Библиотека СОК

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МОСКОВСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
(ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

В.И. Виссарионов, Н.К. Малинин, Г.В. Дерюгина ,
В.А. Кузнецова, В.Г. Желанкин, С.В. Кривенкова

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

(справочные материалы)

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
по курсовому и дипломному проектированию для студентов вузов, обучающихся по специальности
«Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»

Под редакцией В.И.Виссарионова

Издательство МЭИ
Москва **2001**

80 с (П)ОД 17.10.02

ВОЗВРАТИТЕ КНИГУ НЕ ПОЗЖЕ
обозначенного здесь срока

11/11/05

Тип.МЭИ.Зак. 3396 Тир.500000

БИБЛИОТЕКА

УДК
~~620~~ 621.311
Т 381
УДК: 6~~20.92+621~~.311.24](076.5)

Утверждено учебным управлением МЭИ
Подготовлено на кафедре нетрадиционных и возобновляемых источников энергии

Технико-экономические характеристики малой гидроэнергетики (справочные материалы) : Методическое пособие/ В.И. Виссарионов, Н.К. Малинин, Г.В. Дерюгина и др. – М.: Издательство МЭИ, 2001. –120 с.

В пособии содержатся справочные материалы, необходимые для выбора и обоснования параметров основного энергетического оборудования малых ГЭС в курсовом и дипломном проектировании. Приводятся компоновочные решения по агрегатам малых ГЭС, схемы и унифицированные конструкции основных гидротехнических сооружений (здания малых ГЭС, глухие и водосбросные плотины), а также экономические показатели малых ГЭС.

Предназначено, в основном, для использования в учебном процессе специальности «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии».

© Московский энергетический институт, 2001

Принятые сокращения и обозначения

ГЭС - гидроэлектростация;
МГЭС - малая ГЭС;
МикроГЭС - микроГЭС;
ТЭС - теплоэлектростация;
АЭС- атомная электростация;
ВЭУ - ветровая энергоустановка;
СФЭУ - солнечная фотоэлектрическая энергоустановка;
ГеоТЭУ - геотермальная энергоустановка;
ПЭС - приливная электростанция;
ВлЭС - волновая электростанция;
ЛЭП - воздушная линия электропередач;
$Э_в$ - валовой потенциал малой гидроэнергетики;
$Э_т$ - технический потенциал малой гидроэнергетики;
$Э_{эк}$ - экономический потенциал малой гидроэнергетики;
L, км - длина реки;
l, км - длина ЛЭП;
Кэ, о.е. - коэффициент, равный отношению технического потенциала реки ($Э_т$) к валовому ($Э_в$);
H, м - напор агрегата;
$H_р$, м - расчетный напор агрегата;
H_s, м - высота отсасывания;
Q, л/с, $м^3/с$ - расход агрегата;
D, мм - диаметр рабочего колеса агрегата;
$D_{тр}$, мм - диаметр напорного трубопровода;
S, кВА - номинальная полная мощность агрегата;
N, кВт - номинальная активная мощность агрегата;
n, 1/мин - частота вращения агрегата;
n_c, 1/мин - номинальная частота вращения ротора гидроагрегата;
n_y, 1/мин - угонная частота вращения;
f, Гц - частота переменного тока;
U, В, кВ - напряжение;
cosφ, о.е. - коэффициент мощности;
η^{max}, о.е., % - максимальный КПД;
$m_т$, т - масса турбины;
$m_г$, т - масса гидрогенератора;

$m_т$ - масса агрегата;
$m_э$, кг - масса энергоблока;
$m_в$, кг - масса водозаборного устройства;
$m_у$, кг - масса устройства автоматического регулирования и частоты;
$K_а$, кг/кВт - удельная масса агрегата;
$K_г$, кг/кВт - удельная масса гидрогенератора;
$V_п$, м/с - скорость водного потока;
$V_в$, м/с - скорость ветрового потока;
$D_б$, мм - диаметр балластной нагрузки;
$h_б$, мм - высота балластной нагрузки;
$m_б$, кг - масса балластной нагрузки;
C, $ - стоимость ГЭС;
$C_{бл}$, $ - стоимость энергоблока ГЭС;
$C_{лэп}$, $/км - стоимость 1 км ЛЭП;
t, цент/кВт·ч - тариф на электроэнергию;
b, цент/кВт·ч - удельная стоимость обслуживания и эксплуатации;
$K_т$, % - коэффициент использования топлива;
$C_т$, $/т - стоимость топлива;
$C_{уд_б}$, $/кВт - удельная стоимость 1 кВт энергоустановок;
$C_{уд}^{бл}$, $/кВт - удельная стоимость 1 кВт энергоблока;
$T_{сл}$, лет - срок службы объекта;
$Э_{сут}$, кВт·ч - суточное потребление электроэнергии;
$Э_{сл}$, кВт·ч/м^2 - поток солнечного излучения;
$Ц_т$, цент/кВт·ч - цена топлива.

ВВЕДЕНИЕ

Методическое пособие разработано на кафедре нетрадиционных и возобновляемых источников энергии МЭИ на основе обработки и использования материалов, опубликованных в отечественных и зарубежных изданиях, а также собственных разработок кафедры, выполненных в последние годы.

Впервые в достаточно полном объеме представлены справочные материалы по основному энергетическому оборудованию и гидротехническим сооружениям малых ГЭС с целью их использования в курсовом и дипломном проектировании при подготовке дипломированных инженеров и магистров техники и технологии по специальности «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии».

С помощью предлагаемых материалов можно производить технико-экономические расчеты по обоснованию параметров основного энергетического оборудования малых ГЭС и схем компоновки гидротехнических сооружений.

Авторы выражают благодарность главному специалисту АО института «Гидропроект» В.И.Платову за активное участие в подготовке пособия к изданию.

1. МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Таблица 1.1

Ресурсы малой гидроэнергетики мира (в млн кВт·ч/год)

Страна	$Э_в$	$Э_т$	Страна	$Э_в$	$Э_т$
Африка			**Азия**		
Эфиопия	–	236,5	Китай	1300000	250000
Либерия	–	326,3	Индия	–	5000
Мадагаскар	20000	61	Иран	36286	6784
Мавритания	120	90	Ю. Корея	583	102,1
Сомали	–	600	Непал	55,2	42,1
Свазиленд	3000	500	Филиппины	–	14476
Танзания	403	–	Шри Ланка	–	263
Замбия	–	8,8	Тайланд	1768	475
Тунис	40	20	Турция	3128	1843
Ю. и Центр. Америка			**Европа**		
Аргентина	–	38	Австрия	–	3100
Эквадор	136	34	Чехия и Словакия	28600	186,6
Бразилия	–	4213	Дания	11000	80
Доминиканская Республика	129	25	Финляндия	1900	1200
Сальвадор	417	123	Франция	200000	75000
Гаити	65	55	Германия	–	3000
Ямайка	84	49	Греция	5000	2000
Венесуэла	4000	200	Венгрия	586	315
Северная Америка			Исландия	64000	45000
Канада	9491	3815	Ирландия	–	194
США	800000	–	Италия	–	65000
Океания			**Нидерланды**	**700**	**130**
Австралия	–	1248	Норвегия	–	8000
Новая Зеландия	–	912	Португалия	–	6500
			Великобритания	–	400
			Испания	150360	65600
			Швейцария	9000	6000

Источник: "Water Power & Dam Construction", Volume 44, Number 11, November 1992.

Таблица 1.2

Страны мира, в которых суммарная установленная мощность малых ГЭС превышает 100 МВт (1992 г, в МВт)

Страна	$N_{МГЭС}$	Страна	$N_{МГЭС}$
Китай	9500	Югославия	443
США	3463	Финляндия	300
Италия	1991	Новая Зеландия	298
Франция	1646	Румыния	273
Австрия	1500	Индия	207
СНГ	1250	Польша	170
Испания	1050	Чехия и Словакия	155
Канада	897	Болгария	131
Норвегия	806	Турция	109
Швейцария	672	Пакистан	108

Таблица 1.3

Предельная установленная мощность малой ГЭС или ее агрегатов в разных странах мира (в МВт)

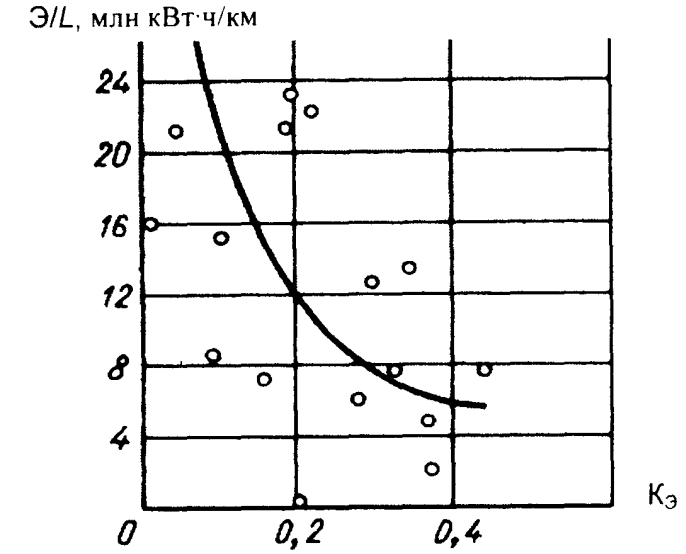
Страна	$N_{уст}$	Страна	$N_{уст}$
Аргентина	1	Ю.Корея	1
Австралия	15	Лаос	1
Австрия	5	Ливан	1
Великобритания	–	Люксембург	1
Вьетнам	10	Голландия	1
Венесуэла	2	Новая Зеландия	1
Замбия	1	Норвегия	1
Германия	5	Португалия	1
Испания	5	США	35
Индия	5	Тайвань	1
Канада	5	Франция	5
Китай	25	Шри Ланка	1
Кипр	1	Швеция	1,5
Италия	2	Швейцария	2

Источник: "Water Power & Dam Construction", Volume 44, Number 11, November 1992

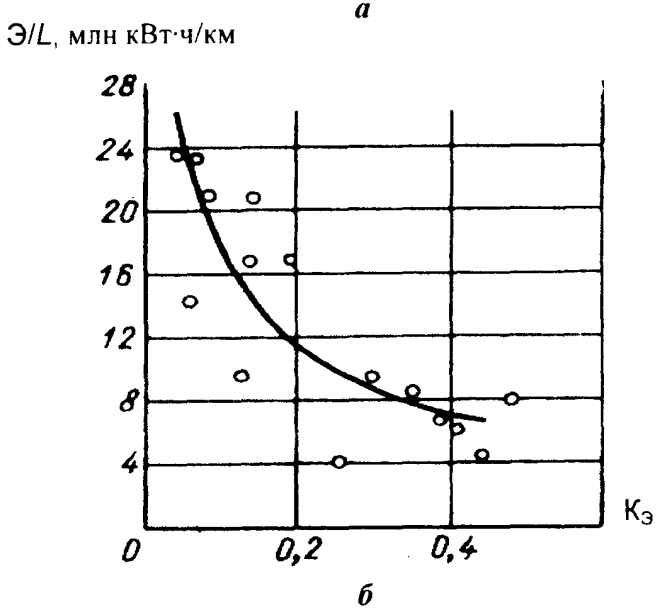
Таблица 1.4

Гидроэнергетические ресурсы малой гидроэнергетики по регионам России

Экономический район	$Э_в$, млрд кВт·ч/год млн т у.т/год	$Э_т$, млрд кВт·ч/год млн т у.т/год	$Э_{эк}$, млрд кВт·ч/год млн т у.т/год
Северо-Западный	81,6 26,5	31,5 10,2	24,1 7,8
Центральный	8,2 2,7	3,0 1,0	2,0 0,65
Волго-Вятский	3,4 1,1	1,3 0,4	0,9 0,3
Центрально-Черноземный	1,5 0,5	0,6 0,2	0,3 0,1
Поволжский	21,5 7,0	10,4 3,4	5,5 1,8
Северный Кавказ	37,5 12,2	19,3 6,3	11,5 3,7
Уральский	34,6 11,2	17,2 5,6	11,5 3,7
Западная Сибирь	74,6 24,2	24,6 8,0	12,5 4,0
Восточная Сибирь	390,8 127	128,4 41,7	66,77 21,7
Дальний Восток	452,0 147,0	146,0 47,5	65,38 21,2
Россия в целом	1105,6 359,3	382,3 124,2	200,0 65,0



а



б

Рис. 1.1. Графики зависимости Кэ=f(Э/*L*)

а - горные реки Европейской части России;

б - равнинные реки Европейской части России

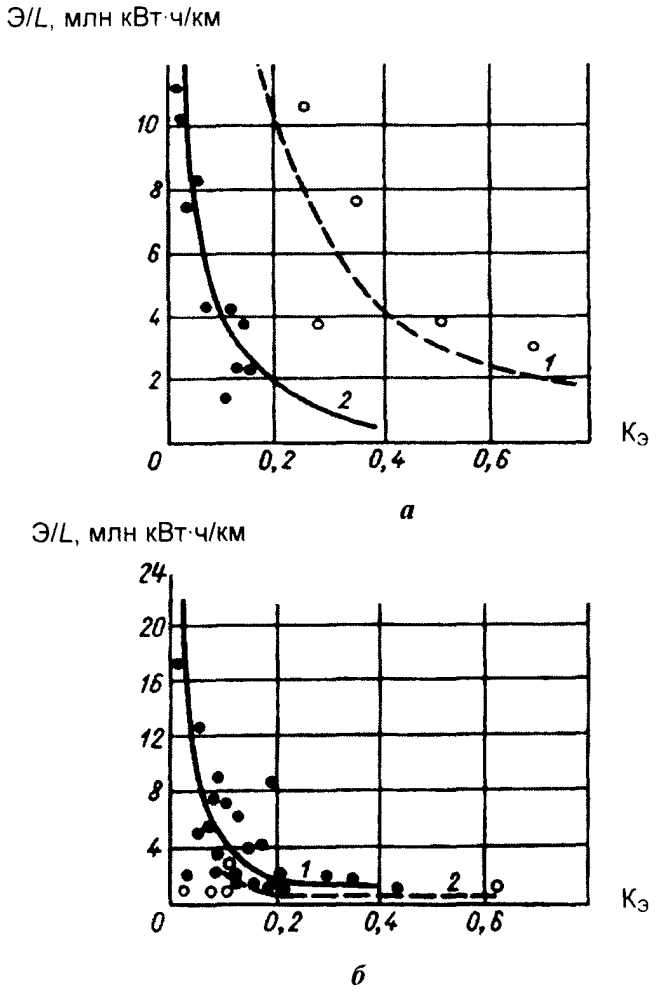


Рис.1.2. Графики зависимости Кэ=f(Э/*L*)

а - реки Сибири и Дальнего Востока;

б - реки Средней Азии и Казахстана;

1- реки мощностью 100000-200000 кВт;

2- реки мощностью свыше 200000 кВт

2. ОБОРУДОВАНИЕ МАЛЫХ И МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (микроГЭС) ДЛЯ ПЛОТИННЫХ И ДЕРИВАЦИОННЫХ ГИДРОУЗЛОВ

Таблица 2.1 а)

Гидроагрегаты и гидротурбины для малых ГЭС, предлагаемые АО "ЛМЗ", АО "ТЯЖМАШ" и ПО "ТУРБОАТОМ"

Тип агрегата	Разработчик	$H_р$, м	Q, м³/с при $H_{р,м}$	Тип турбины	N, кВт	D, мм
ПРМ 20-В-160	АО "ЛМЗ"	5,5 – 14	до 15	ПР	210–2000	1600
ПЛМ 20-В-160	АО "ЛМЗ"	5,5 – 14	до 15	ПЛ	210–2000	1600
ПР 20/548-ГТ-225	АО "ТЯЖМАШ"	4 – 20	до 35	ПР	1700–4250	2250
ПР 15/811-В-100	АО "ТЯЖМАШ"	5 – 15	до 9	ПР	460–800	1000
РО 45/820-В-120	АО "ТЯЖМАШ"	11– 19	8,3	РО	1450	1200
ПЛ 20-В-280	ПО "ТУРБОАТОМ"	12,3 –20,1 (14)	44,5	ПЛ	5750	2800
РО 45/820-В-84	АО "ТЯЖМАШ"	15 – 45 (25) – (43)	4,6 – 6,1	РО	1050–2400	840
РО 45/820-В-190	АО "ТЯЖМАШ"	15 – 45 (19) – (33)	24,3 – 29,9	РО	3700–7900	1900
РО 180/872а-В-52	АО "ЛМЗ"	16,5 – 19 (18,5)	1,2	РО	170	520
ПР 30-В-160	ПО "ТУРБОАТОМ"	19,2 – 22,8 (20)	16,8	ПР	3050	1600

Окончание табл. 2.1 а)

Тип агрегата	Разработчик	$H_р$, м	Q, $м^3/с$ при $H_р$, м	Тип турбины	N, кВт	D, мм
ПР 30-В-180	ПО "ТУРБОАТОМ"	19,2 – 22,8 (20)	21,5	ПР	3900	1800
РО М 100Г -85	АО "ЛМЗ"	19 – 70	до 7	РО	230–2000	850
РО-Г-130	АО "ЛМЗ"	25 –34 (31,5)	7,4	РО	2100	1300
РО 75/728Б-В-160	АО "ТЯЖМАШ"	25 –75 (28,6)–(54)	18,6 – 25,5	РО	4170–11900	1600
РО 230/791Д-Г-50	АО "ТЯЖМАШ"	40 – 70 (56)	1,2	РО	600	500
РО 75-В-140	ПО "ТУРБОАТОМ"	43,3 – 51,5 (44)	13	РО	5200	1400
РО 140/871-В-112	АО "ЛМЗ"	79 –89 (84)	10,8	РО	7250	1120
РО 180/872а-Г-65	АО "ЛМЗ"	80 – 88 (87)	6,5	РО	11600	520
РО 170/803-В-130	АО "ЛМЗ"	86,8 – 89,3 (88)	11,5	РО	9300	1300
РО 230/791Д-Г-71	АО "ТЯЖМАШ"	90 –165 (143)	3,1 – 3,5	РО	4140–5180	710
КМ 300Г-110	АО "ЛМЗ"	100 – 350	0,2 – 0,5	К	200–1400	1100
К400/685 -Г2-114,3	АО "ЛМЗ"	140 – 165 (150)	0,94	К	1250	1143
ПЛМ S20-160 ПРМ S20-160	АО "ЛМЗ"	1,8 – 18,7 1,9 – 18,7	3,2 – 15	ПЛ ПР	50–2000	1600

Таблица. 2.1 б)

Гидроагрегаты и гидротурбины для малых ГЭС, предлагаемые АО "ЛМЗ", АО "ТЯЖМАШ" и ПО "ТУРБОАТОМ"

Тип агрегата	n, 1/мин	η^{max}, %	$m_т$, т	Система регулирования	Тип генератора (рекомендуемый)	$K_а$, кг/кВт
ПРМ 20-В-160	250,0 / 333,3	–	–	–	–	–
ПЛМ 20-В-160	250,0 / 333,3	–	–	–	–	–
ПР 20/548-ГТ-225	160 / 240	86	80	–	СГ 143/42 - 6 УХЛ 4	18,8
ПР 15/811-В-100	428,6 / 500	91 - 91,5	10	–	СВ 143/28 - 14 УХЛ 4	12,5
РО 45/820-В-120	300	93,6	28	САУ - 4	СВ 260/26 - 20 УХЛ 4	19,3
ПЛ 20-В-280	214,3	94,0	75	–	–	13,04
РО 45/820-В-84	428,6 / 600	93,5 / 93,8	18	САУ - 4	СВ 173/56 - 14 УХЛ 4 / СВ 173/59 - 14 УХЛ 4	7,5
РО 45/820-В-190	187,5 / 250	94	55	САУ - 4	СВ 325/57 - 32 УХЛ 4	6,96
РО 180/872а-В-52	500	91	3,1	САУ - 1	–	18,23
ПР 30-В-160	375,0	92,1	23,5	–	–	7,70

Окончание табл. 2.1 б)

Тип агрегата	n, 1/мин	η^{max}, %	$m_т$, т	Система регулирования	Тип генератора (рекомендуемый)	$K_а$, кг/кВт
ПР 30-В-180	333,3	92,4	28,0	–	–	7,18
РОМ 100Г -85	428,6 / 600	94,9	–	САУ - 4	–	–
РО-Г-130	300	91,8	26	САУ - 4	–	12,38
РО 75/728Б-В-160	250 / 375	94,1-93,5	52	САУ - 4	СВ 325/53 - 54 УХЛ 4	4,37
РО 230/791Д-Г-50	1000	91,0	5,6	САУ - 4	СГ 85/57 - 6 УХЛ 4	9,33
РО 75-В-140	375	93,5	49,0	–	СВ 2-325/52 - 16	9,42
РО 140/871-В-112	600	–	27,6	САУ - 4	СВ 260/70 - 10 УХЛ	3,80
РО 180/872а-Г-65	1000	–	–	–	–	–
РО 170/803-В-130	500	94,0	36	САУ - 4	СВ 308/85 - 12 УХЛ	3,87
РО 230/791Д-Г-71	1000	94,0	23	САУ - 4	СГ 143/103 - 6 УХЛ 4	4,44
КМ 300Г-110	428,6 / 600	97,0	–	САУ - 4	–	–
К400/685 -Г2-114,3	428,6	89,5	26	САУ - 4	СГ 143/72 - 14 УХЛ 4	20,8
ПЛМ S20-160 ПРМ S20-160	136,4 / 333,3	–	–	–	–	–

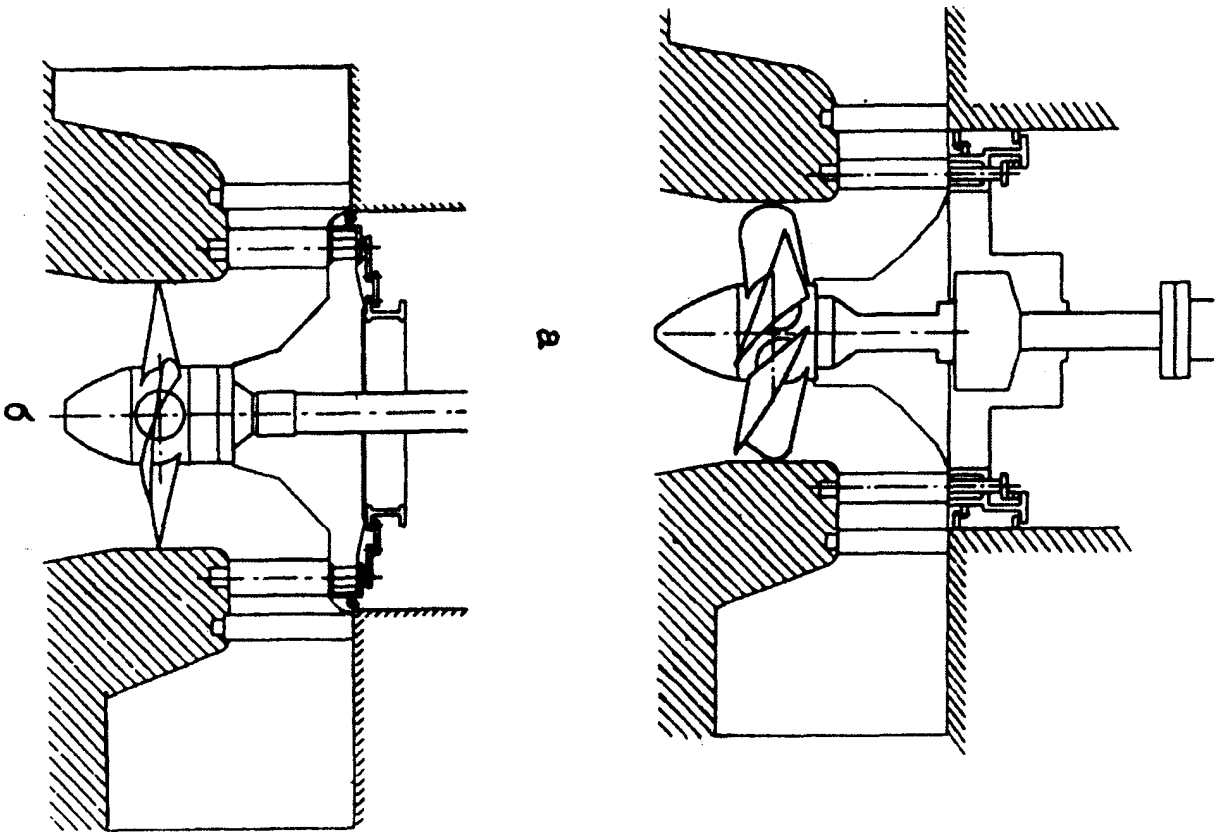
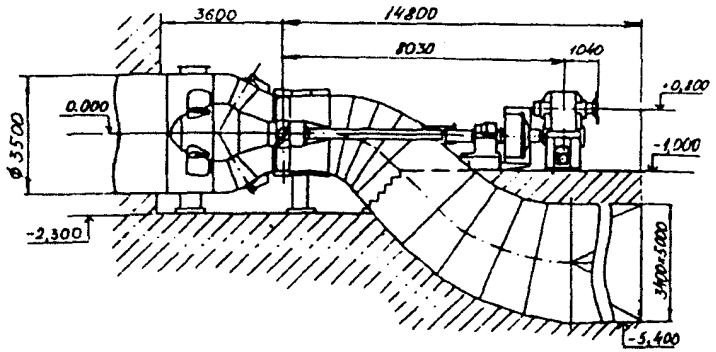
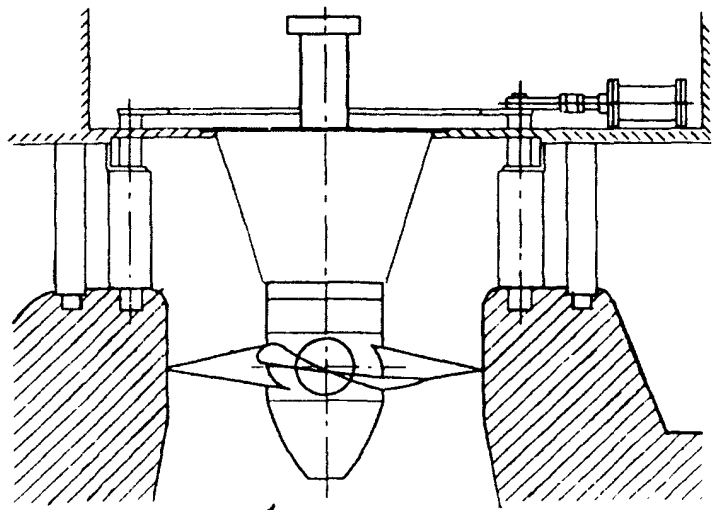


Рис. 2.1. Гидротурбины ПРМ 20-В-160 (а) и ПЛМ 20-В-160 (б)

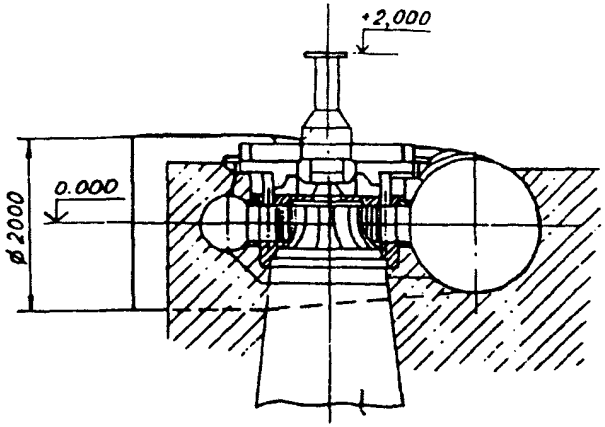


а

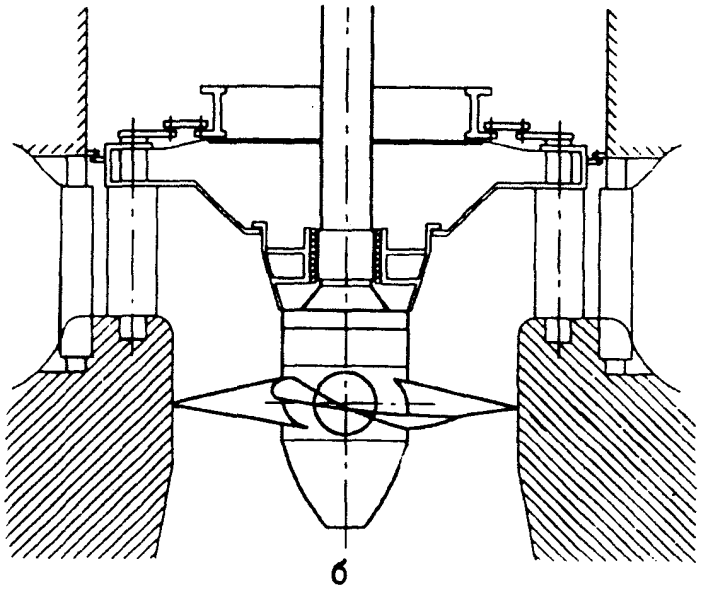


б

Рис. 2.2. Гидротурбины ПР20/548-ГТ-225 (а) и ПР15/811-В-100 (б)



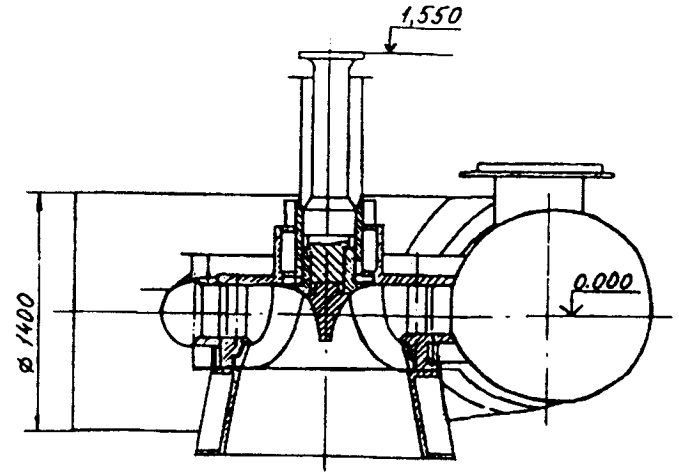
а



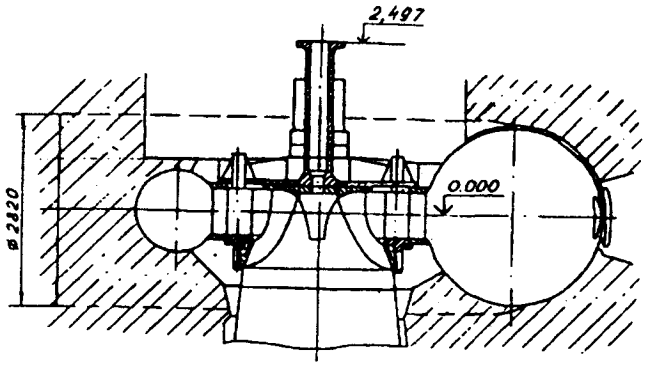
б

Рис. 2.3. Гидротурбины РО45/820-В-120 (а) и ПЛ20-В-280 (б)

БИБЛИОТЕКА

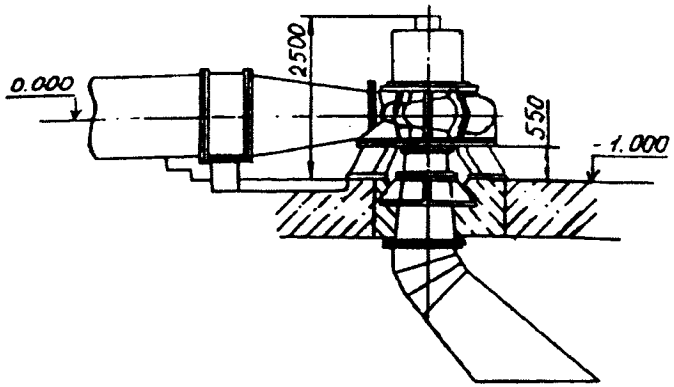


а

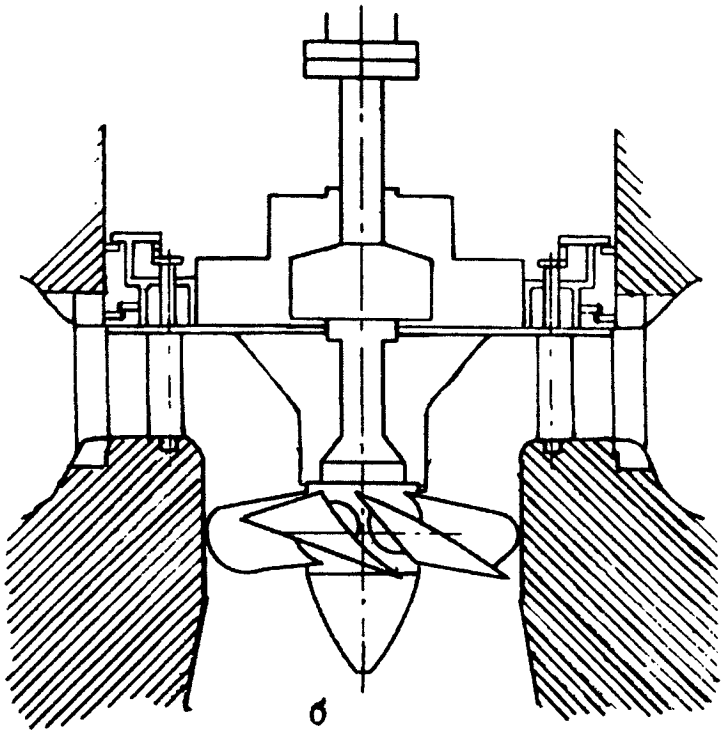


б

Рис. 2.4. Гидротурбины РО45/820-В-84 (а) и РО45/820-В-190 (б)

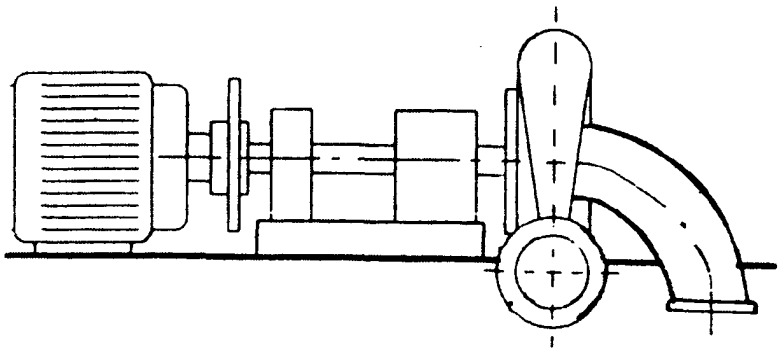


а

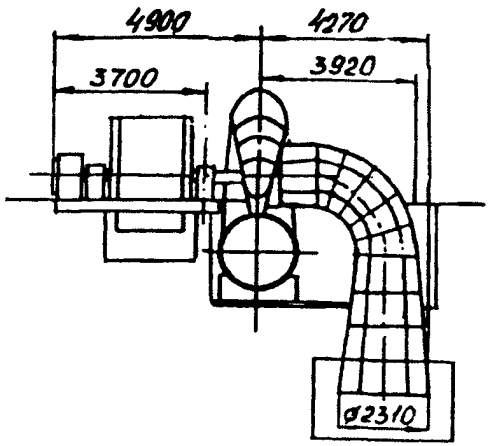


б

Рис. 2.5. Гидротурбины РО180/872А-В-52 (а) и ПР30-В-160 (180) (б)

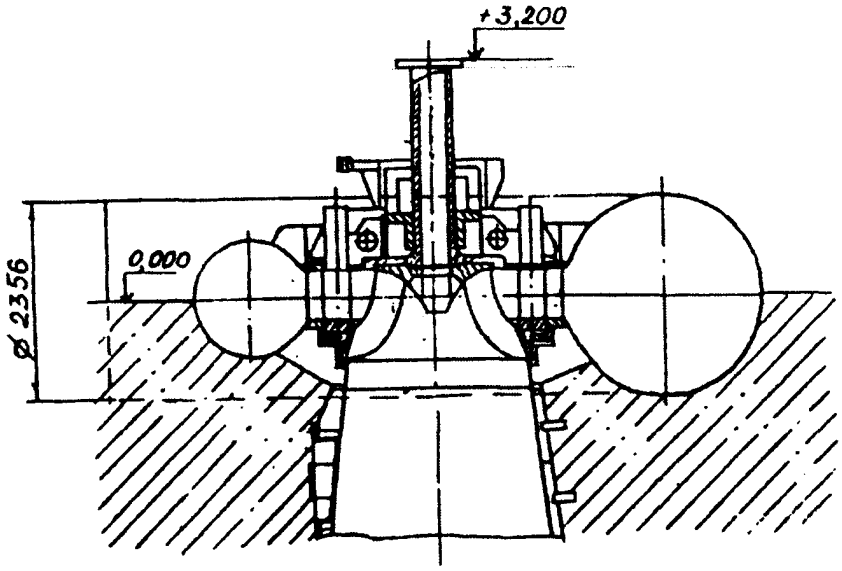


а

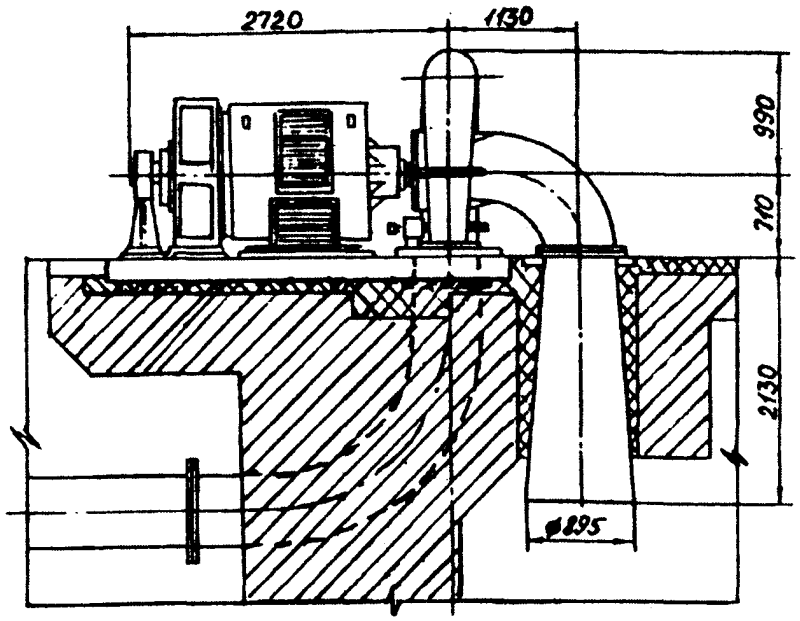


б

Рис. 2.6. Гидроагрегат с гидротурбиной РОМ100Г-85 (а) и гидротурбина РО100Г-130 (б)

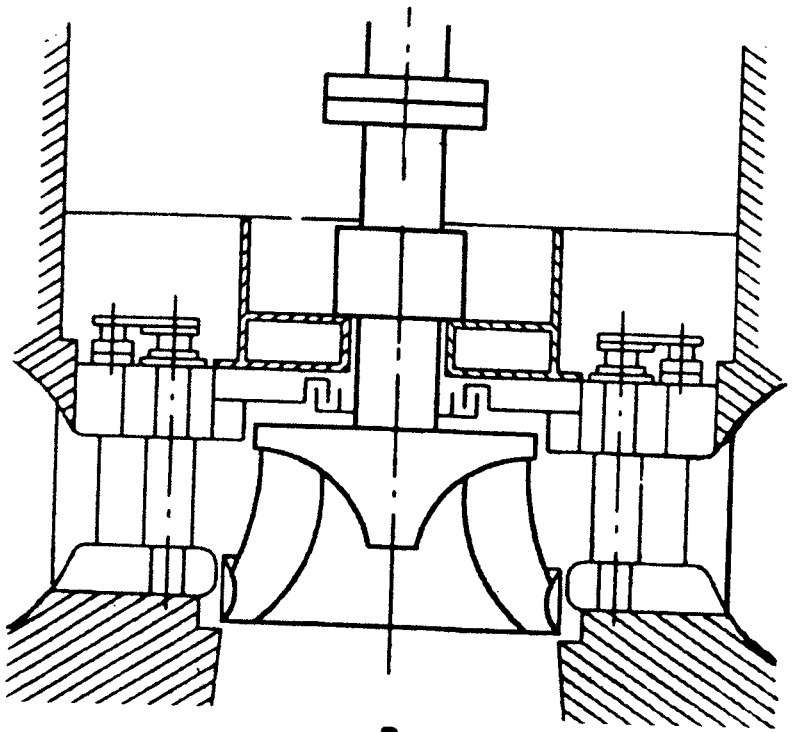


а

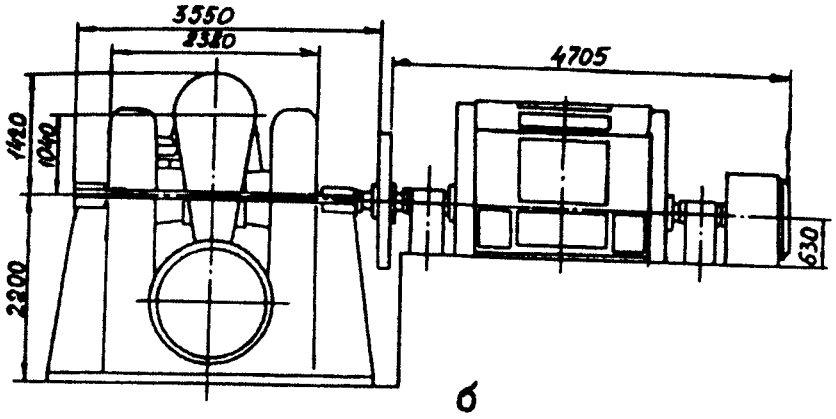


б

Рис. 2.7. Гидротурбина РО75/728Б-В-160 (а) и гидроагрегат с гидротурбиной РО230/791Д-Г-50 (б)



а



б

Рис. 2.8. Гидротурбины РО75-В-140 (а) и РО180/872А-Г-65 (б)

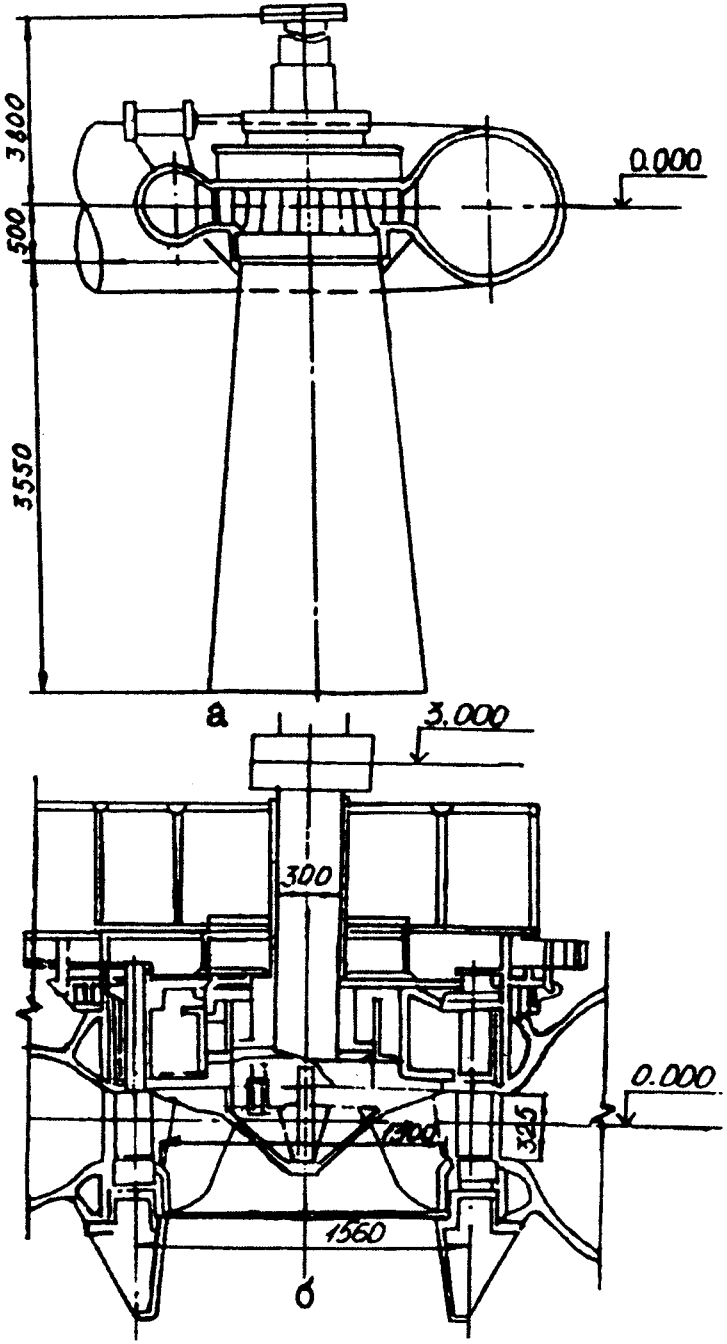


Рис. 2.9. Гидротурбины РО140/871-В-112 (а) и РО170/803-В-130 (б)

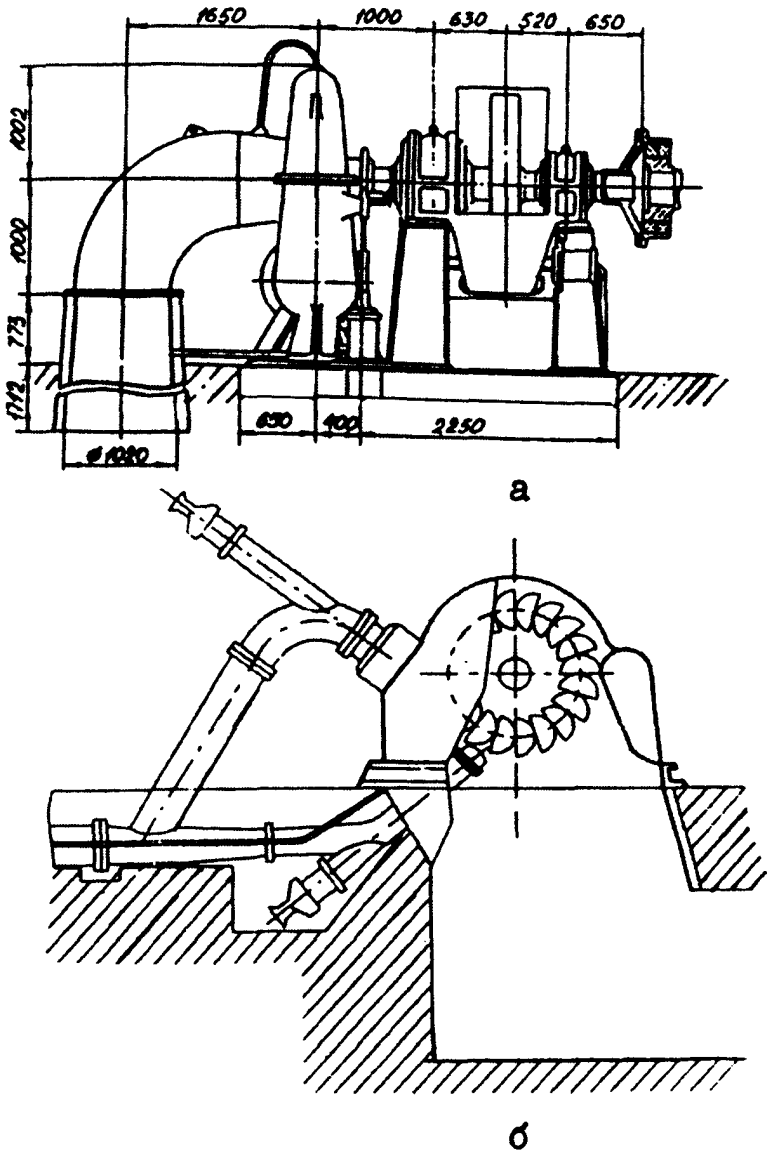


Рис. 2.10. Гидроагрегаты с гидротурбинами РО230/791Д-Г-71(а) и КМ300Г-110 (б)

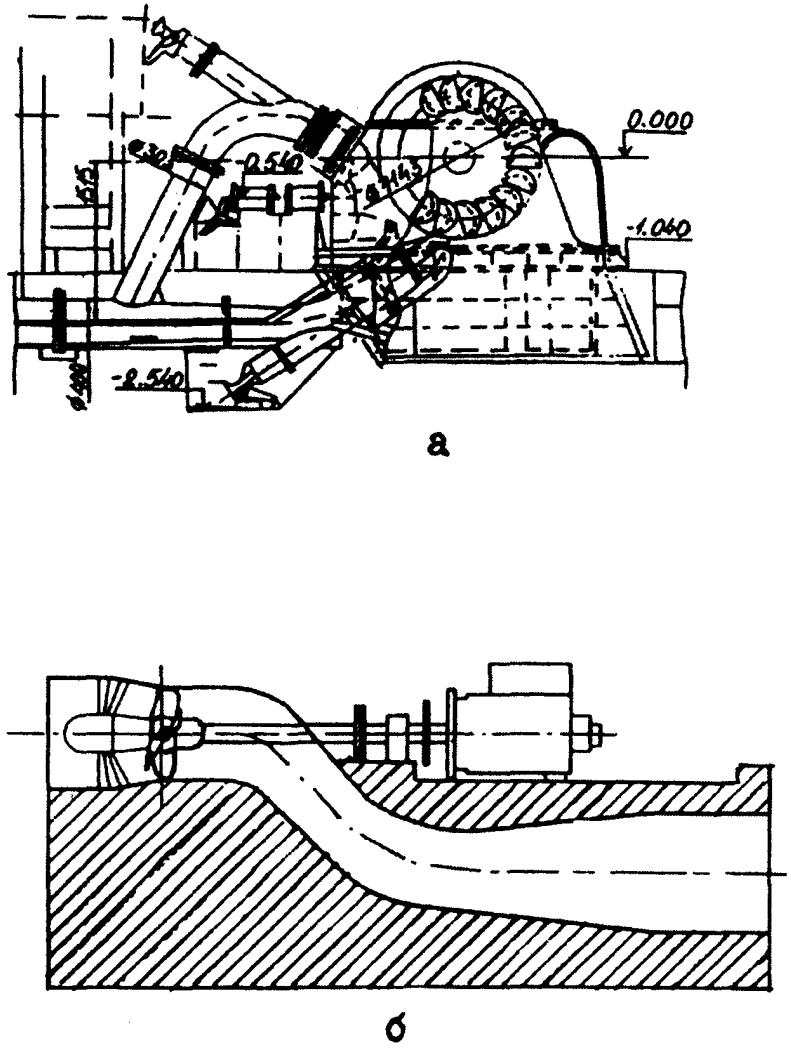


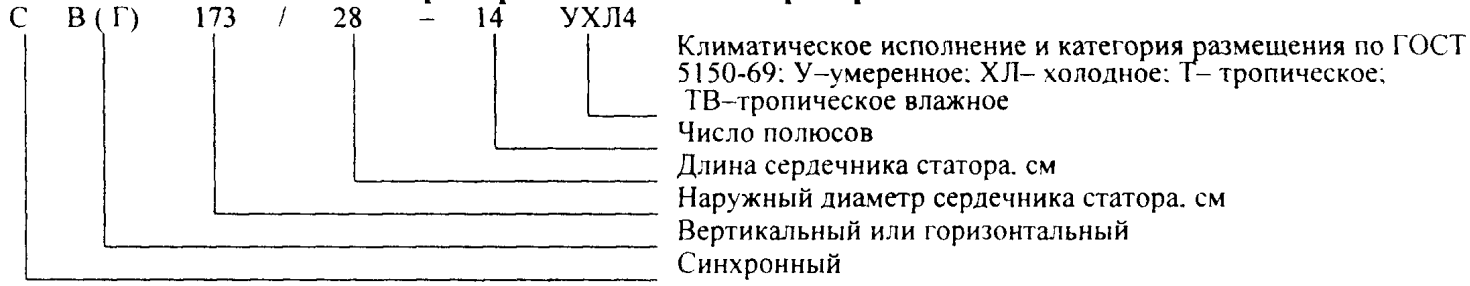
Рис. 2.11. Гидроагрегаты с гидротурбинами К400/685-Г2-114,3 (а) и ПЛ(ПР) М-S20-160 (б)

Таблица 2.2

Гидрогенераторы, рекомендуемые для малых ГЭС ВНИИ "Электромаш" (г.Санкт-Петербург)

Тип гидрогенератора	S, кВА	N, кВт	n_c, 1/мин	n_y, 1/мин	U, КВ	cosφ, о.е.	η^{max}, %	m, т.	Система возбуж.	$K_д$, кг/кВА
СВ173/28-14УХЛ4	625	500	428,6	1071,5	6,3	0,8	93,95	9,5	СТ-СМ	15,2
СВ99/41-6УХЛ4	625	500	1000	2000	6,3	0,8	94,7	3,8	СТ-СМ	6,08
СВ173/56-14УХЛ4	1250	1000	428,6	857,2	6,3	0,8	95,0	17,6	СТ-СМ	14,08
СВ260/26-20УХЛ4	1688	1350	300	600	6,3	0,8	95,05	20,5	СТ-СМ	12,2
СВ173/59-10УХЛ4	2937	2350	600	1200	6,3	0,8	96,5	22,6	СТ-СМ	7,69
СВ260/49-16УХЛ4	3750	3000	375	820	6,3	0,8	96,45	49,5	СТ-СМ	13,2
СВ325/57-32УХЛ4	4176	3550	187,5	375	10,5	0,85	95,7	55,7	СТ-СМ	13,34
СВ325/53-24УХЛ4	5000	4000	250	525	6,3	0,8	96,0	55,6	СТ-СМ	11,12
СВ325/39-18УХЛ4	5000	4000	333,3	730	6,3	0,8	96,62	45,8	СТ-СМ	9,16
СГ85/57-6УХЛ4	750	600	1000	2000	6,3	0,8	94,0	5,8	СТ-СМ	7,73
СГ143/72-14УХЛ4	1412	1200	428,6	815	6,3	0,8	97,8	7,68	тирист.	5,43
СГ-143/42-6УХЛ4	2000	1600	1000	2500	6,3	0,8	96,5	15,8	СТ-СМ	7,90
СГ143/103-6УХЛ4	5000	4000	1000	2000	6,3	0,8	96,8	18,9	СТ-СМ	3,78

Пример обозначения генераторов для МГЭС:



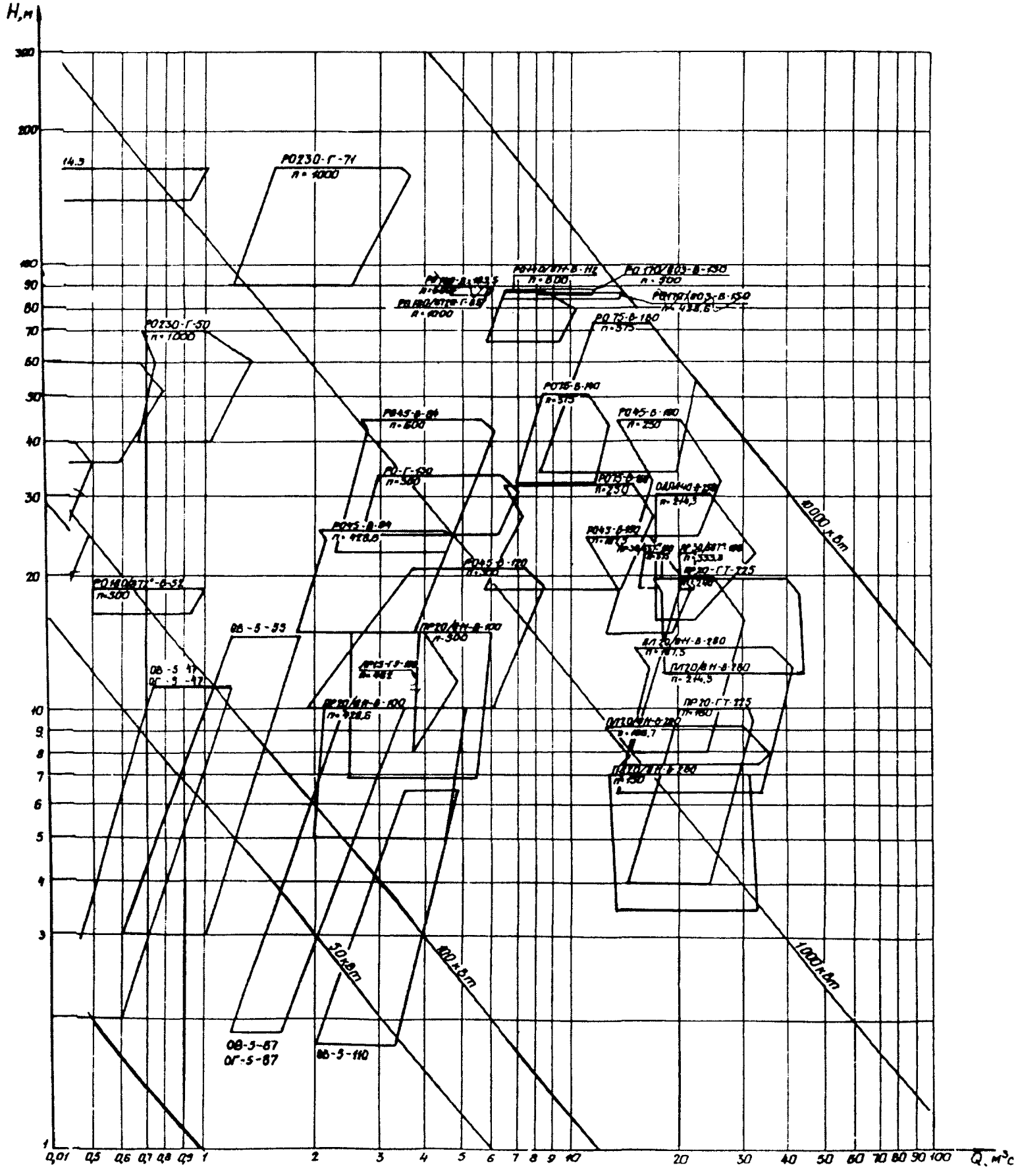


Рис.2.12. Номограмма гидротурбин, разработанных для МГЭС АО "ЛМЗ", АО "ТЯЖМАШ", ПО "Турбатом"

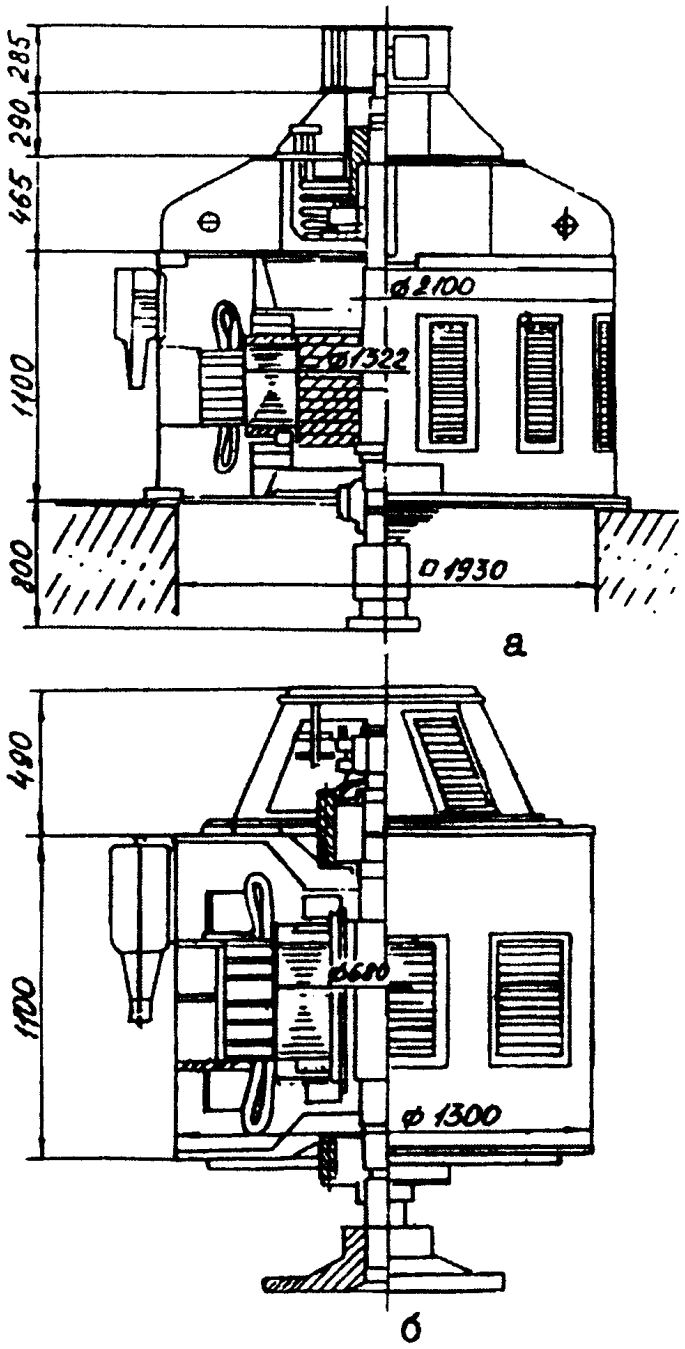


Рис. 2.13. Гидрогенераторы СВ173/28-14УХЛ4 (а) и СВ99/41-6УХЛ4 (б)

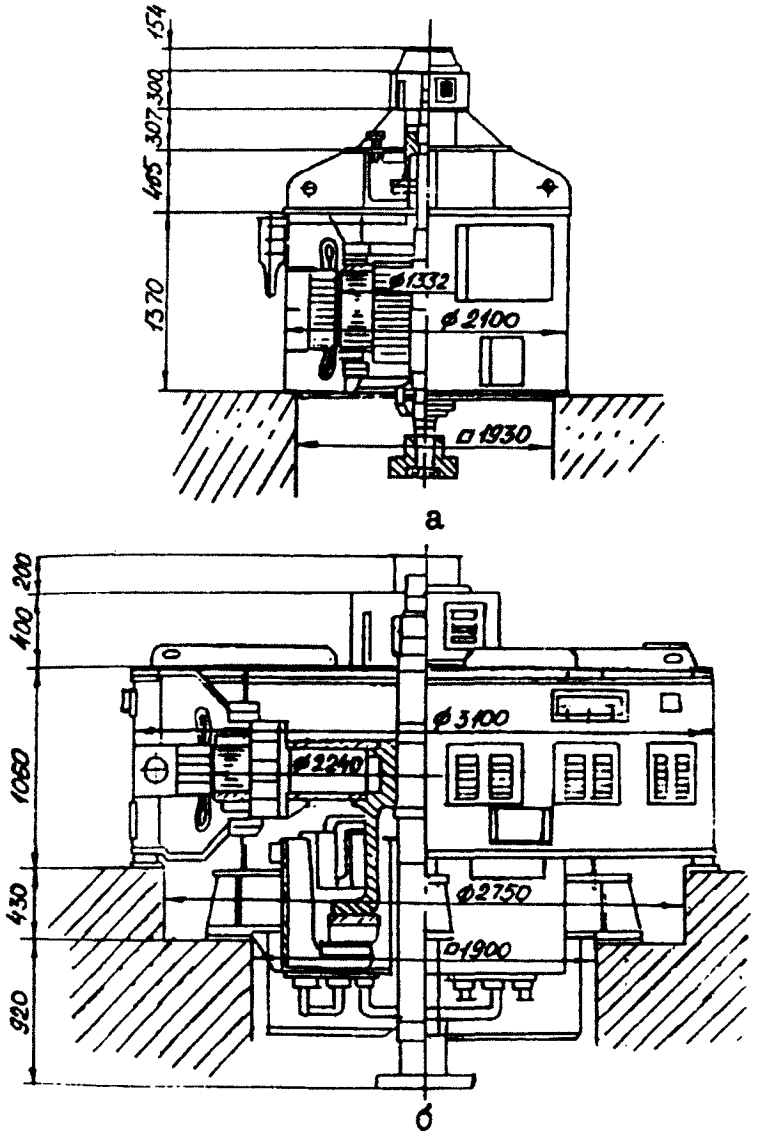


Рис. 2.14. Гидрогенераторы СВ173/56-14УХЛ4 (а) и СВ260/26-20УХЛ4 (б)

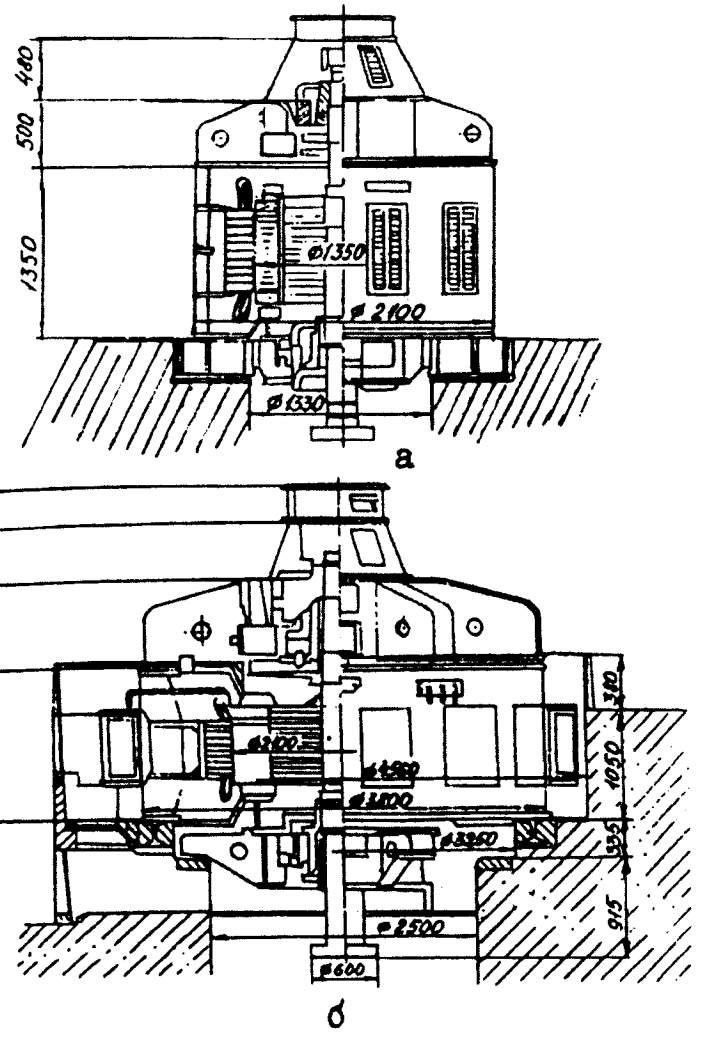


Рис. 2.15. Гидрогенераторы СГ173/59-10УХЛ4 (а) и СВ260/49-16УХЛ4 (б)

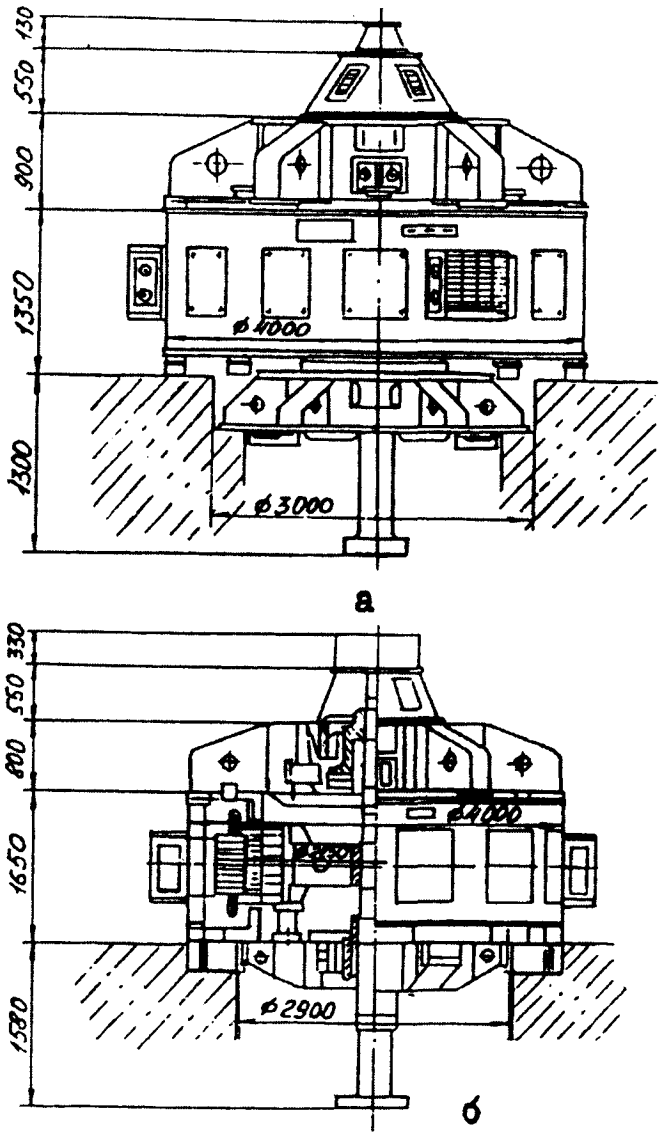


Рис. 2.16. Гидрогенераторы СГ325/57-32УХЛ4 (а) и СГ325/53-24УХЛ4 (б)

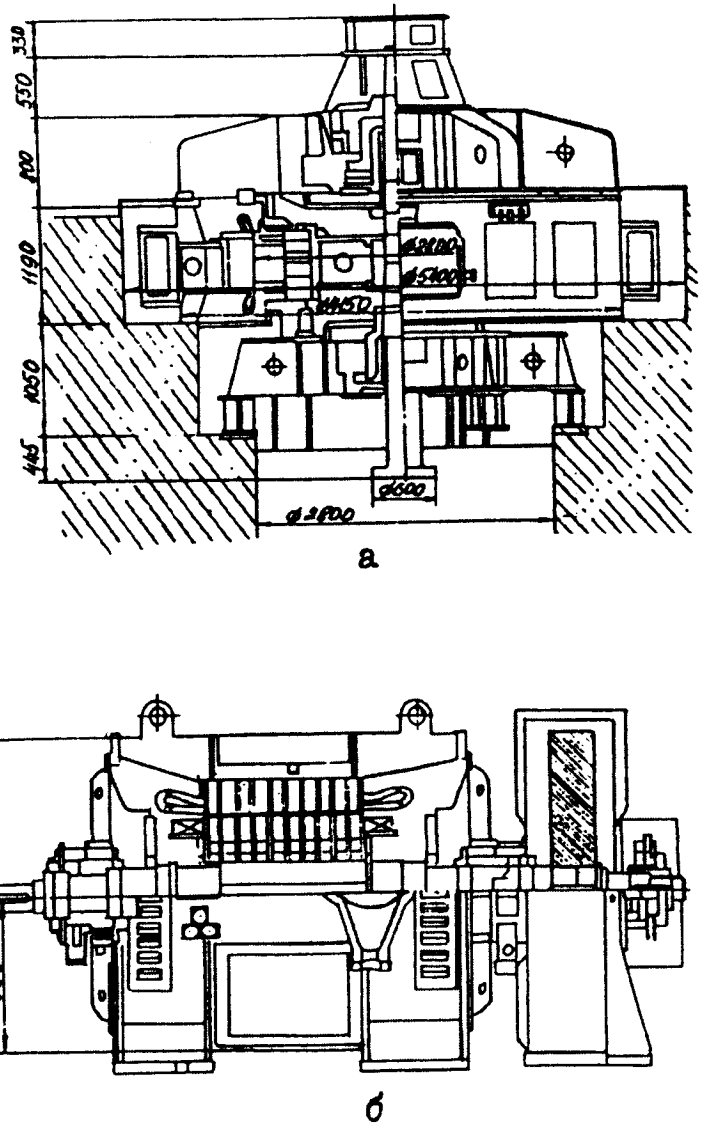
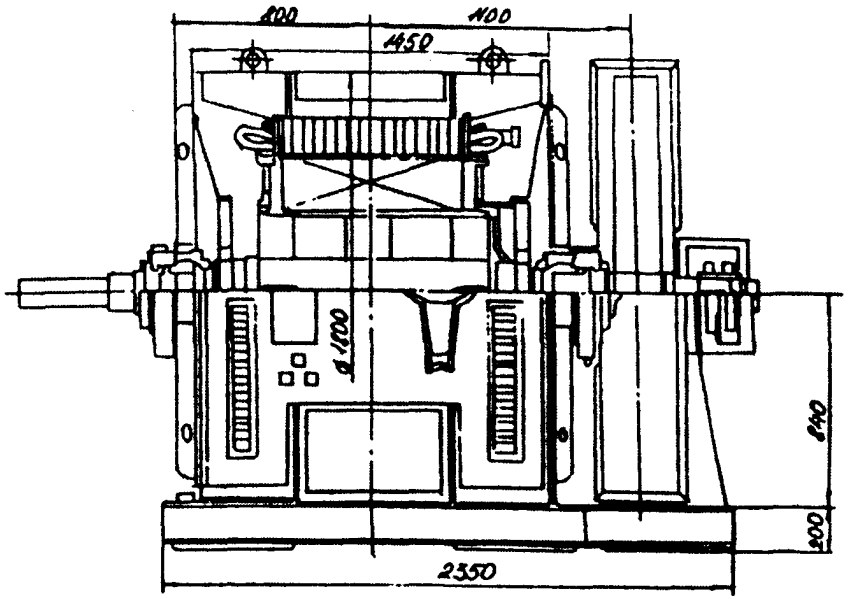
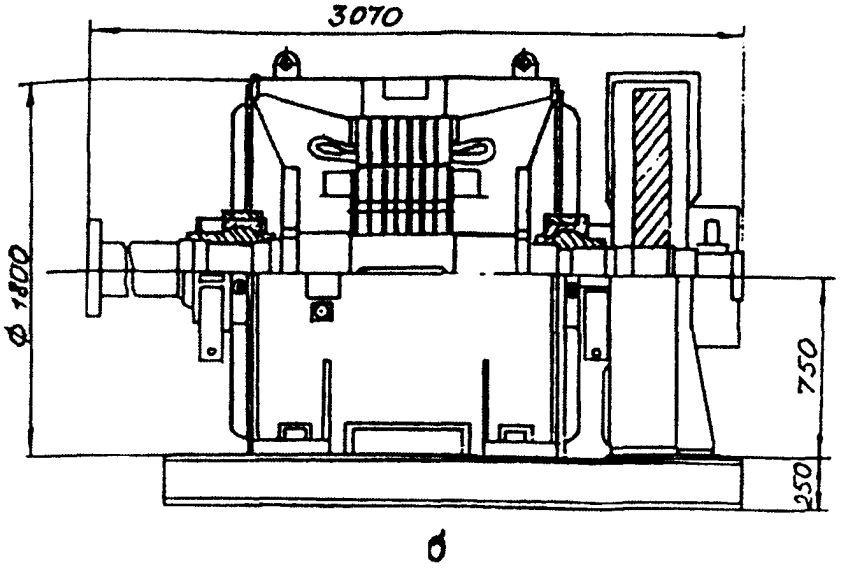


Рис. 2.17. Гидрогенераторы СВ325/39-18УХЛ4 (а) и СГ85/57-6УХЛ4 (б)



а



б

Рис. 2.18. Гидрогенераторы СГ143/72-14УХЛ4 (а) и СГ143/42-6УХЛ4 (б)

Таблица 2.3

Гидрогенераторы синхронные вертикальные и горизонтальные серий СВ и СГ, изготавливаемые НПО "Уралэлектротяжмаш" для малых ГЭС

N п/п	Тип гидрогенератора	N, КВт	n, 1/мин	U, кВ
Вертикальные				
1	СВ 143/31-12	600	500	6
2	СВ 143/59-12	800	750	6
3	СВ 239/39-38	900	166.6	6
4	СВ 238/44-36	1000	166.6	6
5	СВ 143/41-12	1000	500	6
6	СВ 143/51-12	1000	500	10
7	СВ 143/34-10	1000	600	6
8	СВ 238/49-36	1120	166.6	6
9	СВ 238/46-32	1250	187.5	6
10	СВ 173/49-16	1250	375	10
11	СВ 143/51-12	1250	500	6
12	СВ 143/51-10	1250	600	10
13	СВ 143/34-8	1250	750	6
14	СВ 173/46-16	1600	375	6
15	СВ 173/49-12	1600	500	10
16	СВ 143/51-10	1600	600	10
17	СВ 143/41-8	1600	750	6
18	СВ 143/51-8	1600	750	10
19	СВ 173/56-12	2000	500	10
20	СВ 173/49-10	2000	600	10
21	СВ 173/64-8	2000	750	6
22	СВ 215/49-16	2500	375	6

Продолжение табл. 2.3

N п/п	Тип гидрогенератора	N, КВт	n, 1/мин	U, кВ
23	СВ 215/59-16	2500	375	10
24	СВ 215/49-16	2500	500	6
25	СВ 215/41-10	2500	600	10
26	СВ 235/89-24	3000	250	10
27	СВ 215/59-16	3000	375	6
28	СВ 215/59-12	3000	500	6
29	СВ 215/49-12	3000	500	6
30	СВ 215/49-10	3000	600	10
31	СВ 215/41-10	3000	600	6
32	СВ 335/44-28	4000	214	6
33	СВ 325/44-20	4000	300	6
34	СВ 325/59-24	5000	250	6
35	СВ 325/49-18	5000	333	10
36	СВ 325/44-16	5000	375	6
37	СВ 325/52-16	5000	375	6
38	СВ 325/64-20	6300	300	10
39	СВ 260/70-10УХЛ4	7000	600	6
40	СВ 375/89-32	8000	187.5	10
41	СВ 325/69-16	8000	375	10
42	СВ 375/89-24	10000	250	10
43	СВ375/125-28УХЛ4	12500	214	10
44	СВ 375/105-24	12500	250	10

Окончание табл. 2.3

N п/п	Тип гидрогенератора	N, кВт	n, 1/мин	U, кВ
Горизонтальные				
1	СГ 118/39-4	1250	1500	6
2	СГ 118/69-4	2000	1500	6
3	СГ 118/84-4	2500	1500	6
4	СГ 118/99-4	3000	1500	6
5	СГ 143/99-4	5000	1500	6
6	СГ 170/74-4	6300	1500	6

Таблица 2.4

Генераторы синхронные, горизонтальные серии СГ2, изготавливаемые Сафоновским электромашиностроительным заводом для малых ГЭС

N п/п	Тип генератора	N, кВт	n, 1/мин	U, кВ
1	СГ2 85/18-12У3	125	500	0,4
2	СГ2 85/18-10У3	160	600	0,4
3	СГ2 85/29-12У3	200	500	0,4
4	СГ2 85/29-10У3	250	600	0,4
5	СГ2 74/25-6У3	250	1000	0,4
6	СГ2 85/45-12У3	315	500	0,4
7	СГ2 15/46-12УХЛ4	500	600	0,4

Таблица 2.5

Электродвигатели асинхронные горизонтальные серии А4, изготавливаемые Сафоновским электромашиностроительным заводом, возможные для использования в обратимом режиме на малых ГЭС

N п/п	Тип электродвигателя	N, кВт	n, 1/мин	U, кВ
1	А4-400Х-8УЗ	250	750	6
2	А4-450Х-10УЗ	315	600	6
3	А4-400У-8УЗ	315	750	6
4	А4-400ХК-6УЗ	315	1000	6

Таблица 2.6

Электродвигатели асинхронные вертикальные серии ВАН, изготавливаемые НПО "Уралэлектротяжмаш", возможные для использования в обратимом режиме на малых ГЭС

N п/п	Тип электродвигателя	N, кВт	n, 1/мин	U, кВ
1	ВАН 118/28-12УЗ	315	500	6
2	ВАН 118/23-ЮУЗ	315	600	6
3	ВАН 118/23-8УЗ	400	750	6
4	ВАН 143/36-16У8	500	375	6

Таблица 2.7

Электродвигатели асинхронные горизонтальные серии 4АМН, изготавливаемые Московским электромеханическим заводом имени Владимира Ильича, возможные для использования в обратимом режиме на малых ГЭС

N п/п	Тип электродвигателя	N, кВт	n, 1/мин	U, В
1	4АМН280810УЗ	45	600	220/380
2	4АМН280М10УЗ	55	600	220/380
8	4АМН315810УЗ	75	600	220/380
4	4АМН28088УЗ	75	750	220/380
5	4АМН315М10УЗ	90	600	220/380
6	4АМН280М8УЗ	90	750	220/380
7	4АМН28086УЗ	90	1000	220/380
8	4АМН355810УЗ	110	600	220/380
9	4АМН31588УЗ	110	750	220/380
10	4АМН280М6УЗ	110	1000	220/380
11	4АМН355М10УЗ	132	600	380/660
12	4АМН315М8УЗ	132	750	380/660
13	4АМН31586УЗ	132	1000	380/660
14	4АМН35588УЗ	160	750	380/660
15	4АМН315М6УЗ	160	750	380/660
16	4АМН355М8УЗ	200	750	380/660
17	4АМН35586УЗ	200	1000	380/660
18	4АМН355М6УЗ	250	1000	380/660

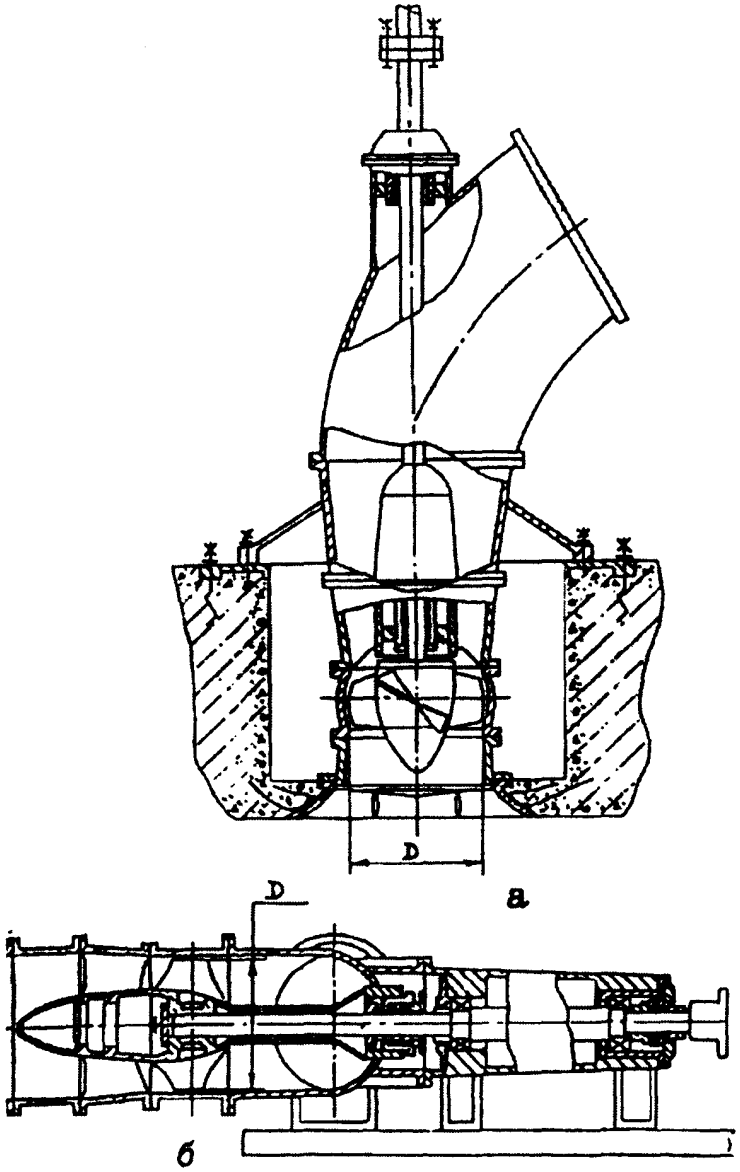


Рис.2.19. Вертикальные (а) и горизонтальные осевые (б) насосы, рекомендуемые для использования в обратимом режиме для МГЭС (завод "Уралгидромаш")

Таблица 2.8

Технические характеристики обратимых насосных агрегатов малых и микроГЭС (Завод "УРАЛГИДРОМАШ")

Параметры	ОВ5 - 47		ОВ5-55	ОВ5-57	ОВ5-110	ОГ5 - 47		ОГ5 - 87
	а	б				а	б	
H, м	2–10	7–16	3–16	1,8–12	2–7	2–10	7–16	1,8–12
Q, $м^3/с$	0,6–1,1	0,8–1,4	1,2–1,8	1,4–4	2–5	0,6–1,1	0,8–1,4	1,4–4
N, кВт	10–70	50–150	20–200	20–250	30–300	10–70	50–150	20–250
D, м	470	470	550	870	1 100	470	470	870
n, 1/мин	770	1040	1040	600	500	770	1040	600
η^{max}, %	85,0	91,0	71,1	81,0	87,0	84,9	91,0	80,9

Таблица 2.9

Оборудование для малых и микроГЭС АОЗТ "МНТО ИНСЭТ" с пропеллерными (ПР) и диагональными (Д) турбинами

МикроГЭС								
Тип ГЭС	N, кВт	H, м	Q, $м^3/с$	U, В	n_c, 1/мин	f, Гц	m, кг / Габариты, м	K_a, кг/кВт
7,5 ПР	до 7,5	1,5–4,5	0,09–0,21	220±10%	1000	50±4%	250 / 2×0,7×0,65	33,3
10 ПР	до 10	3,5–10	0,11–0,21	220±10% 380±10%	1500	50±4%	250 / 2×0,7×0,65	25,0
22 ПР	до 22	1,5–4,5	0,35–0,81	220±10% 380±10%	500	50±4%	1600 / 3,97×1,0×0,74	72,72
45 ПР	до 45	2,2–6,4	0,4–1,0	220±10% 380±10%	600	50±4%	–	–
50 ПР	до 50	3,7–10	0,3–0,9	220±10% 380±10%	750	50±4%	1600 / 3,97×1,0×0,74	35,55
90 ПР	до 90	3,5–10	0,53–1,22	220±10% 380±10%	750	50±4%	1600 / 3,97×1,0×0,74	17,77
25Д	до 25	10–20	0,06–0,14	220±10% 380±10%	1500	50±4%	1200 / 1,8×1,0×1,0	48,00
50Д	до 50	10–25	0,05–0,26	220±10% 380±10%	1500	50±4%	1200 / 1,8×1,0×1,0	24,0
100Д	до 100	20–55	0,14–0,28	220±10% 380±10%	3000	50±4%	1200 / 1,8×1,0×1,0	12,0

Окончание табл.2.9

Малые ГЭС (тип турбины Пр-пропеллерная; РО-радиально-осевая; К-ковшовая)								
Тип ГЭС	N, кВт	H, м	Q, $м^3/с$	U, В	n_c, 1/мин	f, Гц	m, кг / Тип турбины	K_a, кг/кВт
ГА-1	100–500	3,5–9	2–8	400; 6000	500	50±5 %	8680–960 / ПР	19,92
ГА-8	150–1500	10–25	2,5–7,0	400; 6000; 10000	500	50±5 %	11550–12350 / ПР	8,23
ГА-2	1000	30–100	0,4–1,2	400; 6000	1000	50±5 %	3800–4400 / РО	4,40
ГА-4	750	25–60	0,4–1,4	400; 6000	1000	50±5 %	3350–4250 / РО	5,66
ГА-9	500–3000	80–120	1,0–3,0	6000	1000	50±5 %	15600–20600 / РО	6,86
ГА-11	550–5300	100–160	0,8–4,0	6000	1000	50±5 %	21900–36900 / РО	6,96
ГА-12	2200–9800	80–120	3,5–9,9	6000	1000	50±5 %	35500–63500 / РО	6,48
ГА-5	145–620	150–250	0,13–0,33	400; 6000	600	50±5 %	4800–6200 / К	10,0
ГА-10	290–3000	200–450	0,19–0,9	400; 6000; 10000	1000	50±5 %	15200–30200 / К	10,06

Таблица 2.10

Компоновочные и весовые показатели агрегатов АОЗТ "МНТО ИНСЭТ"

Параметры	Тип микроГЭС		
	10ПР (10 кВт)	50ПР (50 кВт)	50Д (50 кВт)
Энергоблок			
$m_э$, кг	250	1540	1400
Размеры, м:			
- A	2,0	4,0	3,0
- B	0,7	1,0	1,0
- C	0,65	1,0	1,0
Водозаборное устройство			
$m_в$, кг	40	80	40
Размеры, м :			
- G	1,0	1,5	1,0
- H	0,75	1,1	0,75
- I	0,6	0,9	0,6
Устройство автоматического регулирования и частоты			
$m_у$, кг	70	120	120
Размеры, м :			
- D	1,0	1,2	1,2
- E	0,4	0,8	0,8
- F	0,65	0,65	0,65
$D_{тр}$, мм	300	600	200

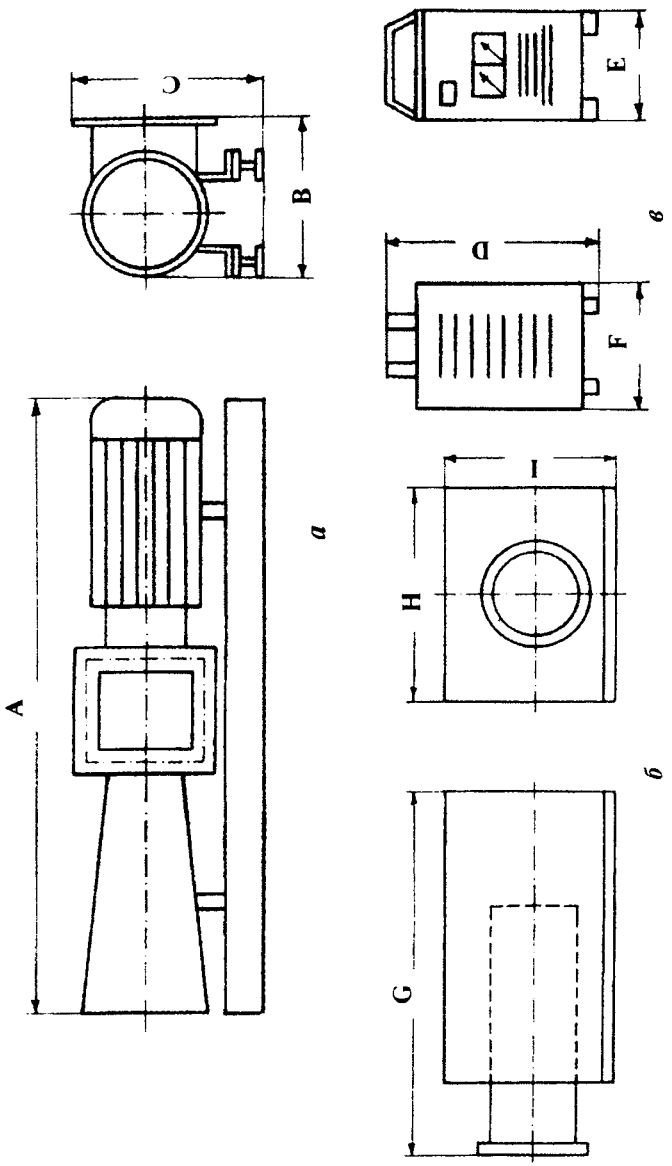
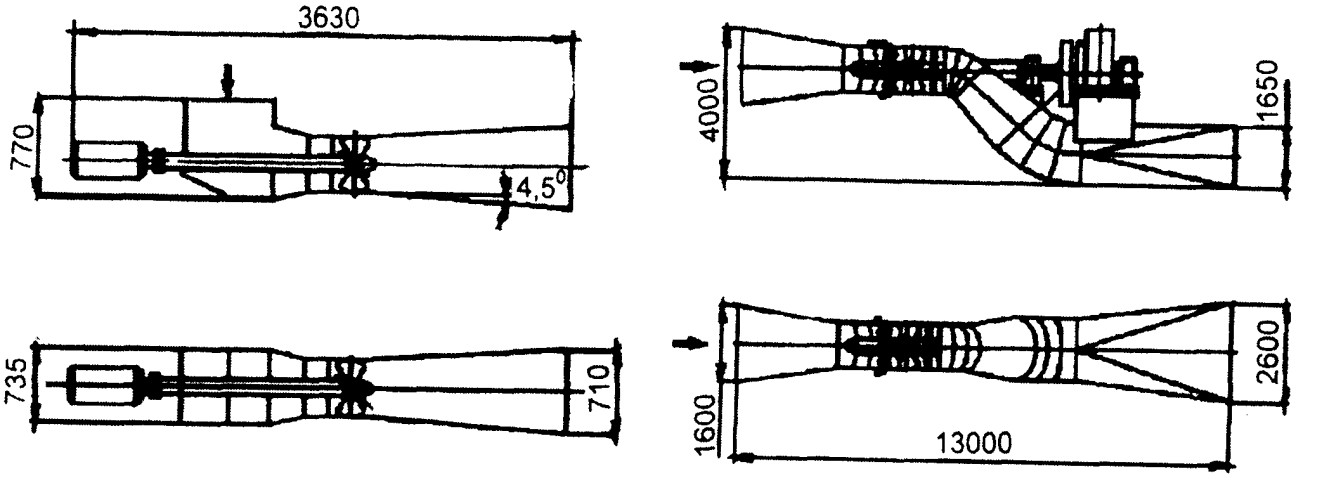


Рис. 2.20. Компоновочные показатели агрегатов АОЗТ «МНТО ИНСЭТ»
а- энергоблок; *б*- водозаборное устройство; *в*- устройство автоматического регулирования и частоты



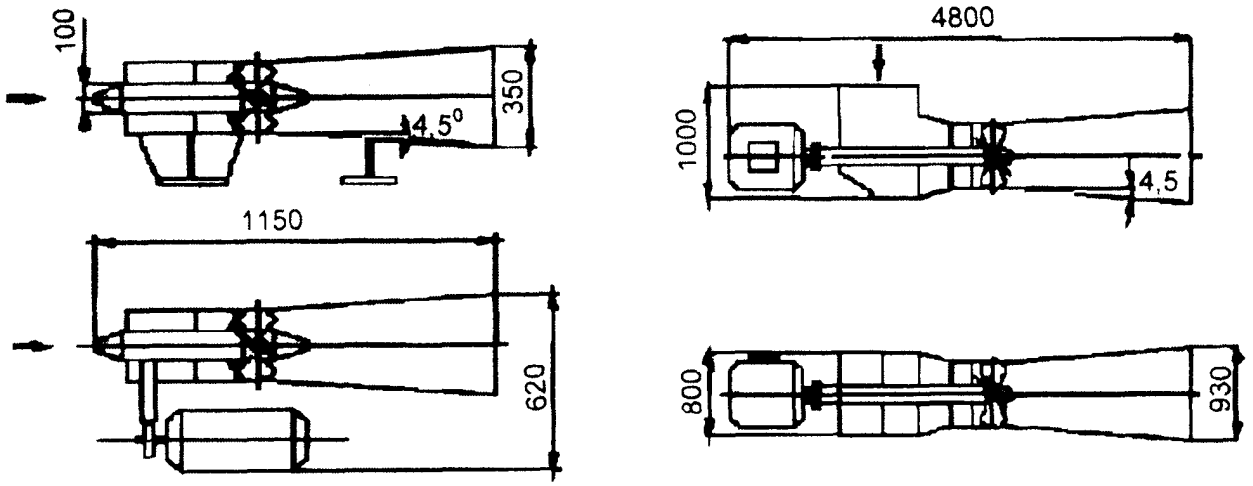
H, м	3	5	6	8	10
Q, л/с	343	440	485	750	900
N, кВт	7	15,2	20	40	50
n, 1/мин	600				

а

H, м	4	8	12	15	18
Q, л/с	4400	6260	7650	11000	11000
N, кВт	120	340	630	1200	1500
n, 1/мин	375				

б

Рис. 2.21. Гидроагрегаты мощностью 50 кВт (а) и 1500 кВт (б) для малых и микроГЭС НПО "РАНД"



H, м	2	4	6
Q, л/с	130	185	230
N, кВт	1,5	4,0	7,4
n, 1/мин	1000		

а

H, м	3	4	5	6	8	10
Q, л/с	860	990	1100	1200	1740	1950
N, кВт	17,7	27	38	50	75	120
n, 1/мин	600					

б

Рис. 2.22. Гидроагрегаты мощностью 7 кВт (а) и 120 кВт (б) для малых и микроГЭС НПО "РАНД"

Таблица 2.11

Технические характеристики агрегатов для микроГЭС фирмы "КЕБРЕН"

Технические характеристики	Тип микроГЭС			
	МГЭС 30–13	**МГЭС 6–16**	**МГЭС 7,5–4,5**	**МГЭС 1,0–1,2**
N, кВт	30,0	6,0	7,5	1,0
H, м	13,0	16,0	4,5	1,2
Q, л/с	295	58	230	115
U, В	220/380	220/380	220/380	220
F, Гц	50	50	50	50
Тип гидротурбины	Радиально-осевая	Радиально-осевая	Пропеллерная	Пропеллерная
D, м	240	110	200	200
Гидроэлектроагарегат				
Габариты, мм	2500×900×1100	850×460×70	1300×700×600	900×300×40
m, кг	780	70	180	40

Окончание табл. 2.11

Технические характеристики	Тип микроГЭС			
	МГЭС 30–13	**МГЭС 6–16**	**МГЭС 7,5–4,5**	**МГЭС 1,0–1,2**
Блок системы регулирования				
Габариты, мм	940×500×200	940×500×200	940×500×200	300×200×150
m, кг	40	30	30	6
Устройство балластной нагрузки				
D, мм	300	300	300	–
H, мм	470	470	470	–
M, кг	25	25	25	–
Количество, шт.	2	2	2	–
Рекомендуемый диаметр подводящего трубопровода, мм	350 – 400	200 –250	300 –350	–
k_a, кг/кВт	26,00	11,66	24,0	40,0

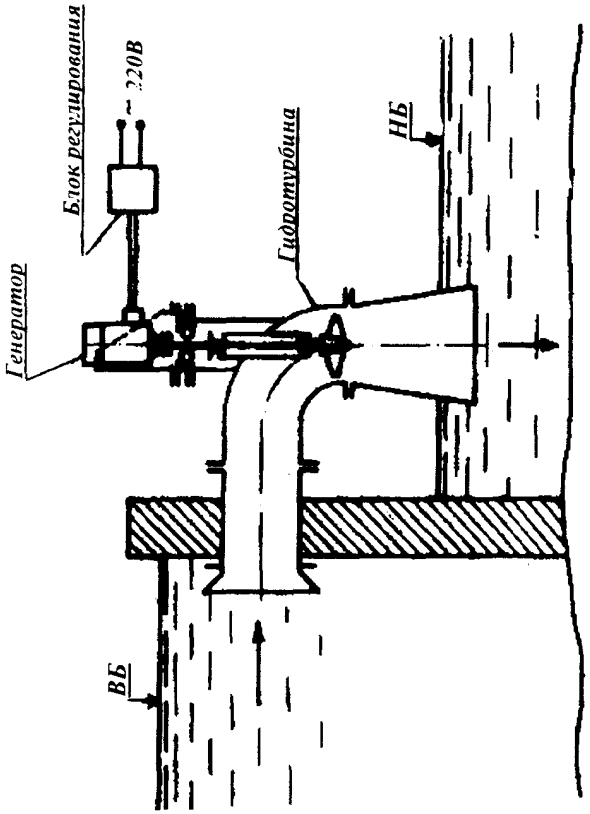
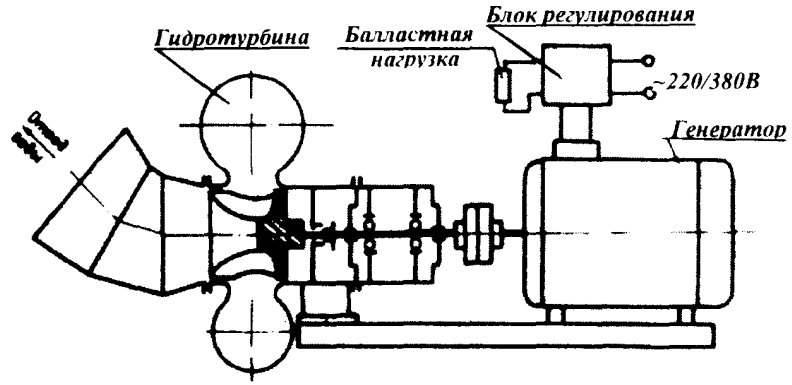
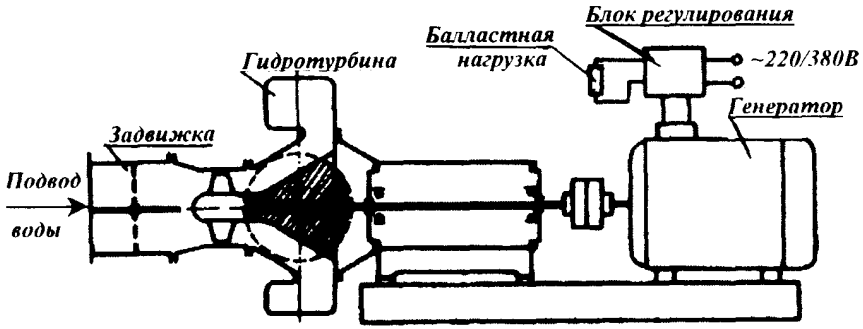


Рис. 2.23. Компоновка переносной микроГЭС МГЭС 1,0 – 1,2 фирмы "КЕБРЕН"



а



б

Рис 2.24 Компоновка агрегатов фирмы "КЕБРЕН"
а - микроГЭС МГЭС 30-13 и МГЭС 8-18;
б - микроГЭС МГЭС 7,5-4,5

Технические характеристики оборудования малых ГЭС фирмы "МАГИ"

Таблица 2.12

Модель	Область применения			Режим максимальной мощности			n, 1/мин	m, т	Габариты, м
	N, кВт	H, м	Q, $м^3/с$	N, кВт	H, м	Q, $м^3/с$			
*Спиральная горизонтальная гидротурбина Каплана**									
К-3а	200–500	18–50	0,9–2,4	500	26–50	2,4–1,28	1000	7,0	4,5×3,5×2,5
К-3б	100–250	8–18	0,73–2,1	250	15–18	2,1–1,77	600	7,0	4,5×3,5×2,5
*Прямоточная трубная гидротурбина***									
Т1	50–90	6–12	0,55–1,1	90	10,5–12	1,07–0,97	1000	3,0	3,5×2×1,5
Т-2а	200–300	12–20	1,45–2,35	300	16–20	2,35–1,9	1000	7,0	6×2,5×1,5
Т-2б	100–200	7–16	1,08–2,55	200	10–16	2,48–1,6	750	7,0	6×2,5×1,5
Т-2в	75–160	7–10,5	0,94–2,7	160	7,5–10,5	2,7–1,96	600	7,0	6×2,5×1,5
Т-2г	75–125	4–7	1,35–2,65	125	6–7	2,65–2,26	500	7,0	6×2,5×1,5
*Спиральная горизонтальная радиально-осевая гидротурбина****									
ФГ–1а	300–600	90–165	0,3–056	600	135–165	0,56–0,47	1500	5,0	4×3×1,5
ФГ–1б	100–250	45–85	0,2–0,44	250	75–85	0,44–0,39	1000	5,0	4×3×1,5
ФГ–2а	300–600	56–100	0,5–1,045	600	70–100	1,045–0,76	1500	5,0	3,5×3×1,5
ФГ–2б	200–400	35–58	0,48–0,91	400	55–58	0,91–0,88	1000	5,0	3,5×3×1,5

Ориентировочная стоимость комплектного оборудования:
* - 250 -350 $/кВт; ** - 300 -500 $/кВт; *** - 230 -280 $/кВт.

3. ОБОРУДОВАНИЕ МИКРОГЭС ДЛЯ БЕСПЛОТИННЫХ ГИДРОУЗЛОВ

Таблица 3.1

Технические показатели оборудования микроГЭС для бесплотинных гидроузлов

Название агрегата	Габариты, м	D, м / Тип	N, кВт	U, В / f, Гц	$V_п$, м/с	Изготовитель
Русловая наплавная гидроэнергетическая установка	9×6,5×3	1,8 / пропеллерная	15	380 / 50/60	1,5–3,5	ТОО "НИСТЭН"
Русловая наплавная гидроэнергетическая установка	7×6,5×3	1,6 / пропеллерная	15	380 / 50/60	1,5–3,5	ТОО "НИСТЭН"
Переносной модуль бесплотинной ГЭС "КАТУНЬ" (вес 100 кг)	–	– / поперечно-струйная	0,5–1,0	220 / 50	1,5–3,0	НПК "ЭНЕРГЕТИКА И ЭКОЛОГИЯ"

Таблица 3.2

Технические характеристики рукавных микроГЭС

Параметры	РПГЭС–1,5	МГЭС 4–10	ПРМГЭС–0,2	МГЭС 6–16	МГЭС 7,5–4,5	МГЭС 30–13
N, кВт	1,5	4	5	6	7,5	30
f, Гц	30; 50	10; 50	30; 50	30; 50	30; 50	30; 50
U, В	380	220	380	380	380	380
$H_р$, м	3–7	4–10	3,5–5,5	16	4,5	13
Q, л/с	55	80	160	58	230	295
Тип рабочего колеса	Банки	ПР	ПР	РО	ПР	РО
Гидроагрегат						
Габариты, мм	800×400×400	1200×400×350	1600×400×625	850×460×450	1300×700×600	2500×900×1100
m, кг	92	100	120	70	180	780
Блок регулирования						
Габариты, мм	600×450×350	500×450×360	400×400×600	800×600×400	800×600×400	940×500×200
m, кг	30	35	60	30	30	40
Балластная нагрузка						
Габариты, мм	—	940×320×150	940×320×150	300×300×470	300×300×470	300×300×470

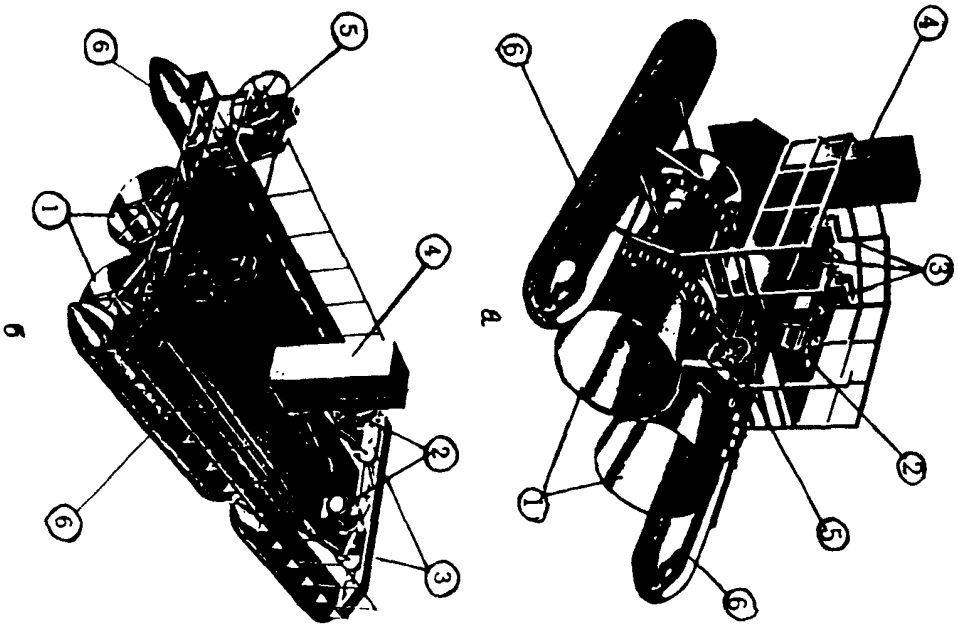


Рис.3.1. Русловая наплавная ГЭУ ТОО "НИСТЭН"

а - с одним генератором; *б* - с двумя генераторами;
1-турбинный вал; 2 -генератор; 3- редуктор;
4-преобразователь частоты; 5 - механизм
погружения и подъема турбин; 6 - плавсредство

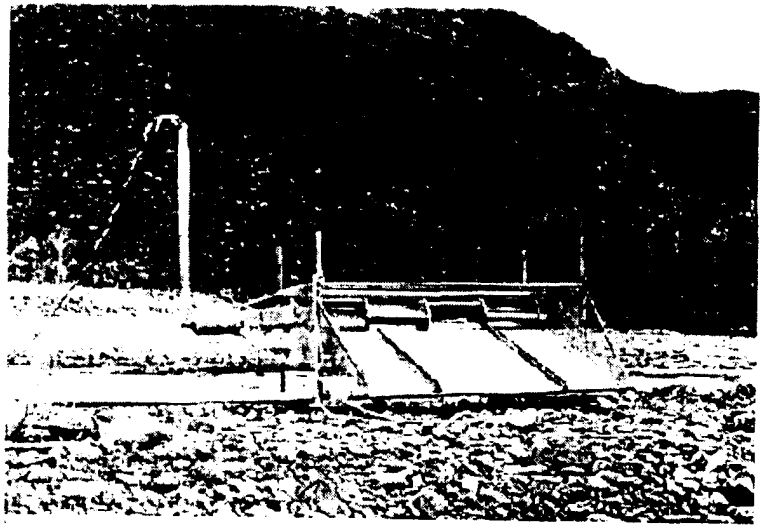


Рис.3.2. Переносной погружной модуль бесплотинной ГЭС "КАТУНЬ" НПК "Энергетика и экология"



Рис.3.3. МикроГЭС деривационного типа мощностью 10 кВт АОЗТ "МНТО ИНСЭТ" (энергоблок с концевым участком напорного водовода

4. ЭКОНОМИКА МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

Таблица 4.1

Экономические показатели энергоустановок на базе невозобновляемых и возобновляемых источников энергии

Тип энергоустановок, используемый ресурс	$C_{уд}$, $/кВт	b, цент/кВт.ч	$\frac{K_т, \%}{Ц_т, цент/кВт \cdot ч}$	t, цент/кВт.ч	Страны с наименьшими тарифами, где используются энергоустановки
Возобновляемые источники энергии					
ВЭУ	1200–1600	1,0 – 2,0	$\frac{20-40}{-}$	4,0–4,7	Дания, Англия (население)
ГЭС	900–3000	Более 0,5	$\frac{20-50}{-}$	3,0 и выше	Норвегия, Швейцария, США
СФЭУ	6000–10000	1,5	$\frac{10-20}{-}$	20,0 и выше	США
ГеоТЕУ	более 2400	1,0 – 1,6	$\frac{70-85}{-}$	5,0 и выше	Италия, Новая Зеландия
Газификация биомассы	1100–1800	0,9 – 1,5	$\frac{70-85}{0,5-1,5}$	8,8	Англия, США

Продолжение табл. 4.1

Тип энергоустановок, используемый ресурс	$C_{уд}$, $/кВт	b, цент/кВт.ч	$\frac{K_т, \%}{Ц_т, цент/кВт·ч}$	t, цент/кВт.ч	Страны с наименьшими тарифами, где используются энергоустановки
Газ свалок	550–1400	1,5 – 3,0	$\frac{70 – 90}{–}$ *	4,5 – 8,0	Англия
Использование городских отходов	3000–5600	5,0 – 8,0	$\frac{70 – 85}{4,0 – 6,0}$ **	4,3 – 7,0	Англия, США
ПЭС	более 3500	нет данных	$\frac{18 – 25}{–}$	около 1,0	Франция, Канада
ВлЭС	Нет коммерческого использования			16,0 и выше	Проекты Японии, Англии
Невозобновляемые источники энергии					
Комбинированные газотурбинные	500 – 800	0,4 – 0,6	$\frac{75 – 85}{2,2 – 3,5}$	3,7 и выше	Англия, Нидерланды
ТЭС на угле	1250–1700	0,5 – 0,8	$\frac{75 – 85}{1,3 – 2,0}$	5,5 – 8,0	Австрия, США

Окончание табл. 4.1

Тип энергоустановок, используемый ресурс	$C_{уд}$, $/кВт	b, цент/кВт.ч	$\frac{K_т, \%}{Ц_т, цент/кВт·ч}$	t, цент/кВт.ч	Страны с наименьшими тарифами, где используются энергоустановки
Экологически чистые ТЭС на угле	1800–2400	около 1,2	$\frac{75 – 85}{1,5 – 2,0}$	7,0 и выше	Португалия (демонстрационные проекты)
АЭС	1700–2900	1,5 – 2,0	$\frac{75 – 85}{1,0 – 1,5}$	3,6 – 8,0 и выше	Франция (для населения)

* Производительность энергоустановок падает примерно, через 15 лет;

** Цена зависит от степени смешивания разных составляющих мусора.

Таблица 4.2

Себестоимость выработки электроэнергии разными энергоустановками в зависимости от типа потребителя, $/кВт.ч

Тип потребителя	$Э_{сут}$, кВт.ч	Напорная микроГЭС	Свободнопоточная микроГЭС	СФЭУ		ВЭУ		ДЭУ	1 до 10 км
				$Э_{СИ}$=0,3 кВт.ч/м^2	$Э_{СИ}$=0,5 кВт.ч/м^2	$V_в$= 5 м/с	$V_в$=7 м/с		
Одна семья (дом, дача, юрта, яранга, коттедж)	2	3	0,17	0,83	0,50	1,83	0,93	4,16	–
Пять семей (ферма, хутор, пастбищная стоянка, водопойный животноводческий пункт)	10	0,33	–	0,90	0,50	0,73	0,33	2,10	4,0
25 семей (деревня, поселок)	50	0,13	–	0,87	0,50	0,53	0,20	0,43	0,9

Примечание: ДЭУ: N_a = 10 кВт; $k_N^{уд}$ = 500 $/кВт; $C_т$ = 500 $/т; $T_{сл}$ = 15 лет; Низковольтная ЛЭП России: $C_{км}$ = 12000 – 25000 $/км, (в среднем – 15000 $/км); Учетная ставка: 10%.

Таблица 4.3

Экономические показатели оборудования малых и микроГЭС АОЗТ "МНТО ИНСЭТ"

МикроГЭС				
Тип ГЭС	**C, $**	**$C_{бл}$, $**	**$C_{уд}$, $/кВт**	**$C_{уд}^{бл}$, $/кВт**
МикроГЭС 7,5 ПР МикроГЭС 10 ПР	6000	5500	800–600	733–550
МикроГЭС 22 ПР МикроГЭС 50 ПР МикроГЭС 90 ПР	33000 – 35000	25000–30000	1320–350	1000–300
МикроГЭС 25Д МикроГЭС 50Д МикроГЭС 100Д	33000 – 35000	25000–30000	1320–350	1000–300

Малые ГЭС			
Тип ГЭС	**N, кВт**	**$C_{уд}$, $/кВт**	**C, $**
ГА-1; ГА-8 (ПР)	500	250–300	125000–150000
ГА-2; ГА-4; ГА-9; ГА-11; ГА-12 (РО)	400	200–300	80000–120000
ГА-5; ГА-10 (К)	400	200–300	80000–120000

Таблица 4.4

Распределение затрат на строительство крупной и малой ГЭС (данные Международной энергетической комиссии) в %

Затраты	Крупная ГЭС (626 МВт, 16 м)	Малая ГЭС (1,5 МВт, 14м)
Строительно-монтажные работы	80	30 - 35
Оборудование	15	50 - 60
Проектирование и руководство строительством	5	10 - 15

Таблица 4.5

Распределение затрат в малые ГЭС (мировые данные) в %

Затраты	Готовый напорный фронт	Новый створ
Строительная часть	15	45
Турбина и генератор	39	18
Вспомогательное оборудование (электрическое)	11	4
Прочее оборудование	5	3
Проектно-изыскательские работы	20	20
Увеличение затрат за период строительства	10	10
Итого	**100**	**100**

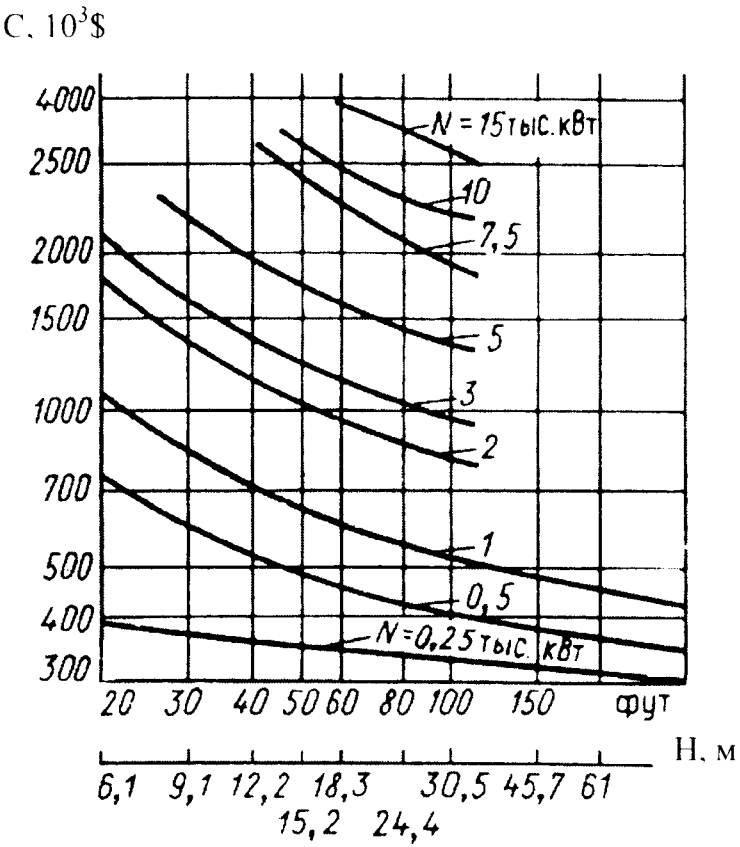


Рис.4.1. Стоимость строительства малых ГЭС в США

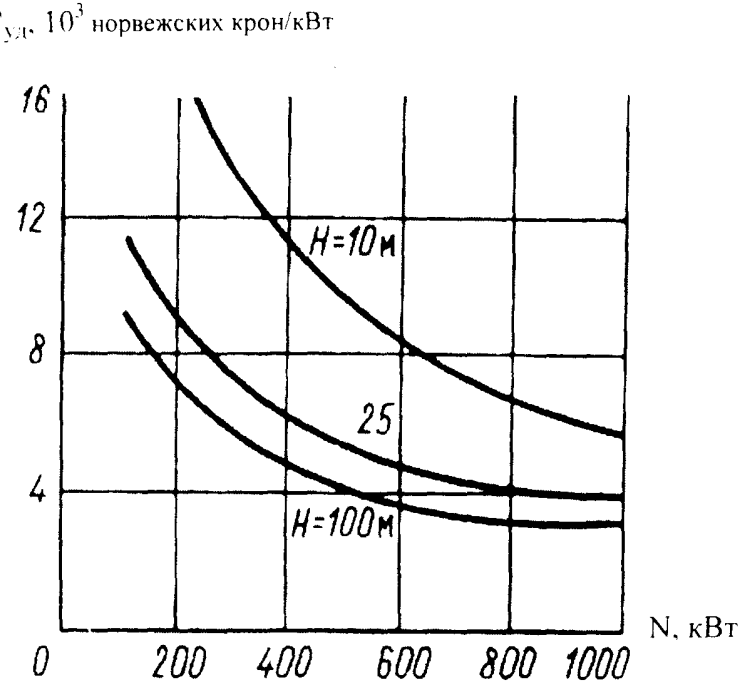


Рис.4.2. Зависимость удельной стоимости строительства малых ГЭС в Норвегии от напора и мощности ГЭС

Таблица 4.6

Перечень организаций, занимающихся проектированием, изготовлением, монтажом и организацией эксплуатации малых и микроГЭС в России

Название	Город	Тип ГЭС	Диапазон мощностей, кВт
АОЗТ "МНТО ИНСЭТ"	Санкт-Петербург	Малые и микроГЭС	7,5 – 5300
НПП "Компактэнерго"	Московская обл. Королев	Наплавные микроГЭС	до 1 кВт
АО "ТЯЖМАШ"	Сызрань	Рукавные, турбины для МГЭС	несколько кВт, 125 – 15000
Российская ассоциация малой и нетрадиционной энергетики "МАГИ"	Москва	Малые и микроГЭС	50 – 600
НПК "Энергетика и экология"	Новосибирск	Погружная бесплотинная ГЭС	0,5 – 1
ТОО "НИСТЭН" (Сибирский НИИ энергетики)	Новосибирск	Рукавная наплавная ГЭС	15 - 30
Завод "Энергозапчасть"	Чебоксары	Рукавные микроГЭС	несколько кВт
АО "Ленинградский металлический завод"	Санкт-Петербург	Малые и микроГЭС	50 – 11600
НПО "РАНД"	Санкт-Петербург	Малые и микроГЭС	6 – 2500
Фирма "Кебрен"	Санкт-Петербург	МикроГЭС	1 – 30

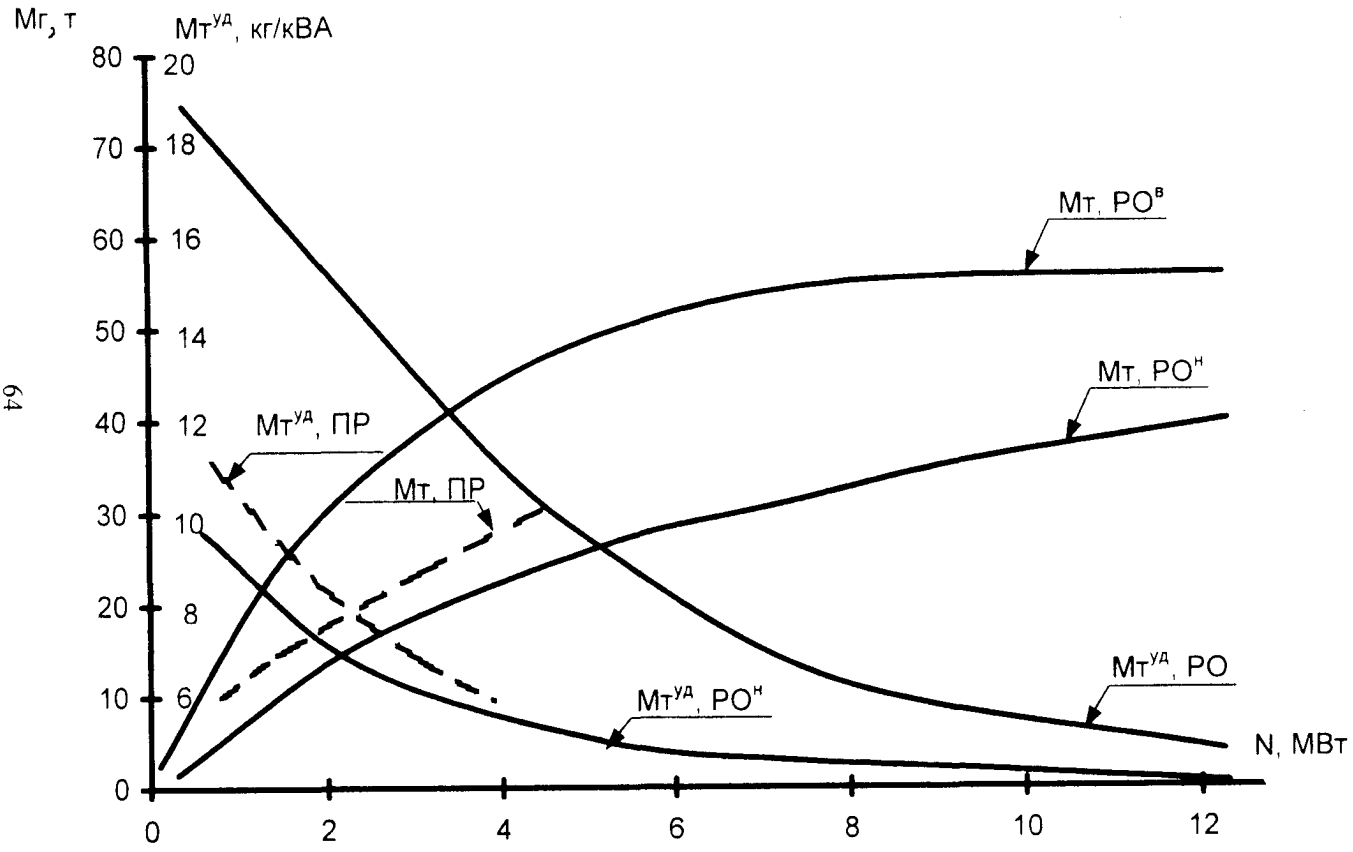


Рис. 4.3. Весовые показатели гидротурбин, представленных в табл. 2.1

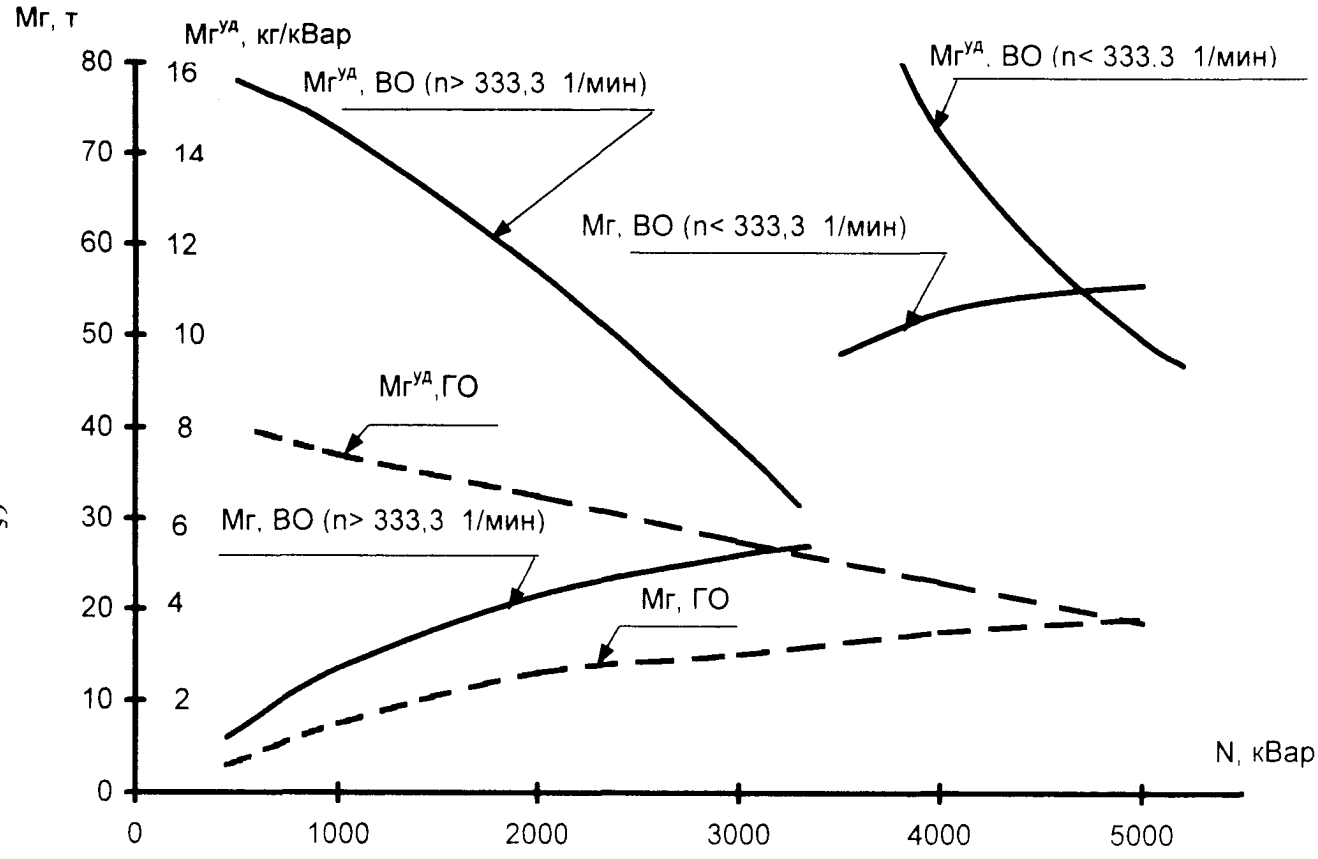


Рис. 4.4. Весовые показатели гидрогенераторов, представленных в табл. 2.2

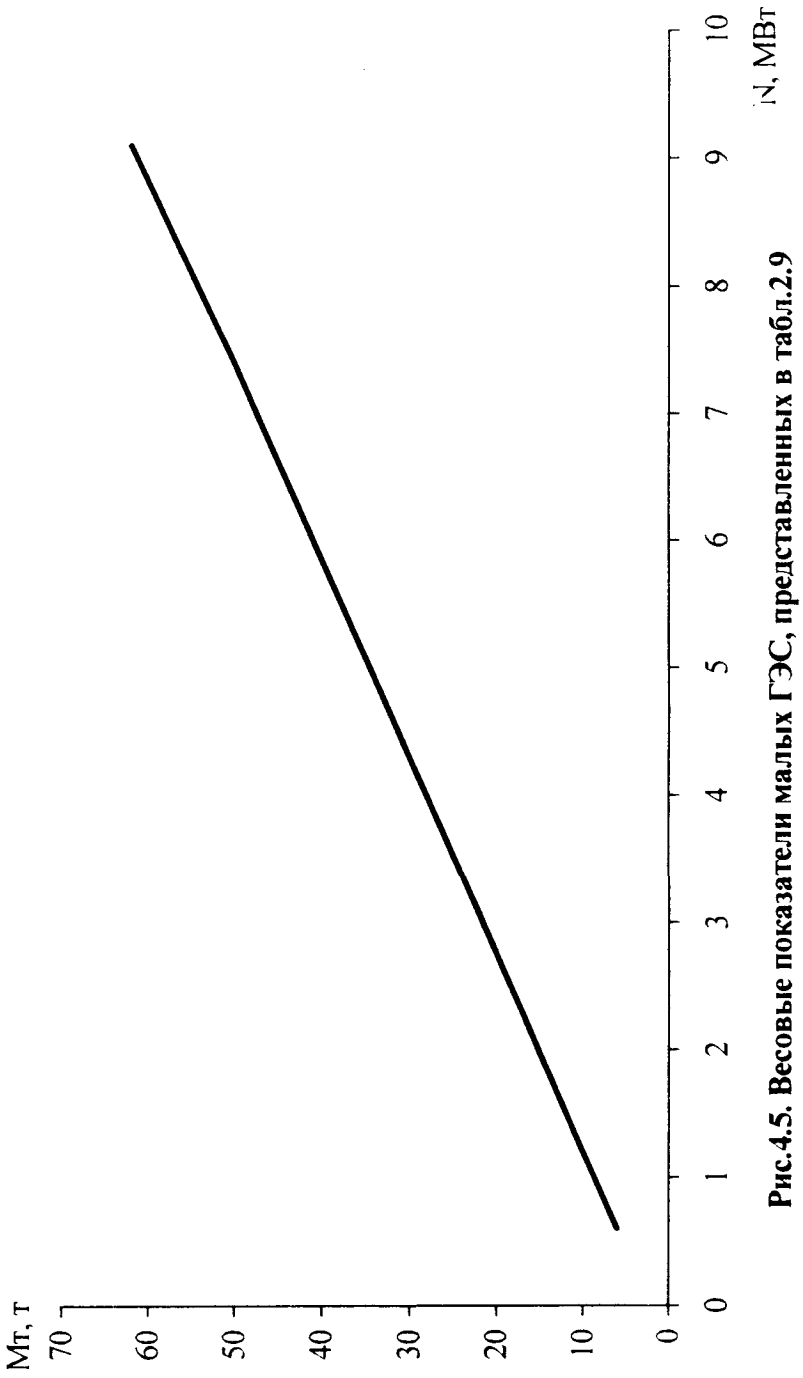


Рис.4.5. Весовые показатели малых ГЭС, представленных в табл.2.9

5. ОСНОВНЫЕ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ МАЛЫХ ГЭС (МГЭС)

5.1. Унификация конструкций и компоновок МГЭС

Основные положения проектирования. Одно из основных требований к ГТС МГЭС заключается в минимизации стоимости их строительства и эксплуатации, а также проектирования.

Проектирование малых ГЭС на современном этапе имеет ряд характерных особенностей.

Прежде всего, следует отметить отсутствие преемственности опыта проектирования в 50-е годы. Использование прошлого опыта возможно лишь по данным, приведенным в литературе, и не многим оставшимся в эксплуатации малым ГЭС. Специфика проектирования малых ГЭС не отражена в современных нормативных и методических разработках, а для создания таких разработок необходим анализ предшествующего опыта.

Для создания малых ГЭС нового поколения необходим новый подход, не отягощенный практикой проектирования прошлых лет. Для достижения цели необходимо продолжать исследования и по мере накопления нового опыта вносить определенные поправки[10, 11].

Одним из наиболее эффективных путей повышения экономичности МГЭС является отказ от индивидуального проектиро-

вания основных сооружений и технологического оборудования, т.е. переход на применение типовых решений с использованием унифицированных строительных элементов и серийно выпускаемого оборудования.

При определении конструктивных размеров сооружений необходимо применять упрощенные расчеты, допускающие некоторое увеличение небольших, как правило, строительных объемов, но позволяющие существенно снизить сроки выполнения проектно-изыскательных работ.

Компоновочные схемы МГЭС. По схеме создания напора малые ГЭС можно подразделить на плотинные, деривационные, смешанные (плотинно-деривационные) и малые ГЭС на готовом напорном фронте (на перепадах каналов, в системах водоснабжения, на водосбросных сооружениях и др.).

Рассматривая компоновки малых гидроузлов, следует выделить несколько характерных решений, применяемых в практике проектирования и строительства этих сооружений.

Схема русловой ГЭС со зданием, воспринимающим напор воды, представлена на рис.5.1.Приплотинное расположение здание ГЭС представлено на рис.5.2. Основные схемы и компоновки деривационных малых ГЭС изображены на рис. 5.3, 5.4. Характерная компоновочная схема малой ГЭС, работающей на попусках из магистрального канала приведена на рис.5.5.

В современных условиях, когда долговременные инвестиции оказываются неэффективными, строительство малых ГЭС, связанное с созданием нового напорного фронта, значительным

расходом материалов на здание ГЭС, затоплением территорий и других мероприятий, требующих существенных капитальных вложений, представляется экономически нецелесообразным.

В связи с этим, наиболее перспективными являются малые и микроГЭС, использующие готовый напорный фронт и ту или иную деривационную схему, при минимальных затратах на водоводы и здание ГЭС. В разделе «Здания малых гидроэлектростанций» рассмотрены некоторые аспекты таких решений.

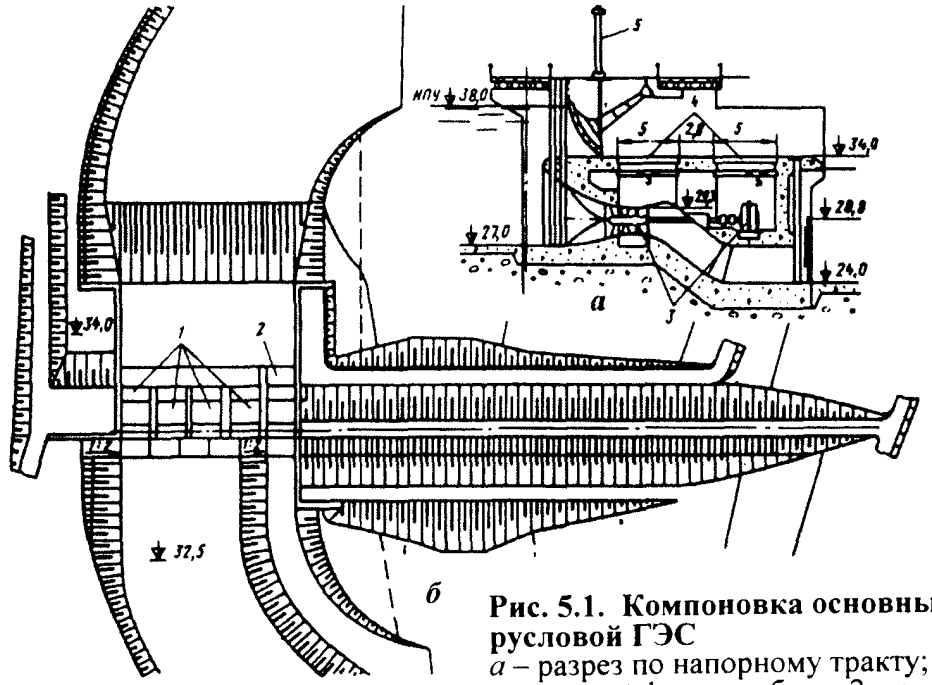


Рис. 5.1. Компоновка основных сооружений русловой ГЭС
а – разрез по напорному тракту; *б* – план гидроузла; 1 – водосброс; 2 – здание ГЭС; 3 –прямоточная турбина с *S* –образной отсасывающей трубой и вынесенным горизонтальным гидрогенератором; 4 – съемные крышки; 5 –винтовой подъемник

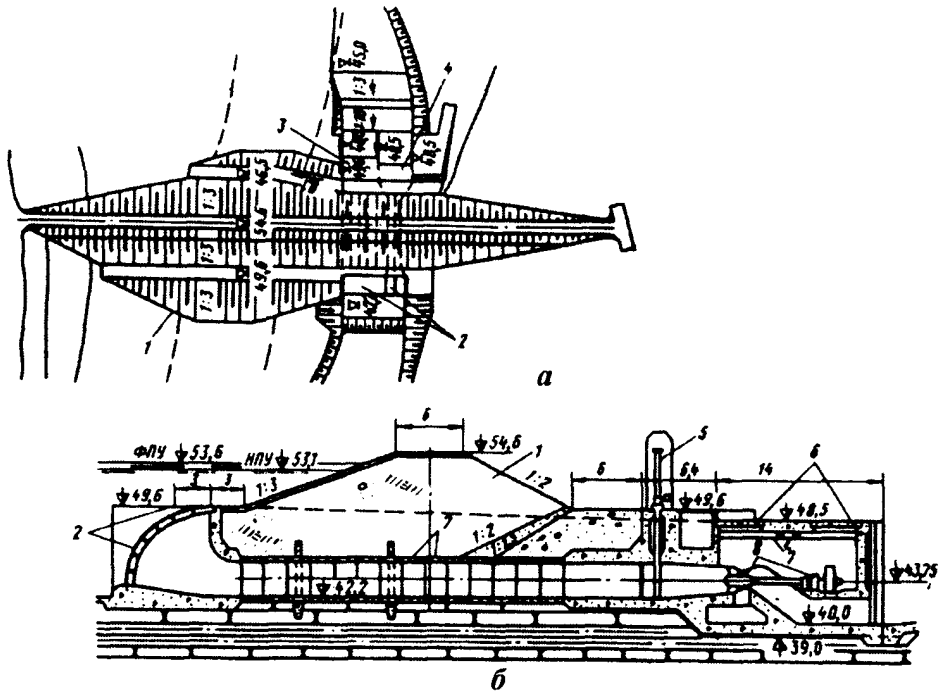


Рис.5.2. Компоновка основных сооружений плотинной малой ГЭС
а– план гидроузла; *б*– разрез по напорному тракту; 1– глухая плотина; 2 – водоприемник водосброса и ГЭС; 3 – водосброс; 4 – здание ГЭС; 5 – винтовой подъемник; 6 – съемные крышки; 7 – сборные железобетонные трубы; 8 – прямоточная турбина с S - образной отсасывающей трубой и вынесенным горизонтальным генератором

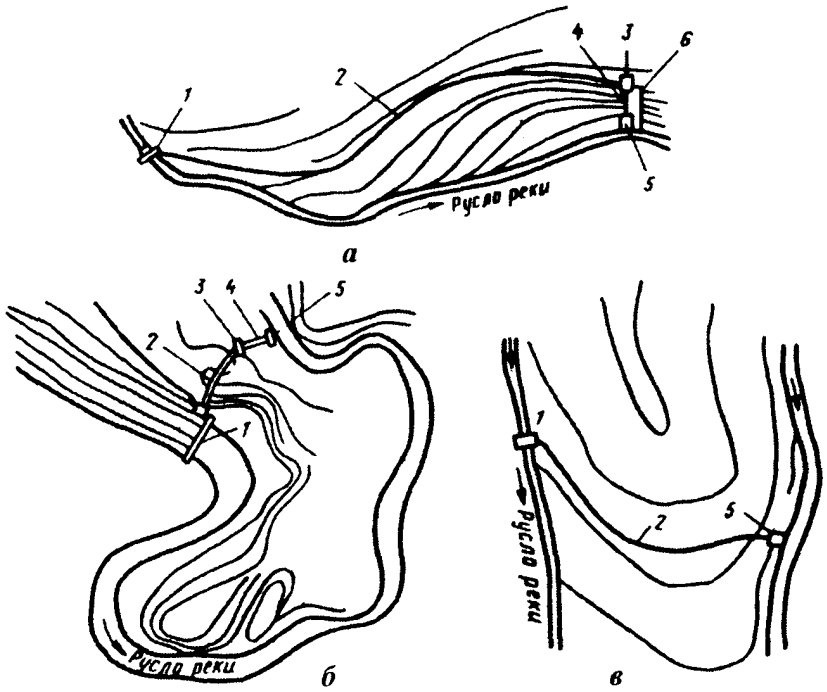


Рис.5.3. Схемы деривационных ГЭС

а – с деривацией вдоль реки; *б* – на спрямлении русла реки; *в* – переброска стока из одной реки в другую; 1 – головной узел; 2 – деривация; 3 – напорный бассейн; 4 – напорные трубопроводы; 5 – здание ГЭС; 6 – холостой сброс

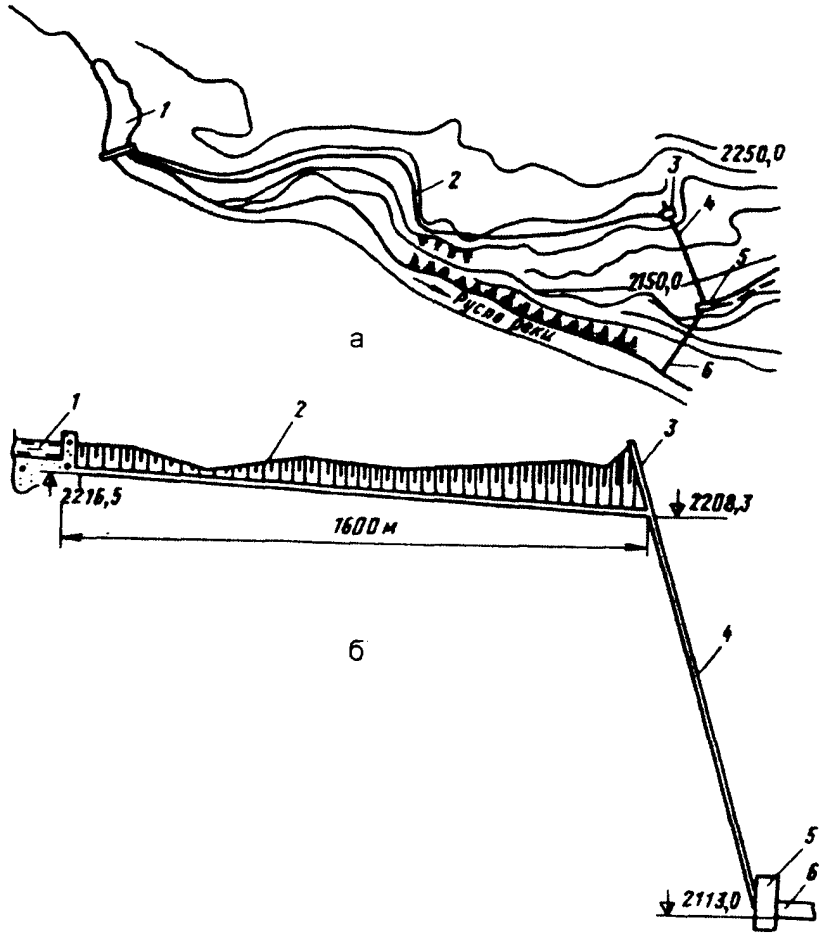


Рис.5.4. Компоновка основных сооружений деривационной малой ГЭС

а– план гидроузла; *б* – разрез по напорному тракту; 1 – головной узел; 2 – напорная деривация; 3 – уравнительный резервуар; 4 – турбинный трубопровод; 5 – здание ГЭС; 6 – отводящая деривация

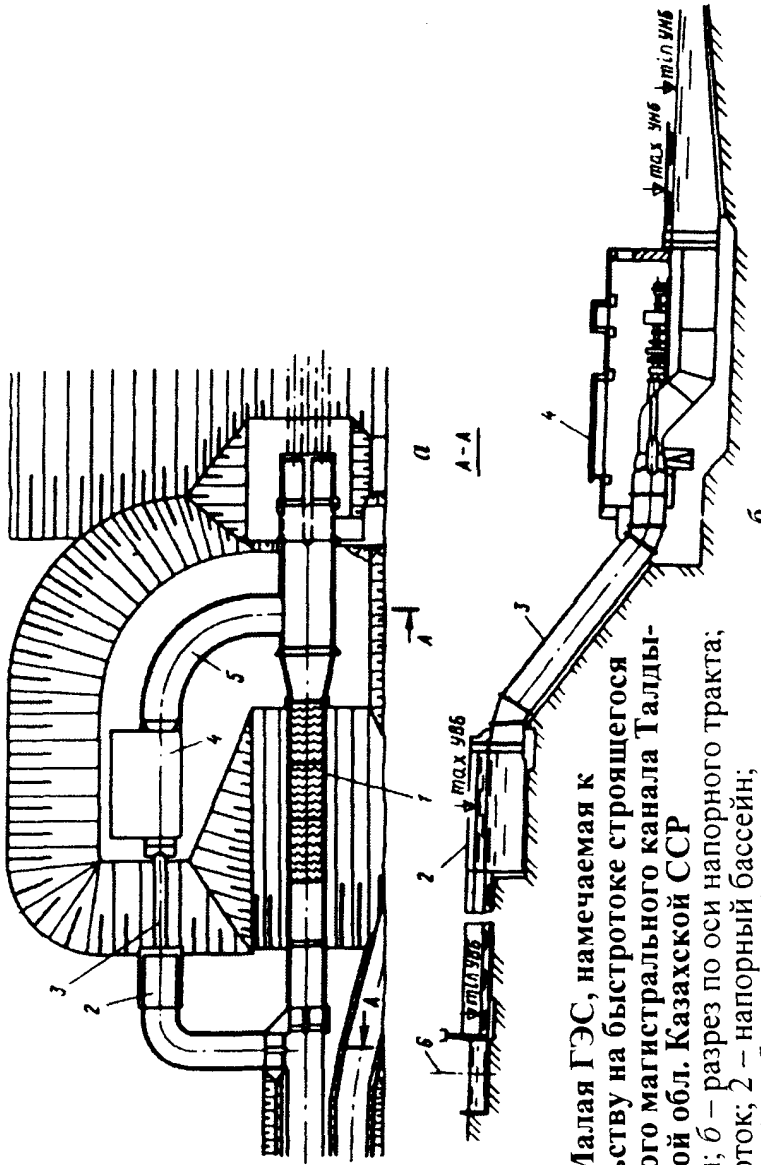


Рис.5.5. Малая ГЭС, намечаемая к строительству на быстротоке строящегося Тентекского магистрального канала Талды-Курганской обл. Казахской ССР

а – план; *б* – разрез по оси напорного тракта; 1 – быстроток; 2 – напорный бассейн; 3 – напорный трубопровод; 4 – здание малой ГЭС; 5 – отводящий канал; 6 – ось отводящего канала

5.2. Здания малых гидроэлектростанций

Типы зданий ГЭС. Основными факторами, определяющими тип, конструктивные формы, размеры зданий малых ГЭС, условия работы и предъявляемые к ним требования, являются схема создания напора, размещение здания ГЭС в составе сооружений гидроузла и гидросиловое оборудование.

По схемам создания напора здания малых ГЭС разделяются на напорные, входящие в состав русловых ГЭС, и безнапорные, входящие в состав приплотинных и деривационных ГЭС.

В зависимости от расположения по отношению к поверхности земли здания малых ГЭС разделяются на наземные, подземные и полуподземные.

По виду гидросилового оборудования здания ГЭС можно разделить на здания с реактивными турбинами и здания с активными турбинами.

Здания русловых ГЭС входят в состав подпорных сооружений гидроузла и непосредственно воспринимают давление воды со стороны верхнего бьефа. Поэтому к русловым зданиям ГЭС в отношении их устойчивости и прочности, фильтрации под сооружением и в обход его предъявляются те же требования, что и к плотинам.

Компоновки наземных зданий приплотинных и деривационных ГЭС имеют много общего, что позволяет рассматривать их совместно. Вода подводится к агрегатам по турбинным трубопроводам; здание ГЭС либо примыкает к плотине со стороны нижнего бьефа, либо отстоит от нее на некотором расстоянии, однако в обоих случаях оно не воспринимает напора, что позволяет существенно облегчить его конструкцию.

Здание малой ГЭС является достаточно сложным сооружением, в котором размещается комплекс основного и вспомогательного оборудования. Разнообразие типов и конструкций зданий малых ГЭС позволяет лишь условно выделить их основные части. Массивная часть здания, расположенная под уровнем воды в нижнем бьефе, а на русловых ГЭС также и часть здания, расположенная ниже уровня воды со стороны верхнего бьефа, называется подводной частью. Верхнюю, менее массивную часть здания называют надводной, особо выделяют монтажную площадку.

Подводная часть здания малой ГЭС – основная его часть, предназначенная для размещения проточного тракта агрегата. Она воспринимает гидростатические, гидродинамические нагрузки, усилия от оборудования и вышерасположенных конструкций и передает их на основание. В зависимости от типа здания ГЭС и вида турбины подводная часть может иметь различную конструкцию. При использовании реактивных турбин в подводной части располагаются турбинные камеры и отсасывающие трубы, а в русловых зданиях ГЭС со стороны верхнего бьефа размещаются водоприемные устройства с комплексом механического оборудования; перспективным представляются упрощенные решения с забором воды непосредственно в турбинную камеру (рис. 5.6).

При применении активных турбин подводная часть здания в значительной мере упрощается, так как в ней отсутствуют турбинные камеры и сложные по форме отсасывающие трубы.

На многоагрегатных малых ГЭС подводная часть здания состоит из повторяющихся по числу агрегатов блоков, часто называемых агрегатными, одинаковых размеров и конструкций. Поскольку длина здания ГЭС может быть при этом достаточно большой, трудно обеспечить работу всего сооружения как одного жесткого «штампа», что при нескальных грунтах приведет к изгибу и неодинаковым осадкам фундаментной плиты. Возникающие при большой длине здания значительные температурные усилия требуют устройства поперечных деформационных швов, разрезающих конструкцию здания в вертикальной плоскости на отдельные секции. В каждую такую секцию могут входить от одного до нескольких агрегатов в зависимости от ширины блока одного агрегата, свойств основания и температурных напряжений.

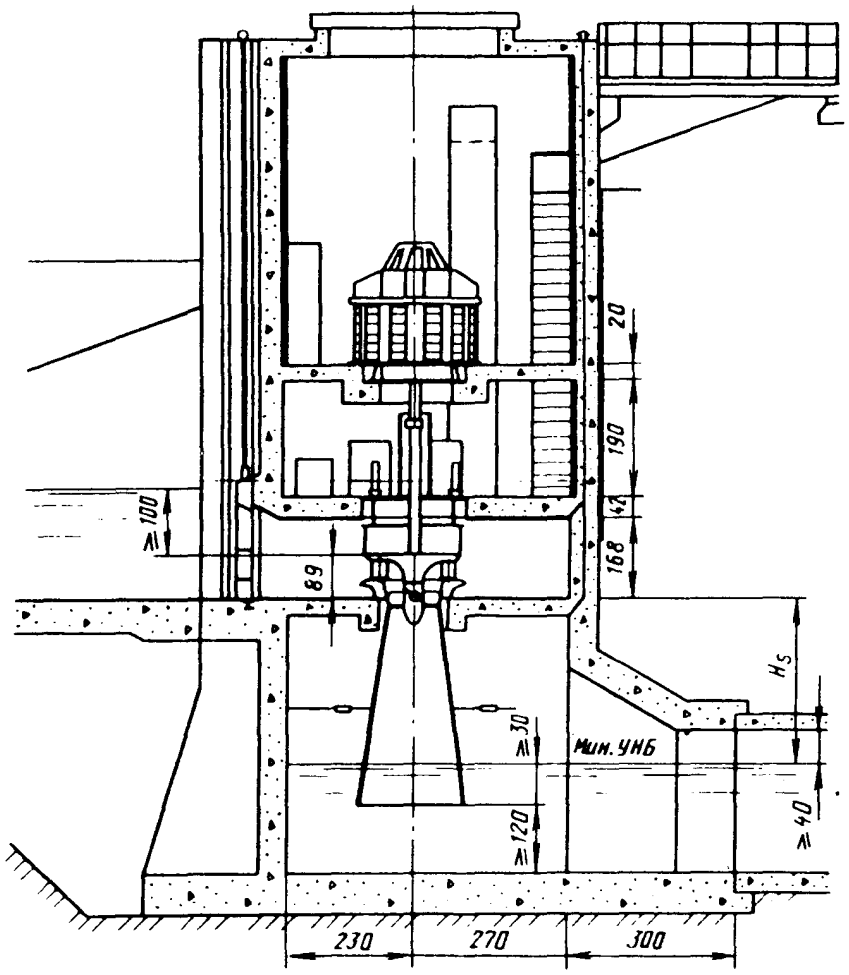


Рис.5.6. Компоновка здания малой ГЭС с вертикальной осевой гидротурбиной с забором воды непосредственно в турбинную камеру

Как правило, вся подводная часть зданий малых ГЭС всех типов выполняется из бетона и железобетона. В отдельных случаях возможно применение других материалов (камня, дерева).

Надводная часть здания ГЭС необходима для размещения гидрогенераторов, силовых трансформаторов, подъемно-транспортного оборудования машинного помещения, водоприемных устройств и отсасывающих труб, различного вспомогательного и другого оборудования. Для защиты от атмосферных осадков и низких отрицательных температур надводная часть здания защищается верхним строением, в зависимости от исполнения которого здание может быть закрытым, полуоткрытым и открытым.

Размеры верхнего строения определяют исходя из условия, что все оборудование ГЭС, включая стационарные грузоподъемные устройства, находится под крышей здания. Верхнее полуоткрытое строение позволяет значительно уменьшить размеры здания без заметного ухудшения условий эксплуатации оборудования ГЭС. В этом случае подъемно-транспортные устройства выносят за пределы закрытого помещения, а все остальное оборудование располагают в машинном зале пониженной высоты. Собирают и разбирают агрегаты через съемное перекрытие над каждым агрегатом, которое либо переносят краном, либо на катках сдвигают в сторо-

ну. Открытые здания ГЭС не имеют машинного зала. Генератор в этом случае устанавливается под съемным колпаком, вспомогательное оборудование – на различных этажах здания или в отдельных, специально построенных для этой цели помещениях.

Монтажная площадка предназначается для сборки оборудования, поступающего на ГЭС в период строительства, и проведения ремонтных работ в процессе эксплуатации. Как правило, площадка располагается за пределами здания ГЭС и выполняется открытой или с легким съемным верхним строением.

В зависимости от вида гидросилового оборудования и размещения здания ГЭС в составе сооружений гидроузла в настоящее время разработано большое число унифицированных решений и типовых конструкций.

В строительных конструкциях зданий малых ГЭС чаще, чем в других сооружениях, применяют сборные железобетонные элементы.

Типичны решения полуоткрытых и открытых зданий без верхнего строения. Часты случаи совмещения зданий малых ГЭС с помещениями закрытого распределительного устройства и повышающих трансформаторных подстанций. Подъемно-транспортное оборудование устанавливают в минимальном количестве для выполнения подсобных работ. Монтируют и демонтируют гидроагрегаты, как правило,

передвижными кранами. Затворы турбинных камер, отсасывающих труб и трубопроводов различного назначения - стандартные, серийно выпускаемые заводами.

Здания приплотинных и деривационных МГЭС. Здание приплотинной или деривационной ГЭС либо примыкает к плотине со стороны нижнего бьефа, либо отстоит от нее на некотором расстоянии. Однако во всех случаях оно не воспринимает напора верхнего бьефа, что позволяет существенно облегчить его конструкцию, особенно в подводной части. Давление верхнего бьефа, передаваемое на здание ГЭС через турбинный трубопровод, невелико и учитывается при расчетах отдельных опорных конструкций здания.

Чем выше используемые напоры на приплотинныk ГЭС (они могут достигать 50 – 60, а на деривационных 1000 – 1200 м), тем меньше расход воды, проходящей через турбины, и диаметры рабочих колес. Это, в свою очередь приводит к уменьшению других элементов проточной части агрегатов, а следовательно, и размеров зданий ГЭС.

Кроме того, поскольку элементы проточной части (затворы, турбинные камеры, отсасывающие трубы) высоконапорных гидроагрегатов, как правило, заводского изготовления (непосредственно на ГЭС производят их монтаж и установку), размеры подводной части здания приплотинных и деривацион-

ных и деривационных ГЭС определяются лишь габаритными размерами гидросилового оборудования и схемой его компоновки.

Следует отметить, что конструктивное исполнение гидроагрегатов высоконапорных приплотинных и деривационных малых ГЭС, выпускаемых многочисленными зарубежными машиностроительными фирмами, отличается большим разнообразием. Рассмотрим лишь наиболее часто встречающиеся конструкции.

Здания ГЭС с реактивными турбинами и кожуховым подводом воды. По направлению подвода воды к рабочему колесу различают фронтальные и радиальные кожуховые турбины. В первом случае вода подводится вдоль оси агрегата, во втором – перпендикулярно к ней.

По расположению вала агрегатов с реактивными турбинами и кожуховыми турбинными камерами различают вертикальную, горизонтальную и наклонную компоновки.

Схема ГЭС с вертикальным кожуховым гидроагрегатом, осевой турбиной и фронтальным подводом воды представлена на рис 5.7.

Размеры турбинного помещения здания ГЭС зависят от габаритов и схемы расположения оборудования. Так, строительная длина машинного зала (вдоль продольной оси агрегата) определяется суммой:

$$L_з = b_{к.с.} + a_м + L_{зт} + L_т + a + b_с. \qquad (1)$$

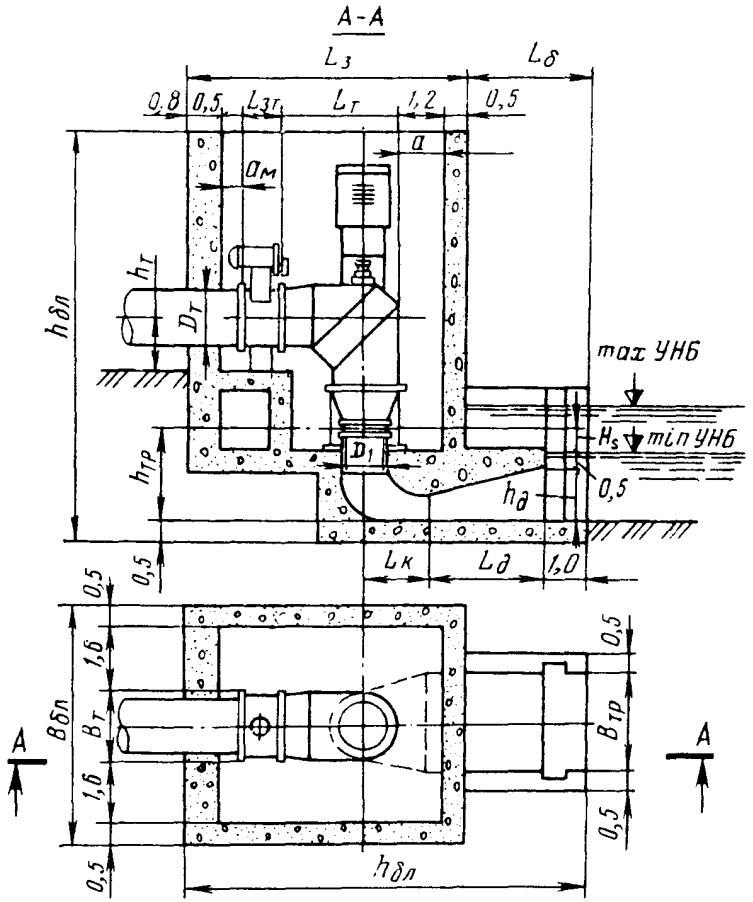


Рис 5.7. Здание ГЭС с вертикальной осевой турбиной и фронтальным кожуховым подводом воды

Толщина стены $b_{в.с.}$ со стороны верхнего бьефа определяется статическими расчетами с учетом того, что она должна выполнять роль анкерной опоры турбинного трубопровода. В зависимости от диаметра трубопровода, который обычно принимается равным $D_{тр}$= (1,4 ÷ 1,6) D_1, его протяженности и схемы подхода к зданию ГЭС толщина $b_{в.с}$ изменяется от 0,6 до 1 м. Расстояние $a_м$ от внутренней поверхности стены турбинного помещения до фланца дискового затвора определяется условиями монтажа и демонтажа затвора и обычно принимается 0,5 м.

Длина дискового затвора $L_{зт}$ зависит от диаметра трубопровода и принимается по данным завода-изготовителя.

Конструктивный размер турбины $L_т$, увеличивается с ростом диаметра рабочего колеса и принимается также по данным завода-изготовителя, обычно $L_т$ = (2,5 ÷ 3,0) D_1.

Расстояние a от кожуха турбины до стены турбинного помещения принимают исходя из нормальных условий эксплуатации в пределах 1 – 1,5 м.

Ширина блока здания ГЭС $B_{бл}$ определяется аналогично в зависимости от конструктивного размера турбины $B_т$ = (1,5 ÷ 2) · D_1 и расстояний до боковых стен помещения, принимаемых с учетом необходимости размещения вспомогательного оборудования в пределах 1,5 ÷ 2 м.

Высота турбинного помещения определяется конструктивным размером (высотой) гидроагрегата и принимается по рекомендациям завода-изготовителя.

Размеры блока изогнутой отсасывающей трубы принимаются в зависимости от габаритных размеров конуса, колена и отводящего диффузора трубы и размещения пазов ремонтного шандорного заграждения.

Габаритные размеры подводной части зданий МГЭС этого типа и объемы бетона приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

D_1, м	$B_{бл}$, м	$L_{бл}$, м	$h_{бл}$, м	$W_{бет}$, м^3
0,5	5	6,7	5,9	61,7
1,0	6	9,8	10,2	162
1,5	6.7	13	14,6	336

Схема здания малой ГЭС с горизонтальной радиально-осевой турбиной, кожуховой турбинной камерой и коленчатой отсасывающей трубой изображена на рис.5.8,*а*. Компоновка гидроагрегата, включающего в себя концевой участок трубопровода с дисковым затвором, турбину в кожуховой камере с фронтальным подводом воды к рабочему колесу, маховик, горизонтальный генератор и отсасывающую трубу, выполнена в одну линию, вдоль потока. Определение размеров турбинного помещения производится с учетом габаритных размеров

оборудования нижней от водящей камеры - аналогично рассмотренной ранее схеме здания ГЭС.

Изменение габаритных размеров и объема бетона блоков зданий этого типа в зависимости от диаметра рабочего колеса турбины показано в табл.5.2.

Таблица 5.2

D_1, м	$B_{бл}$, м	$L_{бл}$, м	$h_{бл}$, м	$W_{бет}$, м^3
0,5	2,5	10,5	5,3	70,7
1,0	4,0	17,0	8,7	204

Здание малой ГЭС с наклонной компоновкой гидроагрегата, состоящего из осевой турбины, кожуховой турбинной камеры с фронтальным подводом воды, мультипликатора, генератора и коленчатой отсасывающей трубы показано на рис.5.8,*б*. Сглаживание проточной части за счет устранения двух резких поворотов потока на 90°, имевших место при вертикальной компоновке подобного агрегата (см. рис. 5.7), позволяет заметно увеличить пропускную способность турбин и уменьшить гидравлические потери показано на рис.5.8,*б*.

Строительные данные блока подводной части здания приведены в табл.5.3.

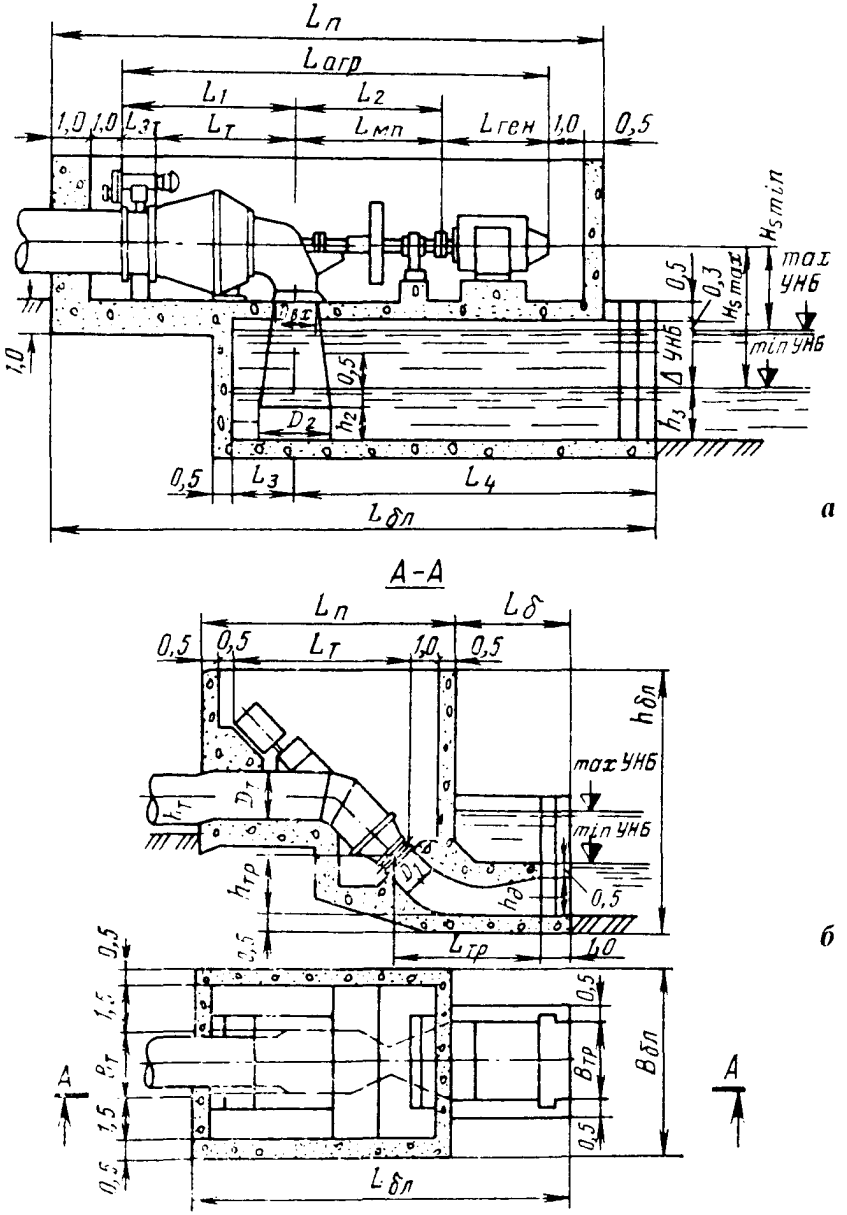


Рис.5.8. Здание ГЭС кожуховым подводом воды
а-с горизонтальной осевой турбиной; *б* - с наклонной турбиной

Таблица 5.3

D_1, м	$B_{бл}$, м	$L_{бл}$, м	$h_{бл}$, м	$W_{бет}$, м^3
0,5	5	9	5,8	87,7
1,0	6	12,5	8,7	151
1,5	7	17	12,4	317

Здание малой ГЭС с горизонтальной радиально-осевой турбиной и кожуховым радиальным подводом воды изображено на рис.5.9. Расположение оси турбинного трубопровода под углом 90° к продольной оси агрегата позволяет получить компактную конструкцию подводной части блока здания, широко применяемую в схемах приплотинных и деривационных малых ГЭС с напорами от 10 до 120 м.

Изменение расхода бетона в подводной части здания приведено в табл. 5.4.

Таблица 5.4

D_1, м	$B_{бл}$, м	$L_{бл}$, м	$h_{бл}$, м	$W_{бет}$, м^3
0,5	5,6	6,4	4,5	52,8
1,0	9,5	9,6	8,4	166

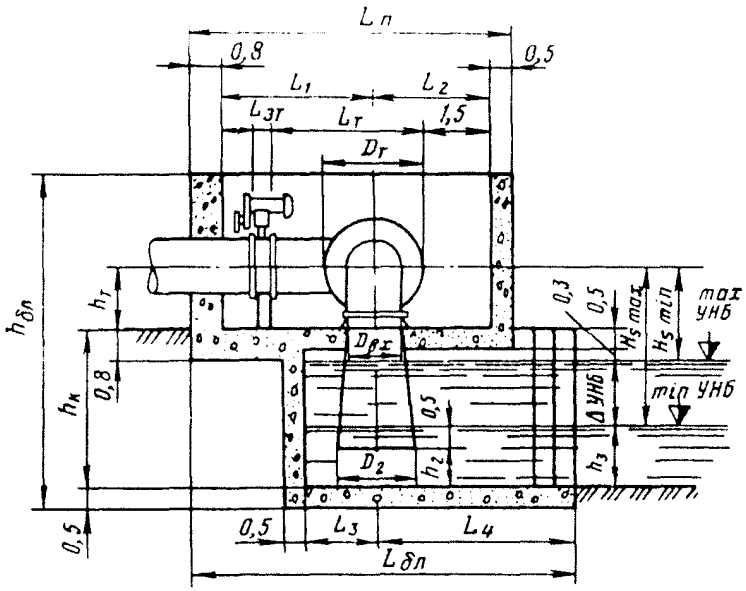


Рис.5.9. Здание ГЭС с горизонтальной радиально-осевой турбиной и кожуховым радиальным подводом воды

Сравнивая между собой параметры ($W_{бет}$) зданий приплотинных и деривационных ГЭС малой мощности с кожуховыми турбинными камерами, можно сделать заключение о том, что при агрегатах с осевыми турбинами D_1 = 0,5 м предпочтение следует отдавать вертикальной компоновке, а D_1 = 1 и 1,5 м – наклонной.

Из двух типов зданий ГЭС с радиально-осевыми турбинами с диаметрами 0.5 и 1 м во всем диапазоне напоров 10 – 30 м наиболее экономичным в отношении строительных объемов является здание ГЭС с горизонтальной турбиной, радиальным кожуховым подводом воды и коленчатой отсасывающей трубой.

Здания ГЭС с радиально-осевыми турбинами и спиральными камерами. Радиально-осевые турбины со спиральными турбинными камерами устанавливаются в зданиях приплотинных и деривационных малых ГЭС при напорах от 10 до 400 м.

Спиральные камеры высоконапорных радиально-осевых турбин выполняются металлическими: при напорах от 10 до 100 м применяют литые чугунные камеры, при напорах 25 – 150 м применяют стальные сварные и при напорах свыше 100 – 120 м применяют литые стальные.

Угол охвата спиральных металлических камер φ= 315 – 345°. Форма поперечного сечения обычно круглая на большей части длины спиральной части, только ближайшим к зубу спирали сечениям конструктивно придают форму эллипсов.

При расчете металлической спиральной камеры по закону $v_{ср}$=const задача сводится к определению радиуса кругового поперечного сечения, расположенного под углом α к выходу в спиральную часть:

$$\rho_{\alpha} = \frac{Q}{360} \frac{(\varphi - \alpha)}{\pi \; v_{cp}}, \qquad (2)$$

где Q – расчетный (максимальный) расход турбины, м^3/с; $v_{cp} = k \sqrt{H}$ – средняя скорость в сечениях спирали, м/с; k = 0,6 – 0,8 – коэффициент.

Задаваясь сечениями с координатными углами α (отсчитывая их от входного сечения), находят значения ρ_{α}. По нескольким точкам с координатами α и $R_{\alpha} = 0{,}5 \; D_c + 2 \; \rho_{\alpha}$, где D_c – диаметр окружности по входным кромкам статорных колонн, строят очертание спирали в плане.

Получаемая таким образом металлическая турбинная камера имеет максимальную ширину, м

$$B_{m.к} = b_1 + b_2 = (2{,}8 - 3{,}3) \; D_1, \qquad (3)$$

причем, b_1 = (1,5–1,7) D_1, b_2 = (1,3–1,5) D_1.

Точные размеры металлических спиральных турбинных камер применительно к радиально-осевым турбинам той или иной быстроходности рекомендуются заводом-изготовителем, обычно поставляющим для строящихся малых ГЭС турбины вместе с камерами.

Типичная компоновка агрегатного блока малой ГЭС с вертикальной радиально-осевой турбиной, металлической спиральной турбинной камерой и прямоосной конической отсасывающей трубой показана на рис.5.10.

Размеры турбинного помещения определяются конструктивными размерами турбины $L_т$ и $B_т$, размером затвора $L_{зт}$ и минимально допустимой шириной проходов между агрегатом и стенами помещения. Размеры нижней отводящей камеры в этих компоновках определяются, как для рассмотренных выше зданий ГЭС с вертикальными прямоосными коническими отсасывающими трубами. Габаритные размеры подводного блока здания МГЭС с прямоосной конической отсасывающей трубой и объем бетона приведены в табл. 5.5. На рис 5.10 показан вариант здания малой ГЭС с вертикальной радиально-осевой турбиной, металлической спиральной турбинной камерой и изогнутой отсасывающей трубой. Размеры блока и объем бетона приведены в табл. 5.6.

Сравнение данных табл. 5.5 и 5.6 показывает, что строительные размеры и объемы блоков зданий ГЭС указанных типов приблизительно одинаковы.

Таблица 5.5

D_1, м	$B_{бл}$, м	$L_{бл}$, м	$h_{бл}$, м	$W_{бет}$, м^3
0,5	4,5	5,8	7,2	70,8
1,0	6,1	8,0	9,0	138

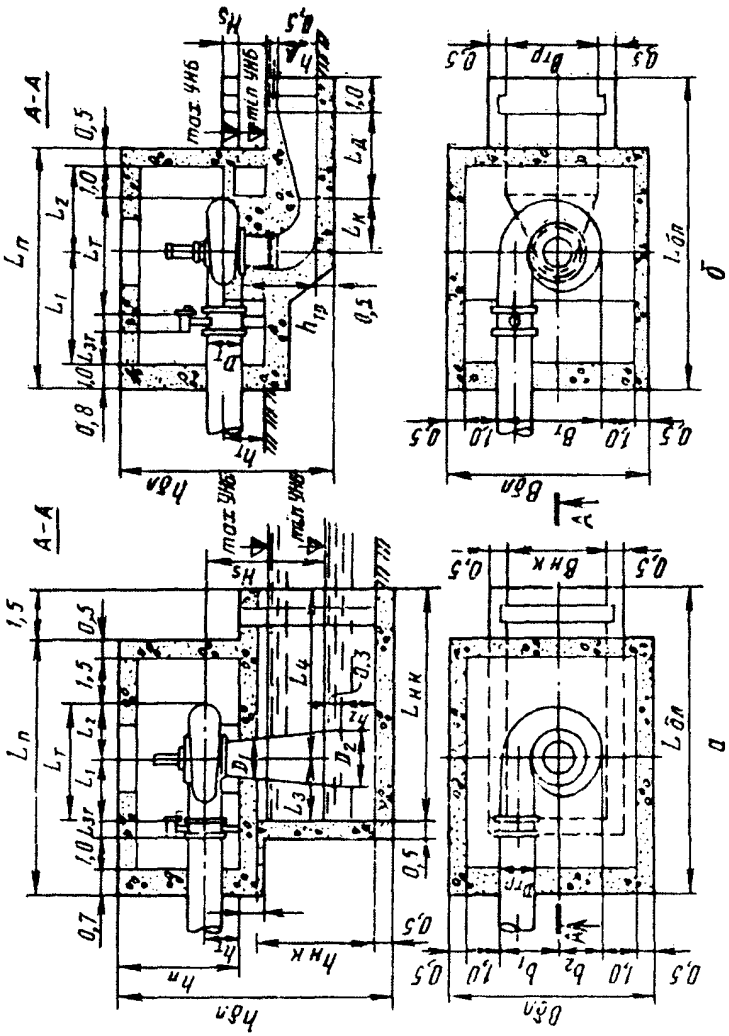


Рис. 5.10. Здания ГЭС с подводом воды к вертикальной радиально – осевой турбине по металлической спиральной камере
а – с прямой конической отсасывающей трубой;
б – с изогнутой отсасывающей трубой

Таблица 5.6

D_1, м	$B_{бл}$, м	$L_{бл}$, м	$h_{бл}$, м	$W_{бет}$, м^3
0,5	4,5	5,4	6,8	73,6
1,0	6,1	6,3	9,4	140

В зданиях малых ГЭС с радиально-осевыми турбинами и металлическими спиральными турбинными камерами возможна и горизонтальная компоновка гидроагрегатов. Энергетические параметры турбин при этом не изменяются, но конструктивное решение и размеры агрегатного блока претерпевают существенные изменения. Поскольку необходимо разместить горизонтальный генератор, увеличиваются в плане размеры турбинного помещения, но отпадает необходимость в устройстве второго междуэтажного перекрытия, на которое при вертикальной компоновке гидроагрегата опирался генератор.

Компоновка блока здания ГЭС с горизонтальной радиально - осевой турбиной, металлической спиральной камерой и коленчатой отсасывающей трубой показана на рис. 5.11,*а*. Габаритные размеры блока и объемы бетона при агрегатах с турбинами диаметром 1,0 и 0,5 м приведены в табл.5.7.

Таблица 5.7

D_1, м	$B_{бл}$, м	$L_{бл}$, м	$h_{бл}$, м	$W_{бет}$, м^3
0,5	6,4	7,1	6,8	83,4
1,0	9,5	8,9	10,5	190

Существенного уменьшения строительных объемов агрегатных блоков зданий малых ГЭС с горизонтальными радиально-осевыми турбинами и металлическими спиральными турбинными камерами можно добиться за счет применения прямоосных конических отсасывающих труб, осуществляющих выпуск воды непосредственно в нижний бьеф, без устройства каких-либо камер. Ремонтный затвор со стороны отсасывающей трубы в этом случае может быть выполнен в виде управляемого клапана. Подобная компоновка здания, состоящего практически из одного лишь турбинного помещения, изображена на рис. 5.11,*б*.

Размеры и объем блоков приведены в табл. 5.8.

Таблица 5.8

D_1, м	$B_{бл}$, м	$L_{бл}$, м	$h_{бл}$, м	$W_{бет}$, м^3
0,5	5,5	3,9	6,7	52,9
1,0	7,7	5,6	7,3	108

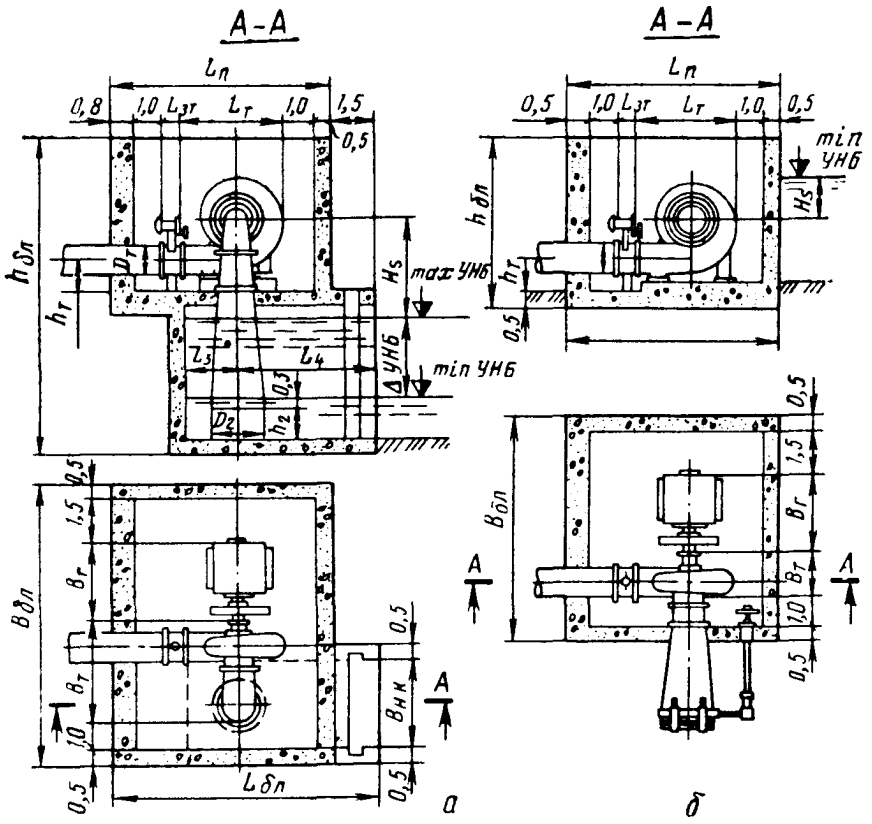


Рис. 5.11. Здания ГЭС с горизонтальными радиально – осевыми турбинами, спиральным подводом воды
а – с прямой конической отсасывающей трубой;
б – с коленчатой отсасывающей трубой

Рекомендации по выбору типов зданий приплотинных и деривационных малых ГЭС с реактивными турбинами. Размеры и строительные объемы блоков приплотинных и деривационных малых ГЭС мало зависят от напора и определяются в основном компоновкой агрегата (вертикальная, наклонная, горизонтальная), схемой подвода воды (кожуховый, камерный) и диаметром рабочего колеса турбины.

Диаметр рабочего колеса турбин D_1=0,5 м:

В диапазоне напоров Н=(10–50) м наиболее эффективной с точки зрения строительных объемов является компоновка блока с вертикальными агрегатами, оборудованными осевыми турбинами с кожуховыми фронтальными подводами воды и изогнутыми отсасывающими трубами.

В диапазоне напоров Н=(50 – 150) м предпочтение следует отдавать зданиям с горизонтальными радиально-осевыми турбинами с кожуховыми радиальными подводами воды и коленчатыми отсасывающими трубами.

В диапазоне напоров Н=(100 – 400) м значительными преимуществами перед всеми остальными компоновками обладают здания ГЭС с горизонтальными радиально-осевыми турбинами, металлическими спиральными турбинными камерами и прямоосными коническими отсасывающими трубами.

Диаметр рабочего колеса турбин D_1= 1 м:

В диапазоне напоров H=(10 – 50) м по удельному расходу бетона в подводной части здания ГЭС эффективным является применение наклонных гидроагрегатов с осевыми турбинами, кожуховыми фронтальными подводами воды и коленчатыми отсасывающими трубами.

В диапазоне напоров H=(50 – 400) м предпочтение следует отдавать зданиям ГЭС с горизонтальными радиально- осевыми турбинами, металлическими спиральными турбинными камерами и прямоосными коническими трубами.

Диаметр рабочего колеса турбин D_1=1,5 м:

В диапазоне напоров H=(10 – 30) м наиболее эффективными являются наклонные кожуховые агрегаты с осевыми турбинами и коленчатыми отсасывающими трубами.

В случае применения радиально-осевых турбин независимо от напора представляется целесообразным рекомендовать вертикальные компоновки с прямоосными коническими или изогнутыми отсасывающими трубами, позволяющие компактно решить несущие конструкции агрегатного блока, обеспечивающие наименьшее заглубление турбинного помещения и создающие нормальные условия для эксплуатации оборудования ГЭС.

Здания ГЭС с ковшовыми турбинами. Применение ковшовых турбин сопровождается существенным изменением

конструкции подводной части здания ГЭС: отсутствует турбинная камера, отсасывающая труба заменяется безнапорной отводящей камерой.

Размеры турбинного помещения определяются конструктивной формой ковшовой турбины, которая, в свою очередь в значительной мере зависит от общего числа сопл, т. е. от числа действующих струй: увеличение их числа приводит к уменьшению размеров турбины и повышению частоты вращения.

Размеры отводящей камеры определяются гидравлическим расчетом, при этом необходимо учитывать, что образующийся по длине камеры подпор может привести к необходимости дополнительного повышения отметки рабочего колеса. На рис. 5.12,*а* показана схема компоновки здания деривационной малой ГЭС, оборудованной вертикальной ковшовой турбиной с четырьмя соплами. Большое число отводов и плавное закругление охватывающего распределительного водовода предопределили значительные размеры турбинного помещения.

При D_1= 1 м ширина блока $B_{бл}$= 9,7 м, длина $L_{бл}$= 14 м и высота $h_{бл}$ = 8 м. Объем бетона подводной части $W_{бет}$ составил 204 м^3. Удельный расход бетона зависит от мощности турбины, которая при заданном числе сопл определяется их диаметром.

Схема здания деривационной ГЭС со стандартной горизонтальной ковшовой турбиной с одним соплом изображена на рис.5.12,*б*. Компактное конструктивное решение гидроагрегата позволяет установить его в относительно небольшом турбинном помещении. При D_1=1 м ширина блока $B_{бл}$ составила 7,1 м; $L_{бл}$=8,2 м и $h_{бл}$=6 м. Объем бетона в подводной части 83 м^3. Однако относительно небольшая мощность ковшовой турбины с одним соплом определила более высокий, чем для здания деривационной малой ГЭС, оборудованной вертикальной ковшовой турбины с четырьмя соплами, удельный расход бетона.

Применение вертикальных многосопловых ковшовых турбин в зданиях высоконапорных деривационных ГЭС по сравнению с горизонтальными турбинами представляется более предпочтительным. Тем не менее следует отметить, что при напорах до 400 м здания малых ГЭС с ковшовыми турбинами по удельному расходу бетона значительно уступают зданиям ГЭС с радиально-осевыми турбинами.

Здания ГЭС с двукратными турбинами. Типичная компоновка здания малой ГЭС с двукратной турбиной изображена на рис. 5.13. Размеры турбинного помещения определяются габаритами агрегата. При D_1 = 1 м и ширине турбины 3 м ширина блока здания $B_{бл}$ составляет 10 м; $L_{бл}$ = 7,8 м; $h_{бл}$ = 8,2 м; $W_{бет}$ = 158 м^3.

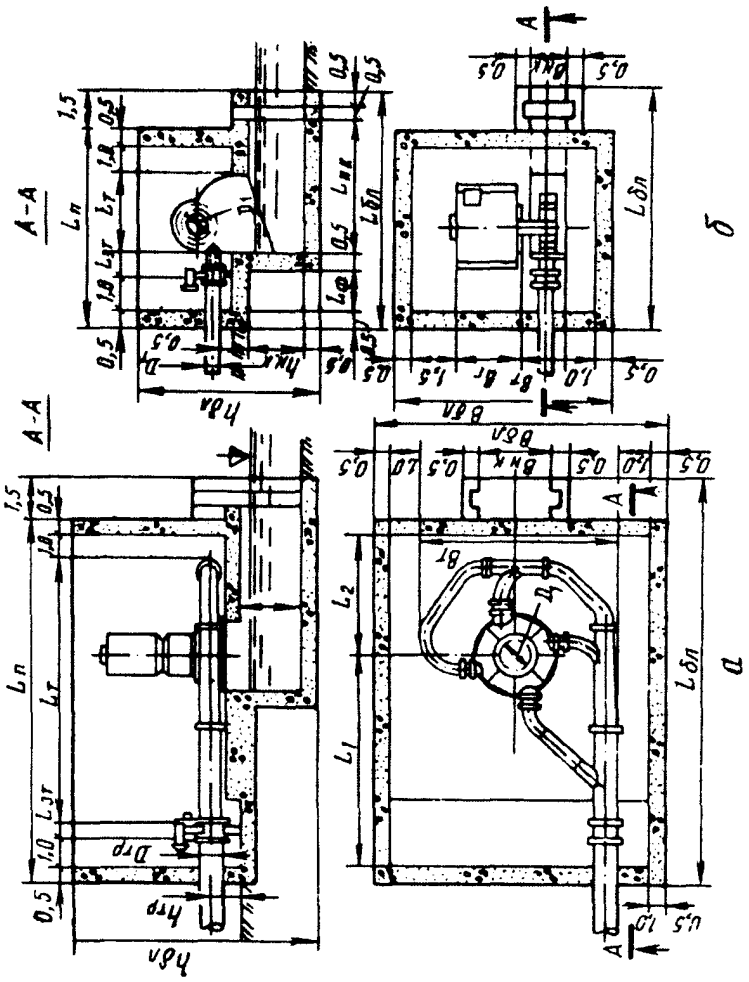


Рис.5.12. Здание ГЭС с ковшовыми турбинами
а - при вертикальном расположении гидроагрегата;
б - при горизонтальном расположении гидроагрегата

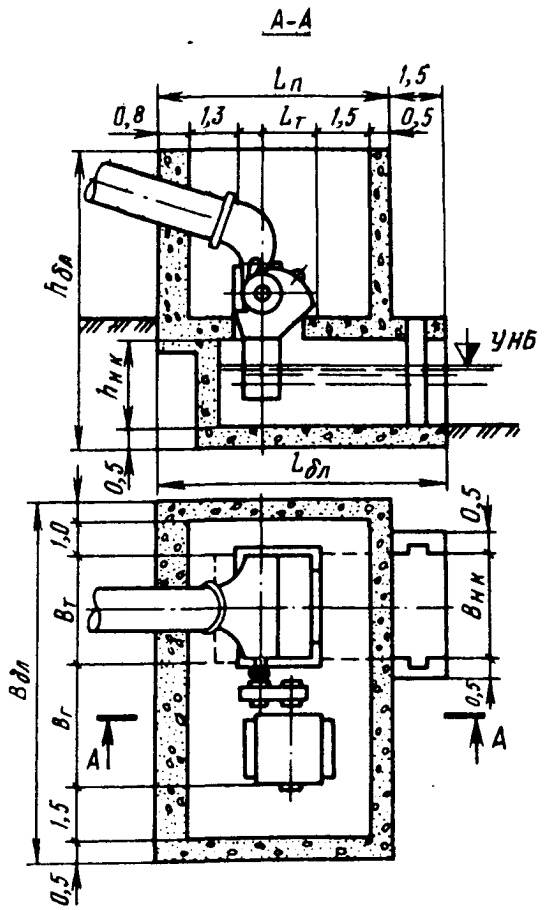


Рис. 5.13. Здание ГЭС с двукратной турбиной (типа Банки)

Направляющие лопатки регулирующего сопла могут использоваться для полного прекращения подачи воды и продолжительной остановки турбины при напорах до 50 м. При больших напорах на турбинном трубопроводе требуется установка затвора.

Положительные качества двукратных турбин, заключающиеся в их конструктивной простоте, относительно небольшой стоимости, легкости обслуживания, длительном сроке службы, наряду с возможностью поддерживать достаточно высокий КПД в широком диапазоне расходов, позволяют считать здания МГЭС, оборудованные такими турбинами весьма эффективными для применения.

Компоновочные решения для микроГЭС. В качестве примера, на рис.5.15 и 5.16 приведены компоновочные решения для микроГЭС мощностью до 100 кВт на существующем напорном фронте.

В приведенном примере здание ГЭС примыкает к плотине со стороны нижнего бьефа и не воспринимает напор верхнего бьефа, что позволяет существенно облегчить его конструкцию, особенно в подводной части. Давление верхнего бьефа передается на здание ГЭС через турбинный водовод – оно невелико и учитывается при расчетах отдельных опорных конструкций здания.

Для случая с напорным трубопроводом (рис.5.10) типовое здание ГЭС должно быть выполнено с вертикальной радиально-осевой турбиной, спиральным подводом воды и прямоосной конической отсасывающей трубой. Для него при D_1=1 м объем бетона $W_{бет}$=138 м^3.

При использовании в качестве водовода безнапорного лотка целесообразно использовать здание ГЭС с открытой турбинной камерой (см.рис.5.14). Для него при D_1=1 м и Н=4 м объем бетона составит $W_{бет}$ = 93 м^3.

В качестве альтернативного варианта может быть рассмотрено русловое здание ГЭС с напорной турбинной камерой, вертикальной радиально-осевой турбиной, спиральным подводом воды и прямоосной конической отсасывающей трубой. Проточная часть блоков зданий русловых ГЭС состоит из водоприемника, турбинной камеры и отсасывающей трубы. Размеры подводной части определяются диаметром рабочего колеса D_1, максимальной и минимальной глубиной нижнего бъефа H_{max} и H_{min}, высотой отсасывания H_s, компоновкой агрегата, типом и габаритными размерами турбинной камеры и отсасывающей трубы.

Таким образом, для D_1=1 м и напора Н=4 м объем бетона составит $W_{бет}$=98 м^3. При этом необходимо отметить, что при использовании русловой компоновки гидроузла отпадает необхо-

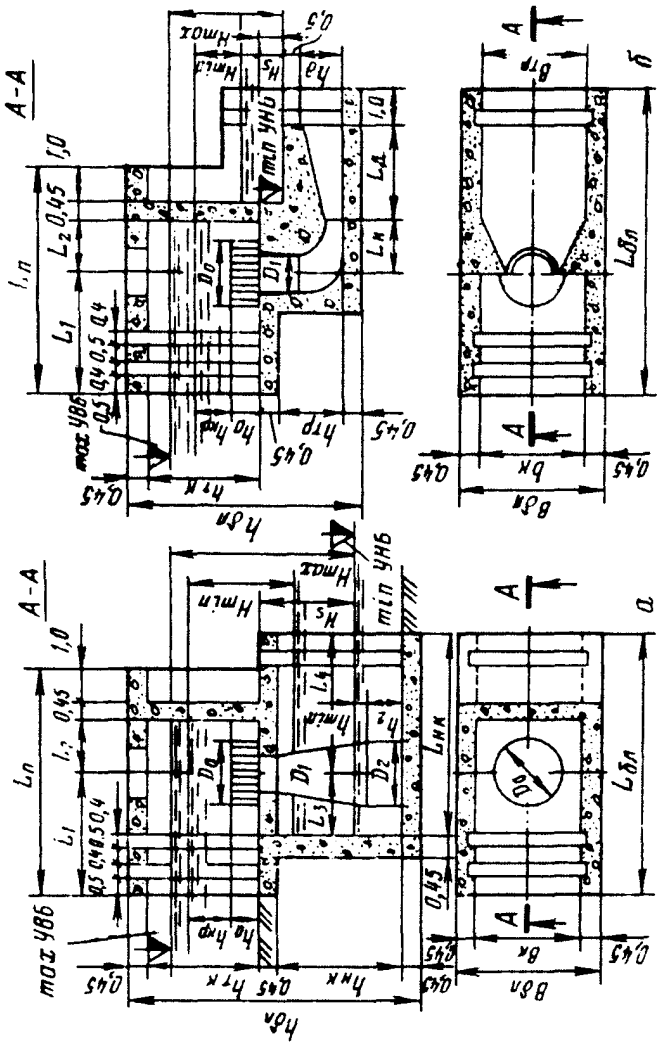


Рис.5.14. Здание ГЭС с открытой турбинной камерой
а - с прямоосной конической отсасывающей трубой;
б - с изогнутой отсасывающей трубой

димость в сооружении подводящих водоводов, но усложняется конструкция самого здания.

На основе рассмотренных вариантов можно сделать вывод о том, что для микроГЭС, строящихся в данных условиях, наиболее предпочтительным является здание ГЭС с открытой турбинной камерой и подводом воды с помощью безнапорных лотков рис 5.16.

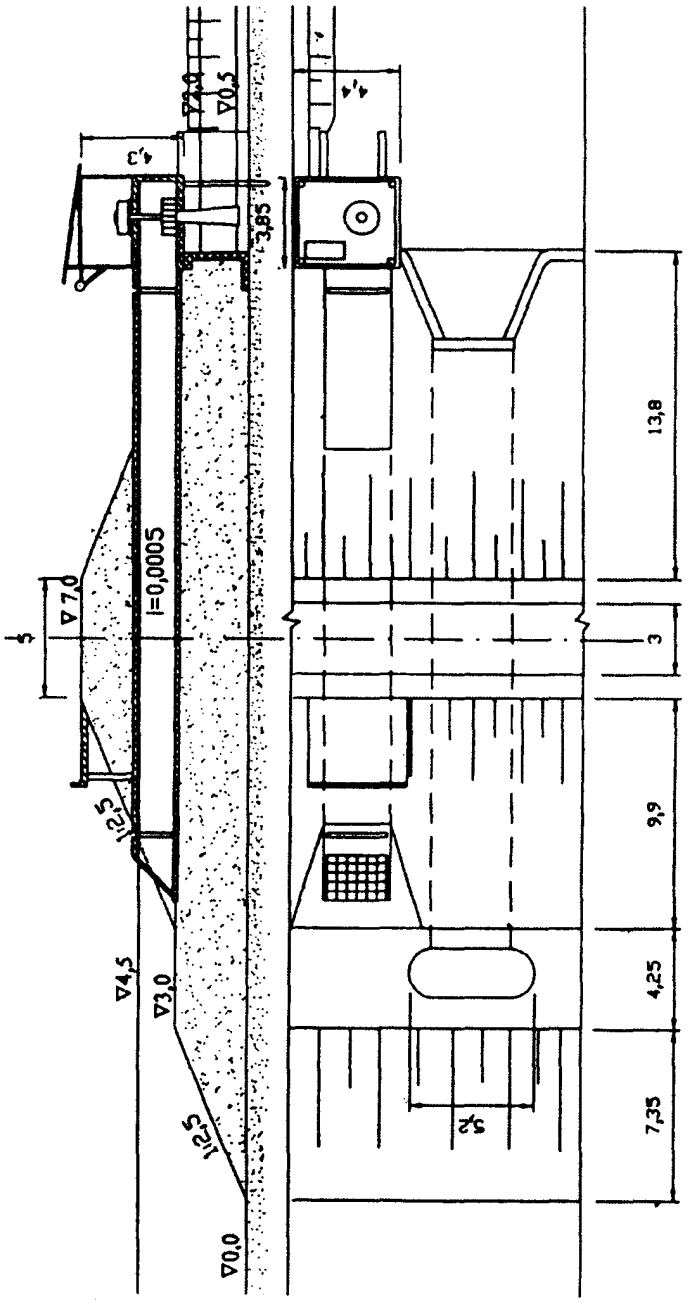


Рис.5.15. Здание микроГЭС с безнапорными водоводами

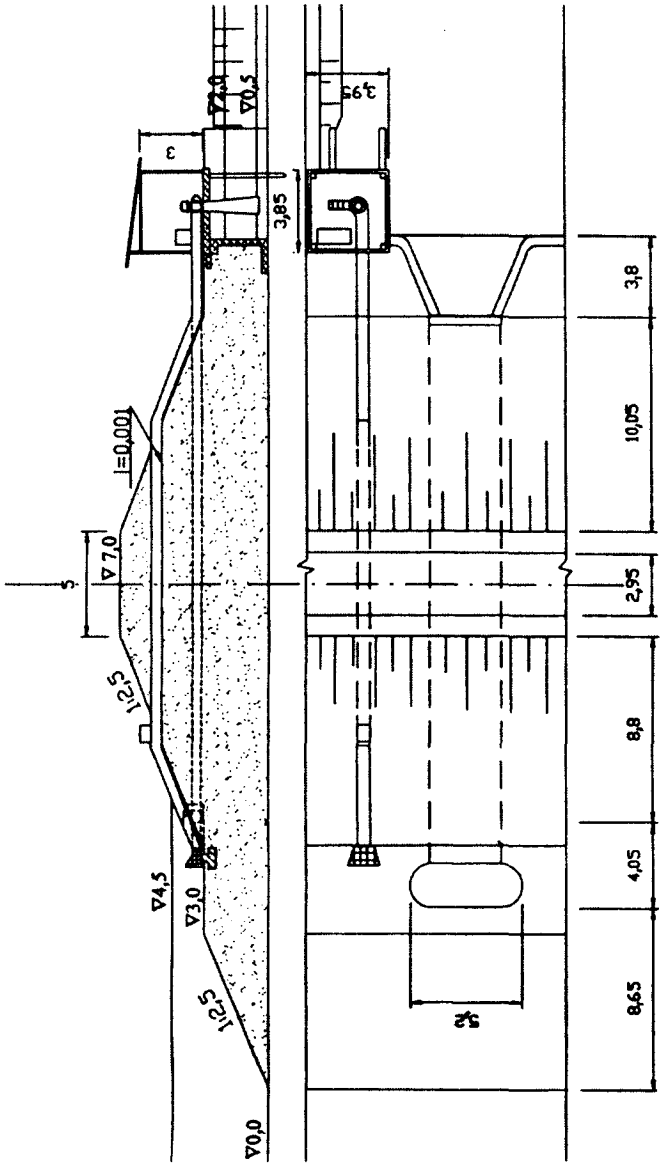


Рис.5.16. Здание микроГЭС с напорным трубопроводом

Приложение 5.1. Примеры зданий малых ГЭС

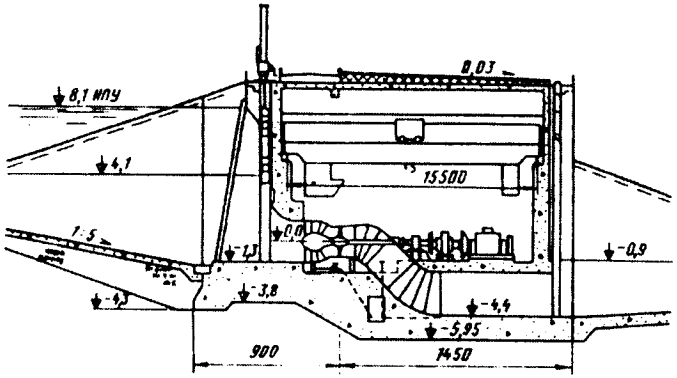


Рис.5.17. Компоновка здания малой ГЭС с горизонтальной "трубной" гидротурбиной и вынесенным в машинный зал горизонтальным генератором

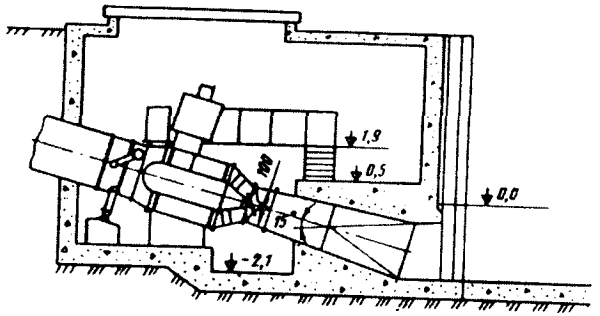


Рис.5.18. Компоновка здания малой ГЭС при наклонном положении капсульной гидротурбины

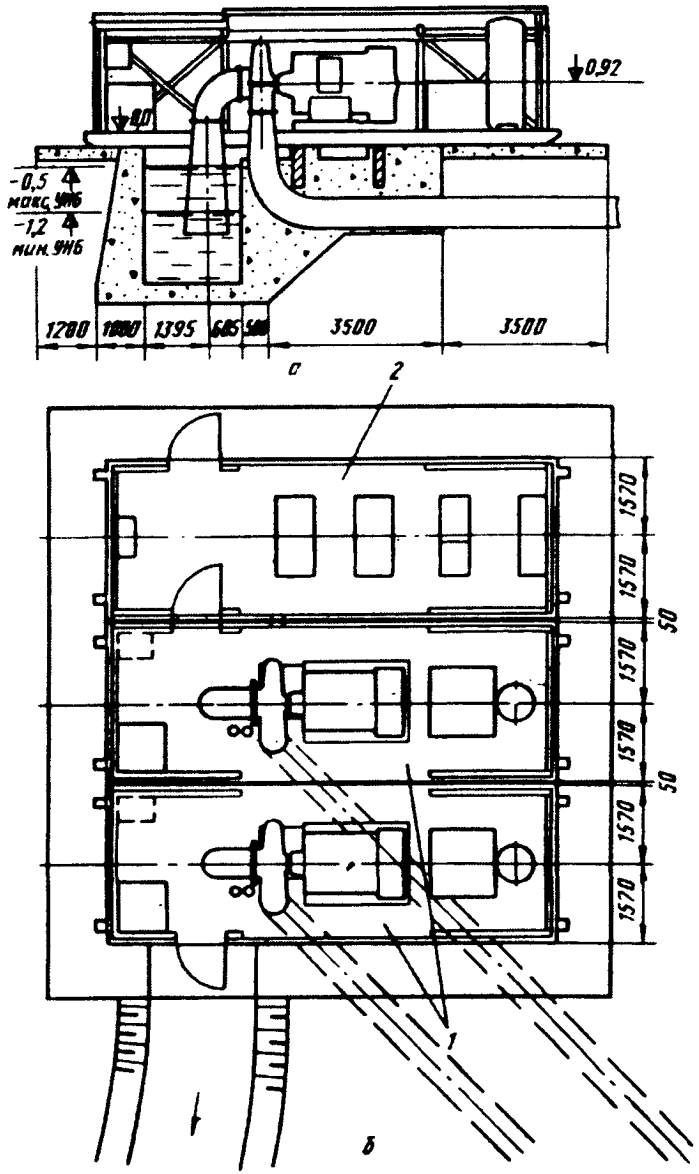


Рис. 5.19. Компоновка здания малой ГЭС из блок-секций
а – разрез; б – план; 1 – агрегатная блок-секция; 2 – секция управления и автоматики

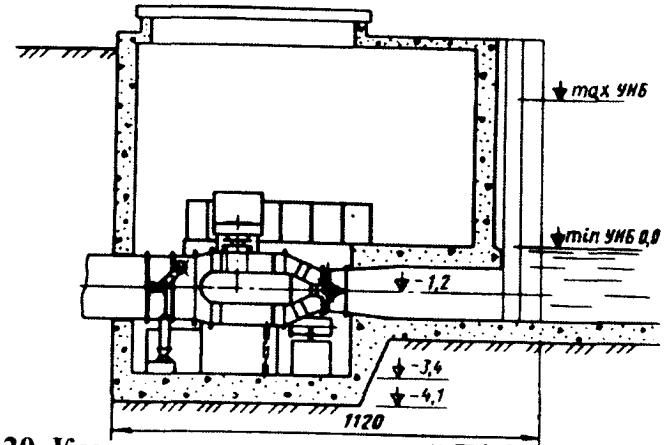


Рис.5.20. Компоновка здания малой ГЭС с горизонтальной капсульной гидротурбиной и вынесенным в машинный зал вертикальным генератором

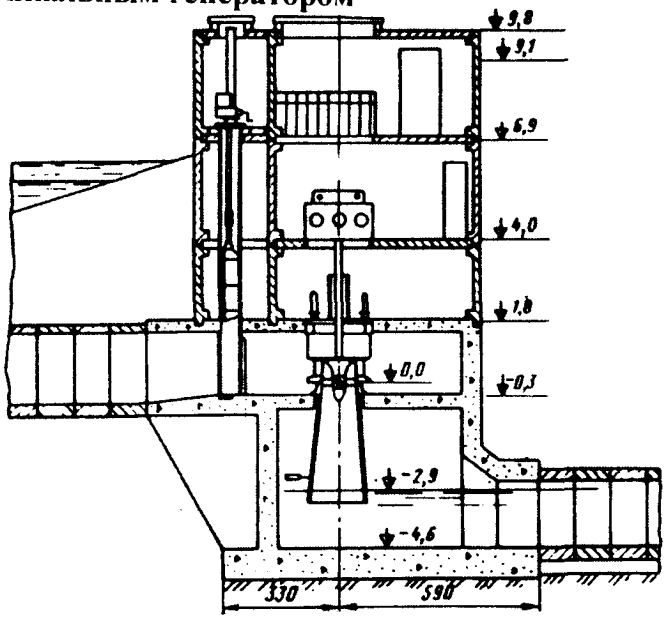


Рис. 5.21. Компоновка здания малой ГЭС с применением сборного железобетона (вариант конструкции)

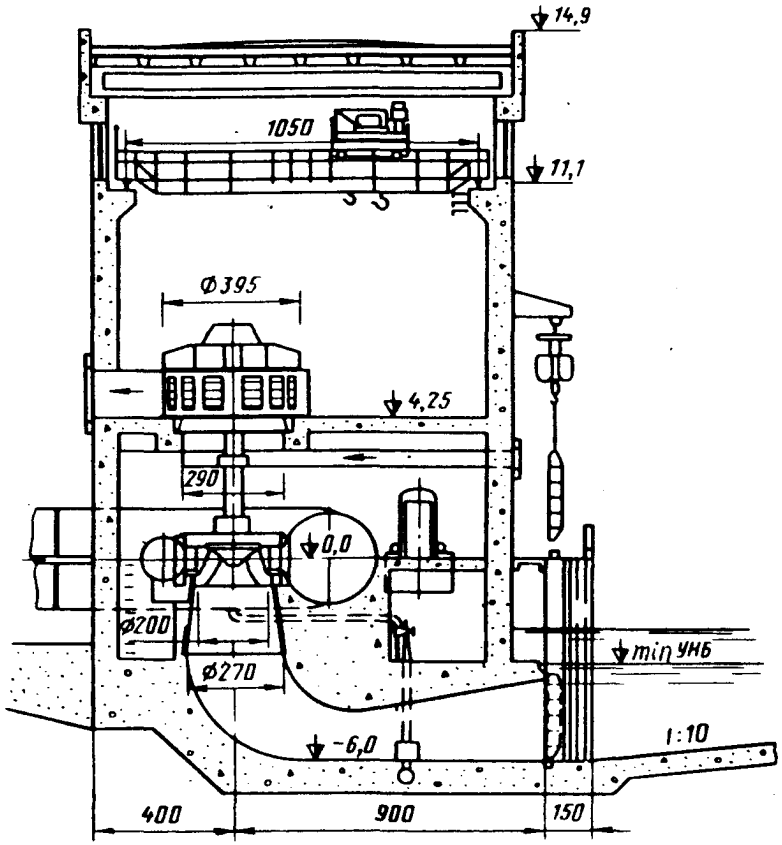


Рис.5.22. Компоновка здания малой ГЭС с вертикальной радиально-осевой гидротурбиной

ЛИТЕРАТУРА

1. **Карелин В.Я., Волшанник В.В.** Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций. М.: Энергоатомиздат, 1986. 200 с.
2. **Малая** гидроэнергетика / Л.П.Михайлов, Б.Н.Фельдман, Т.К.Марканова и др.; Под. ред. Л.П.Михайлова. М.: Энергоатомиздат, 1989. 184 с.
3. **Каталог** гидросилового оборудования для малых ГЭС и микроГЭС. М.: Ассоциация «Гидропроект», 1993. 116 с.
4. **Оборудование** малой и нетрадиционной энергетики: Справочник-каталог. М.: Минтопэнерго Российской Федерации. АО «Новые и возобновляемые источники энергии», 1997. 138 с.
5. **Оборудование** и установки для использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии: Альбом: М.: Научный Совет Миннауки РФ и Российской Академии наук по проблемам «Нетрадиционная энергетика», 1995.
6. **Оборудование** малой и нетрадиционной энергетики: Каталог. М.: Минтопэнерго РФ. АО «Возобновляемые источники энергии», АО «Энергопром», 1994. 124 с.
7. **Возобновляемая** энергия // Ежеквартальный информационный бюллетень по возобновляемой энергетике. М: ИНТЕРСОЛАР, 1997-1998.

8. **Новая** энергетическая политика России. М.: Энергоатомиздат, 1995.

9. **Концепция** развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России. М.: Минтопэнерго РФ, 1994.

10. **Малая** гидроэнергетика/ Под. ред. Л.П.Михайлова. М.: Энергоатомиздат, 1989.

11. **Здания** и турбинное оборудование малых ГЭС: Методические указания/ О.М. Перекалин, Д.Х. Цакирис, Н.К. Малинин. М.: Моск. энерг. институт, 1989.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение..... 5

1. Малая гидроэнергетика. Основные понятия и определения..... 6
Таблица 1.1. Ресурсы малой гидроэнергетики мира (в млн кВт·ч/год)..... 6
Таблица 1.2. Страны мира, в которых суммарная установленная мощность малых ГЭС превышает 100 МВт (1992 г, в МВт)..... 7
Таблица 1.3. Предельная установленная мощность малой ГЭС или ее агрегатов в разных странах мира (в МВт)..... 7
Таблица 1.4. Гидроэнергетические ресурсы малой гидроэнергетики по регионам России..... 8
Рис. 1.1. Графики зависимости Кэ=f(Э/*L*)..... 9
Рис.1.2. Графики зависимости Кэ= f (Э/*L*) 10

2. Оборудование малых и микрогидроэлектростанций (микроГЭС) для плотинных и деривационных гидроузлов..... 11
Таблица 2.1. Гидроагрегаты и гидротурбины для малых ГЭС, предлагаемые АО "ЛМЗ", АО "ТЯЖМАШ" и ПО "ТУРБОАТОМ"..... 11
Рис.2.1. Гидротурбины ПРМ20-В-160 (а) и ПЛМ 20-В-160 (б)..... 15
Рис.2.2. Гидротурбины ПР20/548-ГТ-225 (а) и ПР15/811-В-100 (б)..... 16
Рис.2.3. Гидротурбины РО 45/820-В-120 (а) и ПЛ20-В-280 (б)..... 17
Рис.2.4. Гидротурбины РО 45/820-В-84 (а) и РО45/820-В-190 (б)..... 18
Рис.2.5. Гидротурбины РО180/872А-В-52 (а) и ПР30-В-160(180) (б)..... 19
Рис.2.6. Гидроагрегат с гидротурбиной РОМ100Г-85 (а) и гидротурбина РО100Г-130 (б)..... 20
Рис.2.7. Гидротурбина РО75/728Б-В-160 (а) и гидроагрегат с гидротурбиной РО230/791Д-Г-50 (б).. 21
Рис.2.8. Гидротурбины РО75-В-140 (а) и РО180/872А-Г-65 б)..... 22

Рис.2.9. Гидротурбины РО140/871-В-112 (а) и РО170/803-В-130 (б)..... 23
Рис.2.10. Гидроагрегаты с гидротурбинами РО230/791Д-Г-71 (а) и КМ300Г-110 (б)..... 24
Рис.2.11. Гидроагрегаты с гидротурбинами К400/685-Г2-114,3 (а) и ПЛ(ПР)М-S20-160 (б)..... 25
Рис.2.12. Номограмма гидротурбин, разработанных для МГЭС АО «ЛМЗ», АО «ТЯЖМАШ», ПО "Турбатом"..... Вклейка между с.25, 26
Таблица 2.2. Гидрогенераторы, рекомендуемые для малых ГЭС ВНИИ «Электромаш» (г.Санкт-Петербург)..... 26
Рис.2.13. Гидрогенераторы СВ173/28-14УХЛ4 (а) и СВ99/41-6УХЛ4 (б)..... 27
Рис.2.14 Гидрогенераторы СВ173/56 –14УХЛ4 (а) и СВ260/26-20УХЛ4 (б)..... 28
Рис.2.15. Гидрогенераторы СГ173/59-10УХЛ4 (а) и СВ260/49-16УХЛ4 (б)..... 29
Рис.2.16. Гидрогенераторы СГ325/57-32УХЛ4 (а) и СГ325/53-24УХЛ4 (б)..... 30
Рис.2.17. Гидрогенераторы СВ325/39-18УХЛ4 (а) и СГ85/57-6УХЛ4 (б)..... 31
Рис.2.18. Гидрогенераторы СГ143/72-14ХЛ4 (а) и СГ143/42-6УХЛ4 (б)..... 32
Таблица 2.3. Гидрогенераторы синхронные вертикальные и горизонтальные серий СВ и СГ, изготавливаемые НПО "Уралэлектротяжмаш" для малых ГЭС 33
Таблица 2.4. Генераторы синхронные, горизонтальные серии СГ2, изготавливаемые Сафоновским электромашиностроительным заводом для малых ГЭС..... 34
Таблица 2.5. Электродвигатели асинхронные горизонтальные серии А4, изготавливаемые Сафоновским электромашиностроительным заводом, возможные для использования в обратимом режиме на малых ГЭС 36
Таблица 2.6. Электродвигатели асинхронные вертикальные серии ВАН, изготавливаемые НПО "Уралэлектротяжмаш", возможные для использования в обратимом режиме на малых ГЭС... 36

Таблица 2.7. Электродвигатели асинхронные горизонтальные серии 4АМН, изготавливаемые Московским электромеханическим заводом имени Владимира Ильича, возможные для использования в обратимом режиме на малых ГЭС..... 37
Рис.2.19. Вертикальные (а) и горизонтальные осевые (б) насосы, рекомендуемые для использования в обратимом режиме для МГЭС (завод Уралгидромаш»)..... 38
Таблица 2.8. Технические характеристики обратимых насосных агрегатов малых и микроГЭС (завод Уралгидромаш»)..... 39
Таблица 2.9. Оборудование для малых и микроГЭС АОЗТ «МНТО ИНСЭТ» с пропеллерными (ПР) и диагональными (Д) турбинами..... 40
Таблица 2.10. Компоновочные и весовые показатели агрегатов АОЗТ «МНТО ИНСЭТ»..... 42
Рис.2.20 Компоновочные показатели агрегатов АОЗТ «МНТО ИНСЭТ»..... 43
Рис.2.21. Гидроагрегаты мощностью 50 кВт (а) и 1500 кВт (б) для малых и микроГЭС НПО «РАНД»..... 44
Рис.2.22. Гидроагрегаты мощностью 7 кВт (а) и 120 кВт (б) для малых и микроГЭС НПО «РАНД»..... 45
Таблица 2.11. Технические характеристики агрегатов для микроГЭС фирмы «КЕБРЕН»..... 46
Рис.2.23. Компоновка переносной микроГЭС МГЭС 1,0 – 1,2 фирмы "КЕБРЕН"..... 48
Рис.2.24. Компоновка агрегатов фирмы "КЕБРЕН"..... 49
Таблица 2.12.Технические характеристики оборудования малых ГЭС фирмы "МАГИ"..... 50

3. Оборудование микро ГЭС для бесплотинных гидроузлов..... 51
Таблица 3.1. Технические показатели оборудования микроГЭС для бесплотинных гидроузлов..... 51
Таблица 3.2. Технические характеристики рукавных микроГЭС..... 52
Рис.3.1. Русловая наплавная ГЭУ ТОО «НИСТЭН».... 53
Рис.3.2. Переносной погружной модуль бесплотинной ГЭС "КАТУНЬ" НПК "Энергетика и экология"..... 54

Рис.3.3. МикроГЭС деривационного типа мощностью 10 кВт АОЗТ «МНТО ИНСЭТ» (энергоблок с концевым участком напорного водовода)..... 54

4. Экономика малой гидроэнергетики..... 55

Таблица 4.1. Экономические показатели энергоустановок на базе невозобновляемых и возобновляемых источников энергии..... 55

Таблица 4.2.Себестоимость выработки электроэнергии разными энергоустановками в зависимости от типа потребителя, $/кВт.ч..... 58

Таблица 4.3. Экономические показатели оборудования малых и микроГЭС АОЗТ «МНТО ИНСЭТ»..... 59

Таблица 4.4. Распределение затрат на строительство крупной и малой ГЭС (данные Международной энергетической комиссии) в % 60

Таблица 4.5. Распределение затрат в малые ГЭС (мировые данные) в %..... 60

Рис. 4.1.Стоимость строительства малых ГЭС в США..... 61

Рис.4.2. Зависимость удельной стоимости строительства малых ГЭС в Норвегии от напора и мощности ГЭС..... 62

Таблица 4.6. Перечень организаций, занимающихся проектированием, изготовлением, монтажом и организацией эксплуатации малых и микроГЭС в России..... 63

Рис.4.3. Весовые показатели гидротурбин, представленных в табл.2.1..... 64

Рис.4.4. Весовые показатели гидрогенераторов, представленных в табл.2.2..... 65

Рис.4.5. Весовые показатели малых ГЭС, представленных в табл.2.9..... 66

5. Основные гидротехнические сооружения малых ГЭС (МГЭС) 67

5.1. Унификация конструкций и компоновок МГЭС..... 67

5.2. Здания малых гидроэлектростанций..... 75

Литература..... 113

Учебное издание

Виссарионов Владимир Иванович
Дерюгина Галина Владимировна
Желанкин Виктор Георгиевич
Кривенкова Светлана Викторовна
Кузнецова Валентина Андреевна
Малинин Николай Константинович

Технико-экономические характеристики малой гидроэнергетики

(справочные материалы)

Методическое пособие
по курсовому и дипломному проектированию для
студентов вузов, обучающихся по специальности
«Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»

Редактор издательства О.М. Горина
ЛР №020528 от 05.06.97

Темплан издания МЭИ 1999 (I), метод. Подписано к печати 03.04.01

Формат 60x84/16 Печать офсетная Физ. печ. л. 7, 5

Тираж 300 Изд. №89 Заказ 142

Издательство МЭИ, 112250, Москва, Красноказарменная ул., д.14

Отпечатано в типографии МЭИ, 111250, Москва, Красноказарменная, 13