, опалубки и сборных конструкций;
- выбор оборудования для внутриблочных работ и расчет количества вибраторов;
- комплексный анализ технологии бетонных работ;
- установление нагрузок и определение бокового давления бетонной смеси на опалубку;
- выбор типа и обоснование типоразмеров опалубки, статический расчет прочности элементов опалубки;
- бетонные работы зимой;
- описание и назначение мероприятий для обеспечения нормального тепловлажностного режима твердения бетонной смеси для расчетных зимних условий;
- мероприятия по уходу за бетоном после укладки и уплотнения бетонной смеси в данных климатических условиях;
- установление технологической последовательности бетонирования блоков;
- составление календарного графика бетонных работ.

Результаты рассчитанных объемов основных и дополнительных
строительно-монтажных работ вносятся табл. 12.2.

Таблица 11.2
Объемы основных и дополнительных строительно-монтажных работ

	Наименование работы	Водо-за-бор-ный узел	Дерива-ционный канал	Станционный узел					Итого	Инспектор-ская дорога	Всего
				Напорный бассейн	Напорные водоводы	Здание ГЭС	Холостой водосбор	ОРУ			
Основные объемы	Выемка грунта, тыс. м ³	3,4	18,4	2,4	3,1	11,3	12	—	28,8	6,3	36,9
	Катественная гвстия, тыс. м ³	1	10,1	—	1,2	—	1	43,0	45,2	6,3	62,6
	Обратная засыпка, тыс. м ³	0,34	11,3	0,2	1,2	5,3	1,8	—	8,5	—	8,84
	Шандровка, тыс. м ³	1	—	—	—	—	—	—	—	10	11,0
	Гравийно-песчаная подготовка, тыс. м ³	0,1	1,4	—	—	0,3	0,4	—	0,7	1	3,2
	Каменная наброска, тыс. м ³	—	—	—	—	—	3,0	4,1	7,1	—	7,1
	Щебеночное покрытие, тыс. м ³	—	—	—	—	—	—	8,0	8,0	—	—
	Бетон и железобетон, тыс. м ³	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	Бетон и железобетон, тыс. м ³	0,6	4,0	0,8	0,9	4,3	1,6	1,3	8,9	0,1	14,3
	в том числе:	0,2	1,8	—	—	—	0,2	1,3	1,5	0,1	3,6
	сборный железобетон	0,4	2,2	1,5	0,9	4,3	1,4	—	8,1	—	10,7
	монолитный железобетон	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	штрабный бетон	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Дополн.	Арматуры в бетоне, т	30	462	50	90,2	295,5	78,5	—	514,2	16,3	1022,5
	Металлоконструкции, в том числе:	9	—	3,4	—	74,8	43,0	6,5	127,7	50,4	187,1
	гипсомехоборудование, т	—	—	—	—	64,8	—	—	64,8	—	64,8
	Вспомогательное оборудование, т	—	—	—	—	12,0	—	—	12,0	—	12,0
	Электромеханическое оборудование, т	—	—	—	—	300	—	—	300,0	—	300,0
	Гидроиспольное оборудование, т	—	—	—	—	114,0	—	—	114,0	—	114,0
	Внешка гравийно-галечн. грунта	—	2,0	—	0,1	—	—	—	0,1	—	2,1
	Насыль гравийно-галечн. грунта	—	—	—	0,09	—	—	—	0,09	—	0,09
	Насыль гравийно-песчан. грунта	—	—	—	0,01	—	—	—	0,01	—	0,01
	Водослив и водополосиание, м ³ /сут.	150	150	—	—	200	—	—	200	—	500,0

Как видно из таблицы, расчеты ведутся по каждому рабочему узлу водно-энергетического комплекса (водозаборный узел, деривация, напорный бассейн, водоводы, здание ГЭС, канал холостого водосброса), но в определяющей части они позволяют оценить их в совокупности.

Если исходить из рассматриваемого примера, то видно, что на строительство Каратальской ГЭС–2 внесены капитальные вложения на сумму 1679.389 млн. тенге. При этом затраты на строительство-монтажные работы составляют 924.628 млн. тенге.

Основные затраты относятся на приобретение арматуры, механического оборудования, строительство деривационного канала и здания ГЭС.

11.2. Проведение земляных и бетонно-монтажных работ

Как показывают данные табл. 11.2, общий объем выемок составляет 56,9 тыс. м³, в том числе по основным сооружениям – 50,6 тыс. м³. Объем насыпи – 71,44 тыс.м³, в том числе по основным сооружениям – 22,14 тыс.м³.

Разработка котлованов под сооружения (водозабор, здание ГЭС, деривационный канал и пр.) проводится экскаватором, оборудованным прямой и обратной лопатой.

Планировка грунта при строительстве, устройство кавальеров и снятие растительного грунта осуществляется бульдозером различной марки.

Конгломераты разрабатываются с предварительным рыхлением.

Грунт в качественных насыпях уплотняется виброкатком, пневмотрамбовками и трамбуемыми машинами на базе трактора.

В процессе проектирования технологии возведения монолитных и сборно-монолитных конструкций должны учитываться:

- прогрессивная технология производства бетонных, опалубочных и комплекса арматурных работ и монтажа сборных элементов;
- состав и применение Единых норм выработки и расценок;
- последовательность проектирования работ на отдельном объекте.

Монтаж сборных, бетонных и железобетонных элементов, а также оборудования и турбинных водоводов выполняется с помощью гусеничного крана и автокрана.

Тип и марка автокрана принимаются по приведенным параметрам.

А необходимая производительность определяется по формуле

$$\Pi_{\kappa} = \frac{50q}{T} \kappa_{\epsilon}, \quad (11.1)$$

где q – полезный объем или масса перемещаемого груза, м^3 или т ;

T – продолжительность цикла, мин;

$\kappa_{\epsilon} = 0,7 - 0,9$ – коэффициент использования крана во времени.

Бетон подается порционными или непрерывными способами.

Наименьшую интенсивность бетонирования можно определить по формуле

$$p = \frac{L \epsilon h k}{\tau}, \quad (11.2)$$

где L – длина блока, м; ϵ – ширина блока, м; h – толщина слоев бетонной смеси в уплотненном состоянии, $k = 1,2-1,5$ – коэффициент неравномерности подачи бетонной смеси; τ – предельно допустимое время перекрытия слоев, ч.

Количество вибраторов в блоке:

$$N_{\epsilon} = \frac{p}{\Pi_{\epsilon} k}, \quad (11.3)$$

где p – часовая интенсивность бетонирования блока, $\text{м}^3/\text{ч}$;

Π_{ϵ} – производительность глубинного вибратора, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$k = 0,7-0,75$ – коэффициент, учитывающий простои вибратора;

Как видно из табл. 11,2, по рассматриваемому примеру, общий объем бетонных и железобетонных работ составляет 29,7 тыс. м^3 , в том числе монолитного – 23,6 тыс. м^3 , сборного – 6,1 тыс. м^3 бетона.

В целом, общий объем капитальных вложений на строительство Каратальской ГЭС–2 составляет 636 691.57 тыс.тг, в том числе СМР – 407 186.90 тыс.тг в ценах 2006 года. Распределение капвложений по годам строительства приведены в календарном плане (табл. 11.3).

11.3. Грузооборот строительства

Расчет потребности бетоновозного транспорта производится исходя из часового потока бетонной смеси для наиболее напряженного периода бетонных работ.

Основной задачей транспортной схемы является своевременное и надежное обеспечение непрерывного бетонирования блоков с расчетной интенсивностью и выполнения внутихозяйственных перевозок.

Дислокация и обслуживание автотранспорта, осуществляющего внешние перевозки на основе аренды транспортных средств специализированных компаний, выполняются путем взаимного соглашения.

Для транспортных средств, предназначенных на внутриплощадочные перевозки, предусматривается автостоянка в районе стройплощадки. Доставка местных строительных материалов до стройплощадки осуществляется автотранспортом.

Сборные железобетонные изделия и конструкции для гидротехнического строительства поставляются с полигона специализированных предприятий в виде ТОО «Темирбетон».

Кирпич, асфальтобетон, утеплительные маты, щебень, черный гравий поставляются районными предприятиями стройиндустрии региона. Обеспечение строительства камнем для креплений, гравийно-галечником для насыпей и обратных засыпок осуществляется из полезных выемок строительства с сортировкой в кавальерах методом сегрегации.

Инертные для бетона и гравийно-песчаные грунты подготовок бетонных сооружений доставляются из карьеров и полезных выемок.

Как видно из примера, общий внешний грузооборот, связанный со строительством Каратальской ГЭС–26, составляет 8 835,6 т.

Таблица 11.3

Распределение капитальных вложений по годам строительства

Наименование	Сметная стоимость, тыс.тенге		1-й год				Всего	2-й год				Всего
	Всего	СМР	I	II	III	IV		I	II	III	IV	
Подготовка территории строительства	11923,37	11923,37					11 923,37					
Основные сооружения, в том числе:	518794,07	291196,76					54 858,37					236 338,39
Деривационный канал	37103,23	37103,23					12 366,0					24 737,23
Напорный бассейн	35922,93	30842,48										30 842,48
Напорный водовод	167346,67	63012,70					12 600,0					5 0412,70
Здание ГЭС	201579,60	94322,06					11 096,06					83 226,0
ОРУ-35	45984,01	45984,01					10 611,0					35 373,01
Отводящий канал	7 206,98	7206,98					1440,0					5 766,98
Водозаборный узел	7 989,85	5979,99										5 979,99
Механическое оборудование	15 660,80	6745,31					6 745,31					
Объекты подсобного и обслуживающего назнач.	4769,35	3815,48										3815,48
Объекты энергетического хозяйства и связи	2384,67	2146,21					2146,21					
Объекты транспортного хозяйства и связи	11 923,37	11 327,20					11 327,20					
Наружные сети и сооружения водоснабжения	2384,67	2265,44										2265,44
Благоустройство и озеленение территории	9 791,23	9 791,23										9 791,23
Итого по главам 1–7	561 970,36	332465,69					80 255,15					252210,54

Продолжение табл. 11.3

Наименование	Сметная стоимость, тыс. тенге		1-й год				Всего	2-й год				Всего
	Всего	СМР	I	II	III	IV		I	II	III	IV	
Временные здания и сооружения, в том числе:												
	65537,68	65 537,68					65 537,68					
Средства на возведение и разборку временных зданий и сооружений												
	13497,26	13 497,26					13 497,26					
Подъездная дорога	52040,42	52 040,42					52 040,42					
Итого по главам 1-8	627508,04	398 003,37					145792,83					
Прочие работы и затраты	9 183,53	9 183,53										9 183,53
Итого по главам 1-9	636691,57	407186,90					145792,83					261394,07

Списочное количество грузовых автомашин для перевозки грузов из вне площадки строительства:

$$П = \frac{TP \times K_2 \times 1.1}{B} = \frac{8260 \times 36 \times 1.1}{35000} = 9 \text{ шт.}, \quad (11.4)$$

T = 8 260 т – объем грузов, перевозимых из вне площадки;

P = 36 км – расстояние перевозки грузов;

B = 35 тыс. т – годовая средняя производительность перевозки;

K₂ = 1.1 – коэффициент, учитывающий природные условия

Списочное количество грузовых автомашин для перевозки грузов внутри площадки строительства:

$$П = \frac{90000 \times 1.4 \times 1.2}{35000} = 4 \text{ шт.}, \quad (11.5)$$

T = 90 000 т – объем грузов, перевозимых внутри площадки;

P = 1,4 км – расстояние перевозки грузов;

K = 1–1,2 – коэффициент, учитывающий природные условия.

11.4. Сроки и очередность возведения основных сооружений

Для создания водозабора обычно проектом предусматривается строительство водозаборного узла в составе: *шлюза-регулятора, водосброса с автоматическим переливом и двух аванкамер.*

Строительство водозаборного узла осуществляется на второй год строительства. Это связано с тем, чтобы он соответствовал параметрам конечных результирующих сооружений.

Энергетический тракт состоит из подводящей деривации, открытого канала, напорного бассейна и турбинных напорных водоводов с определенной суммарной протяженностью.

Строительство канала и напорного бассейна проводится последовательно в течение всего срока строительства.

Монтаж турбинных водоводов и холостого водосброса выполняется одновременно в направлении снизу вверх.

Нормативный срок строительства ГЭС определяется в соответствии со СНиП 1.04.03–85 «Водохозяйственное строительство» и с учетом коэффициента на сейсмичность.

По расчету Каратальской ГЭС–2:

$$T = 0,3 \times 10 + 21 = 24 \text{ мес.}$$

$$T_H = 24 \times 1,05 \times 1,5 = 38 \text{ мес.}$$

С учетом ведения строительства вахтовым методом при продолжительности вахтовой смены 11 ч срок строительства сокращается и составит

$$T_1 = \frac{38}{1,61 \times (1 - 0,06)} = \frac{38}{1,52} = 25 \text{ мес.} \quad (11.6)$$

Календарная продолжительность строительства с учетом доводки составляла с марта 2007 г. по декабрь 2008 года.

11.5. Потребности в строительных кадрах, строительных машинах и материалах

Потребность в строительных кадрах определяется по годовому объему строительно-монтажных работ и выработке на одного работающего, занятого на строительно-монтажных работах и подсобных производствах.

Потребность кадров в пиковый год строительства с учетом обслуживающего персонала составляет

$$Ч = \frac{398003.37}{12838.8} \times 2 = 62 \text{ чел.}, \quad (11.7)$$

где 12 838,8 – планируемая выработка на одного работника, в тыс.тг (исходя из имеющихся аналогов). Рост производительности труда составляет порядка 2 % в год;

398 003,37 – СМР, тыс.тг, согласно календарному плану.

Тогда потребность в работающих на строительно-монтажных работах на объектах от общей потребности составляет 60 %.

Отсюда

$$Ч_{СМР} = 62 \times 0,6 = 37 \text{ чел.}$$

Численность работающих с учетом находящихся на межвахтовом отдыхе:

$$Ч_{ВАХТА} = 37 \times 1.61 = 60 \text{ чел.}$$

Общая численность кадров составит $60 + 37 = 97$ чел., в том числе численность административно-управленческого аппарата и МОП равна 6 чел. при количестве трудозатрат 4530,76 чел. дн.

Общая потребность в основных строительных машинах и автотранспорте определяется исходя из физических объемов работ.

Расчетами установлено, что всего на строительство потребуется следующий набор строительной техники (табл. 11.4).

Таблица 11.4

Перечень основной строительной техники для выполнения земляных и бетонных работ

Наименование механизмов и оборудования	Тип, марка	Кол-во	Примечание
Экскаватор с ковшом емк. 1,6 м ³	ЭО-4124	2	Разные лопаты
Рыхлитель на базе экскаватора	ЭО-4321	1	
Экскаватор с ковшом емк. 0,65 м ³	ЭО-321	1	
Бульдозер	ДЗ-171	1	170 л.с.
Рыхлитель на базе бульдозера ДЗ-171	ДЗ-170	1	
Каток вибрационный на пневмошинах	ДУ-52	1	
Трамбующая машина	ДУ-12В	1	на тракторе
Ручная пневмотрамбовка	И-157	1	
Кран гусеничный	Э-2503	1	Лстр. = 22,5 м
Трактор	Т-130	1	
Тракторная тележка	М.887А1	1	г.п. 4 тс
Компрессор передвижной	ПВ-10	1	
Передвижная насосная установка	С-245	1	
Бадьи для бетона	разные	2	V = 0.8÷3.2 м
Сварочный агрегат	СДУ-50	2	
Автокран	К-162	1	Лстр. = 14 м
Автосамосвал	ЗИЛ-ММЗ-	1	г.п. 4,5 т
Автосамосвал	КаМАЗ-	3	г.п. 8т
Автомобиль бортовой	КаМАЗ-	2	г.п. 8т
Автомобиль бортовой	разные	2	
Тягач с полуприцепом	МАЗ-7 310	1	г.п. 19 т
Тягач с полуприцепом	МАЗ-7 310	1	г.п. 60 т
Автоцементовоз		2	
Другие механизмы	разные	7	

Потребность в строительных материалах на основные сооружения определяется также по физическим объемам работ и она сводится в табл. 11.5.

Таблица 11.5

Перечень потребности в строительных материалах

Наименование материалов	Ед. измер.	Объем	Примечание
Сталь арматурная	т	1022,5	
Трубы стальные	т	20,0	
Прочие металлоконструкции	т	9,3	
Цемент	т	1926	
Конструкции и изделия сборные	тыс.м ³	3,6	
Монолитный бетон и железобетон	тыс.м ³	10,7	
Щебень	тыс.м ³	12,3	
Гравий	тыс.м ³	3,8	
Песок	тыс.м ³	3,14	
Пиломатериалы	м ³	11,8	

12. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

12.1. Организация работ и документы по эксплуатации

На каждой эксплуатируемой гидроэлектростанции с постоянным обслуживающим персоналом должно быть организовано круглосуточное оперативно-технологическое управление, задачами которого являются:

- ведение требуемого режима работы;
- соблюдение диспетчерского графика нагрузки;
- проведение переключений, пусков и остановов оборудования;
- локализация аварий и восстановление режима работы;
- подготовка режимов и допуск персонала к ремонтным работам.

При этом:

- безопасная эксплуатация оборудования и гидротехнических сооружений гидроэлектростанций обеспечивается положениями *технических регламентов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций*;

- приказом руководителя назначаются лица, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования и гидротехнических сооружений, а также определены должностные обязанности всего персонала;

- персонал ГЭС не имеет права без разрешения (согласования) диспетчера осуществлять отключения, включения, испытания и изменение устройств системной автоматики;

- допустимые режимы работы гидроагрегатов, установленные заводом-изготовителем оборудования и отраженные в конструкторской документации, должны быть включены в местные инструкции (стандарты);

- в чрезвычайных ситуациях допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта без диспетчерской команды с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах;

- под аварийно-опасными дефектами следует понимать состояние, при котором требуется изменение режима, при котором возможно нарушение предела безопасности.

После останова оборудования должна быть оформлена заявка с указанием причин и ориентировочного срока восстановления работы оборудования.

Рабочие программы испытания оборудования и гидротехнических сооружений, в ходе и в результате которых может существенно измениться режим энергосистемы, должны быть утверждены (согласованы) соответствующим диспетчерским центром.

Участие гидроагрегатов в автоматическом регулировании режимов энергосистемы допускается в соответствии с проектной документацией. Особенности участия каждого гидроагрегата в автоматическом регулировании режимов энергосистемы на стадии эксплуатации должны быть определены по результатам натурных испытаний.

На каждой гидроэлектростанции должны быть установлены и введены в работу регистраторы аварийных состояний и событий по каждому гидроагрегату.

В случае выявления угрозы возникновения неprojektных режимов эксплуатации собственник (эксплуатирующая организация) ГЭС с привлечением проектной организации должен разработать мероприятия по обеспечению безопасности объекта.

На каждой гидроэлектростанции должны быть следующие документы:

- акты отвода земельных участков;
- генеральный план отведенного участка с нанесенными сооружениями и зданиями, включая подводные и подземные сооружения и подземное хозяйство;
- геологические, гидрогеологические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;
- акты заложения оснований гидротехнических сооружений и фундаментов строений с разрезами шурфов;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- акты приемочных комиссий;
- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;

- конструкторская документация изготовителей оборудования, включая документацию по его эксплуатации (техническому обслуживанию и ремонту) и утилизации;
- технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, включая контрольно-измерительную аппаратуру, чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- оперативный план пожаротушения.

12.2. Наблюдения за параметрами режима эксплуатации оборудования

На деривационных гидроэлектростанциях (рис. 12.1) в целях улучшения конечного результата работы должны выполняться:

- соблюдение требуемой точности измерений расходов воды через гидротурбины и водосбросы и технологических параметров гидроагрегатов;
- учет по установленным формам показателей работы оборудования, основанный на показаниях контрольно-измерительных приборов и информационно-измерительных систем;

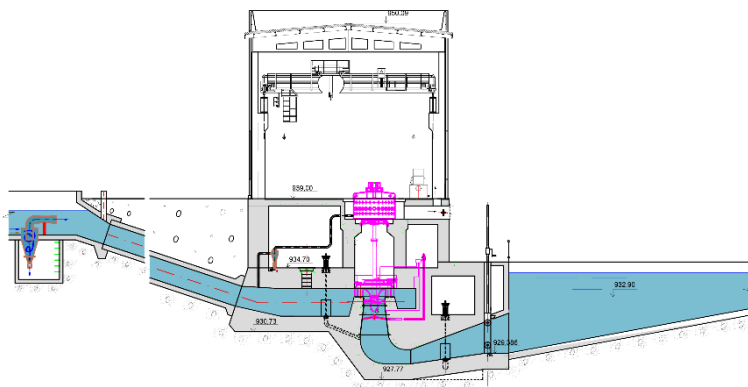


Рис. 12.1. Деривационная малая ГЭС с гидроциклонным пескоулавливателем

- анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, резервов экономии воды, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий;

- рассмотрение (не реже 1 раза в месяц) с персоналом результатов работы гидроэлектростанций и дежурных смен;

- разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности и экономичности работы оборудования, снижению нерациональных расходов воды.

При выявлении снижения фактической эффективности работы ГЭС по сравнению с нормативной необходимо выявить причины ее снижения.

В первую очередь необходимо рассмотреть и устранить следующие возможные причины:

- снижение КПД гидротурбины в результате износа проточной части;

- отклонение фактической комбинаторной зависимости поворотно-лопастной гидротурбины от оптимальной;

- повышенные потери напора на сороудерживающих решетках или в водоподводящем тракте;

- повышенный подпор в нижнем бьефе;

- повышенное потребление электроэнергии при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора;

- снижение средней нагрузки гидроагрегатов в результате размещения на ГЭС вращающегося резерва, превышающего принятое при расчете значение нормативов;

- нерациональное распределение нагрузки между гидроагрегатами;

- повышенное потребление электроэнергии на собственные нужды.

Эксплуатация гидроагрегата должна происходить с минимальными кавитационными повреждениями проточной части гидротурбины.

Работа гидротурбин при напорах ниже или выше допустимых пределов, установленных в эксплуатационной характеристике, выданной организацией-изготовителем, не разрешается.

При анализе ограничений установленной мощности на ГЭС необходимо выделять:

- эксплуатационные ограничения мощности, являющиеся следствием неисправностей и отказов в работе оборудования, некачественного ремонта, недостатков эксплуатации и зависящие от эксплуатационного и ремонтного персонала;

- технические ограничения мощности, обусловленные конструктивными и технологическими особенностями и дефектами основного и вспомогательного оборудования.

Во время эксплуатации гидроэлектростанции путем осмотров и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов должен быть организован постоянный контроль за работой и техническим состоянием оборудования и гидротехнических сооружений.

Постоянный контроль технического состояния гидротехнических сооружений осуществляется специально выделенным персоналом ГЭС или привлеченной организации под контролем представителя ГЭС.

Периодические осмотры оборудования, гидротехнических сооружений и зданий проводятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию.

Персонал эксплуатирующих организаций, осуществляющий технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования и гидротехнических сооружений, должен:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования и сооружений;

- вести учет технологических нарушений в работе оборудования;

- контролировать состояние и ведение технической документации;

- вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;

- принимать участие в организации работы с персоналом.

При эксплуатации системы автоматического управления и регулирования гидроагрегата должны быть обеспечены:

- автоматический и ручной пуск и останов гидроагрегата, в том числе автоматический аварийный останов;

- устойчивая работа гидроагрегата на всех режимах с автоматическим изменением и поддержанием регулируемых параметров;

- участие в регулировании частоты в энергосистеме на условиях, задаваемых системным оператором;
- выполнение гарантий регулирования;
- автоматический перевод гидроагрегата в режим синхронного компенсатора и обратно.

На каждой вновь вводимой гидроэлектростанции должны быть нормы запасных частей к оборудованию, поставляемых организациями-изготовителями совместно с основным изделием, и входящих в объем комплектной поставки оборудования;

При установке временных рабочих колес гидротурбин потребность в запасных частях для них определяется заказчиком по согласованию с организацией-изготовителем, что оговаривается в технических условиях на поставку оборудования.

На гидроэлектростанциях (каскадах ГЭС) должны быть оборудованы ремонтные мастерские, ремонтные площадки и производственные помещения ремонтного персонала.

Для своевременного и качественного проведения ремонта гидроэлектростанции должны быть укомплектованы ремонтной документацией, инструментом и средствами проведения ремонтных работ.

12.3. Обязанности эксплуатирующих организаций

Гидрогенерирующие компании (эксплуатирующие организации) обеспечивают:

- обоснованный выбор системы проведения ремонтных работ на оборудовании гидроэлектростанций (планово-предупредительный ремонт, ремонт по состоянию оборудования);
- создание на гидроэлектростанциях (в компании, организации) оптимальной организационной структуры системы управления ремонтом;
- организацию создания автоматизированной системы управления производственно-хозяйственной деятельностью на гидроэлектростанциях по ремонту основных производственных фондов на базе локальной сети персональных ЭВМ;
- рассмотрение представляемых техническими руководителями гидроэлектростанций проектов перспективных и годовых планов ремонта и модернизации оборудования и их утверждение;

- согласование планов и графиков ремонта с диспетчерскими центрами, в диспетчерском управлении и ведении которых находится оборудование, и их утверждение.

На гидроэлектростанциях с гидротехническими сооружениями первого класса, расположенных в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше, и с сооружениями второго класса в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше должны проводиться следующие виды специальных наблюдений и испытаний:

- инженерно-сейсмометрические наблюдения за работой сооружений и береговых примыканий (сейсмометрический мониторинг);

- тестовые испытания по определению динамических характеристик этих сооружений (динамическое тестирование) с составлением динамических паспортов;

- инженерно-сейсмологические наблюдения по локальной сейсмологической сети, размещаемой в прилегающей к гидроузлу зоне ложа водохранилища (до 10–15 км).

При использовании водных объектов несколькими гидроэлектростанциями (каскадом гидроэлектростанций) регулирование стока должно быть ориентировано на получение максимального суммарного энергетического (по выработке электроэнергии, мощностного) эффекта с учетом удовлетворения потребностей других водопользователей.

Если гидроэлектростанции, связанные общим водным и энергетическим режимами, принадлежат разным собственникам (компаниям), то последние должны заключать договоры о совместном ведении оптимальных водных режимов, включающих условия компенсации убытков отдельных компаний.

12.4. Организационная структура эксплуатационной службы *(на примере каскада Каратальских ГЭС Алматинской области)*

Каратальская ГЭС–2 является первой из проектируемого каскада ГЭС на р. Каратал.

Головной станцией каскада является существующая Каратальская ГЭС. По мере строительства каскада развитие его сооружений и сетей, объемы эксплуатации будут возрастать и усложняться.

На первом этапе эксплуатации, когда была построена только Каратальская ГЭС–2, эксплуатация ее сооружений осуществлялась сложившимся персоналом Каратальской ГЭС с увеличением оперативно-диспетчерского персонала для ГЭС–2.

Организационная структура существующей Каратальской ГЭС приведена ниже. Всего в штат входят 19 человек.

В группу ремонтного персонала входят: электрослесарь – 2 (4-го и 5-го разрядов), слесарь – 1 (4-го и 5-го), газосварщик – 1 (5-го разряда).

Оперативное обслуживание осуществляется дежурным персоналом, ответственным лицом смены является старший смены.

Организационная структура управления Каратальской ГЭС



Численность персонала

Начальник	1	Расширение группы оперативного персонала для ГЭС–2 требует увеличения штата на 6 человек
Мастер	1	
Группа оперативного персонала	10	
Техничка	1	
Группа ремонтного персонала ГЭС	6	
Всего:	19	

Организационная структура управления каскада КГЭС и КГЭС–2



Численность персонала КГЭС и КГЭС–2

Начальник	1
Инженер	1
Производственно-техническая группа	2
Бухгалтер	1
Группа оперативного персонала	16
Техничка	2
Группа ремонтного персонала	6
Всего:	29

13. ВОЗДЕЙСТВИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ГЭС НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

13.1. Воздействие строительства на водные ресурсы

Возможное негативное воздействие на грунтовые воды при строительстве и эксплуатации ГЭС обусловлено следующими факторами:

- загрязнением верхних водоносных горизонтов в результате фильтрации с поверхности аварийных разливов углеводородной продукции, загрязненной и сточной воды;
- интенсификацией экзогенных процессов при строительстве объектов.

Для предупреждения этого воздействия предусматриваются следующие мероприятия:

- отводной канал выполняется из Г-образных сборных железобетонных блоков;
- технологическое оборудование и строительная техника размещаются на площадках с твердым покрытием;
- выполняется обвалование площадок технологических сооружений;
- осуществляется мониторинг состояния и отводящей воды;
- проводится утилизация всех видов образующихся промышленных и бытовых отходов.

При строительстве и эксплуатации особое внимание необходимо уделить на предотвращение утечек загрязняющих веществ вместе с поверхностным стоком в реку.

Гарантией обеспечения безопасной эксплуатации ГЭС является надежная работа гидротурбин.

Ввиду того, что малые ГЭС являются преимущественно деривационными, их воздействие на окружающую среду минимально.

Источники воздействия намечаемой деятельности на речные воды по характеру можно условно разделить на следующие виды:

- источники прямого воздействия – загрязнение речной воды сбросом после гидротурбин;
- источники косвенного воздействия – хозяйственно-бытовая деятельность людей во время строительных работ.

Основными потенциальными факторами, влияющими на качество водных ресурсов, являются ливневые воды.

Единственным источником загрязнения ливневыми водами является временная база строительства.

Как показывает практика, часто ливневые воды сливаются в водные источники.

Учитывая удаленное месторасположение временной базы строительства от берега и предусмотренные природоохранные мероприятия, можно считать, что исключается загрязнение реки ливневыми водами.

13.2. Воздействие строительства на атмосферу

Основное воздействие на атмосферу при строительстве ГЭС с сооружениями на реке ожидается (загрязнение) на следующих площадках: карьер, промплощадки по устройству гидроузлов, канала и район размещения полевого лагеря.

При выполнении строительных работ основными источниками загрязнения атмосферы будут *горно-транспортное оборудование, автотранспорт, карьерные автодороги, разработка грунта и участки погрузочно-разгрузочных работ.*

При сжигании дизельного топлива, необходимого для работы автотранспортной техники, основными загрязняющими веществами, выделяющимися в атмосферный воздух, являются: *оксиды азота, сернистый ангидрид, оксид углерода, различные углеводороды и сажа.*

Электросварочные работы и газовая резка металлоконструкций в основном характеризуются сравнительно небольшими выделениями диоксида азота, соединений марганца, оксидами железа и гидрофторида.

Хранение и сливноналивные операции с ГСМ сопровождаются выделением сероводорода и углеводородов.

В целом при анализе всех работ на строительном участке следует учитывать следующие производственные процессы:

- эксплуатацию автотранспорта и горно-технического оборудования;
- сливноналивные операции и хранение ГСМ;
- электросварочные работы;
- разработку и транспортировку грунта.

Пыль выделяется при движении автотранспорта, сдувании ее с поверхности груженного в кузов грунта, а также при погрузочно-разгрузочных работах.

Учитывая, что в основном разрабатываются русло и прирусловые участки реки, влажность грунта высокая, что приводит снижению пыли. Также предусматривается пылеподавление дорог.

Интенсивность пылевыведения при движении автотранспорта зависит от состояния автодорог, физико-механических свойств материалов, из которых устраиваются автодорога, массы и скорости движения автотранспорта.

При работе экскаваторов пыль выделяется в основном при погрузке пород.

13.3. Природоохранные мероприятия

Сокращение объемов выбросов и вследствие этого снижение приземных концентраций, обеспечиваются комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий.

Основными мероприятиями, направленными на снижение выделения вредных веществ и обеспечение безопасных условий труда при проведении строительных работ, являются:

- тщательная технологическая регламентация проведения работ;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых сортов топлива;
- организация расположения оборудования, которое является источником выброса ЗВ на максимальном удалении от ближайшего населенного пункта;
- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории проведения работ, разработка оптимальных схем движения;
- орошение пылящей дорожной поверхности.

При земляных работах необходимо предварительно провести снятие плодородного растительного слоя со всей площади предполагаемых работ.

Растительный грунт складывается в кавальеры с учетом дальнейшего его использования при рекультивации карьеров, кавальеров, строительных площадок.

Временные автомобильные дороги и подъездные пути устраиваются с учетом расположения существующей растительности и совмещения с эксплуатационными дорогами в целях сохранения почвенного слоя.

Строительство производственной базы и вахтового поселка обычно осуществляется из сборных инвентарных конструкций и вагончиков, при этом предусматриваются места для централизованного сбора мусора и отходов.

Под места стоянки автотранспорта отводятся специальные площадки, на которых предварительно выполняется сьем растительного слоя и устраивается бетонное основание.

С целью обеспечения рационального использования и охраны почвенно-растительного слоя предусматривается:

- размещение сооружений на минимально необходимых площадях с соблюдением нормативов плотности застройки;
- движение автотранспорта только по отводимым дорогам;
- размещение емкости для ГСМ и техники, от которых возможно загрязнение поверхностного почвенно-растительного слоя, на площадках с твердым покрытием, обрамленных бортовым камнем;
- защита почвы во время строительства от ветровой эрозии путем трамбовки и планировки грунта при засыпке траншей;
- последовательная рекультивация нарушаемых земель после окончания работ с выполнением всего комплекса агромероприятий, включая предпосевную обработку почвы с внесением минеральных и органических удобрений, посев многолетних травосмесей и уход за ними;
- применение материалов, не обладающих экологической вредностью.

При установлении целесообразности снятия плодородного слоя почв, мощности срезки необходимо учесть особенности почвенных разновидностей, технологии земляных работ и использования плодородного слоя.

Должны приниматься меры, исключаящие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв.

Технический этап рекультивации механически нарушенных земель включает следующий комплекс земляных работ:

- обратное перемещение плодородного грунта из отвалов, засыпки траншеи грунтом, равномерное распределение плодородного грунта в пределах рекультивированной полосы с созданием ровной поверхности;

- планировочные работы в полосе земельного отвода после завершения строительных работ и уборки строительного мусора для устранения ям и рытвин;

- вывоз за пределы территории зоны санитарной очистки (граница отведенного участка) нечистот из уборных, бытовых отбросов в специальные сооружения по обеззараживанию и переработке;

- после снятия выгреба территория должна обрабатываться хлорной известью из расчета 5 кг на 1 м³ площади и покрываться чистым грунтом.

Биологический этап рекультивации выполняется после завершения технического этапа и включает следующие мероприятия:

- агротехнические работы по восстановлению плодородия рекультивируемых почв по всей полосе временного отвода;

- внесение минеральных и органических удобрений;

- посев семян многолетних травосмесей.

Рекультивационными работами предполагается выровнять ложе карьеры. Рекомендуются внесение органических удобрений из расчетов в первый мелиоративный год – 40 т/га.

Вносить минеральные удобрения необходимо в физиологически кислой форме при весновспашке, в первый год при полной дозе внесения и на 2–3 года в половинной дозе.

Полная доза внесения минеральных удобрений следующая: аммиачная селитра – 2,0–1,5 ц/га, суперфосфат двойной гранулированный – 2,0–2,2 ц/га, калий хлористый – 1,0–1,5 ц/га, (для пашни и пастбища, соответственно). Причем суперфосфат вносится еще и при посеве семян донника из расчета 0,5 ц/га.

13.4. Охрана труда и техника безопасности при строительстве

Земляные работы требуют строгого соблюдения правил техники безопасности. Несчастные случаи при земляных работах обычно относятся к разряду тяжелых. По законам Республики

Казахстан администрация несет уголовную ответственность за несоблюдение этих правил.

Согласно действующим требованиям в РК, весь передвижной специальный и автомобильный транспорт перед началом и во время строительных работ должен проходить контроль токсичности выхлопных газов. Желательно проводить мониторинг за нормативами выбросов в период строительно-монтажных работ 1 раз в квартал (исходя из объемов проводимых работ и расхода топлива) по действующим в РК методикам. Результаты расчетов выбросов сопоставляются с расчетными значениями.

При анализе полученных данных следует руководствоваться требованиями СНиП III–4–80 «Техника безопасности в строительстве». Исходя из указанных требований при земляных, монтажных и погрузочно-разгрузочных работах должно быть уделено особое внимание следующим правилам по технике безопасности:

- места прохода людей через траншеи должны быть оборудованы переходными мостиками, освещенными в ночное время;
- грунт, извлекаемый из котлованов и траншей, следует размещать на расстоянии не менее 0,5 м от бровки траншеи;
- запрещается нахождение посторонних лиц в зоне работы землеройных и грузоподъемных машин;
- способы строповки элементов конструкций и оборудования должны обеспечивать их подъем к месту установки в положении, близком к проектному, строповку конструкций следует проводить грузозахватными приспособлениями, обеспечивающими надежность и безопасность строповки;
- установка грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение груза при транспортировании и разгрузке;

– элементы монтируемых конструкций во время перемещения краном должны удерживаться от раскачивания гибкими оттяжками;

– расстроповку элементов конструкций следует после постоянного или временного надежного их закрепления;

– для выполнения монтажных и других строительных работ с использованием грузоподъемного крана необходимо установить порядок обмена условными сигналами между лицом, руководящим монтажом и машинистом крана.

14. ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ И СОЦИАЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА МАЛОЙ ГЭС

14.1. Расчет ежегодных эксплуатационных расходов

Для расчета эксплуатационных расходов необходимо первоначально изучить базовые параметры строящегося объекта и эксплуатационные показатели существующих аналогичных ГЭС. При этом учитываются следующие положения и рекомендации:

- фонд заработной платы следует принять исходя из штатного расписания ГЭС и установленной тарифной сетки;
- отчисления на социальный налог рассчитываются согласно существующему положению в зависимости от ФОТ;
- налог на имущество принимается в размере 1 % от стоимости основных фондов;
- земельный налог принимается согласно Налоговому Кодексу РК на расчетный год по среднему баллу бонитета;
- плата за водопользование принимается согласно перспективному тарифу за 1 кВт·ч произведенной электроэнергии;
- услуги по диспетчеризации – по перспективному тарифу на расчетный год, который устанавливает «KEGOC»;
- амортизационные отчисления можно принимать в размере 4 %.

Расчетные эксплуатационные расходы по ГЭС на год полного освоения приведены в табл. 6.1. Путем анализа и корректировки приведенных в таблице данных имеется возможность принимать правильное решение по эффективному использованию ГЭС и принятию рациональной организационной структуры эксплуатационной службы.

14.2. Сводный расчет потока денежных средств

Оценка эффективности инвестиций по каскаду ГЭС выполнена в соответствии с «Правилами разработки, согласования, утверждения и состава технико-экономических обоснований на строительство инвестиционных проектов» СПРК1.02–21–2007, «Методическими рекомендациями по оценке эффективности

инвестиционных проектов» (М.: Экономика, 2000 г.) и «Требованиями к технико-экономическому обоснованию бюджетных инвестиционных проектов» от 30.09.2004 г., №144.

Расчеты эффективности инвестиций ограничены горизонтом расчета за периоды строительства и эксплуатации, не требующих дополнительных капитальных затрат на замену оборудования.

Следует отметить, что гидроузлы относятся к капиталоемким объектам, срок службы сооружений которых намного превышает расчетный период.

Из-за капиталоемкости сроки возврата инвестиций по гидротехническим объектам имеют длительный период.

В финансовых расчетах учитывается льготное налогообложение для инвестиционных проектов, которое предоставляется согласно «Закону об инвестициях» от 08.01.03 г., № 373-ІІ по корпоративному подоходному, земельному налогам и налогу на имущество.

Льготы по перечисленным налогам на полную сумму учитываются на срок в 5 лет с начала эксплуатации ГЭС.

Таблица 14.1

Эксплуатационные расходы по каскаду ГЭС на год, млн. тг

Наименование	2019 год
Затраты на сырье и материалы	49,5
Затраты на электроэнергию	47,3
Запасные части для ремонта технологического оборудования и транспортных средств	9,0
Заработная плата	108,1
в том числе отчисления на соц. страхование	14,0
Амортизация зданий, сооружений и оборудования (6 %)	689,6
Амортизация на капитальный ремонт (0,09 % от К)	16,6
Затраты на текущий ремонт (0,05 % от К)	9,2
Налог на имущество (1%)	158,6
Налог на землю	0,7
Услуги и прочие затраты	29,7
Проценты за кредит	587
Производственные затраты	1705

Базовые тарифы в финансовых расчетах принимаются в перспективных ценах расчетного года в размере, необходимом для обоснования эффективности. При этом расчеты выполняются с учетом инфляции в размере 7%.

Доход от использования ГЭС при полном освоении равняется доходу от продажи электроэнергии в размере среднегодовой выработки.

Чистая прибыль определяется путем вычета из дохода от реализации, суммарных ежегодных издержек, прироста НДС и корпоративного подоходного налога.

Сводный расчет потока денежных средств отражает операционную, инвестиционную и финансовую деятельность проекта за расчетный период.

В приведенном примере ТОО «Казгидро» результирующий денежный поток сначала эксплуатации ГЭС и в последующие годы расчетного периода имеет положительные значения, что указывает на способность предприятия вести удовлетворительную финансово-хозяйственную деятельность (табл. 14.2).

Из таблицы следует, что итоговые потоки наличности за расчетный период имеют положительный результат, что указывает на эффективность проекта.

Таблица 14.2

Итоговые показатели потока денежных средств за расчетный период

Наименование продукции	Величина, млн. тг
Приток денежных средств, в том числе:	113 432
– доходы от реализации	96 191,8
– собственные средства	8 620,1
– кредиты	8 620,1
Отток денежных средств, в том числе:	69 870
– инвестиции в строительство	17 240,2
– оборотные средства	27,9
– ежегодные издержки	13 050,3
– проценты за кредит	6 427,0
– налоги и НДС	24 504,5
– возврат кредита	8 620,1
Поток наличности	43 562

Если выполненные расчеты не дадут положительные результаты, то показатели потока денежных средств за расчетный период будут рассмотрены заново и скорректированы по целевому показателю.

14.3. Анализ эффективности инвестиций по методу дисконтирования

Для приведения разновременных стоимостных показателей ГЭС в начальном периоде целесообразно выполнить оценку экономической эффективности с помощью дисконтированных показателей (чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы прибыли, индекса доходности, дисконтированного срока окупаемости) за срок действия проекта. Коэффициент дисконтирования обычно принимается в размере 10 %.

Дисконтированные показатели по рассматриваемому примеру представлены в табл. 14.3.

Таблица 14.3

Дисконтированные показатели каскада ГЭС

Наименование	Величина
Чистый дисконтированный доход, тыс. Тг (<i>NPV</i>)	676,7
Внутренняя норма прибыли (<i>IRR</i>),%	10,67
Индекс доходности капвложений	1,06
Дисконтированный срок окупаемости (с начала эксплуатации)	22

Как следует из таблицы, проект строительства каскада ГЭС может быть привлекательным для инвестирования.

Ликвидность означает неотрицательное сальдо баланса поступлений и платежей в течение всего срока жизни проекта.

В некоторых случаях часть средств на осуществление проекта строительства каскада ГЭС будут заемными. Поэтому в расчетах принимается финансирование за счет собственных и кредитных средств в равных долях: 50 % – собственные средства, 50 % – заемные средства.

При этом возможные условия финансирования принимаются следующими:

- срок кредита – до 15–20 лет;
- льготный период – до 4 лет;
- ставка вознаграждения – 8 % годовых.

Выплата основного долга предусматривается после окончания льготного периода, проценты выплачиваются без капитализации.

К основным финансовым рискам относится риск невыполнения Обязательств по погашению займа и вознаграждения по нему.

– Для снижения финансового риска возможна стабилизация в обслуживании долга и погашении кредитов с помощью контрактов с использованием матрицы рынка и коммерческих факторов.

– К финансовым рискам относится также риск изменения процентных ставок в случае привлечения кредитных ресурсов с переменной ставкой. В этом случае необходимо устанавливать предел процентных ставок. Чтобы уменьшить степень риска, желательно также брать кредиты с фиксированной ставкой процента.

14.4. Техничко-экономические показатели и социальная значимость

При расчете технико-экономические показатели устанавливаются на основании утвержденных нормативных документов и методических указаний.

Согласно некоторым методическим указаниям количество электроэнергии, вырабатываемой малой ГЭС, определяется по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{отп.}}^{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}^{\text{ГЭС}} \cdot x (1 - \alpha_{\text{сн}}^{\text{эп}}), \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (14.1)$$

где $\alpha_{\text{сн}}^{\text{эп}}$ – коэффициент потребления электроэнергии на собственные нужды малой ГЭС (на электрическое оборудование), принимается равным в диапазоне 0,2 – 1,0 %.

Необходимое количество электроэнергии, отпущенной из электростанций с учетом потерь в электрических сетях:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{э}} = \mathcal{E}_{\text{отп. ГЭС}} \times (1 + \Delta\mathcal{E}_{\text{пот.}}), \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (14.2)$$

где $\mathcal{E}_{\text{отп. ГЭС}}$ – электроэнергия, отпущенная ГЭС и потребленная предприятием, кВт·ч;

$\Delta\mathcal{E}_{\text{пот}}$ – коэффициент потерь в электрических сетях на транспортировку электроэнергии, 0,105.

Экономия возможной затраты топлива при использовании ТЭЦ за счет строительства малой ГЭС:

$$\Delta B^{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{э}} \times b_{\text{эз}}^{\text{сп}} \times 10^{-6}, \text{ т у.т.}, \quad (14.3)$$

где $\mathcal{E}_{\text{отп}}^{\text{э}}$ – количество электроэнергии, отпущенной с шин электростанций с учетом потерь в электросетях, кВт ч;

$b_{\text{эз}}^{\text{сп}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии принимается равным фактическому расходу топлива на замыкающей станции за год, предшествующий составлению расчета т у.т./кВт ч.

Общая стоимость строительства малой ГЭС определяется по сметам или по аналогу, принятому для расчета. В последующем проводятся уточнения в результате выполнения строительного проекта.

Срок окупаемости строительства малой ГЭС:

$$C_{\text{рок}} = K_{\text{ГЭС}} / (\Delta B^{\text{ГЭС}} \times C_{\text{топл}}), \text{ лет}, \quad (14.4)$$

где $K_{\text{ГЭС}}$ – капиталовложения в строительство малой ГЭС, тыс. тг;

$\Delta B^{\text{ГЭС}}$ – экономия топлива от строительства малой ГЭС, т у.т.;

$C_{\text{топл}}$ – стоимость 1 т у.т., (тыс. тг), уточняется на момент составления расчета.

Рациональный или оптимальный вариант ГЭС определяется путем оценки сравниваемых вариантов по капиталовложениям (К) и эксплуатационным затратам (И).

Если эти показатели при расчете будут в определенной степени меньше, чем показатели сравниваемого варианта, то предлагаемая конструкция считается абсолютно приемлемой для дальнейшего использования. Если один из показателей будет выше сравниваемого варианта, то придется рассматривать срок окупаемости дополнительно внесенных затрат.

Это положение описывается через следующий критерий оптимальности:

$$E = \frac{I_c - I}{K - K_c} \geq E_n, \quad (14.5)$$

где E_n – нормативный критерий измерения.

$$K = K_A + K_L - K_B, \text{ тг}, \quad (14.6)$$

K_A – сметная стоимость проектируемой ГЭС, тг;
 K_L – затраты на строительство электролинии, тг.

$$I = I_{\Pi} + A, \text{ тг/год}, \quad (14.7)$$

I_{Π} – эксплуатационные затраты, тг/год;
 A – амортизационные отчисления.

При этом единые затраты должны быть минимальными

$$Z_0 = I + E_n K = \min. \quad (14.8)$$

Себестоимость вырабатываемой электроэнергии:

$$S = \frac{I \cdot 100}{\mathcal{E}_n}, \text{ тг/кВт.ч}, \quad (14.9)$$

$\mathcal{E}_n$ – количество вырабатываемой электроэнергии, кВт·ч.

Прибыль от реализации электроэнергии:

$$\Pi = \mathcal{C}\mathcal{E}_{\Pi} - I, \text{ тенге/год}, \quad (14.10)$$

где $\mathcal{C}$ – тариф потребляемой электроэнергии, тг/кВт·ч.

В рассматриваемом примере ТОО «Казгидро», в результате выполненных оценочных расчетов установлено, что сумма инвестиционных издержек в строительство каскада ГЭС составляет 17 240,25 млн. тг (табл. 14.4), что означает возможность положительного социального значения для жителей не только Талдыкорганского региона, но и для всей Алматинской области.

Таблица 14.4

Основные технико-экономические показатели и результаты
финансовых расчетов

Наименование	Ед. изм.	Величина
Выработка электроэнергии	ГВтч	286,65
Тариф на электроэнергию:	тг/кВтч	5,5
Установленная мощность	МВт	49,6
Сметная стоимость строительства	тыс. тг	17 240,25
<i>Условия финансирования:</i>		
Льготный период	лет	3
Наименование	Ед. изм.	Величина
период возврата кредита	лет	15–20
% ставка		8
Продолжительность строительства	лет	9
Общая численность работающих при эксплуатации ГЭС	чел.	60
Расчетный период эксплуатации	лет	25
Показатели за расчетный период		
Доход от реализации	млн.тг	96 192
Производственные затраты	млн.тг	34 447
Прибыль	млн.тг	52 690,5
Чистая прибыль	млн.тг	37 240,4
Чистый дисконтированный доход	млн.тг	676,7
Индекс доходности		1,06
Внутренняя норма доходности	%	10,67
Простой срок окупаемости	лет	12
Дисконтированный срок окупаемости	лет	22
Дисконт	%	10

По степени **социальной значимости** строительство малой ГЭС необходимо отметить следующее (*по показаниям рассматриваемого примера*):

1. Располагая установленной мощностью 49,6 МВт и выработкой электроэнергии свыше 0,28 млрд. кВт·ч/год, каскад ГЭС повысит область покрытия нагрузок Алматинской области собственными источниками и будет способствовать поддержанию качества электроэнергии и надежности снабжения потребителей.

2. На долю топливно-энергетического комплекса Казахстана приходится 0,5 % от мировых выбросов CO₂, поэтому снижение показателей выбросов парниковых газов для Казахстана является актуальной проблемой.

Сооружение каскада ГЭС со среднесуточной выработкой электроэнергии более 286,65 млн. кВт·ч позволит предотвратить количество выбросов CO₂ на 0,3 млн. т ежегодно. Кроме того, сократится количество таких выбросов, как NO₂, SO₂ и твердых частиц, выделяемых тепловыми электростанциями. В конечном итоге это позволит улучшить качество атмосферного воздуха, а значит, снизить антропогенную нагрузку на население и улучшить экологическую обстановку.

3. Объекты инфраструктуры, создаваемые для строительства и эксплуатации ГЭС (подъездные дороги, линии электропередачи связи) улучшат транспортное и информационное обеспечение региона расположения ГЭС и инициируют их ускоренное экономическое развитие.

4. Строительство такого энергетического объекта, как каскад ГЭС, решает в определённой степени проблему занятости населения. В период строительства станции, составляющий 8 лет, потребуется около 350 чел. строительно-монтажных кадров. В период эксплуатации общее число промышленно-производственного персонала составит около 60 человек.

5. Реализация проекта даст импульс к развитию образования в части подготовки квалифицированных кадров в области энергетики, повысит интерес молодежи к освоению инженерных специальностей: гидротехников, электроэнергетиков, монтажников и строителей сложных энергетических объектов.

6. Строительство ГЭС создаст предпосылки для дальнейшего освоения водно-энергетических ресурсов рек Казахстана, коллектив строителей сможет приступить к строительству других ГЭС республики. Реализация социально-важного проекта строительства ГЭС позволит обеспечить возрастающие потребности в электроэнергии, повысить надежность и качество его электроснабжения, улучшить экологическую обстановку.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мировая гидроэнергетика: настоящее и будущее // <http://climatechange.ru>.
2. Вильковиский И. Я. Гидроэнергетика Казахстана. Современное состояние и перспективы. – Алматы: ТОО «Казгидро», 2007. – 21 с.
3. Использование водной энергии: Учебник для вузов / Под ред. Ю. С. Васильева. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 608 с.
4. Гидроэлектрические станции: Учебник для студентов вузов / Под ред. Ф. Ф. Губина и Г. И. Кириченко. – 2-е изд. – М.: Энергии, 1986. – 368 с.
5. СТО 17330282.27.140.011-2008 «Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования». – М.: ОАОРАО «ЕЭС России», 2008.
6. Временное положение о порядке разработки и утверждения проектной документации на строительство энергетических объектов // РАО «ЕЭС России». – М., 1993.
7. Методические указания по составлению технической документации энергетических производственно-технологических комплексов ГЭС и ТЭС. – М.: Госстрой России, 2006.
8. Ганеев А. М. Гидроэлектростанция в составе гидроузла: Учеб.-метод. пособ: А. М. Ганеев. – СПб: СПГУВК, 2011. – 65 с.
9. Щавелев Д. С. Гидроэнергетические установки (гидроэлектростанции, насосные станции и гидроаккумулирующие электростанции). – Л., 1981.
10. Лавров Н. П., Логинов Г. И. Проектирование гидросооружений деривационной ГЭС и подбор основного силового оборудования. – Бишкек: КРСУ, 2008. – 11 с.
11. Каратальская ГЭС–2 на реке Каратал // Общая пояснительная записка ТОО «Казгидро». – Алматы, 2007. – 84 с.
12. Касымбеков Ж. К., Асанбеков Б. А. Методическое руководство для выполнения курсовой работы по дисциплинам «Гидросиловые установки» и «Гидроэлектростанция» для специальностей 451140 «Водные ресурсы и водопользование», 210540 «Электрификация и автоматизация сельскохозяйственных производств». – Алматы, 2005. – 21с.

13. *Касымбеков Ж. К., Касымбеков Г. Ж.* Эффективный способ обеспечения малой ГЭС очищенной водой без отстойника // Журнал «Водное хозяйство Казахстана». – 2013. – № 10. – С.35–39.

14. *Александров В. П., Фильков В. А.* Технология и организация строительных и гидротехнических работ. – М.: Транспорт, 1980. – 278 с.

15. Организация эксплуатации гидротехнических сооружений ГЭС и ГАЭС // Стандарт ОАО «СО ЕЭС». – М., 2008. – 193 с.

16. Техничко-коммерческое предложение на разработку технико-экономического обоснования строительства малых ГЭС. – М., 2004.

ГЛОССАРИЙ

Бьеф – Часть водотока или водоема, примыкающая к водоприемному сооружению (верхний бьеф) или к водовыпускному сооружению (нижний бьеф).

Водовод – Гидротехническое сооружение для подвода и отвода воды в заданном направлении (трубопровод, туннель, лоток).

Водопользование – Использование водных ресурсов без изъятия воды из водного объекта.

Водоприемник – Сооружение, обеспечивающее забор воды из водохранилища или водотока для подачи ее на турбины ГЭС.

Водосброс – Гидротехническое сооружение для пропуска воды, сбрасываемой из верхнего бьефа в нижний.

Водозаборное сооружение ГЭС – Гидротехническое сооружение, предназначенное для забора из водного объекта воды необходимого количества и качества и недопущения поступления в гидроагрегаты наносов, шуги, плавающего мусора, рыбы и других объектов, переносимых водными течениями.

Водохранилище – Искусственный водоем, образованный напорными сооружениями с целью хранения воды и регулирования стока.

Гидроагрегат – Агрегат, состоящий из гидравлической турбины и электрического гидрогенератора.

Гидроузел – Комплекс гидротехнических сооружений, объединенных по расположению и целям их работы.

Гидроэлектростанция (ГЭС) – Комплекс гидротехнических сооружений и оборудования для преобразования потенциальной энергии водотока в электрическую энергию.

Гидротехническое сооружение – Сооружение для использования водных ресурсов, а также для борьбы с вредным воздействием вод.

Гидроэлектростанция малая (малая ГЭС) – ГЭС с установленной мощностью от 100 до 10 000 кВт.

Гидроэлектростанция деривационная – ГЭС, в которой напор создается за счет естественного перепада уровней, используемого посредством деривации (искусственные каналы, туннели, трубопроводы).

Гидроэлектростанция приплотинная – ГЭС, в которой здание ГЭС не входит в состав напорного фронта, с подводом воды к агрегатам по водоводам, расположенным в теле плотины или на низовой грани плотины (для бетонных плотин).

Гидроэлектростанция русловая – ГЭС, в которой здание ГЭС входит в состав напорного фронта.

Здание ГЭС и ГАЭС – Сооружение, подземная выработка или помещение в плотине, в котором устанавливается гидросиловое, электротехническое и вспомогательное оборудование ГЭС.

Каскад ГЭС – Система ГЭС, расположенных последовательно на водотоке.

Контррегулятор – Водохранилище в нижнем бьефе гидроузла, служащее для перераспределения и выравнивания во времени поступающих в него расходов воды. **Мощность ГЭС** – Суммарная мощность всех агрегатов ГЭС в данных условиях.

Напор – Давление воды, выражаемое высотой водяного столба в метрах над рассматриваемым уровнем.

Нормальный подпорный уровень (НПУ) – Наивысший подпорный уровень, который может поддерживаться в нормальных условиях эксплуатации.

Расчетный расход воды – Расход воды заданной вероятности превышения, принимаемый в качестве исходного значения, для определения размеров проектируемого сооружения.

Регулирование стока реки – Перераспределение во времени объема стока в соответствии с требованиями различных отраслей хозяйства.

Рыбозащитное сооружение – Сооружение, предназначенное для предупреждения попадания, травмирования и гибели личинок и молоди рыб на водозаборах.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Основные геометрические и гидравлические параметры
поворотно-лопастных гидротурбин

Параметр	Тип гидротурбин								
	ПЛ10	ПЛ15	ПЛ20	ПЛ30	ПЛ40	ПЛ50	ПЛ60	ПЛ70	ПЛ80
Число лопастей рабочих колес z_1	3–4	3–4	4	4–6	5–6	7–8	7–8	8	8
Относительный размер корпуса рабочего колеса $\bar{d}_{\text{ет}}$	0,35	0,35	0,37	0,4	0,44	0,47	0,51	0,56	0,6
Относительная высота направляющего аппарата $\bar{b}_0$ не менее	0,43	0,42	0,4	0,375	0,375	0,375	0,35	0,35	0,35
Оптимальная приведенная частота вращения n'_{10nm} , об/мин	165–185	150–165	138–150	125–135	115–126	110–120	105–116	102–110	100–105
Приведенный расход, л/с: оптимальный Q'_{10nm} , максимальный по кавитационным условиям $Q'_{1\text{макс}}$	1250–1450	1150–1350	1050–1250	1000–1200	1000–1200	950–1150	900–1050	850–1000	800–950
	2300–2500	2100–2350	1800–2250	1450–2000	1250–1700	1150–1500	1050–1300	950–1200	900–1100
Коэффициент быстроходности гидротурбины n_s , об/мин	870–1010	750–880	640–780	520–600	450–570	410–510	370–460	340–420	320–380
Коэффициент кавитации σ при $Q'_{1\text{макс}}$	1,5–1,9	1,1–1,6	0,78–1,35	0,54–1	0,42–0,78	0,35–0,6	0,31–0,48	0,27–0,4	0,25–0,36

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Основные геометрические и гидравлические параметры
радиально-осевых гидротурбин

Параметр	Тип гидротурбин									
	PO45	PO75	PO115	PO140	PO170	PO230	PO310	PO400	PO500	PO600
Относительный диаметр $\bar{D}_2$	1,13	1,1	1,03	1,0	0,94	0,86	0,78	0,71	0,67	0,62
Относительная высота направляющего аппарата $\bar{b}_0$, не менее	0,35	0,3	0,25	0,25	0,2	0,16	0,12	0,1	0,08	0,06
Оптимальная приведенная частота вращения n'_{1onm} , об/мин	80–90	75–83	68–77	66–74	64–72	62–68	60–65	60–65	58–65	56–65
Приведенный расход, л/с: оптимальный Q'_{1onm}	1150–1300	1000–1150	850–1000	750–900	550–700	400–550	300–400	200–300	180–250	150–200
Коэффициент быстроходности гидротурбины n_s , об/мин	320–390	280–340	230–290	210–260	180–230	150–190	120–160	110–140	100–120	90–120
Коэффициент кавитации σ при Q'_{1max}	0,15–0,24	0,13–0,21	0,1–0,17	0,09–0,15	0,07–0,13	0,05–0,09	0,04–0,07	0,04–0,065	0,04–0,065	0,04–0,065

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Осевые поворотно-лопастные гидротурбины в вертикальном исполнении

Напор максимальный, м	10	15	20	30	40	50
Коэффициент быстроходности, мин^{-1} , $n_{\text{онт}}$	773,640	669,561	585,493,4	517,436	482,384	457,373
Расход приведенный, $\text{м}^3/\text{с}$						
$Q'_{\text{макс}}$	2,3,5,5	2,1,2,35	1,8,2,25	1,45,2,0	1,25,1,7	1,15,1,5
$Q'_{\text{онт}}$	1,25,1,45	1,15,1,35	1,05,1,25	1,0,1,2	1,0,1,2	0,95,1,15
Коэффициент полезного действия модели, %, $\eta_{\text{макс}}$	90,5	91,4	91,4	91,7	91,6	90,8
Частота вращения приведенная, мин^{-1}	165,185	150,165	138,150	125,135	115,126	110,120

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Диагональные поворотно-лопастные гидротурбины

Напор максимальный, м	50	60	70	90	115	140	170
1	2	3	4	5	6	7	8
Коэффициент быстроходности, мин^{-1} , $n_{s\text{онт}}$	430,380	420,370	410,353	370,410	300,280	280,260	240,219
Расход приведенный, $\text{м}^3/\text{с}$:							
$Q'_{I\text{ макс}}$ (по H_s)	1,25,1,5	1,2,1,4	1,1,1,3	1,0,1,2	0,85,1,05	0,75,0,95	0,7,0,8
$Q'_{I\text{ олт}}$	0,9,1,15	0,9,1,1	0,85,1,05	0,8,1,0	0,76,0,9	0,72,0,85	0,55,0,65
Коэффициент полезного действия модели, %, $\eta_{\text{макс}}$	91,3	89,8	91,3	92,2	92,1	92,5	91,5
Частота вращения приведенная, мин^{-1} , $n'_{I\text{ олт}}$	105,115	100,115	100,110	85,83	95,91	82,87	77,85

СОДЕРЖАНИЕ

	Предисловие.....	3
1.	Общие сведения по гидроэнергетике и основные схемы компоновки ГЭС.....	5
1.1.	Состояние и перспективы развития гидроэнергетики в мире.....	5
1.2.	Основные принципы использования энергии водных ресурсов рек и схемы их реализации.....	12
1.3.	Особенности проектирования и строительства малых ГЭС.....	16
2.	Порядок разработки и состав проектной документации.....	20
2.1.	Порядок разработки и утверждения проектной документации.....	20
2.2.	Состав проектной документации малой ГЭС.....	26
3.	Технико- экономическое обоснование строительства...	34
3.1.	Финансовый анализ проекта.....	34
3.2.	Обоснование площадки и выбор створа реки.....	38
3.3.	Проведение инженерных изысканий на территории строительства.....	42
4.	Гидроэнергетические и водохозяйственные параметры проектируемой ГЭС.....	49
4.1.	Гидроэнергетический потенциал речного стока.....	49
4.2.	Технологические параметры малой ГЭС.....	51
4.3.	Водохозяйственный расчет ГЭС плотинно-деривационного исполнения.....	54
5.	Разработка технологической схемы малой гэс, рассмотрение основных сооружений.....	65
5.1.	Составление планов строительства малой ГЭС.....	65
5.2.	Разновидности компоновки и основные узлы малой ГЭС.....	67
6.	Конструктивные решения и расчет водозаборного узла.....	74
6.1.	Водоприемники деривационных ГЭС.....	74
6.2.	Описание и расчет водозаборного узла.....	78
6.3.	Отстойник для деривационных ГЭС, расчет.....	82
7.	Безнапорная и напорная деривация малой ГЭС.....	86
7.1.	Разновидности и особенности деривационных сооружений.....	86
7.2.	Выбор трассы деривационного трубопровода.....	89
7.3.	Гидравлический расчет деривационного канала.....	90

7.4.	Гидравлический расчёт отводящего канала деривационного типа	92
8.	Сооружения станционного узла , расчеты.....	96
8.1.	Состав станционного узла.....	96
8.2.	Расчет и проектирование напорного бассейна.....	97
8.3.	Здание малой ГЭС. Выбор типа и проектирование.....	99
8.4.	Система технического водоснабжения и канализации..	103
9.	Технологическая часть ГЭС, основное и вспомогательное оборудование	107
9.1.	Состав оборудования и классификация.....	107
9.2.	Расчет необходимых параметров и подбор гидротурбин.....	110
9.3.	Рабочие характеристики выбранных турбин.....	115
9.4.	Определение допустимой высоты отсасывания после турбины.....	116
9.5.	Подбор генератора и рабочая характеристика агрегата и ГЭС.....	118
9.6.	Подбор автоматического регулятора скорости.....	119
10.	Организация и технология строительства.....	121
10.1.	Общие положения по строительству.....	121
10.2.	Этапы строительства и пуска ГЭС.....	122
10.3.	Строительство деривационного канала	124
10.4.	Технологии возведения здания ГЭС.....	126
11.	Расчет строительно-монтажных работ при возведении ГЭС.....	131
11.1.	Состав участковых хозяйств, объемы земляных и строительно-монтажных работ.....	131
11.2.	Проведение земляных и бетонно-монтажных работ.....	134
11.3.	Грузооборот строительства.....	136
11.4.	Сроки и очередность возведения основных сооружений.....	139
11.5.	Потребности в строительных кадрах, строительных машинах и материалах.....	140
12.	Основные положения и требования к эксплуатации малой гидроэлектростанций.....	143
12.1.	Организация работ и документы по эксплуатации.....	143
12.2.	Наблюдения за параметрами режима эксплуатации оборудования.....	145
12.3.	Обязанности эксплуатирующих организаций.....	148
12.4.	Организационная структура эксплуатационной службы	149

13.	Воздействие строительства ГЭС на окружающую среду и безопасность жизнедеятельности.....	152
13.1.	Воздействие строительства на водные ресурсы.....	152
13.2.	Воздействие строительства на атмосферу.....	153
13.3.	Природоохранные мероприятия.....	154
13.4.	Охрана труда и техника безопасности при строительстве.....	157
14.	Показатели экономической и социальной эффективности строительства малой ГЭС.....	159
14.1.	Расчет ежегодных эксплуатационных расходов.....	159
14.2.	Сводный расчет потока денежных средств.....	159
14.3.	Анализ эффективности инвестиций по методу дисконтирования.....	162
14.4.	Технико-экономические показатели и социальная значимость.....	163
	Библиографический список.....	169
	Глоссарий.....	171
	Приложение А.....	173
	Приложение Б.....	174
	Приложение В.....	175
	Приложение Г.....	176

Учебное издание

Касымбеков Жузбай Кожабаевич

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Учебное пособие

Нач. ОППНП РУ ДСО

Редактор

Компьютерная верстка

З. А. Губайдулина

З. А. Губайдулина

А. А. Кадирсизова

Подписано в печать 25.05.2017 г.

Тираж 300 экз. Формат 60х84х 1/16. Бумага типогр. № 1.

Уч.-изд.л. 11.3. Усл. п.л. 10.5. Заказ № 802. Цена договорная.

Издание Казахского национального исследовательского
технического университета имени К. И. Сатпаева

Департамент по связям с общественностью КазНITU

Издательское управление

г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

ISBN 978-601-323-066-5

