

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	7
1.1. Энергия и мощность потока воды	7
1.2. Схемы создания напора гидроэлектростанций	8
1.3. Энергетические параметры гидроэлектростанций	11
2. СОСТАВ СООРУЖЕНИЙ И КОМПОНОВКА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.....	15
2.1. Состав сооружений гидроузлов и их назначение.....	15
2.2. Руслловые гидроэлектростанции	15
2.3. Приплотинные гидроэлектростанции	16
2.4. Деривационные гидроэлектростанции	18
3. ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ГЭС	20
3.1. Решаемые задачи и исходная информация.....	20
3.2. Виды регулирования речного стока	20
3.3. Уравнение водного баланса и расчеты длительного регулирования стока.....	22
3.4. Режимы регулирования стока.....	22
3.5. Методика водноэнергетических расчетов при режиме «по водотоку»	23
3.6. Методика выполнения водноэнергетических расчетов при годовичном регулировании стока.....	25
3.6.1. Построение линии потребления при режиме регулирования «на максимально выравненный расход»	27
3.6.2. Построение линии потребления при режиме регулирования «на получение постоянной мощности ГЭС»	27
3.6.3. Построение линии потребления для режима регулирования «на получение максимальной выработки ГЭС»	28
3.6.4. Расчеты при диспетчерском режиме регулирования стока.....	29
3.7. Методика определения объема холостых сбросов.....	30
3.8. Методики выполнения водноэнергетических расчетов при многолетнем регулировании стока	30
3.9. Водноэнергетические расчеты по календарным рядам в табличной форме	33
4. РАБОТА ГЭС В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	35
4.1. Характеристики энергосистемы	35
4.2. Суточные графики нагрузки энергосистемы	36
4.3. Годовой график нагрузки энергосистемы	37
4.4. Работа электростанций различных типов в энергосистеме.....	37
4.5. Суточное и недельное регулирование на ГЭС	38
5. ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГЭС И ВОДОХРАНИЛИЩА.....	41
5.1. Методика экономического обоснования	41
5.2. Данные для расчета общественной эффективности.....	43
5.3. Установленная мощность и выработка электроэнергии гидроэлектростанции....	44
5.4. Обоснование отметки нормального подпорного уровня водохранилища	50
5.5. Обоснование отметки уровня мертвого объема и глубины сработки водохранилища	51
5.6. Оптимизация режима регулирования стока водохранилищем ГЭС с использованием метода динамического программирования.....	52

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГАЭС.....	55
6.1. Общие проблемы энергоснабжения.....	55
6.2. Схемы гидроаккумулирующих электростанций.....	56
6.3. Водноэнергетические расчеты ГАЭС	58
6.3.1. Основные положения, исходные данные	58
6.3.2. Определение полезного объема бассейнов ГАЭС.....	59
6.3.3. Коэффициент полезного действия цикла аккумулирования.....	60
6.4. Параметры ГАЭС по результатам водноэнергетических расчетов	61
6.4.1. Режимный график работы ГАЭС	61
7. ПРИЛИВНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ	63
7.1. Закономерности приливных колебаний уровня.....	63
7.2. Условия сооружения приливной электростанции и ее энергетический потенциал.....	64
7.3. Схемы приливных электростанций и циклы их работы.....	65
7.4. Перспективы использования энергии приливов.....	72
8. ВЫПОЛНЕНИЕ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ КОМПЬЮТЕРНЫХ ПРОГРАММ	74
8.1. Основные предпосылки.....	74
8.2. Условные обозначения.....	74
8.3. Описание программы расчетов годовного регулирования	75
8.3.1. Алгоритм вычислений	75
8.3.2. Блок-схема программы WRST.....	78
8.3.3. Подготовка исходных данных	80
8.3.4. Ввод исходных данных.....	82
8.3.5. Выполнение расчета	85
8.3.6. Данные, выдаваемые на печать	85
8.3.7. Анализ полученных результатов.....	89
8.4. Описание программы расчетов многолетнего регулирования.....	89
8.4.1. Алгоритм вычислений	89
8.4.2. Блок-схема программы WRPT.....	92
8.4.3. Подготовка исходных данных	93
8.4.4. Ввод исходных данных.....	95
8.4.5. Выполнение расчета	96
8.4.6. Результаты расчета	96
8.4.7. Анализ полученных результатов	101
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	102

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие предназначено для изучения курса «Гидроэлектростанции и гидромашины» по специализации «Строительство гидротехнических сооружений повышенной ответственности». Важным разделом курса является часть, посвященная водноэнергетическим расчетам по регулированию стока и обоснованию параметров гидроэлектрических станций (ГЭС, ГАЭС, ПЭС).

В первой главе представлены основные расчетные зависимости для основных энергетических параметров гидроэлектростанций.

Во второй главе дана классификация основных сооружений.

В третьей главе приведена методика выполнения расчетов длительного регулирования стока.

В четвертой главе представлены режимы работы ГЭС (гидроэлектростанции) в графике нагрузки энергосистемы при суточном регулировании.

В пятой главе представлена методика обоснования энергетических параметров ГЭС.

В шестой главе показаны особенности водноэнергетических расчетов ГАЭС (гидроаккумулирующей электростанции).

В седьмой главе показаны особенности водноэнергетических расчетов ПЭС (перемещаемой электростанции).

В восьмой главе представлены алгоритмы специализированных программ водноэнергетических расчетов для условий многолетнего и сезонного регулирования.

1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1.1. Энергия и мощность потока воды

Движущийся под уклон поток воды обладает потенциальной и кинетической энергией. Удельная энергия потока объема воды весом в один ньютон (Н) определяется по уравнению Бернулли [1]:

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

где $\frac{p}{\rho g}$ — удельная энергия давления; z — удельная потенциальная энергия (энергия положения); $\frac{\alpha V^2}{2g}$ — удельная кинетическая энергия (энергия движения).

Рассмотрим участок естественного водотока между сечениями I—I и II—II (рис. 1.1, а).

Энергию водотока, используемую на рассматриваемом участке, можно определить как разность полных энергий потока в сечениях I—I и II—II, подсчитанных через удельные энергии по формуле (1.1):

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

где $\Theta_{\text{уч}}$ — энергия водотока на участке, Дж; W — объем протекающей по участку воды, м³; g — ускорение свободного падения, м/с²; ρ — плотность воды, кг/м³; z_1 и z_2 — высоты над произвольно выбранной плоскостью сравнения (например над уровнем моря) м; p_1 и p_2 — давления, Па; V_1 и V_2 — средние скорости потока, м/с; α_1 и α_2 — коэффициенты кинетической энергии (Кориолиса).

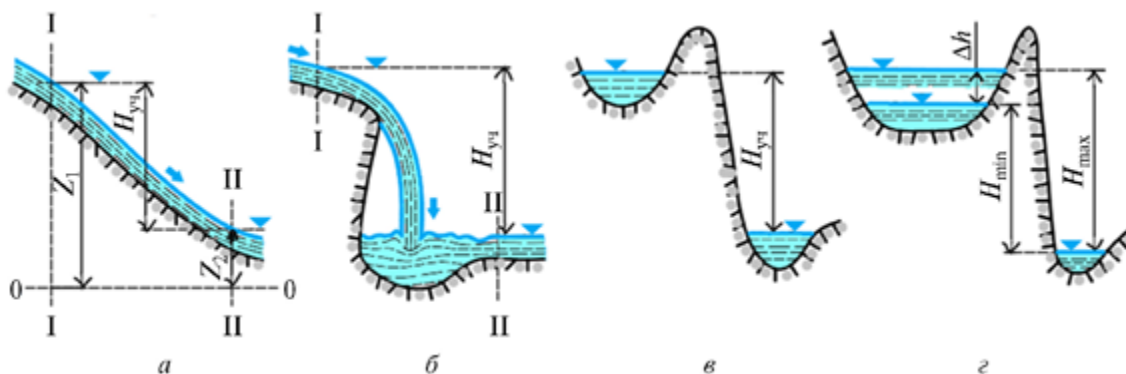


Рис. 1.1. Схемы использования естественных водотоков и водоемов:

а — участок равнинной реки; б — участок реки с водопадом; в — участок реки в горной местности; г — энергетическое использование озера и реки, расположенных на разных отметках

Комплекс, заключенный в скобки в выражении (1.2), представляет собой разницу удельных энергий между рассмотренными сечениями участка реки (водотока), имеет размерность Дж/Н = (Н·м)/Н = м (метры).

Из (1.2) получаем выражение для средней мощности водотока на участке за время t :

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

где $N_{\text{уч}}$ — средняя мощность на участке водотока, Вт; Q — расход воды, м³/с ($Q = W/t$).

Поскольку в естественных условиях разность кинетических энергий $(\alpha_1 V_1^2 - \alpha_2 V_2^2)/2g$ незначительна, ею обычно пренебрегают. Тогда (1.2) и (1.3) приобретают вид

$$\Theta_{\text{уч}} = \rho g W H_{\text{уч}}; \quad (1.4)$$

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

где $H_{\text{уч}} = z_1 - z_2$ — разность уровней свободной поверхности водотока на рассматриваемом участке, м.

С учетом плотности пресной воды $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ и ускорения свободного падения $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ выражение для мощности потока, кВт, запишется в виде

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

где Q — расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$, проходящий по рассматриваемому участку реки (водотока).

Если выразить энергию в киловатт-часах с учетом, что $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 3\,600\,000 \text{ Дж}$, получим выражение для энергии участка реки в виде

$$\Theta_{\text{уч}} = \frac{W H_{\text{уч}}}{367,2}. \quad (1.7)$$

Обычно падение уровня водотока $H_{\text{уч}}$ более или менее равномерно распределено по его длине (см. рис. 1.1, а). Лишь в немногих местах имеются значительные перепады уровней, сосредоточенные на небольшом участке русла, — водопады (рис. 1.1, б). В некоторых случаях можно использовать разность между уровнями воды в руслах двух смежных водотоков. Аналогичные условия создаются, если водоток образует в плане петлю и сечения I и II оказываются близко расположенными (рис. 1.1, в). Разность уровней горных озер и русел рек, текущих на сравнительно небольшом от них удалении (рис. 1.1, г), может быть использована для получения энергии путем сработки многолетних запасов воды такого озера и понижения его первоначального уровня на Δh . Потоки с высокими скоростями течения, волновые движения в крупных водоемах, приливно-отливные колебания открытых морей и океанов также могут быть использованы для получения энергии.

1.2. Схемы создания напора гидроэлектростанций

В естественных условиях энергия участка реки тратится на перемещение воды под уклон с определенной скоростью, в результате напор расходуется на гидравлические потери. Все существующие схемы концентрации напора направлены на уменьшение скорости, снижение гидравлических потерь напора в естественных условиях и концентрацию напора на коротком участке водотока.

Плотинная схема. В плотинной схеме создания (концентрации) напора русло реки перекрывается плотиной, осуществляется подпор воды, образуется водохранилище, существенно увеличивается площадь живого сечения водотока, снижаются скорость и потери напора. В водохранилище образуется кривая подпора (рис. 1.2), практически весь перепад участка реки концентрируется на плотине. К преимуществам плотинной схемы относятся:

- возможность реализации на реках с любым продольным уклоном дна, в том числе на равнинных;
- создание емкости, регулирующей сток реки, позволяющий более полно использовать ее сток для выработки электроэнергии.

Деривационная схема. Применяется на реках с высоким продольным уклоном дна реки (падение более 50 м на 1 км длины). При меньших уклонах она экономически не эф-

фективна. В деривационной схеме (рис. 1.3) напор концентрируется за счет отвода из русла реки расхода по водоводу, имеющему меньший, чем в реке, продольный уклон дна и, как следствие, меньшие скорости, а также меньшие гидравлические потери напора h_w .

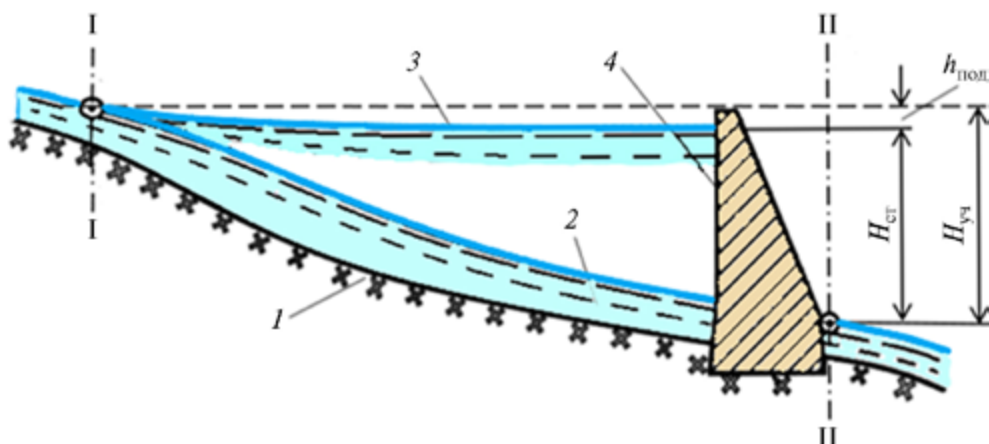


Рис. 1.2. Схема создания напора с помощью плотины:
сечение I—I — начало участка реки; сечение II—II — конец участка реки; $h_{\text{под}}$ — высота подпора воды;
 $H_{\text{ст}}$ — статический напор; 1, 2 — естественный водоток (река); 3 — кривая уровня подпора;
4 — плотина гидроэнергетического объекта

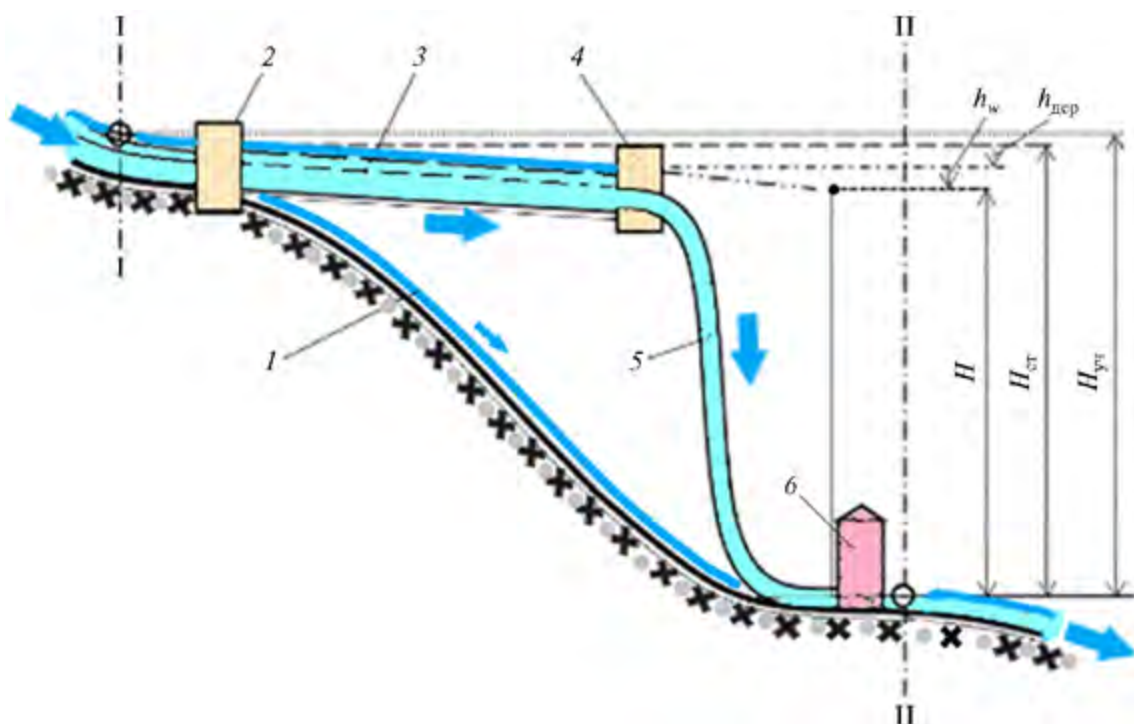


Рис. 1.3. Деривационная схема создания напора с безнапорной деривацией (каналом):
1 — естественный водоток (река); 2 — водоприемник канала; 3 — канал; 4 — водоприемник
энергетического водовода; 5 — энергетический (турбинный) водовод; 6 — здание ГЭС

Напор, сконцентрированный на ГЭС, определяется по формуле

$$H = L_p i_p - L_{\text{дер}} i_{\text{дер}},$$

где L_p и $L_{\text{дер}}$ — соответственно длины реки и деривации; i_p и $i_{\text{дер}}$ — средние продольные уклоны реки и деривации. В реализованных деривационных схемах продольный уклон деривации находится в диапазоне 0,0001...0,0003 (0,1–0,3 м падения уровня на 1 км длины при максимальном расходе).

Деривационная схема может быть реализована и с помощью отводящего водовода, в виде канала или туннеля.

Преимуществом деривационной схемы является менее высокая стоимость по сравнению с плотинной адекватной мощности. К недостаткам следует отнести отсутствие водохранилища и невозможность регулирования стока.

Комбинированная схема концентрации напора объединяет преимущества рассмотренных выше плотинной и деривационной схем. Наличие водохранилища обеспечивает регулирование стока реки, а деривация — более высокие значения напора ГЭС по сравнению с высотой плотины. Крупные гидроузлы на горных реках реализуют именно комбинированную схему создания напора. В комбинированной схеме (рис. 1.4) часть напора создается плотиной, а часть — деривацией, как правило, напорной.

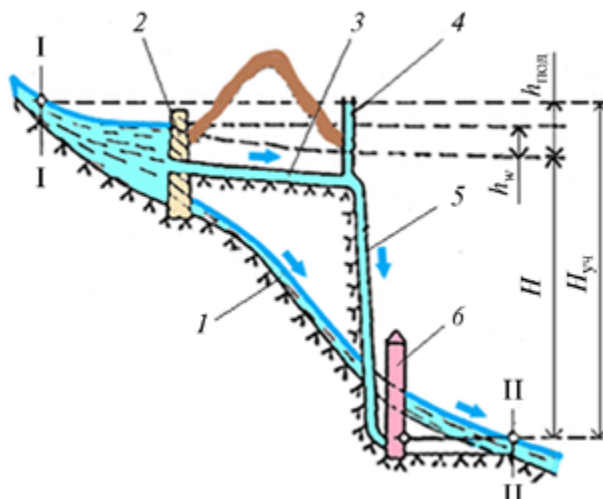


Рис. 1.4. Комбинированная схема создания напора:

1 — естественный водоток (река); 2 — плотина; 3 — деривационный туннель;
4 — уравнивающий резервуар; 5 — энергетические (турбинные) водоводы; 6 — здание ГЭС

Рассмотренные схемы концентрации напора применяются на ГЭС, использующих энергию рек и получивших наибольшее распространение в мире.

На приливных электростанциях, использующих энергию приливов, применяется плотинная схема концентрации напора, в которой плотина отделяет от моря часть его акватории (залив) (рис. 1.5).

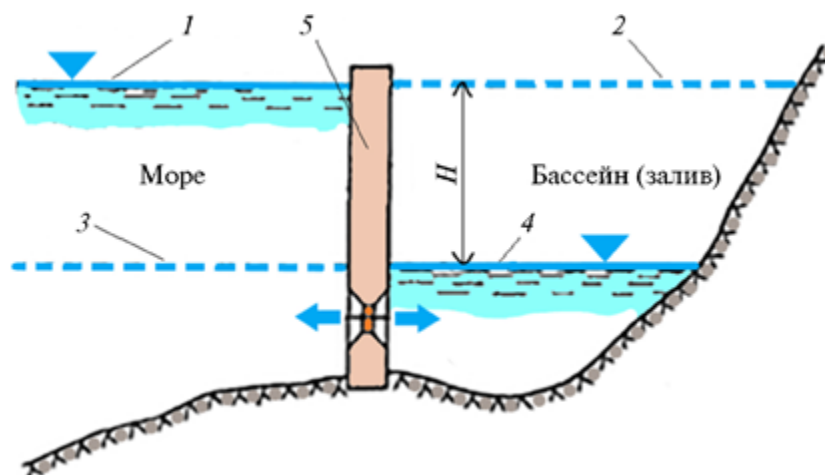


Рис. 1.5. Схема создания напора на приливных электростанциях:

1 — уровень воды в море при приливе; 2 — уровень воды в бассейне выше уровня воды в море при отливе;
3 — уровень воды в море при отливе; 4 — уровень воды в бассейне ниже уровня воды в море при приливе;
5 — гидротехнические сооружения приливной станции

На гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС) реализуются деривационная (использующая естественный перепад местности, рис. 1.6), реже — плотинная схемы концентрации напора.

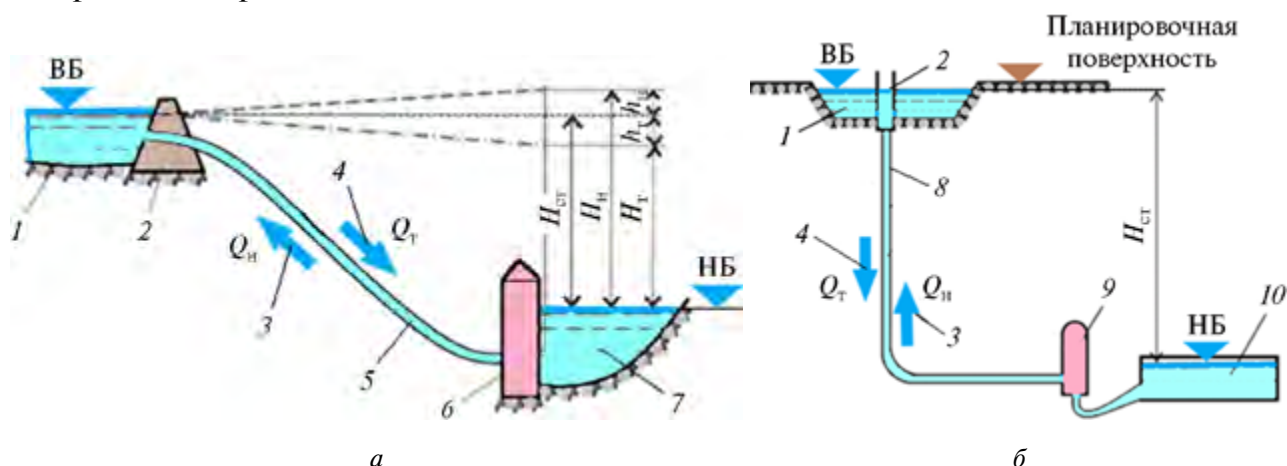


Рис. 1.6. Схемы создания напора на ГАЭС:

а — наземный вариант расположения сооружений ГАЭС; *б* — подземный вариант расположения здания станции и нижнего бассейна: 1 — верхний бассейн; 2 — водоприемник верхнего бассейна; 3 — движение воды в насосном режиме с расходом Q_n (режим заряда); 4 — движение воды в турбинном режиме с расходом Q_t (режим разряда); 5 — водовод; 6 — наземное здание ГАЭС; 7 — нижний бассейн; 8 — тоннель; 9 — подземное здание ГАЭС; 10 — подземный нижний бассейн

Гидравлическое аккумулирование в настоящее время является наиболее эффективным способом перераспределения энергии больших значений (уровня сотен мегаватт). Основным назначением ГАЭС является повышение надежности, маневренности и экономичности работы энергосистем. Это достигается за счет потребления электроэнергии в часы ночного провала суточного графика нагрузки и ее выдачи в его пиковую часть. Для работы ГАЭС нужен перепад уровней воды (см. рис. 1.6).

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 станции в насосном режиме, т.е. в режиме заряда. Схема простого аккумулирования может быть реализована в виде наземного комплекса сооружений (см. рис. 1.6, *а*) или с подземным расположением станционного узла и нижнего бассейна (см. рис. 1.6, *б*).

1.3. Энергетические параметры гидроэлектростанций

Напоры гидроэлектростанций. Статический напор $H_{ст}$ — это разность уровней верхнего и нижнего бьефов, размерность — метры (см. рис. 1.1):

$$H_{ст} = \nabla ВБ - \nabla НБ, \quad (1.8)$$

где $\nabla ВБ$ — отметка уровня верхнего бьефа; $\nabla НБ$ — отметка уровня нижнего бьефа.

Напор брутто $H_{брутто}$ определяется 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:

$$H_{брутто} = H_{ст} + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g}, \quad (1.9)$$

где V_1 и V_2 — скорости воды перед (в верхнем бьефе) и после (в нижнем бьефе) подпорного сооружения.

Напор нетто (напор турбин) $H_{\text{нетто}}$ определяется как разность напора брутто и гидравлических потерь в подводящем и отводящем водоводах h_w :

$$H_{\text{нетто}} = H_{\text{ст}} + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} - h_w. \quad (1.10)$$

Для практических (инженерных) расчетов можно пренебречь разностью скоростных напоров в выражении (1.10). Тогда напор турбин определится по формуле

$$H_T = H_{\text{ст}} - h_w. \quad (1.11)$$

При установке на гидроэлектростанции активных гидротурбин (ковшовых турбин Пельтона) с выпуском воды из сопел в атмосферу выйдут дополнительные потери напора $h_{\text{стр}}$, учитывающие положение сопел относительно НБ (рис. 1.7, б). Напор турбин $H_{\text{акт}}$ в этом случае определяется по формуле

$$H_{\text{акт}} = H_{\text{ст}} - h_{\text{стр}} - h_w. \quad (1.12)$$

Напор H по формулам (1.9)–(1.12) показывает, насколько уменьшается удельная энергия воды, Дж/Н, при прохождении через турбину. Схемы к расчету напора по формулам (1.8) и (1.9) показаны на рис. 1.7, а, по (1.11) — на рис. 1.3.

Гидроаккумулирующая электростанция работает в двух режимах: турбинном и насосном. Напор в турбинном режиме $H_T^{\text{ГАЭС}}$ может быть определен по формуле (1.11) так же, как и для ГАЭС. Обозначая гидравлические потери в турбинном режиме $h_{\text{пот.т}}$, можно записать

$$H_T^{\text{ГАЭС}} = H_{\text{ст}} - h_{\text{пот.т}}. \quad (1.13)$$

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

$$H_H^{\text{ГАЭС}} = H_{\text{ст}} + h_{\text{пот.н}}. \quad (1.14)$$

В (1.13) и (1.14) $h_{\text{пот.н}}$ и $h_{\text{пот.т}}$ — гидравлические потери по длине и местные потери, определяемые по всей длине энергетического проточного тракта от верхнего до нижнего бьефа соответственно в насосном и турбинном режимах работы. Величина потерь в турбинном и насосном режимах не одинакова. Это связано с некоторым отличием величины местных потерь при изменении направления течения, а также с разными расходами (а значит, и скоростями течения) воды в обоих режимах. На рис. 1.6, а приведена схема, иллюстрирующая напоры на ГАЭС для турбинного и насосного режимов работы.

Мощность и выработка электроэнергии гидроэлектростанции. При определении мощности и выработки ГАЭС в формулы (1.4)–(1.5) подставляется напор с учетом гидравлических потерь, также учитываются потери на турбине и электрогенераторе введением соответствующих коэффициентов полезного действия. При этом формулы приобретают вид

$$\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}} = \rho g H W \eta_{\text{эн.об}}, \quad (1.15)$$

где КПД гидроэнергетического оборудования $\eta_{\text{эн.об}}$ определяется произведением КПД гидротурбин η_T и генераторов η_G :

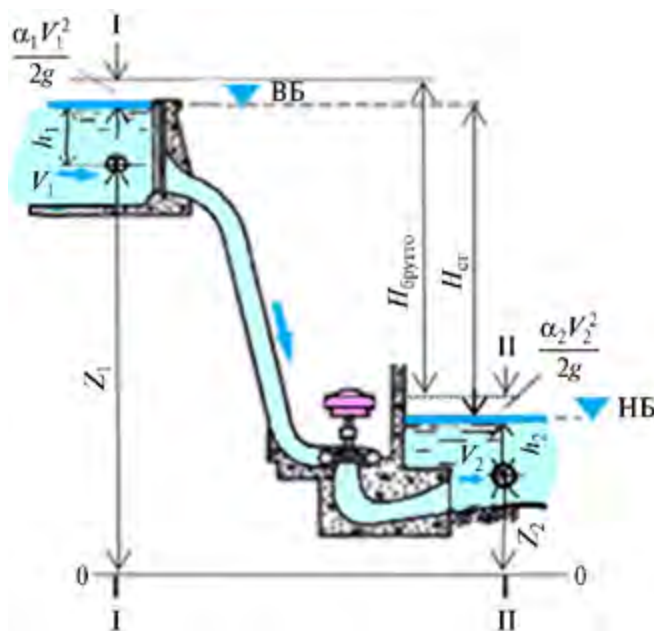
$$\eta_{\text{эн.об}} = \eta_T \eta_G. \quad (1.16)$$

На практике используют различные типы гидротурбин, энергетические характеристики которых отличаются друг от друга. В первом приближении на этапе эскизных работ можно принимать КПД гидротурбин $\eta_T = 0,9 \dots 0,94$. Наибольшие значения КПД относятся к турбинам большой мощности. КПД гидрогенераторов, как правило, лежит в

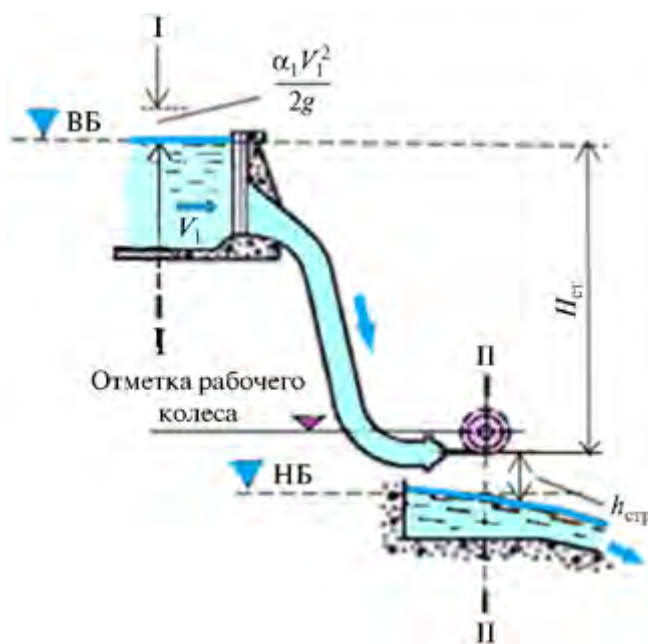
диапазоне $\eta_r = 0,96 \dots 0,98$. Здесь также наибольшие значения относятся к генераторам большой мощности.

На основании формулы (1.5) можно определить мощность ГЭС:

$$N_{\text{ГЭС}} = \rho g H Q \eta_{\text{эн.об.}} \quad (1.17)$$



a



б

Рис. 1.7. Схема, иллюстрирующая напоры ГЭС:

a — вариант с реактивной турбиной; *б* — вариант с активной турбиной (ковшовой); 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; $\nabla \text{ВБ}$ и $\nabla \text{НБ}$ — уровни воды соответственно в верхнем и нижнем бьефах

Конец ознакомительного фрагмента.

Приобрести книгу можно

в интернет-магазине

«Электронный универс»

e-Univers.ru