

СОВЕТСКИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ СОЮЗНЫЕ ЗАДАНИЯ

И. С. ШЕНГЕЛИЯ

ИЗДАТЕЛЬСТВО

1974

საქართველოს სსრ მეცნიერებათა აკადემია
АКАДЕМИЯ НАУК ГРУЗИНСКОЙ ССР



პ. შენგელია

ფულის ენერგიის გამოყენების
საკითხები

П. Г. ШЕНГЕЛИЯ

ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ

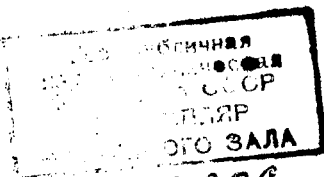
ИЗДАТЕЛЬСТВО «МЕЦНИЕРЕБА»
ТБИЛИСИ
1974

УДК 626.1/81

6С7.5

621.221

Ш 471



44

44-23686

30914

Книга представляет собой монографию по использованию водной энергии. В ней рассматриваются вопросы исчисления ресурсов водной энергии, схемы гидроэлектростанций, каскадное использование рек, использование энергии озер и морей, комплексное использование водотоков, а также основы экономических расчетов при использовании водной энергии и др. Значительное внимание в книге уделяется специфике использования горных рек, в том числе вопросу сооружения на горных реках гидроаккумулирующих электростанций, совмещенных с ГЭС (ГЭС—ГАЭС), выполняющих одновременно функции обычной ГЭС и гидроаккумулирующей установки.

Книга может быть использована специалистами, работающими в области использования водной энергии, а также научными работниками и студентами соответствующей специальности.

Редактор — Гвелесиани Л. Г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Успешное осуществление грандиозных планов дальнейшего развития народного хозяйства нашей страны, намечаемых новой программой Коммунистической партии Советского Союза, требует создания соответствующей энергетической базы. Наряду с топливными ресурсами, Советский Союз располагает крупнейшими водноэнергетическими ресурсами, позволяющими строить мощные эффективные гидроэлектростанции. В общем балансе выработки электроэнергии значительная доля приходится на гидроэлектростанции и поэтому изучение вопросов, связанных с использованием водной энергии, приобретает большую актуальность. Основным источником водной энергии, практическое использование которой уже освоено, являются мощные равнинные и горные реки нашей страны. В общем балансе наших гидроэнергетических ресурсов энергия морских волн и приливов и отливов занимает значительное место. Вместе с тем практически эти ресурсы у нас еще не используются. Если способы использования энергии морских волн еще не разработаны, то в отношении практического использования энергии приливов и отливов за рубежом достигнуты значительные успехи и приняты шаги для широкого использования этой энергии.

В СССР имеются предложения о строительстве ряда мощных приливных гидроэлектростанций и уже завершено строительство одной опытной приливной ГЭС. Таким образом, открываются широкие перспективы в использовании энергии морских приливов в нашей стране, в связи с чем изучение данного вопроса также представляет большой интерес.

За последнее время в Советском Союзе построен ряд крупнейших в мире гидроэлектростанций на равнинных реках. Крупные гидроэлектростанции строятся и на горных реках, однако степень использования этих рек, на долю которых приходится около половины всех гидроэнергетических ресурсов страны, все еще низкая, поэтому изучение путей эффективного использования горных рек имеет важное значение. Намечившаяся в зарубежных странах тенденция соз-

дания емких водохранилищ в верховьях рек и сооружения на их базе комбинированных установок, выполняющих роль обычных гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций, открывает новые возможности для широкого эффективного использования энергии горных рек.

В настоящей книге рассматриваются эти и другие смежные с ними вопросы.

В первых трех главах изложены общие вопросы использования водной энергии рек и озер и исчисления их гидроэнергетических ресурсов.

Четвертая и пятая главы посвящены рассмотрению всех основных схем гидроэлектростанций.

В шестой и седьмой главах рассмотрены вопросы каскадного использования водотоков.

В восьмой и девятой главах излагаются некоторые особенности использования горных рек и вопросы комплексного использования водных ресурсов.

Десятая глава посвящена составу, размещению и краткой характеристике основных сооружений гидроэлектростанций, использующих энергии рек.

В главе одиннадцатой изложены основы экономики использования водной энергии и, наконец, в главе двенадцатой — особенности развития современной гидроэнергетики.

Таким образом, работа охватывает основные вопросы использования водной энергии. По ряду вопросов приводятся лишь общие сведения, т. к. их полный охват потребовал бы значительного увеличения объема книги. В частности, по гидротехническим сооружениям гидроэлектростанций и их конструкциям приводятся лишь общие данные, т. к. эти вопросы детально излагаются в соответствующих специальных курсах.

Значительное внимание в книге уделено вопросам использования горных рек, каскадному использованию рек в целом, а также вопросам сооружения на горных реках гидроаккумулирующих электростанций, совмещенных с обычными ГЭС получившим большое распространение за рубежом. Приведены схемы сооружения таких установок на некоторых горных реках в СССР.

Последняя глава книги дает представление об общих тенденциях, наметившихся в последнее время в области развития гидроэнергетики.

В книге, по мере возможности, отражены результаты новейших исследований в области гидроэнергетики.

Книга может быть использована специалистами, работающими в области утилизации гидроэнергии, а также научными работниками и студентами соответствующей специальности.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ

1. Энергия природных вод

Вода в природе встречается в самых разнообразных видах: в жидком — в океанах, морях, надземных и подземных озерах и реках, родниках и атмосферных осадках (дождь); в твердом — в ледниках, вечных снегах, атмосферных осадках (снег и град), и в газообразном — в облаках, гейзерах и др.

Во всех этих видах вода является носителем разных форм энергии — химической, тепловой и механической.

Химическая энергия воды проявляется в основном в образовании растворов солей, однако большая рассредоточенность этой энергии затрудняет ее практическое использование.

Более перспективным является использование тепловой энергии проявляющейся в виде перепада температур между поверхностью и нижними слоями воды в морях и океанах расположенных близко от экватора, составляющего 15—30°, а также перепад температур между водой незамерзающих рек и воздухом в северных районах, достигающий до 30—40°.

Еще в начале текущего столетия предлагались проекты сооружения установок, использующих тепловую энергию, однако практическое их осуществление удалось в тридцатых годах. Первая такая установка, созданная во Франции, мощностью в 10 тыс. квт работала с коэффициентом полезного действия около 0,03.

Затруднения технического порядка и низкий коэффициент полезного действия ограничили дальнейшее развитие этих установок.

Механическая или гравитационная энергия воды проявляется в виде кинетической энергии:

а) в атмосферных осадках — при их падении от уровня конденсации водяных паров до земной или водной поверхности;

б) при движении поверхностного и подземного стока воды (склоновый сток, водотоки);

в) при движении ледников и снежных обвалов;

г) в волнах, образующихся на поверхности океанов, морей, озер и водохранилищ;

д) в приливах и отливах морей и океанов и др.

В виде потенциальной энергии она сосредоточена: а) в реках и озерах, б) ледниках и вечных снегах, в) морях, расположенных на определенных высотах над пониженной частью рельефа и др.

Механическая энергия, содержащаяся в конденсированной в атмосфере влаге, полностью затрачивается на преодоление сопротивлений при ее движении через атмосферу в виде осадков. Широкое использование этой энергии, во много раз превосходящей энергию поверхностных и подземных вод, практически затруднительно из-за сложности перехвата на большой высоте со значительных пространств атмосферной влаги и использования ее в сверхвысоконапорных установках. Незначительная часть этой энергии в настоящее время практически используется на водохранилищных гидростанциях. Последние, перехватывая атмосферную влагу на уровне подпертого горизонта с территории водной поверхности водохранилища, концентрируют его и используют в своих турбинах (более подробно этот вопрос рассматривается ниже).

Механическая энергия поверхностных вод, затрачиваемая в природных условиях главным образом на преодоление сопротивлений при их движении по поверхности земли к пониженным частям рельефа, используется в самых широких масштабах гидроэлектрическими установками разных типов.

Часть гидроэлектрических установок тем или иным путем использует и подземные воды. Аналогично может быть использована потенциальная энергия высоко расположенных озер при сбросе их вод через гидростанцию с определенной высоты.

Для получения энергии может быть использован и перепад между уровнем океана или какого-либо водотока и замкнутого моря или озера, образовавшегося вследствие испарения воды в замкнутом водоеме.

Ледники и вечные снега, расположенные на больших высотах, являются мощным источником механической энергии. Использование энергии движения ледников и снежных обвалов практически невозможно, однако часть ледников и вечных снегов при длительных изменениях температуры окружающей их атмосферы, может подвергнуться таянию и присоединяться к речному стоку, а следовательно, может быть использована на гидроэлектростанциях.

Однако ледники и вечные снега могут быть подвергнуты и искусственному таянию — либо путем затраты определенного количества тепловой энергии, либо покрытием их поверхностей черной пылью какого-нибудь дешевого вещества (например, угольной пылью), повышающей температуру покрываемого пространства за счет более интенсивного поглощения солнечной радиации. Используя полученную таким путем воду при большом падении, можно получить значительное количество энергии. Предложения о создании таких установок имеются.

Мощным источником механической энергии является энергия волн океанов, морей, озер и водохранилищ, возникающих в результате действия ветра на водные поверхности. Эта энергия бесполезно теряется на преодоление сопротивления при движении волн, а также при ударе их о берега и ограждения.

Использование значительной части энергии этих волн технически вполне возможно. Имеется ряд предложений (инж. В. С. Сидоренко, инж. В. В. Торонджадзе), которые тем или иным способом используют энергию волн.

Известно также предложение об использовании энергии морского прилива. Несмотря на то, что средняя мощность

прибоя в ряде случаев составляет около 100 тыс. квт на 1 км береговой линии и что общие запасы энергии волн составляют сотни миллионов квт, практическое использование этой энергии не получило развития. Причиной этого является непостоянство энергии волн в продолжении года, громоздкость и низкий к. п. д. установок, использующих эту энергию.

Также велики ресурсы приливо-отливной энергии. Только для СССР потенциальные ресурсы этой энергии составляют более 80 млрд. квт-ч в год.

Приливо-отливная энергия также характеризуется неравномерностью во времени, однако в отличие от энергии волн она подчинена вполне определенной цикличности, что является положительным фактором с точки зрения ее практического использования.

Приливо-отливные установки все еще не получили широкого распространения вследствие затруднений в концентрации приливо-отливной энергии, громоздкости сооружений и несовершенства гидросилового оборудования установок. Однако успех в создании обратимых гидротурбин создает условия для дальнейшего развития этих установок.

Таким образом, из всех рассмотренных форм водной энергии наибольшее значение, с точки зрения широкого практического использования на современном этапе состояния техники, имеет использование водной энергии водотоков, достигаемое сооружением гидроэлектростанций разных видов.

В общем балансе энергетических ресурсов мира наибольшая доля — 86,44%, приходится на каменный уголь, около 0,60% — на нефть и 0,22% — на природный газ. Ресурсы энергии руслового стока рек на земном шаре составляют 12,74%, занимая таким образом второе место в общем энергетическом балансе мира.

Суммарные потенциальные гидроэнергетические ресурсы рек мира составляют около 32900 млрд. квт-ч, при их среднегодовой теоретической мощности 3750 млн. квт.

Эти ресурсы по континентам распределяются следующим образом:

К о н т и н е н т	Мощность, млн. квт	Э н е р г и я	
		млрд. квт.ч	% общих ресурсов
Европа	240	2100	6,4
Азия	1340	11750	35,7
Африка	700	6150	18,7
Сев. Америка	700	6150	18,7
Южн. Америка	600	5250	16,0
Австралия	170	1500	4,5
Земной шар	3750	32900	100,0
Из них СССР	420	3700	11,4

Настоящая книга посвящена в основном рассмотрению вопросов использования энергии рек.

2. Мощность и энергия рек и гидроэлектростанции

А. Основные понятия

Гидравлическая или водная энергия, так же как и другие виды механической энергии, измеряется произведением силы на расстояние, пройденное по направлению действия этой силы. В данном случае силой является вес воды, а пройденным расстоянием — ее падение.

Если какой-нибудь объем воды W , выраженный в m^3 , используется при постоянной высоте падения Z метров, теоретическое выражение энергии будет иметь следующий вид:

$$E = \gamma W Z, \text{ тм}, \quad (1.1)$$

где γ — объемный вес воды.

Если этот объем воды за промежуток времени T (сек) проходит через произвольное поперечное сечение водотока со среднесекундным расходом Q , то вместо (1.1) будем иметь

$$E = \gamma Q T Z. \quad (1.1')$$

Если отнести (1.1') к единице времени, получим выражение теоретической мощности, соответствующей среднесекундному расходу

$$N = \frac{E}{T} = \gamma Q Z \text{ тм/сек.} \quad (1.2)$$

В электроэнергетике за единицу измерения энергии обычно принимают квт.ч. Учитывая, что 1 квт.ч приблизительно равен 367 тм для практических расчётов можно принять $\gamma = 1000$ кг, вместо выражения (1.1) получим

$$E = \frac{WZ}{367} \text{ квт.ч.} \quad (1.1')$$

Аналогично учитывая, что 1 квт приблизительно равен 102 кгм/сек, вместо выражения (1.2) получим

$$N = \frac{1000}{102} QZ = 9,81 QZ^* \text{ квт.} \quad (1.2')$$

Раньше за единицу мощности принимали лошадиную силу, равную 75 кгм/сек., или 0,736 квт. Теоретическая мощность в лошадиных силах имеет следующее выражение

$$N = \frac{1000}{75} QZ = 13,3 QZ \text{ л. с.} \quad (1.3)$$

Как было отмечено выше, реки располагают значительным количеством механической энергии, представленной в природных условиях в виде потенциальной и кинетической энергии. Использование этой энергии практически осуществляется гидроэлектростанциями. Последние, как это будет показано дальше, позволяют концентрировать энергию определенного участка реки в одном месте, где она используется либо для приведения в движение разных механизмов — мельничных или оросительных водоподъемных колес, механизмов фабрик и заводов (текстильных, лесопильных, металлургических и др.), либо для приведения в движение генераторов в целях получения электрической энергии. В последнем случае, имеющем преобладающее распространение, установка именуется гидроэлектростанцией или сокращенно ГЭС.

* Точнее, если учесть, что 1 квт равен 102,03 кгм/сек вместо выражения (1.2') получим $N=9,8014 QZ$ квт, однако учитывая, что γ практически всегда больше единицы из-за наличия наносов, солей и др. мы будем придерживаться общепринятого выражения по формуле (1.2').

В простейшем виде гидроэлектростанция состоит из плотины, подпирающей воду в русле реки и здания гидроэлектростанции расположенного с низовой стороны — плотины. В здании ГЭС размещено энергетическое оборудование — турбины, генераторы и др.

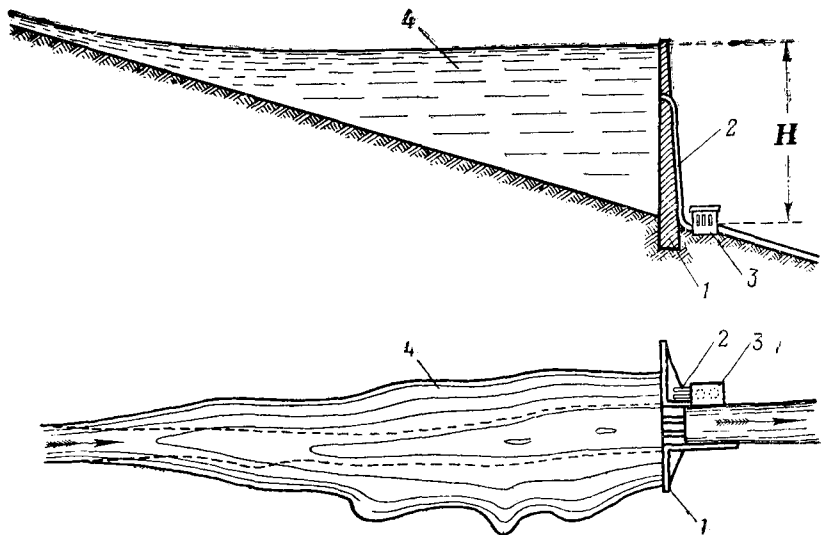


Рис. 1. Простая схема гидроэлектростанции: 1—плотина; 2—напорный трубопровод; 3—здание ГЭС; 4—водохранилище

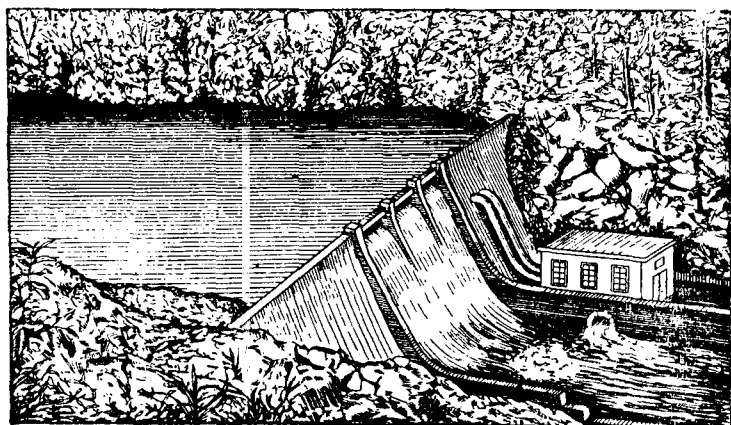


Рис. 2. Приплотинная гидроэлектростанция

Вода от плотины к зданию гидроэлектростанции подводится напорными трубопроводами (рис. 1, 2).

В более сложных случаях в состав сооружений гидроэлектростанции могут войти разного вида водоподводящая деривация (открытый канал, тоннель и др.), напорный трубопровод, отводящие сооружения (в виде открытого канала или тоннеля) и др.

На рис. 3 показана схема гидроэлектростанций с открытыми деривационным и отводящим каналами.

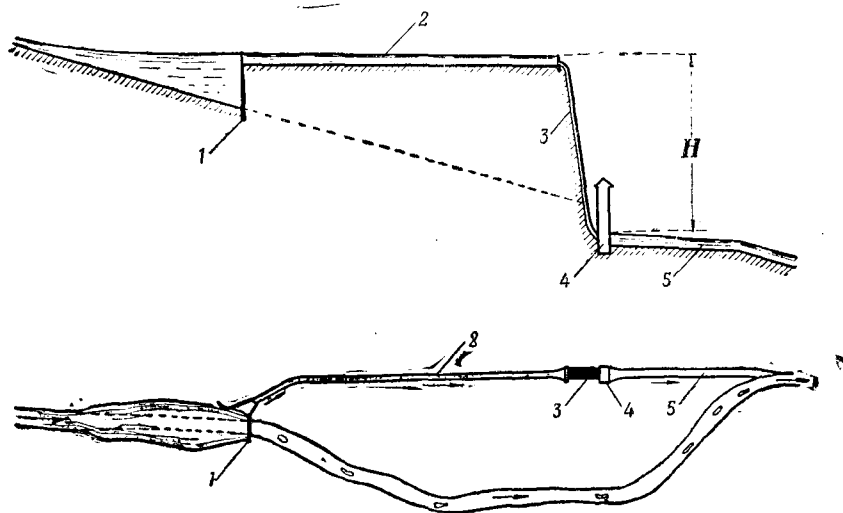


Рис. 3. Сложная схема гидроэлектростанции: 1—плотина; 2—деривационный канал; 3—напорный трубопровод; 4—здание ГЭС; 5—отводной канал

Из (1.1'') и (1.2') следует, что выражение для теоретической энергии и мощности участка водотока, полное падение которого равно $H_{yч}$, при условии, что сток воды на этом участке остается постоянным, будет иметь следующий вид*:

$$E_{yч} = \frac{W_p H_{yч}}{367} \text{ кВт. ч,} \quad (1.4)$$

$$N_{yч} = 9,81 Q_p H_{yч} \text{ кВт.} \quad (1.5)$$

* Выражения для теоретической мощности и энергии участка с учетом изменения стока по длине участка приводятся в следующей главе.

При сооружении на данном участке гидроэлектростанции практически возможно использовать лишь некоторую часть теоретической энергии участка реки.

Часть энергии будет теряться вследствие неполного использования гидроэлектростанцией стока и падения участка реки, другая — затрачиваться на преодоление сопротивлений при движении воды в подпертом бьефе и гидротехнических сооружениях, а остальная часть будет теряться в гидромеханическом и электромеханическом оборудовании гидроэлектростанций.

С учетом изложенного полезно используемая гидроэлектростанцией энергия и мощность будут иметь следующие выражения:

$$E_{гэс} = \eta_{гэс} E_{уч}, \quad (1.4')$$

$$N_{гэс} = \eta_{гэс} N_{уч}, \quad (1.5')$$

где $\eta_{гэс}$ — коэффициент полезного действия гидроэлектростанции выражающий степень использования гидроэлектростанцией энергии, которой располагает данный участок реки. Величина этого коэффициента зависящего от многих факторов, более детально рассматриваемых ниже, часто не превышает 0,5. Следовательно при сооружении гидроэлектростанции практически обычно удается использовать лишь половину всей теоретически располагаемой энергии участка реки.

Зная величины подведенного к турбинам гидроэлектростанции расхода Q , рабочего напора $H_{нт}$, называемого напором нетто, мощность гидроэлектростанций может быть выражена в следующем виде:

$$N_{гэс} = \eta_{эн.об} Q_{гэс} H_{нт}, \quad (1.5'')$$

где $\eta_{эн.об}$ — коэффициент полезного действия энергетического оборудования гидроэлектростанции.

В свою очередь этот коэффициент равен

$$\eta_{эн.об} = \eta_{турб} \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ген}.$$

Если мощность гидроэлектростанции исчисляется на валу турбины

$$\eta_{эн.об} = \eta_{турб}.$$

Здесь $\eta_{\text{турб}}$ — коэффициент полезного действия турбины;
 $\eta_{\text{мех}}$ — коэффициент полезного действия механической передачи;
 $\eta_{\text{ген}}$ — коэффициент полезного действия электрогенератора.

Максимальные значения этих коэффициентов составляют:

$$\eta_{\text{турб}} = 0,88 - 0,96 ; \quad \eta_{\text{мех}} = 0,9 - 1,0; \quad \eta_{\text{ген}} = 0,95 - 0,98.$$

Значения коэффициента полезного действия энергетического оборудования $\eta_{\text{эл.об}}$, для ГЭС малой мощности составляет: $0,75 \div 0,80$, для средней мощности — $0,80 \div 0,85$ и для крупных около $0,90$.

Б. Баланс расходов и стоков участка реки

Одним из основных факторов, определяющих мощность гидроэлектростанции, является расход, который в бытовых условиях характеризуется определенной неравномерностью как в годовом, так и многолетнем разрезах.

Колебания расходов реки во времени, как правило, не согласуются с характером изменения нагрузки. В связи с этим, по мере возможности, прибегают к созданию искусственных резервуаров — водохранилищ для регулирования стока и пропуска расходов через гидроэлектростанцию в соответствии с изменением нагрузки. Это мероприятие, при значительном по сравнению с годовым стоком объеме водохранилища, позволяет существенно повысить степень использования стока, определяемую коэффициентом использования стока, равным

$$\eta_{\text{ст}} = \frac{W_{\text{гэс}}}{W_{\text{р}}}, \quad (1.6)$$

где $W_{\text{гэс}}$ — сток используемый гидроэлектростанцией, а $W_{\text{р}}$ — сток реки в створе плотины.

Для увеличения выработки гидроэлектростанции часто оказывается возможным, в особенности в горных районах, увеличить степень использования стока, как за счет захвата и подвода к ГЭС, тем или иным способом, расходов притоков

и склонов своего бассейна, так и за счет переброски вод из других бассейнов.

Практически, определенная часть расхода воды подведенной к плотине гидроэлектростанции обычно теряется бесполезно (сбросы через плотину, фильтрация, испарение и др.) или используется для других неэнергетических нужд при комплексном использовании водных ресурсов водотока.

С учетом изложенного баланс расходов воды источников, используемых гидроэлектростанцией, можно записать таким образом:

$$\sum Q_{p j} = Q_{гэс} + \sum Q_{к i} + \sum Q_{пот}. \quad (1.7)$$

Здесь $\sum Q_{p j}$ — суммарный бытовой расход в створах водозаборов на питающих данную ГЭС водотоках;

$Q_{гэс}$ — расход, полезно используемый гидроэлектростанцией, точнее расход, пропускаемый через турбины ГЭС;

$\sum Q_{к i}$ — расходы, используемые другими компонентами комплекса водопотребителей, включающие как расходы, изымаемые из реки в створе плотины или из водоподводящих сооружений ГЭС, так и те расходы, которые пропускаются через плотину из верхнего бьефа в нижний для обеспечения водой других водопотребителей на используемом участке реки (водоснабжение, орошение, санитарно-гигиенические попуски и т. п.).

$\sum Q_{пот}$ — суммарные потери воды, вызываемые фильтрацией и испарением в подпертом бьефе и в сооружениях гидроэлектростанции, сбросами через плотину из-за ограниченной пропускной способности деривации или недостаточного объема водохранилища, расходами на промыв наносов и др.

Аналогично можно написать баланс стоков

$$\sum W_{p j} = W_{гэс} + \sum W_{к i} + \sum W_{пот}. \quad (1.7')$$

При питании ГЭС от одного источника и отсутствии других водопотребителей (1.7) примет следующий вид:

$$Q_p = Q_{гэс} + \sum Q_{пот}. \quad (1.7'')$$

При использовании участка реки водохранилищной установкой баланс расходов пишется в следующем виде:

$$Q_p = Q_{гэс} \pm Q_w + \sum Q_{пот}. \quad (1.7''')$$

где $\pm Q_w = \pm \frac{dV}{dT}$ — расход, остающийся в водохранилище или забираемый из него при регулировании.

В. Баланс напоров участка реки

Величина полного падения (располагаемого напора) участка реки $H_{уч}$ представляет собой разность уровней удельной энергии $\epsilon_1 - \epsilon_2$ в сечениях в начале и в конце заданного участ-

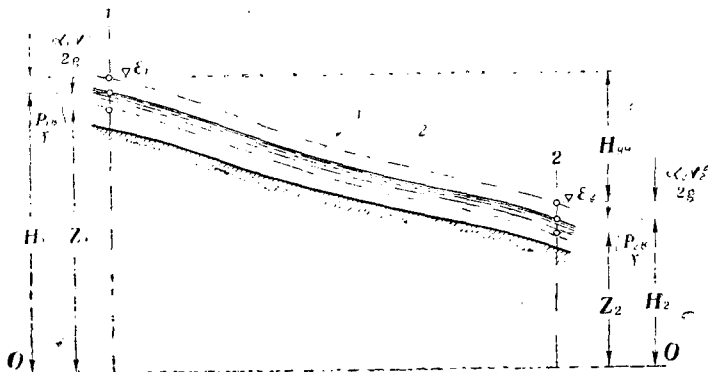


Рис. 4. К балансу напоров участка реки: 1—линия поверхности воды; 2—линия энергии

ка, отсчитываемых относительно плоскости сравнения 0—0 (рис. 4). На основании уравнения Бернулли, для створов 1—1 и 2—2 можно написать:

$$\frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} + \frac{P_{1v}}{\gamma} + \frac{P_{1a}}{\gamma} + z_1 = \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} + \frac{P_{2v}}{\gamma} + \frac{P_{2a}}{\gamma} + z_2 + h_w. \quad (1.8)$$

Здесь Z — превышение центра тяжести поперечного сечения водотока над плоскостью сравнения в рассматриваемом створе;

P_v — давление воды в той же точке;

P_a — атмосферное давление на поверхности воды в том же створе;

V — средняя скорость воды;

α — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения скорости в сечении водотока;

g — ускорение силы тяжести.

h_w — потери напора на 1—2 участке или падение реки $H_{\text{уч}}$, на этом участке.

Следовательно из (1—8) можем получить:

$$\begin{aligned} \epsilon_1 = \epsilon_2 = h_w = H_{\text{уч}} = z_1 - z_2 + \\ + \frac{P_{1в} - P_{2в}}{\gamma} + \frac{P_{1а} - P_{2а}}{\gamma} + \frac{\alpha_1 V_1^2 - \alpha_2 V_2^2}{2g}. \end{aligned} \quad (1.8')$$

Учитывая, что величина $\frac{P_{1а} - P_{2а}}{\gamma}$ пренебрежимо мала, а

величина $Z + \frac{P_{в}}{\gamma} = H$ представляет превышение уровня

воды в рассматриваемом створе над плоскостью сравнения, то полное падение участка между рассматриваемыми створами можно выразить в следующем виде:

$$H_{\text{уч}} = H_1 + H_2 + \frac{\alpha_1 V_1^2 - \alpha_2 V_2^2}{2g}. \quad (1.9)$$

В этом выражении H_1 и H_2 можно рассматривать и как отметки одновременно замеренных уровней воды в начале и в конце рассматриваемого участка.

На практике из-за относительной малости часто не учитывают и величину скоростного напора $\frac{\alpha V^2}{2g}$. Действительно

для высоконапорных гидроэлектростанций, сооружаемых на горных реках, скоростной напор составляет незначительную долю напора, используемого гидроэлектростанцией, а на низконапорных гидроэлектростанциях, сооружаемых обычно на равнинных реках, из-за малой скорости течения скоростной напор также пренебрежимо мал по сравнению с напором гидроэлектростанции.

Исходя из этого, часто падение участка принимают равным:

$$H_{\text{уч}} = H_1 - H_2. \quad (1.9')$$

В бытовых условиях вся энергия участка реки, соответствующая $H_{\text{уч}}$, затрачивается на работу, выполняемую рекой, т. е. на эрозию бассейна, транспортировку наносов, преодоление сопротивлений при движении воды и др. Практически используется лишь определенная часть $H_{\text{нт}}$ полного падения реки, остальная часть $\sum h_{\text{пот}}$ бесполезно тратится. Поэтому баланс напоров для используемого участка после сооружения гидроэлектростанции без учета скоростного напора запишется в следующем виде:

$$H_{\text{уч}} = H_{\text{нт}} + \sum h_{\text{пот}}, \quad (1.10)$$

где $H_{\text{нт}}$ — напор нетто или рабочий напор;

$\sum h_{\text{пот}}$ — суммарные потери на используемом участке реки.

Величина суммарных потерь напора, зависящая от ряда факторов: схемы гидроэлектростанции, размеров и типов принятых сооружений и др. может быть записана в следующем виде:

$$\sum h_{\text{пот}} = \sum h_{\text{п.б}} + \sum h_{\text{соор}}, \quad (1.11)$$

где $\sum h_{\text{п.б}}$ и $\sum h_{\text{соор}}$ — потери напора соответственно в верхнем подпертом бьефе (или на участке реки выше плотины) и в сооружениях гидроэлектростанции.

В свою очередь потери напора в подпертом бьефе равны:

$$\sum h_{\text{п.б}} = h_{\text{кр.п}} + h_{\text{нан}} + h_{\text{с}}. \quad (1.12)$$

где $h_{\text{кр.п}}$ — потери напора на продольном уклоне подпорной кривой от начала используемого участка до подпорного сооружения;

$h_{\text{нан}}$ — потери напора вследствие повышения дна реки в начале подпора в результате его заиливания наносами (подробнее см. ниже);

$h_{\text{с}}$ — потери напора, вызываемые понижением уровня водохранилища при его сработке.

Суммарные потери напора в сооружениях гидроэлектростанций равны

$$\sum h_{\text{соор}} = \sum h_{\text{подв.с}} + \sum h_{\text{отв.с}}, \quad (1.13)$$

где $\sum h_{\text{подв.с.}}$ — суммарные потери напора в подводящих сооружениях от водоприемника до входа в турбинную камеру;

$\sum h_{\text{отв.с}}$ — суммарные потери напора в сооружениях от всасывающей трубы до места сопряжения отводного канала с рекой.

Для гидроэлектростанции со струнными турбинами к потерям напора в сооружениях прибавляется также потеря $h_{\text{стр.т.}}$, равная высоте расположения оси струи воды, выходящей из сопла турбины, над уровнем нижнего бьефа у отводной камеры.

Графическое изображение потерь напора для гидроэлектростанции смешанного типа дано на рис. 5.

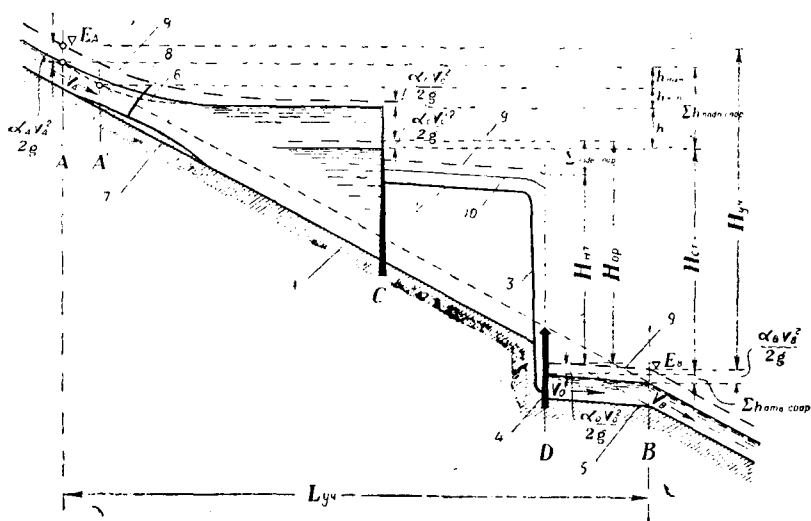


Рис. 5. К балансу напоров участка реки и ГЭС; 1—плотина; 2—напорный тоннель; 3—напорный трубопровод; 4—здание ГЭС; 5—отводной канал; 6—кривая подпора до заиления; 7—наносы; 8—кривая подпора после заиления; 9—линия энергии; 10—пьезометрическая линия

Как видно из этого рисунка, баланс напоров от водоприемника до начала отводного сооружения может быть написан и в следующем виде:

$$H_{\text{бр}} = H_{\text{нт}} + \sum h_{\text{подв.с.}}, \quad (1.14)$$

где $H_{бр.}$ — полный напор или напор брутто, равный разности величин энергии 1 кг воды в верхнем и нижнем бьефах гидроэлектростанций;

$\sum h_{подв.с}$ — суммарные потери напора в подводящих сооружениях для гидростанции с напорной деривацией от водоприемника до входа в турбинную камеру и для гидроэлектростанции с безнапорной деривацией от входа в напорный трубопровод до входа в турбинную камеру.

Величина напора брутто может быть записана и так:

$$H_{бр} = H_{ст} + \frac{\alpha_c V_c^2}{2g} - \frac{\alpha_A V_A^2}{2g}, \quad (1.15)$$

где $H_{ст}$ — статический напор, или разность отметок в верхнем и нижнем бьефах гидроэлектростанций.

Без учёта скоростного напора:

$$H_{бр} = H_{ст} = H_{нт} + \sum h_{подв.с}. \quad (1.15')$$

Для гидроэлектростанции со струйными турбинами будем иметь:

$$H_{бр} = H_{ст} + \frac{\alpha_c V_c^2}{2g} - h_{стр.т}, \quad (1.15'')$$

где $h_{стр.т}$ — превышение оси струи воды, вытекающей из сопла турбины, над уровнем воды в начале отводящего тракта.

Степень использования падения участка реки оценивается соответствующим коэффициентом, равным

$$\eta_n = \frac{H_{уч} - \sum h_{пот}}{H_{уч}} = \frac{H_{нт}}{H_{уч}}. \quad (1.16)$$

Необходимо отметить, что как полный располагаемый напор участка $H_{уч}$, определяемый уравнением (1. 8), так и степень использования напора, оцениваемая коэффициентом η_n по уравнению (1—16), соответствуют мгновенным значениям входящим в эти уравнения величин. Между тем расход реки, как правило, меняется как во времени, так и по длине водотока и влечет за собой изменение величины падения.

Строго говоря, одновременный мгновенный замер уровней в разных створах может обеспечить получение точного зна-

чения $H_{гч}$ только в том случае, когда изменение расходов в обоих створах происходит синхронно, что может иметь место при небольшой протяженности участка. Практически при значительной длине участка всегда наблюдается сдвиг фаз в изменении расходов в верхнем и нижнем створах. Так, например, при начале паводка уровень воды в верхнем створе будет повышаться раньше, чем в нижнем створе. При спаде паводка имеет место обратное явление.

Топографические условия русла реки также могут оказать влияние на величину $H_{гч}$. Известно, что колебания уровней больших рек происходят в пределах нескольких метров, доходя в отдельных случаях — при сильных сужениях ущелий больших расходах, даже до нескольких десятков метров. Естественно, что в зависимости от длины участка и места расположения сужений (в начальной или конечной части рассматриваемого участка), располагаемый напор при изменении расхода может меняться в ту или иную сторону.

Потери напора, определенные для какого-либо момента, в особенности для гидроэлектростанции с регулирующим водохранилищем, для которой величина напора меняется в больших пределах, в зависимости от величины сработки не могут дать полного представления о степени использования располагаемого напора участка. Поэтому при оценке степени использования падения участка в выражениях (1. 8) и (1. 16) должно быть подставлено среднее за рассматриваемый период значение напора.

Точное установление среднего падения участка с учетом всех влияющих на него факторов весьма затруднительно, поэтому на практике для предварительных расчетов, в особенности для высоконапорных установок на горных реках, часто определяют $H_{гч.ср}$, исходя из среднегодового или другого характерного расхода участка реки.

Г. Баланс водноэнергетических ресурсов бассейна и участка реки

Теоретически располагаемыми запасами водной энергии или, как иначе говорят, потенциальными водноэнергетически-

ми ресурсами бассейна принято считать среднюю многолетнюю механическую работу, совершаемую атмосферными осадками при их стекании по поверхности к пониженной части рельефа. Эта работа равна сумме произведений веса воды на величину падения, исчисляемого от места выпадения атмосферных осадков на элементарную площадь поверхности бассейна до устья водотока.

Как известно, вся эта энергия затрачивается на смыв и транспортировку материалов с поверхности рельефа, на преодоление препятствий при движении воды, а часть рассеивается в виде тепловой энергии.

Количественное выражение водной энергии бассейна может быть представлено в следующем виде:

$$E_{\text{уч}} = A \int_{H_1}^{H_2} m H dF, \quad (1.17)$$

где m — модуль стока л/сек км²;

H — падение от элементарной площади поверхности рельефа до горизонтальной плоскости, проходящей на наиминшей отметке бассейна;

dF — элементарная площадка поверхности бассейна.

A — постоянный коэффициент равный 85,9.

Потенциальная энергия бассейна представляет собой сумму энергии главного русла $E_{\text{гл.р}}$, притоков $E_{\text{пр}}$ и склонового стока $E_{\text{ск}}$. Следовательно баланс энергии бассейна запишется в следующем виде:

$$E_{\text{басс}} = E_{\text{гл.р}} + E_{\text{пр}} + E_{\text{ск}}. \quad (1.18)$$

При сооружении гидроэлектростанций используется лишь часть этой энергии, главным образом, сосредоточенной в определенных местах бассейна. Сосредоточение энергии имеет место преимущественно в главных руслах реки и ее притоков, в которых концентрируется сток бассейна.

Поэтому для практического использования водной энергии бассейна важное значение имеет энергия главного русла реки и ее притоков.

В свою очередь энергия главного русла представляет собой сумму энергии отдельных его участков.

Энергия определенного участка реки может быть выражена в следующем виде:

$$E_{yч} = A' \int_{H_1}^{H_2} W_i dH, \quad (1.19)$$

где H_1 и H_2 — отметки уровня воды в начале и конце рассматриваемого участка.

W_i — среднегодовой сток реки

A' — постоянный коэффициент равный $\frac{1}{367}$.

Гидроэлектростанция, как отмечено было выше, позволяет использовать часть этой энергии, остальная же теряется зря вследствие недоиспользования полного падения и стока реки, кроме того, бесполезные расходы ее имеют место в энергетическом оборудовании гидроэлектростанции.

С учетом изложенного баланс энергии участка реки после сооружения гидроэлектростанции запишется в следующем виде:

$$E_{yч} = E_{гэс} + E_{пот}. \quad (1.20)$$

Степень использования располагаемой энергии участка реки, как было отмечено выше определяется коэффициентом полезного действия гидроэлектростанции, равным

$$\eta_{гэс} = \frac{E_{гэс}}{E_{yч}} = \frac{N_{гэс}}{N_{yч}}. \quad (1.21)$$

Величина этого коэффициента тем больше, чем при прочих равных условиях принятая схема гидроэлектростанции удачнее сообразуется с природными условиями используемого участка реки, чем больше совпадение гидрологического режима реки с режимом электропотребления, чем совершеннее конструкции сооружений и электросилового оборудования гидроэлектростанции и т. п.

Обычно принято, что в выражении (1.21) $E_{yч}$ является постоянной величиной, а меняется только величина $E_{гэс}$. Однако, как будет показано дальше, от схемы использования зависит не только $E_{гэс}$, но и величина располагаемой или теоретической энергии участка реки $E_{yч}$. Поэтому этот показатель не может служить критерием для суждения о действительной степени использования располагаемой энергии участка при разных схемах использования одного и того-же участка без соответствующей корректировки.

ГЛАВА ВТОРАЯ

ИСЧИСЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ

1. Водноэнергетический кадастр

Для планомерного освоения водной энергии отдельных рек или системы рек, расположенных в определенном районе, необходимо располагать данными о ее количественной и качественной характеристике и территориальном распределении, а также сведениями о природных условиях района и возможностях использования этой энергии. С этой целью составляется т. н. водноэнергетический кадастр, представляющий собой обработанный и систематизированный по определенной методике свод отмеченных выше данных.

Общепринятой, утвержденной методики по составлению таких кадастров до сего времени не имеется. Большая работа по установлению единой методики для составления водноэнергетического кадастра была проделана секцией по научной разработке проблем водного хозяйства АН СССР, результаты которой опубликованы в виде предварительной, подлежащей дальнейшему уточнению и развитию инструкции по составлению водноэнергетического кадастра СССР.

Если раньше запасы водной энергии исчислялись только для русел мощных рек и их главных притоков, которые являлись объектами более или менее крупного гидроэнергетического строительства, то в настоящее время в соответствии с

современными достижениями в области использования энергии склонов в высокогорных районах и широким развитием электрификации сельского хозяйства на базе строительства маломощных гидроэлектростанций учету подлежит энергия всех поверхностных водных потоков, включая и склоновый сток.

Согласно упомянутой инструкции водноэнергетический кадастр должен состоять из трех частей:

1. Кадастр потенциальных запасов водной энергии, который представляет собою сводку полной энергии водных потоков без учета технических и экономических условий ее использования;

2. Кадастр промышленных запасов водной энергии, представляющий собою сводку полезной энергии, которую при определенных технических условиях можно получить от водных потоков.

3. Кадастр фактического использования водной энергии, который содержит основные сведения об эксплуатируемых, строящихся и намечаемых в ближайшее время сооружениях гидроэлектростанций.

Потенциальная энергия и мощность водотока определяется по среднегодовым многолетним расходам. При этом, согласно инструкции, при наличии длительных наблюдений в качестве дополнительной характеристики определяется модульный коэффициент, равный отношению минимального расхода к среднегодовому. Для водотоков с весьма неравномерным распределением стока в году при хорошей гидрологической изученности допускается в кадастре приводить модульные коэффициенты по расходам 50, 75 и 90% обеспеченности в среднем году. При этом средне-годовые расходы исчисляются как средние за ряд лет, а минимальные — как среднемноголетние из средних минимальных расходов, а при отсутствии последних — по минимальным суточным расходам.

Для оценки степени изученности и достоверности исчисляемых ресурсов последние принято делить на категории. В инструкции приняты следующие категории изученности водноэнергетических ресурсов участков.

Категория изученности	Х а р а к т е р и с т и к а у ч а с т к о в
А ₁	Эксплуатируемые или строящиеся ГЭС.
А ₂	Имеющие технические проекты или проектные задания ГЭС.
В	Имеющие водноэнергетические схемы (ВЭС) или технико-экономические доклады (ТЭД).
	Без проектных материалов
С ₁	Имеющие непосредственные гидрологические наблюдения с длинными рядами или короткими, приведенными к длинным; или определенные по новейшей карте изолиний модуля стока; продольный профиль по техническим изысканиям или по карте масштаба не мельче 1 : 100000.
С ₂	Имеющие гидрологические данные—по карте изолиний модуля стока, продольный профиль по картам масштаба 1 : 200000 и менее.

Для составления кадастра промышленных запасов водной энергии должны быть учтены в определенной мере как перспективная потребность в электроэнергии, так и физико-географические условия района (гидрологические, геологические, климатические и др.). Для оценки промышленных запасов водной энергии используются данные о потенциальных ресурсах с учетом коэффициентов использования стока, напора, мощности энергии и др.

Для составления кадастра промышленных ресурсов водной энергии составляются сокращенные водноэнергетические схемы (ВЭС) водотоков и районов.

Метод перехода от потенциальных ресурсов водной энергии к промышленным путем введения эмпирических коэффициентов применим лишь для получения предварительных промышленных запасов при условии соответствующего обоснования этих коэффициентов.

В кадастре фактического использования водной энергии учету подлежат все эксплуатируемые, строящиеся и намечаемые к постройке гидроэлектростанции.

2. Методы исчисления потенциальных ресурсов водотока

Для исчисления потенциальных ресурсов рек предложено множество формул, выражающих теоретическую мощность или энергию бассейна реки или его отдельных элементов. Все эти формулы в зависимости от их структуры могут быть разделены на три группы.

К первой группе относятся формулы, в которых мощность выражается в зависимости от длины водотока или его падения и которые позволяют вести линейный или поучастковый учет ресурсов реки.

Ко второй группе относятся формулы которые выражают теоретическую мощность или энергию реки в зависимости от площади бассейна.

Наконец, к третьей группе относятся формулы, выражающие потенциальные ресурсы реки в функции от объема бассейна.

Приведем лишь некоторые из них:

а) линейный учет потенциальных ресурсов реки.

Аналитические выражения потенциальных ресурсов участка реки через мощность и энергию можно записать в следующем виде:

$$N_{\text{уч}} = 9.81 \int_{H_1}^{H_2} Q_i dH \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

$$E_{\text{уч}} = \frac{1}{367} \int_{H_1}^{H_2} W_i dH \text{ кВт. ч}, \quad (2.2)$$

где H_1 и H_2 — отметки уровней воды в начале и конце рассматриваемого участка:

Q_i и W_i — соответственно секундный расход и среднегодовой сток реки.

Ввиду того, что зависимости $Q = Q(L)$, $W = W(L)$ и $H = H(L)$ не могут быть в практических случаях заданы аналитически, для определения N и E по формулам (2.1) и (2.2) пользуются следующим графическим способом.

По оси ординат откладываются высотные отметки реки H , а по оси абсцисс: вправо—длина L , а влево—расходы воды Q (рис. 6). Линию ab можно рассматривать как эпюру силового профиля реки, поскольку абсциссы представляют в соответствующем масштабе мощность, отнесенную к единице высоты (падения), а заштрихованная площадь $AabOA$ представляет теоретическую мощность участка реки.

Если вместо расходов Q_i влево от оси ординат отложить среднегодовые стоки W , то эта же площадь в определенном масштабе будет выражать среднегодовую энергию участка.

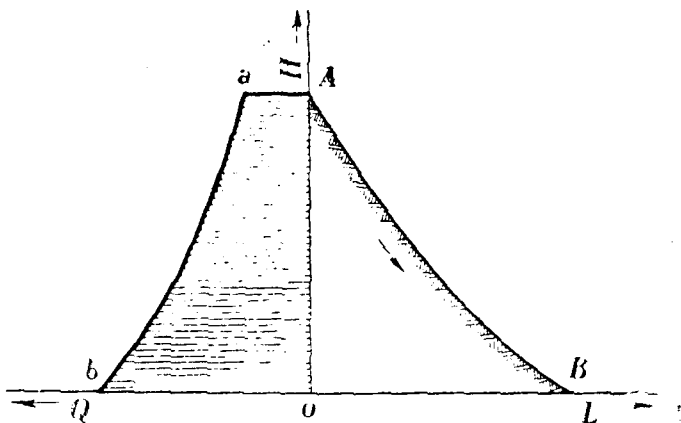


Рис. 6. К графическому определению мощности и энергии участка реки

Большое распространение при практических расчетах получили следующие приближенные формулы:

$$N_{\text{уч}} = 9,81 \sum_{i=1}^n \frac{Q_{1i} + Q_{2i}}{2} \Delta H_i = 9,81 \sum_{i=1}^n Q_{i \text{ ср}} \Delta H_i \text{ кВт} \quad (2.1')$$

$$E_{\text{уч}} = \frac{1}{367} \sum_{i=1}^n \frac{W_{1i} + W_{2i}}{2} \Delta H_i = \frac{1}{367} \sum_{i=1}^n W_{i \text{ ср}} \Delta H_i \text{ кВт-ч}, \quad (2.2')$$

где $Q_{i \text{ ср}}$ и $W_{i \text{ ср}}$ представляют, соответственно, полусумму среднегодовых расходов и полусумму среднегодовых стоков в начале и конце элементарного участка ΔL_i ;

n — число элементарных участков, на протяжении которых уклон реки принимается постоянным, а изменение расходов — линейным, ΔH_i — падение на элементарном участке.

б) способы определения потенциальных ресурсов бассейна реки в зависимости от площади бассейна.

Н. А. Григорович ввел понятие «дифференциальной мощности бассейна» $\frac{dN}{dF}$ и для определения энергии бассейнов, включая и мельчайшие водотоки предложил следующую формулу:

$$E_{\text{бас}} = 86 \int_0^F H m dF, \quad (2.3)$$

где m — средний дифференциальный модуль стока в некоторой элементарной площадке бассейна;

H — падение элементарного расхода от места его образования на поверхности бассейна до устья реки.

Н. С. Калачев для бассейнов малых горных рек предлагает формулу:

$$N_{\text{бас}} = A \int_0^H m' F dH, \quad (2.4)$$

где F — водосборная площадь, замыкаемая сечением, соответствующим падению главной реки;

m' — интегральный модуль стока в том же сечении.

Г. Г. Сванидзе для определения энергии бассейнов предложил следующую формулу, учитывающую связь энергии бассейна с характерным для бассейна величинами модуля стока и высот:

$$E_{\text{бас}} = 86 F H_{\text{ср}} \left[m_{\text{мин}} + \frac{m_{\text{мин}} + m_{\text{макс}}}{1 + k \left(1 - \frac{H_{\text{ср}}}{H_{\text{макс}}} \right)} \right], \quad (2.5)$$

где $H_{\text{ср}}$ и $H_{\text{макс}}$ — средняя и максимальная отметки бассейна в м;

k — постоянный коэффициент.

При постоянном значении модуля стока m формула (2.5) приводится к следующему виду:

$$E_{\text{бас}} = 86 FH_{\text{ср}} m. \quad (2.5')$$

Существует ряд других формул и методов определения энергии малых водотоков и склонового стока бассейна: метод базисных бассейнов, предложенный С. В. Клоповым, метод обобщенных коэффициентов, предложенный С. В. Григорьевым и др., которые мы здесь не будем рассматривать.

в) метод определения потенциальных ресурсов бассейна, в зависимости от объема фигуры бассейна.

М. А. Мостков ввел понятие элементарного объема «орграфической фигуры» $dV = H dF$ и предложил следующую формулу для определения энергии бассейна:

$$E_{\text{бас}} = \frac{1}{367} \int_0^V m dV \quad \text{квт.ч.}, \quad (2.6)$$

где m — частный модуль стока с данной площади в $\text{м}^3/\text{год. км}^2$.

Формула (2.6) выражает суммарные запасы потенциальных ресурсов бассейна с учетом ресурсов мельчайших притоков и склонового стока.

При постоянном значении для всего бассейна модуля стока М. А. Мостков вместо выражения (2.6) предлагает следующую формулу:

$$E_{\text{бас}} = \frac{MV_0}{367}, \quad * \quad (2.7)$$

где V_0 — объем фигуры бассейна, которая ограничена сверху поверхностью бассейна, снизу — горизонтальной плос-

* В приведенной формуле у автора вкралась ошибка при переходе от m к M в действительности вместо (2.7) будем иметь $E = 2.73 MV_0$.

костью сравнения и с боков — вертикальной поверхностью цилиндра, для которой направляющей служит водораздельная линия бассейна.

Автор отмечает, что формула (2.7) выражает предельно возможный запас энергии бассейна.

Из всех приведенных формул наибольшее распространение получили формулы для линейного учета энергии и мощности водотоков (2.1') и (2.2'), по которым определялись потенциальные ресурсы основных рек Советского Союза.

Следует отметить, что для сравнительно малых бассейнов горных рек потенциальные ресурсы удобно определять по формулам, в основе которых лежит интегрирование по высоте.

3. Силовые профили

Для установления рациональной последовательности в освоении водноэнергетических ресурсов реки кроме прочих условий необходимо знать распределение этих ресурсов по длине реки. В первом приближении наиболее выгодными для использования можно считать участки наибольшего сосредоточения теоретической мощности реки по ее длине или по высоте. В качестве показателя наибольшего сосредоточения мощности принята удельная мощность реки или мощность которая приходится на 1 км ее длины или на 1 м ее падения, являющиеся также элементами кадастровых данных рек.

Учитывая, что $\frac{dH}{dL} = i$, выражение интегральной теоретической мощности участка реки (2.1) можно представить и в следующем виде:

$$N_{\text{уч}} = 9,81 \int_{L_1}^{L_2} Q_i i_i dL . \quad (2.8)$$

На рис. 7 схематически изображен сокращенный продольный профиль участка реки с переменным уклоном i . Изменение расходов по длине реки выражает кривая $Q = \varphi(L)$. Кри-

вая $N_{\text{инт}} = \psi(L)$ представляет собой интегральную кривую мощности участка в функции от длины реки.

Ниже оси абсцисс показана эпюра удельных мощностей реки $\frac{dN}{dL}$. Слева от оси ординат показаны эпюры $\frac{dN}{dH}$ и $N_{\text{инт}} = \varphi(H)$.

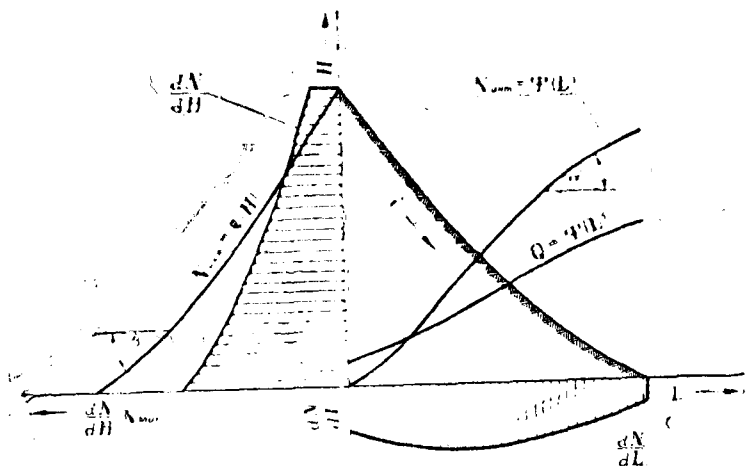


Рис. 7. Кривые изменения расходов, удельных и интегральных мощностей участка реки

Дифференцируя выражение (2.8) по длине, получим уравнение кривой удельной мощности

$$\frac{dN}{dL} = 9,81 Q_i i_i, \quad (2.9)$$

которое выражает изменение величины удельной мощности в функции по длине реки.

Величина удельной мощности в каком-либо створе представляет собой тангенс угла между осью абсцисс и касательной к интегральной кривой в том же створе.

Аналогично дифференцируя выражение (2.1) по высоте, получим уравнение кривой удельной мощности по высоте падения участка:

$$\frac{dN}{dH} = 9,81 Q_i, \quad (2.10)$$

которая выражает изменение удельной мощности в функции от падения реки.

На том же рисунке слева от оси ординат показаны кривые интегральной и удельной мощности участка.

На практике законы изменения уклонов и в особенности расходов на более или менее большой длине участка трудно выразить аналитически, вследствие чего, для построения этих графиков приходится длину реки делить на короткие участки и для них вычислять необходимые величины. Факторами, определяющими длину таких элементарных участков, обычно являются устья более или менее значительных притоков и места перегибов продольного профиля реки.

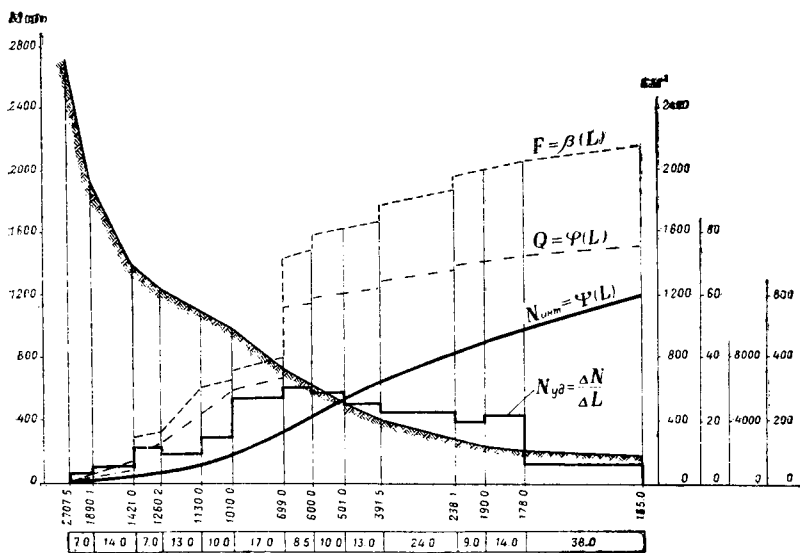


Рис. 8. Продольный профиль и графики изменения водосборных площадей, расходов, удельной и интегральной мощности участка реки

На рис. 8 представлены продольный профиль и графики изменения расходов, интегральной и удельной мощности, составленные обычным способом по фактическим данным для участка одной из горных рек Грузинской ССР.

Не вдаваясь в детальное рассмотрение преимуществ и недостатков того или иного способа построения графика

удельной мощности рек, отметим, что для горных рек, используемых деривационными сооружениями, целесообразнее удельную мощность изображать в функции от длины реки

т. е. в этом случае график $\frac{dN}{dH}$ кроме значений удельной мощности участка дает представление и о протяженности такого участка, а в некоторой степени и о длине деривации, необходимой для использования этого участка, в то время как график $\frac{dN}{dH}$ на этот вопрос прямого ответа не дает.

С другой стороны, как видно из дальнейшего, для подпорных установок график $\frac{dN}{dH}$ дает более наглядное графическое представление решения некоторых задач, возникающих при использовании реки подпорными сооружениями.

4. Распределение водной энергии в бассейнах рек

Для оценки условий практического использования гидроэнергетических ресурсов наряду с другими факторами, имеет значение распределение этой энергии как в высотном отношении, так и по территории района.

Для равнинных рек изменение количества годовых осадков по высоте незначительно, и оно не может оказать существенного влияния на удельную мощность территории. В горных же районах это влияние может быть значительным. В данном случае рельеф оказывает сильное влияние как на количество осадков, так и на падение, т. е. на оба фактора, определяющих удельную мощность территории.

Количество осадков на единицу площади, как правило, тем больше, чем выше от уровня моря расположена эта площадь.

Вторая составляющая удельной мощности территории — падение — также зависит от высотного расположения бассейна водотока и, следовательно, она тоже больше характерна для горных рек.

На рис. 9 даны кривые изменения площадей ($F_{\text{инт}} = \varphi(H)$). Среднегодовых расходов ($Q_{\text{бас}} = \xi(H)$) и интегральной энергии ($E_{\text{бас}} = E_{\text{бас}}(L)$) бассейна одной горной реки функция от высоты падения. Там же показан продольный профиль ($H = H(L)$) и кривая среднегодовых расходов ($Q_p = \xi_p(H)$) главного русла реки. Как видно из этого рисунка, суммарная потенциальная энергия бассейна составляет 37 млрд квт. ч. При максимальной высоте бассейна — 5201 м около 90% всей энергии приходится на площадь бассейна, расположенную ниже отметки 2800 м, соответствующей истоку главной реки, и только около 10% падает на площадь, расположенную выше этой отметки.

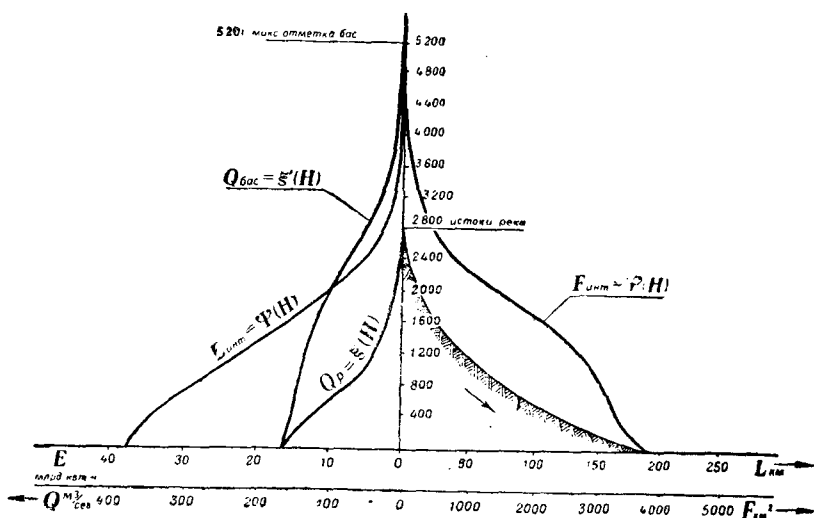


Рис. 9. Кривые изменения водосборных площадей, среднегодовых расходов и интегральной энергии бассейна горной реки в функции от H

Ниже суммарная энергия постепенно возрастает между отметками 3600—2000 м. Ниже отметки 2000 м имеет место равномерное нарастание этой энергии. Из этой же кривой видно, что около 50% всей энергии бассейна сосредоточено ниже отметки 1200 м.

Ниже приводятся некоторые данные о ресурсах водной энергии Грузинской ССР, являющиеся характерными для горных районов.

5. Некоторые данные о гидроэнергетических ресурсах рек Грузинской ССР

На территории Грузии, составляющей около 70 тыс. км², расположенной в разных высотных зонах, начиная от области вечных снегов и ледников Главного Кавказского хребта и кончая Колхидской низменностью на берегу Черного моря, мы имеем большое разнообразие природных условий. Годовое количество атмосферных осадков от 450—600 мм на равнинах Восточной Грузии доходит до 2000—3000 мм в южной части Черноморского побережья.

Такое редкое сочетание высокогорного рельефа, расположенного на небольшом расстоянии от моря с обилием атмосферных осадков, определило чрезвычайно высокий водно-энергетический потенциал территории Грузии в целом, и, в особенности, ее Западной части.

На основании последних подсчетов потенциальная энергия всего поверхностного стока Грузии составляет 219 млрд. квт.ч. Из них на речную сеть приходится 159,4 млрд. квт.ч, или 73%, остальные 59,6 млрд. квт.ч. или 27% — на энергию склонового стока и неучтенных мельчайших рек.

Средняя удельная энергия по Грузинской ССР составляет 2.29 млн. квт.ч на км² (261 квт/км²).

Для сравнения можно отметить, что для такой крупной равнинной реки, как Волга, удельная энергия не превышает 75 т. квт.ч на км², что считается сравнительно высокой нормой для равнинных рек.

Следовательно, средняя норма удельной энергии по территории Грузии примерно в 30 раз больше средней нормы в бассейне р. Волги.

Технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы от потенциальных составляют около 60%, т. е. 93.7 млрд. квт.ч.

Из полного гидроэнергетического потенциала речного стока Грузинской ССР на долю крупных и средних рек приходится 15.5 млн. квт, при годовой выработке 135.7 млрд. квт.ч. Эта энергия по территории Грузии распределена неравномерно. При большей площади Восточной Грузии на ее долю при-

ходится 29.2%, а остальные 70.8% падают на Западную Грузию (см. табл. 1).

Т а б л и ц а 1

Распределение потенциальной энергии по бассейнам крупных и средних рек Грузии

Наименование бассейнов	Площадь бассейна в пределах ГССР, км ²	Потенциальная мощность, тыс. квт		Распределение энергии по бассейнам в % от общ. энергии
		по бассейну	на 1 км ²	
1. Бассейн р. Риони	13418,2	3488,2	259,0	22,40
2. " Ингури	4062,0	2401,7	591,5	15,50
3. " Кодори	2035,6	1542,1	758,0	9,95
4. " Бзыбь	1501,6	930,7	620,0	6,00
5. " остальных рек	11615,9	2619,3	225,0	16,97
<hr/>				
Всего западная Грузия	32633,3	10982,0	337,0	70,82
6. Бассейн р. Куры	18230,5	2566,7	14,1	16,52
7. " Храми	5266,9	421,9	80,5	2,72
8. " Алазани	7339,4	820,5	112,0	5,32
9. " Иори	3823,7	223,2	58,5	1,44
10. Бассейн р. северного склона Кавказского хребта	2624,5	492,3	18,7	3,18
<hr/>				
Всего Восточная Грузия	37295,0	4524,6	121,0	29,18
Всего по Грузии	69830,7	15506,6	222,0	

Табл. 2 дает представление о распределении потенциальных гидроэнергоресурсов крупных и средних рек Грузии по мощности. Как видно из этих данных, около 60% всей потенциальной энергии приходится на крупные реки мощностью свыше 100 тыс. квт и только около 40% — на все остальные реки.

Из этой табл. видно, что на наиболее крупные реки, мощностью каждая более 500 тыс. квт. падает около 35% всей суммарной мощности рек республики.

Таблица 2

Распределение гидроэнергетических ресурсов крупных и средних рек Грузии по рекам разной мощности

Мощность водотоков	Суммарная мощность, тыс. квт	% общей мощности	Средняя удельн. мощность квт/км ²
1. Реки мощностью до 10 тыс. квт	570,9	3,7	205
2. " 10—20 "	991,4	6,4	750
3. " 20—50 "	2091,9	13,5	1085
4. " 50—100 "	2418,7	15,6	2078
5. " 100—500 "	4106,9	26,4	1840
6. " 500 и более	5326,8	34,6	4250
Всего:	15506,6	100	1447

Это обстоятельство имеет чрезвычайно важное значение с точки зрения практического использования водной энергии, в частности, с точки зрения крупного гидроэнергостроительства.

В число этих рек входят пять крупных рек Грузии: Ингури, Риони, Кура, Кодори и Бзыбь, основные показатели которых приведены в табл. 3.

Таблица 3

Мощность основных русел наиболее крупных рек Грузии

Наименование реки	Мощность тыс. квт	% к суммарной мощности всех рек	Средняя удельн. мощность, квт/км
1. Ингури	1406,00	9,07	6840
2. Кура	1135,10	7,33	3240
3. Риони	1031,10	6,65	3100
4. Цхенис-Цкали	612,20	3,95	3320
5. Кодори	611,20	3,94	7780
9. Бзыбь	531,20	3,43	5320
Всего:	5326,80	34,37	4250

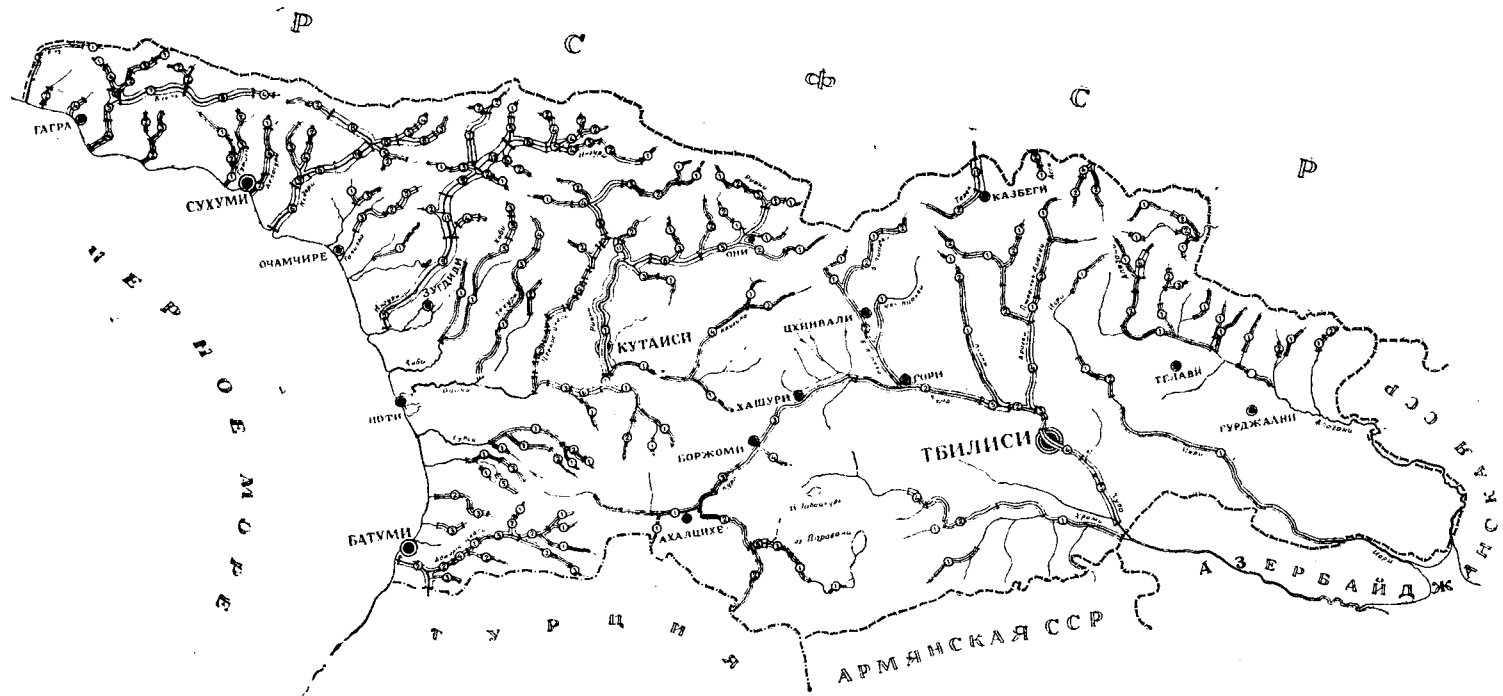


Рис. 10. Карта потенциальных гидроэнергетических ресурсов Грузинской ССР

На рис. 10 показаны удельные мощности рек Грузии. Толщина полосы вдоль течения рек в определенном масштабе изображает среднюю удельную мощность их участков. На эту же величину, с округлением до тыс. квт, указывает цифра, помещенная в каждой полосе.

На рис. 11 показаны удельные мощности р. Риони, изображенные другим графическим способом. Здесь средние удельные мощности участков показаны несколькими линиями

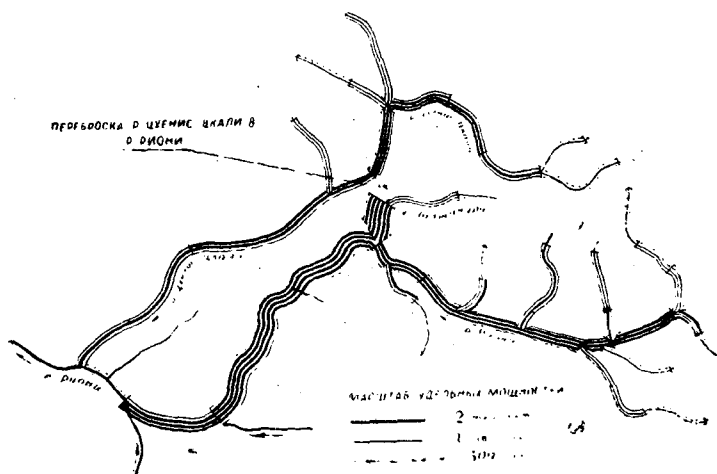


Рис. 11. Графическое изображение удельных мощностей реки

разной толщины, каждая из которых соответствует определенной мощности. Удельные мощности р. Риони составлены с учетом переброски стока р. Цхенис-Цкали. При этом, мощности ниже места переброски, соответствующие перебираемому стоку, показаны вдоль правого берега реки.

На реке Цхенис-Цкали ниже места изъятия стока удельные мощности соответствуют остаточному стоку после переброски.

По второму графическому способу изображения удельных мощностей величину последних можно определить проще и точнее, чем по первому способу.

Оба эти рисунка дают достаточно наглядное представление о распределении потенциальной энергии по длине рек горных районов.

6. Гидроэнергетические ресурсы озер

Естественные озера будем делить на следующие три условные типа — замкнутый, питающий и проточный. Замкнутый тип характеризуется тем, что из него не вытекают реки. Бытовой уровень воды в таких озерах поддерживается за счет стока рек впадающих в озеро, стока поступающего со склонов в виде подземных родников, а также за счет осадков выпадающих непосредственно на водную поверхность озера, которые компенсируют потери воды из озера вызываемые испарением и фильтрацией.

Питающий тип озера от замкнутого отличается тем, что из озера вытекают реки питаемые за счет сформировавшегося в озере стока.

Наконец, проточный тип озера характеризуется тем, что в него втекают и вытекают одна или несколько рек.

Первые два типа являются как бы частными случаями более общего, проточного типа озер.

Баланс среднегодового стока воды для проточного типа озера запишется в следующем виде:

$$W_{p \cdot \text{выт}} = W_{\text{вт}} - W_{\text{пот}}. \quad (2.11)$$

Здесь $W_{\text{вт}}$ — весь сток втекающий в озеро;

$W_{p \cdot \text{выт}}$ — сток вытекающих из озера рек;

$W_{\text{пот}}$ — сток теряемый в озере (испарение, фильтрация и др.).

В свою очередь значение $W_{\text{вт}}$ может быть написано в более развернутом виде —

$$W_{\text{вт}} = W_p + W_{\text{ск}} + W_{\text{ос}} + W_{\text{п.р}}, \quad (2.12)$$

где $W_{p \cdot \text{вт}}$ — сток рек впадающих в озеро;

$W_{\text{ск}}$ — сток стекающий в озеро со склонов;

$W_{\text{ос}}$ — количество атмосферных осадков выпадающих непосредственно на водную поверхность озера;

$W_{\text{п.р}}$ — сток подземных родников осуществляющий подводное питание озера.

Аналогично для теряемого стока можем написать

$$W_{\text{пот}} = W_{\text{исп}} - W_{\text{ф}} - W_{\text{тр}}, \quad (2.13)$$

где $W_{\text{исп}}$ — сток теряемый за счёт испарения;
 $W_{\text{ф}}$ — сток теряемый за счёт фильтрации из озера;
 $W_{\text{тр}}$ — сток теряемый на транспирацию растений.

Следовательно для проточного типа озера баланс стока в развернутом виде напишется в следующем виде:

$$W_{\text{выт}} = W_{\text{р}} + W_{\text{скв}} + W_{\text{ос}} + W_{\text{п.р}} - W_{\text{исп}} - W_{\text{ф}} - W_{\text{тр}}. \quad (2.14)$$

Этот сток определяет обновляющиеся потенциально-энергетические ресурсы озера.

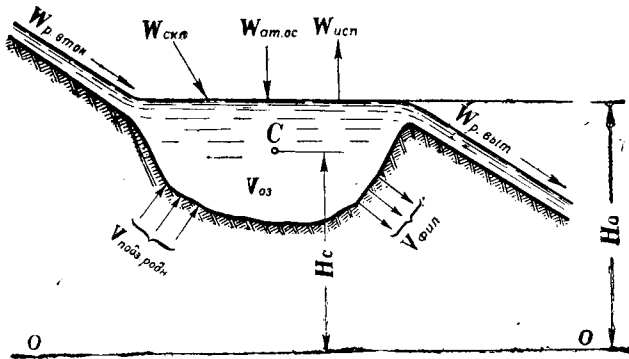


Рис. 12. Баланс стока проточного озера

Выражение потенциальной энергии, соответствующее стоку $W_{\text{выт}}$ выходящему из озера, относительно сравниваемой 0 — 0 плоскости (рис. 12), можно записать так:

$$E_w = \frac{1}{367} W_{\text{выт}} H_0, \quad (2.15)$$

где H_0 — средняя величина разности отметок между естественным уровнем озера и сравниваемой плоскостью.

Величина невозобновляемого векового V_{03} запаса потенциальной энергии озерной воды относительно той же сравниваемой плоскости будет:

$$E_v = \frac{1}{367} V_{03} H_c, \quad (2.16)$$

где H_c — разность отметок между центром тяжести объема озера и сравниваемой плоскостью.

Здесь сток озера и баланс энергии рассмотрены для естественных условий озера.

При искусственном заборе стока из озера, или при случаях переборки входящего в него стока из других источников в приведенную формулу должны быть введены соответствующие члены.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

НЕКОТОРЫЕ НОВЫЕ ВОЗЗРЕНИЯ НА ИСЧИСЛЕНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ РЕК И ОЗЕР

1. Суммарные потенциальные гидроэнергетические ресурсы бассейна реки

Как было отмечено выше, для учета и выявления путей использования водной энергии рек, обычно составляется водноэнергетический кадастр.

При изучении вопроса практического использования водотоков, в особенности если это использование намечается чисто деривационными установками, кадастровые данные существенно облегчают решение задачи. Они позволяют выделить наиболее эффективные с энергетической точки зрения участки, определить приблизительно количество используемой энергии, и, наконец, оценить степень использования теоретически располагаемой энергии как всей реки, так и ее отдельных участков и т. п.

Положение, однако, существенно меняется, когда использование реки намечается подпорными, приплотинными установками.

Дело в том, что в то время как деривационные установки в основном используют энергию главной реки (если не считать захват специальными сооружениями стока, притоков и боковой приточности), подпорные установки одновременно с энергией главной реки непосредственно, без каких-либо дополнительных мероприятий, используют энергию притоков и склонового стока в пределах, создаваемых ими подпоров.

Кроме того, подпорные гидроэлектрические станции используют определенную часть и потенциальной энергии атмосферных вод (точнее атмосферной влаги).

Речь идет о той потенциальной энергии, которой располагает содержащаяся в атмосфере влага, выпадающая в дальнейшем в виде осадков на поверхность бассейна водотока, и которая затрачивается на преодоление сопротивлений воздуха при движении этой влаги через атмосферу. После создания водохранилища часть этой энергии используется гидроэлектростанцией.

Количественный учет всех этих ресурсов практически невозможен и при современных способах их использования, едва ли в этом имеется необходимость. Однако для уяснения некоторых вопросов, связанных с практическим использованием водной энергии, необходим хотя бы ориентировочный учет этих ресурсов и составление приближенного баланса всех водноэнергетических ресурсов бассейна водотока — как по ее поверхности, так и в пространстве над поверхностью бассейна до определенных высот.

Для уяснения сути вопроса введем следующее понятие — «суммарные потенциальные водноэнергетические ресурсы бассейна», под которыми будем понимать суммарную среднесуточную механическую работу, совершаемую как атмосферной влагой при ее падении через атмосферу от места конденсации водяных паров в атмосфере до земной поверхности бассейна, так и атмосферными осадками, сформировавшимися после выпадения на поверхность бассейна в виде поверхностного стока, при своем движении по поверхности бассейна к пониженной части рельефа.

Пользуясь обозначениями согласно рис. 13, выражение суммарной потенциальной водной энергии в бассейне водотока, заключенной между горизонтальными плоскостями, условно проведенными по наивысшей и наинизшей точкам

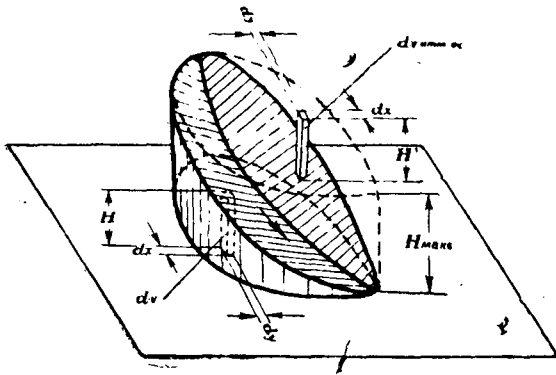


Рис. 13

бассейна, при допущении, что полная конденсация паров происходит выше горизонтальной плоскости, проведенной по наивысшей точке рельефа бассейна, можно записать в следующем виде:

$$E_{c.бас} = 0.00981 \left(\iint \omega H' S x dy + \iint m H dx dy \right) T, \text{ квт.ч} \quad (3.1)$$

где m —модуль стока, ω — количество влаги, проходящей через элементарную площадку 2 верхней горизонтальной плоскости в пределах рассматриваемого бассейна, выраженные в л/сек км²; T — время в часах.

Принимая $T = 8760$ часов и учитывая, что $dx dy$ представляет собой проекцию элементарной площадки на горизонтальную плоскость, уравнение (3.1) можно написать и так:

$$E_{c.бас} = 859 \left(\int_0^F \omega H' dF + \int_0^F m H dF \right). \quad (3.2)$$

При постоянном значении m и равномерном распределении атмосферной влаги по бассейну, учитывая при этом, что $\frac{H dF}{1000} = dV$ км³ из (3.2) будем иметь:

$$E_{c\text{-бас}} = 85900 (\omega V_{\text{ат}} + m V). \quad (3.3)$$

Аналогично для суммарной мощности бассейна будем иметь:

$$N_{c\text{-бас}} = 9.81 (\omega V_{\text{ат}} + m V). \quad (3.4)$$

Здесь $V_{\text{ат}}$ и V объемы км³ соответственно верхней и нижней частей прямого цилиндра, основанием которого является проекция бассейна на горизонтальную плоскость, а высотой — разность отметок между наивысшей и наимизшей точками рельефа. Этот цилиндр, поверхностью бассейна делится на две части: объем верхней части цилиндра соответствует (пропорционален) потенциальной энергии атмосферной влаги, а объем нижней части — потенциальной энергии поверхностного стока бассейна.

Наглядное графическое представление баланса суммарных, теоретически располагаемых, водноэнергетических ресурсов бассейна водотока в более развернутой форме дает рис. 14, где по оси ординат отложено падение реки H , по оси абсцисс, справа от оси ординат, нанесены продольные профили основной реки и ее притока, а также схематизированная водораздельная линия бассейна (условно принято, что река крупных правобережных притоков не имеет). Слева от оси ординат отложены величины $W' = \frac{W}{367}$, где W — среднегодовой сток

Площадь $H_1abH_2H_1$, в соответствующем масштабе выражает суммарные потенциальные водноэнергетические ресурсы бассейна, заключенные между горизонтальными плоскостями, проведенными по наивысшей и наимизшей точкам рельефа бассейна.

Площадь с вертикальной штриховкой (H_1abH_1) соответствует потенциальной энергии атмосферных осадков, а площадь $abb'a$ или равная ей площадь $H_1bb'H_1$ — с двойной

штриховкой, энергии, которая теряется вследствие испарения с поверхности бассейна. Площадь $H_1b'H_2H_1$ будет выражать обычные «потенциальные водноэнергетические ресурсы бассейна» (водноэнергетические ресурсы поверхностного стока). Последняя в свою очередь делится на следующие элементы: площади с наклонной штриховкой ($H_1c''b'c'H_1$) соответствуют энергия склонового стока и мелких притоков, площади с горизонтальной штриховкой ($H_1c'b'c'H_1$) — энергия притоков и, наконец, незаштрихованная ($H_1cb'H_2H_1$) — энергия главного русла водотока.

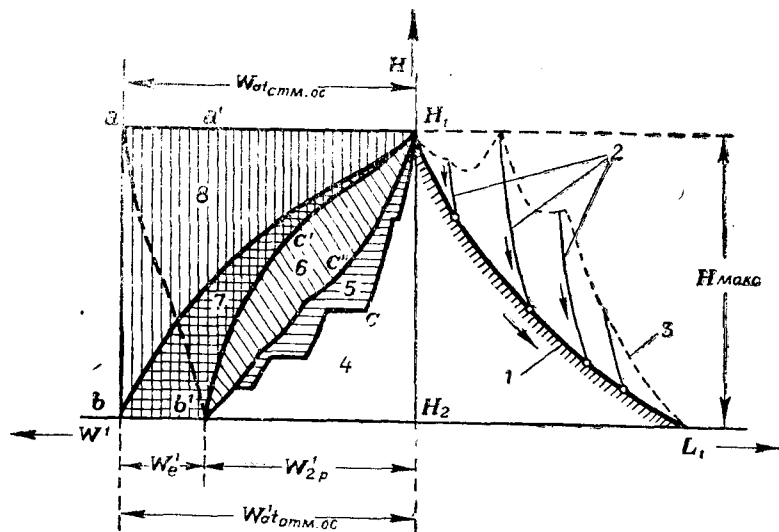


Рис. 14. Суммарный водноэнергетический баланс бассейна реки. 1—главная река; 2—притоки; 3—водораздельная линия; 4—энергия основного русла; 5—энергия притоков; 6—энергия склонового стока; 7—энергия соответствующая испарению фильтрации и др; 8—энергия атмосферных осадков

Использование всей энергии, определяемой первым членом выражения (3.3), практически не представляется возможным, т. к. современная техника еще не располагает способами использования энергии атмосферных вод, позволяющих захватить их на большой высоте со значительной площадью. Единственной установкой, использующей лишь незначительную часть этой энергии, является водохранилищная подпорная гидроэлектростанция, перехватывающая на уров-

не подпора атмосферную влагу и использующая ее в концентрированном виде в гидротурбинах.

Ввиду того, что при исчислении потенциальных ресурсов, как правило, схемы использования водотока отсутствуют, практически не представляется возможным дать более или менее точную количественную оценку той доли потенциальной энергии атмосферной влаги, которая впоследствии в той или иной степени может быть использована гидроэлектростанцией. С другой стороны, при составлении схемы использования эта энергия автоматически входит в выработку гидроэлектростанций, имеющих подпорные сооружения, т. е. технические ресурсы водотока, подсчитанные с учетом схемы использования, включают определенную часть и энергии атмосферной влаги. Следовательно соотношение потенциальных ресурсов поверхностного стока к потенциальным ресурсам атмосферной влаги, участка реки до и после создания водохранилища не остается постоянным и здесь мы имеем дело с переходом энергии атмосферной влаги в энергию поверхностного стока. Процесс перехода энергии от одного состояния в другое может быть осуществлен как искусственным вмешательством человека, выражающимся в постройке подпорного сооружения и создании водохранилища, так и в естественных условиях, при сползании склонов и образовании больших запруд или озер в ущельях и долинах рек.

Следует отметить, что в обоих этих случаях изменение потенциальной энергии на подпертом участке, принципиально можно рассматривать как временное явление, имеющее при этом местное значение. Для бассейна в целом будет иметь следующее положение. По мере заиления водохранилища или запруды, в результате отложения наносов, смываемых с поверхности бассейна, объем фигуры бассейна будет постепенно уменьшаться и достигнет своей первоначальной величины после полного занесения этими наносами водохранилища или запруды. Образование запруд в естественных условиях представляет весьма редкое явление и для исчисления потенциальных ресурсов существенного практического значения не имеет. Что же касается искусственно создаваемых водохранилищ, в случаях больших водохранилищ заиление их происходит сравнительно медленно, поэто-

му в практических расчетах необходимо считаться с влиянием создания водохранилища на величины располагаемой и используемой энергии водотока.

На основании изложенного можно сделать вывод о том, что механическую энергию атмосферной влаги следует относить к потенциальным ресурсам атмосферной влаги. Та часть этой энергии, которая используется гидроэлектростанциями с подпорными сооружениями, должна быть отнесена к техническим водноэнергетическим ресурсам водотока.

Отметим здесь же, что как видно из вышеизложенного в результате эрозии бассейна, его объем постепенно уменьшается, а следовательно уменьшается и его потенциальная энергия на величину соответствующую объему выносящих рекой в море наносов.

2. Водноэнергетические ресурсы участка реки

Возьмем участок реки 1—2 (рис. 15), протяжением $L_{уч}$ и общим падением $H_{уч}$ и рассмотрим среднесноголетний баланс стока и атмосферной влаги на этом участке в пределах пространства, которое могло бы занять водохранилище при сооружении в конце участка плотины, высотой равной $H_{уч}$ (для упрощения расчетов условно допускаем, что поверхность воды в водохранилище горизонтальная, а река на рассматриваемом участке притоков не имеет).

Баланс влаги рассматриваемого участка реки на уровне подпора запишется так:

$$W_{подп} = W_{1р} + W_{1ск} + W_{ат.в}, \quad (3.5)$$

где $W_{1р}$ —сток, сформировавшийся выше по реке и транзитно протекающий через рассматриваемый участок реки;

$W_{1ск}$ —склоновый сток, который формируется на склонах бассейна выше подпорного горизонта и при своем движении по склону и оврагам пересекает этот горизонт в пределах рассматриваемого участка реки;

$W_{\text{ат.в}}$ — количество атмосферной влаги, выпадающей непосредственно на водную поверхность будущего водохранилища F .

Количество влаги в конце рассматриваемого участка выразится стоком реки в данном месте и равен:

$$W_{2p} = W_{1p} + W_{1\text{ск}} + W_{\text{ск}}^F, \quad (3.6)$$

где $W_{\text{ск}}^F$ — склоновый сток, который формируется на этом участке за счет атмосферных осадков, выпавших по склонам ниже уровня будущего водохранилища $W_{\text{ск}} = W_{\text{ат.в}} - W_{\text{исп}}$, т. е. равен разности атмосферной влаги и испарения с поверхности F будущего водохранилища.

Рассмотрим теперь энергетический баланс участка реки.

Предположим, что использование всего падения рассматриваемого участка $H_{\text{уч}}$ намечается одной подпорной установкой. При допущении, что потеря энергии в подпорном бьефе, в сооружениях и оборудовании гидроэлектростанции места не имеет, а пропускная способность турбин обеспечивает полное использование бытового стока реки, т. е. если принять к.п.д. установки равным единице, то используемая гидроэлектростанцией энергия должна быть равна теоретической энергии участка реки. Исходя из этого, выражение суммарной располагаемой энергии рассматриваемого участка, в пределах пространства, занимаемого будущим водохранилищем, при допущении, что испарение с водной поверхности и суши одинаково, можно записать в следующем виде:

$$E_{\text{уч}} = \frac{1}{367} \left[\int_{H_1}^{H_2} W_{i\text{п}} dH + \int_{H_1}^{H_2} W_{i\text{ск}} dH + \int_{H_1}^{H_2} W_{i\text{ат.в}} dH \right]. \quad (3.8)$$

На рис. 15 дана эпюра энергетического баланса рассматриваемого участка реки.

Здесь площадь E_p выражает энергию главного русла участка реки, определяемую первым членом уравнения (3.8), площадь $E_{\text{скл}}$ — энергию склонового стока и площадь $E_{\text{ат.в}}$ — энергию атмосферной влаги.

Сравнивая между собой уравнения (3.8) и (2.2) видим, что теоретическая энергия участка, используемая водохранилищной установкой при к.п.д. равном единице значительно больше теоретической энергии определяемой обычным способом, т. е. уравнением (2.2).

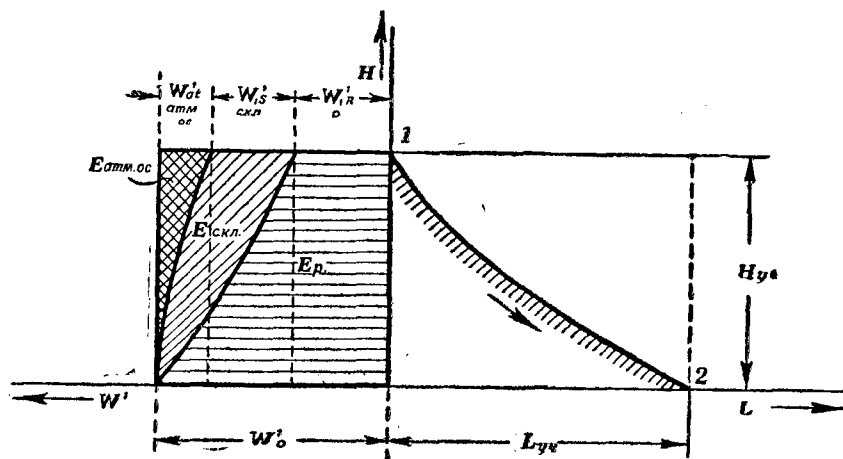


Рис. 15. Водноэнергетический баланс участка реки

При кадастровом учете водноэнергетических ресурсов, теоретическая мощность участка реки определяется по первому члену уравнения (3.8) и это обычно бывает достаточным для решения вопросов связанных с использованием данного участка деривационной установкой. Если же использование участка намечается подпорной установкой, необходимо учитывать и те водноэнергетические ресурсы этого участка, которые затрачиваются на преодоление разных сопротивлений в пространстве, занимаемом будущим водохранилищем и в той или иной степени используются подпорной установкой.

Кадастровый учет позволяет получить теоретическую энергию главного русла участка реки — $E_{гр}$ и более или менее крупных притоков $E_{пр}$ в пределах рассматриваемого падения. Теоретическая энергия притоков и склонового стока $E_{ск}$ в пределах подпора по кадастровым данным не может

быть получена, и в случае необходимости она должна быть определена специальными расчетами. Специальными расчетами должна быть определена также величина потенциальной энергии атмосферной влаги $E_{ат.в}$ в пределах пространства, занимаемого будущим водохранилищем, которая кадастром вовсе не учитывается.

Как видно из изложенного, кадастровые данные по участкам водотоков больше отвечают требованиям, возникающим при использовании рек деривационными установками. При использовании же их подпорными сооружениями в ряде случаев, для полного анализа вопроса необходимо иметь данные о суммарных теоретических водноэнергетических ресурсах участка реки, определяемых выражением (3.8). Существующая методика составления водноэнергетического кадастра не обеспечивает получения этих данных.

3. Практический учет суммарных потенциальных ресурсов участка реки

Точный учет суммарных потенциальных водноэнергетических ресурсов в бассейне водотока с охватом более или менее больших высот над поверхностью бассейна, встречает ряд непреодолимых затруднений. Этот учет, как было отмечено выше, и не требуется для решения практических задач. Необходимость в количественной оценке суммарных потенциальных ресурсов в определенных пределах практически возникает при рассмотрении вопроса использования отдельных участков водотока подпорными установками, при этом учет потенциальной энергии атмосферных вод требуется для сравнительно небольших высот.

Действительно, в настоящее время максимальная высота подпора, создаваемого плотинами, не превышает 300 м (считая подпор от бытового уреза воды), а средняя высота подпора над поверхностью ущелья еще меньше. Исходя из этого, количество осадков, выпадающих на поверхность затопляемой водохранилищем территории, можно без ощутимой погрешности отнести и к поверхности водохранилища. Следовательно, задача практического учета потенциальной

энергии атмосферной влаги в пределах реально осуществляемых подпоров существенно упрощается.

Переходя к изложению соображений по практическому учету суммарных гидроэнергетических ресурсов бассейна реки начнем с потенциальной энергии атмосферной влаги.

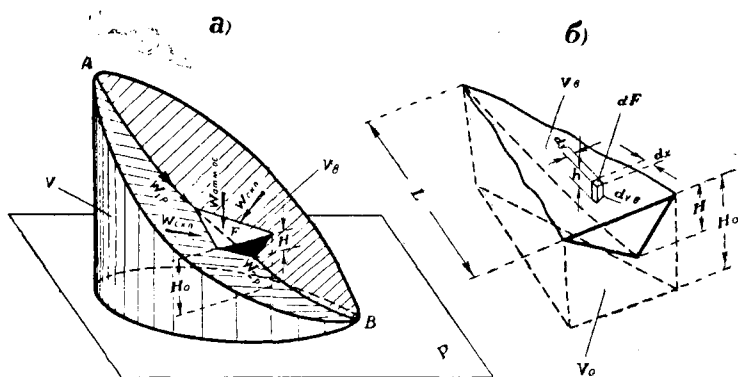


Рис. 16

Предположим, что в рассматриваемом бассейне реки намечается создание водохранилища объемом V_B . Пользуясь обозначениями рис. 16, аналогично выражению (3.3), для суммарной теоретически располагаемой энергии бассейна с учетом того пространства над его поверхностью, которое будет занято будущим водохранилищем, можно написать:

$$E_{\text{с.бас}} = 85900 (\omega V_B + m V). \quad (3.9)$$

Здесь первый член правой части уравнения выражает потенциальную энергию атмосферной влаги, соответствующую объему будущего водохранилища V_B , а второй — потенциальную энергию поверхностного стока соответствующую объему V фигуры бассейна.

Выражение (3.9) имеет силу до осуществления водохранилища, так как после создания водохранилища меняются условия испарения в пределах пространства занимаемого водохранилищем; при этом, это изменение влияет на величины обоих составляющих. Суммарная потенциальная энергия

бассейна, соответствующая объему $V + V_B$ после создания водохранилища выразится следующей зависимостью:

$$E_{c.бас} = 85900 [m(V - V_0) + (\omega - z)V'], \quad (3.10)$$

где $V' = F_B H_0$ — объем прямого цилиндра, основанием которого является площадь водохранилища F_B , а высотой разность отметок уровня водохранилища и плоскости сравнения H_0 ;

$V_0 = V' - V_B$ — объем части прямого цилиндра, основание которого находится в плоскости сравнения и равно площади водохранилища, а сверху ограничен поверхностью рельефа затопляемого водохранилищем;

z — величина испарения (л/сек км²).

Обозначая модуль стока с поверхности водохранилища через $m_B = \omega - z$ (без учета фильтрации) вместо (3.10) получим:

$$E_{c.бас} = 85900 [m(V - V_0) + m_B V']. \quad (3.11)$$

Если в бассейне создается n водохранилищ, будем иметь:

$$E_{c.бас} = 85900 \left[mV + \sum_{i=1}^n (m_B V'_i - mV_0) \right]. \quad (3.12)$$

Если модуль стока выразить в м³/год км², как это делают некоторые авторы, выражение (3.12) примет следующий вид:

$$E_{c.бас} = 2,73 \left[MV + \sum_{i=1}^n (M_B V'_i - MV_0) \right], \quad (3.13)$$

где M и M_B — модули стока соответственно суши и водной поверхности м³/год км².

Следует отметить, что приведенные выражения суммарной энергии и мощности бассейна получены при допущении, что в пределах бассейна величина m и в пределах водохранилища m_B остаются постоянными. Не учтено также изменение величины фильтрации с площади затопления.

Определим теперь величину приращения располагаемой потенциальной энергии бассейна после создания водохранилища. Уравнение (3.11) выражает суммарную потенциальную энергию бассейна после создания водохранилища. До создания водохранилища потенциальная энергия бассейна составляет

$$E_{0\text{ бас}} = 85900 m V_0. \quad (3.14)$$

Приращение энергии может быть определено как разность энергии исчисляемых по выражениям (3.11) и (3.14):

$$\Delta E_{\text{с.бас}} = E_{\text{с.бас}} - E_{0\text{ бас}} = 85900 (m_{\text{в}} V' - m V_0).$$

Заменяя V_0 через $V' - V_{\text{в}}$ и обозначая $m_{\text{в}} - m$ через m' получим:

$$\Delta E_{\text{с.бас}} = 85900 (m V_{\text{в}} + m' V'). \quad (3.15)$$

Первый член уравнения (3.15) выражает потенциальную энергию атмосферной влаги, создаваемую за счет увеличения объема фигуры бассейна на величину $V_{\text{в}}$ при постоянном значении m ; второй же учитывает влияние изменения модуля стока в пределах территории занимаемых водохранилищем, на величину приращения энергии.

Аналогично для приращения суммарной мощности бассейна получим:

$$\Delta N_{\text{с.бас}} = 9,81 (m V_{\text{в}} + m' V'). \quad (3.16)$$

В зависимости от соотношения $m_{\text{в}}$ и m вторые члены выражения (3.11) и (3.12) могут иметь как положительный, так и отрицательный знаки. Так например, когда испарение с суши больше чем с водной поверхности, т. е. $m < m_{\text{в}}$ второй член имеет положительный знак, в противном случае он принимает отрицательный знак. Что же касается знака самого приращения энергии, то он при $m < m_{\text{в}}$ всегда положительный, а при $m > m_{\text{в}}$ в зависимости от соотношения $V_{\text{в}}$ и V' может иметь как положительный, так и отрицательный знак.

Обычно среднегодовая интенсивность испарения с водной поверхности больше, чем интенсивность испарения с суши. Однако, в некоторых районах норма испарения с суши может значительно превысить норму испарения с водной поверхности.

Пример. Для проектируемой Нижне-Обской гидроэлектростанции имеем:

$$F_B = 82270 \text{ км}^2; \quad H_0 = 35,5 \text{ м}; \quad V' = F_B H_0 = 2920 \text{ км}^3;$$

$$V_B = 1123 \text{ км}^3; \quad m_B = 7,95 \text{ л/сек км}^2; \quad m = 7,3 \text{ л/сек км}^2.$$

Подставляя эти данные в формулу (3.15) получим:

$$\begin{aligned} \Delta E &= 85900 [7,3 \cdot 1123 + (7,95 - 7,3) 2920] = \\ &= 705000000 + 163000000 = 868000000 \text{ квт.ч.} \end{aligned}$$

Следовательно в данном случае приращение располагаемой энергии реки Оби в результате создания Нижне-Обского водохранилища составляет 868 млн. квт.ч, при этом приращение энергии за счет непосредственного использования энергии атмосферных осадков вследствие увеличения объема фигуры бассейна, даже без учета изменения модуля стока, составляет 705,0 млн. квт.ч.

Рассмотрим теперь суммарные потенциальные ресурсы участка реки с точки зрения их практического учета.

Если учесть, что последние два члена уравнения (3.8) выражают энергию соответствующую дополнительному стоку $\Delta W_{i_p} = W_{2p} - W_{i_p}$ поступающему в реку на рассматриваемом участке при падении участка с H_1 до H_2 , то это уравнение можно написать и в таком виде:

$$F_{\text{в.ч}} = \frac{1}{367} \left[\int_{H_1}^{H_2} W_{i_p} dH + \int_{H_1}^{H_2} (W_{2p} - W_{i_p}) dH \right]. \quad (3.17)$$

Сравнение уравнений (2.2) и (3.17) показывает, что теоретическая энергия подпертого участка больше энергии неподпертого же участка на величину

$$\Delta E = \frac{1}{367} \int_{H_1}^{H_2} (W_{2p} - W_{i_p}) dH. \quad (3.18)$$

Нетрудно заметить, что выражение (3.17) приводится к следующему виду:

$$E_{yч} = \frac{1}{367} W_{2p} H_{yч} . \quad (3.19)$$

Обозначая через $E_{yч}$ теоретическую энергию участка, определяемую по формуле (2.2) и через $E'_{yч}$ энергию определяемую по формуле (3.19) для участка реки с постоянным уклоном и линейно нарастающим расходом получим следующую зависимость между $E_{yч}$ и $E'_{yч}$:

$$E'_{yч} = E_{yч} \frac{W_{2p}}{W_{cp}} = E_{yч} \frac{2 W_{2p}}{W_{1p} + W_{2p}} . \quad (3.20)$$

Следует отметить, что практически в ряде случаев влияние подпора на располагаемую энергию участка может быть существенным. Так, например, при величине среднегодовых стоков $W_{1p} = 500$ млн. м³ и $W_{2p} = 600$ млн. м³ ($Q = 16$ м³/сек. $Q_2 = 19$ м³/сек) вначале и в конце спрямленного участка горной реки, характеризующегося постоянным уклоном и линейным нарастанием расходов по формуле (3.20) получим:

$$E'_{yч} = E_{yч} \frac{2 \cdot 600}{500 + 600} = 1.08 E_{yч} .$$

Следовательно, учет влияния подпора в данном случае ведет к повышению располагаемых ресурсов участка реки на 8%. Если после создания водохранилища условия испарения меняются, что и имеет место в большинстве случаев, в уравнении (3.19) вместо W_{2p} следует поставить его измененное значение. При этом необходимо учесть, что изменение стока оказывает влияние на энергетические характеристики как рассматриваемого участка, так и всех нижерасположенных ступеней каскада.

Суммарное влияние изменения модуля стока на приращение энергии бассейна будет равно:

$$\Delta E^F = \frac{1}{367} (W_{2p}^F - W_{2p}) H_0 , \quad (3.21)$$

где W_{2p}^F — сток реки в конце рассматриваемого участка с учетом изменения модуля стока на площади занятой водохранилищем; H_0 — разность отметок подпертого горизонта и плоскости сравнения, относительно которой исчисляется энергия.

Исходя из изложенного выражения для непосредственного определения суммарной располагаемой энергии реки, или ее участка большой протяженности напишется в следующем виде:

$$E'_p = \frac{1}{367} \left[\sum_{i=1}^n W_{i\text{cp}} \Delta H_i + \sum_{j=1}^k W_{i2p} H_{yч} + \sum_{i=1}^n (W_{i2p}^F - W_{i2p}) H_0 \right], \quad (3.22)$$

где n и k — число участков, используемых соответственно деривационными и подпорными сооружениями. В этом уравнении первый член выражает энергию неподпираемых участков, т. е. участков используемых деривацией; второй член — энергию участков, используемых подпорными сооружениями, и третий — учитывает влияние создания подпоров на располагаемую энергию нижележащих участков реки.

4. Суммарные потенциальные ресурсы озер

Изложенное выше, в отношении учета потенциальных ресурсов имеет непосредственное отношение и к естественным озерам, а также и рекам, берущим начало из озера или протекающим через последние. При изменении бытового уровня озера, в зависимости от соотношения величин осадков, испарения с суши и испарения с водной поверхности будут меняться энергетические характеристики как самого озера, так и вытекающих и втекающих в него рек.

Рассмотрим случай, изображенный на рис. 17, когда река берет начало из озера, имеющего бытовой горизонт $A_0 - A_0$

и площадь зеркала F_{03} . Предположим, что в результате сооружения подпорной плотины, или обвала склона ущелья и образования запруды, уровень озера поднялся до горизонта A_1-A_1 , т. е. на высоту h_1 , при этом площадь зеркала озера увеличилась до F_{103} .

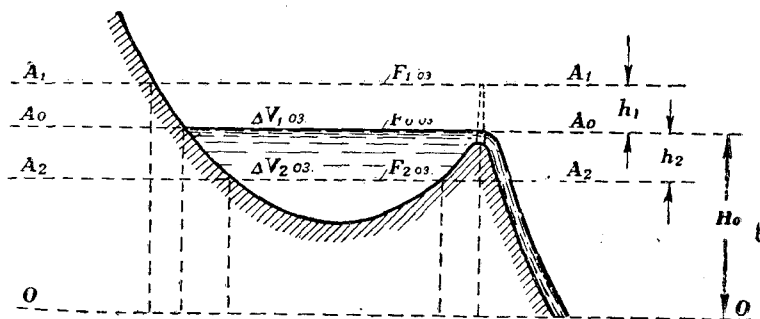


Рис. 17

Повышение уровня озера с точки зрения влияния на склоновый сток и на сток рек, впадающих в озеро в пределах подпора, а также на их энергетические показатели, в принципе, аналогично созданию водохранилища, подробно рассмотренному выше. В данном случае, так же как и в случае создания водохранилища, повышение горизонта вызывает изменение располагаемой потенциальной энергии бассейна водотока вследствие изменения условий формирования стока (испарение, фильтрация) и перехода части потенциальной энергии атмосферных осадков в потенциальную энергию поверхностного стока.

Переходя к количественной оценке располагаемой энергии бассейна водотока после изменения уровня озера, расположенного в этом бассейне, рассмотрим изменения его уровня относительно плоскости сравнения $O-O$.

Введем следующие обозначения:

H_0 —разность отметок бытового горизонта озера и плоскости сравнения;

h_1 и h_2 —соответственно высота подпора или снижения бытового горизонта озера;

$V'_1 = F_{1\text{ оз}}(H_0 + h_1)$ —объем прямого цилиндра, основанием которого является площадь зеркала после подпора $F_{1\text{ оз}}$ и высотой разность отметок подпертого горизонта и плоскости сравнения — $H_0 + h$;

$\Delta V_{1\text{ оз}}$ —дополнительный объем озера после повышения уровня;

$\Delta V_{2\text{ оз}}$ —разность объемов озера при бытовом и сниженном уровнях;

$V'_F = F_{03} H_0$ —объем прямого цилиндра, основанием которого служит площадь озера при бытовом уровне F_{03} и высотой H_0 .

$V_0 = (F_{1\text{ оз}} - F_{03}) H_{\text{ср}}$ —объем прямого, полого цилиндра, основанием которого является разность площадей подпертого и неподпертого озера; его нижнее дно лежит в плоскости сравнения, а сверху он ограничен рельефом бассейна.

$V'_2 = F_{2\text{ оз}}(H_0 - h_1)$ —объем прямого цилиндра, основанием которого является площадь поверхности озера после снижения $F_{2\text{ оз}}$, а высотой—разность отметок этой поверхности и плоскости сравнения.

Суммарная потенциальная энергия той территории бассейна, которая занята озером после подпора (включая энергию атмосферной влаги, соответствующей объему $\Delta V_{1\text{ оз}}$ с учетом испарения) относительно плоскости сравнения О—О, будет равна:

$$E_{\text{оз}} = 85900 m_{\text{оз}} V'_1, \quad (3.23)$$

где $m_{\text{оз}}$ —модуль стока с водной поверхности озера, величина которого принимается постоянной по всей площади озера как до, так и после его подпора.

Потенциальная энергия поверхностного стока той же территории до подпора, включая и площадь озера (без учета стока, поступающего в подпертое озеро со склонов и через систему рек проходящего транзитом через озеро) равна:

$$E_{03} = 85900 (m V_0 + m_{03} V'_F). \quad (3.24)$$

Рассматривая приращения потенциальной энергии всей территории, занятой озером после его подпора, как разность этих двух величин, получим:

$$\Delta E' = E'_{03} - E_{03} = 85900 (m_{03} V'_1 - m V_0 - m_{03} V'_F).$$

Учитывая, что $V_0 = V'_1 - \Delta V_{103} - V_F$ получим:

$$\Delta E' = 85900 [(m_{03} - m) (V'_1 - V'_F) + m \Delta V_{103}]. \quad (3.25)$$

В частном случае, когда $m = m_0$, вместо (3.25) будем иметь:

$$\Delta E = 85900 m V_{103}, \quad (3.26)$$

т. е. приращение энергии прямо пропорционально приращению объема озера ΔV_{103} .

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

СХЕМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Назначение гидроэлектростанции и условия определяющие ее схему

Гидроэлектрическая станция, представляющая собой совокупность разного вида гидротехнических сооружений и оборудования, является установкой, которая в общем случае, позволяет гидравлическую энергию разных источников концентрировать, регулировать и преобразовать в электрическую энергию.

В частном случае, в зависимости от местных условий, концентрация и регулирование может не входить в функцию ГЭС.

Источниками гидравлической энергии, как было отмечено в предыдущей главе, являются атмосферные осадки, водотоки, водные бассейны.

Концентрацию водной энергии рек представляют собой, например, водопады на реках (рис. 18а). Здесь река на коротком расстоянии имеет большое сосредоточенное падение,

а следовательно и энергию, которую можно использовать при минимальных затратах. Примером использования энергии водопада могут служить гидроэлектростанции построенные при крупнейшем Ниагарском водопаде.

Концентрация гидроэнергии имеет место и в том случае, когда две протекающие на разных высотах реки в определенном месте приближаются к друг другу на незначительном расстоянии (рис. 18б). Если реку А у места максимального приближения сбросить в реку Б мы получим большое падение на малом расстоянии.

Иногда русло реки в определенном месте делает большую излучину, петлю (рис. 18в). Если река имеет большой уклон (или малый, но делает большую петлю) у места максимального приближения русла реки получим большую разность уровней воды, которая может быть использована для получения энергии путем сброса воды с высокого уровня на низкий.

Озера расположенные близко от пониженной части рельефа также являются источником сосредоточенной энергии (рис. 18г).

Во всех этих случаях достигается наиболее эффективное использование гидравлической энергии, так как отпадает необходимость в постройке специальных сооружений для концентрации напора. Следовательно, в этих частных случаях роль гидроэлектростанции ограничивается, в основном, использованием и преобразованием, уже сконцентрированной в одном месте, гидравлической энергии в электрическую.

Однако отмеченные выше весьма выгодные, с точки зрения практического использования, случаи концентрации гидравлической энергии в естественных условиях встречаются сравнительно редко. Поэтому для использования энергии водотоков в широких масштабах, как правило, приходится искусственно сосредотачивать напоры и расходы водотоков в определенных пунктах путем постройки соответствующих сооружений.

Принцип использования водной энергии рек заключается в следующем. В бытовых условиях вся энергия участка реки затрачивается на работу выполняемую рекой: размыв

склонов и русла, транспортировка наносов, преодоление сопротивления при движении воды и др.

При сооружении гидроэлектростанции на реках бытовые условия изменяются таким образом, что достигается уменьшение потерь напора: в подпертых бьефах за счет уве-

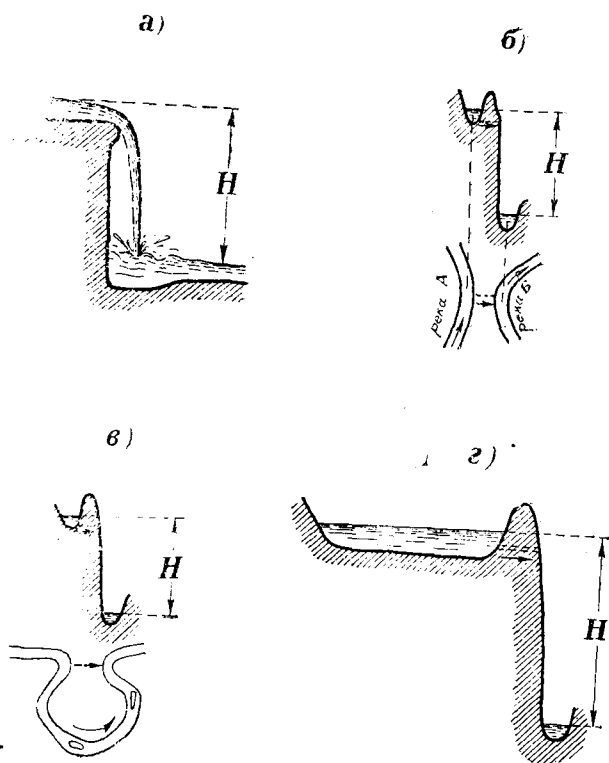


Рис. 18. Примеры естественной концентрации гидравлической энергии: а—водопад; б—переброска стока одной реки в другую; в—спрямление излучины русла реки; г—использование озера

личения площадей живых сечений и снижения скоростей, в деривационных и отводящих сооружениях кроме спрямления излучин и использования перепадов, за счет уменьшения в основном шероховатости, улучшения геомегрических форм водопроводящих сооружений и др.

Это положение в той или иной мере остается в силе и для гидроэлектростанций, использующих энергию морских волн приливов и отливов и др., рассредоточенных на больших пространствах.

Схема гидроэлектростанций, в основном, определяется характером источника энергии и природными условиями для использования этой энергии, однако условия эксплуатации гидроэлектростанции могут также существенно повлиять на выбор ее технической схемы.

2. Классификация схем речных гидроэлектростанций

При использовании водной энергии рек для сосредоточения напора в одном месте в одних случаях оказывается целесообразным построить в русле реки плотину и подпереть ее. В этом случае вся энергия реки в пределах подпора будет сосредоточена у плотины, где она может быть использована в одной установке. В других случаях для концентрации напора более целесообразным может оказаться устройство вдоль русла реки деривации (отводящий канал, тоннель и др.) которой дается незначительный по сравнению с рекой уклон. Разность уклонов деривации и реки позволяет получить концентрацию напора, а следовательно и энергию в требуемых пределах. Наконец требуемый напор в одной гидроэлектростанции можно получить путем строительства и плотины и деривации.

В зависимости от способа получения напора различают три основные схемы гидроэлектростанции:

1. Плотинная схема — когда весь напор создается только плотиной (рис. 19а);

2. Деривационная схема — когда напор создается путем устройства деривации (рис. 19б);

3. Смешанная схема — когда напор создается частично за счет плотины, частично за счет деривации (рис. 19в или 19г).

В свою очередь плотинные схемы делятся на русловые и приплотинные.

К русловым относятся схемы гидроэлектростанции, машинное здание которых, являясь одновременно и подпорным сооружением, воспринимает давление воды.

В приплотинных схемах машинное здание гидроэлектростанции не принимая на себя давление воды располагается непосредственно за плотиной или в стороне от нее.

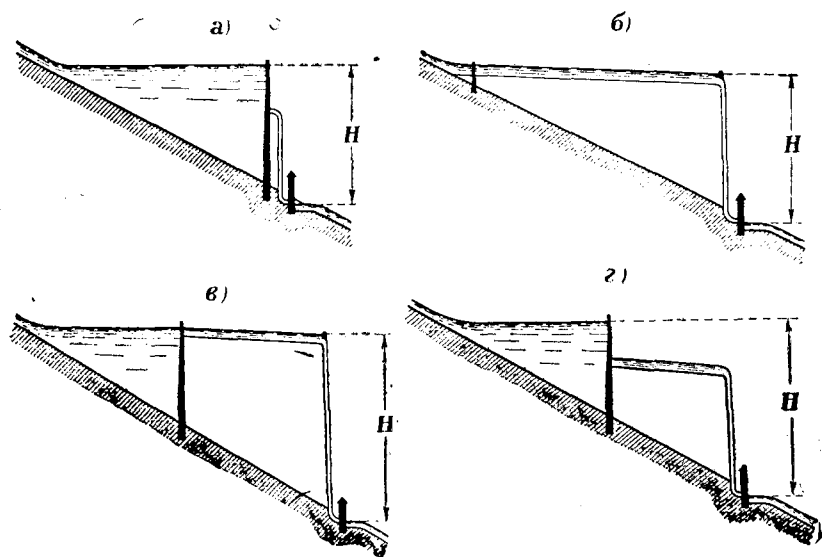


Рис. 19. Основные схемы гидроэлектростанции: а—приплотинная; б—деривационная; в, г—смешанная

Характерной особенностью этой установки является наличие того или иного типа напорного трубопровода.

Деривационные и смешанные схемы гидроэлектростанций, в зависимости от типа деривации, делятся на две основные группы: ГЭС с безнапорной и ГЭС с напорной деривацией, хотя в отдельных случаях встречаются схемы гидроэлектростанций включающие в состав своих сооружений как безнапорную, так и напорную деривацию.

Из всех рассмотренных схем — наиболее общей является смешанная схема гидроэлектростанций. Если в смешанной схеме уменьшить длину деривации она будет приближаться к приплотинной схеме и полностью превратиться в приплотинную.

тинную схему, когда длина деривации будет равна нулю. Точно также при уменьшении в смешанной схеме высоты плотины, она будет приближаться к деривационной схеме и в пределе когда высота плотины будет равна нулю превратится в деривационную схему. Следовательно, плотинная и деривационная схемы гидроэлектростанции являются частными случаями более общей, смешанной, схемы гидроэлектростанции.

Практически деривационные ГЭС в большинстве случаев всегда имеют плотину, той или иной высоты. Поэтому на первый взгляд правильнее было бы такие установки относить к смешанным схемам ГЭС. Однако здесь необходимо учесть следующее. Часто высота плотины определяется не только стремлением получить напор, но и необходимостью создания перед плотиной определенного подпора, обеспечивающего пропуск максимальных расходов реки. В этом случае при прохождении паводковых расходов подпор плотины становится незначительным, а в некоторых случаях даже равен нулю. Правильнее было бы подпор определять как превышение подпертого уровня над средним бытовым уровнем реки в створе плотины (см. гл. 1). Если отношение определенного таким образом подпора к общему напору незначительно (не более 3—5%) установка должна быть отнесена к деривационной схеме.

В связи с разработкой и осуществлением за последнее время нескольких новых типов ГЭС предложено (Г. А. Претро) выделить отдельно «Специальные типы гидроэлектростанции», подразделив их в зависимости от способа пропуска паводковых расходов и размещения турбин и генераторов на две группы: 1) бычковые, совмещенные, водосливные и 2) встроенные, открытые, подземные.

По мощности гидроэлектростанции делят на: мощные — 250 т. квт и выше; крупные — от 25—до 250 т. квт; средние— от 5 до 25 т. квт; малые — от 1 до 5 т. квт; мелкие — от 100 до 1000 квт; микроГЭС — менее 100 квт.

Гидроэлектрические станции делят также на следующие группы: а) низконапорные, б) средненапорные и в) высоконапорные (И. В. Егиазаров).

К низконапорным относят гидроэлектростанции с напорами от 1 до 15—20 м., к средненапорным — с напорами от 15—20 до 50 м., и наконец к высоконапорным с напорами от 50 до 1000 м и выше.

Такое деление на группы по напору считается условным и предлагается (И. В. Егиазаров) эту группировку производить по характеру сооружений, сократив при этом количество групп до двух, а именно: низконапорные и высоконапорные.

По этой классификации к низконапорным установкам относятся русловые гидроэлектростанции, у которых весь напор создается плотиной; здание станции является продолжением плотины и также воспринимает давление воды; не имеется даже короткой деривации.

Высоконапорными считаются установки, в которых напор полностью или частично создается деривацией; вода из деривации поддается к турбинам напорным трубопроводом и здание ГЭС не воспринимает никакого напора.

Т. Л. Золотарев предлагает следующее деление гидроэлектростанций по напору: микронапорные—напор до 2 м.; низконапорные — напор до 2—6 м; средненапорные — напор 6—25 м; высоконапорные — напор свыше 25 м.

По размещению сооружений силового узла гидроэлектростанции делятся на надземные и подземные гидроэлектростанции. Надземными называются гидроэлектростанции, машинное здание которых располагается над поверхностью земли.

Надземные гидроэлектростанции в свою очередь делятся на закрытые и открытые. К закрытым относятся гидроэлектростанции: электромеханическое оборудование и обслуживающие механизмы которых располагаются над землей в обычных закрытых помещениях.

В гидроэлектростанциях открытого типа электромеханическое оборудование и обслуживающие механизмы помещаются на открытой площадке. Для предохранения генераторов от вредного влияния атмосферных осадков они сверху закрываются специальными металлическими колпаками.

По режиму работы гидроэлектростанции делятся на: 1) сезонные, 2) с суточным или недельным регулированием, 3) зарегулированные и 4) регулирующие.

К сезонным относятся гидроэлектростанции не располагающие необходимым объемом водохранилища для ведения какого-либо регулирования. Такие гидроэлектростанции работают на бытовом стоке и могут развивать мощность в зависимости от расходов воды в реке. Так как последние в общем зависят от сезона года, например, для большинства горных рек летом больше воды, чем зимой, принято и гидроэлектростанции использующие сезонный сток называть сезонными.

К ГЭС с суточным или недельным регулированием относятся гидроэлектростанции, располагающие водохранилищем обеспечивающим ее работу по заданному режиму в суточном или недельном разрезе. Для получения необходимого объема может быть использовано водохранилище образуемое в русло реки плотиной, либо естественный водоем или искусственно созданный бассейн вдоль деривации.

В отдельных случаях для этой цели может быть использован объем канала или тоннеля.

Зарегулированными считаются гидроэлектростанции с водохранилищами позволяющими работу ГЭС постоянной мощностью или мощностью определяемой нагрузкой в годовом или многолетнем разрезе без получения от других источников регулирующей энергии.

К регуливающим относят гидроэлектростанции, которые располагают водохранилищами, обеспечивающими их работу, так, чтобы в периоды маловодья станция могла развивать максимальную мощность, которую можно было бы использовать для регулирования работы других гидроэлектростанций.

Наконец, в зависимости от используемого источника энергии речные гидроэлектростанции можно разбить на две группы — а) гидроэлектростанции использующие энергию поверхностного стока и б) гидроэлектростанции использующие энергию как поверхностного, так и энергию атмосфер-

ных осадков. К первой группе относятся деривационные гидроэлектростанции, а ко второй подпорные и смешанные гидроэлектростанции.

3. Общие соображения по составлению схемы использования участка реки

а. Схемы использования основного водотока

Схемы использования отдельных участков реки должны быть увязаны с общей схемой использования реки. Вопросы составления схем каскадного использования рек подробно излагаются в следующей главе. Здесь рассматриваются лишь вопросы касающиеся отдельных участков рек в предположении, что такая предварительная увязка имеется и что, выбор данного участка реки для строительства гидроэлектростанции обоснован.

Для составления схемы использования участка реки необходимо иметь с одной стороны целевое назначение и требования, которым должна удовлетворять проектируемая гидроэлектростанция, а с другой — исходные данные о физико-географических условиях используемого участка реки.

Требования предъявляемые к схеме гидроэлектростанции в отношении мощности, выработки энергии и режима работы намечаемой гидроэлектростанции определяются теми условиями, в которых ей придется работать при эксплуатации.

Данные об исходных природных условиях включают гидрологические, топографические, геологические и др. материалы. Гидрологические материалы должны обеспечить получение для характерных пунктов используемого участка реки необходимых данных о жидком и твердом стоке, о зимнем режиме, о строительных условиях и др.

Топографические и геологические материалы должны позволить судить о возможности выбора места под плотиной и водохранилищем, трассы, деривации, месторасположения здания гидроэлектростанции, емкости водохранилища и размерах затопления и отчуждения, при разных параметрах со-

оружий и гидроэлектростанций, о карьерах строительных материалов и др.

Кроме того необходимы данные о климатических, транспортных и других условиях района, определяющих условия строительства гидроэлектростанции.

Имея эти данные можно наметить предварительную схему использования участка реки, которая затем корректируется на основании обследования на месте и учета результатов произведенных изыскательских работ под намечаемые сооружения. Окончательное уточнение схемы производится в процессе выполнения последующих стадий проектирования на основе тщательного изучения и сопоставления технических энергетических и экономических показателей вариантов схемы гидроэлектростанции.

Для использования равнинных рек характеризующихся малыми уклонами и большими расходами, как правило применяются плотинные схемы, позволяющие концентрацию падения участка большой протяженности в одном месте. Сосредоточение напора устройством деривации в этом случае нецелесообразно, т. к. из-за больших сравнительно, потерь напора в деривационных сооружениях не всегда можно получить выигрыш в напоре за счет разности уклонов реки и деривации или эта разность может получиться настолько малой, что для получения необходимого напора потребуется построить канал очень большой протяженности.

Кроме того, для пропуска больших расходов потребуются значительные размеры поперечных сечений деривационных сооружений.

В силу изложенного для получения напора на равнинных реках, при наличии благоприятных топографических и геологических условий и отсутствия ценных объектов в зоне затопления, наиболее приемлемым является сооружение плотины. Однако, плотинные гидроэлектростанции применяются и на горных реках, в особенности на нижних и средних течениях этих рек.

Характерными примерами плотинных схем являются гидроэлектростанции построенные на равнинных реках СССР, на Волге, Днепре и др.

Деривационные схемы гидроэлектростанций применяются главным образом на горных реках, характеризующихся сравнительно малыми расходами и большими уклонами.

Сооружая деривацию вдоль водотока с уклоном меньшим чем у реки при определенной длине деривации, можно получить напоры от нескольких десятков до нескольких сот метров, за счет разницы в уклонах реки и деривации.

Наиболее эффективное использование реки деривационными установками достигается при спрямлении деривацией излучин реки, что часто дает максимальную концентрацию напора.

В зависимости от местных условий, сброс использованной воды может быть осуществлен как в конце используемого участка, так и в любой другой точке этого участка, начиная от головного узла. В этом случае использованная на турбинах вода от здания ГЭС отводится отводной деривацией к концу используемого участка и сбрасывается здесь обратно в реку.

Деривация в данном случае может быть как безнапорная, так и напорная в зависимости от местных условий.

В конструктивном отношении она может быть осуществлена в виде открытого канала или лотка, безнапорного или напорного тоннеля, в виде деревянного, железобетонного или металлического водовода и др.

Часто деривация комбинируется из разных типов водопроводящих сооружений.

При переходах через реки и овраги устраиваются дюкера, акведуки и другие сооружения.

Смешанная схема гидроэлектростанции также применяется главным образом на горных реках. При этом наиболее подходящим для применения смешанной схемы является участок реки имеющий небольшие уклоны вначале и более сосредоточенное падение в конце. В этом случае используя падение верхней части участка подпорным сооружением и нижней деривацией, можно достигнуть эффективного использования всего участка.

В зависимости от назначения плотины и местных условий, деривация в смешанных схемах гидроэлектростанции,

также как и в деривационных схемах, может быть как безнапорная, так и напорная. Если плотина является только подпорным сооружением и верхний бьеф не срабатывается, вода забирается поверхностным водоприемником и безнапорной деривацией подводится к заданию ГЭС. При высокой водохранилищной плотине вода с подпертого бьефа забирается с большой глубины и следовательно, подвод ее к зданию ГЭС может быть осуществлен только напорной деривацией.

Здесь больше чем при чисто деривационной схеме, может оказаться целесообразным приблизить расположение здания ГЭС к водохранилищу в особенности для ГЭС с напорной деривацией.

В данном случае при таком расположении ГЭС, представляется возможным подводящую напорную деривацию полностью заменить или сократить ее за счет удлинения безнапорной отводящей деривации. В ряде случаев такое решение вопроса оказывается весьма целесообразным.

В отношении отводящих сооружений следует отметить, что при больших амплитудах колебания уровня реки у места сброса использованной воды может оказаться более целесообразным безнапорную деривацию с большой высотой поперечного сечения заменить малонапорной деривацией с меньшей площадью поперечного сечения.

Как было отмечено выше, на горных реках в особенности на их нижних и средних участках, широко применяются и приплотинные схемы. Условиями определяющими целесообразность сооружения приплотинных гидроэлектростанций в этом случае могут быть: необходимость создания регулирующего водохранилища, выгодные природные условия для возведения плотины, и здания ГЭС, сравнительно большая стоимость использования падения реки деривационной установкой и т. п.

Вообще следует отметить, что изложенные выше положения о составлении схем гидроэлектростанции являются лишь общими руководящими соображениями. Окончательное решение вопроса о составе и типах сооружения и их параметрах может быть дано лишь в результате технико-экономических расчетов выполняемых при более детальном проектировании гидроэлектростанции.

б. Использование притоков

В общем балансе водноэнергетических ресурсов бассейна рек значительная доля приходится на энергию притоков. Так, например, для шести наиболее мощных рек Грузии из всей суммарной потенциальной энергии бассейнов этих рек (без учета склоновой энергии), на основные русла приходится 45%, а остальные 55% на их притоки. Поэтому использование энергии притоков имеет важное значение при составлении схем гидроэлектростанций.

В зависимости от мощности притоков и местных природных условий, они могут быть использованы как на самостоятельных установках, так и совместно с установкой, сооружаемой на основной реке. В последнем случае правильное решение вопроса может существенно повысить энергетическую и экономическую эффективность этой установки.

В плотинных схемах ГЭС энергия притоков в пределах создаваемого подпора одновременно используется установкой, сооружаемой на главной реке.

Для ГЭС деривационного и смешанного типа, сооружаемых преимущественно на горных реках, это положение остается в силе только в отношении тех притоков, которые впадают в основную реку выше плотины, на участке распространения подпора.

Техническая схема использования притоков, впадающих в главную реку ниже водохранилищной плотины при смешанном или деривационном типах ГЭС может быть осуществлена в разных вариантах, в зависимости от местных условий и схемы основной установки.

Наличие большого притока на горной реке, нередко является фактором, определяющим месторасположение здания гидроэлектростанции несколько выше устья этого притока. В таких случаях часто оказывается целесообразным подвести воду от притока к силовому узлу основной гидроэлектростанции (рис. 20). При этом, если это возможно, по местным условиям, целесообразно — заборные сооружения на притоке располагать на отметке, обеспечивающей подвод воды к одному общему напорному бассейну, уравнивательной шахте или непосредственно к деривации, что исключает необходимость

установки в здании ГЭС турбин, работающих на разных напорах.

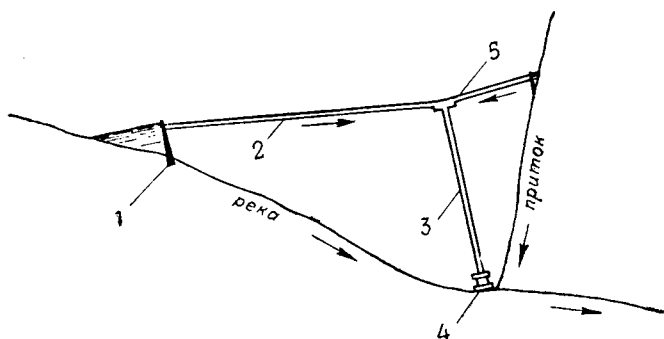


Рис. 20. Основные схемы совместного использования горной реки и её притока; 1—плотина; 2—деривация; 3—напорный трубопровод; 4—ГЭС; 5—подвод притока

Довольно распространенным является способ использования боковой приточности горных рек, когда в местах пересечения деривацией притоков сток последних захватывается теми или иными сооружениями, подводится к деривации и сбрасывается в последнюю (рис. 21, узлы 5 и 6).

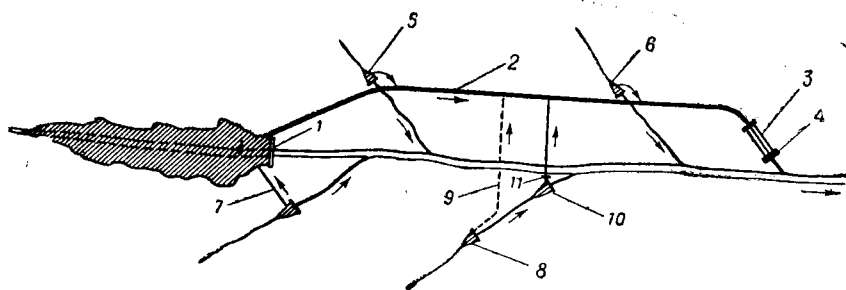


Рис. 21. Схема использования притоков горной реки: 1—плотина на главной реке; 2—деривационный канал; 3—напорный трубопровод; 4—здание ГЭС; 5, 6—узлы сооружений для подвода левобережных притоков к деривации; 7—подвод правобережного притока к плотине; 8—подвод правобережного притока к деривации дюкером; 9—дюкер; 10—подвод правобережного притока к деривации насосной станцией; 11—насосная станция

Иногда оказывается рентабельным подвод воды к деривации и от притоков с противоположного берега. Если приток противоположного берега протекает сравнительно близко от головных сооружений, проще его подвести и сбросить непосредственно в верхний бьеф плотины (узел 7). В других случаях, когда притоки противоположного берега протекают далеко от плотины для переброски стока с одного берега на другой, бывает необходимо сооружать высоконапорные дюкеры или акведуки большой высоты (узел 8). В отдельных случаях оказывается более целесообразным забрать воду на притоке с ближайшего пункта и перекачивать ее насосом в деривацию.

Для открытых типов деривации подвод и сброс воды в деривацию обычно осуществляется простыми сооружениями. В этом случае пересечение деривацией притока происходит примерно на уровне свободной поверхности воды в деривации и подведенную с притока воду не приходится сбрасывать с большой высоты.

Тоннельные деривации в местах их пересечения с притоками обычно проходят на значительной глубине, в связи с чем несколько усложняется подвод, а в особенности, сброс расходов воды этих притоков в деривацию.

С точки зрения получения наименьшей длины водопроводящих сооружений, более рентабельным является сброс воды в тоннель через шахту или скважину большого диаметра, заложенную непосредственно у места пересечения в плане притока с деривацией. Однако при этом, ввиду большой высоты падения, в ряде случаев, в особенности для безнапорных дериваций, требуется осуществление специальных мероприятий для гашения энергии падающей с большой высоты воды.

Если в ущелье притока к основному деривационному тоннелю заложен боковой строительный штрек, в некоторых случаях может оказаться более приемлемым подвод воды от притока к деривации осуществить через этот штрек.

Аналогично может быть решен вопрос использования притоков, когда участок реки используется смешанной гидроэлектростанцией, имеющей напорную деривацию. В этих слу-

чаях, сток притока подводится к уравнильной шахте или напорной деривации.

в. Переброска одной реки в другую

При энергетическом использовании рек в особенности в горных районах широко практикуется переброска стока одной реки в бассейн смежной реки.

Достаточно отметить, что только в Грузинской ССР уже осуществлено несколько установок (Сухуми ГЭС, Шаори ГЭС, Ткибули ГЭС, Ладжанури ГЭС), базирующихся на переброске стока. Ряд проектов и схем использования, подлежащих осуществлению, также предусматривают переброску стока из одного бассейна в другой.

Целью переброски стока при энергетическом использовании рек является концентрация расхода или напора или одновременно и того и другого. Переброски осуществляются и для других целей: орошение, обводнение и др. (см. главу о комплексном использовании рек).

В горных районах часто встречаются случаи, когда две смежные, близко расположенные реки протекают на разных высотных отметках. В ряде таких случаев, бывает возможным при одной и той же длине деривации получить более сосредоточенное падение при переброске одной реки в другую, нежели при ее использовании в естественном направлении.

Кроме того, использование суммарного стока на каскаде ГЭС, сооружаемом на основной реке, часто бывает более выгодным, чем использование стока обеих рек в их естественных направлениях.

В силу изложенного, переброска рек в ряде случаев позволяет осуществить весьма эффективное их использование. Однако, несмотря на эти преимущества, к переброске рек следует относиться с большой осторожностью, т. к. нарушение бытовых условий нижнего течения реки, связанное с изъятием стока, может привести к весьма неприятным последствиям.

В связи с изложенным осуществлению всяких перебросок рек должно предшествовать детальное, всестороннее

изучение тех последствий, как положительных, так и отрицательных, которые могут иметь место по бассейну реки ниже места изъятия стока. При оценке энергетической эффективности переброски должно быть произведено соответствующее сравнение вариантов самостоятельного и совместного использования обеих рек с полным учетом интересов и других водопользователей в бассейнах обеих рек: орошения, водоснабжения, водного транспорта, рыбного хозяйства и др., как существующих, так и намечаемых в перспективе.

При отсутствии других водопользователей сравнению подлежат энергоэкономические показатели вариантов совместного и раздельного использования обеих рек.



Рис. 22. Схема Ладжанури ГЭС: 1—переброска стока р. Цхенис-Цкали в р. Ладжанури; 2—арочная плотина на р. Ладжанури; 3—напорный деривационный тоннель; 4—здание ГЭС

Примером переброски одной реки в другую, проследующей только концентрацию напора, может служить Сухуми-ГЭС, сооруженная на переброске стока реки Восточной Гумисты в Западную Гумисту (рис. 22).

При одинаковых, примерно, стоковых показателях Восточная Гумиста на определенном участке протекает почти параллельно и на близком расстоянии от Западной Гумисты

по руслу, расположенному значительно выше последней. Переброска Восточной Гумисты в Западную, при длине деривации около двух километров, позволила получить напор на ГЭС более двухсот метров.

Примером, когда основной задачей переброски является увеличение стока реки, может служить Ладжанурская ГЭС, сооруженная на переброске стока р. Цхенис-Цкали в р. Ладжанури (рис. 23).

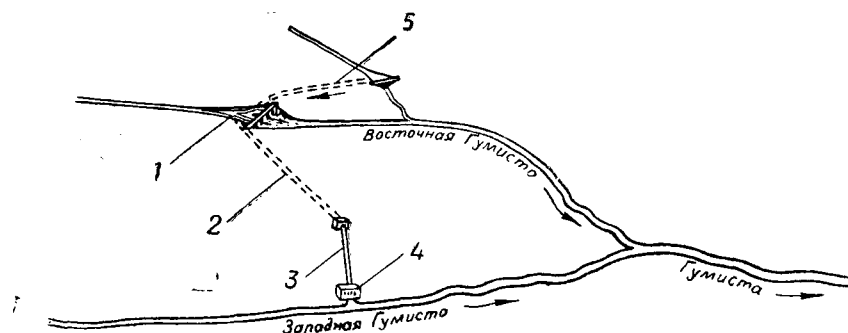


Рис. 23. Схема Сухуми ГЭС: 1—плотина; 2—деривационный тоннель; 3—напорный трубопровод; 4—ГЭС; 5—подвод воды притока к плотине

В данном случае переброска стока р. Цхенис-Цкали в р. Ладжанури, позволяя, увеличить сток маловодной реки Ладжанури, примерно, в четыре раза, не дает в конечном счете выигрыша с точки зрения напора, т. к. место забора и сброса воды находятся примерно на одной высоте. Кроме того, обе эти реки являются притоками р. Риони и перебрасываемый сток может быть использован, как в направлении естественного течения, так и в направлении переброски на одном и том же падении, определяемом разностью отметок места забора воды на р. Цхенис-Цкали и ее устья.

Однако, несмотря на то, что общая длина пути прохождения стока р. Цхенис-Цкали от места переброски до ее устья значительно короче чем при переброске, более целесообразным оказалось совместное использование стока обеих рек на рионском каскаде ГЭС, к тому же частично уже построенной к моменту осуществления переброски.

Г. Использование излучин рек

Многие реки, в особенности на концевых участках, в силу определенных природных условий (топография, геология, гидрология и др.) протекают по извилистым руслам, создавая в плане явно выраженные излучины и петли. Такие излучины можно встретить, как на равнинных, так и на горных реках; при этом, они нередко имеют место не только в концевых частях, но и в среднем и верхнем течении этих рек.

Как было отмечено выше, наличие таких излучин можно рассматривать как концентрацию напора если спрямить начало и конец излучины деривацией по кратчайшей линии. По-

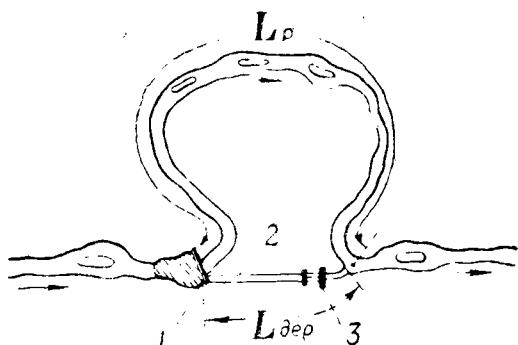


Рис. 24. Схема спрямления излучины реки деривацией:
1—плотина; 2—деривация; 3—ГЭС

этому, использование таких излучин при энергетическом использовании горных рек представляет большой интерес. Степень концентрации напора в первом приближении может быть оценена коэффициентом напора, равном отношению длины участка реки от начала до конца излучины к длине деривации (рис. 24).

$$\xi = \frac{L_p}{L_{дер}},$$

где L_p — длина реки от начала до конца петли, а $L_{дер}$ — длина деривации используемой петли. Чем больше это отношение, тем больше будет степень концентрации напора получаемого использованием этой излучины деривацией.

Однако, на практике часты случаи и с обратным явлением, когда длина деривации оказывается больше длины излуины, что имеет место тогда, когда трассу деривации приходится искривлять при пересечении рек, оврагов, населенных пунктов и т. п. или по условиям топографии и геологии (рис. 25).

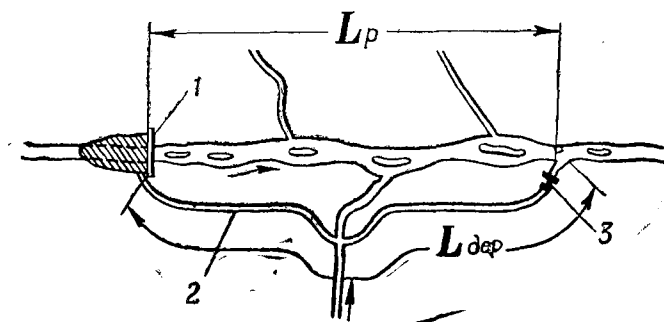


Рис. 25. Схема использования участка реки: 1—плотина; 2—деривация; 3—ГЭС

В этих случаях значение ξ может получиться меньше единицы.

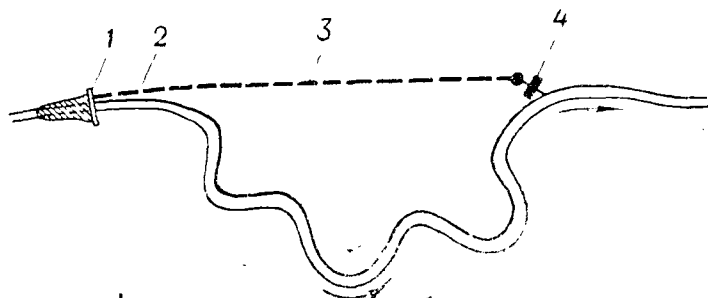


Рис. 26. Использование извилистого участка реки: 1—плотина; 2—деривационный канал; 3—напорный тоннель; 4—ГЭС

На рисунке (26) приведена схема Читახевской ГЭС на р. Куре в Грузинской ССР. Как видно из рисунка, река на этом участке делает несколько малых и одну большую петлю. Спрямление этих излучин деривацией, в данном случае тоннелями, дает величину $\xi = 1,8$.

Спрявление излучин находит широкое применение при энергетическом использовании горных рек. Использование равнинных рек, характеризующихся малыми уклонами и большими расходами, в преобладающем большинстве случаев, деривационными сооружениями исключается, поэтому спрявление излучин может быть применено лишь в отдельных случаях, для малых рек с малыми относительно расходами воды и достаточными уклонами.

Однако, в редких случаях при очень больших и резко выраженных излучинах равнинных рек необходимо проверить целесообразность спрявления их деривации для концентрации напора.

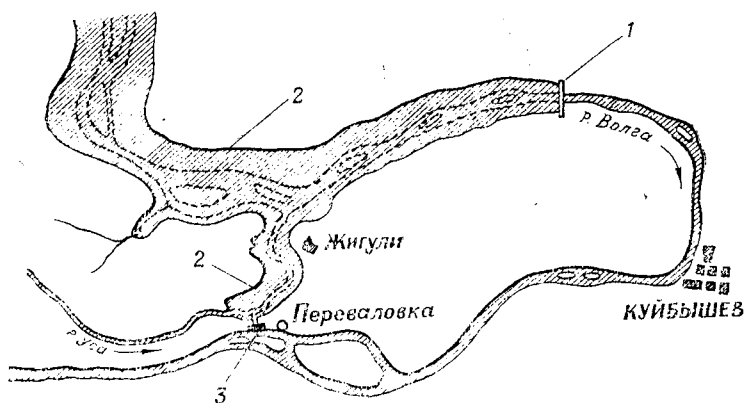


Рис. 27. Схема использования участка р. Волги: 1—плотина; 2—линия затопления; 3—ГЭС

Такой пример можно привести из истории использования р. Волги. Как известно, русло р. Волги у г. Куйбышева делает большую излучину, т. н. «Самарскую луку» имеющей общую длину 220 км. Как видно из рис. 27 в реку Волгу у начала «Самарской луки» впадает ее приток Уса. При разработке схем использования данного участка р. Волги, был подробно разработан вариант схемы ГЭС предусматривающей спрявление «Самарской луки». При сооружении плотины на Волге ниже устья реки Уса, подпор образуемый плотиной помимо русла Волги, распространялся также вглубь русла ее притока Уса максимально приближаясь к руслу р.

Волги у с. Переволока. Схема предусматривала сооружение ГЭС в этом месте на правом берегу р. Волги и подвод к ней воды из водохранилища путем устройства сравнительно небольшой длины прокопа через водораздел между водохранилищем и руслом р. Волги. Таким образом, используя русло р. Уса в качестве большого открытого канала спрямляющего излучины р. Волги, можно было бы получить несколько метров дополнительного напора.

Произведенные в дальнейшем более детальные расчеты с учетом и других факторов, гидроэлектростанция была сооружена по другой схеме без спрямления «Самарской луки», а именно, путем сооружения приплотинной Куйбышевской ГЭС. Этот пример показывает, что в исключительных случаях спрямление излучин и на больших равнинных реках может оказаться целесообразным.

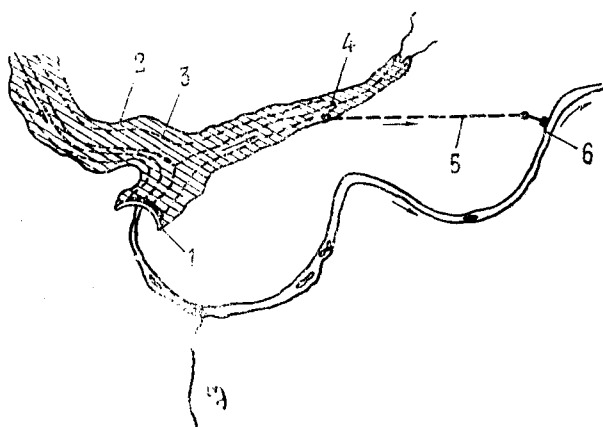


Рис. 28. Схема использования подпертого участка в качестве деривационного канала: 1—плотина; 2—линия затопления при максимальном горизонте воды; 3—линия затопления при минимальном рабочем горизонте воды; 4—водоприемник; 5—деривационный тоннель; 6—ГЭС

В рассмотренном случае большую роль играло весьма удобное расположение в плане русла р. Уса в отношении русла р. Волги. Следует отметить, что в некоторых случаях на горных реках может представиться возможным использовать в качестве деривации ущелье притока расположенного вдоль течения основной реки. На рис. 28 показана схема гид-

роэлектростанции сооружаемой на горной реке предусматривающая использовании русла притока, в качестве открытого канала.

4. Сопоставление разных схем использования участка реки

а) Влияние энергетических показателей на выбор схемы ГЭС.

Выбор оптимальной схемы использования участка реки при прочих равных условиях, определяется степенью использования располагаемой энергии участка реки. В свою очередь, степень использования энергии участка зависит от степени использования стока и павения реки.

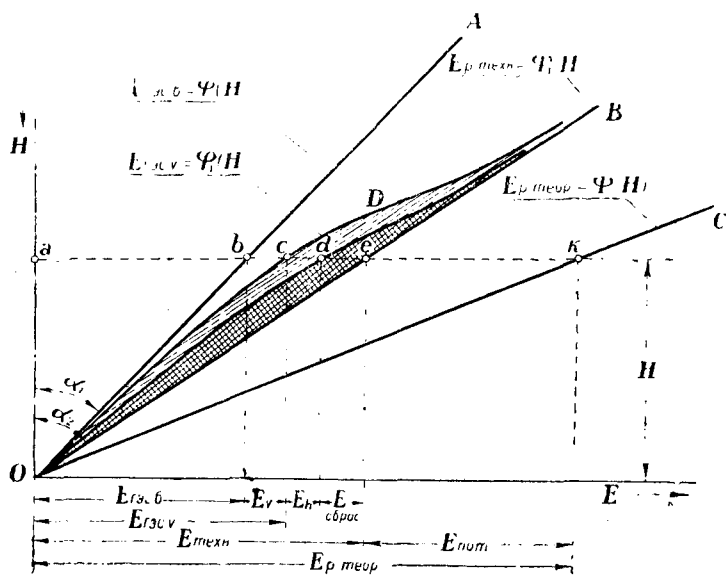


Рис. 29. Баланс энергии участка реки и приплотинной ГЭС

На рис. (29) графически представлен баланс энергии участка реки и приплотинной ГЭС в функции от высоты плотины, сооружаемой в конце рассматриваемого участка реки.

Здесь, прямая ОС выражает теоретические запасы энергии участка реки в функции от высоты плотины. Прямая

OB —техническую энергию участка при использовании всего стока, и наконец, прямая OA —выработку гидроэлектростанции $E_{гэсб}$, использующей только бытовые расходы реки определенной обеспеченности (регулирования стока нет и плотина является только подпорным сооружением). Кривая OCD выражает выработку гидроэлектростанции $E_{гэсв}$ при регулировании стока. Эта кривая укладывается между прямыми OA и OB , при этом при малых высотах плотины когда регулирование стока сводится к нулю и ГЭС использует лишь часть стока реки, кривая OCD совпадает с прямой OA . При больших высотах плотины, когда ГЭС использует сток реки, эта кривая совпадает с прямой OB .

Для какойнибудь высоты плотины H , отрезок av в определенном масштабе выражает выработку гидроэлектростанции $E_{гэсб}$, которая использует незарегулированные расходы определенной обеспеченности; отрезок vc —дополнительную выработку E_v получаемую в результате регулирования стока и отрезок ck суммарные потери. Эти потери в свою очередь складываются из потерь энергии вызываемых: сработкой водохранилища E_n (отрезок cd), сбросом не используемой гидроэлектростанцией избыточной воды $E_{сб}$ (отрезок de) и потерями напора в подпорном бьефе водохранилища, сооружениях и оборудовании гидроэлектростанции $E_{пот}$ (отрезок ek).

Данные практики показывают, что фактически можно использовать в обычных установках от 30 до 70 процентов потенциальных ресурсов участка реки, остальные 70—30 процентов бесполезно теряются. Как было отмечено в главе первой, величина теряемой энергии кроме других факторов зависит от принятой схемы гидроэлектростанции. Выбор правильной схемы использования участка в значительной мере способствует максимальному снижению этих потерь. Сооружение, например, подпорных установок не только позволяет использовать большее количество располагаемых ресурсов энергии реки, чем это возможно деривационными сооружениями, но как было показано в главе II, ведет даже к неко-

тому увеличению этих ресурсов. Тем не менее, когда созданное подпорным сооружением водохранилище используется для зарегулирования стока реки, появляются значительные потери напора вызываемые сработкой водохранилища. Кроме того, при создании русловых водохранилищ возникают потери напора на кривых подпора и потери напора связанные с повышением дна реки вследствие его заиления. В результате суммарные потери напора в подпортом бьефе могут достигнуть значений при которых степень использования располагаемой энергии участка подпорными сооружениями, в ряде случаев может оказаться меньше, чем при их использовании деривационными сооружениями.

б) Сопоставление разных схем гидроэлектростанций с точки зрения использования напора

Предположим, что участок горной реки AB , представленный на рис. 30, по естественным условиям может быть ис-

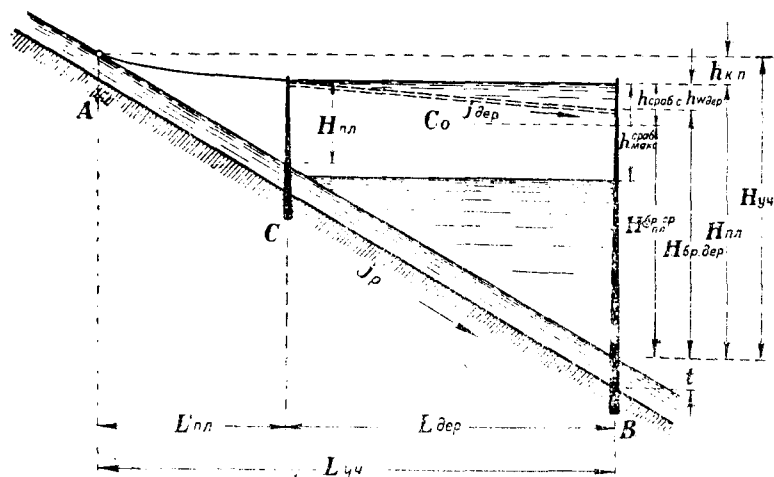


Рис. 30. Использование падения участка реки смешанной и приплотинной схемами

пользован в двух вариантах с расположением одной высокой плотины в конце участка в пункте B , или сооружением низкой плотины в пункте C и устройством деривации. В

первом случае имеем приплотинную, а во втором — смешанную схемы ГЭС.

Как будет показано дальше (см. прилож.), потери напора на кривых подпора как для высоких, так и для низких плотин, характеризующихся величиной $\frac{H_{пл}}{t} \geq 3$, возможно считать практически одинаковыми.

Пренебрегая разницей в потерях напора по силовым узлам, сравнение по степени использования напора можем произвести сопоставлением напоров брутто обоих сопоставляемых схем.

Для приплотинной схемы

$$N_{бр, ср. пл} = N_{пл} - h_{с. ср.} \quad (4.1)$$

Для смешанной схемы также можем написать

$$N_{бр, дер.} = N_{пл} - h_{дер.} \quad (4.2)$$

Следовательно, в данном случае, для оценки степени использования напора сравнению подлежат, с одной стороны, средняя величина сработки водохранилища $h_{с. ср.}$ и потери по деривации $h_{дер.}$ с другой.

Сравнивая между собой выражения (4.1) и (4.2) видим, что если обе плотины являются только подпорными сооружениями, т. е. регулирования нет, и следовательно, сработка водохранилищ места не имеет, то приплотинная схема использует напор больше на величину $h_{дер.}$ и преимущество этой схемы совершенно очевидно.

Рассмотрим теперь участок реки $L'_{пл, дер.}$. При перемещении плотины смешанной схемы из точки C в сторону точки A быстро будут возрастать потери напора на кривой подпора, т. к. будем приближаться к ее концевой части характеризующейся большой крутизной. С точки зрения потерь напора, для смешанной схемы перемещение влево плотины целесообразно до того пункта где будет иметь место равенство

$$i_{кр. п} = i_{дер.}, \quad (4.3)$$

т. е. уклон кривой подпора и уклон деривации будут равны.

С другой стороны, при перемещении плотины влево, высота последней, постепенно будет уменьшаться и смешанная схема ГЭС постепенно будет приближаться к деривационной схеме. В этом случае, при сравнении ее с приплотинной схемой, должны быть приняты во внимание для деривационной схемы

$$\sum h_{\text{пот}}^{\text{дер}} = h_{\text{кр.п.дер}} + h_{\text{дер}},$$

и для приплотинной схемы

$$\sum h_{\text{пот}}^{\text{пл}} = h_{\text{кр}}^{\text{пл}} + h_{\text{с.ср}}.$$

Результаты такого сопоставления показывают, что в ряде случаев деривационные схемы обеспечивают более полное использование располагаемого падения реки, однако положение существенно меняется в пользу приплотинной установки, если добиться значительного снижения потерь напоров в подпертом бьефе, вызываемых сработкой водохранилища. Как будет видно из последующего, в ряде случаев такая возможность имеется. Если учесть возможность использования теряемых в подпертом бьефе напоров, плотинные схемы, наряду с лучшим использованием стока, во многих случаях сохраняют преимущество и в отношении степени использования падения реки. Следует однако заметить, что высказанные положения можно рассматривать как общие соображения для предварительной оценки схемы. Окончательное решение вопроса может быть дано на основании детальных энергоэкономических расчетов с учетом и других факторов.

в) Учет коэффициента использования энергии участка реки при сравнении разных схем использования

Как было отмечено в первой главе коэффициент использования энергии участка реки записывается в следующем виде

$$\eta_E = \frac{E_{\text{гэс}}}{E_{\text{гч}}}.$$

Среднегодовая выработка энергии ГЭС может быть выражена в следующем виде:

$$E_{\text{гэс}} = \frac{1}{367} \eta_{\text{г.ср}} W_{\text{гэс}} H_{\text{нт.ср}}$$

где $\eta_{г.ср}$ и $H_{нт.ср}$ — среднегодовые значения соответственно суммарного коэффициента полезного действия и напора нетто гидроэлектростанции; $W_{гэс}$ — среднегодовой сток, используемый гидроэлектростанцией.

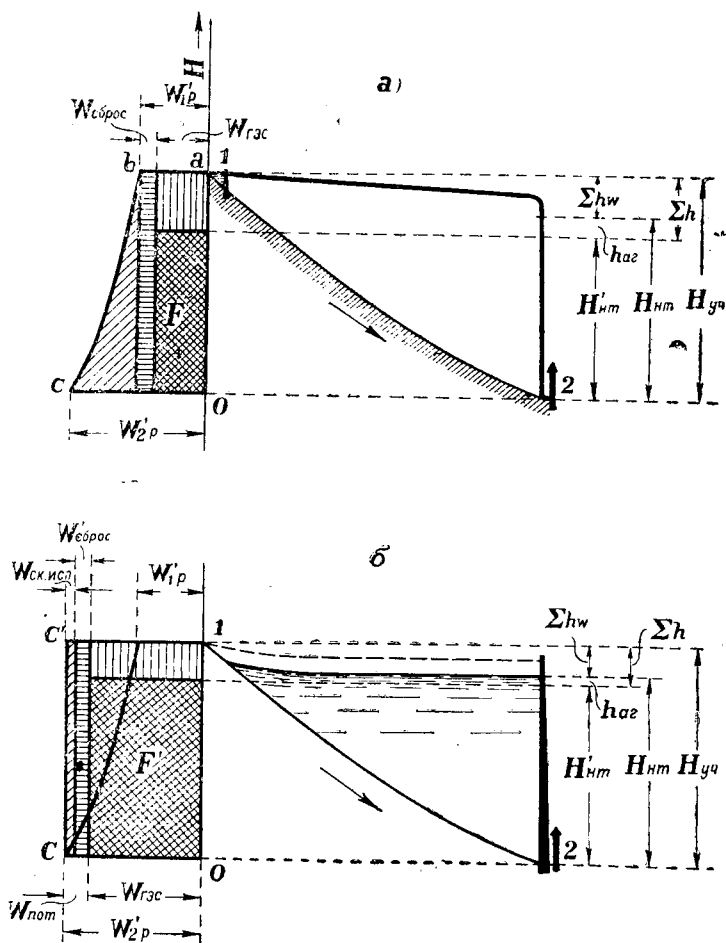


Рис. 31. Эпюры баланса энергии участка реки для различных схем гидроэлектростанции: а—деривационная схема; б—приплотинная схема

На рис. 31 дана эпюра энергетического баланса одного и того же участка реки при его использовании деривационной и плотинной схемами ГЭС. На рисунке справа от оси

ординат показаны схемы ГЭС и потери напоров, слева — величины $W' = \frac{W}{367}$.

Баланс среднегодовых значений напоров для деривационной схемы (рис. 31а) может быть записан так:

$$H_{\text{уч}} = H'_{\text{нт.ср}} + \sum h'_{\text{ср}} = H_{\text{ин.ср}} + \sum h_{\text{ср}} + h_{\text{агр.ср}},$$

где $H'_{\text{нт.ср}}$ — приведенный напор нетто, $h_{\text{агр.ср}}$ среднегодовое значение потери энергии в агрегатах выраженное через напор и равный

$$h_{\text{агр.ср}} = H_{\text{нт.ср}} (1 - \eta_{\text{агр.ср}}).$$

Баланс стока вначале участка запишется в следующем виде:

$$W_{1\text{р}} = W_{\text{гэс}} + W_{\text{сб}},$$

где $W_{\text{сб}}$ — сток сбрасываемый через плотину.

Аналогично для приплотинной схемы в конце участка будем иметь:

$$W_{2\text{р}} = W_{\text{гэс}} + W_{\text{пот}},$$

где $W_{\text{пот}}$ — потери стока на сброс, через плотину, на испарение, фильтрацию и др.

Как видно из рисунка площадь $abcoa$ выражает теоретическую энергию участка определяемую по формуле (2.2).

Обозначим эту площадь через F_0 . Площадь F с двойной штриховкой выражает энергию вырабатываемую ГЭС — $E_{\text{гэс}}$. Тогда коэффициент использования энергии участка для деривационной ГЭС будет равен

$$\eta_E^{\text{аер}} = \frac{F}{F_0}.$$

Для приплотинной схемы $E_{\text{гэс}}$ определяется площадью с двойной штриховкой — F' .

Тогда коэффициент использования энергии участка приплотинной установкой будет равен:

$$\eta_E^{\text{пт}} = \frac{F'}{F_0}.$$

Однако, как видно из рисунка 31б площадь F' может быть больше площади F_0 .

Следовательно коэффициент использования энергии участка может оказаться больше единицы, что указывает на неточность метода определения этого коэффициента.

Дело в том, что при сравнении деривационной схемы с приплотинной схемой нельзя теоретическую энергию участка определять по формуле (2. 2) т. к. она выражает энергию только главного русла, в то время как приплотинная ГЭС использует энергию главного русла, притоков, и энергию склонового стока и атмосферной влаги.

Поэтому для сравнения схем использования участка теоретическая энергия участка должны быть определена для всех схем по формулам (3. 19)—

$$E_{\text{уч}} = \frac{1}{367} W_{2\text{р}} H_{\text{уч}}.$$

Покажем это на численном примере.

Использование участка горной реки с полным падением 100 м постоянным уклоном и линейнонарастающим по длине среднегодовым стоком, равным 4,0 млрд. м³ вначале и 6,5 млрд м³, в конце участка намечается в двух вариантах по деривационной и приплотинной схемам.

Для упрощения расчетов примем:

а) гидроэлектростанции полностью используют весь сток забираемой деривационной установкой вначале участка и приплотинной в конце участка;

б) среднегодовая потеря напора для приплотинной ГЭС составляет 5% и для деривационной 8% полного падения участка;

в) коэффициент полезного действия агрегатов для обеих установок принимаем одинаковым и равным $\eta_{\text{агр}} = 0,87$.

Тогда среднегодовая выработка энергии деривационной ГЭС использующей только сток забираемый вначале участка W_1 будет

$$E_{\text{гэс}}^{\text{дер}} = \frac{\eta_{\text{агр}} W_{1\text{гэс}} H_{\text{нт}}}{367} = \frac{0,87 \cdot 4,0 \cdot 10^9 \cdot 92}{367} = 873 \text{ млн. квт. ч.}$$

Теоретическая энергия участка по формуле (2.2') равна

$$E_{yч} = \frac{W_1 + W_2}{2 \cdot 367} H_{yч} = \frac{(4 + 6,5) 10^9 \cdot 100}{2 \cdot 367} = 1430 \text{ млн. квт. ч.}$$

Коэффициент использования энергии участка будет равен

$$\eta_{E \text{ дер}} = \frac{E_{гэс \text{ дер}}}{E_{yч}} = \frac{873 \cdot 10^6}{1430 \cdot 10^6} = 0,61.$$

Среднегодовая выработка энергии для приплотинной ГЭС использующая сток реки в конце участка W_2 составит

$$E_{гэс.пл} = \frac{0,87 \cdot 6,5 \cdot 10^9 \cdot 95}{367} = 1460 \text{ млн. квт.ч.}$$

Коэффициент использования энергии участка будет:

$$\eta_{E \text{ пл}} = \frac{E_{гэс \text{ пл}}}{E_{yч}} = \frac{1460 \cdot 10^6}{1430 \cdot 10^6} = 1,02.$$

Коэффициент получился больше единицы, указывающий на неправильность принятой методики расчета.

Правильнее было $E_{yч}$ определить по формуле (3.19)

$$E_{yч} = \frac{W_{2p} H}{367} = \frac{6,5 \cdot 10^9 \cdot 100}{367} = 1770 \text{ млн. квт. ч.}$$

Тогда для деривационной схемы ГЭС получим

$$\eta_{E \text{ дер}} = \frac{873 \cdot 10^6}{1770 \cdot 10^6} = 0,495,$$

и для приплотинной ГЭС

$$\eta_{E \text{ пл}} = \frac{1460 \cdot 10^6}{1770 \cdot 10^6} = 0,825.$$

Разумеется, при оценке степени использования той или иной схемой энергии участка, если ниже на реке имеются или намечаются сооружением в будущем гидростанции, необходимо учесть также и влияние создания водохранилищной установки на нижний каскад ГЭС. Это влияние может быть вызвано изменением стока вследствие изменения его

модуля по затопливаемой водохранилищем площади и за счет более полного использования каскадом ГЭС стока реки в результате его зарегулирования.

ГЛАВА ПЯТАЯ

ДРУГИЕ СХЕМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Гидроаккумулирующие электрические станции (ГАЭС)

Гидроаккумулирующие электрические станции, сокращенно называемые ГАЭС*, обычно представляют установку, позволяющую аккумулировать излишки какого-нибудь источника электроэнергии в периоды ее пониженного потребления и выдачу этой энергии в периоды повышенного электропотребления. Практически это достигается подачей насосами, приводимыми в движение электродвигателями, определенного объема воды в высокорасположенный резервуар и последующим спуском этого объема через гидротурбины, соединенные с генераторами. Таким образом гидроаккумулирующая электростанция позволяет превратить электрическую энергию в потенциальную энергию положения воды с последующим превращением этой потенциальной энергии обратно в электрическую.

Следует однако отметить, что этот общий принцип работы «чистых» гидроаккумулирующих электростанций, когда один и тот же объем воды сначала подкачивается насосами в верхний резервуар, а затем срабатывается для использования в турбинах, не всегда полностью сохраняется на практике.

Так например, если в верхний резервуар поступает сток из других водных источников, который может быть использован дополнительно в турбинах, то установка одновременно выполняет функции как обычной гидравлической, так и гидроаккумулирующей электростанции.

* Раньше их называли ГАУ (гидроаккумулирующая установка) или НАГЭС (насосноаккумулирующая гидроэлектростанция).

Подкачка воды из нижнего бьефа в верхний, может иметь место и при обычных регулирующих, смешанных и приплотинных ГЭС, — имеющих достаточно емкое водохранилище в верхнем бьефе и дополнительный сток в реку, у здания ГЭС, или в водохранилище нижней ступени, в нижнем бьефе. В этом случае подкачивая в водохранилище воду из нижнего бьефа в верхний в периоды отсутствия у ГЭС нагрузки, можно ее спустить и использовать в турбинах совместно с основным стоком реки в периоды максимальной нагрузки ГЭС. При этом в той или иной степени могут быть использованы сооружения основной гидроэлектростанции (напорный трубопровод, деривационные сооружения, здание ГЭС и др.). Наконец, верхний бассейн вообще может отсутствовать, и аккумулярование воды будет иметь место только в нижнем бассейне.

На практике могут быть и другие случаи значительного отклонения от принципиальной схемы и режима работы «чистых» гидроаккумулирующих электростанций.

Режим работы таких гидроаккумулирующих электростанций состоит из трех основных циклов-заряд, сохранение энергии, и разряд. При этом обязательным условием регулирования является наличие источника энергии. Источником энергии могут быть отдельные электростанции или энергетическая система, совместно с которыми работает гидроаккумулирующая электростанция.

В первом случае ГАЭС получает энергию в периоды ее избытка от ГЭС или от тепловой электростанции (ТЭС) и отдает ее в периоды нехватки энергии и мощности. Во втором случае эту же функцию ГАЭС выполняет при совместной работе с энергосистемой и кроме того она способствует созданию резерва мощности и энергии.

По режиму регулирования ГАЭС можно разбить на две основные группы — ГАЭС кратковременного регулирования (частотное, суточное и недельное регулирование) и ГАЭС длительного регулирования (сезонное, годовичное и многолетнее регулирование).

Следует отметить, что первые гидроаккумуляторы были построены именно для выравнивания суточной неравномер-

ности графика нагрузки. В этом случае верхний водоем требуется сравнительно небольшой емкости. В дальнейшем начали строить и ГАЭС длительного регулирования, а в настоящее время они получают большое распространение. Следует отметить, что после некоторого снижения интереса к ГАЭС, в последние годы вновь наблюдается интенсивное их строительство, в особенности в Европе.

В настоящее время за рубежом насчитывается более 150 находящихся в эксплуатации ГАЭС.

В состав элементов обычной схемы ГАЭС входят: верхний резервуар, напорный водовод, машинное здание с оборудованием и нижний резервуар (рис. 32).

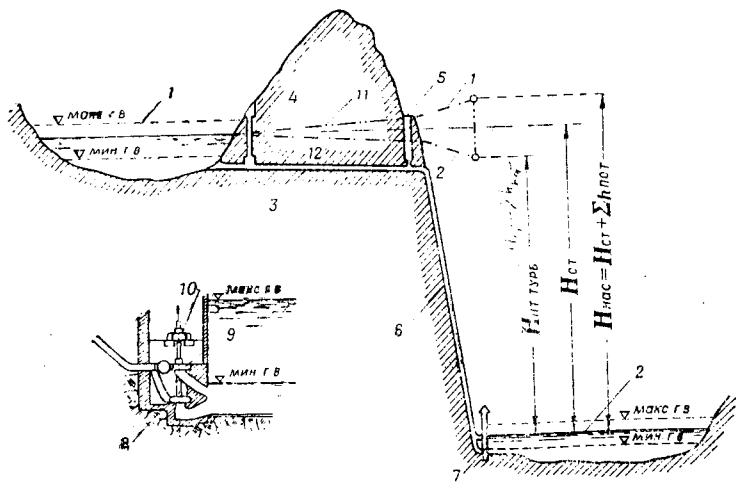


Рис. 32. Продольный разрез гидроаккумулирующей электростанции: 1—верхний резервуар; 2—нижний резервуар; 3—напорный тоннель; 4—шахта для затворов; 5—уравнительный резервуар; 6—напорный трубопровод; 7—здание ГАЭС; 8—насос; 9—турбина; 10—мотор-генератор; 11 и 12—линии энергии

Назначение верхнего резервуара — аккумулировать воды подкачиваемые насосами из нижнего резервуара. В качестве резервуара может быть использовано как естественное озеро, так и искусственно созданный водоем. В обоих случаях при резервуаре необходимо сооружение, обеспечивающее надежный забор воды из соответствующей глубины при

работе турбин и подачу воды в резервуар из напорного водовода при работе насосов.

Этим же требованиям должно удовлетворять сооружение, связывающее водовод с нижним резервуаром, в качестве которого может быть также использовано естественное озеро или водохранилище.

Для гидроаккумулирующих электростанций, во избежание больших потерь энергии, желательно максимально сократить длину водовода, связывающего верхний и нижний резервуары. Для ГАЭС кратковременного регулирования с резервуаром сравнительно небольшого объема эта задача часто решается проще и ограничивается обычно сооружением напорного трубопровода минимально необходимой длины и искусственно созданным резервуаром небольшой емкости. При более длительном регулировании, когда уже требуются водоемы большого объема, которые не всегда имеются вблизи от здания ГАЭС, часто приходится кроме напорного трубопровода строить и напорные тоннели большой протяженности.

В здании ГАЭС размещаются агрегаты, состоящие из насоса, турбины, генератора и мотора.

В ряде случаев одна машина может заменить мотор и генератор и тогда на одной оси могут быть насажены насос, мотор, генератор и турбина. За последнее время для определенных значений расхода и напора начали применять обратимые машины, выполняющие функции турбины и насоса.

Основными энергетическими показателями ГАЭС, так же как и для ГЭС, являются энергия и мощность отданная установкой.

При объеме воды в верхнем бьефе W количество энергии, отдаваемой ГАЭС, определяется по формуле:

$$E_1 = \eta_1 \frac{W H_{1 \text{ нт ср}}}{367}, \quad (5.1)$$

где η_1 и $H_{1 \text{ нт ср}}$ — средние значения к. п. д. агрегата (турбина, генератор) и напора нетто при работе установки в турбинном режиме за период сработки этого объема.

Соответственно для мощности ГАЭС при секундном расходе Q , будем иметь:

$$N_1 = 9,81 \eta_1 Q H_{1\text{нт}}. \quad (5.2)$$

При этом напор нетто в формуле (5.1 и 5.2) определяется по выражению:

$$H_{1\text{нт}} = H_{\text{ст}} - \sum h_{\text{пот}} + \frac{\alpha_1 V_1^2 - \alpha_2 V_2^2}{2g}, \quad (5.3)$$

где $\sum h_{\text{пот}}$ — гидравлические потери в водопроводящих сооружениях, V_1 и V_2 — скорость воды соответственно у входа в верхний и у выхода в нижний резервуар.

При достаточно больших глубинах воды в резервуарах и большом напоре нетто величиной $\frac{\alpha_1 V_1^2 - \alpha_2 V_2^2}{2g}$ можно пренебречь, т. е.

$$H_{1\text{нт}} = H_{\text{ст}} - \sum h_{\text{пот}}. \quad (5.3')$$

Аналогично для подкачки того-же объема воды W из нижнего резервуара в верхний имеем следующее выражение:

$$E_2 = \frac{W H_{2\text{нт ср}}}{367 \eta_2}, \quad (5.4)$$

где η_2 и $H_{2\text{нт ср}}$ — средние значения соответственно к. п. д. агрегата (мотор, насос), и напора нетто при работе установки в насосном режиме.

В этом случае для определения H_2 нетто имеем:

$$H_{2\text{нт}} = H_{\text{ст}} + \sum h_{\text{пот}}.$$

Средний суммарный к. п. д. ГАЭС определяется из выражения

$$\eta_{\text{гаэс}} = \frac{E_1}{E_2}. \quad (5.5)$$

Работа ГАЭС, требующая при проведении полного цикла регулирования двухкратного преобразования электрической энергии связана со значительными потерями ее. Это положение наглядно иллюстрируется рис. 33, на котором пока-

заны приближенные величины потерь энергии в отдельных звеньях мощной ГАЭС, в общем балансе подведенной и полученной от ГАЭС энергии. Как видно из рисунка суммарные потери энергии составляют около 33% от подведенной энергии. Следовательно суммарный к. п. д. ГАЭС при принятых в данном случае значениях к. п. д. отдельных элементов ГАЭС составляет около 0,67. Для маломощных ГАЭС с учетом реальных эксплуатационных условий, к. п. д. установки может оказаться еще ниже (0,53—0,55); если в состав элементов ГАЭС входит и напорная деривация, как это показано на рисунке, потери энергии существенно возрастают.

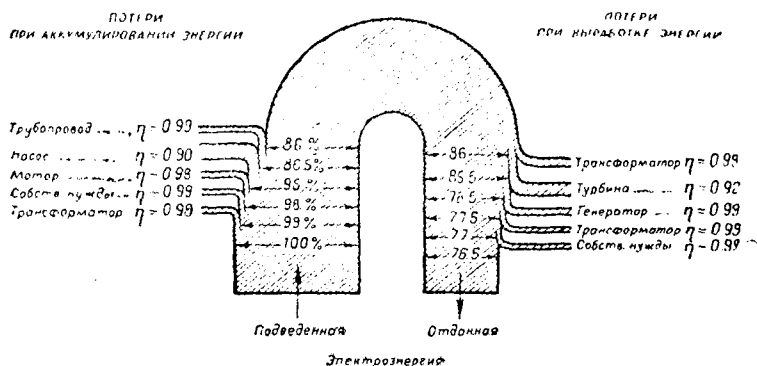


Рис. 33. Баланс энергии гидроаккумулирующих электростанций

Несмотря на это, основное достоинство ГАЭС—трансформация свободной дешевой энергии в дорогую регулируемую энергию, во многих случаях с избытком компенсирует все отмеченные недостатки и потому за последнее время, как было отмечено, значительно усилилось строительство ГАЭС.

Следует отметить, что за последнее время, в связи с улучшением к. п. д. отдельных элементов ГАЭС среднее значение суммарного к. п. д. установки доходит до 0,75 и даже до 0,77 (ГАЭС Вианден в Люксембурге).

Кроме того применение комбинированных обратимых машин (мотор-генератор и насос-турбина) позволяет вместо четырех агрегатов ограничиться двумя, что существенно снижает стоимость ГАЭС и повышает ее энергоэкономическую эффективность.

Во многих случаях стоимость ГАЭС получается ниже ГЭС. Это обстоятельство, с учетом удобных эксплуатационных условий работы ГАЭС, а также возможности, в ряде случаев, комплексного решения вопроса в увязке с другими задачами, обеспечивает дальнейшее развитие строительства ГАЭС.

В настоящее время ГАЭС строятся большой мощности. Так например, ГАЭС Фестинлог, построенная в Великобритании, имеет генераторную мощность 300 тыс. квт. Напоры, используемые на ГАЭС, доходят до 1000 м и более (Райзек в Австрии).

Расходы воды, подкачиваемые насосами, достигают 60 м³/с и более.

Стоимость ГАЭС, при равных других условиях, тем меньше, чем больше ее напор, так как по мере увеличения напора уменьшается потребный объем верхнего резервуара. Однако, при весьма высоких напорах сильно удорожается стоимость одного из основных сооружений напорного трубопровода. Напор большинства осуществленных ГАЭС колеблется в пределах от 100 до 350—400 м.

В табл. 4 приведены данные по наиболее интересным строящимся и действующим за рубежом ГАЭС.

Следует отметить, что эффективность сооружения ГАЭС вообще, и ГАЭС кратковременного регулирования в особенности тем выше, чем, при прочих равных условиях острее пики нагрузки, которые она снимает, так как в этом случае для ГАЭС требуется минимальный объем верхнего резервуара, а снятие таких пиков тепловыми станциями обходится дороже.

Для получения больших напоров, при малых объемах регулирующих резервуаров, наиболее подходящими являются горные районы СССР. Это и подтверждается наличием большого количества предложений по сооружению в этих районах высоконапорных ГАЭС, в том числе ряда весьма эффективных.

Несмотря на это, строительство ГАЭС в нашей стране еще не получило должного развития, что может быть объяснено многими причинами, как например — отсутствие диф-

**Характеристика насосно-аккумулирующих гидроэлектростанций
действующих за рубежом**

Установка	генераторная мощность квт	насосная мощность л. с.	максималь- ный напор м
Ф Р Г			
Нидер-варга	4.22000	4.27000	154
Блейлох	2.21000	1.24000	
		1.14500	56
Хевдекке	4.35000	4.36000	165
Хаернерн	4.35000	4.28000	220
Витцнау	4.60000	4.39000	273
Валдагут	4.35200	4.24000	163
Швейцария			
Вегитал	4.14000	4.57000	258
Треморгио	1.11000	2.64000	914
Оберемс-етцел	2.4000	1.72000	1007
	6.16000	2.21500	491
Гримзел-обераар	1.31000	1.24750	400
Франция			
Лак нуар	4.30000	3.27000	
		1.17000	128
		1.3000	140
Прагнер	2.73000	1.7000	400
Люксембург			
Ур (I ступень)	4.80000	4.53750	280
Италия			
Котилия	2.30000	2.37600	152
Провиденца	3.50000	2.61600	287
Австрия			
Ил-Родунд	4.42500	6.54750	383
Ил-Линнерзее	6.36200	2.85000	978
Лиарерг	2.55000	3.7550	467
Райсек			1070
С Ш А			
Флетирон	1.8500	1.13000	91
Хейвос	1.56000	1.102000	62
Канада			
Ниагара (Адам и бек II)	6.34500	6.46000	27
Великобритания			
Срон Мори (Глен Шира)	1.5000	1.7000	49
Фестинио	4.75000	4.83000	326

ференцированного тарифа для разного вида электроэнергии (дневной и ночной, летней и зимней и др.), сравнительно большая плотность и равномерность графика нагрузки энергетических систем СССР, наличие крупных, еще не использованных ресурсов для сооружения эффективных гидроэлектростанций и др.

В настоящее время уже имеется ряд проектов ГАЭС, характеризующихся сравнительно высокими энергоэкономическими показателями. К числу их относятся Загорская на р. Кунье напором 100 м и генераторной мощностью 1200 тыс. квт, предназначенной для Мосэнерго, Краснооскальская на р. Оска напором 100 м и мощностью 645 тыс. квт для Харьковэнерго, Зюраткульская на р. Сатке напором 200 м и мощностью 600 тыс. квт для Челябэнерго, Троицкая на р. Увельке напором 50 м и мощностью 400 тыс. квт, для Челябэнерго, Ириклинская на р. Урал напором 70 м и мощностью 400 тыс. квт для Оренбургэнерго и другие.

В настоящее время пущена в эксплуатацию Киевская ГАЭС генераторной мощностью 225 тыс. квт. Из всех шести агрегатов в насосном режиме будут работать 3 агрегата мощностью по 40,0 тыс. квт каждый с обратимыми радиально-осевыми турбинами. Остальные 3 агрегата, с необратимыми радиально-осевыми турбинами, имеют мощность по 37,5 тыс. квт каждый. Напор установки меняется от 63 до 70,5 м в турбинном режиме и от 66,5 до 74 м насосном режиме. Годовое количество энергии на подкачку составляет 160 млн. квт.ч при обратной отдаче 110 млн. квт.ч. Коэффициент полезного действия установки равен $\eta = 0,69$. Надо полагать, что в ближайшее время строительство ГАЭС в Советском Союзе получит широкое распространение.

Ниже дается краткое описание намечаемых в Грузинской ССР ГАЭС.

Как было отмечено, эффективность насосного аккумулярования существенно возрастает при возможности его комплексной увязки с гидроэлектростанцией и оросительной системой, когда одни и те же гидротехнические сооружения и электрическое и гидросиловое оборудование могут быть использованы для выполнения нескольких функций. Именно

такие установки могут найти широкое применение в СССР, в особенности в горных районах.

Одна из таких установок, запроектированная в Грузинской ССР, представлена на рис. 34 (см. также главу девятую, пример 2). ГАЭС в качестве верхнего резервуара использует крупное Тбилисское водохранилище Самгорской

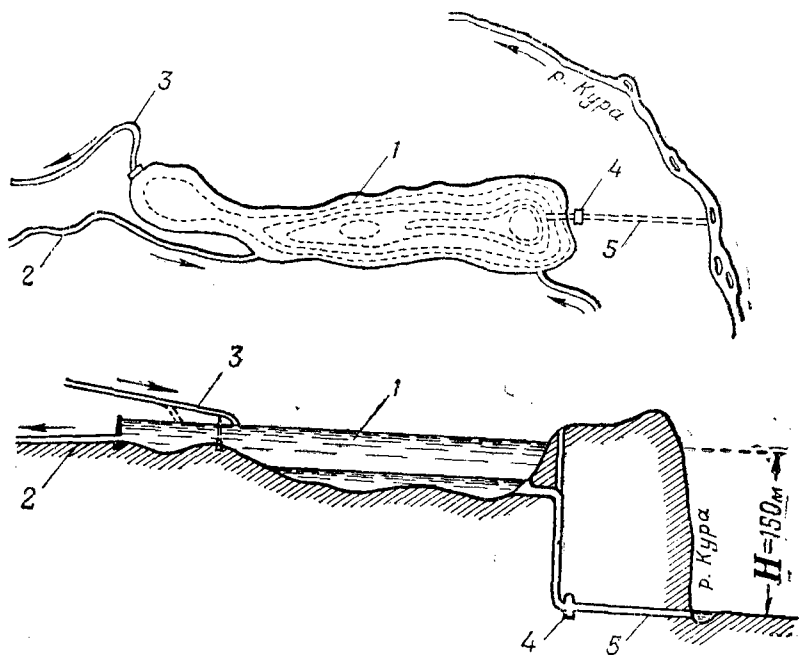


Рис. 34. Схема ГАЭС у Тбилисского водохранилища: 1—Тбилисское водохранилище; 2—верхний магистральный канал; (подвод воды из Иори); 3—нижний магистральный канал; 4—здание ГАЭС; 5—отводящий тоннель; 6—подвод воды из р. Арагви

оросительной системы. Вместо нижнего резервуара используется многоводная река Кура, протекающая на 150 м ниже максимального уровня водохранилища, часть стока которой в определенные периоды года может быть подана насосами в верхний резервуар.

По одному из вариантов предусмотрен подвод воды к водохранилищу от р. Арагви, притока Куры. Таким образом, рассматриваемая установка, в случае ее осуществления,

будет работать как гидроэлектростанция на стоке притока и избытков воды оросительной системы и как ГАЭС для подачи части стока главной реки в водохранилище и использования этого стока при обратном спуске в эту же реку.

Следует отметить, что в этом случае водохранилище будет выполнять сложные функции, определяемые из условий работы оросительной системы, гидростанции и ГАЭС.

Как видно из рис. 34 водохранилище, осуществленное в настоящее время только в оросительных целях, состоит из двух частей. В северной части, где глубина воды достигает 50 м, сосредоточен основной объем водохранилища. Сюда подводится вода из верхнего магистрального канала системы. Забор же воды для нижней оросительной магистрали осуществляется из южной части озера, имеющей сравнительно небольшую глубину, которая и определяет величину сработки водохранилища порядка 15 м.

Подвод воды из притока также предусмотрен в северную часть водохранилища.

При сработке водохранилища на 15 м ирригационной системой, полезно используется около половины всего объема водохранилища. Для ГАЭС, которая забирает воду из северной части водохранилища, при кратковременном регулировании потребуется незначительная дополнительная сработка. Таким образом, почти половина всего объема водохранилища, при этой схеме остается неиспользованной.

В случае подвода воды из притока, ввиду несогласованности режимов ирригационного и энергетического регулирования, требуется примерно такой же объем водохранилища.

По одному из предложенных вариантов, задача решается следующим образом. В узкой части водохранилища сооружается невысокая дамба, которая отделит северную ее часть от южной. Помещенное в дамбе отверстие с затвором обеспечивает регулирование пропуска воды из одной части водохранилища в другую. В «малом» водохранилище устраивается второй сброс из проходящего близко от него верхнего оросительного канала.

Осуществление этих сооружений позволяет почти полностью использовать весь объем водохранилища. При распо-

ложении водоприемника ГАЭС в наиболее пониженной части водохранилища, что незначительно увеличивает длину тоннеля, комплексная система может работать следующим режимом.

При заполнении водохранилища отверстие в дамбе закрывается. «Большое» и «малое» водохранилища работают независимо друг от друга — «большое» по энергетическому режиму, «малое» по оросительному.

К весне «большое» водохранилище срабатывается полностью и начинается его заполнение за счет вод притока. Объем «малого» водохранилища обеспечивает потребность ирригации до того момента, пока уровень «большого» водохранилища не поднимется до отметки, обеспечивающей подачу воды в «малое» водохранилище. С этого момента отверстие в дамбе открывается, и обе части водохранилища работают по принципу сообщающихся сосудов. После окончания оросительного периода отверстие в дамбе закрывается и после заполнения «малого» водохранилища, за счет вод верхнемагистрального канала, избытки воды сбрасываются в «большое» водохранилище, которое в это время также находится в процессе заполнения за счет притока.

С наступлением зимы описанный цикл работы водохранилища повторяется.

Таким образом, согласно изложенной схемы, обеспечивается выравнивание неравномерного притока воды в водохранилище до среднегодового расхода, используемого гидростанцией при полном удовлетворении требований ирригации. Гидроаккумулирующая станция, выполняющая функции суточного регулятора, использующая небольшую емкость водохранилища, может работать в продолжении всего года. В случае необходимости насосные агрегаты могут быть использованы и для подачи воды из главной реки непосредственно в Самгорскую оросительную систему.

Следует отметить, что как показали расчеты, проведенные в Грузинском НИИ энергетики, в определенных случаях гидроаккумулирующие установки успешно могут быть использованы и для многолетнего регулирования энергосистемы.

На рис. 35 представлен продольный профиль каскада гидроаккумулирующих установок, разработанного при составлении схемы каскадного использования р. Риони в Грузинской ССР, который в двух установках использует три, расположенные на разных высотах, резервуара.

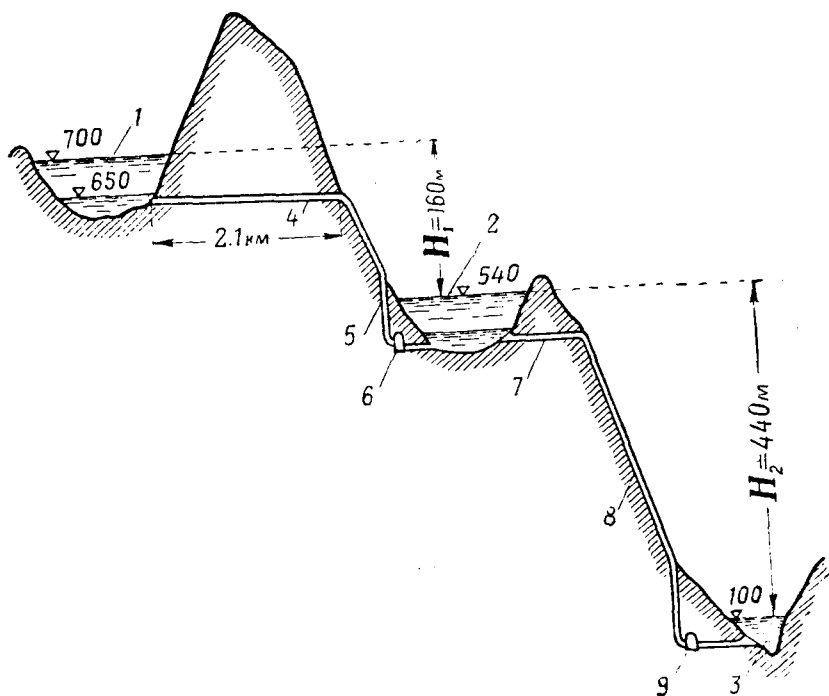


Рис. 35. Схема каскада ГАЭС: 1—верхний резервуар; 2—средний резервуар; 3—нижний резервуар—водохранилище Рионской ГЭС; 4—напорный тоннель; 5—напорный трубопровод; 6—здание ГАЭС верхней ступени; 7—напорный тоннель; 8—напорный трубопровод; 9—здание ГАЭС нижней ступени

Верхней установкой используются естественные водоемы озер, расположенных на склоне ущелья. Для второй ступени нижним резервуаром служит водохранилище, проектируемой на этой реке гидростанции с высокой плотиной. Обе эти установки являются гидроаккумулирующими установками в так называемом «чистом» виде, которые как было отмечено выше, в условиях СССР являются малоэффективными

и не имеют перспектив широкого развития. Вместе с тем, предварительное изучение вопроса, показало, что в наших условиях весьма эффективными могут оказаться комплексные установки, которые используя одни и те же гидротехнические сооружения и оборудование для выполнения функций ГЭС и ГАЭС позволяют одновременно решать ряд важных народнохозяйственных задач.

В этой связи следует отметить, выдвинутое автором настоящей книги предложение о создании в Закавказье ряда крупных установок, выполняющих роль ГЭС и ГАЭС и позволяющих одновременно рациональное использование стока рек для других целей (орошение, водоснабжение и др.). Предусмотрено такие установки осуществить на системах рек разных бассейнов Кура—Дзирула—Квирила, Терек—Арагви, Храм—Паравани, Джоджора—Лиахви, Андийское коису—Алазани, Аварское коису—Алазани, Самур—Кура и др.

Каскад таких установок, использующих падение в несколько сот метров и располагающих системами водохранилищ, позволит получить в большом количестве регулируемую энергию. При использовании каскада для обратной подкачки воды эти установки явятся крупным потребителем сезонной энергии. Наконец возможность реверсивной переброски стока с одного бассейна в другой позволит рациональное распределение и использование водных ресурсов и для неэнергетических целей.

Таким образом, отмеченный водно-энергетический регулятор представляет собой сложный вид ГАЭС, который в общем случае выполняет следующие три функции; работает как обычная ГЭС, выполняет роль «чистой» ГАЭС и, работая как обычная насосная станция, позволяет распределение водных ресурсов между бассейнами разных рек.

2. Схемы энергетического использования естественных озер

При использовании высокорасположенных естественных озер в энергетических целях могут встретиться следующие три основных случая:

1) используются только вековые запасы воды озера путем их сработки на определенном падении, 2) то же — при искусственном увеличении стока озера за счет сокращения площади испарения и 3) объем озера используется для регулирования стока.

Каждый из этих случаев в чистом виде на практике встречается редко и обычно имеются комбинации в той или иной степени всех перечисленных случаев.

Вековые запасы воды озера могут быть использованы в энергетических целях путем забора воды на определенной глубине и сбросе ее в пониженной части рельефа в реку, другое озеро, море и т. п. (рис. 36). При этом, если глубина воды

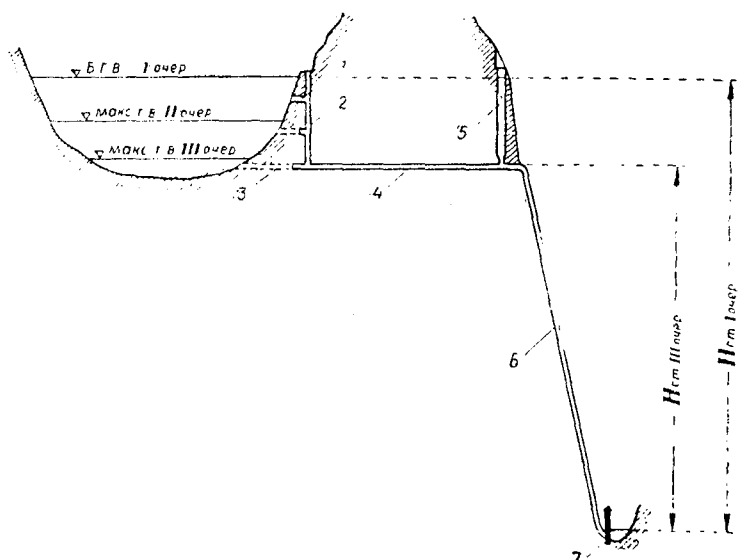


Рис. 36. Схема использования вековых запасов воды озера: 1—водоприемная штольня I-ой оч; 2—вертикальная шахта; 3—водоприемная штольня III-ей оч; 4—подводящий напорный тоннель; 5—уравнивательная шахта; 6—напорный трубопровод; 7—здание ГЭС

в озере большая, из-за затруднений в устройстве водозаборных сооружений на большой глубине, сначала они располагаются на глубине, позволяющей использовать определенный слой воды озера, затем по мере сработки этого слоя водоза-

бор устраивается ниже для использования следующих нижних слоев озера и т. д.

Недостатком данного случая использования озера является ограниченность количества энергии получаемой при использовании невозобновляемых запасов воды озера.

Естественно, что после использования всех накопленных в продолжении веков запасов воды, установка теряет свое значение и она должна быть демонтирована.

Однако, как было отмечено выше, такой случай в чистом виде встречается очень редко. Обычно, при сработке озера площадь водной поверхности уменьшается, а также снижается давление воды на дно озера, что вызывает нарушение

равновесного состояния стока озера. Уменьшение площади испарения будет сопровождаться уменьшением количества испаряемой воды, снижение давления воды на дне озера будет способствовать уменьшению фильтрации воды из озера, а также увеличению дебета подводного питания озера, в результате чего в озере будет формироваться дополнительный сток, который может быть использован совместно



Рис. 37. Схема использования оз. Севан: 1—береговая линия до сработки озера; 2—береговая линия озера после сработки (1964 г.)

с вековыми запасами, а после исчерпания последних—самостоятельно.

В качестве примера для данного случая можно привести использования озера Севан в Армянской ССР (рис. 37).

Это озеро, расположенное на высоте около 2000 м над уровнем моря и используемое в настоящее время для ком-

плексных целей, первоначально имело площадь зеркала 1415 км², при наибольшей длине 75 км, ширине около 20 км и глубине 100 м. 28 рек вливаются в озеро, а вытекает лишь одна — р. Раздан. Объем озера составлял 58 млрд м³. Таким образом, оз. Севан представлял собой крупный источник водного ресурса и гидроэнергии, использование которого, при большом дефиците влаги, в прилегающих к озеру районах, и электроэнергии, приобретало большое народно-хозяйственное значение. Однако вековых запасов воды было недостаточно для решения этих задач. С другой стороны, расчетами было установлено, что из всего стока ежегодно поступающего в озеро — 1320 млн. м³, испарялось около 1200 млн., или 92%. Лишь 120 млн. м³ стекало через р. Зангу.

Было выдвинуто предложение сократить площадь зеркала озера путем его сработки в целях уменьшения испарения. По первоначальному проекту предполагалось сработать уровень озера на 50—55 м в продолжении 50 лет, что обеспечивало сокращение площади в шесть раз и уменьшение испарения, а также фильтрации воды из озера. В результате среднегодовой сток р. Раздан должен был увеличиться с 110 млн. м³ до 700 млн. м³, т. е. в 6,5 раз.

Проект использования оз. Севан и р. Раздан для нужд энергетики и ирригации, как известно, осуществлен. В настоящее время уровень озера спущен примерно на 15 м.

Впоследствии, на основании новых более подробных расчетов, была установлена нецелесообразность сработки озера до ранее намеченного уровня. Было решено уменьшить глубину сработки озера, осуществив одновременно подвод воды к озеру из других рек, что в настоящее время и осуществляется.

Если озеро проточное (рис. 38), т. е. если в него впадает одна или несколько рек и из озера берет начало река, в этом случае объем озера может быть использован для регулирования стока. Закрыв выход воды из озера плотиной и устроив на определенной глубине водозаборные сооружения из озера, объем озера, расположенный выше этого водозабора, может быть использован для зарегулирования как собственного стока, так и для регулирования стока подведенно-

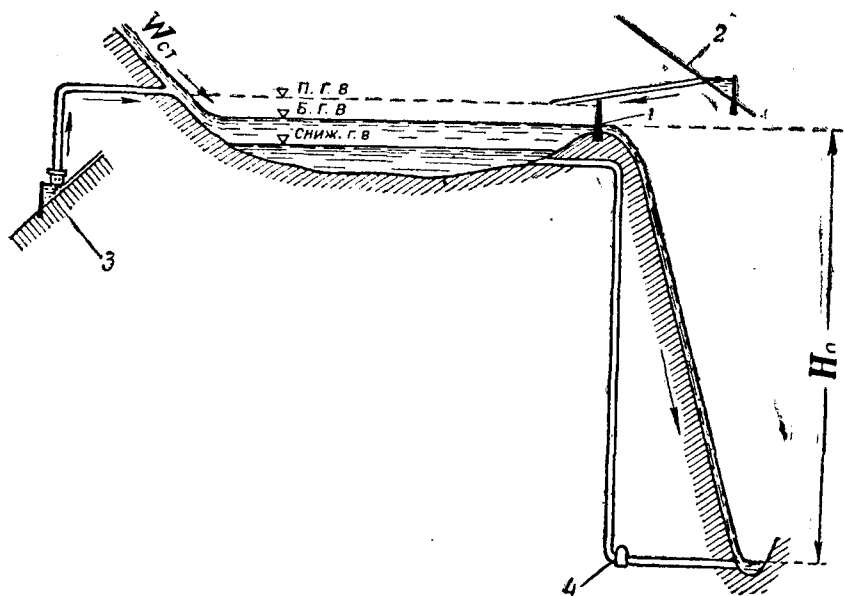


Рис. 38. Схема использования проточного озера. 1—подпорное сооружение; 2—подвод стока; 3—подвод стока подкачкой; 4—здание ГЭС

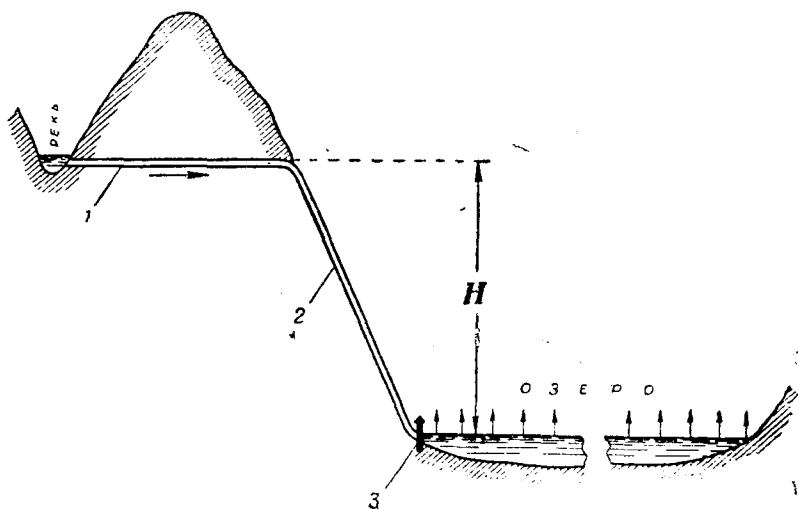


Рис. 39. Схема использования озера для испарения сбрасываемого стока: 1—тоннель для переброски стока; 2—напорный трубопровод; 3—здание ГЭС

го из других источников. В этом случае, если в пониженной части рельефа имеется мощная река, озеро может быть использовано одновременно и для сооружения ГАЭС более подробно описанной выше.

В зависимости от поставленной задачи, естественный уровень озера может быть повышен или снижен; так например, для увеличения используемого для регулирования объема может потребоваться повышение его уровня, для уменьшения же потерь воды за счет испарения, фильтрации и др. уровень озера должен быть снижен.

Наконец, озеро может быть использовано в энергетических целях как испаритель в том случае, если оно расположено ниже какого-нибудь источника воды. Сбрасывая в озеро из этого источника столько воды сколько способно испарять озеро, при допустимом повышении его уровня, можно сбрасываемую воду использовать через турбины для получения электроэнергии (рис. 39).

3. Приливные гидроэлектростанции

Приливно-приливная гидроэлектростанция, или сокращено ПЭС, использует энергию вращения земли или, как иначе говорят, энергию «синего угля». Приливы возникают в результате взаимодействия системы Солнце—Земля—Луна.

Амплитуда и режим колебаний уровня воды, вызываемого приливом в той или иной точке Земли, кроме взаимного положения Луны, Земли и Солнца, зависит от ряда других факторов. Существенное значение имеет географическая широта, изрезанность береговой линии, глубина воды, фронт распространения приливной волны и др. В то время, как высота прилива в океане, вдали от берегов, составляет около одного метра, на побережье океанских заливов и бухт, в которые свободно доходит волна приливов, величина их достигает нескольких метров. Так, например, в заливе Фанди (в Северной Америке) высота приливной волны достигает своего максимального значения на нашей планете — 19,6 м. В заливе Фробешера (южное побережье острова Бафинова Земля) она равна 15,6 м, в Пенжинской губе Охотского моря — 12,9 м. Приливы значительной величины наблюдаются

у берегов пролива Ла-Манш и в других пунктах земного шара.

Приливная волна проникает также выше по течению многих рек. Так, например, на р. Амазонке прилив заметен на расстоянии 1400 км от устья, на р. Св. Лаврентия—на расстоянии 700 км.

Кривая зависимости колебания уровня приливов во времени представляет собой суммарную кривую большого числа простых гармонических колебаний.

Продолжительность прилива составляет 6 ч. 12 мин, столько же приходится на отлив. На это накладывается неравномерность, вызываемая тем, что лунное время отстает от солнечного на 50 мин., далее добавляется полумесячное неравенство, а так же ряд других факторов, влияющих на приливы. В результате получается сложная гармоника колебаний уровня, вызываемая приливом.

Аналитические способы расчета по предвычислению приливов слишком сложны и громоздки, поэтому для составления таблиц приливов пользуются специальными вычислительными машинами, которые позволяют получить данные о высоте уровня прилива с точностью до 1 см по высоте и 1 мин. по времени.

На рис. 40 представлена суммарная кривая изменения уровня моря при сложении четырех главных волн прилива.

Для предварительной кадастровой оценки потенциальных ресурсов энергии прилива можно пользоваться следующими приближенными формулами, выведенными при ряде допущений:

$$N_{\text{пот}} = 225 A^2 F \text{ кВт}, \quad (5.6)$$

и

$$E_{\text{пот}} = 1.97 \cdot 10^6 A^2 F \text{ кВт.ч}, \quad (5.7)$$

где A — амплитуда колебания уровня,

F — площадь бассейна км².

Практическое использование энергий приливов началось много столетий тому назад. Имеются сведения, что еще в XI веке на берегах Андалузии, Ганны и Англии работало большое количество приливных мельниц, некоторые из этих установок работают по настоящее время.

Установки для использования энергии приливов строились и в других странах и для других целей (водоснабжение, откачка сточных вод и др.).

Эти установки располагались в устьях рек или в суженных местах небольших заливов, перегораживаемых дамбами и снабженных разного типа затворами. В период прилива затворы открывались и после наполнения залива, к моменту начала отлива затворы закрывались. После образования достаточного перепада между уровнями залива и моря, захваченная в заливе вода срабатывалась на водяном колесе.

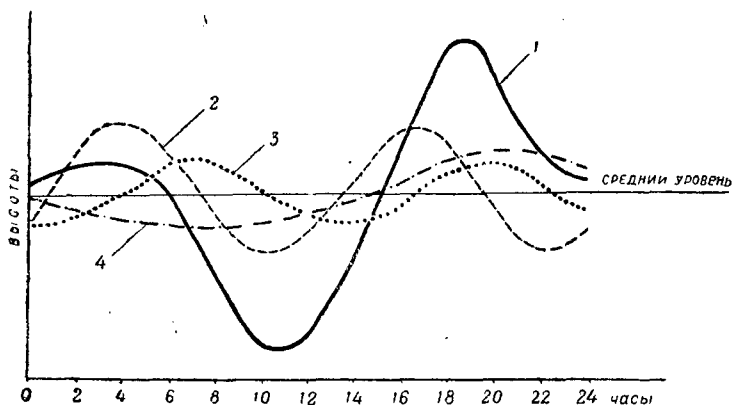


Рис. 40. Суммарная кривая изменения уровня моря при сложении четырех главных волн прилива: 1—суммарная кривая; 2—главная лунная полусуточная волна, период—12,42 часа; 3—главная солнечная полусуточная волна—12 часов; 4—лунно-солнечная деклинационная полусуточная волна—29,93 часа

На протяжении многих столетий использование приливной энергии не получило заметного развития. Большая неравномерность мощности прилива во времени, отсутствие научно-обоснованных методов для точного предсказания величины прилива, несовершенство силового оборудования, большая стоимость получаемой энергии и другие факторы, препятствовали широкому использованию этого мощного источника энергии в крупных, эффективных установках. С начала текущего столетия, эта проблема вновь привлекает внимание техников, инженеров и ученых. Предлагается множе-

ство новых остроумных технических решений для более эффективного использования приливной энергии, для преодоления ее неравномерности путем применения разных приемов регулирования. На основе строго научного изучения явления, установлены его закономерности, позволяющие, с помощью применения вычислительных машин, предсказать, в пределах требуемой точности, в любом пункте земной поверхности ход изменения и величины прилива. Значительно улучшились конструкции силового и электрического оборудования. Все это, на фоне мощного развития строительной техники, открывает новые перспективы для широкого использования приливной энергии.

Во многих странах в больших масштабах ведутся научные исследования. Строятся мощные опытные установки. В массовом порядке строятся ПЭС малой мощности. Во Франции построена приливная электростанция мощностью 240 тыс. квт с годовой отдачей 600 млн. квтч. Составляются проекты приливных электростанций с годовой отдачей исчисляемой в десятки млрд. квт. ч.

Значительные работы по использованию энергии прилива ведутся и в Советском Союзе. Наряду с теоретическими исследованиями изучаются вопросы практического использования этого мощного источника энергии. Разрабатываются проекты сооружения ряда ПЭС. В первую очередь сооружена опытная ПЭС, в узкой горловине, соединяющей губу Кислую с Баренцовым морем. Далее предполагается постройка Люмбовской ПЭС, осуществляемой путем отсечения от залива плотинами общей длиной 5 км., бассейна акваторией 70 км². При высоте прилива в этом месте 7 м, ПЭС будет иметь мощность 320 тыс. квт при годовой выработке 700 млн. квт. ч.

Предполагается также сооружение Мензенской ПЭС, мощностью 1,3 млн. квт, с плотиной длиной 10 км в створе Масляный—Рыбинов. Вслед за Мензенской будет сооружена Кулойская ПЭС, а затем крупнейшая Беломорская ПЭС — мощностью 14 млн. квт. Плотина Беломорской ПЭС, имеющая длину около 100 км, отсечет всю Восточную мелководную часть Мензенского залива.

На рис. 41 показаны местоположения проектируемых электростанций на побережье Баренцова и Белого морей, а на рис. 42—створы плотин намечаемых ПЭС в устьях рр. Мезени и Кулоя.

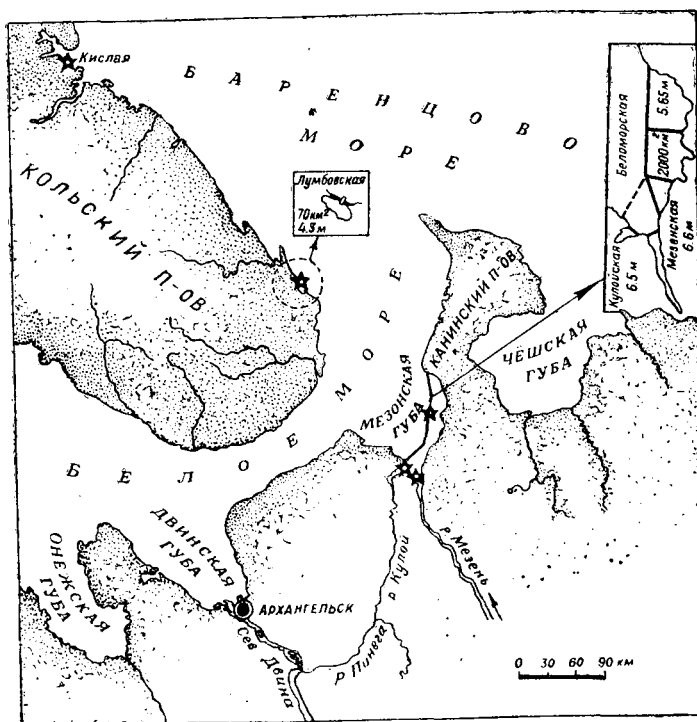


Рис. 41. Местоположение проектируемых приливных электростанций на побережье Баренцова и Белого морей

На рис. 43 представлена понорама губы Кислой и ПЭС (проект).

Мощность ПЭС, определяемая изменением величины прилива и характеризующаяся большой неравномерностью, не может быть принята потребителем без соответствующего регулирования. Это регулирование может быть осуществлено как при работе ПЭС в Энергосистеме с различными электро-

станциями, так и путем создания при ПЭС одного или нескольких бассейнов, позволяющих изменение напоров и расходов ПЭС и выравнивание, в той или иной степени, ее мощности.

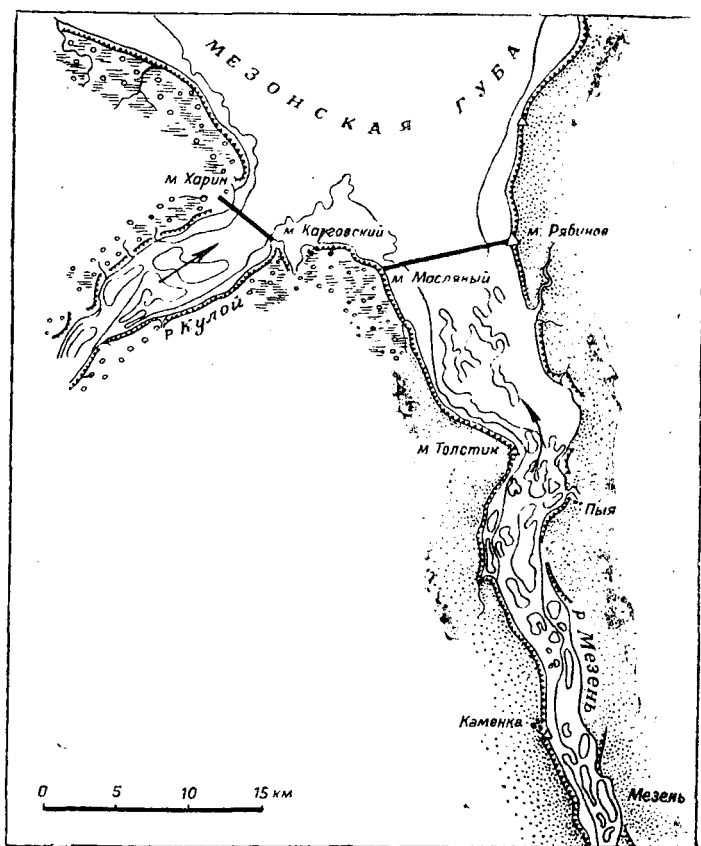


Рис. 42. Створы плотин намечаемых ПЭС в устьях р.р. Мезени и Кулоя

На рис. 44 схематически показана работа однобассейной установки двустороннего действия. Цикл работы ПЭС по этой схеме заключается в следующем. После начала прилива бассейн отключается, благодаря чему между морем и бассейном образуется перепад, который постепенно увеличи-

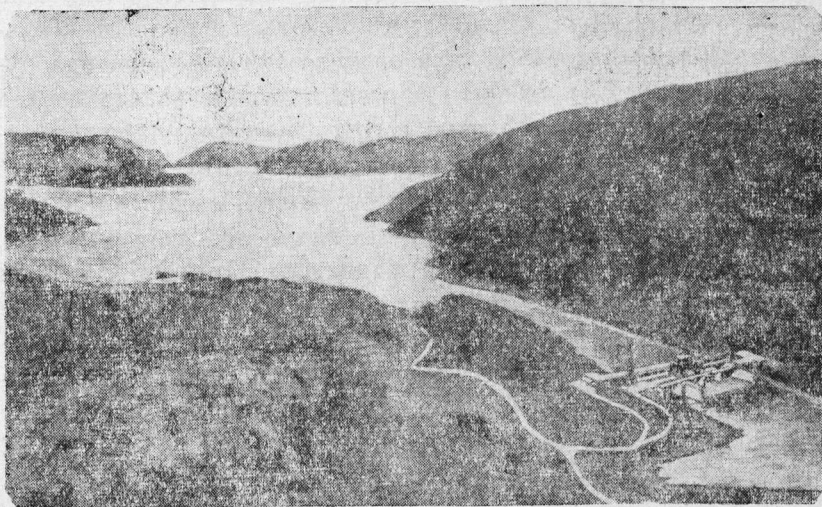


Рис. 43. Панорама губы Кислой и ПЭС (проект)

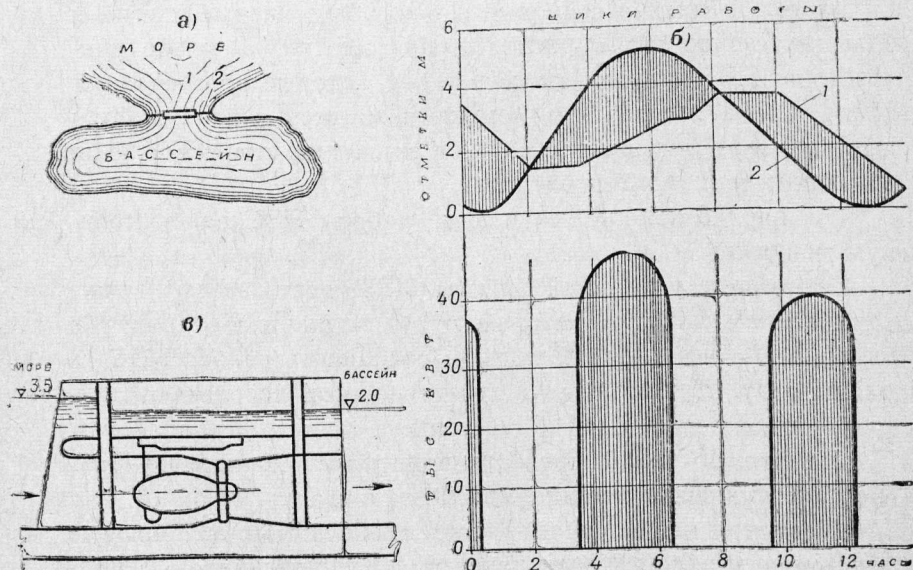


Рис. 44. Однобассейновая установка двустороннего действия: а—схема компоновки сооружений; 1—ПЭС; 2—глухая плотина; б—графики цикла работы и мощности: 1—линия хода уровня в бассейне; 2—линия хода уровня в море; в—схема работы установки

вается. Когда перепад достигнет определенной величины включается турбина. Одновременно начнется процесс наполнения бассейна. После начала отлива величина перепада будет уменьшаться и наконец достигнет своего значения, при котором турбина не будет работать. Она выключается и одновременно открываются водопропускные отверстия. После выравнивания уровней отверстия вновь закрываются и вследствие отлива образуется перепад между бассейном и морем, который постепенно будет увеличиваться. При определенной величине перепада турбина вновь включается и начнется процесс опорожнения бассейна. Когда перепад достигнет величины, при которой турбина не может работать, она отключается и открываются водопропускные отверстия. После уравнивания уровней и начала прилива цикл работы ПЭС повторяется.

Описанная однобассейновая схема, позволяющая наибольшее использование потенциальной энергии, характеризуется прерывистостью и неравномерностью мощности.

Имеются двухбассейновые и многобассейновые схемы и большое разнообразие расположения плотин, а также циклов работы ПЭС, в том числе и такие, которые обеспечивают почти полное постоянство мощности за весь цикл работы ПЭС, которая достигается за счет снижения степени использования потенциальной энергии.

На рис. 45 дана схема и цикл работы ПЭС на постоянную мощность.

Некоторое улучшение работы ПЭС достигается также применением насосов, которые будут подкачивать воду в бассейн во время полной воды и откачивать из бассейна в малую воду. Для этой цели вместо насосов используют также обратимые турбины.

На рис. 46 даны перспектива и разрез по зданию ПЭС Ранс, сооруженной во Франции.

Несмотря на большие работы, проводимые за последнее время в области исследований, проектирования и конструирования оборудования ПЭС, проблема устранения основного недостатка приливной энергии (прерывистости в течение суток и неравномерности в течение месяца) путем

саморегулирования) еще далеко не решена. Тем не менее эффективное использование этой энергии в однобассейных установках двустороннего действия, при регулировании на максимум отдачи при совместной работе с другими электростанциями (гидравлическими, тепловыми, атомными), вполне осуществимо. При этом, эффективность использования приливной энергии будет возрастать по мере дальнейшего развития объединенных энергетических систем как

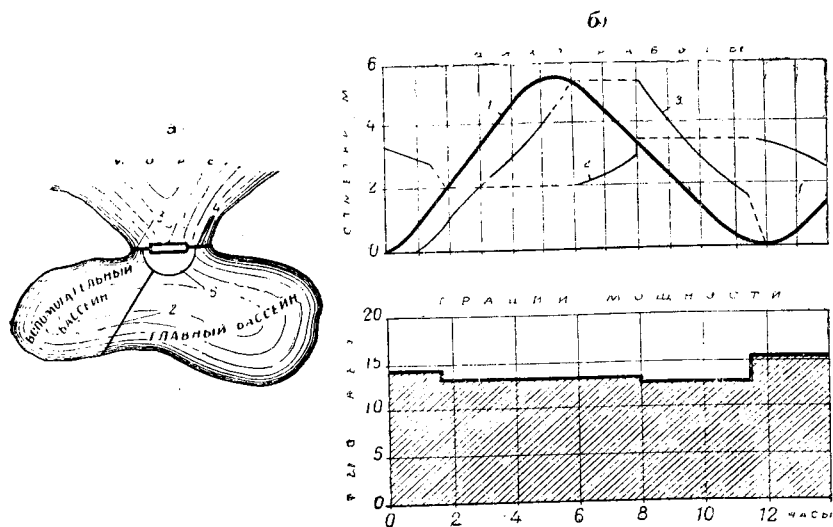


Рис. 45. Двухбассейновая установка двустороннего действия. а—схема компоновки сооружений: 1—ПЭС; 2—разделительная плотина; 3—4 главная плотина; 5—плотина для коммутации бьефов; б—графики цикла работы и мощности ПЭС: 1—линия хода уровня моря; 2—линия изменения уровня в главном бассейне; 3—то же в вспомогательном бассейне

внутри нашей страны, так и в межгосударственных и межконтинентальных масштабах. На основании изучения всех этих вопросов исследователи приходят к выводу, что, при благоприятных природных условиях, стоимость энергии ПЭС будет ниже стоимости речной энергии и будет выше стоимости этой энергии (на 50—100%) при менее благоприятных природных условиях сооружения ПЭС. При этом считают, что во всех случаях эта энергия может оказаться дешевле тепловой (в 2—3 раза) и речной, при работе ПЭС в

энергетических системах, включающих электростанции других типов.

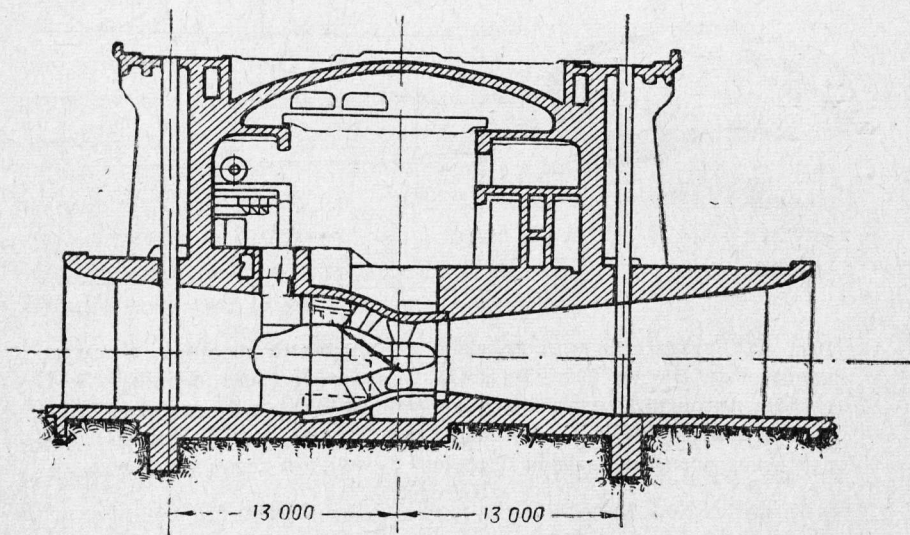
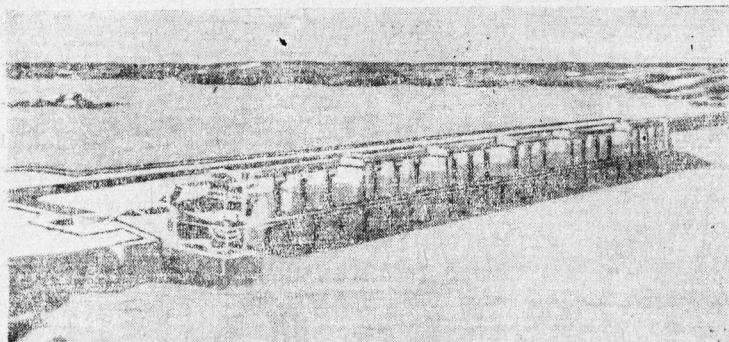


Рис. 46. ПЭС Ранс, сооружаемая во Франции: а—перспектива; б—продольный разрез

4. Другие схемы использования водной энергии

а. Использование энергии морских волн

Как было отмечено в главе первой, волны, образующиеся под действием ветра над поверхностью океанов, мо-

рей, озер и водохранилищ, представляют собой мощный источник энергии. Известно несколько предложений по использованию этой энергии. Инж. В. С. Сидоренко предложил установку, в которой двигателем является особое устройство с винтообразным поплавком, выполняющее роль турбины. Иной принцип кладет в основу своей установки инж. В. В. Торонджадзе, которым в 1944 году была смонтирована действующая металлическая модель установки. При испытании этой модели, оборудованной системой поплавков и передаточных механизмов, при появлении даже небольших волн, искусственно создаваемых в опытном бассейне, главная ось с маховиком приводилась в быстрое вращение. Правда при этих испытаниях не были установлены энергоэкономические показатели установки, но проведением этих опытов была установлена полная техническая возможность практического использования энергии волн.

Были разработаны также схемы использования энергии морского прибоя путем устройства вдоль берега ряда воронкообразных наклонно поставленных конструкций, по которым волна вкатывается в расположенный выше бассейн. Из бассейна вода может быть использована в гидравлической установке (рис. 47).

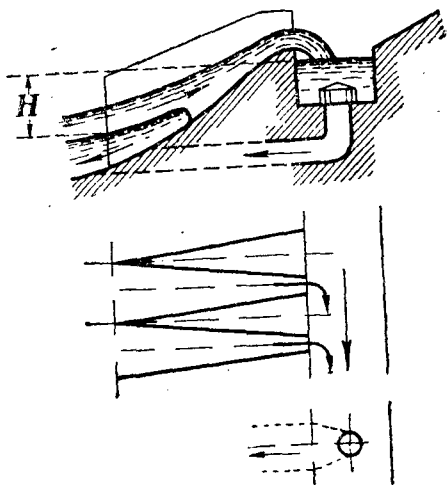


Рис. 47. ГЭС, использующая энергию морского прибоя

б. Использование кинетической энергии рек

Для получения небольшой мощности (1—10 квт) существуют разные установки, использующие кинематическую

энергию движущейся в водотоках воды. Эти установки, располагаемые на поплавках, не требуют строительства сложных дорогостоящих, сооружений для создания напора, водоподъемных плотин, дериваций и т. п. Ниже приводим описание некоторых из этих установок.

На рис. 48 схематически представлена одна из таких установок. Две или несколько лодок перекрываются дере-

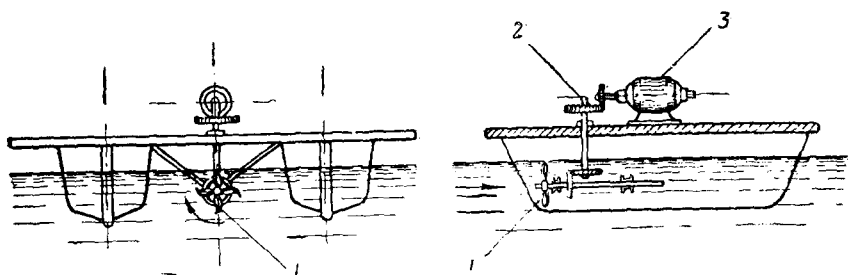


Рис. 48. Схема плавающей ГЭС с пропеллером: 1—пропеллер; 2—передаточный механизм; 3—генератор

вянным мостом, на котором, в промежутке между лодками, устанавливается оборудование, состоящее из пропеллера, погруженного на определенную глубину в воду, и генератора, располагаемого на мосту. Вращение пропеллера, путем ременной или какой-нибудь другой передачи, приводит во вращение генератор, дающий электрический ток.

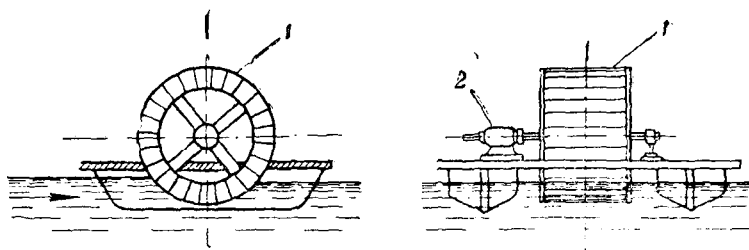


Рис. 49. Схема плавающей ГЭС с подвесным колесом; 1—подвесное колесо, 2—генератор

В схеме, изображенной на рис. 49 вместо пропеллера применено подвесное колесо большого диаметра, которое,

путем передаточного механизма, приводит в движение генератор, расположенный на мосту.

За последнее время Б. С. Блинов предложил так называемую «Гирляндную» русловую установку для получения электроэнергии, изображенную схематически на рис. 50. На тросе, перекинутом через реку, наглухо закрепляется не-

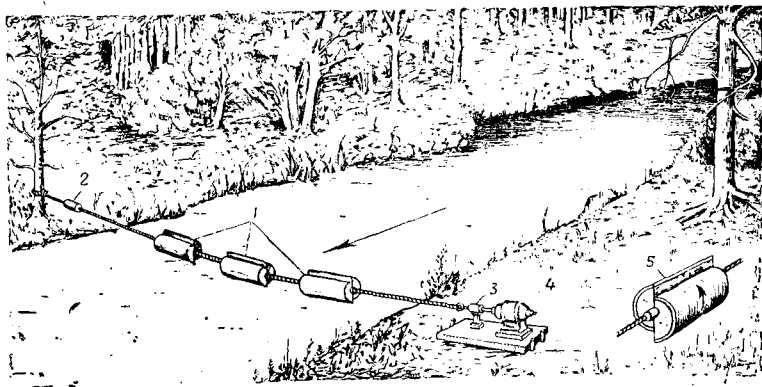


Рис. 50. Схема «ротаторной» ГЭС: 1—гирлянда турбин; 2—подпятник; 3—подпятник с редуктором; 4—генератор; 5—турбина

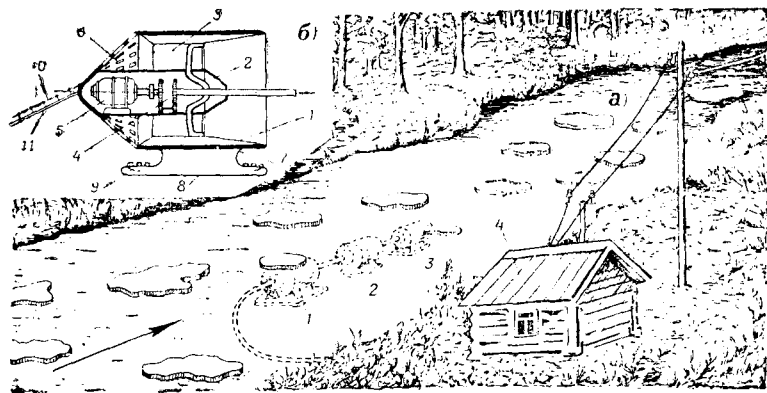


Рис. 51. Схема «Подводно свободнопоточной» ГЭС: а—общая схема установки; 1, 2 и 3—агрегаты; 4—помещение распределительного устройства; б—разрез по агрегату. 1—кожух; 2—лопасть турбины; 3—перегородка; 4—редуктор; 5—генератор; 6—решетка; 7—стопка; 8—плита; 9—грузы; 10—трос; 11—кабель

сколько поперечных турбин по схеме, показанной на рисунке. Один конец троса через шариковый подпятник закрепляется на одном берегу, другой конец троса через подпятник и редуктор соединяется с генератором, расположенным на другом берегу. При вращении поперечных турбин, наглухо закрепленных с тросом, приходит во вращение и генератор.

В отличие от описанной ГЭС, Б. Катинский и Н. Владимиров предложили другую схему малой ГЭС, использующей энергию движущейся в реках воды, названной ими «Подводной свободнопоточной» ГЭС (рис. 51).

Установка этого типа может быть плавучей и донной. Она способна работать и зимой под льдом. Агрегат имеет конусообразную, обтекаемую форму, внутри которой располагается четырехлопастное рабочее колесо гидротурбины, редуктор и генератор; перед направляющим устройством имеется решетка, предотвращающая попадание плавающих тел в кожух.

в. Особые схемы ГЭС

Замкнутые водоемы, характеризующиеся интенсивным испарением, могут быть использованы для сооружения гидроэлектростанции, если поблизости этих водоемов имеются другие высоко расположенные водоемы с крупными водными ресурсами или протекают реки на большой высоте.

В обоих этих случаях можно сбросить в замкнутый водоем такое количество воды, которое может быть испарено с этого водоема.

На земном шаре имеются несколько водоемов с отрицательной отметкой уровня. К ним относится Каспийское море с отметкой — 27,5 м, Мертвое море с отметкой — 392 м, Тиверское озеро в Иорданской долине с отметкой — 212 м, озеро Ассал в бухте Сомалии с отметкой — 174 м. Долина смерти — 84 м, долина у Тоахуллы с Сухим озером — 90 м в Соединенных Штатах Америки и др. Мертвое море находится примерно в 80 км. Тиверское озеро около 40 км от Средиземного моря. Было сделано предложение о сбросе воды из Средиземного моря в Мертвое море в количестве, ко-

торое это последнее способно испарять, при допустимом повышении в нем уровня воды. При этом получалась мощная гидроэлектростанция с годовой выработкой энергии в несколько млрд. квт.ч.

Разность в отметках между океаном и морем или между морем и его заливом можно создать в некоторых случаях также искусственно.

Имеется предложение о сооружении плотины в Гибралтарском проливе, в связи с чем прекратится поступление воды в Средиземном море из Атлантического океана, в количестве 2780 км³ с под, имеющее место в настоящее время. В результате этого, вследствие испарения с водной поверхности Средиземного моря его уровень будет снижаться ежегодно примерно на 1,5—1,65 м. Через несколько лет перепад достигнет величины, достаточной для работы турбины. При дальнейшем понижении уровня в пределе до 200 м здесь можно будет построить гидростанцию мощностью 150 млн. квт. Аналогичную установку можно осуществить если плотину построить в проливе Дарданеллы. Мощность ГЭС составит 11,5 млн. квт.

Имеется проект по использованию Карабугазского залива Каспийского моря в этих же целях. Как известно, этот залив не имея постоянного притока воды, питается водой Каспийского моря, поступающей через узкий пролив. В случае сооружения плотины в этом проливе уровень залива будет быстро снижаться. Полученный перепад может быть использован для сооружения ГЭС.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

КАСКАДНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕК

1. Необходимость каскадного использования водотоков

Раньше, при сравнительно малых масштабах потребления энергии и низком уровне строительной техники, для использования энергии рек, выбирались отдельные, наиболее выгодные участки, на которых сооружались гидроэлектро-

станции. Часто на мощных реках строилось по одной гидроэлектростанции, использование остальных участков этих рек считалось для того периода нецелесообразным.

В связи с быстрым развитием электрификации и резком увеличении потребности в электроэнергии, а также небывалым развитием строительной техники, стало необходимым и возможным более полное использование энергии рек. Это обстоятельство обусловило необходимость рациональной разбивки всего падения реки на отдельные ступени для сооружения гидроэлектростанций.

Выше мы рассмотрели технические схемы гидроэлектростанций использующие отдельные участки рек без взаимной их увязки.

Рассмотрим теперь условия определяющие многоступенчатое, или как говорят, каскадное использование водотоков.

Необходимость разбивки падения реки на ступени определяется многими факторами, однако, как будет показано ниже, прежде всего, эта разбивка диктуется энергетическими соображениями. Рассмотрим в начале разбивку участка на деривационные ступени.

Как правило, расход воды постепенно увеличивается по длине реки, начиная от нуля у истоков до своего максимального значения у устья. Поэтому при использовании реки в одной деривационной ступени, здание которой расположено у ее устья, используемый сток будет тем меньше, чем выше по реке будут расположены водозаборные сооружения этой гидроэлектростанции, однако, тем больше будет используемый напор. При приближении водозаборных сооружений к устью реки будет иметь место обратное явление, а именно, будет увеличиваться используемый сток и уменьшаться напор гидроэлектростанции.

В предельных случаях, когда водозабор располагается у истока или у устья реки выработка гидроэлектростанции будет равна нулю т. к. один из факторов, определяющий выработку гидроэлектростанции, в первом случае используемый сток, а во втором — напор гидроэлектростанции будет равен нулю. Следовательно, существует такое значение

напора, которому соответствует максимальная выработка гидроэлектростанции. На рис. 52, где по оси абсцисс слева отложена величина среднегогодового стока W , справа длина реки L , а по оси ординат—падение H , этому значению напора соответствует максимальное значение площади F_i , выражающей в определенном масштабе выработку энергии.

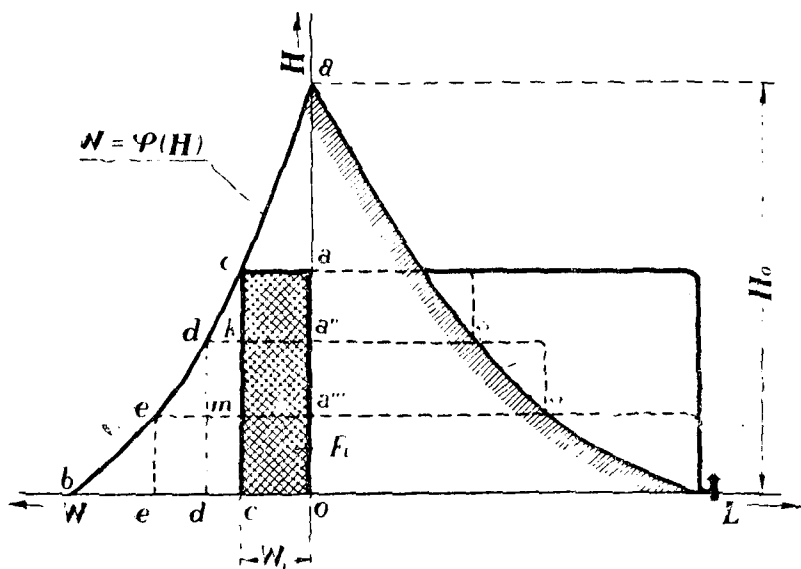


Рис. 52

Величина оптимального напора, при прочих равных условиях, зависит от характера изменения среднегогодового стока и уклона реки в функции от падения H или длины реки L .

Если например, зависимость среднегогодового стока W от падения H выразить уравнением

$$W_i = W_0 - a H_i^n, \quad (6.1)$$

где W_0 —сток у устья реки, a и n —постоянные величины, то выражение площади F_i , в функции от H_i , будет

$$F_i = W_i H_i = (W_0 - a H_i^n) H_i. \quad (6.2)$$

Легко показать, что в этом случае

$$H_{\text{опт}} = \left(\frac{W_0}{a(n+1)} \right)^{1/n}. \quad (6.3)$$

В частном случае, когда $n=1$, что имеет место при постоянном уклоне реки и равномерно нарастающем расходе воды из выражения 6.3 будем иметь

$$H_{\text{опт}} = \frac{W_0}{2a} = \frac{aH_0}{2a} = \frac{H_0}{2}, \quad (6.4)$$

т. е. максимальное использование располагаемой энергии реки при одноступенчатой схеме достигается тогда, когда гидроэлектростанция использует нижнюю половину всего падения реки.

Однако, как видно из рисунка, при одноступенчатой схеме используемая энергия (заштрихованная площадь F_i) составляет лишь незначительную часть от полной располагаемой энергии реки, определяемой площадью abO . Для увеличения степени использования этой энергии необходимо увеличить число ступеней.

Так, например, при использовании того же падения вместо одной в двух ступенях, используемая энергия увеличится и она будет равна площади $a'ckdd'o$, что больше площади $a'cc'o$. При трехступенчатой схеме степень использования будет еще больше. Наконец ряд ступеней можно наметить для использования определенной части и верхней половины падения реки.

Следовательно теоретически, с энергетической точки зрения, степень использования располагаемой энергии реки будет тем больше, чем больше число ступеней.

К выводу о необходимости разбивки падения реки на ступени теоретически можно прийти и в том случае, если, использование реки деривационными установками рассмотреть начиная не с источников, а от устья реки (рис. 53).

Расположим здание ГЭС у устья реки и будем перемещать постепенно водозаборные сооружения вверх по течению. Напор гидростанции при этом все время будет возрастать,

при одновременном уменьшении расхода. Выработка гидро-станции вначале так же будет увеличиваться, стремясь к определенному максимуму, после чего по мере дальнейшего перемещения головных сооружений она начнет уменьшаться. Следовательно, и здесь можно определить значение напора, которому соответствует максимум выработки энергии.

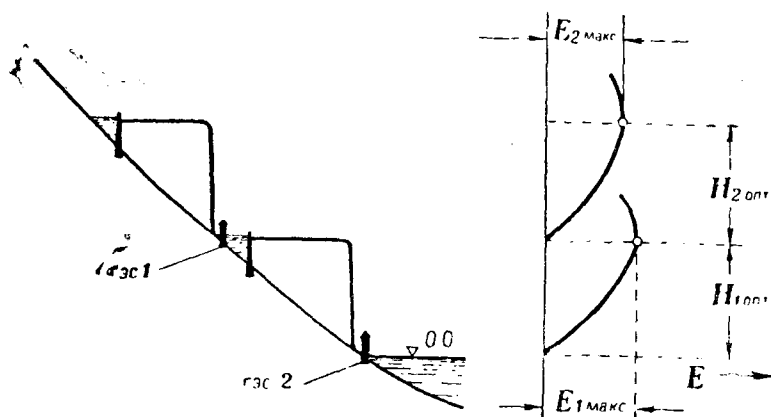


Рис. 53

Определив оптимальный напор первой снизу ступени и приняв за исходный уровень его верхнего бьефа, аналогично определим оптимальный напор второй снизу ступени. Повторяя эту операцию и дальше, можно установить оптимальные напоры для всех остальных ступеней каскада.

Аналогично можно показать необходимость разбивки падения реки на ступени с точки зрения получения максимума энергии, при использовании реки подпорными установками, когда в ее бассейне испарение с водной поверхности больше, чем испарение с суши.

При сооружении приплотинной ГЭС у устья реки для определения выработки гидростанции в зависимости от высоты плотины, без учета испарения с поверхности водохранилища, в первом приближении можно воспользоваться выражением $E_{\text{ГЭС}} = cH$ (линия OA на рис. 54). Энергия, теряемая вследствие испарения с водохранилища в функции от

высоты плотины, пусть будет дана следующей зависимостью $E_{исп} = bH^k$ (линия OBC), тогда фактически выработка ГЭС будет $E_{гэс,ср} = cH - bH^k$. При $H = \left(\frac{c}{b}\right)^{\frac{1}{k-1}}$ будем иметь $E_{гэс,ср} = 0$, т. е. весь сток будет испаряться с поверхности водохранилища (точка D). При $H = \left(\frac{c}{b(k-1)}\right)^{\frac{1}{k-1}}$ (точка B) выработка гидроэлектро-

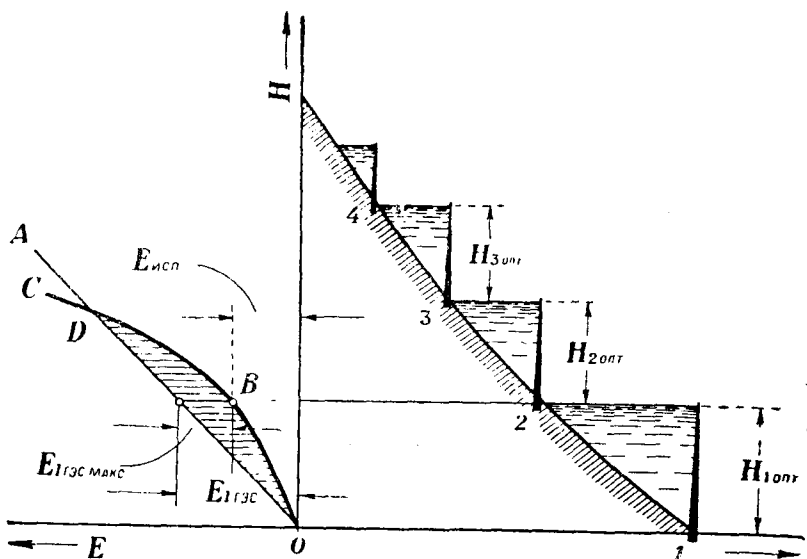


Рис. 54

станции достигает своего максимума. Приняв эту высоту плотины за оптимальный напор первой ступени, аналогичным путем можно найти оптимальную высоту и для следующей второй ступени, а затем и для всех остальных ступеней каскада. Построенный таким образом каскад даст максимальную выработку энергии.

Следовательно, и этот пример подтверждает необходимость разбивки падения реки на ступени, с точки зрения максимального использования располагаемой энергии участка.

Отмеченные положения о разбивке реки на ступени использования являются лишь теоретическими. При практическом решении вопроса, кроме энергетических соображений, приходится учитывать особенности природных условий, потери напора в подпертых бьефах и сооружениях, потерю энергии в гидросиловом и электромеханическом оборудовании, затопление, а также ряд других технических и экономических факторов. Учет всех этих факторов обеспечит оптимальную разбивку ладения реки на бьефы.

2. Определение и классификация каскадов ГЭС

Каскадом гидроэлектростанций называют группу гидроэлектростанций, расположенных последовательными ступенями на одной реке и связанных между собою общностью водохозяйственного и энергетического режимов.

Каскады ГЭС, по форме примыкания ступеней и их типов могут быть разделены на две основные группы:

1) По форме примыкания ступеней различают:

а) разомкнутый, б) сомкнутый и в) подпертый типы каскадов ГЭС.

К первой группе относятся каскады, при которых между ступенями, остаются неиспользованные участки реки с падением $H_{\text{пот.}}$ (рис. 55а). Причиной этому могут быть неблагоприятные топографические или геологические условия, большая стоимость затоплений и т. д.

В сомкнутых каскадах конец кривой подпора нижней ступени непосредственно примыкает к концу используемого верхней ступенью участка реки (рис. 55б). Следовательно, в этом случае неиспользуемые участки отсутствуют.

В подпертых каскадах подпор нижней установки перекрывает используемый верхней установкой участок реки (рис. 55в). В этом случае не только нет неиспользуемых участков, но имеет место параллельное использование определенной части одного и того-же участка реки ΔL . При этом достигается использование дополнительно некоторого напора ΔH , который обычно теряется в подпертом бьефе на кривых

подпора и при сработке водохранилища в разомкнутых и сомкнутых каскадах.

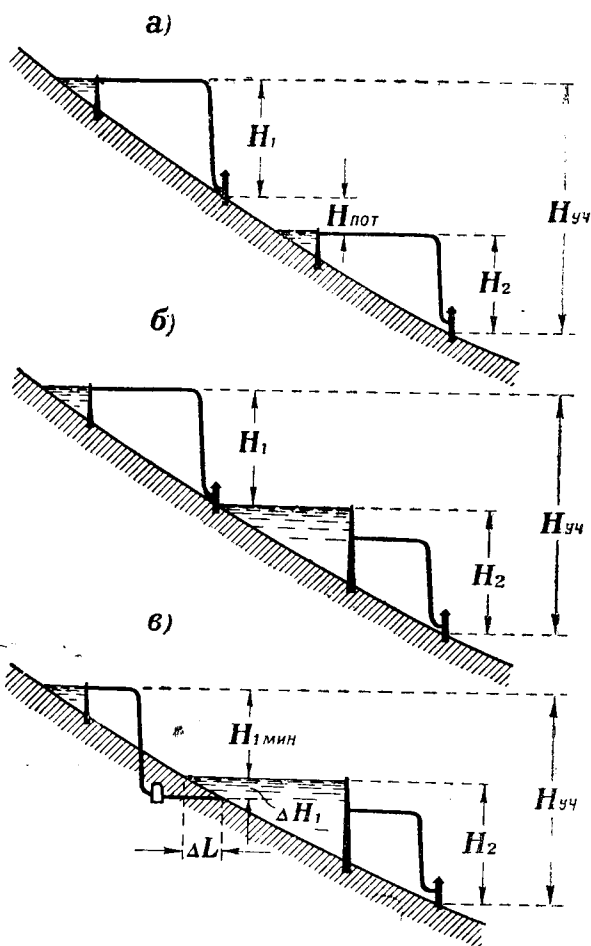


Рис. 55. Основные типы каскадов гидростанций: а) — разомкнутый, б) — сомкнутый, в) — подпертый

Поэтому при прочих равных условиях, подпертые каскады позволяют наиболее полно использовать падение реки. Наименьшей степенью использования напора характеризуются разомкнутые каскады. Сомкнутые каскады в этом отношении занимают промежуточное положение.

Следует отметить, что в капиталистических странах разомкнутые каскады являются обычными и принятие их диктуется не только естественно-бытовыми условиями (топография, геология, затопление и др.), но и водоправовыми нормами.

Следует заметить, что перекрытие бьефов в каскаде выгодно не только с точки зрения уменьшения потерь напора, вызываемых кривыми подпора, как это считают некоторые авторы, но в ряде случаев, как это видно дальше, оно особенно выгодно и с точки зрения уменьшения потерь напора, вызываемых сработкой водохранилища.

2) В зависимости от типов установок каскада, последние могут быть разбиты на следующие три типа: а) каскад приплотинных ГЭС, б) каскад деривационных ГЭС и в) каскад смешанных ГЭС.

Каскады приплотинных ГЭС, обычно строятся на равнинных и полугорных реках характеризующихся малыми уклонами и большими расходами, и редко на некоторых участках в среднем и нижнем течении крупных горных рек. Примерами каскадов приплотинных ГЭС являются Волжский, Камский, Днепровский, Ангара-Енисейский, Иртышский и другие каскады ГЭС (рис. 56, 57).

Каскады деривационных ГЭС состоят исключительно из деривационных установок и строятся преимущественно на средних и малых горных реках или в верхних течениях крупных горных рек, характеризующихся большими уклонами и малыми расходами, протекающими в узких ущельях. Чисто деривационные каскады осуществляются в тех случаях, когда постройка подпорных плотин нецелесообразна, ни с точки зрения создания водохранилища, ни с точки зрения получения напора. Это обычно имеет место в тех случаях, когда создание емких водохранилищ из-за узости ущелья и большого уклона реки требует сооружения весьма высоких плотин, а получение напора при больших уклонах экономически выгоднее осуществлять деривационными сооружениями, нежели подпорными плотинами.

Чисто деривационные гидроэлектростанции строят и тогда, когда река берет начало из озера, питаясь достаточно

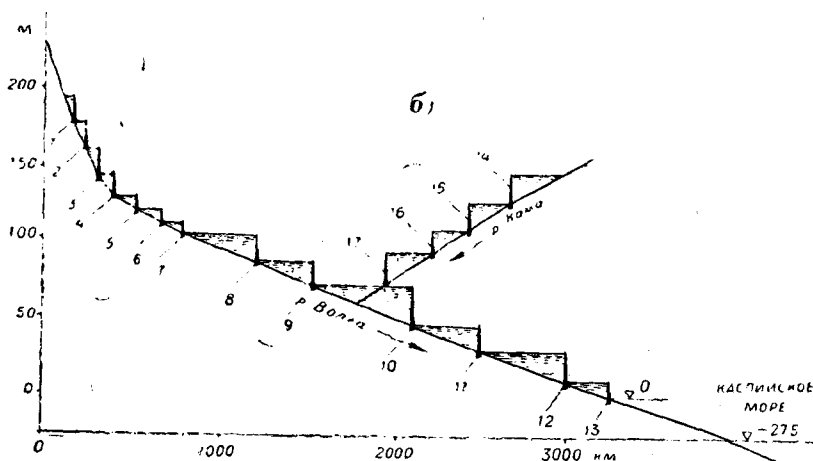
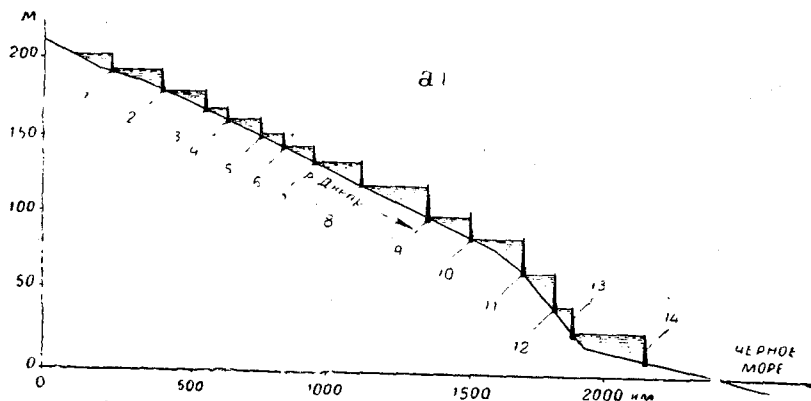


Рис. 56. Днепровский и Волжско-Камский каскады гидроэлектростанций: а. 1—Дорогобужская ГЭС; 2—Смоленская ГЭС; 3—Оршинская ГЭС; 4—Могилевская ГЭС; 5—Виляховская ГЭС; 6.—Жлобинская ГЭС; 7—Речицкая ГЭС; 8—Любечская ГЭС; 9—Киевская ГЭС; 10—Каневская ГЭС; 11—Кременчугская ГЭС; 12—Днепродзержинская ГЭС; 13—ДнепрОГЭС; 14—Каховская ГЭС. б. 1—Кривогорская ГЭС; 2—Ржедская ГЭС; 3—Старницкая ГЭС; 4—Калининская ГЭС; 5—Иваньковская ГЭС; 6—Угличская ГЭС; 7—Рыбинская ГЭС; 8—Горьковская ГЭС; 9—Чебоксарская ГЭС; 10—Волжская ГЭС им. Ленина; 11—Саратовская ГЭС; 12—Волжская ГЭС им. XXII съезда КПСС; 13—Нижневожская ГЭС; 14—Верхне Камская ГЭС; 15—Пермская ГЭС; 16—Ваткинская ГЭС; 17—Нижне Камская ГЭС

хорошо зарегулированным стоком. Таким является Севан — Разданский каскад гидроэлектростанций (рис. 58)..

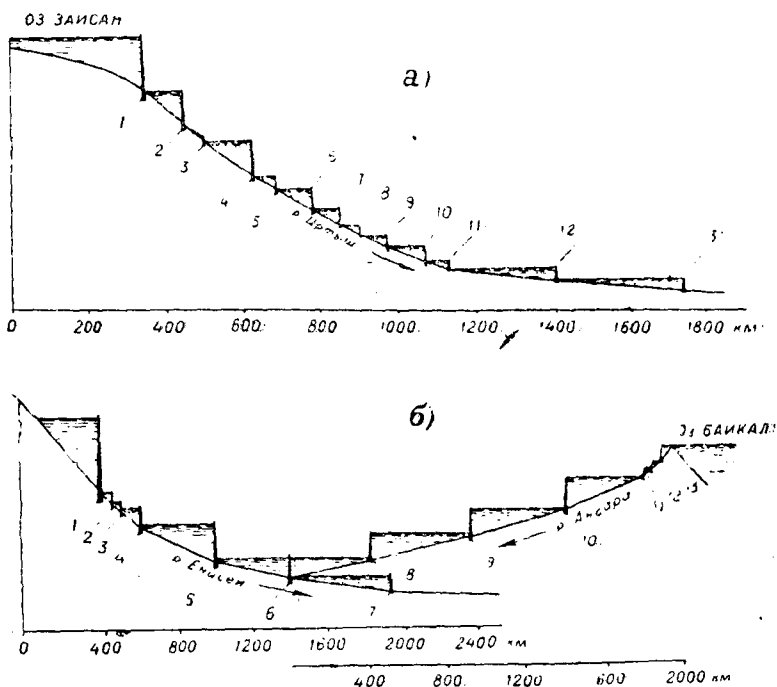


Рис. 57. Иртышский и Ангаро-Енисейский каскады гидроэлектростанций а. 1—Бухтарминская ГЭС; 2—Усть—Каменогорская ГЭС; 3—Донская ГЭС; 4—Шульбинская ГЭС; 5—Семипалатиекая ГЭС; 6—Белокаменная ГЭС; 7—Известковская ГЭС; 8—Акжарская ГЭС; 9—Подпускская ГЭС; 10—Ямышевская ГЭС; 11—Павлодарская ГЭС; 12—Бобровская ГЭС; 13—Омская ГЭС. б. 1—Саянская ГЭС; 2—Майнская ГЭС; 3—Очурская ГЭС; 4—Минусинская ГЭС; 5—Красноярская ГЭС; 6—Енисейская ГЭС; 7—Осиновская ГЭС; 8—Богучанская ГЭС; 9—Усть-Илимская ГЭС; 10—Братская ГЭС; 11—Тольминская ГЭС; 12—Суховская ГЭС; 13—Иркутская ГЭС

Каскады смешанных гидроэлектростанций состоят как из подпорных гидроустановок, так и из деривационных и смешанных типов гидроэлектростанций в том или ином их соотношении. Такие каскады проектируют и строят на горных реках средней и, в особенности, большой мощности. Протекая, в основном, в узком ущелье при значительных уклонах, такие реки включают отдельные участки с широкими доли-

нами и сравнительно малыми уклонами, позволяющими создавать в этих местах емкие водохранилища при приемлемых высотах плотин.

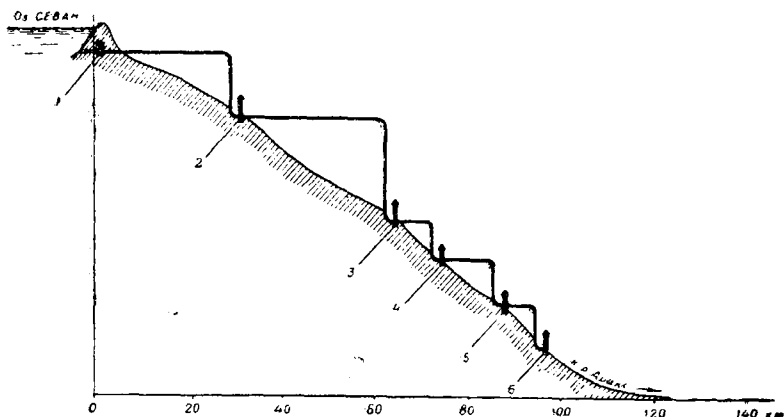


Рис. 58. Севано-Разданский каскад гидроэлектростанций: 1—Севан ГЭС; 2—Атарбекян; 3—Гюмуш ГЭС; 4—Арзни ГЭС; 5—Канакир ГЭС; 6—Ереван ГЭС

С другой стороны, в нижнем течении эти реки, имея сравнительно большие расходы, позволяют строить и подпорные плотины, (без водохранилища), которые в ряде случаев выгоднее, экономичнее сооружать чем деривационные установки.

Распределение используемых напоров между подпорным сооружением и деривацией является экономической задачей, которая в каждом отдельном случае должна быть решена на основе соответствующих расчетов.

На рис. 59 представлен смешанный каскад ГЭС. Ступени, расположенные в верхнем течении, где река имеет исключительно большие уклоны, являются чисто деривационными. Деривационными являются в основном и ГЭС, использующие притоки основной реки. Среднее течение используется гидроэлектростанциями приплотинного и смешанного типа, концевой участок реки используется только приплотинными установками.

Следует отметить, что смешанный тип каскада ГЭС включающий все типы ГЭС, можно рассматривать как наиболее общий и вместе с тем наиболее распространенный на горных реках вид каскада, а приплотинные и деривационные каскады как его частные случаи.

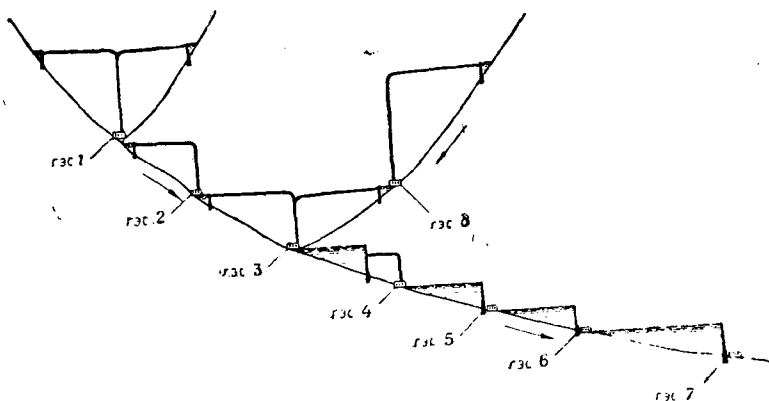


Рис. 59. Схема использования горной реки

Часто каскады ГЭС используют не только сток основной реки, но и сток ее притоков, а в отдельных случаях и сток рек смежных бассейнов, перебрасываемых специальными деривационными сооружениями. К этим типам каскадов относятся, например, Средне-Рионский, Храм-Параванский, Шаоро-Ткибульский и др. каскады ГЭС в Грузинской ССР (см. раздел о переброске рек).

В зависимости от местных условий, регулирующие водохранилища могут быть созданы как на основной реке, так и на ее притоках, а также и в бассейнах смежных рек, сток которых перебрасывается в бассейн основной реки. Водохранилища могут быть созданы и в верховьях реки, в отрыве от ее основного каскада.

Для зарегулирования каскада ГЭС важное значение имеет расположение регулирующих водохранилищ. Здесь может быть несколько случаев: а) водохранилище расположено в голове каскада (рис. 60, схема 1), б) водохранилище имеется

при последней ступени каскада (схема II) и в) водохранилище имеются вначале и в конце каскада, а также и на промежуточных ступенях каскада, (схема III).

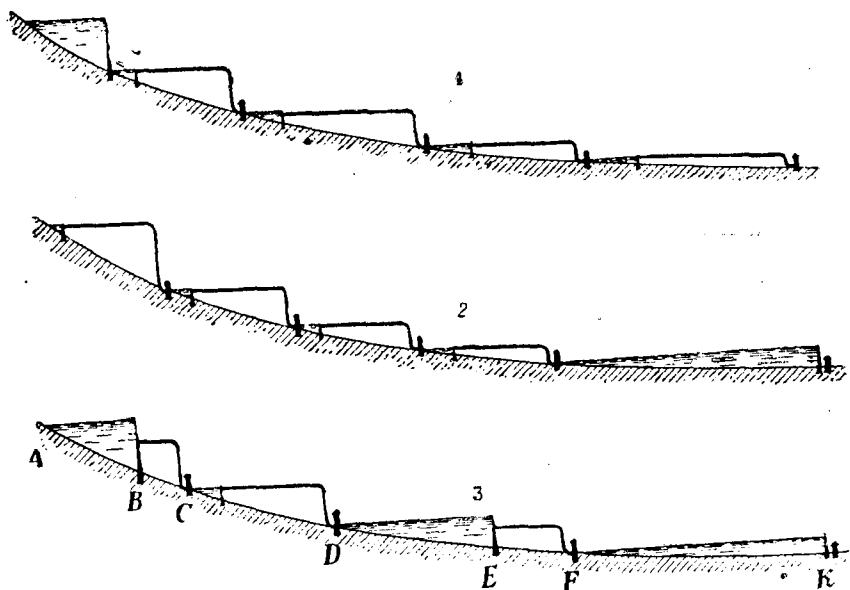


Рис. 60. Схемы расположения водохранилищ в каскаде ГЭС

С энергетической точки зрения, при прочих равных условиях, чем выше расположено водохранилище, тем выгоднее, т. к. в этом случае зарегулированный в нем сток пройдет через весь каскад и окажет на него свое положительное влияние (схема I). Однако, если боковая приточность реки большая, то из-за малых расходов воды в верховьях это влияние может оказаться незначительным. С другой стороны расположение водохранилища в конце каскада (схема 2), обеспечивает питание зарегулированной водой только последней ступени и, следовательно, все расположенные выше ступени будут работать на незарегулированном стоке.

В связи с изложенным наиболее эффективным является расположение водохранилищ как вначале и в конце каскада, так и на его промежуточных ступенях (схема 3). Такое расположение водохранилищ при достаточной их емкости

обеспечивает более высокую степень зарегулирования и использования стока реки. Так, например, по схеме 3 при достаточном объеме водохранилища сток реки в створе В будет зарегулирован верхним водохранилищем. Дополнительный сток поступающий на участке реки В—Е будет регулироваться средним водохранилищем и, наконец, дополнительный сток поступающий на участке Е—К нижним водохранилищем.

При наличии более одного водохранилища в каскаде возникает задача рационального распределения функции регулирования между расположенными в разных местах водохранилищами.

Правда, с точки зрения энергетики, при одном и том же полезном объеме водохранилища, чем выше оно будет расположено тем выгоднее. Однако сооружение водохранилищных плотин на нижних установках, где расходы реки значительны имеет то преимущество, что они одновременно с регулированием стока позволяют сократить длину дорогостоящей деривации верхней ступени.

В общем случае эффективность водохранилища, кроме его высотного расположения, зависит от топографических и геологических условий створа плотины и водохранилища, размеров затоплений, величины стока и многих других факторов. В силу этого выбор места для создания водохранилища и установление его емкости должны быть произведены на основании соответствующих энергоэкономических расчетов.

Каскадное использование водотоков характеризуется рядом особенностей, которые не возникают или возникают лишь частично, при использовании только отдельных участков реки.

Главная особенность заключается в том, что ступени каскада взаимосвязаны, в общем случае, как по напору, так и по водному хозяйству и энергетически.

В отношении напора взаимосвязаны только смежные ступени, так как для каскадов с примыкающими ступенями каждая ступень должна быть увязана с точки зрения оптимального распределения напора как с верхней, так и нижней ступенями каскада.

В этих случаях оптимальное распределение напора между установками определяется в результате совместного рассмотрения смежных ступеней. В частности, если рассматривается ступень каскада с подпорной плотиной, при определении ее высоты должно быть учтено изменение длины деривации, а следовательно, и напора верхней ступени (рис. 61).

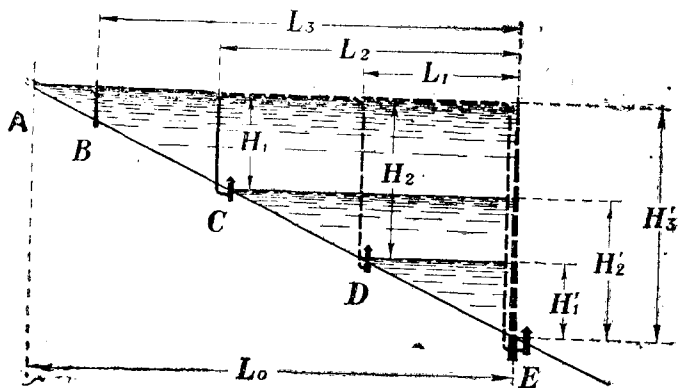


Рис. 61. Варианты схем сопряжения двух смежных ступеней каскада

Как видно из рис. 61, при использовании участка реки $A-E$ деривационной гидростанцией длина деривации равна L_3 . При сооружении в точке E плотины высотой H'_1 длина деривации сокращается на L_1 , при высоте плотины H'_2 —на L_2 и, наконец, при H'_3 деривация сокращается на L_3 и отпадает плотина в пункте B .

В этой связи заслуживает внимания история проектирования Гумати ГЭС на р. Риони в Грузинской ССР, использующей участок реки в районе г. Кутаиси (рис. 62).

Первоначально использование этого участка намечалось деривационной установкой, включавшей открытые каналы и безнапорные тоннели. Впоследствии, при пересмотре схемы использования р. Риони, детальный энергоэкономический анализ, произведенный с учетом влияния высоты плотины на длину деривации верхней ступени, показал преимущества

варианта использования рассматриваемого участка подпорной установкой Гумати ГЭС. При этом высота подпора плотины была ограничена уже зафиксированным створом плотины Намахванской ГЭС и составляла 50 м. В дальнейшем в результате детальных изысканий высота плотины была снижена до 30 м по геологическим условиям (выше 30 м были обнаружены углистые сланцы, не пригодные для соору-

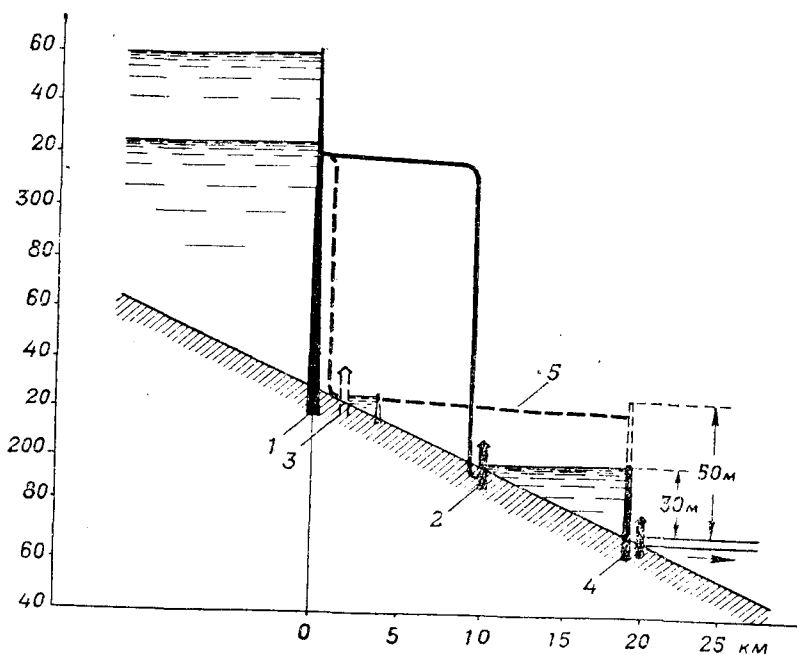


Рис. 62. Варианты использования участка реки Риони: 1—плотина Намохвани ГЭС; 2—здание Намохвани ГЭС; 3—здание Намохвани ГЭС по первоначальному варианту; 4—плотина Гумати ГЭС; 5—Первоначальная деривационная схема использования участка

жения высокой плотины), хотя энергоэкономические расчеты явно указывали на целесообразность дальнейшего повышения плотины. Как было отмечено, без учета влияния сооружения плотины на длину деривации примыкающей сверху ступени, более приемлемым представлялся деривационный вариант использования данного участка р. Риони.

Связь между ступенями каскада в отношении расчетного расхода в рассматриваемых случаях определяется изменением стоковых характеристик при перемещении створов плотин выше или ниже по течению реки и условиями работы проектируемых ГЭС в энергосистеме.

Таким образом, изложенное позволяет сделать вывод о том, что с точки зрения взаимосвязи между ступенями одним из основных различий между каскадами ГЭС без регулирования и каскадами с регулированием стока заключается в том, что взаимосвязь в первом случае имеет место только для смежных ступеней и главным образом в отношении напора, в то время как во втором случае кроме этой связи возникает более тесная связь по водному хозяйству, так же и между другими, не смежными ступенями каскада.

3. Использование энергии рек при разных типах и числе гидростанций каскада

Как было показано выше, степень использования предполагаемых ресурсов реки при разных схемах ГЭС получается различной. Гидроэлектростанция с подпорным сооружением помимо энергии главного русла в пределах подпора, использует энергию притоков и склонового стока, а также энергию атмосферных осадков. Деривационная установка в основном использует сток реки, соответствующий створу в начале участка.

Рассмотрим использование энергии участка реки АВ (рис. 63), при разных типах и числе гидроэлектростанций каскада при к. п. д., гидроэлектростанций $\eta_{гэс} = 1$.

При использовании рассматриваемого участка одной деривационной ступенью, энергия используемая этой установкой будет определяться величиной стока W'_1 , вначале участка и падением участка H_{y1} . Графически эта энергия будет выражаться площадью $Aaa'O$. При двухступенчатой схеме энергия вырабатываемая обеими деривационными ступенями будет определяться площадью $Aaa''bb'O$. Аналогично при

трех деривационных ступенях используемая энергия будет выражаться площадью $Aaa''bb''cc'O$.

При дальнейшем увеличении числа деривационных ступеней используемая ими энергия будет возрастать и приближаться к теоретической энергии рассматриваемого участка реки, определяемой, уравнением (2.2). Графически это будет означать, что ломаная линия будет приближаться к кривой $abcd$ и в пределе при бесконечно большом числе деривационных ступеней теоретически совпадает с ней.

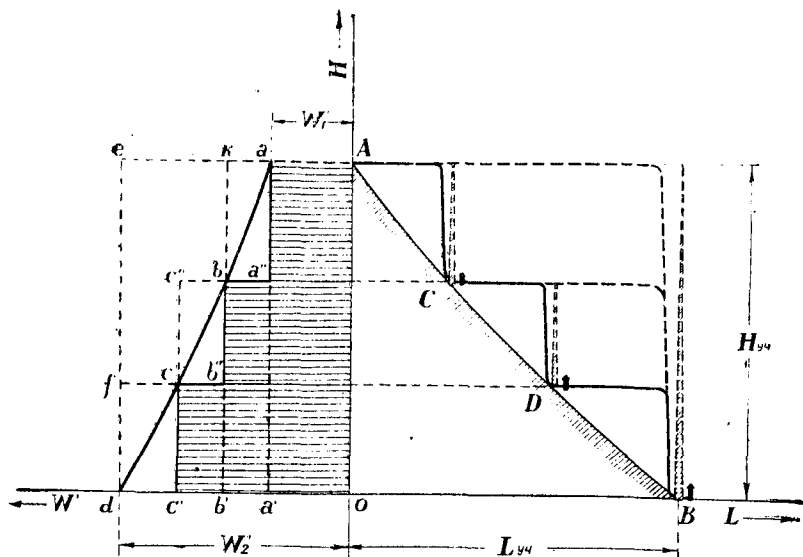


Рис. 63

Если теперь использование того же участка осуществить одной приплотинной установкой с расположением плотины в конце участка, то энергия, используемая этой установкой будет определяться величиной стока в конце участка W'_2 и падением участка $H_{yч}$. Графически эта энергия выражается площадью $AedO$ и соответствует энергии определяемой уравнением (3.19).

При трехступенчатом использовании того же участка приплотинными установками расположением плотин в точ-

ках C , D и B , энергия используемая ими будет определяться площадью $Akbc''cfdO$, которая меньше площади $AedO$.

При дальнейшем увеличении числа ступеней приплотинных гидростанций используемая ими энергия будет уменьшаться и в пределе будет приближаться энергии определяемой уравнением (2.2). Графически это выразится в том, что ломаная линия $akbc''cfd$ совпадет с кривой $abcd$.

На основании изложенного, можно сделать следующие важные теоретические выводы:

а) одноступенчатой деривационной схемой достигается минимальное, а одноступенчатой приплотинной установкой— максимальное использование располагаемой энергии одного и того же участка реки. Гидроэлектростанции смешанного типа, а также деривационные ГЭС, захватывающие и боковую приточность реки занимают промежуточное положение;

б) с увеличением числа деривационных ступеней увеличивается, а с увеличением числа приплотинных ступеней уменьшается количество используемой ими энергии одного и того же участка реки;

в) приплотинные водохранилищные ГЭС использующие кроме энергии основного русла, энергию притоков, склонового стока, атмосферных осадков, непосредственно выпадающих на поверхность водохранилища, а также энергию за счет зарегулированного стока характеризуются более полным использованием располагаемых ресурсов реки.

Приведенные выводы являются теоретическими, выражающими общие закономерности без учета многих других природных факторов, а также потерь энергии в подпертом бьефе, в сооружениях и оборудовании, влияющих на схему использования реки. Тем не менее изложенные положения, даже при учете этих факторов в принципе остаются в силе и их необходимо иметь в виду при проектировании как отдельных гидростанций, так и каскадов гидростанции.

4. Преимущества каскадного использования водотоков

Каскадное использование водотоков обеспечивает наиболее полное и рациональное освоение располагаемых гидроэнергетических ресурсов реки.

Каскадное расположение гидростанций, как это будет видно из последующих глав, часто позволяет свести к минимуму потери напора на кривых подпора и потери напора, вызываемые сработкой водохранилищ, путем соответствующего размещения ступеней каскада.

Наличие регулирующих водохранилищ в каскаде позволяет более эффективно использовать зарегулированный сток. В этом случае каждый кубический метр зарегулированной в водохранилище воды используется не только на собственной установке, но и на ряде нижерасположенных ступеней, повышая их выработку и обеспеченную мощность.

При каскадном использовании реки сооружение генерирующих точек концентрируется в одном районе, что в некоторых случаях ведет к существенному сокращению высоковольтных линий электропередач и подъездных дорог. С другой стороны, связь между ступенями как электрическая, так и по водному хозяйству позволяет более гибко маневрировать работой отдельных ступеней каскада, что ведет к существенному повышению их энергоэкономических показателей.

Наличие проекта каскадного использования реки, позволяя осуществлять более правильный выбор первоочередных объектов строительства, ведет в конечном счете, к планомерному освоению реки. Здесь, особо следует подчеркнуть то обстоятельство, что при планомерном использовании реки имеет место постепенно возрастающая эффективность в последовательном освоении реки. В этом случае, сооружение верхних водохранилищных установок и переброска воды из соседних бассейнов одновременно дают эффект на всех нижележащих ступенях, в большинстве случаев без каких-либо дополнительных капиталовложений по этим ступеням. Ярким примером в этом отношении является упомянутый выше Рионский каскад гидроэлектростанций.

Годовая выработка двух последовательных ступеней этого каскада первоначально составляла $E = 325$ млн. квт-ч (Гуматских ГЭС). После переброски стока р. Цхенис-Цкали в Риони выработка увеличилась до $E_2 = 390$ млн. квт-ч. Сооружение следующей Намохванской водохранилищной установки повысит годовую выработку до $E_3 = 420$ млн. квт-ч. После сооружения Сорской водохранилищной установки,

выработка составит $E_4=480$ млн. квт-ч. Наконец, после создания других водохранилищ на р.р. Риони и Цхенис-Цкали выработка достигает $E_5=520$ млн. квт-ч.

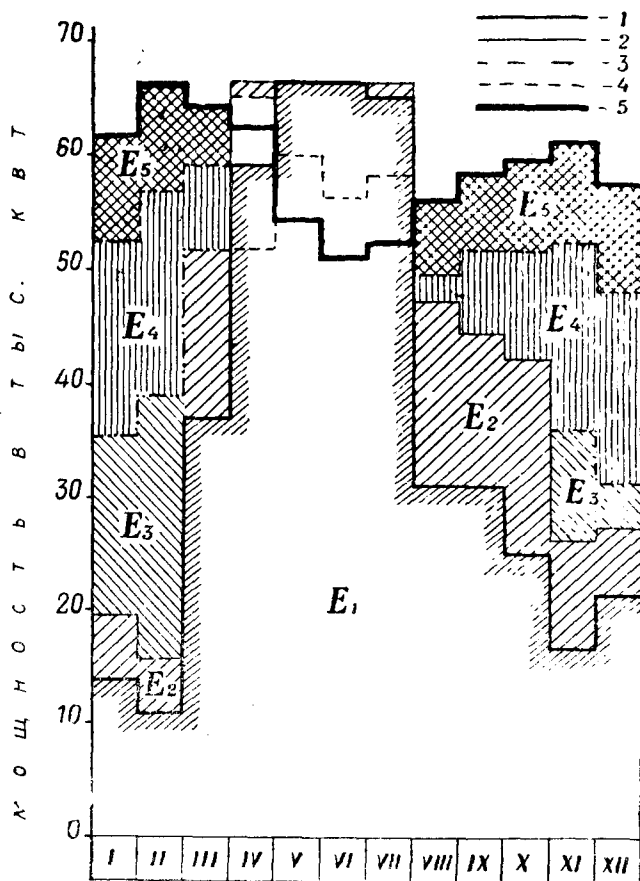


Рис. 64

Следовательно, по мере осуществления других верхних ступеней каскада выработка Гуматских ГЭС будет постепенно увеличиться от 325 до 520 млн. квт-ч., т. е. увеличение выработки составит 60%, при одновременном повышении зимней минимальной мощности в 6 раз, против первоначальной (рис. 64). Необходимо отметить, что увеличение выра-

ботки ГЭС не потребует каких-либо дополнительных капиталовложений на этих станциях.

Каскадное использование рек позволяет более рентабельно организовать эксплуатацию как отдельных установок, так и всего каскада в целом. На опыте эксплуатации каскадов подтверждается возможность и целесообразность централизации элементов хозяйства отдельных ГЭС, лабораторий, ремонтных мастерских, административно-хозяйственного аппарата и др. Так, например, опыт эксплуатации Севан-Разданского и Чирчикского каскадов показывает, что при протяженности до 150 км административно-хозяйственное объединение смежных ГЭС в каскады является целесообразным и дает уменьшение численности персонала, снижение издержек и т. д.

Каскадное использование рек имеет ряд преимуществ и в строительном отношении. Строительные базы, мастерские, карьеры, электроснабжение, строительство дорог и др. осуществляемые вначале строительства каскада, легко могут быть расширены при дальнейшем развитии строительства в условиях постепенного освоения одного и того же водотока, что ведет к снижению стоимости строительства.

Отмеченные выше руководящие положения носят, однако, лишь общий характер. Практически, местные природные условия, определяющие эффективность как отдельных установок, так и всего каскада в целом, могут существенно повлиять на окончательное решение вопроса.

В социалистическом государстве планомерность в использовании водноэнергетических ресурсов является обязательным условием. В нашей стране развернута грандиозная работа по составлению схем и проектов каскадного использования мощных рек. Широкое развитие гидроэнергостроительства в Советском Союзе настойчиво требует того, чтобы в ближайшее время были бы составлены соответствующим образом обоснованные схемы каскадного использования по всем, более или менее мощным водотокам нашей страны.

ОБЩИЕ СООБРАЖЕНИЯ ПО СООРУЖЕНИЮ
КАСКАДОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Влияние изменения уровней воды в бьефах
гидроэлектростанций на схему каскада

Выбор правильной схемы использования реки в целом, и, в частности, рациональная разбивка падения реки на бьефы, в значительной степени зависит от изменения уровней воды как в верхнем подпортом бьефе, так и в нижнем бьефе каждой ступени каскада. Изменения уровней воды в бьефах, вызываемые изменением расходов реки и гидроэлектростанций, оказывают влияние на величину рабочего напора гидроэлектростанции, а следовательно, и на ее энергетические показатели.

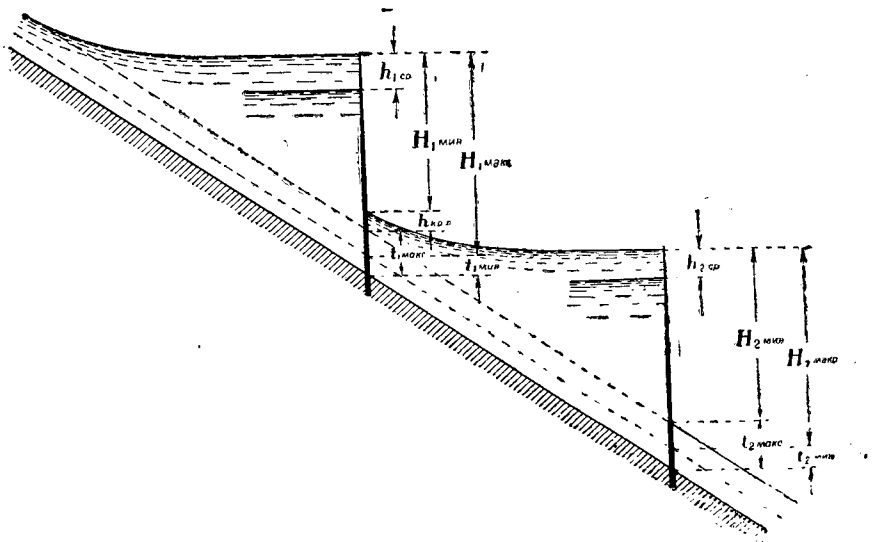


Рис. 65

Как видно из рис. 65, напор второй (нижней) ступени, определяемый в основном разностью отметок верхнего и нижнего бьефов, своего максимума достигает при минималь-

ных расходах воды в реке, которым соответствуют минимальные глубины воды $t_{\text{мин}}$ в русле реки. При увеличении расходов в реке, глубина воды в нижнем бьефе так же увеличивается, что при почти том же уровне воды в верхнем бьефе, ведет к уменьшению напора ГЭС, который достигает своего минимума при $l_{\text{макс}}$.

Аналогичное положение имеет место и на первой (верхней) ступени, однако здесь напор ГЭС дополнительно уменьшается еще на величину $h_{\text{кр.п.}}$, в силу криволинейного распространения поверхности воды в подпертом бьефе реки.

Кроме того, напоры обеих ступеней могут снизиться еще за счет сработки водохранилища при регулировании стока.

В связи с изложенным, необходимо более подробно рассмотреть особенности изменения бьефов с точки зрения правильного учета их при разбивке падения реки на ступени.

а. Изменение уровня в нижнем бьефе

Рассмотрим изменение уровня нижнего бьефа последней ступени каскада или какой-либо ступени каскада, когда следующая ступень каскада находится на таком расстоянии, что она не может оказать существенного влияния на бытовые условия движения воды в русле реки на участке сброса используемой рассматриваемой ступенью воды (вторая ступень на рис. 65).

Изменение уровня нижнего бьефа, влияющее на величину рабочего напора ГЭС, зависит от ряда факторов: схемы ГЭС, режима ее работы, гидрологических и топографических условий реки и др.

Если из гидроэлектростанции вода поступает в отводящий канал, работающий при всех расходах, равномерным режимом, изменение уровня нижнего бьефа, а следовательно, и напора ГЭС зависят от геометрических величин водотовающих сооружений и величины расхода гидроэлектростанции. Изменение уровня, как в этом случае, так и в случае нали-

чия в нижнем бьефе водослива, выражается следующей общей зависимостью:

$$t = \alpha Q^n, \quad (7.1)$$

где t —глубина воды вначале отводного сооружения; α и n постоянные величины, зависящие от формы, типов и размеров отводящего канала или расположенного в конце канала водослива.

Если вода из ГЭС поступает в реку непосредственно, или через короткий отводящий канал без водослива, колебание нижнего бьефа, а следовательно, и величина потерь напора, будут определяться естественными условиями русла и расходами реки. В этом случае, изменения уровня в реке также могут быть выражены по формуле (7.1) с подстановкой в нее соответствующих значений α_p и n_p характеризующих русло реки.

Если ГЭС располагает регулирующим водохранилищем, потеря напора будет существенно зависеть не только от естественного режима стока и режима работы гидроэлектростанции, но и от взаимного сочетания этих режимов. Дело в том, что с точки зрения потерь напора имеет важное значение; при каком уровне нижнего бьефа происходит сброс зарегулированного стока в реку. Так, например, если суточное регулирование (когда бассейн суточного регулирования находится в конце деривации) осуществляется при прохождении паводков, потери напора в нижнем бьефе вызываемые только перерегулированием стока, как правило, будут меньше, чем при осуществлении этого регулирования в период маловодья, так как кривая $H=H(Q_p)$ обычно, при больших значениях H уплощается и влияние зарегулированных расходов ГЭС на уровень воды в реке, с увеличением бытовых расходов падает.

Необходимо отметить, что влияние трансформированного, в результате регулирования, расхода ГЭС на уровень воды в реке в определенной степени уменьшается ввиду того, что если при сработке водохранилища к естественному расходу реки прибавляется дополнительный расход воды за

счет сработки водохранилища, что вызывает повышение уровня воды в реке, то при наполнении водохранилища имеет место обратное явление. Однако, так как режимы наполнения и опорожнения не одинаковы, а забор и сброс воды происходит при разных уровнях воды в реке, равенство между потерей и выигрышем напора может иметь место лишь в частном случае. В общем же случае, так как обычно, аккумулятивное имеет место в период прохождения паводков, а выпуск зарегулированной воды в период маловодья, баланс теряемого в нижнем бьефе напора за весь цикл регулирования должен быть положительным. Когда ниже рассматриваемой ступени имеется водозаборное сооружение, изменение уровней в нижнем бьефе определяется с учетом влияния на них этого сооружения.

Повышение уровня нижнего бьефа, вызывая уменьшение рабочего напора ГЭС, сильно сказывается на работе турбины, в особенности для ГЭС среднего и низкого напора.

Вредное влияние изменения уровней нижнего бьефа выражается и в том, что в этом случае сильно усложняется и удорожается конструкция здания ГЭС в условиях большой амплитуды колебания уровня в нижнем бьефе.

Некоторое снижение вредного влияния повышения уровня воды в нижнем бьефе для плотинных ГЭС достигается применением т. н. эффекта эжекции. Этот эффект в данном случае заключается в том, что создаются условия для пропуска паводковых расходов через плотину с отогнанным прыжком, что вызывает некоторое снижение уровня нижнего бьефа в непосредственной близости от здания гидроэлектростанции, а следовательно, и повышение ее напора.

б. Изменения уровней в верхнем бьефе

В верхнем, подпертом бьефе изменение уровней вызывается 1) кривыми подпора, 2) повышением дна реки вследствие заиления и 3) сработкой водохранилища.

Рассмотрим каждое из этих изменений уровня в отдельности.

1) Изменения уровней и потери напоров вызываемые кривыми подпора.

Как известно, уклон подпертого горизонта в русле реки при одном и том же расходе воды в обычных условиях, резко возрастает в концевой части подпора, асимптотически приближаясь к величине уклона свободной поверхности реки в бытовых условиях при том же расходе воды.

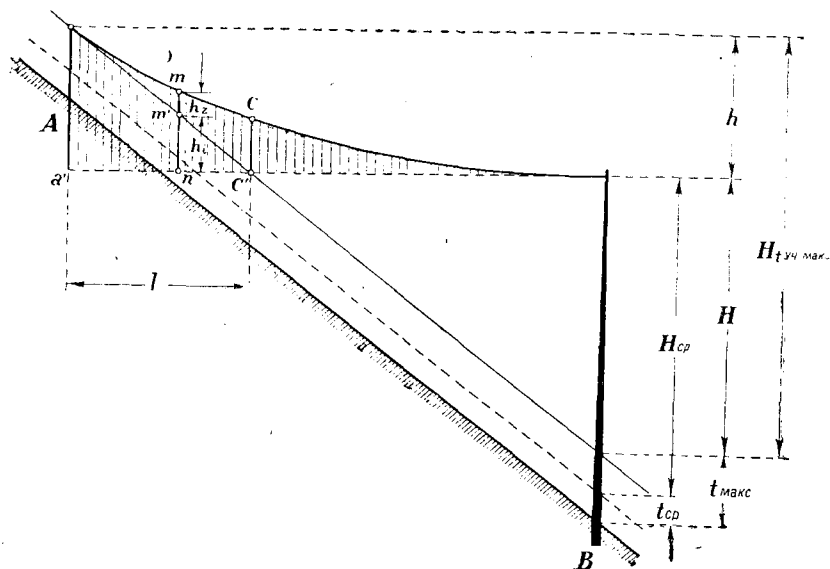


Рис. 65

Как видно из рис. 66, при расположении верхней установки в точке «а» в конце кривой подпора ab , построенной для максимального расхода реки, мы имели бы максимальную потерю напора h , определяемую превышением этой точки кривой подпора над гидростатическим горизонтом.

При расположении здания ГЭС в разных створах подпертого участка, на уровне кривой подпора потеря напора будет выражаться ординатами, представленными вертикальной штриховкой.

Потерю напора на участке можно представить как сумму двух потерь

$$h = h_i + h_z = il + h_z, \quad (7.2)$$

где h_i — потеря на уклоне реки, вызываемая перемещением здания ГЭС от пункта c вверх по реке (отрезок $m'n$),
 h_z — потеря напора собственно на кривой подпора (отрезок $m'm$).

Величина h_i на этом участке растет равномерно, пропорционально уклону реки i , в то время как h_z , имея максимальное значение в створе $c's$, быстро уменьшается по мере приближения к створу $a'a$. Следовательно, чем дальше размещается здание ГЭС от конца гидростатического подпора, тем меньше становится величина h_z , при одновременном возрастании величины h_i . Иначе говоря, располагая здание ГЭС на уровне высоких вод в концевой части кривой подпора, для того, чтобы избежать сравнительно небольшой потери на кривой подпора hz , приходится терять значительно больше напора за счет уклона реки h_i .

В силу изложенного целесообразно здание ГЭС верхней ступени, сопряженной с рассматриваемой ступенью каскада, по возможности приблизить к створу cc' . При расположении здания ГЭС верхней ступени в створе cc' , полностью исключается потеря напора за счет уклона реки h_i .

Следует отметить, что абсолютная величина теряемого напора в точке c сравнительно невелика.

Даже при высоте плотины $H=150$ м и бытовой глубине воды в реке $t=10$ м, величина h_z , не превосходит 3,4 м, оставаясь менее 3,5 м при любой высоте плотины (см. табл. 7 в приложении 1).

При конструктивном оформлении здания ГЭС, преодоление этого подпора, небольшого по сравнению с обычно значительной амплитудой колебания нижнего бьефа, не представляет особых затруднений. При сооружении же ГЭС на горных реках, мы имеем дело с меньшими подпорами. Так, например, для обычной горной реки с бытовыми глубинами при максимальных расходах воды $t=5$ м, при использовании падения реки плотиной высотой 150 м, величина h_z в точке выклинивания гидростатического подпора составляет

всего 1,7 м, что технически легко может быть учтено при конструировании здания ГЭС. В большинстве случаев это оправдывается и экономически, так как потеря напора в данном створе при малых расходах воды значительно снижается и сравнительно мало влияет на среднегодовую выработку верхней, смежной ступени каскада ГЭС.

Из изложенного следует, что потери напора на кривых подпора для ГЭС на горных реках (а в ряде случаев и для ГЭС на равнинных реках), по сравнению, например, с потерями напора, вызываемыми сработкой водохранилищ, практически составляют небольшую величину.

Тем не менее, учет этих потерь и изучение мероприятий по их уменьшению при более или менее значительных расходах ГЭС становятся совершенно необходимым.

Исходя из того свойства кривых подпора, что относительные потери напора тем меньше при прочих равных условиях, чем больше подпор, а также, учитывая, что продольный уклон кривой подпора резко увеличивается в ее концевой части, с точки зрения рационального использования напора, целесообразнее использовать участок реки одной приплотинной ступенью, нежели несколькими подпорными установками.

На рис. 67 показано использование участка реки $A-B$ двумя приплотинными установками с подпорами H_1 и H_2 . При условии расположения здания ГЭС в точках A и C , т. е. в пунктах выклинивания кривых подпора, суммарная потеря напора на кривых подпора составит

$$\sum h = h_1 + h_2. \quad (7.3)$$

При увеличении высоты плотины нижней ступени до H_2' , напор этой ступени увеличивается и соответственно уменьшается напор верхней ступени. При той же величине потерь напора на кривой подпоре участка AC , потеря напора на участке CB будет h'_2 , которая меньше чем h_2 , т. к. в пределах подпора нижней ступени остается более пологая часть кривой подпора (см. также приложение 1).

Следовательно, коэффициент использования располагаемого напора участка, с увеличением напора H_2 возрастает и

достигнет максимума при полном подтоплении верхней ступени, т. е. при использовании всего участка АВ одной приплотинной установкой. Это положение вытекает также из того свойства кривых подпора, что для величины $\eta = \frac{H}{t} \geq 3$ потеря напора на кривой подпора при всех прочих равных условиях остается практически одинаковой для всех высот подпора (см. приложение 1).

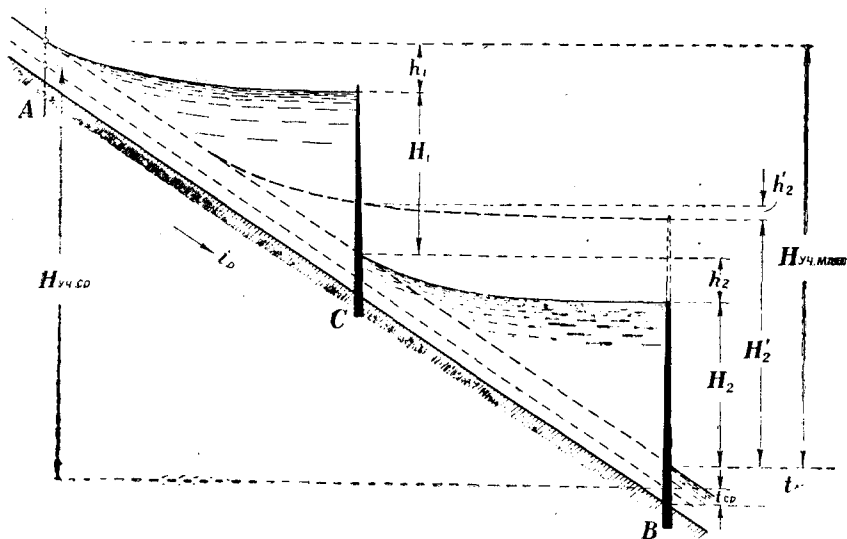


Рис. 67

Разумеется, эти выводы справедливы только с точки зрения потерь напора при известных исходных данных. Практически, при окончательном решении вопроса разбивки участка на ступени использования, должны быть учтены и энергоэкономические факторы, определяемые условиями рассматриваемого участка реки и требованиями, предъявляемыми к проектируемым ступеням каскада ГЭС.

2. Изменения уровней вызываемые заилинием и занесением русла реки

При создании подпорного сооружения в русле реки происходит изменение бытовых условий движения воды, что

влечет за собой нарушение установившегося режима движения наносов в речном потоке. Эти изменения в первую очередь, заключаются в постепенном уменьшении скоростей движения воды от конца кривой подпора по мере приближения к подпорному сооружению. Уменьшение скоростей влечет за собой выпадение наносов в той или иной степени на всем протяжении подпертого бьефа.

В русловых водохранилищах, создаваемых на горных реках, интенсивное откладывание наносов, главным образом донных, начинается в конце подпорного бьефа, где они в некоторых случаях приобретают форму гряды. В дальнейшем, часть наносов, — в основном донные, — будут выпадать на вышележащем участке реки, не доходя до прежня этой гряды, другая часть их будет перекачиваться через гребень и сваливаться в половной ее части. Остальная часть наносов главным образом взвешенных будет откладываться по всей длине водохранилища, сортируясь сообразно крупности фракций и скоростям течения. Определенная часть взвешенных наносов будет проходить транзитом через водохранилище и сбрасываться в нижний бьеф реки через водосбросы или турбины.

Следовательно, откладывание наносов и повышение дна реки происходит как в направлении к плотине, так и вверх по руслу выше выклинивания статического горизонта воды.

Правда, процесс переформирования речного русла выше подпорного горизонта воды происходит сравнительно медленно, однако в определенных условиях результаты этого процесса могут сказаться в первые же годы эксплуатации сооружения.

Повышение дна реки в концевой части водохранилища может вызвать занесение и затопление сооружений (рис. 68), расположенных в зоне ожидаемого отложения наносов, в том числе и здания ГЭС, вышележащей ступени, а также вызвать повышение уровня грунтовых вод в прилегающей к водохранилищу зоне и др.

Степень и характер занесения концевой части водохранилищ, также как и заиление и занесение водохранилища в целом, зависят от количества и фракционного состава пере-

носимых рекой наносов, конфигурации водохранилища в плане, режима его эксплуатации, высоты подпора и других факторов. Однако, как показывает опыт эксплуатации водохранилищ на горных реках занесение концевой части водохранилища во многих случаях происходит весьма интенсивно, о чем имеются указания в специальной литературе и приводятся описания результатов эксплуатации таких водохранилищ.

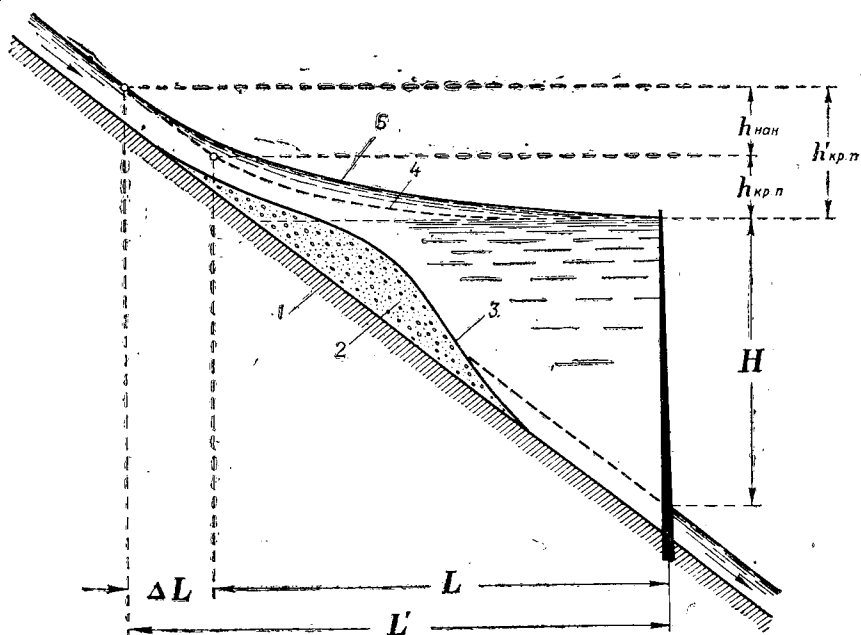


Рис. 68. 1—дно реки; 2—донные наносы; 3—дно реки после заиления; 4—кривая подпора до заиления дна реки; 5—кривая подпора после заиления

Характерным является в этом отношении заиление водохранилища ДзораГЭС в Армянской ССР, продольный разрез которого представлен на рис. 69а. Там же показан график заиления водохранилища за два года эксплуатации, который показывает, что за этот короткий период эксплуатации дно реки поднялось значительно выше первоначальной кривой подпора.

Характерным является также заиление водохранилища Штейрдурбухбрух, имеющего длину 2,8 км, образуемого плотиной высотой 12,5 м (рис. 69б). За период с 1908 по 1920 гг., т. е. за 12 лет эксплуатации около 100 тыс. м³ наносов отложилось за пределами кривой подпора, вызвав значительное ее повышение над первоначальным уровнем.

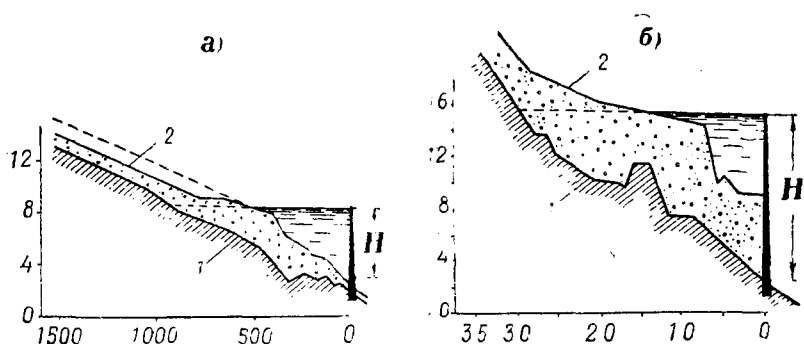


Рис. 69. Продольный профиль русла реки до и после заиления: а) водохранилище ДзораГЭС; б) водохранилище Штейрдурбухбрух.

С аналогичным явлением мы имеем дело и на примере заиления подпертых бьефов Рионигэс и Загэс в Грузинской ССР.

Как известно, меры борьбы с заилением водохранилища не всегда приводят к желаемым результатам, так как гидравлические промывы, осуществляемые путем пропусков воды через донные отверстия, обычно обеспечивают удаление наносов, отложившихся в непосредственной близости от плотины. Для увеличения эффекта смыва требуется более или менее длительное снижение бьефа, что не всегда представляется возможным, т. к. это связано с остановкой ГЭС.

Менее эффективными являются эти мероприятия в отношении наносов, отложившихся в концевой части водохранилища.

В ряде случаев положительных результатов можно добиться путем сочетания гидравлических промывов с механическим средством удаления отложившихся наносов. Применяется также искусственное уменьшение количества наносов,

влекомых рекой, путем проведения противоэрозионных мероприятий, задержанием наносов в сооружаемых выше водохранилищах или специальных наносособирающих и т. п. Однако проведение этих дорогих мероприятий в больших масштабах далеко не всегда может быть оправдано экономически.

Ограничиваясь приведенными выше общими сведениями по вопросу характера и мер борьбы с занесением водохранилищ, детально освещенных в соответствующей технической литературе, отметим, что на основании данных наблюдений за эксплуатацией многочисленных водохранилищ установлено, что создание подпора на горных реках вызывает постепенное повышение дна реки на участке выклинивания подпора. Отсутствие, в большинстве случаев, вполне надежных средств, для предотвращения этого явления и его отрицательных последствий приводит к необходимости снижения подпора или перемещения здания ГЭС верхней ступени выше, за пределы ожидаемого занесения в затопления. И в том и в другом случае это связано с потерей определенной части напора $h_{\text{нан}}$. В зависимости от местных условий и режима эксплуатации водохранилища, потери напора, вызываемые по этой причине могут достигать до нескольких метров. В связи с изложенным приобретает большой практический интерес, с одной стороны, использование этого напора, а с другой — учет его в общем балансе потерь напоров.

2. Влияние изменения уровней водохранилищ на потери напора.

При осуществлении регулирования стока в водохранилищах создаваемых при ГЭС происходит изменение уровней, вызываемых сработкой и наполнением водохранилища. При сработке водохранилища уровень воды снижается и ГЭС работает на сниженном напоре, который достигает своего минимума при максимальной сработке, при наполнении водохранилища напор ГЭС увеличивается достигая своего максимума.

Следовательно, изменение уровней водохранилища влечет за собой снижение выработки энергии, при этом эти потери имеют место как при кратковременном, так и при дли-

тельном регулировании стока. Потеря выработки вызываемая по этой причине может достигнуть значительных величин, в отдельных случаях она достигает 25—30% всей годовой выработки ГЭС. Для крупных водотоков потеря энергии, вызываемая сработкой водохранилищ составляет несколько миллиардов квт.ч в год.

Следует отметить, что в ряде случаев потеря энергии, вызываемая снижением напора ГЭС может оказаться больше чем выигрыш в энергии, достигаемый использованием дополнительного стока в результате регулирования. Следовательно в этих случаях создание водохранилища ведет даже к некоторому снижению степени использования располагаемой энергии реки и роль регулирования стока сводится к улучшению качества используемой энергии за счет уменьшения его количества.

В связи с изложенным использование теряемого вследствие изменения уровня воды водохранилища напора представляет большой практический интерес.

Как будет показано ниже, практически в ряде случаев представляется возможным использовать значительную часть теряемой энергии при каскадном использовании водотоков.

3. Специальные схемы каскада ГЭС, позволяющие снижение потерь напора в подпертом бьефе

Как будет видно из дальнейшего, в каскаде ГЭС использование напоров, теряемых в подпертом бьефе, в большинстве случаев осуществляется на установке, непосредственно примыкающей сверху к рассматриваемому водохранилищу. В ряде же случаев использование части теряемого напора возможно на той же установке, на которой имеют место эти потери.

Рассмотрим участок реки, использование которого намечено в двух ступенях, из коих верхняя — деривационная, а нижняя — приплотинная (рис. 70). Здание ГЭС верхней ступени, как это обычно принято, располагается у конца подпора.

Использование теряемой энергии в данном случае возможно путем удлинения деривации верхней ступени до мес-

та выклинивания минимального подпора воды водохранилища и устройства там здания ГЭС подземного типа, расположенного на глубине $h_{\text{ср}}$, соответствующей уровню сработанного водохранилища (на рисунке это показано пунктиром). Тогда верхняя ступень при снижении уровня $h_{\text{ср}}$ водохранилища будет работать на напоре $H_1 + h_{\text{ср}}$, т. е. напор, кото-

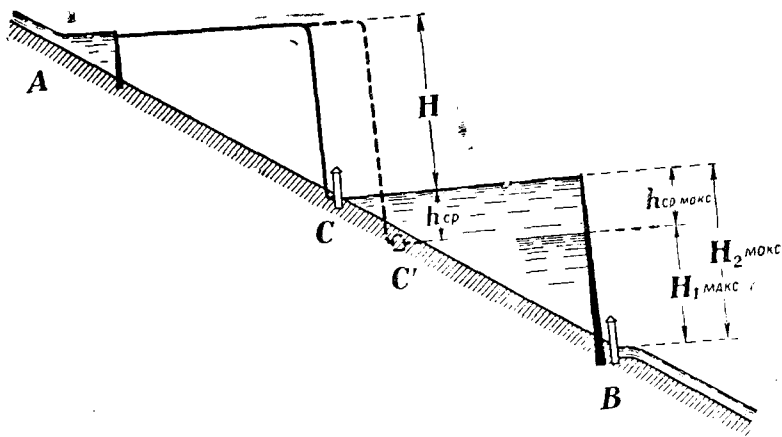


Рис. 70. Специальная схема ГЭС: 1—здание ГЭС-а верхней ступени; 2—здание ГЭС-а нижней ступени; 3—расположение здания ГЭС-а верхней ступени дающая возможность использовать дополнительный напор

рый теряется на нижней ступени при сработке водохранилища, будет реализован на верхней установке.

Если здание ГЭС верхней ступени расположить на уровне максимальной сработки водохранилища, весь теряемый напор, можно будет использовать на верхней ступени (за вычетом как в этом, так и в предыдущем случаях, неизбежных потерь напора в удлиненных частях водопроводящих сооружений). То же самое можно было бы сказать и в отношении теряемой энергии, если бы величина и режим использования стока для обеих ступеней были бы одни и те же.

Однако сток, используемый нижней установкой, обычно больше стока, используемого верхней установкой вследствие

наличия боковой приточности на участке от водозаборной плотины верхней ступени до водохранилищной плотины нижней ступени (если не принимать во внимание подвод стока боковых притоков к деривации верхней ступени).

С другой стороны, нижняя ступень использует зарегулированный в той или иной степени расход (в рассматриваемом случае до среднегодового), в то время как верхняя может работать на бытовых расходах, что сможет отразиться как на количественной, так и на качественной стороне дополнительно используемой энергии.

Следует также отметить, что величина дополнительно используемого напора, как это будет видно из дальнейшего, должна быть установлена на основании соответствующих энергоэкономических расчетов что также влияет на степень использования теряемой энергии.

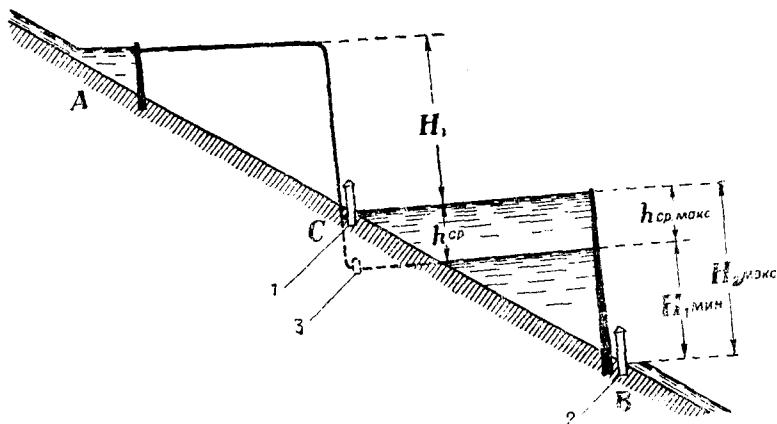


Рис. 71. Вариант специальной схемы ГЭС без удлинения деривации:
1—здание ГЭС-а верхней ступени; 2—здание ГЭС-а нижней ступени;
вариант заглубления здания ГЭС-а верхней ступени

Использование дополнительного напора для рассмотренного выше случая возможно, как это показано на рис. 71, и без удлинения деривации. Для этого необходимо, при расположении здания ГЭС в том же пункте С, заглубить его до минимального горизонта водохранилища и использованную воду вывести отводящим тоннелем. В отдельных случаях, при сравнительно небольшой глубине сработки и благоприятных

местных условиях, отводящий тоннель полностью или частично может быть заменен расчисткой русла реки.

При расположении здания ГЭС верхней ступени на уровне первоначального максимального горизонта водохранилища может оказаться целесообразным, увеличение высоты плотины нижней ступени и подпереть здания ГЭС верхней ступени на высоту новой сработки водохранилища.

Наконец, задача может быть решена комбинированно, т. е. путем частичного удлинения деривации верхней ступени с одновременным повышением плотины нижней ступени и т. д.

Если по верхней ступени, по условиям напора и расхода, предусмотрена установка струйных турбин, то для использования дополнительного напора может быть также применена одна из рассмотренных схем, однако, при этом необходимо будет напор верхней ступени разбить на две части и использовать его в двух ступенях с тем, чтобы вторая ступень, расположенная непосредственно выше водохранилища, позволяла бы установку реактивных турбин.

Здесь, так же как и в предыдущих случаях, высота используемого напора и связанные с ней размеры сооружений должны быть установлены соответствующими энергоэкономическими расчетами.

Рассмотрим вкратце некоторые принципиальные схемы ГЭС, позволяющие использовать дополнительный напор при других случаях каскадного использования водотока.

Участок реки используется двумя ступенями, при этом верхняя — приплотинная, нижняя — то же приплотинная или смешанного типа.

В зависимости от условий расположения плотин и зданий ГЭС здесь также возможно несколько решений задачи:

1) Створ плотины и место здания ГЭС верхней ступени фиксированы местными условиями (топография, геология и др.).

Для использования теряемого напора, плотина нижней ступени при том же расположении здания ГЭС, переносится в точку D (рис. 72а); при этом ее высота устанавливается исходя из условий получения оптимальной величины подпо-

ра. Аналогично решается вопрос и в том случае, когда ГЭС № 2 является установкой смешанного типа.

2) Створ плотины нижней ступени фиксирован.

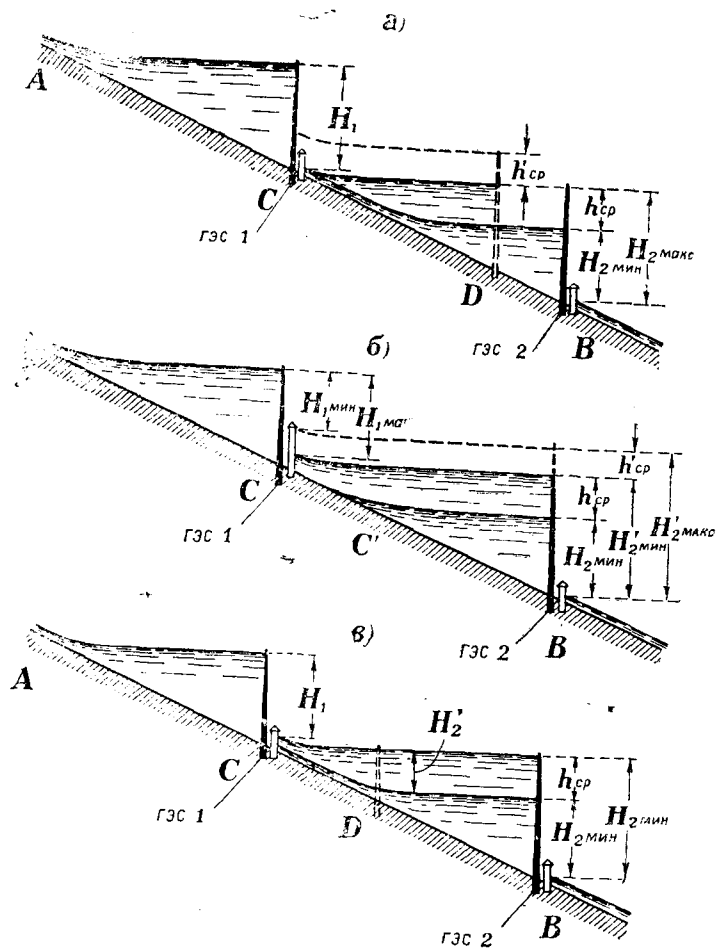


Рис. 72

В этом случае для использования дополнительного напора плотина верхней ступени вместе с гидроэлектростанцией переносится ниже и располагается на участке С—С'. Одновременно может быть повышена и плотина нижней ступени. Высо-

та плотин и следовательно высота подтопления должны быть установлены на основании энергоэкономических расчетов с учетом использования дополнительного напора.

3) Створы плотин обеих ступеней фиксированы.

В зависимости от местных условий здесь может быть дано два решения:

а) плотина нижней ступени повышается, подпирая здание ГЭС верхней ступени на высоту h (рис. 72б). Высота подтопления устанавливается расчетами;

б) если высота плотины нижней ступени лимитирована местными условиями, то в промежутке между плотинами верхней и нижней ступеней строится плотина с гидростанцией, которая при сработке водохранилища нижней ступени использует часть напора, теряемого в подпертом бьефе (рис. 72в). С целью увеличения используемого данной установкой напора по условиям работы турбины, а также получения дополнительного объема для регулирования, желательно, если это возможно, повесить промежуточную плотину с тем, чтобы подпереть на некоторую высоту верхнюю ступень.

Следует отметить, что так же, как и в случае деривационной ГЭС, и здесь, в случае сравнительно небольшого колебания бьефа может оказаться целесообразным не меняя места сооружения здания ГЭС, верхней ступени, расположить его в глубокой выемке и расчистить русло реки до уровня выклинивания соответствующего горизонта воды в водохранилище.

Рассмотрим наконец переброску одной реки в другую в случае, когда ближайший участок второй реки подпирается водохранилищной плотинной (рис. 73).

По обычной схеме, ГЭС использующую перебрасываемый расход, располагают в ближайшей от места забора воды точке C , на уровне максимального подпертого горизонта водохранилища. В том случае, если плотина, создающая водохранилище, расположена более или менее близко от места переброски, ГЭС располагают в точке B в нижнем бьефе этой плотины. Однако т. к. это решение связано с удлинением деривации, оно не всегда может оказаться приемлемым с

экономической точки зрения. Задача решается просто, если здание ГЭС расположить в ближайшем от места забора воды пункте C заглубив до минимального уровня воды в водохранилище.

Мы здесь рассмотрели основные, наиболее часто встречающиеся при проектировании каскада ГЭС, схемы. На практике могут встретиться и другие схемы. Использование напоров, теряемых при сработке водохранилища во всех этих случаях возможно применением описанных выше способов в той или иной комбинации.

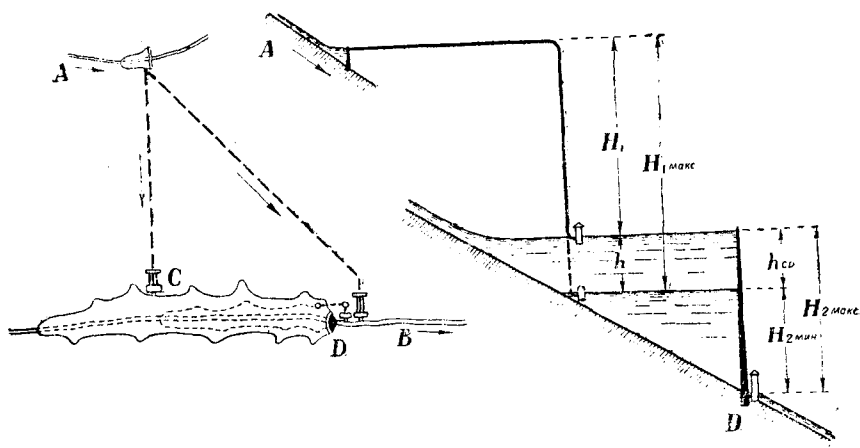


Рис. 73

Рассмотренные выше способы могут быть эффективно применены в ряде случаев при использовании энергии мощных горных водотоков нашей страны.

Предварительными расчетами, проведенными для 5 горных рек СССР, установлено, что потеря энергии, вызываемая сработкой водохранилищ составляет более 5,0 млрд квт.ч. При этом для одной из этих рек эта потеря составляет около 3,5 млрд квт.ч.

Приведем в заключение расчеты по определению как теряемой, при сработке водохранилища, энергии, так и технически используемой ее части для двух горных рек.

а. Участок в среднем течении горной реки (рис. 74), с общим падением около 700 метров, намечается использовать в четырех ступенях. Пятая ступень использует расход воды, перебрасываемый из соседней реки, являющейся притоком. На этом же притоке, выше места переброски, намечается сооружение еще двух ступеней.

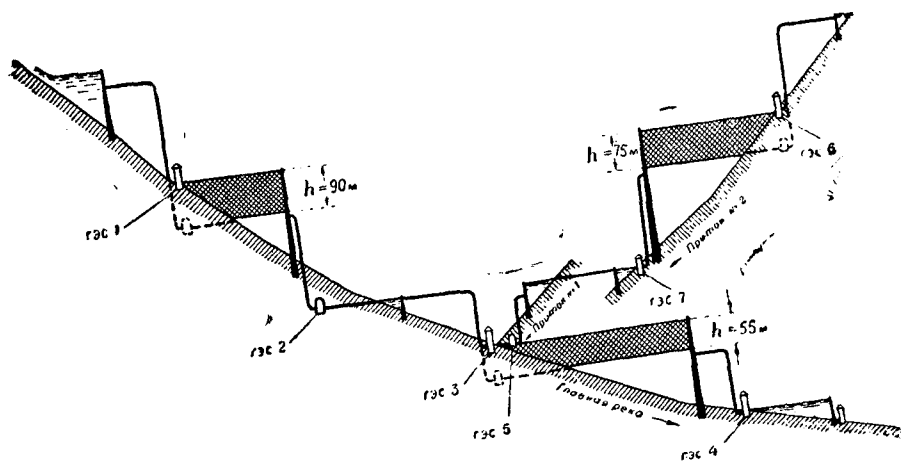


Рис. 74

Потери напора при сработке водохранилища имеют место на следующих установках: ГЭС № 2, и ГЭС № 4 на основной реке и ГЭС № 7, на притоке.

Первые две ступени являются гидроэлектростанциями смешанного, а ГЭС № 7 — приплотинного типа.

Как это показано на рис. 74 использование части теряемых напоров при сработке водохранилища ГЭС № 2, возможно на ГЭС № 1 путем соответствующего заглубления ее здания и устройства отводящего тоннеля. Аналогично, теряемые на ГЭС № 4 напоры могут быть использованы ГЭС № 3 и № 5. Наконец, потеря напора на ГЭС № 7 тем же способом может быть использована гидроэлектростанцией № 6.

Для упрощения расчетов принимаем кп.д. агрегатов постоянным и равным его среднегодовой величине $\eta_{\text{ср}} = 0,835$. Стоки обеих рек регулируются в годовом разрезе. Результаты подсчетов приведены в сводной табл. 5.

Расчёт потерь энергии вызываемой изменчивостью уровня водохранилища

Наименование ГЭС	Использованные среднегодовые расходы м/сек	Высота подпора	Максимальный напор, м	Среднегодовой напор, м	Годовая выработка энергии; квт. ч	Годовые потери энергии, млн. квт. ч	Потери энергии в процентах	Наименование ГЭС использовав- ших дополнительный напор	Потери напора, вызванные удли- нением деривации	Использованный дополнительный напор	Выработанная дополнительная энергия млн. квт. ч
ГЭС № 1 . . .	36,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ГЭС № 2 . . .	64,0	150	90	36,0	1100	162	14,7	ГЭС № 1	8	28,0	71,0
ГЭС № 3 . . .	88,7	—	—	—	—	—	—	ГЭС № 3	4,0	18,0	112,0
ГЭС № 4 . . .	188,0	128	55	22,0	1973	290	14,7	ГЭС № 5	4,0	18,0	86,0
ГЭС № 5 . . .	68,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ГЭС № 6 . . .	50,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ГЭС № 7 . . .	65,2	175	75	30,0	62,0	138	22,1	ГЭС № 6	5,0	25,0	87,0
Сумма		453	220	88,0	3693	550	16,0	—	—	—	354,0

Таблица 6

ГЭС № 1 . . .	30,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ГЭС № 2 . . .	54,0	222	50	36	1183	135	11,5	ГЭС № 1	7,0	29,0	61,0
ГЭС № 3 . . .	90,8	112	35	14	1896	90	4,74	ГЭС № 2	4,0	10,0	37,8
ГЭС № 4 . . .	144,0	207	70	28	1831	282	15,4	ГЭС № 3	2,8	25,2	160,0
ГЭС № 5 . . .	160,0	189	80	32	3592	359	10,0	ГЭС № 4	8,0	24,0	242,0
Сумма		730	275	110	8502	867	10,2	—	21,8	88,2	500,8

Как видно из данных этой таблицы и продольного профиля по каскаду, при суммарном подпоре трех установок № 2, 4 и 7 равном 459 м, среднегодовая потеря напора составляет 88 м, или около 19,4% суммарного напора.

Суммарная годовая потеря составляет 590 млн. квт.ч. или около 16% годовой выработки всех трех ГЭС; для отдельных ступеней эта величина колеблется в пределах от 14,7% до 22,1%.

Технически используемая часть этой энергии составляет 354 млн. квт.ч и для отдельных установок от 43 до 68% теряемой энергии, при среднем ее значении по каскаду 60,3%.

Следует отметить, что по одному из вариантов переброски расходов отмеченного притока в основную реку, намечаемой в пределах подпора водохранилища ГЭС № 4, (по схеме, приведенной на рис. 74), технически используемая часть энергии составила 86% от теряемой.

В этом случае использование дополнительного напора достигается при сравнительно небольшом удлинении деривации, благодаря чему потери напора в дополнительных сооружениях составляют также небольшую величину.

б. По одному из вариантов использование всего падения мощной горной реки, составляющей около 1100 м, предусматривалось в четырех ступенях. При этом первые две ступени являются ГЭС смешанного типа, а две последние приплотинными.

Объемы водохранилищ позволяют осуществить по всему течению используемого участка полное годичное регулирование стока.

На продольном профиле реки (рис. 75) пунктирными линиями показаны изменения, которые должны быть внесены в техническую схему отдельных установок каскада для использования теряемых при сработке водохранилищ напоров. Результаты расчетов приведены в табл. 6.

Как видно из данных этой таблицы, суммарная максимальная потеря напора по каскаду, вызываемая сработкой водохранилища составляет 275 м, или 38% суммы подпоров, создаваемых плотинами каскада равной 730 м. Среднегодо-

вая величина теряемого напора равна 110 м, или 15% от суммарного подпора.

Ежегодно теряемая энергия при сработке всех четырех водохранилищ составляет 867 млн. квт.ч или 10,2% от полной выработки каскада. Технически, используемая часть энергии, составляет 500 млн. квт.ч или в среднем около 58% от теряемой по каскаду энергии в целом.

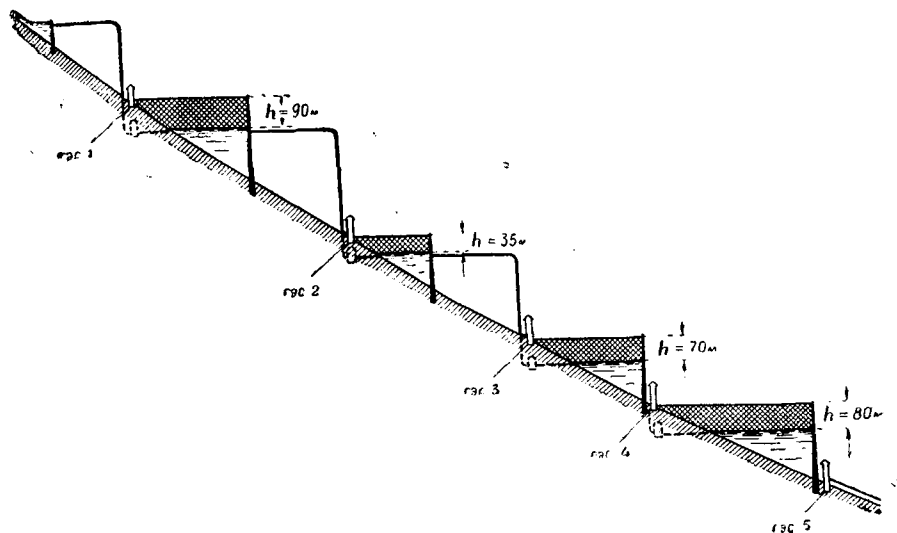


Рис. 75

Для отдельных установок этот процент колеблется от 42 до 67,4. При этом максимальная величина соответствует предпоследней ступени, где большая водность реки сочетается со значительной сработкой и все еще большим уклоном реки, определяющим длину дополнительной деривации, а следовательно, и величину потерь напора в ней.

Приведенные в таблицах величины используемой энергии отдельными ступенями каскада являются максимально возможными. Оптимальная величина этой энергии, как указывалось выше, должна быть установлена в каждом отдельном случае на основе соответствующих энергоэкономических расчетов.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ КАСКАДНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРНЫХ РЕК

1. Влияние типа продольного профиля горных рек на построение каскада

В условиях горных рек характер построения каскада ГЭС и, в частности, выбор типа отдельных ступеней и их размещение в высотном отношении, помимо других факторов в значительной степени зависит от типа продольного профиля реки.

Различают три основных типа продольного профиля реки: тип I — равновесный или вогнутый, тип II — прямолинейный или равнинный и тип III — выпуклый или сбросовый. Равновесный продольный профиль характеризуется большим уклоном в начальной части (в верховьях реки); дальше уклон постепенно уменьшается, приближаясь к нулю в концевой части, у устья реки.

К группе рек с вогнутым профилем, имеющих наибольшее распространение в горных районах, относятся, например р. Риони (Грузинская ССР), продольный профиль которой представлен в относительных координатах на рис. 76.

Реки, относящиеся к третьему типу, в отличие от первого типа, в начальной части имеют малые уклоны, далее, по мере приближения к устью, уклоны постепенно увеличиваются.

К этой группе рек можно отнести р. Паравани, продольный профиль которой в относительных координатах представлен на том же рисунке.

Наконец, ко второму типу относятся реки, продольный уклон которых остается примерно постоянным на всем протяжении реки, приближаясь к прямой, соединяющей начало и конец реки. К этой группе рек можно отнести р. Ненскра, приток р. Ингурн.

С энергетической точки зрения наиболее выгодным, при прочих равных условиях, является третий тип профиля.

Это положение наглядно прослеживается на рис. 77, где слева от оси ординат построены силовые профили реки для всех рассматриваемых типов, при допущении, что величина среднегодового стока в конце реки одинакова для всех трех типов профиля, а характер его нарастания по длине реки остается прямолинейным.

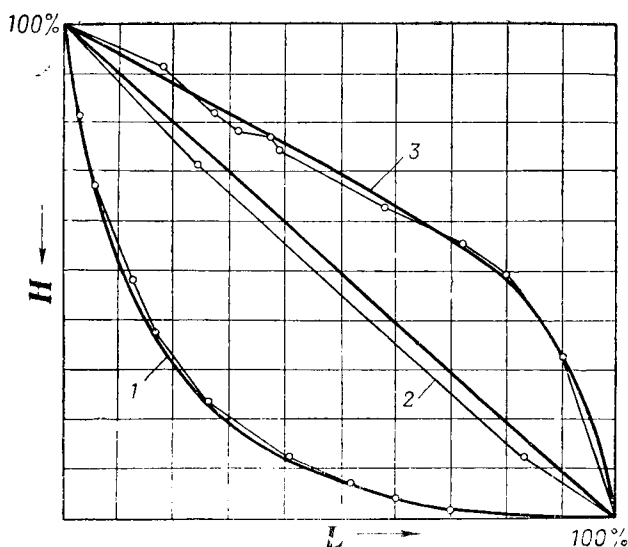


Рис. 76. Типовые продольные профили горных рек: 1—тип I (р. Риони); 2—тип II—(р. Ненскра); 3—тип III (р. Паравани)

Как видно из рисунка, наибольшее количество потенциальной энергии, определяемое площадью $ABCOA$, соответствует профилю реки типа III, а наименьшее — профилю I. Профиль II в этом отношении занимает среднее положение.

С экономической точки зрения, при прочих равных условиях, подпорные сооружения выгоднее располагать на участках с минимальными уклонами, т. е. верхних участках рек типа III или на нижних участках — типа I, т. к. использование этих же участков деривационными установками требует постройки водоподводящих сооружений большой протяженности. С энергетической же точки зрения, водохранилищные плотины выгоднее строить на верхних участках

т. к. в этом случае зарегулированный сток используется на большом падении.

С другой стороны, сооружение подпорной установки в нижнем течении одновременно с созданием водохранилища позволяет сократить длину деривации верхней (смежной) ступени, которая ввиду большого расхода на этом участке требует больших капиталовложений на единицу длины деривации.

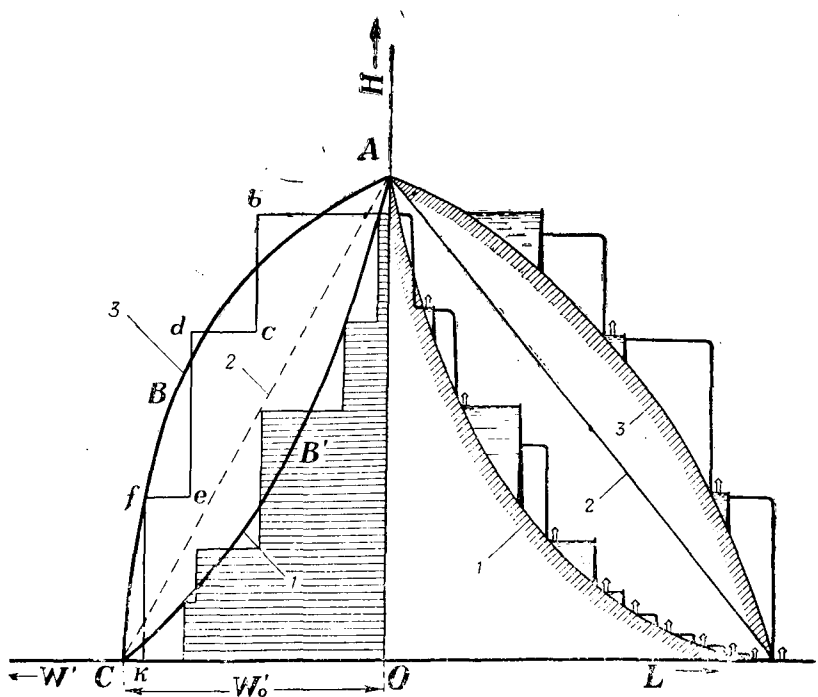


Рис. 77. Схемы использования горных рек при разных типах продольных профилей: 1—тип I; 2—тип II; 3—тип III

На рис. 77 показаны наиболее типичные схемы размещения ГЭС в каскадах для I и III типов рек. Использование реки типа I намечено вначале деривационными установками, а далее смешанными и приплотинными установками.

Используемая этим каскадом ГЭС энергия реки (без учета потерь) выражается площадью с горизонтальной штриховкой.

Использование реки типа III в верхней части, где уклоны реки сравнительно невелики намечается смешанной установкой, а в нижней где уклоны возрастают — деривационными гидроэлектростанциями.

Энергия, используемая каскадом, выражается площадью *АВСОА*.

Приведенные выше соображения носят общий характер и окончательное решение вопроса для всех типов рек должно быть произведено с учетом ряда и других технических и экономических факторов.

Характер распределения расходов по длине реки, топографические и геологические условия створов плотин, водохранилищ и трассы деривации и др. могут оказать влияние на окончательное решение вопроса.

2. Три характерных участка горных рек

Помимо продольного уклона существенное влияние на сооружение каскадов ГЭС на горных реках могут оказать специфические условия отдельных участков горных рек. При всем многообразии этих условий можно подметить некоторые общие характерные черты отдельных участков большинства горных рек.

Как показывает анализ проектных материалов, в большинстве случаев, с точки зрения энергетического использования, течение более или менее крупных горных рек можно разбить на три характерные части — верхнее, среднее и нижнее течение реки.

а) верхнее течение реки, характеризуется узкими, глубокими ущельями и большим падением.

Крутые склоны ущелья исключают возможность сооружения открытых каналов. Основным типом деривации на этом участке являются тоннели, напорные или безнапорные. Стесненные топографические условия часто исключают возможность расположения надземного типа здания ГЭС и приходится строить подземные здания.

Часто представляется возможным использовать для создания водохранилищ более или менее широкие долины, встречающиеся на этом участке. При этом, ввиду малых рас-

ходов реки, водохранилища сравнительно небольших объемов оказываются достаточными для осуществления сезонного, а в ряде случаев, и многолетнего регулирования.

Для суточного регулирования, кроме небольших бассейнов, создаваемых в русле реки или вдоль деривации, в ряде случаев может быть использован объем самого деривационного тоннеля. С этой целью размеры последнего в концевой части несколько увеличиваются.

На этих участках, как правило, сооружаются высоконапорные гидроэлектростанции, напоры которых создаваемые главным образом за счет деривации, измеряются сотнями метров, доходя в отдельных случаях до 1 км и более.

За последнее время большое внимание уделяется энергетическому использованию рек высокогорных районов, расположенных на высотах 1000—2500 и более метров.

Малые расходы и весьма большие падения рек на этих высотах обусловили своеобразие технических схем их использования, смысл этих схем сводится к тому, что в целях концентрации расходов сооружается система тоннелей, подводящих захваченную на больших высотах воду главной реки и ряда ее притоков к определенному пункту, где она используется высоконапорной гидроэлектростанцией. Обычно напоры таких ГЭС составляют несколько сот метров.

В ряде случаев сконцентрированный сезонный сток предварительно регулируется в высокогорных водохранилищах. В некоторых случаях оказывается целесообразным с целью концентрации расходов захватить сток и из других смежных районов.

На рис. 78 приведены характерные схемы использования рек в высокогорном районе.

б) среднее течение реки характеризуется тем, что здесь ущелье реки постепенно расширяется, местами появляются широкие долины. Склоны ущелья становятся более пологими, часто появляются террасы. Падение реки заметно снижается, расходы воды увеличиваются.

Умеренные уклоны и наличие широких долин часто позволяют создавать водохранилища для зарегулирования стока.

Это особенно становится выгодным у устья крупных притоков, когда для увеличения объемов водохранилища, при наличии подходящих условий, плотину можно построить ниже слияния реки с ее притоками, с тем, чтобы одновременно подпереть ущелье как основной реки, так и ее притоков.

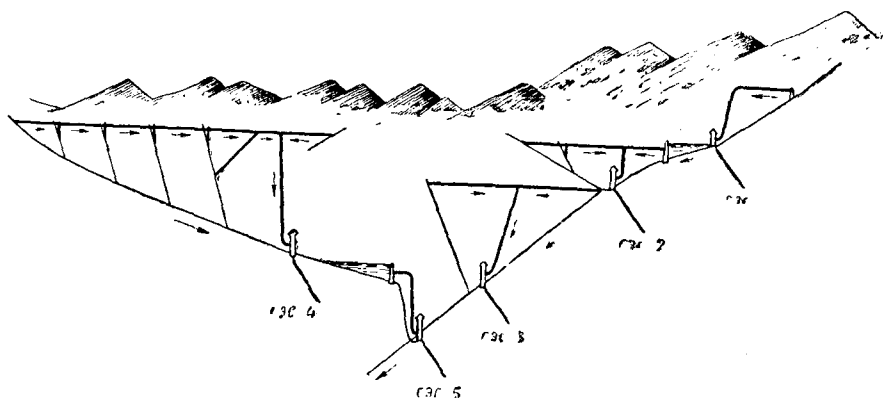


Рис. 78. Схемы использования высокогорных рек

Обычно напоры гидроэлектростанции создаются как за счет сооружения плотины, так и за счет деривации. Пологие склоны ущелья и террасы в ряде случаев позволяют строить открытые каналы большой протяженности.

В зависимости от местных условий, для использования среднего участка горных рек, могут быть применены все типы ГЭС начиная от высоконапорных, деривационных, кончая приплотинными, русловыми. Тем не менее, наиболее характерными для этих участков являются смешанные типы ГЭС.

При использовании отмеченных участков нередко встречаются схемы совместного использования притоков с основной рекой и переброской одной реки в другую. Эти вопросы более подробно рассматриваются ниже.

в) к нижнему течению горных рек мы относим участки, начиная от места выхода этих рек из ущелья на равнину до их устья.

На этом участке рельеф прилегающей к реке местности резко меняется. Гористая местность сменяется равнинной.

Река протекает по ровной местности образуемой древнеречными отложениями. Коренные скальные породы обычно залегают на больших глубинах. Ввиду уменьшения уклона реки и скоростей течения, происходит интенсивное выпадение наносов, благодаря чему русло реки повышается над прилегающей местностью. Река часто меняет свое русло и местами течет несколькими рукавами. Прорывы берегов вызывают затопления и заболачивание прилегающей местности. Река, принимая ряд притоков как выше, так и на этом участке, обычно становится многоводной. По мере приближения к морю скорости течения реки падают, река течет в извилинах. Эти условия в некоторой степени сохраняются и для притоков больших горных рек.

Своеобразные природные условия, близкие к условиям равнинных рек, определяют специфические особенности схем использования нижних участков горных рек.

Во многих случаях, по выходе из ущелья, река на некотором расстоянии все еще сохраняет большое падение и лишь дальше уклон реки резко падает. Сооружение подпорных плотин в нижнем течении обычно бывает затруднительно ввиду большой ширины поймы и значительных затоплений, большей частью ценных сельскохозяйственных земель.

Как показывает практика, наиболее целесообразным является использование этих участков полностью или частично деривационными открытыми каналами при минимальной высоте подпора перед плотиной. При этом, часто к одной плотине подвешивается каскад, состоящий из нескольких, большей частью однопольных ГЭС, сооружаемых на деривационном канале. Последний, ввиду малого уклона прилегающей местности вдоль реки, обычно трассируется в выемках и насыпях.

На рис. 79 приведен продольный профиль такой установки, использующей участок реки от выхода из ущелья до моря. Установка состоит из водозаборной плотины, открытого саморегулирующегося деривационного канала и двух одинаковых по своим параметрам гидроэлектростанций, использующих перепады на канале.

Трасса канала проходит по ровной местности, имеющей небольшой уклон в сторону моря и представляющей собою

древнюю речную пойму, сложенную из аллювиальных отложений.

Для сосредоточения напора на определенных участках, каналы протрассированы так, что в начальной части они проходят в глубоких выемках, а в концевых частях — по мере приближения к напорным бассейнам, в высоких дамбах.

Следует отметить, что поскольку расходы воды на участке реки после выхода ее из ущелья, обычно остаются постоянными на большом протяжении и они не влияют на разбивку ступеней, число последних, подвешенных к одной плотине, может варьировать в больших пределах в зависимости от длины и уклона используемого участка реки.

Несмотря на большие расходы ГЭС, в ряде случаев представляется возможным использовать объем саморегулирующихся каналов для осуществления, в определенных пределах, суточного регулирования, как это и предусмотрено на описанной установке.

3. Использование притоков при каскадном использовании рек

При каскадном использовании горных рек часто используется также энергия притоков. Здесь, как и при использовании отдельных участков реки широко практикуется подвод воды от притоков к основной деривации гидроэлектростанции.

Наиболее часто применяются схемы подвода стока притоков к деривации, когда последняя является безнапорной. Эти схемы были описаны выше. Решение вопроса несколько осложняется, когда основная деривация ГЭС является напорной. В этом случае часто воду приходится сбрасывать в деривационный тоннель с больших высот, что связано с колебаниями напора и потерями энергии. Изучение вопроса показывает, что, в ряде случаев это падение может быть рационально использовано если применить особые схемы установки.

Рассмотрим с этой точки зрения один из часто встречающихся случаев использования участка реки смешанной установкой.

На рисунке 80 пунктирными линиями показана обычная схема использования притока, которая заключается в следующем. На притоке в пункте *A* строится головное соору-

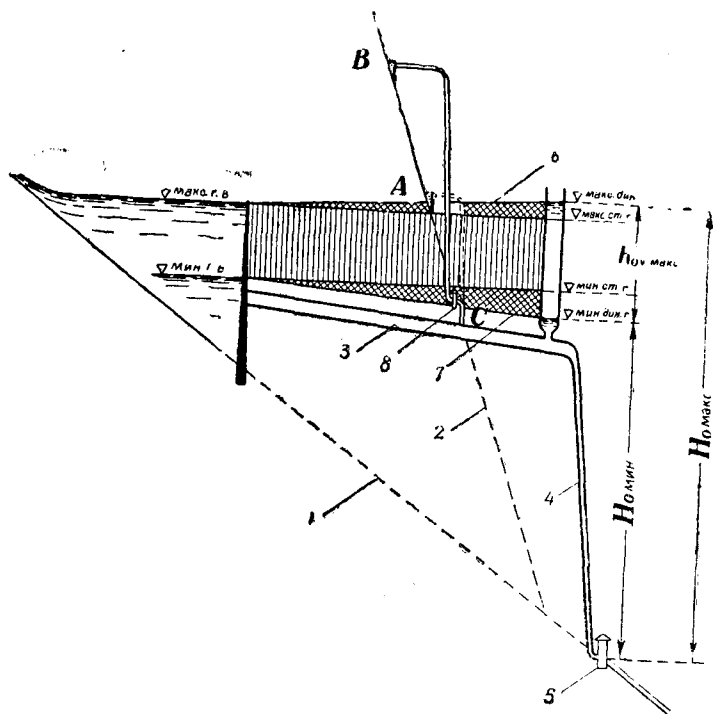


Рис. 80. Схема использования притока реки: 1—основная река; 2—приток; 3—напорный деривационный тоннель; 4—напорный трубопровод основного ГЭС-а; 5—здание основного ГЭС-а; 6—наивысшая пьезометрическая линия; 7—наини́зшая пьезометрическая линия; 8—ГЭС, использующая сток притока

жение, откуда вода, тем или иным способом, подводится к напорной деривации и сбрасывается в нее через шахту. Обычно сброс воды осуществляется с отметки, соответствующей максимальному динамическому уровню воды в шахте.

При такой схеме сток притока используется совместно со стоком основной реки на переменном напоре, величина которого меняется от $H_{0 \text{ мин.}}$ до $H_{0 \text{ макс.}}$. Следовательно как сток основной реки, так и сток притока используется на сниженных напорах вследствие сработки водохранилища и потерь в водопроводящих сооружениях.

Как видно из рисунка, суммарный напор теряемый при сбросе расходов притока через шахту в напорную деривацию, можно записать в следующем виде:

$$h_v = h_c + h_w + h_d. \quad (8.1)$$

Здесь h_c — потеря напора, вызываемая сработкой водохранилища;

h_w — потеря напора в деривации от водохранилища до места сброса расходов притока в деривацию (точка С);

h_d — превышение линии максимального пьезометрического давления в точке С над максимальным статическим горизонтом воды в уравнильной шахте.

В зависимости от величины сработки водохранилища, длины деривации и др., суммарные потери напора могут достигнуть значительных размеров.

Использование определенной части, теряемой по этой причине энергии, возможно, если в нижней части шахты установить турбину работающую на стоке притока. Однако такая установка, по условиям к.п.д. при разумном числе агрегатов, могла бы работать лишь в определенном интервале изменения напора, величина которого меняется от нуля до $h_{v \text{ макс.}}$

Для обеспечения работы турбины с приемлемым к.п.д. при всех значениях переменного напора, необходимо создать на этой установке дополнительно постоянный напор, что достигается перенесением водозаборных сооружений выше по притоку, например, в точку В. В этом случае сверх определенных соотношений величин постоянного и переменного напоров ГЭС будет работать с лучшим к.п.д. и технически можно достигнуть максимального использования теряемых на-

поров, а следовательно и энергии. Установление оптимальных величин используемых напоров как переменного $h_{v\text{ опт}}$, так и постоянного $H_{\text{ опт}}$, а также параметров установки должно быть произведено на основе соответствующих энергоэкономических расчетов.

При установлении $H_{\text{ опт}}$ следует иметь в виду, что перемещение водозаборных сооружений выше по притоку вызывает увеличение постоянной части дополнительно используемого напора H , а следовательно и энергии; при этом дополнительная выработка до определенной величины складывается из двух составляющих: выработки за счет увеличения напора H и выработки за счет дополнительно используемой части h_v , вследствие улучшения к.п.д. агрегата, в результате повышения постоянного напора H .

С другой стороны увеличение напора H связано с удлинением деривации, напорного трубопровода и увеличением мощности ГЭС. Оптимальное значение H определяется путем сопоставления энергоэкономических показателей для разных значений H , при этом эти значения H должны быть выбраны с учетом местных природных условий, в частности природных условий для расположения водозаборных сооружений.

В заключение приведем некоторые возможные схемы конструктивного оформления здания ГЭС, использующей сток притока, перебрасываемый в деривацию.

На рис. 81а схематически представлен силовой узел установки, использующей расходы притока. Здесь здание ГЭС надземного типа располагается в ущелье притока, а подвод использованной воды к напорной деривации осуществляется через строительный штрек, превращенный в напорный соединительный тоннель. Подвод использованной воды к деривационному тоннелю может быть осуществлен и напорным трубопроводом, проложенным через строительный штрек.

Схема на рис. 81б соответствует случаю, когда для размещения агрегатов приходится сооружать здание ГЭС подземного типа отдельно от деривационного тоннеля. Подвод воды к турбинам осуществляется напорным водоводом вы-

полненным в виде наклонной или вертикальной шахты. Сброс использованной в турбинах воды в деривацию происходит через напорную горизонтальную штольню.

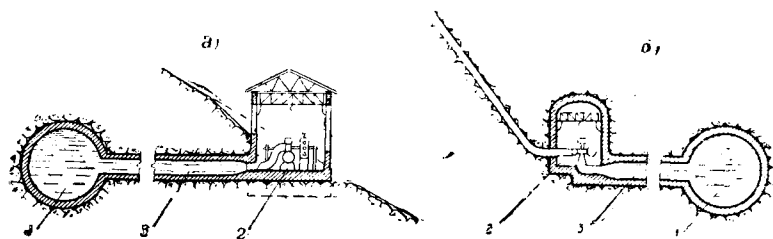


Рис. 81. Схемы расположения здания ГЭС, использующей сток притока: а) 1—напорный деривационный тоннель основной ГЭС; 2—здание вспомогательной ГЭС; 3—подвод использованной воды к напорной деривации основной ГЭС. б) 1—напорный деривационный тоннель основной ГЭС; 2—здание ГЭС; 3—соединительный напорный тоннель.

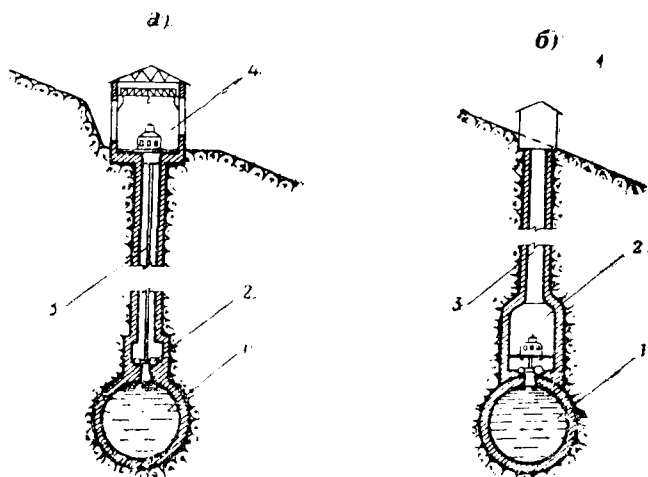


Рис. 82. Схемы расположения здания ГЭС, использующий сток притока. а) 1—деривационный тоннель основной ГЭС; 2—турбина; 3—вертикальный вал; 4—генератор. б) 1—деривационный тоннель основной ГЭС; 2—здание ГЭС; 3—вертикальная шахта

При малых расходах притока турбина может быть расположена в вертикальной шахте над тоннелем (рис. 82а), а

генератор в отдельном здании сооружаемом на поверхности земли. Соединение турбины с генератором осуществляется посредством длинного вала.

На рис. 82б показан вариант здания ГЭС подземного типа, расположенного над деривационным тоннелем. В этом случае здание ГЭС представляет собою как бы расширенную часть вертикальной шахты.

Здесь описаны лишь некоторые возможные схемы силовых установок, для использования энергии притоков в увязке со схемой основной гидростанции. На практике в зависимости от местных условий возможны и другие решения. Следует отметить, что во всех рассмотренных случаях турбины преимущественно работают с противодавлением.

4. Переброска стока рек из одного бассейна в другой при каскадном использовании рек

Переброска стока реки из одного бассейна в другой часто применяется при каскадном использовании водотоков. При этом переброски могут быть осуществлены в самых разнообразных масштабах и вариантах. С энергетической точки зрения смысл перебросок заключается в более эффективном использовании перебрасываемого стока на каскаде ГЭС другой реки, чем это имело бы место при его использовании в естественном направлении. Примером такого случая является описанная выше переброска р. Цхенис-Цкали в бассейн р. Риони, когда перебрасываемая вода используется совместно со стоком р. Риони на ряде ступеней Рионского каскада.

Обычно переброска стока почти всегда позволяет решать и другие проблемы народного хозяйства, а именно орошения, водоснабжения, судоходства и др. В таких случаях достигается наиболее эффективное, комплексное использование перебрасываемого стока.

На практике, в особенности в горных районах часто встречаются примеры и более сложных перебросок, когда сток одной реки перебрасывается в другую реку, а затем суммарный сток этих рек перебрасывается в бассейн третьей

реки. Примером такой сложной переброски может служить Шаори-Ткибульский каскад в Грузинской ССР (рис. 83).

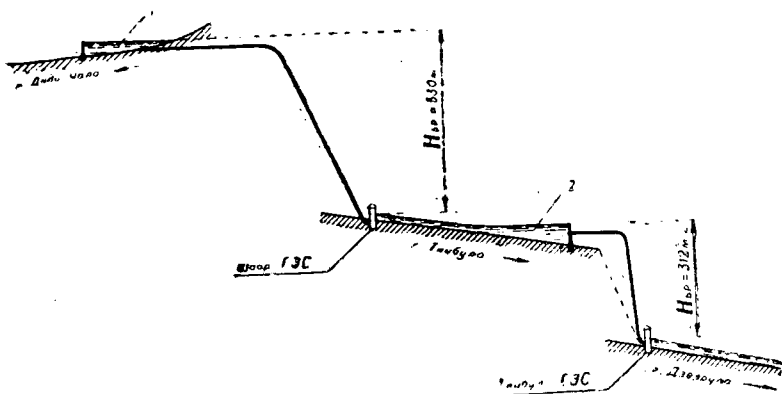


Рис. 83. Схема Шаори—Ткибульского каскада: 1—Шаорское водохранилище; 2—Шаори ГЭС; 3—Ткибульское водохранилище; 4—Ткибули ГЭС

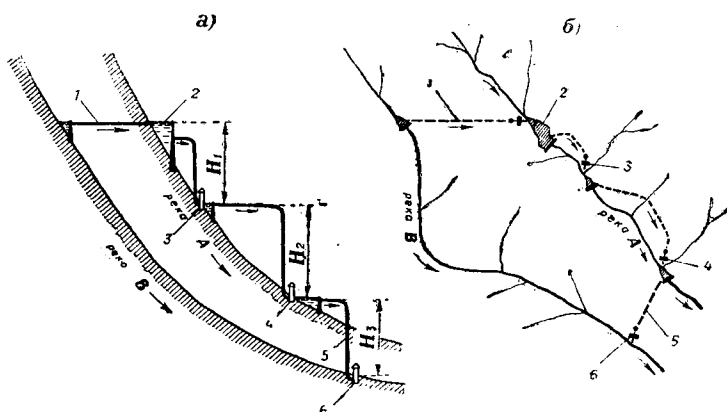


Рис. 84. Схема сложной переброски реки: а—продольный профиль; б—план; 1—переброска из реки В в реку А; 2—водохранилище А на реке; 3—ГЭС № 1.; 4—ГЭС № 2; 5—обратная переброска стока из реки А в реку В; 6—ГЭС № 3

По схеме этого каскада первая ступень состоит из невысокой плотины, создающей в широкой высокогорной долине Диди-чала водохранилище многолетнего регулирования. За-

регулируемый сток выводится в бассейн реки Ткибули, где он используется на высоконапорной установке Шаори ГЭС. Далее после перерегулирования в Ткибульском водо-

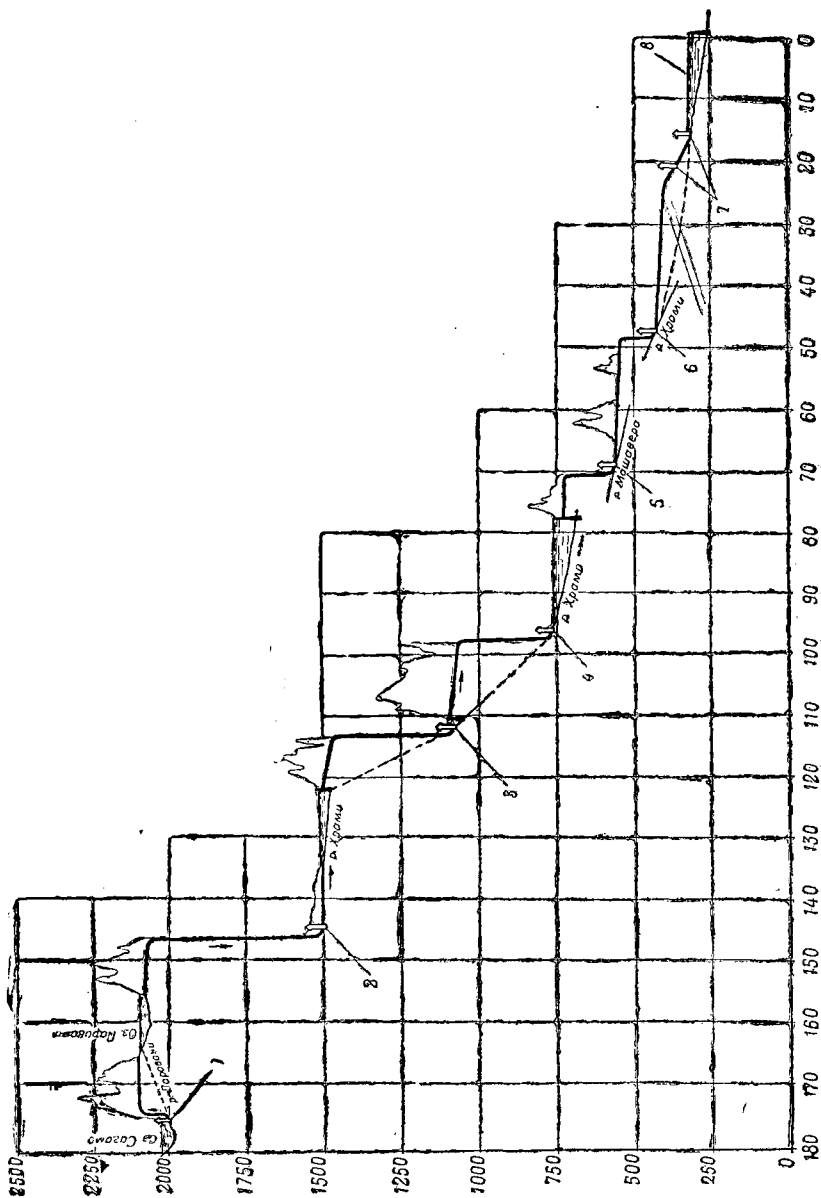


Рис. 85. Каскад Храм-Параванских гидроэлектростанций (продольный профиль)

хранилище суммарный сток обеих рек забирается и выводится в бассейн реки Дзеврула, где используется также на высоконапорной установке Ткибули ГЭС. Этот каскад является примером одновременной концентрации как напора, так и стока.

На практике встречаются и такие схемы перебросок, когда ввиду определенных факторов (наличие условий для создания водохранилища, топографические и геологические условия и др.), целесообразно сток одной реки перебрасывать в бассейн другой реки и, используя там его на каскаде ГЭС, суммарный сток перебросить, обратно в бассейн первой реки (рис. 84).

Как пример сложных перебросок заслуживает внимания частично уже осуществленная схема Храм-Параванского каскада в Грузинской ССР (рис. 85). Здесь, по схеме предусматривается сток р. Паравани в ее верховьях перебросить в бассейн р. Храми, далее суммарный сток этих двух рек использовать на трех ступенях Храмского каскада, а затем перебросить его в бассейн р. Машавера и использовать здесь на четвертой установке. Наконец, суммарный сток всех трех рек после использования на пятой ступени сбрасывается обратно в р. Храми.

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

1. Общие вопросы комплексного использования водных ресурсов

К водным ресурсам кроме энергетики свои требования предъявляет и ряд других отраслей народного хозяйства. Часть из них, потребляющих забираемую воду полностью или с незначительным возвратом, как например, орошение и водоснабжение, называются водопотребителями. Другая часть, использующая, но не потребляющая воду, как напри-

мер, гидроэлектростанции, водный транспорт, рыбоводство и др., называются водопользователями.

Требования, предъявляемые к воде, могут быть самыми разнообразными, часто несогласующимися между собой. Несоответствие требований могут проявляться как во времени, так и в отношении количества, качества и уровней воды.

Опыт планомерного использования водных ресурсов показывает, что наиболее эффективным, с общей народнохозяйственной точки зрения, является комплексное использование этих ресурсов, при котором достигается одновременное удовлетворение в той или иной степени требований различных отраслей народного хозяйства. Вместе с тем создание гидроэнергетических узлов на реках может в той или иной степени ущемить интересы других водопотребителей и водопользователей. Поэтому оценка эффективности сооружения, как отдельных гидроэлектростанций, так и всего каскада ГЭС в целом, должна быть произведена всесторонним, комплексным учетом как положительного, так и отрицательного влияния энергетического использования водного ресурса на другие отрасли народного хозяйства.

Основными компонентами комплекса при использовании водотока могут быть энергетика, орошение, промышленное и бытовое водоснабжение, речное судоходство, лесосплав, рыбное хозяйство, обводнение русла реки в населенных пунктах и курортной зоне и др.

Теоретическое и практическое использование водных ресурсов получили широкое освещение в технической литературе, в особенности в отечественной, что в значительной степени является следствием тех грандиозных работ в данной области, которые ведутся за последнее время у нас, в Советском Союзе. Эти работы, проводимые на главных реках СССР, осуществляются по единому государственному перспективному плану развития народного хозяйства страны.

Так например, комплексное использование водных ресурсов р. Волги наряду с получением для населения десятков миллиардов квт. ч дешевой электроэнергии, позволяет решить ряд следующих важных народно-хозяйственных задач:

1. Превращение Волги в первоклассную водно-транспортную магистраль, связывающую несколько морей и ряд крупнейших водохранилищ Европейской части ССР;

2. Улучшение водоснабжения городов и промышленности Поволжья;

3. Орошение земель Заволжья и обводнение пастбищ в зоне полупустынь Прикаспийской низменности.

Большие комплексные работы выполнены также на крупных притоках Волги, на Днепре, Доне, Волхове и на других реках Европейской части СССР.

Еще более грандиозные задачи решаются комплексным использованием таких крупных рек Сибири, как Енисей, Ангара, Оби, Иртыша и др. Наряду с сооружением на этих реках крупнейших в мире гидроэлектростанций, существенно расширяются и улучшаются условия судоходства, создаются условия для дальнейшего развития экономики этого края.

В Средней Азии наиболее крупными комплексными объектами являются Фархадская и Кайрак-Кумская плотины на р. Сыр-Дарье, Кампир-Раватская плотина на р. Кара-Дарье, Газалькентская плотина на р. Чирчик и др., позволяющие решать вопросы энергетики, орошения и водоснабжения сел, городов и промышленных предприятий.

Основными крупными водохозяйственными комплексами в Закавказье являются Мингечаурский в Азербайджанской ССР, Севано-Разданский в Армянской ССР и Самгорский в Грузинской ССР.

Ряд других крупных комплексных узлов осуществлен и осуществляется в настоящее время и в других районах нашей страны.

Ниже вкратце излагаются общие соображения по данному вопросу, иллюстрированные несколькими характерными примерами комплексного использования водных ресурсов в некоторых горных районах СССР.

Развитие промышленности, сельского хозяйства, коммунального хозяйства и других отраслей народного хозяйства предъявляют свои, новые, возросшие требования к водным ресурсам. Необходимо обеспечить водой крупные гидроэлек-

трические станции, заводы, фабрики и другие отрасли промышленности, оросительные системы разных потребителей сельского хозяйства, населенные пункты, речной транспорт и др.

Необходимо создать водохранилища для более рационального изменения бытового режима стока водотоков, осуществить искусственное перераспределение водных ресурсов по территории путем переброски воды из одного бассейна в другой.

В зависимости от степени участия в потреблении воды и получаемого эффекта, одни водопользователи и водопотребители в комплексе могут быть ведущими, другие второстепенными, что будет определять характер комплекса. Так, например, при намечаемом использовании водотока в целях энергетики и орошения, если энергетика является ведущей, проблема будет энерго-ирригационная, в обратном случае, проблема будет ирригационно-энергетическая и т. д. На практике, конечно, могут быть и другие, более сложные, комплексы, затрагивающие в той или иной степени интересы и других водопотребителей и водопользователей, оказывающие друг на друга определенное положительное и отрицательное влияние.

При сооружении ГЭС с водохранилищной плотиной положительными последствиями для народного хозяйства могут быть:

а) зарегулирование стока и улучшение условий для его использования в целях энергетики, орошения и судоходства;

б) снижение паводков и причиняемых ими народному хозяйству ущербов;

в) организация в водохранилище рыбного хозяйства, птицеводства;

г) создание условий для организации водного спорта;

д) улучшение климатических условий на прилегающей к водохранилищу территории;

е) строительство новых и улучшение существующих путей сообщения как в пределах затопления, так и в пределах строительных объектов, способствующие новому курортному строительству и широкому экономическому развитию района и т. п.

К отрицательным последствиям следует отнести:

а) затопление сельскохозяйственных угодий, населенных пунктов, исторических мест, путей сообщений, средств связи и др.

б) подтопление населенных пунктов и обрабатываемых земель;

в) затруднения связи между берегами в пределах подпора;

г) заболачивание и занесение речными отложениями русла реки и ее пойменной части, в особенности в конце подпора;

д) ущерб для рыбного хозяйства, речного транспорта, и лесосплава, вызванный перегораживанием русла реки и его обезвоживанием на участке от плотины до конца отводящего тракта ГЭС и т. п.

При каскадном использовании горных водотоков комплексность может иметь место как по всему каскаду ГЭС, в целом, так и на его отдельных ступенях. Большею частью комплексно используются отдельные гидротехнические сооружения или группа этих сооружений.

Так, например, при сооружении плотины в энергетических целях забор воды может быть осуществлен и для ирригации, водоснабжения и других целей. При этом, если для энергетики забор воды обычно осуществляется лишь с одного берега, то, в зависимости от расположения орошаемых земель, водоприемные сооружения могут быть построены на обоих берегах.

При сооружении водохранилищных плотин круг водопользователей, как было отмечено выше, может быть значительно расширен.

Часто комплексно используются деривационные сооружения (каналы, тоннели, водоводы). Это имеет место когда, например, на перепадах ирригационных каналов сооружаются гидроэлектростанции, или когда деривационные каналы или тоннели используются и для транспортировки оросительной воды.

К числу комплексных задач может относиться переброска одной реки в другую, часто практикуемая при использо-

вании водных ресурсов горных рек для энергетики, орошения и других целей. В одних случаях переброска стока из бассейна реки с избыточной влажностью в бассейн с дефицитом влаги позволяет рационально распределить и использовать наличные водные ресурсы. В других случаях переброска стока одной реки в другую способствует существенному повышению эффективности энергетического использования водной энергии рек. Эффективность переброски должна быть установлена комплексно для бассейнов обеих рек, т. е. с учетом как положительного эффекта от увеличения стока так и того ущерба, который может быть нанесен ряду отраслей народного хозяйства в нижнем течении реки в связи с изъятием перебрасываемого стока.

Можно привести ряд примеров, когда при необоснованном изъятии стока из реки в энергетических целях был причинен существенный ущерб народному хозяйству в нижнем течении реки, оставшейся без достаточного количества воды. В одном случае этот ущерб был нанесен крупному промышленному городу расположенному на обоих берегах реки, и выразился в значительном ухудшении его санитарно-гигиенических условий.

После изъятия воды русло реки загрязнилось, образовались отдельные, непроточные лужи, покрытые плесенью и представляющие собой очаги малярии. Таким образом русло реки оказалось в антисанитарном состоянии, которое лишь временно устраняется при прохождении паводков и восстановлении бытовых условий в русле реки.

В другом случае изъятие воды из русла реки нарушило естественное равновесие во взаимодействии реки и моря, установившееся в устьевой части реки, где она протекает через портовый город. Возникновение вследствие этого непредвиденных отрицательных эрозионных явлений, угрожающих городу, потребовало частичного восстановления бытового режима реки.

Известны также случаи, когда в связи с переброской одной реки в другую в нижнем течении реки, оставшейся без достаточного количества воды, возникали затруднения с забором оросительной воды. Для обеспечения бесперебойной

подачи воды в оросительную систему потребовалось проведение специальных мероприятий, не предусмотренных сметой по переброске воды.

Как видно из приведенных примеров, переброска воды, являясь весьма эффективным средством для рационального использования стока рек, часто может иметь весьма тяжелые последствия. Поэтому, при проектировании переброски стока требуется провести тщательное, комплексное изучение и сопоставление, как получаемого эффекта, так и тех отрицательных последствий, которые связаны с изъятием воды из русла реки и нарушением веками установившихся бытовых условий в русле реки.

2. Требования предъявляемые к воде отдельными участниками комплекса

При энергетическом использовании водотоков в одних случаях интересы отдельных водопотребителей более или менее совпадают между собой, в других случаях они находятся в определенном противоречии.

Так, например, если создание водохранилища позволяет одновременно с выравниванием переменного во времени стока в соответствии с требованиями энергетики, также и улучшить условия речного судоходства, без ущерба для энергетики, противоречия интересов этих водопользователей не имеет места.

Однако, если водопользователями являются энергетика и орошение, в ряде случаев могут возникнуть существенные противоречия в требованиях к регулированию стока. Максимальные энергетические попуски воды из водохранилища требуются зимою в период максимальных напрузок, между тем как попуски для орошения требуются главным образом весною и летом. Противоречия возникают и в том случае, когда водохранилище используется комплексно для энергетики и для борьбы с паводками. Действительно, в энергетических целях, для получения максимальных напоров желательно, по мере возможности, поддерживать максимальные уровни воды в водохранилище, в то время как для аккумуля-

лирования паводков необходимо, к моменту их наступления спустить уровень водохранилища до отметок, обеспечивающих сохранение необходимой свободной емкости и следовательно, гидроэлектростанция за этот период должна работать на пониженных напорах.

Вообще полное совпадение интересов водопользователей и водопотребителей может иметь место лишь в частных случаях. В общем случае, при комплексном использовании рек полное удовлетворение требований одних водопользователей всегда вызывает ущемление, в той или иной степени, интересов других водопользователей. Задача в конечном счете решается компромиссным согласованием интересов отдельных потребителей воды, исходя из интересов народного хозяйства в целом.

Несмотря на эти противоречия, комплексное использование водных ресурсов во многих случаях является экономически наиболее целесообразным. Одновременное использование одних и тех же гидротехнических сооружений несколькими водопользователями, позволяет существенно сократить суммарные капиталовложения и эксплуатационные расходы по всему объекту в целом, и значительно повысить народнохозяйственную эффективность использования водотока.

Многие реки и их участки, использование которых отдельными водопользователями экономически не оправдываются, становятся исключительно эффективными при их комплексном использовании.

Вместе с тем, разработка комплексных проблем является весьма сложной задачей, требующей глубокого анализа вопроса и проведения в большом объеме проектных, изыскательских и исследовательских работ, связанных с установлением реального эффекта, получаемого отдельными компонентами комплекса, и соответствующего распределения между ними затрат по его осуществлению. При этом должны быть изучены не только существующие водопользователи, но и те, которые могут возникнуть в дальнейшем по мере развития народного хозяйства района, а также в связи с освоением данной реки.

Задача осложняется тем, что не всегда удается представить в денежном выражении эффект, получаемый для от-

дельных отраслей народного хозяйства. Затруднения вызывает и то обстоятельство, что до сего времени не имеется общепринятой методики по оптимальному распределению капиталовложений между компонентами комплекса.

Однако, сложность изучения вопросов и, связанные с решением их, затраты труда и средств, многократно окупаются тем большим народнохозяйственным эффектом, который во многих случаях обеспечивается правильным разрешением вопросов комплексного использования водотоков.

Учитывая большое народнохозяйственное значение комплексного использования водных ресурсов в настоящее время во многих странах проводятся большие работы по составлению перспективных планов их комплексного освоения. В частности, такие планы уже составлены в Чехословакии, Польше и Германской демократической республике.

Значительные работы в этом направлении проводятся и в Советском Союзе, где составляются генеральные схемы комплексного использования водных ресурсов каждой республики и СССР в целом.

3. Примеры комплексного использования рек

1. Комплексное использование нижнего течения р. Куры в Азербайджанской ССР на базе создания крупного Мингечаурского водохранилища позволило решить важные вопросы энергетики, ирригации, рыбного хозяйства, регулирования паводков и др.

Использование напора, создаваемого плотиной, и огромного водохранилища с полезным объемом более 8 млрд м³, позволило построить при плотине ГЭС с установленной мощностью в 370 тыс. квт и годовой выработкой около 1,5 млрд квт.ч, зарегулированной в многолетнем разрезе энергии.

После зарегулирования стока представилось возможным оросить в первую очередь до 350 тыс. га, а в дальнейшем до 1 млн. га ценных земель, полностью ликвидировать бедствия, причиняемые населению наводнениями в низовьях реки.

Ликвидация паводков позволила эффективно проводить мероприятия по осушению и оздоровлению заболоченных

мест в нижнем течении реки, а зарегулирование стока улучшило условия речного судоходства на протяжении до 600 км.

Немаловажное значение для народного хозяйства Азербайджанской ССР имело и то обстоятельство, что, в связи со строительством Мингечаурского энергетического узла, в районе гидростанции был создан крупный социалистический город Мингечаур.

По удельному весу отдельных компонентов комплекса Мингечаурская система должна быть отнесена к ирригационно-энергетическим системам, однако вначале, до полного ее осуществления ведущая роль в комплексе принадлежала энергетике.

2. Использование крупной реки Риони в Грузинской ССР, схематически представленное на рис. 86, намечается посредством каскада ГЭС. При осуществлении всего каскада обеспечивается получение нескольких миллиардов квт.ч зарегулированной энергии, что определяет ведущую роль энергетики в комплексном использовании реки. Энергетическое использование реки, как отмечалось выше, осуществляется совместно с одним из его крупных правобережных притоков р. Цхенис-Цкали, сток которого в среднем течении перебрасывается в бассейн реки Риони, что позволяет существенно повысить выработку энергии на нижних ступенях Рионского каскада.

С другой стороны, изъятие стока из р. Цхенис-Цкали потребовало проведения соответствующих мероприятий в ее нижнем течении для обеспечения бесперебойного снабжения водой оросительной системы при уменьшенном стоке реки.

Река Цхенис-Цкали, имея неустойчивое русло, при паводках в нижнем течении наносит значительный ущерб населению. Для предотвращения этих последствий ежегодно проводятся большие работы по укреплению берегов реки.

Для коренного решения вопроса на р. Цхенис-Цкали, выше места переброски воды, намечается сооружение высокой плотины, которая создает водохранилище, используемое в комплексных целях для аккумуляирования паводковых вод и для сооружения мощной гидростанции.

В русле р. Риони, при сооружении первой гидроэлектростанции каскада — Риони ГЭС, расположенной близ г.

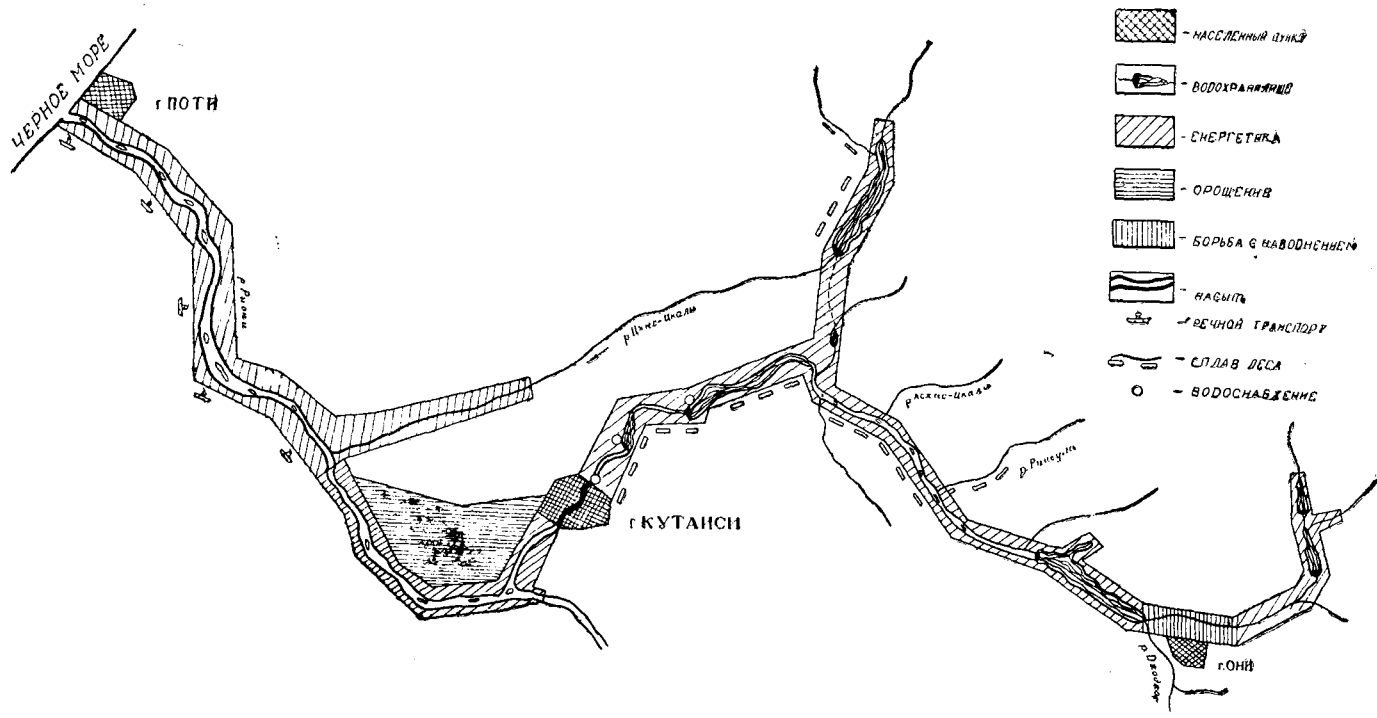


Рис. 86. Схема комплексного использования р. Риони

Кутаиси, головное сооружение было использовано и для водоснабжения города. С этой целью в одном из бычков плотины был устроен водоприемник для подачи воды к фильтрам, расположенным на правом берегу реки. Очищенная вода насосами подается в сеть городского водопровода.

Для обеспечения лесоплава в одном из отверстий плотины был устроен плотоход.

Поскольку рыбное хозяйство выше по реке промышленного значения не имеет, устройство рыбохода при плотине Риони ГЭС было признано нецелесообразным.

При сооружении следующей верхней ступени каскада— Гумати ГЭС с водоподъемной плотиной высотой подпора свыше 30 м, представилось целесообразным устройство нового водозабора для снабжения города питьевой водой. В целях обеспечения забора чистой воды с низкой температурой, водозабор, представляющий собою галерею с обратным фильтром, располагается в глубокой выемке в самой пониженной части русла перед плотиной.

Намечаемые выше по Риону водохранилища помимо энергетики должны решить следующие задачи:

а) аккумулировать паводковые воды для предотвращения размывов и затоплений в нижнем течении реки;

б) обводнить русло реки в пределах г. Кутаиси, оставшегося без воды в определенные периоды года в связи с отводом в деривацию Риони ГЭС части стока;

в) обеспечить нормальные условия для речного судоходства в нижнем течении реки в периоды маловодья.

Сооружение каскада ГЭС на р. Риони будет сопровождаться строительством новых и расширением существующих шоссеиных дорог, что будет способствовать развитию курортного строительства в верховьях р. Риони, где благоприятные климатические условия сочетаются с обилием лечебных минеральных источников, которые в настоящее время недостаточно используются из-за отсутствия удобных путей сообщения.

Следует отметить, что в нижнем течении для защиты прибрежной полосы от затопления при наводнениях русло реки обваловано. Создание выше на реке водохранилищ

помимо аккумуляирования паводков будет способствовать уменьшению заиления обвалованного русла реки и следовательно продлит срок работы валов без наращивания, что окажет положительное влияние.

С другой стороны, в настоящее время в нижнем течении р. Риони проводятся работы по осушению прилегающих к реке заболоченных земель Колхиды путем колматации за счет наносов, несомых рекой. Создание водохранилищ и задержка в них наносов может отрицательно повлиять на кольматационные работы.

Ниже р. Кутаиси на реке сооружен водозабор крупной оросительной системы. Водохозяйственный план освоения р. Риони должен учитывать бесперебойное снабжение водой означенной системы.

Как видно из изложенного энергетическое использование данной реки затрагивает целый ряд других вопросов, требующих комплексного изучения и разрешения.

3. Характерной ирригационно-энергетической системой является Самгорская система в Грузинской ССР. Общая схема системы заключается в следующем (рис. 87).

На р. Иори у с. Сиони сооружена высокая земляная плотина, которая обеспечивает создание водохранилища для зарегулирования сезонного стока реки. По мере надобности зарегулированный сток выпускается в ее русло. Несколько ниже, у с. Палдо, сооружена невысокая плотина разборчатого типа для захвата воды. Отсюда вода направляется в так называемый Верхнесамгорский магистральный канал, который состоит из открытых каналов и тоннелей с перепадами и который подводит воду из р. Иори к «Тбилисскому морю». Последнее образовано в естественной котловине у восточной окраины г. Тбилиси. Попутно верхне-магистральный канал орошает прилегающие к нему земли.

От «Тбилисского моря» берет начало нижний магистральный канал, который подает воду к орошаемым полям нижней зоны.

Самгорская система в целом включает также и так называемую Нижнесамгорскую оросительную систему, предусматривающую орошение земель на обоих берегах р. Иори в нижнем ее течении.

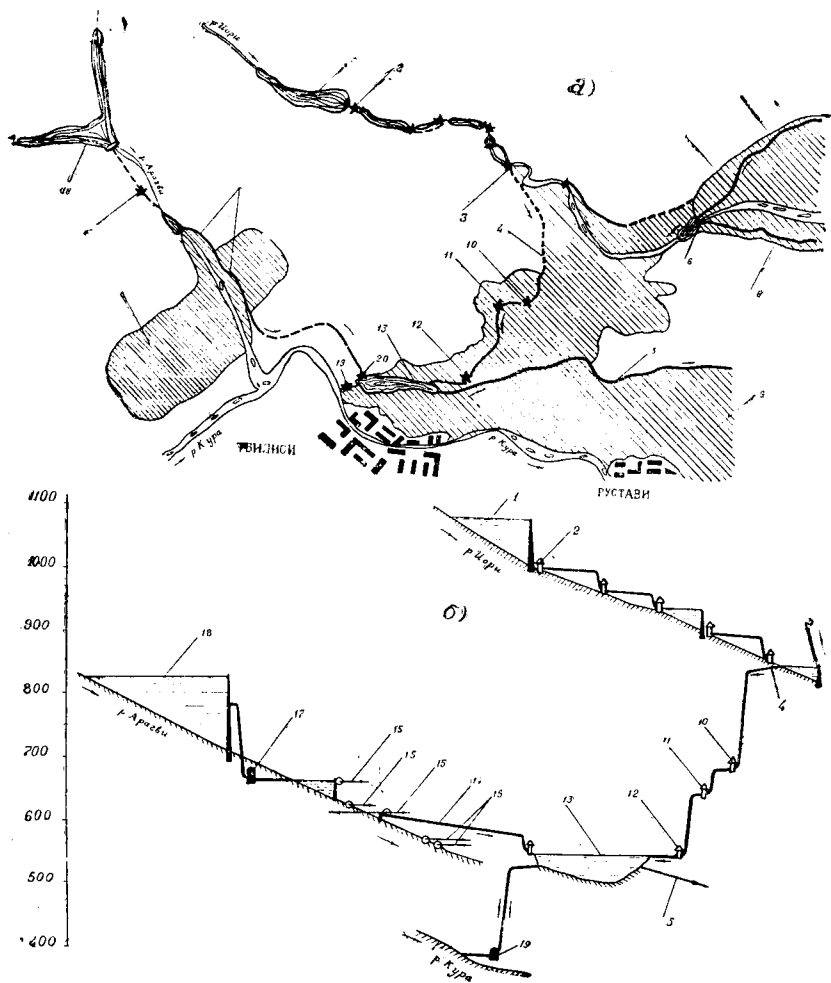


Рис. 87. Схема Самгорской комплексной системы: 1—Сионское водохранилище; 2—здание Сиони ГЭС; 3—головное сооружение верхнемагистрального канала; 4—верхнемагистральный канал; 5—нижнемагистральный канал; 6—головное сооружение нижнего Самгори; 7—канал левобережного Иори; 8—канал правобережного Иори; 9—орошаемые площади; 10—Сацхениси ГЭС; 11—Марткоби ГЭС; 12—Тетрихеви ГЭС; 13—Тбилисское водохранилище; 14—подвод стока р. Арагви к Тбилисскому водохранилищу; 15—водоприемник водопровода; 16—водоприемник орошаемых систем; 17—Жинвали ГЭС; 18—водохранилище Жинвали ГЭС; 19—Грмагельское ГАЭС; 20—здание ГЭС

С этой целью на р. Иори, несколько ниже водозабора у с. Палдо, устраивается второй водозабор, который перехватывает определенные попуски воды через плотину Палдо и подает ее в нижнесамгорскую оросительную систему.

Режим работы Самгорской системы заключается в следующем: Сионское водохранилище объемом около 300 млн кубм позволяет зарегулировать сток р. Иори. Значительная часть зарегулированного стока, в неполивной период года через Верхнемагистральный канал подводится к «Тбилисскому морю» и здесь аккумулируется. Остальная часть стока из водохранилища будет выпускаться в периоды орошения как для Верхнесамгорского магистрального канала, так и для Нижнесамгорской оросительной системы.

Наличие перепадов на канале, а также при Сионской плотине позволяет соорудить четыре ГЭС, которые обеспечивают выработку зарегулированной энергии.

В дальнейшем предполагается использование падения реки на участке от Сионской плотины до с. Палдо, для сооружения ГЭС.

Самгорская оросительная система комплексно увязывается с использованием стока р. Куры и ее притока р. Арагви (см. также гл. пятую). Как видно из рис. 87, использование р. Арагви позволяет решить ряд народно-хозяйственных вопросов.

Сооружение на р. Арагви, у с. Жинвали плотины высотой около 100 метров позволяет создать здесь водохранилище объемом около 1.0 млрд. кубм, что обеспечивает многолетнее регулирование стока реки. Этот сток может быть использован для энергетики, орошения и водоснабжения гг. Тбилиси и Рустави.

Имеется вариант подвода воды из р. Арагви к «Тбилисскому морю», а затем ее использование при сбросе в р. Куру через агрегаты ГАЭС (см. также рис. 34).

Изучается вопрос о переброске части стока р. Арагви в р. Иори, а также вариант подкачки стока р. Куры в «Тбилисское море» для энергетики и орошения и др.

Следует также отметить, что часть стока из «Тбилисского моря» используется для технического водоснабжения г. Тбилиси.

Таким образом Самгорская система затрагивает весьма важные вопросы энергетики, орошения и водоснабжения. При этом оросительный режим системы довольно удачно согласуется с энергетическим режимом работы гидростанций.

Не менее важное народнохозяйственное значение в этой комплексной системе имеет создание «Тбилисского моря», которое быстрыми темпами благоустраивается и представляет одно из любимых мест для культурного отдыха населения г. Тбилиси.

4. Своеобразным комплексным использованием сооружений является так называемая «Шахта ГЭС».

Идея сооружения этого комплексного объекта связана с добычей каменного угля и использованием водной энергии рек в горных районах.

Как известно, вскрытие каменноугольного месторождения в равнинных районах осуществляется вертикальными шахтами, в то время как в горных районах они часто заменяются горизонтальными выработками — штольнями. Обычно для вскрытия месторождения и откатки угля проводятся две параллельные штольни-шахты: одна главная, эксплуатационная, большого сечения и вторая временная, вентиляционная, меньшего сечения. После ввода в эксплуатацию главной штольни-шахты, временная вспомогательная штольня теряет свое значение.

По проекту разработки одного нового каменноугольного месторождения в Грузинской ССР, предусматривалось сооружение горизонтальных штолен каждая длиной по 6,0 км. Как видно из рис. 88 трасса этих штолен в плане в трех местах пересекает русло горной реки, протекающей в конце штольни на высоте около 400 м. В связи с этим у инженеров проектного Института «Грузгипрошахт» возникла мысль об использовании значительной разности в отметках реки и временной штольни для сооружения гидроэлектростанции. Согласно составленного этим институтом проекта, каскад «ШахтаГЭС», использующий упомянутую горную реку представляется в следующем виде:

У места пересечения в плане трассы штольни с рекой, на последней сооружается головной узел, состоящий из водозаборной плотины с донным водохранилищем, отстойника и соединяющей галлерей. От отстойника вода подводится к вертикальной шахте № 1. В этой шахте, сооружаемой для строительства основной штольни, после сооружения последней, прокладывается напорный металлический трубопровод для подвода воды к турбинам, расположенным в здании ГЭС № 1 подземного типа. Вертикальная шахта имеет высоту около 390 м.

Использованная в турбинах вода поступает во временную штольню, переконструированную в отводной тоннель. Следующая ГЭС сооружается у места второго пересечения в плане трассы штольни с руслом реки, где последняя протекает на 230 м выше штольни. В этом месте по проекту намечается устройство шахты № 2 для дополнительных забоев по проходке основной штольни, после осуществления которой шахта может быть использована для сооружения ГЭС. Последняя использует сток реки, формирующийся за счет боковой приточности между водозаборными сооружениями ГЭС № 1 и ГЭС № 2.

В конструктивном отношении ГЭС № 2 идентична ГЭС № 1.

Последняя ступень каскада ГЭС № 3 использует перепад между концевым порталом штольни и реки, составляющей около 15 м.

Гидроэлектростанция сооружается открытого типа, без водозаборных сооружений, отстойника и деривации.

Как показали расчеты капиталовложения на 1 квт.ч энергии каскада не превысят 2,5—3,0 коп. Гидроэлектростанции будут подключены к энергосистеме Грузинской ССР.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

СОСТАВ, РАЗМЕЩЕНИЕ И КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ СООРУЖЕНИЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Как было отмечено в главе четвертой, речные гидроэлектрические станции делятся на три основных типа — пло-

тинные, деривационные и смешанные. При этом было отмечено, что наиболее общим типом включающим в свой состав все основные виды гидротехнических сооружений, а именно плотину, деривацию и здание гидростанции, является смешанный тип гидроэлектростанции, а деривационный и плотинный типы представляют собой частный случай смешанного типа ГЭС.

Там же было отмечено, что за последнее время получили развитие специальные типы гидроэлектростанций, которые по условиям пропуска паводковых расходов и размещения турбин и генераторов делятся (Г. А. Претро) на две группы: 1) бычковые, совмещенные и водосливные; 2) встроенные, открытые и подземные.

В бычковых ГЭС паводковый расход пропускается между агрегатами, размещенными в бычках; в совмещенных ГЭС — под агрегатами или между генератором и спиральной камерой турбины, и в водосливных ГЭС — над агрегатами.

В встроенных ГЭС агрегаты размещаются внутри тела бетонной плотины, в открытых ГЭС — на открытом воздухе, под колпаками и в подземных ГЭС под поверхностью земли в скальном массиве.

Последние три из перечисленных ГЭС имеют также переходные к обычным зданиям станции типы, а именно: полувстроенные ГЭС, когда машинный вал частично размещенный в бетонном массиве имеет сверху перекрытие, полуподземные ГЭС, когда агрегаты частично располагаются под землей или машинный зал искусственно засыпается грунтом, полуоткрытые ГЭС, когда агрегаты сверху укрыты лишь съёмными перекрытиями.

Перейдем к рассмотрению в общих чертах состава основных сооружений ГЭС, их размещения и краткой характеристике в соответствии с принятой основной классификацией типов гидроэлектростанций.

I. Смешанная схема гидроэлектростанций

а. Условия применения и состав сооружений ГЭС

Данная схема гидроэлектростанций применяется главным образом на горных реках, характеризующимися срав-

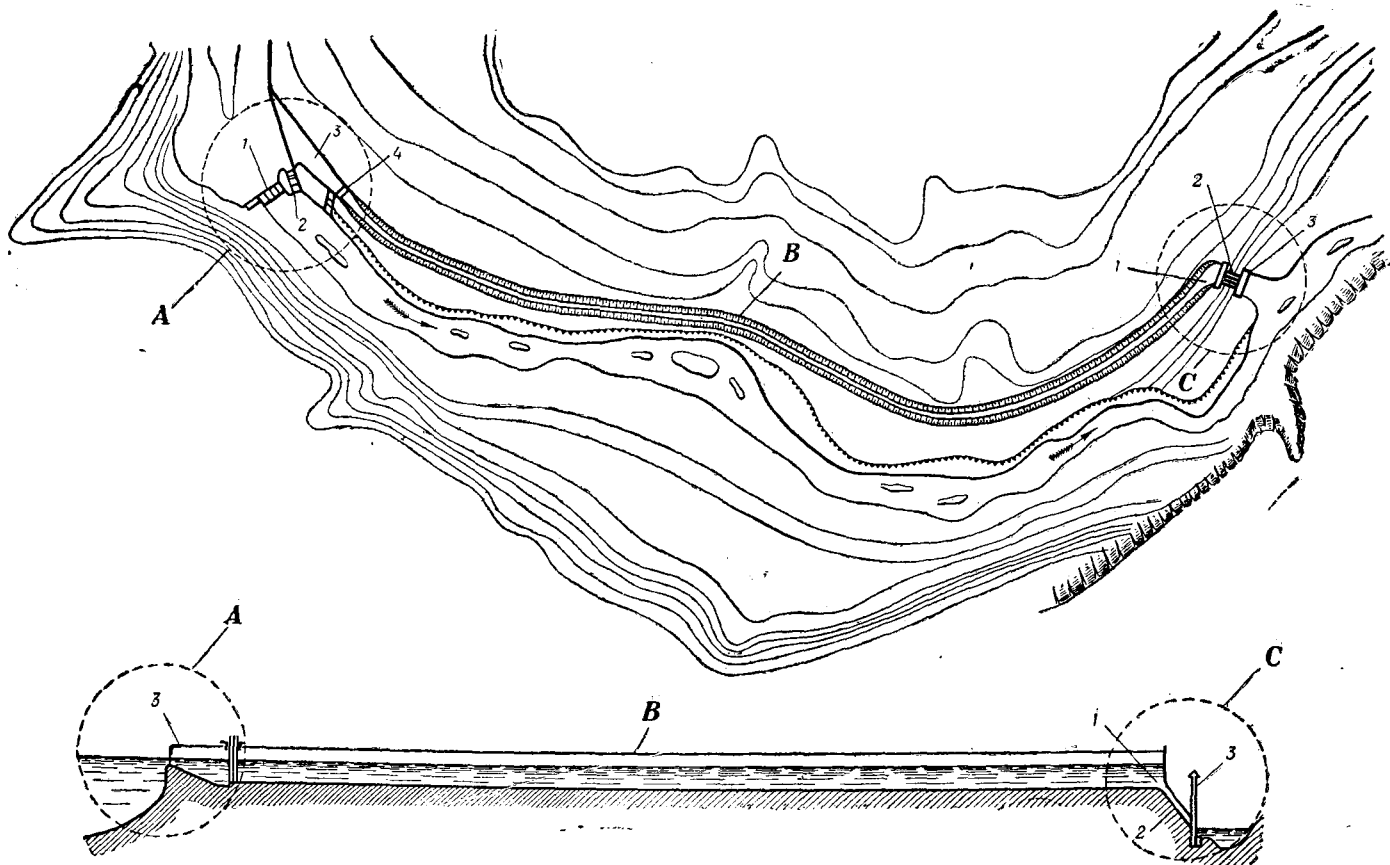


Рис. 89. Схема гидроэлектростанции смешанного типа с безнапорной деривацией (план и продольный профиль). А—Сооружение головного узла; 1—водобросная плотина; 2—промывной шлюз; 3—водоприемник; 4—головной шлюз деривационного канала; 5—решетка; В—Деривационный канал; С—Сооружения силового узла: 1—напорный бассейн; 2—напорный трубопровод; 3—здание ГЭС

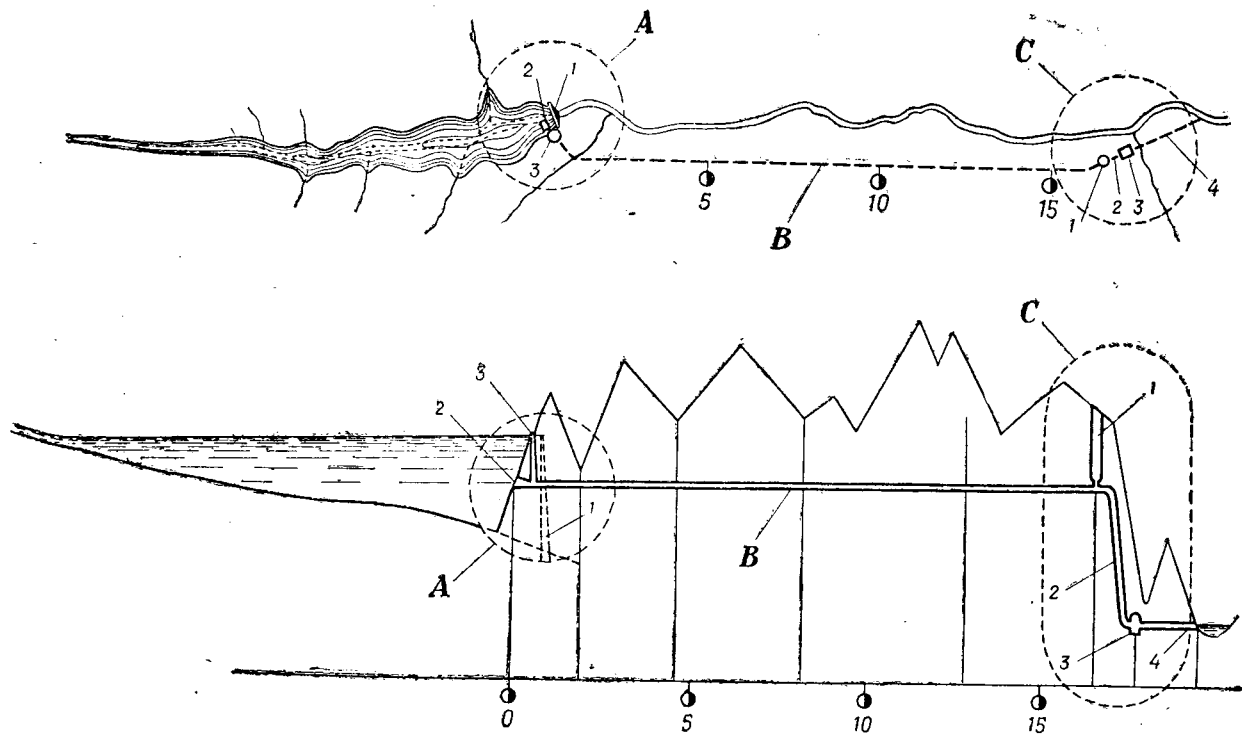


Рис. 90. Схема гидроэлектростанции смешанного типа с напорной деривацией (план и продольный профиль)
 А—Сооружение головного узла: 1—плотина; 2—водоприемник; 3—шахта, откуда происходит управление затворов. В—Напорный деривационный тоннель. С—Сооружения силового узла: 1—уравнительный резервуар; 2—напорный трубопровод; 3—подземное здание ГЭС; 4—безнапорный отводящий тоннель

нительно малыми расходами, большими уклонами и протекающих обычно в узких и глубоких ущельях.

Наиболее благоприятными условиями для применения смешанной схемы ГЭС, при прочих равных условиях, является участок горной реки имеющей меньший уклон в верхней и больший — в нижней части своего течения. Сооружая плотину у места перелома профиля и подперев ею верхнюю часть участка можно использовать энергию оставшейся части участка с помощью деривации.

По составу сооружений и их взаимному расположению смешанная схема гидроэлектростанций, также как и деривационные схемы ГЭС, делится на следующие основные три узла сооружений: а) сооружения головного узла; б) деривационные сооружения и в) сооружения силового узла.

На рис. 89 схематически представлены план и продольный профиль по смешанной гидроэлектростанции с безнапорной деривацией и на рис. 90 — смешанной установки с напорной деривацией.

б. Сооружения головного узла

Назначением сооружений головного узла в общем случае является создание напора и водохранилища, бесперебойный забор воды в требуемом количестве и ее подача в деривационные сооружения, сброс излишней воды из верхнего бьефа в нижний при прохождении паводков, пропуск через плотину в разное время года расходов, необходимых для других водопотребителей (орошение, обводнение, водоснабжение, санитарные пуски и др.), пропуск рыб, плотов, судов и т. п. В зависимости от условий использования реки функции, выполняемые головными узлами, могут быть расширены или сокращены.

Состав, тип и взаимное расположение сооружений головного узла определяются многими факторами, топографическими, и геологическими условиями месторасположения этих сооружений гидрологическими характеристиками используемого водотока, климатическими условиями района сооружения плотины, условиями использования водотока другими, неэнергетическими водопотребителями и др.

Обычно эти исходные данные для разных объектов бывают разными, поэтому при проектировании головных узлов сооружений почти всегда требуется индивидуальный, творческий подход к решению компоновки узла. Тем не менее большое количество построенных ГЭС и накопившийся солидный опыт их эксплуатации в большинстве случаев позволяет находить более или менее близкие аналоги из уже построенных гидроэлектростанций. Разумный учет достоинств и недостатков этих аналогов при проектировании новой ГЭС, существенно облегчает решение задачи и сводит к минимуму возможные ошибки в проектировании.

В соответствии с изложенным выше в состав головного узла входят следующие основные сооружения: а) плотина; б) водосбросные сооружения, в) водоприемные сооружения, г) промывные сооружения. В отдельных случаях в число сооружений головного узла могут быть включены также: отстойники, плотоходы, рыбоходы, шугосбросы и другие сооружения.

Назначением плотины в смешанных схемах ГЭС, как было отмечено, является создание напора и водохранилища. В частных случаях роль плотины может быть ограничена только созданием напора, когда незначительный объем водохранилища создаваемого плотиной не может быть использован для зарегулирования стока, при достаточных же объемах водохранилища оно может быть использовано для регулирования стока. В зависимости от объема водохранилища, регулирование может быть суточное, сезонное, годовичное или многолетнее. Водоохранилища, создаваемые плотинами ГЭС, представленными на рис. 89 и 90, используются в первом случае для суточного, а во втором — для многолетнего регулирования. Однако следует отметить, что водохранилища с небольшой емкостью, главным образом для суточного регулирования, могут быть созданы также на том или ином участке деривации (см. деривационные ГЭС).

В зависимости от топографических и геологических условий места сооружения плотины, наличия местных строительных материалов и других факторов плотина может быть арочной, бетонно-гравитационной, земляной, каменно-на-

бросной контрфорсной и других типов. Некоторые из этих типов плотин представлены на рис. 91.

При сравнительно узких створах, сложенных из прочных скальных пород, применяются арочные плотины, требующие для возведения минимального количества бетона. При широких створах и сравнительно благоприятных геологических и строительных условиях возводят массивные бетонные плотины.

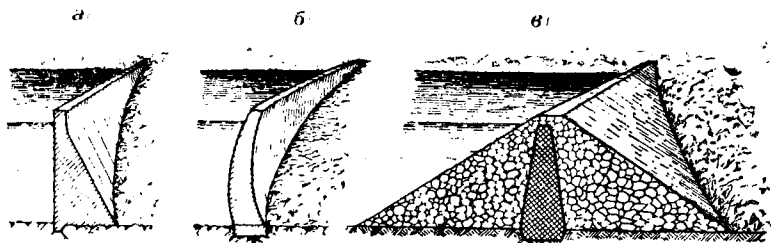


Рис. 91. Типы некоторых плотин: а—бетонные гравитационные; б—бетонные арочные; в—каменно-набросные.

При наличии на месте в достаточном количестве и необходимого качества камня и подходящих геологических условий наиболее целесообразным может оказаться сооружение плотины из каменной наброски.

Земляные плотины, являющиеся менее требовательными в отношении геологии, строят в тех случаях, когда близко от плотины имеются в достаточном количестве местные однородные строительные материалы.

В других условиях более подходящими могут оказаться контрфорсные и другие типы плотин.

Тип плотины в значительной степени влияет на размещение других сооружений головного узла и главным образом на размещение водосбросных сооружений.

Водосбросные сооружения по своему назначению делятся на две группы: а) водосбросы для сброса паводковых вод и б) водосбросы (водоспуски) для опорожнения водохранилища и пропуска расходов воды из водохранилища в нижний бьеф для различных целей.

По высотному расположению водосбросы делятся на поверхностные и глубинные, или донные.

Для сброса паводковых вод обычно устраиваются поверхностные водосбросы разных типов. Одним из основных требований, предъявляемых ко всем типам поверхностных водосбросов, является поддержание в допустимых пределах колебания горизонта воды перед плотиной при прохождении паводков.

Самым простым типом поверхностного водосброса является открытый водослив устраиваемый на гребне плотины (рис. 92а). Однако этот тип обычно применяется для бетонных плотин—арочных, гравитационных при условии наличия в нижнем бьефе в непосредственной близости от плотины надежных скальных пород.

Для каменно-набросных и особенно для земляных плотин устройство водосброса на гребне вовсе недопустимо. В редких случаях бывают исключения для каменно-набросных плотин, для которых допускают перелив небольшим слоем воды при соответствующем креплении его откоса и основания. Поэтому для этих типов плотины водосбросы обычно располагаются на склонах ущелья в отдалении от плотины.

Недостатком данного типа водослива является сравнительно большое колебание уровней воды перед плотиной, что вызывает потерю напора для ГЭС. Такая потеря напора может окупиться простотой работы этого типа водосброса для высоконапорных ГЭС, для которых величина теряемого по этой причине напора незначительна по сравнению с общим напором ГЭС. Для более низконапорных установок, работающих на больших расходах и малых напорах, потеря энергии может оказаться столь значительной, что применение данного типа водосброса может оказаться экономически неприемлемым. Тем не менее, в отдельных случаях по условиям пропуска льда и др. и на низконапорных установках устраивают описанный тип водосброса. В тех случаях, когда требуется постоянство уровня воды перед плотиной, применяются водосливы со щитами. Последние могут быть плоскими, сегментными и других конструкций (рис. 92б, в). Щиты могут быть автоматическими или принудительного действия. В

последнем случае во избежание перелива воды через плотину до открытия щитов при наступлении паводков в состав сооружений головного узла часто включают сифонный водосброс, который может работать в пределах минимального колебания горизонта воды в верхнем бьефе (рис. 92г).

Когда при больших сбрасываемых расходах размещение описанных поверхностных водосбросов затрудняется по топографическим или другим условиям, применяется шахтный водосброс с кольцевым затвором (рис. 92д).

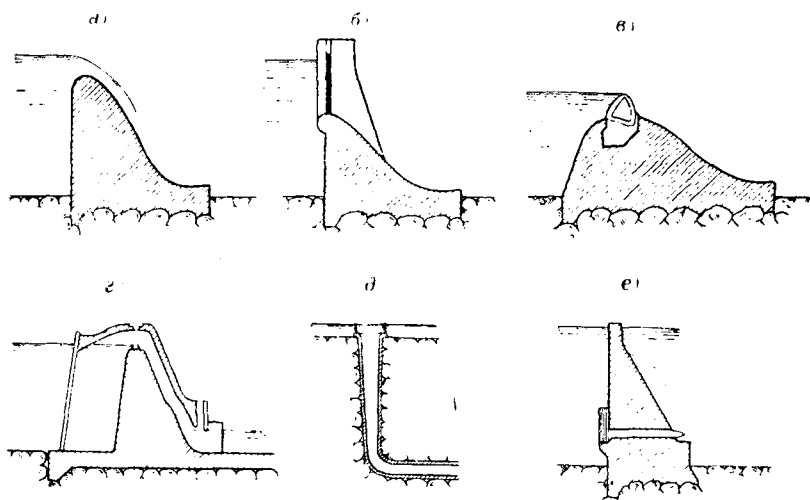


Рис. 92. Схема основных типов водосбросных сооружений:
 а—открытый водослив; б—водослив с плоским щитом; в—водослив с сегментным щитом; г—сифонный водосброс; д—шахтный водосброс; е—напорный водосброс, расположенный в теле плотины

Глубинные (напорные) водосбросы устраиваются для осуществления необходимых попусков из водохранилища в нижний бьеф для разных нужд (ирригация, водоснабжение, обводнение и др.), а также для предупаводкового опорожнения водохранилища (рис. 92е).

Глубинные водосбросы обычно располагаются в теле плотины (бетонной) часто ярусами на разных высотах. Однако бывают случаи, когда их размещают в специальных

тоннелях или ж. б. галлереях, проложенных через склоны берегов в обход от плотины или под основание плотины.

Применяются также донные водосбросы предназначенные для пропуска паводков, а также для промыва наносов из верхнего бьефа в нижний. Эти водосбросы, как правило, применяются для не очень больших глубин. Вообще, для очень высоких плотин образующих большие водохранилища промывные устройства не требуются, т. к. заиление таких водохранилищ обычно происходит очень медленно.

С другой стороны в виду того, что промыв наносов донными водосбросами при подпертом горизонте имеет лишь местное значение и не может распространяться на более или менее значительном расстоянии, для высоких плотин промывные устройства вовсе не предусматриваются.

Водоприемные сооружения для смешанных гидроэлектростанций делятся на две основные группы — поверхностные и глубинные. В тех случаях, когда уровень создаваемого плотиной водохранилища меняется в небольших пределах применяются поверхностные водоприемники. При большой же амплитуде колебания уровня водохранилища необходимо перейти на глубинные водоприемники.

Первый случай обычно имеет место при сравнительно невысоких плотинах, когда из-за ограниченных объемов водохранилища последнее либо вовсе не используется, или используется лишь частично для регулирования стока, требующего небольшую его сработку. В этих случаях и деривация обычно бывает безнапорная в виде канала или тоннеля.

Когда водохранилище для регулирования срабатывается на небольшую глубину, забор воды должен быть обеспечен при всех уровнях воды в водохранилище, что может быть осуществлено устройством глубинного водоприемника. Деривация в этих случаях бывает напорная.

Во всех этих случаях назначением водоприемников является надежная подача очищенной от крупных наносов и твердых тел (древесины, льда) воды в деривацию. С этой целью перед входным отверстием устраиваются высокие пороги и сороудерживающие решетки, предотвращающие попадание в деривацию крупных донных наносов и твердых

тел. Для регулирования или полного прекращения поступления воды в деривацию в начале деривации устраиваются затворы. На случай отказа затворов или для их ремонта предусматриваются шандорные заграждения, устраиваемые перед щитами.

При глубоком водоприеме применяются два основных типа водоприемника — тоннельный и башенный. На рис. 93 приведена схема некоторых типов водоприемников.

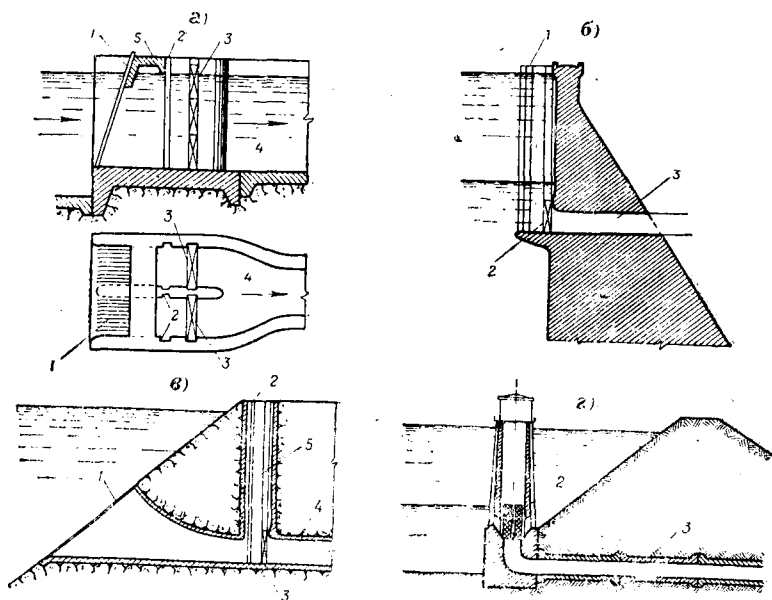


Рис. 93. Схемы основных типов поверхностных и глубинных водоприемных сооружений. а—поверхностный водоприемник: 1—решетка; 2—шандорны; 3—щиты; 4—деривационный канал; 5—служебный мост. б—напорный водоприемник в теле бетонной плотины: 1—решетка; 2—щиты; 3—напорный трубопровод; в—глубинный тоннельный водоприемник, 1—решетка; 2—шандоры; 3—щиты; 4—напорный деривационный тоннель; 5—шахта, откуда происходит управление щитами. д—напорный башенный водоприемник: 1—земляные плотины; 2—щиты; 3—напорный водовод

При необходимости обеспечения водой ирригационных систем при плотине устраиваются соответствующие водоприемные сооружения. В зависимости от расположения иррига-

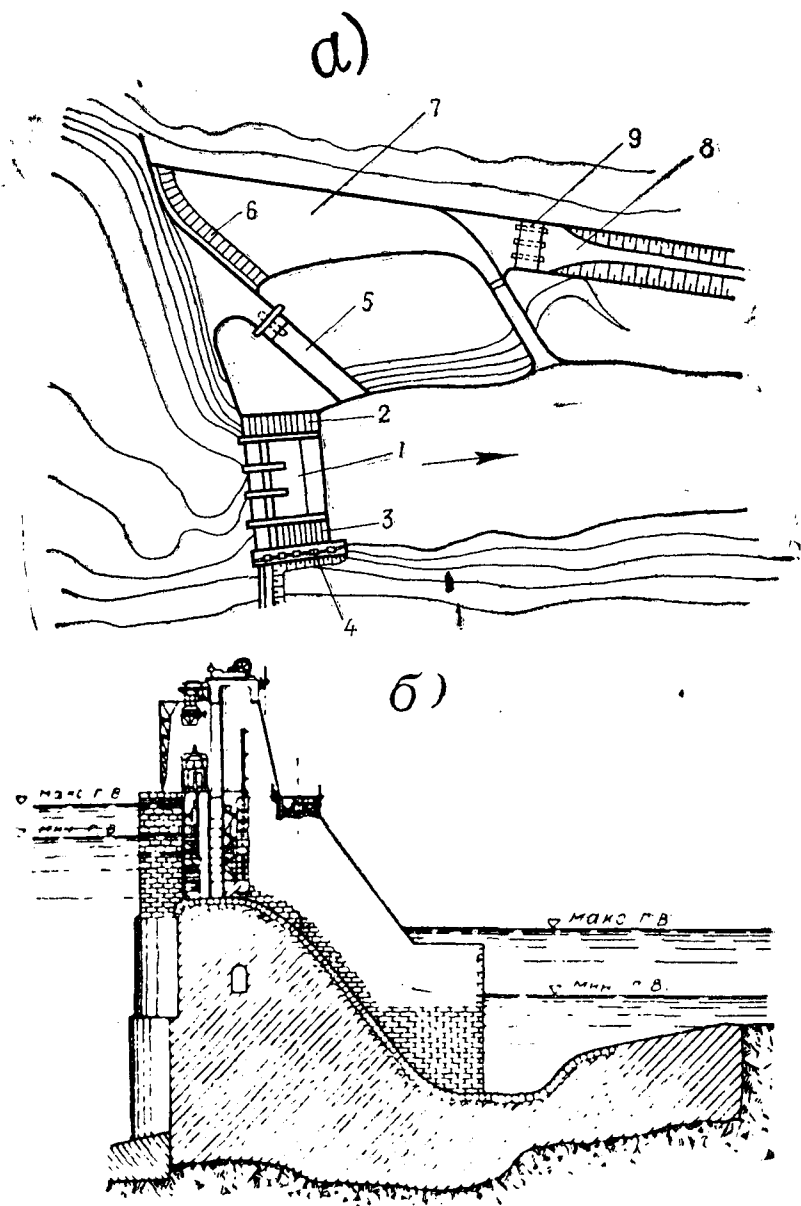


Рис. 94. Схема головного узла сооружений гидроэлектростанции смешанного типа с безнапорной деривацией. а—план: 1—плотина с щитовым водосливом на гребне; 2—поверхностный водослив; 3—сифонный водосброс; 4—рыбоход; 5—донный водоспуск; 6—решетка; 7—водоприемник; 8—деривационный канал; 9—щиты; 10—поперечное сечение плотины

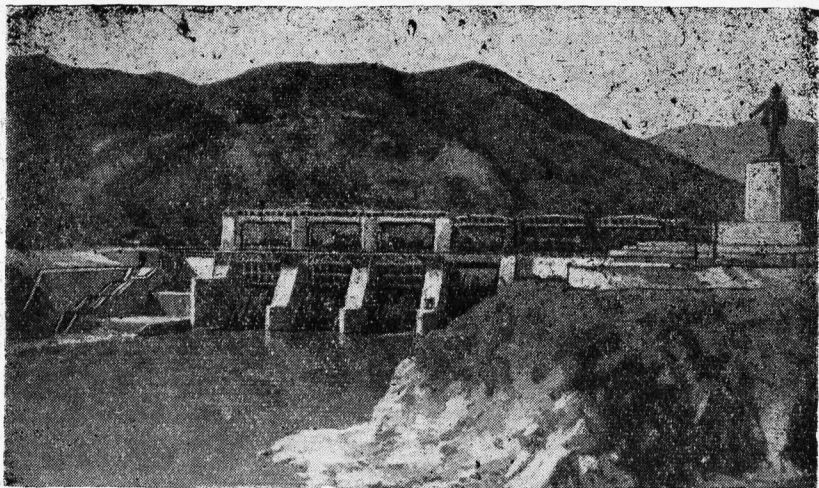


Рис. 95. Общий вид узлов головных сооружений смешанной гидроэлектростанции с безнапорной деривацией

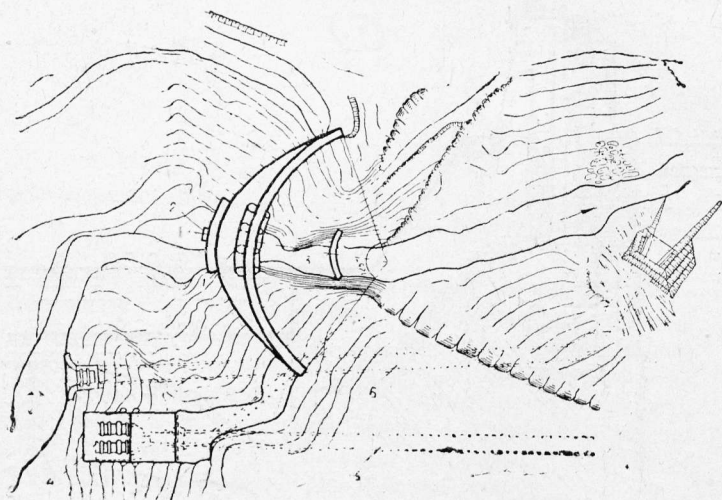


Рис. 96. Схема узла головных сооружений смешанной гидроэлектростанции с напорной деривацией: 1—водослив; 2—напорный водосброс; 3—малая арочная плотина (для создания водяной подушки); 4—водоприемник; 5—напорный деривационный тоннель; 6—строительный тоннель

ционных сооружений водоприемники устраиваются на одном или на обоих берегах реки.

Сооружение плотин на реках затрудняет, а в ряде случаев вовсе исключает нормальное движение рыбы по реке и, следовательно, вредно отражается на рыбное хозяйство всего течения реки. Поэтому при плотине устраивают рыбоход, рыбные шлюзы или рыбоподъемники.

При наличии лесоплава на реке в состав сооружений головного узла включаются плотоходы или бревнеспуски.

В суровых климатических условиях необходимо будет предусмотреть при плотине сооружения для сброса шуги и льда.

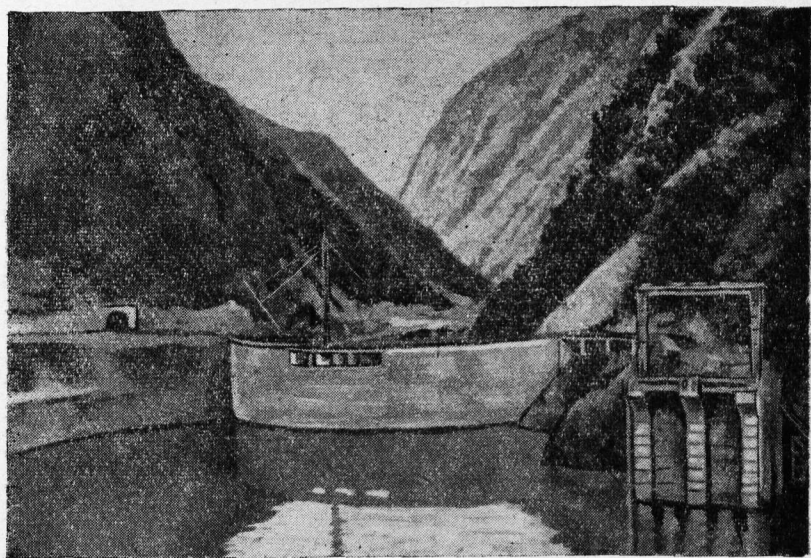


Рис. 97. Общий вид узла головных сооружений смешанной гидроэлектростанции с напорной деривацией

На рис. 94 показана схема головного узла смешанной ГЭС с безнапорной деривацией, а на рис. 95—вид на сооружения этого узла.

Схема и вид на сооружении головного узла смешанной гидроэлектростанции с напорной деривацией даны на рис. 96 и 97.

в. Деривационные сооружения

Назначением деривационных сооружений является бесперебойный подвод с наименьшими потерями напора забранного с верхнего бьефа плотины воды к силовому узлу ГЭС.

Деривационные сооружения ГЭС смешанного типа могут быть как напорными, так, и в более редких случаях, безнапорными. Напорная деривация осуществляется в виде напорных тоннелей круглого или иного поперечного сечения, напорного железобетонного, стального или деревянного водоводов. При больших колебаниях верхнего бьефа плотины для смешанных типов ГЭС наибольшее распространение имеют напорные тоннели, позволяющие при благоприятных топографических и геологических условиях проведение трассы деривации по кратчайшему расстоянию.

Внутренние диаметры современных напорных тоннелей достигают до 15 м и больше. В ряде случаев, при малых, сравнительно, расходах и подходящих природных условиях, экономически более выгодным может оказаться устройство железобетонного водовода, прокладываемого обычно по искусственной полке, устраиваемой по склону ущелья вдоль русла реки. Для смятчения ударов скатывающихся по склону камней, устранения температурных деформаций и защиты от климатических воздействий часто применяется засыпка водовода грунтом.

Стальные водоводы в виду большой стоимости и сложности монтажа применяются в исключительных случаях, когда возможны небольшие подвижки основания. Эти водоводы допускающие определенные деформации основания являются наиболее подходящими в этих условиях. Они сооружаются диаметром до 10 м.

При сооружении деривации в горных, сильно пересеченных местностях в некоторых случаях применялись, деревянные напорные водоводы изготовляемые в виде бандажированных деревянных клепок (рис. 98). При этом сборка так называемых непрерывных трубопроводов производилась на месте, что облегчало транспортировку его основных частей — деревянных клепок и железных бандажей, однако, в настоя-

дшее время деревянные трубопроводы в гидроэнергостроительстве не применяются.

Безнапорная деривация осуществляется в виде безнапорных тоннелей, открытых каналов, а также в виде железобетонных и деревянных лотков.

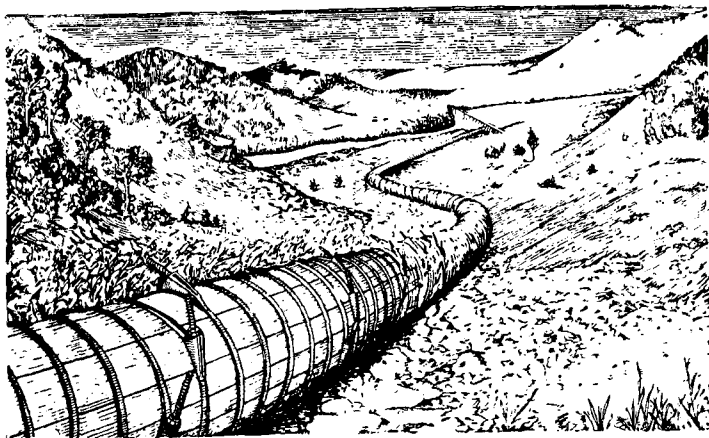


Рис. 98. Деревянный напорный деривационный водовод

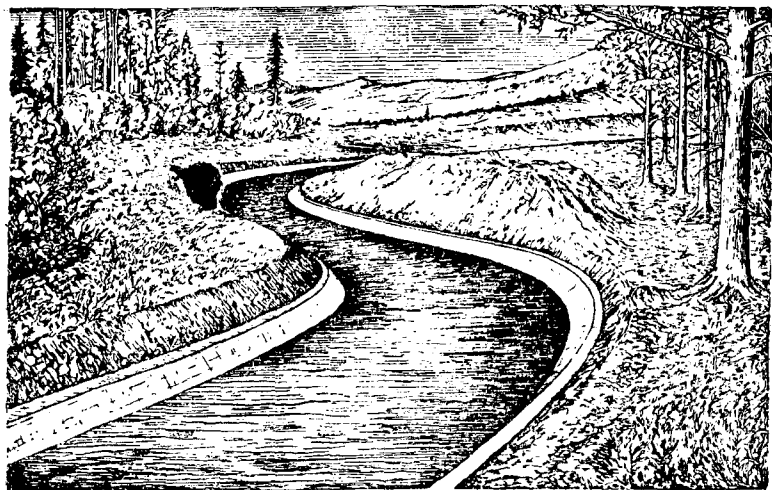


Рис. 99. Деривационный канал

При благоприятных местных условиях наиболее дешевым оказываются открытые каналы (рис. 99). В ряде случаев безнапорные тоннели, позволяющие значительное сокращение длины деривации, также могут оказаться экономически наиболее приемлемыми. Для предотвращения фильтрации, уменьшения шероховатости, обеспечения неразрывности прунта и допущения больших скоростей, дно и откосы канала и внутренняя поверхность безнапорных тоннелей облицовывается, хотя в отдельных случаях при соответствующих условиях, как открытые каналы, так и безнапорные тоннели строят полностью или частично без облицовки.

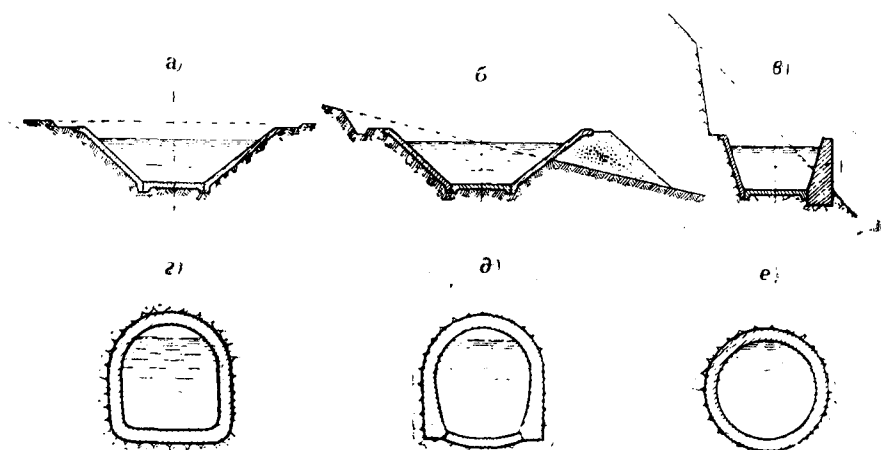


Рис. 100. Поперечное сечение деривационного канала и тоннеля:
 а—поперечное сечение канала в разрезе; б—то же, полуразрез; в—то же, на крутом склоне; д, е—поперечные сечения безнапорного тоннеля;
 в—поперечное сечение напорного тоннеля

На рис. 100 приведены поперечные сечения некоторых из применяемых на практике типов каналов, безнапорных и напорных тоннелей и железобетонных водоводов. Следует отметить, что при пересечении каналом и железобетонным водоводом путей сообщения, оврагов, ручьев приходится сооружать специальные мосты, акведуки, трубы и другие искусственные сооружения.

г. Сооружения силового узла

Силовой узел сооружений включает следующие основные сооружения: уравнительный резервуар или напорный бассейн, напорный трубопровод, здание ГЭС и отводящие сооружения (рис. 101, 102, 103, 104).

Уравнительные резервуары разных типов, устраиваемые в конце напорной деривации, имеют назначение смягчить до минимума гидравлические удары, возникающие при внезапных изменениях скорости движения воды в напорной системе ГЭС. Эти удары вызывают повышение давления в напорной системе ГЭС, требующее усиления их стенок, а также отрицательно сказываются на режим работы турбин. Между уравнительным резервуаром и напорным трубопроводом размещается здание затворов.

Если деривация безнапорная, для ее сопряжения с напорным трубопроводом, устраиваются напорные бассейны. Назначением напорных бассейнов являются: а) обеспечение подачи воды из деривации в напорные трубопроводы через затворные приспособления, позволяющие отключения при необходимости части или всех напорных трубопроводов, б) сброс и отвод избытков воды из напорного бассейна, в) очистка воды от донных наносов и плавающего мусора и льда.

При сравнительно небольшой длине деривационного канала, последние делаются саморегулирующимися, исключаящим перелив воды через берму канала при уменьшении расхода ГЭС. В этих случаях нет необходимости предусмотрения в напорном бассейне холостого сброса.

Напорный трубопровод (турбинный водовод) осуществляет подвод воды от напорного бассейна или от уравнительного резервуара (точнее от здания затворов к турбинам). Напорные трубопроводы могут быть одноконтурными с разветвлениями к турбинам у здания ГЭС или многоконтурными, когда каждая турбина питается своей самостоятельной ниткой. Возможны и другие промежуточные решения. Часто подвод воды к турбинам осуществляют в виде наклонных

напорных тоннелей заканчивающихся разветвляющимся у здания ГЭС напорным трубопроводом.

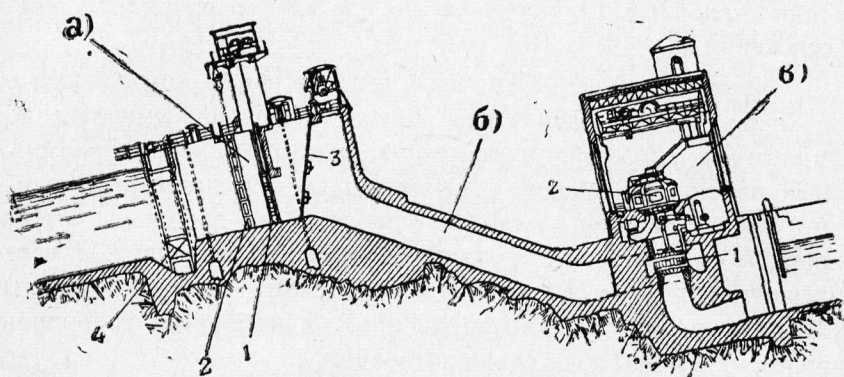


Рис. 101. Продольный профиль безнапорно-деривационной гидроэлектростанции смешанного типа. а—напорный бассейн: 1—щиты; 2—шандоры; 3—решетка; 4—водопромывные сооружения; б—напорный трубопровод; в—здание ГЭС; 1—турбина; 2—генератор

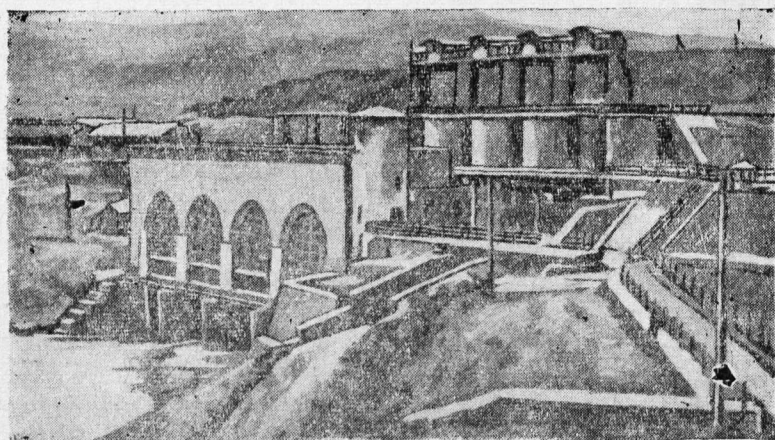


Рис. 102. Вид силового узла смешанной гидроэлектростанции с безнапорной деривацией

Открытые напорные трубопроводы выполняются из стали, железобетона и в прошлом также из дерева (деревянная клепка с бандажами).

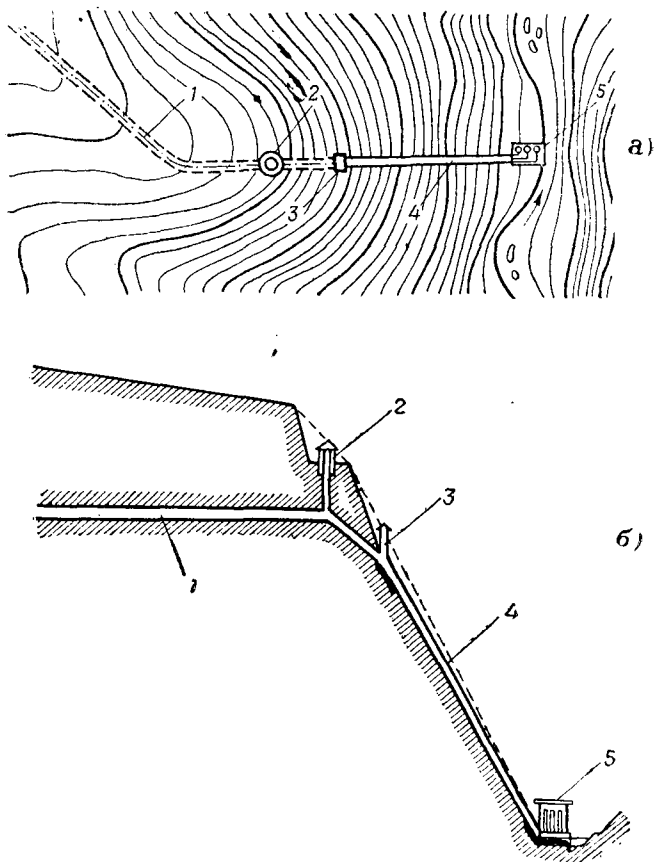


Рис. 103. Сооружения силового узла смешанной гидроэлектростанции с напорной деривацией: а) план; б) продольный профиль: 1—напорно деривационный тоннель; 2—урavnительный резервуар; 3—здaние затворов; 4—напорный трубопровод; 5—здaние ГЭС

В здании ГЭС смешанного типа размещается основное энергетическое оборудование для получения гидравлической энергии и преобразования ее в электрическую. В состав этого оборудования входят водяные турбины с автоматически-

ми регуляторами, генераторы и разное вспомогательное оборудование.

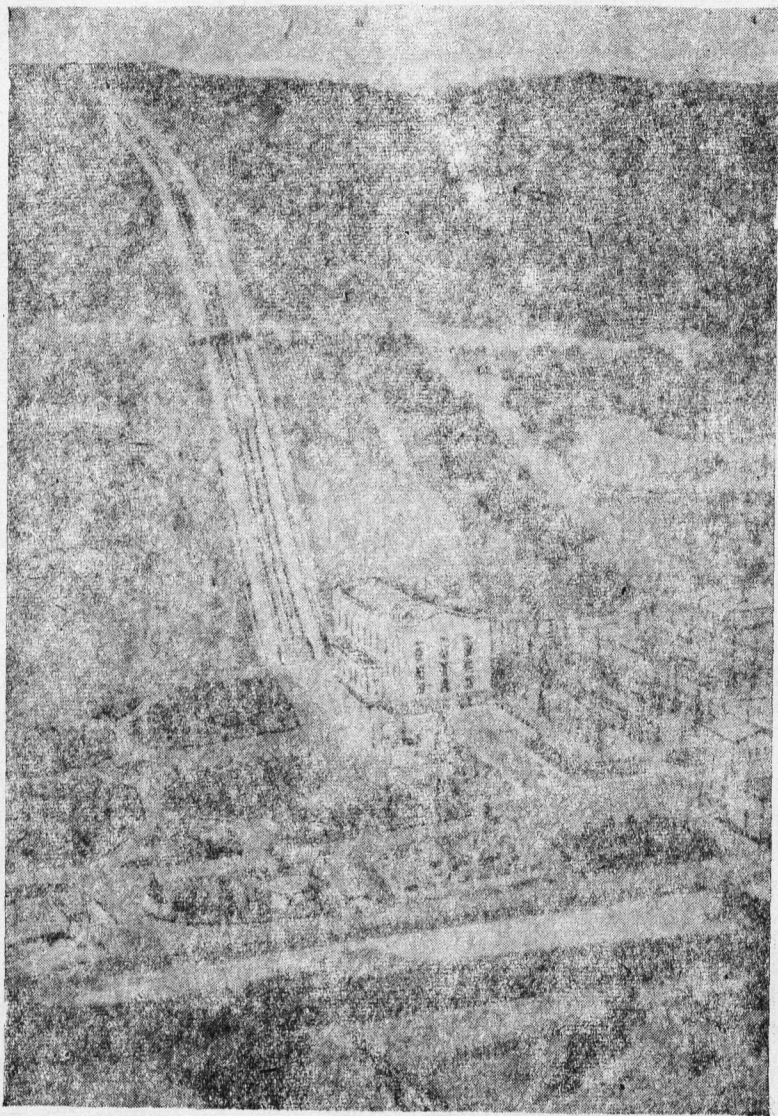


Рис. 104. Вид на сооружения силового узла смешанной гидроэлектростанции с напорной деривацией

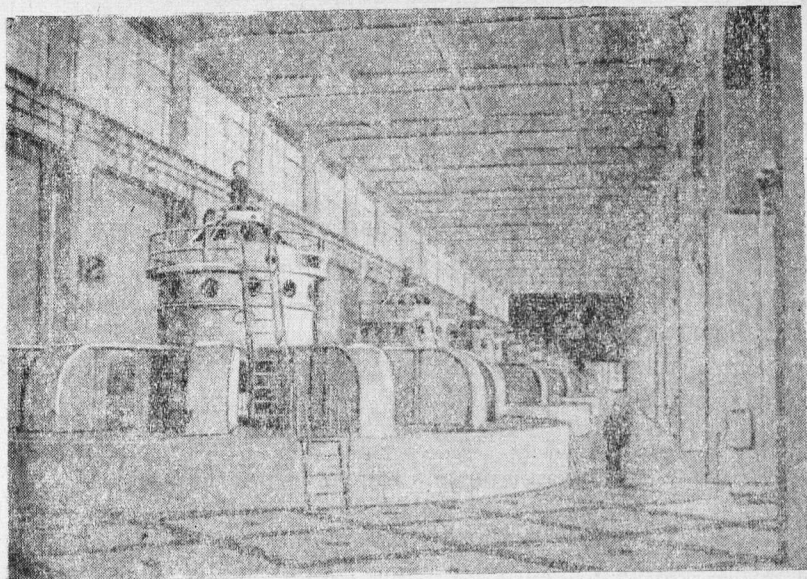


Рис. 105. Внутренний вид машинного здания гидроэлектростанции

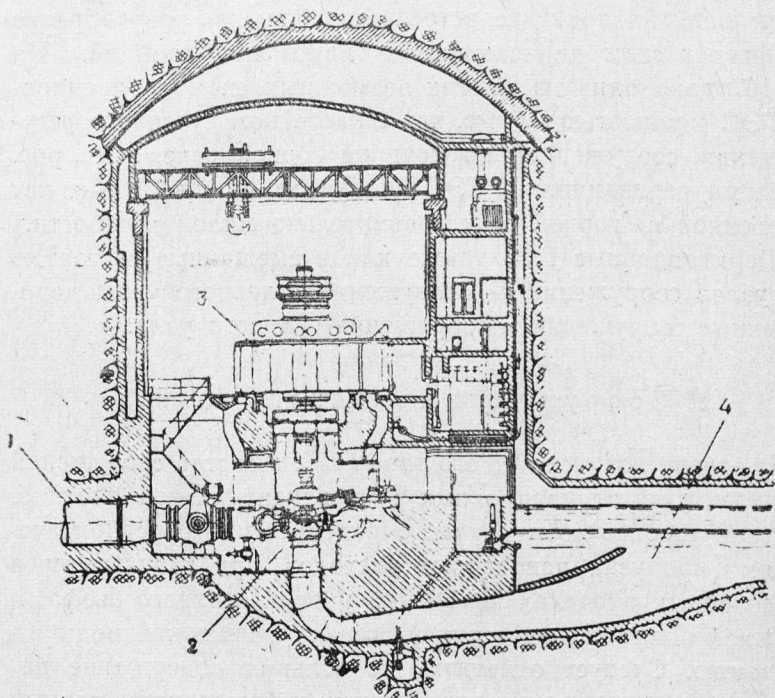


Рис. 106. Разрез здания подземной гидроэлектростанции: 1—напорный трубопровод; 2—турбина; 3—генератор; 4—отводящий тоннель

В зависимости от топографических, геологических и других условий, здание ГЭС может быть в основном подземное и надземное. В последнем случае оно может быть закрытого или открытого типа (рис. 105).

Использованная в турбинах вода отводится соответствующими сооружениями. В зависимости от типа ГЭС, местных условий и условий сопряжения с рекой концевой части отводящих сооружений, последние могут быть как безнапорными, так и напорными.

Схематический разрез по подземному типу здания ГЭС показан на рис. 106.

2. Деривационные гидроэлектростанции

Деривационные гидроэлектростанции также как и гидроэлектростанции смешанного типа, сооружаются преимущественно на горных реках. В зависимости от местных природных условий на практике встречается большое разнообразие технических схем деривационных гидроэлектростанций. На рис. 107 дана одна из многих возможных схем деривационной ГЭС мощностью 50 тыс. квт с бассейном суточного регулирования, сооруженной на крупной горной реке, а на рис. 108 схема деривационной ГЭС мощностью около 10 тыс. квт построенной на горной реке сравнительно малой мощности.

Деривационные ГЭС также как и смешанные состоят из трех узлов сооружений — сооружения головного узла, деривационные сооружения и сооружения силового узла.

а. Сооружение головного узла

В отличие от смешанного типа ГЭС, в состав сооружений головного узла деривационных ГЭС входит низкая плотина, высота которой в этом случае определяется в основном, условиями пропуска паводковых расходов, при допустимом в определенных пределах колебании уровня верхнего бьефа, и надежной подаче в достаточной степени очищенной воды в деривацию. Следует отметить, что большое содержание наносов как донных, так и взвешенных, в большинстве горных рек требует принятия специальных мер по предотвращению

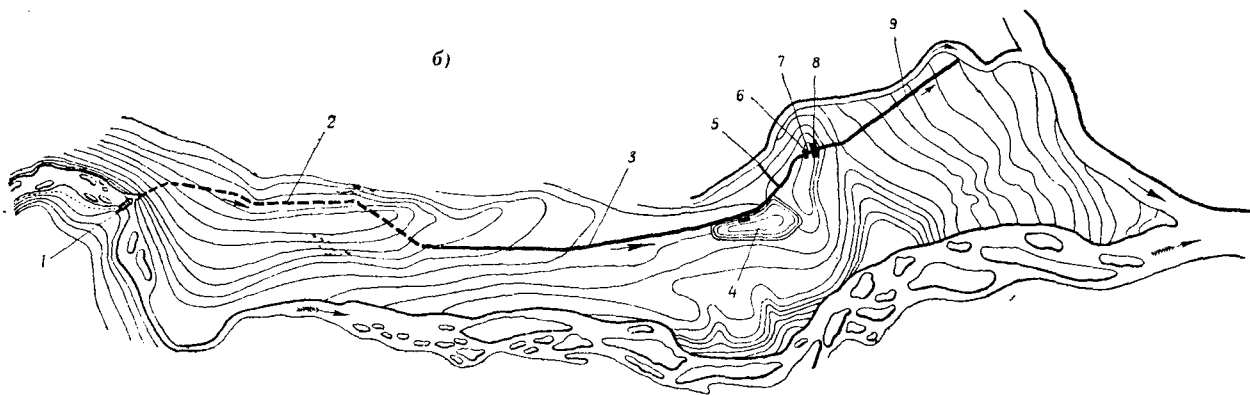
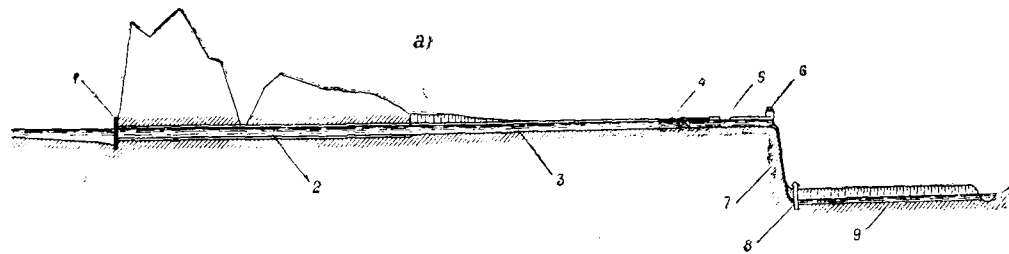


Рис. 107. Схема деривационной гидроэлектростанции со смешанной деривацией и бассейном суточного регулирования: а) план. б) продольный профиль: 1—плотина; 2—беснапорный тоннель; 3—открытый канал; 4—бассейн суточного регулирования; 5—поверхностный водослив; 6—напорный бассейн; 7—напорный трубопровод; 8—здание ГЭС; 9—отводящий канал

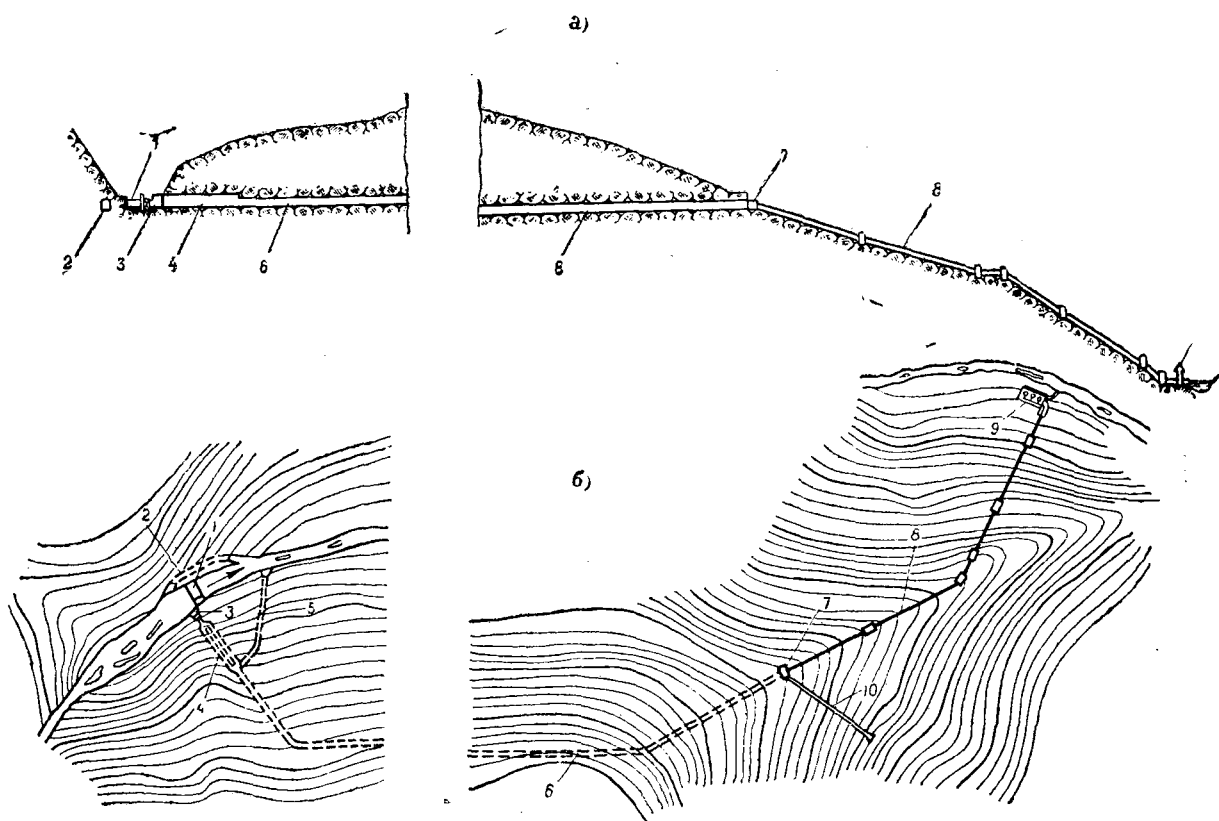


Рис. 108. Схема высоконапорной деривационной гидроэлектростанции с безнапорным тоннелем: а) продольный профиль. б) план: 1—водосливная плотина; 2—тоннельный водосброс; 3—водоприемник; 4—подземный отстойник; 5—промывная галерея отстойника; 6—деривационный тоннель; 7—напорный бассейн; 8—напорный трубопровод; 9—здание ГЭС; 10—мертвый водосброс

попадания их в деривацию в особенности при низких плотинах. Все эти требования, а также местные природные условия определяют в основном состав и компоновку головного узла сооружений деривационных ГЭС.

При наличии в воде большого количества взвешенных, сравнительно мелких, но значительно твердых наносов возникает опасение истирания ими турбин. Для предотвращения попадания этих наносов в турбины за водоприемником обычно устраиваются отстойные бассейны. В отстойниках вода движется малыми скоростями, благодаря чему в нем осаждаются мелкие фракции взвешенных наносов, которые тем или иным способом удаляются из отстойника. Существует несколько типов отстойников.

В ряде случаев также как и в смешанной схеме ГЭС в состав головного узла деривационных ГЭС включается также плотоход, рыбоход и другие сооружения описанные для смешанной схемы.

Забор воды из реки для деривационной ГЭС может быть осуществлен и без устройства плотины, в тех случаях, когда забираемый расход составляет определенную часть от расходов реки.

На рис. 109 представлена одна из схем головного узла деривационной ГЭС, включающей в свой состав так называемую разборчатую плотину т. е. водосбросную плотину с низким порогом, водоприемник, сифонный водосброс и плотоход. Пропуск паводковых расходов осуществляется через щитовые отверстия путем открытия необходимого количества из четырех щитов. Расположенный с правой стороны от щитовых отверстий сифонный водосброс обеспечивает сброс нарастающего паводкового расхода до открытия щитов. Справа от сифонного водосброса расположен плотоход для пропуска плотов с верхнего бьефа в нижний.

Забор воды из реки осуществляется водоприемником, расположенным на левом берегу реки и примыкающим непосредственно к крайнему щитовому отверстию. Для предотвращения попадания донных наносов у входа водоприемника устроен порог. Наносы откладываемые перед этим порогом промываются путем открытия крайнего левого щита плоти-

ны. Во избежание попадания крупных плавающих тел за порогом устроена забральная балка и грубая решетка. Для задержки проникших в водохранилище донных наносов устроен второй порог с промывником. В конце водоприемника перед входом в деривационный тоннель расположены щиты, регулирующие, а в случае необходимости обеспечивающие полное прекращение поступления воды в деривацию.

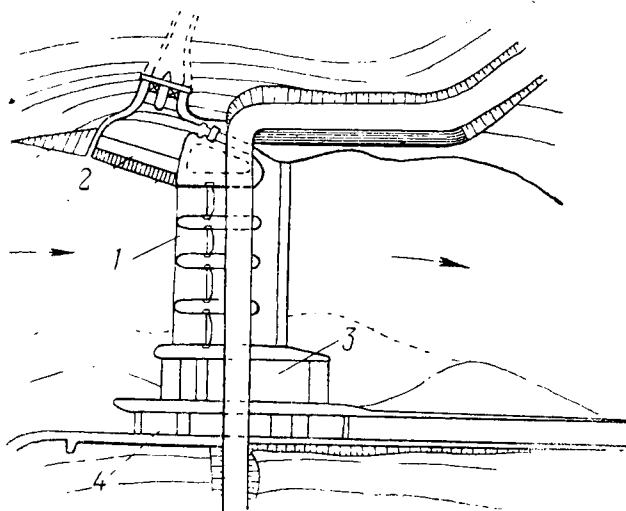


Рис. 109. Сооружения силового узла: 1—плотина; 2—водоприемник; 3—сифонный водосброс; 4—плотоход

б. Деривационные сооружения

В деривационных схемах ГЭС, как правило, применяется безнапорная деривация, главным образом в виде открытого канала и тоннеля, краткая характеристика которых была дана выше при описании сооружений ГЭС смешанного типа. Если длина безнапорной деривации большая, то во избежание перелива воды через бермы канала, или в напорном бассейне ГЭС при уменьшении расходов ГЭС в конце деривации устраивается поверхностный сброс. При сравнительно

коротких каналах последние могут быть саморегулирующимися, т. е. без устройства поверхностного водосброса.

Следует отметить, что в отдельных случаях напорная деривация может находить применение и в чисто деривационных схемах. Это имеет место при использовании малых водотоков, когда подвод воды к зданию ГЭС осуществляется прокладкой напорного водовода по ущелью вдоль русла реки. При этом напорный водовод, приспособляемый к топографии местности, на отдельных участках может иметь и обратные уклоны.

Когда в прошлом в качестве водовода использовались деревянные трубы, то в целях поддержания деревянной клепки под определенным постоянным давлением воды, трубопровод делался напорным.

в. Сооружения силового узла

Деривация обычно заканчивается силовым узлом, при этом основное отличие силовых узлов смешанного и деривационного типов ГЭС заключается в том, что в первом случае мы имеем преимущественно напорную деривацию, заканчивающуюся уравнительным резервуаром, а во втором безнапорную деривацию с напорным бассейном, требующим устройства для сброса избыточного расхода (рис. 110, 111).

На практике встречаются деривационные гидроэлектростанции с напорным тоннелем и уравнительной шахтой в конце. В частном случае такое решение вопроса может быть принято тогда, когда по геологическим и другим условиям затруднено устройство холостого сброса у напорного бассейна.

Краткая характеристика силовых узлов сооружений ГЭС как с уравнительной шахтой, так и напорным бассейном дана при описании ГЭС смешанного типа.

Следует отметить, что при потребности подачи воды на другие нужды (орошение, водоснабжение и др.) водозаборные сооружения могут быть устроены, в зависимости от тре-

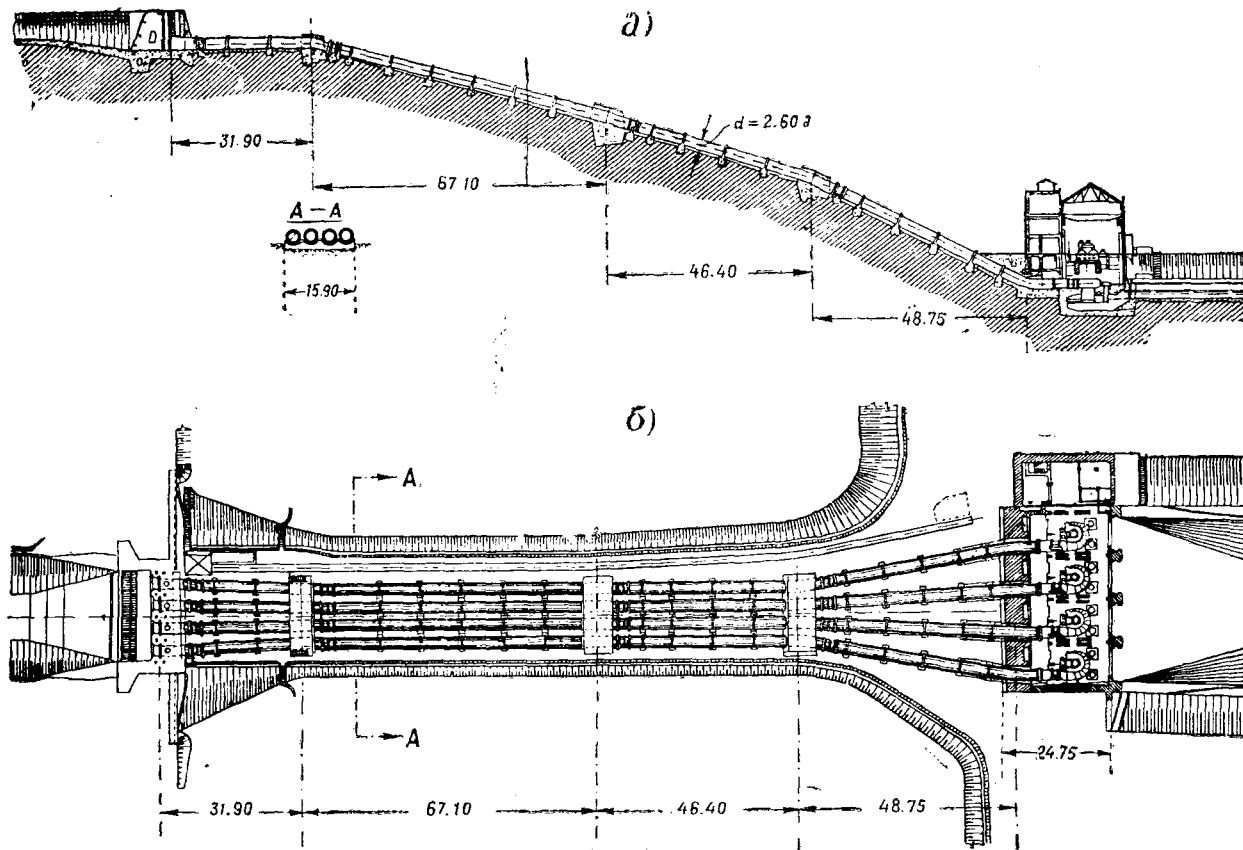


Рис. 110. План и продольный профиль силового узла деривационной гидроэлектростанции

бований этих потребителей, при плотине, на деривации или у напорного бассейна.

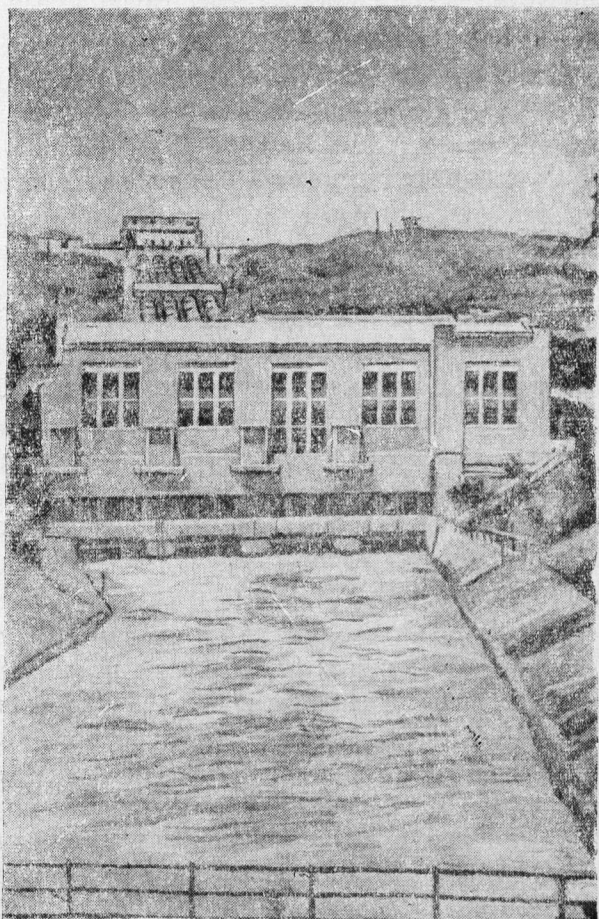


Рис. 111. Вид силового узла деривационной гидроэлектростанции

3. Плотинные гидроэлектростанции

Плотинные ГЭС представляют собой установки включающие в себе комплекс гидротехнических сооружений и оборудования, размещенного у плотины, и составляющего вместе с ней один общий узел.

Как было отмечено в главе четвертой, плотинные ГЭС по своей технической схеме делятся на две группы — русловые и приплотинные. Каждая из этих групп имеет свои особенности, как по составу, так и по размещению гидротехнических сооружений и оборудования. Рассмотрим каждую из этих групп в отдельности.

А. Русловые гидроэлектростанции

Русловые ГЭС применяются большей частью на равнинных реках и используют напоры до 25—30 м, хотя при очень малых мощностях верхним пределом может быть 6—10 м. В пределах этих напоров представляется еще возможным расположение турбин в открытых бетонных камерах. Для более высоких напоров становится необходимым применение турбин закрытого типа, т. е. турбин помещенных в металлических спиральных камерах и подвод воды к турбинам может быть осуществлен металлическими трубопроводами. Следовательно, при больших напорах приходится переходить на ГЭС приплотинного типа.

В состав основных сооружений русловых ГЭС сооружаемых на крупных равнинных реках, кроме плотины и здания ГЭС обычно входит судоходный шлюз. Однако если река используется для нужд других отраслей народного хозяйства — лесосплава, рыбного хозяйства, орошения, водоснабжения и др. к отмеченным трем основным сооружениям может добавиться комплекс других сооружений — лесосплавные сооружения, сооружения для пропуска рыб, водозаборные сооружения для орошения и водоснабжения и др.

Наряду с созданием напора (а в ряде случаев и водохранилища), в русловых установках также как и некоторых других типах ГЭС плотина должна обеспечить пропуск паводковых расходов при определенном уровне подпертого горизонта, не допускающего затопляемость берегов реки. Кроме того, в районах с суровыми климатическими условиями плотина должна обеспечить пропуск льда и шуги с верхнего бьефа в нижний.

Для пропуска паводков и льда обычно применяется плотина водосливного типа с щитами, расположенными на гребне плотины.

При сооружении плотин на равнинных реках борьба с наносами не является столь актуальной, как для плотин сооружаемых на горных реках. Равнинные реки несут обычно наносы мелких фракций не превышающих по крупности мелкие пески. При небольших сравнительно подпорах русловых ГЭС скорости воды в подпертом русле реки бывают близкими или несколько превышающими бытовые скорости, поэтому наносы обычно не задерживаются в подпертом бьефе и проносятся вместе с водой. В связи с этим, для водосливных плотин необходимо предусмотреть специальные щитовые отверстия с низким порогом для пропуска наносов. При наличии крупных наносов одним из мероприятий, применяемых для русловых установок, является создание повышенного порога при входе в водоприемник и промыв отложившихся перед этим порогом наносов через прилегающее отверстие плотины.

Как было отмечено, в русловых установках напорный трубопровод отсутствует и вода с верхнего бьефа через открытую бетонную камеру поступает в турбину.

Назначением судоходных шлюзов является пропуск судов по реке в обоих направлениях в условиях созданного искусственного подпора. В зависимости от величины подпора образуемого плотиной судоходные шлюзы бывают одноступенчатые (однокамерные) и многоступенчатые (многокамерные).

Сплав леса допускается и по судоходным рекам, если он не вызывает затруднений для судоходства, однако, например, самый простой сплав россыпью или модем не допускается в судоходных реках ввиду опасности для судов.

В зависимости от рода сплава при плотинах предусматривается устройство бревнеспуска, представляющего собой лоток для сплава леса россыпью или плотохода для спуска плотов.

Существенное значение для нормальной работы сооружений имеет правильное их взаимное размещение.

Расположение плотины в плане рекомендуется принять по возможности перпендикулярное по отношению направления течения реки в нижнем бьефе. Это позволяет в значительной степени предотвратить подмыв берегов от переливающейся или вытекающей из под шитов воды и максимально сократить объем работ и стоимость берегозащитных стен в нижнем бьефе. Это положение в определенной степени остается в силе и для здания ГЭС, хотя небольшие сравнительно скорости выходящей из турбинных камер воды не представляют столь большой опасности. Тем не менее обычно здание ГЭС также располагают перпендикулярно к оси течения реки, хотя имеется много примеров и косого расположения здания ГЭС.

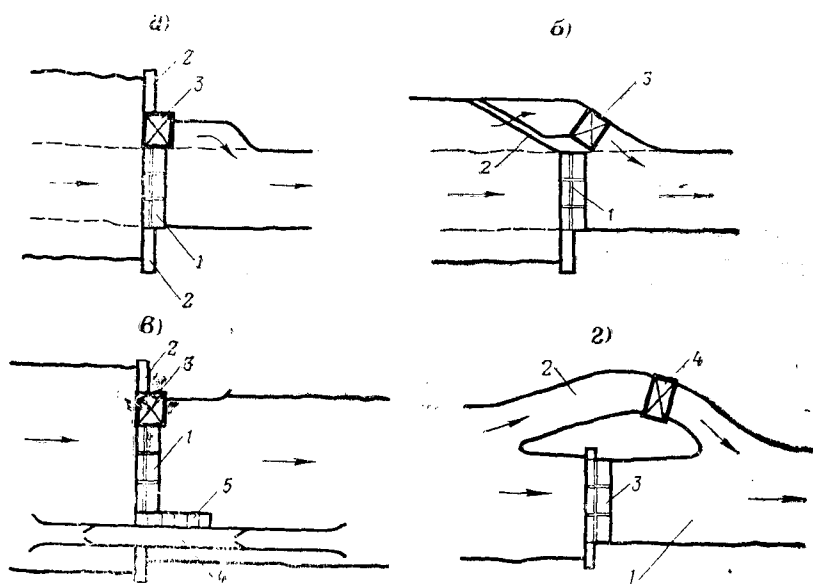


Рис. 112. Схема расположения русловой гидроэлектростанции: а) 1—плотина с водосливом; 2—глухая часть плотины; 3—здание ГЭС. б) 1—плотина с водосливом; 2—ледозащитная стена; 3—здание ГЭС. в) 1—плотина с водосливом; 2—глухая часть плотины; 3—здание ГЭС; 4—судоходный шлюз; 5—рыбоход. д) 1—основное русло реки; 2—рукав реки; 3—плотина; 4—здание ГЭС

На рис. 112а представлена схема компоновки руслового узла установки, состоящей только из плотины и здания ГЭС.

При наличии плавающего льда в большом количестве, во избежание навала льда на здание станции, устраивают специальную ледозащитную стенку, которая отводит лед к отверстиям плотины. В этом случае между этой стенкой и зданием ГЭС создается проточный бассейн называемый аванкамерой. Схема такого размещения сооружений представлена

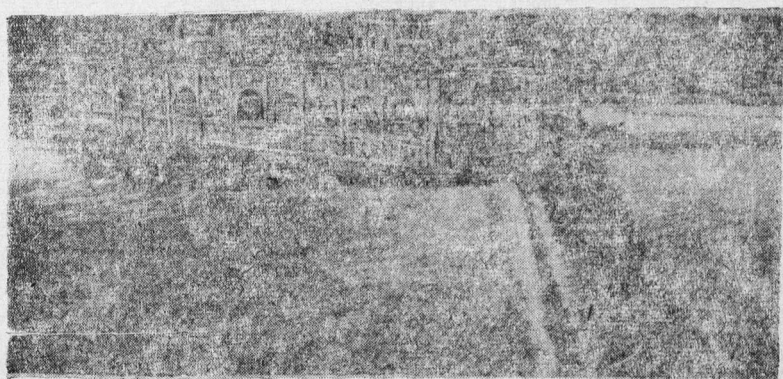
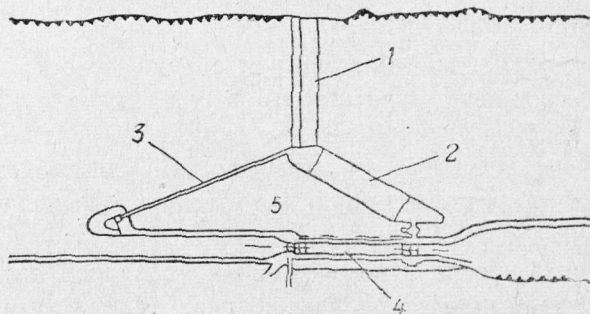


Рис. 113. План сооружения Волховской ГЭС: а) 1—водосливная плотина; 2—здание ГЭС; 3—ледозащитная стенка; 4—судоходный шлюз.
б) вид Волховской гидроэлектростанции

ны на рис. 112б. Примером компоновки комплексного узла русловой ГЭС средней мощности при составе сооружений — плотина, здание ГЭС и судоходный шлюз, может служить Волховская ГЭС, построенная на р. Волхове по плану ГОЭЛРО. На рис. 113а изображен схематический план, а на рис. 113б вид на Волховскую ГЭС.

В приведенных схемах плотина обычно состоит: из водосливной части, в пределах которой осуществляется пропуск паводковых расходов и глухих частей сопрягающих с берегами здание ГЭС и водосливную часть плотины. Последняя может быть осуществлена либо в виде простого открытого водослива без щитов, либо со щитами разных типов, которые при пропуске паводковых расходов полностью или частично освобождают русло реки.

При ограниченной ширине русла реки иногда оказывается целесообразным расширить русло и здание ГЭС расположить в искусственной выемке (рис. 113в). Однако такое решение вопроса не всегда оказывается экономически оправданным, так как оно зачастую связано с выполнением в большом объеме земляных и скальных работ. Как показывает практика, более целесообразным оказалось применение т. н. совмещенных и водосливных типов здания ГЭС (рис. 113 г). Эти новые типы здания ГЭС получили большое развитие в особенности в СССР. Достаточно отметить, что из 25 таких ГЭС запроектированных в СССР гидроэлектростанций, более половины уже осуществлено, что объясняется рядом технических и экономических преимуществ этих ГЭС.

Применение водосливных и совмещенных типов ГЭС, обеспечивая пропуски паводковых расходов через стационарную часть ГЭС, позволяет частично или полностью отказаться от водосливной части плотины.

На рис. 114 изображен продольный разрез по одному из вариантов водосливной ГЭС.

Если река имеет рукав, то располагая плотину в главном русле реки, здание ГЭС можно разместить в русле рукава реки (рис. 115).

На рис. 115 схематически представлен план мощной русловой установки, состоящей из сложного комплекса гидротехнических сооружений. Большой расчетный расход реки и недостаточная ширина основного русла реки продиктовали расположить в главном русле реки только водосливную плотину и рыбоходы, а здание ГЭС и судоходный шлюз разместить отдельно в рукаве реки.

К русловым установкам может быть отнесена также бычковая ГЭС, поскольку здание ГЭС, размещенное в теле бычка составляет вместе с ним одно сооружение, восприни-

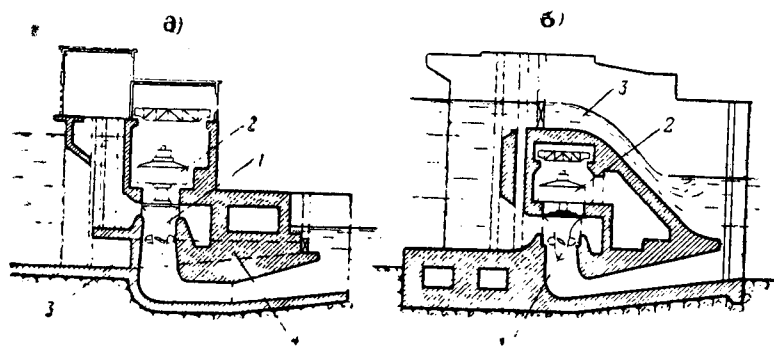


Рис. 114. Разрезы совмещенной и водосливной гидроэлектростанции: а) совмещенная ГЭС; 1—турбина; 2—генератор; 3—входная часть донной водосбросной галерей

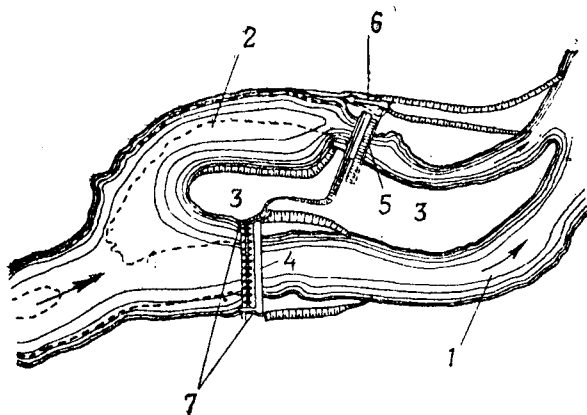


Рис. 115. Схема расположения сооружения мощной русловой гидроэлектростанции: 1—главное русло реки; 2—ветвь реки; 3—остров; 4—водосливная плотина; 5—здание ГЭС; 6—судоходный шлюз; 7—рыбоход

мающее давление воды, передаваемое как непосредственно при прохождении паводков через щитовые отверстия, так и через опоры щитов при закрытых щитах.

Примером русловой бычковой ГЭС, впервые осуществленной в СССР, является Ортачала ГЭС на р. Куре (рис. 116).

На рис. 117 дан вид на эту установку с верхнего бьефа.

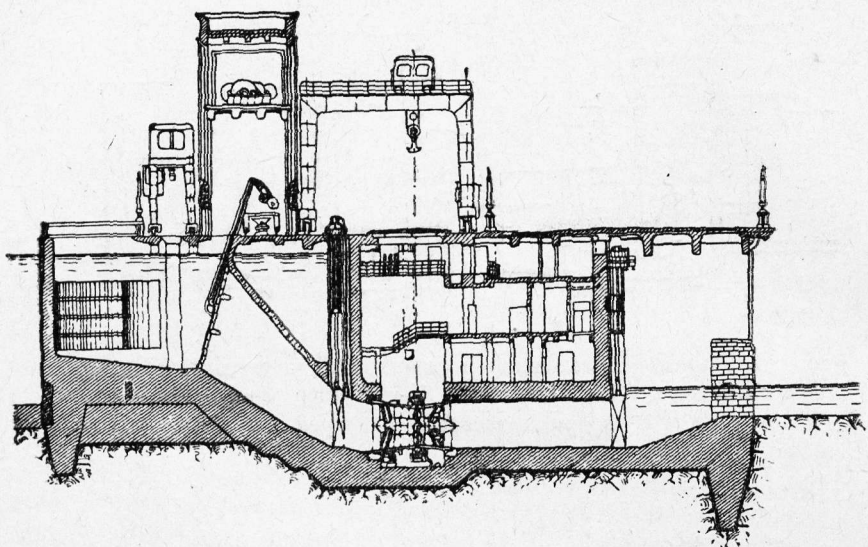


Рис. 116. Разрез гидроэлектростанции встроенной в бычок

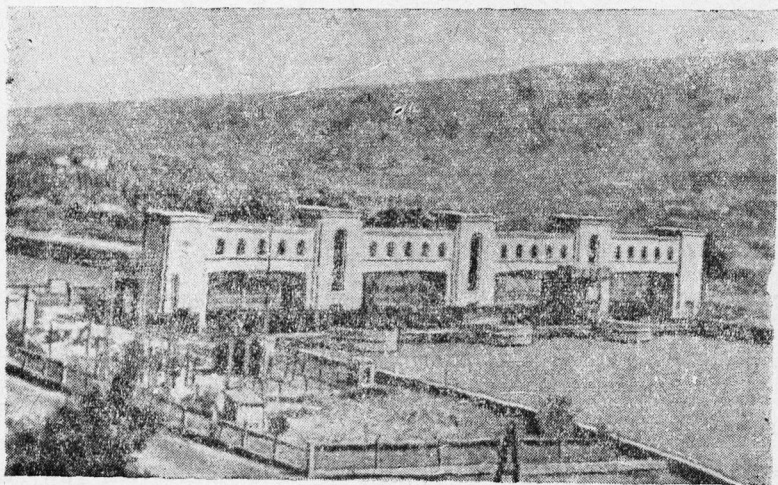


Рис. 117. Вид гидроэлектростанции встроенной в бычок

6. Приплотинные гидроэлектростанции

Как было отмечено в главе четвертой, основные признаки приплотинных ГЭС, отличающих их от русловых установок заключаются в том, что в этом случае: а) здание ГЭС, сооружаемое как самостоятельное сооружение, располагае-

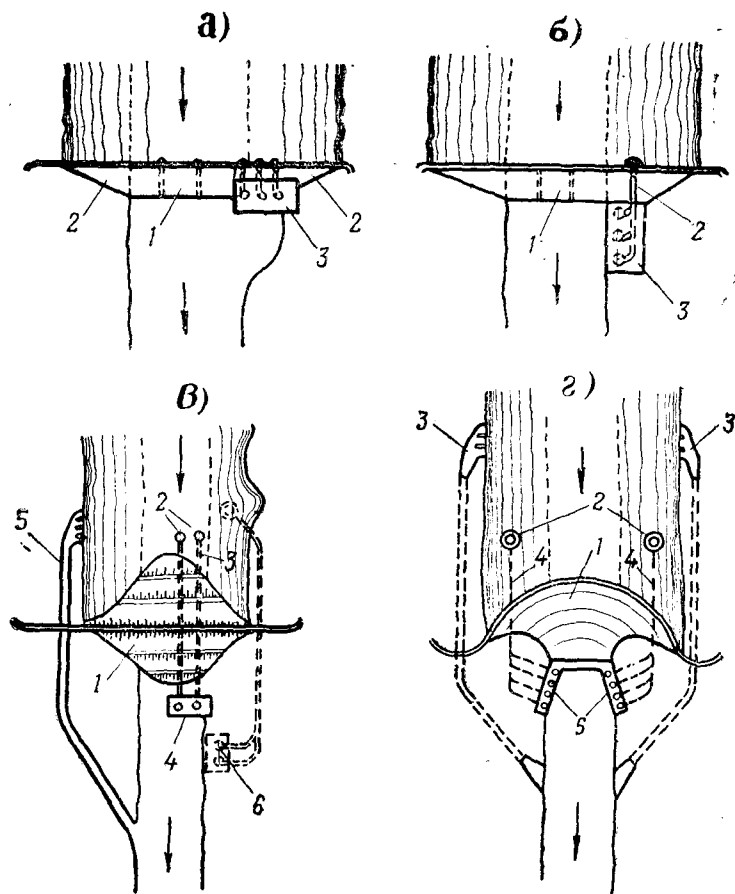


Рис. 118. Схемы приплотинных гидроэлектростанций: а) 1—водосливная часть плотины; 2—глухая часть плотины; 3—здание ГЭС; б) 1—плотина; 2—напорный трубопровод; 3—здание ГЭС; в) 1—плотина (возведённая из местных материалов); 2—водоприёмник; 3—напорный трубопровод; 4—здание ГЭС; 5—поверхностный водоприёмник; 6—вариант расположения здания ГЭС; д) 1—бетонная плотина; 2—водоприёмник; 3—поверхностный водосброс; 4—напорный трубопровод; 5—здание ГЭС

мое в непосредственной близости от плотины, не принимает на себя гидростатического давления воды и б) в состав сооружений ГЭС в качестве обязательного элемента входит напорный трубопровод того или иного типа.

Приплотинные ГЭС применяются в весьма широком диапазоне напоров.

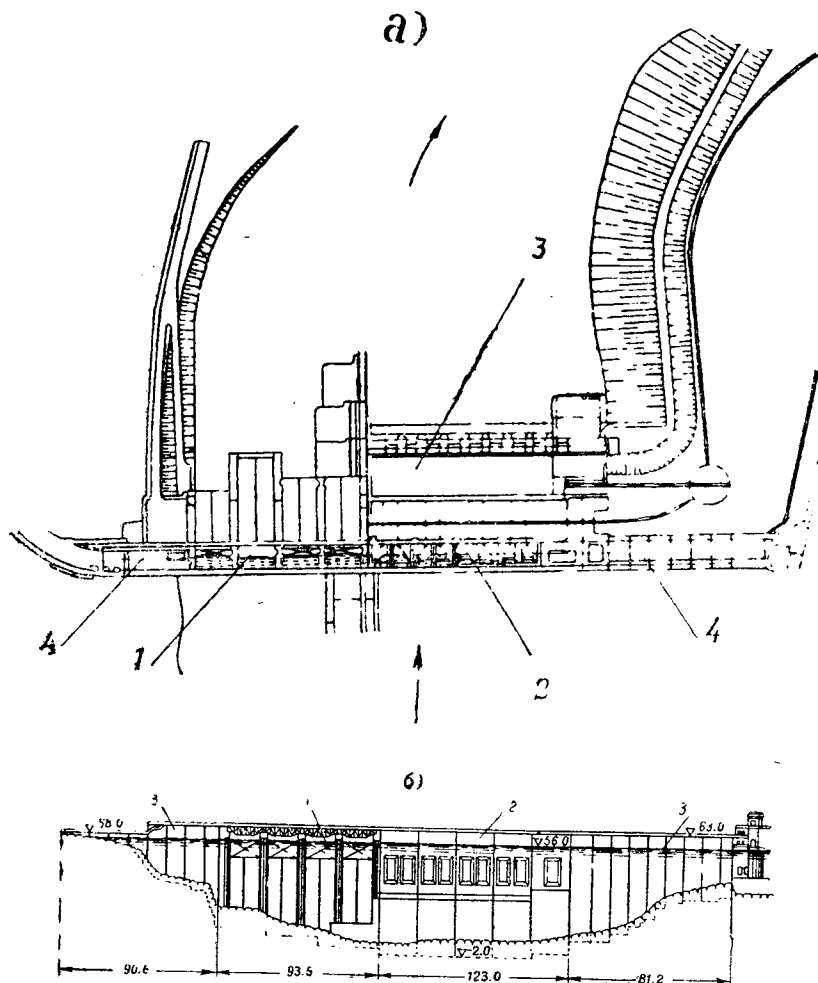


Рис. 119. Усть-Каменогорская гидроэлектростанция: а) план: 1—водосливная часть плотины; 2—водоприёмник; 3—здание ГЭС; 4—глухая часть плотины; б) вид с верхнего бьефа: 1—водосливная часть плотины; 2—передняя часть приплотинной ГЭС; 3—глухая часть плотины

В связи со строительством за последнее время очень высоких плотин верхний предел используемых приплотинной установкой напоров может дойти до 300 м и больше.

В зависимости от типа плотины, ее высоты и местных топографических и геологических условий возможно большое разнообразие в компоновке сооружений приплотинных ГЭС.

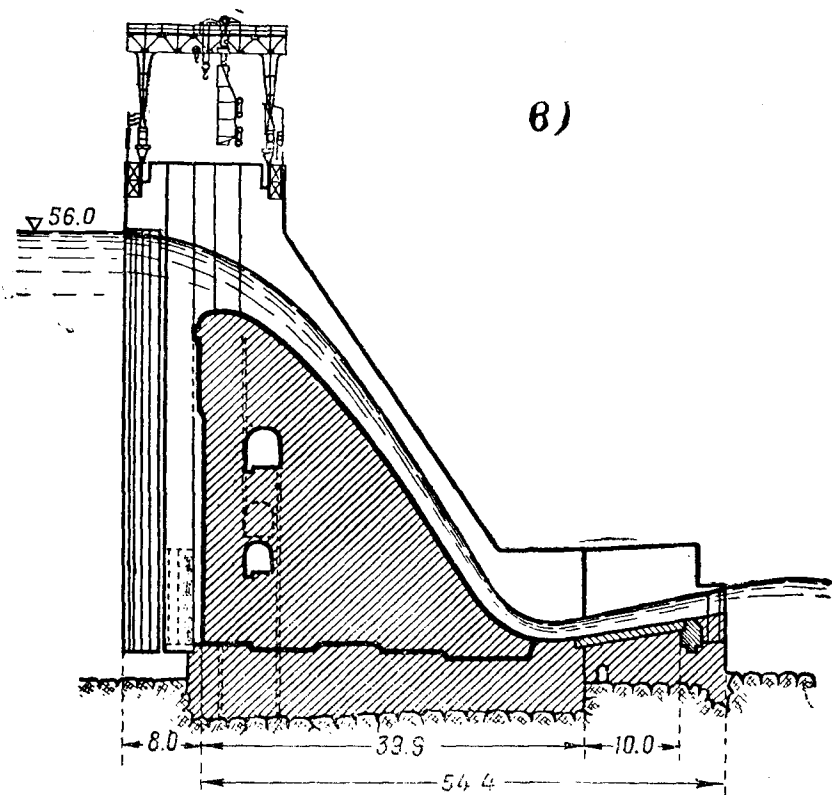


Рис. 113. в) разрез плотины в в одосливной части

Наиболее простое решение вопроса размещения узла сооружений для ГЭС средней мощности достигается при бетонных плотинах. В этом случае здание ГЭС может быть расположено непосредственно у низовой грани плотины параллельно к ее оси (рис. 118а).

Водоприемник обычно располагается на верховой грани плотины, отсюда вода по напорным трубопроводам, проло-

женным через бетонное тело плотины, а затем через здание ГЭС подводится непосредственно к турбинам.

Такое расположение ГЭС обеспечивающее максимальное сокращение всего водопроводящего тракта между верхним и нижним бьефами позволяет значительно сократить объемы работ и удешевить стоимость всей установки.

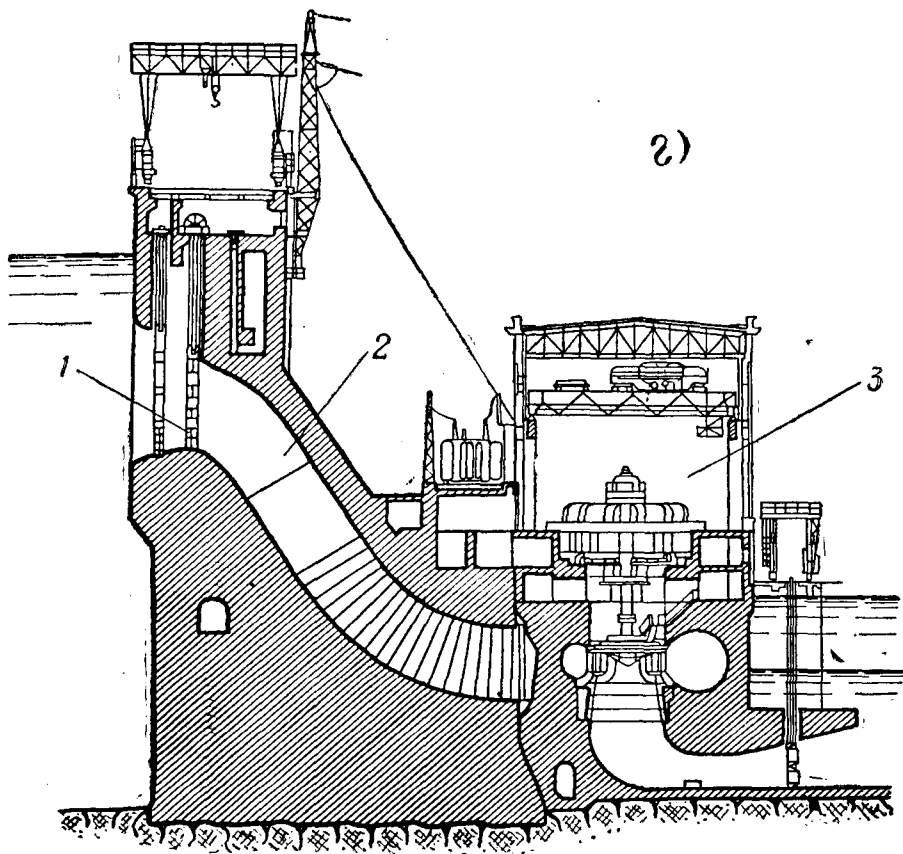


Рис. 119. г) 1—водоприёмник; 2—напорный трубопровод;
3—здание ГЭС

По такой схеме построены многие гидроэлектростанции, как за рубежом, так и в Советском Союзе. На рис. 119 даны вид с верхнего бьефа и разрезы по водосливной и станцион-

ной частям, а на рис. 120 вид с нижнего бьефа на Усть-Каменогорскую ГЭС на р. Иртыше, построенной по такой схеме.

В некоторых случаях оказывается более целесообразным расположение здания ГЭС под прямым углом к оси плотины (рис. 118б). В этом случае водоприемник располагается также как в предыдущем случае на верховой грани плотины. Напорный трубопровод, прокладываемый вначале через тело плотины, затем переходит в открытый трубопровод, подводящий воду к зданию ГЭС.

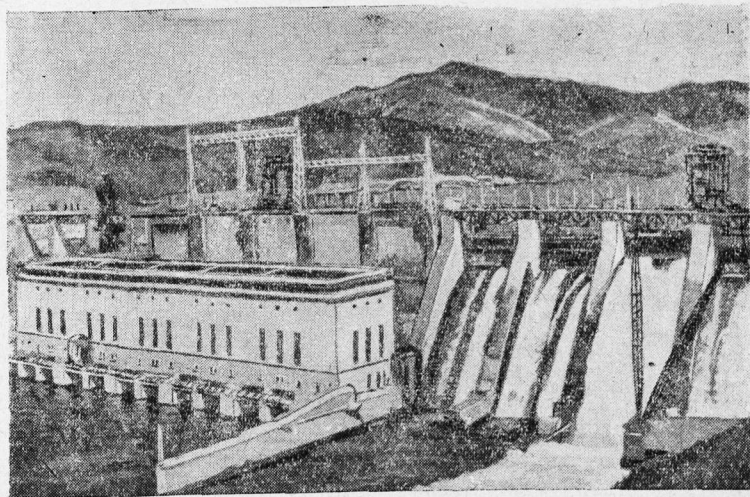


Рис. 120. Вид с нижнего бьефа Усть-Каменогорской гидроэлектростанции

Водосливная часть плотины, как в первом, так и во втором случаях, располагается в пределах русла реки. Для земляных плотин и плотин из каменной наброски машинное здание располагается у низового откоса плотины. Водоприемники располагаются в подпертом бьефе выше плотины. Напорный трубопровод может быть проложен либо под основанием плотины (рис. 118в) либо через склон ущелья в обход от тела плотины (пунктирная линия).

В последнем случае, напорный трубопровод иногда прокладывается в специальных тоннелях. При определенном соотношении длины трубопровода к напору ГЭС, может потре-

боваться устройство уравнильной шахты. Последний может быть выполнен из металла или железобетона. При значительном расстоянии от водоприемника до машинного здания

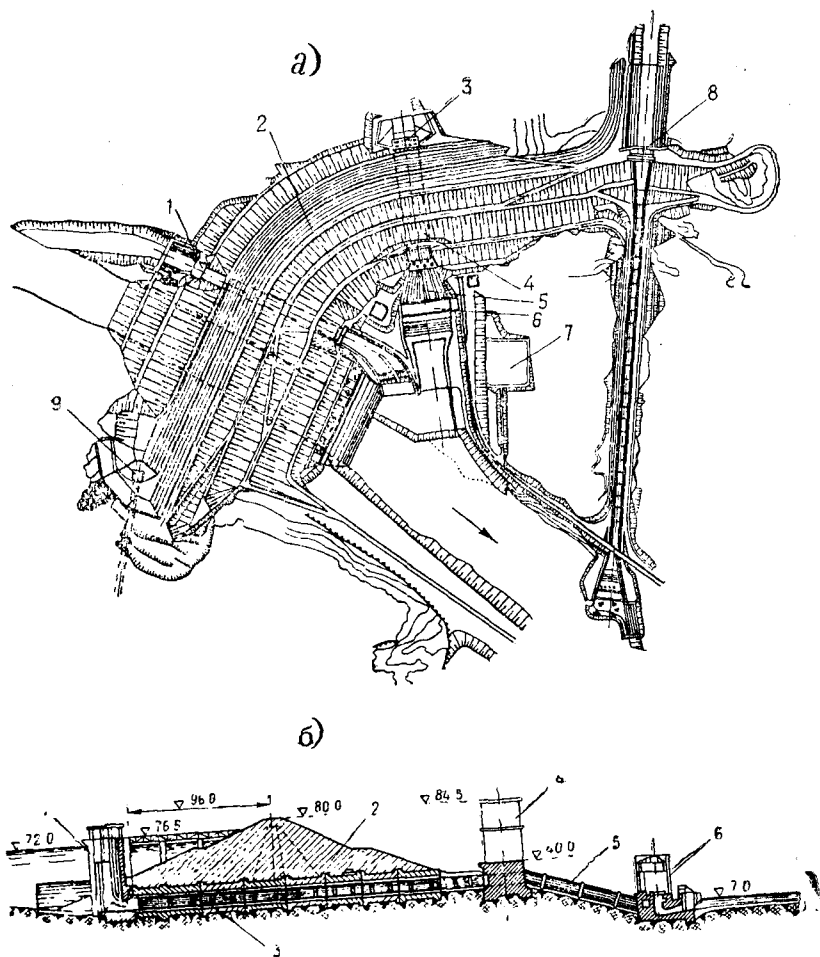


Рис. 121. Мингечаурская ГЭС: а) 1—водосливной водосброс; 2—земляная плотина; 3—водоприёмник; 4—водовод ведущий воду с водоприёмника к уравнильной башне; 5—напорный трубопровод; 6—здание ГЭС; 7—открытая подстанция; 8—поверхностный водосброс; 9—водоприёмник неэнергетического назначения; б) 1—водоприёмник; 2—плотина; 3—водовод; 4—уравнильная башня; 5—напорный трубопровод; 6—здание ГЭС

ГЭС начальная часть напорного трубопровода может быть заменена напорным тоннелем и лишь в концевой части устроен металлический напорный трубопровод, состоящий в зависимости от числа турбин из одной или нескольких ниток. Примером осуществления ГЭС по этой схеме может служить Мингечаурская ГЭС на р. Куре в Азербайджанской ССР.

На рис. 121 даны план и разрез по водоподводящим сооружениям и зданию ГЭС этой установки.

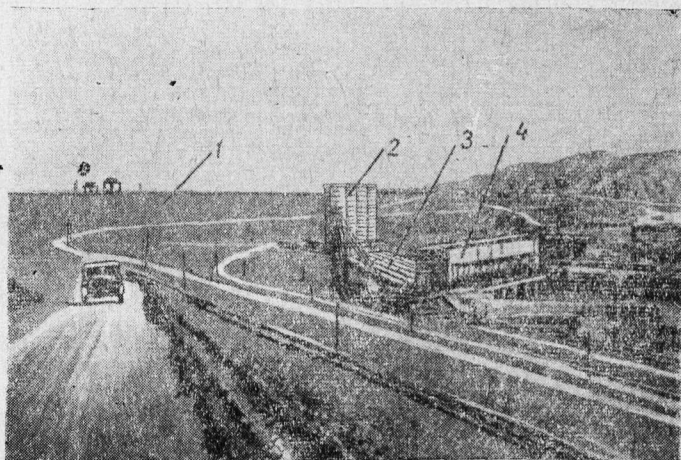


Рис. 122. Мингечаурская ГЭС. Вид с нижнего бьефа: 1—земляная плотина; 2—уровнительные башни; 3—напорные трубопроводы; 4—здание ГЭС

В состав Мингечаурского гидроузла входят: земляная плотина максимальной высотой 80 м и длиной по гребню 1550 м, донный водосброс на расход воды 300 м³/сек и поверхностный водосброс на расход 200 м³/сек и здание ГЭС с водоподводящими сооружениями. Последние состоят из водоприемников, железобетонного водовода, уравнильных башен и напорных трубопроводов.

На фото (рис. 122) дан вид на Мингечаурскую ГЭС с нижнего бьефа.

По аналогичной схеме строится Нурекская ГЭС в Таджикской ССР с плотиной высотой 300 м из местных мате-

риалов и гидроэлектростанцией, расположенной у низового откоса плотины на правом берегу реки Вахш (рис. 123).

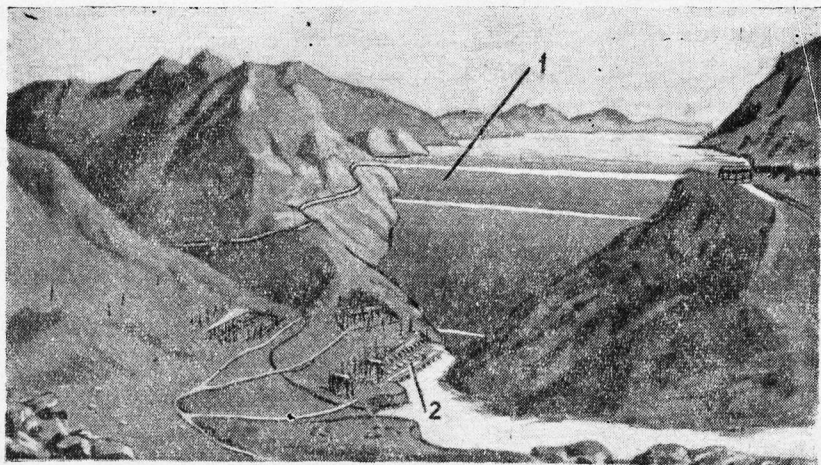


Рис. 123. Вид Нурекской гидроэлектростанции: 1—плотина; 2—здание ГЭС

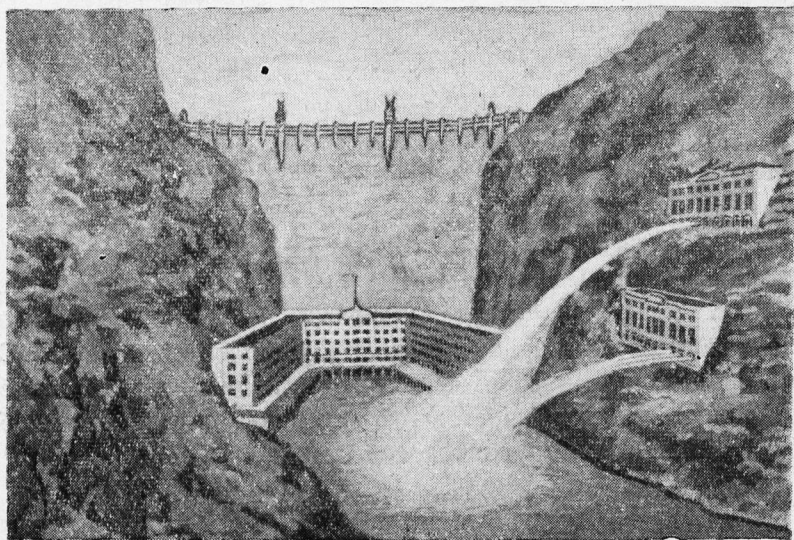


Рис. 124. Вид гидроэлектростанции Боулдер (США)

При сооружении весьма высоких бетонных плотин на крупных реках здание ГЭС в зависимости от мощности ГЭС может быть расположено и на обоих берегах параллельно руслу реки (рис. 118г, 124).

Одной из крупных установок приплотинного типа является Днепровская ГЭС им. В. И. Ленина построенная в 1932 году по плану ГОЭЛРО. В состав гидроузла входят: водосливная и глухие бетонные гравитационные плотины, здание ГЭС с водоприемником и турбинным водоводом и судоходный трехкамерный шлюз (рис. 125). Бетонная плотина имеет в плане криволинейное очертание для увеличения водосливного фронта. Плотина имеет 47 водосливных отверстий, перекрытых плоскими щитами.

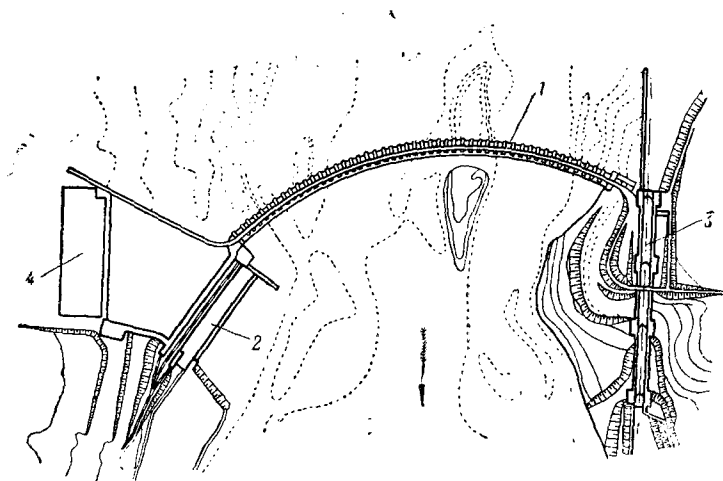


Рис. 125. ДнепроГЭС (план): 1—водосливная плотина; 2—здание ГЭС; 3—судоходный шлюз; 4—открытая подстанция

Здание ГЭС расположено на правом берегу реки. На левом берегу расположен трехкамерный судоходный шлюз. В здании ГЭС установлено 9 агрегатов мощностью по 72 тыс. квт каждый. Производится расширение ГЭС мощностью до 1,4 млн. квт, путем использования части водосливных пролетов для установки шести агрегатов по 125 тыс. квт. На рис. 126 показан общий вид Днепровской ГЭС с нижнего бьефа.

По приплотинной схеме на р. Ангара построена крупнейшая гидроэлектростанция Братская ГЭС мощностью 4,5

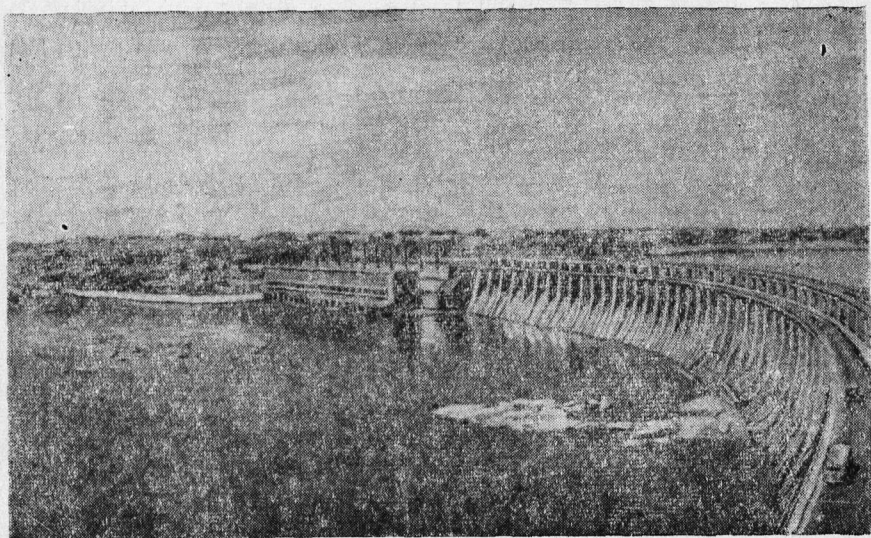


Рис. 126. ДнепроГЭС. Общий вид

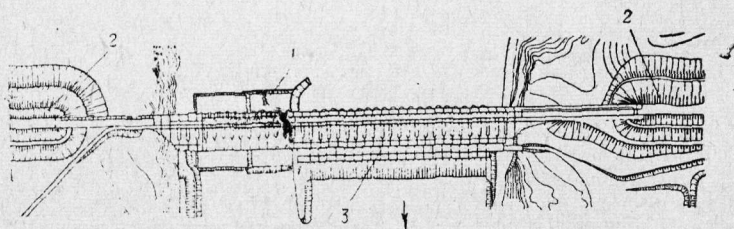


Рис. 127. План Братской ГЭС: 1—бетонная плотина; 2—земляные плотины; 3—здание ГЭС

млн. квт (рис. 127). В комплекс сооружений ГЭС входят: бетонная плотина высотой 110 м и длиной по гребню 1441 м, земляные плотины, сопрягающие бетонную плотину с берегами и здание ГЭС. Бетонная плотина состоит из стационарной части длиной 440 м, с 20 водоприемными отверстиями и напорными трубопроводами в водосливной части длиной 242 м с 10 водосливными пролетами и глухих частей на обоих берегах.

На рис. 128 показан поперечный разрез, а на рис. 129 общий вид на установку с нижнего бьефа.

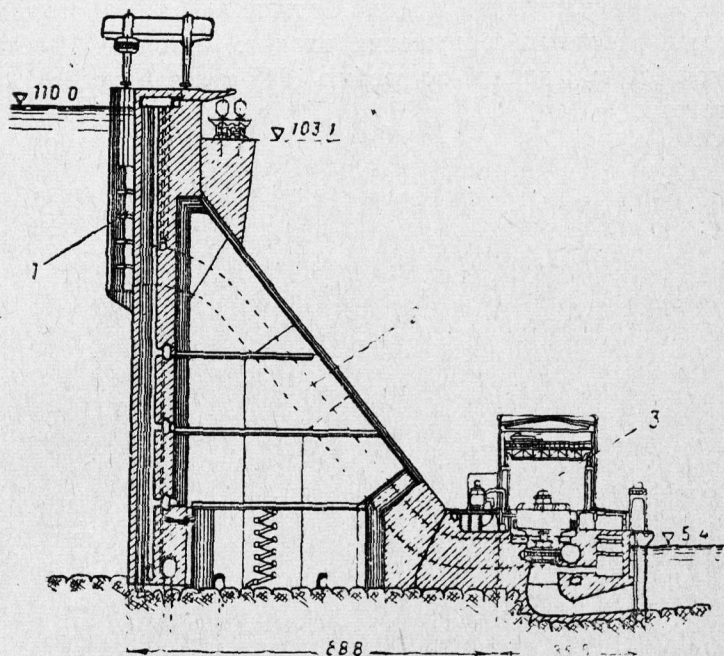


Рис. 128. Разрез по плотине Братской ГЭС: 1—водоприемник; 2—напорный трубопровод; 3—здание ГЭС

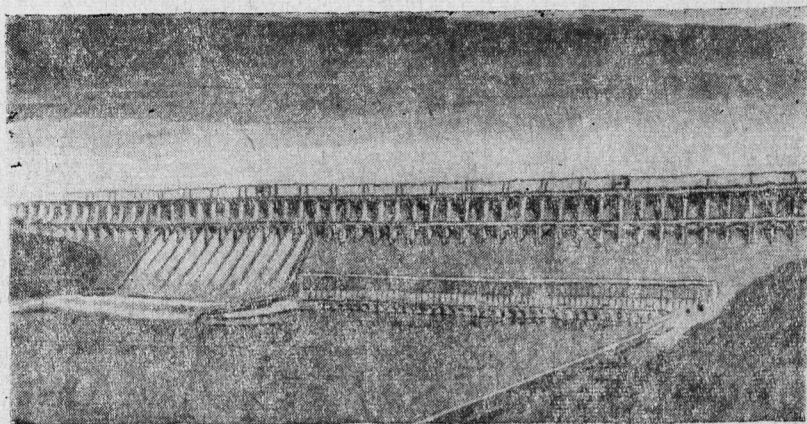


Рис. 129. Общий вид Братской ГЭС

На рис. 130 показан план, а на рис. 131 общий вид на крупнейшую Красноярскую ГЭС сооруженной на р. Енисее, также по приплотинной схеме. Мощность ГЭС 6,0 млн. квт. В состав основных сооружений входят: бетонная плотина высотой 120 м и длиной по гребню 1045 м и здание ГЭС с 12 агрегатами.

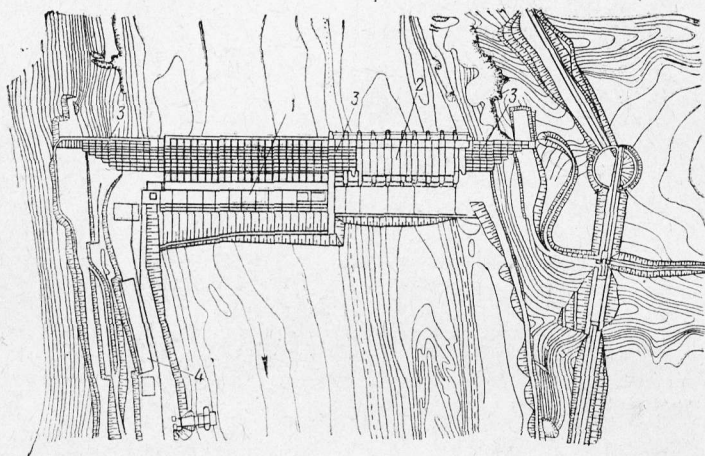


Рис. 130. План Красноярской ГЭС: 1—здание ГЭС; 2—водосливная часть плотины; 3—глухая плотина; 4—открытая подстанция

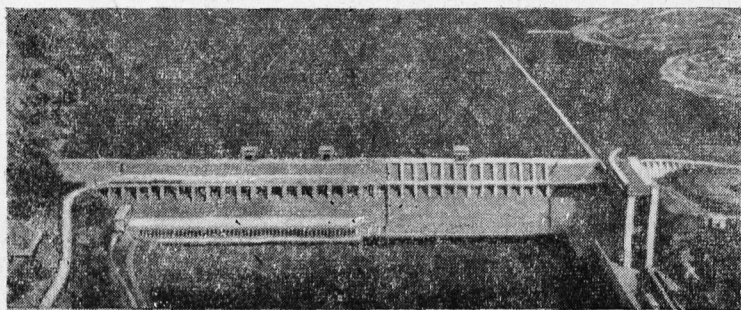


Рис. 131. Общий вид Красноярской ГЭС (по макету)

Плотина состоит из трех частей: станционной длиной 360 м, водосливной длиной 255 м и соединяющей их между собой и берегами глухих плотин.

По своеобразной приплотинной схеме запроектирована вторая крупнейшая строящаяся установка в мире—Саянская ГЭС (рис. 132). В комплекс гидроузла входят плотина, водосбросные сооружения и здание ГЭС с подводящими и отводящими сооружениями. При этом, здание ГЭС расположено на расстоянии около 500 м от плотины.

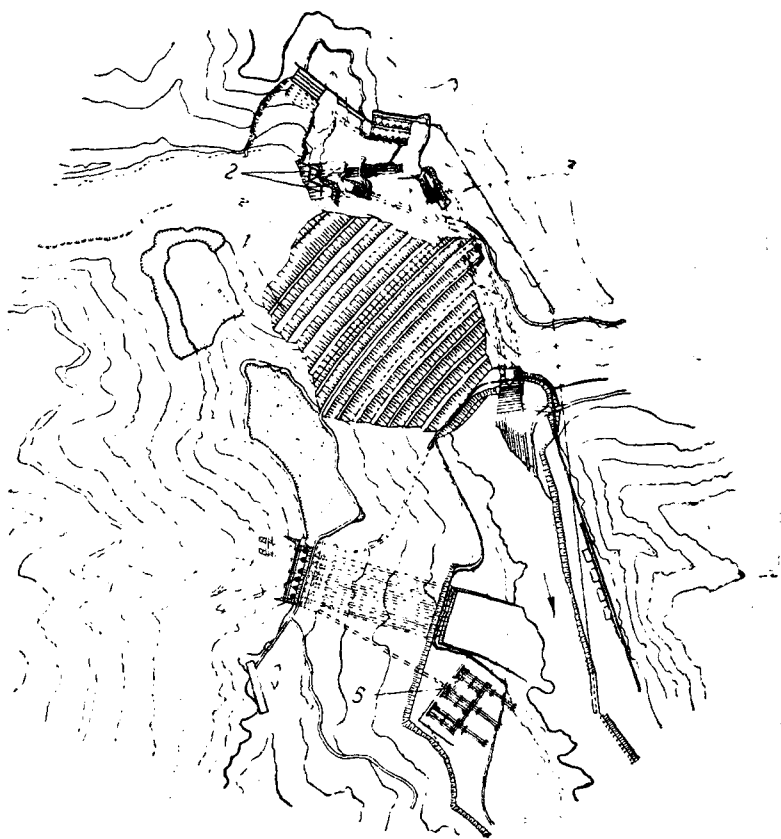


Рис. 132. План Саянской ГЭС: 1—каменно-набросная плотина; 2—строительный водосброс; 3—эксплуатационный водосброс; 4—здание ГЭС; 6—открытая подстанция

Каменнонабросная плотина имеет высоту 225 м и длину по гребню 855 м. На левом берегу располагаются тоннельные водосбросы. В состав сооружений силового узла входят

водоприемники, турбинные шахтные водоводы, подземный машинный зал и отводящие безнапорные тоннели.

Как отмечалось, в поисках наиболее экономичных решений были разработаны проекты размещения машинного зала внутри тела бетонной плотины, в пределах наименее напря-

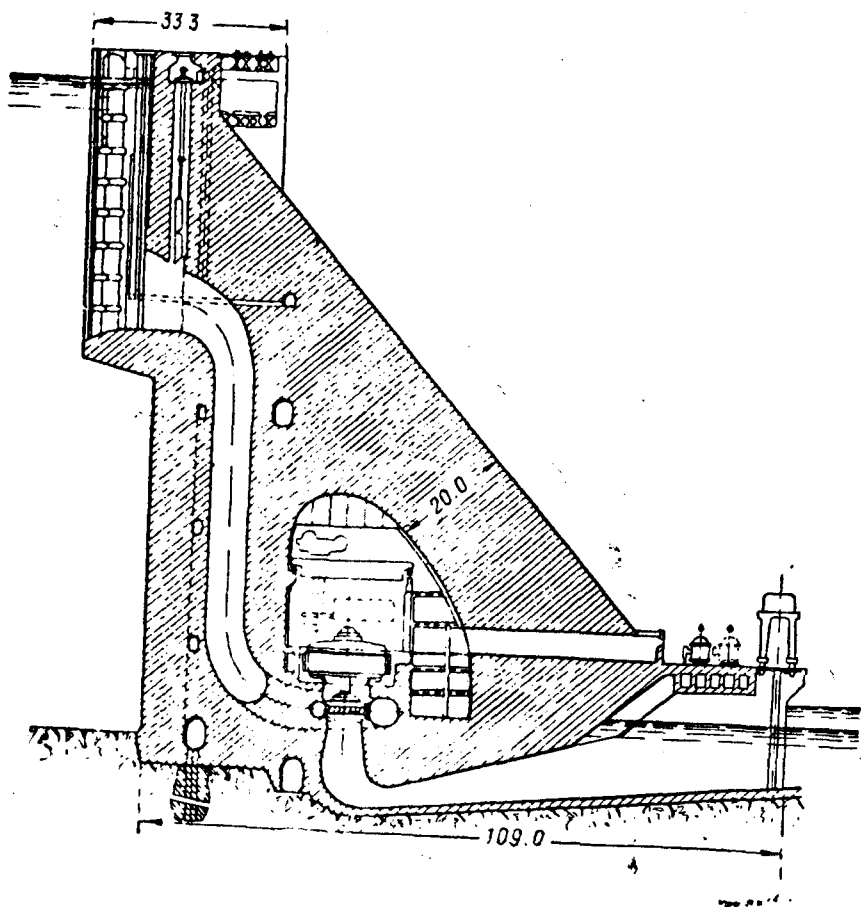


Рис. 133. Разрез встроенной ГЭС

женной части плотины. Такие гидроэлектростанции получили название встроенные гидроэлектростанции. На рис. 133 показан разрез по одной из запроектированных ГЭС встроенного типа. При больших мощностях ГЭС и малых габаритах плоти-

ны не всегда удается полностью разместить здание ГЭС в теле плотины. В этих случаях оказывается целесообразным разместить здание ГЭС лишь частично в теле плотин. На рис. 134 изображен разрез по полувстроенной ГЭС с контрфорсами в пределах машинного зала.

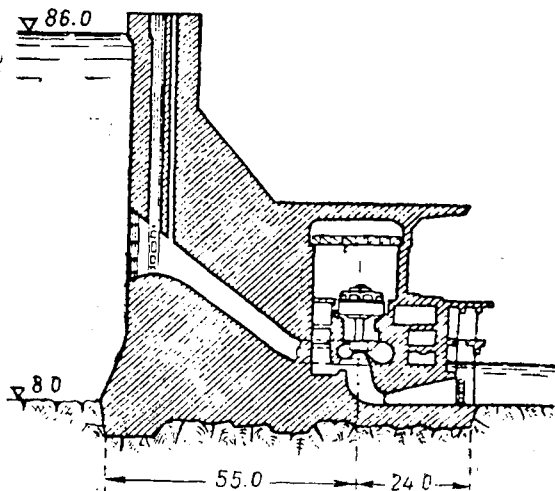


Рис. 134. Разрез полувстроенной ГЭС

4. Особенности сооружений ГЭС, использующих дополнительный напор при колебаниях нижнего бьефа

Использование напоров, теряемых при сработке водохранилища, как было отмечено в главе седьмой, достигается путем внесения некоторых изменений в схему ГЭС, непосредственно примыкающей сверху к водохранилищной ГЭС. Это в свою очередь требует соответствующего конструктивного оформления отдельных сооружений гидроэлектростанций. При этом изменения в основном касаются сооружений их силовых узлов.

В зависимости от величины сработки водохранилища здание верхней гидроэлектростанции может быть принято того или иного типа. При колебаниях уровней нижнего бьефа примерно в 15—20 м может быть применен обычный откры-

тый тип здания ГЭС (рис. 135), который запроектирован с учетом пропуска паводков при повышенных в этих пределах уровнях воды в нижнем бьефе. При более высоких колебаниях нижнего бьефа можно принять полунадземный тип

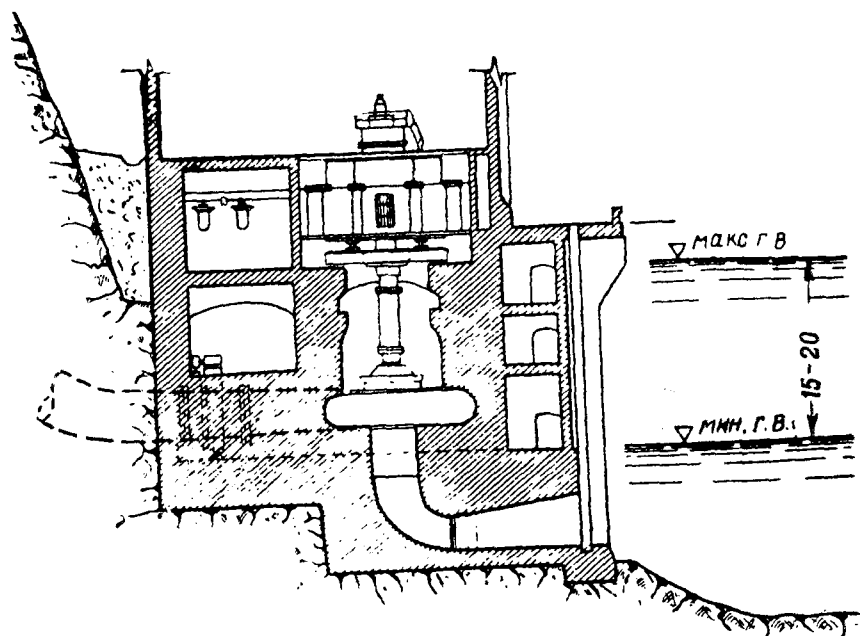


Рис. 135

зданий ГЭС, когда генераторное здание располагается на поверхности земли, а турбины помещаются с специальной шахте на уровне минимального горизонта воды в нижнем бьефе. Соединение турбины с генератором осуществляется посредством длинного вала (рис. 136).

При очень больших амплитудах колебания уровень нижнего бьефа необходимо перейти на подземный тип здания ГЭС (рис. 137).

При большой длине напорного отводящего тоннеля потребуется устройство уравнивающего резервуара (шахты) и

на отводном тракте. В этом случае схема ГЭС принимает вид, показанный на рис. 138.

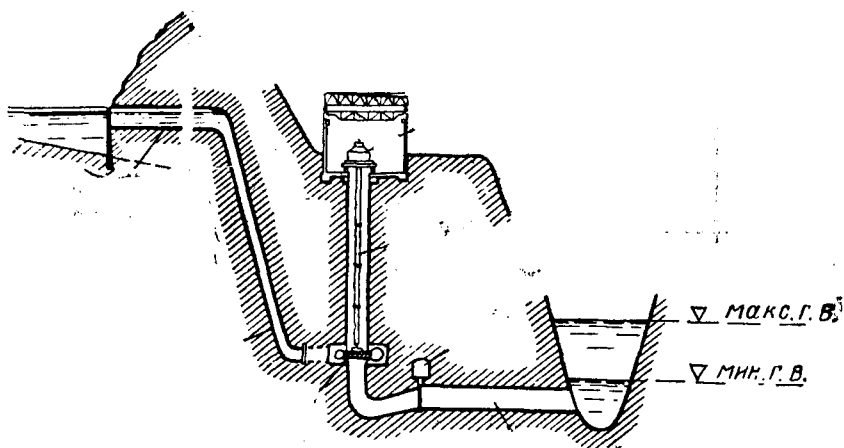


Рис. 136

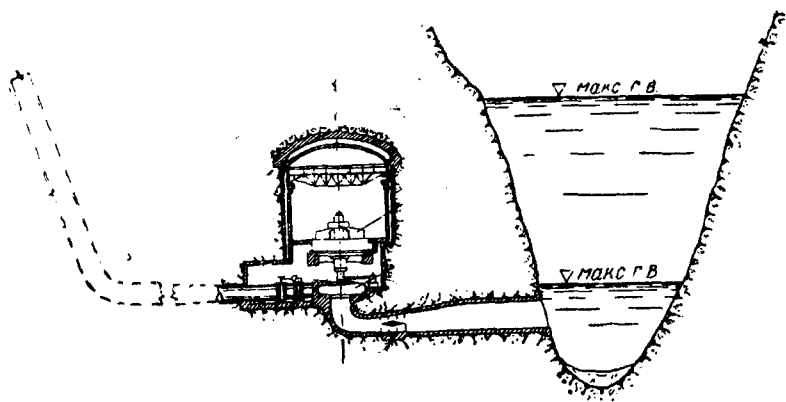


Рис. 137.

Если верхняя ступень приплотинная то при колебаниях нижнего бьефа примерно в 15—20 м здание ГЭС также как и в случае деривационной ГЭС может быть принято надземного типа (рис. 139).

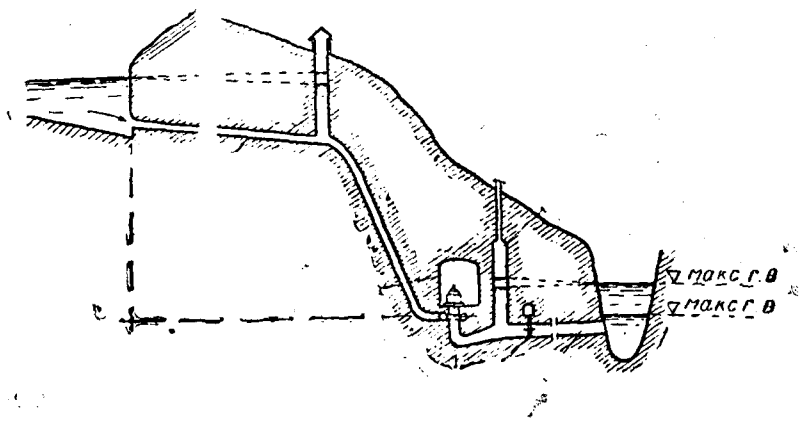


Рис. 138

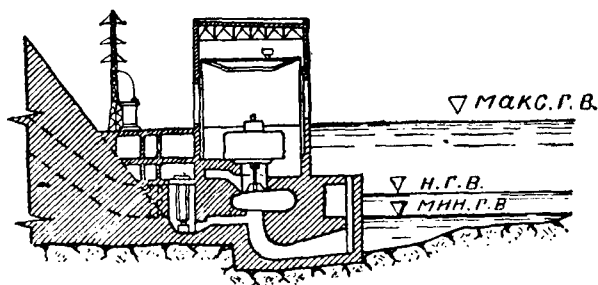


Рис. 139

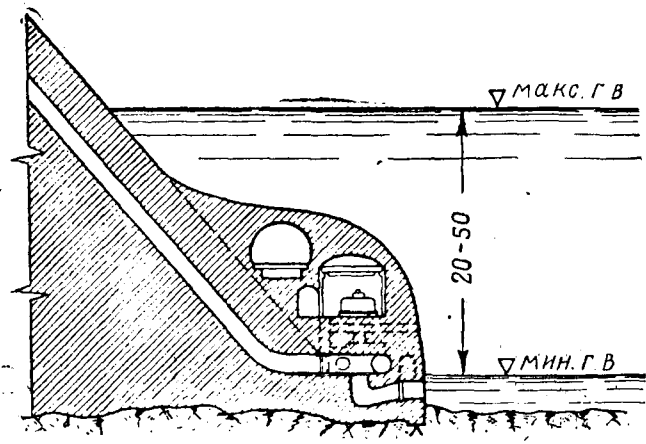


Рис. 140

При больших колебаниях нижнего бьефа необходимо перейти на закрытый тип здания ГЭС. Если плотина бетонная, тогда здание ГЭС можно разместить в теле плотины или в пристройке с низовой стороны плотины (рис. 140).

Если река несет много наносов и выше рассматриваемого водохранилища нет сооружения, удерживающего эти наносы, может возникнуть опасение заиления речными наносами выходного портала отводящего тоннеля. В качестве мероприятия против этого явления предлагается устройство решетчатой башни у портала тоннеля (рис. 141).

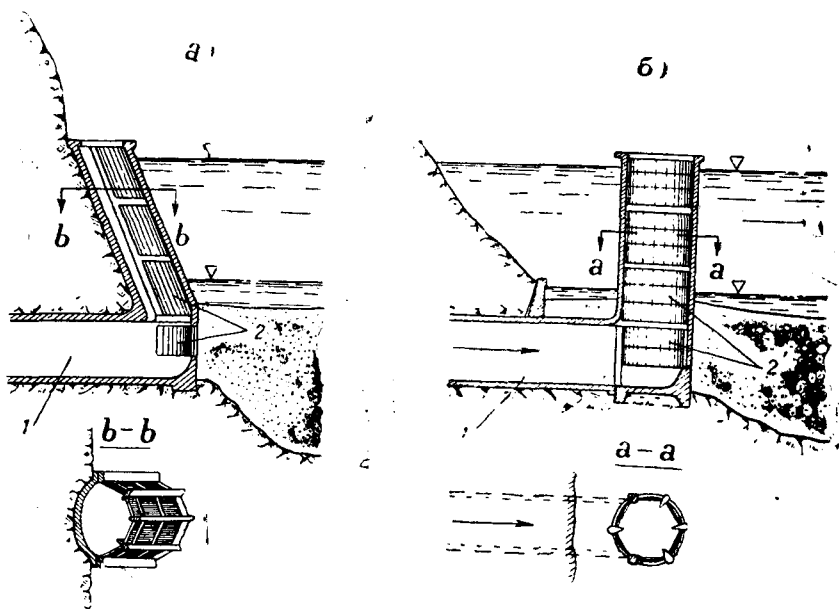


Рис. 141.

При частичном заилении водохранилища уровень воды в башне повысится и вода через верхние незатопленные отверстия решетки будет сливаться в водохранилище. Аналогичная решетка может быть устроена и места сброса отработанной воды для других типов здания ГЭС.

5. Гидроэлектростанции малой мощности

Наряду с крупными гидроэлектростанциями, большое развитие получили и ГЭС малой мощности, которые в настоящее время строятся главным образом в изолированных районах, т. е. в районах находящихся вне сферы действия крупных энергетических систем. Потребителями электроэнергии этих ГЭС являются преимущественно небольшие населенные пункты, курорты и в особенности сельское хозяйство.

В принципе по составу сооружений и их конструкций эти ГЭС мало отличаются от крупных. Основная разница заключается в масштабах мощности и сооружений. Как пра-

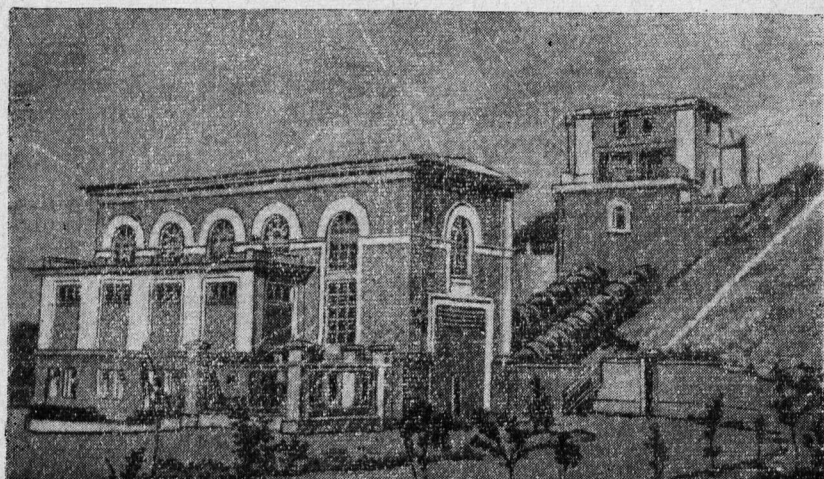


Рис. 142. Вид маломощной гидроэлектростанции сельского назначения

вило гидроэлектростанции, снабжающие отмеченных выше потребителей, характеризуются малой мощностью, что позволяет при их проектировании и строительстве допустить определенные упрощения. Это позволяет значительно снизить их стоимость, правда в ряде случаев за счет увеличения ежегодных издержек по ГЭС, вызываемых усложнением эксплуатации упрощенных сооружений.

Часто ГЭС малой мощности строятся на перепадах оросительных систем. Комплексное использование гидротехнических сооружений в этих случаях часто позволяет получить на этих ГЭС весьма дешевую гидроэнергию.

На рис. 142 дан вид на ГЭС малой мощности сельскохозяйственного назначения.

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Основные положения и критерии энергоэкономических расчетов

а. Общие положения

При использовании водной энергии возникает ряд задач, решение которых требует проведения соответствующих энергоэкономических расчетов.

Первый, и вместе с тем весьма сложной задачей является выбор объекта строительства. Правильное решение этой задачи требует всестороннего учета большого разнообразия, определяющих целесообразность строительства ГЭС. Имея определенные требования, предъявляемые к новой гидроэлектростанции потребителями электроэнергии (при изолированном энергоснабжении) или энергосистемой, в которой она должна работать, необходимо произвести сравнение ряда вариантов получения электроэнергии как от различных источников, так и вариантов строительства электростанции, использующих один и тот же источник энергии. Так, например, если в районе имеются как гидравлические, так и топливные ресурсы, для выбора объекта строительства необходимо сравнить ряд вариантов строительства тепловой электростанции, использующей топливо тех или иных месторождений с учетом его запасов, экономических показателей добычи, транспортировки и др., в результате чего должен быть выбран наиболее приемлемый вариант строитель-

ства тепловой электростанции, удовлетворяющий предъявленным к ней энергетическим требованиям.

Аналогичная работа должна быть проделана в отношении выбора наилучшего объекта по использованию отдельных участков, имеющих в рассматриваемом районе рек и учтены имеющиеся схемы использования этих рек. При их отсутствии задача сильно усложняется, так как необходимо составить эти схемы в соответствии с существующими положениями, что со своей стороны требует решения ряда энергоэкономических задач.

Из ряда возможных объектов строительства ГЭС выбирается наиболее приемлемый, как по своим энергоэкономическим показателям, так и по условиям его осуществления и условиям подачи энергии к определенному пункту энергосистемы или непосредственно к потребителям.

После этого производится всестороннее сравнение наилучших вариантов сооружения гидроэлектростанции и теплоэлектростанции. Как по их энергоэкономическим показателям, так и с учетом других соображений, не поддающихся денежному выражению (влияние сооружений ГЭС на развитие экономики района, соображения МПВО и др.), и делается выбор наиболее приемлемого варианта.

В зависимости от требований, поставленных перед новой электростанцией, и условий района может оказаться целесообразным использование обоих источников энергии и сооружение одновременно как ГЭС, так и ТЭС.

Следующей энергоэкономической задачей является уточнение схемы ГЭС и ее параметров на основании углубленного анализа и учета более полных исходных материалов, полученных в результате выполнения подробных изыскательских работ и других данных, необходимых для решения задачи по выбору нормального подпорного горизонта—НПГ, определению установленной мощности и др.

Наконец, на основании энергоэкономических расчетов производится выбор параметров сооружений и оборудования ГЭС, связанных с выработкой энергии гидроэлектростанцией, выбор поперечных размеров деривационных сооружений, напорного трубопровода и других водопроводящих сооружений, глубины сработки водохранилища и др.

Проводимая последовательность в выполнении энергоэкономических расчетов условна, так как практически при выполнении этих расчетов часто приходится выбирать одновременно несколько параметров. Так, например, при определении НПГ одновременно приходится определять и величину сработки водохранилища, установленную мощность и др.

Энергоэкономические расчеты гидроэлектростанций, сооружаемых как на равнинных, так и на горных реках, в принципе совершенно идентичны. Вместе с тем, особенности горных рек, оказывают определенное влияние на техническую схему ГЭС и на их экономические показатели.

Так, например, если для большинства приплотинных ГЭС, сооружаемых на равнинных реках, энергоэкономические показатели зависят главным образом от топографических и геологических условий створа основного сооружения плотины и размера затопления, то для ГЭС сооружаемых на горных реках, в преобладающем большинстве случаев, эффективность сооружения гидроэлектростанции, зависит от природных условий сооружения деривации, а именно от уклона реки, наличия излучин и др., позволяющих концентрировать напор при малых длинах деривации.

Для приплотинных ГЭС с энергоэкономической точки зрения большое значение имеет величина стока реки, так как, при равных топографических и геологических условиях створа плотины и одной и той же высоте подпора, как энергетические, так и экономические показатели тем выше, чем больше сток реки.

Для водохранилищ, создаваемых на горных реках стоимость затопления обычно составляет небольшую долю от общей стоимости ГЭС, в отличие от водохранилищ на равнинных реках, где расходы по затоплению и отчуждению часто превышают полную стоимость всех других сооружений ГЭС.

Вообще всегда считалось, что высоконапорные гидроэлектростанции являются экономически весьма эффективными установками. Однако это мнение в некоторой степени было подвержено сомнению в связи с сооружением в Совет-

ском Союзе ряда крупнейших, весьма эффективных ГЭС. Этому способствовало отсутствие у нас опыта в строительстве облегченных типов высоких плотин, имеющих исключительно важное значение для эффективности ГЭС, сооружаемых на горных реках. Освоение дела строительства этих плотин открыло весьма большие перспективы в отношении улучшения как энергетических показателей в связи с созданием крупных водохранилищ, так и экономических показателей за счет существенного снижения объема строительных работ.

В этом отношении, характерны результаты проведенных работ по пересмотру схем использования горных рек с учетом строительства высоких плотин. На основании этих работ установлено, что на ряде каскадов ГЭС, сооружаемых на горных реках, экономические показатели отдельных крупных установок улучшились в два-три раза. Существенные результаты получены в отношении улучшения экономических показателей ГЭС на горных реках в связи с пересмотром ранее составленных проектов в свете последних указаний по удешевлению и ускорению их строительства.

В результате всего этого эффективность высоконапорных гидроэлектростанций вновь резко повысилась.

б. Энергоэкономические показатели электростанций

Для сравнительной оценки электростанций пользуются следующими энергоэкономическими показателями:

Абсолютные показатели:

1. Капиталовложения по электростанции, включающие все расходы по строительству электростанций, за вычетом возвратных сумм млн. руб. — K ;

2. Ежегодные издержки, представляющие собой среднюю величину годовых расходов за расчетный период T_p по электростанции млн. руб. — I_3 .

3. Установленная мощность электростанции тыс. квт — N_{yc} ;

4. Годовая выработка энергии электростанцией, представляющая собой среднюю величину ежегодных выработок за расчетный период $T_p - \mathcal{E}_p$.

Удельные показатели:

5. Капиталовложения, приходящиеся на 1 квт установленной мощности, получаемые делением суммарных капиталовложений на установленную мощность $k_n = \frac{K}{N_{yc}}$.

6. Капиталовложения, приходящиеся на 1 квт.ч средней за многолетний период годовой выработки энергии, получаемые от деления суммарных капиталовложений на среднегодовую выработку энергии $k_s = \frac{k}{\mathcal{E}}$;

7. Удельные эксплуатационные издержки, получаемые делением среднегодовых издержек на установленный квт

$$S_N = \frac{I}{N_{yc}} ;$$

8. Себестоимость энергии, представляющая собой отношение средних ежегодных издержек к средней за многолетний период, годовой выработке энергии, за вычетом расхода энергии на собственные нужды $S_s = \frac{I}{\mathcal{E}}$;

в. Основные принципы энергоэкономических расчетов в гидроэнергетике

Несмотря на всю важность данного вопроса и продолжительную вокруг него дискуссию, до сего времени нет еще общепринятой методики энергоэкономических расчетов в гидроэнергетике.

Имеется ряд предложений по методике энергоэкономических расчетов освещенных в работах В. Г. Айвазяна, А. А. Бесчинского, Б. Е. Веденеева, Ф. Ф. Губина, И. В. Егiazарова, В. П. Захарова, Т. Л. Золотарева, С. Н. Крицкого, М. Ф. Менкеля, С. А. Кукель-Краевского, А. А. Морозова, М. А. Мосткова, В. А. Куценова, Е. О. Штейнгауза, А. А. Степанова и др.

Из всех этих предложений наибольшее распространение у нас в отечественной практике получили: а) принцип минимума издержек в народном хозяйстве и б) принцип окупаемости.

Первый из них сводится в отысканию минимума суммарных приведенных издержек по энергосистеме и записывается в следующем общем виде:

$$N_c = \text{минимум.} \quad (11.1)$$

По этому принципу оптимальным считается тот вариант, который требует минимальных приведенных издержек по энергосистеме за расчетный период при обеспечении заданного плана производства электроэнергии.

Суммарные приведенные издержки по системе складываются из единовременных капиталовложений и ежегодных расходов, т. е.

$$N_c = \sum_{i=1}^n K_i + \sum_{i=1}^n I_i T_p = \text{минимум,} \quad (11.2)$$

где I_c — суммарные приведенные издержки по системе за расчетный период;

K_i — единовременные капиталовложения и средние значения ежегодных издержек по электростанциям системы;

T_p — нормативный срок окупаемости капиталовложений;

n — число электростанций системы.

В свою очередь суммарные приведенные издержки по каждой электростанции складываются из единовременных капиталовложений и ежегодных расходов по электростанции

$$I_{\tau} = K + I_{\text{эк}} T_p, \quad (11.3)$$

где $N_{\text{эк}}$ — ежегодные эксплуатационные расходы.

Среднегодовые издержки по электростанции за расчетный срок T_p будут:

$$I = \frac{K}{T_p} + I_{\text{эк}}. \quad (11.4)$$

При предварительных энергоэкономических расчетах ежегодные издержки, пропорциональные капиталовложениям по ГЭС, обычно выражают в долях этих капиталовложений

$$I_2 = \frac{K_2}{T_p} + p_{\text{эк}} K_r = (p_k + p_{\text{эк}}) K_2 = p_2 K_2, \quad (11.5)$$

где $p_2 = p_k + p_{\text{эк}}$ — средняя норма ежегодных отчислений, выраженная в долях от капиталовложений по ГЭС.

Аналогично для тепловых электростанций можно записать

$$I_r = p_r K_r + I_{\text{топ}}, \quad (11.6)$$

где p_r — средняя норма ежегодных отчислений и единовременные капиталовложения по ТЭС;

$I_{\text{топ}}$ — ежегодные расходы по топливу.

Учитывая, что ежегодные отчисления по ТЭС пропорциональны ее установленной мощности, а издержки по топливу пропорциональны годовой выработке энергии, то для ТЭС вместо (11. 6) будем иметь:

$$I_r = p_r k_r I_r + I_r \mathcal{E}_r, \quad (11.6')$$

где I_r — средние ежегодные удельные затраты на 1 квт установленной мощности ТЭС;

I_r — топливная составляющая себестоимости 1 квт.ч;

\mathcal{E}_r — годовая выработка энергии ТЭС.

В связи с тем, что в ряде случаев наиболее эффективные объекты и варианты требуют больших капитальных вложений, а метод минимума издержек в системе не учитывает в полной мере тяжесть капиталовложений, за последнее время в проектной практике широкое применение находит метод срока окупаемости дополнительных капиталовложений, который позволяет соизмерить первоначальные капитальные вложения с будущими издержками производства, а следовательно и с себестоимостью энергии.

Величина срока окупаемости, позволяющего произвести выбор оптимального варианта в случае, когда один из срав-

ниваемых вариантов требует меньших капиталовложений при больших издержках в период эксплуатации, а другой, наоборот, требует больших капиталовложений при меньших издержках в период эксплуатации, выражается:

$$T = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2}, \quad (11.7)$$

где T — срок окупаемости;

K_1 и I_1 — капиталовложения и ежегодные издержки по первому варианту;

K_2 и I_2 — то же для второго варианта.

Как видно из выражения (11.7), срок окупаемости представляет собой отношение экономии в капвложениях к экономии по ежегодным издержкам и выражает то число лет, по истечении которых суммарные приведенные издержки обо-

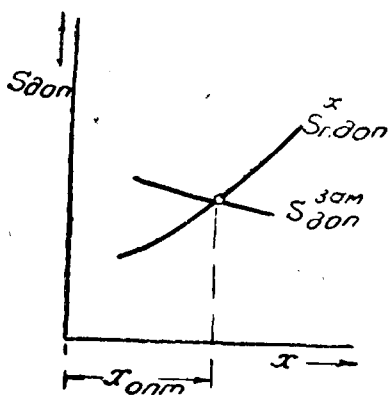


Рис. 143.

их вариантов сравниваются.

На рис. 143 дано сопоставление экономических показателей ГЭС и ТЭС по методу окупаемости, где ради упрощения сроки строительства $T_{стр}$ для ТЭС и ГЭС приняты одинаковыми.

Оценка сравниваемых вариантов как по минимуму издержек в энергосистеме, так и по сроку окупаемости должна производиться

при условии обеспечения одинакового энергетического эффекта.

Существенное значение при энергоэкономических расчетах имеет продолжительность срока окупаемости, величина которой зависит от экономической конъюнктуры народного хозяйства на рассматриваемом этапе и должна устанавливаться органами, планирующими развитие народного хозяйства страны.

Согласно типовой методике определения экономической эффективности капитальных вложений разработанной Институтом экономики АН СССР и Научно-исследовательским институтом экономики строительства Госстроя СССР, величина нормированного срока окупаемости T_n для перспективных расчетов рекомендуется равной 10-годам.

При сравнении вариантов, полученный по выражению (11.7) срок окупаемости сопоставляют с нормативным сроком окупаемости T_n , при этом, если $T_p < T_n$ при одинаковом энергетическом эффекте, экономически более приемлемым является вариант с большими капиталовложениями и меньшими годовыми издержками. Если же $T_p > T_n$, экономически более приемлемым является второй вариант. При $T_n = T_p$ оба варианта являются равноценными.

При сопоставлении большого числа вариантов в «типовой методике» рекомендуется пользоваться следующим условием, вытекающим из принципа срока окупаемости:

$$I + \frac{1}{T_n} k = \text{минимум} \quad (11.8)$$

Пользование этой формулой удобнее, чем формулой (6.7), так как, в этом случае отпадает необходимость в попарном сравнении вариантов, неизбежном при пользовании формулой (11.7).

Выражение (11.8) можно представить и так:

$$I + p_n k = \text{минимум} \quad (11.8')$$

где $p_n = \frac{1}{T_n}$ — нормативный коэффициент эффективности, равный 10% при $T_n = 10$.

При расчетах по выбору оптимальных параметров ГЭС принимается, что рассматриваемая гидроэлектростанция участвует в покрытии заданной нагрузки системы лишь в пределах своей, полезно используемой, выработки \mathcal{E} , и мощности N_p , остальная часть потребности покрывается другими электростанциями системы. При изменении параметра рассматриваемой ГЭС меняется и степень ее участия в покрытии в системе. Предполагается также, что одна или не-

сколько электростанций системы могут заменить качественно и количественно выработку данной ГЭС, как частично, так и полностью. В первом случае покрытие остальной части нагрузок по выработке и по мощности предусматривается путем расширения существующих или сооружения новых электростанций системы.

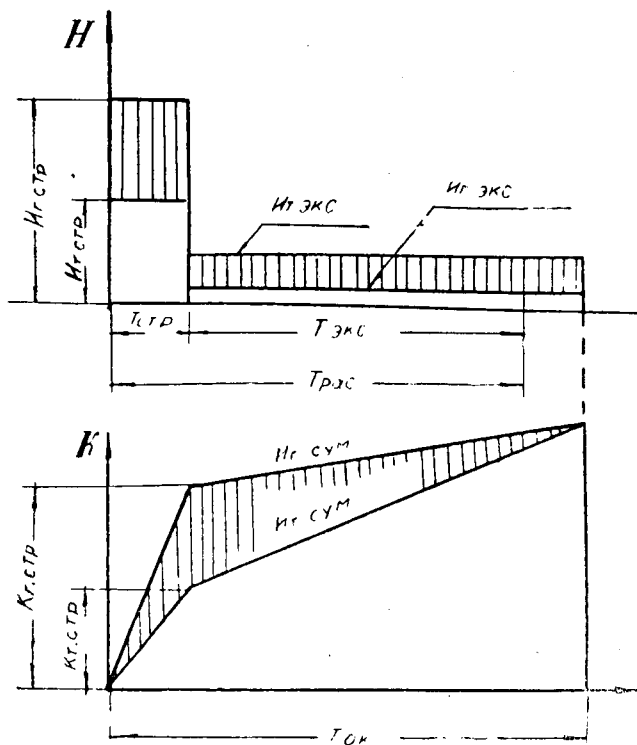


Рис. 144

Следовательно предполагается, что изменения в выработке рассматриваемой ГЭС вызывают соответствующие изменения как в степени участия в покрытии нагрузок, так и в годовых издержках электростанций системы, условно называемых заменяющими.

На рис. 144 схематически показано покрытие заданной нагрузки системы. В нижней части рисунка показан график

суммарной выработки электростанций системы. энергоэкономические показатели которых не зависят от изменения параметра рассматриваемой ГЭС, в средней части показан график выработки рассматриваемой ГЭС и сверху — график выработки заменяющих электростанций системы.

г. Экономические критерии при выборе параметров гидроэлектростанций

Для решения ряда энергоэкономических задач на предварительных стадиях проектирования удобно пользоваться приводимыми ниже экономическими критериями.

Исходя из принципа минимума издержек в системе, критерии (III. 1) записывают в следующем более развернутом виде:

$$I_c = I_r + I_{зам} + I_n + I_y = \text{минимум}, \quad (11.9)$$

где I_c — суммарные приведенные издержки в системе;

I_r — то же по рассматриваемой гидроэлектростанции;

$I_{зам}$ — то же по заменяющим станциям;

I_n — то же по остальным электростанциям системы, энергетические показатели которых не зависят от изменения параметров рассматриваемой ГЭС;

I_y — дополнительные издержки в энергосистеме и у потребителей энергии, или ущерб вызванный необеспеченностью нормального проектного режима ГЭС в течение некоторой части расчетного периода.

В тех случаях, когда переменный параметр x в пределах рассматриваемого интервала меняется плавно и функция $I_c(x)$ в этих пределах остается непрерывной, критерий (11.9), может быть представлен в дифференциальной форме, пользуясь которой при некоторых допущениях ($I_y = 0$, $I_n = \text{const}$), можно получить известное условие:

$$S_{г, доп}^x = S_{доп}^{зам}, \quad (11.10)$$

заключающееся в том, что минимуму издержек в системе соответствует значение переменного параметра, при котором

достигается равенство себестоимостей дополнительных квт.ч энергии на рассматриваемой и заменяющих электростанциях системы, при условии получения на них энергии равного качества. Выражение (11.10) может быть представлено и в конечных разностях:

$$\frac{\Delta I_{\Gamma}}{\Delta \Theta_{\Gamma}} = \frac{\Delta I_{\text{зам}}}{\Delta \Theta_{\text{зам}}}, \quad (11.11)$$

или в виде

$$S_{\text{доп}}^{\text{зам}} = \frac{\Delta I_{\Gamma}}{\Delta \Theta_{\Gamma}}. \quad (11.11')$$

Наконец, после некоторых преобразований уравнение (11.10) можно представить в следующей дифференциальной форме:

$$S_{\text{доп}}^{\text{зам}} = \frac{\partial \Theta_{\Gamma}}{\partial x} = \frac{\partial I_{\Gamma}}{\partial x}. \quad (11.12)$$

Аналогичное выражение срока окупаемости (11.7) может быть записано в следующей дифференциальной форме

$$T_p = \frac{dK_2 - dK_1}{dI_1 - dI_2}, \quad (11.13)$$

более удобной для энергоэкономических расчетов по выбору параметров ГЭС, или в конечных разностях:

$$T_p = \frac{\Delta K_2 - \Delta K_1}{\Delta I_1 - \Delta I_2}. \quad (11.13')$$

Обычно при решении практических задач редко удается установить строгие зависимости входящих в полученные уравнения переменных величин функции от искомых параметров, поэтому вместо дифференциальных зависимостей чаще пользуются выражениями в конечных разностях и задачу в большинстве случаев решают табличным способом.

Графическая интерпретация определения оптимального параметра электро x по формуле (11.10) дана на рис. 145.

Отдельно взятый ни один из этих показателей не может служить исчерпывающим энергоэкономическим критерием для всех случаев, встречающихся на практике. Практически,

помимо приведенных критериев, в ряде случаев необходимо учитывать и другие факторы, трудно поддающиеся оценке, в стоимостных выражениях, а именно: влияние на другие отрасли народного хозяйства, соображения политического и оборонного значения, директивные указания по обеспечению усиленного развития отдельных отраслей народного хозяйства, улучшение культурно-бытовых условий населения рассматриваемого района и т. п.

На данном этапе развития народного хозяйства нашей страны, чрезвычайно большое значение приобретает фактор времени. Поэтому при выборе объектов строительства особое внимание должно

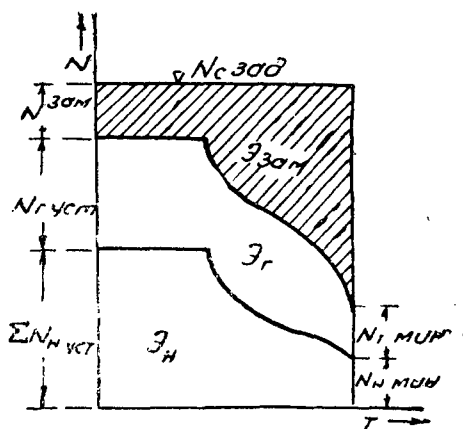


Рис. 145

быть обращено на вопрос о сроках получения энергии от рассматриваемых вариантов, имея в виду, что экономия времени в строительстве электростанций в конечном счете ведет к повышению роста производительности труда и в других областях народного хозяйства страны.

2. Энергоэкономические расчеты деривационных тоннелей

а. Основные зависимости для экономических расчетов тоннельных дериваций

В основу экономических расчетов поперечных сечений деривационных водоводов кладутся принципы получения минимума годовых издержек $I_{\text{сум}}$, слагающихся из ежегодных издержек по деривационному тоннелю I_d и стоимости те-

ряемой энергии на преодоление сопротивлений по длине тоннеля при движении воды — I_3 , (см. также главу шестую).

Критерии нахождения оптимального размера поперечного сечения водовода по этому принципу аналитически записывается в следующем виде:

$$\frac{d(I_3 + I_x)}{dx} = 0, \quad (11.14)$$

где x — искомый параметр водовода (диаметр, радиус, площадь сечения и др.).

Из формулы (11.14) нетрудно получить выражение, аналогичное выражению (11.10)

$$S_x^{\text{доп}} = S_{\text{взм}}^{\text{доп}}, \quad (11.10')$$

которое в данном случае указывает на то, что оптимальное значение искомого параметра деривационного тоннеля достигается при равенстве себестоимости дополнительной энергии ГЭС и себестоимости дополнительной энергии на заменяющих электростанциях, при условии получения на них энергии равного качества.

Это положение графически иллюстрируется рисунком 145.

При выводе аналитических формул для определения оптимальных размеров поперечных сечений водопроводящих сооружений не учитывается влияние изменения искомого параметра на другие, смежные сооружения, связанные с рассматриваемым деривационным сооружением (водоприемник, напорный бассейн, уравнительный резервуар, водосброс и др.). По существующим техническим условиям и нормам, это допущение приемлемо, если стоимость смежных сооружений не превышает 15% стоимости проектируемого тоннеля.

Не учитываются также потери энергии, связанные со сбросом воды. По техническим условиям и нормам это допустимо, если стоимость теряемой по этой причине энергии не превышает 10% стоимости всех потерь.

В тех случаях, когда влияние изменения поперечных размеров рассчитываемого сооружения на другие, связанные

с ним сооружения, значительно, расчеты ведутся не по аналитическим формулам, а путем непосредственных подсчетов.

Ежегодные издержки по тоннелю, с достаточной для практических расчетов точностью могут быть приняты пропорциональными стоимости тоннеля, т. е. $I_d = pA$ где p величина ежегодных издержек, выраженная в долях от капиталовложений по тоннелю A . Стоимость ежегодно теряемой энергии $I_e = S_{\text{зам}} \Theta$ определяется как произведение теряемой энергии Θ на себестоимость 1 квт.ч такого же качества дополнительной энергии на заменяющих станциях.

Следовательно, выражение (11.14) можно представить и в таком виде:

$$\frac{d(I_d + S_{\text{зам}} \Theta)}{dx} = 0. \quad (11.14')$$

Для получения выражения потерь напора на трение в тоннелях воспользуемся уравнением Шези $v = C\sqrt{RT}$ где v — скорость воды, c — коэффициент Шези, R — гидравлический радиус и I — уклон тоннеля. Значение коэффициента берем по формуле $c = \frac{1}{n} R^{0.2}$, где n — коэффициент шероховатости.

Тогда, выражая скорость воды v через расход Q и живое сечение тоннеля w и учитывая, что $I = \frac{h}{L}$, где h — потери напора и L — длина тоннеля, потерю напора на трение на единицу длины тоннеля можно выразить в следующем виде:

$$h_t = \frac{Q^2 n^2}{w^2 R^{1.4}}. \quad (11.15)$$

Далее, выражая степень заполнения тоннеля в долях от высоты тоннеля H — которая в свою очередь связана с шириной тоннеля B_t , и принимая ее постоянной, а также выразив для геометрически подобных сечений w и R через ширину $w = \beta_1 B$ и $R = \beta_2 B$ вместо (11.15) получим

$$h_t = \frac{Q^2 n^2 L}{\beta_1^2 \beta_2^{1.4} B^{5.4}}. \quad (11.16)$$

Для напорного тоннеля круглого сечения диаметром D формула (11.16) принимает следующий вид:

$$h_r = 11,3 \frac{Q^2 n^2 L}{D^{5,4}} . \quad (11.16')$$

Местные потери напора по тоннелю могут быть выражены по общей формуле

$$h_m = \xi \frac{v^2}{2g} ,$$

где ξ —коэффициент сопротивления, соответствующей тому или иному препятствию по пути движения воды, а v скорость воды в тоннеле.

При постоянном сечении напорного тоннеля и равномерном движении воды в безнапорном тоннеле постоянного сечения, суммарные местные потери могут быть выражены в следующем виде:

$$h_m = \frac{v^2}{2g} (\xi_1 + \xi_2 + \dots + \xi_n) = \frac{v^2}{2g} \sum \xi .$$

Выразив далее v через Q и B (или через Q и D) получим выражение местных потерь:

а) для безнапорных тоннелей:

$$h_m = 0,51 \frac{Q^2}{\beta_1 B^4} \sum \xi , \quad (11.17)$$

б) для напорных тоннелей круглого сечения:

$$h_m = 0,083 \frac{Q^2}{D^4} \sum \xi . \quad (11.18)$$

Аналитическое выражение стоимости тоннеля может быть получено следующим образом.

Полная стоимость тоннеля приближенно может быть выражена по формуле:

$$A = A_0 + \alpha B^2 L , \quad (12.19)$$

где A_0 —постоянная величина, выражающая стоимость тех элементов тоннеля, которые не зависят, или мало зависят от его поперечных размеров.

α —постоянный коэффициент, зависящий от формулы сечения, объемов выемки породы и кладки обделки на 1 п. м. тоннеля, а также стоимости 1 кубм выемки породы и кладки обделки.

B —ширина тоннеля (максимальная ширина безнапорного тоннеля или диаметр напорного тоннеля круглого сечения),

L —длина тоннеля.

Ввиду того, что при выводе формул экономического сечения тоннеля постоянная величина A_0 при дифференцировании выпадает, в экономических расчетах водоводов не приходится определять эту величину.

Исходя из этого, в дальнейших выкладках можно пользоваться только второй частью формулы (11. 19), а именно величиной

$$A' = \alpha B^2 L. \quad (11.20)$$

Как видно из формул (11. 19) и (11. 20), величина αB^2 выражает полную стоимость 1 п. м. тоннеля в зависимости от его ширины B .

Общее выражение величины α для приближенного определения стоимости п. м. тоннеля для всех его профилей имеет следующий вид (11. 19):

$$\alpha = \beta_5 a + (a + b)(1 + \beta_3) \beta_3 \beta_5, \quad (11.21)$$

где a —полная стоимость 1 кубм выломки тоннеля при расширении его на полный профиль с учетом расходов по временному креплению, откатке, водоотливу и пр., отнесенные к 1 кубм расширения;

b —полная стоимость 1 кубм кладки обделки, включая расходы на кружала, арматуру, опалубку, торкретирование, инъекцию и пр., отнесенные к 1 кубм обделки;

β_3 —отношение толщины рабочей обделки к ширине тоннеля;

β_4 — отношение внутреннего периметра к ширине тоннеля;

β_5 — отношение площади внутреннего сечения тоннеля к квадрату ширины.

Для основных типов тоннеля будем иметь следующие выражения коэффициента α :

а) для корытообразного сечения

$$\alpha = 0,885 [a + 3,92 (a + b) \beta_3 (\beta_3 + 1)]; \quad (11.21')$$

б) для коробового сечения

$$\alpha = 0,845 [a + 3,92 (a + b) \beta_3 (\beta_3 + 1)]; \quad (11.21'')$$

в) для круглого сечения напорного тоннеля

$$\alpha = 0,785 [a + 4 (a + b) \beta_3 (\beta_3 + 1)]. \quad (11.21''')$$

Для определения приближенных значений B_3 пользуются соответствующими графиками, позволяющими определить эту величину в зависимости от коэффициента крепости породы — для безнапорных тоннелей и в зависимости от внутреннего давления в тоннеле и коэффициента упругого отпора породы — для напорных тоннелей.

Существует ряд других зависимостей между отдельными параметрами и стоимостными показателями одного тоннеля, которые используются в том или ином виде в энерго-экономических расчетах тоннелей.

По этим данным, также можно определить значения величин β_3 и α , входящих в приводимых дальше аналитических выражениях экономических сечений деривационных тоннелей.

Так, например, α можно выразить через часто применяемый модуль стоимости тоннеля m следующей простой зависимостью:

$$\alpha = \psi m.$$

Для напорного тоннеля круглого сечения $\psi = 0,785$. Легко могут быть найдены значения коэффициента ψ и для других профилей тоннеля.

б. Безнапорные тоннели с постоянным сечением по длине

Величина теряемой за год энергии в тоннеле $\Delta \mathcal{E}$ может быть выражена по следующей формуле:

$$\Delta \mathcal{E} = 9,81 \sum_{i=1}^{i=n} Q_i h_i \eta_i t_i, \quad (41.22)$$

где n —число отрезков времени t_i в продолжение которых Q , h и η остаются постоянными (месяцы, декады, сутки);

η — суммарный коэффициент полезного действия агрегата, величина которого принимается условно постоянной и равной среднему его значению за год.

Здесь

$$h_i = h_{1i} + h_{mi}$$

Значения h_{1i} и h_{mi} принимаем по формулам (11.16) и (11.17), в которых вместо Q подставляем Q_{\max} . Учитывая, что уклон дна тоннеля в этом случае назначается из условия равномерного режима при Q_{\max} , потеря на трение, равная при любых расходах падению дна тоннеля, принимается постоянной в продолжение года.

Ежегодные эксплуатационные расходы по тоннелям составят:

$$Ид = p \alpha B^2 L.$$

Подставляя все эти величины в выражение (11.14') и допуская, что $S_{\text{зам}} = \text{const}$, берем производную суммы $Ид + И_3$ по B^* и приравняем ее к нулю.

Решая полученное выражение относительно B_0 будем иметь

$$B_0 = \sqrt[7,4]{\frac{\eta_i S_{\text{зам}} \sum Q_i t_i Q_{\max}^2 \left((26,5 n^2 + B_0^{1,4} \beta_2^{1,4} \frac{\sum \xi}{L}) \right)}{\alpha \beta_1^2 \beta_2^{1,4} p}}. \quad (11.23)$$

Как видно из этой формулы, чем больше величина $\sum \xi$ и чем меньше длина тоннеля L , при прочих равных условиях, тем

больше влияние второго подкоренного члена на величину экономического сечения тоннеля и в пределе, когда $\sum \xi = 0$ или $L = \infty$ вместо (11.23) получим:

$$B = \sqrt[7.4]{\frac{26,5 Q^2_{\text{макс}} n^2 \eta_i S_{\text{зам}} \sum Q_i t_i}{\alpha \beta_1^2 \beta_2^{1.4} \rho}}, \quad (11.24)$$

т. е. формулу для определения экономического сечения тоннеля без учета местных потерь.

в. Безнапорные тоннели без холостого водосброса в конце

Значение B_0 определяется по приведенным формулам методом постепенного приближения. Сначала эта величина определяется при допущении, что $\sum \xi = 0$. Полученное значение подставляется в общее выражение и вновь вычисляется новое значение B_0 и т. д.

Учитывая, что согласно формуле (11.24).

$$\frac{26,5 Q^2_{\text{макс}} \sum Q_i t_i n^2 \eta_i S_{\text{зам}}}{\alpha \beta_1^2 \beta_2^{1.4} \rho} = B^{7.4},$$

формулу (11.23) можно представить в следующем виде:

$$B_0 = B \sqrt[7.4]{1 + \frac{\beta_2^{1.4} B_0^{1.4} \sum \xi_0}{26,5 L n^2}}. \quad (11.25')$$

г. Напорные тоннели

Для получения выражения теряемой за год энергии, пользуемся опять формулой (11.22). Принимая и здесь величину η постоянной и беря значение h_i по формуле (11.16), подставляем их в формулу (11.22). В результате получим

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{110 \cdot 85 \eta n^2 L}{D^{6.4}} \sum Q_i^3 t_i.$$

Ежегодные эксплуатационные расходы по тоннелю, аналогично таковым по безнапорному тоннелю, равны

$$S_1 = \alpha p D^2 L.$$

Подставляя эти выражения в формулу (11.14') беря первую производную по D , приравнивая ее к нулю и решая полученное выражение относительно D_0 получим:

$$D_0 = \sqrt[7.4]{\frac{3000 \eta S_{\text{зам}} \sum Q_i^3 t_i \left(n^2 + D_0^{1.4} \frac{\sum \xi}{184 L} \right)}{\alpha p}}. \quad (11.26)$$

D_0 — можно выразить также и через среднекубический (или среднеэнергетический) расход, величина которого определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{ср.к}} = \frac{\sqrt[3]{\sum_{i=1}^n Q_i^3 t_i}}{T_0}.$$

Подставив это значение в формуле (11.26) получим

$$D_0 = \sqrt[7.4]{\frac{300 Q_{\text{ср.к}}^2 T_0 \eta S_{\text{зам}} \left(n^2 + D_0^{1.4} \frac{\sum \xi}{184 L} \right)}{\alpha p}}. \quad (11.27)$$

при $T_0 = 8760$ часов, вместо (11.27) получим:

$$D_0 = 7,37 \sqrt[7.4]{\frac{Q_{\text{ср.к}}^2 \eta S_{\text{зам}} \left(n^2 + D_0^{1.4} \frac{\sum \xi}{184 L} \right)}{\alpha p}}. \quad (11.28)$$

И здесь, как в случае безнапорных тоннелей, подставляя в эти формулы значения $\sum \xi = 0$ или $L = \infty$, получим выражение экономического диаметра напорного тоннеля без учета местных потерь.

Учитывая, что

$$\frac{300 Q^3 n^2 T_0 S_{\text{зам}} \eta}{\alpha p} = D^{7.4},$$

формулу (11.27) можно преобразовать в следующем виде:

$$D_0 = D \sqrt[7.4]{1 + \frac{D_0^{7.4} \sum \xi}{184 n^2 L}}. \quad (11.29)$$

Примеры расчета

Безнапорные тоннели

Пример 1. Требуется определить экономически наиболее выгодные сечения безнапорного тоннеля корытообразного профиля без учета местных потерь при следующих данных: максимальный расчетный расход $Q_{\max} = 160 \text{ м}^3/\text{сек}$; число часов работы ГЭС в году, соответствующее Q_{\max} — $T = 5000$ часов, стоимость 1 квт.ч заменяющей энергии $S_{\text{зам}} = 0,003$ руб; коэффициент шероховатости $n = 0,012$; коэффициент полезного действия станционного узла $\eta = 0,80$; среднегодовые расчетные издержки по тоннелю в долях капиталовложений по тоннелю $p = 0,04$; полная стоимость 1 м^3 выломки тоннеля $a = 8,0$ руб; полная стоимость 1 м^3 кладки обделки $b = 18,0$ руб.; коэффициент $\beta_3 = 0,125$.

Подставляем значения a , b и β_3 в формулу 11.21' получим $\alpha = 198$.

Для корытообразного профиля $\beta_1 = 0,812$, $\beta_2 = 0,305$. Если полученные данные подставить в формулу (11.24), решая ее при $\sum \xi = 0$, получим ширину тоннеля без учета местных потерь

$$B = 7,05 \text{ м.}$$

Пример 2. Определить для того же тоннеля экономическую ширину с учетом местных потерь, при длине тоннеля $L = 500$ м и суммарной величине коэффициента местных потерь $\sum \xi = 0,5$.

Подставляя эти данные, а также вычисленное в предыдущем примере значение $B = 7,05$ м, получим новое значение

$$B_0 = 7,62 \text{ м.}$$

Для уточнения результата, подставим в ту же формулу значение $B_0=7,62$ м. Решая это уравнение, получим $B_0=7,67$ м. Следовательно, с учетом местных потерь напора, экономическая ширина тоннеля увеличилась на 0,62 м, что соответствует увеличению живого сечения тоннеля на 18%.

Из этого же примера видно, что вторичное уточнение результата повторным расчетом составляет не более 0,05 м или менее 1% и в нашем случае можно было бы ограничиться результатом первого уточнения.

Напорные тоннели

Пример 3. Требуется определить экономическое сечение напорного тоннеля без учета местных потерь при следующих исходных данных $Q_{ср.к} = 160$ м³/с; $S_{зам} = 0,003$ руб;

$$n = 0,012; \quad a = 0,80; \quad p = 0,04; \quad \beta_3 = 0,155.$$

Подставляя соответствующие значения в формулу (11.21"), получим $\alpha=230$.

Подстановкой полученных данных в формулу 11.29 при $\sum \xi=0$ получим

$$D = 7,81 \text{ м.}$$

Пример 4. Для этого же тоннеля определим экономический диаметр D_0 с учетом местных потерь при $L=500$ м и $\sum \xi = 0,50$.

Ведя расчет по формуле (11.28), или при известной величине D , по формуле (11.29) получим

$$D_0 = 8,45 \text{ м.}$$

Следовательно, учет местных потерь в этом случае дает увеличение диаметра тоннеля на 0,64 м, чему соответствует увеличение живого сечения тоннеля на 18%.

Кратко остановимся на методе технико-экономического расчета размеров поперечного сечения подводящих и отводя-

ших тоннелей гидроэлектростанций* (предложен докторами техн. наук В. Г. Айвазяном и А. М. Мазуром).

Гидравлический радиус наивыгоднейшего поперечного сечения подводящего безнапорного несаморегулирующегося тоннеля с постоянной отметкой горизонта воды в напорном бассейне на уровне, отвечающем пропуску расчетного максимального расхода тоннеля $Q_{\text{мк}}$, определяется по формуле

$$R = \sqrt[7+2g]{\frac{9,81 \cdot 8760 \cdot Q_{\text{ср}} \cdot Q_{\text{мк}}^2 (5 + 2y) n^2 \varphi \eta_a S_{\text{доп}}^{\text{сам}}}{2 p m \Theta^6}}, \quad (11.30)$$

Здесь

y — показатель степени в обобщенной формуле коэф-

фициента Шези $c = \frac{1}{n} R^y$.

n — коэффициент шероховатости,

$Q_{\text{ср}}$ — средний за год расход воды в тоннеле м³/сек.,

φ — коэффициент, учитывающий местные потери напора в тоннеле,

η_a — к. п. д. гидроагрегата,

$S_{\text{доп}}^{\text{сам}}$ — расчетная стоимость в рублях дополнительного кл. вт. ч. электроэнергии на заменяющих электростанциях равного качества с электроэнергией, потребляемой, на проектируемой ГЭС вследствие потерь напора в тоннеле,

p — среднегодовые расчетные издержки по тоннелю в долях капиталовложений по тоннелю.

m — модуль стоимости тоннеля в рублях,

Θ — модуль формы поперечного сечения тоннеля.

Переход от вычисленного по формуле (11.30) гидравлического радиуса тоннеля R к линейным размерам его попе-

* Технические условия и нормы проектирования гидротехнических сооружений. Гидротехнические тоннели гидроэлектростанций, ТУ 11-58, Госэнергоиздат, 1959.

речного сечения (пролет, высота) производится на основании соответствующих формул зависимости линейных размеров от гидравлического радиуса для принятой формы поперечного сечения.

Гидравлический радиус наивыгоднейшего поперечного сечения подводящего или отводящего напорного тоннеля, а также подводящего безнапорного саморегулирующегося тоннеля небольшой длины вычисляется по формуле

$$R = \sqrt[7+2y]{\frac{9,81 \cdot 8760 Q_{\text{ср.куб}}^3 (s + 2y) n^2 \varphi \eta_a S_{\text{дон}}^{\text{нап}}}{2 \rho t \Theta^6}}, \quad (11.31)$$

где, помимо обозначений, приведенных выше $Q_{\text{ср.куб}}$ — средне-кубический расход воды за год.

Переход от вычисленного по формуле (11.31) гидравлического радиуса R к радиусу напорного тоннеля r (при круглой форме поперечного сечения) производится по формуле $r = 2R$.

ГЛАВА ДВЕНАДЦАТАЯ

НЕКОТОРЫЕ ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

1. Основные тенденции в развитии гидроэнергостроительства

За последнее время в разных областях гидроэнергетики наметились определенные тенденции, способствующие расширению пределов и повышению эффективности использования гидроэнергии рек. Эти тенденции возникли в основном в результате разработки новых, современных принципов и способов использования водной энергии, разработки новых и усовершенствования существующих типов и конструкций сооружений и оборудования, развития строительной техники и др.

Здесь, в первую очередь следует отметить комплексное многоотраслевое, использование водных ресурсов, получившее широкое распространение во всех странах мира. В качестве примера наиболее крупного комплексного использования водных ресурсов реки можно привести осуществляемую в Арабской Республике Египет реконструкцию одной из крупных рек мира р. Нил.

С помощью специалистов Советского Союза, сооружена Асуанская плотина высотой 111 м и длиной по гребню 3600 м. Плотина создает крупнейшее водохранилище в мире объемом 157 млрд м³, которое позволяет решить одновременно ряд важнейших для Арабской республики Египет народно-хозяйственных задач; избавляет население от засух и наводнений, обеспечивает значительное расширение посевных площадей с переводом на годичный цикл орошения, позволяющий снимать до трех урожаев в год, улучшает условия судоходства на р. Нил и способствует развитию рыбного хозяйства. При плотине построена гидроэлектростанция мощностью 2,1 млн. квт, вырабатывающая ежегодно до 10 млрд квт.ч энергии.

В Австралии по ирригационно-энергетической схеме использования так называемых Снежных Гор (Сноуи Моунтенс) намечается на суммарном стоке четырех рек более двух млрд м³ использовать на орошение, а остальной сток для энергетики, позволяющий сооружение 15 гидроэлектростанций и первой общей мощностью очереди до 2,8 млн. квт.

В Японии комплексные схемы использования рек помимо получения электроэнергии, позволяют одновременно решить вопросы орошения и водоснабжения населенных пунктов.

Ирригационно-энергетическая схема использования реки Дюракс притока Роны (Франция) позволяет помимо орошения 25 тыс. га получить 2,3 млрд. квт.ч энергии.

Крупные комплексные схемы осуществляются в Индии, в США, Югославии и других странах мира.

Характерной особенностью гидроэнергостроительства последнего периода является также каскадное использование водотоков. Строительство каскадов ГЭС получило широкое развитие во всем мире. Каскады строятся как на равнинных, так и на горных реках. Изучение возможностей каскадного

использования рек становится обязательным, т. к. оно позволяет наиболее полное и наиболее эффективное использование располагаемых ресурсов рек. В настоящее время каскадное использование водотоков становится общим, а использование рек отдельными установками, частным, и вместе с тем, редким явлением.

Укрупнение мощности гидроэлектростанций также является характерной особенностью современного гидроэнергостроительства. Гидроэлектростанции с установленной мощностью свыше 1,0 млн. квт уже не являются редкостью. В настоящее время во всем мире насчитывается не менее 15 таких установок, из них 6 приходится на США, 3 на Канаду, 1 на КНР и 4 на СССР.

Самые мощные гидроэлектростанции мира приходятся на СССР. Это—Красноярская ГЭС мощностью — 5,0 млн. квт., Братская ГЭС—4,5 млн. квт, Волжская ГЭС им. Ленина—2,56 млн. квт и др.

Одновременно с укрупнением мощности ГЭС увеличивается и мощность отдельных агрегатов. Максимальная мощность их на гидроэлектростанции достигает более 200 тыс. квт на Братской ГЭС и — 500 тыс. квт на Красноярской ГЭС. Мировое первенство и в этом отношении принадлежит СССР.

Увеличение мощности ГЭС и ее отдельных агрегатов имеет большое значение для удешевления строительства, т. к. это ведет к уменьшению удельных капиталовложений в строительстве, повышению зарегулированности стока и улучшению качества энергии. При увеличении мощности становится возможным также широкое применение более эффективных промышленных методов строительства, т. е. переход от выполнения строительных процессов на месте к монтажу готовых элементов изготовленных заводским способом.

С другой стороны, укрупнение мощности отдельных агрегатов позволяя снижение удельной стоимости агрегата одновременно позволяет удешевление и ускорение строительства здания ГЭС. Так например, если на первый ГЭС СССР длина здания ГЭС на каждую 1 тыс. квт мощности составляла около двух метров, на новых мощных ГЭС она составляет не более 0,1 м.

При укрупнении ГЭС становится более оправданным с экономической точки зрения создание крупных водохранилищ, требующих больших вложений, что позволяет повысить степень зарегулирования стока используемой реки.

Значительные успехи достигнуты за последнее время в строительстве ГЭС на равнинных реках. Особая заслуга в этом деле принадлежит советским специалистам, осуществившим ряд уникальных по своим техническим решениям самых крупных ГЭС в мире.

Здесь в первую очередь следует отметить строительство крупных высоких плотин на слабых не скальных основаниях. Не так давно в мировой практике гидротехнического строительства считалось, что крупные гидротехнические сооружения можно возводить только на скале. В основе этого тезиса лежали опасения — неравномерной осадки сооружения в процессе строительства и эксплуатации, подмыв и разрушение сооружений сбрасываемой с верхнего бьефа водой, большая, экономически неоправданная, стоимость дополнительных работ по обеспечению надежности работы сооружений.

Еще при строительстве Свирской ГЭС и канала Москва-Волга советскими специалистами были разработаны и успешно применены новые методы расчета осадки сооружений, гашения энергии воды в нижнем бьефе, расчета противофильтрационных мероприятий и др.

Особых успехов гидротехники Советского Союза достигли в послевоенный период, когда был построен ряд крупнейших гидроэлектростанций Волжского каскада плотинами на не скальных основаниях, высотой до 35—45 м. За этот же период были построены в настоящее время самые мощные гидроэлектростанции мира на реках полугорного типа Ангара, Енисей и др.; упомянутые выше Братская мощностью 4,5 млн. квт., Красноярская мощностью 6 млн. квт и др.

Осуществление этих грандиозных строек в кратчайшие сроки обусловлен применением мощной строительной техники. — сборного железобетона, крупных снарядов гидромеханизации и других строительных механизмов и машин, новых способов перекрытия русел крупных рек и других новейших прогрессивных способов строительства.

К заслугам советских гидротехников следует отнести также разработку и осуществление на равнинных и полугорных реках СССР на Волге, Каме, Днепре, Ангаре и Оби новых специальных конструкций здания ГЭС (совмещенных, водосливных, встроенных и др.), улучшение компоновки узлов (пойменная компоновка бетонных сооружений ГЭС) и др.

Процесс дальнейшего укрупнения гидроэлектростанции и ее отдельных агрегатов, усовершенствования компоновки узлов и конструкций здания ГЭС и строительных способов на равнинных и полугорных реках все еще продолжается.

Значительные достижения имеют место за последнее время в области использования энергии горных рек.

Здесь в первую очередь следует отметить тенденцию широкого освоения верхних течений горных рек, что следует объяснить как исчерпанием в ряде стран эффективно используемых гидроэнергетических ресурсов в среднем и нижнем течении этих рек, так и усовершенствованием строительной техники, позволяющей за короткие сроки осуществлять крупнейшие плотины и другие гидротехнические сооружения в сложных условиях.

Так например, в Италии, Швейцарии и Австрии за последнее время усиленное гидроэнергостроительство ведется в верховьях рек на высотах 1500—2500 м доходя до зоны вечных снегов и ледников.

Особенностью схем использования горных рек на больших высотах является захват и концентрация стока многочисленных рек и ручьев путем строительства водоподводящих сооружений, главным образом тоннелей малого сечения. Собранный в одном месте сток предварительно аккумулируется в водохранилище, а затем используется на одной или нескольких высоконапорных установках.

Характерной в этом отношении является схема Глокнер-Капрун в Австрии, называемая иногда схемой Тауернверк, предусматривающая использование в двух ступенях высокогорного участка р. Капрун, протяжением 12 км и общим падением 1700 м (рис. 146). Из всей используемой водосборной площади на ледники приходится 41,5%. Сооружение водосборных тоннелей общей протяженностью 18,3 км и привлечение стока смежных и отдаленных рез позволили увеличить

энергетические ресурсы в 2,8 раза. Длина деривационных тоннелей, рассчитанных на расход $20 \text{ м}^3/\text{сек}$ составляет 11,5 км.

Следует отметить, что верхняя ступень Лимберг имея агрегаты с насосами, работающими с противодавлением 100 м, может подкачивать воду в верхнее водохранилище Моозербоден. ГЭС работает при напоре 364 м, мощность установки 112 тыс. квт, годовая выработка энергии — 462 млн. квт-ч.

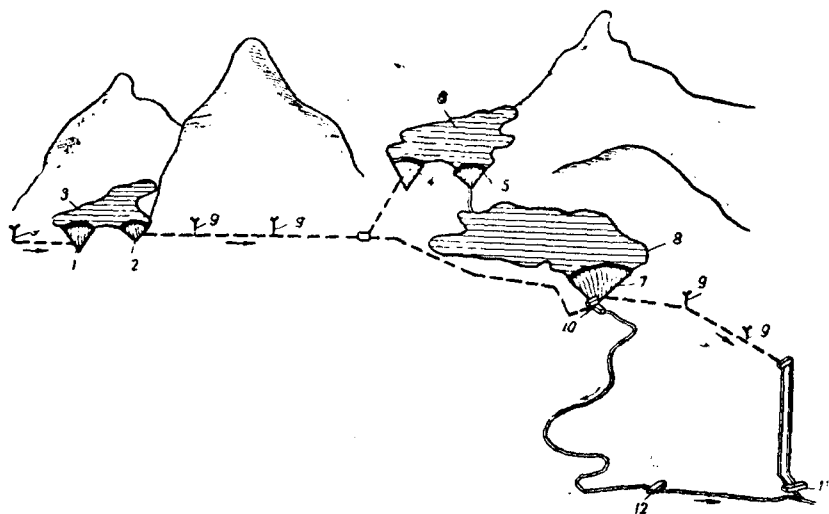


Рис. 146. Схема каскада гидроэлектростанций Глокнер-Капрун в Австрии: 1—плотина Мелль, $H=93$; 2—плотина Маргарите, $H=37$ м; 3—водохранилище Маргарите, $V=3,1$ млн. м^3 ; 4—плотина Фросен, $H=120$ м; 5—плотина Моозер, $H=107$ м; 6—водохранилище Моозербоден, $V=85,4$ млн. м^3 ; 7—плотина Вассерфальдбоден, $H=120$ м; 8—водохранилище Вассерфальдбоден, $V=84,5$ млн. м^3 ; 9—Водозаборы; 10—ГЭС Лимберг; 11—ГЭС Капрун; 12—ГЭС, $N=0,5$ тыс. квт.

Вторая ступень Капрун при напоре 891 м имеет мощность 220 тыс. квт., при годовой выработке энергии 490 млн. квт.ч.

По схеме использования р. Илл (Австрия), гидроэлектростанцией Родунд к водохранилищу Фермунт подводится сток из других ручьев составляющий 28% всего стока используемого ГЭС Роунд. При общей длине деривационных тоннелей около 26 км, длина захватных водоводов составляет

28,5 км, в том числе безнапорных тоннелей 16,3 км и напорных — 5,8 км.

Весьма показательной с точки зрения концентрации стока является схема Гранд-Диксенс в Швейцарии, показанной на рис. 147. В этой схеме к высокогорному водохранилищу, имеющему объем 400 млн. м³, созданному путем сооружения

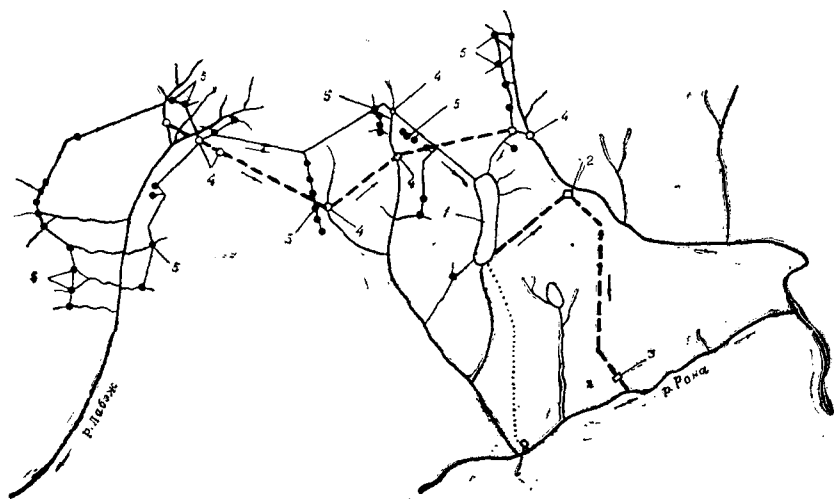


Рис. 147. Схема гидроэлектростанции Гранд-Диксенс в Швейцарии: 1—водохранилище Гранд-Диксенс; 2—ГЭС Фионей-Диксенс; 3—ГЭС Нандац; 4—подземные водосборные сооружения; 5—поверхностные водосборные сооружения; 6—существующая ГЭС Шандох—Линдиксен

в верховьях р. Диксенс высочайшей плотины в мире, подводится сток из ряда смежных рек. Зарегулированный сток затем используется на двух ступенях из коих первая Фионей Диксенс с подземным зданием ГЭС имеет мощность 320 тыс. квт при напоре 875 м, а вторая Ненданц, также с подземным зданием ГЭС при напоре 448 м имеет мощность 366 тыс. квт. Общий напор каскада 1737 м, суммарная мощность установок 686 тыс. квт. годовая выработка энергии 1,65 млрд. квт.ч. Общая длина водоводов составляет 105 км.

Можно было бы привести ряд и других аналогичных схем, характеризующих новое направление в использовании верховьев горных рек.

Следует отметить, что в развитии гидроэнергостроительства горных рек последнего периода значительную роль сыграли крупные достижения в области строительства высоких плотин.

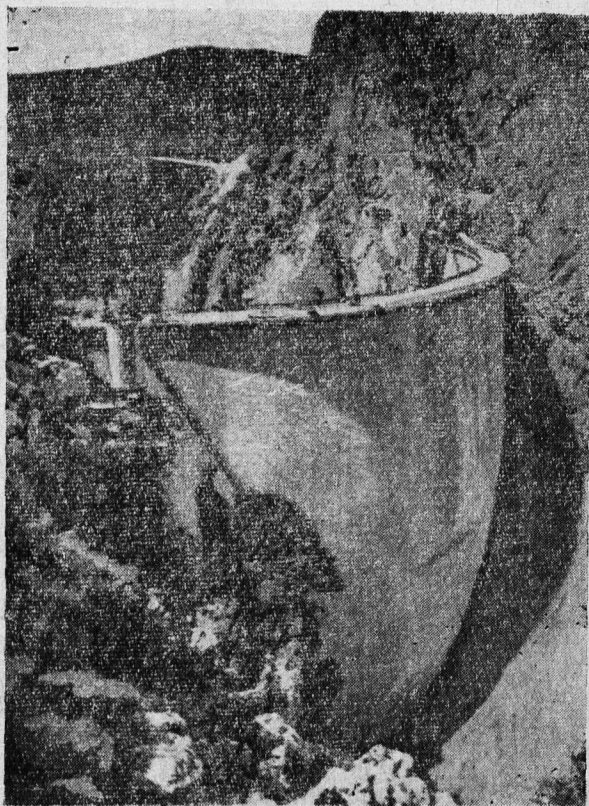


Рис. 148. Арочная плотина

В Швейцарии построена упомянутая выше гравитационная плотина Гранд-Диксанс высотой 284 м и арочная плотина Мовуазен высотой 236 м; в Италии сооружены арочные плотины Вайонт высотой 266 м и Санта Джустина высотой 153 м. Во Франции плотина Тинь имеет высоту 180 м. В Испании, построена арочная плотина Канеллес (рис. 148) высо-

той 150 м и проектируется плотина Тормес высотой 190 м. Ряд других плотин высотой более 150 м построены и строятся в других странах. В недалеком прошлом для гидротехники эти высоты плотин были недостижимы.

Развитие строительства высоких плотин, обеспечивая создание крупных высокогорных водохранилищ позволило значительно повысить степень зарегулирования используемой энергии при одновременном повышении степени использования стока. В результате достигнуто существенное улучшение и экономических показателей ГЭС, в особенности ГЭС с облегченными типами плотин.

Значительные успехи достигнуты также в строительстве высоких плотин из местных материалов, в частности, каменно-набросных. Эти успехи обусловлены в основном применением центрального противофильтрационного ядра из местных материалов. Как известно, труднопреодолимые технические затруднения, возникающие при устройстве наклонного противофильтрационного экрана при больших высотах плотин, сильно ограничивало высоту последних. Применение эластичного типа центрального ядра из местных материалов открыло новые возможности для резкого повышения высоты этих плотин. Для примера можно привести строящуюся Нурекскую каменнонабросную плотину в СССР высотой 300 м.

Таким образом, успехи в гидротехническом строительстве последнего периода существенно расширили технические и экономические пределы строительства высоких плотин.

Развитие тоннелестроения также в значительной степени способствовало развитию гидроэнергетики горных рек и в частности использованию их высокогорных зон. Постепенно увеличивается внутреннее сечение тоннелей. На рис. 149 показаны максимальные поперечные сечения тоннелей, построенных в Швеции за период 1915—1959 гг. Возрастают темпы строительства тоннелей, удлиняются участки проходимые с одного забоя, все чаще применяются тоннели, выполненные специальным методом «гладкого взрывания» (в Норвегии, Австрии, Италии).

Успехи в строительстве тоннелей в значительной степени способствовали развитию строительства зданий ГЭС под-

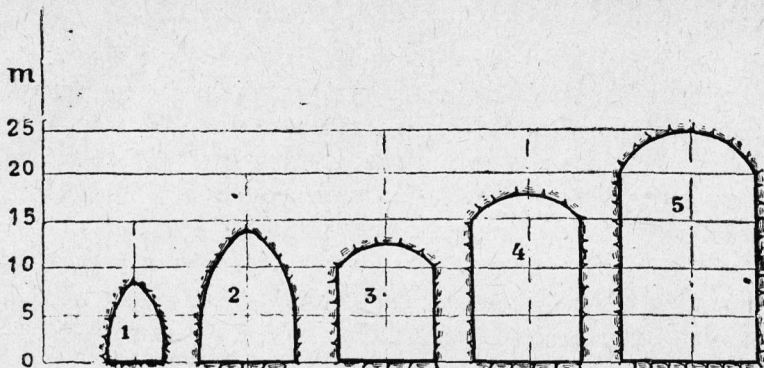


Рис. 149. Поперечные сечения больших тоннелей гидроэлектростанции Швеции: 1—Порюс, 1915 г. $F=50 \text{ м}^2$; 2—Кронгэдс, 1937 г., $F=116 \text{ м}^2$; 3—Хьялта, 1949 г. $F=135 \text{ м}^2$; 4—Чильфорсен, 1953 г. $F=208 \text{ м}^2$; 5—Сторкоррфорсен, 1959 г. $F=360 \text{ м}^2$

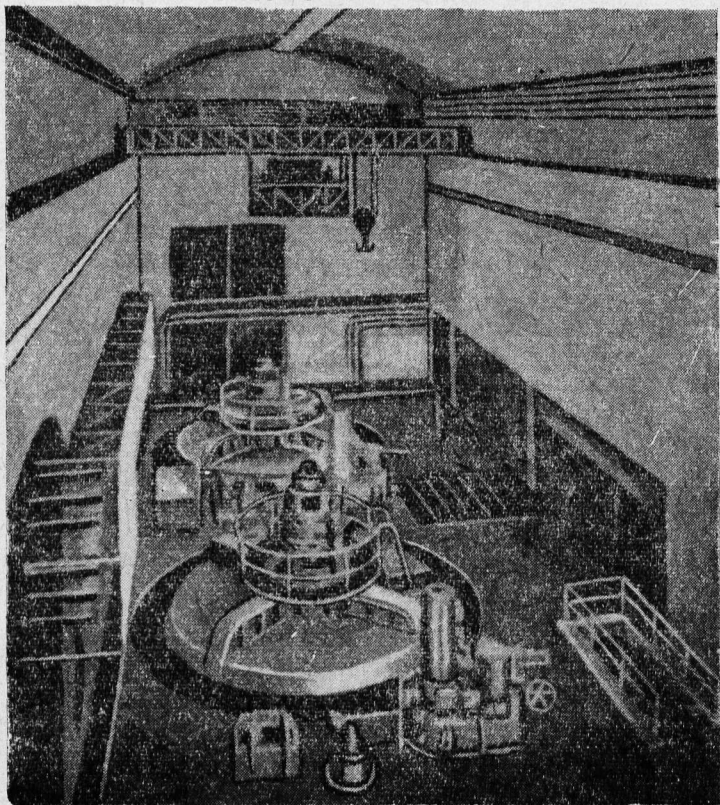


Рис. 150. Внутренний вид на подземный тип здания ГЭС

земного типа (рис. 150) имеющих не менее важное значение для эффективного использования энергии горных рек.

Если не так давно, здание подземного типа применялось в весьма редких случаях в основном, как вынужденное решение вопроса, и при этом, его осуществление было связано с большими капиталовложениями, то в настоящее время оно получило широкое повсеместное распространение.

В связи с этим, участки горных рек, энергетическое использование которых раньше считалось нерентабельным, в настоящее время эффективно используются установками с подземным расположением здания ГЭС.

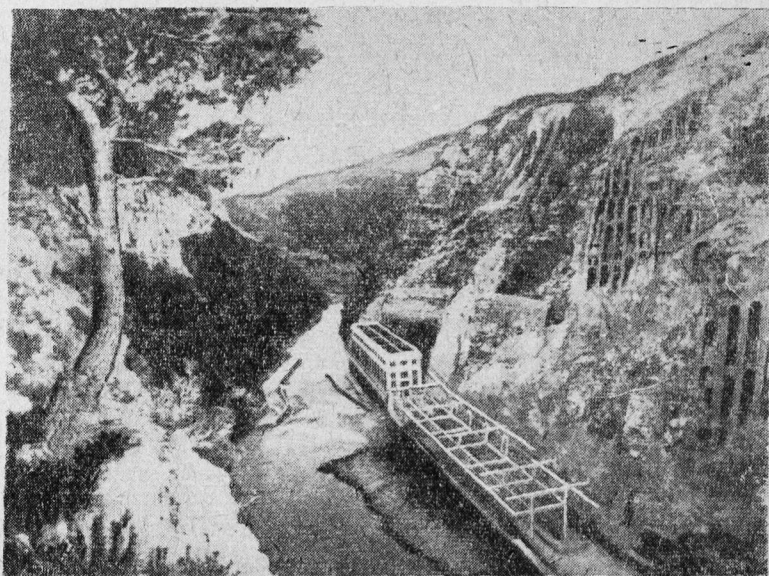


Рис. 151. Надземный тип здания ГЭС, строящийся в тяжелых топографических и геологических условиях

Рис. 151 дает представление о том, в каких тяжелых условиях приходилось раньше осуществлять в ряде случаев здание ГЭС открытого типа. Для размещения сооружений силового узла в данном случае потребовалось выполнить большие скальные выемки под здание ГЭС и провести специальные сложные мероприятия по укреплению склона.

При применении в этом же случае здания подземного типа решение вопроса сильно упростилось бы и оно по-видимому обошлось бы значительно дешевле открытого типа здания ГЭС.

Как известно, здание гидроэлектростанции подземного типа было применено на установке Бухбергмюле в Германии еще в 1904—1907 гг. однако, быстрое развитие оно получило лишь за последнее время.

В настоящее время в разных странах мира построено более 125 подземных ГЭС с суммарной мощностью более 12 млн. квт. Резко возрасла и мощность отдельных установок, так например, подземная установка Нечако-Кемано в Канаде, первая очередь которой была введена в действие в 1954 г., имеет полную проектную мощностью около 1700 тыс. квт.

Особенно широкое распространение подземный тип ГЭС получил в Италии, которая в этом отношении в настоящее время занимает первое место.

За последнее время, у нас в Советском Союзе, также находит все более широкое применение подземный тип зданий ГЭС. В частности, в Закавказье подземный тип гидроэлектростанции был применен на Севано-Разданском каскаде ГЭС в Армянской ССР, а также в Рионском и Храмском каскадах ГЭС в Грузинской ССР.

Ряд подземных ГЭС построен и запроектирован и на реках других районов ССР.

Столь широкое развитие подземных ГЭС было обусловлено рядом их преимуществ перед гидроэлектростанциями открытого типа, сооружаемыми на горных реках.

Здесь в первую очередь следует отметить возможность расположения здания ГЭС в том пункте используемого участка, где это удобно как по геологическим и топографическим условиям, так и по технической схеме ГЭС. (рис. 152).

Как видно из рис. 152 подземный тип здания ГЭС в ряде случаев позволяет полностью или частично заменить напорную деривацию безнапорной деривацией, а также существенно сократить длину напорного трубопровода и др. Это дает возможность снизить стоимость этих сооружений и уменьшить потери напора в водопроводящих сооружениях.

Применение подземного типа здания ГЭС сильно облегчает использование и тех напоров, которые теряются при сработке водохранилищ.

Наконец, как это будет показано дальше, этот тип здания позволяет повысить степень использования объема водохранилища и улучшить качественные и количественные показатели выработки ГЭС.

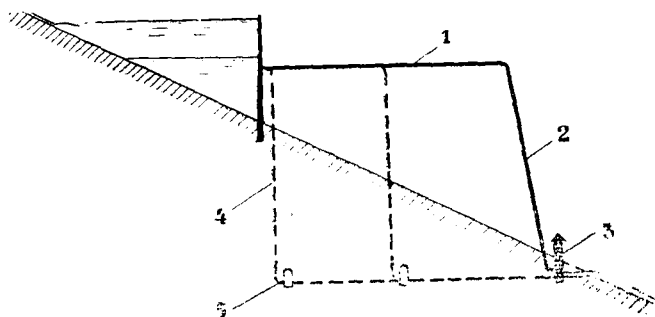


Рис. 152. Варианты схем использования участка с надземным и подземным расположением здания ГЭС: 1—напорный тоннель; 2—напорный трубопровод; 3—здание ГЭС надземного типа; 4—напорная шахта; 5—здание ГЭС подземного типа

В заключение отметим, что за последнее время в мировой практике гидроэнергостроительства большое внимание уделяется вопросу максимального использования водохранилищ для повышения степени регулирования стока путем гидроаккумулирования. Имеется в виду подкачка воды из нижнего бьефа ГЭС в верхний — в периоды минимума нагрузки, когда ГЭС не работает. Для осуществления этого мероприятия в здании ГЭС устанавливаются насосы на общем валу агрегатов ГЭС или отдельно от них. При минимуме нагрузки гидроэлектростанция работает по насосному режиму качая воду в водохранилище из нижнего бьефа ГЭС (из водохранилища нижней ступени или дополнительный сток из реки, который поступает на участке плотина — генздание), используя для этого напорные водопроводящие сооружения ГЭС. При увеличении нагрузки ГЭС работает обычным тур-

бинным режимом, используя одновременно и сток подкачан- ный из нижнего бьефа.

Практика показывает, что такие установки выполняю- щие одновременно функции обычной ГЭС и ГАЭС в ряде случаев оказываются весьма эффективными.

Здесь привычны лишь некоторые достижения и тенден- ции в развитии современной гидроэнергетики, позволившие существенно повысить эффективность гидроэнергетического строительства. Ниже вкратце рассматриваются некоторые вопросы развития гидроэнергетики Грузинской ССР в свете этих достижений.

2. Некоторые характерные примеры из гидроэнергетики Грузинской ССР

Успехи последнего периода в области мирового гидро- энергостроительства оказали существенное положительное влияние и на развитие гидроэнергетики в Грузинской ССР. Пересмотр схем использования горных рек Грузии в свете современных достижений гидротехники, позволил значи- тельно повысить степень зарегулирования стока при одно- временном повышении степени его использования. В резуль- тате резко повысилась эффективность использования гидро- энергетических ресурсов республики.

Улучшение технических схем ГЭС и удешевление ее гидротехнических сооружений, в результате замены их совре- менными, усовершенствованными типами, с переходом на новые индустриальные методы строительства позволили, в ряде случаев, сократить сроки и снизить стоимость строи- тельства в 2—2,5 раза.

Ниже остановимся лишь на некоторых примерах харак- терных с точки зрения улучшения способом использования энергии горных рек.

а. Река Ингури является одним из мощных водотоков в Закавказье. Однако условия питания, в значительной степе- ни ледникового, определяют сугубо сезонный характер стока реки. Вместе с тем, большое падение и узкость ущелья реки исключали возможность создания более или менее емких во-

дохранилищ для зарегулирования стока при сравнительно высоких плотинах. Как показали расчеты, для зарегулирования стока, даже в годовом разрезе необходимо построить на реке ряд водохранилищных плотин высотой 200—300 метров.

Отсутствие опыта в строительстве таких плотин вообще, и в частности плотин облегченных типов, вынуждало проектировщиков, при составлении схемы использования р. Ингури ориентироваться на плотины умеренных высот, при этом на плотины тяжелого гравитационного типа, что сильно ограничивало возможности зарегулирования стока и требовало выполнения больших объемов бетонных работ.

В связи с изложенным в старых проектных проработках, р. Ингури была представлена, как мощный источник сезонной, сравнительно дорогой, энергии. Это обстоятельство естественно снижало интерес к этой весьма мощной реке, что отрицательно сказалось на ее практическом освоении.

Успехи в строительстве высоких плотин, и в особенности плотин облегченных типов, поставили в порядке дня вопрос о пересмотре старых схем использования р. Ингури.

С применением в новой схеме использования, высоких плотин облегченных типов, а также здании ГЭС подземного типа стало возможным существенно укрупнить ступени в результате чего наравне с четырехступенчатой схемой использования основного участка реки разработан также вариант эффективной двухступенчатой схемы (рис. 153).

Создание сравнительно емких водохранилищ одновременно позволило в значительной степени зарегулировать сток реки и сильно повысить степень его использования. Улучшились как качественные, так и количественные энергетические показатели отдельных ступеней каскада ГЭС, что существенно повысило эффективность всего Ингурского каскада ГЭС в целом.

В настоящее время р. Ингури признана объектом первоочередного использования и усиленно ведется строительство самой мощной ступени Ингури ГЭС.

б. На одном из участков в среднем течении горной реки Риони намечалось использовать две ступени, из коих верхняя

ступень проектировалась как установка смешанного типа с высокой водохранилищной плотиной, напорной деривацией зданием ГЭС надземного типа. Вторая ступень представляла собою установку деривационного типа с низкой водозаборной плотиной, безнапорным деривационным тоннелем и зданием ГЭС также надземного типа.

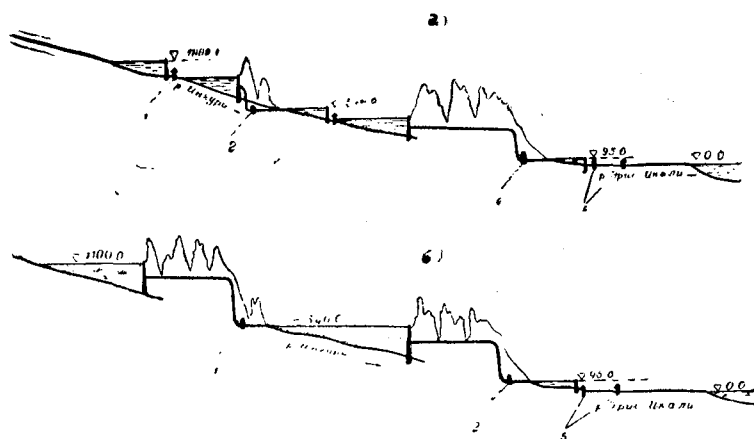


Рис. 153. Варианты схем использования р. Ингури: а—четырёхступенчатая схема; б—двухступенчатая схема

По новой схеме с применением здания ГЭС подземного типа, обе эти ступени объединены в одну более крупную ступень, при этом здание ГЭС подземного типа располагается в районе плотины, откуда отработанная вода по безнапорному тоннелю отводится к концу того же используемого участка реки (рис. 154).

По старой схеме условия работы агрегатов, ввиду небольшой величины постоянной часоты напора, ограничивали глубину сработки водохранилища в 50 м, чему соответствовал полезный объем 510 млн. м³.

По новой схеме в результате увеличения постоянной части напора на 120 м представляется возможным, не опасаясь заиления водохранилища, увеличить глубину сработки до 90 м. В связи с этим, полезный объем водохранилища увеличился до 740 млн. м³, или на 45%, что позволило значи-

тельно расширить пределы регулирования стока реки, существенно улучшить как качественные, так и количественные энергетические показатели ГЭС.

Одновременно резко изменились в сторону улучшения и экономические показатели гидроэлектростанции. В результате объединения двух ступеней отпала необходимость в строительстве второй плотины и второго здания ГЭС, а напорная деривация первой ступени заменена безнапорной деривацией, что с избытком компенсировало незначительные дополнительные затраты по одноступенчатому варианту, связанные с заменой надземного типа здания ГЭС подземным.

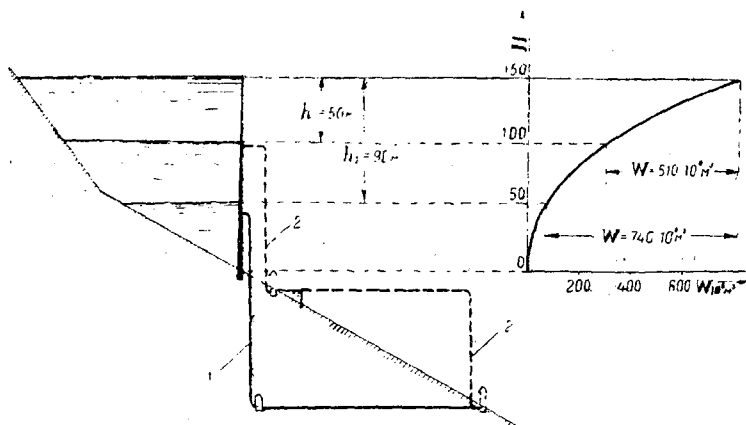


Рис. 154. Варианты схем использования участка р. Риони

Необходимо также отметить, что существенную роль в улучшении экономических показателей данной установки сыграла также замена гравитационного типа высокой плотины арочным, что стало возможным лишь в настоящее время с развитием строительства высоких плотин облегченных типов. Замена бетонной гравитационной плотины каменно-набросным с центральным ядром в данном случае также оказывается эффективным.

в. Применение высоконапорных гидроэлектростанций совмещенных с гидроаккумулирующими электростанциями открывает большие перспективы в дальнейшем, эффективном

использовании энергии горных рек Грузии. Подкачивая накопленную в нижнем водохранилище воду, или дополнительный сток поступающий в реку на участке плотина — гензда-ние, в верхнее водохранилище в периоды когда ГЭС не работает, и используя эту воду на турбинах ГЭС при повышении нагрузки, можно добиться получения существенного эффекта за счет дополнительного использования регулирующей способности водохранилища. В связи с тем, что в этом случае для подкачки воды в верхнее водохранилище в основном используются оборудования и сооружения основной ГЭС электрооборудование, напорный трубопровод, напорный тоннель и др. стоимость подкачки и аккумуляирования воды обходится намного дешевле, чем в случае «чистой» гидроаккумулирующей электростанции. В ряде случаев, эти установки позволяют эффективное перераспределение стока между бассейнами смежных рек.

Это положение подтверждается на основании предварительного изучения данного вопроса на объектах Грузинской ССР.

Так напримр, предложение автора, разработанное в Грузинском научно-исследовательском Институте энергетики, предусматривает создание ряда крупных водно-энергетических регуляторов на базе использования принципа совмещения функций ГЭС и ГАЭС в одной установке переброски стока рек Западной Грузии и Северного Кавказа в р. Кура. В одном случае намечается переброска стока рек Кура—Дзирула—Квирила в ту и другую сторону, в зависимости от требования энергетики и водного хозяйства Закавказья (рис. 155). При наличии в Куре избытков воды, последние сбрасываются через каскад установок, сооружаемых на реках Дзирула и Квирила, и используются на напоре около 500 м. В периоды дефицита воды в Куре сток и этих рек совместно со стоком р. Кура аккумуляированном в Дзирульском водохранилище подкачивается обратно в Куру.

В результате осуществления таких регуляторов в общем случае достигается решение трех задач:

- 1) можно получить в большом количестве регулирующую энергию;

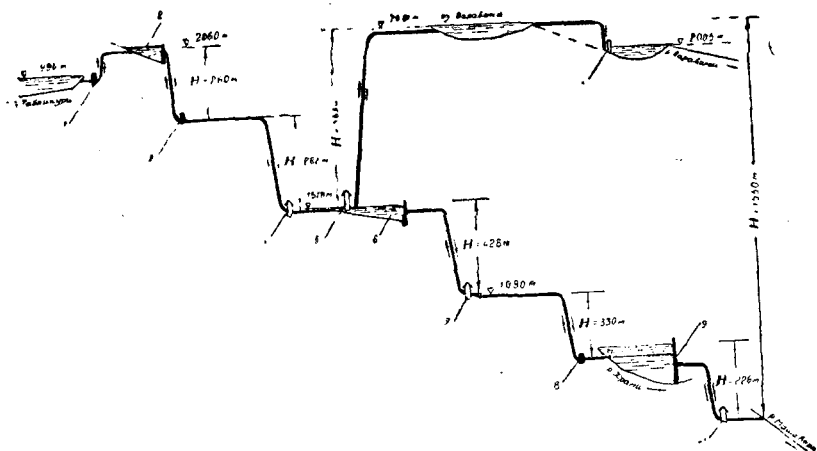


Рис. 155. Каскадная схема Храм-Параванских мощных гидроэнергетических регуляторов: 1—Табаккурская ГАЭС; 2—Нарианское водохранилище 3—Нариани ГЭС № 1; 4—Нариани ГЭС № 2; 5—Нардевани ГЭС; 6—водохранилище Храм ГЭС 1; 7—Храм ГЭС 1; 8—Храм ГЭС 2; 9—водохранилище на Храми; 10—Машавара ГЭС; 11—ГАЭС у оз. Сагамо

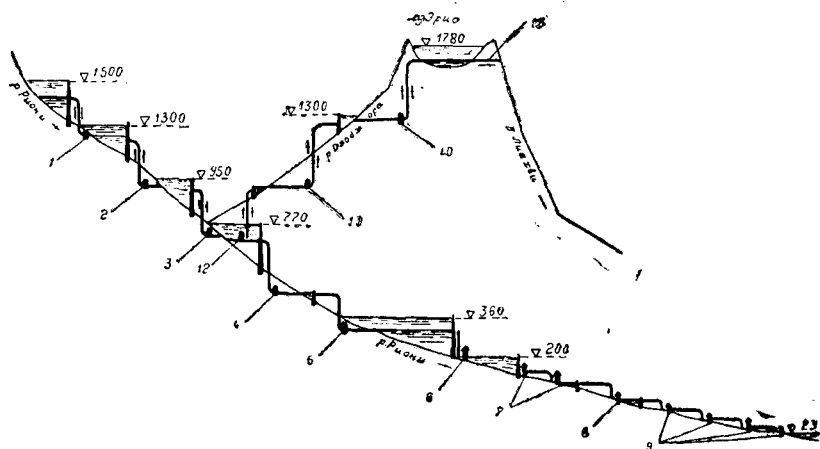


Рис. 156. Каскадная схема мощных гидроэнергетических регуляторов на р. Риони: 1—Геби ГЭС; 2—Глола ГЭС; 3—Они ГЭС; 4—Сори ГЭС; 5—Зогизи ГЭС; 6—Намохвани ГЭС; 7—Гумати ГЭС; 8—Риони ГЭС; 9—Варчихское ГЭС; 10—Эрцо ГЭС; 11—Кваиси ГЭС; 12—Джджора ГЭС; 13—переброска воды в р. Лиакви

- 2) создается крупный потребитель сезонной энергии и
- 3) достигается перераспределение стока из бассейна с избыточной влагой в бассейн с дефицитом влаги.

Во втором случае каскад аналогичных установок намечается осуществить на переброске стока р. Терек в Куру. При этой схеме предусматривается использование предварительно зарегулированного в Казбегском водохранилище сто-

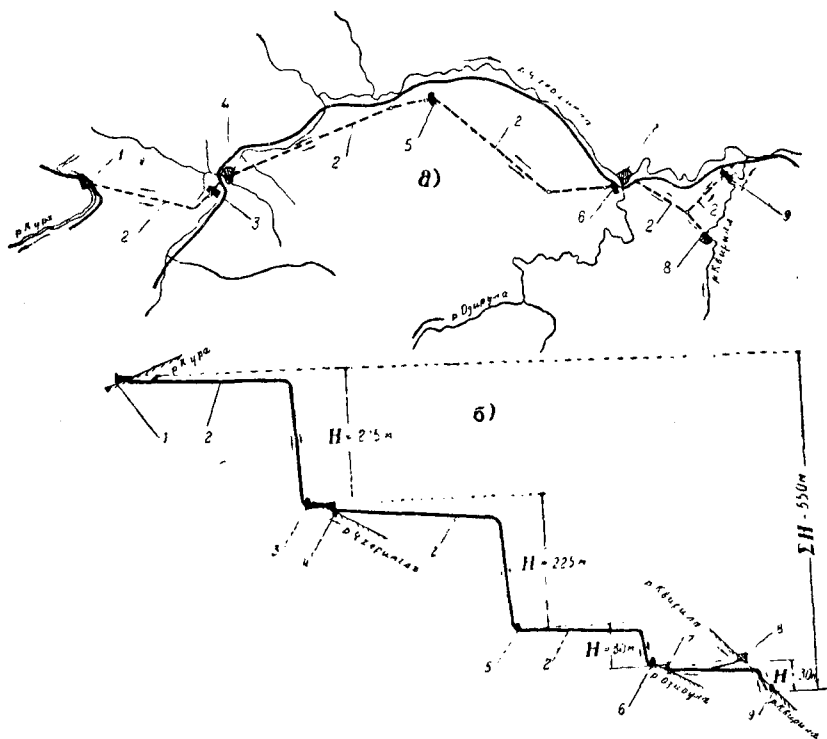


Рис. 157. Каскадная схема Кура-Квирильских мощных гидроэнергетических регуляторов: 1—плотина на р. Кура; 2—реверсивный тоннель; 3—ГАЭС № 1; 4—плотина на р. Чхеримела; 5—ГАЭС № 2; 6—ГАЭС № 3; 7—плотина на р. Дзирула; 8—плотина на р. Квирила; 9—ГАЭС № 4; 10—плотина на р. Квирила; 11—подвод воды р. Чолабури

ка р. Терек на каскаде ГЭС р. Арагви. Каскад с суммарным напором около 1300 м включает еще два водохранилища Жинвальское и Тбилиское. В результате создается каскад взаимосвязанный тремя водохранилищами позволяющими регулирование и переброску стока трех рек — Терека, Арагви

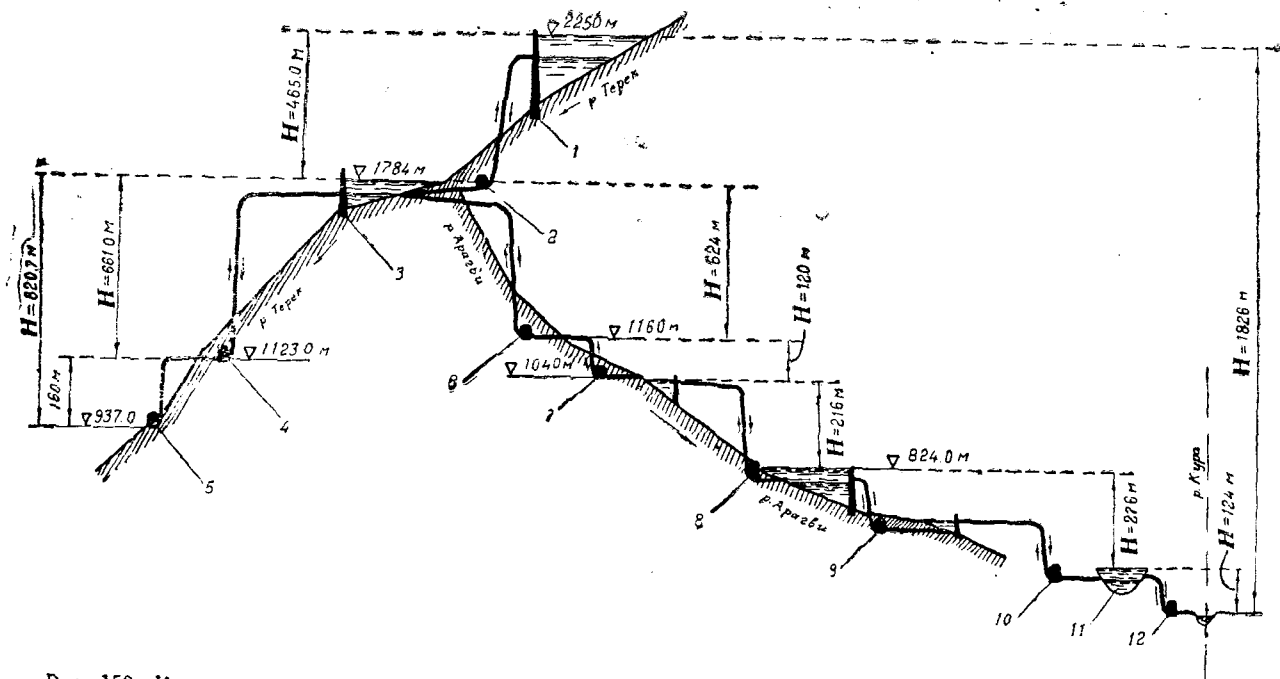


Рис. 158. Каскадная схема Терек-Арагвских мощных гидроэнергетических регуляторов: 1—высокая плотина; 2—Терек ГЭС; 3—плотина Дарнали ГЭС; 4—Дарнали ГЭС; 5—Эзма ГЭС; 6—Арагви ГЭС № 1; 7—Арагви ГЭС № 2; 8—Арагви ГЭС № 3; 9—Арагви ГЭС № 4; Жинвали ГЭС; 10—Арагви ГЭС № 5; 11—Тбилисское водохранилище; 12—Грмагеле ГЭС

и Куры в том и другом направлении (рис. 158). Осуществление этого каскада позволяет также решить отмеченные выше три задачи.

Создание еще трех аналогичных каскадов предусматривается и на перебросках других рек Северного Кавказа в Куру. Осуществление всех этих каскадов обеспечит отдачу объединенной энергетической системе Кавказа около 10 млрд. квт.ч зимней регулирующей энергии, создает условия для освоения до 15 млрд. квт.ч сезонной энергии и позволит ликвидировать ожидаемый дефицит воды в бассейне Куры.

Одновременно изучается вопрос использования для гидроаккумулирования уже осуществленных каскадов ГЭС с водохранилищами Шаори-Ткибули и Храм-Паравани. Изучается также вопрос переброски части стока из бассейна р. Риони в р. Лиахви и создания крупных ГАЭС совмещенных с обычными ГЭС в верхнем участке р. Риони.

Как показали подсчеты при положительном решении перечисленных мероприятий представится возможным построить новые ГЭС с среднегодовой выработкой около 40 млрд. квт.ч зарегулированной энергии.

ПРИЛОЖЕНИЕ

1. Некоторые свойства кривых подпоров

При разбивке падения реки на подпорные ступени использования, возникают вопросы, решение которых облегчаются при должном учете свойства кривых подпоров. Ниже кратко излагаются некоторые новые свойства кривых подпоров применительно к задачам возникающим при использовании рек подпорными гидроэлектростанциями.

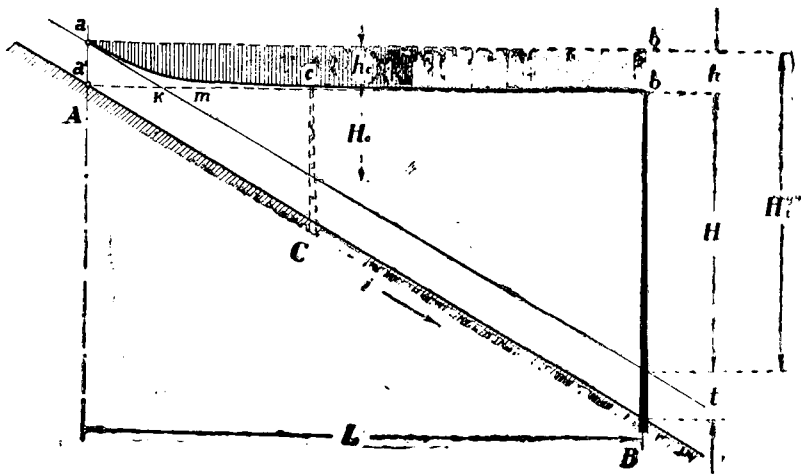


Рис. 159

На рис. 159 показан подпертый участок реки AB со средней бытовой глубиной воды t и с подпорным сооружением, расположенным в пункте B .

Линия amb представляет собою кривую подпора, соответствующую величине заданного подпора H и бытовой глу-

бине воды t , Вертикальное расстояние bb' выражает собою максимальную величину потери напора h на кривой подпора.

При расположении плотин в разных створах на участке AB , с тем, чтобы концы кривых подпоров для всех плотин лежали в точке a , отметки горизонтов воды перед плотинами уложатся на кривой amb , а вертикальные расстояния от горизонтальной линии ab до кривой amb показанные вертикальной штриховкой, будут выражать максимальные потери напора для каждой из этих плотин.

Так например, при расположении плотины в пункте C , H_c будет выражать величину подпора, линия amc —кривую подпора и h_c соответствующую ей максимальную потерю напора.

Как видно из рисунка, кривая amb вначале резко опускается вниз, далее начиная примерно с точки m , принимает почти горизонтальное положение. Следовательно, на участке mb величина максимальных потерь напора на кривых подпора для всех значений H остается почти постоянной.

Отмеченное положение сохраняет силу для любой бытовой глубины воды в реке t .

На основании данных табл. 8 нетрудно установить что точка m , дальше которой потеря напора на кривой подпора незначительна, соответствует величине:

$$\eta = \frac{H}{t} \simeq 3, \quad (1)$$

Как показал И. Н. Мелик-Пашаев, максимальная величина потери напора на кривой подпора h может быть принята, в первом приближении, равной $1,4 t$ это положение вытекает из табл. 8.

Учитывая изложенное и пользуясь рис. 159 можно написать

$$L = \frac{H + h}{i} = \frac{H + 1,4 t}{i}, \quad (2)$$

т. е. длина кривой подпора при $\eta \geq 3$ для определенного расхода реки приблизительно равна расстоянию от плотины до пересечения горизонтальной линии, проведенной на высоте $1,4 t$ над подпорным горизонтом в створе, с бытовым горизонтом воды при том же расходе реки. Отсюда следует и то положение, что максимальную потерю напора на кривой подпора при одной и той же бытовой глубине воды, в первом приближении можно принять постоянной величиной для всех подпоров, удовлетворяющих условию

$$\eta \geq 3.$$

На основании положений, высказанных выше, можно графически изобразить изменение потерь напора на кривой подпора при перемещении створа плотины нижней ступени или здания ГЭС верхней ступени в пределах рассматриваемого участка AB .

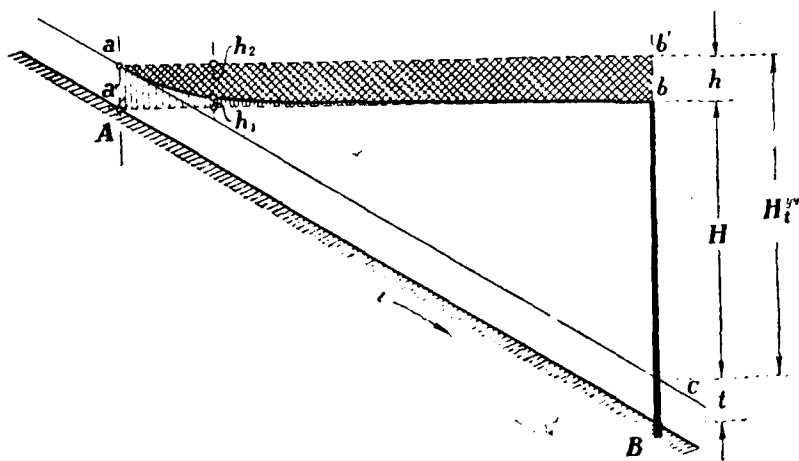


Рис. 160

На рис. 160 линия a_1b представляет кривую подпора, соответствующую подпору H , создаваемому подпорным сооружением в пункте B .

Вертикальные расстояния h между линией гидростатического горизонта ab и кривой подпора a_1b , показанные на рисунке вертикальной штриховкой, выражают потерю напора при перемещении здания ГЭС верхней ступени от точки A в сторону точки B .

Вертикальные расстояния h_2 между горизонталью a_1b' и кривой a_1b в пределах двойной их штриховки выражают максимальные потери напора на кривой подпора при перемещении створа плотины, а следовательно и ГЭС нижней ступени от точки B в сторону точки A при условии, что конец кривой подпора лежит для всех створов в точке a_1 .

Как видно из рисунка

$$h_1 + h_2 = h = \text{const}, \quad (3)$$

т. е. в каждом створе подпертого участка сумма отмеченных потерь напора представляет собою постоянную величину, равную максимальной потере напора при расположении подпорной плотины в конце рассматриваемого участка.

2. Упрощенные способы определения элементов кривых подпоров

При возведении на реках подпорных сооружений часто бывает необходимым определять для разных пунктов подпираемого участка высоту подпора, потерю напора и ряд других величин, связанных с кривой подпора.

Определение точных значений этих величин и построение кривой подпора, с учетом изменений поперечного очертания русла и продольного профиля реки, требует разбивки рассматриваемого участка на отдельные короткие отрезки и выполнения по известным способам, детальных расчетов последовательно для каждого из этих отрезков. Обычно эти расчеты требуют проведения довольно трудоемкой работы, оправдываемой, лишь при детальных стадиях проектирования.

Однако, на предварительных стадиях изучения вопроса, иногда требуется быстро определить приближенные значения некоторых величин кривой подпора.

Предложено несколько упрощенных способов для определения этих величин с той или иной точностью. Не вдаваясь в рассмотрение этих способов, ниже предлагаются новые упрощенные приемы для приближенного построения кривой подпора и определения связанных с ней некоторых величин (потери напора на кривой подпора, высоты подпора в разных пунктах и др.).

Инж. И. Н. Мелик-Пашаев, пользуясь формулой Дюпюи-Рюльмана, выведенной для широкого прямоугольного русла, предложил простой приближенный способ построения кривой подпора. Сущность этого способа заключается в том, что определяются четыре точки кривой подпора в характерных створах на участке его распространения, по которым и строится кривая подпора.

В качестве таких точек он принимает:

- 1) конец кривой подпора, определяемый величиной подпора равной $0,01 t$;
- 2) точку, где подпор равен $0,5 t$;
- 3) точку выклинивания гидростатического подпора;
- 4) отметку горизонта воды перед плотиной.

Для определения величин подпора, в первых трех точках инж. И. Н. Мелик-Пашаев, на основе формулы Дюпюи-Рюльмана, составил соответствующие таблицы и кривые для разных значений подпора H и бытовых глубин воды в реке t , это касается четвертой точки — отметки горизонта воды перед плотиной, то она всегда задана.

Предложенный инж. И. Н. Мелик-Пашаевым сам по себе весьма интересный способ базируется на ограниченном числе точек, отстоящих друг от друга на большие расстояния, благодаря чему построенная по этим точкам кривая имеет в значительной степени произвольный характер, что снижает точность построения.

Между тем, имеется возможность даже при меньшем количестве расчетных таблиц или кривых для этих же исходных данных находить точки кривой подпора в любом створе подпертого участка.

Известно, что характер кривой подпора на участке выше любого створа, при прочих равных условиях зависит только от величины подпора в данном створе. Исходя из этого, кривую подпора, построенную для какого-либо участка реки, при определенных величинах H и t можно рассматривать как общую для всех значений подпора на этом участке в пределах от нуля до H .

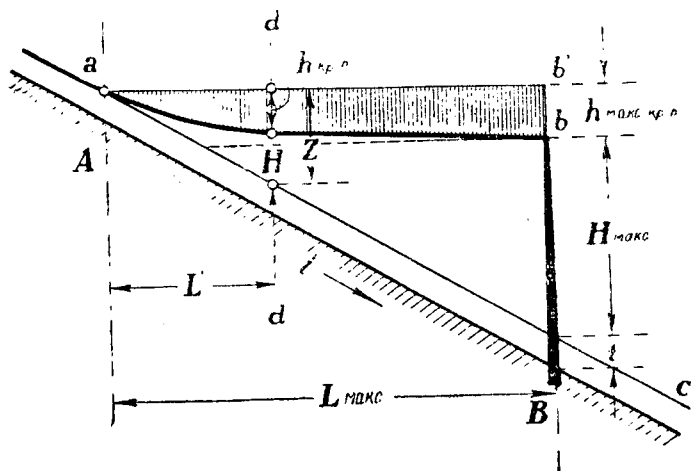


Рис. 161

Иначе говоря, для любого подпора (рис. 161), определяемого вертикальным расстоянием между линиями ab и ac , левая часть кривой будет являться кривой подпора.

Следовательно, если построить в соответствующем масштабе «типовую» кривую максимального подпора, встречающегося на практике (250—300 м) при определенных исходных данных, характеризующих русло реки, и расчетном расходе Q при бытовой глубине t , можно по этой кривой графически легко найти для любого значения подпора H все необходимые величины кривой подпора, соответствующие данному подпору (рис. 162).

Так, например, если задан подпор H , на рис. 162 ищем створ, в котором вертикальное расстояние между кривой ab и линией ac в соответствующем масштабе равно величине

$$h_{к.р.л} = \Psi(H, t)$$

$$L' = \Psi(Z, i)$$

a)

б)

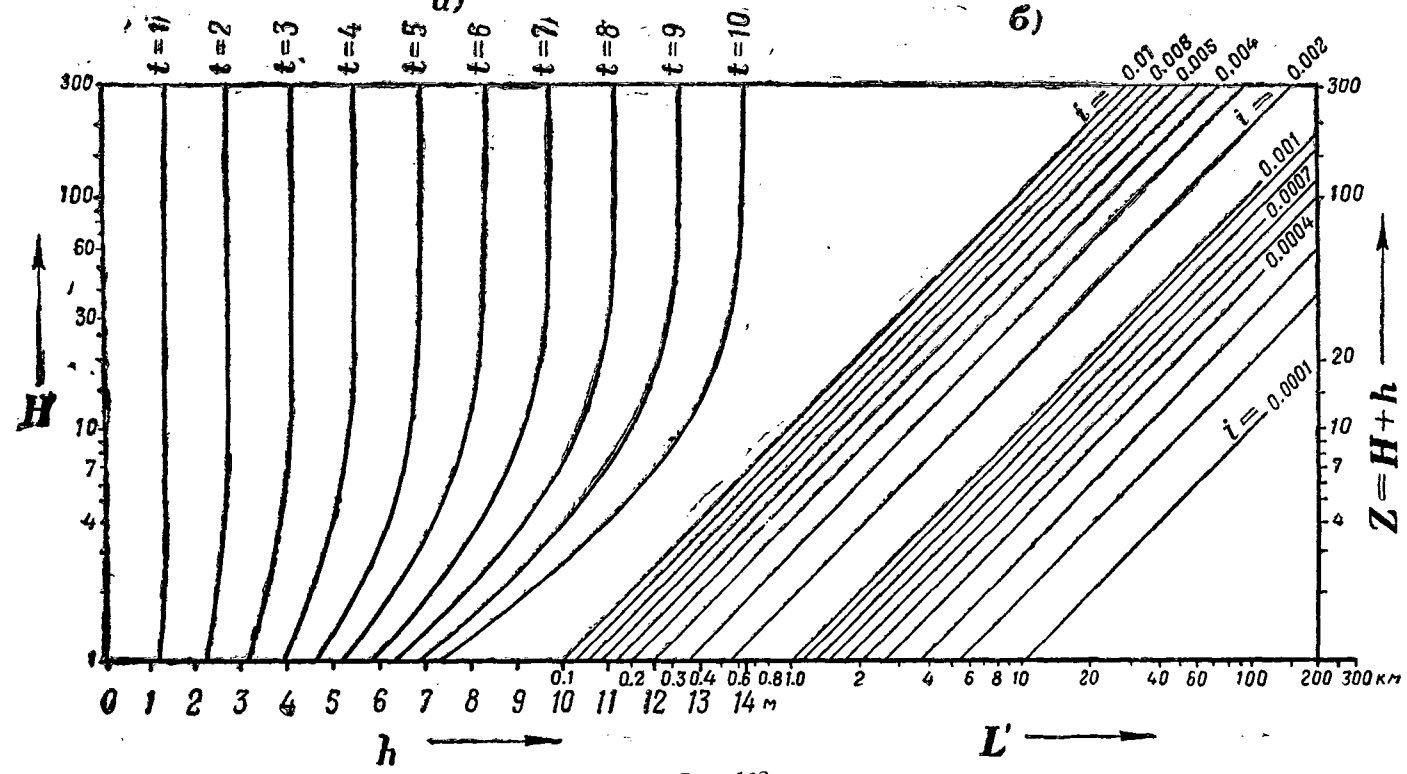


Рис. 162

H (створ dd). Потеря напора на кривой подпора в этом створе равна $h_{кр. п.}$.

Месторасположение данного створа на участке AB , при постоянном уклоне реки, согласно рис. 162, определяется расстоянием от конца кривой подпора, равном:

$$L' = \frac{H + h_{кр. п.}}{i} = \frac{Z}{i}, \quad (4)$$

или расстоянием от плотины, равном:

$$L = L_{\max} - L'. \quad (5)$$

В табл. 7 составленной нами по данным таблиц инж. И. Н. Мелик-Пашаева, даны величины потерь напора в конце кривой подпора для разных значений H и t . На рис. 162а, по данным этой таблицы, построены соответствующие кривые.

Для построения с помощью этих графиков кривой подпора при известных величинах подпора H и бытовой глубины t необходимо задаться произвольным значением искомого подпора H , величины которого на рис. 162а, отложены по оси ординат. Проводя горизонтальную линию до пересечения с кривой заданной глубины t , по проекции этой точки на оси абсцисс находим соответствующее значение потери напора $h_{кр. п.}$.

Для облегчения расчетов, на рис. 162б, даны графики, позволяющие в зависимости от величин $Z = H + h_{кр. п.}$ и i быстро определить приближенное значение L' .

Задаваясь другими значениями H , можно определить соответствующие значения $h_{кр. п.}$ и L' для любого количества створов. Имея эти данные, можно построить и кривую подпора.

Эти же расчеты можно выполнить пользуясь таблицей № 7.

Пример: заданы $H = 50$ м, $t = 5$ м и $i = 0,003$.

По графикам $h_{кр. п.} = \varphi(H, t)$ (рис. 162 а), для $H = 50$ м и $t = 5$ находим максимальную величину напора, теряемого на кривой подпора, $h_{кр. п.} = 7$ м.

Таблица 7

Величины потерь напоров на конце гидростатического подпора естественной глубины и разных значений отметок подпора

$t \backslash H$	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10	15	20	25	30	40	50	75	100	150	
0,5	0,134	0,154	0,165	0,168	0,169	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,171	0,171	0,171	0,172	0,172	0,172	0,172		
1,0	0,211	0,269	0,309	0,323	0,330	0,333	0,335	0,337	0,338	0,339	0,339	0,340	0,341	0,341	0,341	0,341	0,342	0,342	0,344		
2,0	0,214	0,421	0,538	0,590	0,618	0,635	0,646	0,652	0,659	0,663	0,666	0,673	0,678	0,679	0,680	0,682	0,682	0,683	0,683	0,685	
3,0	0,340	0,519	0,709	0,806	0,859	0,902	0,927	0,945	0,960	0,969	0,970	1,002	0,008	1,013	1,017	1,019	1,021	1,022	1,022	1,023	
4,0	0,363	0,586	0,843	0,986	1,076	1,136	1,180	1,212	1,236	1,255	1,270	1,311	1,337	1,342	0,350	1,354	1,358	1,361	1,362	1,366	
5,0	0,388	0,639	0,950	1,136	1,258	1,345	1,408	1,456	1,493	1,522	1,545	1,615	1,648	1,671	1,677	1,688	1,695	1,700	1,704	1,704	
6,0	0,403	0,676	0,970	1,264	1,418	1,530	1,613	1,676	1,727	1,770	1,819	1,905	1,940	1,973	2,005	2,017	0,027	2,040	2,041	2,045	
7,0	0,412	0,712	0,113	1,377	1,632	1,697	1,799	1,882	1,951	2,002	2,004	2,178	2,247	2,286	2,316	2,345	2,357	2,374	2,380	2,385	
8,0	0,423	0,736	0,176	1,472	1,686	1,829	1,972	2,071	2,151	2,218	2,272	2,433	2,254	2,591	2,622	2,674	2,685	2,708	2,716	2,725	
9,0	0,428	0,789	0,185	1,557	1,800	1,985	2,128	2,245	2,360	2,240	2,465	2,697	2,809	2,888	2,912	2,976	3,006	3,041	3,053	3,063	
10,0	0,437	0,776	0,278	1,635	1,900	2,107	2,273	2,406	2,517	2,610	2,689	2,950	3,091	3,161	3,231	3,297	3,342	3,372	3,390	3,400	

Таблица 8

Величины потерь напоров на конце кривых подпора

$t \backslash H$	0,2	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	40,0	50,0	75,0	100,0	150,0	
0,5	0,553	0,639	0,676	0,689	0,694	0,699	0,701	0,703	0,703	0,703	0,704	0,704	0,704	0,704	0,704	0,705	0,705	0,706	0,707	0,707	0,707	—	—
1,0	1,03	1,15	1,28	1,33	1,35	1,38	1,39	1,39	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	1,41	—
2,0	1,46	1,98	2,31	2,46	2,55	2,65	2,70	2,73	2,75	2,76	2,78	2,78	2,79	2,80	2,81	2,81	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82	—
3,0	1,82	2,64	3,18	3,46	3,63	3,83	3,96	4,01	4,05	4,09	4,11	4,13	4,14	4,18	4,20	4,20	4,21	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	—
4,0	2,05	3,18	3,96	4,30	4,62	4,98	5,11	5,22	5,31	5,37	5,41	5,44	5,47	5,45	5,58	5,60	5,60	5,62	5,62	5,63	5,63	5,63	—
5,0	2,21	3,66	4,65	5,09	5,53	5,96	6,21	6,39	6,51	6,60	6,67	6,72	6,76	6,89	6,94	6,98	6,99	7,01	7,03	7,04	7,04	7,04	7,04
6,0	2,29	4,04	5,27	5,93	6,37	6,93	7,27	7,50	7,66	7,79	7,88	7,98	8,02	8,21	8,29	8,34	8,37	8,40	8,42	8,44	8,44	8,44	8,44
7,0	2,33	4,36	5,84	6,51	7,17	7,86	8,26	8,56	8,78	8,94	9,07	9,17	0,26	9,51	9,62	9,68	9,73	9,78	9,81	9,84	9,85	9,85	9,86
8,0	2,32	4,67	6,36	7,30	7,91	8,72	9,23	9,60	9,86	10,06	10,22	10,35	10,45	10,78	10,94	11,03	11,08	11,16	11,19	11,24	11,25	11,25	11,27
9,0	2,25	4,89	6,85	7,90	8,62	9,56	10,16	10,58	10,90	11,14	11,34	11,49	11,62	12,03	12,24	12,36	12,42	12,51	12,57	12,63	12,65	12,65	12,67
10,0	2,18	5,13	7,29	8,20	9,29	10,36	11,05	11,54	11,91	12,20	12,43	12,62	12,77	13,27	13,53	13,68	13,78	13,89	13,95	14,02	14,05	14,07	14,07

Там же по графикам $L' = \psi(z, i)$ для $Z = H + h_{кр. п} = 57$ м и $i = 0,003$, находим полную длину кривой подпора $L' = 19$ км.

Далее задаемся величиною подпора, например $H = 10$ м. и по тем же графикам $h = \varphi(H, t)$ находим для данного подпора при $t = 5$ м потерю напора $h = 6,8$ м.

По графику $L' = \psi(z, i)$ для $H + h_{кр. п} = 16,8$ м. и $i = 0,003$ имеем $L' = 5,5$ км.

Задаваясь другими значениями H и найдя соответствующие значения $h_{кр. п}$ и L' , определяем ряд других точек, по которым строим кривую подпора.

Возвращаясь к способу построения кривой подпора по характерным точкам, следует отметить, что и этот способ можно значительно упростить, если воспользоваться отмеченной выше приближенной формулой (2) для определения длины кривой подпора.

Приняв за начало кривой подпора бытовой горизонт воды в реке в створе, соответствующем пересечению этого горизонта с горизонтальной линией, проведенной на высоте $1,4 t$, над подпертым горизонтом в створе плотины и определив по таблице величину потери напора в точке пересечения гидростатического горизонта с бытовым горизонтом реки k , получим две точки кривой подпора.

Третьей точкой может служить отметка подпорного горизонта воды перед плотиной. Имея эти три точки, можно построить приближенную кривую подпора.

Величины потери напора на кривой подпора в точке выклинивая гидростатического подпора для разных значений H и t приведены в таблице 8, составленной аналогично таблице 7. Однако, как видно из этой таблицы, в точке выклинивая гидростатического подпора для значений $\eta \geq 3$ потеря напора приближенно равна $t/3$ следовательно, значение точки кривой подпора в этом створе можно определить без таблицы, приняв его равным $1/3 t$, что еще больше упрощает построение приближенной кривой подпора.

ЛИТЕРАТУРА

- Айвазян В. Г., Инструкция по определению эффективности гидроэлектростанций в целом и ее параметров, «Гидротехническое строительство», № 1, 1941.
- Айвазян В. Г., Основные положения энергоэкономических расчетов при проектировании гидроэлектростанций, «Гидротехническое строительство», № 1, 2, 1945.
- Айвазян В. Г., Энергоэкономические расчеты гидроэлектростанций (основные положения), 1957.
- Веденеев Б. Е., Простой объективный метод определения стоимости гидроэнергоузлов и его применение при проектировании. «Гидротехническое строительство», № 6, 1936.
- Веденеев Б. Е., К вопросу о методологии определения стоимости энергии при проектировании гидроэлектростанций, «Гидротехническое строительство», № 1, 2, 1945.
- Губин Ф. Ф., Экономические исследования при сравнении гидроэлектрических и тепловых электростанций и их вариантов, «Гидротехническое строительство», № 1, 2, 1945.
- Губин Ф. Ф., Гидроэлектрические станции, 1949.
- Егiazаров И. В., Гидроэлектрические силовые установки, ч. 1, 1934.
- Захаров В. П., О принципиальной четкости в энерго-экономических расчетах, «Гидротехническое строительство», № 9, 1937.
- Захаров В. П., Учет тяжести капиталовложений в энерго-экономических и водохозяйственных расчетах. Известия АН Казахской ССР, № 95, серия энергетическая, выпуск 2, 1950.
- Золотарев Т. Л., Гидроэлектроцентраль в электроэнергетической системе, 1939.
- Золотарев Т. Л., Гидроэнергетика, ч. 1, 1950.
- Крицкий С. Н. и Менкель М. Ф., Водохозяйственные расчеты, 1952.
- Кукель-Краевский С. А., Электроэнергетическая система, 1938.
- Морозов А. А., Использование водной энергии, 1948.
- Мостков М. А., Основы теории гидроэнергетического проектирования 1948.
- Куценков В. А. и Штейнгауз Е. О., Вопросы технико-экономического проектирования крупных гидроэлектростанций в энергосистемах, 1953.
- Степанов А. А., Основные вопросы экономики гидроэнергетики, 1956.

- Шенгелия П. Г., Вопросы каскадного использования горных рек, 1961.
- Гвелесиани Л. Г. и Шмальцев Н. П., Закрытие водохранилищ гидроэлектростанций, изд. «Энергия», 1968 г.
- Мазур А. М. и Любченко Б. М., Гидротехнические тоннели, 1937.
- Калачев Н. С., Методика учета потенциальных водноэнергетических ресурсов речных бассейнов, 1950.
- Григорович Н. А., Гидроэнергетический кадастр. Кадастровая мощность водотоков и ее пользование. Гидроэнергопроект, 1937.
- Клопов С. В., Методика приближенной оценки потенциальной мощности гидроэнергетических ресурсов малых рек. Изв. АН СССР. ОТН, № 3, 1949.
- Шенгелия П. Г., Владимиров Л. В., Мамрадзе Г. П., Сванидзе Г. Г., Гигиберия Г. Я., Природные богатства Грузии, т. IV, Гидроэнергетические ресурсы, 1961.
- Сванидзе Г. Г., Основы расчета регулирования речного стока методом Монте-Карло, 1964.
- Мелик-Пашаев И. Н., Использование напора при подпорных гидроустановках, 1938.
- Мазур А. М. Современный опыт проектирования и строительства подземных сооружений на гидроэлектростанциях, 1956.
- Шенгелия П. Г., Гидроэлектростанции, 1967 (на грузинском языке).
Использование водной энергии, изд. «Энергия» — 1965, под. ред. Д. С. Щавелева.
-

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	5
Глава первая. Общие вопросы использования водной энергии	
1. Энергия природных вод	8
2. Мощность и энергия рек и гидроэлектростанции	12
А. Основные понятия	12
Б. Баланс расходов и стоков участка реки	17
В. Баланс напоров участка реки	19
Г. Баланс водноэнергетических ресурсов бассейна и участка реки	24
Глава вторая. Исчисление запасов водной энергии	
1. Водноэнергетический кадастр	27
2. Методы исчисления потенциальных ресурсов водотока	30
3. Силовые профили	34
4. Распределение водной энергии в бассейнах рек	37
5. Некоторые данные о гидроэнергетических ресурсах рек Грузинской ССР	39
6. Гидроэнергетические ресурсы озер	44
Глава третья. Некоторые новые воззрения на исчисление гидроэнергетических ресурсов рек и озер	
1. Суммарные потенциальные гидроэнергетические ресурсы бассейна реки	46
2. Водноэнергетические ресурсы участка реки	52
3. Практический учет суммарных потенциальных ресурсов участка реки	55
4. Суммарные потенциальные ресурсы озер	61
Глава четвертая. Схемы гидроэлектростанций	
1. Назначение гидроэлектростанций и условия, определяющие ее схему	64
2. Классификация схем речных гидроэлектростанций	67

3. Общие соображения по составлению схемы использования участка реки	72
а. Схемы использования основного водотока	72
б. Использование притоков	76
в. Переброска одной реки в другую	79
г. Использование излучин рек	82
4. Сопоставление разных схем использования участка реки .	86
а. Влияние энергетических показателей на выбор схемы ГЭС	86
б. Сопоставление разных схем гидроэлектростанций с точки зрения использования напора	88
в. Учет коэффициента использования энергии участка реки при сравнении разных схем использования	90
Глава пятая. Другие схемы гидроэлектростанций	
1. Гидроаккумулирующие электрические станции (ГАЭС) .	95
2. Схемы энергетического использования естественных озер .	108
3. Приливные гидроэлектростанции	113
4. Другие схемы использования водной энергии	122
а. Использование энергии морских волн	122
б. Использование кинетической энергии рек	123
в. Особые схемы ГЭС	126
Глава шестая. Каскадное использование рек	
1. Необходимость каскадного использования водотоков .	127
2. Определение и классификация каскадов ГЭС	133
3. Использование энергии рек при разных типах и числе гидроэлектростанций каскада	144
4. Преимущества каскадного использования водотоков . .	146
Глава седьмая. Общие соображения по сооружению каскадов гидроэлектростанций	
1. Влияние изменения уровней воды в бьефах гидроэлектростанций на схему каскада	150
а. Изменение уровня в нижнем бьефе	151
б. Изменение уровня в верхнем бьефе	153
2. Влияние изменения уровней водохранилища на потери напора	161
3. Специальные схемы каскада ГЭС, позволяющие снижение потерь напора в подпертом бьефе	162
Глава восьмая. Некоторые особенности каскадного использования горных рек	
1. Влияние типа продольного профиля горных рек на построение каскада	173

2. Три характерных участка горных рек	176
3. Использование притоков при каскадном использовании рек	181
4. Переброска стока рек из одного бассейна в другой при каскадном использовании рек	186
Глава девятая. Комплексное использование водных ресурсов	
1. Общие вопросы комплексного использования водных ресурсов	189
2. Требования, предъявляемые к воде отдельными участниками комплекса	195
3. Примеры комплексного использования рек	197
Глава десятая. Состав, размещение и краткая характеристика основных сооружений гидроэлектростанций	
1. Смешанная схема гидроэлектростанции	207
а. Условия применения и состав сооружений ГЭС	207
б. Сооружения головного узла	210
в. Деривационные сооружения	220
г. Сооружения силового узла	223
2. Деривационные гидроэлектростанции	228
а. Сооружения головного узла	228
б. Деривационные сооружения	232
в. Сооружения силового узла	233
3. Плотиновые гидроэлектростанции	235
а. Русловые гидроэлектростанции	236
б. Приплотинные гидроэлектростанции	243
4. Особенности сооружений ГЭС, использующих дополнительный напор при колебаниях нижнего бьефа	257
5. Гидроэлектростанции малой мощности	262
Глава одиннадцатая. Энергоэкономические расчеты при проектировании гидроэлектростанций	
1. Основные положения и критерии энергоэкономических расчетов	263
а. Общие положения	263
б. Энергоэкономические показатели электростанций	266
в. Основные принципы энергоэкономических расчетов в гидроэнергетике	267
г. Экономические критерии при выборе параметров гидроэлектростанций	273
2. Энергоэкономические расчеты деривационных тоннелей	275
а. Основные зависимости для экономических расчетов тоннельных дериваций	275

б. Безнапорные тоннели с постоянным сечением по длине .	281
в. Безнапорные тоннели без холостого водосброса в конце	282
г. Напорные тоннели	282
Примеры расчета	284
Безнапорные тоннели	284
Напорные тоннели	285
Глава двенадцатая. Некоторые характерные особенности развития современной гидроэнергетики	
1. Основные тенденции в развитии гидроэнергостроительства	287
2. Некоторые характерные примеры из гидроэнергетики Грузинской ССР	300
Приложение	309
(1. Некоторые свойства кривых подпоров	309
2. Упрощенные способы определения элементов кривых подпоров	312
Литература	318

Павел Георгиевич Шенгелия

ВОПРОСЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДНОЙ ЭНЕРГИИ

Напечатано по постановлению Редакционно-издательского
совета Академии наук Грузинской ССР

*

Редактор издательства Н. Н. Коконашвили

Техредактор Э. Б. Бокерия

Художник Г. А. Надирадзе

Корректор Н. В. Мамулашвили

Сдано в набор 10.10.1973; Подписано к печати 22.5.1974; Формат
бумаги 60×90¹/₁₆; Бумага № 2; Печатных л. 20.25; Уч.-издат. л. 17.36
УЭ 00926; Тираж 600; Заказ 2558;

j

Цена 1 руб. 90 коп.

გამომცემლობა „მეცნიერება“, თბილისი 380060, კუტუზოვის 19.
Издательство «Мецниереба», Тбилиси, 380060, ул. Кутузова, 19

საქ. სსრ მეცნ. აკადემიის სტამბა, თბილისი, 380060, კუტუზოვის ქ. № 19
Тип. АН Груз. ССР, Тбилиси, 380060, ул. Кутузова, 19

