

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет»

Февралев Аркадий Валентинович

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
НА МАЛЫХ РЕКАХ**

*Утверждено редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Нижегород – 2014

ББК

УДК 627.8

Рецензенты:

Куликов В. П. – кандидат технических наук, доцент Волжской государственной академии водного транспорта

Орлов А. В. – главный специалист по изысканиям ГАУ Нижегородской области «Управление экспертизы»

Февралев, А. В. Проектирование гидроэлектростанций на малых реках [Текст]: Учебное пособие / А. В. Февралев. – 2-е изд., перераб. и доп. – Н. Новгород: ННГАСУ. – 2014. – 181 с.

Рассмотрена классификация рек; даны гидрологические характеристики; приведены основы определения гидроэнергоресурсов малых рек; показаны схемы использования гидроэнергии малых водотоков; обобщены сведения о гидроузлах и водохранилищах на малых реках; разработаны методики водохозяйственных и водноэнергетических расчетов; собраны и систематизированы сведения об оборудовании ГЭС на малых реках; предложена последовательность разработки зданий ГЭС и представлены их основные конструкции; обоснована методология определения эффективности освоения водной энергии малых рек; рассмотрено влияние ГЭС на окружающую среду.

Для аспирантов, магистрантов и студентов, обучающихся по специальности «Гидротехническое строительство», а также слушателей соответствующих курсов повышения квалификации.

Илл. 72; табл. 47; библиограф.назв. 49.

ISBN

© Февралев А. В., 2014

© ННГАСУ, 2014

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. КЛАССИФИКАЦИЯ МАЛЫХ РЕК.....	7
1.1. Понятие «малая река».....	7
1.2. Количество малых рек.....	8
2. ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	10
2.1. Общая характеристика рек	10
2.2. Уровенный режим	12
2.3. Зимний режим	12
2.4. Годовой сток и его внутригодовое распределение.....	15
2.5. Максимальный сток воды половодья и паводков.....	16
2.6. Минимальный сток воды.....	16
2.7. Зависимость расхода воды в реке от уровня.....	17
2.8. Твердый сток реки.....	18
2.9. Основные характеристики водохранилища.....	18
3. ГИДРОЭНЕРГОРЕСУРСЫ РЕКИ.....	20
3.1. Определение теоретических гидроэнергоресурсов.....	20
3.2. Определение технических гидроэнергоресурсов.....	22
3.3. Определение гарантированных гидроэнергоресурсов.....	24
3.4. Кадастровый график реки.....	25
3.5. Выбор створа ГЭС.....	25
4. СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГИИ РЕК.....	28
4.1. Схемы концентрации напора	28
4.2. Каскадное использование энергии рек.....	31
4.3. Использование кинетической энергии потока воды	32
5. ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ РАСЧЕТЫ.....	35
5.1. Общие положения.....	35
5.2. Назначение подпорных уровней.....	35

5.3. Регулирование стока водохранилищем.....	38
5.4. Потери стока из водохранилища.....	41
6. ОСНОВЫ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ.....	43
6.1. Общие положения.....	43
6.2. Обобщенные водноэнергетические расчеты.....	44
6.3. Табличные водноэнергетические расчеты.....	47
7. ОБОРУДОВАНИЕ ЗДАНИЯ ГЭС.....	54
7.1. Основное гидроэнергетическое оборудование.....	54
7.2. Гидроагрегаты МНТО ИНСЭТ.....	55
7.3. МикроГЭС МНТО ИНСЭТ.....	66
7.4. Турбинные камеры и отсасывающие трубы.....	72
7.5. Вспомогательное оборудование.....	74
7.6. Гидромеханическое оборудование.....	75
7.7. Подъемно-транспортное оборудование.....	76
7.6. Электрическое оборудование.....	79
8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗДАНИЯ ГЭС.....	81
8.1. Подбор оборудования.....	81
8.2. Разработка конструкции здания ГЭС.....	85
8.3. Водоприемники зданий ГЭС.....	100
9. КОМПОНОВКА И СООРУЖЕНИЯ ГИДРОУЗЛА.....	103
9.1. Схемы гидроузлов.....	103
9.2. Типы и конструкции подпорных сооружений.....	110
9.3. Типы и конструкции водосбросных сооружений.....	114
9.4. Компоновка гидроузла.....	120
10. ЭФФЕКТИВНОСТЬ СООРУЖЕНИЯ ГЭС.....	122
10.1. Общие положения.....	122
10.2. Эффекты освоения гидроэнергоресурсов.....	122
10.3. Экономическая эффективность освоения гидроэнергоресурсов...	130

10.4. Методология определения эффективности освоения гидроэнергоресурсов.....	142
10.5. Обоснование параметров ГЭС.....	145
11. ПРИМЕР ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЭС.....	155
11.1. Исходная информация.....	155
11.2. Обоснование параметров ГЭС.....	155
11.3. Подбор оборудования.....	157
11.4. Конструкция здания ГЭС.....	158
11.5. Оценка эффективности ГЭС.....	160
12. ГЭС НА МАЛЫХ РЕКАХ И ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА.....	167
12.1. Влияние ГЭС на окружающую среду.....	167
12.2. Водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы.....	173
12.3. Оценка воздействия ГЭС на окружающую среду.....	174
ЛИТЕРАТУРА.....	176

ВВЕДЕНИЕ

В учебном плане ННГАСУ по специальности «Гидротехническое строительство» предусмотрено изучение дисциплин «Гидроэлектростанции и гидромашин», «Гидроэнергетическое оборудование ГЭС», «Проектирование гидротехнических и энергетических сооружений», а также курсовое и дипломное проектирование с использованием названных дисциплин.

Кроме того, в учебном плане магистратуры по направлению «Строительство», программа «Речные и подземные гидротехнические сооружения», предусматривается дисциплина «Использование ресурсов малых рек и гидротехнические сооружения на них» с выполнением курсовой работы.

Настоящее пособие предназначено для углубленного изучения отмеченных дисциплин, выполнения курсовых проектов или работ, а также для дипломного проектирования.

1. КЛАССИФИКАЦИЯ МАЛЫХ РЕК

1.1. Понятие «малая река»

Понятие «малая река» имеет множественное толкование. Гидрографические критерии, позволяющие выделять малые водотоки из совокупности рек некоторой территории, условны и недостаточны, зависят от историко-географических традиций. Кроме того, отнесение водотоков к тем или иным категориям (малая, средняя, большая) часто связывают с видом использования их ресурсов.

Наиболее широкое применение для классификации рек имеет разделение их по гидрологическим характеристикам, например, по ГОСТ 19179-73. Согласно этому документу, к малым причисляют реки длиной до 100 км и площадью водосбора до 2000 км².

ГОСТ 17.1.1.02-77 делит водотоки на категории. Малой категории соответствуют реки, площадью водосбора не более 20 тыс. км² и расходом воды за период низкого стока не выше 5 м³/с.

СП 33-101-2003 называет малыми реки с площадью водосбора от 1000 до 5000 км².

В других версиях гидрологической классификации в качестве критериев используется величина среднегодового расхода воды.

Проблема типизации рек по их размерам связана и с характером рельефа территории. Сказанное подтверждается работами [32, 33], в которых к малым горным водотокам Северного Кавказа отнесены реки длиной 10-25 км, а также длиной более 10 км и площадью водосбора до 100 км² [34].

В качестве критерия типизации рек предлагаются также относительная глубина реки на плесах (по отношению к ширине водотока); данные о полноте (глубине) дренирования подземных горизонтов: к малой реке следует относить водоток, имеющий незамкнутый водосбор, т. е. перехватывающий подземный сток не всех горизонтов зоны активного водообмена.

При изучении гидроэнергоресурсов реки делят по величине потенциальной мощности: к малым относят водотоки мощностью не более 2000 кВт для равнинных условий и не более 1700 кВт – для горных условий. Классификация рек Северо-Востока РФ [48] делит их на 3 группы по величине потенциальной мощности за лимитирующий сезон (май-сентябрь): 1-я группа – мощностью более 5000 кВт; 2-я группа – 1000-5000 кВт; 3-я группа – 100-1000 кВт.

Использование ресурсов рек наиболее рационально и эффективно в комплексе. Комплексный подход отражен в классификации А.Н. Костякова [24]. Классификация рек по совокупности параметров более полно показывает возможности хозяйственного использования их ресурсов.

Интенсивное и зачастую нерациональное использование ресурсов малых рек, увеличивающееся их загрязнение, истощение и даже деградация приводят к необходимости проведения природоохранных мероприятий. Их набор в существенной степени зависит от характера влияния хозяйственной деятельности на водотоки. С этой точки зрения малые реки заметно отличаются от средних и крупных рек. Последние негативное максимальное воздействие испытывают от локальных источников загрязнения, тогда как малые реки загрязняются преимущественно за счет рассредоточенных источников. Это обстоятельство может служить еще одним критерием отнесения рек к малым.

Таким образом, малыми реками принято считать водотоки некоторой территории длиной не более 200 км, площадью водосбора до 5000 км², с расходом до 50 м³/с, имеющие особый характер гидрологических процессов и определенные возможности хозяйственного использования природных ресурсов, а также загрязнение которых происходит, в основном, за счет распределенных по длине реки и площади бассейна источников.

1.2. Количество малых рек

На территории Российской Федерации протекает около 2,5 млн. водотоков, которые по классификации ГОСТ 19179-73 относятся к малым (табл. 1.1).

Т а б л и ц а 1.1

Количество малых рек на территории Российской Федерации

Градации водотоков по длине, км		Европейская территория	Азиатская территория	Всего по РФ
Самые малые	<10	427 151	1 988 267	2 415 418
	10-25	17 777	77 208	94 985
Малые	26-50	4 299	15 949	20 248
	51-100	1 747	5 494	7 241
Всего		450 974	2 086 918	2 537 892

Количество малых рек, приведенное в табл.1.1, определено по данным [21], скорректированным для территории РФ.

Всего на территории РФ насчитывается около 2,9 млн. рек, которые создают общий объем среднегогодового стока в размере 4262 км³/год.

2. ГИДРОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. Общая характеристика рек

Одной из основных характеристик реки является ее *бассейн*, представляющий собой территорию, с которой происходит сток воды – поверхностный и подземный – в данную реку. Бассейн включает в себя *водосборы* – поверхностный и подземный. Бассейны рек отделяются друг от друга *водоразделами* – линиями, проходящими по наиболее высоким точкам земной поверхности для поверхностного водосбора и по наиболее высоким точкам подземных водоупоров для подземного водосбора.

Выпавшие в бассейне осадки стекают по склонам в общее понижение, наиболее низкая часть которого носит название *тальвега*. Если тальвег имеет однозначный уклон, то осадки образуют поток,двигающийся в одну сторону. Такое понижение, имеющее однозначный уклон, называют *речной долиной*.

Часть долины, затапливаемая водой в половодья и паводки, носит название *поймы*, которая может быть односторонней или двухсторонней.

Выработанное речным потоком ложе, по которому происходит сток воды до выхода на пойму, называют *руслом*. Границами русла являются его берега – места перехода русла в пойму. Верхние точки берегов называют *бровками*.

В общую характеристику реки включают географическое положение ее бассейна, принадлежность его к другому водному объекту – более крупной реке, озеру, морю.

Большое значение имеет гидрографическая сеть, характеризующаяся высотным положением истока и устья, притоками реки, их размещением (местами впадения) и размерами, числом и размерами озер, болот, водохранилищ и других водных объектов в бассейне реки.

Для энергетической характеристики реки необходим ее продольный профиль (рис.2.1). С продольным профилем целесообразно совместить график

изменения площади водосбора, это позволяет легко определить площадь водосбора в выбранном на продольном профиле створе.

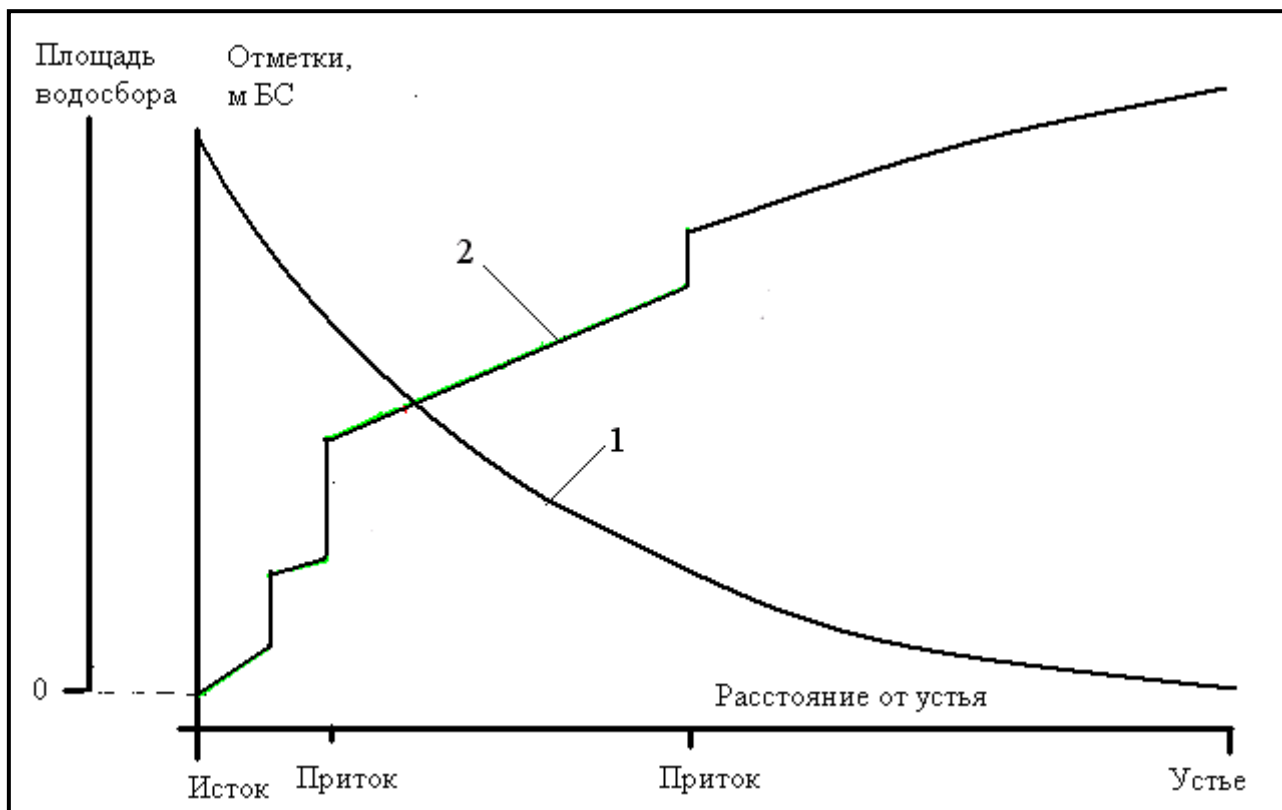


Рис.2.1. Продольный профиль реки (1) и график площади водосбора (2)

Общая характеристика реки позволяет выяснить основные гидрографические данные по всей реке и в любом створе (табл.2.1).

Таблица 2.1

Основные гидрографические параметры реки Оредеж

Пункт	Расстояние от устья, км	Средний уклон, ‰	Водосбор			Озерность, %	Лесистость, %
			Площадь, км ²	Средняя ширина, км	Средняя высота, м		
Сиверская ГЭС	29	1,05	282	15	165	1	56
Устье	0	0,92	659	20	130	1	64

Качественные и количественные данные по реке надежно могут быть получены путем проведения наблюдений – как стационарных (на водомерных постах), так и экспедиционных. Результаты наблюдений характеризуют гидро-

логическую изученность реки, т. е. характеризуют сведения о водомерных постах, имевших место или существующих на реке, периодах их действия, экспедиционных обследованиях.

2.2. Уровенный режим

Уровнем воды называют высоту поверхности воды над некоторой условной горизонтальной плоскостью. Наблюдения за уровнями проводят на водомерных постах. Горизонтальная плоскость, принятая за нуль отсчета, носит название *нуля графика водомерного поста*.

Данные наблюдений позволяют составить характеристику уровенного режима (табл.2.2).

Таблица 2.2

Характерные уровни воды р. Уста – с. Кириллово

Период наблюдений, годы	Высота нуля графика, м БС	Высшие уровни			Низшие уровни		
		Средний, см	Наибольший, см	Дата наибольшего	Средний, см	Наименьший, см	Дата наименьшего
1948-1958	73,44	617	723	24.IV.55	67	41	8.IV.54

По данным наблюдений путем соответствующей обработки строят графики колебания уровня (рис.2.2).

Уровни воды в створе, не имеющим наблюдений, могут быть получены переносом из створа (на той же реке), обеспеченного данными. В соответствии с СП 33-101-2003 перенос осуществляют по кривым расходов, по уклону водной поверхности или по продольному профилю реки.

2.3. Зимний режим

В зимнем режиме выделяют начало, продолжительность, окончание ледостава, осеннего и весеннего ледоходов, даты и мощность других ледовых явлений (табл.2.3), толщину льда (табл.2.4).

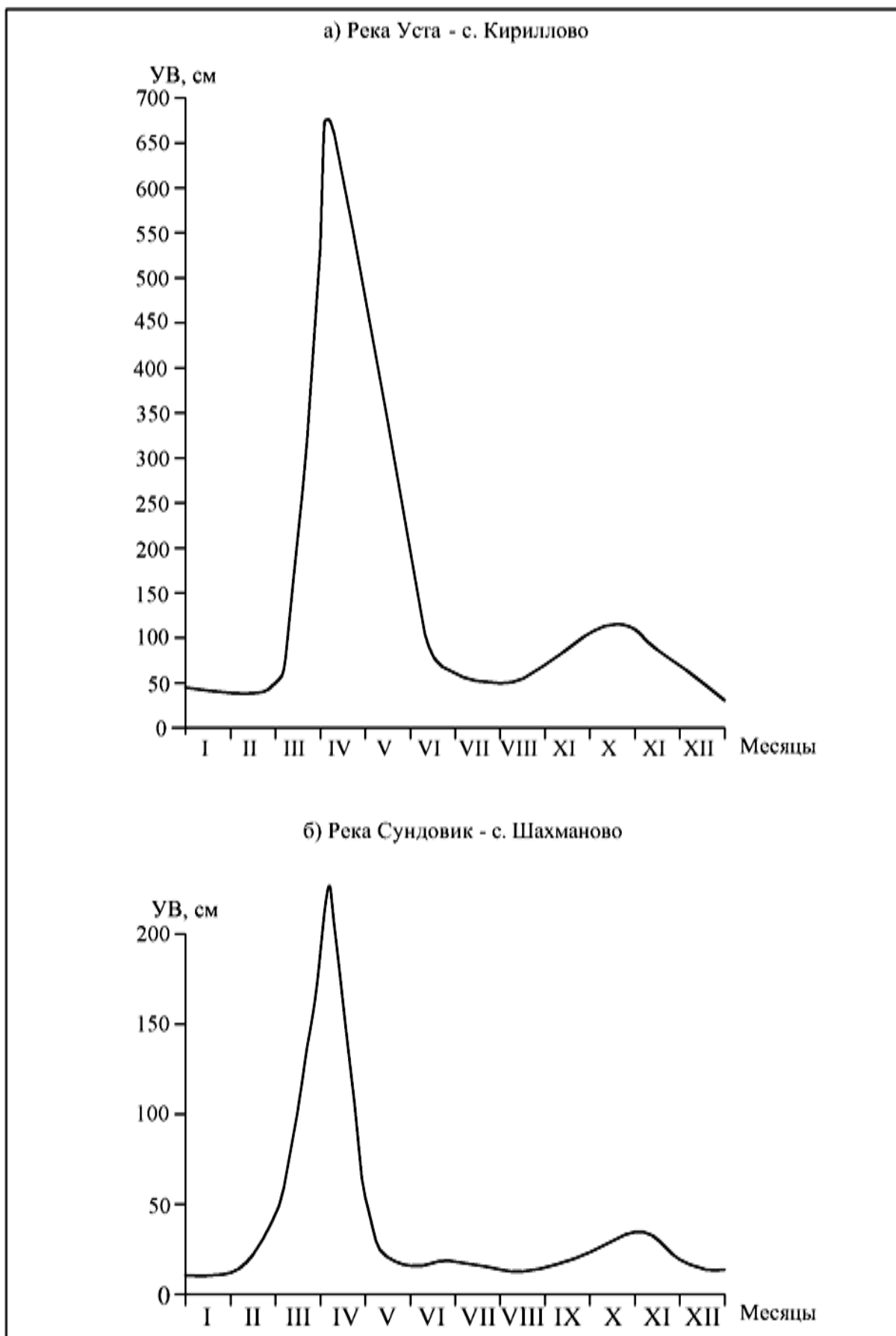


Рис.2.2. Графики колебания уровня воды

Таблица 2.3

Ледовые явления р. Уста – с. Кириллово

Характеристика	Осенне-зимние явления				Весенний ледоход		
	Появление	Начало ледостава	Продолжительность, дни		начало	окончание	продолжительность, дни
			ледохода	ледостава			
Средняя	7.XI	21.XI	13	147	15.IV	20.IV	5
Ранняя (наибольшая)	29.X.52	5.XI.50	27	172	2.IV.51	5.IV.51	7
Поздняя (наименьшая)	19.X.54	28.XI.48	5	138	25.IV.52	27.IV.52	2

Таблица 2.4

Толщина льда р. Уста – с. Б. Отары (см)

Характеристика	Месяцы						
	X	XI	XII	I	II	III	IV
Средняя	-	15	23	35	37	38	-
Наибольшая	-	25	31	54	60	55	49
Наименьшая	0	0	4	24	29	27	0

При отсутствии наблюдений даты ледовых явлений могут быть приняты по рекам-аналогам. Толщину льда, см, можно рассчитать по формуле:

$$h = 11\sqrt{\sum \vartheta}, \quad (2.1)$$

где $\sum \vartheta$ – абсолютное значение суммы отрицательных значений среднемесячной температуры воздуха от начала ледостава до рассматриваемого момента времени.

Большое значение для характеристики зимнего режима имеет наличие или отсутствие зажорных и заторных явлений. Эти явления создают дополнительные подпоры воды, что приводит к подъему уровня воды (без увеличения расхода), затоплениям и подтоплениям.

На территории зоны вечной мерзлоты промерзают до дна реки с площадью бассейна до 5000 км². Продолжительность промерзания рекомендуется определять по СП 33-101-2003.

2.4. Годовой сток и его внутригодовое распределение

Годовой сток принято характеризовать среднегодовым расходом, объемом стока за год, модулем стока, слоем стока. Поскольку эти величины меняются по годам, их используют с некоторой вероятностью превышения – обеспеченностью (табл.2.5).

Таблица 2.5

Годовой сток воды р. Уста – с. Кириллово

Площадь водосбора, км ²	Норма стока			C _V	C _S	Модуль стока, л/(с·км ²), при обеспеченности, %							
	м ³ /с	л/(с·км ²)	мм			1	5	10	25	50	75	90	95
4880	24,8	5,1	161	0,3	0,6	9,4	8,0	7,2	6,1	5,0	4,0	3,2	2,8

Средние величины названных выше параметров годового стока носят названия среднемноголетних. Связь между характеристиками годового стока описывается формулами

$$Q_{\text{ср.мн.}} = W_{\text{ср.мн.}} / T_0, \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{ср.мн.}}$ – средний многолетний расход, м³/с; $W_{\text{ср.мн.}}$ – средний многолетний объем годового стока;

$$q_{\text{ср.мн.}} = Q_{\text{ср.мн.}} / F, \quad (2.3)$$

где $q_{\text{ср.мн.}}$ – средний многолетний модуль стока, л/(с·км²);

$$h_{\text{ср.мн.}} = W_{\text{ср.мн.}} / F, \quad (2.4)$$

где $h_{\text{ср.мн.}}$ – средний многолетний слой стока, мм.

Среднемноголетние величины за такой период времени, за который они не изменяются, обозначают нормой стока.

Внутригодовое распределение стока обычно принимается в виде среднемесячных значений (табл.2.6). Для уменьшения информации целесообразно

рассматривать характерные годы – многоводный с обеспеченностью среднегодового расхода 1-5 %, маловодный с обеспеченностью 75-95 %, средний по водности с обеспеченностью около 50 %.

Таблица 2.6

**Среднемесячные и среднегодовые расходы воды р. Уста –
с. Кириллово, м³/с**

Год	Среднемесячные расходы воды												Средне-годовое значение
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1948	7,7	7,5	7,5	155	68,2	7,6	5,0	6,1	6,0	12,3	20,5	9,6	26,1
1949	6,8	6,7	6,3	96,1	57,0	12,8	4,3	5,3	2,8	6,4	6,1	3,9	17,9
1950	3,7	3,3	6,4	133	43,9	10,1	6,6	4,3	3,5	4,2	3,1	3,6	18,8
1951	4,1	4,1	4,0	62,5	84,9	9,9	6,9	5,2	15,8	60,0	73,6	11,9	28,6
1952	7,7	5,6	6,1	151	60,4	18,4	8,0	9,7	64,7	84,4	20,7	14,9	37,5
1953	5,8	5,5	7,4	134	57,7	9,6	8,6	16,4	16,2	29,6	34,7	4,9	26,7
1954	3,2	4,7	5,0	174	121	46,6	9,3	3,6	3,4	5,1	10,5	6,7	32,8
1955	6,8	7,8	9,5	141	136	11,4	6,3	17,6	17,6	27,2	14,4	8,8	33,5
1956	6,9	6,4	7,7	171	88,0	19,7	16,4	8,1	8,1	10,3	10,8	6,0	29,9

2.5. Максимальный сток воды половодья и паводков

Максимальный сток представляют в виде максимальных расходов воды определенной обеспеченности согласно СП 58.13339.2012– отдельно для половодья и дождевых паводков. Максимальный сток может быть представлен также слоем стока, объемом стока за период половодья или паводка различной обеспеченности. Кроме перечисленных показателей, максимальный сток может быть охарактеризован гидрографами – половодья или дождевого паводка.

2.6. Минимальный сток воды

Основной расчетной характеристикой минимального стока является минимальный 30-суточный или среднемесячный расход воды. Расходы определяются отдельно для зимней и летне-осенней межени, в зависимости от целей минимальные расходы определяют необходимой обеспеченности.

Малые реки могут пересыхать или перемерзнуть. Продолжительность пересыхания или перемерзания можно оценить по СП 33-101-2003.

2.7. Зависимость расхода воды в реке от уровня

Эта зависимость, представленная графически, носит название кривой расходов (рис.2.3). Она строится отдельно для открытого русла (летняя кривая) и русла при ледоставе (зимняя кривая).

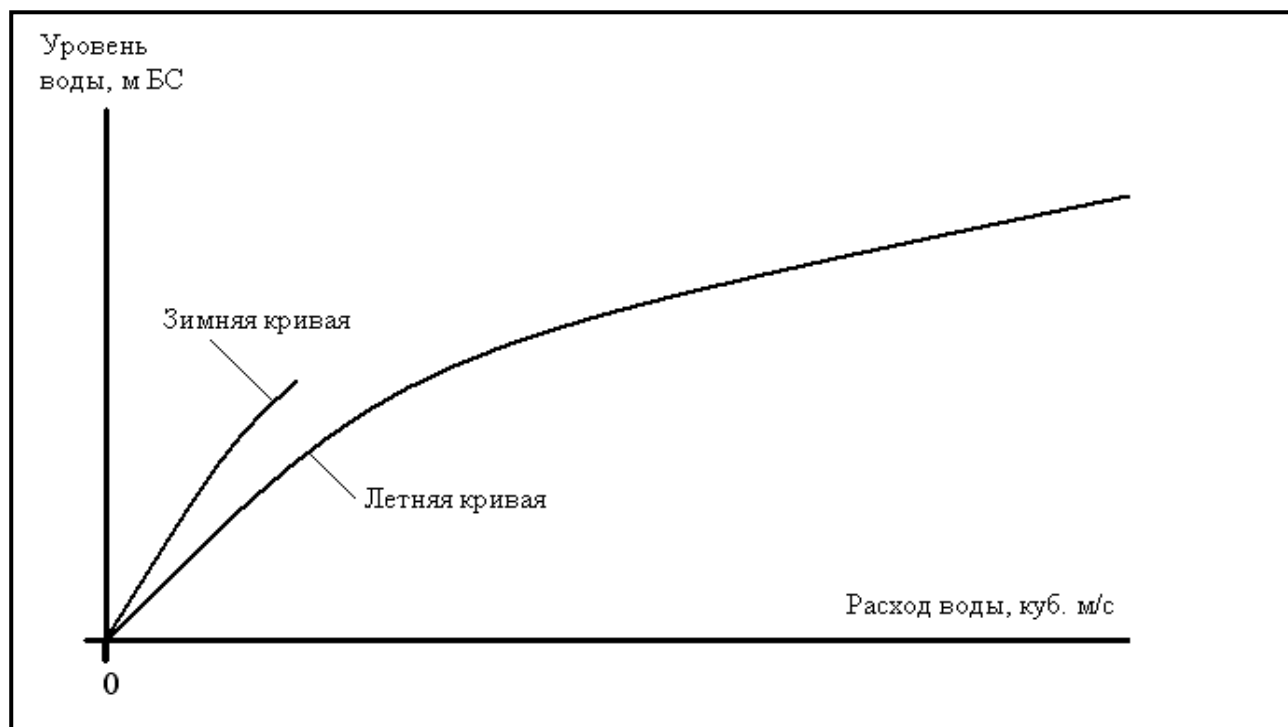


Рис.2.3. Кривая расходов реки

Зимняя кривая соответствует низким уровням зимней межени, летняя кривая отражает и высокие уровни половодья, и дождевых паводков.

При наличии данных наблюдений кривые расходов строятся по значениям расхода и уровня за одноименные или близкие даты. При отсутствии данных кривую расходов для открытого русла можно построить с помощью расчетов по формуле [22]:

$$Q = h^{1.5+y} B \sqrt{J} / n_p, \quad (2.5)$$

где Q – расход, м³/с; n_p – шероховатость русла (поймы) [22; 43]; $h = \omega/B$ – средняя глубина потока, м; B – ширина потока, м; J – уклон водной поверхности ре-

ки; ω – площадь живого сечения, м^2 ; $y = 1,5\sqrt{n_p}$ при $h \leq 1$ м; $y = 1,3\sqrt{n_p}$ при $h \geq 1$ м. В связи с разной шероховатостью расчеты проводят отдельно для русла, правого и левого бережной поймы.

Для периода ледостава кривая расходов может быть построена по зависимости

$$Q_{\text{зим}} = k_{\text{зим}} Q_{\text{лет}}, \quad (2.6)$$

где $Q_{\text{лет}}$ – расход реки для открытого русла; $Q_{\text{зим}}$ – расход реки, покрытой льдом, при том же уровне воды, что и $Q_{\text{лет}}$; $k_{\text{зим}}$ – переходный коэффициент. Для рек центра Европейской территории РФ $k_{\text{зим}} = 0,6-0,8$.

2.8. Твердый сток реки

Твердый сток реки характеризует возможности реки по размыву, перемещению и отложению наносов. Основной показатель – мутность воды. Различают взвешенные и влекомые наносы, а также донные отложения.

Годовой вес стока взвешенных наносов определяют по формуле

$$P_{\text{взв}} = \rho Q_0 T_0, \quad (2.7)$$

где ρ – среднегодовая мутность воды, определяемая по данным наблюдений или рекам-аналогам.

Сток влекомых наносов равнинных рек может быть принят 5-10 % стока взвешенных. Годовые объемы наносов рассчитываются как

$$W_{\text{взв(влк)}} = P_{\text{взв(влк)}} / \gamma_n, \quad (2.8)$$

где $\gamma_n = 0,7-0,9 \text{ т/м}^3$ – плотность взвешенных наносов и $1,5-1,7 \text{ т/м}^3$ – влекомых.

2.9. Основные характеристики водохранилища

К этим характеристикам относят зависимости площади водной поверхности и объема воды от уровня воды (рис. 2.4). Обычно их определяют в предположении горизонтальности уровня воды расчетным путем.

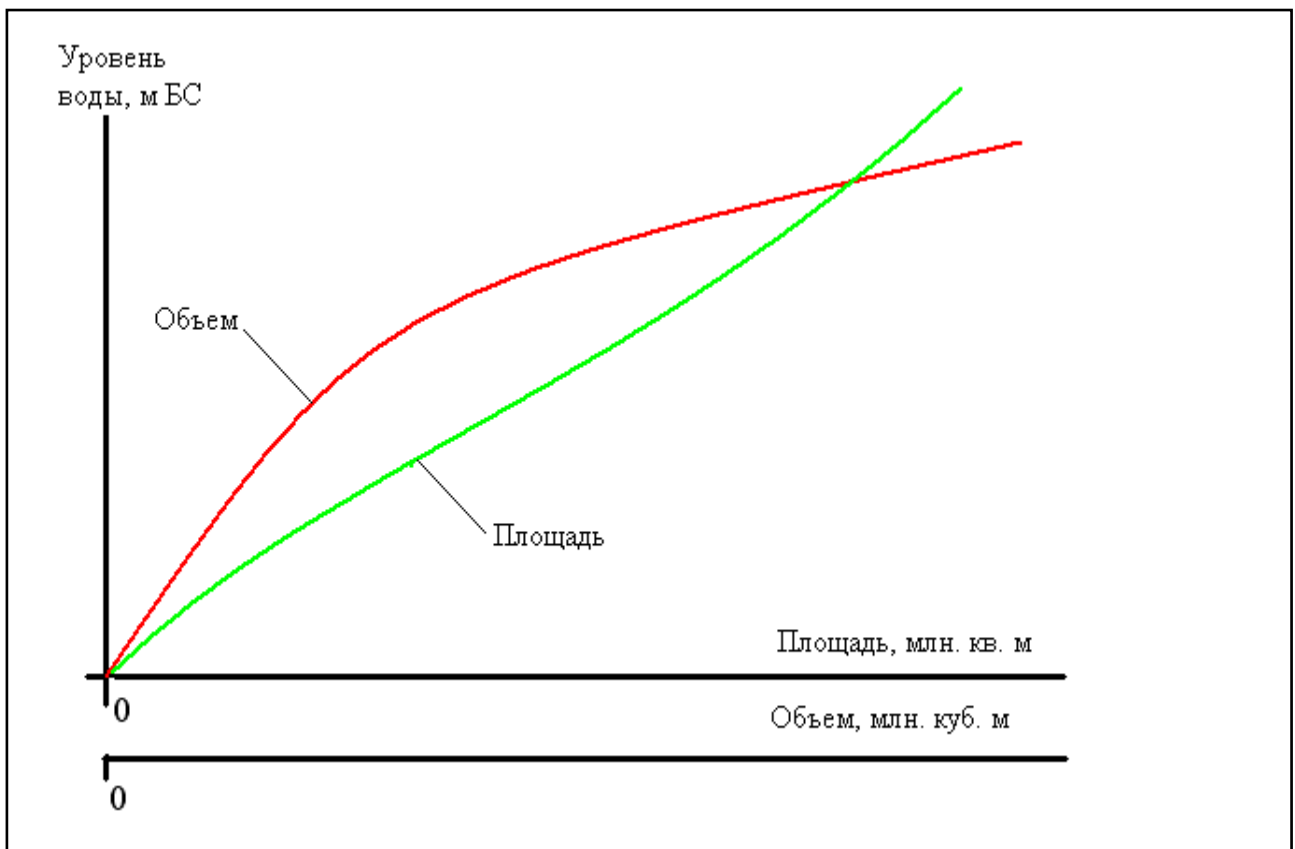


Рис. 2.4. Морфометрические характеристики водохранилища

3. ГИДРОЭНЕРГОРЕСУРСЫ РЕКИ

Под гидроэнергоресурсами реки понимаются запасы гидравлической энергии руслового стока. Их принято выражать мощностью и энергией.

3.1. Определение теоретических гидроэнергоресурсов

Теоретическая мощность, кВт, может быть определена по формуле:

$$N_{\text{теор}} = 9,81 \sum_{n=1}^{n-1} \frac{\bar{Q}_i + \bar{Q}_{i-1}}{2} \Delta H_{i,i-1}, \quad (3.1)$$

где \bar{Q} - среднеголетний расход; n – число участков разделения длины реки; i – номер створа (границы смежных участков); ΔH – падение уровня воды на участке реки длиной ΔL . Разделение на участки производится в местах изменения продольного профиля и графика площади водосбора (рис. 2.1).

Расчеты по формуле (3.1) удобно выполнять в форме табл.3.1.

Для подсчета по приведенной формуле необходимы продольный профиль реки и график изменения среднего многолетнего расхода воды.

Для удобства анализа результатов вычисляют удельную мощность участка реки как отношение мощности участка к его длине, т. е. как

$$N_{\text{уд}} = \Delta N_{\text{теор}} / \Delta L, \quad (3.2)$$

где $\Delta N_{\text{теор}}$ – теоретическая мощность участка реки; ΔL – длина этого участка,

$$\Delta L = L_i - L_{i-1}. \quad (3.3)$$

Средняя удельная мощность реки может быть вычислена по зависимости:

$$N_{\text{уд}}^{\text{ср}} = N_{\text{теор}} / L_{\text{рк}}, \quad (3.4)$$

$L_{\text{рк}}$ – длина реки по тальвегу от истока до устья.

Таблица 3.1

Расчет теоретической мощности р. Уста методом линейного учета

№ участка	Уровень воды, м БС		Площадь водосбора, км ²		Расход реки, м ³ /с			Падение на участке, м	Мощность участка, кВт	Длина участка, км	Удельная мощность, кВт/км
	в начале участка	в конце участка	в начале участка	в конце участка	в начале участка	в конце участка	средний				
1	151,0	140,0	0	40	0,0	0,2	0,1	11,0	10,8	3	3,6
2	140,0	108,9	40	330	0,2	1,7	1,0	31,1	305,1	36	8,5
3	108,9	108,5	330	500	1,7	2,6	2,2	0,4	8,6	18	0,5
4	108,5	107,0	500	550	2,55	2,8	2,7	1,5	39,4	4	9,8
5	107,0	101,9	775	975	3,95	4,97	4,46	5,1	223,1	23	9,7
6	101,9	100,8	975	1100	4,97	5,61	5,28	1,1	56,9	13	4,4
7	100,8	96,6	1100	1125	5,61	5,74	5,67	4,2	233,8	3	77,9
8	96,6	94,2	1125	1250	5,74	6,38	6,06	2,4	142,6	17	8,4
9	94,2	93,0	1250	1300	6,38	6,63	6,51	1,2	76,6	4	19,1
10	93,0	91,0	2500	2550	12,75	13,0	12,88	2,0	252,7	7	36,1
11	91,0	89,0	2900	2950	14,79	15,05	14,92	2,0	292,7	7	41,8
12	89,0	86,6	3475	3550	17,72	18,10	17,91	2,4	421,7	8	52,7
13	86,6	85,0	3550	3725	18,10	19,00	18,55	1,6	291,1	13	22,4
14	85,0	83,0	3725	3950	19,00	20,15	19,57	2,0	384,0	25	15,4
15	83,0	79,2	3950	3975	20,15	20,27	20,21	3,8	753,4	3	251,1
16	79,2	78,5	3975	4000	20,27	20,40	20,34	0,7	139,6	4	34,9
17	78,5	72,0	4550	4800	23,20	24,48	23,84	6,5	1520,2	47	32,3
18	72,0	70,2	5850	6030	29,84	30,75	30,30	1,8	535,0	21	25,5
Итого		70,2		6030		30,75		80,8	5687,3	253	22,5

Теоретическая энергия руслового потока, кВт·ч/год, принимается равной среднемноголетней величине, определяемой по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{теор}} = 8760N_{\text{теор}} \cdot \quad (3.5)$$

3.2. Определение технических гидроэнергоресурсов

Упрощенно техническая мощность может быть определена по формуле:

$$N_{\text{техн}} = \eta_{\text{ГЭС}} (1 - \mu_Q) (1 - \mu_H) N_{\text{уч}} , \quad (3.6)$$

где μ_Q – сумма потерь стока в долях нормы стока; μ_H – сумма потерь напора в долях падения реки; $N_{\text{уч}}$ – теоретическая мощность участка реки, целесообразного для освоения; $\eta_{\text{ГЭС}}$ – коэффициент полезного действия ГЭС (рекомендуется принимать 0,82).

Потери стока обусловлены:

- потерями стока через направляющие аппараты турбин, уплотнения затворов и др., этот вид потерь дает не более 1 % стока;
- потерями стока на дополнительное испарение с водной поверхности водохранилища (табл. 3.1);
- потерями стока на фильтрацию из водохранилища (около 2 % стока);
- потерями стока из-за ограниченности полезного объема водохранилища и пропускной способности гидротурбин, определяемой установленной мощностью (табл. 3.2).

Потери напора вызываются:

- потерями напора из-за изменений уровней бьефов при регулировании стока и переменного расхода – примерно 20 % падения реки;
- потерями напора в подводящих сооружениях (на сороудерживающих решетках, в каналах, турбинных водоводах и т.п.), а также на кривых подпора водохранилищ; эти потери могут составить до 10 % падения.

При нецелесообразности использования верхнего течения реки из-за его маломощности теоретическая мощность участка реки

$$N_{\text{уч}} \approx 0,86N_{\text{теор}} \quad (3.7)$$

Техническая энергия

$$\mathcal{E}_{\text{техн}} = 8760N_{\text{техн}} \quad (3.8)$$

Таблица 3.2

Потери на дополнительное испарение с поверхности водохранилищ

Территория	Испарение, мм			Удельное затопление, м ² /м ³	Потери на дополнительное испарение, % нормы стока
	с водной поверхности	с суши	дополнительное		
Европейская территория					
Кольский полуостров	350	125	225	0,37	1,7
Север	350	150	200	0,37	1,5
Северо-Запад	550	350	200	0,37	1,5
Волго-Вятский район	600	325	275	0,31	1,7
Центральный район	600	400	200	0,38	1,52
Центрально-Черноземный район	650	400	250	0,38	1,9
Поволжье:	степная зона	800	300	0,38	3,8
	лесостепная зона	700	325		2,9
Ростовская область	800	350	450	0,38	3,4
Северный Кавказ:	равнинная часть	1000	325	0,35	4,4
	горная часть	800	240	0,35	3,9
Урал:	степная зона	800	250	0,46	5,1
	лесостепная зона	600	300	0,46	2,8
	лесная зона	400	250	0,46	1,4
Азиатская территория					
Северо-Восток	350	150	200	0,46	1,0

Таблица 3.3

Потери стока, связанные с ограниченностью установленной мощности, и минимальный расход

Территория	Принятый расчетный расход, в долях нормы стока	Сток, в долях среднегогодового объема стока		Минимальный расход, в долях нормы стока
		Используемый	Потери стока	
Европейская территория				
Карелия	1,5	0,85	0,15	0,4
Мурманская обл.	1,5	0,75	0,25	0,3
Архангельская обл.	1,0	0,5	0,5	0,15
Коми	1,0	0,5	0,5	0,15
Северо-Запад	0,8	0,49	0,51	0,2
Центральный район	0,6	0,43	0,57	0,15
Волго-Вятский район	0,6	0,43	0,57	0,15
Урал: лесная зона	0,6	0,43	0,57	0,15
лесостепная зона	0,5	0,31	0,69	0,1
степная зона	0,3	0,21	0,79	0,05
Горные районы Северного Кавказа	0,85	0,52	0,48	0,1
Азиатская территория				
Республика Саха (Якутия)	1,3	0,64	0,36	0,1 (при сезонном регулировании)
Магаданская обл.	1,1	0,56	0,44	То же

3.3. Определение гарантированных гидроэнергоресурсов

В качестве гарантированных ресурсов принимаются гарантированная мощность $N_{\text{гар}}$ и гарантированная энергия $\mathcal{E}_{\text{гар}}$. Гарантированная мощность определяется зависимостью:

$$N_{\text{гар}} = \mu_{\text{гар}} N_{\text{теор}}, \quad (3.9)$$

в которой вместо относительного гарантированного расхода $\mu_{\text{гар}}$ можно использовать минимальный расход по табл. 3.3.

Гарантированная энергия вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = \mu_{90} \mathcal{E}_{\text{теор}}, \quad (3.10)$$

где μ_{90} – модульный коэффициент 90%-ной обеспеченности, устанавливаемый по [36] для трехпараметрического гамма-распределения вероятностей.

В гарантированных ресурсах следует выделить техническую часть.

3.4. Кадастровый график реки

Кадастровый график реки (рис. 3.1) показывает зависимости гидрологических и энергетических параметров реки от расстояния, которое отсчитывается обычно от устья. На этот график, как правило, наносят:

- продольный профиль реки по уровню воды в межень,
- график изменения площади водосбора,
- график изменения среднесуточного расхода воды,
- вместо него может быть построен график нормы годового стока,
- продольные профили берегов – отдельно левого и правого,
- график изменения теоретической мощности,
- график удельной мощности.

Кадастровый график строится по данным табл.3.1.

3.5. Выбор створа ГЭС

Створы ГЭС следует намечать на участках с большими удельными мощностями по кадастровому графику. Створы также желательно располагать ниже впадения крупных притоков. При этом из рассмотрения следует исключить верхнее течение реки.

Создание ГЭС на реке всегда образует водохранилище; при этом возможно существенное отчуждение земель, приводящее к значительным ущербам. Кроме того, высокая стоимость отчуждаемых земель снижает эффективность ГЭС: современное законодательство требует возмещения убытков и потерь владельцев земельных угодий. Поэтому при выборе места размещения створа

ГЭС необходимо уделять особое внимание мероприятиям по уменьшению отчуждения земель.

В отношении малых рек наилучшим образом отвечает принципу минимального вмешательства в окружающую среду схема использования гидроэнергоресурсов посредством русловых гидроузлов, т. е. гидроузлов с НПУ на уровне бровки русла реки. Такая схема обладает рядом преимуществ, как-то:

- затопливаются земли только русел основной реки и ее притоков;
- минимизируются подтопления;
- уменьшается длина напорного фронта;
- почти исключаются потери на дополнительное испарение;
- отсутствует затопление поймы и склонов долины;
- пойма или ее часть могут использоваться для пропуска максимальных расходов;
- практически не изменяется бытовой режим жидкого стока и транзитный сток наносов;
- водообмен в верхнем бьефе приближается к бытовому;
- сохраняется возможность миграции рыб вверх по течению (при высоких уровнях, по пойме).

Для большей эффективности утилизации гидроэнергии следует выбирать створы, располагающиеся вблизи потребителей электроэнергии, так как передача электроэнергии на расстояние более 10-20 км от небольших ГЭС не выгодна.

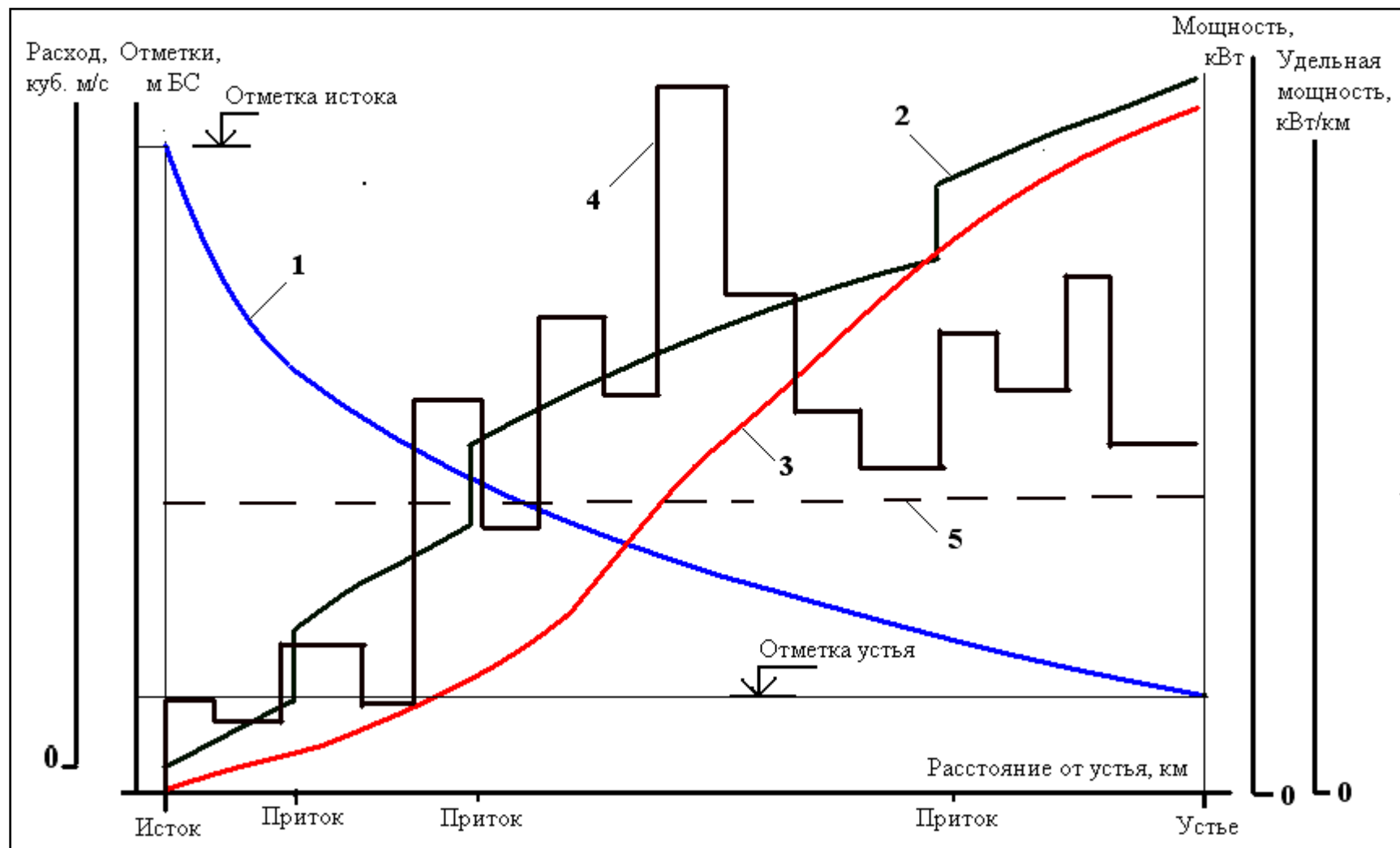


Рис.3.1. Кадастровый график реки:
 1 – продольный профиль реки; 2 – среднегодовой расход; 3 – теоретическая мощность;
 4 – удельная мощность; 5 – среднее значение удельной мощности

4. СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГИИ РЕК

4.1. Схемы концентрации напора

На реках возможны три основные схемы создания сосредоточенного напора (концентрации напора):

- плотинная, при которой напор образуется плотиной;
- деривационная, когда напор создается деривацией, сооружаемой в виде канала, лотка, туннеля, трубопровода;
- смешанная (плотинно-деривационная), при которой часть напора создается плотиной, другая часть – деривацией.

Плотинная схема (рис. 4.1) осуществляется, главным образом, на равнинных реках, имеющих небольшой продольный уклон. Плотина создает перепад уровней (напор) H , подпор воды распространяется вверх по реке до точки 5, при этом общее падение уровня воды в зоне подпора составит $H + \Delta h_{\text{под}}$, из которого $\Delta h_{\text{под}}$ теряется при движении воды в верхнем бьефе (рис. 4.2) [13]. Основным недостатком плотинной схемы – образование затопления и подтопления больших территорий.

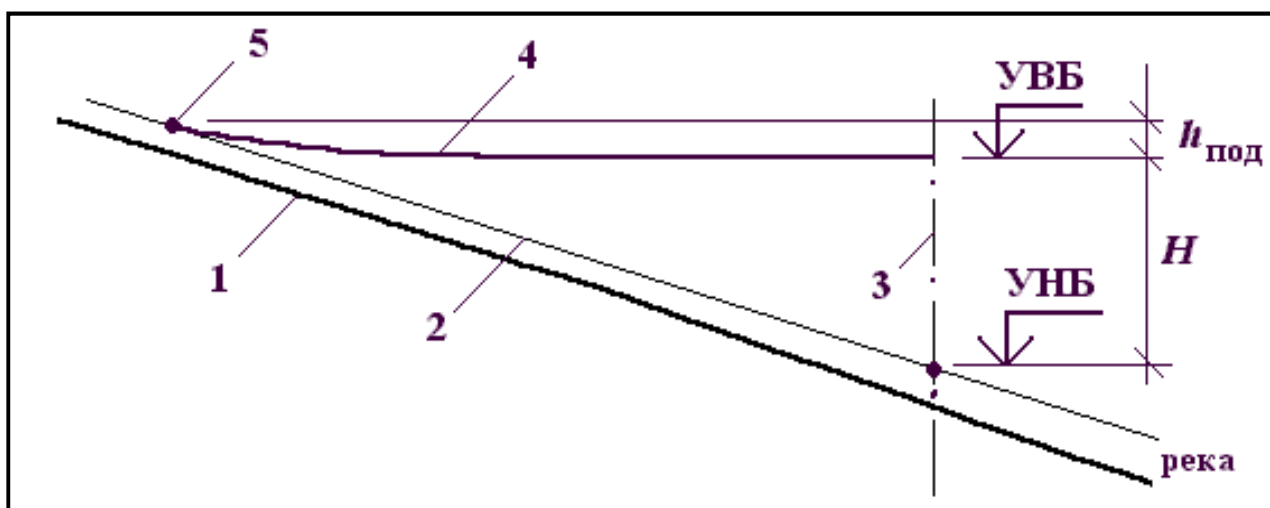


Рис. 4.1. Плотинная схема концентрации напора:

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

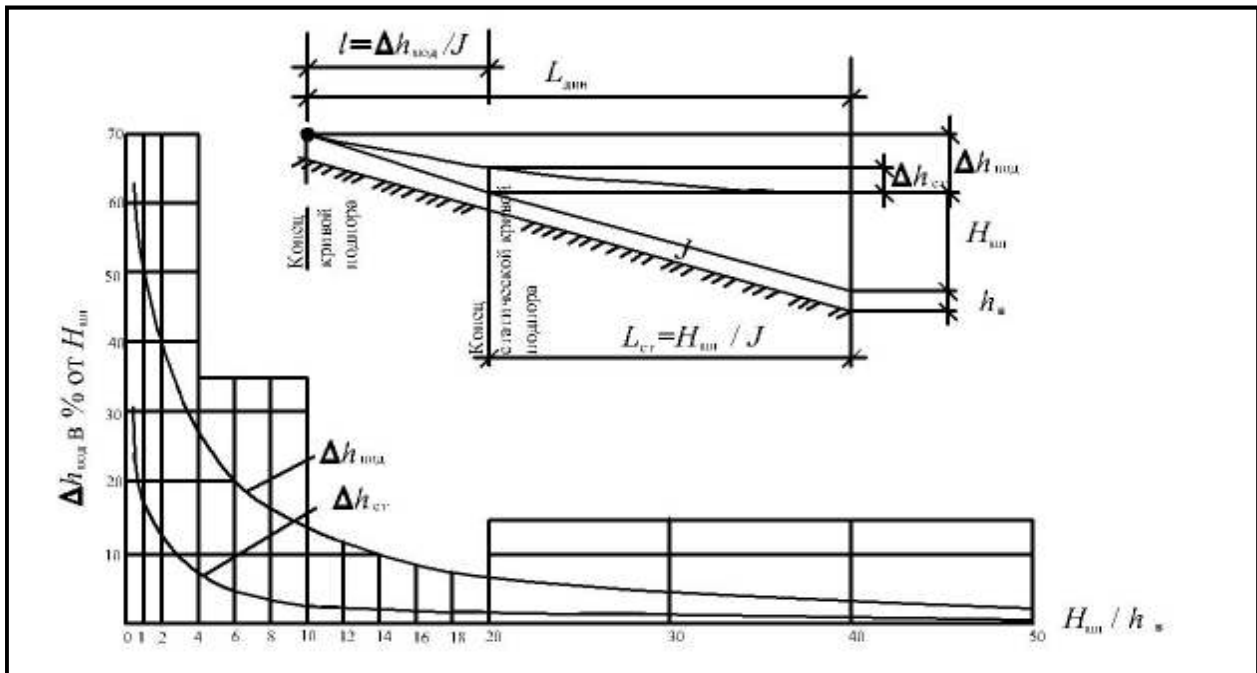


Рис. 4.2. График для определения потерь напора на кривой подпора

Как было отмечено выше, основным недостатком плотинной схемы – образование затопления и подтопления больших территорий. Уменьшить затопления и подтопления можно путем создания так называемых русловых гидроузлов (рис. 4.3).

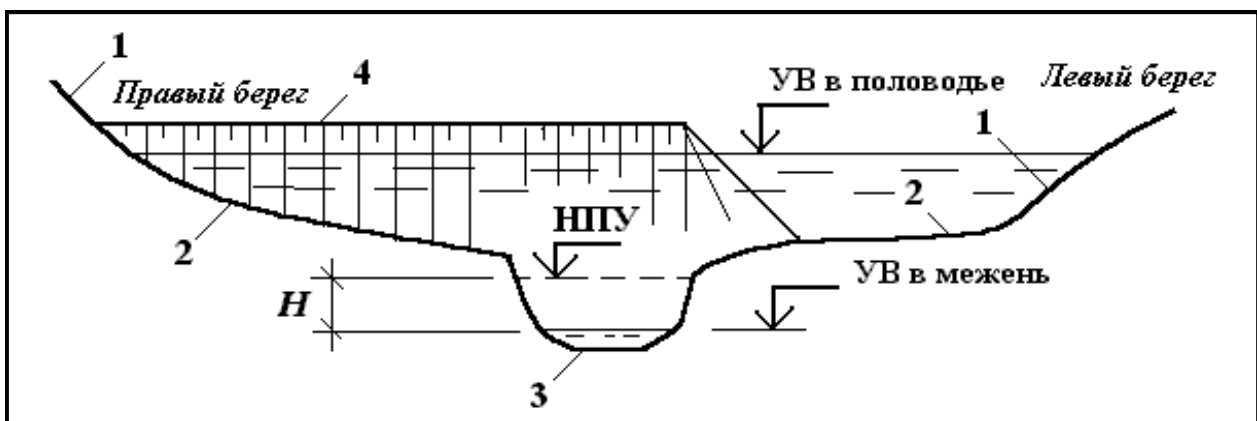


Рис. 4.3. Схема создания напора в русловом гидроузле:
1 – склоны долины реки; 2 – пойма; 3 – русло; 4 – плотина

В таком гидроузле в период межени НПУ поддерживается вблизи бровки русла, напор образуется за счет разницы НПУ и уровня воды реки в межень. Однако в период половодья, при значительном подъеме уровней бьефов, напор может снижаться практически до нуля.

В деривационной схеме (рис. 4.4) плотина может быть небольшой высоты или отсутствовать. В ее створе располагается водоприемник, обеспечивающий подачу воды в деривацию. Общее падение реки на используемом участке составит $H + \Delta h_{\text{под}} + \Delta h_{\text{дер}}$, где $\Delta h_{\text{под}}$ – потери на кривой подпора, $\Delta h_{\text{дер}}$ – потери в деривации. По сравнению с плотинной деривационная схема при таком же напоре позволяет существенно уменьшить площади затопления и подтопления. Однако расход воды, поступающий в реку на участке между створом водоприемника и створом ГЭС, не может быть использован.

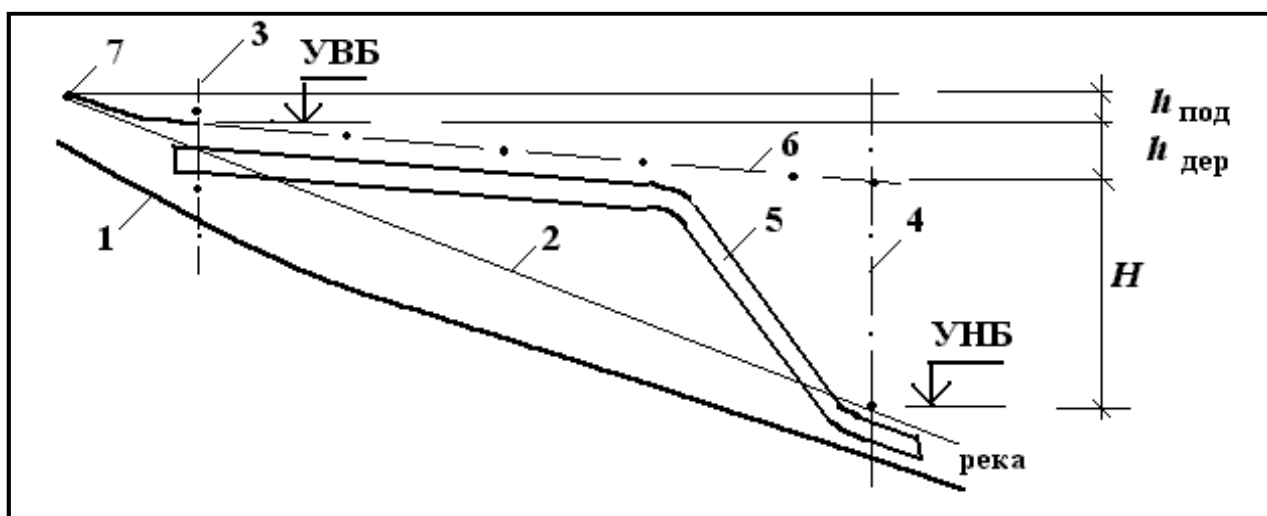


Рис. 4.4. Деривационная схема концентрации напора:

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

Деривационная схема может быть реализована в рукавно-переносной ГЭС (РП ГЭС). Такая ГЭС состоит из двух основных элементов (рис. 4.5): гибкого рукава, являющегося деривационным трубопроводом, и энергоблока, включающегося в себя турбину, генератор, систему регулирования и защиты. Водоприемник рукава опускают в воду, рукав размещают на берегу реки вниз по течению и присоединяют к энергоблоку. Длина рукава может достигать до 100 м, напор РП ГЭС – до 6 м, мощность – до 3 кВт.

В плотинно-деривационной схеме (рис. 4.6) напор создается и плотиной, и деривацией. Общий перепад участка составляет $H + \Delta h_{\text{под}} + \Delta h_{\text{дер}}$, где $\Delta h_{\text{под}}$ – потери напора на кривой подпора, $\Delta h_{\text{дер}}$ – потери напора в деривации.

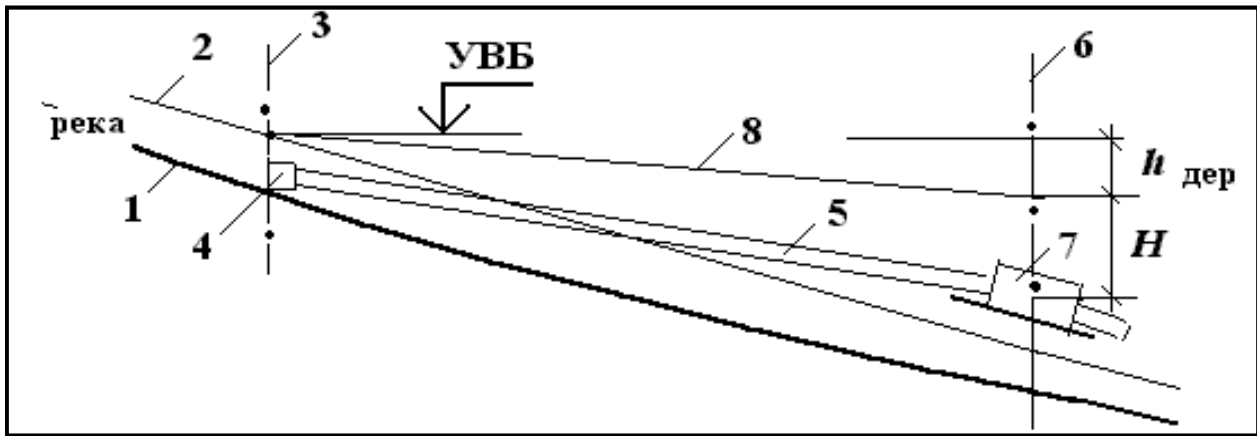


Рис. 4.5. Схема рукавно-переносной ГЭС:

1 – дно реки; 2 – уровень воды; 3 – створ водоприемника; 4 – водоприемник; 5 – гибкий рукав; 6 – створ рабочего колеса; 7 – энергоблок; 8 – пьезометрическая линия

Используемый напор в плотинно-деривационной схеме:

$$H = H_{\text{пл}} + H_{\text{дер}} - \Delta h_{\text{дер}}, \quad (4.28)$$

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

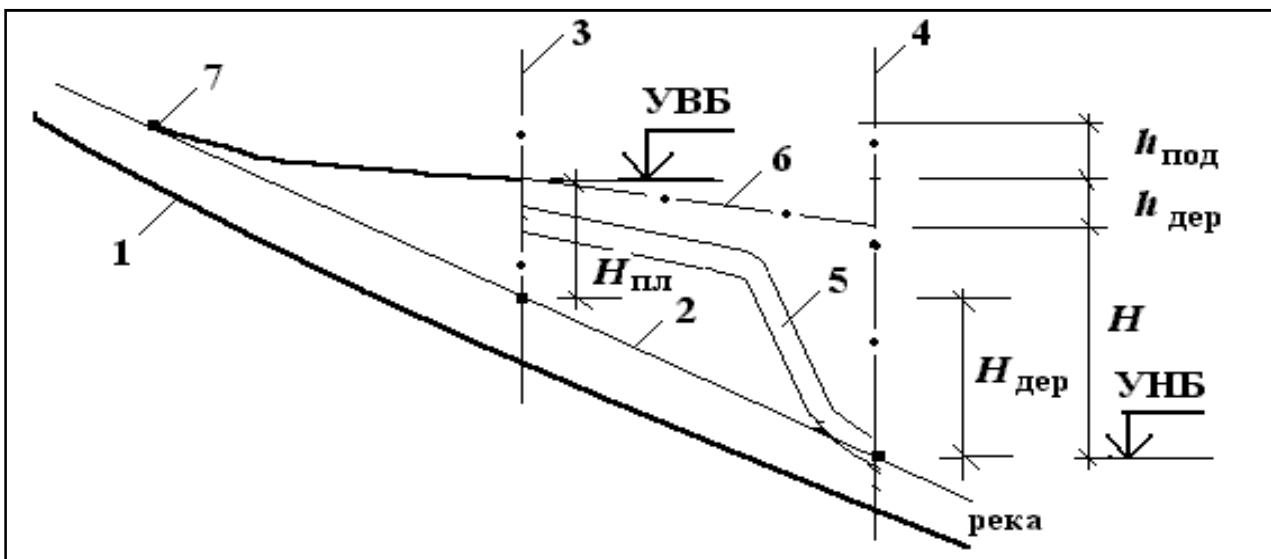


Рис. 4.6. Плотинно-деривационная схема концентрации напора:

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

4.2. Каскадное использование энергии рек

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

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

При каскадном использовании энергии малых рек посредством создания русловых гидроузлов места размещения створов во многом определяются уровнем бровки русла (рис. 4.7). Створы схемы рис. 4.7 выбраны так, что вышерасположенный створ намечается в месте, где НПУ нижерасположенного створа совпадает с уровнем воды в межень. НПУ назначаются на уровне бровки более низкого берега.

4.3. Использование кинетической энергии потока воды

Электрическая энергия может быть получена за счет кинетической энергии потока, удельная величина которой или скоростной напор, выражается зависимостью [20]:

$$H_{\text{сп}} = \alpha v^2 / (2g), \quad (4.29)$$

где α – коэффициент Кориолиса; v – скорость потока.

Установки, использующие скоростной напор, называют свободно поточными ГЭС – СП ГЭС [20]. Применяют два основных типа СП ГЭС: с поперечными гидротурбинами и с торцовыми гидротурбинами. Первые имеют ось вращения рабочего колеса, расположенную перпендикулярно направлению потока; у вторых ось вращения рабочего колеса параллельна потоку.

Расход воды поперечной турбины, $\text{м}^3/\text{с}$, определяется формулой [6]:

$$Q_{\text{сп}} = D_1 L_{\text{сп}} v, \quad (4.30)$$

где D_1 – диаметр рабочего колеса, м; $L_{\text{сп}}$ – длина активной части турбины, м.

Мощность поперечной турбины, кВт, может быть вычислена по зависимости:

$$N_{\text{СП}} = \alpha \eta_{\text{ГЭС}} D_1 L_{\text{СП}} v^3 / 2 \quad . \quad (4.31)$$

Для торцовой турбины расход воды, м³/с, определяется как

$$Q_{\text{СП}} = \pi D_1^2 v / 4 \quad . \quad (4.32)$$

Мощность торцовой турбины, кВт,

$$N_{\text{СП}} = \alpha \eta_{\text{ГЭС}} \pi D_1^2 v^3 / 8 \quad . \quad (4.33)$$

Кпд описанных ГЭС довольно низок. Так, по данным [6], для ГЭС с поперечными турбинами он составляет 0,24-0,37, для ГЭС с торцовыми турбинами – 0,18-0,23.

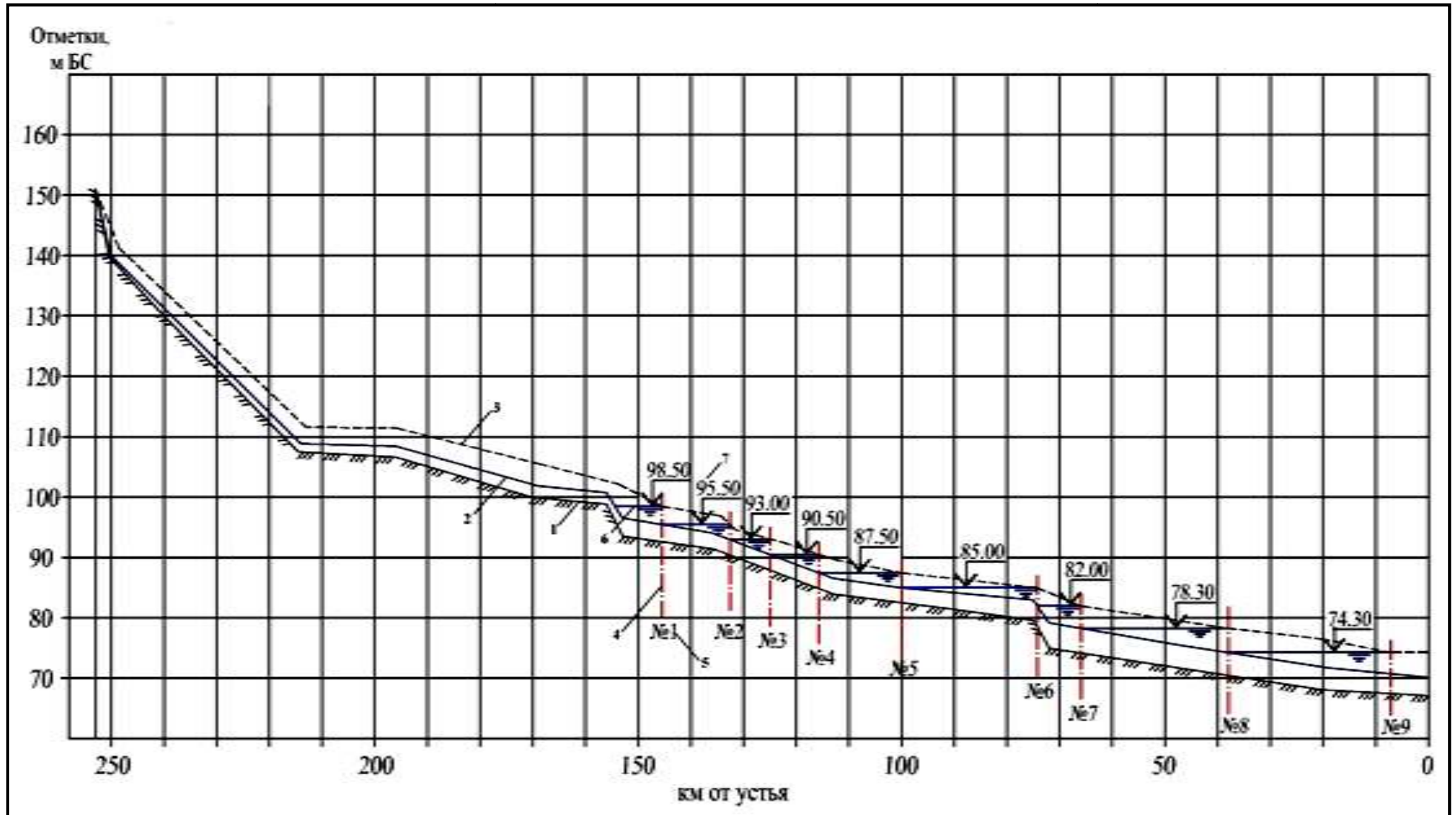


Рис. 4.7. Каскадное использование энергии р. Уста в Нижегородской области (проект ННГАСУ):

1 – дно реки; 2 – уровень воды в межень; 3 – бровка русла; 4 – створ; 5 – номер ступени; 6 – НПУ ступени; 7 – отметка НПУ

5. ВОДОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ РАСЧЕТЫ

5.1. Общие положения

Водохозяйственные расчеты выполняются для установления основных параметров и режима наполнения-сработки водохранилища. В их состав входит:

- назначение подпорных уровней: нормального подпорного уровня – НПУ, уровня мертвого объема – УМО, форсированного подпорного уровня – ФПУ;
- установление характерных объемов: полезного $V_{плз}$, мертвого V_m , полного $V_{п} = V_{плз} + V_m$, форсированного $V_{фс}$;
- определение расходов и режима водопотребления из водохранилища;
- выяснение потерь стока из водохранилища.

5.2. Назначение подпорных уровней

5.2.1. Назначение нормального подпорного уровня

Обоснование нормального подпорного уровня (НПУ) в общем случае сводится к выбору его значения из возможного диапазона, который для гидроузлов на малых реках имеет некоторые особенности.

Минимальное значение НПУ может быть назначено на уровне, близком к бровке русла (русловые гидроузлы), причем возможна двойная величина такого НПУ: летняя, более низкая, и зимняя, более высокая. Это связано с условиями затопления и подтопления прилегающих к гидроузлу земель.

Выбор НПУ в пределах русла позволяет существенно сократить площади отчуждаемых земель под водохранилища, уменьшить длину напорного фронта, использовать пойму или её часть для пропуска максимальных расходов. Однако при этом возможности использования гидроэнергоресурсов могут значительно снизиться, так как не исключены остановки агрегатов в периоды прохождения максимальных расходов из-за уменьшения располагаемого напора гидроузла.

При возможности затопления поймы НПУ может рассматриваться в пределах долины реки, однако, по санитарным требованиям глубина затопления поймы должна быть не меньше 2-2,5 м. Кроме того, НПУ целесообразно принимать таким, чтобы в период максимальных расходов сохранялся минимально допустимый для гидротурбин напор. При таком выборе НПУ существенно возрастает выработка электроэнергии ГЭС, однако значительно увеличиваются капитальные затраты как за счет удлинения напорного фронта, так и за счет роста стоимости водосбросных сооружений в связи с невозможностью использовать пойму для пропуска максимальных расходов.

Описанные особенности необходимо учитывать при определении диапазона изменения НПУ.

Экономическое обоснование НПУ рассматривается в разделе 10.

5.2.2. Назначение уровня мертвого объема

Минимальное значение УМО следует принимать по наименьшему допустимому напору для используемых турбин, который оценивается по данным изготовителей (поставщиков). Приблизленно наименьший допустимый напор может быть принят следующим:

– при использовании осевых турбин

$$H_{\text{мин}} \geq 0,5H_{\text{макс}}, \quad (5.1)$$

где $H_{\text{макс}}$ – максимальный напор;

– при установке радиально-осевых турбин

$$H_{\text{мин}} \geq (0,6-0,65)H_{\text{макс}}. \quad (5.2)$$

Таким образом, минимальный уровень мертвого объема будет:

$$\text{УМО}_{\text{мин}} \geq \text{НПУ} - (0,35-0,5)H_{\text{макс}}, \quad (5.3)$$

причем меньшее значение в скобках принимается для радиально-осевых турбин, большее – для осевых.

При известном УМО определяется мертвый объем V_M , а также площадь водной поверхности при УМО – $\Omega_{УМО}$, средняя и максимальная глубина, площадь мелководий и другие показатели.

Названные параметры следует уточнить путем проверки соответствия их значений техническим требованиям.

Мертвый объем должен быть не меньше объема донных отложений, осевших в водохранилище за расчетный срок службы ГЭС, который согласно СП 58.13339.2012 для сооружений III и IV классов составляет $T_{экс}=50$ лет. Таким образом:

$$V_M \geq T_{экс} [W_{взв}(1-\delta_{взв}) + W_{влк}], \quad (5.4)$$

где $\delta_{взв}$ – доля наносов, проходящих транзитом, $\delta_{взв}=0,3-0,4$ (для русловых гидроузлов $\delta_{взв}=0,7-0,8$); $W_{взв}$ и $W_{влк}$ – соответственно годовые объемы взвешенных и влекомых наносов.

Другие параметры водохранилища при УМО_{мин} должны удовлетворять требованиям табл. 5.1.

Таблица 5.1

Санитарные требования к водохранилищам

Наименование требований	Источник	Требуемая величина
Площадь мелководий (с глубиной менее 2 м)	СанПиН 3907-85	Не более 15-20 % общей площади водохранилища
Глубина воды в весенне-летний период	СП 42.13330.2011	Не менее 1,5 м
Глубина воды в прибрежной зоне	СП 42.13330.2011	Не менее 1,0 м
Водообмен за весенне-летний период при площади водной поверхности: менее 3 га более 3 га более 6 га	СП 42.13330.2011	4 раза 3 раза 2 раза

При несоответствии параметров водохранилища приведенным требованиям эти параметры необходимо изменить.

5.3. Регулирование стока водохранилищем

Известный НПУ определяет полный объем водохранилища $V_{\text{п}}$, а также полезный объем по формуле:

$$V_{\text{плз}} = V_{\text{п}} - V_{\text{м}}. \quad (5.5)$$

Характер регулирования стока зависит от относительного объема:

$$\delta_w = V_{\text{плз}} / W_0, \quad (5.6)$$

где W_0 – среднееголетний объем годового стока.

При $\delta_w \geq 0,3-0,4$ возможно многолетнее регулирование стока, при относительном объеме $0,05 \leq \delta_w < 0,3$ целесообразно сезонное (годовое) регулирование, при $\delta_w < 0,05$ длительное регулирование (многолетнее или сезонное) нецелесообразно. Возможно суточное или недельное регулирование мощности ГЭС или отсутствие регулирования (регулирование по водотоку).

Использование водной энергии малых рек отличается некоторыми особенностями, которые необходимо учитывать при назначении характера регулирования:

- ГЭС может быть сооружена при существующем водохранилище не энергетического назначения,
- в этом случае регулирование стока ведется в целях основного водопользователя,
- в зонах централизованного электроснабжения обычно нецелесообразно вести длительное регулирование стока,
- русловые гидроузлы, как правило, обладают незначительным водохранилищем, что ограничивает даже суточное регулирование,
- длительное регулирование стока имеет смысл в регионах децентрализованного электроснабжения,
- в любом случае, в целях снижения влияния водохранилища на окружающую среду, уменьшения затоплений и подтоплений и, следовательно, за-

трат на компенсацию убытков и потерь владельцев земель необходимо стремиться к возможно меньшим объемам водохранилища.

Однако при отсутствии регулирования стока может потребоваться трансформация половодья и паводков, что позволит снизить расходы воды водосборов. Для такой трансформации необходим форсированный объем $V_{фс}$. При его наличии сбросной расход приближенно оценивается по формуле:

$$Q_{сбр} = Q_{p_{макс}} (1 - V_{фс} / W_{пол}), \quad (5.7)$$

где $Q_{p_{макс}}$ – максимальный расход воды обеспеченностью $p_{макс}$, определяемой по СП 58.13339.2012; $W_{пол}$ – объем стока за половодье или паводок этой же обеспеченности

$$W_{пол} = h_{p_{макс}} F, \quad (5.8)$$

$h_{p_{макс}}$ – слой стока половодья или паводка; F – площадь водосбора.

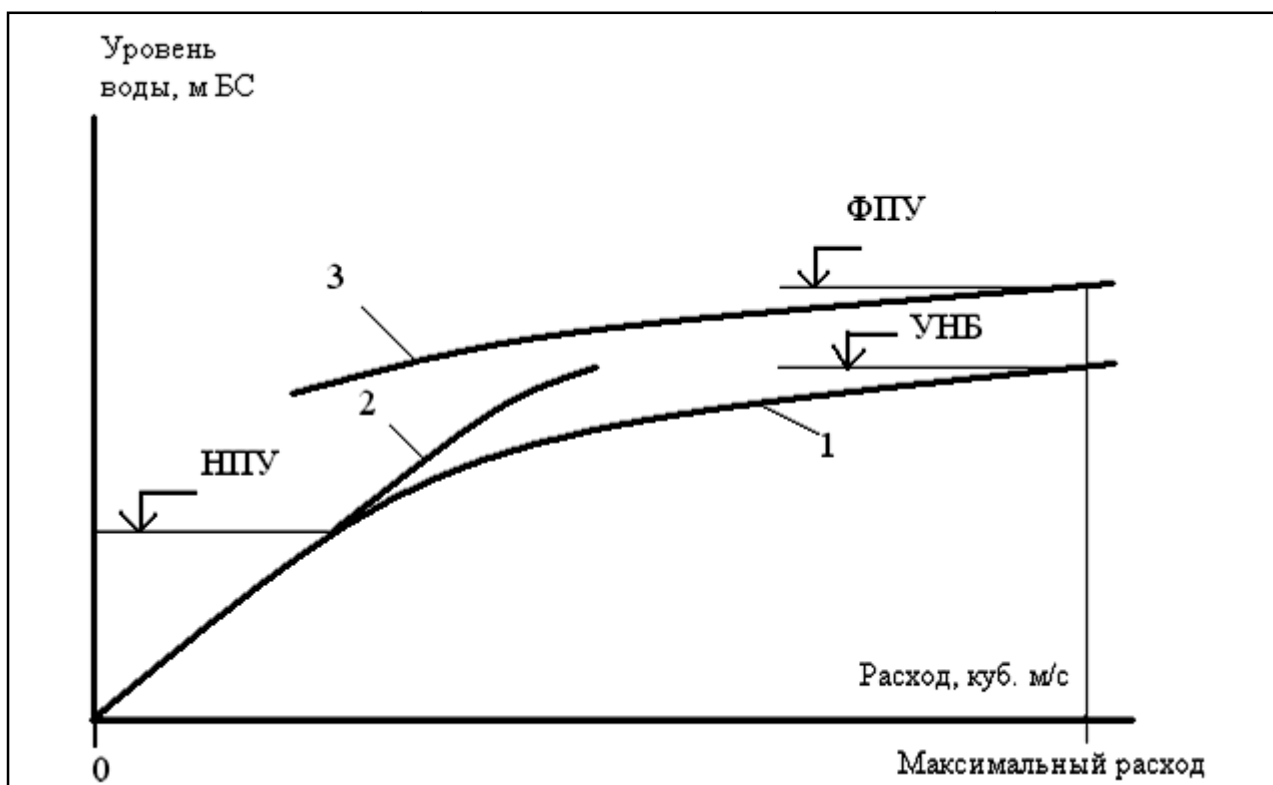


Рис. 5.1. Кривые расходов реки:

1 – кривая расходов для русла и поймы; 2 – кривая расходов для русла;
3 – кривая расходов для поймы

Форсированный объем следует определять, исходя из топографических условий и возможности кратковременного затопления территории. Для этого назначается ФПУ и по кривой объемов водохранилища устанавливается форсированный объем. При нерегулируемых водосбросах, порог (гребень) которых располагается на отметке НПУ, ФПУ есть сумма НПУ и напора на пороге (гребне) водосброса.

Напор на пороге малых водосбросов рекомендуется принимать:

- 10-20 см при расходе до 10 м³/с,
- 60-80 см при расходе 20-50 м³/с,
- 1,1-1,2 м при расходе 50-100 м³/с.

В случае русловых гидроузлов ФПУ может образоваться при пропуске максимальных расходов или их части по пойме (рис. 5.1).

При отсутствии кривой расходов поймы приближенное определение ФПУ можно выполнить по кривой расходов реки (рис. 5.2).

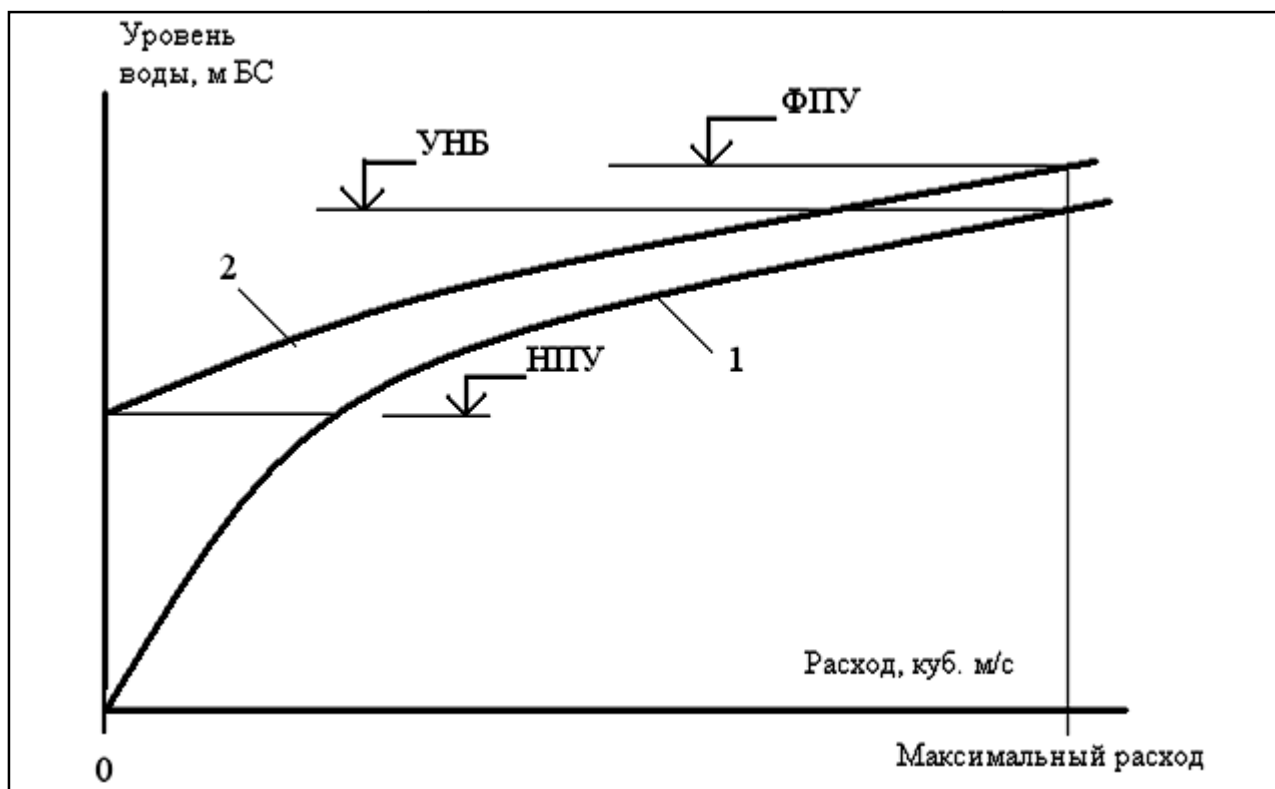


Рис. 5.2. Определение форсированного подпорного уровня по кривой расходов реки:

1 – кривая расходов реки; 2 – верхняя часть кривой расходов, перенесенная в точку НПУ вдоль оси абсцисс

5.4. Потери стока из водохранилища

Вследствие создания водохранилища происходит изменение водного баланса, в результате чего возникают потери на дополнительное испарение, фильтрацию, временные потери на льдообразование.

Слой дополнительного испарения обычно рассчитывается по месячным интервалам за безледоставный период по формуле:

$$E_{\text{доп}} = E_{\text{вод}} - E_{\text{суш}}, \quad (5.9)$$

где $E_{\text{вод}}$ – испарение с водной поверхности; $E_{\text{суш}}$ – то же, с суши.

Объем потерь воды на дополнительное испарение определяется как

$$\Delta W_{\text{исп}} = E_{\text{доп}}(\Omega - \Omega_{\text{рек}}), \quad (5.10)$$

где Ω – площадь зеркала водохранилища; $\Omega_{\text{рек}}$ – площадь поверхности воды в русле реки в пределах водохранилища.

При незначительной разнице площади водохранилища и площади в русле дополнительное испарение можно не учитывать. Если площадь воды в русле много меньше площади водохранилища, первую следует принять равной нулю.

Потери воды на фильтрацию состоят из потерь через ложе водохранилища тело подпорных сооружений, в их основаниях и примыканиях, а также протечек через неплотности затворов, направляющих аппаратов турбин и др. Из-за сложности потери на фильтрацию оценивают приближенно (табл. 5.2).

Т а б л и ц а 5.2

Оценки фильтрационных потерь из водохранилища

Гидрогеологические условия	Слой потерь за год, см	Потери стока в % среднего объема	
		за год	за месяц
Ложе состоит из водонепроницаемых пород, уровень грунтовых вод (УГВ) выше подпорных уровней	0-50	5-10	0,5-1,0
Маловодопроницаемые породы ложа, УГВ выше подпорных уровней	50-100	10-20	1,0-1,5
Водопроницаемые породы ложа, УГВ ниже подпорных уровней	100-200	20-40	1,5-3,0

При достаточно однородном ложе водохранилища расход фильтрационных потерь можно определить по формуле:

$$Q_{\Phi} = k_{\Phi} \Omega H / L_{\text{цт}}, \quad (5.11)$$

где k_{Φ} – коэффициент фильтрации пород ложа; Ω – площадь водной поверхности; H – напор гидроузла; $L_{\text{цт}}$ – расстояние от центра тяжести площади Ω до подошвы низового откоса подпорных сооружений.

Объем временных потерь на льдообразование, т. е. объем осевшего зимой на берегах и растаявшего весной льда вычисляется по формуле:

$$\Delta W_{\text{лед}} = 0,9 h_{\text{лед}} (\Omega_{\text{нач}} - \Omega_{\text{кон}}), \quad (5.12)$$

где $h_{\text{лед}}$ – толщина льда; $\Omega_{\text{нач}}$, $\Omega_{\text{кон}}$ – соответственно площадь водной поверхности в начале и конце льдообразования.

Превращение осевшего льда в воду приурочивается к началу половодья, длительность этого превращения – около 20 суток. При отсутствии зимней сработки водохранилища потери на временное льдообразование равны нулю.

При сбросе вместе с водой льда (через водосбросы) образуются безвозвратные потери на льдообразование.

6. ОСНОВЫ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

6.1. Общие положения

Водноэнергетические расчеты необходимы для выявления энергетических параметров ГЭС: напора, расхода, мощности, выработки электроэнергии.

Мощность ГЭС, кВт, определяется по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}}=9,81\eta_{\text{ГЭС}}QH, \quad (6.1)$$

где $\eta_{\text{ГЭС}}$ – КПД ГЭС; Q – расход ГЭС, м³/с; H – напор ГЭС, м.

Следует отметить, что мощность ГЭС ограничена величиной установленной мощности N_y .

КПД ГЭС без большой погрешности следует принимать постоянным. Его величина зависит, в основном, от типа агрегатов. Анализ их параметров показывает, что $\eta_{\text{ГЭС}}=0,75-0,85$.

Расход воды определяется из расчетов регулирования стока известными методами. Его минимальное значение должно быть не меньше санитарного попуска, установленного (табл. 6.1) [40].

Таблица 6.1

Санитарные попуски в нижнем бьефе гидроузла

Характеристика попуска	Значение
Минимальный санитарный расход воды	не меньше минимального среднесуточного расхода воды летней и зимней межени года 95%-ной обеспеченности по годовому стоку
Минимальный санитарный расход воды в каскаде гидроузлов	обеспечивающее скорость течения не менее минимальной до сооружения гидроузла

Напор вычисляется по известной зависимости

$$H=УВБ - УНБ, \quad (6.2)$$

где УВБ – уровень верхнего бьефа, также устанавливаемый из расчетов регулирования стока, $УМО \leq УВБ \leq НПУ$; УНБ – уровень нижнего бьефа, обычно определяемый по связи $УНБ(Q)$, называемой кривой расходов (рис. 2.3).

При использовании на ГЭС активных турбин (ковшовых, наклонно-струйных – Тюрго, поперечно-струйных – Банки) напор будет:

$$H = \text{УВБ} - \text{УЦС} - h_{\text{пот}}, \quad (6.3)$$

где УЦС – отметка центра сопла турбины; $h_{\text{пот}}$ – потери напора.

6.2. Обобщенные водноэнергетические расчеты

Обобщенные водноэнергетические расчеты являются приближенными и выполняются в целях упрощения получения результатов.

6.2.1. Определение обеспеченной мощности

Под обеспеченной мощностью понимается минимальная мощность, которая может быть предоставлена с некоторой вероятностью. Эта вероятность задается в виде расчетной обеспеченности (вероятности превышения) $p_{\text{расч}}$, равной для крупных ГЭС 85-95 %. Для малых ГЭС расчетную вероятность можно несколько уменьшить.

При наличии статистически обработанных результатов водноэнергетических расчетов за длительный период времени обеспеченная мощность определяется по этим результатам известными способами.

Для упрощения обеспеченную мощность, кВт, можно принять по формуле:

$$N_{\text{об}} = 9,81 \eta_{\text{ГЭС}} Q_{\text{мин}} H, \quad (6.4)$$

где $Q_{\text{мин}}$ – минимальный расход обеспеченностью $p_{\text{расч}}$; $Q_{\text{мин}}$ не должен быть ниже санитарного попуска. Напор H необходимо принимать при наименьшем УВБ.

При работе ГЭС в суточном режиме регулирования мощности обеспеченная мощность должна быть уточнена

$$N_{\text{об}} = 9,81 \eta_{\text{ГЭС}} Q_{\text{мин}} H \cdot 24 / t_{\text{сут}}, \quad (6.5)$$

где $t_{\text{сут}}$ – количество часов работы ГЭС в течение суток, обычно рассматриваются декабрьские или январские сутки как самые напряженные по электропотреблению.

6.2.2. Оценка установленной мощности

Величина установленной мощности может определяться различными способами.

1. По числу агрегатов; оно, как правило, не превышает 3-х; при этом условии расчетный расход ГЭС, т.е. расход, соответствующий установленной мощности, может быть оценен по формуле

$$Q_{\text{расч}} = n_{\text{агр}} Q_{\text{мин}} / \mu_{\text{турб}}, \quad (6.6)$$

где $n_{\text{агр}}$ – количество агрегатов (при их одинаковой мощности); $Q_{\text{мин}}$ – средний минимальный суточный расход; $\mu_{\text{турб}}$ – коэффициент, зависящий от быстроходности турбин, в среднем равный 0,5; при $n_{\text{агр}} = 3$ расчетный расход, ограниченный по числу агрегатов, будет:

$$Q_{\text{расч}} = 6Q_{\text{мин}}. \quad (6.7)$$

Определение этого расхода для различных территорий выполнено в табл.

3.3.

2. По оптимальному использованию стока; это может быть оценено по так называемому максимальному коэффициенту, которому соответствует оптимальный расчетный расход, зависящий от внутригодового распределения стока; оптимальный расчетный расход дан в табл. 3.3.

3. По режиму работы. Режим работы ГЭС в энергосистеме может быть пиковым или базовым. Первый целесообразен в зоне децентрализованного электроснабжения, когда за счет ГЭС обеспечивается неравномерность потребления электроэнергии; здесь обеспеченность расчетного расхода целесообразно принять равной около 20%. Базовый режим работы ГЭС возможен в зоне централизованного электроснабжения, при этом обеспеченность расчетного расхо-

да составит около 50%. Расчетные расходы, соответствующие режиму работы, даны в табл. 3.3.

При известном расчетном расходе установленная мощность определяется формулой:

$$N_y = 9,81\eta_{ГЭС}Q_{расч}H_{расч}. \quad (6.8)$$

Расчетный напор $H_{расч}$ может быть представлен как

$$H_{расч} \approx 4H_{макс}/(\sqrt{H_{макс}/H_{мин}} + 1)^2, \quad (6.9)$$

где $H_{макс}$ и $H_{мин}$ – соответственно максимальный и минимальный напоры, определяемые водноэнергетическими расчетами.

При отсутствии подробных водноэнергетических расчетов:

$$H_{макс} \approx \text{НПУ} - \text{УНБ}_{мин}, \quad (6.10)$$

где $\text{УНБ}_{мин}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий минимальному расходу;

$$H_{мин} \approx \text{УМО} - \text{УНБ}_{макс}, \quad (6.11)$$

$\text{УНБ}_{макс}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий расчетному расходу.

4.С помощью экономических обоснований, которые выполняются по формулам раздела 10.5.

6.2.3. Определение выработки электроэнергии

Годовая выработка электроэнергии, кВт·ч, может быть рассчитана по упрощенной зависимости:

$$\mathcal{E}_{ГЭС} = \eta_{ГЭС} H_{ср} W_{ГЭС} / 367, \quad (6.12)$$

где $H_{ср}$ – средний за год напор ГЭС, м; $W_{ГЭС}$ – объем стока, прошедший за через турбины ГЭС за год, м³ (рис. 6.1).

Средний напор может быть определен как

$$H_{\text{ср}} = (H_{\text{макс}} + H_{\text{мин}}) / 2. \quad (6.13)$$

Для определения средней многолетней выработки электроэнергии за год \mathcal{E}_0 используется формула (6.12) с заменой $W_{\text{ГЭС}}$ на средний многолетний годовой объем $W_0^{\text{ГЭС}}$, прошедший через турбины за год (рис. 6.1).

При необходимости получения более точных результатов выполняют водноэнергетические расчеты за несколько лет по месяцам и декадам, по данным которых получают необходимые энергетические параметры ГЭС.

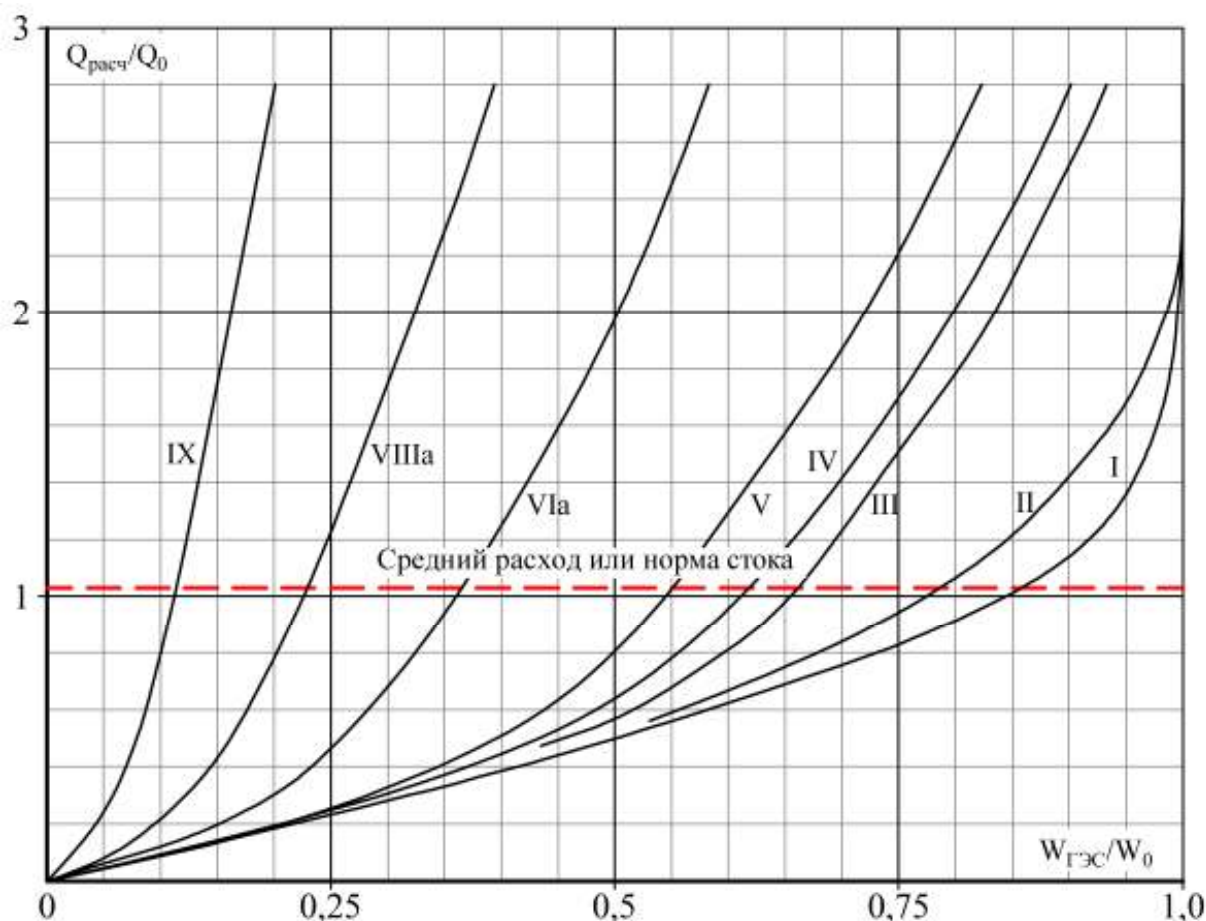


Рис. 6.1. Зависимость объема стока, прошедшего через турбины ГЭС, от расчетного расхода: I-V – реки лесной зоны при озерности до 20, 10, 5, 3, 1 % водосбора; VI – менее 1 %; VIII – реки лесостепной зоны; IX – реки полупустынь

6.3. Табличные водноэнергетические расчеты

Табличные расчеты дают более точные результаты, чем обобщенные расчеты. Формы табличных расчетов зависят от характера регулирования стока.

6.3.1. Расчеты при отсутствии регулирования стока

При отсутствии регулирования ГЭС работает в режиме водотока, когда $УВБ=НПУ$, а мощность определяется естественными расходами реки за вычетом потерь стока. Так как отсутствует сработка водохранилища, потери на льдообразование равны нулю, а потери на испарение и фильтрацию происходят при постоянной площади водной поверхности.

Таблица 6.2

Расчет мощности ГЭС при отсутствии регулирования стока

Период времени	Продолжительность периода, 10^6 с	Расход, m^3/c			Уровень нижнего бьефа, м	Напор, м	Мощность, кВт
		реки	потерь	в нижнем бьефе			
1	2	3	4	5	6	7	8
IV	2,592	2,33	0,05	2,28	111,1	17,9	326,5
V	2,678	0,43	0,06	0,37	110,5	18,5	54,8
VI	2,592	0,23	0,08	0,15	110,3	18,7	22,4
VII	2,678	0,24	0,07	0,17	110,3	18,7	25,4
VIII	2,678	0,20	0,07	0,13	110,3	18,7	21,0
IX	2,592	0,20	0,05	0,15	110,3	18,7	22,4
X	2,678	0,20	0,05	0,15	110,3	18,7	22,4
XI	2,592	0,19	0,05	0,14	110,3	18,7	21,0
XII	2,678	0,21	0,04	0,17	110,3	18,7	25,4
I	2,678	0,21	0,04	0,17	110,3	18,7	25,4
II	2,419	0,18	0,05	0,13	110,3	18,7	19,5
III	2,678	0,18	0,04	0,14	110,3	18,7	21,0

Расчет мощности выполняется в форме табл. 6.2: в графу 3 записываются расходы реки для разных по водности лет; в графе 4 помещаются расходы потерь, вычисляемые как частное объемов потерь и длительности периода времени; графа 5 – это разность граф 3 и 4; значения графы 6 определяются по кривой расходов и значениям графы 5; напор (графа 7) представляет разность НПУ и графы 6; мощность определяется по формуле (6.1). Результаты расчетов следует представить графически (рис. 6.2).

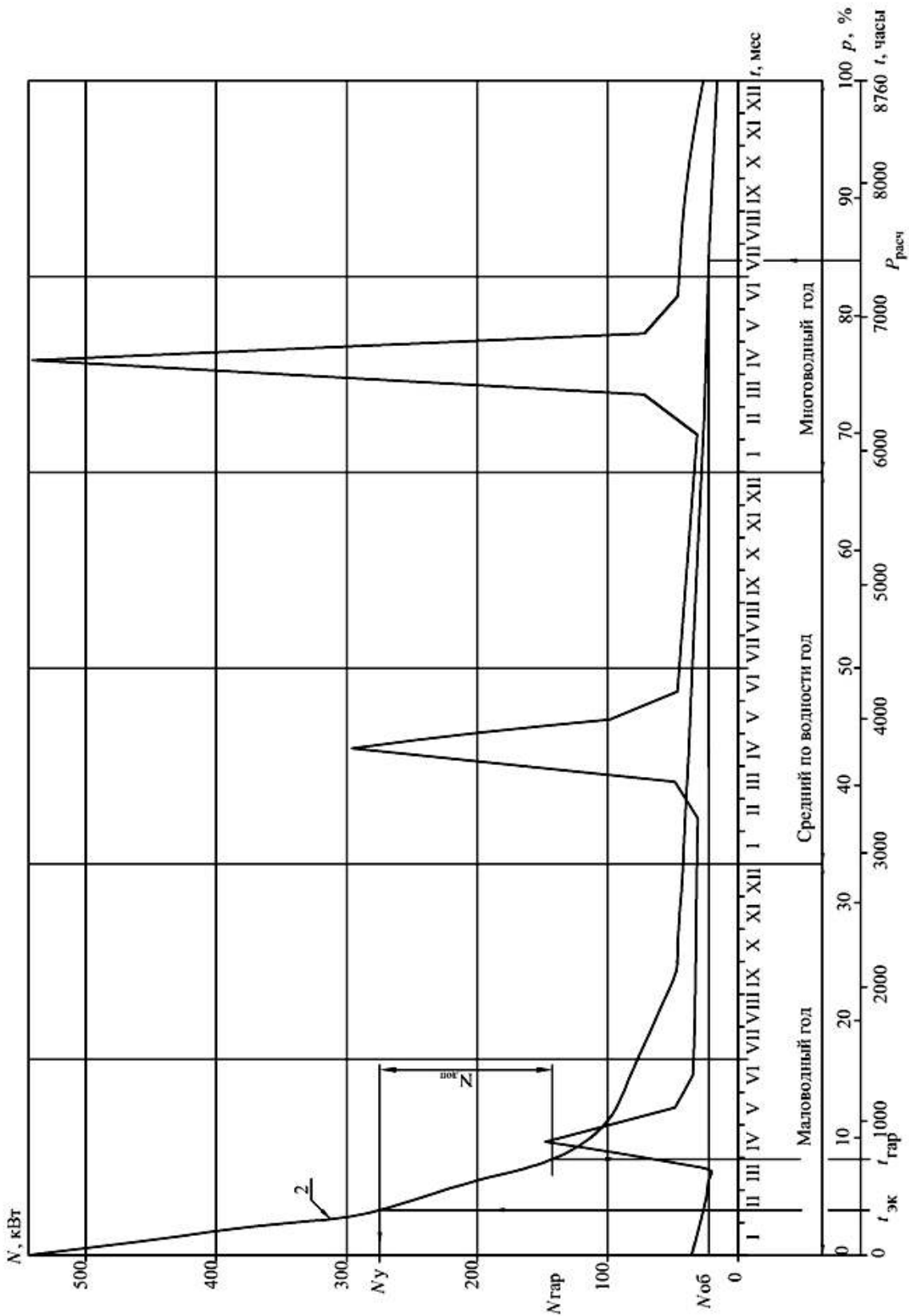


Рис. 6.2. График мощности (1) и график продолжительности (обеспеченности) мощности (2) за характерные годы

При расчетах необходимо контролировать напор, который не должен снижаться на 50 % и более от максимального для ПЛ-турбин и на 35-40 % - для

РО-турбин. В противном случае мощность ГЭС принимается равной нулю. Если причина снижения напора заключается в малом УВБ, следует по возможности его увеличить.

6.3.2. Расчеты при сезонном регулировании стока

Мощность ГЭС при сезонном регулировании определяется напором и расходом, зависящими от запаса воды в водохранилище. Этот запас устанавливается уравнением водного баланса:

$$V_{t+\Delta t} = V_t + (\Delta W - Q_{\text{птр}} \Delta t), \quad 0 \leq V_{t+\Delta t} \leq V_{\text{плз}}, \quad (6.14)$$

где $V_{t+\Delta t}$ - запас в момент времени $t+\Delta t$; V_t - то же, в момент времени t ; ΔW - объем стока реки за период Δt ; $Q_{\text{птр}}$ - расход потребления воды с учетом потерь.

Для расчетов расходы потребления в первом приближении следует принимать по формулам:

- для периода половодья

$$Q_{\text{птр}} = (W_{\text{пол}} - V_{\text{плз}}) / T_{\text{пол}}, \quad (6.15)$$

где $W_{\text{пол}}$ - объем стока половодья; $T_{\text{пол}}$ - продолжительность половодья;

- для периода межени

$$Q_{\text{птр}} = (W_{\text{меж}} + V_{\text{плз}}) / T_{\text{меж}}, \quad (6.16)$$

где $W_{\text{меж}}$ - объем стока межени; $T_{\text{меж}}$ - ее продолжительность.

Сток половодья принимают за периоды, когда расходы реки существенно больше среднегодового расхода; сток межени - когда меньше. Если расходы реки близки среднегодовому, следует считать

$$Q_{\text{птр}} = Q_{\text{б}}, \quad (6.17)$$

где $Q_{\text{б}}$ - естественные (бытовые) расходы реки.

Расчет мощности выполняется с помощью табл. 6.3: расход потребления записывается в графу 3; в графу 4 помещается частное объемов потерь и продолжительности периода; в графу 6 заносится произведение расхода реки и

графы 2; начиная с половодья, вычисляется произведение граф 2 и 3 за первый период, результат – в графу 7; разность граф 6 и 7 записывается в графу 8; если это значение меньше $V_{плз}$, оно помещается в графу 10, если больше – в графу 10 записывается $V_{плз}$ и уточняется расход

$$Q_{птр} = [\Delta W - (V_{плз} - V)] / \Delta t, \quad (6.18)$$

где V – значение графы 10 для предыдущего периода (для 1-го периода $V=0$).

Затем уточняется объем потребления (графа 7); далее вычисляется разность граф 6 и 7 для следующего периода времени: положительная разность заносится в графу 8, отрицательная – в графу 9; положительная разность суммируется с предыдущим значением графы 10 и, если сумма меньше $V_{плз}$, она записывается в графу 10, если больше – в графу 10 записывается $V_{плз}$ и уточняется расход по формуле (6.18), а также объем потребления (графа 7); при появлении дефицитов их значения вычитаются из предыдущих значений графы 10 и результат записывается в графу 10; при получении в этой графе отрицательного значения вместо него записывается ноль, уточняется расход

$$Q_{птр} = (\Delta W + V) / \Delta t, \quad (6.19)$$

где V – предыдущее значение графы 10, и уточняется объем потребления (графа 7); сумма графы 10 и мертвого объема определяет графу 11, по которой с помощью кривой объемов определяется графа 12; графа 5 – это разность граф 3 и 4; с помощью кривой расходов и графы 5 заполняется графа 13; графа 14 есть разность граф 12 и 13; мощность вычисляется по формуле (6.1). Результаты расчетов целесообразно представить графически (рис. 6.2).

Описанная процедура расчетов может быть легко запрограммирована для выполнения расчетов на компьютере.

Расчет мощности ГЭС при сезонном регулировании стока в целях только гидроэнергетики

Период времени	Продолжительность периода, 10 ⁶ с	Расход, м ³ /с			Объем, 10 ⁶ м ³		Разность, 10 ⁶ м ³		Запас воды, 10 ⁶ м ³	Общий объем, 10 ⁶ м ³	УВБ, м	УНБ, м	Напор, м	Мощность, кВт
		потребления	потерь	в нижнем бьефе	стока	потребления	избыток	дефицит						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
IV	2,592	1,05	-0,04	1,09	6,04	2,71	3,33		3,33	3,88	129,0	110,9	18,1	158
V	2,678	0,43	0,05	0,38	1,16	1,16	-	-	3,33	3,88	129,0	110,5	18,5	56
VI	2,592	0,34	0,06	0,28	0,60	0,88		0,28	3,05	3,60	128,6	110,4	18,2	41
VII	2,678	0,34	0,05	0,29	0,65	0,91		0,26	2,79	3,34	128,3	110,4	17,9	42
VIII	2,678	0,34	0,04	0,30	0,54	0,91		0,37	2,42	2,97	128,0	110,4	17,6	42
IX	2,592	0,34	0,03	0,31	0,52	0,88		0,36	2,06	2,61	127,6	110,4	17,2	43
X	2,678	0,34	0,02	0,32	0,53	0,91		0,38	1,68	2,23	127,2	110,4	16,8	43
XI	2,592	0,34	0,03	0,31	0,49	0,88		0,39	1,29	1,84	126,8	110,4	16,4	41
XII	2,678	0,34	0,03	0,31	0,58	0,91		0,33	0,96	1,51	126,2	110,4	15,8	39
I	2,678	0,34	0,03	0,31	0,57	0,91		0,34	0,62	1,17	125,8	110,4	15,4	38
II	2,419	0,34	0,03	0,31	0,43	0,83		0,40	0,22	0,77	124,8	110,4	14,4	36
III	2,678	0,27	0,02	0,25	0,49	0,71		0,22	0	0,55	124,0	110,4	13,6	27

6.3.3. Определение выработки электроэнергии

Выработка электроэнергии ГЭС существенно изменяется по годам, поэтому обычно вычисляют среднемноголетнюю выработку, которая при отсутствии регулирования или при сезонном регулировании достаточно точно определяется по графику продолжительности мощности нескольких характерных лет (рис. 6.2). Его площадь является выработкой реки в створе ГЭС, а часть площади ниже линии $N_y=const$ – выработкой ГЭС ($\mathcal{E}_{ГЭС}$).

Вычисление выработки, кВт·ч, (табл. 6.4) выполняется по формуле (7.9), представленной для удобства в виде:

$$\mathcal{E} = \sum_{t=0}^{8760} \Delta \mathcal{E}_i = \sum_{t=0}^{8760} (N_{i-1} - N_i)(t_{i-1} + t_i)/2, \quad i \geq 1, \quad (6.20)$$

где t – момент времени, ч.; N – мощность, кВт, соответствующая этому моменту.

Таблица 6.4

Расчет выработки электроэнергии

i	t_i часы	N_i кВт	$N_{i-1} - N_i$ кВт	$(t_{i-1} + t_i)/2$, часы	$\Delta \mathcal{E}_i, 10^6$ кВт·ч	
					реки	ГЭС
0	0	550			0	0
1	360	300	250	180	0,045	0
			25	395		
2	430	$N_y=275$	125	655	0,010	0
			50	1040		
3	880	150	50	1500	0,082	0,082
			30	5280		
4	1200	100	50	8760	0,052	0,052
			30	1500		
5	1800	70	50	5280	0,045	0,045
			50	5280		
6	8760	20	20	8760	0,264	0,264
			20	8760		
7	8760	0			0,175	0,175
Итого					0,673	$\mathcal{E}_{ГЭС}=0,619$

7. ОБОРУДОВАНИЕ ЗДАНИЯ ГЭС

7.1. Основное гидроэнергетическое оборудование

В мире насчитывается порядка 130 фирм, занимающихся изготовлением и поставкой гидротурбин и гидрогенераторов, а также гидроагрегатов небольшой мощности [47; 49]. Большинство фирм производит традиционные турбины: поворотно-лопастные (турбины Каплана), радиально-осевые (Френсиса), ковшовые (Пельтона). Незначительное число фирм изготавливают также пропеллерные и поперечно-струйные (двукратные) турбины Банки. Единичные предприятия выпускают экзотические турбины – Страффо, наклонно-струйные (Тюрго).

Анализ данных изготовителей показывает следующее:

- осевые турбины выпускаются для напора от 2-5 до 30-80 м, исполнение вертикальное, горизонтальное, Г-образное (для агрегатов);
- радиально-осевые турбины предназначены для напора от 10-20 до 500-600 м с горизонтальным или вертикальным валом;
- ковшовые турбины изготавливают для напора 30-50 – 500-1000 м горизонтального или вертикального исполнения;
- поперечно-струйные турбины выпускают на напор 2-5 – 100-200 м только с горизонтальным валом.

В Российской Федерации одним из ведущих производителей оборудования для ГЭС на малых реках является МНТО ИНСЭТ (г. Санкт-Петербург). На рис. 7.1 дана номенклатура гидроагрегатов этой фирмы.

Номенклатура по напору и расходу одной турбины позволяет определить тип гидроагрегата.

Характеристики гидроагрегатов приведены ниже.

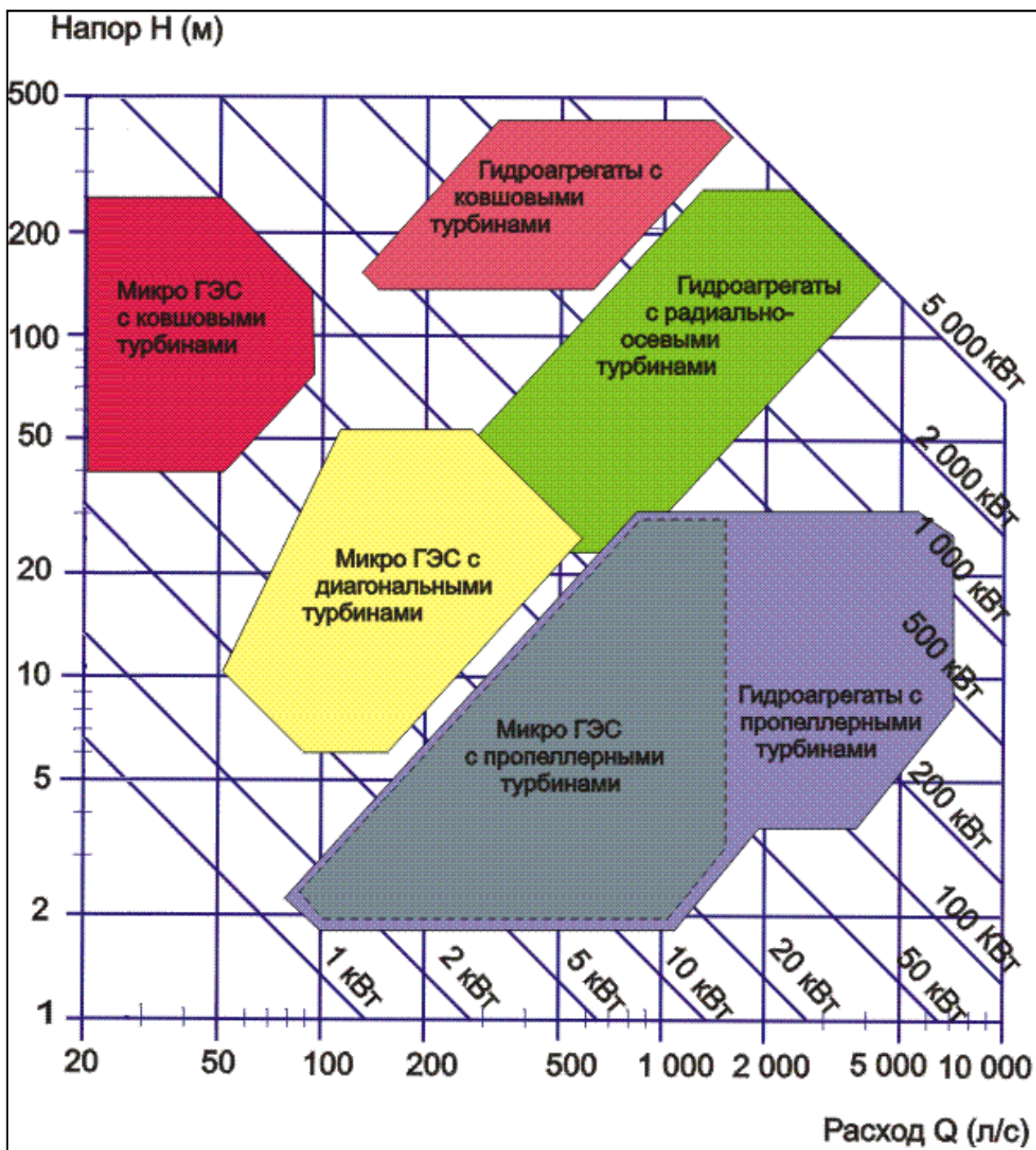


Рис.7.1. Номенклатура гидроагрегатов МНТО ИНСЭТ

7.2. Гидроагрегаты МНТО ИНСЭТ

Гидроагрегат ГА1 с пропеллерной турбиной Пр10-120

Структура условного обозначения турбины Пр10-120: Пр - пропеллерная турбина; 10 - максимальный напор, м; 120 - номинальный диаметр рабочего колеса, см.

Гидроагрегат включает следующие основные части (см. рис.7.2): вертикальную пропеллерную гидротурбину(1); угловой мультипликатор(2); противоразгонное устройство с трубопроводом(3); генератор трехфазного переменного тока(4); аппаратуру автоматики (систему управления, возбуждения и т.п.) (5); соединительные муфты (6).

Технические данныеГА1:

Турбина	Пр10-120
Напор (нетто), м	3,4-9,0
Расход воды, м ³ /с	2,3-6,2
Мощность, кВт	100-315
Номинальное напряжение, В	400
Диаметр рабочего колеса, мм	1200
Масса, кг	
- гидротурбины	3980
- генератора	11500-7400
- мультипликатора	1470
- противоразгонного устройства	2050
-шкафа системы управления	150
-устройства возбуждения	160
-шкафа генераторного ввода	260
Стоимость, тыс. руб./кВт	12,5-22,5

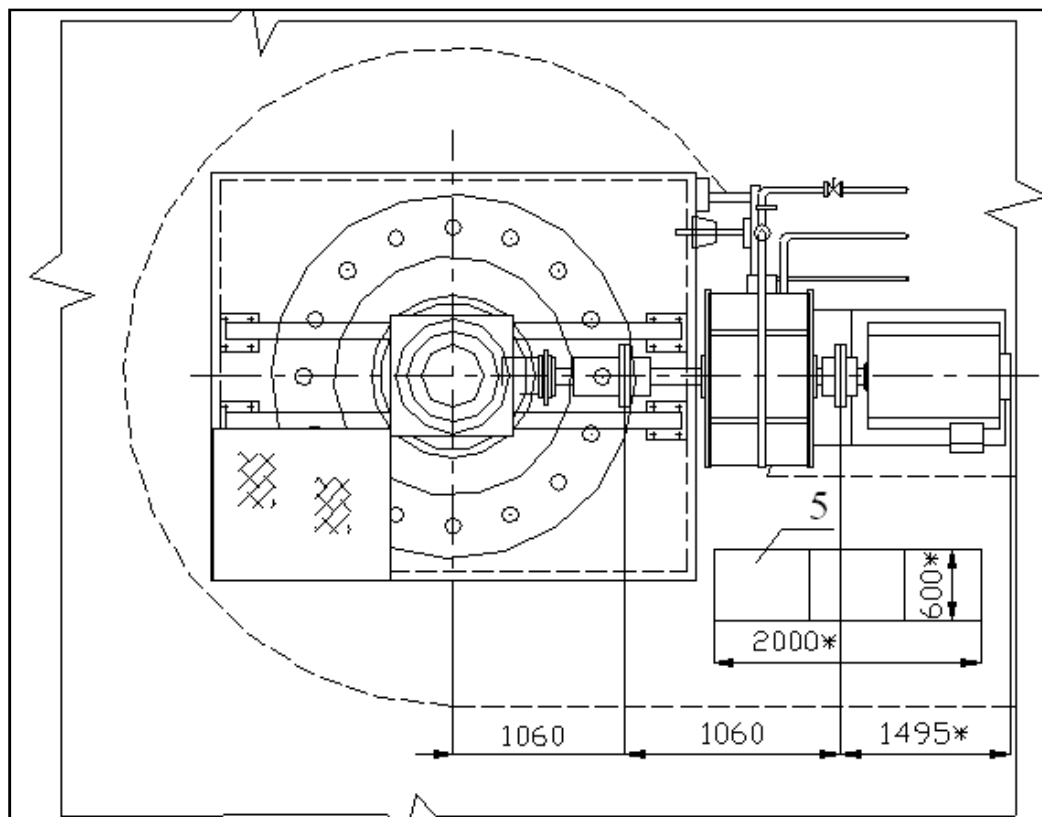
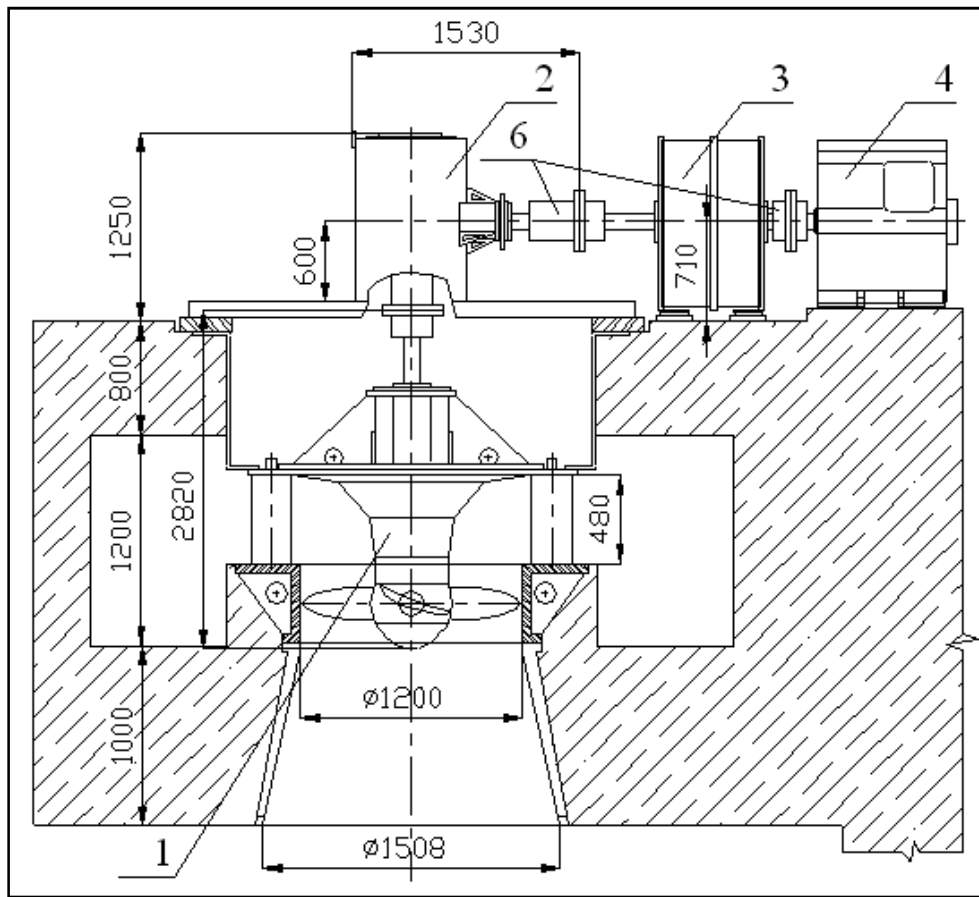


Рис. 7.2. Габариты гидроагрегата ГА-1 с турбиной Пр10-120

Гидроагрегат ГА2 с радиально-осевой турбиной РО 100-40

Структура условного обозначения турбины РО Н-40: РО - радиально-осевая турбина; Н - максимальный напор, м; 40 - номинальный диаметр рабочего колеса, см.

Гидроагрегат включает следующие основные части (рис.7.3): турбину (1); генератор трехфазного переменного тока (2); аппаратуру автоматики (систему управления, возбуждения и т.п.) (3); колено (5); диффузор(6).

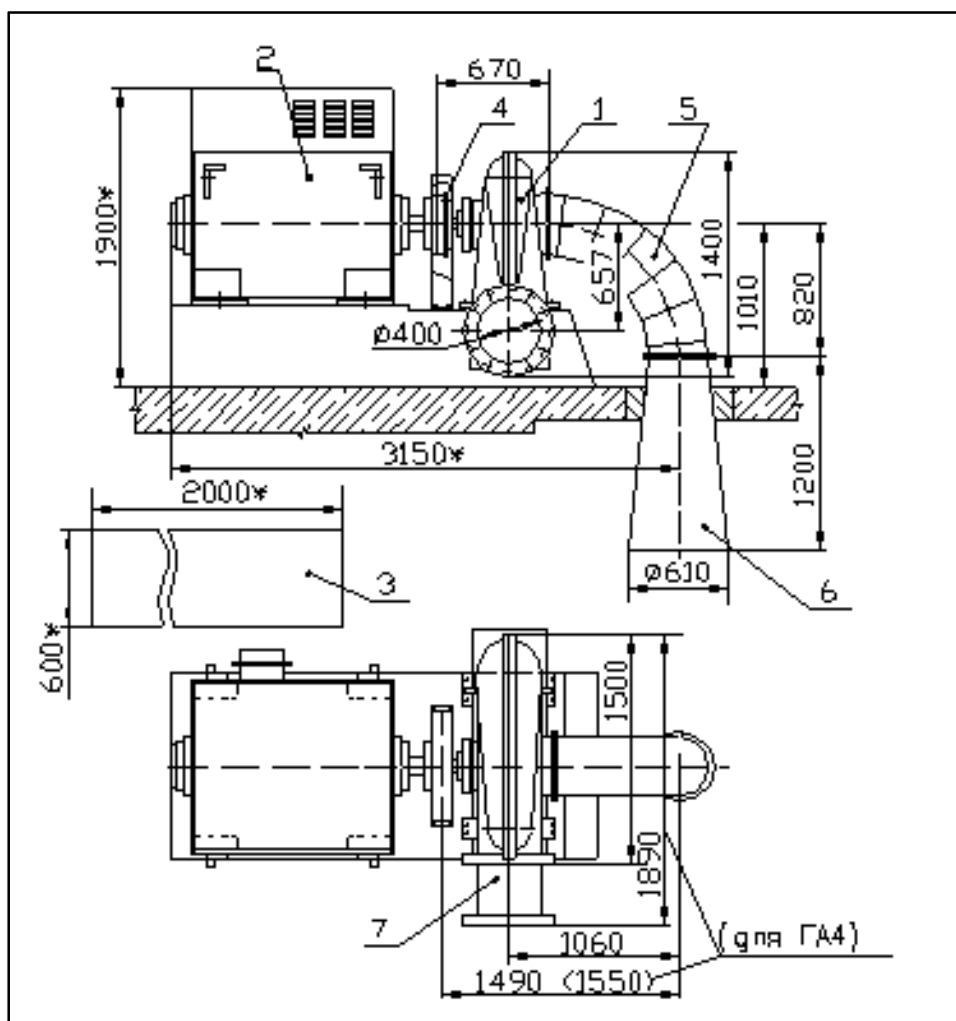


Рис. 7.3.Габариты гидроагрегата ГА2

Технические данные ГА2

Турбина	РО100-40
Напор (нетто), м	30-100
Расход воды, м ³ /с	0,36-1,25
Мощность, кВт	100-950
Частота вращения, об/мин	1000; 1500
Номинальное напряжение, В	400; 6000
Диаметр рабочего колеса, мм	400

Масса, кг	
- гидротурбины	1520
- генератора	2000-2900
-шкафа системы управления	150
-устройства возбуждения	160
-шкафа генераторного ввода	260
Стоимость, тыс. руб./кВт	7,0-10,5

Гидроагрегат ГА4 с радиально-осевой турбиной РО 55-40

Структура условного обозначения турбины РО Н-40: РО - радиально-осевая турбина; Н - максимальный напор, м; 40 - номинальный диаметр рабочего колеса, см.

Гидроагрегат включает следующие основные части (рис. 7.4): радиально-осевую турбину (1); генератор трехфазного переменного тока (2); аппаратуру автоматики (систему управления, возбуждения и т.п.)(3); колено (5); диффузор(6).

Технические данные ГА4

Турбина	РО55-40
Напор (нетто), м	25-55
Расход воды, м ³ /с	0.4-1.3
Мощность, кВт	70-550
Частота вращения, об/мин	1000
Номинальное напряжение, В	400; 6000
Диаметр рабочего колеса, мм	400
Масса, кг	
- гидротурбины	1800
- генератора	1500-2400
-шкафа системы управления	150
-устройства возбуждения	160
-шкафа генераторного ввода	260
Стоимость, тыс. руб./кВт	7,0-10,5

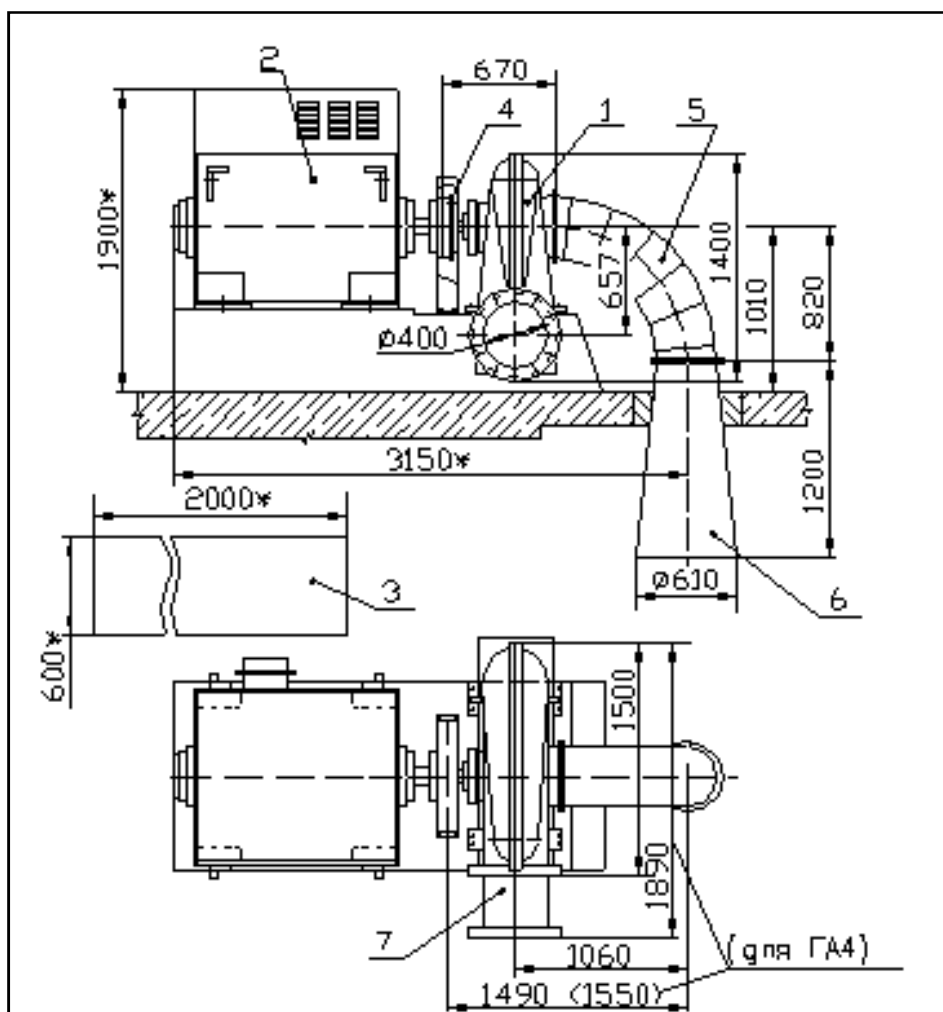


Рис.7.4.Габариты гидроагрегата ГА4

Гидроагрегат ГА5 с ковшовой турбиной К250-100

Структура условного обозначения турбины К250-100: К - ковшовая турбина; 250 - максимальный напор, м; 100 - номинальный диаметр рабочего колеса, см.

Гидроагрегат включает следующие основные части (рис.7.5): ковшовую турбину (1); генератор переменного тока (2); аппаратуру автоматики (систему управления, возбуждения и т.п.) (3).

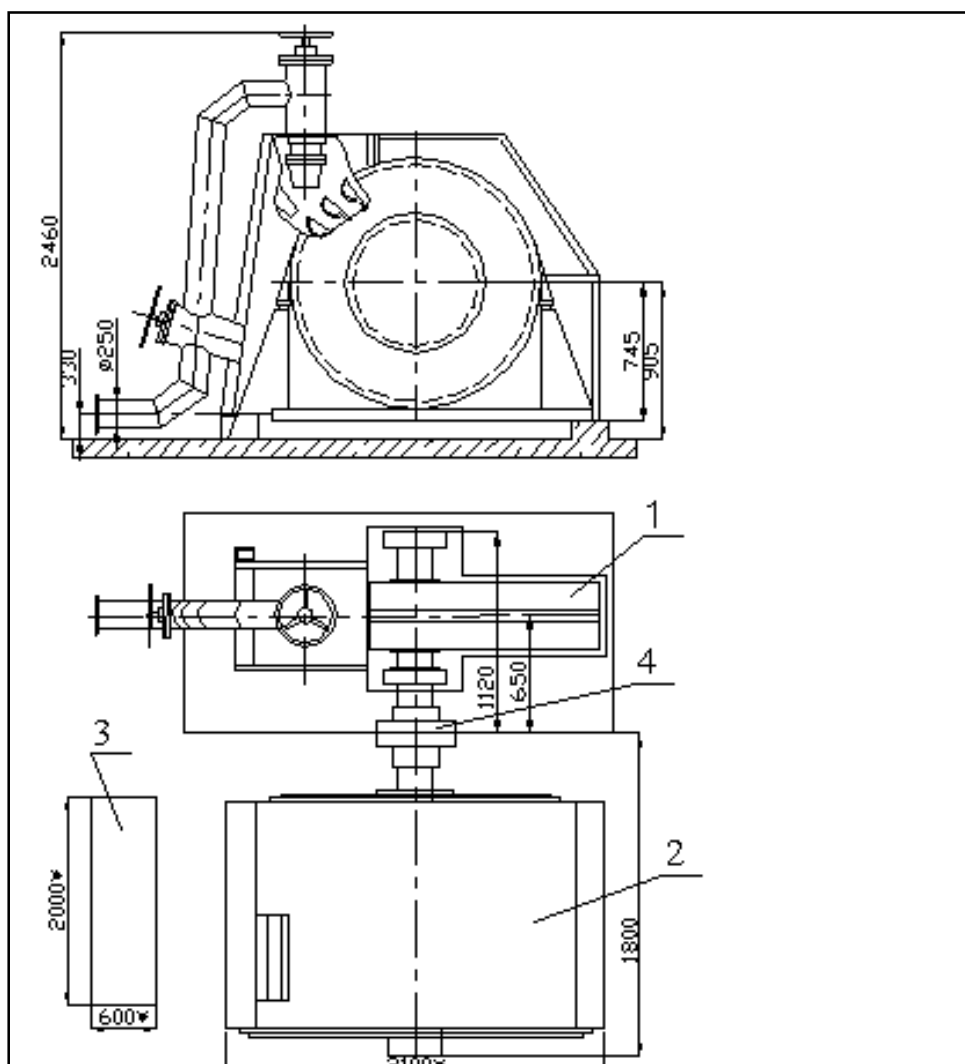


Рис. 7.5. Габариты гидроагрегата ГА5

Технические данные ГА5

Напор (нетто), м	150-250
Расход воды, м ³ /с	0,17-0,32
Мощность, кВт	145-650
Номинальное напряжение, В	400; 6000
Диаметр рабочего колеса, мм	1000
Количество сопел	2
Диаметр сопла, мм	70
Масса, кг	1950
- гидротурбины	
- генератора	2500-3900
-шкафа системы управления	150
-устройства возбуждения	160
-шкафа генераторного ввода	260
Стоимость, тыс. руб./кВт	7,0-10,5

Гидроагрегат ГА8 и ГА8М с пропеллерной турбиной

Структура условного обозначения турбины ПрН-Д: Пр - пропеллерная турбина; Н - максимальный напор, м; Д - номинальный диаметр рабочего колеса, см.

Гидроагрегат включает следующие основные части (рис.7.6): пропеллерную гидротурбину (1); противоразгонное устройство с трубопроводом (2); генератор переменного тока (3); аппаратуру автоматики (система управления, возбуждения и т.п.) (4); муфту (5); колесо (6); подводящий трубопровод (7); диффузор (8).

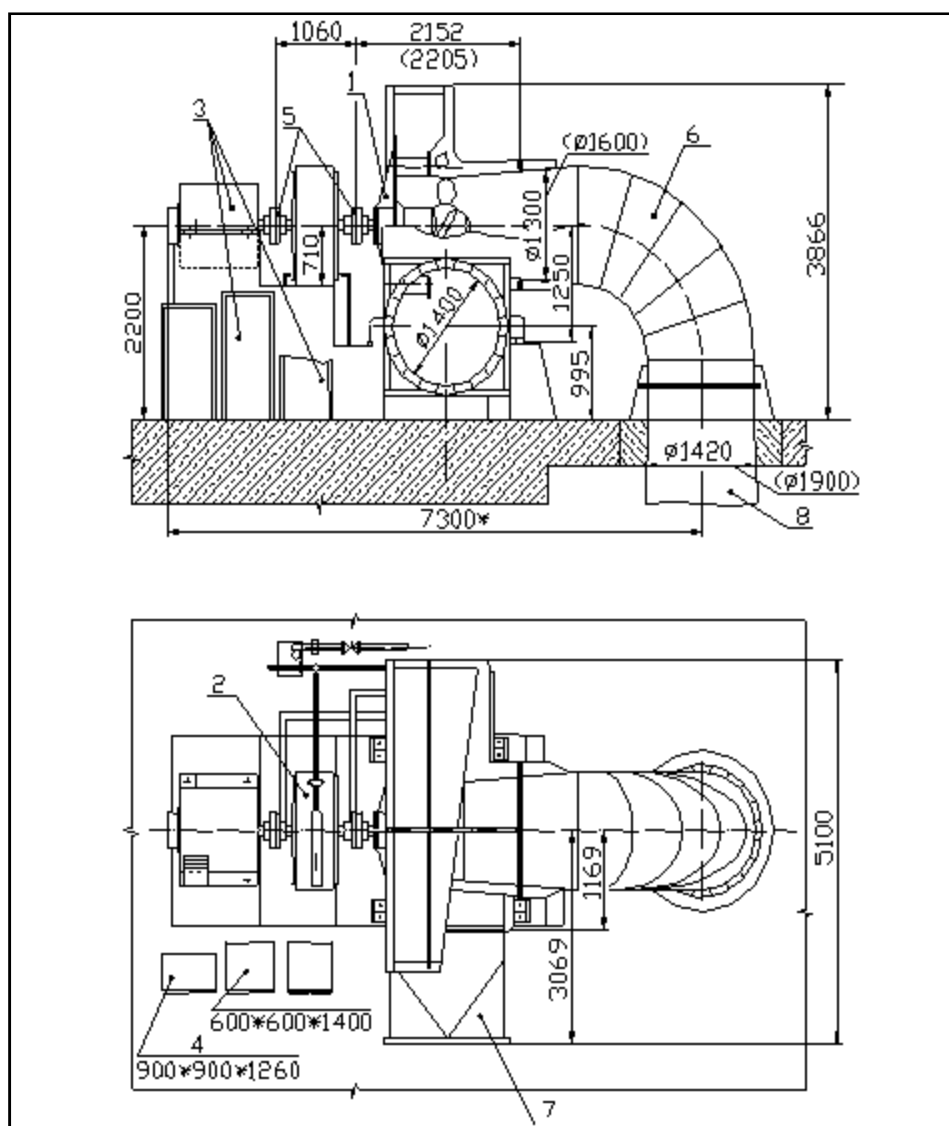


Рис. 7.6. Габариты гидроагрегатов ГА8 и ГА8М
(размеры в скобках для ГА8М)

Технические данные ГА8 и ГА8М

Агрегат	ГА8	ГА8М
Турбина	Пр25-100	Пр30-125
Напор (нетто), м	5 - 16	6 - 15
Расход воды, м ³ /с	2,5 - 7,5	3,6 - 10
Мощность, кВт	150 - 950	800
Номинальное напряжение,кВ		0,4
Диаметр рабочего колеса, мм	1000	1250
Масса, кг гидротурбины	7223	7780
- генератора		1500 - 7400
- устройства противоразгонного с трубопроводом		2050
-шкафа системы управления		150
-устройства возбуждения		160
-шкафа генераторного ввода		260
Стоимость, тыс. руб./кВт		8,0-11,5

Гидроагрегат ГА9 с радиально-осевой турбиной РО120-65

Структура условного обозначения турбины РО120-65: РО - радиально-осевая турбина; 120 - максимальный напор, м; 65 - номинальный диаметр рабочего колеса, см.

Гидроагрегат включает следующие основные части (рис. 7.7): радиально-осевую турбину (1); генератор трехфазного переменного тока (2); аппаратуру автоматики (систему управления, возбуждения и т.п.) (3).

Технические данные ГА9

Турбина	РО120-65
Напор (нетто), м	70-120
Расход воды, м ³ /с	0,6-3,2
Мощность, кВт	300-3300
Номинальное напряжение, В	6000; 10000
Диаметр рабочего колеса, мм	650
Масса, кг	3300
- гидротурбины	
- генератора	3000-13000
-шкафа системы управления	150
-устройства возбуждения	160
Стоимость, тыс. руб./кВт	7,0-8,5

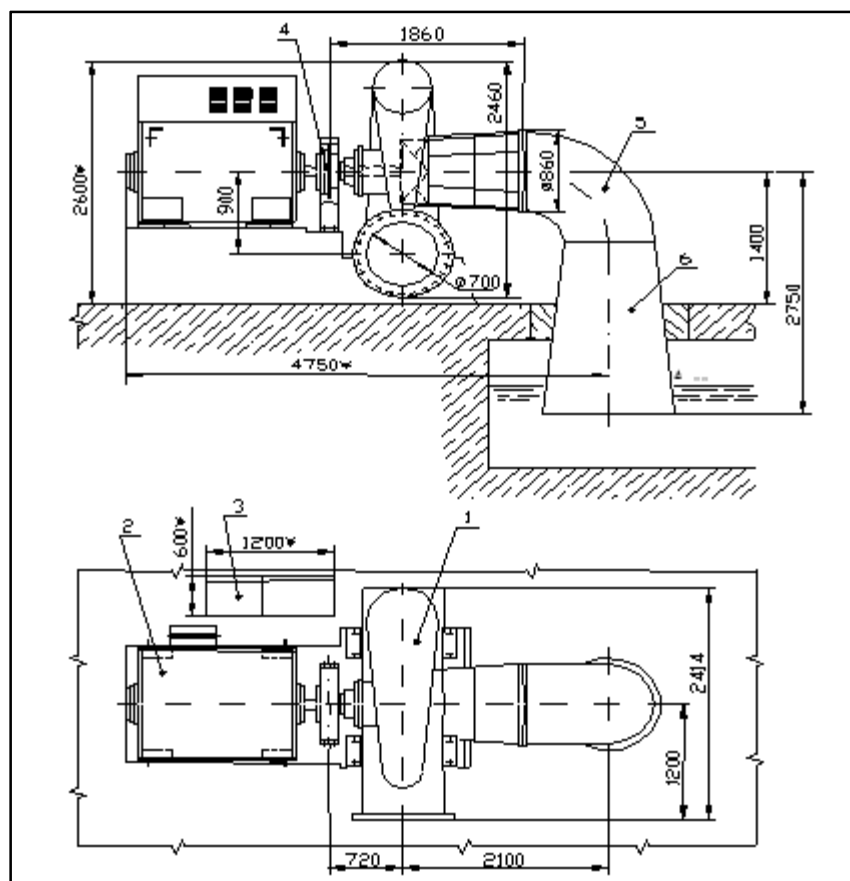


Рис. 7.7. Габариты гидроагрегата ГА9

Гидроагрегат ГА10 с ковшовой турбиной

Структура условного обозначения турбины К450-Д: К - ковшовая турбина; 450 - максимальный напор, м; Д - номинальный диаметр рабочего колеса, см.

Гидроагрегат включает следующие основные части (рис.7.8): ковшовую турбину (1); генератор трехфазного переменного тока (2); аппаратуру автоматики (систему управления, возбуждения и т.п.) (3).

Технические данные ГА10

	К450-80	К450-85	К450-96
Турбина	К450-80	К450-85	К450-96
Напор (нетто), м	200-290	290-400	400-450
Расход воды, м ³ /с	0,19-0,50	0,3-0,7	0,35-0,9
Мощность, кВт	290-1500	700-2500	1250-3300
Частота вращения, об/мин		600, 1000	
Номинальное напряжение, В		400; 6000	
Диаметр рабочего колеса, мм	800	850	960
Количество сопел, шт		2	
Диаметр сопла, мм	80	90	100
Устройство противоразгонное		отсекатель	

Масса, кг	4850	4900	4950
гидротурбины			
генератора		10000-25000	
- шкафа системы управления		150	
- устройства возбуждения		160	
- шкафа генераторного ввода		260	
Стоимость, тыс. руб./кВт		7,0-10,5	

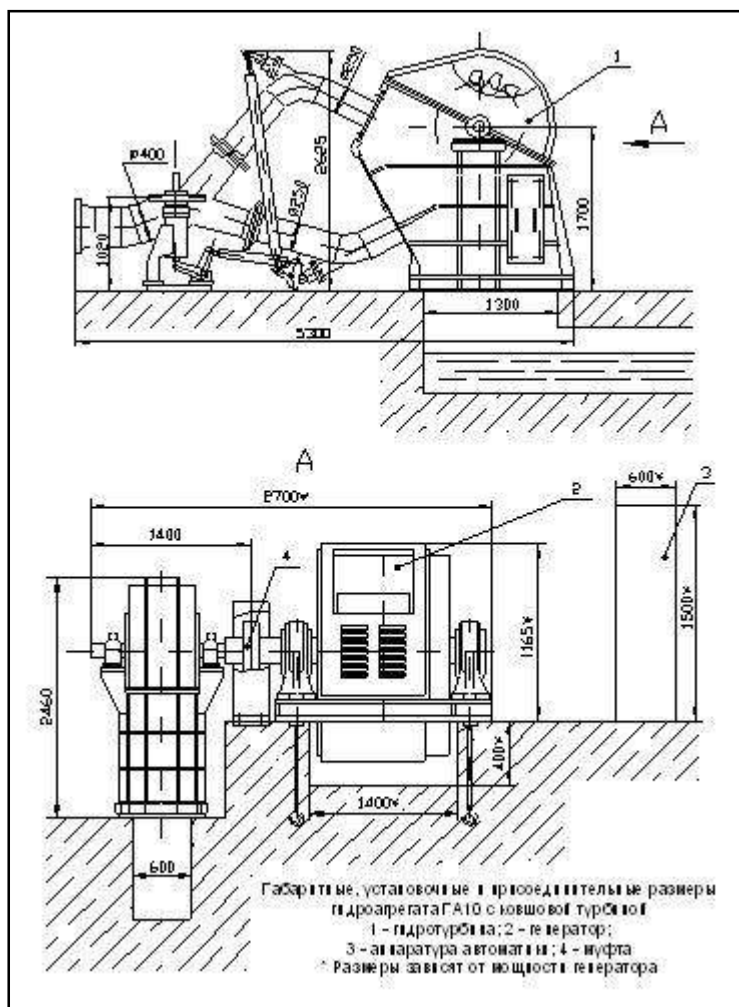


Рис. 7.8. Габариты гидроагрегата ГА10

Гидроагрегат ГА11 с радиально-осевой турбиной РО160-78

Структура условного обозначения турбины РО160-78: РО - радиально-осевая турбина; 160 - максимальный напор, м; 78 - номинальный диаметр рабочего колеса, см.

Гидроагрегат включает следующие основные части (рис.7.9): радиально-осевую турбину (1); генератор трехфазного переменного тока (2); аппаратуру автоматики (систему управления, возбуждения и т.п.) (3).

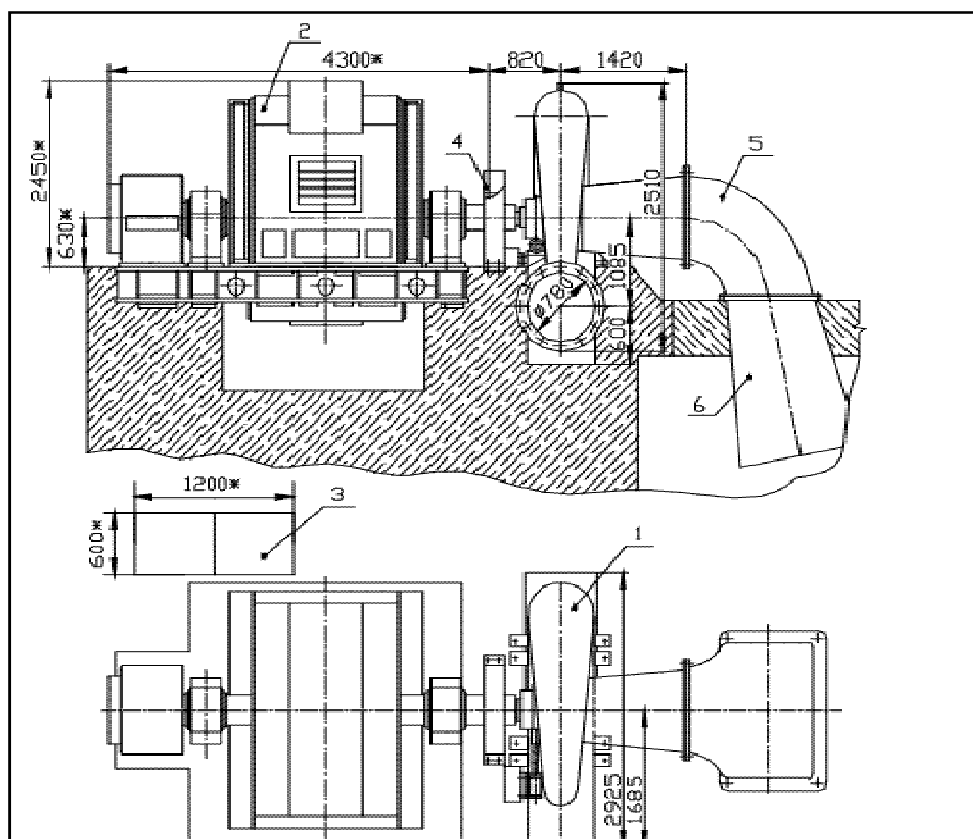


Рис. 7.9. Габариты гидроагрегата ГА11

Технические данные ГА11

Турбина	PO160-78
Напор (нетто), м	100-160
Расход воды, м ³ /с	1,5-4,0
Мощность, кВт	1250-5600
Номинальное напряжение, В	6000; 10000
Диаметр рабочего колеса, мм	780
Масса, кг: гидротурбины	4400
- генератора	5000-28000
- шкафа системы управления	150
- устройства возбуждения	160
Стоимость, тыс. руб./кВт	7,0-8,5

7.3. МикроГЭС МНТО ИНСЭТ

Микрогидроэлектростанция мощностью 10 кВт (МикроГЭС10Пр)

Комплектность поставки микроГЭС (рис. 7.10)

Наименование	Масса, кг
Энергоблок	180
Блок балластной нагрузки ББН15	70
Устройство автоматического регулирования УАР15М/400	70
Водозаборное устройство	35

Технические данные

Параметр	МикроГЭС 10Пр	
Напор (нетто), м	2-4,5	4,5-10
Расход воды, м ³ /с	0,07-0,14	0,095-0,2
Вырабатываемая мощность, кВт	до 4,0	до 10
Частота вращения, об/мин	1000	1500
Диаметр рабочего колеса, мм	235	
Диаметр подводящего трубопровода, мм	300	
Стоимость, тыс. руб.	180	

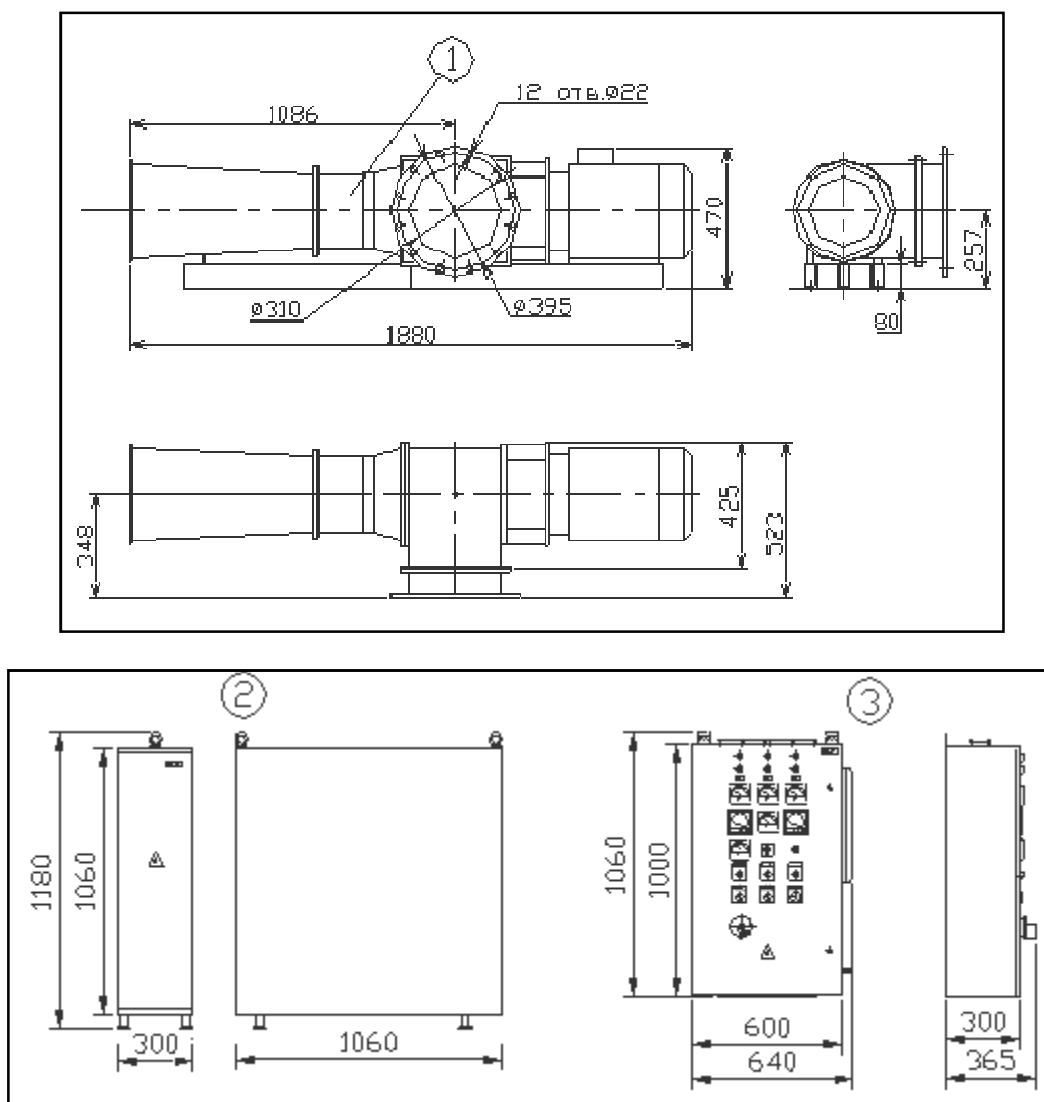


Рис. 7.10. Габаритные, установочные и присоединительные размеры микроГЭС 10Пр:
 1 - энергоблок, 2 - блок балластной нагрузки ББН, 3 - устройство автоматического регулирования УАР

Микрогидроэлектростанция мощностью 15 кВт (МикроГЭС15Пр)

Комплектность поставки микроГЭС (рис. 7.11)

Наименование	Масса, кг
Энергоблок	180
Блок балластной нагрузки ББН15	70

Устройство автоматического регулирования УАР15М/400	70
Водозаборное устройство	35

Технические данные

Параметр	МикроГЭС 15Пр	
Напор (нетто), м	1,75-3,5	3,5-7
Расход воды, м ³ /с	0,1-0,2	0,15-0,3
Вырабатываемая мощность, кВт	до 5,0	до 15
Частота вращения, об/мин	1000	1500
Напряжение, В	400(+25 -50)	
Диаметр рабочего колеса, мм	235	
Диаметр подводящего трубопровода, мм	300	

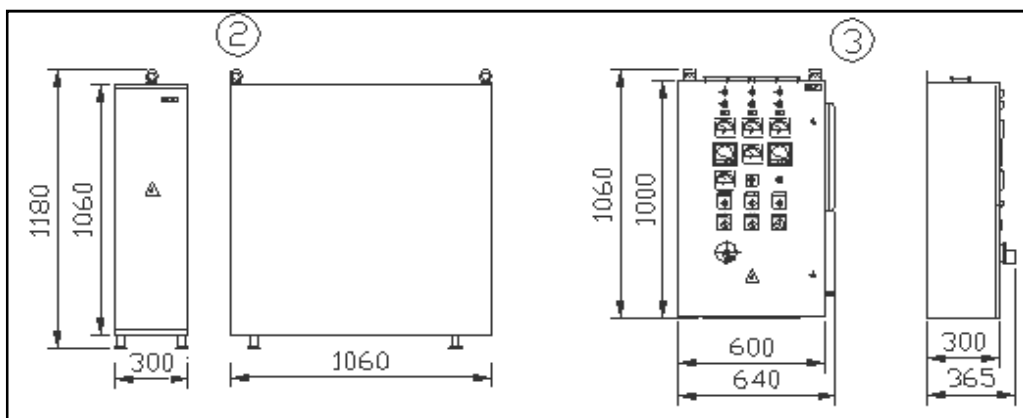
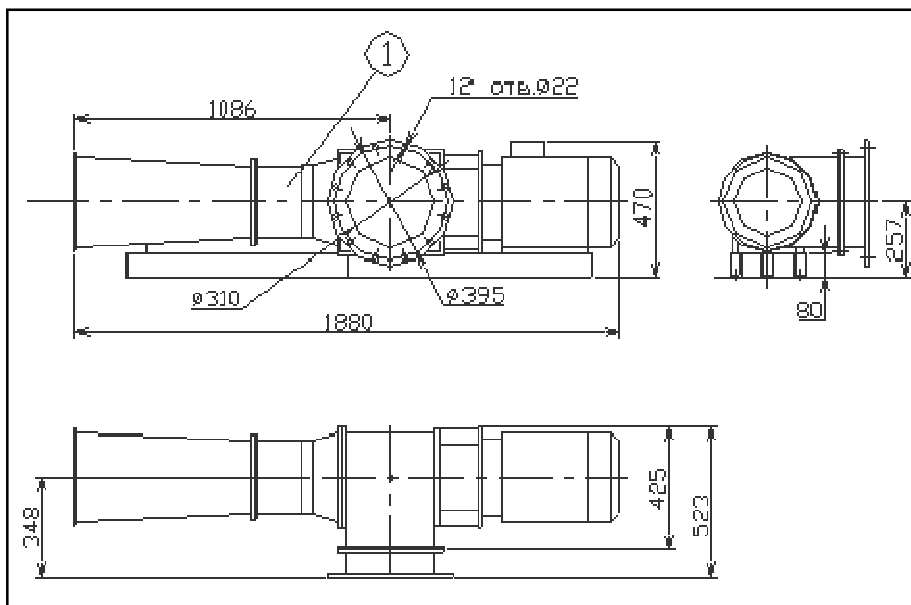


Рис. 7.11. Габаритные, установочные и присоединительные размеры микроГЭС 10Пр:
 1 - энергоблок, 2 - блок балластной нагрузки ББН, 3 - устройство автоматического регулирования УАР

Микрогидроэлектростанция мощностью 50 кВт (МикроГЭС50Пр)

Основные технические характеристики

Напор (нетто), м	4-10	6-12
Расход воды, м ³ /сек	0,4-0,9	0,55-1,2
Вырабатываемая мощность, кВт	до 50	
Частота вращения, об/мин	750	1000
Напряжение, В	230 (+15 -30) / 400(+25 -55)	
Диаметр рабочего колеса, мм	460	
Масса, кг	1400 -2000*	
- энергоблока	85/190**	
- блока балластной нагрузки	200	
- устройства автоматического регулирования	890	
Стоимость, тыс. руб.		

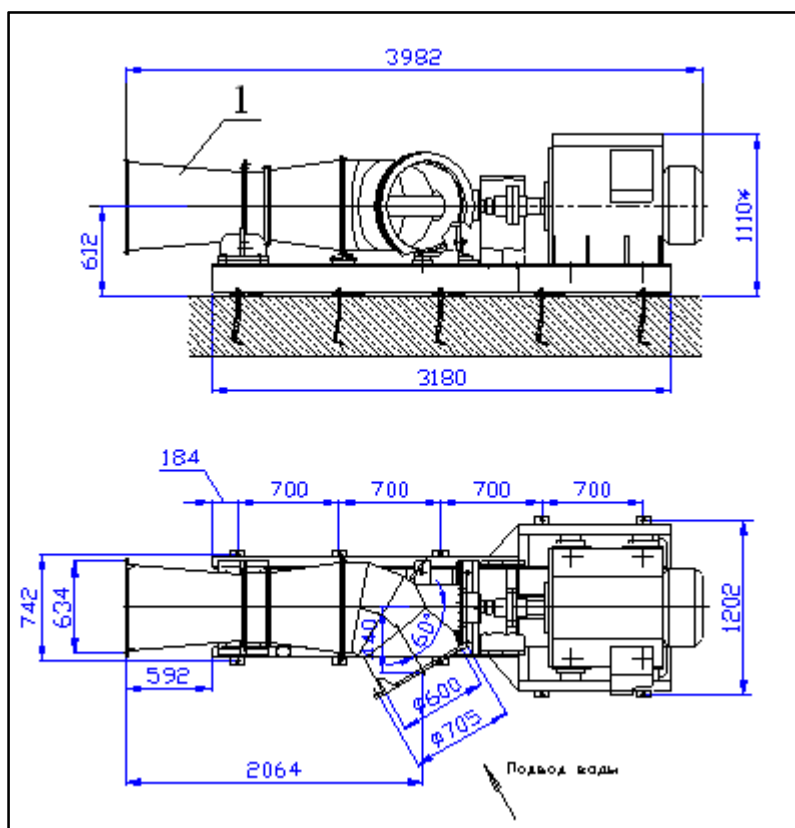


Рис. 7.12. Габаритные, установочные и присоединительные размеры микроГЭС 50Пр горизонтального исполнения: 1 - энергоблок

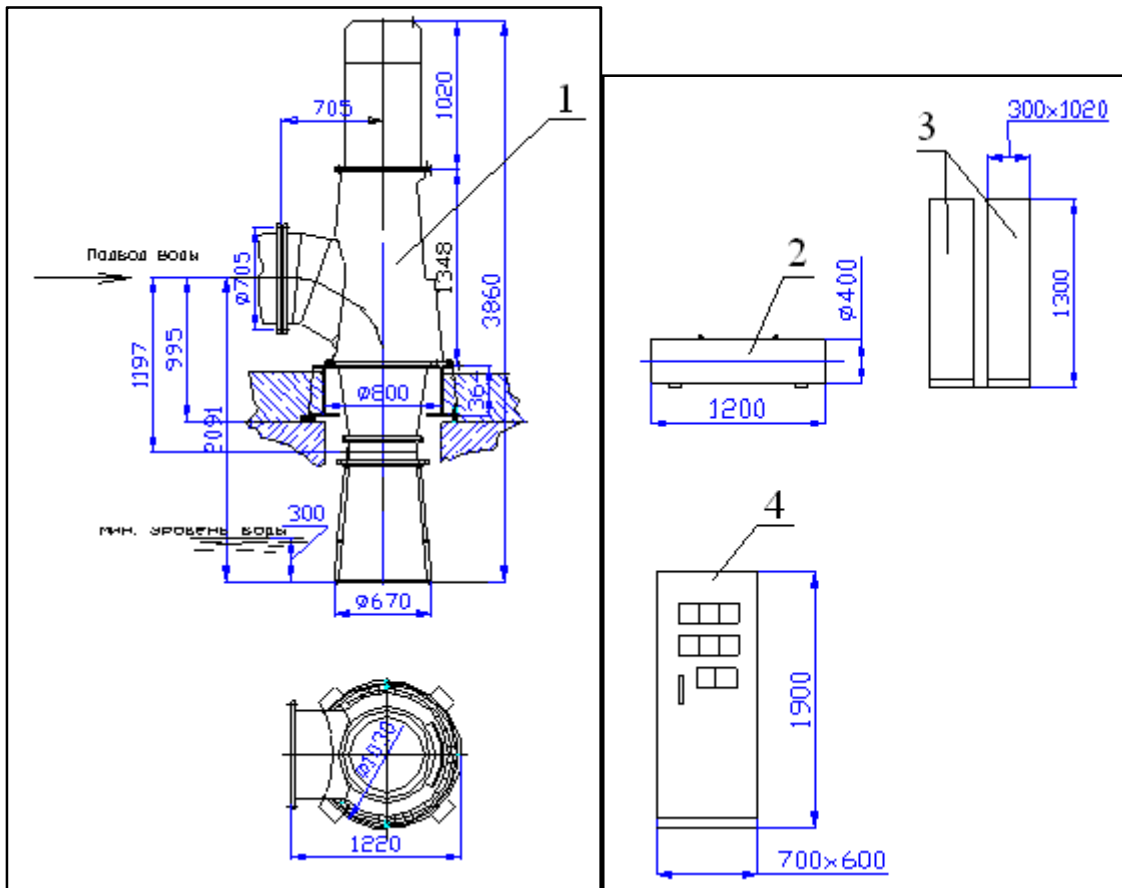


Рис. 7.13. Габаритные, установочные и присоединительные размеры микроГЭС 50Pr вертикального исполнения:

1 - энергоблок, 2 - блок балластной нагрузки с водяным охлаждением, 3 - блок балластной нагрузки с воздушным охлаждением, 4 - устройство автоматического регулирования

Микрогидроэлектростанция с диагональной турбиной

Структура условного обозначения: ПрД20 - 20 - 1500 - 20 - X: ПрД - диагональная турбина, работающая с фиксированным положением лопастей; 20 - максимальный напор, м; 20 - номинальный диаметр рабочего колеса, см; 1500 - частота вращения, об/мин; 20 - номинальная мощность, кВт; X - условия работы: а - автономная работа на изолированного от энергосистемы потребителя; при отсутствии индекса - работа на энергосистему.

МикроГЭС включает следующие основные части (рис.7.14):

при работе на изолированного от энергосистемы потребителя: энергоблок (1); блок балластной нагрузки ББН(2); устройство автоматического регулирования УАР(3); устройство возбуждения УВ(4); затвор(5); фланец (6);

при работе на энергосистему: энергоблок (1); затвор(5); фланец(6); шкаф генераторного ввода ШГВ(7).

Технические данные

Напор (нетто), м	8-18
Расход воды, м ³ /сек	0,08-0,17
Вырабатываемая мощность, кВт	10
Частота вращения, об/мин	1500
Диаметр рабочего колеса, мм	200
Масса, кг	580-670
- энергоблока	
- блока балластной нагрузки	70
- устройства автоматического регулирования	80
- устройства возбуждения	100
- затвора	30
- фланца	14,6
- шкафа генераторного ввода	160

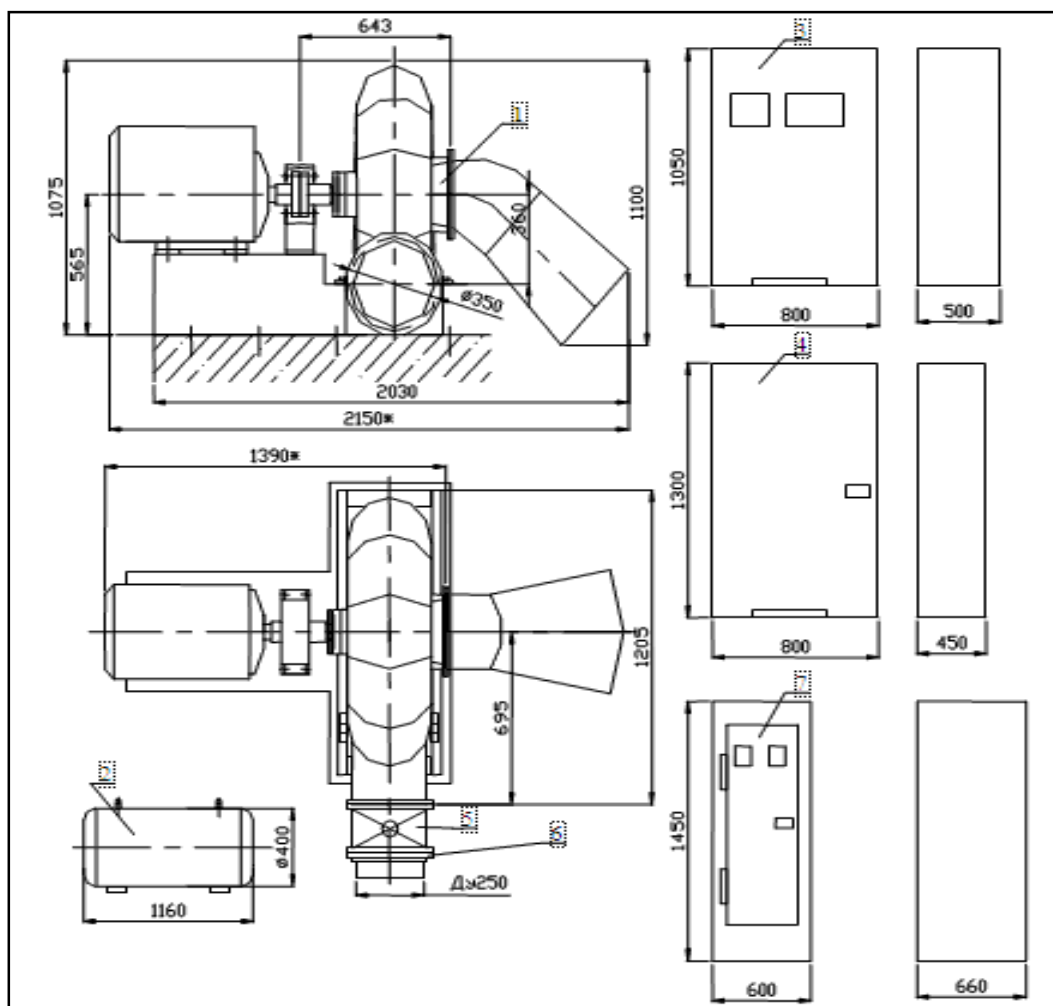


Рис. 7.14. Габаритные, установочные и присоединительные размеры микроГЭС с диагональной турбиной:

1- энергоблок; 2- блок балластной нагрузки ББН; 3- устройство автоматического регулирования УАР; 4- устройство возбуждения УВ; 5-затвор; 6- фланец;
7- шкаф генераторного ввода ШГВ

7.4. Турбинные камеры и отсасывающие трубы

На гидроэлектростанциях на малых реках получили распространение следующие типы турбинных камер: открытые, кожуховые (котельные), прямоосные (прямоточные), спиральные. Применение того или иного типа камеры зависит от напора, конструкции и размера турбин.

Открытые (безнапорные) турбинные камеры (рис. 7.15) используются при напоре до 6-8 м и диаметре рабочего колеса до 2 м или при мощности турбины до 1 МВт. Им придается прямоугольная (очень редко спиральная) форма. Размеры безнапорных камер назначаются такими, чтобы скорость воды в них не превышала 0,8-1,0 м/с.

При напоре более 6-8 м применяются напорные прямоугольные турбинные камеры, выполняемые по габаритам безнапорных камер, но имеющие перекрытия. Напорные камеры позволяют уменьшить длину вала турбины.

Наибольшее распространение получили напорные спиральные турбинные камеры. Они успешно применяются со всеми типами реактивных рабочих колес, как при вертикальном, так и при горизонтальном расположении вала.

При небольшом напоре турбинные камеры выполняются, как правило, из бетона или железобетона, в других случаях – из стали.

Отсасывающие трубы необходимы только для реактивных турбин. Наиболее проста – коническая прямоосная отсасывающая труба (табл. 7.1, рис. 7.16), обладающая наименьшими гидравлическими потерями. Она применяется в горизонтальных агрегатах, а также в вертикальных агрегатах с D_1 до 2 м.

Таблица 7.1

Параметры прямоосной вертикальной отсасывающей трубы

β , град	h	$h_{от}$	$h_{ок}$	$h_{к.р.к.}$	B	C
5-9	$5,5D_1$	$(4-4,5)D_1$	$(1,5-2)D_1$	$(0,4-0,5)D_1$	$2(h_{от}-h_{к.р.к.})tg2\beta+$ $+(3-3,5)D_1$	$(h_{от}-h_{к.р.к.})tg2\beta+$ $+(1,4-1,5)D_1$

Для вертикальных турбин большего диаметра обычно используются изогнутые отсасывающие трубы, стенки которых выполняются из железобетона.

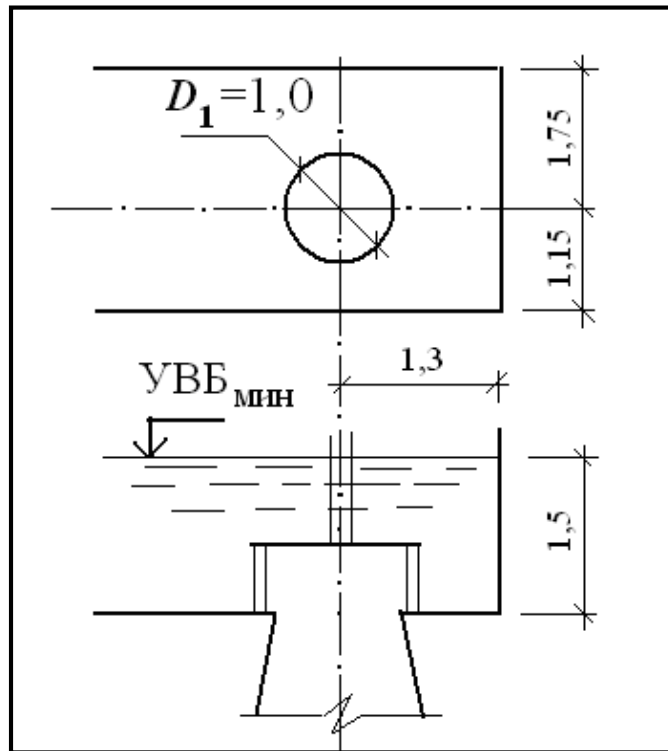


Рис. 7.15. Параметры прямоугольной безнапорной турбинной камеры для вертикальной турбины (размеры при $D_1=1$ м)

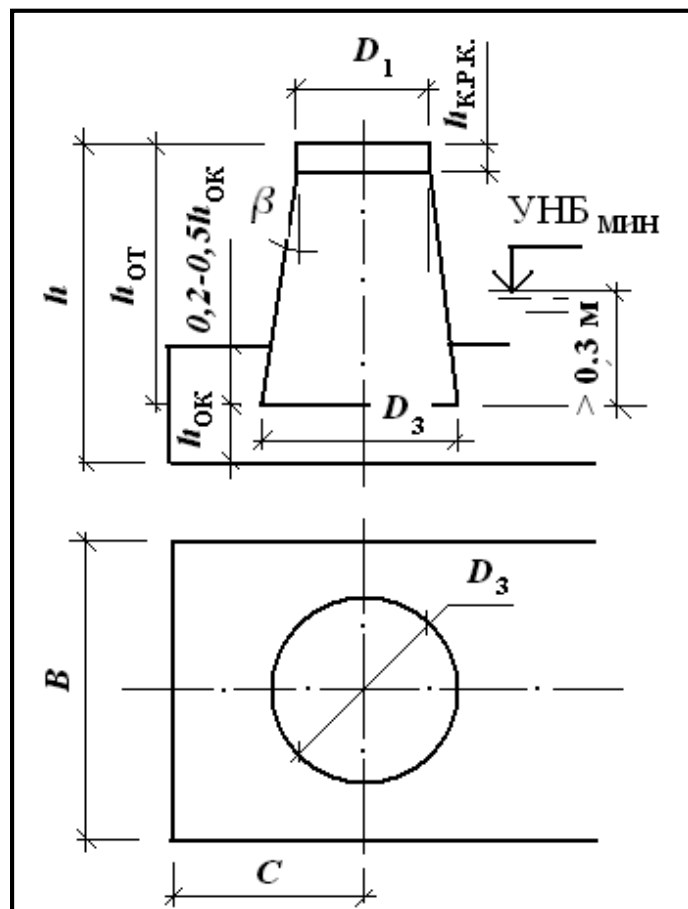


Рис. 7.16. Параметры прямоосной вертикальнойотсасывающей трубы

7.5. Вспомогательное оборудование

Состав вспомогательного оборудования зависит от мощности и типа основного оборудования. В этом смысле здания ГЭС делят на пять групп. К I группе относят здания с агрегатами мощностью 1000 кВт и более. II группа характеризуется вертикальными агрегатами мощностью 300...800 кВт. К III группе относят здания с вертикальными агрегатами мощностью до 400 кВт. IV группа имеет горизонтальные генераторы мощностью до 1000 кВт с вертикальной отсасывающей трубой. Наконец, V группа – это здания с агрегатами мощностью до 100-150 кВт.

Характеристика вспомогательного оборудования дана в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Вспомогательное оборудование здания ГЭС

Наименование системы	Параметры и характеристики				
	I группа	II группа	III группа	IV группа	V группа
Техническое водоснабжение (ТВС)					
Охлаждение подпятников подшипников	3,5 л/с 2 л/с	0,5 л/с 2 л/с	– 2 л/с	– –	– –
Резерв на пожаротушение на 1 агрегат	10 л/с	5 л/с	–	–	–
Система пожаротушения	2 spryska по 5 л/с с напором 50 м	Аналогично I группе	Мото-помпа	Мото-помпа	Мото-помпа
Осушение проточной части	За 8 часов при фильтрации 1,5 л/с на пог. м	Аналогично I группе	Аналогично I группе	Не требуется	Не требуется
Удаление дренажных вод	Требуется	Требуется	Требуется	–	–
Охлаждение компрессоров	0,25 л/с	0,25 л/с	–	–	–
Пневматическое хозяйство					
Компрессоры системы регулирования	Требуется	Требуется	Не требуется	Не требуется	
Торможение генераторов	Сжатым воздухом	Сжатым воздухом	Ручное	Ручное	Ручное

Масляное хозяйство					
Масло турбинное	Требуется	Требуется	Не требуется	Не требуется	Не требуется
Масло машинное	Требуется	Требуется	–	–	–
Масло трансформаторное	Требуется	Требуется	–	–	–
Отопление					
Электрокалориферы	Требуются	Требуются	Требуются	Требуются	Требуются
Вентиляция					
Электровентилятор	Приточно-вытяжной	Приточно-вытяжной	Обычно не требуется	Не требуется	Не требуется
Электрические собственные нужды (СН)					
Система регулирования на 1 агрегат	≈ 12 кВт	≈ 12 кВт	≈ 5 кВт	≈ 5 кВт	–
Двигатели насосов ТВС	2х4,8 кВт	2х4,8 кВт	–	–	–
Двигатель пожарного насоса	12 кВт	12 кВт	–	–	–
Двигатель компрессора	3,2 кВт	3,2 кВт	–	–	–
Осушение проточной части	2х17 кВт	2х12 кВт	2х12 кВт	–	–
Двигатель дренажного насоса	1,5 кВт	1,5 кВт	1,5 кВт	–	–
Освещение внутреннее и наружное	8 кВт	5 кВт	4 кВт	3 кВт	3 кВт
Мощность трансформатора СН	100 кВ·А	50 кВ·А	30 кВ·А	10 кВ·А	10 кВ·А

Целесообразно систему осушения проточной части (турбинных камер, камер рабочих колес, отсасывающих труб) объединять с дренажом здания в систему с одним сборным колодцем объемом, равным 15-минутной подаче насоса. Для откачки воды могут быть установлены 2 насоса типа КМ подачей до 25 л/с и напором до 20 м. Масляное хозяйство может отсутствовать: заполнение маслом и его слив возможны с помощью передвижной емкости.

7.6. Гидромеханическое оборудование

К этому оборудованию относятся затворы, сороудерживающие решетки, захватные балки, траверсы и др.

Водоприемники ГЭС оборудуются аварийно-ремонтными затворами и сороудерживающими решетками. На выходах отсасывающих труб предусматриваются пазы для ремонтных затворов.

Наиболее распространены плоские затворы – скользящие (пролет до 4 м) и колесные. Выполняются в основном из металла, но для небольших отверстий ремонтные заграждения могут быть деревянными.

Приближенный вес подвижной части стального поверхностного затвора, т, можно определить по формуле:

$$G_{\text{затв}} = 0,055F_{\text{затв}}\sqrt{F_{\text{затв}}}, \quad (7.1)$$

где $F_{\text{затв}}$ – площадь отверстия в свету, м².

Плоские деревянные затворы перекрывают отверстия шириной до 1,5 м, высотой 0,6-1,2 м, при напоре до 3 м. Затвор собирают из деревянных брусьев толщиной 6-10 см, соединенных в четверть или в шпунт шпонками, врубаемыми с напорной стороны затвора.

Сороудерживающие решетки собирают из стальных вертикальных полос (рис. 7.17). Наиболее удобны решетки из полосы сечением от 6х50 до 8х75 мм. Полосы соединяют 3-4 круглыми стержнями диаметром 19-25 мм через отверстия в полосах. Для создания определенного расстояния между полосами на стержни надевают отрезки труб длиной около 3-5 см.

Вес секции решетки ограничивают 150-200 кг.

7.7. Подъемно-транспортное оборудование

В качестве такого оборудования на малых ГЭС часто используются подвесные мостовые краны по ГОСТ 7890-93 [17]. Они выпускаются в двух модификациях: электрические грузоподъемностью 1; 2; 3,3; 5; 8; 10 т, а также ручные грузоподъемностью 1; 2; 3,2; 5 т (рис. 7.18-7.20).

Могут применяться электрические тали грузоподъемностью от 0,5 до 5 т по ГОСТ 22584-96 [18], перемещающиеся по монорельсу.

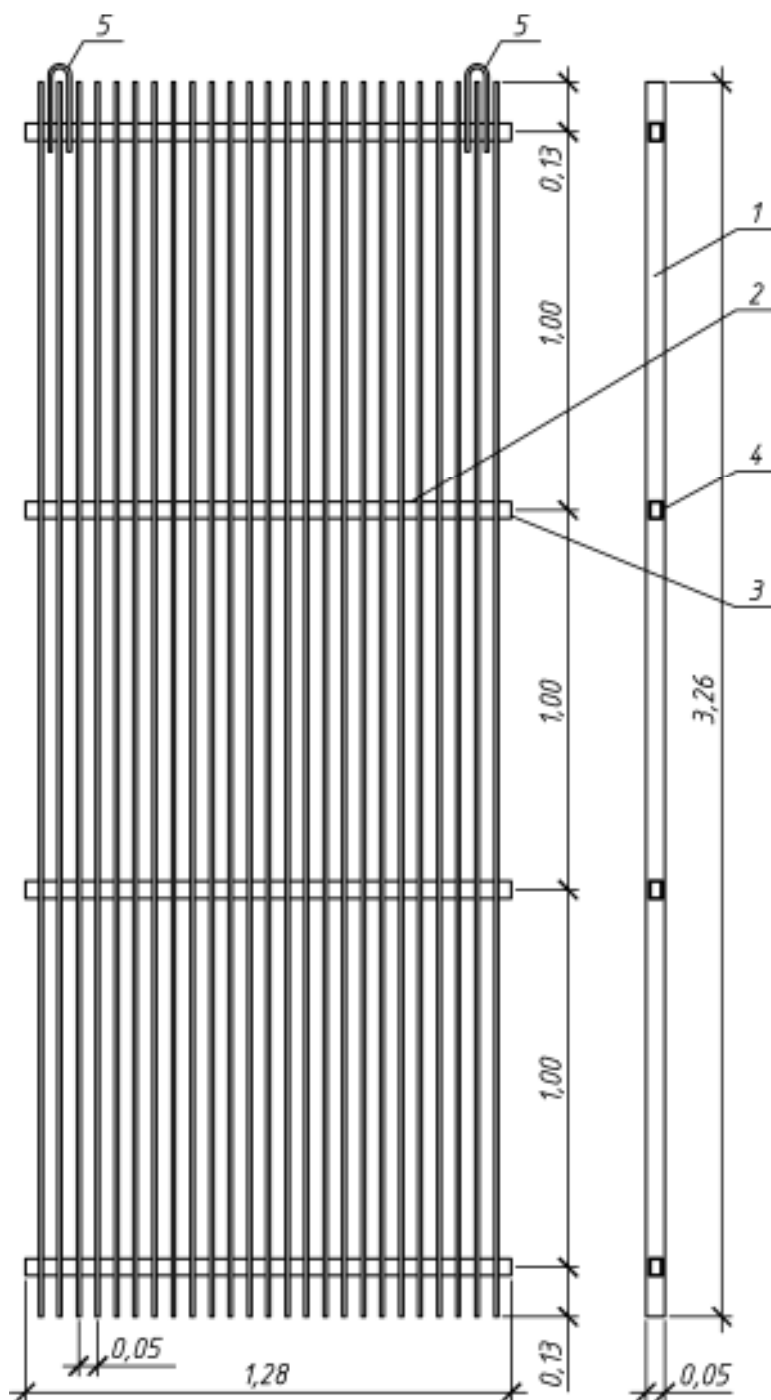


Рис. 7.17. Конструкция сороудерживающей решетки (размеры в метрах):
 1 – металлическая полоса; 2 – обрезок трубы; 3 – гайка; 4 – стягивающие болты; 5 – скобы для подъема

Ручные краны грузоподъемностью 1; 2; 3,2 и 5 т выпускают высотой подъема 3; 6; 9 и 12 м.

При монтаже и капитальных ремонтах находят применение автомобильные, пневмоколесные и гусеничные краны [14].

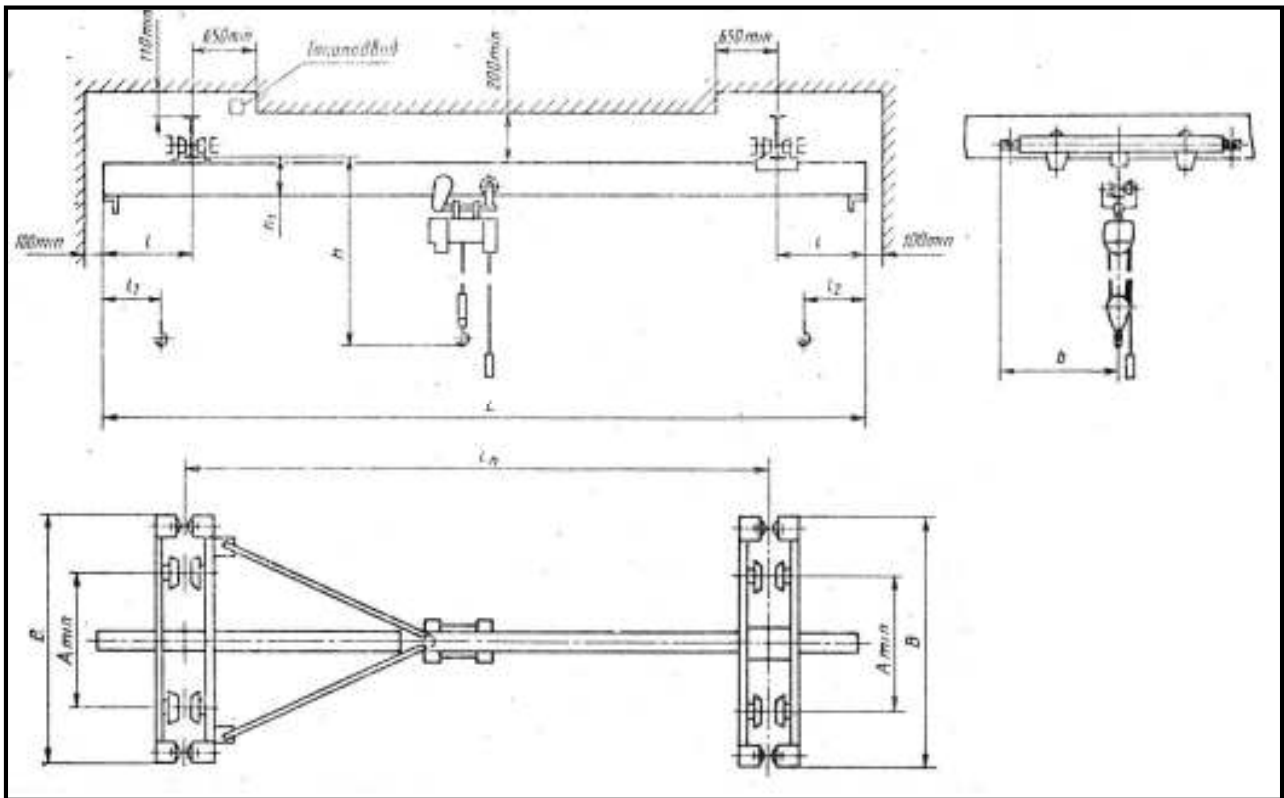


Рис. 7.18. Кран мостовой электрический подвесной грузоподъемностью 1; 2; 3,2; 5 и 8 т

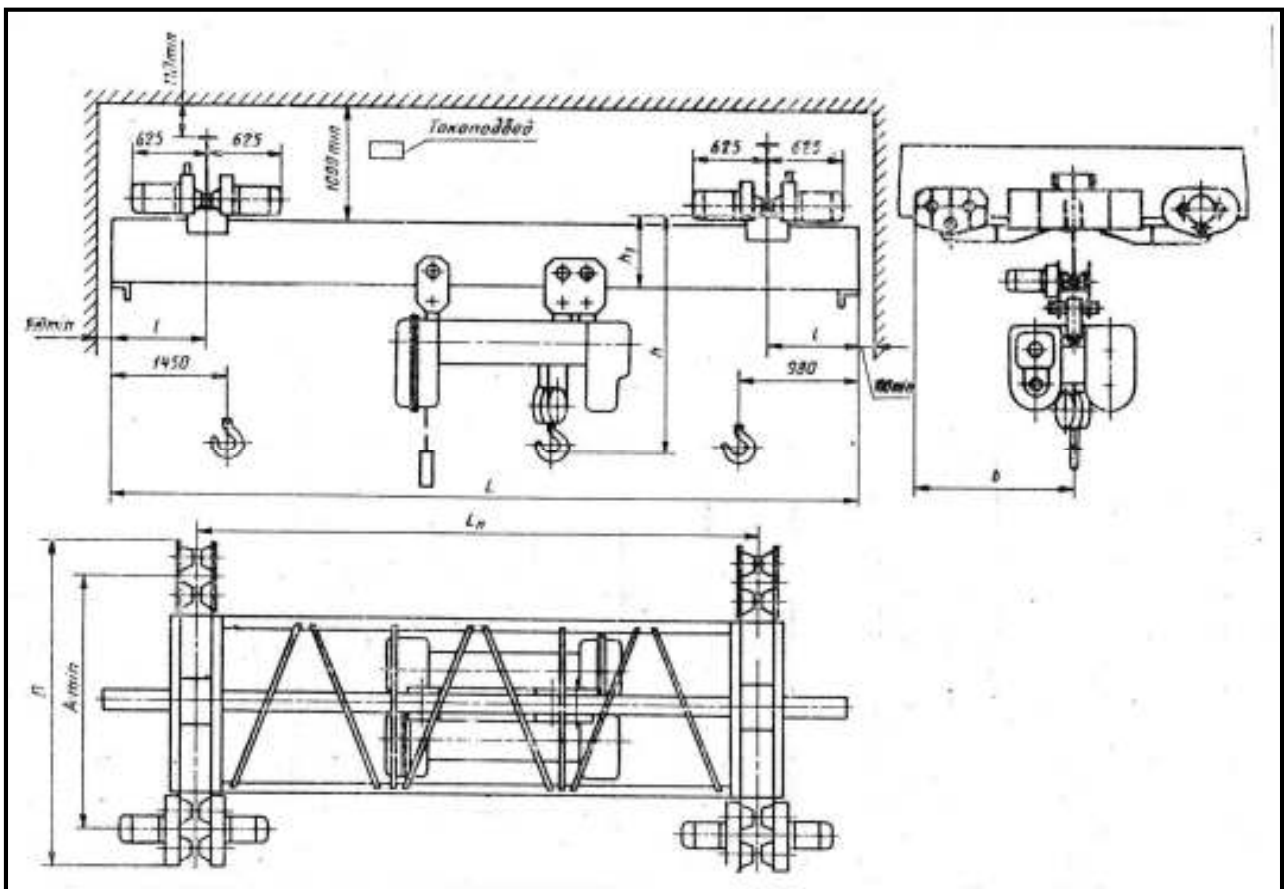


Рис. 7.19. Кран мостовой подвесной грузоподъемностью 10 т

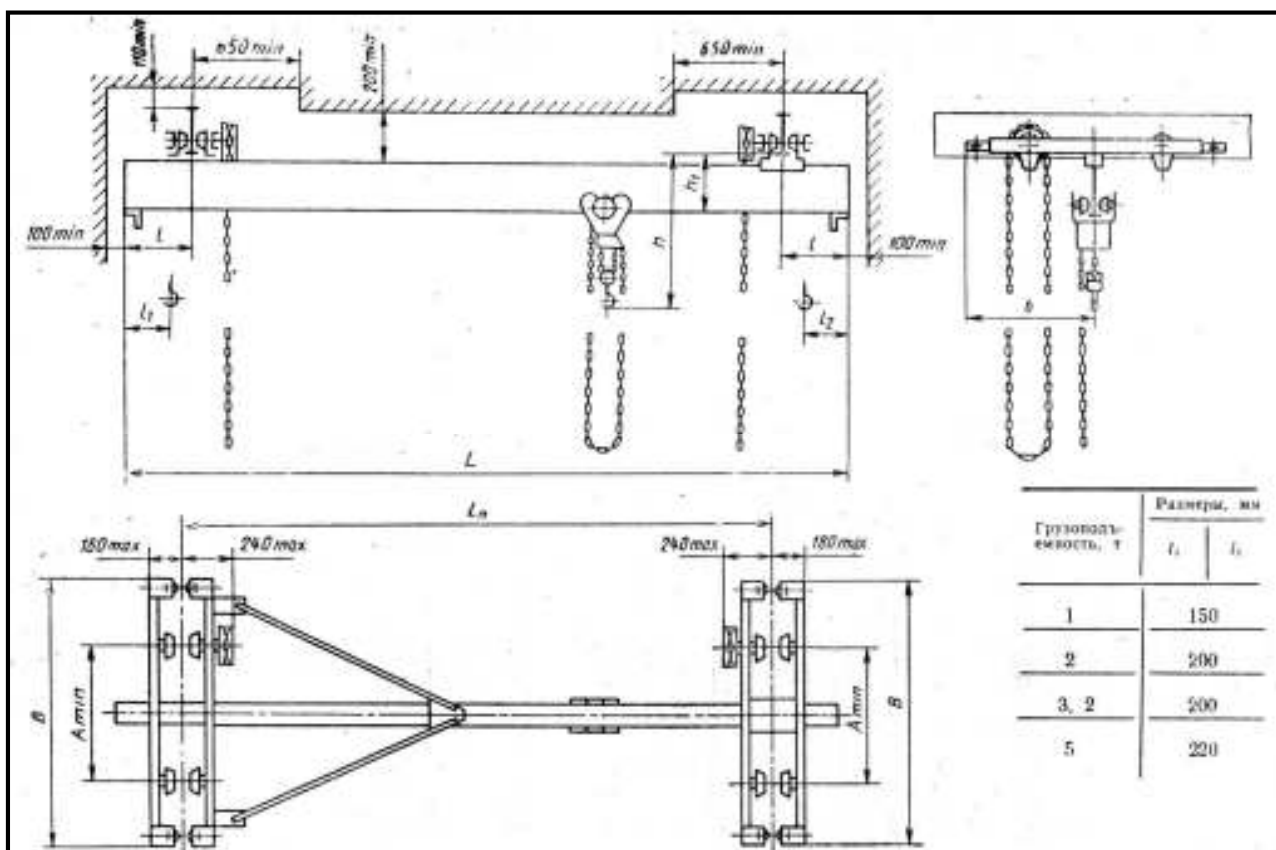


Рис.7.20. Кран мостовой ручной подвесной

Автомобильные краны выпускаются в основном грузоподъемностью от 4 до 16 т. Если вес наиболее тяжелой части агрегата ГЭС не превосходит этих значений, для монтажа и демонтажа следует применять автомобильные краны. В этом случае кран машинного зала может быть исключен или заменен краном малой грузоподъемности для вспомогательных работ (талью).

Для маневрирования ремонтными заграждениями также следует использовать автокраны или ручные подъемники.

7.6. Электрическое оборудование

Гидрогенераторы агрегатов ГЭС на малых реках выпускают на разное напряжение: 230; 400; 230/400; 6000; 10000 В.

Для уменьшения затрат в здании ГЭС целесообразно применять гидрогенераторы низкого напряжения, так как распределительные устройства генераторного напряжения будут небольших размеров и более простыми.

Распределительные устройства 6000 или 10000 В требуют, как правило, пристройки к зданию ГЭС специального помещения.

Для размещения распределительного щита 230/400 В одностороннего обслуживания необходима площадь 1х2 м (на одну ячейку); для размещения распределительного устройства (РУ) 6 – 10 кВ тоже одностороннего обслуживания с комплектными ячейками (КРУ) необходима площадь 1,5х3 м (на одну ячейку); при этом меньшие размеры относятся к ширине ячейки, больший размер – это глубина ячейки плюс ширина коридора для прохода к ней.

Кроме того, повышающая подстанция 0,4/6,3 кВ или 0,4/35 кВ при наличии РУ 0,4 кВ может быть выполнена открытой и без специальных устройств на стороне высокого напряжения, кроме разъединителей и предохранителей. Повышающие трансформаторы отключаются со стороны низкого напряжения.

Строительная часть повышающей подстанции мощностью до 100 кВ·А выполняется чаще из дерева, реже из металла в виде АП-образной опоры. Она используется также в качестве концевой опоры ЛЭП. Трансформатор небольшой мощности размещается на опоре на специальной площадке на такой высоте, чтобы расстояние от земли до выводов трансформатора было не менее 4 м.

Трансформаторы мощностью более 100 кВ·А устанавливают на невысоких железобетонных фундаментах. Под трансформаторами устраивают маслоприемники в виде ямы с гравийной засыпкой. В яму сливают масло из корпуса трансформатора. Территория подстанции должна быть огорожена забором высотой не менее 2,5 м с воротами и калиткой.

8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЗДАНИЯ ГЭС

8.1. Подбор оборудования

8.1.1. Определение типа и количества агрегатов

Для проектируемой ГЭС могут быть выбраны турбины различных систем (активные, реактивные). Внутри системы турбин выделяют их типы, которые, отличаясь конструктивными элементами, образуют серии турбин. Турбины выполняются вертикальными, горизонтальными, наклонными. При комплектовании агрегатов применяются различные генераторы – синхронные, асинхронные, двигатели в генераторном режиме. Генераторы также могут быть различного исполнения.

Обобщенной характеристикой турбин является коэффициент быстроходности:

$$n_s = \frac{n}{H} \sqrt{\frac{N_{1T}}{\sqrt{H}}}, \quad (8.1)$$

где n – частота вращения, об/мин; H – напор, м; N_{1T} – мощность одной турбины в лошадиных силах (1 л. с. = 0,736 кВт). Турбины одной серии имеют одинаковые коэффициенты быстроходности (табл. 8.1).

Таблица 8.1

Коэффициенты быстроходности малых гидротурбин

Система турбин	Серия турбин	Коэффициент быстроходности, об/мин
Реактивные	Пропеллерные и поворотнo-лопастные	500-1000
	Радиально-осевые	50-500
Активные	Поперечно-струйные	20-150
	Ковшовые	3-30

Выбор конкретных систем и конструкций гидротурбин или гидроагрегатов производится по данным изготовителей (раздел 7). При этом предпочтение следует отдавать вариантам с большим n_s .

Количество гидроагрегатов определяется изменениями расхода воды в течение года, графиком нагрузки ГЭС, режимом ее работы (в системе или изолированно), установленной мощностью.

С целью увеличения КПД ГЭС имеет смысл принимать число агрегатов в соответствии с формулой [25]:

$$n_{\text{агр}} = N_y C_S / N_{\text{об}}, \quad (8.2)$$

где N_y – установленная мощность; $N_{\text{об}}$ – обеспеченная мощность ГЭС, определяемая водноэнергетическими расчетами; C_S – параметр диапазона расхода (табл. 8.2).

Таблица 8.2

Параметр диапазона расхода турбины								
n_s , об/мин	80	225	275	300	350	375	425	525
C_S	0,3	0,32	0,37	0,43	0,50	0,55	0,66	0,77

Опыт проектирования и эксплуатации ГЭС на малых реках показывает, что число агрегатов не должно быть более трех-четырех, так как увеличение числа агрегатов приводит к увеличению размеров здания ГЭС и капитальных затрат на него, а также к усложнению системы регулирования и удорожанию эксплуатации.

Рекомендуется при установленной мощности до 40-50 кВт принимать один гидроагрегат (микроГЭС), при мощности от 50 до 200-300 кВт – два агрегата, при большей установленной мощности целесообразно применять три-четыре агрегата. При этом целесообразно использовать однотипные агрегаты одинаковой мощности.

8.1.2. Подбор основного гидроэнергетического оборудования

Подбор гидроэнергетического оборудования – турбин, генераторов или агрегатов в целом – ведется следующим образом.

По величине установленной мощности предварительно назначается число агрегатов в соответствии с рекомендациями предыдущего раздела. При этом становится известной мощность одной турбины $N_{1т}$.

Далее вычисляется расчетный напор по формуле:

$$H_{\text{расч}} \approx 4H_{\text{макс}} / (\sqrt{H_{\text{макс}} / H_{\text{мин}}} + 1)^2, \quad (8.3)$$

где $H_{\text{макс}}$ и $H_{\text{мин}}$ – соответственно максимальный и минимальный напоры, определяемые водноэнергетическими расчетами.

Для оценки коэффициента быстроходности можно воспользоваться данными табл. 8.1.

При известном n_s следует уточнить число агрегатов по формуле (8.2) и, следовательно, мощность N_{1T} , а также расход одной турбины, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$Q_{1T} = N_y / (9,81 \eta_T H_{\text{расч}}), \quad (8.4)$$

где η_T – кпд турбины, $\eta_T = 0,85-0,95$.

Следующим этапом подбора оборудования является выбор серийных турбин (агрегатов) по данным изготовителей (см. раздел 7).

Для уточнения параметров и габаритов оборудования необходимо обратиться к каталогам, которые могут предоставить изготовители или поставщики необходимого оборудования. Они же должны сообщить стоимостные показатели, комплектность поставки, условия оплаты, шеф-монтажа, пуско-наладочных работ, гарантийные обязательства и т. п.

Комплектность поставки оборудования может быть различной:

- турбины,
- турбина + генератор (по выбору),
- гидроагрегат в целом,
- гидроагрегат и система регулирования, причем эта система может иметь разные настройки,
- электрическое оборудование вместе с агрегатом и т. д.

Условия и комплектность поставки, условия монтажа и гарантии могут понадобиться на заключительных этапах проектирования; это должно быть оговорено в технических условиях заказа и договоре на поставку оборудования.

При выборе турбин, предлагаемых изготовителями (поставщиками), следует учитывать особенности турбин.

Горизонтальные поворотно-лопастные (ПЛ) турбины превосходят вертикальные ПЛ турбины по расходу, кпд, имеют меньшие относительные размеры агрегатных блоков, но более сложны в эксплуатации и дороги.

Вертикальные ПЛ турбины по сравнению с радиально-осевыми (РО) турбинами обладают более постоянным кпд в большом диапазоне мощности, но уступают им по максимальному кпд. РО турбины менее металлоемки и проще в эксплуатации.

Пропеллерные (Пр) турбины дешевле ПЛ турбин, но имеют узкий диапазон высокого кпд; их применение целесообразно при очень малом изменении напора ГЭС.

Ковшовые турбины (К) по сравнению с РО турбинами имеют меньшую пропускную способность и меньший кпд, но весьма большой диапазон высокого кпд.

Поперечно-струйные турбины достаточно просты и имеют также широкий диапазон высокого кпд, целесообразны при малом изменении напора, но больших изменениях расхода.

Существенное значение имеет частота вращения рабочего колеса турбины. Большая частота вращения турбины позволяет приблизить ее к частоте вращения серийных генераторов и упростить или исключить мультипликатор между турбиной и генератором. Кроме того, турбина с большей частотой вращения имеет меньшие размеры, что ведет к уменьшению размеров здания ГЭС.

8.1.3. Подбор прочего оборудования

Турбинные камеры и отсасывающие трубы выбираются по рекомендациям раздела 7.4. При этом следует учитывать, что некоторые агрегаты могут поставляться в комплекте с турбинными камерами, с отсасывающими трубами, с тем и другим одновременно.

Набор и параметры вспомогательного оборудования определяются в соответствии с табл. 7.1 и уточняются по данным изготовителей и в процессе конструирования здания ГЭС.

Размеры и конструкция затворов, а также их материал выясняются при разработке конструкции здания ГЭС с учетом рекомендаций раздела 7.2. Аналогичным образом конструируются сороудерживающие решетки.

Подъемно-транспортное оборудование принимается по наиболее простому варианту, вплоть до отказа от такого оборудования на здании ГЭС.

Состав электрического оборудования зависит от напряжения генератора, а также технических условий энергоснабжающих организаций.

8.2. Разработка конструкции здания ГЭС

8.2.1. Типизация зданий ГЭС

В зависимости от схемы использования энергии потока и создаваемого напора различают три основных типа зданий ГЭС (табл. 8.3):

- русловые,
- приплотинные,
- деривационные.

Русловые здания входят в напорный фронт гидроузлов. Их устойчивость обеспечивается, главным образом, силой трения между подошвой здания и основанием. Поскольку сила трения пропорциональна весу здания ГЭС, русловые здания могут применяться только при малом напоре. Они широко используются в русловых гидроузлах.

Русловые здания ГЭС могут быть несовмещенными, совмещенными, а также водосливными.

Несовмещенными называют здания, которые выполняют функции только здания ГЭС (см. рис. 8.8-8.11). Совмещенные – здания, которые имеют и другие функции, например, водосбросов. В этом случае внутри здания устраивают водосбросные отверстия. При размещении над агрегатами водосливной поверхности здания ГЭС принято называть водосливными (см. рис. 8.14).

Приплотинные здания напор не создают, так как напор обеспечивается станционной плотиной. Такие здания целесообразны при среднем напоре.

Приплотинные здания могут быть за щитовой стенкой или отдельно стоящими. Первые примыкают непосредственно к низовой грани плотины (см. рис. 8.15), вторые – на некотором расстоянии от нее. В случае сооружения здания ГЭС при существующей плотине целесообразен подвод воды с помощью сифонного трубопровода, позволяющему сохранить целостность тела плотины (см. рис. 8.16). Заполнение трубопровода водой осуществляется откачкой из него воздуха, прекращение работы агрегата производится впуском воздуха.

Деривационные здания являются частью деривационных ГЭС. Как правило, они размещаются вдали от сооружений головного гидроузла, поэтому их называют автономными. Применение напором не ограничивается.

Конструктивно здание ГЭС состоит из двух частей: надводной (верхнего строения) и подводной. Их параметры определяются, прежде всего, применяемыми гидроагрегатами, а также стремлением минимизировать затраты на проектирование, строительство и эксплуатацию. Это может быть достигнуто путем:

- применения наиболее простых и дешевых вариантов гидроагрегатов;
- отказа от кранового оборудования, ремонтных помещений и помещений для обслуживающего персонала;
- замены отказавшего оборудования (вместо его ремонта);
- совмещения зданий с другими сооружениями, чаще с водосбросами;
- создания автоматизированной системы работы ГЭС.

На рис. 8.1-8.7 представлены типичные схемы подводных частей зданий, в которых учтены названные принципы [12].

Надводная часть может быть закрытой, полуоткрытой и открытой. Здание ГЭС с закрытой надводной частью характеризуется наличием машинного зала, под крышей которого размещается основное оборудование ГЭС. У полуоткрытого машинного зала предусматриваются люки для монтажа или демонтажа оборудования. Для упрощения конструкции можно разбирать крышу для этих

же целей. Открытое здание ГЭС не имеет машинного зала, оборудование размещается на открытом воздухе (если его конструкция это позволяет). На рис. 8.8-8.12 представлены здания ГЭС с различными типами верхнего строения.

8.2.2. Конструкция здания ГЭС

Выбор типа здания

Разработка конструкции здания ГЭС начинается с выбора его типа; при этом следует руководствоваться рекомендациями табл. 8.3.

При напоре до 4-5 м целесообразно русловое здание с открытой турбинной камерой и вертикальным агрегатом (рис. 8.8 – 8.9).

Напор 5-8 м требует применения для руслового здания закрытой турбинной камеры – кожуховой или спиральной (рис. 8.10), при использовании горизонтальной турбины – прямоточной. Не пренебрегая некоторым усложнением конструкции, можно применить русловое здание, совмещенное с водосбросом, что позволит удешевить гидроузел. В случае руслового гидроузла водосброс должен быть рассчитан на летне-осенний расход.

Совмещение здания ГЭС с водосбросом, предназначенным для весеннего половодья, может оказаться неприемлемым из-за небольших размеров здания.

Приплотинные здания следует применять типа за щитовой стенкой, даже при плотинах из грунта: это позволит сократить длину турбинных водоводов.

Отдельно стоящие здания целесообразны, если по каким-то причинам в теле плотины нежелательна прокладка водоводов для турбин.

Деривационные здания, как правило, автономны.

Выбор конструкции подводной части

Конструкция подводной части в подавляющей степени определяется примененным гидроагрегатом и элементами проточной части – турбинной камерой и отсасывающей трубой (рис. 8.1-8.7). При этом наиболее проста подводная часть агрегата с открытой турбинной камерой и прямоосной отсасывающей трубой (рис. 8.1).

Таблица 8.3

Области применения основных типов зданий ГЭС на малых реках

Тип здания ГЭС		Типы турбин или агрегатов		Диапазон напора, м	Положение оси турбины или агрегата	Тип турбинной камеры	Тип отсасывающей трубы
Русловой	Несовмещенный	Поворотно-лопастные; пропеллерные; капсульные; иногда – поперечно-струйные	До 8-10	Вертикальное, горизонтальное, Г-образное, редко - наклонное	Открытая	Прямоосная вертикальная, прямоосная горизонтальная, S-образная, редко изогнутая	
	Совмещенный						
	Водосливной						
Приплотинный	За щитовой стенкой	Радиально-осевые, реже поворотно-лопастные	10-50	Вертикальное, горизонтальное	Спиральная бетонная	Изогнутая	
	Отдельно стоящее	Радиально-осевые, реже поворотно-лопастные	10-50	Вертикальное, горизонтальное	Спиральная стальная		
Деривационный	Автономный	Реактивные (в основном радиально-осевые)	20-500	Вертикальное, горизонтальное	Спиральные стальная	Изогнутая	
		Активные	Ковшовые	30-1000	Вертикальное, горизонтальное	Отсутствует	Отсутствует
			Тюрго, Банки, двукратные, поперечно-струйные	5-200	Горизонтальное	Отсутствует	Отсутствует

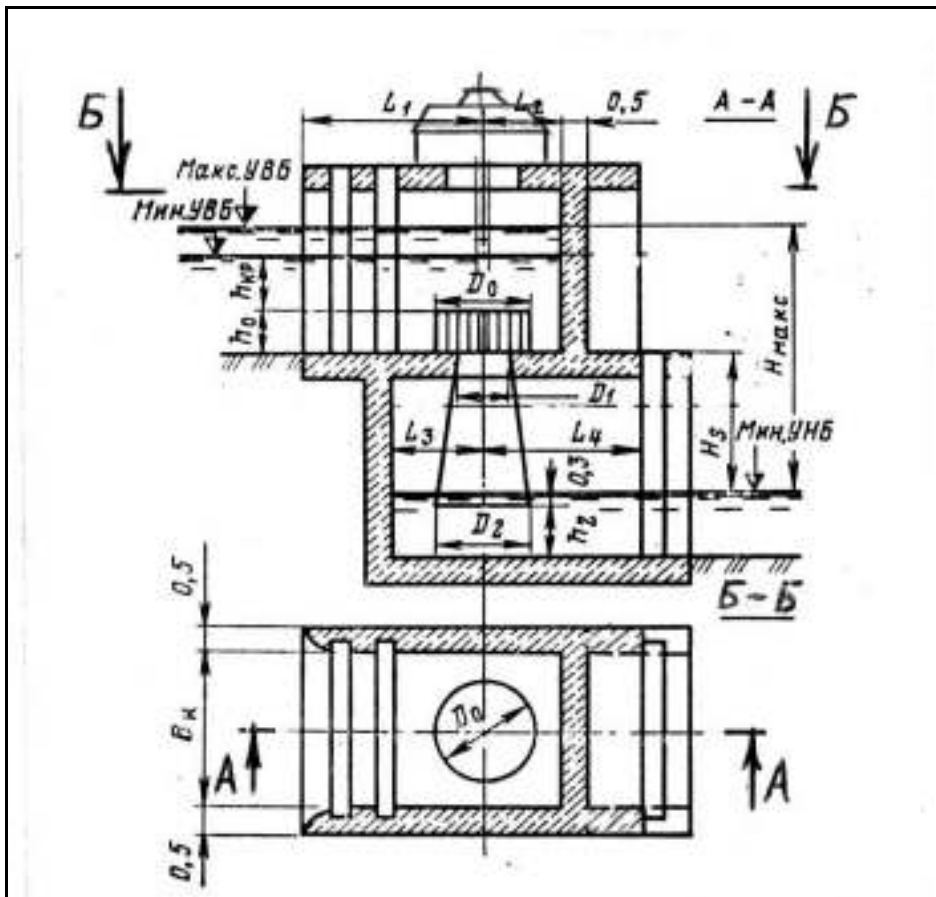


Рис. 8.1. Схема подводной части руслового здания ГЭС с вертикальным агрегатом с прямоосной отсасывающей трубой

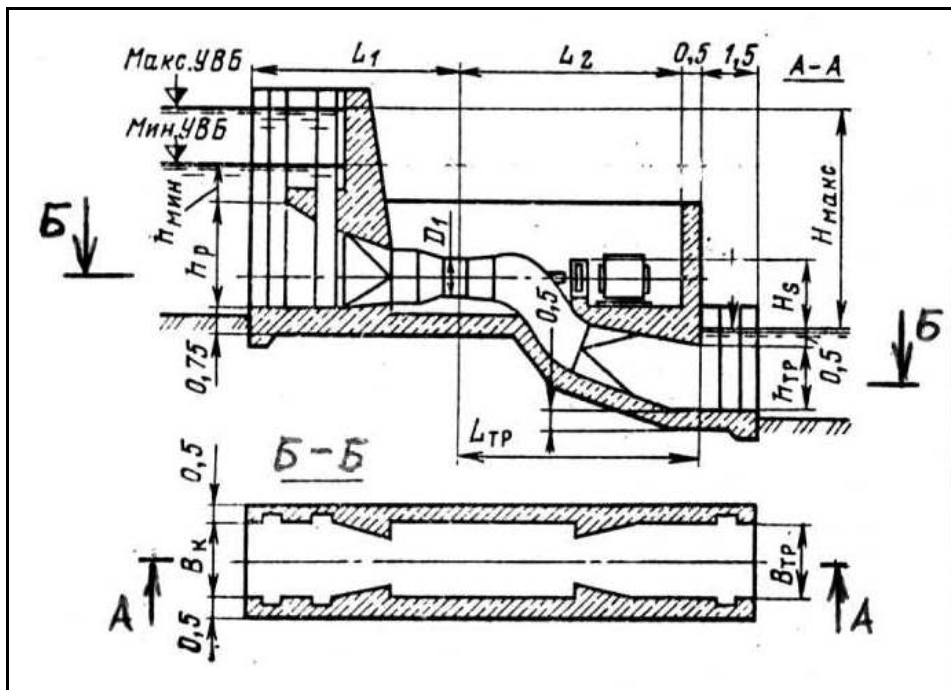


Рис. 8.2. Схема подводной части руслового здания ГЭС с горизонтальным агрегатом

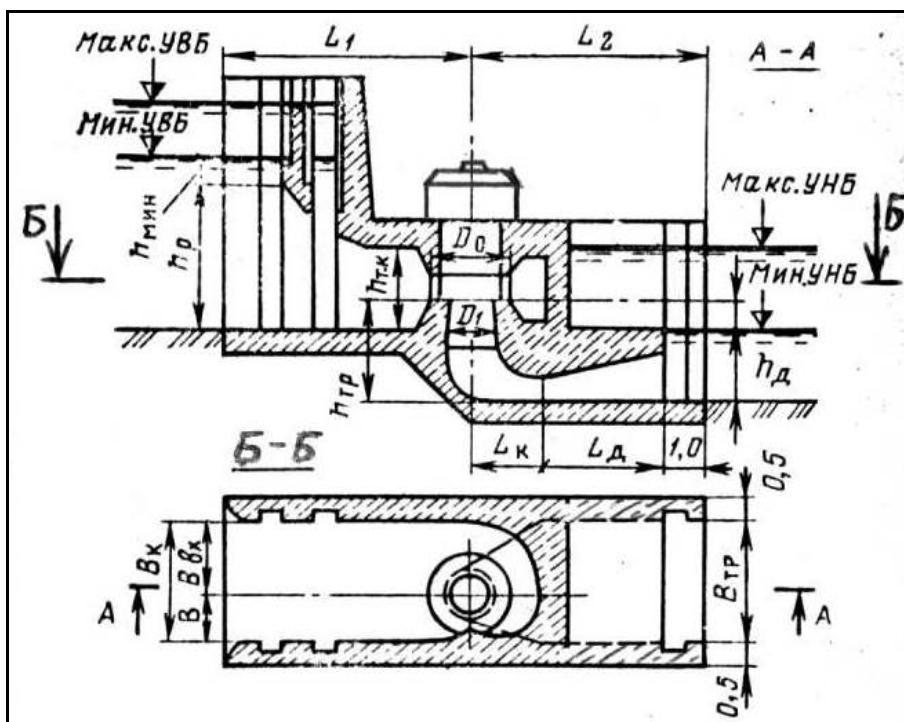


Рис. 8.3. Схема подводной части руслового здания ГЭС с вертикальным агрегатом с изогнутой отсасывающей трубой

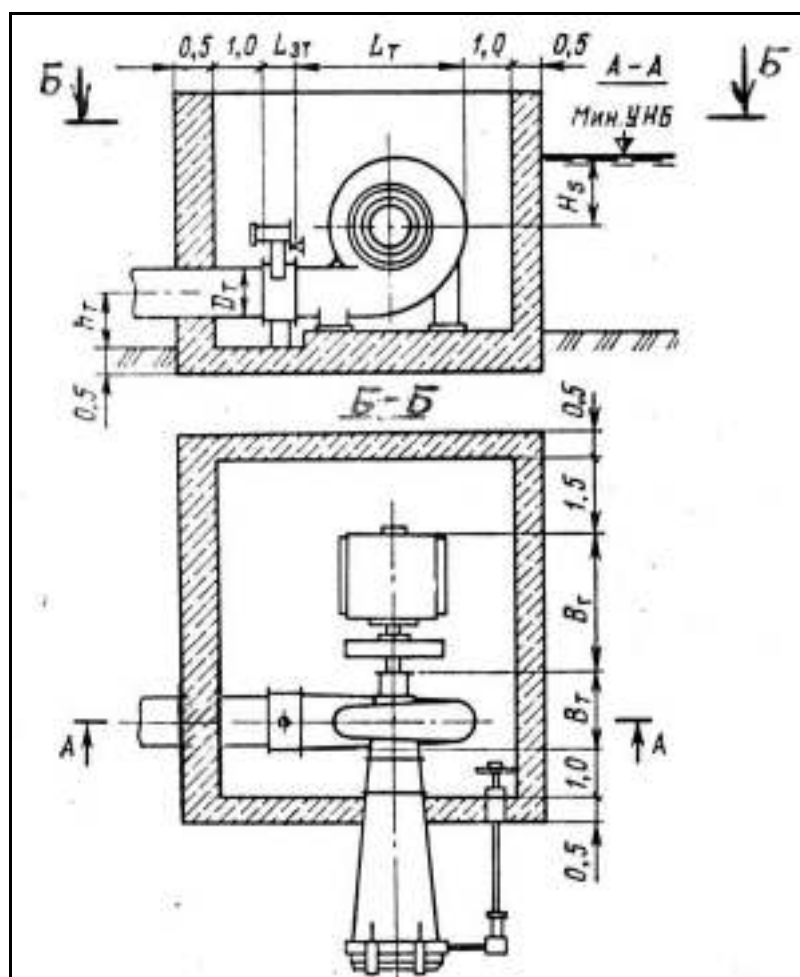


Рис. 8.4. Схема подводной части деривационного здания ГЭС с горизонтальным агрегатом

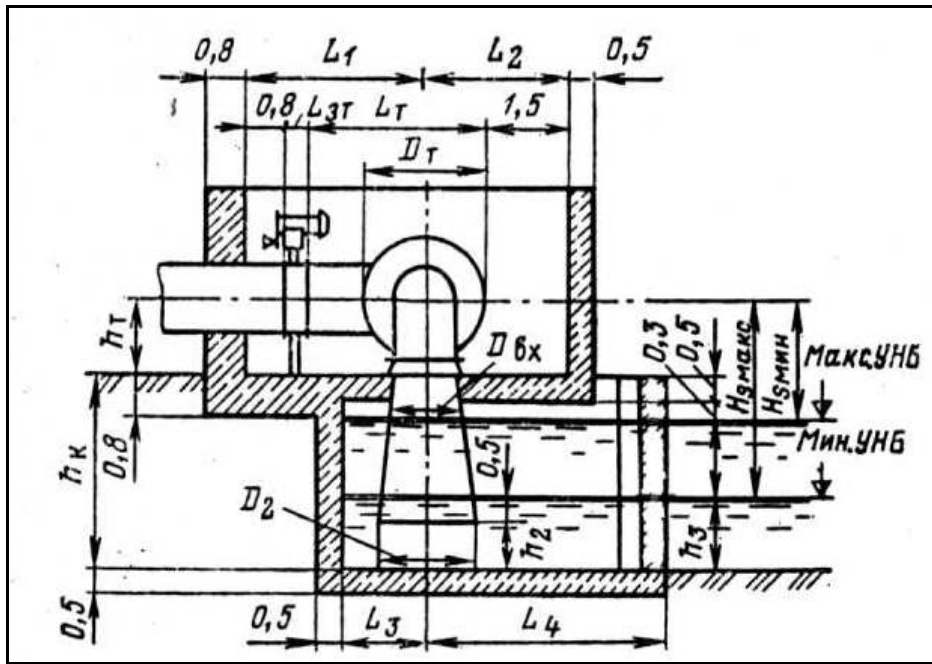


Рис. 8.5. Схема подводной части автономного здания ГЭС с горизонтальным агрегатом

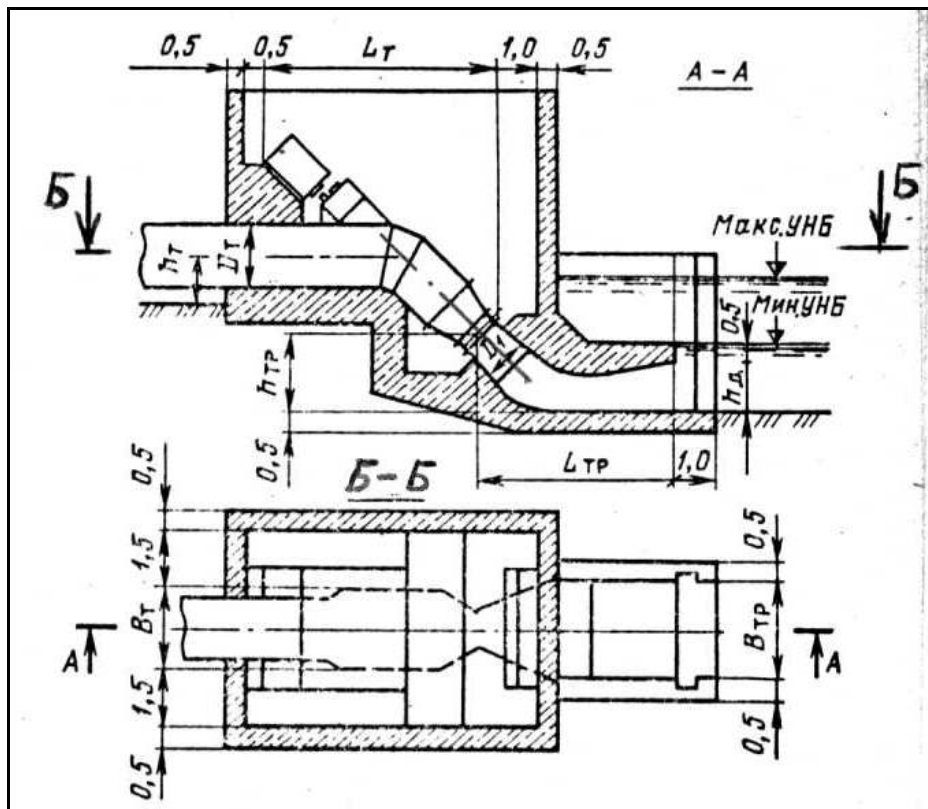


Рис. 8.6. Схема подводной части автономного здания ГЭС с наклонным агрегатом

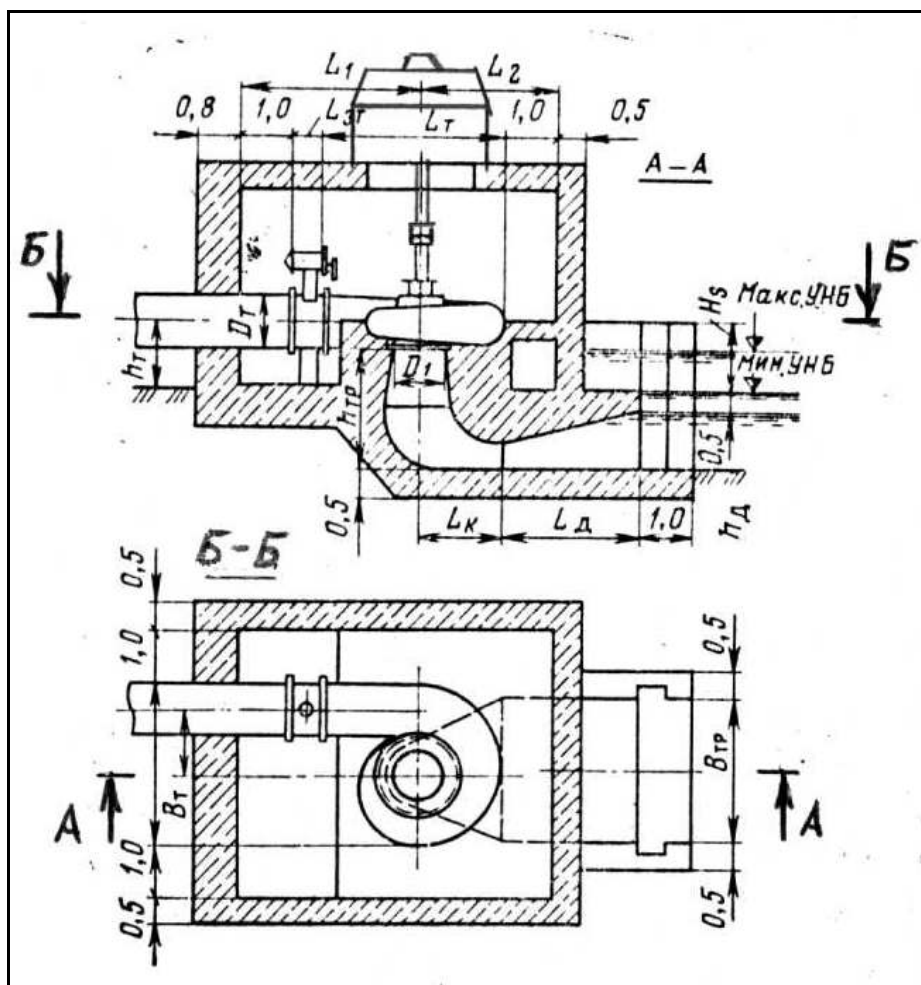


Рис. 8.7. Схема подводной части автономного здания ГЭС с вертикальным агрегатом

Выбор конструкции верхнего строения

При выборе конструкции верхнего строения прежде всего необходимо определиться с его типом – закрытым, полукрытым или открытым. Наиболее простым является открытое верхнее строение, однако оно может быть применено только при агрегатах, допускающих эксплуатацию на открытом воздухе или полностью в воде (например, агрегаты фирмы FLYGT – рис. 8.11). Полукрытое верхнее строение предполагает люки в крыше машинного зала или разборную крышу для демонтажа (монтажа) оборудования (рис. 8.10).

При этом следует учитывать вес этого оборудования и наличие соответствующих передвижных подъемных кранов. При отсутствии последних верхнее строение выполняется закрытым (рис. 8.12), с размещением под крышей кранов.

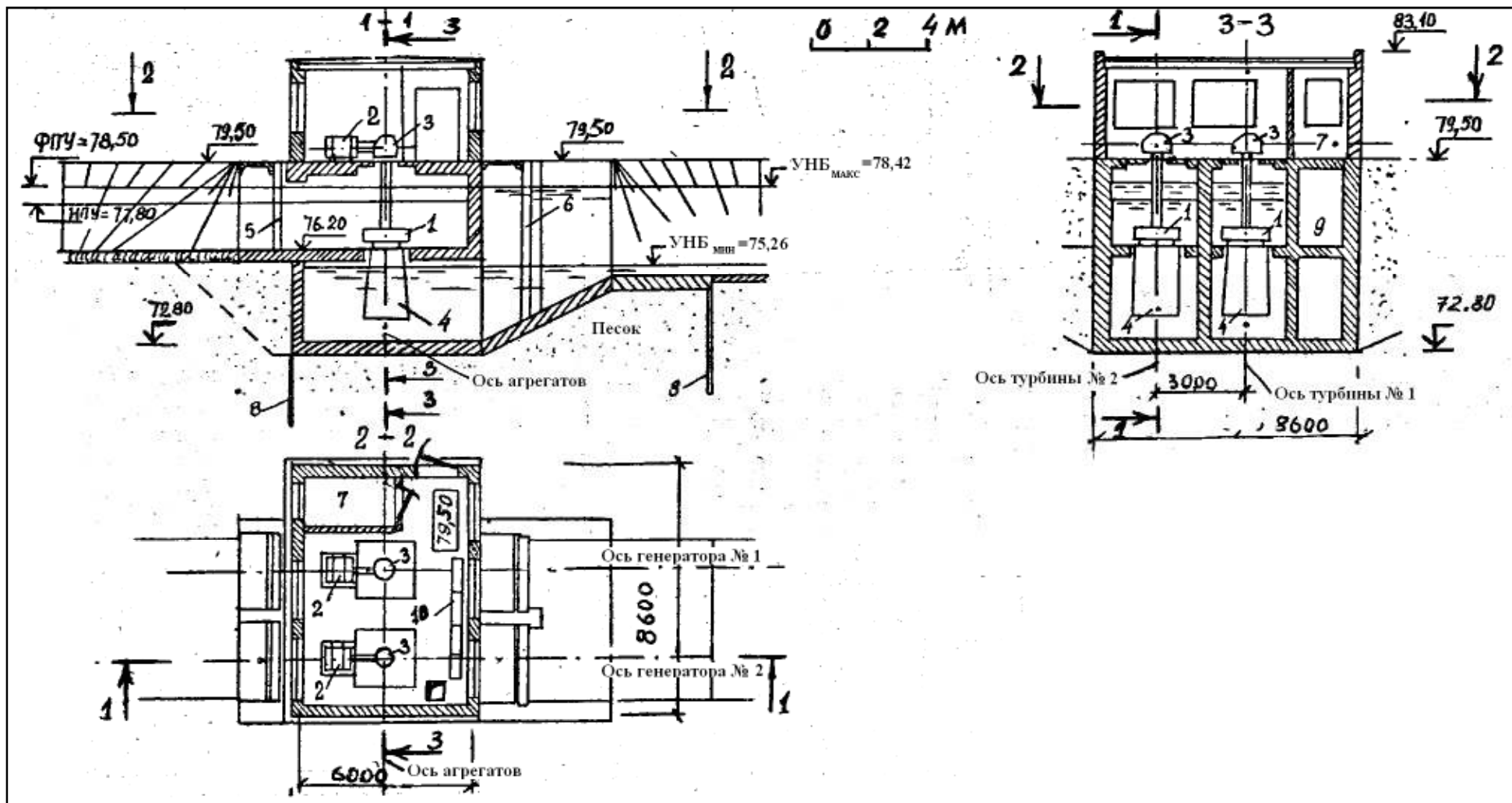


Рис.8.8. Русловое здание ГЭС на р. Линда у с. Филипповское в Нижегородской области (проект):

- 1 – гидротурбина ПЛ 20-ВО-80; 2 – генератор ОС-91; 3 – мультипликатор; 4 – отсасывающая труба; 5 – сороудерживающая решетка; 6 – паз ремонтного затвора; 7 – помещение РУ и СН; 8 – шпунтовый ряд; 9 – насосная осушения проточной части и дренажных вод; 10 – электрощиты

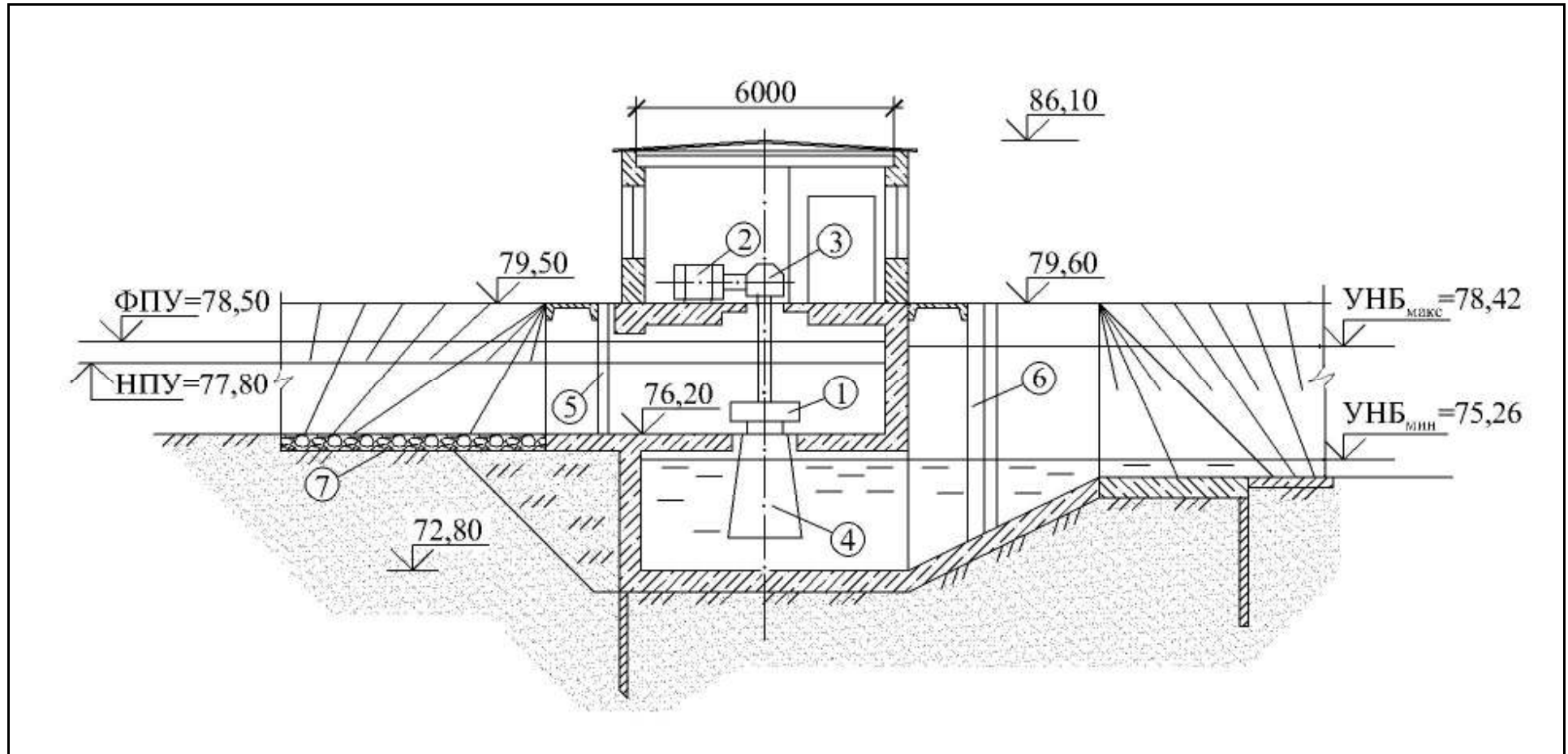


Рис. 8.9. Схема здания ГЭС с закрытой надводной частью и открытой турбинной камерой:

1 – гидротурбина; 2 – гидрогенератор; 3 – мультипликатор; 4 – отсасывающая труба; 5 – паз ремонтного затвора турбинной камеры;
6 – то же, отсасывающей трубы

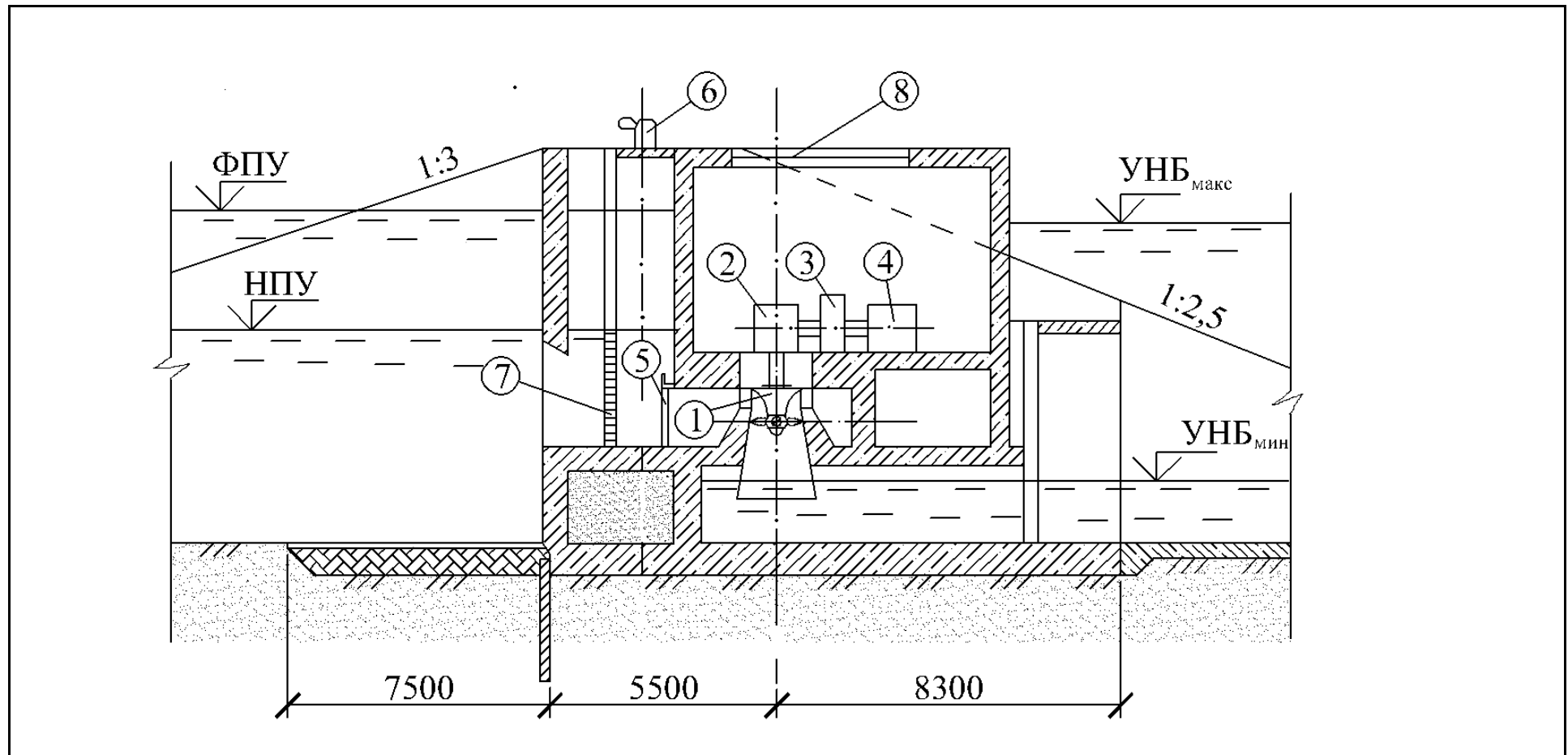


Рис. 8.10. Схема здания ГЭС с полуоткрытой надводной частью и закрытой турбинной камерой:
 1 – гидротурбина; 2 – мультипликатор; 3 – противоразгонное устройство; 4 – гидрогенератор; 5 – оперативный затвор;
 6 – привод оперативного затвора; 7 – сороудерживающая решетка; 8 – герметичная крышка люка

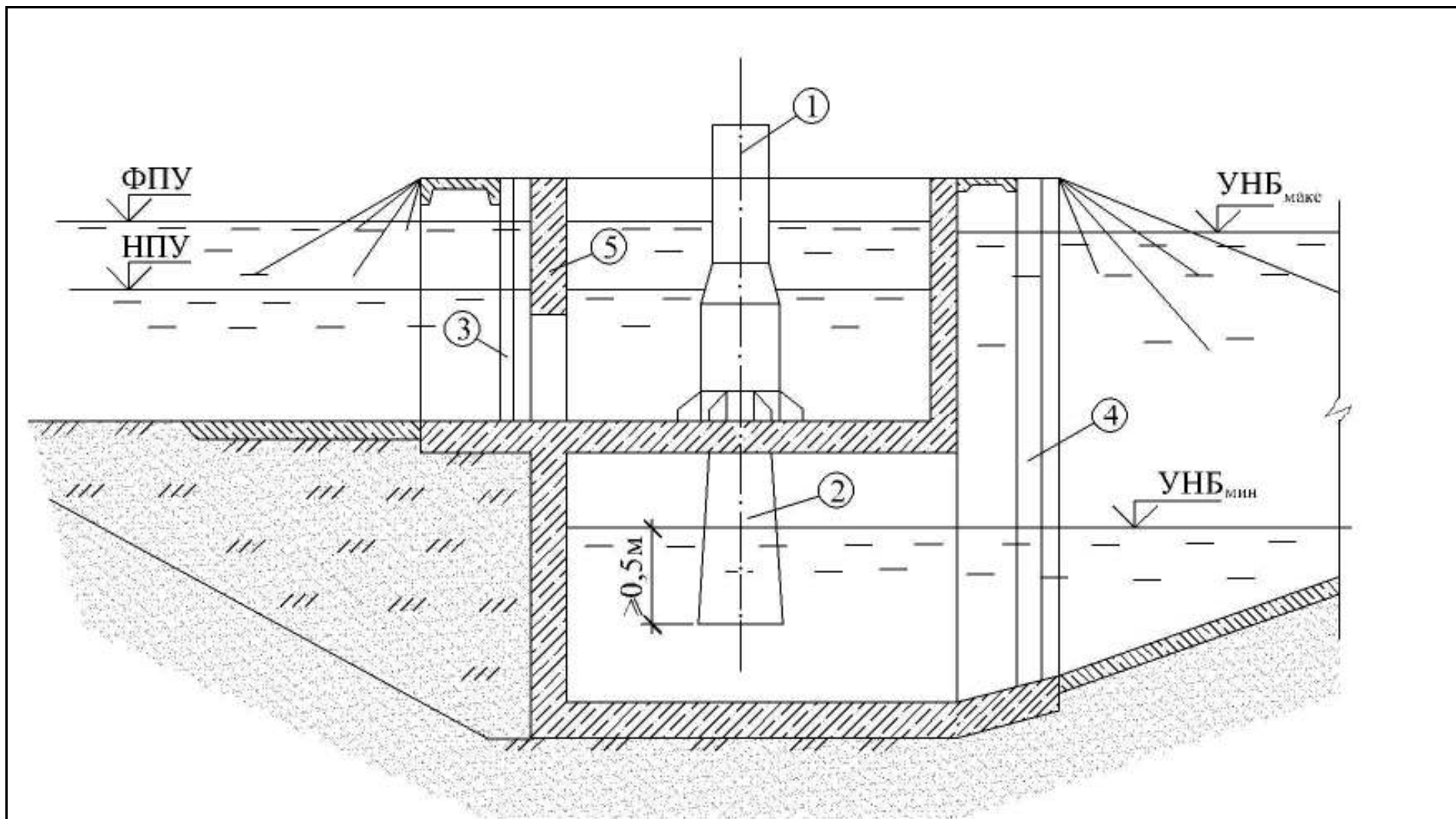


Рис. 8.11. Схема здания ГЭС с открытой надводной частью (с погружным агрегатом):

1 – погружной гидроагрегат; 2 – отсасывающая труба; 3 – паз затвора турбинной камеры; 4 – то же, отсасывающей трубы;
5 – забральная стенка

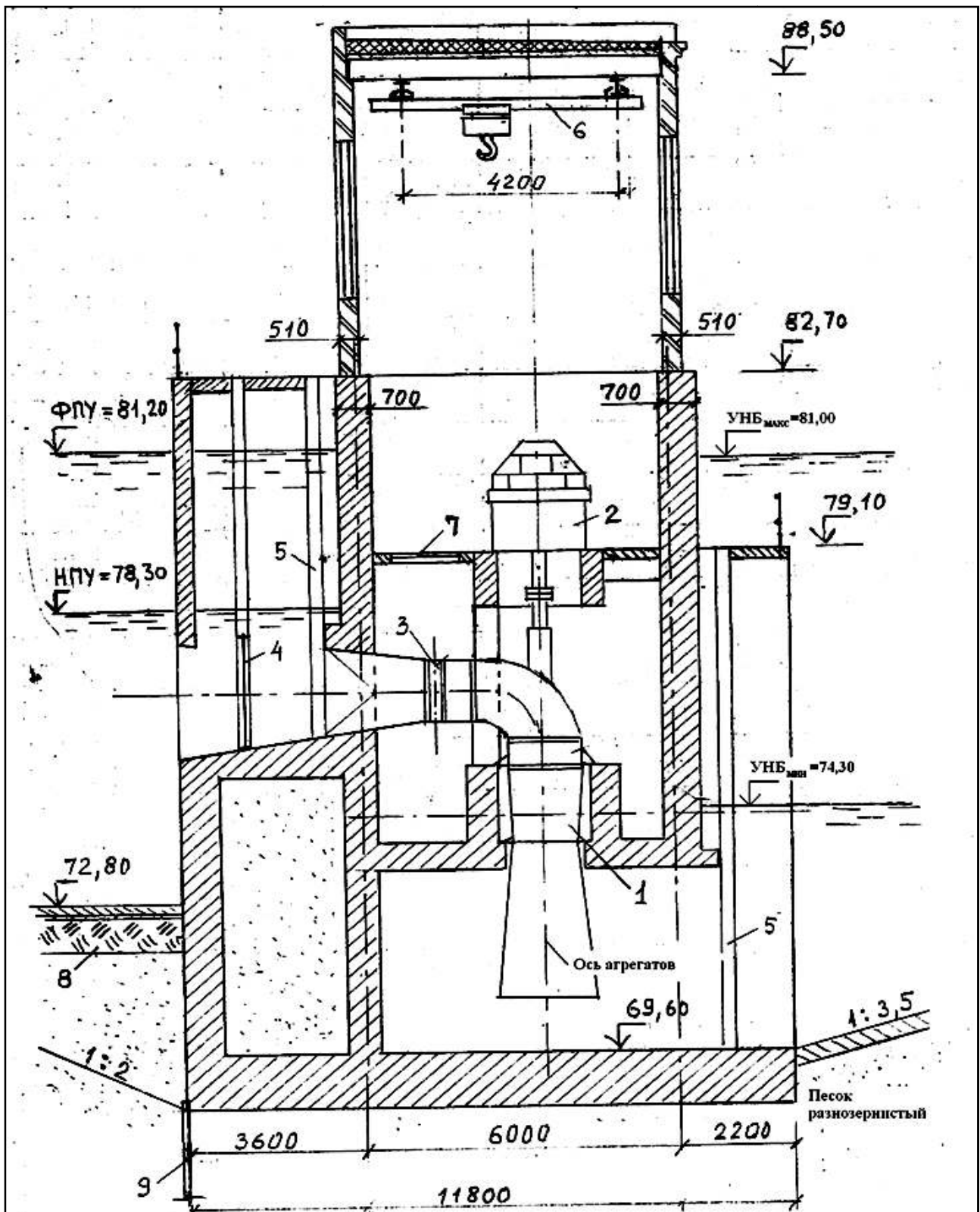


Рис.8.12.Закрытое русловое здание ГЭС с насосными агрегатами:

1 – насос ОПВ 16-110МК; 2 – электродвигатель ВАН 143/36-16УЗ; 3 – дисковый оперативный затвор; 4 – сороудерживающая решетка; 5 – пазы ремонтных затворов; 6 – кран мостовой подвесной; 7 – люк для монтажа затвора; 8 – понур; 9 – шпунт

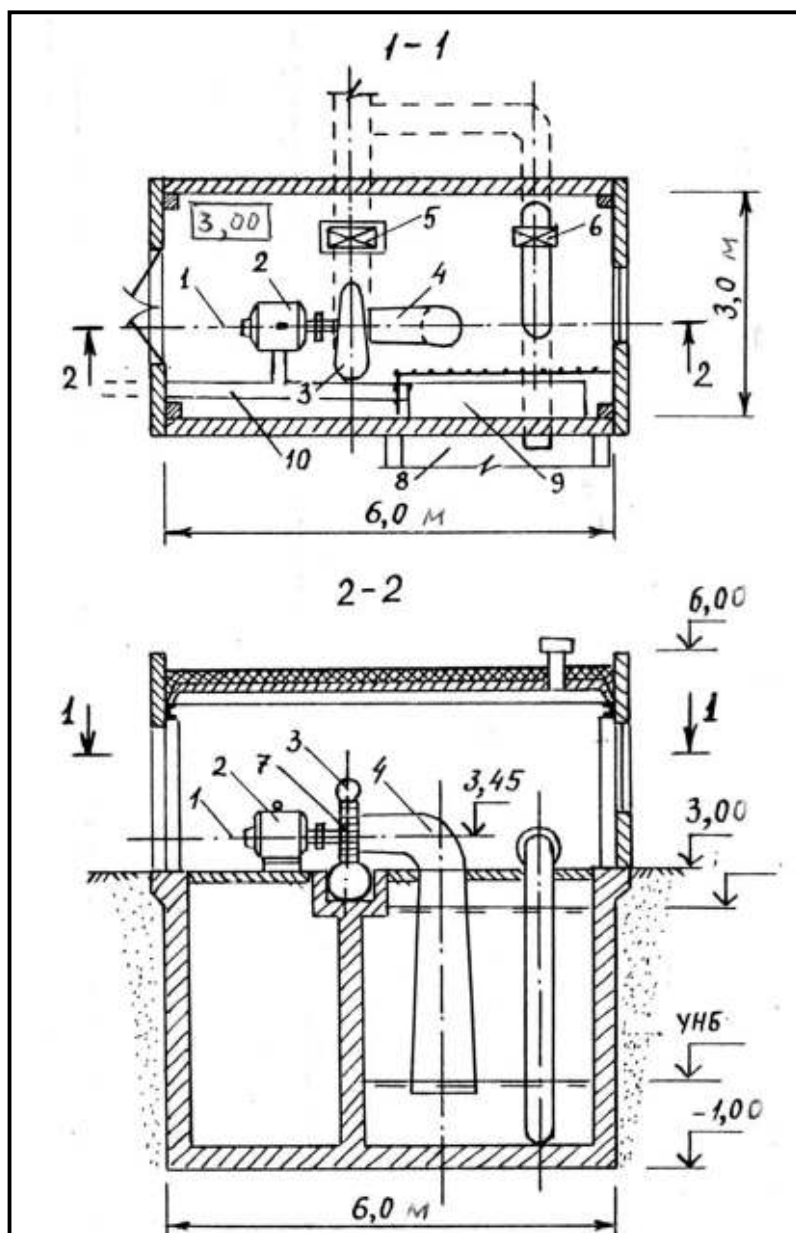


Рис.8.13. Здание деривационной ГЭС с горизонтальным агрегатом:
 1 – ось агрегата; 2 – генератор; 3 – турбинная камера; 4 – отсасывающая труба;
 5 – задвижка турбинного трубопровода; 6 – задвижка холостого водосброса;
 7 – рабочее колесо; 8 – отводящий канал ГЭС; 9 – электроцит; 10 – кабельный канал

Если верхнее строение не подвержено воздействию воды бьефов, его конструкция может быть аналогичной конструкции производственных зданий. При размещении внутри здания подъемных кранов устраивается жесткий железобетонный или стальной каркас с соответствующим заполнением. В случае возможности воздействия на верхнее строение воды бьефов оно должно выполняться из монолитного железобетона.

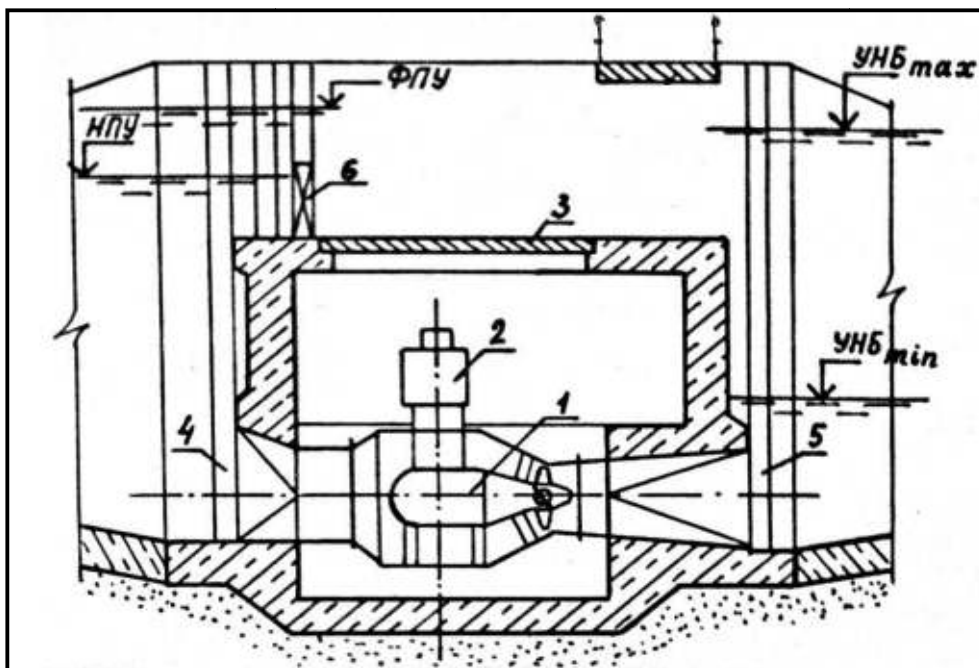


Рис.8.14. Схема водосливного здания ГЭС:

1 – турбина; 2 – генератор; 3 – герметичная крышка; 4 – паз ремонтного затвора турбинной камеры; 5 – то же отсасывающей трубы; 6 – основной затвор водосброса

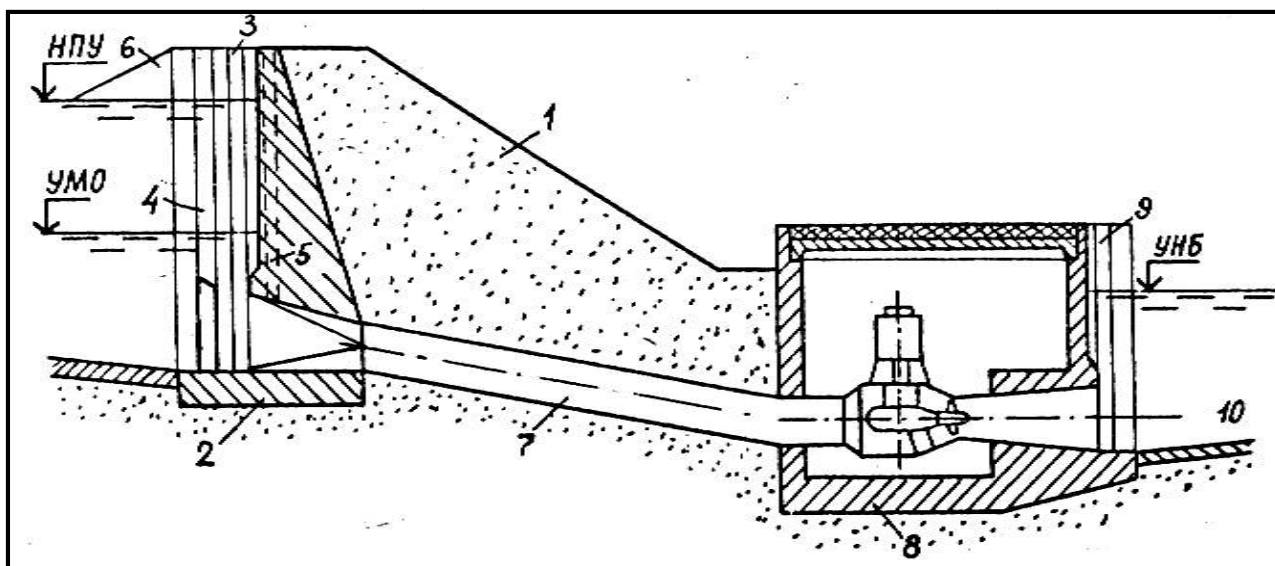


Рис. 8.15. Схема приплотинного здания ГЭС:

1 – грунтовая плотина; 2 – водоприемник; 3 – паз аварийного затвора; 4 – паз ремонтного затвора; 5 – аэрационное отверстие; 6 – устой; 7 – турбинный трубопровод; 8 – здание ГЭС; 9 – паз ремонтного затвора отсасывающей трубы; 10 – отводящий канал

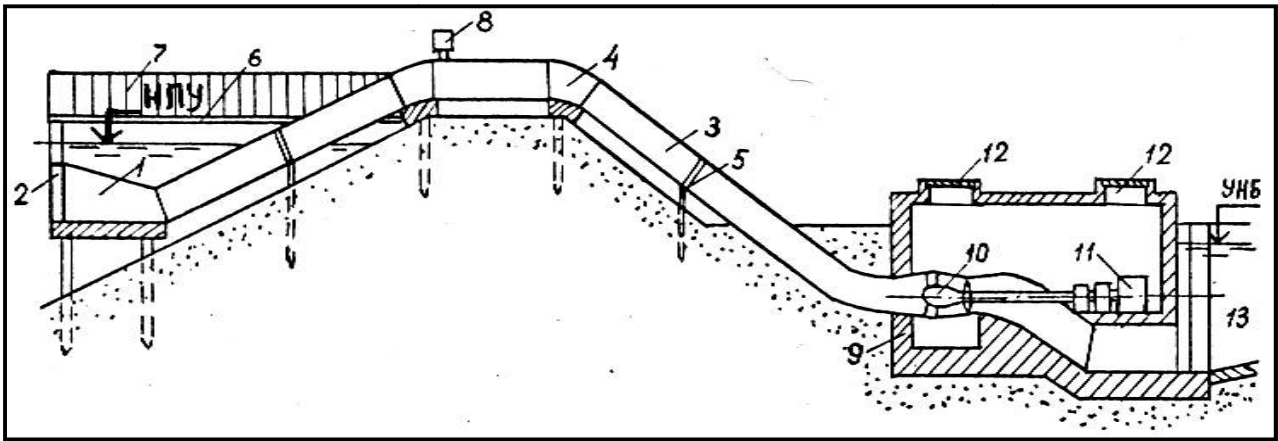


Рис.8.16. Схема приплотинного здания ГЭС с сифонным подводом воды:

- 1 – водоприемник; 2 – сороудерживающая решетка; 3 – сифонный трубопровод;
 4 – анкерная опора трубопровода; 5 – промежуточная опора; 6 – служебный мостик;
 7 – ограждение; 8 – клапан присоединения вакуум-насоса; 9 – здание ГЭС; 10 – турбина;
 11 – генератор; 12 – съемная крышка; 13 – отводящий канал

8.3. Водоприемники зданий ГЭС

Водоприемники предназначены для приема воды из водохранилища или водотока. Они должны обеспечивать: поступление необходимых расходов воды в водоводы; прекращения поступления воды во время осмотра или ремонта, а также в случае аварии; защиту проточного тракта от проникновения донных наносов, плавающих тел, крупного сора, шуги и льда.

Водоприемники русловых ГЭС являются частью здания ГЭС; водоприемники плотинных ГЭС располагаются на стационарных плотинах (рис. 8.17).

Отметка порога водоприемника определяется как

$$\text{Пор} = \text{УМО} - H_{\text{реш}} - h_{\text{зап}}, \quad (8.5)$$

где $H_{\text{реш}}$ – высота решетки, м; $h_{\text{зап}}$ – запас, учитывающий толщину льда или высоту волны;

$$H_{\text{реш}} = F_{\text{реш}} / B_{\text{реш}}, \quad (8.6)$$

здесь $F_{\text{реш}}$ – площадь живого сечения решетки; $B_{\text{реш}}$ – ширина решетки, принимаемая приближенно равной ширине блока агрегата.

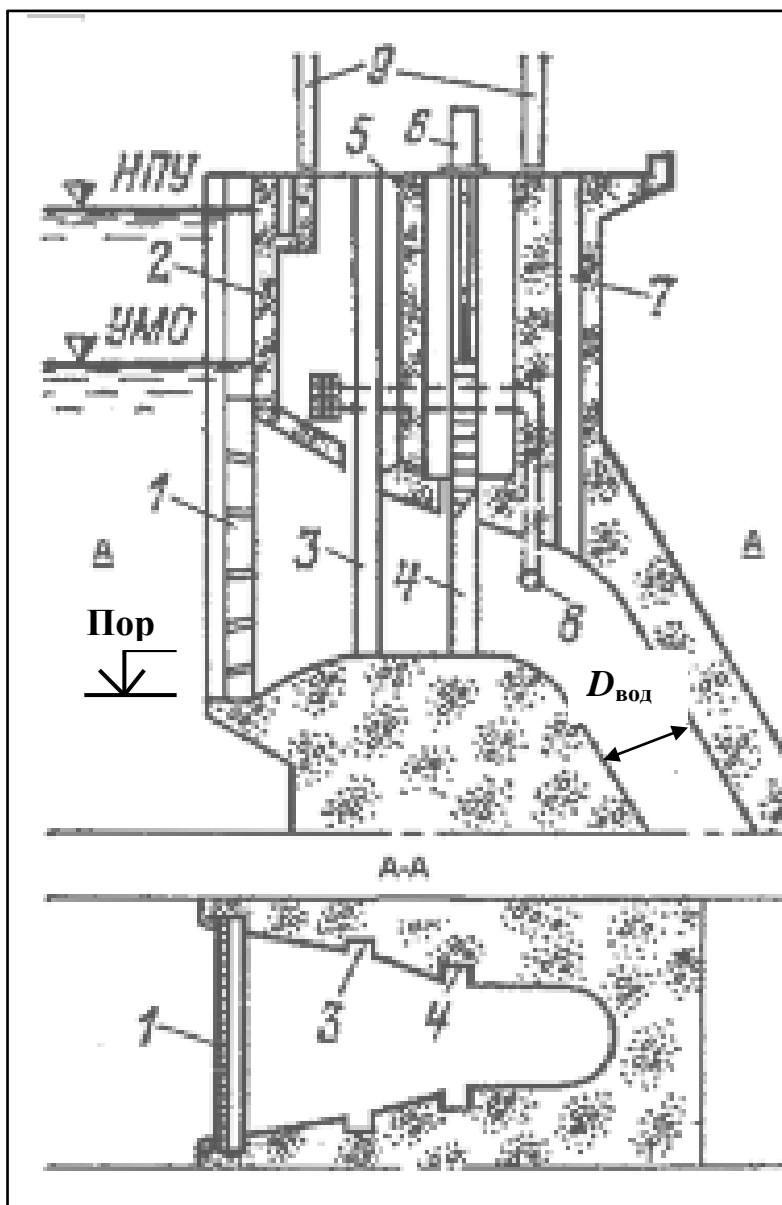


Рис.8.17. Схема водоприемника:

1 – сороудерживающая решетка; 2 – забральная стенка; 3 и 4 – пазы ремонтного и аварийного затворов; 5 – промежуточная стенка; 6 – гидropодъемник; 7 – аэрационная труба; 8 – обводная труба (байпас) для заполнения проточного тракта водой; 9 – козловой кран (при использовании автомобильных кранов может отсутствовать)

Площадь живого сечения решетки:

$$F_{\text{реш}} = Q_{\text{реш}} / V_{\text{реш}}, \quad (8.7)$$

где $Q_{\text{реш}}$ – расход воды через решетку, принимаемый равным расходу одной турбины; $V_{\text{реш}}$ – скорость потока через решётку, м/с; скорость потока рекомендуется принимать не более 1 м/с из-за условий обеспечения очистки решетки.

Для предотвращения образования воздушной воронки перед решеткой должно выполняться условие:

$$H_{\text{реш}} + h_{\text{зап}} \geq H_{\text{крит}}, \quad (8.8)$$

где критическая глубина расположения порога, м:

$$H_{\text{крит}} \geq 0,36 D_{\text{вод}} (V_{\text{вод}} / \sqrt{g D_{\text{вод}}})^{0,67}, \quad (8.9)$$

$V_{\text{вод}}$ – скорость воды в турбинном водоводе; $D_{\text{вод}}$ – диаметр этого водовода.

9. КОМПОНОВКА И СООРУЖЕНИЯ ГИДРОУЗЛА

9.1. Схемы гидроузлов

Гидроузлы на малых реках, как и гидроузлы на крупных водотоках, принято делить на низко-, средне- и высоконапорные [19]. Такое деление позволяет наметить общие черты различных гидроузлов (табл. 9.1).

Низконапорные гидроузлы целесообразны в равнинных условиях, когда большое затопление земель нежелательно или невозможно, что характерно для густонаселенных местностей.

Таблица 9.1

Примерная характеристика гидроузлов на малых реках

Показатели и сооружения	Гидроузлы		
	Низконапорный	Средненапорный	Высоконапорный
Напор H , м	< 8-10	10-40	> 30-40
Положение НПУ	В пределах русла или выше	В пределах поймы или выше	В пределах долины реки
Соотношения: - сбросного расхода $Q_{\text{сбр}}$ и максимального расхода реки $Q_{\text{макс}}$ - длин водосбросного B и подпорного L фронтов - напора H и амплитуды колебания уровня воды в реке H_6	$Q_{\text{сбр}} = Q_{\text{макс}}$ $B \approx L$ $H > H_6$	$Q_{\text{сбр}} \leq Q_{\text{макс}}$ $B \leq L$ $H > H_6$	$Q_{\text{сбр}} < Q_{\text{макс}}$ $B < L$ $H > H_6$
Регулирование стока	Отсутствует	Сезонное	Сезонное, многолетнее
Здание ГЭС	Русловое, совмещенное, водосливное	Приплотинное	Приплотинное, деривационное
Водосброс	Автоматический открытый или трубчатый; с затворами; по пойме	Открытый с затворами; водосливная плотина	Водосливная плотина, туннельные и др.

Для малообжитой территории Северо-Востока и Севера Европейской части РФ предпочтительны средненапорные гидроузлы, позволяющие создавать водохранилища длительного регулирования стока.

Высоконапорные гидроузлы могут сооружаться в горных и предгорных районах (где при значительном напоре площади затопления невелики), при деривационной схеме ГЭС, на участках переброски стока.

Опыт разработки крупных ГЭС, вобравший учет местных условий и всевозможных требований, реализуется в различных компоновках гидроузлов – русловых, пойменных, смешанных, деривационных и др.

Однако непосредственное перенесение этого опыта на ГЭС на малых реках может привести к неоправданному усложнению и удорожанию таких ГЭС, поэтому при их проектировании необходимо учитывать особенности малых рек: небольшие глубину, ширину и скорость течения; малые расходы воды в межень, существенную неравномерность стока и др. Описанные особенности часто позволяют отказываться от строительных водосбросов и больших перемычек. В равнинных условиях целесообразно пойменное размещение эксплуатационного водосброса, возводимого под защитой целиков или небольших перемычек. При скорости течения до 1 м/с плотину можно отсыпать в текущую воду с оставлением прорана, который перегораживается каменной наброской в период низкой межени [25].

Если объемы работ по сооружениям гидроузла небольшие, возможно их возведение в период от конца половодья до начала следующего, в связи с чем отпадает пропуск максимальных строительных расходов.

Малые размеры котлована здания ГЭС дают возможность сооружения его в пойме реки, так как при этом отпадает необходимость в перемычках, улучшаются условия работы строительных машин и т. п.

Возможность утилизации весьма низких напоров позволяет создавать так называемые русловые гидроузлы [19] – такие, в которых НПУ не превышает бровки русла. При этом:

- затапливаются земли только русел основной реки и ее притоков;
- минимизируются подтопления;
- снижается длина подпорного фронта;
- почти исключаются потери на дополнительное испарение;

- отсутствует затопление поймы и склонов долины;
- пойма или ее часть могут использоваться для пропуска максимальных расходов;
- практически не изменяется бытовой режим жидкого стока и транзитный сток наносов;
- водообмен в водохранилище приближается к бытовому;
- сохраняется возможность миграции рыб (при высоких уровнях по пойме).

Схемы русловых гидроузлов разнообразны [19,25]. Они могут быть представлены двумя основными вариантами (рис. 9.1):

- с односторонним пропуском воды по пойме (рис. 9.1, а, в),
- с двухсторонним пропуском воды (рис. 9.1, б, г).

В состав русловых гидроузлов могут входить глухие плотины, здание ГЭС, водосброс, струенаправляющие дамбы. Плотины, а также здания ГЭС руслового типа создают напор. Водосброс предназначается для сброса небольшой части максимальных расходов – как правило, дождевых паводков, чтобы избежать затопления поймы в летне-осенний период. Дамбы защищают примыкания плотин и пойму от размывов. На рис. 9.2 представлен генплан руслового гидроузла на р. Линда, разработанный под руководством автора. Гидроузел предназначен для электроснабжения санатория «Филипповский» в Нижегородской области. Установленная мощность ГЭС 100 кВт, среднемноголетняя выработка электроэнергии 0,48 млн. кВт·ч/год.

При возможности затопления поймы могут создаваться водохранилищные гидроузлы [19], обладающие возможностью регулирования стока (рис. 9.3).

Такие гидроузлы являются средне- (рис. 9.4, 9.5) или высоконапорными. Схемы этих гидроузлов мало отличаются от гидроузлов на крупных реках.

Однако при этом возможно существенное отчуждение земель, приводящее к значительным геоэкологическим, социальным и экономическим ущербам.

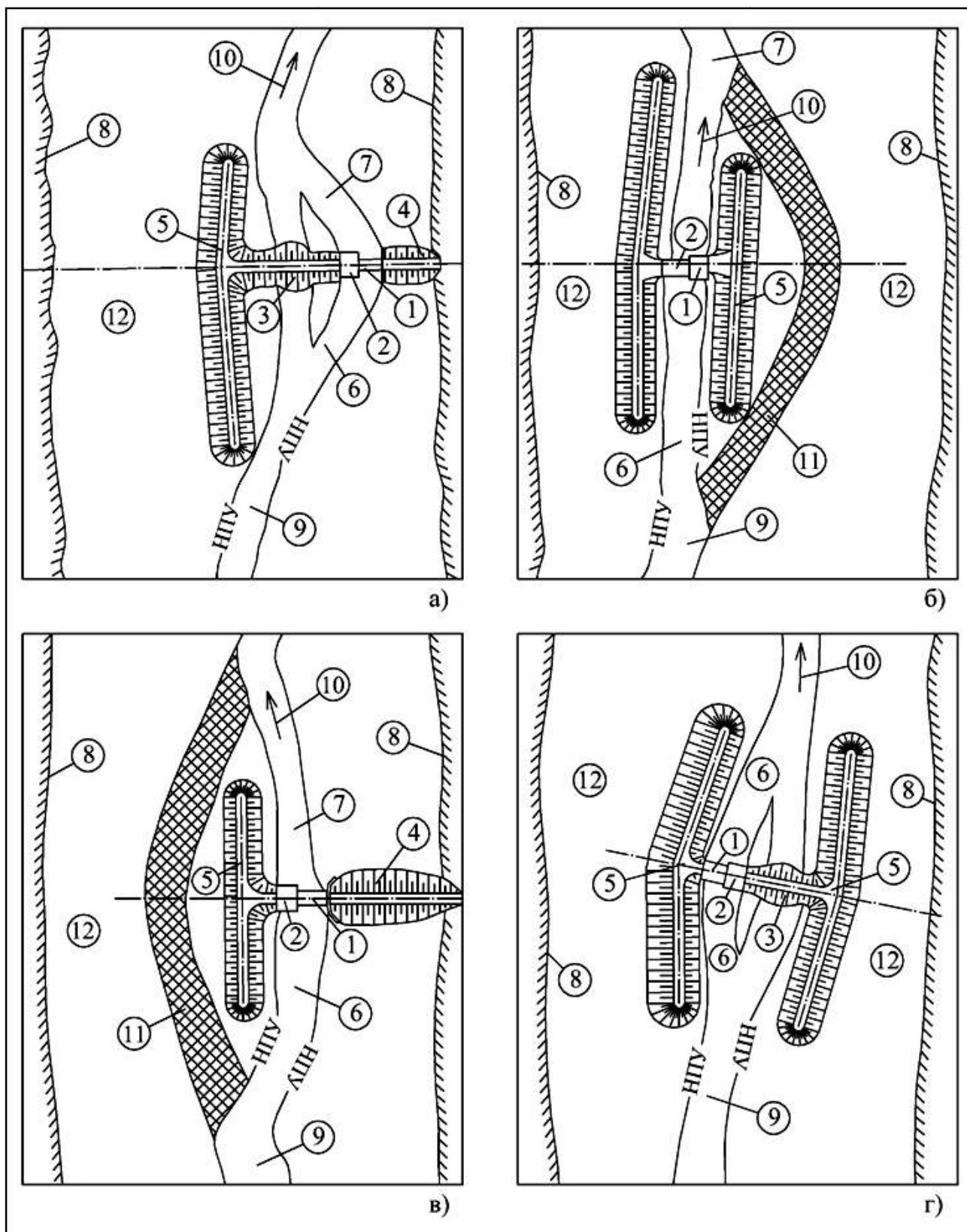


Рис. 9.1. Схемы русловых гидроузлов:

1 – здание ГЭС; 2 – водосброс; 3 – русловая плотина; 4 – пойменная плотина;
 5 – струенаправляющая дамба; 6 – подводящий и 7 – отводящий каналы; 8 –
 склон долины реки; 9 – русло реки; 10 – направление течения; 11 – засыпка
 русла; 12 – пойма, используемая для пропуска максимальных расходов

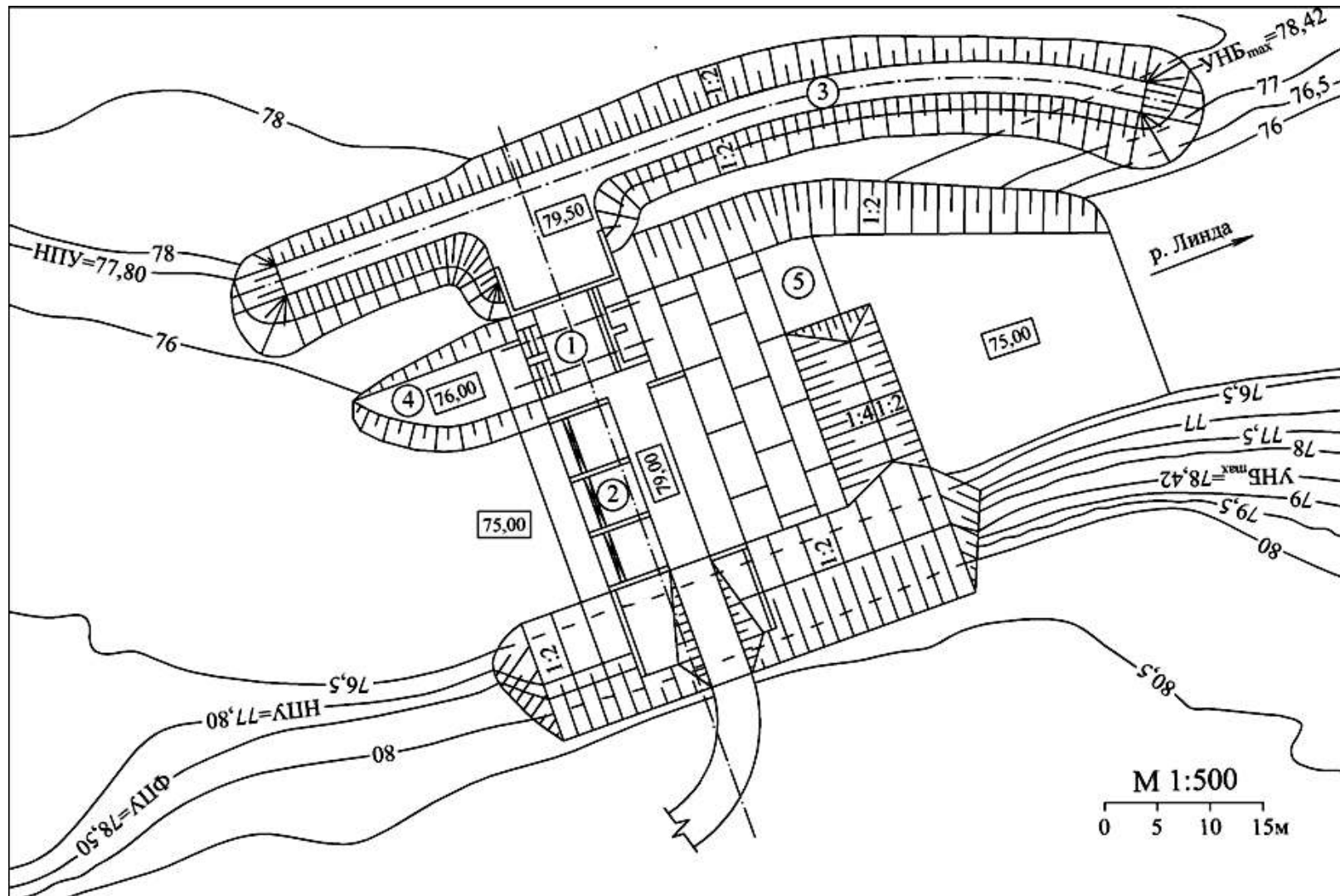


Рис. 9.2. Генплан руслового гидроузла на р. Линда в Нижегородской области (проект ННГАСУ):
 1 – здание ГЭС; 2 – водосброс; 3 – струенаправляющая дамба; 4 – подводящий канал ГЭС; 5 – отводящий канал

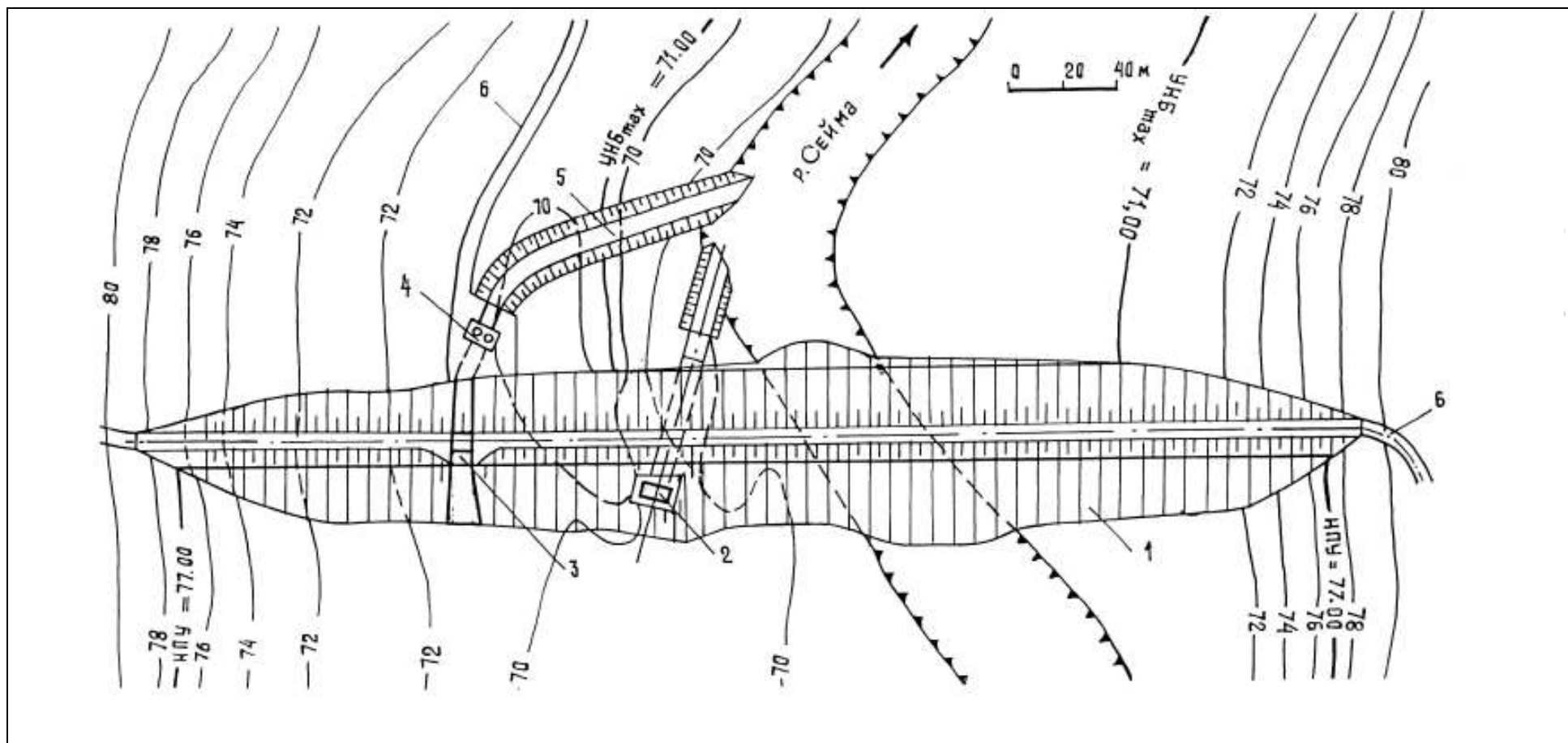


Рис. 9.3. Гидроузел на р. Сейма, г. Володарск Нижегородской области (проект ННГАСУ):

1 – земляная плотина; 2 – ковшовый водосброс; 3 – водоприемник ГЭС; 4 – здание ГЭС; 5 – отводящий канал ГЭС;
6 – дорога к зданию ГЭС и по гребню плотины

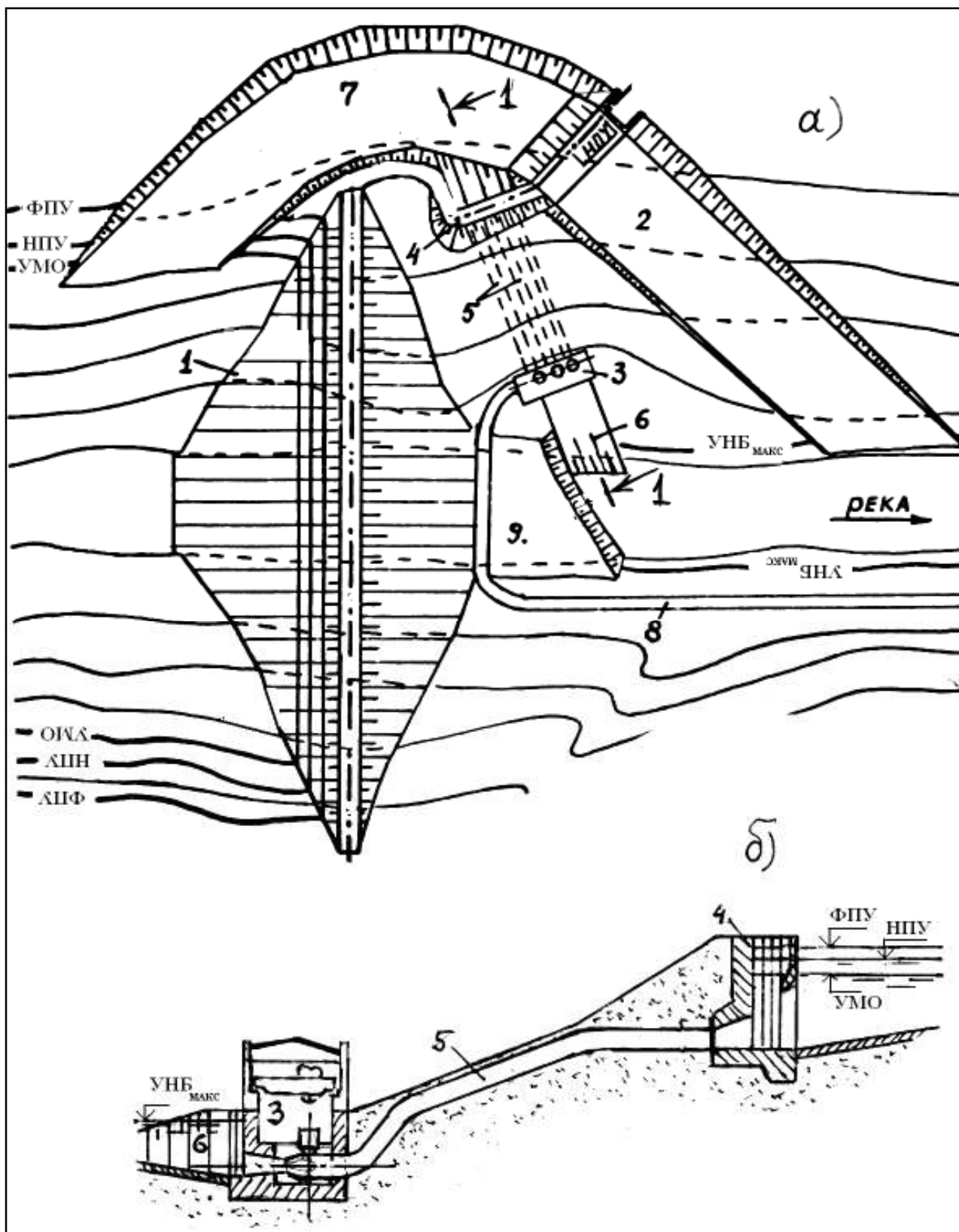


Рис.9.4. Схема средненапорного гидроузла с общим подводящим каналом ГЭС и водосброса:

- а) план гидроузла; б) разрез 1 – 1 по водопроводящим путям ГЭС;
 1 – глухая плотина; 2 – водосброс; 3 – здание ГЭС; 4 – водоприемник;
 5 – турбинные трубопроводы; 6 – отводящий канал ГЭС; 7 – подводящий канал ГЭС и водосброса; 8 – дорога к зданию ГЭС; 9 – засыпка русла

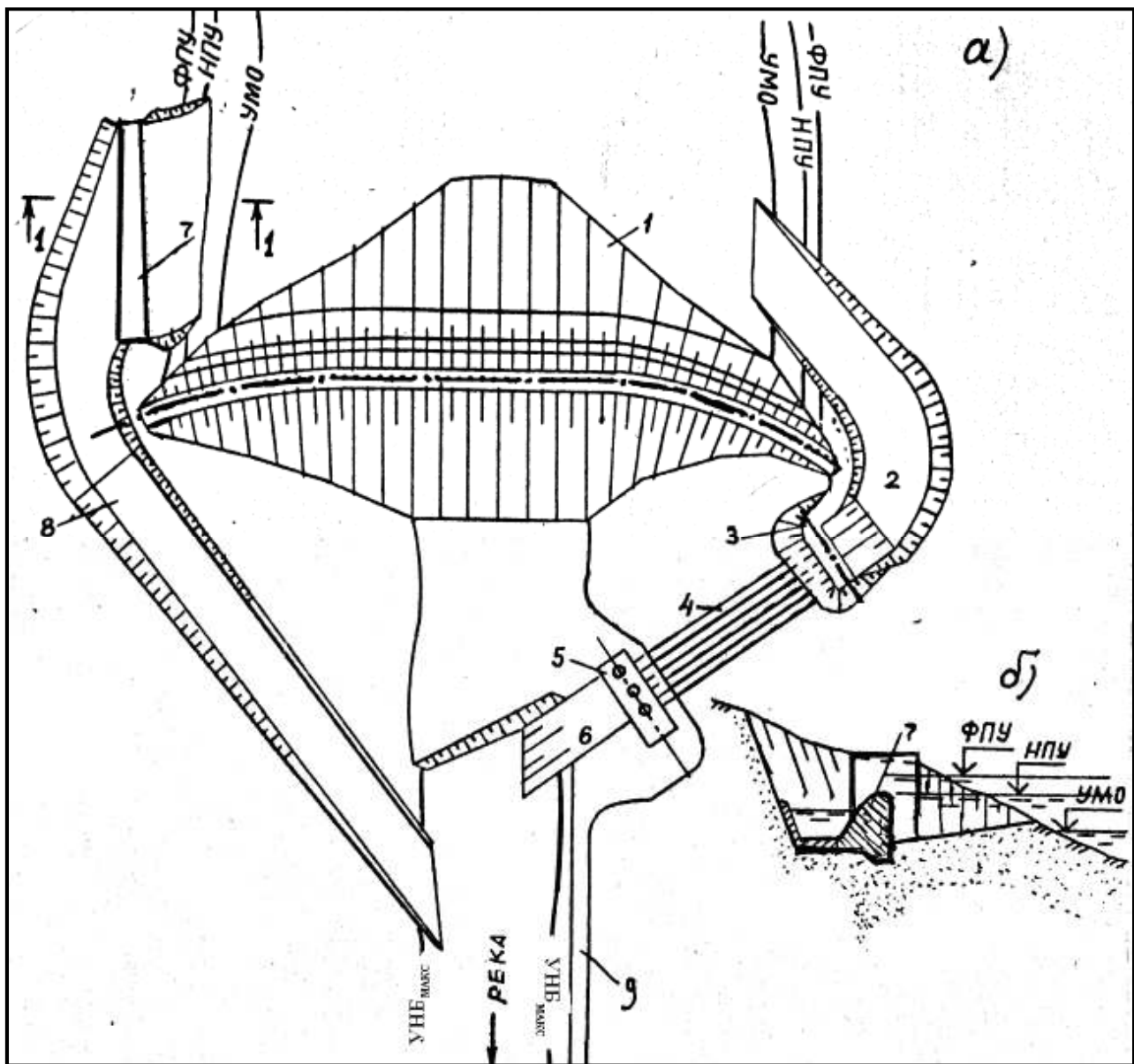


Рис.9.5. Схема средненапорного гидроузла с водосбросом с боковым отводом воды:

а) план гидроузла; б) разрез 1 – 1 по водосбросу;

1 – глухая плотина; 2 – подводящий канал; 3 – водоприемник; 4 – турбинные водоводы; 5 – здание ГЭС; 6 – отводящий канал; 7 – водослив; 8 – быстроток; 9 – дорога к зданию ГЭС

9.2. Типы и конструкции подпорных сооружений

В гидроузлах на малых реках наибольшее распространение в качестве водоподпорных сооружений получили плотины из грунтовых материалов. При этом в равнинных условиях применяются земляные плотины – насыпные и намывные (рис. 9.6-9.7).

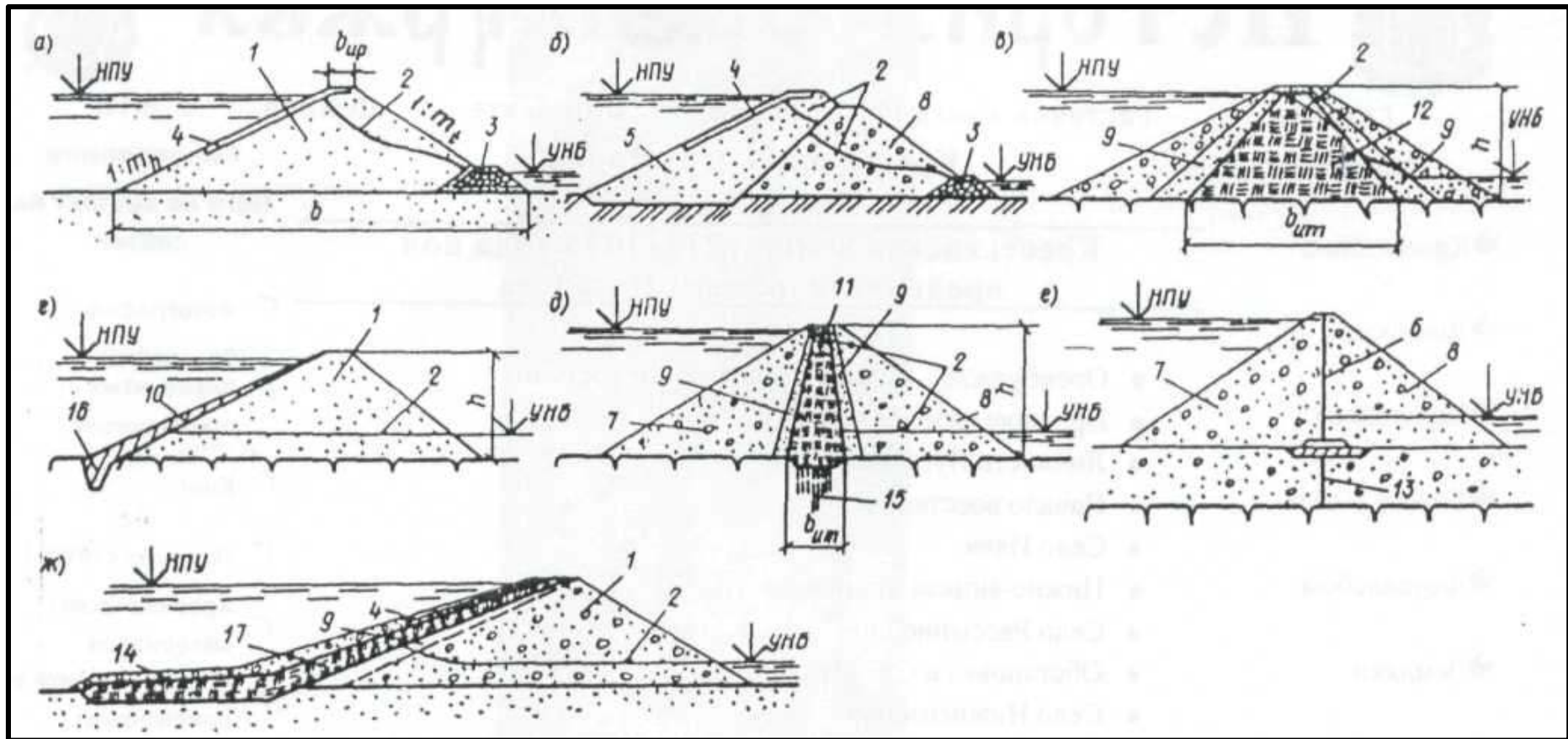


Рис. 9.6. Виды земляных насыпных плотин:

1 – тело плотины; 2 – поверхность депрессии; 3 – дренаж; 4 – крепление откосов; 5 – верховая грунтовая противofильтрационная призма; 6 – диафрагма; 7 – верховая призма; 8 – низовая призма; 9 – переходный слой; 10 – экран из негрунтовых материалов; 11 – грунтовое ядро; 12 – центральная грунтовая противofильтрационная призма; 13 – шпунт или стенка; 14 – понур; 15 – инъекционная (цементационная) завеса (ви-сячая); 16 – зуб; 17 – грунтовый экран; h – высота плотины; b – ширина плотины понизу; b_{um} – ширина противofильтрационного устройства понизу; b_{up} – ширина плотины по гребню; m_h – коэффициент верхового откоса; m_t – коэффициент низового откоса

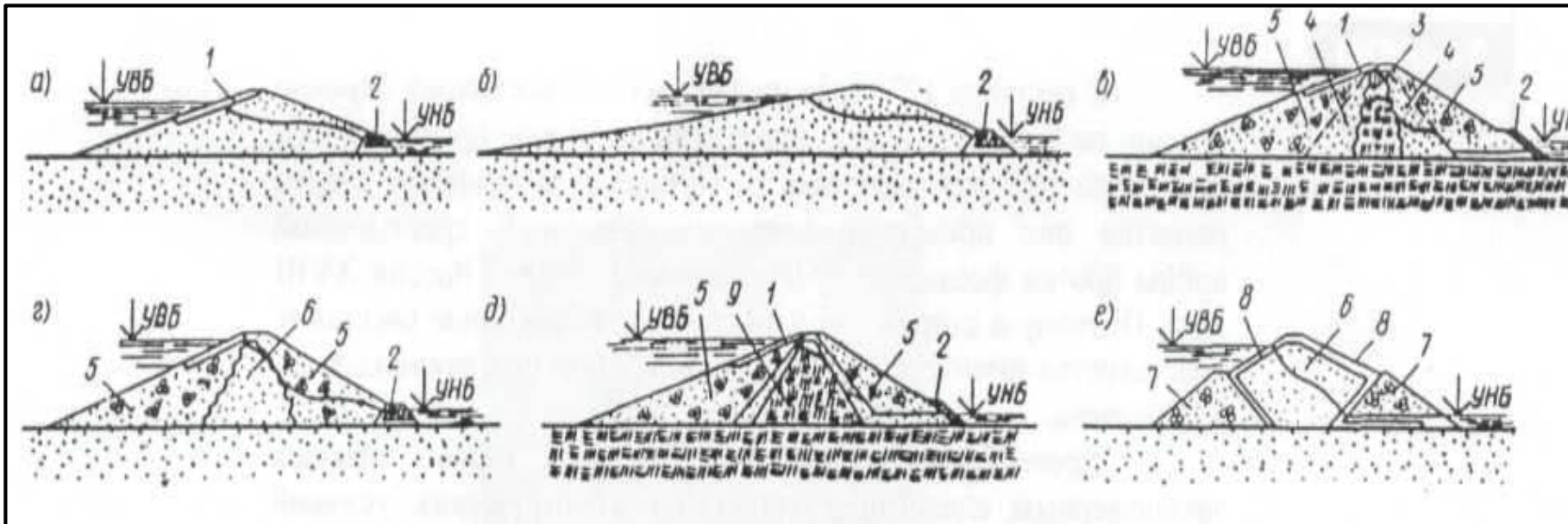


Рис. 9.7. Виды намывных плотин:

1 – крепление верхового откоса; 2 – дренаж; 3 – намывное ядро; 4 - намывные промежуточные зоны; 5 – намывные боковые зоны; 6 – намывная центральная слабопроницаемая зона; 7 – боковые насыпные призмы (банкетты); 8 – сейсмостойкое крепление откоса; 9 – насыпное глинистое ядро

Конструкции земляных плотин разнообразны. Широко распространены однородные плотины в силу простоты конструкции и возведения.

Однородные сооружения характеризуются тем, что их тело состоит из материала одного качества – песка, супеси, суглинка. При соответствующих условиях, как правило, для снижения фильтрационных потерь воды возводят неоднородные плотины, в состав тела которых входят противофильтрационные элементы (ядра, экраны, диафрагмы).

Земляные плотины конструктивно могут быть с уположенным верховым откосом, не требующим специального крепления от волнового воздействия воды верхнего бьефа (рис. 9.8), или с крепленным верховым откосом (рис. 9.9).

Конструкции плотин с уположенным верховым откосом высотой до 10 м разработаны в типовом проекте 820-0-5. Условия применения и характеристика разнообразны. Их строительство осуществляется механизированным способом с послойной укаткой грунта. Верховой откос выполняется некрепленным с заложением $m_1=6-10$, низовой откос с заложением $m_2 \geq 2$ крепится засевом трав по слою растительного грунта. Гребень плотины состоит из двух частей: основной – для устройства проезжей части шириной в зависимости от вида и категории дороги, и размываемой – восстанавливаемой при эксплуатации.

Конструкции плотин с крепленным верховым откосом высотой до 15 м разработаны в типовом проекте 820-0-01. Их применение ограничивается глубиной промерзания грунта до 2 м и высотой волны до 1,5 м. Низовой откос плотин заложением m_2 закрепляется посевом многолетних трав по слою растительного грунта, а верховой откос с заложением m_1 – различными видами крепления в зависимости от местных возможностей.

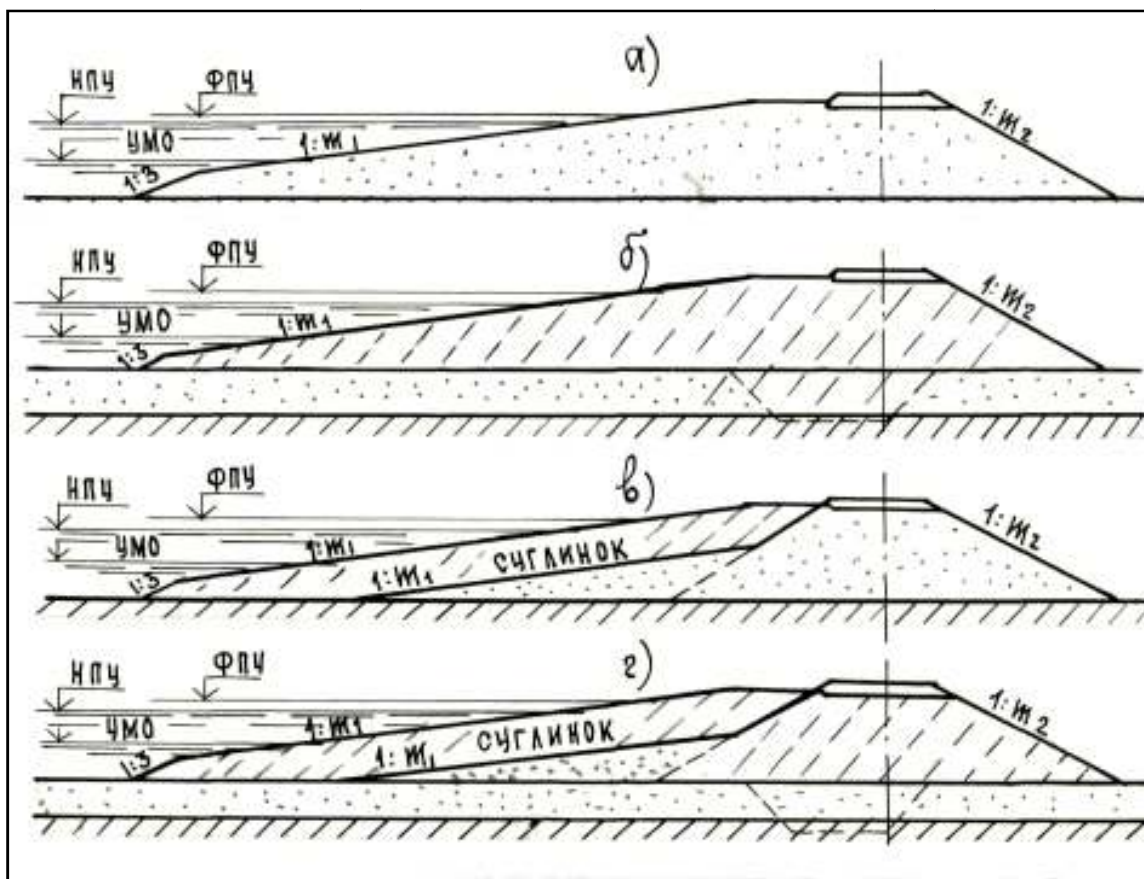


Рис. 9.8. Земляные насыпные плотины с уположенным верховым откосом:

а, б – однородные; *в, г* – неоднородные

9.3. Типы и конструкции водосбросных сооружений

Главнейшим параметром водосброса является расход воды $Q_{сбр}$, который необходимо пропустить из верхнего бьефа в нижний в период паводка или половодья. Сбросной расход определяется максимальными расходами реки, величина которых назначается по обеспеченности в соответствии со [45].

К другим параметрам водосбросов в зависимости от их типа относятся: число и размеры водосбросных отверстий, длина водосбросного (водосливного) фронта, площади поперечного сечения отводящих сооружений, размеры гасящих энергию потока сооружений и др.

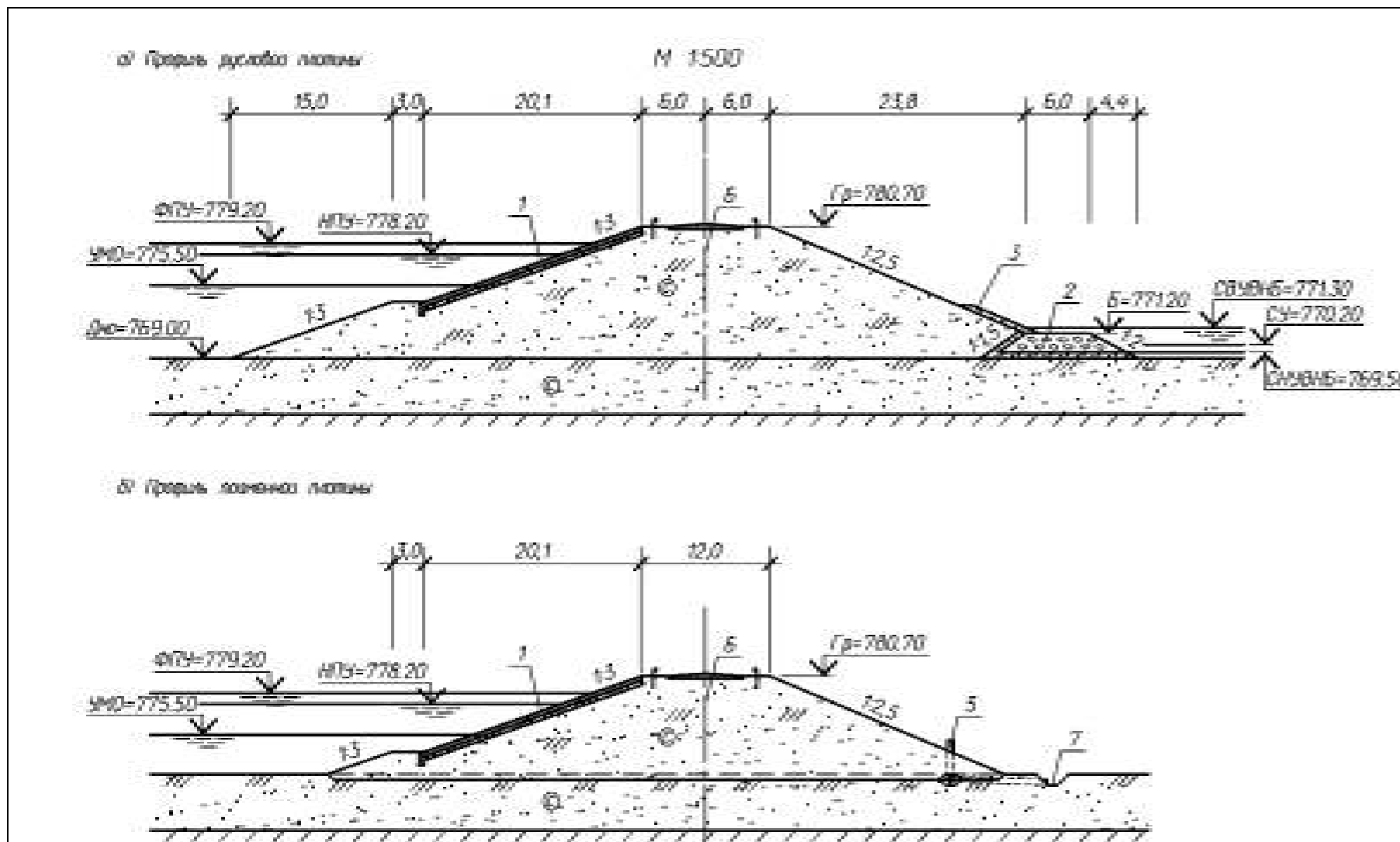


Рис. 9.9. Профили русловой (а) и пойменной (б) плотин с укрепленным верховым откосом:
 1 – укрепление откоса; 2 – дренажный банкет; 3 – наклонный дренаж; 4 – трубчатый дренаж; 5 – смотровой колодец; 6 – ось плотины; 7 – дренажный коллектор

В гидроузлах на малых реках наиболее распространены: водосливные плотины, водосбросы башенные, трубчатые, береговые, естественные (по пойме). Водосбросы могут быть автоматического действия (нерегулируемые), когда сброс воды осуществляется при превышении уровня верхнего бьефа порога или гребня водосброса, и регулируемые, в которых сброс воды происходит при открытии затворов.

Водосливные плотины выполняют обычно с широким и низким порогом, отверстия водослива перекрываются затворами (рис. 9.10). Такие плотины применяются при сравнительно больших сбросных расходах, строятся по индивидуальным или типовым проектам.

При меньших сбросных расходах воды распространены башенные водосбросы. На рис. 9.11 показан башенный водосброс автоматического действия. Сброс максимальных расходов воды осуществляется переливом через гребень башни при подъеме уровня водохранилища до ФПУ (форсировка). В низу башни имеется водоспускное донное отверстие с затвором, позволяющее подавать санитарные попуски в нижний бьеф и опорожнять водохранилище.

К береговым водосбросам относят быстротоки и многоступенчатые перепады. Они являются открытыми водосбросами. Могут снабжаться затворами или быть автоматического действия.

На рис. 9.12 представлена схема быстротока. Так, водосброс открытый автоматического действия при перепаде уровней воды бьефов 5-15 м на сбросной расход 20-50 м³/с представляет собой открытый лоток; он состоит из подводящего и отводящего каналов, входного оголовка с мостом, водоската и концевого участка. Сооружение запроектировано из сборно-монолитного железобетона с применением унифицированных изделий. Сброс воды осуществляется при подъеме УВБ над НПУ на 0,6-0,8 м.

Из трубчатых водосбросов преимущественно пользуются водосбросы с ковшовым верхним оголовком (рис. 9.13). Они рассчитаны на сбросной расход до 50 м³/с при перепаде уровня бьефов от 7 до 15 м. Водосбросы представляют собой железобетонные водоводы из одной, двух, трех или четырех ниток

круглых труб с входным и выходным оголовками; диаметр труб 1,4 м. Сброс воды производится при форсировке УВБ.

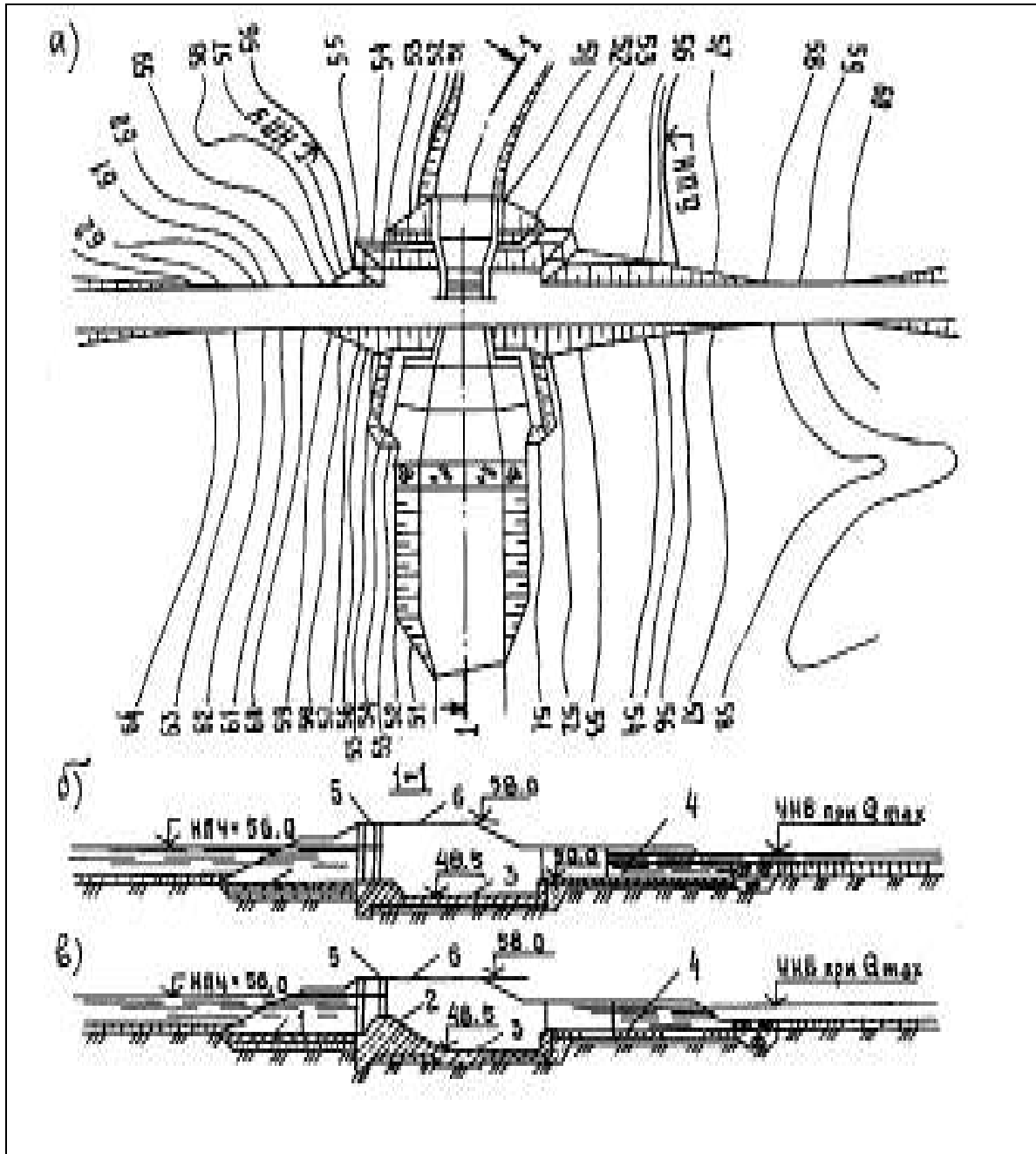


Рис. 9.10. Низконапорный гидроузел с водосливной плотиной:

а – схема гидроузла; *б* – водосливная плотина с широким порогом; *в* – водосливная плотина практического профиля; *1* – понур; *2* – водослив; *3* – водобой; *4* – рисберма; *5* – пазы затворов; *6* – мост

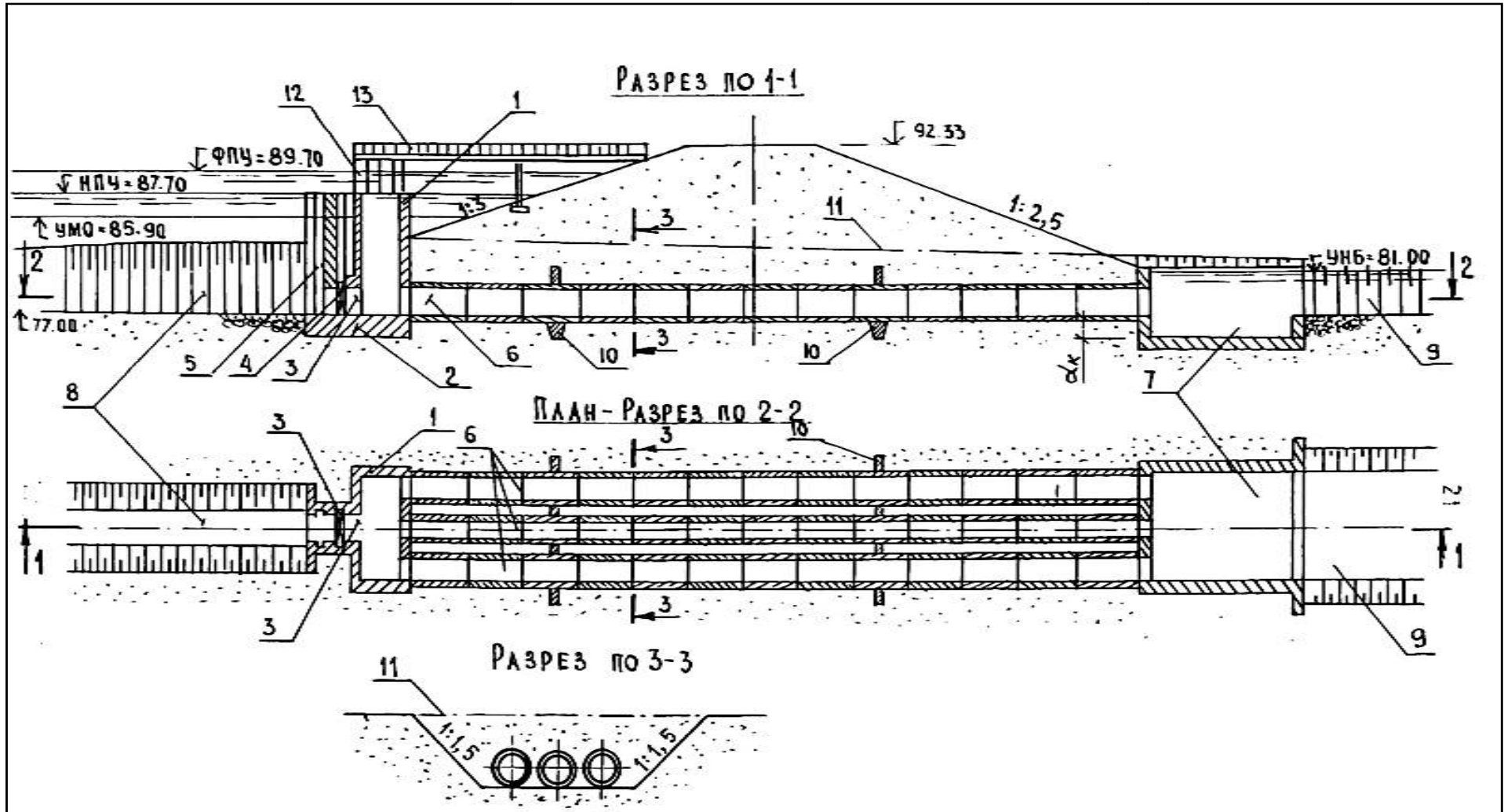


Рис. 9.11. Башенный водосброс, совмещенный с водоспуском:

1 – стенка и 2 – фундамент башни; 3 – отверстие и 4 – затвор водоспуска; 5 – паз ремонтного затвора; 6 – отводящий трубопровод; 7 – водобойный колодец; 8 – подводящий и 9 – отводящий каналы; 10 – диафрагма; 11 – поверхность земли; 12 – решетка; 13 – мостик

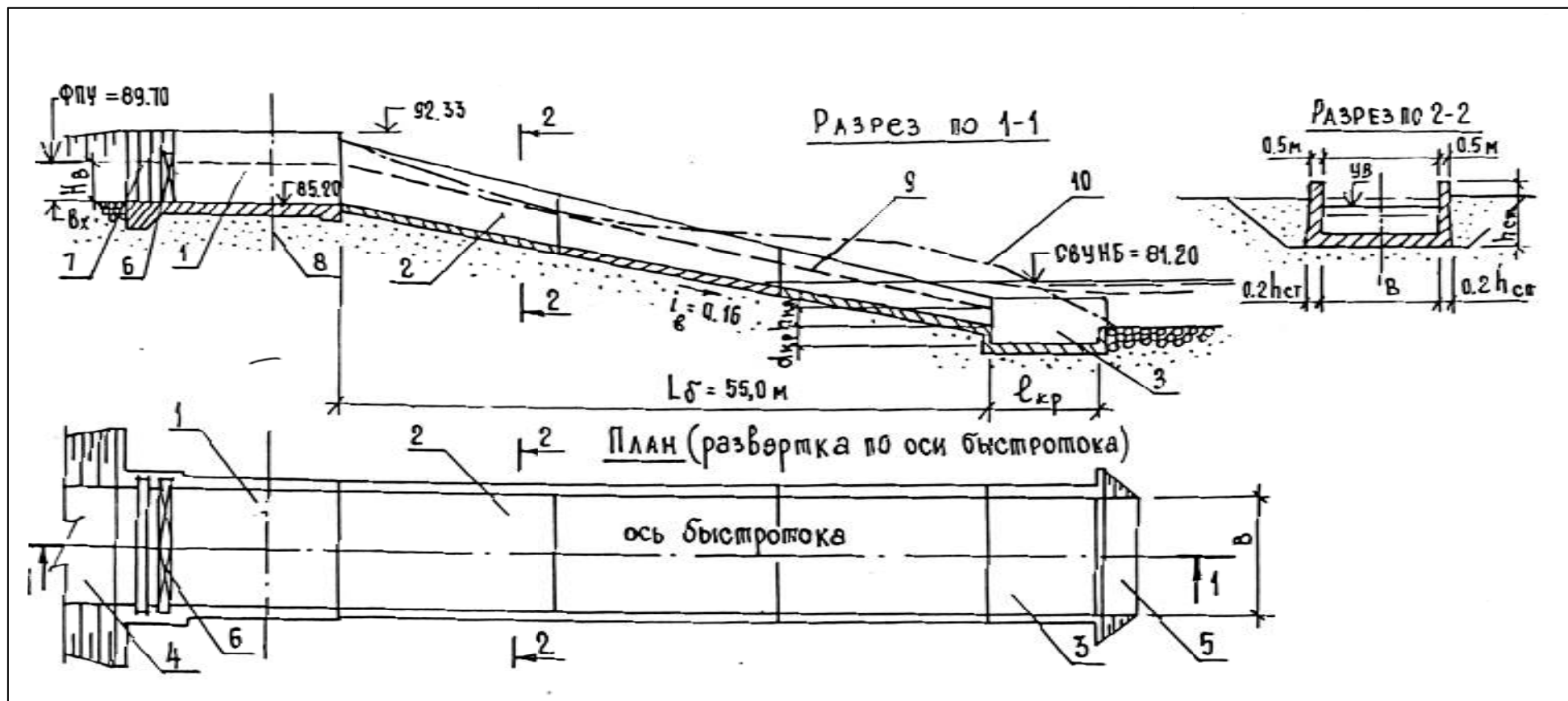


Рис. 9.12. Схема водосброса – быстроток:

1 – головная часть; 2 – водоскат; 3 – гаситель (водобойный колодец); 4 – подводящий канал; 5 – отводящий канал; 6 – рабочий затвор; 7 – паз ремонтного затвора; 8 – ось плотины; 9 – поверхность воды на водоскате; 10 – поверхность земли

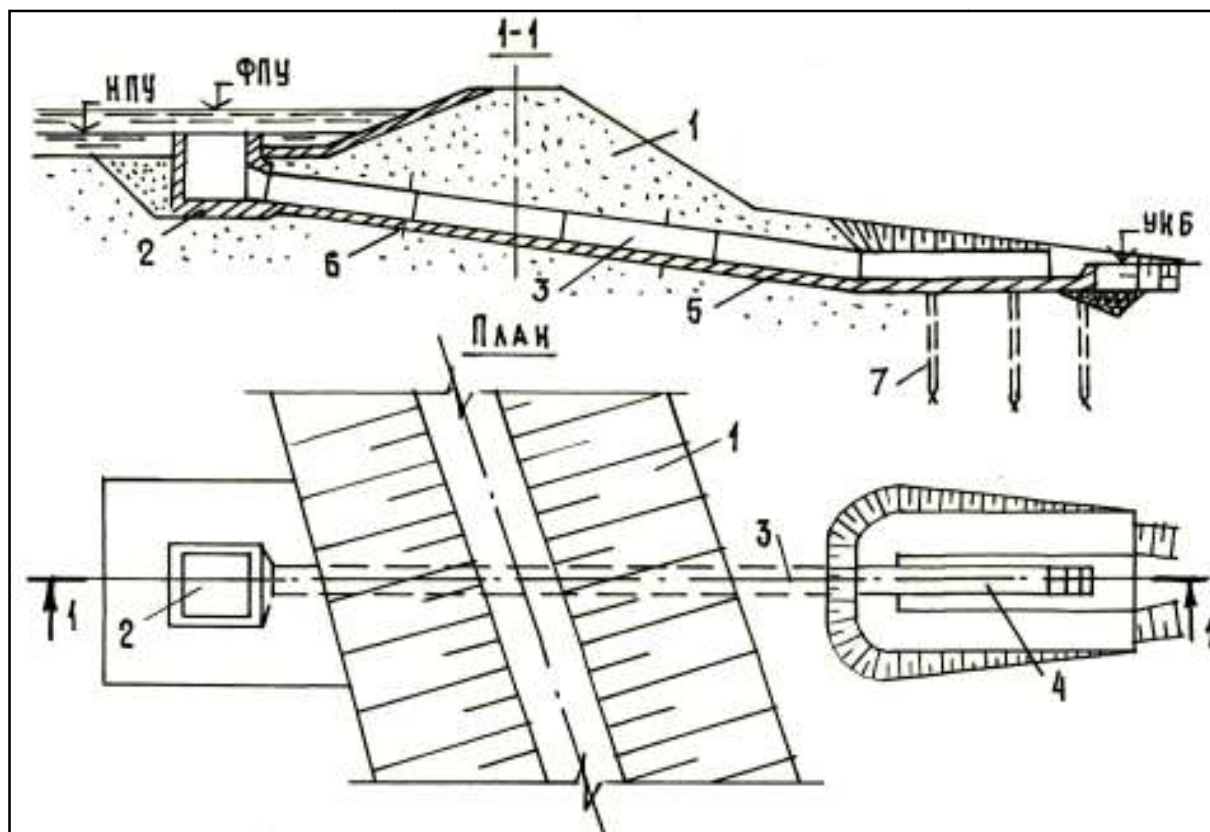


Рис. 9.13. Трубчатый водосброс с ковшовым оголовком:

1 – плотина; 2 – верховой оголовок; 3 – трубопровод; 4 – выходной низовой оголовок; 5 – основание трубопровода; 6 – диафрагма; 7 – сваи

9.4. Компоновка гидроузла

Схема гидроузла определяется, прежде всего, схемой создания напора (см. раздел 9.1).

Для плотинной схемы создания напора обязателен следующий состав сооружений:

- подпорные сооружения,
- энергетические сооружения,
- водосбросные сооружения,
- сооружения для пропуска расходов при строительстве гидроузла.

В зависимости от использования водных ресурсов различными отраслями водного хозяйства могут иметь место другие сооружения.

Под компоновкой гидроузла понимается расположение сооружений относительно реки и друг друга. Компоновка гидроузла создается с учетом следующих требований:

- каждое сооружение гидроузла должно функционировать наилучшим образом, не мешать работе других сооружений;
- размещение сооружений должно обеспечивать благоприятный гидравлический режим и удобную эксплуатацию;
- конструкции сооружений должны быть удобными для производства строительных работ и обеспечивать надежный пропуск строительных расходов.

Последнее обстоятельство, т. е. пропуск строительных расходов, имеет весьма существенное значение для компоновки гидроузла.

Возведение гидроузлов на малых реках осуществляют при двух основных способах пропуска строительных расходов:

- с отводом воды из русла реки;
- без отвода воды из русла.

По первому способу вначале отводят воду, например, по строительному каналу; далее русло реки огораживают временными дамбами - строительными перемычками, под защитой которых возводят водосбросное сооружение; по готовности последнего речную воду направляют в это сооружение, а строительный канал перегораживают подпорными сооружениями.

По второму способу водосбросное сооружение возводят на пойме или в части русла; речная вода в это время проходит или по всему сечению русла, или по свободной его части; при готовности водосброса воду направляют в него, а в русле возводят подпорные сооружения.

При достаточно широком русле пропуск строительных расходов может осуществляться путем секционирования русла.

В соответствии с размещением водосбросного сооружения различают компоновку русловую, пойменную, береговую, смешанную.

10. ЭФФЕКТИВНОСТЬ СООРУЖЕНИЯ ГЭС

10.1. Общие положения

Различают экологическую, социальную и экономическую эффективность.

Экологическая эффективность состоит в снижении загрязнения или уменьшении отрицательных воздействий на природную среду – водные объекты, атмосферный воздух, земельные и лесные угодья и т. п.

Социальная эффективность проявляется в улучшении условий жизнедеятельности населения, снижении заболеваемости, увеличении надежности снабжения энергией, топливом, продуктами питания и др.

Экономическая эффективность определяется соотношением экономических (стоимостных) результатов и экономических (стоимостных) затрат. В оценку экономической эффективности включаются в стоимостном выражении экологические и социальные эффекты.

При определении эффективности освоения гидроэнергоресурсов(ГЭР) используется системный подход, заключающийся в том, что исследуются результаты и последствия освоения ГЭР не только в гидроэнергетике, но также в энергетике альтернативной. При этом эффективность характеризуется системой показателей, отражающих экологическую, социальную и экономическую стороны последствий утилизации гидроэнергоресурсов. Экологические и социальные показатели приводятся как в стоимостном выражении, так и в натуральной форме. Последняя имеет самостоятельное значение, так как отражает количественные эффекты, не зависящие от экономической ситуации; кроме того, некоторые эффекты не получили ещё своего экономического выражения, или же это выражение некорректно, спорно, весьма приближенно.

10.2. Эффекты освоения гидроэнергоресурсов

Освоение гидроэнергоресурсов малых рек образует эффекты

- а) в пределах влияния гидроузлов и водохранилищ,
- б) в сфере влияния альтернативных электростанций.

Эффекты в последней являются следствием уменьшения производства электроэнергии этими электростанциями на величину:

$$\mathcal{E}_{\text{альт}} = \beta_{\mathcal{E}} \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}, \quad (10.1)$$

где $\beta_{\mathcal{E}}$ - коэффициент увеличения выработки электроэнергии альтернативных станций по сравнению с ГЭС; это увеличение связано со следующими обстоятельствами:

- большим расходом энергии на собственные нужды, доходящим до 10 % произведенной энергии;
- большей аварийностью агрегатов – от 2 % для пиковых ТЭС до 4 % для блочных агрегатов;
- потерями в электросетях от ТЭС до отдаленных потребителей;
- в силу небольшой мощности ГЭС на малых реках передача их энергии на расстояние более 20-30 км невыгодна, поэтому такие ГЭС размещаются вблизи потребителей, что существенно снижает потери.

Поскольку основным источником электроэнергии в зонах централизованного электроснабжения являются тепловые электростанции, они принимаются в качестве альтернативы для ГЭС. Для ТЭС коэффициент $\beta_{\mathcal{E}}$ может достигать 1,2.

Для удаленных, изолированных от централизованного электроснабжения районов РФ альтернативными электростанциями являются ДЭС, потребляющие дизельное топливо. При этом коэффициент увеличения выработки электроэнергии ДЭС, связанный с большим расходом на собственные нужды и аварийностью, рекомендуется $\beta_{\mathcal{E}}=1,1$.

10.2.1. Эффекты в сфере влияния альтернативных электростанций

Уменьшение производства электроэнергии альтернативными электростанциями образует основной эффект – топливный, который заключается в снижении потребления невозобновляемых топливно-энергетических ресурсов.

Количество топлива, эквивалентное снижению производства электроэнергии, может быть представлено как:

$$B_{\text{альт}} = \beta_{\text{э}} b_{\text{альт}} \text{Э}_{\text{ГЭС}}, \quad (10.2)$$

где $b_{\text{альт}}$ – удельный расход так называемого условного топлива (у. т.), имеющего теплоту сгорания $30,5 \text{ МДж/кг} = 8,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч/кг} = 7000 \text{ ккал/кг}$. Данные о расходе условного топлива ТЭС в разных источниках отличаются. Так, удельный расход для конденсационных станций составляет $400 \text{ г у. т./кВт}\cdot\text{ч}$, для газотурбинных установок – от 465 до $481 \text{ г у. т./кВт}\cdot\text{ч}$; для пиковых ТЭС $0,5 \text{ кг у. т./кВт}\cdot\text{ч}$, базисных $0,25\text{-}0,35 \text{ кг у. т./кВт}\cdot\text{ч}$; в некоторых работах расход топлива оценен $0,39 \text{ кг у. т./кВт}\cdot\text{ч}$ и $323 \text{ г у. т./кВт}\cdot\text{ч}$.

Расход условного топлива ДЭС, эквивалентного дизельному топливу, также имеет различные значения: от $0,38$ до $0,5 \text{ кг у. т./кВт}\cdot\text{ч}$.

Уменьшение потребления топлива образует, прежде всего, геоэкологические эффекты:

- снижается добыча топливно-энергетических ресурсов, т.е. уменьшается нагрузка на недра;

- уменьшаются изъятие земель под объекты топливодобычи и площади загрязнения земель от производственных процессов, протечек и аварий; общим показателем изъятия земель является то, что в РФ предприятиями топливной отрасли нарушено 250 тыс. га, что соответствует $1,5 \text{ км}^2$ на 1 млн. т у. т.;

- уменьшается изъятие земель под объекты альтернативных электростанций; так, территория площадки ТЭС, составляет $0,8\text{-}1,2 \text{ км}^2/\text{ГВт}$, для прудовоохладителей – до $5\text{-}6 \text{ км}^2/\text{ГВт}$;

- снижается отчуждение земель для размещения отходов сжигания твердого топлива (золы, шлака); удельное отчуждение под золошлакоотвалы достигает 15 м^2 на 1 млн. кВт·ч выработки электроэнергии ТЭС;

- уменьшается загрязненность атмосферы вредными веществами; удельные выбросы вредных веществ ТЭС доходят до $0,008 \text{ кг/кВт}\cdot\text{ч}$ их выработки электроэнергии; состав выбросов дан в табл. 10.1;

Таблица 10.1

Характеристика выбросов ТЭС России в атмосферный воздух

Показатель, единица изме- рения	Величина по составляющим				Всего
	Твердые вещества	Сернистый ангидрид	Оксид углерода	Окислы азота	
Удельные вы- бросы, 10^{-6} т/кВт·ч	2,56	3,4	0,124	1,9	7,984

– дизельные электростанции также загрязняют атмосферу продуктами сгорания, в составе которых на 1 т израсходованного топлива – 0,2 т окиси углерода, 0,03 т углеводородов, 0,04 т окислов азота, 0,01 т сажи, всего 0,28 т;

– снижается потребление атмосферного кислорода: удельное потребление кислорода при сгорании топлива ТЭС составляет примерно 0,8 кг/кВт·ч, при сгорании топлива ДЭС – 0,9 кг/кВт·ч;

– уменьшается тепловое загрязнение атмосферы; в атмосферный воздух выбрасывается до 15 % тепловой мощности, что при КПД ТЭС, равном 33 %, дает около 45 % электрической мощности станции;

– уменьшается потребление водных ресурсов, которое составляет около 3,3 м³/кВт·ч и их загрязнение сбросами сточных вод, достигающими примерно 0,002 м³/кВт·ч; состав сточных вод приведен табл. 10.2;

Таблица 10.2

Характеристика сбросов сточных вод ТЭС России в водоемы

Показатель, единица измерения	Величина по составляющим					Всего
	Сульфаты	Хлориды	Азот общий	Фосфор общий	Нитраты	
Удельные сбросы, 10^{-6} т/кВт·ч	0,81	0,3	0,00032	0,00033	0,0015	1,11

– снижается тепловое загрязнение водных объектов: охлаждающими устройствами конденсаторов турбин ТЭС отводится от 50 до 30 % тепловой мощности, что составляет от 1,5 до 0,9 электрической мощности тепловых электростанций.

Уменьшение загрязнения земель, атмосферы, водных объектов создает определенные социальные эффекты, заключающиеся в облагораживании ландшафтов, повышении качества атмосферного воздуха, водных ресурсов, санитарно-гигиенических условий, увеличении продуктивности лесных и сельскохозяйственных угодий, животноводства, улучшении условий эксплуатации коммунального хозяйства.

Улучшение состояния окружающей среды создает условия для улучшения здоровья населения, увеличения трудового периода деятельности, повышения производительности труда, уменьшения затрат на лечение людей и т.п.

10.2.2. Эффекты в пределах влияния гидроузлов и водохранилищ

Эффекты в пределах влияния гидроузлов и водохранилищ, создаваемых для освоения ГЭС малых рек, выявляются при рассмотрении схемы их взаимодействия с окружающей средой.

К этим эффектам следует отнести, прежде всего, эффекты геоэкологические:

- увеличение водности в верхнем бьефе за счет накопления воды в водохранилище;
- повышение уровня грунтовых вод в зоне подпора;
- повышение меженного стока в нижнем бьефе в связи с повышением уровня грунтовых вод;
- изменение внутригодового распределения стока путем его регулирования.

Сооружение гидроузлов и водохранилищ приводит также к образованию социальных эффектов. В их числе:

- создание запаса пресной воды; при этом в среднем на 1 м² зеркала воды водохранилищ приходится до 0,34 м³ запаса воды;
- образование напора для производства электроэнергии;
- увеличение водообеспеченности подземных источников воды за счет подъема уровня грунтовых вод;

– образование акватории для развития рыбоводства; здесь следует отметить, что водохранилища на малых реках по своим параметрам близки к нагульным прудам карповых хозяйств; промысловая рыбопродуктивность водоема зависит как от географической зоны (табл. 10.3), так и от географической широты (табл. 10.4).

Таблица 10.3

Рыбопродуктивность в зависимости от географической зоны

Географическая зона	Класс рыбопродуктивности	Возможная промысловая рыбопродуктивность для чаще встречаемого класса, кг/га
Подзона: тайги смешанных лесов	V, IV III, II	2-7 15-30
Зона: лесостепей степей	III, II, I I, II, III	15-30 >60
Горные ландшафты	III, IV, V	15-30
Первая цифра в строке – чаще встречаемый класс; вторая и третья – реже встречаемый класс.		

Как следует из табл. 10.3, наиболее встречаемый класс рыбопродуктивности водоема – III, при котором рыбопродуктивность составляет 15-30 кг/га водной поверхности.

Таблица 10.4

Рыбопродуктивность в зависимости от географической широты

Северная широта	Ориентировочная рыбопродуктивность, кг/га
Севернее 58°	5-20
58°-52°	20-50
Южнее 52°	50-80

– увеличение рекреационного потенциала за счет возрастания глубины воды, ширины и длины глубоководной зоны.

Рекреационный потенциал – это возможности той или иной территории при её использовании для отдыха. Водоемы с этой точки зрения разделяются так: хорошие – теплые озера, водохранилища, крупные реки с температурой во-

ды около 16°C в течение двух-трех летних месяцев; удовлетворительные – прохладные озера, водохранилища и реки; плохие – теплые малые реки.

Качество береговой зоны водоемов оценивают по пяти классам: I класс – наиболее высокий рекреационный потенциал; II класс – удобно для рекреации; III класс – можно использовать; IV класс – зону не рекомендуется использовать; V класс – территория для отдыха непригодна. Выделение классов проводится по комплексу критериев (табл. 10.5). Создание водохранилищ увеличивает качество побережья рек благодаря формированию живописных ландшафтов.

Таблица 10.5

Рекреационная бонитировка береговой зоны водоемов

Критерии	Классы				
	I	II	III	IV	V
Крутизна берега, град.	< 10	10-15	15-20	20-25	> 25
Группа леса	1	2	2	3	4
Соотношение лесных и луговых участков, %	70:30	60:40	30:70	20:80	10:90
Аттрактивность (привлекательность) пейзажа, балл	4	3	2	2	1
Ширина пляжной зоны, м	> 50	30-50	20-30	10-20	<10
Ширина рекреационного участка, м	> 200	100-200	50-100	50	<50

Для оценки потенциала водной поверхности используются параметры акваториальных комплексов, представленные в табл. 10.6, которая показывает, что водохранилища могут быть использованы для широкой гаммы различных видов отдыха;

– повышение надежности электроснабжения сельских потребителей; система электроснабжения сельского хозяйства включает в себя электрические сети 110, 35, 10 (6, 20) и 0,38 кВ. Надежность сельских электрических сетей низка: в стране ежегодно происходит около 120 тыс. нарушений в сетях 10 кВ и выше, причем 85-90 % этих нарушений приходится на воздушные линии (ВЛ) 10 кВ; в результате потребитель на селе отключается от сетей в среднем шесть раз в году, длительность отключения доходит до 6-9 часов.

Параметры рекреационных акваториальных комплексов

Показатель	Рекомендуемая величина по видам рекреации						
	Купание	Весельные лодки	Байдарки и каноэ	Академическая гребля	Парусный спорт	Рыболовство с берега	Рыболовство с лодки
Площадь акватории, га	5	1-500	30-500	-	50-500	-	-
Площадь акватории на рекреационную единицу, га	0,02	0,4-2,0	0,4-2,0	0,4-2,0	1,2-8,0	-	0,02
Длина акватории, м	25-50	1100-2200	1000-5000	2500-3000	500-2500	-	-
Ширина акватории, м	5-100	30-100	30-200	120-200	300-2000	-	-
Глубина воды, м	0,5-1,8	0,75-3,0	0,75-5,0	2,5-3,0	1,2-2,0	-	-
Длина береговой линии для рекреационной единицы, м	0,25	-	-	-	-	10	-
Площадь береговой зоны для рекреационной единицы, м ²	8	50	50	50	50	60	60

Отказы электрических сетей сопровождаются недоотпуском электроэнергии. Так, общий недоотпуск потребителям России достигает 200-230 млн. кВт·ч/год; в сельском хозяйстве этот недоотпуск составляет около 0,05 % отпущенной энергии. Для увеличения надежности целесообразно использовать ГЭС, утилизирующие ГЭР малых рек.

В этом случае, во время внезапных отказов или плановых отключений основной электрической сети часть её нагрузки может быть обеспечена мощностью ГЭС, что позволит уменьшить недоотпуск электроэнергии потребителям.

В обобщенном виде годовое снижение недоотпуска электроэнергии в связи с отказами сельских электросетей определяется зависимостью:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{вл}} = \omega_{\text{вл}} L_{\text{вл}} \tau_{\text{вл}} \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} / T_0, \quad (10.3)$$

где $\omega_{\text{вл}}$ – частота отказов ВЛ 10 кВ в год; $\tau_{\text{вл}}$ – время перерыва электроснабжения на одно отключение; $L_{\text{вл}}$ – длина среднестатистической ВЛ 10 кВ.

К социальным эффектам можно также отнести улучшение транспортных связей между берегами рек (при использовании гребня подпорных сооружений), улучшение условий водозабора из водохранилищ (за счет увеличения глубины) и из подземных источников (за счет подъема уровня грунтовых вод) и др.

10.3. Экономическая эффективность освоения гидроэнергоресурсов

10.3.1. Теоретические основы

Для оценки экономической эффективности применяются различные критерии эффективности [30;31]:

– чистый дисконтированный доход (ЧДД), при котором инвестиции эффективны, если

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \frac{\Phi_t - \text{И}_t}{(1+d)^t} - K > 0, \quad (10.4)$$

где $T_{\text{АН}}$ – период анализа; Φ – интегральный эффект; I – текущие затраты; d – норма дисконтирования; K – первоначальные затраты; t – шаг расчета;

– индекс доходности (ИД):

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \frac{\Phi_t - I_t}{(1+d)^t}, \quad (10.5)$$

здесь эффективность обеспечивается при $\text{ИД} > 1$;

– внутренняя норма доходности $d_{\text{вн}}$, определяемая из уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \frac{\Phi_t - I_t}{(1+d_{\text{вн}})^t} = K, \quad (10.6)$$

инвестиции считаются эффективными, если $d_{\text{вн}} \geq d_{\text{тр}}$, где $d_{\text{тр}}$ – требуемая норма дохода на капитал;

– срок окупаемости $T_{\text{ОК}}$, вычисляемый из выражения:

$$\sum_{t=1}^{T_{\text{ОК}}} \frac{\Phi_t - I_t}{(1+d)^t} = K, \quad (10.7)$$

здесь инвестиции эффективны при $T_{\text{ОК}} \leq T_{\text{тр}}$ (где $T_{\text{тр}}$ – требуемый срок).

При сравнении вариантов инвестиций предпочтительнее считается тот, который обеспечивает максимум ЧДД, ИД, $d_{\text{вн}}$ или минимум $T_{\text{ОК}}$.

В условиях неустойчивой экономической ситуации необходимо учитывать инфляционные процессы, что достигается, например, введением в зависимости (10.4)-(10.7) множителя $(1+inf)^t$, где inf – общий уровень инфляции. Капитальные вложения также могут определяться с учетом дисконтирования и инфляции по формуле:

$$K = \sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1+inf}{1+d} \right)^t K_t. \quad (10.8)$$

Описанные методы оценки эффективности используются и тогда, когда доход заменяется экономией затрат, возникающей в сравнении с нулевым вариантом (отказом от инвестирования).

Период анализа (горизонт расчета) $T_{\text{ан}}$ принимается по [30, 31] с учетом:

- продолжительности проектирования, эксплуатации и (при необходимости) ликвидации ГЭС;
- срока службы основного технологического оборудования;
- требований инвестора;
- других условий и требований.

Горизонт расчета измеряется количеством шагов t . Поскольку период анализа может составлять десятки лет, шаг расчета целесообразно принимать равным одному году.

Норма дисконта d определяется, исходя из банковского процента по депозитным вкладам в относительно стабильной валюте; она также может приниматься как специфический норматив, отражающий систему предпочтения инвестора.

Состав учитываемых эффектов (результатов) осуществления мероприятий связан с уровнем исследований [30, 31].

При расчетах на уровне народного хозяйства в состав результатов включаются:

- конечные производственные результаты;
- социальные и экологические результаты;
- косвенные результаты, относящиеся к сторонним (не являющимися участниками мероприятия) субъектам.

При расчетах на уровне региона (отрасли) в состав результатов включаются:

- региональные (отраслевые) производственные результаты;
- социальные и экологические результаты, достигаемые в регионе (на предприятиях отрасли);
- косвенные результаты, получаемые предприятиями и населением региона (предприятиями отрасли).

При расчетах на уровне предприятия в состав результатов включаются:

- производственные результаты;

– социальные результаты в части, относящейся к работникам предприятий и членам их семей.

В состав затрат включаются необходимые единовременные и текущие затраты.

Так как освоение ГЭР малых рек обеспечивает создание и воспроизводство фондов, единовременные затраты являются капиталобразующими (капитальными).

Под текущими затратами понимаются затраты, необходимые для функционирования (эксплуатации) гидроузлов.

В качестве уровня инфляции (*inf*) может использоваться значение изменения общего уровня цен. Если расчеты экономической эффективности производятся в базовых ценах, то инфляция не учитывается, так как базовая цена принимается постоянной в течение периода анализа.

10.3.2. Затраты на освоение гидроэнергоресурсов

Первоначальные затраты

В соответствии со сложившейся в стране практикой базой для определения первоначальных (капитальных) затрат является сметная стоимость строительства. Последняя может определяться путем составления сметных расчетов, по укрупненным показателям, на основе банка данных о стоимости ранее построенных или запроектированных объектов-аналогов.

Для предварительных расчетов могут быть использованы обобщенные графики капитальных удельных затрат (рис. 10.1 и 10.2).

С использованием величины удельных затрат капитальные вложения определяются в виде

$$K_{г\gamma} = k_N^{г\gamma} N_{\gamma}, \quad (10.9)$$

где $k_N^{г\gamma}$ - капитальные удельные затраты; N_{γ} - установленная мощность.

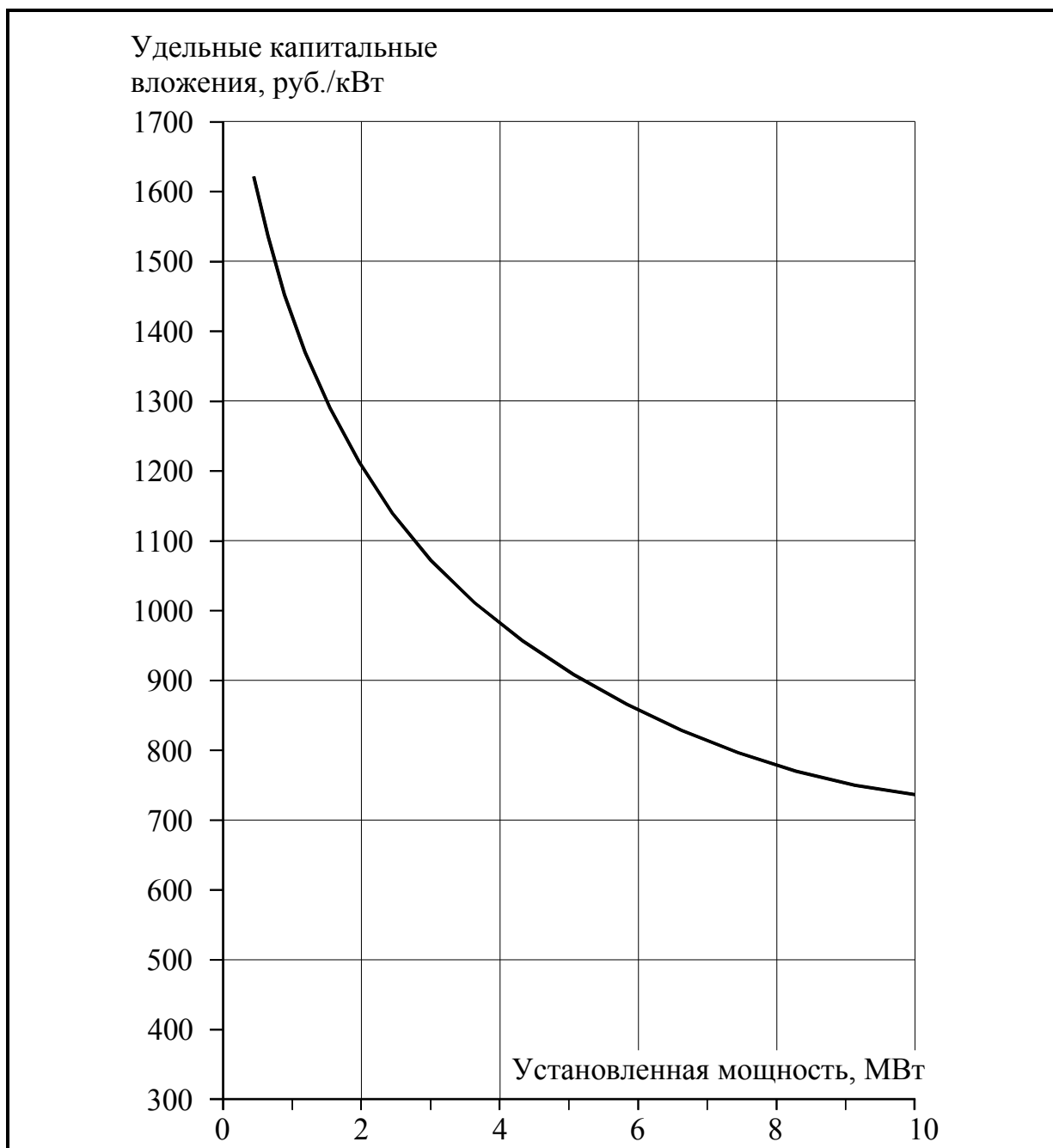


Рис.10.1. Зависимость удельных капитальных вложений в гидроузлы на малых реках Европейской территории РФ от установленной мощности (в базовых ценах 1991 года)

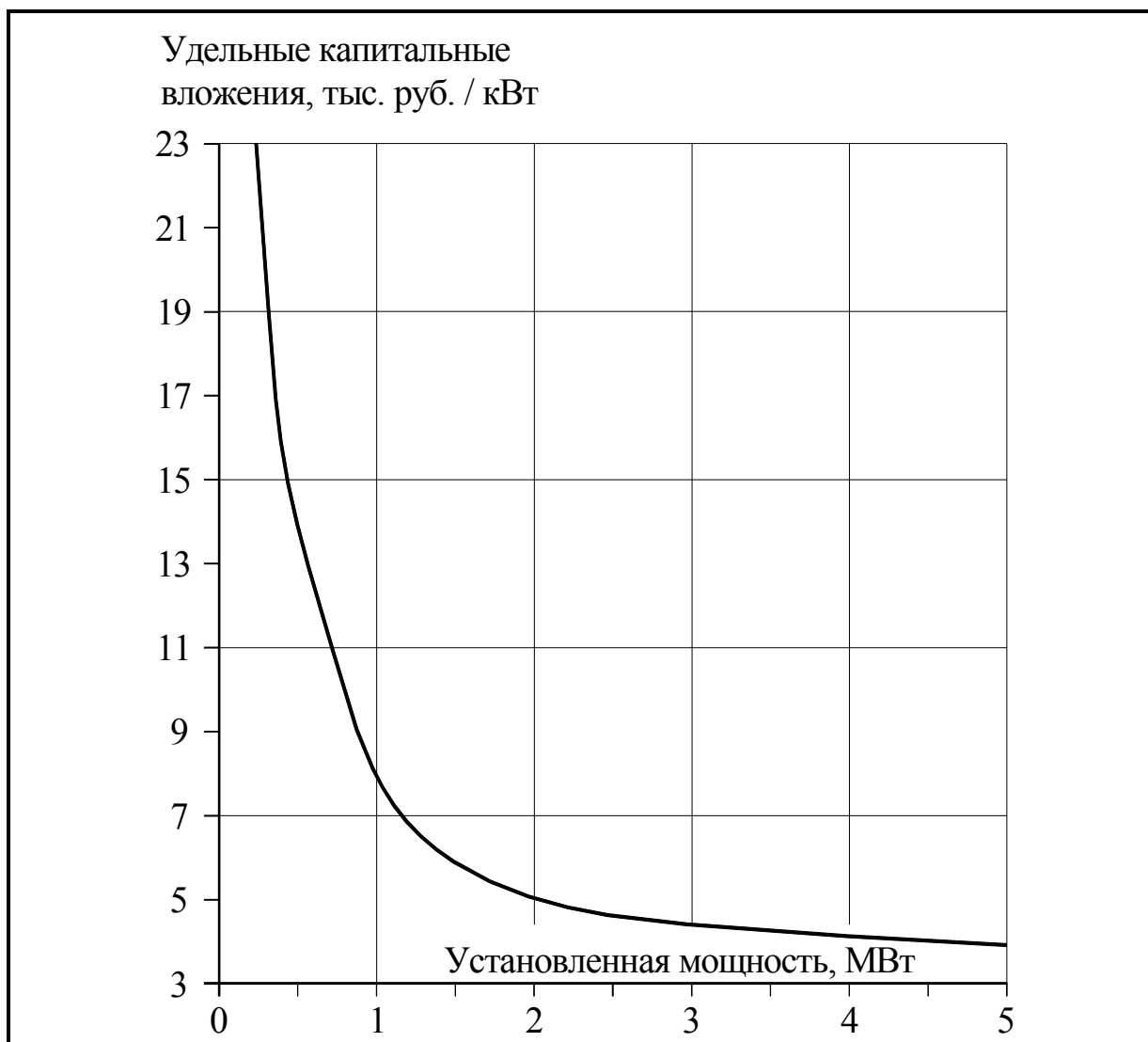


Рис.10.2. Зависимость удельных капитальных вложений в гидроузлы на малых реках Северо-Востока РФ от установленной мощности (в базовых ценах 1991 года)

В соответствии с постановлением правительства Российской Федерации [38], при отчуждении земель должны возмещаться убытки и потери владельцам земель, определяемые как

$$K_{\text{отч}} = K_{\text{уб}} + K_{\text{осв}}, \quad (10.10)$$

где $K_{\text{уб}}$ – убытки владельцев земель, возникающие при отчуждении последних; $K_{\text{осв}}$ – стоимость освоения новых земель взамен отчуждаемых.

Текущие затраты

Для оценки этих затрат были проанализированы данные об эксплуатационных затратах в гидроэнергоузлы на малых реках, построенные ранее; структура затрат представлена в табл. 10.7.

Таблица 10.7

Структура эксплуатационных затрат, %

Установленная мощность, тыс. кВт	Амортизация	Капитальный ремонт	Зарплата	Прочие затраты
До 0,5	27	6	57	10
0,5-1,0	30	6	53	11
1,1-2,5	35	8	44	13
2,6-5,0	43	9	33	15
5,0-10,0	48	10	26	16

При этом среднегодовые нормы амортизационных отчислений составляют 1,3 % капитальных затрат. Исходя из этих норм и структуры эксплуатационных затрат (табл. 10.7), можно определить, что последние в долях капитальных вложений ($\alpha_{ГЭС}$) составляют от 0,048 до 0,027 1/год (рис. 10.3), а затраты без амортизации – от 0,035 до 0,014 1/год (рис. 10.3).

Эксплуатационные затраты с использованием показателя $\alpha_{ГЭС}$ могут быть определены как

$$I_{Гу} = \alpha_{ГЭС} K_{Гу}. \quad (10.11)$$

При оценке текущих затрат в необходимых случаях к эксплуатационным затратам должны добавляться различные отчисления, в том числе и налоговые, в результате чего может быть получена величина текущих затрат.

При определении экономической эффективности на уровне народного хозяйства в затраты не включаются налоговые платежи, другие виды платежей в доход государственного бюджета, штрафы и санкции за невыполнение экологических нормативов и санитарных норм [30; 31].

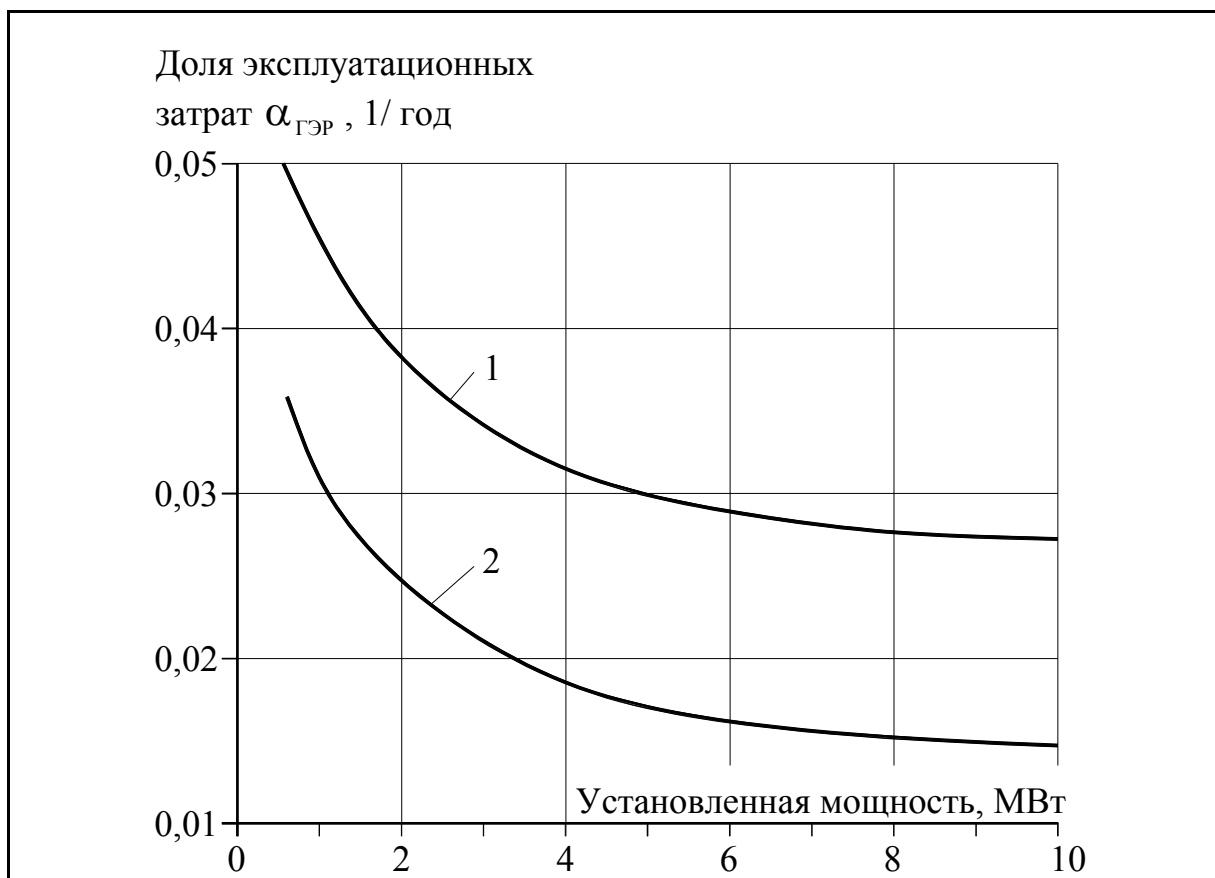


Рис.10.3. Зависимость эксплуатационных затрат от установленной мощности:
 1 – полные затраты; 2 – затраты без амортизации

10.3.3. Экономические эффекты освоения гидроэнергоресурсов

Как отмечено выше, экономические эффекты освоения ГЭР малых рек зависят, прежде всего, от уровня рассмотрения проблемы.

На уровне народного хозяйства или региона основным экономическим эффектом будет снижение экономических затрат на топливо альтернативных электростанций, что можно представить в виде:

$$I_{\text{топл}} = \beta_{\text{э}} b_{\text{альт}} z_{\text{альт}} \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}. \quad (10.12)$$

Освоение ГЭР малых рек может повлечь снижение мощности альтернативных электростанций. Снижение мощности ведет к уменьшению капитальных затрат в альтернативные станции на величину:

$$K_{\text{альт}} = \beta_N k_N^{\text{альт}} N_{\text{об}}, \quad (10.13)$$

где $k_N^{\text{альт}}$ – капитальные удельные затраты; $N_{\text{об}}$ – обеспеченная мощность ГЭС (раздел 6.2); β_N – коэффициент увеличения мощности альтернативных электростанций, связанный с их собственными нуждами, $\beta_N \approx 1,05-1,2$.

Кроме того, уменьшаются постоянные эксплуатационные затраты на величину:

$$I_{\text{альт}} = \alpha_{\text{альт}} K_{\text{альт}}, \quad (10.14)$$

где $\alpha_{\text{альт}}$ – доля эксплуатационных постоянных затрат в альтернативные электростанции, 1/год; $\alpha_{\text{альт}} \approx 0,1$ 1/год.

На уровне отрасли или предприятия (энергосистема, гидроузел) экономический результат освоения ГЭР малых рек может быть представлен выручкой от продажи дополнительной электроэнергии:

$$D = \pi'_3 \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}, \quad (10.15)$$

где π'_3 – тариф на электроэнергию без налога на добавленную стоимость.

Для инвестора, целью освоения ГЭР которого является получение электроэнергии для собственных нужд, экономический результат будет выражен снижением затрат на приобретение электроэнергии извне; кроме того, если при этом возможны, в некоторые периоды, избытки собственной электроэнергии, они могут быть проданы. Тогда экономический результат выразится следующим образом:

$$D = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} [\delta_3 b_3 + (1 - \delta_3) \pi'_3], \quad (10.16)$$

где δ_3 – возможная доля электроэнергии для продажи; b_3 – цена продажи.

Экономические эффекты от уменьшения загрязнения окружающей среды определяются следующим образом.

Уменьшение загрязнения атмосферы создает экономический эффект в виде предотвращенного ущерба от выбросов загрязняющих веществ [10]:

$$Y_{\text{AT}} = \bar{y}_{\text{AT}} \sigma_{\text{AT}}^{\text{э}} \left(\beta_{\text{э}} \text{Э}_{\text{ГЭС}} \sum_{i=1}^{n_{\text{AT}}} A_{\text{э}_i}^{\text{AT}} \bar{m}_i^{\text{AT}} \right), \quad (10.17)$$

где \bar{y}_{AT} – экономическая оценка удельного ущерба [10]; $\sigma_{\text{AT}}^{\text{э}}$ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферного воздуха (табл. 10.8); $A_{\text{э}_i}^{\text{AT}}$ – коэффициент относительной эколого-экономической опасности загрязняющего вещества для воздуха (табл. 10.9). m_i^{AT} – удельное значение i -го вещества выброса; n_{AT} – число учитываемых примесей.

Снижение массы атмосферного кислорода, расходуемого при горении топлива определяется как

$$M_{\text{o}_2} = \beta_{\text{э}} \bar{m}_{\text{o}_2} \text{Э}_{\text{ГЭС}}, \quad (10.18)$$

где \bar{m}_{o_2} – удельный расход кислорода.

Снижение потребления кислорода приводит к уменьшению капитальных и текущих затрат на его возмещение, что может быть определено в виде

$$\left. \begin{aligned} K_{\text{o}_2} &= \bar{k}_{\text{o}_2} F_{\text{o}_2}, \\ I_{\text{o}_2} &= \alpha_{\text{o}_2} K_{\text{o}_2}, \end{aligned} \right\} \quad (10.19)$$

где \bar{k}_{o_2} – удельная стоимость создания зеленых насаждений; α_{o_2} – доля эксплуатационных затрат; F_{o_2} – площадь насаждений, необходимая для компенсации потребления кислорода:

$$F_{\text{o}_2} = M_{\text{o}_2} / \bar{m}_{\text{o}_2}^{\text{з.н.}}, \quad (10.20)$$

где $\bar{m}_{\text{o}_2}^{\text{з.н.}}$ – масса кислорода, выделяемая единицей площади зеленых насаждений; один гектар зеленых насаждений в теплый солнечный день (за период ве-

гетации) выделяет 180-220 кг (в среднем 200 кг) кислорода; годовое продуцирование кислорода, т/(га·год), зависит от количества солнечных дней T^* , т.е.

$$\overline{m}_{O_2}^{3.H.} = 0,2T^*. \quad (10.21)$$

Таблица 10.8

Коэффициенты экологической ситуации и экологической значимости состояния атмосферного воздуха

Экономический район	Коэффициент экологической ситуации и экономической значимости
Северный	1,4
Северо-Западный	1,5
Центральный	1,9
Волго-Вятский	1,1
Центрально-Черноземный	1,5
Поволжский	1,9
Северо-Кавказский	1,6
Уральский	2,0
Западно-Сибирский	1,2
Восточно-Сибирский	1,4
Дальневосточный	1,0

Таблица 10.9

Коэффициент относительной эколого-экономической опасности (для атмосферного воздуха)

Вещество	Пыль		Сажа	Сернистый ангидрид	Оксид углерода	Углеродороды	Окислы азота
	неорганическая	органическая					
Коэффициент	2,7	6	2,7	20	0,4	0,7	16,5

Методы экономической оценки эффектов от уменьшения загрязнения окружающей среды учитывают и изменение условий проживания населения, иначе говоря – социальные эффекты, связанные с улучшением природной среды.

Величина предотвращенного ущерба от сбросов загрязняющих веществ в водные объекты в соответствии с [10] должна оцениваться по зависимости:

$$Y_B = \bar{y}_B \sigma_B^3 \left(\beta_3 \Theta_{ГЭС} \sum_{i=1}^{n_B} A_{\Theta_i}^B \bar{m}_i^B \right), \quad (10.22)$$

где \bar{y}_B – экономическая оценка удельного ущерба [10]; σ_B^3 – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния водных объектов [35]; $A_{\Theta_i}^B$ – коэффициент относительной эколого-экономической опасности загрязняющего вещества для водных объектов (табл. 10.10); m_i^B – удельное значение сброса i -го вещества; n_B – число загрязняющих веществ.

Таблица 10.10

Коэффициент относительной эколого-экономической опасности водных объектов

Вещество	Сульфаты	Хлориды	Нитраты	Азот общий	Фосфор общий	Взвешенные вещества
Коэффициент	0,05	0,05	0,2	1,0	1,0	0,15

Рекреационный эффект освоения ГЭР малых рек может быть оценен как увеличение площади побережья и акватории, целесообразных для отдыха. Создание этих площадей только для рекреационных целей требует соответствующих затрат, в частности, на образование глубоководных зон. Сооружение ГЭС позволяет уменьшить затраты на рекреационное обустройство водотоков. Это уменьшение может быть определено путем отнесения на рекреацию части затрат, необходимых для ГЭС. Экономический эквивалент рекреационного эффекта оценивается пропорционально объему стока рек, проходящему в период активного рекреационного использования, в виде уменьшения капитальных затрат на величину:

$$K_{\text{рекр}} = \delta_{\text{рекр}} K_{\text{Гу}} \quad (10.23)$$

и уменьшения эксплуатационных затрат на значение:

$$I_{\text{рекр}} = \delta_{\text{рекр}} I_{\text{Гу}}, \quad (10.24)$$

где $\delta_{\text{рекр}}$ – отношение объема стока за рекреационный период (в году) к средне-многолетнему объему стока.

Экономический эффект от снижения недоотпуска электроэнергии сельским потребителям определяется как

$$Y_{\text{вл}} = y_c \Delta \mathcal{E}_{\text{вл}}, \quad (10.25)$$

где y_c – оценка удельного ущерба.

В зонах децентрализованного электроснабжения повышение его надежности и снижение недоотпуска электроэнергии также возможно за счет использования гидроэнергии малых рек. Величина снижения недоотпуска может быть определена по формуле (10.3), но под частотой отказов и временем перерывов следует понимать аварийность ДЭС и длительность перебоев в топливоснабжении.

В соответствии с решением Правительства РФ [37] предприятия и организации должны вносить плату за загрязнение окружающей среды. Снижение загрязнения образует для предприятий (ТЭС, ДЭС) косвенный экономический эффект в виде снижения платы

$$\Pi = \beta_{\text{э}} \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} \sum_{i=1}^{n_{\text{ГР}}} (\bar{p}_i \bar{m}_i^{\text{ГР}}), \quad (10.26)$$

где \bar{p} – норматив платы; $\bar{m}_i^{\text{ГР}}$ – удельная масса загрязняющего вещества; $n_{\text{ГР}}$ – число видов загрязнения.

10.4. Методология определения эффективности освоения гидроэнергоресурсов

Для оценки эффективности освоения ГЭС используются наиболее существенные эффекты этого освоения, которые достаточно просто и однозначно формализуются в удобном виде.

10.4.1. Оценка геоэкологических эффектов

Снижение добычи топливно-энергетических ресурсов, как сказано выше, является следствием уменьшения потребления топлива альтернативными электростанциями на величину, определяемую формулой (10.2). При оценке снижения добычи топлива необходимо учесть потери его при обогащении, переработке, транспортировке, хранении. Эти потери составляют до 15 % объема добычи. Таким образом, снижение объема добычи может быть определено как

$$B_{\text{доб}} = \beta_{\text{э}} b_{\text{альт}} \mathcal{E}_{\text{ТЭС}} / (1 - \delta_{\text{тэр}}), \quad (10.27)$$

где $\delta_{\text{тэр}}$ – относительные потери топливно-энергетических ресурсов.

Уменьшение изъятия земель под объекты топливодобычи и площади загрязнения земель в топливной отрасли оценивается по зависимости:

$$F_{\text{тэр}} = \bar{f}_{\text{тэр}} B_{\text{доб}}, \quad (10.28)$$

где $\bar{f}_{\text{тэр}}$ – удельные нарушения земель в топливной отрасли ($\bar{f}_{\text{тэр}} \sim 1,5 \text{ км}^2$ на 1 млн. т у. т.).

Уменьшение отчуждения земель под объекты тепловых электростанций соответствует снижению их мощности на величину $N_{\text{об}}$, т.е.:

$$F_{\text{тэс}} = \bar{f}_{\text{тэс}} N_{\text{об}}, \quad (10.29)$$

где $\bar{f}_{\text{тэс}}$ – удельное изъятие земель под ТЭС (удельное изъятие $\bar{f}_{\text{тэс}}$ принимается равным $6 \text{ км}^2/\text{ГВт}$).

Уменьшение площади золошлакоотвалов определяется зависимостью:

$$F_{\text{зшм}} = \beta_{\text{э}} \bar{f}_{\text{зшм}} \mathcal{E}_{\text{ТЭС}}, \quad (10.30)$$

где $\bar{f}_{\text{зшм}}$ – удельное отчуждение земель под золошлакоотвалы ($\bar{f}_{\text{зшм}} = 15 \text{ м}^2$ на 1 млн. кВт·ч).

Снижение массы выбросов, поступающих в атмосферу, может быть представлено в виде:

$$M_{\text{AT}} = \beta_{\text{Э}} \bar{m}_{\text{AT}} \text{Э}_{\text{ГЭС}}, \quad (10.31)$$

где \bar{m}_{AT} – удельное значение массы выбросов.

Снижение массы сжигаемого атмосферного кислорода представляется зависимостью (10.18).

Снижение массы сбросов загрязняющих веществ, поступающих в водные объекты, может быть определено по зависимости:

$$M_{\text{B}} = \beta_{\text{Э}} \bar{m}_{\text{B}} \text{Э}_{\text{ГЭС}}, \quad (10.32)$$

где \bar{m}_{B} – удельное значение массы сбросов.

10.4.2. Оценка социальных эффектов

Создание запаса пресной воды $W_{\text{зап}}$ может быть определено по зависимости рис. 2.4.

Образование акватории водохранилища $F_{\text{пов}}$ оценивается также по рис. 2.4.

При использовании этой акватории для промысла рыбы потенциальная масса последней может быть определена в виде

$$M_{\text{РЫБ}} = \bar{m}_{\text{РЫБ}} F_{\text{пов}}, \quad (10.35)$$

где $\bar{m}_{\text{РЫБ}}$ – возможная рыбопродуктивность водоемов.

Для оценки рекреационного потенциала акватории необходимо учесть, что не вся площадь водной поверхности пригодна для отдыха. Наиболее широко используется около 30% акватории. Рекреационный потенциал удобно представлять в рекреационных единицах единовременного посещения. Поскольку наиболее распространенным видом отдыха на водоемах является купание, рекреационный потенциал целесообразно выразить в количестве купающихся, которое может быть определено как

$$M_{\text{ЧЕЛ}} = 0,3 F_{\text{пов}} / \bar{f}_{\text{ЧЕЛ}}, \quad (10.36)$$

где $\bar{f}_{\text{чел}}$ – площадь акватории для купания на одного человека (табл.10.6).

Годовое снижение недоотпуска электроэнергии сельским потребителям оценивается зависимостью (10.6).

Другие социальные эффекты (улучшение транспортных связей, улучшение условий водозабора из водохранилищ, из подземных источников) также могут быть оценены для конкретных гидроузлов и водохранилищ.

10.4.3. Методика оценки экономической эффективности

Рассмотренные выше экономические критерии эффективности, затраты и эффекты дают возможность представить развернутые зависимости для оценки экономической эффективности ГЭС на малых реках.

Эти зависимости, приведенные в табл. 10.11, позволяют вычислить чистый дисконтированный доход (ЧДД), индекс доходности (ИД), срок окупаемости ($T_{\text{ок}}$). Аналогичные зависимости могут быть получены для внутренней нормы доходности, однако, известно, что она не всегда существует и поэтому её определение не является целесообразным.

10.5. Обоснование параметров ГЭС

10.5.1. Обоснование нормального подпорного уровня

Критерием для экономического обоснования параметров гидроузлов является ЧДД. Исходя из него, следует считать оптимальным параметр, дающий максимум ЧДД, т.е.:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_{\text{АЦ}}} \frac{\Phi_t - \text{И}_t}{(1+d)^t} - K \Rightarrow \max. \quad (10.46)$$

Решение этого уравнения может осуществляться несколькими способами:

– прямым счетом при варьировании искомого параметра до получения максимума ЧДД;

Зависимости для оценки экономической эффективности

Критерий эффективности	Уровень оценки эффективности	Формула для определения критерия экономической эффективности	Номер формулы
Чистый дисконтированный доход	Народное хозяйство	$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \left[(\text{И}_{\text{ТОПЛ},t} + \text{И}_{\text{АЛБТ},t} + \text{У}_{\text{АТ},t} + \text{У}_{\text{В},t} + \text{И}_{\text{О}_2,t} + \text{И}_{\text{РЕКР},t}) - \text{И}_{\text{ГВ},t} \right] - \left[(K_{\text{ГВ}} + K_{\text{ОТЧ}}) - (K_{\text{АЛБТ}} + K_{\text{О}_2} + K_{\text{РЕКР}}) \right]$	(10.37)
	Отраслевой	$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \left[(\text{ц}'_{\text{Э}} \text{Э}_{\text{ГЭС},t} + \Pi_t) - \text{И}_{\text{ГВ},t} \right] - (K_{\text{ГВ}} + K_{\text{ОТЧ}})$	(10.38)
	Отдельного инвестора	$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \left\{ \text{Э}_{\text{ГЭС},t} [\delta_{\text{Э}} b_{\text{Э}} + (1 - \delta_{\text{Э}}) \text{ц}_{\text{Э}}] - \text{И}_{\text{ГВ},t} \right\} - (K_{\text{ГВ}} + K_{\text{ОТЧ}})$	(10.39)
Индекс доходности	Народное хозяйство	$\text{ИД} = \frac{1}{(K_{\text{ГВ}} + K_{\text{ОТЧ}}) - (K_{\text{АЛБТ}} + K_{\text{О}_2} + K_{\text{РЕКР}})} \sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \times \left[(\text{И}_{\text{ТОПЛ},t} + \text{И}_{\text{АЛБТ},t} + \text{У}_{\text{АТ},t} + \text{У}_{\text{В},t} + \text{И}_{\text{О}_2,t} + \text{И}_{\text{РЕКР},t}) - \text{И}_{\text{ГВ},t} \right]$	(10.40)
	Отраслевой	$\text{ИД} = \frac{1}{K_{\text{ГВ}} + K_{\text{ОТЧ}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \left[(\text{ц}'_{\text{Э}} \text{Э}_{\text{ГЭС},t} + \Pi_t) - \text{И}_{\text{ГВ},t} \right]$	(10.41)
	Отдельного инвестора	$\text{ИД} = \frac{1}{K_{\text{ГВ}} + K_{\text{ОТЧ}}} \sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \left\{ \text{Э}_{\text{ГЭС},t} [\delta_{\text{Э}} b_{\text{Э}} + (1 - \delta_{\text{Э}}) \text{ц}_{\text{Э}}] - \text{И}_{\text{ГВ},t} \right\}$	(10.42)

Критерий эффективности	Уровень оценки эффективности	Формула для определения критерия экономической эффективности	Номер формулы
Срок окупаемости	Народное хозяйство	$\sum_{t=1}^{T_{OK}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \left[(И_{ТОПЛ,t} + И_{АЛБТ,t} + Y_{АТ,t} + Y_{В,t} + И_{O_2,t} + И_{РЕКР,t}) - И_{ГВ,t} \right] =$ $= [K_{ГВ} + K_{ОТЧ}] - (K_{АЛБТ} + K_{O_2} + K_{РЕКР})$	(10.43)
	Отраслевой	$\sum_{t=1}^{T_{OK}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \left[(\Pi'_3 \mathcal{E}_{ГЭС,t} + \Pi_t) - И_{ГВ,t} \right] = K_{ГВ} + K_{ОТЧ}$	(10.44)
	Отдельного инвестора	$\sum_{t=1}^{T_{OK}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \left\{ \mathcal{E}_{ГЭС,t} [\delta_3 b_3 + (1 - \delta_3) \Pi_3] - И_{ГВ,t} \right\} = K_{ГВ} + K_{ОТЧ}$	(10.45)

– путем рассмотрения перехода от одного значения параметра к другому некоторыми ступенями; здесь удобен другой вид уравнения (10.46):

$$\sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \frac{\Delta\Phi_t - \Delta\text{И}_t}{(1+d)^t} = \Delta K; \quad (10.47)$$

где $\Delta\Phi$ - изменение эффекта при изменении параметра; $\Delta\text{И}$ - то же, текущих затрат; ΔK - то же, первоначальных затрат; целесообразность перехода будет сохраняться до тех пор, пока левая часть (10.47) будет не меньше правой;

– путем дифференцирования уравнения (10.46) по искомому параметру и приравнивания результата к нулю, т.е.:

$$\partial\text{ЧДД}/\partial\text{Par} = 0, \quad (10.48)$$

где Par – искомый параметр, который будет корнем уравнения (10.48).

Составляющие формул (10.46)-(10.48) зависят от уровня оценки и целей инвестора. Оценка может проводиться на уровне энергосистемы, на уровне гидроузла, на уровне инвестора, осваивающего ГЭР для собственного потребления. Целями инвестора могут быть:

- снижение затрат, как единовременных, так и текущих, в альтернативные электростанции;
- снижение затрат на топливо этих электростанций;
- получение дохода от продажи электроэнергии;
- снижение затрат на приобретение электроэнергии извне.

Так, на уровне энергосистемы при вытеснении мощности и выработки альтернативных электростанций экономическими эффектами будут:

- снижение текущих затрат в альтернативные электростанции:

$$\Phi = \text{И}_{\text{ТОПЛ}} + \text{И}_{\text{АЛЬТ}} + \text{П}; \quad (10.49)$$

- снижение единовременных затрат в эти электростанции:

$$K_{\text{АЛЬТ}} = \beta_N k_N^{\text{АЛЬТ}} N_{\text{ОБ}}. \quad (10.50)$$

Если вытеснение мощности альтернативных станций отсутствует, то экономический эффект выразится как

$$\Phi = I_{\text{топл}} + П. \quad (10.51)$$

При освоении ГЭР для продажи электроэнергии экономический эффект составит:

$$\Phi = \pi'_9 \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}. \quad (10.52)$$

На уровне инвестора, осваивающего ГЭР для собственного потребления, экономический результат может быть или в виде снижения затрат на приобретение электроэнергии извне, или в виде суммы этого снижения и дохода от продажи избытков электроэнергии:

$$\Phi = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}[\delta_9 b_9 + (1 - \delta_9) \pi_9]. \quad (10.53)$$

Затратами на освоение ГЭР будут единовременные вложения в гидроузлы и отчуждаемые земли, а также текущие (эксплуатационные) платежи.

Приведенные выше составляющие позволяют сформировать зависимости для экономического обоснования нормального подпорного уровня – НПУ (табл. 10.12).

10.5.2. Обоснование установленной мощности

Применительно к обоснованию установленной мощности ГЭС на малых реках известны различные упрощенные методы. Один из таких методов предлагает установленную мощность, кВт, вычислять по формуле:

$$N_y = A_N Q_0 \mu_{\text{расч}} H_{\text{расч}}, \quad (10.58)$$

где A_N – коэффициент, зависящий от конструкции гидроагрегата (в среднем коэффициент $A_N = 7$); Q_0 – норма стока; $\mu_{\text{расч}}$ – модульный коэффициент, соответствующий оптимальному расчетному расходу (см. табл. 3.3).

Зависимости для обоснования нормального подпорного уровня

Уровень оценки эффективности	Формула для определения критерия экономической эффективности	Номер формулы
Энергосистемы с вытеснением мощности и выработки альтернативных электростанций	$\sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t [\Delta \text{И}_{\text{топл},t} + \Delta \text{И}_{\text{альт},t} - \Delta \text{И}_{\text{гв},t}] = [(\Delta K_{\text{гв}} + \Delta K_{\text{отч}}) - \Delta K_{\text{альт}}]$	(10.54)
Энергосистемы без вытеснения мощности альтернативных электростанций	$\sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t [\Delta \text{И}_{\text{топл},t} - \Delta \text{И}_{\text{гв},t}] = (K_{\text{гв}} + K_{\text{отч}})$	(10.55)
Отдельного инвестора для снижения затрат на приобретение электроэнергии извне и продажи излишков	$\sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \{ \Delta \text{Э}_{\text{ГЭС},t} [\delta_{\text{э}} b_{\text{э}} + (1 - \delta_{\text{э}}) \text{ц}_{\text{э}}] - \Delta \text{И}_{\text{гв},t} \} = (\Delta K_{\text{гв}} + \Delta K_{\text{отч}})$	(10.56)
Отдельного инвестора для получения дохода от продажи электроэнергии	$\sum_{t=1}^{T_{\text{АН}}} \left(\frac{1}{1+d} \right)^t \{ \Delta \text{Э}_{\text{ГЭС},t} \text{ц}' - \Delta \text{И}_{\text{гв},t} \} = (\Delta K_{\text{гв}} + \Delta K_{\text{отч}})$	(10.57)

Величина модульного коэффициента устанавливается по так называемому максимальному коэффициенту использования водотока, который определен теоретическим путем.

Ещё один специфический метод определения установленной мощности по расчетному расходу, который находится по зависимости:

$$Q_{\text{РАСЧ}} = \sum_{i=1}^n \alpha_i Q_i, \quad (10.59)$$

где α_i – некоторые весовые коэффициенты; Q_i – характерные расходы реки.

Определение расчетного расхода сводится к вычислению максимума функции (10.59) на основе критериев: «чем больше использование энергии реки в маловодном году, тем лучше» и «чем больше возможностей в использовании избыточного стока, тем лучше».

Также для предварительных расчетов установленную мощность можно назначить по расчетному расходу, ограниченному числом турбин и определяемому по табл. 3.3. В этом случае установленная мощность, кВт, будет равна

$$N_y = 9,81 \eta_{\text{ГЭС}} Q_{\text{РАСЧ}} H_{\text{РАСЧ}}. \quad (10.60)$$

Установленную мощность, кВт, приближенно можно оценить по расходу, зависящему от режима работы ГЭС – пикового или базового, в виде:

$$N_y = 9,81 \eta_{\text{ГЭС}} Q_{\text{РЕЖ}} H_{\text{РАСЧ}}, \quad (10.61)$$

где $Q_{\text{РЕЖ}}$ – расход, определяемый режимом работы и зависящий от обеспеченности. Эту зависимость можно установить по реальным гидрографам или по региональным графикам обеспеченности суточных расходов.

Методы определения установленной мощности по расходу целесообразны на предварительных стадиях исследований. Более строгое определение установленной мощности невозможно без применения технико-экономических расчетов.

Экономическое обоснование установленной мощности может выполняться разными способами:

- по формуле (10.46) прямым счетом при варьировании величины N_y ;
- по формуле (10.47) для обоснования перехода от одного значения N_y к другому ступенями, соответствующими мощности одного агрегата;
- по формуле (10.48), что целесообразно для упрощения.

В предположении постоянства входящих в это выражение величин оно упрощается:

$$\text{ЧДД} = (И_{\text{топл}} + И_{\text{альт}} + \Pi - И_{\text{ГВ}})\tau - (K_{\text{ГВ}} + K_{\text{отч}} - K_{\text{альт}}) \Rightarrow \max, \quad (10.63)$$

где

$$\tau = \sum_{t=0}^{T_{\text{АН}}} \frac{1}{(1+d)^t}. \quad (10.64)$$

Раскрытие зависимости (10.63) с использованием удельных показателей, дифференцирование полученного выражения и приравнение результата к нулю дает:

$$\left[\beta_{\text{э}} b_{\text{альт}} z_{\text{альт}} \frac{d\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}}{dN} + \beta_N \alpha_{\text{альт}} k_N^{\text{альт}} \frac{dN_{\text{об}}}{dN} + \beta_{\text{э}} \sum_{i=1}^{n_{\text{ГР}}} (\pi_i \bar{m}_i^{\text{ГР}}) \frac{d\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}}{dN} - \alpha_{\text{ГЭР}} \frac{dK_{\text{ГВ}}}{dN} \right] \tau - \left[\left(\frac{dK_{\text{ГВ}}}{dN} + \frac{dK_{\text{отч}}}{dN} \right) - \beta_N k_N^{\text{альт}} \frac{dN_{\text{об}}}{dN} \right] = 0. \quad (10.65)$$

Решение последнего уравнения разделяется на два варианта:

а) при $N \leq N_{\text{об}}$, т.е. когда $\frac{dN_{\text{об}}}{dN} = 1$:

$$\frac{d\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}}{dN} = \frac{[(1 + \alpha_{\text{ГЭР}} \tau) K_{\Delta N}^{\text{ГВ}} + K_{\Delta N}^{\text{отч}}] - \beta_N (1 + \alpha_{\text{альт}} \tau) k_N^{\text{альт}}}{\beta_{\text{э}} \left[b_{\text{альт}} z_{\text{альт}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ГР}}} (\bar{\pi}_i \bar{m}_i^{\text{ГР}}) \right] \tau}; \quad (10.66)$$

б) при $N > N_{\text{об}}$, т.е. когда $\frac{dN_{\text{об}}}{dN} = 0$:

$$\frac{d\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}}{dN} = \frac{(1 + \alpha_{\text{ГЭР}} \tau) K_{\Delta N}^{\text{ГВ}} + K_{\Delta N}^{\text{ОТЧ}}}{\beta_{\text{Э}} \left[b_{\text{альт}} z_{\text{альт}} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ГР}}} (\bar{\pi}_i \bar{m}_i^{\text{ГР}}) \right] \tau}, \quad (10.67)$$

где $K_{\Delta N}^{\text{ГВ}}$ – капитальные удельные затраты в гидроузел на дополнительную мощность; $K_{\Delta N}^{\text{ОТЧ}}$ – то же, в отчуждение земель.

Отношение $\frac{d\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}}{dN} = t_{\text{ЭК}}$ показывает экономически оправданную продолжительность установленной мощности. Определение N_y по её продолжительности осуществляется по графикам продолжительности среднеинтервальных мощностей, полученных при водноэнергетических расчетах [12; 13].

При отсутствии вытеснения мощности альтернативных электростанций выражение для экономически оправданной продолжительности мощности будет иметь вид (10.67).

Последнее может быть упрощено в предположении независимости затрат в отчуждение земель от мощности и незначительности платы за загрязнение окружающей среды:

$$t_{\text{ЭК}} = \frac{(1 + \alpha_{\text{ГЭР}} \tau) K_{\Delta N}^{\text{ГВ}}}{\beta_{\text{Э}} b_{\text{альт}} z_{\text{альт}} \tau}. \quad (10.68)$$

В случае получения дохода от продажи электроэнергии описанный прием приводит к выражению:

$$t_{\text{ЭК}} = \frac{(1 + \alpha_{\text{ГЭР}} \tau) K_{\Delta N}^{\text{ГВ}}}{\pi'_{\text{Э}} \tau}. \quad (10.69)$$

Наконец, при экономическом эффекте в виде снижения затрат на приобретение электроэнергии извне и дохода от продажи её излишков получается следующая зависимость:

$$t_{\text{ЭК}} = \frac{(1 + \alpha_{\text{ГЭР}} \tau) K_{\Delta N}^{\text{ГВ}}}{[\delta_{\text{Э}} b_{\text{альт}} + (1 - \delta_{\text{Э}}) \pi'_{\text{Э}}] \tau}. \quad (10.70)$$

Далее производится сравнение $t_{ЭК}$ и $t_{ГАР}$, где $t_{ГАР}$ – продолжительность гарантированной мощности $N_{ГАР}$. При отсутствии суточного регулирования $N_{ГАР} = N_{ОБ}$.

При $t_{ЭК} < t_{ГАР}$ установленная мощность определяется по рис. 6.2. В противном случае $N_{у} = N_{ГАР}$.

11. ПРИМЕР ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЭС

В качестве примера рассматривается проектирование ГЭС на р. Усте в Нижегородской области.

11.1. Исходная информация

Река Уста является левым притоком р. Ветлуги (бассейн р. Волги). Длина реки составляет 253 км, площадь водосбора в устье 6030 км²; средний многолетний модуль стока – 0,0051 м³(л/с·км²).

Створ ГЭС выбран вблизи крупного потребителя электроэнергии – с. Кириллово Краснобаковского района. Электроснабжение села осуществляется от Семеновских электросетей через подстанцию 35/6 кВ, расположенную в селе.

В районе створа река Уста имеет ширину в межень около 50 м; на правом высоком берегу расположено с. Кириллово; левый берег низкий, высотой около 5 м, поросший лесом, представляет широкую речную пойму.

Площадь водосбора в створе составляет 4750 км², средний многолетний расход $Q_0=24,2$ м³/с; годовой сток $W_0=762,3$ млн. м³. Минимальный расход $Q_{\min}=3,6$ м³/с. Уровень воды межени довольно устойчив, УНБ=74,30 м БС.

Внутригодовое распределение стока для среднего по водности года дано в табл. 11.1.

Т а б л и ц а 11.1

Распределение стока р. Уста – с. Кириллово, м³/с

Месяцы												Средне- годовое значение
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
5,8	5,5	7,4	134	57,7	9,6	8,6	16,4	16,2	29,6	34,7	4,9	26,7

11.2. Обоснование параметров ГЭС

С целью незатопления левобережной поймы принят русловой гидроузел с отметкой НПУ на уровне левобережной бровки, т. е. НПУ=78,30 м БС.

Установленная мощность, кВт, в первом приближении определена по зависимости (6.8)

$$N_y = 9,81\eta_{гэс}Q_{расч}H_{расч}.$$

При устойчивом УНБ расчетный напор составит

$$H_{расч} = НПУ - УНБ = 78,30 - 74,30 = 4,0 \text{ м.}$$

При напоре 4,0 м целесообразны осевые – ПЛ или Пр – турбины с коэффициентом быстроходности 500-1000 об/мин. (см. табл. 8.1).

Расчетный расход оценен по таблице 3.3:

$$Q_{расч} = 0,6Q_0 = 0,6 \cdot 24,2 = 14,5 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Таким образом, установленная мощность будет:

$$N_y = 9,81 \cdot 0,8 \cdot 14,5 \cdot 4 = 455,2 \text{ кВт.}$$

Число агрегатов оценивается зависимостью (8.2) с данными табл. 8.2

$$n_{агр} = N_y C_S / N_{об},$$

где обеспеченная мощность

$$N_{об} = 9,81\eta_{гэс}Q_{мин}H_{расч} = 9,81 \cdot 0,8 \cdot 3,6 \cdot 4 = 113 \text{ кВт,}$$

с учетом чего число агрегатов

$$n_{агр} = 455,2 \cdot 0,77 / 113 = 3,1,$$

т. е. принимается 3 агрегата с единичной мощностью

$$N_{1г} = N_y / n_{агр} = 455,2 / 3 = 151,7 \text{ кВт.}$$

Расход одной турбины составит – см. зависимость (8.4):

$$Q_{1г} = N_{1г} / (9,81\eta_{т}H_{расч}) = 151,7 / (9,81 \cdot 0,9 \cdot 4) = 4,3 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Выработка электроэнергии определена по формуле (6.12).

При расчетах учтено, что в период половодья (апрель) напор ГЭС уменьшается до нуля, и сток половодья, составляющий около 50 % годового, исполь-

зован быть не может. Использовать можно $0,50W_0=0,50\cdot 762,3=381,2$ млн. м³.

При $Q_{\text{расч}}=0,6Q_0$ согласно рис. 6.1 $W_0^{\text{ГЭС}}/W_0=0,57$.

При таком соотношении $W_0^{\text{ГЭС}}=0,57\cdot 381,2=217,9$ млн. м³. Таким образом, выработка составит

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}=\eta_{\text{ГЭС}}H_{\text{ср}}W_0^{\text{ГЭС}}/367=0,8\cdot 4\cdot 217,9/367=1,9 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

11.3. Подбор оборудования

При напоре 4 м и расходе турбины $4,3 \text{ м}^3/\text{с}=4300 \text{ л/с}$ согласно рис. 7.1 могут быть применены гидроагрегаты с пропеллерными турбинами.

Исходя из данных оборудования МНТО ИНСЭТ, по параметрам наиболее близки гидроагрегаты ГА1 с турбиной Пр10-120 диаметром рабочего колеса $D_1=1200$ мм (см. рис. 7.2), который представлен ниже.

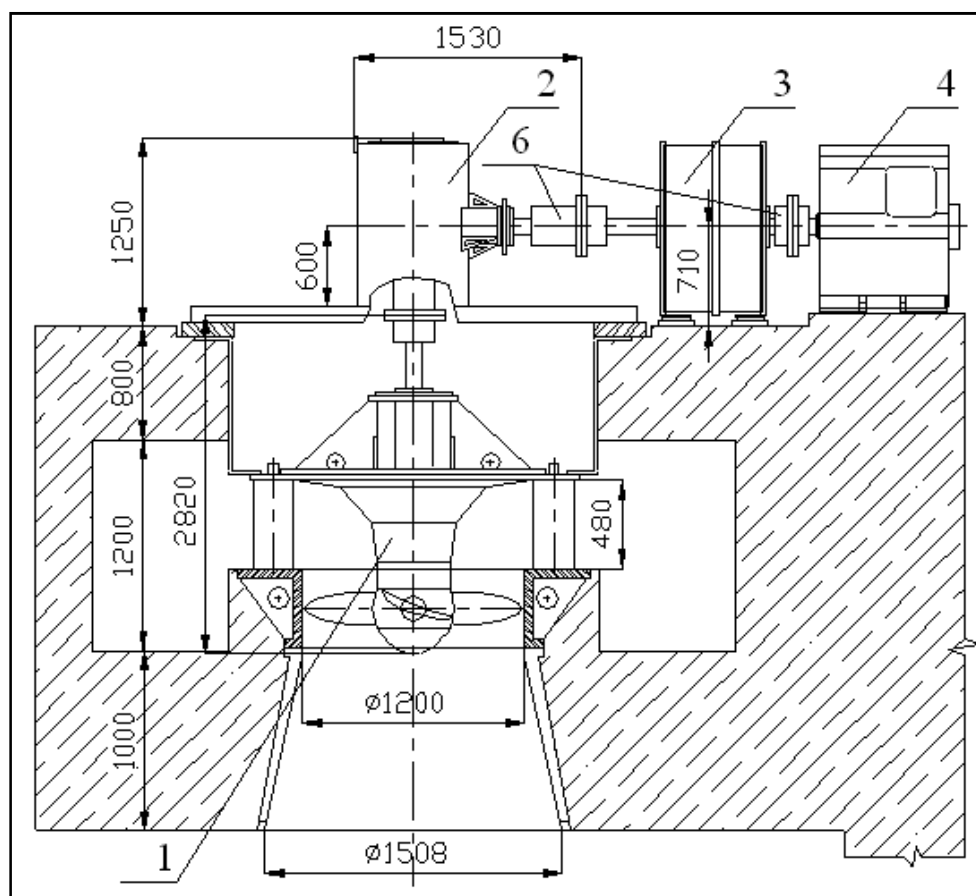


Рис. 11.1. Гидроагрегат ГА1 мощностью 151,7 кВт:

1 – гидротурбина; 2 – мультипликатор; 3 – противоразгонное устройство; 4 – генератор;
6 – муфты

Агрегат выпускается с бетонной турбинной камерой, но без отсасывающей трубы.

Принимается вертикальная коническая отсасывающая труба с размерами, определенными по табл. 7.1 (см. табл. 11.2)

Таблица 11.2

Размеры отсасывающей трубы

β , град	h , м	$h_{от}$, м	$h_{ок}$, м	$h_{к.р.к.}$, м	B , м	C , м
9	6,6	4,8	2,4	0,6	6,3	3,2

11.4. Конструкция здания ГЭС

В соответствии с классификацией табл. 8.3, наиболее подходящий тип здания ГЭС – русловой. Здание ГЭС входит в состав руслового гидроузла, в котором расходы весеннего половодья пропускаются по пойме, практически в бытовом режиме. Однако расходы дождевых паводков не должны выходить на пойму, так как она в летне-осенний период используется для сенокоса, как пастбище и др. Отсюда следует, что в гидроузле необходим водосброс для пропуска максимальных дождевых расходов. В этом случае целесообразно совмещенное с этим водосбросом здание ГЭС. Небольшой напор позволяет использовать прямоосную отсасывающую трубу. В то же время значительный подъем уровня весеннего половодья (почти до 8 м) не дает возможности применить открытую (безнапорную) турбинную камеру.

Таким образом, здание ГЭС – совмещенное руслового типа, с напорной турбинной камерой и прямоосной отсасывающей трубой.

Работа ГЭС предполагается в автоматическом режиме, без обслуживающего персонала, что ведет к отказу от помещений для него.

Небольшие размеры агрегата и, следовательно, масса рабочего колеса, мультипликатора и генератора позволяют использовать передвижные (автомобильные) краны. Монтаж и демонтаж оборудования машзала может осуществляться через съемные люки, размещаемые на крыше. Для маневрирования ремонтными заграждениями также используются автокраны.

Постоянные подъемно-транспортные механизмы на здании ГЭС не предусматриваются, что позволяет значительно уменьшить его размеры.

В здании ГЭС со стороны правого берега предусмотрен этаж для размещения РУ 0,4 кВ; ниже размещается система осушения проточной части агрегата и удаления дренажной воды. Эта же система служит и для заполнения проточной части водой.

Для обогрева машинного зала (при недостаточности тепла работающих генераторов) устанавливаются электрокалориферы. Предусматривается также освещение – внутреннее и наружное. Все вспомогательное оборудование обеспечивается электроэнергией от системы собственных нужд.

Выдача электроэнергии ГЭС производится через трансформаторную подстанцию 0,4/10 кВ в энергосистему села.

Конструкция здания ГЭС показана на рис.11.2.

Генплан гидроузла на р. Усте представлен на рис. 11.3.

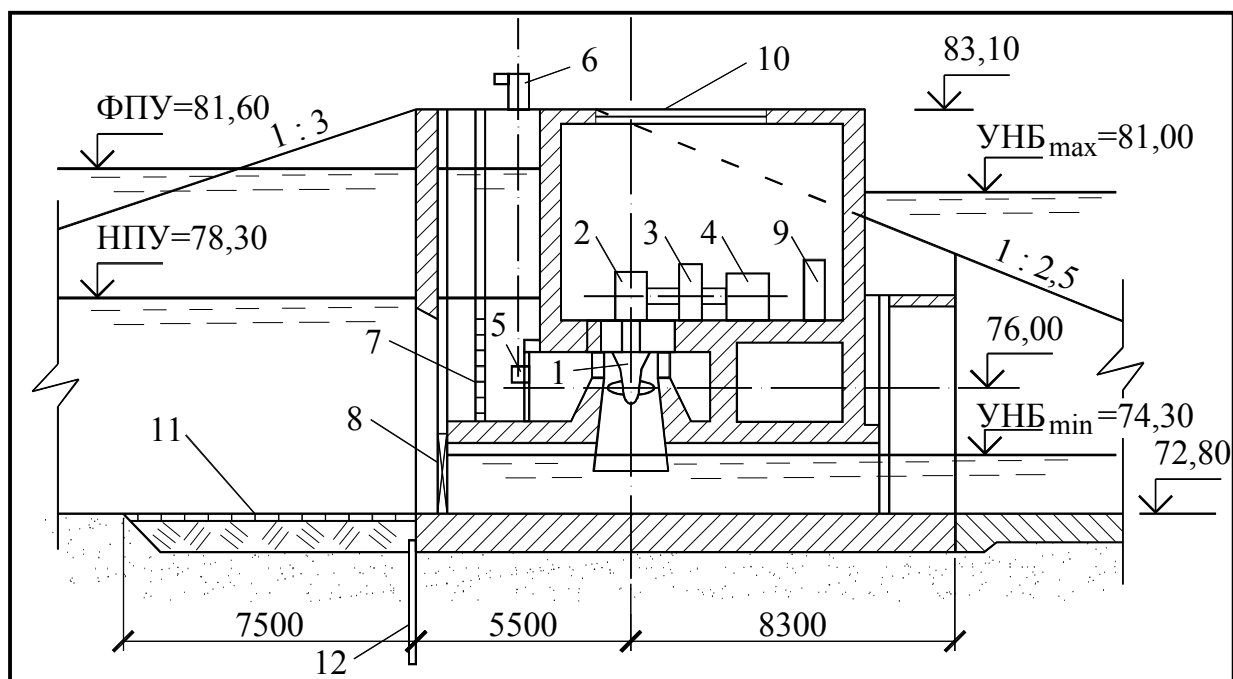


Рис. 11.2. Совмещенное здание ГЭС гидроузла на р. Усте у с. Кириллово в Нижегородской области (проект ННГАСУ):

1 – гидротурбина Пр10-В-120; 2 – мультипликатор; 3 – противоразгонное устройство; 4 – гидрогенератор СГ2-85/18-12у; 5 – оперативный затвор; 6 – привод оперативного затвора; 7 – сороудерживающая решетка; 8 – затвор донного водосброса; 9 – шкаф генераторного ввода; 10 – герметичная крышка; 11 – понур; 12 – шпунтовый ряд

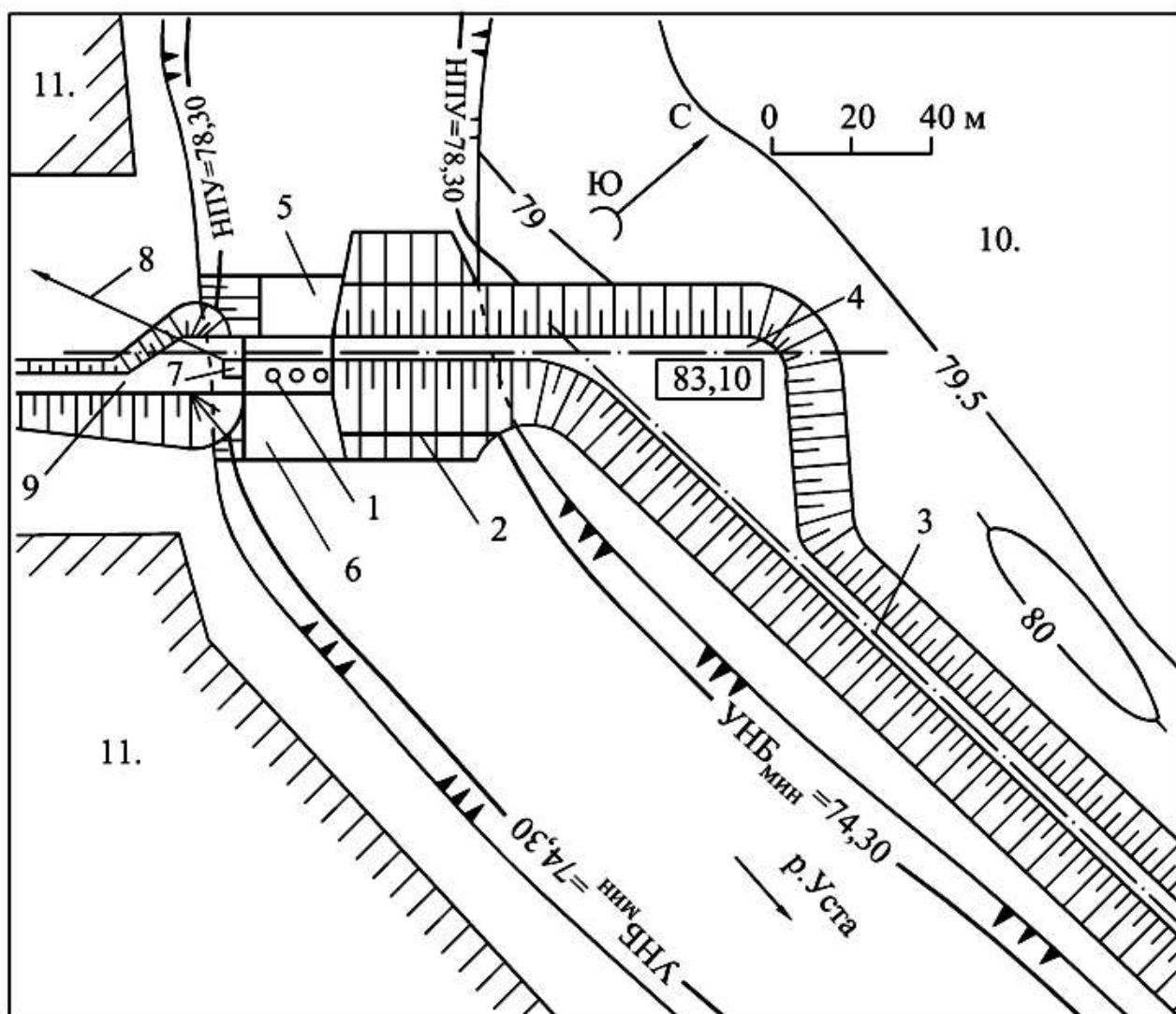


Рис.11.3. Генплан гидроузла на р. Уста (Нижегородская область):

1 – здание ГЭС; 2 – земляная плотина; 3 – струенаправляющая дамба; 4 – льдоотклоняющая дамба; 5 – понур; 6 – водобой здания ГЭС; 7 – трансформатор 10/0,4 кВ; 8 – воздушная линия 10 кВ; 9 – дорога к гидроузлу; 10 – пойменный водосброс; 11 – территория с. Кириллово

11.5. Оценка эффективности ГЭС

11.5.1. Выявление эффектов освоения ГЭР

Для выявления эффектов освоения ГЭР, как социальных и геоэкологических, так и экономических, необходимо выбрать уровень оценки эффективности и установить цели инвестора (заказчика).

Поскольку инвестор заранее не был известен, рассматривались различные уровни оценки эффективности:

– уровень энергосистемы «Нижновэнерго», целью которой было поставлено получение дохода от продажи электроэнергии Кирилловской ГЭС;

– уровень АО «Восход», на территории которого располагается створ ГЭС; здесь цель инвестора – снижение затрат на приобретение электроэнергии извне (из Семеновских электросетей «Нижновэнерго»);

– региональный (областной) уровень.

На уровне энергосистемы основным эффектом освоения ГЭР р. Уста в створе Кирилловской ГЭС является получение электроэнергии, продажа которой дает доход (см. формулу (10.15)):

$$D = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} \mathcal{C}'_{\mathcal{E}}$$

На уровне АО «Восход» основной эффект заключается в получении дохода от уменьшения платежей за покупную электроэнергию в соответствии с зависимостью (10.16), но без продажи излишков (из-за их отсутствия):

$$D = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} \mathcal{C}_{\mathcal{E}}$$

На уровне Нижегородской области эффекты освоения ГЭР р. Уста – Кирилловской ГЭС приведены ниже:

– уменьшение затрат на топливо ТЭС (табл. 11.3).

Таблица 11.3

**Снижение затрат на топливо ТЭС Нижегородской области
(в ценах декабря 1994 г.)**

Коэффициент увеличения	Величина используемых ГЭР, млн. кВт·ч/год	Удельный расход топлива, кг у. т./(кВт·ч)	Удельные затраты на топливо, руб./(кг у. т.)	Снижение	
				расхода топлива, т у. т./год	затрат на топливо, млрд. руб./год
1,2	1,9	0,4	144,7	912	0,132

Расчеты табл. 11.3 выполнены по зависимости (10.12):

$$I_{\text{топл}} = \beta_{\mathcal{E}} b_{\text{альт}} \mathcal{Z}_{\text{альт}} \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$$

при удельных затратах на топливо, оцененных по данным [26], структура потребления топлива принята по [46];

– снижение ущерба от загрязнения атмосферного воздуха; характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу определена по данным [42] и приведена в табл. 11.4.

Таблица 11.4

Характеристика выбросов ТЭС Нижегородской области в атмосферу

Показатель, единица измерения	Величина по составляющим			
	Твердые вещества	Сернистый ангидрид	Оксид углерода	Оксиды азота
Общие выбросы, тыс. т	2,3	82,9	0,8	28,3
Удельные выбросы, 10^{-6} т/кВт·ч	0,28	10,2	0,098	3,54

Расчеты уменьшения ущерба от загрязнения атмосферы выполнены по методике (10.17)

$$Y_{AT} = \bar{y}_{AT} \sigma_{AT} f_{AT} \left(\beta_{\Theta} \Theta_{ГЭС} \sum_{i=1}^{n_{AT}} A_i^{AT} \bar{m}_i^{AT} \right)$$

и приведены в табл. 11.5;

Таблица 11.5

Расчет снижения годового ущерба от загрязнения атмосферы ТЭС Нижегородской области (в ценах 1994 г.)

Показатель, единица измерения	Величина по составляющим				Всего
	Твердые вещества	Сернистый ангидрид	Оксид углерода	Оксиды азота	
Удельные выбросы, 10^{-6} т/(кВт·ч)	0,28	10,2	0,098	3,54	
Снижение выбросов, т/год	0,585	21,32	0,205	7,40	29,51
Относительная агрессивность, усл. т/т	70	22	1	41,1	
Снижение приведенной массы выбросов, усл. т/год	40,95	469,04	0,205	304,14	814,34
Оценка удельного ущерба, руб./(усл. т)	5578				
Показатель относительной опасности	8				
Поправка на характер рассеивания примесей	0,5				
Снижение ущерба, млн. руб./год	21,8				

– снижение затрат на компенсацию кислорода вычислено по зависимости

$$K_{O_2} = \bar{k}_{O_2} F_{O_2}; \quad И_{O_2} = \alpha_{O_2} K_{O_2}$$

и дано в табл. 11.6;

Таблица 11.6

Снижение затрат на компенсацию кислорода (в ценах 1994 г.)

Удельная стоимость создания зеленых насаждений, млн. руб./га	Количество дней солнечного сияния	Удельный расход кислорода, кг/кВт·ч	Уменьшение массы кислорода, т/год	Площадь насаждений для компенсации потребления кислорода, га/год	Снижение затрат на возмещение кислорода	
					единовременных, млрд. руб.	текущих, млрд. руб. в год
10,66	95	0,8	1824	96	1,02	0,102

– уменьшение ущерба от недоотпуска электроэнергии сельским потребителям рассчитано по формуле:

$$У_{вл} = у_{с} \Delta Э_{вл}$$

и приведено в табл. 11.7;

Таблица 11.7

Снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии сельским потребителям (в ценах 1994 г.)

Удельная частота устойчивых отказов, (год км) ⁻¹	Длина среднестатистической ВЛ 10 кВ, км	Продолжительность восстановления, час.	Среднегодовая мощность, кВт	Годовое снижение	
				недоотпуска электроэнергии, тыс. кВт·ч/год	ущерба от недоотпуска, млн. руб./год
0,25	20	2,765	217	3,0	5,23

– снижение затрат за счет возрастания рекреационного потенциала р. Уста определено по выражениям

$$K_{РЕКР} = \delta_{РЕКР} \cdot K_{ГЭР}; \quad И_{РЕКР} = \delta_{РЕКР} \cdot И_{ГЭР};$$

при этом доля годового стока в рекреационный период оценена как 0,1.

11.5.2. Определение затрат на освоение ГЭР

Первоначальные затраты оцениваются по зависимости

$$K_{\text{ГЭР}} = K_{\text{Гу}} + K_{\text{Отч.}}$$

Затраты в гидроузел $K_{\text{Гу}}$ могут определяться различными методами (раздел 3.3.2). Наиболее надежны результаты, полученные путем составления сметной документации [29].

Затраты за отчуждение земель $K_{\text{Отч}}$ зависят от структуры затопливаемых угодий. Для Кирилловской ГЭС эта структура представлена в табл. 11.8.

Таблица 11.8

Площади затопления земель водохранилищем Кирилловской ГЭС

Единицы измерения	Пашни, огороды	Выгоны и пастбища	Луга и сенокосы	Леса и кустарники	Прочие (включая болота)	Всего затоплено
га	1,52	2,67	46,02	8,04	13,58	71,82
%	2,1	3,7	64,2	11,2	18,9	100

В результате выполнения сметных расчетов и расчетов компенсации убытков и потерь землевладельцев были получены первоначальные затраты на Кирилловскую ГЭС в размере 2,55 млрд руб., в том числе за отчуждение земель 0,18 млрд руб. в ценах 1994 г.

Текущие затраты оценивались по формуле:

$$И_{\text{Г}} = \alpha_{\text{ГЭР}} K_{\text{Гу}}$$

Они составили (при $\alpha_{\text{ГЭР}} = 0,02 \text{ год}^{-1}$) 0,0473 млрд руб./год.

11.5.3. Оценка эффективности освоения ГЭР

Расчеты эффективности освоения ГЭР реки Уста в створе Кирилловской ГЭС выполнены в ценах 1994 г., так как проект ГЭС составлялся в том же году.

Эффективность на уровне «Нижновэнерго»

Эффективность на этом уровне оценивалась по формуле:

$$\sum_{t=0}^{T_{\text{ок}}} \left(\frac{1 + \text{inf}}{1 + d} \right)^t [\mathcal{E}_0 \text{ц}'_э - \text{И}_\Gamma - (\mathcal{E}_0 \text{ц}'_э - \text{И}_\Gamma) \text{НП}] = \sum_{t=0}^{T_{\text{стр}}} \left(\frac{1 + \text{inf}}{1 + d} \right)^t K_t, \quad (11.1)$$

где НП – норма налога на прибыль, НП=35 %; ц'_э – тариф на электроэнергию без НДС, ц'_э = 98,6 руб./кВт·ч; Э₀ – среднесрочная выработка электроэнергии; $\sum_{t=0}^{T_{\text{стр}}} K_t = K_{\text{ГЭП}}$; K_t – годовые первоначальные затраты.

Результаты расчета эффективности приведены в табл. 11.9.

Эффективность на уровне АО «Восход»

На уровне акционерного общества «Восход» эффективность определялась по зависимости

$$\sum_{t=0}^{T_{\text{ок}}} \left(\frac{1 + \text{inf}}{1 + d} \right)^t [\mathcal{E}_0 \text{ц}'_э - \text{И}_\Gamma] = \sum_{t=0}^{T_{\text{стр}}} \left(\frac{1 + \text{inf}}{1 + d} \right)^t K_t. \quad (11.2)$$

Результаты расчетов показаны в табл. 11.9.

Эффективность на уровне Нижегородской области

Для выяснения эффективности Кирилловской ГЭС на областном уровне использовалась формула:

$$\begin{aligned} & \sum_{t=0}^{T_{\text{ок}}} \left(\frac{1 + \text{inf}}{1 + d} \right)^t [\text{И}_{\text{топл}} + \text{У}_{\text{АГ}} + \text{У}_{\text{ВЛ}} + \text{И}_{\text{O}_2} - (\text{И}_\Gamma - \text{И}_{\text{РЕКР}})] = \\ & = \sum_{t=0}^{T_{\text{стр}}} \left(\frac{1 + \text{inf}}{1 + d} \right)^t K_t - K_{\text{O}_2} - K_{\text{РЕКР}}. \end{aligned} \quad (11.3)$$

Оценка эффективности на областном уровне дана в табл. 11.9.

Таблица 11.9

Оценка эффективности Кирилловской ГЭС

Годовой экономический результат, млрд. руб./год	Текущие затраты, млрд. руб./год	Годовой процент		Срок окупаемости, годы
		дисконтирования	уровня инфляции	
Срок окупаемости затрат на уровне «Нижновэнерго»				
0,152	0,0473	0	0	23,9
		90	100	16,2
		130	150	13,8
		180	230	10,5
Срок окупаемости затрат на уровне АО «Восход»				
0,187	0,0473	0	0	18,2
		90	100	13,4
		130	150	11,3
		180	230	10,5
Срок окупаемости затрат на региональном уровне				
0,266	0,0473	0	0	10,90
		90	100	10,07
		130	150	8,45
		180	230	6,51

Сравнение результатов таблицы 11.9 показывает, что экономическая эффективность освоения ГЭС р. Уста наиболее высока на областном (региональном) уровне – здесь наиболее низкие сроки окупаемости.

12. ГЭС НА МАЛЫХ РЕКАХ И ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА

12.1. Влияние ГЭС на окружающую среду

Гидроэлектростанции оказывают существенное влияние на окружающую среду. Однако это влияние является локальным.

Необходимо различать период строительства ГЭС на малых реках и период их эксплуатации.

Первый период – сравнительно кратковременный, как правило, не более двух-трех лет. В это время в районе строительства нарушается естественный ландшафт. В связи со строительными работами существенно повышается уровень шума. Происходит загрязнение атмосферы выбросами строительной техники, пыления при возведении грунтовых сооружений и рытье котлованов, движении транспорта, других менее значительных причин. Выделение в атмосферу углекислого газа от изготовления материалов, строительных и монтажных работ при сооружении энергетических гидроузлов составляет 0,4 кг/кВт·ч. Вода, используемая при строительных работах, возвращается в водные объекты в загрязненном состоянии в виде механических примесей; сточные воды могут быть загрязнены нефтепродуктами; проведение строительных работ в русле повышает мутность воды.

Второй период – эксплуатация объектов гидроузла и водохранилища – оказывают определенные воздействия на окружающую среду – атмосферу, водные объекты, земельные ресурсы, хозяйство, население. Эти воздействия проявляются как в верхнем, так и в нижнем бьефах; некоторые воздействия возникают одновременно с сооружением гидроузла, другие – в процессе эксплуатации, растягиваясь на десятилетия. Воздействия могут быть прямыми, вызываемые непосредственно созданием гидроузла и водохранилища, а также косвенными, когда их влияние опосредовано через другие проявления, например, в результате использования электроэнергии.

Сооружение ГЭС на малых реках и образование на них водохранилищ оказывает некоторое влияние на *атмосферный воздух*, однако это влияние не-

значительно: выделение CO_2 (с поверхности водохранилищ)при эксплуатации гидроузлов составляет 0,008 кг/кВт·ч, что является практически ничтожным.

Водоохранилища на малых водотоках оказывают влияние на *микроклимат* прибрежной зоны. Это влияние распространяется на расстояние до 1,5-2,0 км и зависит от площади водной поверхности и крутизны побережий: с увеличением ширины поверхности воды и угла наклона на побережье зона влияния увеличивается. Весной и летом отмечается охлаждающее влияние водохранилищ на прилегающую сушу, осенью – отепляющее.

Образование водной поверхности водохранилища приводит к увеличению испарения, что ведет к изменению относительной влажности воздуха над зеркалом воды. Сумма осадков над водоемом может уменьшаться на 8-10%, число ясных дней несколько увеличивается. Над водным пространством водохранилища изменяются скорость и направление ветра. Скорость ветра увеличивается, ветровой поток разворачивается по длине долины реки. Исследования показывают, что увеличение скорости ветра над водной поверхностью может достигать до 100 %, причем наиболее существенно увеличиваются ветры со скоростью до 3 м/с. В то же время примерно на 30% уменьшается количество штилей над водоемом.

Сооружение гидроузла и образование подпора изменяет *естественное состояние реки* как в верхнем, так и в нижнем бьефе. Степень этого изменения зависит во многом от перепада уровня воды (напора) и характера регулирования стока.

При коротком периоде регулирования или отсутствии регулирования стока режим уровня воды в верхнем бьефе трансформируется незначительно, оставаясь постоянным в период межени и повышаясь во время половодий и паводков. Однако, амплитуда колебания уровня воды в верхнем бьефе может быть существенно меньше, чем в реке; последнее не относится к русловым водохранилищам, где амплитуда изменения УВБ трансформируется мало. Также незначительно изменяется режим уровня воды в нижнем бьефе.

Наличие водохранилища изменяет водный баланс водотока в верхнем бьефе. Это связано, в основном, с возникновением потерь стока на дополнительные испарения с водной поверхности и фильтрацию из верхнего бьефа в нижний, в первые годы существования гидроузла образуются потери на насыщение ложа и берегов водохранилища. Кроме того, имеют место временные потери на льдообразование, которые возникают в водохранилищах, имеющих зимнюю сработку воды. Однако, изменение водного баланса при неглубоком регулировании стока или его отсутствии незначительно, так как потери стока и на дополнительное испарение, фильтрацию и льдообразование обычно малы. Для русловых водохранилищ, в которых площадь водной поверхности почти не отличается от площади водной поверхности реки в естественном состоянии, потери на дополнительное испарение практически нулевые.

Соотношение элементов водного баланса определяет их водообмен, который может характеризоваться коэффициентом условного водообмена – отношением среднемесячного стока из водоема к его среднему объему. Изучение существующих водохранилищ на малых реках показывает, что этот коэффициент изменяется в общем от 1 до 300, причем у большей части водохранилищ он составляет 15-75, обеспечивая хорошую проточность.

Волновой режим водохранилищ на малых реках имеет ряд особенностей. Малые размеры таких водоемов и небольшой объем воды, участвующий в волнообразовании, ограничивают размеры ветровых волн, хотя их высота больше, чем в естественном водотоке. При длине разгона волн 3-20 км максимальная высота волн не превышает 1,5 м с преобладанием высот 0,4-0,8 м.

В связи с незначительностью изменения водного баланса верхнего бьефа водный режим нижнего бьефа трансформируется также мало.

Из многих процессов, определяющих срок эксплуатации водохранилищ на малых реках, наиболее изучен режим твердого стока, который существенно изменяется по сравнению с бытовыми условиями водотоков и заключается в *накоплении грунтового материала* в ложе водохранилища. Основными источниками поступления этого материала являются привнос наносов речным сто-

ком, смыв грунтов с водосбора водохранилища, переработка его берегов, развитие высшей водной растительности, продукция живых организмов.

В обычных условиях период заполнения водохранилища грунтовым материалом превышает 50-60 лет; более короткие сроки заполнения свойственны водоемам на горных реках, а также водоемам, в которые возможно массовое поступление грунтового материала.

С заилением и обмелением водохранилищ тесно связано их *зарастание высшей водной растительностью*. Устойчивые районы зарастания формируются к 15-20-му году эксплуатации. Через 50 лет эксплуатации покрытие растительностью может достигать 35-50 % площади зеркала, к 80-м годам – 50-90 %. Зарастание играет двоякую роль: с одной стороны, оно защищает берега от размывов и уменьшает заиление, с другой – обогащает донные отложения органическим веществом.

Уменьшение стока наносов из водохранилища способствует *деформации русла и берегов* в нижнем бьефе, где происходит перестройка продольного профиля русла. При этом возникает глубинная эрозия, приводящая к понижению русла в нижнем бьефе. Длина зоны активной русловой эрозии может достигать 6-10 км. Эти особенности русловых процессов в нижнем бьефе характерны для первых 10-15 лет эксплуатации. Дальнейшее формирование продольного профиля идет крайне медленно.

Из комплекса внешних факторов на *формирование качества воды* в водохранилищах наиболее существенно влияет изменение гидрологического режима, что выражается в замедлении течений, сокращении водообмена, трансформации круговорота веществ по сравнению с водотоком: в реке – транзитный поток, в водохранилище – почти замкнутый круговорот. Вследствие этого изменяется гидрохимический режим водохранилища. Однако эти изменения могут быть незначительными, особенно при высоком водообмене водохранилища. Может повыситься минерализация воды за счет вымывания солей из почв и грунтов ложа водохранилища, а также из-за увеличения испарения.

Изменение химического состава воды может быть связано также с *евтрофикацией* водохранилища, которая усиливается в водоемах по сравнению с водотоками из-за уменьшения водообмена (проточности). Евтрофикация вызывается накоплением в воде биогенных веществ (азота и фосфора), под воздействием которых ухудшается качество воды: она становится мутной, зеленой, неприятной на вкус, в ней повышается кислотность.

Основными источниками поступления азота и фосфора в водохранилища являются городские сточные воды, поверхностный сток с сельхозугодий, неочищенные стоки животноводческих ферм.

Также тесно связан с гидрологическим режимом водохранилища его *гидробиологический режим*. В формировании биологического режима выделяют три периода: начальный, характеризуемый вспышкой трофности (биологической продуктивности). Он завершается к 12-18-му году эксплуатации. Второй – затухания биохимических процессов и снижения биомассы; третий – медленное и постепенное повышение трофности. В связи со сравнительно высокой проточностью водохранилищ на малых реках наблюдается интенсивный биосток в нижний бьеф.

Значительное влияние гидроузлы и их водохранилища оказывают на *прилегающую территорию*.

В соответствии с принятыми в научных и практических исследованиях правилами следует выделять:

- зону постоянного (точнее, долговременного) затопления, соответствующую урезу воды при НПУ с учетом кривизны водной поверхности;
- зону периодического временного затопления (между урезом при НПУ и урезом воды при прохождении максимальных расходов расчетной обеспеченности);
- зону эпизодического временного затопления, соответствующую форсированию уровня верхнего бьефа до максимального значения;

– зону повышения уровня грунтовых воды (зону подтопления), определяемую по допустимой глубине залегания уровня этой воды (в зависимости от характера земельных угодий, попадающих в зону подтопления).

Затопление территории приводит к её изъятию из хозяйственного использования; кроме того, изымаются земли под сооружения гидроузла, постоянные дороги, коридоры ЛЭП, однако площади таких земель значительно меньше, чем площади затопления. Имеющиеся данные о созданных водохранилищах на малых водотоках позволяют оценить удельные затопления в виде отношения площади затопления к полному объему водоема, которое составляет примерно 0,3-0,4 м²/м³.

Подъем уровня грунтовых вод при образовании водохранилища может вызвать *подтопление*, однако далеко не всегда. Размеры зоны подтопления (ориентировочно) составляют при высоких берегах до 10 % площади зеркала водохранилища.

Создание водохранилища образует не только затопления и подтопления, но и приводит к изменению берегов. *Переработка берегов водохранилищ* на малых реках зависит от местных природных условий, ветрового волнения, уровня режима, литологии и размываемости пород, морфометрии склонов и др. Процесс переработки особенно интенсивен в первые 5-10 лет после образования водохранилища, в последующие 10-15 лет интенсивность ослабевает, усиливаясь лишь в многоводные годы или при изменении режима уровней. В дальнейшем переформирование берегов практически затухает, в это время в прибрежной зоне формируется полоса водных растений, склоны закрепляются растительностью.

Наиболее интенсивное отступление бровки берега отмечается в начальном периоде процесса, когда скорость смещения берега составляет 1,0-1,2 м/год; смещение берега вглубь территории за период интенсивной переработки составляет 5-10 м, зона переработки берегов обычно не превышает 3-5 % площади затоплений.

12.2. Водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы

Согласно Водному кодексу РФ, статья 65, у водных объектов устанавливаются водоохранные зоны и прибрежные защитные полосы.

Водоохранными зонами являются территории, которые примыкают к береговой линии рек, ручьев, водохранилищ и на которых устанавливается специальный режим осуществления хозяйственной и иной деятельности в целях предотвращения загрязнения, засорения, заиления указанных водных объектов и истощения их вод, а также сохранения среды обитания водных биологических ресурсов и других объектов животного и растительного мира.

Береговая линия (граница водного объекта) определяется (Водный кодекс, статья 5) для:

- 1) моря — по постоянному уровню воды, а в случае периодического изменения уровня воды — по линии максимального отлива;
- 2) реки, ручья, канала, озера, обводненного карьера — по среднемноголетнему уровню вод в период, когда они не покрыты льдом;
- 3) пруда, водохранилища — по нормальному подпорному уровню воды;

В границах водоохранных зон устанавливаются прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

За пределами территорий городов и других населенных пунктов ширина водоохранной зоны рек, ручьев, водохранилищ и ширина их прибрежной защитной полосы устанавливаются от соответствующей береговой линии.

Ширина водоохранной зоны рек или ручьев устанавливается от их истока для рек или ручьев протяженностью:

- 1) до десяти километров - в размере пятидесяти метров;
- 2) от десяти до пятидесяти километров - в размере ста метров;
- 3) от пятидесяти километров и более - в размере двухсот метров.

Для реки, ручья протяженностью менее десяти километров от истока до устья водоохранная зона совпадает с прибрежной защитной полосой. Радиус

водоохранной зоны для истоков реки, ручья устанавливается в размере пятидесяти метров.

Ширина водоохранной зоны водохранилища, за исключением водохранилища с акваторией менее $0,5 \text{ км}^2$, устанавливается в размере пятидесяти метров. Ширина водоохранной зоны водохранилища, расположенного на водотоке, устанавливается равной ширине водоохранной зоны этого водотока.

Ширина прибрежной защитной полосы устанавливается в зависимости от уклона берега водного объекта и составляет тридцать метров для обратного или нулевого уклона, сорок метров для уклона до трех градусов и пятьдесят метров для уклона три и более градуса.

Требования к хозяйственному использованию водоохранных зон и прибрежных защитных полос устанавливаются Водным кодексом.

12.3. Оценка воздействия ГЭС на окружающую среду

Ниже в качестве примера в табл. 12.1-12.4 дается некоторая оценка влияния Кирилловской ГЭС на окружающую среду.

Т а б л и ц а 12.1

Влияние Кирилловской ГЭС на атмосферный воздух

В период строительства (от строительной техники)			В период эксплуатации (с водохранилища)		
Удельные выбросы CO_2 , кг/кВт·ч	Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	Годовые выбросы CO_2 , 10^3 т	Удельные выбросы CO_2 , кг/кВт·ч	Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	Годовые выбросы CO_2 , 10^3 т
0,4	1,9	7,6	0,008	1,9	0,015

Т а б л и ц а 12.2

Затопления водохранилищем Кирилловской ГЭС, га

Пашни, огороды	Выгоны и пастбища	Луга и сенокосы	Леса и кустарники	Прочие (включая болота)	Всего затоплено	Площадь подтопления
1,52	2,67	46,02	8,04	13,58	71,82	18,0

Т а б л и ц а 12.3

Заиление водохранилища Кирилловской ГЭС

Среднегодовая мутность, г/м ³	Среднемноголетний сток воды, млн. м ³	Доля влечкомых наносов	Доля наносов, проходящих транзитом	Плотность отложений, т/м ³	Годовой объем заиления, тыс. м ³
40	762,3	0,1	0,7	1,0	12,2

Расчеты в табл. 12.3 выполнены по формуле (5.4) при $T_{\text{экс}}=1$ год.

Т а б л и ц а 12.4

Размеры водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы

Водоохранная зона		Прибрежная защитная полоса	
Расстояние створа ГЭС от истока, км	Ширина водоохранной зоны, м	Уклон берега, град.	Ширина прибрежной защитной полосы, м
200	200	>3	50

ЛИТЕРАТУРА

1. Алтунин, В.С. Изучение, использование и охрана малых и средних рек /В.С. Алтунин, В.И. Дмитрук, В.Ф. Панкратов //Гидротехн. стр-во. – 1988. – № 9.-С. 28-31.
2. Анализ состояния малых рек Волжского бассейна и обоснование важнейших мероприятий по защите, восстановлению и оптимальному использованию их ресурсного потенциала //Возрождение Волги: Федер. Целевая Программа. Приложения. - М.: МГУ, 1995. – Т.7. - 317 с.
3. Арсеньев, Г.С. Водное хозяйство и водохозяйственные расчеты /Г.С. Арсеньев, А.Г. Иваненко. - СПб: Гидрометеоздат, 1993.-272 с.
4. Асарин, А.Е. Водноэнергетические расчеты /А.Е. Асарин, К.Н. Бестужева. - М.: Энергоатомиздат, 1986.- 224 с.
5. Атлас расчетных гидрологических карт и номограмм. - Л.: Гидрометеоздат, 1986.-28 карт.
6. Блинов, Б. С. Гирляндная ГЭС /Б. С.Блинов. – М. – Л.: Госэнергоиздат. – 1963. – 64 с.
7. Васильев, Ю.С. Экологические аспекты гидроэнергетики /Ю.С. Васильев, Н.И. Хрисанов. - Л.: Изд-во гос. ун-та, 1984.-247 с.
8. Васильев, Ю.С. Экология использования возобновляющихсяэнергосточников /Ю.С. Васильев, Н.И. Хрисанов. - Л.: Изд-во гос. ун-та, 1991.-343 с.
9. Водохранилища и их воздействие на окружающую среду. - М.: Наука, 1986.-367 с.
10. Временная методика определения предотвращенного экологического ущерба. - М.: Госкомитет РФ по охране окружающей среды, 1999. - 60 с.
11. Гвоздев, В.С. Пропуск паводка по пойме при низконапорных плотинах /В.С. Гвоздев.-М.: Госстройиздат, 1956.-80 с.
12. Гидроэлектрические станции /Под ред. В.Я. Карелина, Г.И. Кривченко. -М.: Энергоатомиздат, 1987.- 464 с.

13. Гидроэнергетика /Под ред. В.И. Обрезкова. -М.: Энергоиздат, 1981.- 608 с.
14. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Т.2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – М. : Энергоатомиздат, 1990 . – 336 с.
15. ГОСТ 17.1.1.02-77. Гидросфера. Классификация водных объектов.
16. ГОСТ 19179-73. Гидрология суши. Термины и определения.
17. ГОСТ 7890-93. Краны мостовые однобалочные подвесные Технические условия.
18. ГОСТ 22584-96. Тали электрические канатные. Общие технические условия.
19. Гришин, М. М. Гидротехнические сооружения/М. М. Гришин. – М.: Госстройиздат, 1962. – 763 с.
20. Докукин, П. Я. Анализ перспективы развития свободнопоточных микроГЭС /П. Я. Докукин //Энергет. стр-во. – 1994. – № 9. – С. 50-54.
21. Доманицкий, А.П. Реки и озера Советского Союза: Справ. данные /А.П. Доманицкий, Р.Г. Дубровина, А.П. Исаева. -Л.: Гидрометеиздат, 1971.- 104 с.
22. Железняков, Г.В. Гидрология, гидрометрия и регулирование стока /Г.В. Железняков, Т.А. Неговская, Е.Е. Овчаров. -М.: Колос, 1984.-205 с.
23. Карелин, В.Я. Сооружения и оборудование малых ГЭС /В.Я. Карелин, В.В. Волшаник. -М.: Энергоатомиздат, 1986.-200 с.
24. Костяков, А.Н. Основные принципы и методы использования водных ресурсов малых бассейнов в средней полосе Европейской части СССР /А.Н. Костяков //Изв. АН СССР. Отд. техн. наук. - 1946.-№ 2.-С. 185-198.
25. Кузнецов, Н.К. Сельскохозяйственные гидроэлектростанции /Н.К. Кузнецов, А.Н. Златковский. -М.: Сельхозгиз, 1948.-316 с.

26. Кузовкин, А. И. Ценообразование и ценовая политика в топливно-энергетическом комплексе России /А. И. Кузовкин //Энергет. стр-во. – 1995.-№ 2.-С. 2-7.
27. Малая гидроэнергетика /Под ред. Л.П. Михайлова. -М.: Энергоатомиздат, 1989.- 184 с.
28. Малинин, Н.К. Теоретические основы гидроэнергетики /Н.К. Малинин. -М.: Энергоатомиздат, 1985.-312 с.
29. Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации/ МДС 81-35.2004. – М.: Госстрой России, 2004. 76 с.
30. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. -М.: Госстрой России, Минэкономики РФ, Минфин РФ, Госкомпром России, 1994.-№ 7-12/47.-80 с.
31. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). -М.: Экономика, 2000. – 422 с.
32. Муслимов В. Х. Гидроэнергетические ресурсы Дагестанской АССР /В. Х. Муслимов. – Махачкала: Дагест. кн. изд-во, 1972. – 211 с.
33. Муслимов В. Х. Гидроэнергетические ресурсы Дагестана /В. Х. Муслимов //Гидротехн. стр-во. – 1987.-№ 12. – С. 17-20.
34. Муслимов В. Х. Гидроэнергетические ресурсы Чечено-Ингушской АССР /В. Х. Муслимов, Г. С. Янин //Гидротехн. стр-во. – 1989. – № 5. – С. 3-5.
35. Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия: Постановление Правительства РФ от 28.08.92 № 632 //Собрание актов Президента и Правительства РФ.-1992.-№10.-С. 726.
36. Пособие по определению расчетных гидрологических характеристик. – Л.: Гидрометеиздат, 1984. – 448 с.
37. Постановление Правительства РФ от 28.08.1992№ 632 (ред. 30.04.2013)«Об утверждении Порядка определения платы и ее предельных раз-

меров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия».

38. Постановление Правительства РФ от 07.05.2003 г. № 262 «Об утверждении правил возмещения собственникам земельных участков, землепользователям, землевладельцам и арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием земельных участков, ограничением прав собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков либо ухудшением качества земель в результате деятельности других лиц».

39. Постановление Правительства РФ от 22.05.2007 № 310 (ред. от 14.02.2012) «О ставках платы за единицу объема лесных ресурсов и ставках платы за единицу площади лесного участка, находящегося в федеральной собственности».

40. СанПиН 3907-85. Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ.

41. Соболев, С. В. Использование водной энергии малых рек: Монография / С. В. Соболев, А. В. Февралев. – Н. Новгород: ННГАСУ, 2009. – 284 с.

42. Состояние окружающей среды в Нижегородской области в 1994 году: статист. сб. - Н. Новгород, 1995.-135 с.

43. СП 33-101-2003. Определение основных расчетных гидрологических характеристик.

44. СП 42.13330.2011. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*.

45. СП 58.13339.2012. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения.

46. Топливо-энергетический комплекс Нижегородской области: Краткие данные. - Н. Новгород: Нижегород. новости, 1993.-15 с.

47. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии // Под ред. В. И. Виссарионова. – М.: ФирмаВИЭН, 2004.

48. Яковишина С. К. Перспективы использования малых ГЭС на горных предприятиях Магаданской области /С. К. Яковишина, А. Л. Холявский// Колыма. - 1989.-№ 7.-С. 19-20.

49. Small, mini and micro hydropower// Modern Power System. – 1992. – P. 37, 39, 41, 43, 45, 47, 49 – 51.

Февралев Аркадий Валентинович

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
НА МАЛЫХ РЕКАХ**

Учебное пособие

Редактор
Елизарова С. А.

Подписано в печать _____. Формат 60x90 1/16. Бумага газетная. Печать офсетная.

Уч. изд. л. _____. Усл. печ. л. _____. Тираж _____ экз. Заказ № _____.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет»
603950, Н. Новгород, ул. Ильинская, 65

Полиграфцентр ННГАСУ, 603950, Н. Новгород, ул. Ильинская, 65