

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
1. Основные параметры гидроэнергетических установок	6
1.1. Энергия и мощность потока воды	6
1.2. Схемы создания напора при строительстве гидроузлов энергетического назначения	7
1.3. Основные параметры	9
2. Состав сооружений гидроэнергетических объектов. Здания станций	12
2.1. Состав сооружений и их назначение	12
2.2. Типы зданий ГЭС и ГАЭС	13
2.3. Гидроэлектростанции с русловыми зданиями	14
2.4. Гидроэлектростанции с приплотинными зданиями	16
2.5. Здания деривационных гидроэлектростанций	18
2.6. Особенности сооружений гидроаккумулирующих электростанций	18
3. Гидроагрегаты и здания ГЭС и ГАЭС	20
3.1. Гидроагрегаты и конструкция зданий гидроэнергетических объектов	20
3.2. Гидроагрегаты и здания ГЭС	22
3.3. Гидроагрегаты и здания ГАЭС	23
4. Гидротурбины	25
4.1. Конструктивные схемы основных типов турбин	25
4.2. Подводящие и отводящие элементы турбин	31
4.3. Кавитация и допустимая высота отсасывания	36
4.4. Характеристики гидротурбин	39
4.5. Подбор турбин при проектировании ГЭС	44
5. Гидромашины для гаэс	52
5.1. Гидромашины, применяемые в трёхмашинных схемах	52
5.2. Двухмашинные схемы. Обратимые гидромашины	54
5.3. Подбор обратимых гидромашин для ГАЭС	57
6. Генераторы ГЭС и двигатели-генераторы ГАЭС	59
6.1. Параметры генераторов для ГЭС	59
6.2. Конструкции генераторов	59
6.3. Определение основных размеров гидрогенераторов ГЭС	64
6.4. Двигатели-генераторы для ГАЭС	65
7. Трансформаторы	67
7.1. Назначение и основные параметры трансформаторов	67
7.2. Подбор и определение размеров трансформаторов при проектировании зданий ГЭС и ГАЭС	71
Библиографический список	73

ВВЕДЕНИЕ

Изучение курса «Основное гидроэнергетическое оборудование зданий ГЭС и ГАЭС» в рамках специализации «Строительство гидротехнических сооружений повышенной ответственности» является важной составной частью подготовки специалиста-гидротехника, которому в практической деятельности, при проектировании и строительстве, а также при эксплуатации гидроэлектростанций (ГЭС), гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и других гидротехнических и гидроэнергетических объектов необходимо решать вопросы, связанные с подбором, установкой, использованием и ремонтом основного энергетического оборудования.

В учебном пособии даётся описание основных сооружений гидроэнергетических объектов, их машинных зданий, устройства и конструкции гидравлических турбин и гидрогенераторов. Турбина и генератор представляют собой гидроагрегат, относящийся к основному энергетическому оборудованию таких сооружений. Приводятся краткие сведения по теории работы гидротурбин в объёме, необходимом лишь для понимания их рабочего процесса. Основное внимание в пособии уделяется подбору основного гидроэнергетического оборудования на заданные условия. Дело в том, что состав сооружений и компоновочные решения гидроэлектростанций чрезвычайно разнообразны. Нет ни одной ГЭС (ГАЭС), конструкция и условия работы которой были бы похожи на другую станцию, что связано с разнообразными природными условиями возведения гидроэнергетических объектов. Широкий спектр факторов, который необходимо учитывать, значительно усложняет процесс проектирования ГЭС. Их параметры, компоновка, типы сооружений и оборудования теснейшим образом связаны с топографическими, геологическими, гидрологическими и другими условиями местности и климатом, вследствие чего гидроэнергетический объект представляет собой уникальное и чрезвычайно ответственное сооружение как по надёжности, так и по воздействию на окружающую среду.

Указанное накладывает отпечаток на подбор основного оборудования и его компоновку, требующего учёта многочисленных факторов. Поэтому конструкция сооружения (здания ГЭС или ГАЭС), в котором устанавливаются гидроагрегаты, полностью подчинена общей идее создания соответствующих условий для нормальной эксплуатации и ремонта основного энергетического оборудования.

В учебном пособии рассмотрены типы, энергетические характеристики, основные механические и геометрические параметры турбин и генераторов гидроэнергетических установок. Даются рекомендации о предпочтительном использовании тех или иных положений расчётов. С помощью пособия студент должен научиться использовать полученные знания при решении конкретных задач проектирования гидроэнергетических сооружений, определения параметров зданий ГЭС и ГАЭС, состава сооружений и основного энергетического оборудования.

Проектирование геометрии проточных частей гидротурбин и обратимых гидромашин, расчёты их элементов на прочность, технология изготовления, т.е. вопросы, составляющие предмет изучения специалистов-механиков, в пособии не рассматриваются.

В пособии содержится значительное число чертежей и графиков, в него включены наиболее важные количественные данные, а также отдельные числовые примеры, позволяющие студенту лучше воспринимать материал. Настоящее издание может быть использовано инженерно-техническим персоналом при проведении научно-исследовательских работ и проектировании гидроэнергетических установок, а также аспирантами, занимающимися проблемами гидротехники и гидроэнергетики.

1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

1.1. Энергия и мощность потока воды

Любой поток воды обладает энергией. Энергия потока жидкости применительно к любому выбранному его поперечному сечению, отнесённая к массе протекающей воды, соответствующей силе веса в 1 Ньютон (Н), называется удельной энергией. Эта энергия может быть записана соотношением

$$\varepsilon = \frac{p}{\rho g} + z + \frac{\alpha V^2}{2g}, \quad (1.1)$$

в котором каждый член выражается в Дж/Н, или в метрах (м), т.е. в единицах напора [20, 21]. Соотношение (1.1) состоит из трёх членов: $p/\rho g$ — энергия давления; z — потенциальная энергия (энергия положения); $\alpha V^2/2g$ — кинетическая энергия (энергия движения).

В естественных природных условиях энергия воды в руслах рек теряется на преодоление гидравлического сопротивления и встречающихся по течению препятствий в виде поворотов, перепадов высот и др. Энергию потока воды можно определить на основании уравнения Бернулли, применённого к выбранному участку водотока [20, 21]:

$$\varepsilon_{\text{уч}} = \rho g W \left(z_1 - z_2 + \frac{p_1}{\rho g} - \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} \right), \quad (1.2)$$

где W — объём протекающей по участку воды, м^3 ; g — ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; ρ — плотность пресной воды, равная 1000 кг/м^3 ; z_1 и z_2 — высоты над произвольно выбранной плоскостью сравнения (например, над уровнем моря) м; p_1 и p_2 — давление воды соответственно в начальной и конечной точках выбранного участка, Па; V_1 и V_2 — средняя скорость воды в поперечном сечении потока на границах выбранного участка, м/с; α_1 и α_2 — коэффициенты Кориолиса, поправки к кинетической энергии воды за счёт неравномерного распределения скоростей в поперечном сечении потока.

Компоненты выражения (1.2) — z_1 и z_2 , $\frac{p_1}{\rho g}$ и $\frac{p_2}{\rho g}$, $\frac{\alpha_1 V_1^2}{2g}$ и $\frac{\alpha_2 V_2^2}{2g}$ — на границах выбранного участка выражаются в метрах водяного столба (м вод. ст., или просто в метрах).

Комплекс, заключённый в выражении (1.2) в скобки, представляет собой напор участка реки (водотока)

$$H_{\text{уч}} = \left(z_1 - z_2 + \frac{p_1}{\rho g} - \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} \right).$$

Особенностью такой записи является то обстоятельство, что составляющие компоненты, заключённые в скобки выражения (1.2), отражают удельную энергию масс воды, проходящей через ограничивающие выбранный участок поперечные сечения водотока.

Зная энергию и исходя из известных физических закономерностей [20, 21], легко определить мощность потока воды. Если выражение (1.2) отнести к единице времени, получим среднюю за время t мощность участка водотока в ваттах (Вт):

$$N_{\text{уч}} = \frac{\varepsilon_{\text{уч}}}{t} = \rho g Q \left(z_1 - z_2 + \frac{p_1}{\rho g} - \frac{p_2}{\rho g} + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} \right). \quad (1.3)$$

В реальных условиях разность кинетических энергий $(\alpha_1 V_1^2 - \alpha_2 V_2^2) / 2g$ — очень малая величина по сравнению с величиной перепада уровней $z_1 - z_2$, и ею можно в расчётах пренебречь. Учитывая, что $p_1 = p_2$, поскольку естественные потоки безнапорные, выражения (1.2) и (1.3) можно записать:

$$\varepsilon_{\text{уч}} = \rho g W H_{\text{уч}}, \quad (1.4)$$

$$N_{\text{уч}} = \rho g Q H_{\text{уч}}, \quad (1.5)$$

где $H_{\text{уч}} = z_1 - z_2$ — перепад уровней или разность уровней свободной поверхности водотока на длине рассматриваемого участка, м.

Подставляя в (1.5) численные значения для плотности пресной воды $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ и ускорения свободного падения $g = 9,81 \text{ м/с}^2$, получим выражение, очень удобное для практического использования. Мощность в этом случае будет выражаться в киловаттах (кВт):

$$N_{\text{уч}} = 9,81 H_{\text{уч}} Q, \quad (1.6)$$

где Q — расход воды, проходящий через рассматриваемый участок реки (водотока).

1.2. Схемы создания напора при строительстве гидроузлов энергетического назначения

В естественных условиях, при наличии природного водопада решение этой задачи упрощается. Надо помнить, что подобные естественные условия встречаются весьма редко. В большинстве случаев значительные перепады уровней воды в реках происходят на большой длине, что не даёт возможности их использовать для целей энергетики. Необходимо создать перепад уровней на сравнительно коротком отрезке водотока, что можно сделать только искусственным путём. Для этого существует ряд способов. Основными являются плотинный и деривационный способы искусственного создания напора. На практике встречаются случаи, когда применяется комбинированный способ, представляющий собой сочетание плотинного и деривационного.

Плотинная схема. Здесь создание напора предусматривается путём сооружения плотины, которая обеспечивает подпор уровня воды в реке и образование водохранилища (рис. 1.1). Водохранилище может накапливать большой объём воды, который играет важную роль в процессе регулирования работы гидроузла энергетического назначения, создавая необходимые для работы запасы воды. Это позволяет наиболее полно использовать потенциальную энергию водотока. Плотинная схема применяется на различной местности — равнинной или горной. Гидроэлектростанции, построенные на некоторых из них по плотинной схеме, имеют большую мощность, которая согласно выражению (1.5) складывается из расхода воды и соответствующего напора. На рис. 1.1 показана кривая подпора, отражающая уровни воды в водохранилище по его длине. Кривая подпора формирует величину $h_{\text{под}}$ в метрах. Она возникает в результате оттока воды из водохранилища в нижний бьеф и зависит от длины водохранилища и величины расхода. Величина $h_{\text{под}}$ рассчитывается по формулам гидравлики в зависимости от режима работы водохранилища [20, 21].

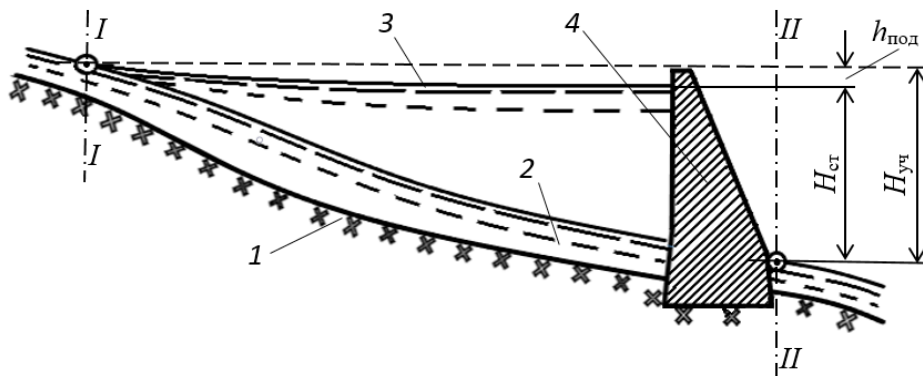


Рис. 1.1. Схема создания напора с помощью плотины. Начало участка реки — сечение I-I, конец участка реки — сечение II-II: 1 — естественный водоток (река); 2 — естественный водоток (река); 3 — кривая уровня подпора; 4 — плотина гидроэнергетического объекта

Рис. 1.2 иллюстрирует применение *деривационной схемы создания напора*, которая позволяет получить сосредоточенный перепад $H_{\text{уч}}$ путём создания специального водовода, транспортирующего водные массы из точки забора к гидротурбинам ГЭС, установленным на более низких отметках местности. Вода к турбинам станции может подаваться с помощью безнапорной деривации (например, канала), см. схему на рис. 1.2, либо по напорной деривации (по тоннелю, трубопроводу), см. схему на рис. 1.3. На практике широко используются обе схемы. Деривационная схема создания напора применяется в местности с большими перепадами высот (предгорные и горные районы), где уклоны рек значительно превосходят равнинные.

В практике гидроэнергетического строительства могут использоваться комбинированные схемы создания напора — *плотинно-деривационные*. В этом случае часть напора создаёт плотина, возводимая на водотоке, а другая часть создаётся деривацией.

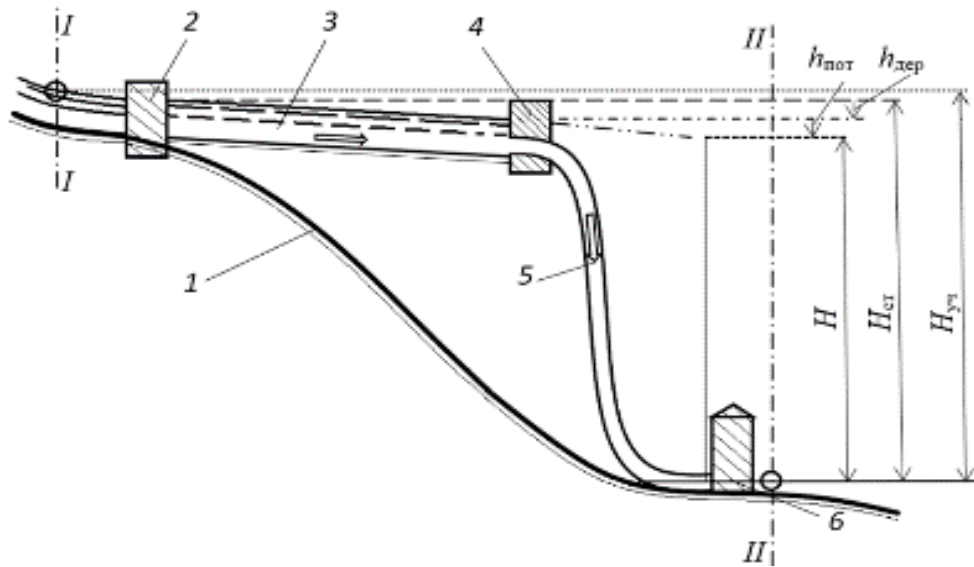


Рис. 1.2. Деривационная схема создания напора с безнапорной деривацией (каналом): 1 — естественный водоток (река); 2 — водоприёмник канала; 3 — канал; 4 — водоприёмник энергетического водовода; 5 — энергетический (турбинный) водовод; 6 — здание ГЭС

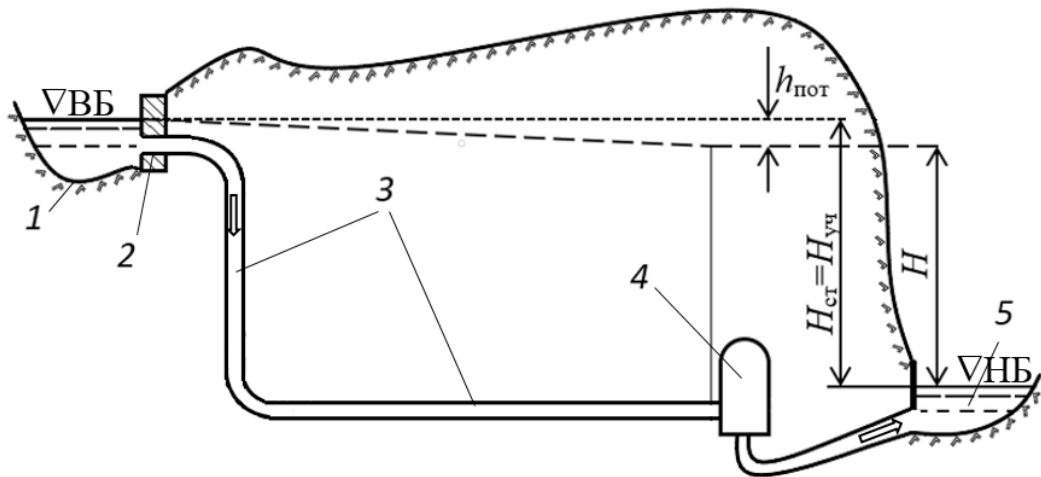


Рис. 1.3. Деривационная схема создания напора с напорной деривацией (тоннель, трубопровод): 1 — естественный водоток (река со стороны верхнего бьефа); 2 — водоприёмник туннеля; 3 — напорный деривационный туннель; 4 — подземное здание ГЭС; 5 — река со стороны нижнего бьефа

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) относятся к особому типу гидроэнергетических объектов. Гидравлическое аккумулирование в настоящее время является наиболее эффективным способом перераспределения энергии больших значений (мегаваттного уровня). Основным назначением ГАЭС является повышение надёжности, манёвренности и экономичности работы энергосистем. Это достигается путём коррекции прохождения ночного провала суточного графика нагрузки и его пиковой части. Режим работы ГАЭС следующий: часть ночного времени станция работает в насосном режиме, перекачивая воду из нижнего бассейна в верхний и тем самым запасая потенциальную энергию (режим заряда), а в дневное время она работает в турбинном режиме, поставляя выработанную электроэнергию в сеть. При этом вода из верхнего бассейна перетекает в нижний. Таким образом, для работы ГАЭС также нужен перепад уровней воды, показанный на схеме (рис. 1.4).

Существует несколько принципиальных схем, использующих гидравлическое аккумулирование. Это может быть схема простого аккумулирования или смешанного типа, по схеме ГЭС-ГАЭС. Последняя схема предполагает работу части агрегатов обычной ГЭС в насосном режиме, т.е. в режиме заряда. Схема простого аккумулирования может быть реализована в виде наземного комплекса сооружений (рис. 1.4, а) или с подземным расположением станционного узла и нижнего бассейна (рис. 1.4, б).

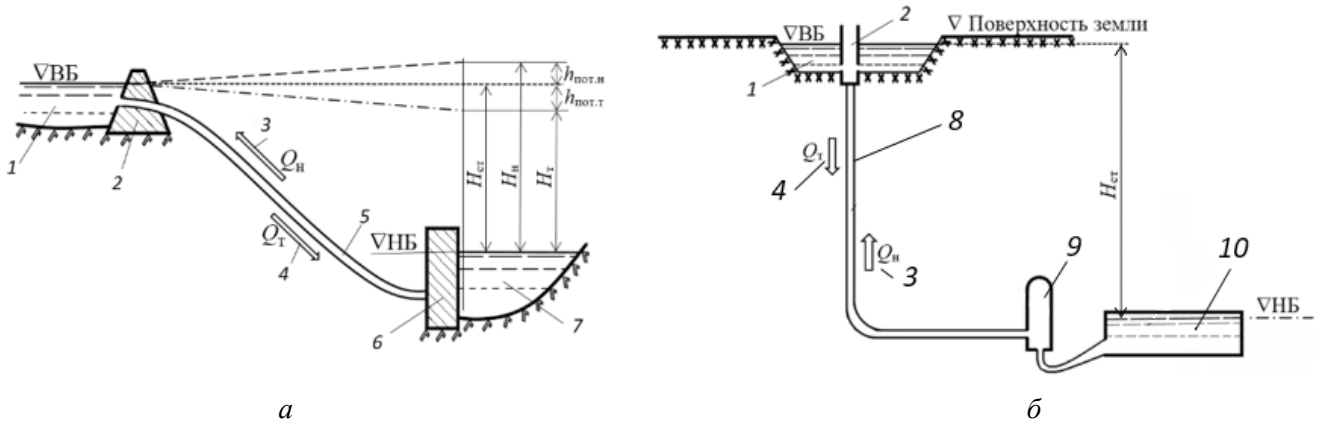


Рис. 1.4. Схемы создания напора на ГАЭС: *а* — наземный вариант расположения сооружений ГАЭС; *б* — подземный вариант расположения здания станции и нижнего бассейна; 1 — верхний бассейн; 2 — водоприёмник верхнего бассейна; 3 — движение воды в насосном режиме с расходом Q_n (режим заряда); 4 — движение воды в турбинном режиме с расходом Q_r (режим разряда); 5 — водовод; 6 — наземное здание ГАЭС; 7 — нижний бассейн; 8 — туннель; 9 — подземное здание ГАЭС; 10 — подземный нижний бассейн

1.3. Основные параметры

Напор является одной из основных характеристик гидроузла, определяется разностью отметок верхнего и нижнего бьефов, называется статическим напором $H_{ст}$ и определяется, как уже было отмечено ранее, в метрах (см. рис. 1.1):

$$H_{ст} = \nabla ВБ - \nabla НБ, \quad (1.7)$$

где $\nabla ВБ$ — отметка воды в верхнем бьефе; $\nabla НБ$ — отметка воды в нижнем бьефе.

Напор, определяемый как разность удельных энергий в сечении *I-I* (см. рис. 1.1) до входа в энергетические водоводы и в сечении *II-II*, расположенном за отсасывающими трубами гидротурбин, называется напором **брутто** — $H_{брутто}$, м:

$$H_{брутто} = H_{ст} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g}. \quad (1.8)$$

В (1.8) v_1 и v_2 — скорость воды перед подпорным сооружением (в верхнем бьефе) и после него (в нижнем бьефе).

Напор, определяемый как разность напора брутто и гидравлических потерь в подводящем и отводящем водоводах $h_{пот}$, называется напором **нетто** — $H_{нетто}$, м. Его ещё называют действующим напором:

$$H_{нетто} = H_{ст} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} - h_{пот}. \quad (1.9)$$

Для практических (оценочных) расчётов разностью кинетических энергий в (1.9) можно пренебречь. Тогда напор H , выраженный в метрах водяного столба, используемый турбинами ГЭС, принимается равным

$$H = H_{ст} - h_{пот}. \quad (1.10)$$

При установке на гидроэлектростанции активных гидротурбин (турбин Пельтона) с выпуском воды из подводящего водовода в атмосферу имеется ещё дополнительная потеря напора струи $h_{стр}$ (рис. 1.5, *в*). Напор $H_{акт}$ в этом случае определяется следующим образом:

$$H_{акт} = H_{ст} - h_{стр} - h_{пот}. \quad (1.11)$$

Напор H по (1.8–1.11) показывает, насколько уменьшается удельная энергия воды, выраженная в Дж/Н, при прохождении через турбину. В геометрической интерпретации напоры по выражениям (1.7) и (1.8) показаны на рис. 1.5, *a*, по выражению (1.10) — на рис. 1.3.

Гидроаккумулирующая электростанция работает в двух режимах: турбинном и насосном. Напор в турбинном режиме $H_T^{ГАЭС}$ может быть определён так же, как и на ГЭС, по (1.10). Можно записать, принимая гидравлические потери в турбинном режиме $h_{пот.т.}$

$$H_T^{ГАЭС} = H_{ст} - h_{пот.т.} \tag{1.12}$$

Напор на ГАЭС в насосном режиме $H_H^{ГАЭС}$ определяется как

$$H_H^{ГАЭС} = H_{ст} + h_{пот.н.} \tag{1.13}$$

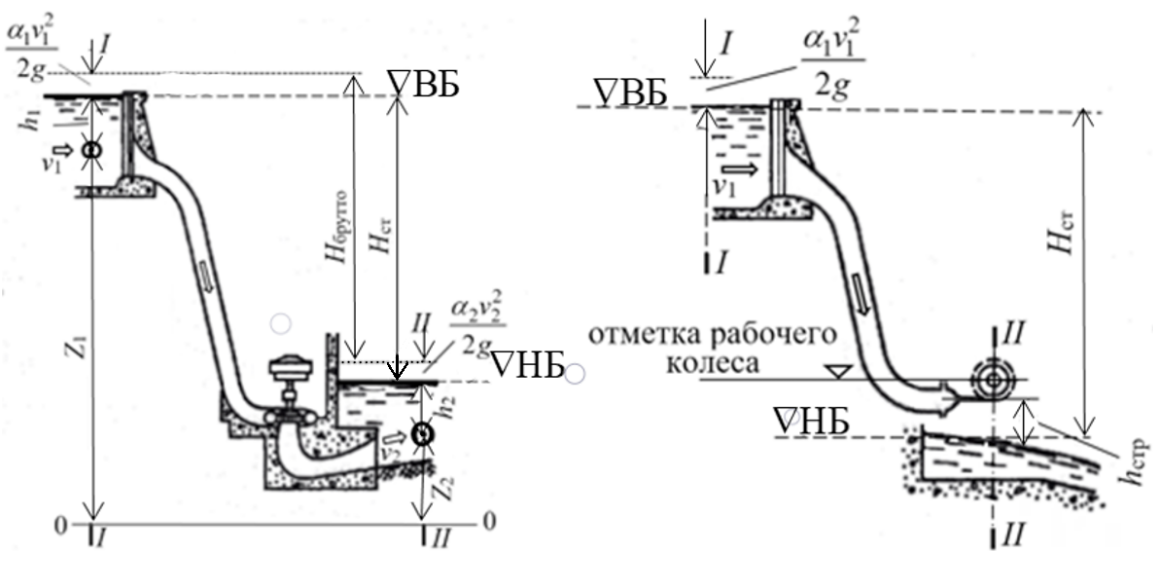


Рис. 1.5 Определение напоров гидроэлектрических станций: *a* — ГЭС с реактивными турбинами; *б* — ГЭС с активной турбиной Пельтона; 0-0 — плоскость сравнения; *I-I* — вертикальная плоскость, образующая сечение проточной части непосредственно перед входом воды в энергетический водовод; *II-II* — вертикальная плоскость, образующая сечение проточной части на выходе водного потока из отсасывающей трубы гидротурбины; z_1 — расстояние от плоскости сравнения до средней линии тока на входе в проточную часть энергетического водовода; z_2 — расстояние от плоскости сравнения до средней линии тока на выходе из проточной части гидротурбины; VBB и VNB — уровни воды соответственно в верхнем и нижнем бьефах

В (1.12) и (1.13) $h_{пот.н.}$, $h_{пот.т.}$ — гидравлические потери соответственно по длине и местные, определяемые по всей длине энергетического проточного тракта, который включает проточный тракт со стороны нижнего бьефа, напорный трубопровод и приточный тракт гидромашины. Величина потерь в турбинном и насосном режимах неодинакова. Это связано с некоторым отличием величины местных потерь при изменении направления течения, а также разными расходами (а значит, и скоростями течения) воды в обоих режимах. Надо отметить, что напор в насосном режиме (1.13) больше напора в турбинном режиме, определяемым по (1.12), поэтому и мощность агрегатов ГАЭС в насосном режиме должна быть выше, чем в турбинном. На рис. 1.5 показаны действующие напоры на ГАЭС при работе её в турбинном и насосном режимах.

Вырабатываемая на ГЭС энергия и получаемая мощность могут быть вычислены из (1.4–1.5) путём замены напора $H_{вч}$ на напор турбины по (1.10–1.11). Выработку энергии и мощность на ГЭС измеряют на электрических выводах гидрогенераторов станции. Не вся мощность потока передаётся валу гидротурбины и затем используется гидрогенератором. Имеются потери энергии и в самом гидроагрегате, что учитывает коэффициент полезного действия (КПД) энергетического оборудования $\eta_{эн.об.}$:

$$\mathcal{E}_{гэс} = \rho g H W \eta_{эн.об.} \tag{1.14}$$

КПД гидроэнергетического оборудования $\eta_{\text{эн.об.}}$ складывается из КПД гидротурбин $\eta_{\text{т}}$ и генераторов $\eta_{\text{г}}$:

$$\eta_{\text{эн.об.}} = \eta_{\text{т}} \eta_{\text{г}}. \quad (1.15)$$

На практике используют различные типы гидротурбин, энергетические характеристики которых отличаются друг от друга. В первом приближении на этапе эскизных проработок можно принимать КПД гидротурбин $\eta_{\text{т}} = 0,90 \dots 0,94$. КПД гидрогенераторов, как правило, лежит в диапазоне $\eta_{\text{г}} = 0,97 \dots 0,98$.

Поступая аналогичным образом, из (1.5) можно определить мощность ГЭС:

$$N_{\text{гэс}} = \rho g H Q \eta_{\text{эн.об.}}. \quad (1.16)$$

В практических расчётах удобны следующие выражения для определения вырабатываемой энергии и создаваемой мощности. Если принять $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 3600 \text{ кДж}$, то получим:

$$\Theta_{\text{гэс}} = \frac{9,81 \cdot W \cdot H \cdot \eta_{\text{эн.об.}}}{3600} = \frac{W \cdot H \cdot \eta_{\text{эн.об.}}}{367,2}, \quad (1.17)$$

$$N_{\text{гэс}} = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot \eta_{\text{эн.об.}}. \quad (1.18)$$

Энергия $\Theta_{\text{гэс}}$ и мощность $N_{\text{гэс}}$ здесь выражены соответственно в кВт·ч и кВт. Формулы (1.17–1.18) очень широко используются при проектных проработках компоновочной схемы ГЭС или ГАЭС и при подборе турбин на заданные условия.

Важным понятием является выражение — установленная мощность основного энергетического оборудования. Установленная на ГЭС мощность основного гидроэнергетического оборудования $N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}$ определяется как сумма номинальных (паспортных) мощностей установленных на станции гидрогенераторов. На практике она соответствует максимальной мощности, которую может развивать ГЭС. На ГАЭС два режима работы. Поэтому пользуются отдельно значениями максимальных мощностей в турбинном (генераторном) и насосном (двигательном) режимах.

2. СОСТАВ СООРУЖЕНИЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ. ЗДАНИЯ СТАНЦИЙ

2.1. Состав сооружений и их назначение

Гидроузел состоит, как правило, из комплекса гидротехнических сооружений различного назначения. Гидроузел энергетического назначения включает в себя в обязательном порядке гидроэлектростанцию, где происходит выработка электрической энергии. В состав основных сооружений, кроме ГЭС, могут входить сооружения, предназначенные для обеспечения судоходства. Созданное гидроузлом водохранилище позволяет комплексно использовать водные ресурсы. Сооружение насосных систем и каналов, берущих воду из водохранилища, даёт основание для развития мелиорационного земледелия. Специальные сооружения на некоторых гидроузлах обеспечивают условия для рыбоводства или пропуска рыбы в соответствии с её сезонной миграцией. Защита от наводнений является важной функциональной составляющей гидроузлов, в частности, расположенных на востоке Российской Федерации.

Гидроузлы, создающие условия для решения ряда перечисленных задач, называются гидроузлами комплексного назначения.

По функциональному признаку основные сооружения гидроузлов делятся на:

- сооружения энергетического назначения (гидроэлектростанции), предназначенные для выработки электрической энергии и распределения её в соответствии с сетевыми линиями высоковольтных электропередач. К таким сооружениям относятся водоприёмные устройства, энергетические (или их ещё называют турбинные) водоводы, здания гидроэлектростанций с установленным в них энергетическим оборудованием (гидротурбины, гидрогенераторы, трансформаторы, обеспечивающие и вспомогательные системы и устройства). В зданиях станции монтируется необходимое механическое и подъёмно-транспортное оборудование для обслуживания гидроагрегата и систем. К сооружениям энергетического назначения относятся распределительные устройства открытого или закрытого типов, состоящие из электрических коммутационных аппаратов, служащих для распределения электроэнергии между потребителями, а также для аварийного отключения линий электропередач;

- подпорные сооружения, обеспечивающие создание напора, необходимого для работы гидроэлектростанции. В качестве сооружений, обеспечивающих напор, могут выступать здания русловых ГЭС, плотины или деривационные системы [9,10];

- сооружения для сброса холостых расходов в нижний бьеф гидроузла [9,10,30]. Такие расходы формируются в результате регулирования расходов воды, проходящих через гидроузел. Холостые расходы, в основном, образуются во время весенних паводков или аномальных дождей осадков. В новейшей истории России примером аномальных дождей осадков может служить наводнение в Амурской, Еврейской автономной областях, Хабаровском крае, части Якутии и Приморья в июле-сентябре 2013 г. В этом уникальном природном явлении Зейская ГЭС на реке Зeya и Бурейская ГЭС на реке Бурей сыграли исключительно важную роль, существенно снизив масштабное затопление территорий. К специальным устройствам сбросного типа относятся также сооружения для сброса льда, шуги, сора и промыва скопившихся наносов;

- судопропускные сооружения предназначены для пропуска судов через гидроузел. К ним относятся шлюзы и судоподъёмники с подходными каналами;

- сооружения рыбохозяйственного назначения устраиваются для пропуска через сооружения гидроузла проходных пород рыбы к районам нерестилищ и в обратном направлении. Это рыбоходы и рыбоподъёмники. Сооружения таких типов весьма разнообразны и проектируются исходя из компоновочных и конструктивных особенностей всего гидроузла и биологических особенностей различных пород рыб. Рыбозащитные сооружения и сооружения для искусственного рыбозаведения также относятся к сооружениям рыбохозяйственного назначения в составе комплексного гидроузла;

- водозаборные сооружения (водоприёмники башенного или берегового типа) для нужд водоснабжения, ирригации, орошения и других целей. Водоприёмная часть выполняется в виде водоприёмников башенного или берегового типа. В состав этих сооружений могут входить отстойники для очистки воды от наносов и насосные станции. Эти сооружения обеспечивают необходимую подачу воды из водохранилища гидроузла в требуемом направлении с помощью открытых каналов или трубопроводных систем;

- во многих случаях к специальным сооружениям, входящим в состав гидротехнического комплекса, относятся транспортные сооружения (автомобильные и железные дороги). Учитывая тот

факт, что гидроузел перегораживает водоток, очень удобно его использовать для транспортных нужд как переправу. Действительно, многие построенные гидроузлы имеют в своём составе либо автомобильную, либо железную дорогу, либо и то и другое вместе. В качестве примера можно привести Волжскую ГЭС, по гребню которой (со стороны нижнего бьефа) проложены автомобильная и железная дороги, соединяющие город Волгоград и город Волжский. Эти сооружения транспортного назначения вошли в сеть государственных автомобильных и железных дорог федерального значения страны.

Перечисленные сооружения могут быть различной конструкции в зависимости от схемы создания напора, типа гидроэлектростанции, топографических, гидрологических, геологических и природных условий. Разнообразие технических решений при проектировании и строительстве этих сооружений весьма велико. Это разнообразие делает каждый гидроузел уникальным. При этом надо отметить, что имеется тенденция к совмещению нескольких функций в одном сооружении.

Гидроаккумулирующие электростанции не относятся к гидроузлам, формирующим условия комплексного подхода к использованию водных ресурсов. Состав сооружений ГАЭС, в основном, представляет собой сооружения чисто энергетического назначения и в этом отношении весьма близок к составу сооружений обычных гидроэлектростанций как энергетических объектов.

2.2. Типы зданий ГЭС и ГАЭС

На гидроэлектростанциях, реализуемых по схемам создания напора и показанных на рис. 1.1 и 1.2, механическая энергия движущихся масс воды преобразуется в электрическую. Гидротурбины эту энергию преобразуют в крутящий момент на валу, который, в свою очередь, с помощью гидродвигателя преобразуется в электрический ток. Турбина и генератор (основное энергетическое оборудование), соединённые вместе, представляют собой гидроагрегат (далее — агрегат). Для нормальной работы агрегата на различных эксплуатационных режимах требуется определённое количество различных механизмов и устройств, которые являются составной частью основного оборудования. Для управления работой агрегата применяется механическое оборудование. Кроме того, для монтажа и демонтажа агрегатов, элементов вспомогательного и механического оборудования необходимо наличие подъёмно-транспортных механизмов и устройств. Агрегаты, обеспечивающее, вспомогательное и подъёмно-транспортное оборудование размещаются в специальных производственных помещениях, которые называются зданиями станций. Иногда здания станции называют машинными или силовыми зданиями станции. Таким образом, здание станции представляет собой производственное сооружение, спроектированное и построенное для нормальной работы всего комплекса оборудования, вырабатывающего электрическую энергию, и для соответствующих условий его обслуживания и ремонта. В зависимости от принципиальной компоновочной схемы конкретного гидроэнергетического объекта, природных условий, в которых он находится, конструкции зданий станций могут существенно отличаться друг от друга. Надо отметить, что в мире нет двух ГЭС или ГАЭС, компоновочная схема которых, состав сооружений, их конструкция были бы одинаковыми. Компоновка и конструкция тепловых и атомных станций в значительно меньшей степени зависят от геологических, топографических, гидрологических и природных условий места строительства, поэтому строительные конструкции и оборудование этих станций в значительной степени могут быть унифицированы. Принцип унификации элементов конструкций при проектировании и строительстве гидроэнергетических объектов может быть использован в минимальной степени.

В гидроузлах энергетического назначения, спроектированных и построенных по плотинной схеме создания напора (см. рис. 1.1), различают русловые и приплотинные здания станций.

Гидроэлектростанции *руслового типа* характеризуются тем, что их машинные здания входят в комплекс подпорных сооружений. Здание ГЭС в этом случае воспринимает напор воды, действующий на сооружение со стороны верхнего бьефа. Здания должны удовлетворять требованиям прочности, устойчивости, предъявляемым к подпорным сооружениям. Высотные размеры здания определяются величиной статического напора. Гидроэлектрические станции с русловыми зданиями строятся при сравнительно небольших напорах — до 50 м. Примерами гидроэлектростанций со зданиями руслового типа являются гидроузлы Волжско-Камского каскада (Жигулёвская, Чебоксарская ГЭС — все на реке Волге; Нижнекамская ГЭС на реке Каме и др.).

Приплотинная схема расположения здания станции является весьма распространённой в практике гидроэнергетического строительства. Гидроэлектростанции с приплотинными зданиями характеризуются тем, что они располагаются за плотиной и не воспринимают давление воды со стороны

водохранилища, т.е. не выполняют функцию подпорного сооружения, как это происходит с русловыми низконапорными зданиями. Это является их принципиальным отличием, которое отражается на конструкции таких зданий. Одним из примеров гидроэлектростанции с приплотинным зданием может служить крупнейшая отечественная Саяно-Шушенская ГЭС на реке Енисей. Здесь здание станции расположено сразу же за плотиной и представляет собой наземное сооружение. По аналогичной схеме построены: Красноярская ГЭС на реке Енисей, Братская и Усть-Илимская ГЭС на реке Ангара, Бухтарминская ГЭС на реке Иртыш и другие высоконапорные станции.

Приплотинные здания ГЭС с грунтовой плотиной могут отстоять от плотины на некоторое расстояние и быть реализованы в виде наземного или подземного варианта. Примером приплотинного здания станции с грунтовой плотиной является Нурекская ГЭС на реке Вахш в Таджикистане. При реализации *деривационных схем* создания напора (см. рис. 1.2) здания станций могут быть наземными, полуподземными и подземными. В условиях сложных топографических и геологических условий наземное расположение здания станции, водоподводящих и водоотводящих устройств связано с выполнением большого объёма скальных работ. При устройстве подземных зданий этот объём значительно меньше, что приводит к существенному экономическому эффекту. Развитие технологий горнопроходческих работ как в прочных скальных грунтах, так и в мягких, слабых породах, усилило интерес к строительству подземных напорных подводящих систем (туннелей) и зданий станции. По конструкции агрегатной части они практически не отличаются от наземных и имеют один и тот же набор оборудования. В остальном конструкции подземных зданий (в зависимости от прочности пород горного массива) существенно отличаются от зданий, расположенных на поверхности земли. Полуподземные конструкции зданий станции занимают промежуточное положение и принимаются на основании технико-экономического обоснования в результате рассмотрения различных компоновочных вариантов.

Что касается машинных зданий ГАЭС, то они в общем похожи на здания ГЭС по своей конструкции, расположению основного энергетического оборудования, подъёмно-транспортных и вспомогательных систем. Здания ГАЭС (так же как и ГЭС) могут быть русловыми в случае комплекса ГЭС-ГАЭС или в составе системы по переброске стока, наземными или подземными при «чистом» гидроаккумулировании. Имеются и отличия. Конструкция зданий ГАЭС, помимо особенностей компоновочной схемы, сильно зависит от выбора типа применённого основного энергетического оборудования (четырёх-, трёх- или двухмашинная схемы).

2.3. Гидроэлектростанции с русловыми зданиями

В здании размещается весь комплекс оборудования, включая основное гидросиловое, вспомогательное, механическое оборудование. Часть подъёмно-транспортного оборудования станции также расположена в здании станции для обеспечения монтажно-ремонтных работ по агрегатам. Конструкция русловых зданий в ряде случаев позволяет совместить функции по выработке электроэнергии и водосбросные функции гидроузла. По этому признаку здания русловых станций подразделяются на станции несовмещённого и совмещённого (с водосливом) типов.

В несовмещённых зданиях русловых ГЭС расположено только оборудование, участвующее в технологическом процессе выработки электроэнергии, а сброс холостых расходов осуществляется отдельно стоящими водосливными бетонными сооружениями (рис. 2.1, *а*). В этом случае русловое здание имеет только турбинный проточный тракт, по которому вода подводится к турбине и затем отводится в нижний бьеф. Конструкция здания в этом случае существенно упрощается.

В русловых зданиях совмещённого типа располагаются турбинный проточный тракт и водослив для сброса холостых расходов. Конструктивно такой водослив может быть поверхностным, когда холостые расходы сбрасываются над зданием (рис. 2.1, *б*). Конструкция такой станции фактически представляет собой совмещение с водосливной плотиной. Здание ГЭС как бы вписывается в неё.

В другом случае водосброс может быть напорным, когда холостые расходы проходят по напорным каналам, расположенным в нижней части здания ГЭС (рис. 2.2, *а* и *б*). Каналы проточной части водосброса огибают конус отсасывающей трубы гидротурбины (под рабочим колесом турбины) либо огибают турбинную камеру (над рабочим колесом турбины).

Такое совмещение позволяет сократить общую длину бетонных сооружений всего напорного фронта гидроузла, что в ряде случаев существенно снижает капиталовложения в строительство.

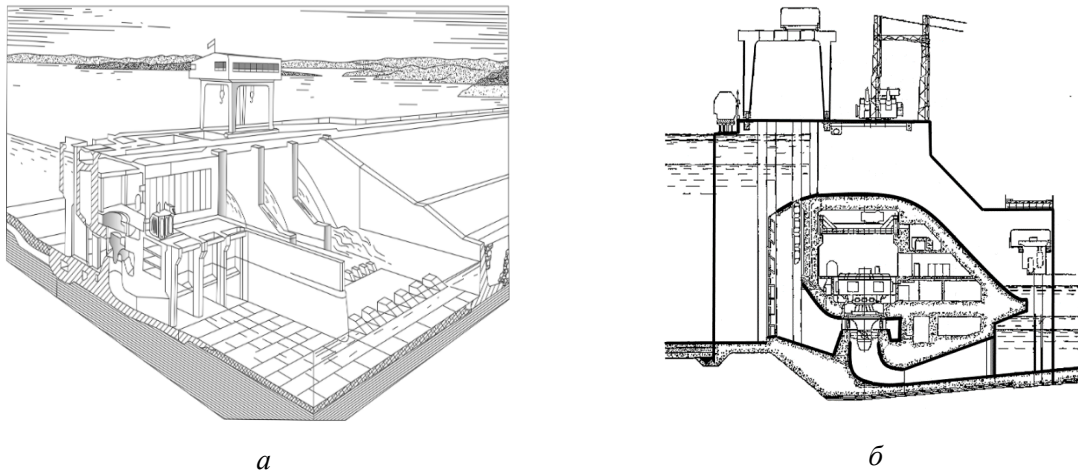


Рис. 2.1. Схема низконапорных ГЭС с русловым зданием станции: *а* — несовмещённого с водосбросом холостых расходов; *б* — поперечный разрез по зданию, совмещённому с поверхностным водосбросом холостых расходов

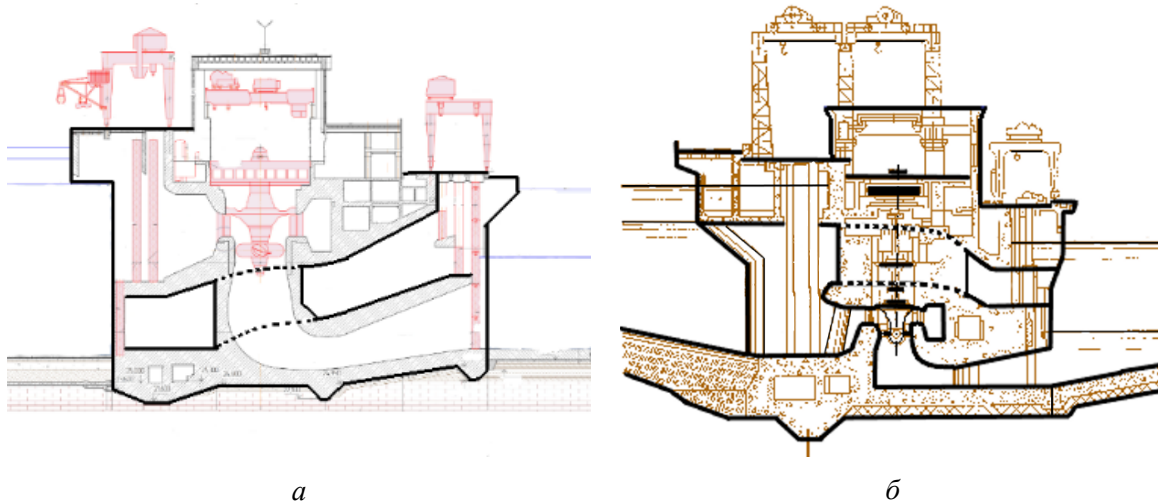


Рис. 2.2. Русловое здание, совмещённое с донными водосбросами холостых расходов: *а* — водосбросной напорный канал огибает конус отсасывающей трубы; *б* — водосбросной напорный канал огибает турбинную камеру

В качестве примера совмещённых зданий можно упомянуть такие отечественные и зарубежные станции как Павловская ГЭС на реке Уфе, Саратовская ГЭС на реке Волге, Иркутская ГЭС на реке Ангаре, Плявиньская ГЭС на реке Даугава (Латвия).

Среди русловых схем создания напора различают три основные компоновочные схемы размещения здания станции в составе всего комплекса: береговая, пойменная и русловая.

При береговой компоновке основные бетонные сооружения (здание станции, водосливная плотина, шлюз) располагаются на одном берегу реки. Такая схема называется односторонней компоновкой. Возможно размещение здания станции, водосливной плотины и шлюза на разных берегах реки. Это береговая двусторонняя компоновка. При проектировании рассматриваются различные варианты и выбирается оптимальный в отношении производства работ и экономических показателей. В частности, береговые компоновки в ряде случаев позволили уменьшить высоту и длину перемычек, ограждающих строительный котлован основных сооружений.

Основные сооружения при пойменной компоновке размещаются в пойме реки. Для создания строительного котлована при такой схеме необходимы ограждения в виде продольной и поперечных перемычек. Строительные паводковые расходы пропускаются по естественному руслу реки. Пойменная компоновка позволяет снизить объёмы земляных работ по подготовке оснований под сооружения по отношению к береговой схеме, но одновременно требует увеличения высоты ограждающих перемычек.

Конец ознакомительного фрагмента.

Приобрести книгу можно

в интернет-магазине

«Электронный универс»

e-Univers.ru