

1. СОСТАВ РЕШАЕМЫХ ЗАДАЧ. ИСХОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ.

Цель настоящего курсового проекта по дисциплине «Использование водной энергии» — ознакомление студентов с основными положениями современной методики проектирования технологической части гидроэлектростанций в условиях, максимально приближенных к реальным. Основная особенность реальных условий проектирования состоит в необходимости учета работы ГЭС в двух больших системах: энергетической и водохозяйственной, каждая из которых представляет собой сложный комплекс производителей и потребителей определенной продукции для народного хозяйства.

Задача в общем виде формулируется следующим образом: обосновать в заданном створе реки параметры проектируемой ГЭС, в частности установленную мощность и среднегодовую выработку, предназначенную для работы в объединенной энергетической системе с учетом требований водохозяйственного комплекса (ВХК). Состав задач, их детализация и последовательность решения определяются конкретным целевым назначением проектируемого гидроузла и зависят главным образом от требований водопотребителей, существующих ГЭС на реке, характера перспективных графиков нагрузки, структуры генерирующих мощностей, а также местных условий.

Данный курсовой проект для существующей схемы использования водных ресурсов известного бассейна реки, выбранного створа гидроузла и принятой отметки НПУ предполагает решение следующих задач:

- для заданного ряда наблюдений за фактическим расходом воды в створе проектируемой ГЭС и заданной обеспеченности стока выбрать расчетные гидрографы маловодного и средневодного года, а при необходимости - и расчетный гидрограф многоводного года;
- определить потери воды из водохранилища;
- рассчитать и построить характерные суточные и годовые графики нагрузки электропотребления энергосистемы на перспективный уровень развития народного хозяйства;
- определить вытесняющую, резервную и установленную мощности проектируемой ГЭС;
- составить баланс мощности энергосистемы с учетом капитального ремонта оборудования для расчетного маловодного и средневодного года;
- выбрать тип и параметры гидроэнергетического оборудования проектируемой ГЭС на базе технико-экономического обоснования;
- рассчитать и построить энергетические характеристики гидроагрегата и ГЭС в целом.

При выполнении курсового проекта исходными данными служат:

по створу проектируемой ГЭС

- гидрологический ряд расходов воды за период наблюдений;
- потери воды из водохранилища на дополнительное испарение, льдообразование, фильтрацию и шлюзование;
- топографические характеристики водохранилища (кривые зависимости площади водного сечения и объема стока от уровня воды);
- отметка нормального подпорного уровня (НПУ);
- кривая зависимости расхода от уровня воды в створе гидроузла для периода открытого русла и поправочный коэффициент для зимних условий;

по энергосистеме

- район, в котором расположена энергосистема;
- годовой максимум нагрузки P_c^{\max} энергосистемы;
- число часов использования годового максимума нагрузки T_c ;
- укрупненная структура генерирующих мощностей тепловых электростанций с указанием процентного соотношения оборудования блочного и с поперечными связями;
- установленная и гарантированная мощности существующих ГЭС.

По ВХК для нижнего бьефа ГЭС требования задаются в виде попусков:

- санитарных (для поддержания нормальных санитарных условий);
- транспортных (для поддержания гарантированных глубин в период навигации);
- рыбохозяйственных (для создания условий развития рыбного хозяйства);
- ирригационных (для забора воды в каналы на орошение сельскохозяйственных земель).

Исходные данные:

По створу проектируемой ГЭС:

- Гидрологический ряд расходов воды за период 1966–1987 гг. (табл.1);
- Топографические характеристики водохранилища (кривые зависимости площади зеркала водохранилища и объема стока от уровня воды (рис.1 и рис.2);
- Кривая зависимости расхода от уровня воды в створе гидроузла для периода открытого русла (рис.3) и коэффициент для зимних условий $K_3 = 0,6$;
- Отметка нормального подпорного уровня НПУ = 225 м;
- Весенне–летний период: V – X; осенне–зимний период: XI – IV;
- Для нижнего бьефа ГЭС требования задаются в виде попусков:
 - санитарных $Q_c = 200 \text{ м}^3/\text{с}$ (круглогодично);
 - транспортных $Q_t = 340 \text{ м}^3/\text{с}$ (в период навигации с V по X месяцы).
- Потери воды на испарение $\Delta Q_{\text{и}} = 4 \text{ м}^3/\text{с}$,
- Потери воды на фильтрацию $\Delta Q_{\text{ф}} = 0,5 \text{ м}^3/\text{с}$,
- Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,5 \text{ м}$.

По энергосистеме:

- Энергосистема Дальнего Востока, типовой график для широты «Центр»;
- Годовой максимум нагрузки энергосистемы $P_c^{\max} = 12000 \text{ МВт}$;
- Число часов использования годового максимума нагрузки $T_c = 5500 \text{ ч}$;
- Укрупненная структура генерирующих мощностей тепловых электростанций, заданная в виде: 50% блочного оборудования и 50 % с поперечными связями;
- Установленная и гарантированная мощности существующих ГЭС в годовом балансе мощностей: $N_{\text{уст}} = 1277 \text{ МВт}$, $N_{\text{гар}}^{\text{зима}} = 606 \text{ МВт}$, $N_{\text{гар}}^{\text{лето}} = 495 \text{ МВт}$;
- Аварийный резерв составляет 8% рабочей мощности, нагрузочный – 2%;
- Рабочие мощности существующих ГЭС.

Таблица 1

Среднемесячные и среднегодовые расходы воды (м³/с) в створе ГЭС

Годы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Q _{ср.г.}
66-67	56,1	1162	1099	1423	1068	821	267	95,4	34,3	10,7	6,27	5,92	504
67-68	167	994	1068	434	2062	1371	319	81,5	33,9	19	10,5	9,6	547
68-69	231	1329	1246	762	227	289	324	65,4	32,9	16,9	8,91	7,72	378
1969-70	75,5	688	1601	1769	432	1811	293	111	48,8	18,6	10,8	9,03	572
70-71	315	1685	1486	672	849	1989	581	113	56,1	22,8	15,2	12,7	650
71-72	121	1277	544	1685	1476	812	233	78,7	36,6	14	8,57	7,91	524
72-73	330	1012	1170	4333	1675	1350	552	112	52,2	23,3	14,9	11,4	886
73-74	45,4	1654	821	1371	1497	417	209	48,3	22,8	13,7	8,25	7,58	510
74-75	87,8	986	1287	595	968	862	406	100	44,6	18,7	12,5	10,2	448
75-76	237	448	835	1057	1968	1329	734	136	73,5	31,4	13,7	12,8	573
76-77	96,7	1089	1277	1654	678	803	282	107	35,2	15,9	9,88	6,91	505
77-78	80	1183	807	2313	996	1622	416	105	62,6	28,6	16,5	11	637
78-79	285	1204	839	798	915	1612	581	121	61,4	31,1	18,3	13,3	540
1979-80	74,9	1350	547	568	1601	1957	444	101	76,7	49,6	28,9	21,1	568
80-81	153	1874	2146	716	295	384	226	62,5	43,9	23,4	11,3	8,38	495
81-82	116	788	659	1246	864	860	407	107	59,2	28,2	13,1	8,11	430
82-83	211	1298	632	1287	3234	2114	625	160	113	58,1	27,8	22	815
83-84	311	1800	889	1068	1570	1685	531	116	73,2	43,2	31,4	20,8	678
84-85	248	652	631	1078	3234	814	357	85,4	53,6	16,6	6,89	6,58	599
85-86	481	1570	1685	1099	1580	1023	412	110	31,1	8,28	4,53	4,52	667
86-87	19,6	770	604	382	1685	340	116	28,1	18	24,4	13,1	10,6	334

Таблица 2

Рабочие мощности существующих ГЭС

Месяцы	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Нраб	1167	1167	1167	1167	1125	1128	1131	1139	1147	1156	1167	1167

2. ВЫБОР РАСЧЕТНЫХ ГИДРОГРАФОВ МАЛОВОДНОГО И СРЕДНЕВОДНОГО ГОДА ПРИ ЗАДАННОЙ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ СТОКА

Подробно методика выбора расчетных гидрографов изложена в [1]. В соответствии с этой методикой целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. С целью большей детализации межсезонного распределения один из периодов, наиболее сложный для решения задач гидроэнергетики, можно разделить в свою очередь на два сезона. Всего в году по методике [1] должно быть не более трех сезонов.

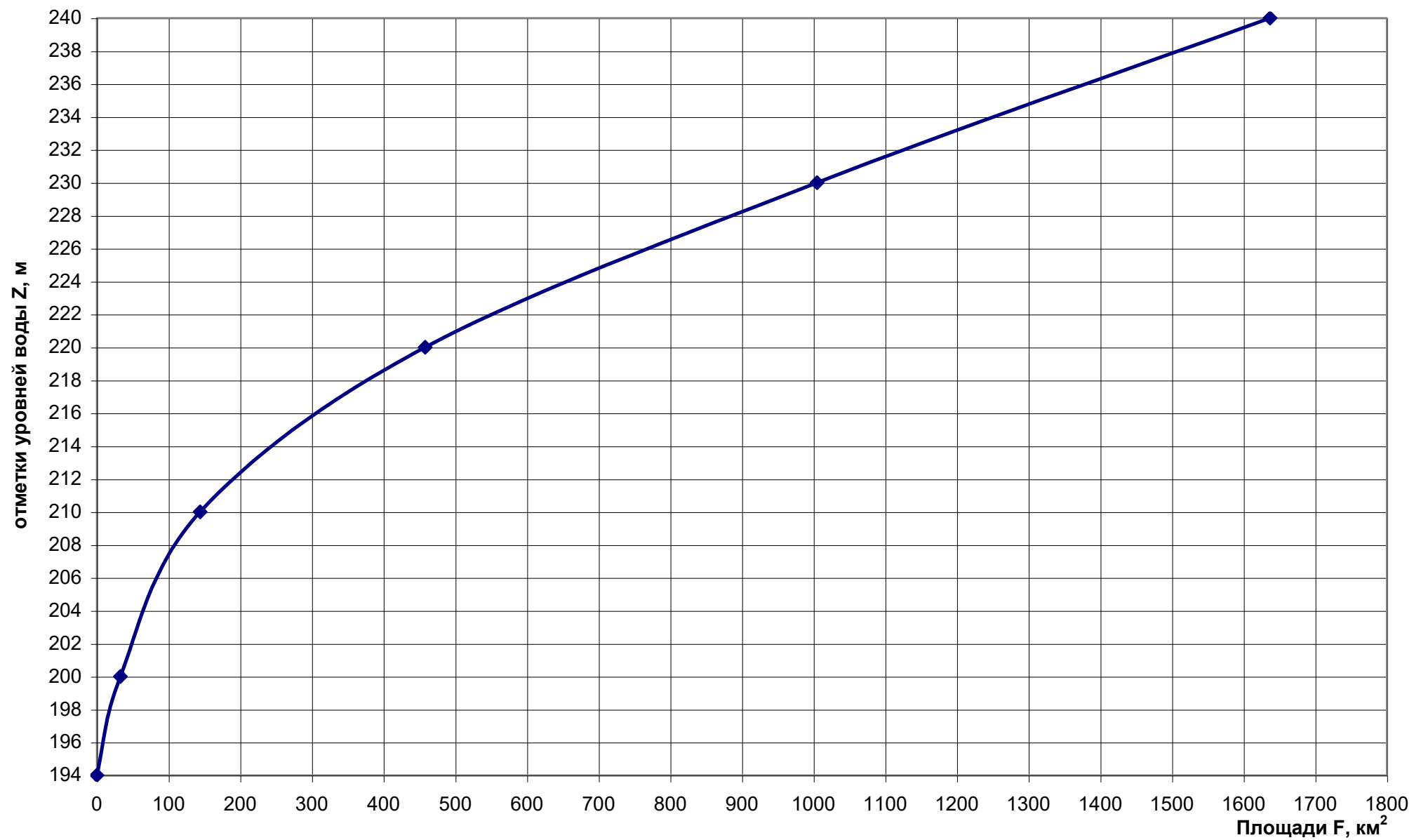


Рис.1. Кривая зависимости площадей водохранилища от уровня воды в нем

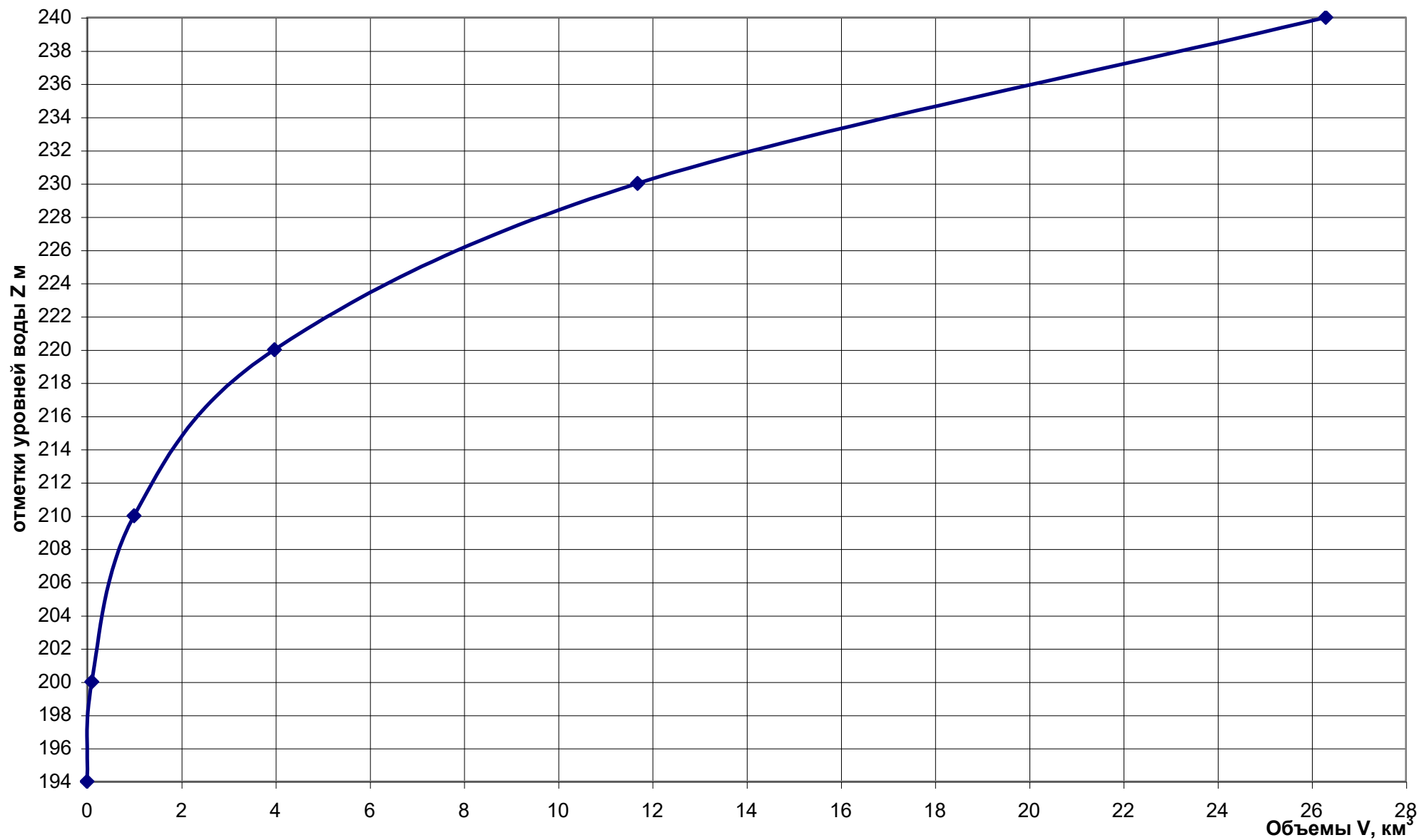


Рис.2. Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем.

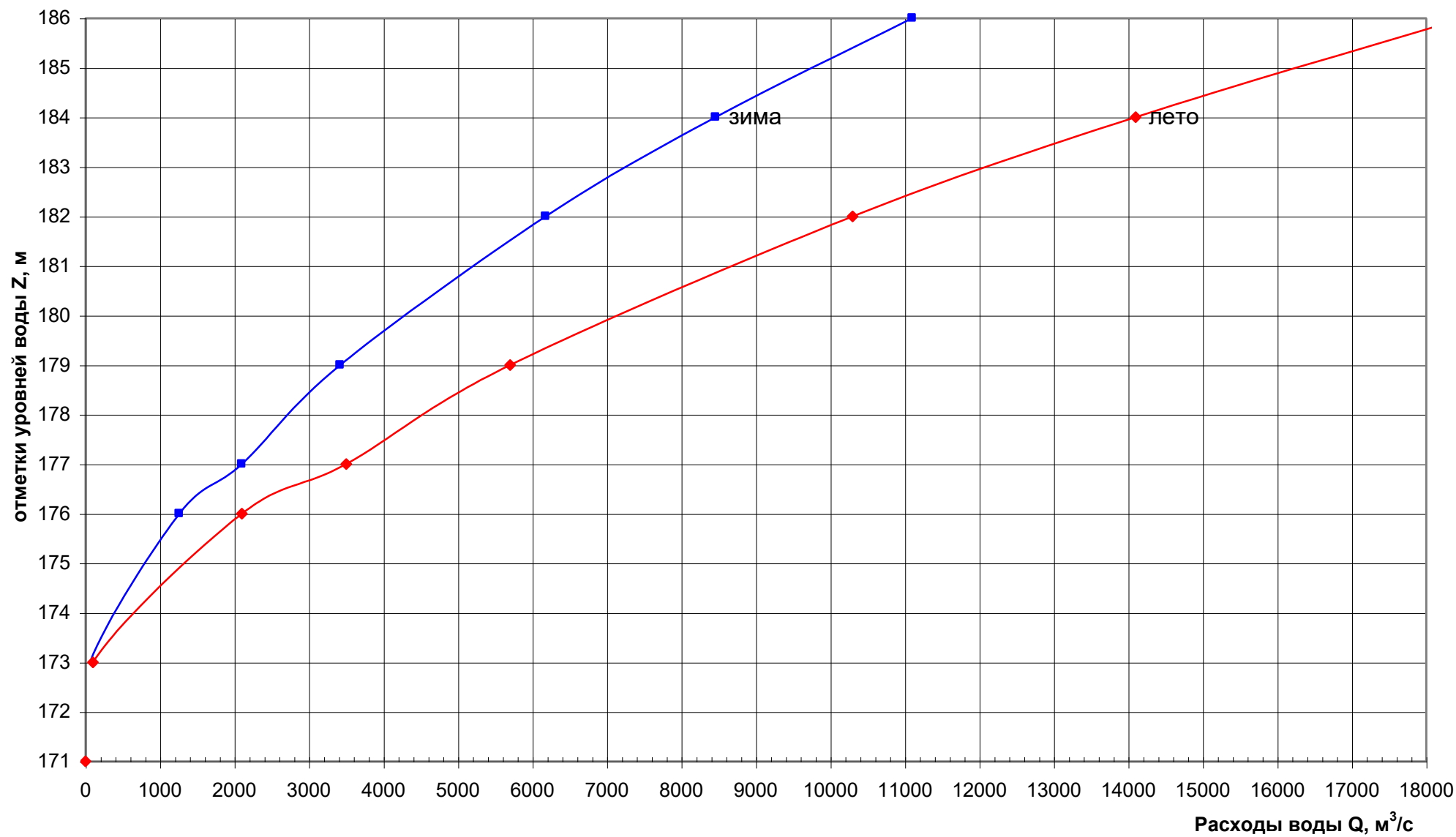


Рис.3. Кривые зависимостей расходов воды в створе ГЭС

Из двух периодов выбирается лимитирующий, т. е. критический в отношении использования стока для энергетики. Обычно таким периодом является осенне-зимний. Внутри лимитирующего периода необходимо выделить лимитирующий сезон, т. е. зимний. В первом приближении можно считать, что к лимитирующему сезону относятся те месяцы, в которые расходы не превышают среднего его значения за лимитирующий период. Сроки сезонов должны быть едиными для всех лет гидрологического ряда с округлением до месяца.

Продолжительность многоводного периода выбирается так, чтобы в принятых границах помещалось фактическое половодье за все годы как с наиболее ранним сроком его наступления, так и наиболее поздним.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле

$$p(m) = \frac{m}{n+1} 100 \quad (1)$$

где m - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке; n - общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года должны быть заданы. В курсовом проекте эти значения принимают равными 90 и 50% соответственно.

Для соблюдения равенства годового стока сумме стоков за отдельные сезоны в [1] рекомендуется принимать одинаковую обеспеченность годового стока и стока лимитирующего периода. Поэтому при заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определяются соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверяется выполнение равенства обеспеченностей годового стока и стока лимитирующего периода (или сезона). В случае невыполнения этого условия расходы всех месяцев каждого периода (или сезона) года должны быть приведены к заданной обеспеченности стока. Приближенное приведение можно выполнять с помощью коэффициентов коррекции, представляющих собой отношение расхода заданной обеспеченности для каждого сезона к фактическому его значению.

Порядок расчета принимается следующий. По эмпирическим кривым обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов выбирается год с обеспеченностью расходов, равной или близкой 50%.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного года, необходимо уточнить годовой сток.

Пример выбора расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.

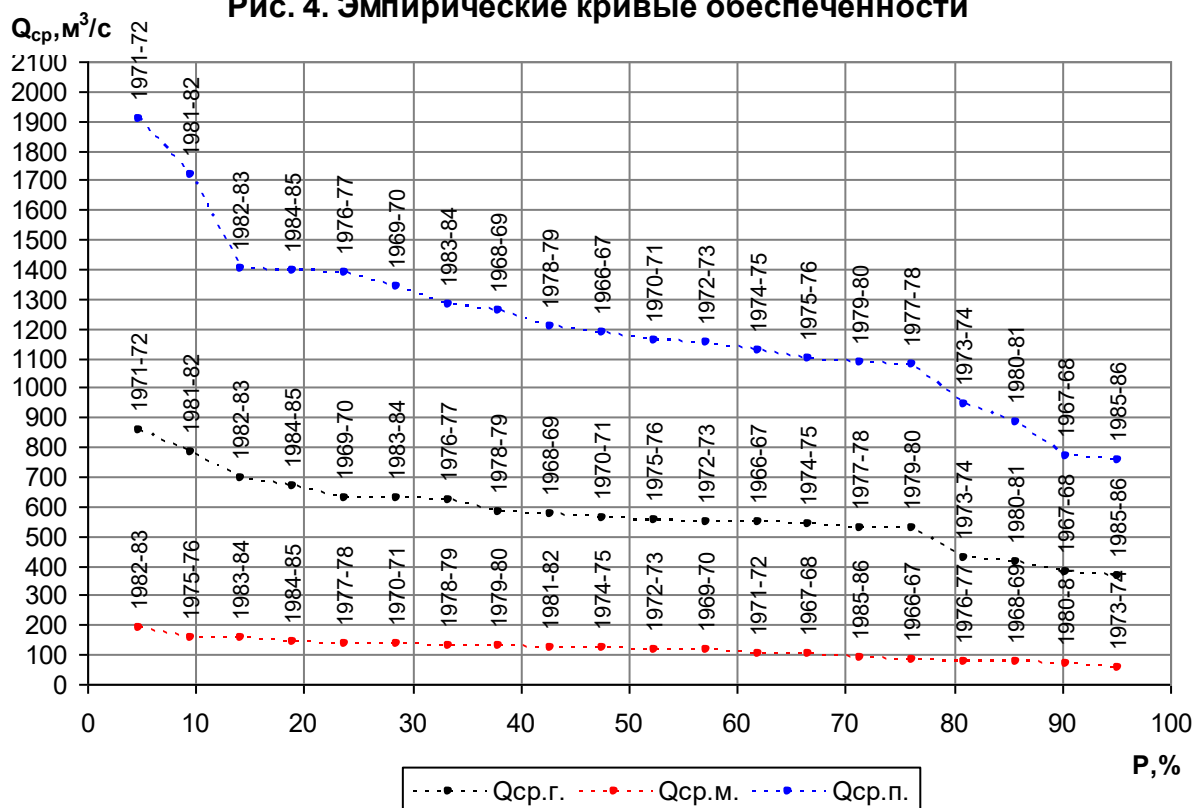
В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов (метод реального года) целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу ($Q_{pi} \geq Q_{г}$). Тогда остальные месяцы составят маловодный период ($Q_{mi} < Q_{г}$) (см. табл.3). Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII, IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII, I, II, III, IV месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Таблица 3.

m	P, %	$Q_{гг}, \text{м}^3/\text{с}$	ГОДЫ	$Q_{пг}, \text{м}^3/\text{с}$	ГОДЫ	$Q_{мг}, \text{м}^3/\text{с}$	ГОДЫ
1	4,8	854	1971-72	1908	1971-72	188	1982-83
2	9,5	783	1981-82	1713	1981-82	157	1975-76
3	14,3	694	1982-83	1402	1982-83	152	1983-84
4	19,0	664	1984-85	1391	1984-85	144	1984-85
5	23,8	624	1969-70	1384	1976-77	132	1977-78
6	28,6	623	1983-84	1336	1969-70	132	1970-71
7	33,3	621	1976-77	1282	1983-84	129	1978-79
8	38,1	577	1978-79	1260	1968-69	125	1979-80
9	42,9	569	1968-69	1205	1978-79	119	1981-82
10	47,6	560	1970-71	1186	1966-67	118	1974-75
11	52,4	550	1975-76	1159	1970-71	116	1972-73
12	57,1	548	1972-73	1152	1972-73	115	1969-70
13	61,9	543	1966-67	1127	1974-75	101	1971-72
14	66,7	539	1974-75	1100	1975-76	101	1967-68
15	71,4	524	1977-78	1083	1979-80	84	1985-86
16	76,2	524	1979-80	1074	1977-78	84	1966-67
17	81,0	425	1973-74	940	1973-74	77	1976-77
18	85,7	409	1980-81	883	1980-81	76	1968-69
19	90,5	380	1967-68	771	1967-68	70	1980-81
20	95,2	364	1985-86	756	1985-86	57	1973-74

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рис. 4.

Рис. 4. Эмпирические кривые обеспеченности



Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаются равными 90 и 50% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определяются соответствующий расчетный год и гидрограф. Далее необходимо проверить выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым (т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год). Полученный расчетный год является окончательным результатом расчета, и его реальный гидрограф далее может использоваться в дальнейших расчетах. Если на трех кривых при заданной обеспеченности оказываются разные годы, то в этом случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

Выбираем расчетный средневодный год (P=50%).

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1970-71 и 1975-76 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

$$\begin{aligned} 1970-71 \quad K_m &= \frac{Q_{m1974-75}}{Q_{m1970-71}} = \frac{118,43}{131,69} = 0,90 \\ K_n &= \frac{Q_{n1966-67}}{Q_{n1970-71}} = \frac{1185,80}{1158,80} = 1,02 \\ 1975-76 \quad K_m &= \frac{Q_{m1972-73}}{Q_{m1975-76}} = \frac{115,89}{156,87} = 0,74 \\ K_n &= \frac{Q_{n1970-71}}{Q_{n1975-76}} = \frac{1158,80}{1100,20} = 1,05 \end{aligned}$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1970-71гг.

Выбираем расчетный маловодный год (P=90%):

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности: 1967-68 и 1980-81 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

$$\begin{aligned} 1967-68 \quad K_m &= \frac{Q_{m1980-81}}{Q_{m1967-68}} = \frac{70,21}{100,64} = 0,70 \\ K_n &= \frac{Q_{n1967-68}}{Q_{n1967-68}} = \frac{770,60}{770,60} = 1 \\ 1980-81 \quad K_m &= \frac{Q_{m1968-69}}{Q_{m1980-81}} = \frac{75,90}{70,21} = 1,08 \\ K_n &= \frac{Q_{n1980-81}}{Q_{n1980-81}} = \frac{883,4}{883,4} = 1 \end{aligned}$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1980-81гг.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток.

Таблица 4.

Расчетный маловодный год (P=90%) без приведения и с приведением.

месяцы	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
$Q_i^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	226	62,5	43,9	23,4	11,3	8,38	116	788	659	1246	864	860
$Q_i^{\text{пр}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	244,3	67,6	47,5	25,3	12,2	9,1	125,4	788	659	1246	864	860

Таблица 5.

Расчетный средневодный год (P=50%) без приведения и с приведением.

месяцы	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
$Q_i^{50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	581	113	56,1	22,8	15,2	12,7	121	1277	544	1685	1476	812
$Q_i^{\text{пр}50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	522,5	101,6	50,5	20,5	13,7	11,4	108,8	1306,8	556,7	1724,3	1510,4	830,9

В средневодном году имеем расходы меньшие, чем в маловодном году (I, II, VI и IX месяцы). Требуется дополнительная корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону).

Для I и IV месяцев требуется дополнительно 4,8 и 16,6 м³/с соответственно, из X и XI месяцев берем по 10,7 м³/с. Для VI и IX месяцев требуется дополнительно 102,3 и 29,1 м³/с соответственно, из остальных месяцев половодья берем по 43,8 м³/с.

Таблица 6.

Расчетный средневодный год (P=50%) без корректировки и с корректировкой.

месяцы	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
$Q_i^{\text{пр}50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	522,5	101,6	50,5	20,5	13,7	11,4	108,8	1306,8	556,7	1724,3	1510,4	830,9
$Q_i^{\text{кор}50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	511,8	90,9	50,5	25,3	13,7	11,4	125,4	1263,0	659,0	1680,5	1466,6	860,0

Следует отметить, что полученные расчетные гидрографы календарного или водохозяйственного года в значительной степени схематические, поскольку использование их для водно-энергетических расчетов приводит к погрешности. Так, например, начиная сработку водохранилища в конце расчетного года, ее необходимо закончить в следующем по порядку году и провести наполнение водохранилища. Фактически же, выполняя расчеты только по одному году, мы не переходим к следующему, а возвращаемся в начало расчетного года, что несомненно вносит погрешность в расчет. Эта погрешность заложена в самом методе, т. е. его допускается использовать только для оценочных расчетов. Чтобы уменьшить методическую погрешность, расчеты необходимо выполнять не для одного или двух расчетных гидрографов, а для всего заданного гидрологического ряда и, как правило, с применением ЭВМ.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ВОДЫ ИЗ ВОДОХРАНИЛИЩА

Основные потери воды из водохранилища - это потери на испарение, фильтрацию, льдообразование и, для судоходных рек, шлюзование.

Потери воды на испарение определяются по формуле

$$\Delta \bar{Q}_{\text{исп}} = \sum_{i=1}^n (h_{\text{вп}} - h_{\text{с}}) \cdot F_{\text{вп}} / t_{\text{исп}} \quad (3.1)$$

где $(h_{\text{вп}} - h_{\text{с}})$ — дополнительный слой испарения, определяемый разностью слоев испарения с поверхности воды зеркала водохранилища $h_{\text{вп}}$ и с поверхности суши $h_{\text{с}}$, затопленной водохранилищем; $F_{\text{вп}}$ - площадь зеркала водохранилища; $t_{\text{исп}}$ - период испарения, обычно соответствующий периоду открытого русла; i - расчетный интервал. При расчете средних потерь воды на испарение используется выражение

$$\Delta \bar{Q}_{\text{исп}} = (\bar{h}_{\text{вп}} - \bar{h}_{\text{с}}) \cdot \bar{F}_{\text{вп}} / t_{\text{исп}} \quad (3.2)$$

где $\bar{h}_{\text{вп}}, \bar{h}_{\text{с}}, \bar{F}_{\text{вп}}$ - средние значения слоев испарения и площади зеркала водохранилища за период испарения.

Потери воды на фильтрацию рассчитываются по формуле

$$\Delta \bar{Q}_\phi = \sum_{i=1}^n h_{\phi i} \cdot \bar{F}_{\phi i} / t_\phi \quad (3.3)$$

где $h_{\phi i}$, $F_{\phi i}$ - слой и площадь фильтрационного потока; t_ϕ - период фильтрации, обычно равный длительности года. Поскольку площадь фильтрационного потока в большинстве случаев определить сложно или даже невозможно, то приближенно средние потери воды на фильтрацию вычисляются по формуле

$$\Delta \bar{Q}_\phi = \bar{h}_\phi \cdot F_{НПУ} / t_\phi \quad (3.4)$$

где \bar{h}_ϕ - среднее значение слоя фильтрационного потока; $F_{НПУ}$ — площадь зеркала водохранилища при отметке НПУ.

Потери воды на льдообразование в период сработки водохранилища определяются по формуле

$$\Delta \bar{Q}_l = \gamma_l \sum_{i=1}^n h_{li} \cdot (F_{НПУ} - F_{УМО}) / t_3 \quad (3.5)$$

где γ_l , h_{li} - плотность и толщина льда; t_3 — продолжительность зимнего периода, определяемая периодом сработки водохранилища. Для расчета средних потерь воды на льдообразование можно воспользоваться выражением

$$\Delta \bar{Q}_l = \gamma_l \cdot \bar{h}_l \cdot (F_{НПУ} - F_{УМО}) / t_3 \quad (3.6)$$

где \bar{h}_l - средняя толщина льда за зимний период; $F_{УМО}$ - площадь зеркала водохранилища при отметке УМО.

Потери воды на шлюзование для судоходных рек рассчитываются по уравнению

$$\Delta \bar{Q}_{ш} = k \cdot l \cdot b \cdot h \sum_{i=1}^n w_i / t_{ш} \quad (3.7)$$

где k - количество шлюзов; l , b , h — соответственно длина, ширина и высота камеры шлюза; w_i - число шлюзований в i -й расчетный интервал; $t_{ш}$ — период навигации.

Пример определения потерь воды из водохранилища.

Основные потери воды из водохранилища — это потери на испарение, фильтрацию, льдообразование и, для судоходных рек, шлюзование. Потери воды на испарение и фильтрацию в нашем примере заданы и равны соответственно:

- потери воды на испарение: $\Delta Q_{и} = 4 \text{ м}^3/\text{с}$.

- потери воды на фильтрацию: $\Delta Q_\phi = 0,5 \text{ м}^3/\text{с}$.

Потери воды на льдообразование:

Для расчета средних потерь воды на льдообразование можно воспользоваться выражением

$$\Delta \bar{Q}_l = \frac{\gamma_l \bar{h}_l (F_{НПУ} - F_{УМО})}{t_3} \quad (3.8)$$

где $h_l = 1 \text{ м}$ — средняя толщина льда за зимний период;

$\gamma_l = 0,9$ — плотность льда;

$F_{НПУ} = 731,5 \text{ км}^2$ — площадь зеркала водохранилища при отметке НПУ.

$t_3 = [\text{XI} - \text{IV мес}] = 184 \text{ сут} = 15897600 \text{ сек}$ — продолжительность зимнего периода;

$F_{УМО}$ — площадь зеркала водохранилища при отметке УМО.

Предварительно принимаем, что водохранилище срабатывается на 35%. Тогда:

$Z_{нб}(Q_{нб}=0) = 171 \text{ м}$,

$H = \nabla_{НПУ} - Z_{нб}(Q_{нб}=0) = 225 - 171 = 54 \text{ м}$,

$\Delta H = 0,35 \cdot H = 0,35 \cdot 54 = 18,9 \text{ м}$,

$\nabla_{УМО} = \nabla_{НПУ} - \Delta H = 225 - 18,9 = 206,1 \text{ м}$.

$F_{УМО} = 100,7 \text{ км}^2$

$\Delta \bar{Q}_l = \frac{0,9 \cdot 1 \cdot (731,5 - 100,7) \cdot 10^6}{15897600} = 35,7 \text{ м}^3/\text{с}$ (в дальнейших расчетах после определения

отметки УМО потери на льдообразование будут уточнены).

4. ПОСТРОЕНИЕ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В данном курсовом проекте рассматриваются характерные суточные графики нагрузки для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего. Для краткости в дальнейшем первый график называется летним, второй — зимним.

Расчет этих графиков выполняется по методике института «Энергосетьпроект» [2].

Порядок расчета следующий. Для заданного района расположения энергосистемы и числа часов использования ее годового максимума нагрузки по справочным данным [2] определяются коэффициенты плотности суточного летнего $\beta_{\text{сут}}^{\text{л}}$ и $\beta_{\text{сут}}^{\text{з}}$ зимнего графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума $\alpha_{\text{л}}$.

Нагрузки в любой час суток зимы и лета вычисляются по формулам

$$P_t^{\text{з}} = P_c^{\text{max}} (\alpha_t^{\text{з}} \cdot \beta_{\text{сут}}^{\text{з}} + b_t^{\text{з}}) \quad (4.1)$$

$$P_t^{\text{л}} = P_c^{\text{max}} \cdot \alpha_{\text{л}} (\alpha_t^{\text{л}} \cdot \beta_{\text{сут}}^{\text{л}} + b_t^{\text{л}}) \quad (4.2)$$

где $\alpha_t^{\text{з}}, b_t^{\text{з}}; \alpha_t^{\text{л}}, b_t^{\text{л}}$ - коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, приведенные в [2] и зависящие от района расположения энергосистемы.

Для рассчитанных суточных графиков нагрузки строятся интегральные кривые нагрузки (ИКН) известными табличным или графическим методами [3].

Суточные графики нагрузки и ИКН представлены на рис. 5, 6 и в табл. 7.

Таблица 7 Суточный график и интегральная кривая нагрузки энергообъединения

Суточный график			Интегральная кривая нагрузки			
	Р _{зима}	Р _{лето}	Р _{зима}	Э _{зима}	Р _{лето}	Э _{лето}
	МВт	МВт	МВт	тыс.МВт*ч	МВт	тыс.МВт*ч
1	6324	6421	5466	131,184	5626	135,02
2	5850	6084	5466	131,184	5626	135,02
3	5700	5771	5700	136,332	5626	135,02
4	5466	5626	5700	136,332	5771	138,063
5	5466	5626	5850	139,332	5807	138,788
6	5700	5626	6249	146,913	6084	144,053
7	6249	5807	6324	148,263	6421	150,126
8	7926	6894	7926	175,497	6894	158,158
9	9897	8019	7926	175,497	8019	176,157
10	11124	9476	9369	197,142	8058	176,745
11	10800	9793	9675	201,426	8576	183,994
12	9981	9294	9702	201,777	8660	185,091
13	9369	8796	9726	202,065	8751	186,178
14	9675	9023	9897	203,946	8796	186,676
15	10275	9385	9981	204,786	8887	187,582
16	10113	9026	10113	205,974	9023	188,805
17	9702	8576	10275	207,27	9026	188,834
18	11700	9068	10800	210,945	9068	189,126
19	12000	8887	10875	211,395	9168	189,728
20	11475	8660	11124	212,64	9294	190,358
21	11250	8751	11250	213,144	9294	190,358
22	10875	9168	11475	213,819	9385	190,63
23	9726	9294	11700	214,269	9476	190,811
24	7926	8058	12000	214,569	9793	191,128

Рис. 5. Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

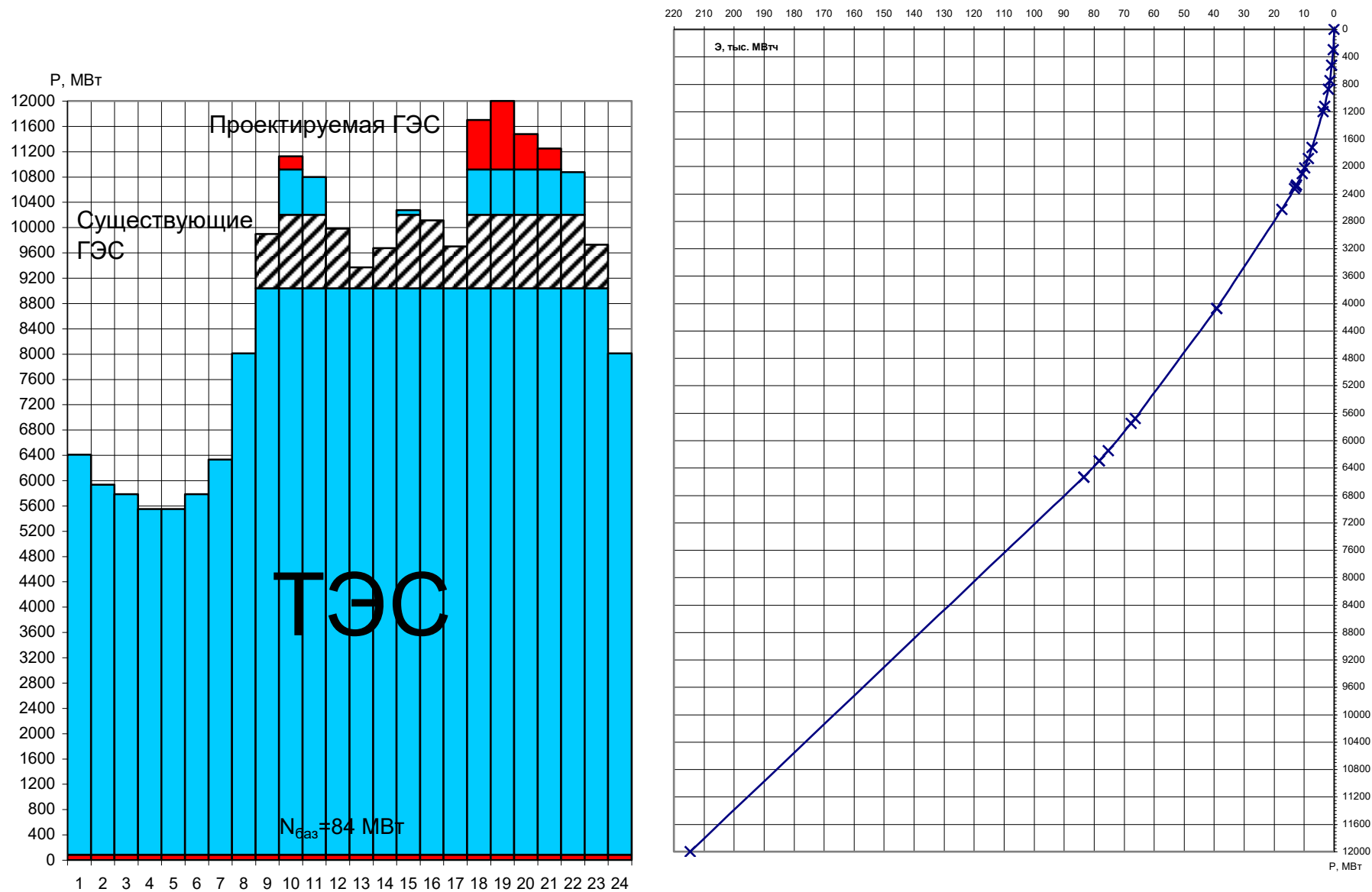
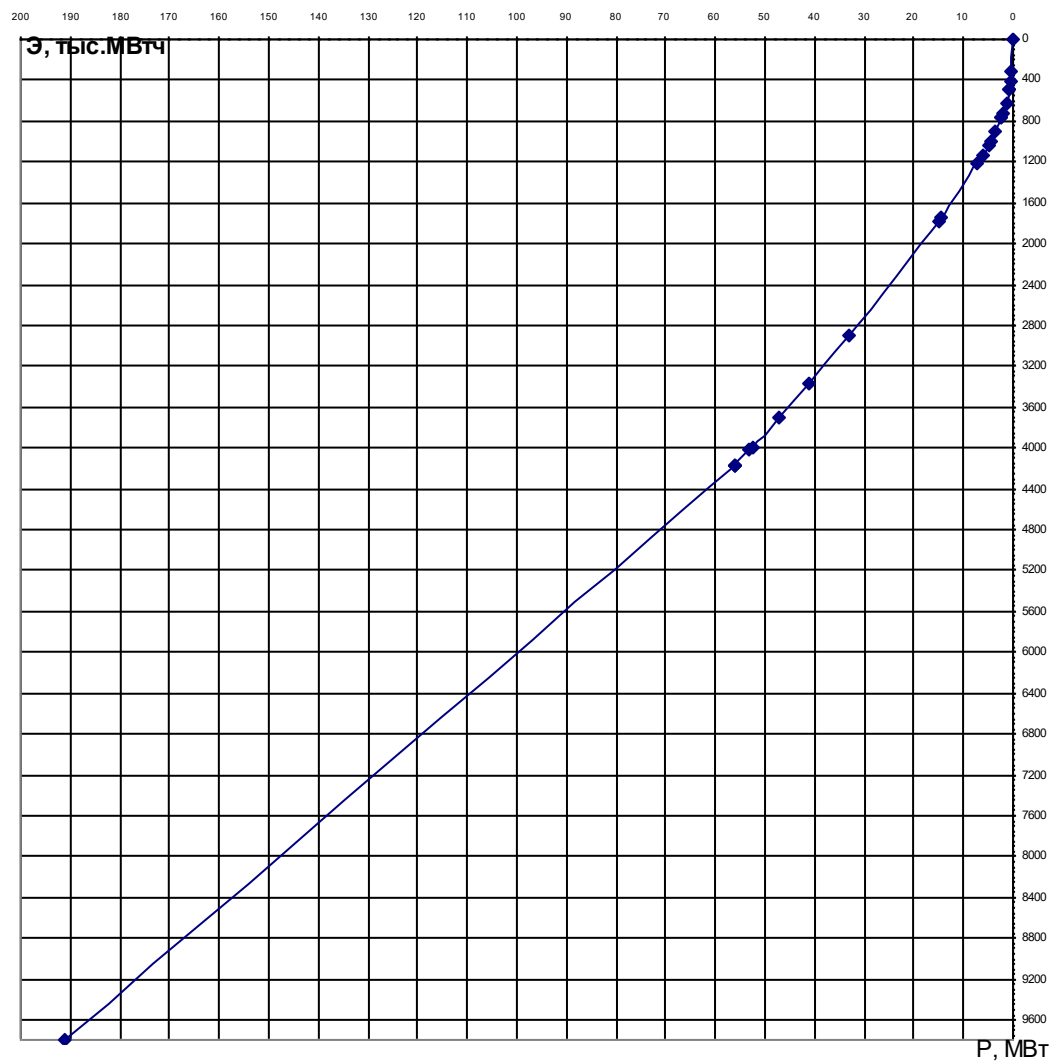
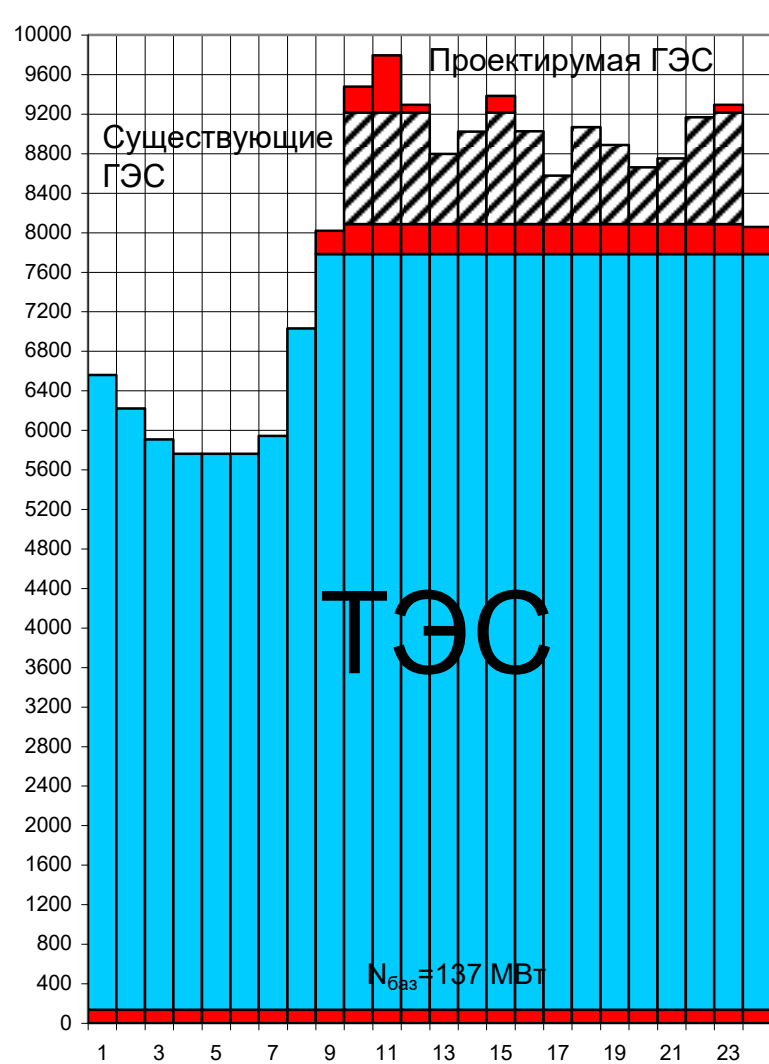


Рис.6. Суточный график нагрузки и ИКН для весенне-летнего периода.



5. ПОСТРОЕНИЕ ГОДОВЫХ ГРАФИКОВ МАКСИМАЛЬНЫХ И СРЕДНЕМЕСЯЧНЫХ НАГРУЗОК ЭНЕРГОСИСТЕМЫ.

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца с учетом годового прироста нагрузки находится следующим образом [2]:

$$P_t^{\max} = \frac{2a}{k' + 1} + \frac{a|k' - 1|}{6|k' + 1|}t + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (5.1)$$

где t - порядковый номер месяца в году (1 - январь, 2 - февраль и т. д.); a, b, k' — коэффициенты, для определения которых используются формулы

$$a = \frac{P_c^{\max} + P_l^{\max}}{2} = P_c^{\max} \frac{1 + a_l}{2}; \quad (5.2)$$

$$b = \frac{P_c^{\max} - P_l^{\max}}{2} = P_c^{\max} \frac{1 - a_l}{2}; \quad (5.3)$$

$$k' = \left(P_c^{\max} \frac{2k_p}{k_p + 1} - b \right) / \left(P_c^{\max} \frac{2}{k_p + 1} - b \right) \quad (5.4)$$

Здесь P_c^{\max} - летний максимум годовой нагрузки энергосистемы;

$$k_p = P_{ct}^{\max} / P_{c(t-1)}^{\max} \quad (5.5)$$

коэффициент годового роста нагрузки энергосистемы; $P_{ct}^{\max}, P_{c(t-1)}^{\max}$ - максимальные нагрузки соответственно текущего и предыдущего годов.

По формуле (5.1) может определяться максимальная нагрузка рабочего дня для любого момента года, при этом вместо t подставляется время с начала года, выраженное в месяцах (например, конец апреля $t=4$; середина сентября $t=8,5$ и т. д.).

Если рассматривается неразвивающаяся энергосистема со статическим максимумом нагрузки, то $k=1$ и формула (5.1) может быть представлена в виде

$$P_t^{\max} = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ|. \quad (5.6)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываются по формуле

$$\bar{P}_t = P_t^{\max} \cdot \beta_t^{\text{сут}} \cdot \sigma_{\text{мес}}, \quad (5.7)$$

где $\beta_t^{\text{сут}}$ - коэффициент плотности суточного графика нагрузки t -го месяца; $\sigma_{\text{мес}}$ - коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки, который обычно изменяется в пределах 0,94—0,97 (в расчетах принимается среднее значение из указанного диапазона).

Поскольку коэффициент $\beta_t^{\text{сут}}$ известен только для лета (июня - июля) и зимы (января - декабря), принимаем, что он изменяется линейно (рис.7).

Следует обратить внимание на то, что известные значения этого коэффициента для лета и зимы относятся к середине июня-июля и января-декабря месяцев. Поэтому плотность суточных графиков нагрузки любого другого месяца также определяется для его середины (см. рис.7).

Графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданных максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «Центр» приведены в табл.8.

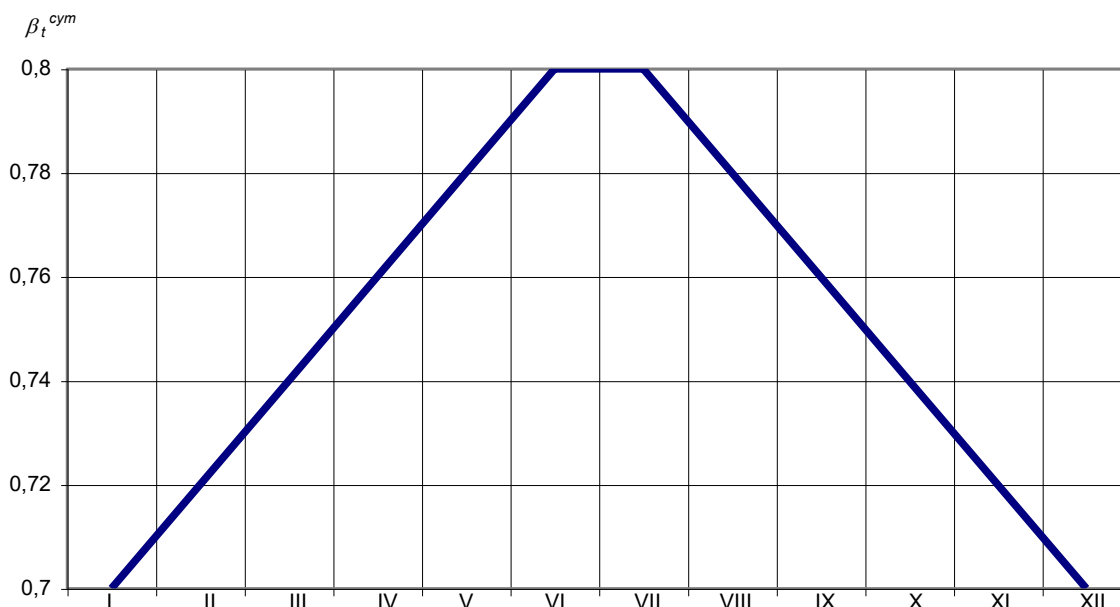


Рис. 7. График для определения коэффициента плотности суточной нагрузки в годовом разрезе

Таблица 8 Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	$P_{\text{макс}}$, МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт
1	12000	8595
2	11671	8504
3	11168	8276
4	10587	7977
5	10083	7723
6	9793	7622
7	9793	7622
8	10083	7723
9	10587	7977
10	11168	8276
11	11671	8504
12	12000	8595

6. ПОКРЫТИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ СУЩЕСТВУЮЩИМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ.

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны частично покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию. Участие в покрытии суточных графиков нагрузки задается по каждому типу станций в процентах от годового максимума нагрузки энергосистемы, а по существующим ГЭС - в виде установленной и среднемесячной гарантированной с 90% обеспеченностью мощности для летнего и зимнего периодов.

Покрытие суточных графиков нагрузки рекомендуется выполнять в следующем порядке. Сначала надо расположить в базовой части суточного графика нагрузки атомные электростанции, затем ТЭЦ, учитывая, что максимальная ночная разгрузка ТЭЦ по тепловому графику нагрузки составляет примерно 15% её установленной мощности. Далее в графике нагрузки располагаются КЭС. После этого необходимо проверить баланс минимальной ночной нагрузки, используя приводимые ниже данные.

Блочное оборудование КЭС на закритические параметры пара (типа К-300-240, К-500-240, К-800-240, К-1200-240), как правило, по техническим возможностям и экономическим соображениям (большой расход топлива на пуск) на ночь ежесуточно не

останавливают. Их разгрузка зависит от применяемого топлива. Средние значения разгрузки составляют для следующих топлив:

твердого (уголь).....	20 – 30%
жидкого (мазут).....	30 – 40%
газа.....	40 – 50%

В данном курсовом проекте в исходной информации о структуре мощностей отсутствует детализация по видам топлива. Поэтому для блочного оборудования КЭС в целом среднюю их разгрузку можно принять равной 35—40% их установленной мощности.

И, наконец, в суточном графике нагрузки надо разместить существующие ГЭС. Для этого, умножая гарантированную мощность ГЭС на 24 ч, определяем среднесуточную выработку энергии ГЭС. Принимаем, что резерв мощности, отнесенный на существующие ГЭС, равен запланированному уровню резервирования мощности в энергосистеме.

Зная установленную мощность существующих ГЭС (см. исходные данные) и резерв мощности (нагрузочный и аварийный), отведенный на них, находим рабочую мощность

$$N_{\text{раб}}^{\text{сущГЭС}} = N_{\text{уст}}^{\text{сущГЭС}} - N_{\text{рез}}^{\text{сущГЭС}} \quad (6.1)$$

Затем, используя ИКН по среднесуточной выработке и расчетную рабочую мощность существующих ГЭС, определяем зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы и для лета.

Далее необходимо перейти от суточных графиков нагрузки к годовым графикам, учитывая, что весь год разбит условно на два периода: осенне-зимний и весенне-летний. Поэтому полученное суточное покрытие нагрузки переносится на соответствующие месяцы годового графика максимальных нагрузок.

Для покрытия годового графика среднемесячной нагрузки энергосистемы по рабочей мощности каждой станции, используя ИКН, необходимо определить суточную выработку, разделить ее на 24 ч и получить тем самым среднесуточную мощность, которую необходимо расположить в годовом графике среднемесячных мощностей энергосистемы.

В результате предлагаемого покрытия суточных и годовых графиков нагрузки существующими в энергосистеме станциями может быть получена зона возможной работы проектируемой ГЭС.

Пример покрытия графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями.

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию. Поскольку в рассматриваемой структуре генерирующих источников атомные электростанции (АЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) отсутствуют, переходим к определению режима работы существующих в энергосистеме ГЭС (см. исходные данные). Участие в покрытии суточных графиков нагрузки задается по существующим ГЭС в виде установленной и среднемесячной мощности:

$$N_{\text{уст}}^{\text{сущГЭС}} = 1277 \text{ МВт}, N_{\text{гар}}^{\text{сущГЭС зима}} = 606 \text{ МВт}, N_{\text{гар}}^{\text{сущГЭС лето}} = 495 \text{ МВт}$$

Принимаем, что резерв мощности, отнесенный на существующие ГЭС, равен запланированному уровню резервирования мощности в энергосистеме: аварийный резерв – 8% $N_{\text{раб}}$, нагрузочный резерв – 2% $N_{\text{раб}}$.

Определяем суточную гарантированную выработку энергии:

$$\text{зима} \quad \mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{сущГЭС зима}} = N_{\text{гар}}^{\text{сущГЭС зима}} \cdot 24 \text{ ч} = 606 \cdot 24 = 14544 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (6.2)$$

$$\text{лето} \quad \mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{сущГЭС лето}} = N_{\text{гар}}^{\text{сущГЭС лето}} \cdot 24 \text{ ч} = 495 \cdot 24 = 11880 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (6.3)$$

Изменение рабочей мощности существующих ГЭС во времени (по месяцам года) задано в табл 2.

Затем, используя ИКН по среднесуточной выработке и расчетной рабочей мощности существующих ГЭС, определяем зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета (см. рис.5 и рис.6).

Далее необходимо перейти от суточных графиков нагрузок к годовым, учитывая, что весь год условно разбит на два периода: осенне-зимний и весенне-летний. Для упрощения расчетов принимаем в качестве допущения условие неизменности плотности графиков нагрузки в зимнем с XI по IV и летнем сезонах (с V по X). Поэтому полученное суточное покрытие нагрузки переносится в соответствующие месяцы годового графика максимальных нагрузок.

Для покрытия годового графика среднемесячной нагрузки энергосистемы по рабочей мощности каждой станции, используя ИКН, необходимо определить среднесуточную выработку, разделить ее на 24 ч и получить тем самым среднесуточную мощность, которую необходимо расположить в годовом графике среднемесячных мощностей энергосистемы.

7. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГЭС БЕЗ РЕГУЛИРОВАНИЯ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ ВОДОХОЗЯЙСТВЕННОЙ СИСТЕМЫ

Показатели работы гидроэлектростанции (установленная мощность $N_{ГЭС}^{уст}$ и средняя многолетняя выработка $\bar{\mathcal{E}}_{ГЭС}^{мн}$), а также параметры гидроузла (отметки НПУ и УМО) определяются на основе технико-экономических расчетов. Исходными данными для них служат результаты водно-энергетических расчетов режима работы проектируемой ГЭС и стоимостные характеристики гидроузла.

Наиболее часто в качестве экономического критерия при определении параметров ГЭС используют минимум суммарных приведенных затрат в энергосистеме

$$\bar{Z}_{сум} = \min \quad (7.1)$$

Поскольку в задачу данного курсового проекта не входит технико-экономическое обоснование параметров ГЭС в целом, будем применять более частный критерий: максимум вытеснения тепловых мощностей в системе.

Годовой режим работы гидроэлектростанции зависит от многих факторов, которые зачастую неизвестны и уточняются по мере проведения расчетов.

Расчеты начинают с определения периода (продолжительности) и глубины сработки водохранилища. Для выбранного расчетного маловодного года и принятой обеспеченности (см. §) вычисляется значение транзитной энергии или энергии на бытовом стоке

$$\bar{\mathcal{E}} = \Delta t \cdot \bar{N}_6(t) = k_N \cdot Q_{нб}(t) \cdot H_{ГЭС}^{подв}(Q_{нб}) \cdot \Delta t \quad (7.2)$$

где $N_6(t)$ - среднемесячное значение бытовой мощности; k_N - коэффициент мощности, меняющийся обычно в пределах 8,2—8,8; $Q_{нб}(t)$ - бытовой расход расчетного маловодного года с учетом потерь воды из водохранилища; $H_{ГЭС}^{подв}(Q_{нб})$ - подведенный напор ГЭС.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа, равном отметке НПУ, а подведенный напор ГЭС - по формуле

$$H_{ГЭС}^{подв} = z_{вб} - z_{нб}[Q_{нб}(t)] - \Delta H[Q_{ГЭС}(t)] \quad (7.3)$$

где $z_{вб}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ; $z_{нб}[Q_{нб}(t)]$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды $Q_6(t)$ с учетом зимней и летней кривой связи $z_{нб} = z_{нб}(Q)$; ΔH - потери напора в водоподводящих сооружениях.

На следующем этапе рассчитывается энергия ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК.

$$\bar{\mathcal{E}} = \Delta t \cdot \bar{N}_{ВХК}(t) = k_N \cdot Q_{ВХК}(t) \cdot H_{ГЭС}^{подв}(Q_{нб}) \cdot \Delta t \quad (7.4)$$

где $\bar{N}_{ВХК}$ - среднемесячная мощность ГЭС; $Q_{ВХК}$ — расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса.

Далее определяется режим проектируемой ГЭС в суточных (зимних и летних) и годовых графиках максимальной нагрузки энергосистемы. Для этого используются графики, полученные после их покрытия заданной структурой генерирующих мощностей (см. §6).

Расположение полученных бытовых мощностей и мощностей при работе ГЭС по требованиям ВХК в годовом графике средних нагрузок показывает, что в отдельные, как правило, зимние, месяцы, когда потребность энергосистемы в мощности и энергии велика, бытовые мощности минимальны. В период половодья бытовые расходы будут существенно больше расходов, требуемых для водного транспорта. В период летней межени бытовые расходы могут оказаться ниже необходимых для обеспечения расходов в нижний бьеф по требованию водного транспорта. Это приводит к тому, что, во-первых, для вытеснения тепловых мощностей необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу ГЭС сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища; во-вторых, в период летне-осенней межени для удовлетворения требований ВХК также может потребоваться сработка водохранилища. В-третьих, в период половодья появляются избытки притока, которые могут быть аккумулированы в водохранилище для последующего использования в зимний период.

Расчеты начинают с определения периода (продолжительности) и глубины сработки водохранилища. Для выбранного расчетного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года:

где $k_N=8,6$ – коэффициент мощности, $Q_i^{пр90\%}$ - бытовой расход расчетного маловодного года, $H_{ГЭС}^{подв}$ – подведенный напор ГЭС.

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ=225м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи (рис.3);
 $\Delta h = 0,5 \text{ м}$ – потери напора в водоподводящих сооружениях.

$$N_{B\chi K} = k_N \cdot Q_{B\chi K} \cdot H_{\Gamma \Delta C}^{n o d s}, \quad (7.7)$$

Таблица 9

[illegible]

$H_{ГЭС}^{подв}, м$	51,2	51,2	51,2	51,2	51,1	51,1	51,1	51,1	51,1	51,1	51,2	51,2
$N_{ВХК}, МВт$	88,0	88,0	88,0	88,0	149,5	149,5	149,5	149,5	149,5	149,5	88,0	88,0

Далее определяется режим проектируемой ГЭС в суточных графиках нагрузки (зимних и летних) и годовых графиках максимальной нагрузки энергосистемы.

Рабочие мощности и место проектируемой ГЭС в суточных графиках нагрузки находят по ИКН зимнего и летнего периодов (см. рис.5 и рис.6). Зона работы проектируемой ГЭС в годовом графике максимальных мощностей при ее работе на бытовом стоке определяется переносом соответствующих режимов из суточных графиков. Аналогично находится зона работы ГЭС в графиках нагрузки при работе по водохозяйственному режиму (по требованиям участников ВХК).

Для большего вытеснения тепловых мощностей из баланса мощностей энергосистемы необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища. Поскольку данный режим работы проектируемой ГЭС (без регулирования стока) является промежуточным, то зона работы ГЭС на годовых графиках максимальных нагрузок и среднемесячных нагрузок (рис.8 и рис.9) не приводится.

8. ВЫБОР ПЕРИОДА И ГЛУБИНЫ СРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ МАЛОВОДНОГО ГОДА.

Для определения периода и глубины сработки водохранилища в расчетный маловодный год необходимо выполнить следующие условия:

- обязательно использовать всю полезную емкость водохранилища;
- обеспечить минимум холостых сбросов в средневодном году;
- диапазон колебаний напоров на ГЭС не должен превышать 30—40% $H_{max}^{подв}$ (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС).

Начало сработки водохранилища задается условием, при котором транзитная мощность гидростанции меньше требуемой по водохозяйственному режиму или по режиму максимального вытеснения мощностей тепловых станций. Конец периода сработки соответствует окончанию меженного периода в расчетных маловодных условиях.

Последовательность расчетов при выборе глубины сработки водохранилища при заданной отметке НПУ следующая. По годовому графику средних мощностей определяется максимальное вытеснение среднемесячной выработки электроэнергии тепловых станций. Для этого необходимо вычислить максимально возможную энергию водохранилища по формуле

$$\mathcal{E}_e^{\max} = \sum_{i=1}^{i=T} \Delta \bar{N}_i \Delta t_i \quad (8.1)$$

где: T - период наполнения водохранилища; $\Delta \bar{N}_i$ - средняя мощность аккумуляции:

$$\Delta \bar{N}_i = \bar{N}_{oi} - \bar{N}_{ВХК} > 0 \quad (8.2)$$

По годовому графику средних мощностей определяется зона работы ГЭС по принятому режиму энергоотдачи, а по суточным графикам и ИКН - зона работы ГЭС в годовом графике максимальных мощностей.

Полученный в результате режим работы ГЭС в годовом графике максимальных мощностей предварительный, поскольку не учитывается изменение напоров на ГЭС, связанное со сработкой и наполнением водохранилища и с постоянным значением КПД гидроагрегатов. Для уточнения режима работы ГЭС в маловодных условиях заданной обеспеченности проводятся водно-энергетические расчеты.

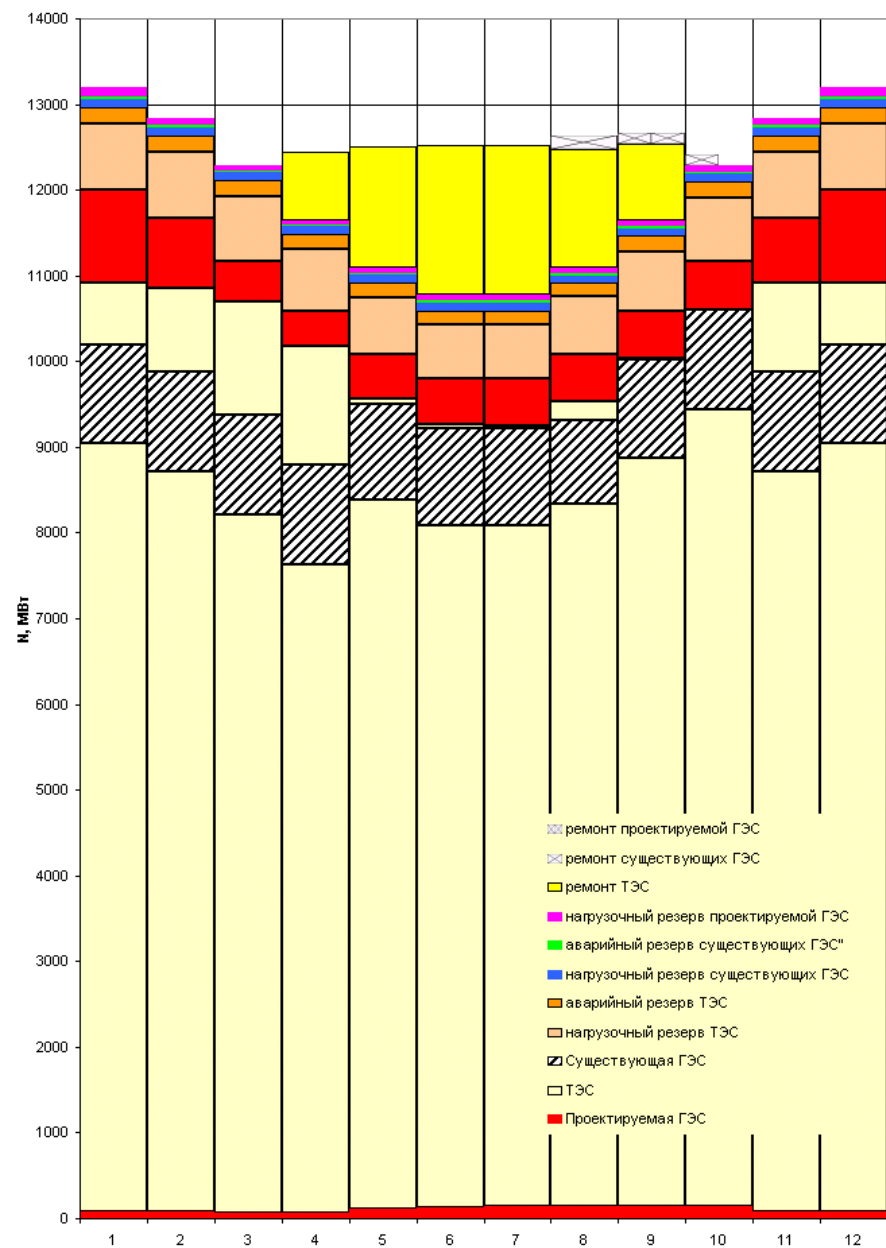


рис. 8 Баланс мощности энергосистемы (маловодный год)

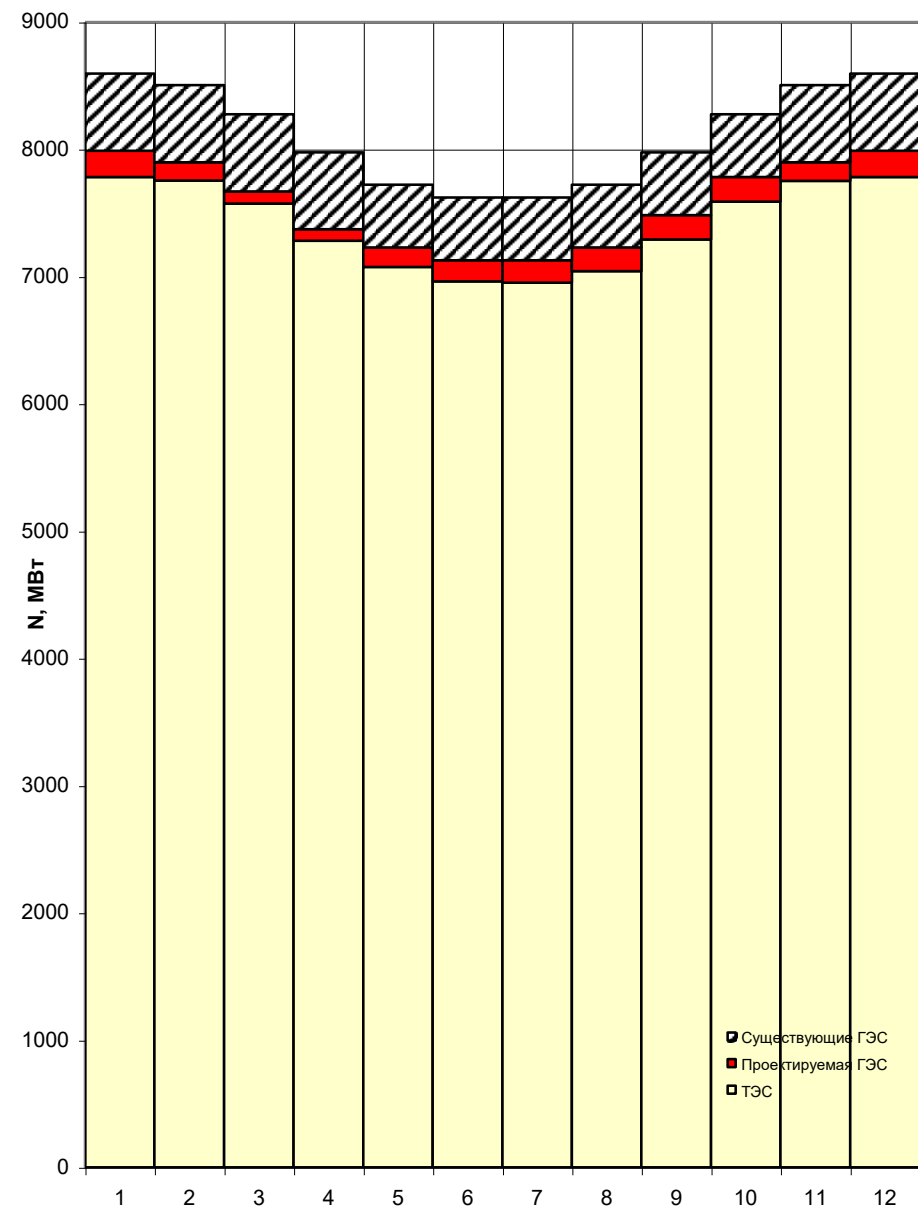


Рис. 9. Покрывание годового графика среднесуточных нагрузок (маловодный год).

Расчет работы водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднемесячных мощностей. Метод основан на решении по интервалам времени Δt_i уравнения водного баланса

$$Q_{акi} \Delta t_i = \pm \Delta V_{ви} = (Q_{нpi} - Q_{пезi}) \Delta t_i = [Q_{нpi} - (Q_{исni} + Q_{х.сбpi} + \Delta Q_{ви})] \Delta t_i \quad (9.1)$$

где $Q_{акi}$ – расход аккумуляции, т.е. разность притекающего и зарегулированного расходов; $\Delta V_{ви}$ – изменение объема водохранилища (плюс – при увеличении его, минус – при сработке); $Q_{исni}$, $Q_{х.сбpi}$, $\Delta Q_{ви}$ – соответственно используемый, сбросной и уходящий расходы на потери из водохранилища.

Все результаты расчетов сводятся в табл.10, где:

1 - временной интервал осреднения (месяц, декада), зависящий от степени неравномерности притока;

2 - бытовой расход воды, определяемый согласно §2;

3 - 6 - потери воды из водохранилища, которые задаются как исходные данные к проекту либо определяются по формулам (3.1) - (3.7): потери 3 (на шлюзование) существуют при наличии сквозного судоходства на реке; потери 4 (на фильтрацию в нижний бьеф) для реки не являются безвозвратными, они зависят от напора; потери 5 (на дополнительное испарение со средней площади водохранилища за данный интервал времени) определяются по формуле (3.1); потери 6 (на льдообразование) обусловлены оседанием льда на борта водохранилища, весной лед возвращается в водохранилище в виде дополнительного притока воды;

7 – полезный бытовой приток

$$Q_{пол.би} = Q_{би} - (Q_{илi} + Q_{фи} + Q_{исni} + Q_{ли}) \quad (9.2)$$

8 – отбор из верхнего бьефа на нужды водохозяйственного комплекса $Q_{от i}$;

9 – полезный бытовой приток

$$Q_{пол.исni} = Q_{пол.би} - Q_{оми} \quad (9.3)$$

10 - сработка или наполнение водохранилища $Q_{в}$;

11 - холостой, помимо турбин, сброс воды из водохранилища в нижний бьеф;

12 - турбинный расход ГЭС $Q_{гэсi}$;

13 - расход в нижний бьеф гидроузла

$$Q_{нби} = Q_{гэсi} + Q_{хсбpi} + Q_{фи} \quad (9.4)$$

14 – приращение объема водохранилища;

$$\pm \Delta V_{ви} = \pm Q_{ви} \Delta t_i \quad (9.5)$$

15 – полезный объем воды в водохранилище на конец расчетного интервала;

$$V_{ви} = V_{ви(i-1)} \pm \Delta V_{ви} \quad (9.6)$$

16 - уровень воды в водохранилище, соответствующий объему верхнего бьефа, определяется по зависимости $z_{сб} = z_{сб}(V_{сб})$ рис.2.;

17 – средний уровень верхнего бьефа

$$\overline{z_{сбi}} = (z_{сбi}^к - z_{сбi}^н) / 2 \quad (9.7)$$

18 – уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по зависимости $z_{нб} = z_{нб}(Q_{нб})$ рис.3;

19 – напор нетто

$$\bar{H}_i = \bar{z}_{вбi} - \bar{z}_{нбi} - \Delta H_i \quad (9.8)$$

где ΔH_i - суммарные потери напора на решетках и в водоподводящих сооружениях (задаются в исходных данных);

20 – среднеинтервальная мощность ГЭС

$$\bar{N}_{ГЭСi} = k_N \cdot Q_{ГЭСi} \cdot \bar{H}_i \quad (9.9)$$

где k_N - коэффициент мощности с учетом средневзвешенного КПД гидроагрегата;

21 - располагаемая по напору мощность ГЭС, определяемая по ограничениям принятого типа турбин; до выбора турбин в качестве ограничения их мощности следует принять линию, которая строится по формуле

$$Q_i = Q_{\max} \sqrt{H_i} / \sqrt{H_p} \quad (9.10)$$

где Q_{\max} - максимальная пропускная способность турбин при расчетном напоре H_p ; Q_i - пропускная способность ГЭС при напорах $H_i < H_p$;

22 – среднеинтервальная выработка электроэнергии ГЭС

$$\mathcal{E}_{ГЭСi} = \bar{N}_{ГЭСi} \cdot \Delta t_i \quad (9.11)$$

Расчет хода уровня воды водохранилища ГЭС ведется на заданный режим среднемесячных мощностей гидроэлектростанций при известной приточности расчетного маловодного года.

Таблица 10. Расчет водноэнергетического регулирования стока водохранилищем ГЭС

месяц, декада	Расход, м³/с											
	бытовой $Q_{\text{быт}}$	потери на				полезный бытовой $Q_{\text{пол.б}}$	Отбор из верхнего бьефа $Q_{\text{от}}$	полезно используемый $Q_{\text{пол.б}}$	водохранилища $Q_{\text{вхк}}$	сбросной $Q_{\text{х сбр}}$	турбинный $Q_{\text{гэс}}$	нижнего бьефа $Q_{\text{нб}}$
		шлюзование $Q_{\text{шл}}$	фильтрация $Q_{\text{ф}}$	испарение $Q_{\text{исп}}$	льдообразование $Q_{\text{л}}$							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Объем, км³		Уровень, м			Напор Н, м	Мощность N, МВт	Мощность, располагаемая по напору N ^н _{расп} , МВт	Выработка электроэнергии Э, млн.кВтч
имеющийся V _в	Приращения ΔV	верхнего бьефа		Нижнего бьефа Z _{нб}				
		конечный Z _{вб} ^н	средний Z _{вб}					
14	15	16	17	18	19	20	21	22

Порядок расчета режима работы ГЭС в курсовом проекте следующий.

1. Выбор исходных данных проводится в соответствии с § 1.
2. Режим работы ГЭС задается в виде зависимости $\bar{N}_{ГЭС} = \bar{N}_{ГЭС}(t)$ (см. § 8).
3. Расчет начинается с момента времени, для которого известен уровень воды в водохранилище, а именно:

— перед началом весеннего половодья, когда водохранилище бывает, сработано до мертвого объема и, следовательно, уровень его может быть задан (если это оговорено в исходных данных);

— после окончания весеннего половодья, когда водохранилище заполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен отметке НПУ (если в исходных данных задана только отметка НПУ).

4. Обязательным условием для водно-энергетических расчетов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной емкости водохранилища.

5. Расчет регулирования стока при заданных условиях проводится методом последовательного приближения, исходя из требования использования всего полезного объема водохранилища в расчетном маловодном году. Так как потери определяются по среднему уровню воды за расчетный интервал времени (испарение), или по напору (потери на фильтрацию), или по падению уровня за расчетный интервал (потери на оседание льда на бортах водохранилища), расчет по каждому интервалу времени также проводится методом последовательного приближения. После окончания расчета режима работы ГЭС в данном интервале времени и определения гарантированной мощности последняя сравнивается со значением мощности, полученным в результате покрытия графика нагрузки (см. § 8). Если с принятой точностью они совпадают, проверяется правильность оценки потерь (см. § 3), и при необходимости уточнения потерь, расчет данного интервала повторяется. Если же разница между расчетной и заданной гарантированной мощностью превышает принятую допустимую погрешность, режим работы ГЭС уточняется путем изменения расхода ГЭС в ту или иную сторону. Для упрощения расчетов в курсовом проекте потери можно принять средними и постоянными за весь период регулирования.

Расчет режима работы ГЭС для гидрографа притока 90% обеспеченности для заданной гарантированной мощности считается законченным, если установлено, что полезный объем водохранилища полностью использован, т. е. достигнута в период опорожнения отметка УМО и водохранилище заполнено после прохождения половодья до отметки НПУ. Если уровень воды в водохранилище к концу расчетного периода ниже, чем в начале, то гарантированная мощность ГЭС должна быть уменьшена, так как используемый на ГЭС объем стока в этом случае больше, чем он может быть в расчетном маловодном году. Если же в условиях расчетного маловодного года (при годовом цикле регулирования стока) уровень воды в конце цикла превышает начальный, то гарантированная мощность должна быть увеличена.

Если в исходных данных отсутствует отметка УМО, то предельная отметка сработки принимается по минимально допустимому напору для нормальной работы турбинного оборудования. В каждом конкретном случае достижение этой отметки не является обязательным, поскольку максимальное вытеснение мощностей может выполняться и при меньшей сработке водохранилища.

В приведенном примере для проведения расчета режима работы ГЭС в маловодном году принимается заданным:

- расчетный гидрограф маловодного года (см. табл.4);
- предварительный режим работы ГЭС в виде зависимости $\bar{N}_{ГЭС} = \bar{N}_{ГЭС}(t)$ (см. табл.9);
- начало расчетного периода принято X месяц, после окончания половодья;
- уровень воды в начале расчетного периода на начало октября принят равным $\nabla_{НПУ}=225\text{м}$);

- характеристики водохранилища приняты согласно исходным данным §1.

Результаты водно-энергетических расчетов работы ГЭС в маловодном году приведены в табл.11.

Согласно приведенным расчетам отметка УМО принята равной 211,9м, поскольку она низшая за расчетный период.

Таблица 11. Расчет водно-энергетического регулирования в маловодном году.

месяц	Расход, м ³ /с								
	Q _{быт}	Потери			Q _{пол.б}	Q _{ВХК}	Q _{ГЭС}	Q _в	Q _{нб}
		Q _ф	Q _{исп}	Q _{лед}					
X	244,3	0,5	4	0	239,8	340	443	-203,2	443,5
XI	67,6	0,5	0	30,3	36,8	200	341	-304,3	341,5
XII	47,5	0,5	0	30,3	16,7	200	501	-484,4	501,5
I	25,3	0,5	0	30,3	-5,5	200	523	-528,5	523,5
II	12,2	0,5	0	30,3	-18,6	200	386	-404,6	386,5
III	9,1	0,5	0	30,3	-21,7	200	278	-299,7	278,5
IV	125,4	0,5	0	30,3	94,6	200	266	-171,4	266,5
V	788	0,5	4	-182,0	965,5	340	443	522,5	443,5
VI	659	0,5	4	0	654,5	340	443	211,5	443,5
VII	1246	0,5	4	0	1241,5	340	443	798,5	443,5
VIII	864	0,5	4	0	859,5	340	443	416,5	443,5
IX	860	0,5	4	0	855,5	340	443	412,5	443,5

Объем, км³		Уровень, м				Н _{ГЭС} , м	N, МВт	Э, млн.кВтч
ΔV	V _в	верхнего бьефа			Z _{нб}			
		Z _{вб} ^{нач}	Z _{вб} ^{кон}	Z _{вб}				
-0,54	7,29	225,0	224,3	224,6	173,5	50,6	193	0,143
-0,79	6,50	224,3	223,3	223,8	173,7	49,6	145	0,105
-1,30	5,21	223,3	221,6	222,4	174,1	47,8	206	0,153
-1,42	3,79	221,6	219,4	220,5	174,2	45,8	206	0,153
-0,98	2,81	219,4	216,1	217,7	173,8	43,4	144	0,097
-0,80	2,01	216,1	213,4	214,7	173,5	40,7	97	0,072
-0,44	1,56	213,4	211,9	212,6	173,5	38,6	88	0,064
1,40	2,97	211,9	216,6	214,2	173,5	40,2	153	0,114
0,55	3,51	216,6	218,4	217,5	173,5	43,5	166	0,119
2,14	5,65	218,4	222,2	220,3	173,5	46,3	176	0,131
1,12	6,77	222,2	223,6	222,9	173,5	48,9	186	0,138
1,07	7,84	223,6	225,0	224,3	173,5	50,3	191	0,138

Э^{год} = 1,428 млн.кВтч

10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГЭС И ПЛАНИРОВАНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ ОБОРУДОВАНИЯ.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{выт.раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} + N_{дубл}^{ГЭС} \quad (10.1)$$

Выбор $N_{уст}^{ГЭС}$ производится в процессе технико-экономических расчетов и не входит в задачу данного курсового проекта. В данном проекте вычисляется одно из возможных зна-

чений этой мощности. Вытесняющая рабочая мощность ГЭС определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы (см. §9).

При определении резервной мощности ГЭС необходимо учитывать следующее.

1. Нагрузочный резерв системы определяется из условия поддержания частоты и напряжения в допустимых пределах. Этот резерв колеблется от 1 до 3% зимнего максимума нагрузки. Большее значение соответствует изолированным энергосистемам. Разделение нагрузочного резерва между ТЭС и ГЭС осуществляется приближенно: пропорционально их максимальным рабочим мощностям.

2. Аварийный резерв системы выбирается в пределах 10% зимнего максимума нагрузки, и он не должен быть меньше максимальной единичной мощности самого крупного агрегата системы. Для расположения части аварийного резерва системы на ГЭС необходимо соответственно предусмотреть дополнительный полезный объем водохранилища. В средневодных условиях аварийный резерв, отнесенный на ГЭС, может быть обеспечен за счет избытков воды по сравнению с маловодными условиями.

Планирование капитального ремонта оборудования энергосистемы производится по следующим принципам.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т. е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 15 дням, а частота их проведения - 1 раз в 4 года.

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата в ремонт в среднем 1 раз в 2 года. Предусмотрены следующие средние нормы простоя оборудования []:

АЭС — 30 дней;

КЭС с поперечными связями — 15 дней;

блочные КЭС — 30 дней.

Расчет необходимой ремонтной площади тепловых электростанций производится укрупненно с разделением оборудования на блочное оборудование и оборудование с поперечными связями. Расчетная ремонтная площадь за каждый месяц сравнивается с соответствующей фактической площадью свободной мощности за год, полученной из годового графика максимальных мощностей.

Фактическая ремонтная площадь оценивается по сумме свободных мощностей станция за год. Свободная мощность при этом определяется как разность между установленной мощностью и используемой в каждом расчетном интервале. В случае, если фактическая ремонтная площадь меньше требуемой, необходимо установить дополнительный ремонтный резерв в системе.

Пример определения установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования.

При составлении баланса учитываем следующее: аварийный резерв составляет 8% от рабочей мощности, нагрузочный резерв – 2% от рабочей мощности. Так как на проектируемой ГЭС не предусматривается дополнительного объема водохранилища, то на ней устанавливаем только нагрузочный резерв (10% от рабочей мощности).

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{выт.раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} \quad (10.2)$$

Вытесняющая рабочая мощность ГЭС определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы. $N_{выт.раб}$ определяется по 1 или 12 месяцу (см. табл.1). Для этих месяцев $N_{выт.раб}^{ГЭС} = 1167 \text{ МВт}$.

Резерв для станции принимаем 10% от рабочей мощности станции.

$$N_{рез} = 0,1 \cdot N_{выт.раб}^{ГЭС} = 0,1 \cdot 1167 = 117 \text{ МВт}$$

Таким образом, установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{выт.раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 1167 + 117 = 1284 \text{ МВт}$$

Установленную мощность КЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{КЭС} = N_{раб}^{КЭС} + N_{ав.рез}^{КЭС} + N_{нагр.рез}^{КЭС} \quad (10.3)$$

$N_{раб}^{КЭС}$ определяется по 1 или 12 месяцу (см. табл.12). Для этих месяцев $N_{раб}^{КЭС} = 9672 MBm$.

Аварийный резерв для станций составляет 8% от рабочей мощности станции, нагрузочный резерв – 2%:

$$N_{ав.рез}^{КЭС} = 0,08 \cdot N_{раб}^{КЭС} = 0,08 \cdot 9672 = 774 MBm$$

$$N_{нагр.рез}^{КЭС} = 0,02 \cdot N_{раб}^{КЭС} = 0,02 \cdot 9672 = 193 MBm$$

Таким образом, установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст}^{КЭС} = N_{раб}^{КЭС} + N_{ав.рез}^{КЭС} + N_{нагр.рез}^{КЭС} = 9672 + 774 + 193 = 10639 MBm \quad (10.4)$$

Планирование капитального ремонта оборудования энергосистемы производится по следующим принципам.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 15 дням, а частота их проведения – 1 раз в 4 года.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{сущГЭС}}{4} \cdot \frac{1}{2} мес = \frac{1277}{8} = 160 MBm \cdot мес / год \quad (10.5)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{прГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{прГЭС}}{4} \cdot \frac{1}{2} = \frac{1284}{8} = 161 MBm \cdot мес / год \quad (10.6)$$

В дальнейшем, после выбора оборудования, эта площадь уточняется.

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата в ремонт в среднем 1 раз в 2 года. Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования:

КЭС с поперечными связями – 15 дней;

блочные КЭС – 30 дней.

$$F_{рем}^{КЭС} = \frac{N_{уст}^{КЭС}}{2} \cdot \frac{1}{2} мес + \frac{N_{уст}^{КЭС}}{2} \cdot 1 мес = \frac{10639}{4} + \frac{10639}{2} = 7980 MBm \cdot мес / год \quad (10.7)$$

Свободная мощность на КЭС в сумме за год составляет $F_{своб}^{КЭС} = 9076 MBm \cdot мес / год$.

Поскольку свободной мощности больше, чем необходимо для проведения ремонтов установка дополнительной ремонтной мощности не требуется. Баланс мощности энергосистемы в маловодном году приведен в табл.12 и на рис.8. Баланс годового графика среднемесячных нагрузок приведен на рис.9.

Таблица 12 Баланс мощности энергосистемы в маловодном году.

Месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС				Проектируемая ГЭС				КЭС			
	P'', МВт	P _{ар} , МВт	P _{нр} , МВт	N _{раб} , МВт	N _{ар} , МВт	N _{нр} , МВт	N _{рем} , МВт	N _{раб} , МВт	N _{ар} , МВт	N _{нр} , МВт	N _{рем} , МВт	N _{раб} , МВт	N _{ар} , МВт	N _{нр} , МВт	N _{рем} , МВт
I	12000	960	240	1161	93	23	-	1167	-	117	-	9672	774	193	-
II	11671	934	233	1161	93	23	-	885	-	88	-	9625	770	193	-
III	11168	893	223	1161	93	23	-	547	-	55	-	9460	757	189	-
IV	10587	847	212	1161	93	23	-	480	-	48	-	8946	716	179	790
V	10083	807	202	1125	90	23	-	633	-	63	-	8325	666	167	1420
VI	9793	783	196	1128	90	23	-	656	-	66	-	8009	641	160	1750
VII	9793	783	196	1131	90	23	-	676	-	68	-	7986	639	160	1750
VIII	10083	807	202	978	78	20	161	695	-	69	-	8410	673	168	1380
IX	10587	847	212	1147	92	23	-	705	-	70	2*128,4	8735	699	175	890
X	11168	893	223	1156	92	23	-	707	-	71	1*128,4	9305	744	186	-
XI	11671	934	233	1161	93	23	-	840	-	84	-	9670	774	193	-
XII	12000	960	240	1161	93	23	-	1167	-	117	-	9672	774	193	-

11. ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ РЕЖИМА РАБОТЫ ГЭС В СРЕДНЕМ ПО ВОДНОСТИ ГОДУ.

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условиях проводятся для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Критерием оценки работы ГЭС в году средней водности для начальных стадий проектирования принимается максимальная выработка электроэнергии при условии вытеснения тепловых мощностей, не меньших полученных по работе ГЭС в расчетных маловодных условиях.

С учетом этого условия сработку водохранилища следует начинать как можно позже, чем в маловодном году, что приведет к увеличению напора ГЭС и выработки гидроэнергии в зимнее время.

Наполнение водохранилища следует закончить как можно раньше для увеличения напоров ГЭС и, как следствие, выработки электроэнергии.

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в среднемводном году проводятся аналогично расчетам, описанным в § 9. При этом считаются заданным:

- приточность к створу гидроузла, соответствующая году с обеспеченностью $p = 50\%$;
- гарантированная мощность ГЭС и ее распределение внутри года (см. § 9);
- обязательная предполоводная сработка водохранилища до УМО.

При расчете режима сработки в среднем по водности году необходимо рассмотреть следующие возможные варианты.

1. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году. При таком режиме начало сработки может задерживаться по сравнению с маловодными условиями, и ГЭС будет работать на повышенных напорах. Но поскольку принято условие ежегодной сработки до отметки УМО, весь накопленный запас воды сработается к началу половодья (в последнем месяце периода сработки).

2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году. При этом, ход уровня воды в водохранилище будет соответствовать ходу уровня в расчетных маловодных условиях, а мощность ГЭС в среднем по водности году будет больше, чем в маловодном, за счет большего притока воды в водохранилище;

3. Работа ГЭС по следующей схеме: а) среднеинтервальная мощность в первом месяце сработки водохранилища считается равной мощности ГЭС маловодного года; за счет большего, чем в маловодных условиях, притока воды, в конце этого месяца уровень воды в водохранилище будет выше, чем в маловодном году, и в водохранилище появится дополнительный запас воды; б) во втором месяце сработки среднемесячная мощность ГЭС принимается равной сумме мощностей ГЭС в маловодном году (в этом же месяце) и мощности, которая может быть получена за счет сработки запасенного в предыдущем месяце дополнительного (по сравнению с маловодным годом) объема воды; в) порядок расчета среднемесячной мощности в третьем месяце сработки аналогичен предыдущему; для последнего месяца сработки водохранилища принимается общее для всех вариантов условие достижения отметки УМО.

По всем трем вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку.

В курсовом проекте рассматриваются два режима наполнения водохранилища:

1) по уровням наполнения в маловодном году (при таком режиме мощности ГЭС в эти месяцы будут больше, чем в маловодных условиях) При этом среднемесячная мощность не может быть больше установленной, принятой в §10.

2) по мощностям в период наполнения в маловодном году (при этом уровень воды в водохранилище будет выше, чем в маловодном году, и водохранилище наполнится быстрее). Следует иметь в виду, что максимальный уровень воды в водохранилище ограничен отметкой НПУ.

По каждому режиму подсчитывается выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки и принимается режим наполнения с большей выработкой.

На основании проведенных расчетов строятся баланс энергии в средних условиях, а также баланс мощности энергосистемы в средних по водности условиях. Определение рабочих мощностей выполняется по ИКН для зимних и летних суток. Кроме рабочих мощностей находится распределение резервных функций между электростанциями, а также планируется ремонт оборудования ГЭС, ТЭС и АЭС.

По результатам расчетов строится также график сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средних условиях.

Выполнив водно-энергетическое регулирование и определив диапазон колебания напоров, необходимо перейти к следующему этапу: выбору и обоснованию параметров турбинного и генераторного оборудования ГЭС.

Пример водно-энергетических расчетов режима работы ГЭС в среднем по водности году.

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчетам, описанным в §10 .

При расчете режима сработки в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

1. работа ГЭС с мощностями, принятым в маловодном году (см. табл.13);
2. работа ГЭС по режиму сработки расчетного маловодного года;
3. работа ГЭС по следующей схеме: а) среднеинтервальная мощность в первом месяце сработки водохранилища считается равной мощности ГЭС маловодного года; б) во втором месяце сработки среднемесячная мощность принимается равной сумме мощности ГЭС в маловодном году (в этом же месяце) и мощности, которая может быть получена за счет сработки запасенного в предыдущем месяце дополнительного (по сравнению с маловодным годом) объема воды; в) порядок расчета среднемесячной мощности в третьем месяце сработки аналогичен предыдущему; для последнего месяца сработки водохранилища принимается общее для всех вариантов условие достижение отметки УМО в конце расчетного периода.

По всем трем вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку. Результаты расчета сведены в табл.15. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по мощностям, принятым в маловодном году ($\Sigma=0,8815$ млн.кВтч).

При расчете режима наполнения водохранилища в среднем по водности году рассматриваются два варианта:

1. по мощностям в период наполнения в маловодном году (см. табл.14);
2. по уровням наполнения в маловодном году . Результаты расчета приведены в табл.15.

По каждому режиму подсчитывается выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки и принимается режим наполнения с большей выработкой. Результаты расчета сведены в табл.15. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по мощностям в период наполнения в маловодном году ($\Sigma=1,1278$ млн.кВтч)

Баланс мощности системы в средневодном году представлен в табл.16 и на рис.10. Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок в средний по водности условиях приведено на рис.11. По результатам расчетов строится график сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средних условиях (см. рис.12).

Таблица 13. Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году. Работа ГЭС по мощностям маловодного года.

месяц	Расход, м³/с									Объем, км³		Уровень, м				Н _{ГЭС} , м	N, МВт	Э, млн.кВтч
	Q _{быт}	Потери			Q _{пол.б}	Q _{ВХК}	Q _{ГЭС}	Q _в	Q _{нб}	ΔV	V _в	верхнего бьефа			Z _{нб}			
		Q _ф	Q _{исп}	Q _{лед}								Z _{вб} ^{нач}	Z _{вб} ^{кон}	Z _{вб}				
X	511,8	0,5	4	0	507,3	340	507	0,00	507,5	0,00	7,84	225,0	225,0	225,0	173,6	50,9	222	0,165
XI	90,9	0,5	0	30,3	60,1	200	340	-279,9	340,5	-0,73	7,11	225,0	224,1	224,5	173,7	50,3	147	0,106
XII	50,5	0,5	0	30,3	19,7	200	495	-475,3	495,5	-1,27	5,84	224,1	222,4	223,2	174,1	48,6	207	0,154
I	25,3	0,5	0	30,3	-5,5	200	514	-519,5	514,5	-1,39	4,44	222,4	220,6	221,5	174,1	46,9	207	0,154
II	13,7	0,5	0	30,3	-17,1	200	427	-444,1	427,5	-1,07	3,37	220,6	218,0	219,3	173,9	44,9	165	0,111
III	11,4	0,5	0	30,3	-19,4	200	402	-421,4	402,5	-1,13	2,24	218,0	214,2	216,1	173,9	41,7	144	0,107
IV	125,4	0,5	0	30,3	94,6	200	350	-255,4	350,5	-0,66	1,58	214,2	211,9	213,1	173,7	38,8	117	0,084

Э=0,8815млн.кВтч

Таблица 14. Расчет водно-энергетического регулирования в среднем по водности году. Наполнение водохранилища по мощностям маловодного года.

месяц	Расход, м³/с									Объем, км³		Уровень, м				Н _{ГЭС} , м	N, МВт	Э, млн.кВтч
	Q _{быт}	Потери			Q _{пол.б}	Q _{ВХК}	Q _{ГЭС}	Q _в	Q _{нб}	ΔV	V _в	верхнего бьефа			Z _{нб}			
		Q _ф	Q _{исп}	Q _{лед}								Z _{вб} ^{нач}	Z _{вб} ^{кон}	Z _{вб}				
V	1263.0	0,5	4	-182	1440,5	340	476	964,5	476,5	2,58	4,16	211,9	220,2	216,1	173,6	42,0	172	0,128
VI	659,0	0,5	4	0	654,50	340	540	114,5	540,5	0,30	4,46	220,2	220,6	220,4	173,7	46,3	215	0,155
VII	1680,5	0,5	4	0	1676,0	340	950	726,0	950,5	1,94	6,41	220,6	223,1	221,9	174,3	47,1	385	0,286
VIII	1466,6	0,5	4	0	1462,1	340	925	537,1	925,5	1,44	7,84	223,1	225,0	224,1	174,2	49,3	393	0,292
IX	860,0	0,5	4	0	855,5	340	856	0,0	856,5	0,00	7,84	225,0	225,0	225,0	174,1	50,4	371	0,267

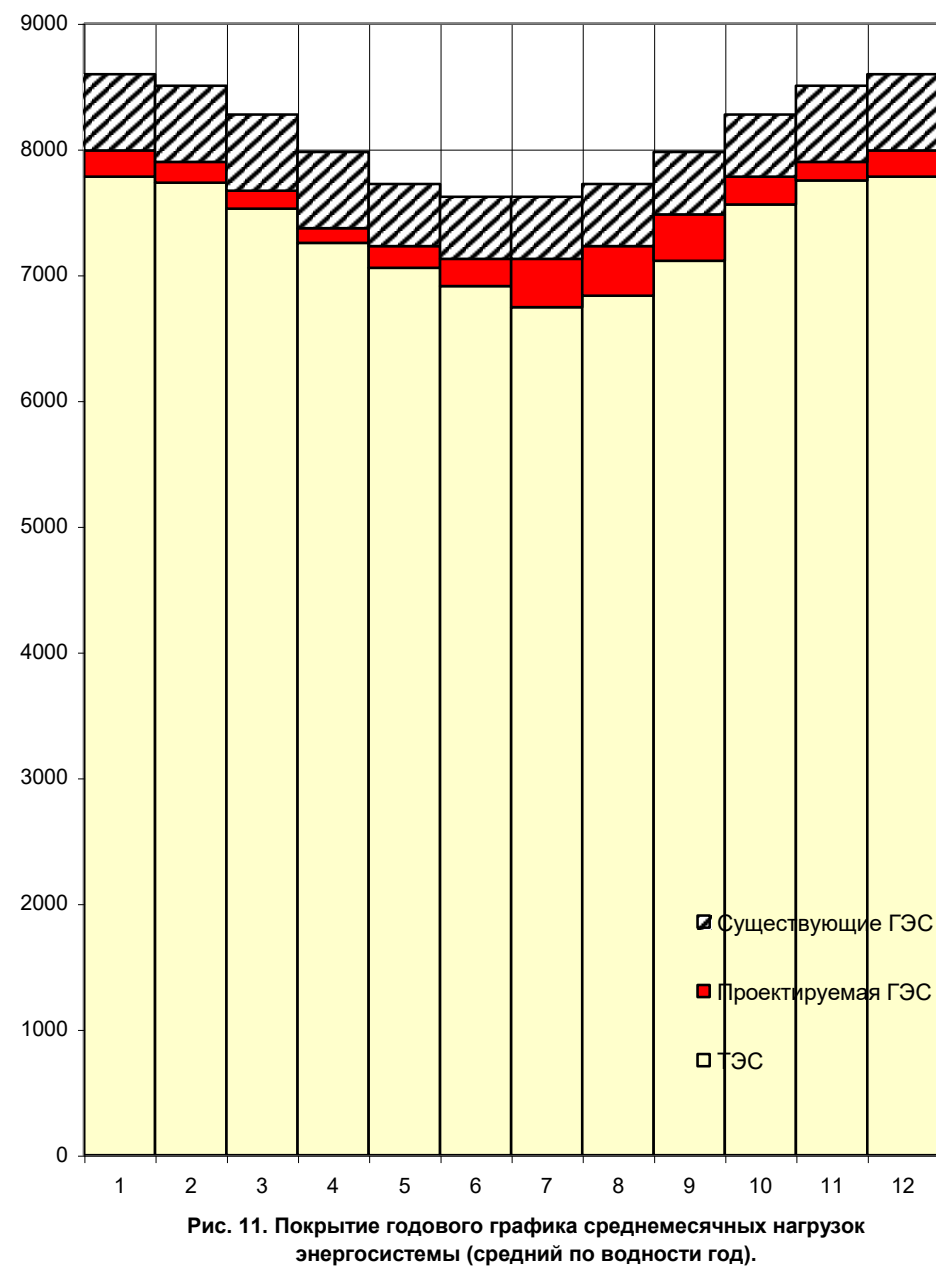
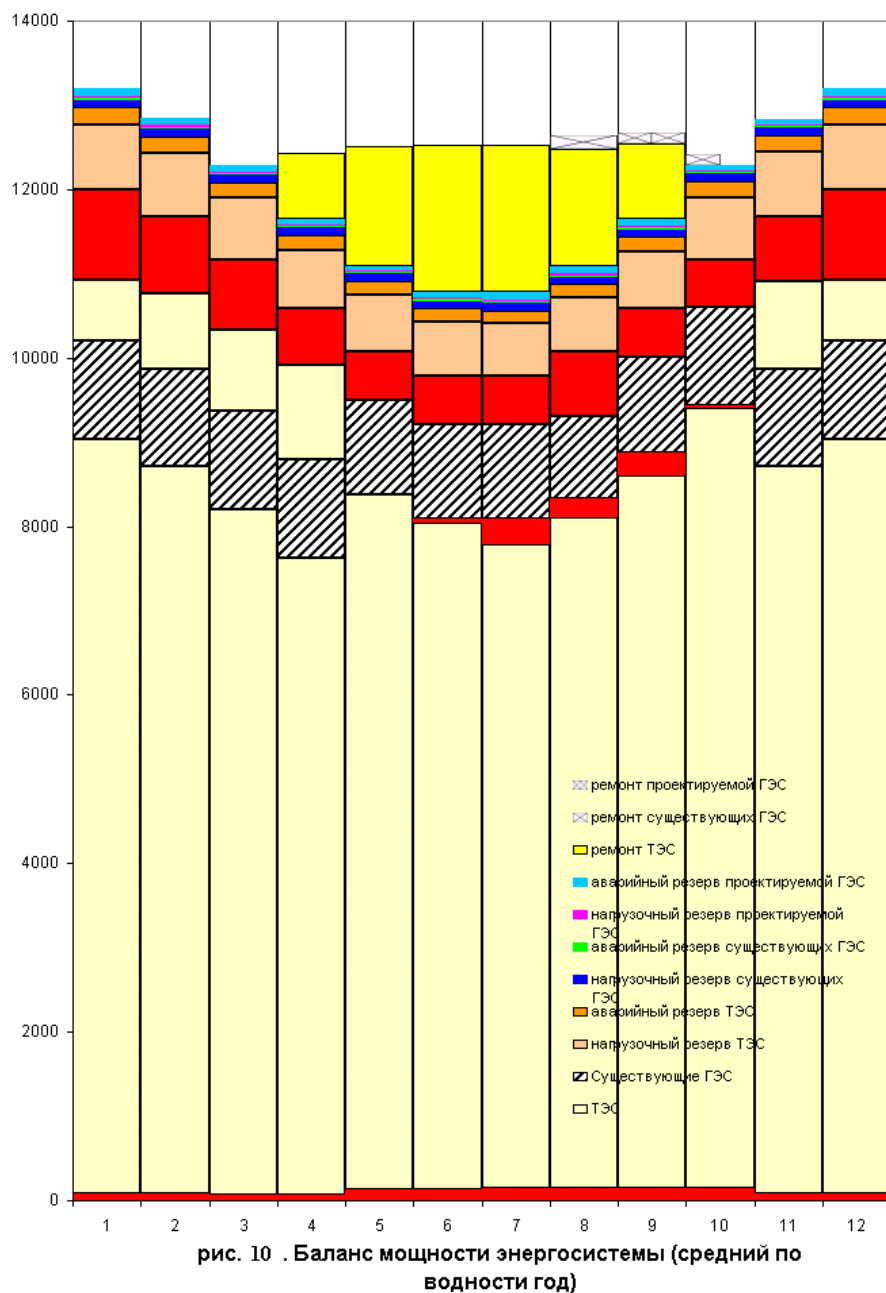
Э=1,1278 млн.кВтч

Таблица 15. Результаты расчета выработки электроэнергии проектируемой ГЭС при разных правилах назначения ее режима.

Режим сработки водохранилища в среднем по водности году	
	Э, млн.кВтч
1. работа ГЭС с мощностями, принятым в маловодном году	0,8815
2. работа ГЭС по режиму сработки расчетного маловодного года	0,8803
3. работа ГЭС по схеме	0,8751
Режим наполнения водохранилища в среднем по водности году	
	Э, млн.кВтч
1. по мощностям в период наполнения в маловодном году	1,1278
2. по уровням наполнения в маловодном году	1,0681

Таблица 16 Баланс мощности энергосистемы в среднем по водности году.

месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС				Проектируемая ГЭС				КЭС			
	P'', МВт	P _{ар} , МВт	P _{нр} , МВт	N _{раб} , МВт	N _{ар} , МВт	N _{нр} , МВт	N _{рем} , МВт	N _{раб} , МВт	N _{ар} , МВт	N _{нр} , МВт	N _{рем} , МВт	N _{раб} , МВт	N _{ар} , МВт	N _{нр} , МВт	N _{рем} , МВт
I	12000	960	240	1161	93	23	-	1167	94	23	-	9672	774	193	-
II	11671	934	233	1161	93	23	-	988	80	20	-	9522	762	190	-
III	11168	893	223	1161	93	23	-	900	73	18	-	9107	729	182	-
IV	10587	847	212	1161	93	23	-	743	60	15	-	8683	695	174	790
V	10083	807	202	1125	90	23	-	703	57	14	-	8255	660	165	1420
VI	9793	783	196	1128	90	23	-	765	62	15	-	7900	632	158	1750
VII	9793	783	196	1131	90	23	-	1019	82	20	-	7643	611	153	1750
VIII	10083	807	202	978	78	20	161	1143	92	23	-	7962	637	159	1380
IX	10587	847	212	1147	92	23	-	988	80	20	2*128,4	8452	676	169	890
X	11168	893	223	1156	92	23	-	761	61	15	1*128,4	9251	740	185	-
XI	11671	934	233	1161	93	23	-	844	68	17	-	9666	773	193	-
XII	12000	960	240	1161	93	23	-	1166	94	23	-	9673	774	193	-



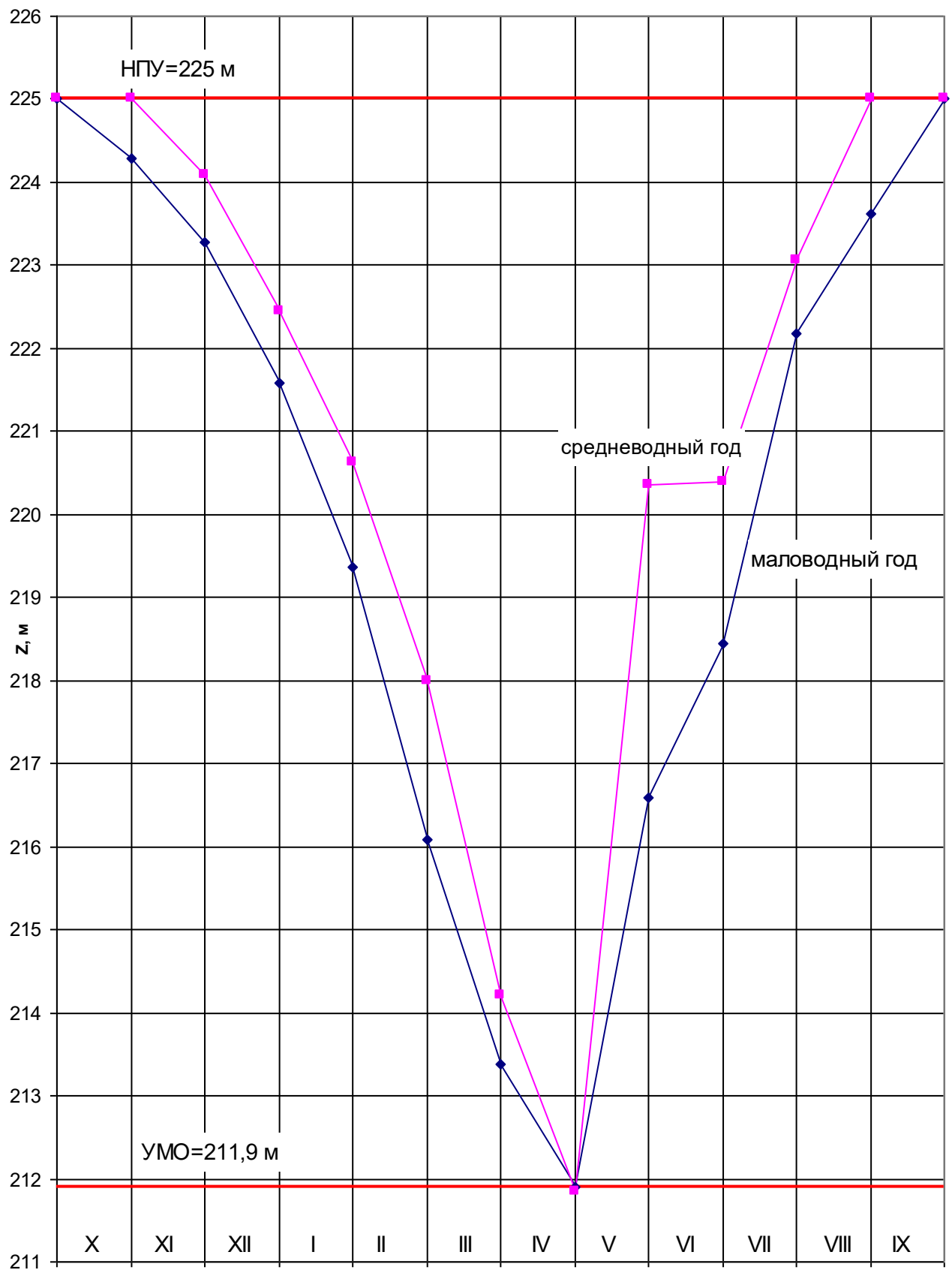


Рис.12. График сработки и наполнения водохранилища в маловодных и условиях средней водности.

12. Выбор основного энергетического оборудования.

Задача выбора основного энергетического оборудования состоит в определении его типов и параметров, которые при заданной исходной информации, выполнении всех требуемых ограничений с учетом целочисленности обеспечивали бы развитие энергосистемы за счет проектируемой ГЭС с минимальными затратами на строительство и максимальной прибылью при эксплуатации.

В связи с отсутствием инвестора на данном этапе критерием решения такой задачи принят минимум суммарных приведенных затрат по энергосистеме в целом.

Технико-экономическое обоснование оптимального варианта основного оборудования выполняется путем анализа всех возможных вариантов оборудования, удовлетворяющих техническим условиям и режимным требованиям проектируемого гидроэнергетического объекта.

Независимо от метода выбора основного энергетического оборудования ГЭС необходимо учитывать следующие основные положения:

1) выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

2) необходимо стремиться к выбору минимального числа агрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных гидротурбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

При этом существуют следующие ограничения:

1) число агрегатов, устанавливаемых на ГЭС, не должно быть меньше двух, даже если вся требуемая мощность может быть реализована одним агрегатом, так как его плановый ремонт или аварийный простой приведут к прекращению работы всей станции, а при наполненном водохранилище – к необходимости холостого сброса воды и, следовательно, к общему снижению уровня надежности эксплуатации ГЭС в электроэнергетической системе;

2) удовлетворение требований ВХК по минимальному расходу воды в нижнем бьефе должно сочетаться с необходимостью использования этого расхода для выработки электроэнергии, что может привести к снижению мощности агрегата, увеличению их числа или установке специального агрегата небольшой мощности;

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться не только исходя из возможностей его изготовления, но и с учетом условий транспортировки к месту монтажа. Ограничение по условиям доставки рабочего колеса типа РО по железной дороге соответствует диаметру, не превышающему 6,3м;

4) выбор отметки высотного расположения рабочего колеса гидротурбин, особенно поворотно-лопастного и диагонального типов, должен учитывать особенности геологической характеристики основания здания ГЭС, что может привести к необходимости уменьшения заглубления рабочего колеса и подводной части здания станции, снижению мощности гидротурбин и увеличению числа агрегатов;

5) число агрегатов проектируемой ГЭС, особенно при большом их числе, что характерно для низконапорных ГЭС, должно выбираться кратным двум или трем, что упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает условия и снижает затраты при проведении его ремонта.

12.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.

Подбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин наметить такие варианты диаметра рабочего колеса D_1 и синхронной частоты вращения n , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов. Оптимальный вариант оборудования ГЭС выбирается на базе экономического обоснования.

Область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС называется режимным полем по расходу и напору. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс} \quad (12.1)$$

где $z_{вб}(V_{сраб})$ — отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{сраб}$ от НПУ до УМО; $z_{нб}(Q_{нб})$ - отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода $Q_{нб}$; $\Delta h_{вс}$ - потери напора в водопроводящих сооружениях.

Потери напора $\Delta h_{вс}$ до выбора гидротурбинного оборудования могут быть учтены только приближенно в виде предварительно принятого среднего значения, поскольку состав, компоновка и параметры водопроводящих сооружений зависят от параметров основного оборудования ГЭС.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса, который для данного примера составляет $Q_{ГЭС}^{\min} = 200 \text{ м}^3 / \text{с}$, или минимальная мощность, определяемая особенностями режимов ГЭС в графиках нагрузки.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$N_{\text{уст}}^p = k_N Q_{ГЭС} H_{ГЭС}, \quad (12.2)$$

где $k_N = 9,81 \eta_{ГЭС}^{\text{эп}}$ - коэффициент мощности, изменяющийся в пределах от 8,2 до 8,8 в зависимости от принятого среднего КПД ГЭС $\eta_{ГЭС}^{\text{эп}}$ и в данном примере принят равным 8,6.

Ниже точки расчетного напора режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС, которая до выбора турбинного оборудования может быть построена по следующей зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \sqrt{H_{ГЭС}} / \sqrt{H_p^N}, \quad (12.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ - максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном по мощности напоре H_p^N , равном в данном примере 40,7 м.

Пример расчета режимного поля представлен в табл.17. По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности (рис.13), из которого определяется диапазон изменения напоров и расхода: $H_{\max} = 51,9$ м, $H_p = 40,7$ м, $H_{\min} = 32,6$ м, $Q_{ГЭС}^{\min} = 200 \text{ м}^3 / \text{с}$ и $Q_{ГЭС}^{\max} = 3666 \text{ м}^3 / \text{с}$

Для известного диапазона изменения напора далее по справочным данным [1] необходимо подобрать все возможные типы гидротурбин, для которых значение предельного напора по справочным данным было бы не меньше полученного максимального напора и соотношение H_{\min}/H_{\max} по справочным данным не превышало бы аналогичного фактического отношения.

Полученную по режимному полю область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС по напору и расходу необходимо нанести на главные универсальные характеристики для всех намеченных к рассмотрению типов гидротурбин. Для этого предварительно необходимо принять максимальный диаметр рабочего D_1 колеса для каждого типа турбин, исходя из условий их изготовления и доставки на ГЭС, а на главных универсальных характеристиках задаться ограничением пропускной способности турбин.

Для радиально-осевых и пропеллерных гидротурбин таким ограничением является линия 5%-ного запаса мощности, которая однозначно задана на главной универсальной характеристике.

Для поворотно-лопастных и диагональных турбин такое ограничение на характеристике отсутствует. В этом случае в качестве ограничения пропускной способности принимается некоторое сочетание открытия направляющего аппарата a_0 и угла разворота лопастей рабочего колеса φ , которое рекомендуется выбирать из условия обеспечения максимальной пропускной способности и допустимых условий кавитации гидротурбины. В первом приближении в качестве такого приближения может быть принят максимальный угол разворота лопастей турбины, которое в дальнейших расчетах будет уточняться.

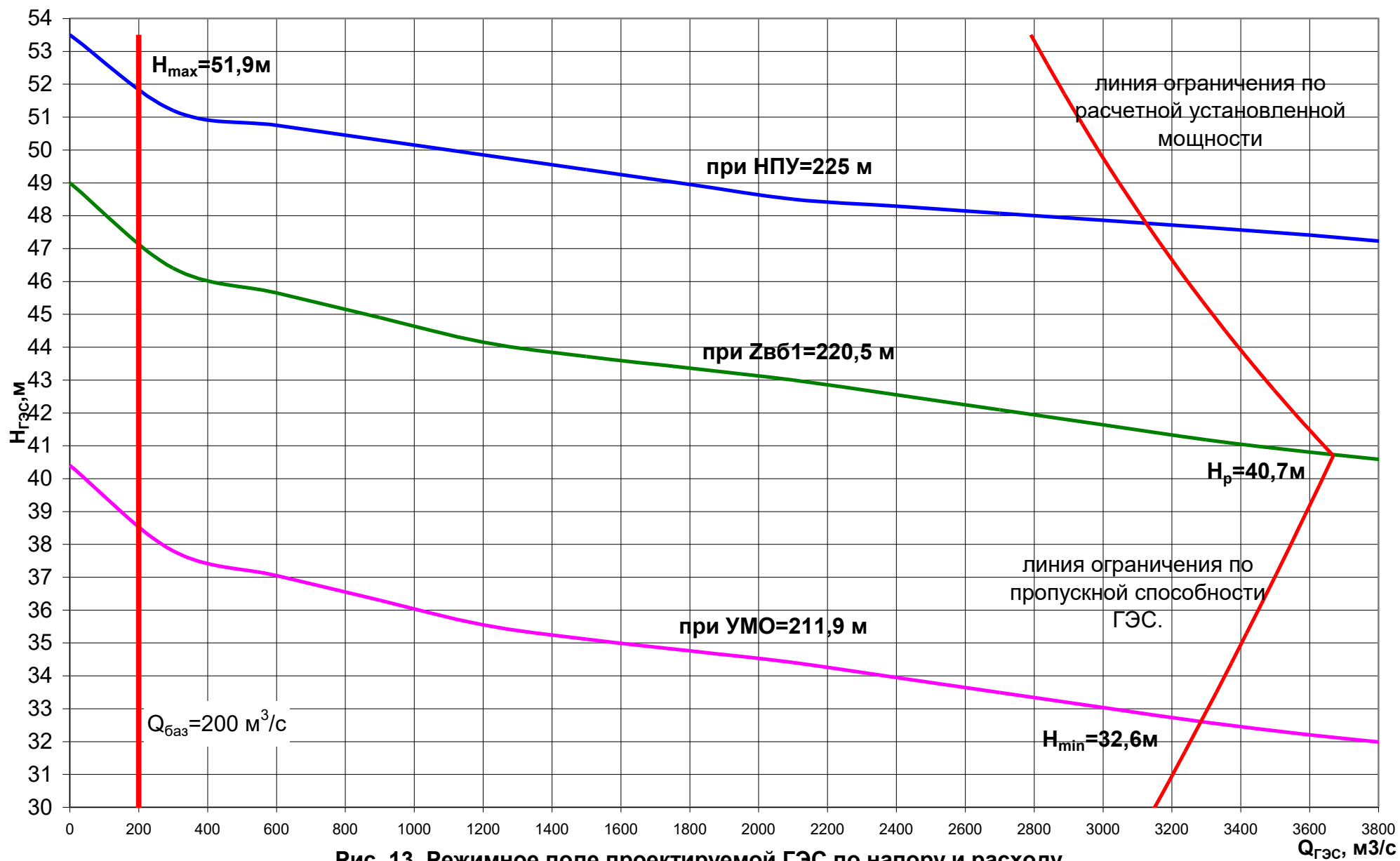


Рис. 13. Режимное поле проектируемой ГЭС по напору и расходу.

Таблица 17. Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			линия ограничения по расчетной установленной мощности		линия ограничения по пропускной способности ГЭС.	
$Q_{нб}$	$Z_{нб}^{лето}$	$Z_{нб}^{зима}$	$H^{нпу}$	$H^{нмо}$	$H^{нзб1}$	H	Q	H	Q
$м^3/с$	$м$	$м$	$м$	$м$	$м$	$м$	$м^3/с$	$м$	$м^3/с$
0	171,0	171	53,5	40,4	49,0	53,5	2789	40,7	3666
300	173,3	173,6	51,2	37,8	46,4	52,6	2836	39,8	3625
600	173,8	174,3	50,7	37,1	45,7	51,7	2886	38,9	3584
900	174,2	175,1	50,3	36,3	44,9	50,8	2937	38,0	3543
1200	174,7	175,8	49,8	35,6	44,2	49,9	2990	37,1	3500
1500	175,1	176,3	49,4	35,1	43,7	49,0	3045	36,2	3458
1800	175,6	176,6	48,9	34,8	43,4	48,1	3102	35,3	3414
2100	176,0	177	48,5	34,4	43,0	47,2	3161	34,4	3370
2400	176,2	177,5	48,3	33,9	42,5	46,3	3222	33,5	3326
2700	176,4	177,9	48,1	33,5	42,1	45,4	3286	32,6	3281
3000	176,6	178,4	47,9	33,0	41,6	44,5	3352	31,7	3235
3300	176,9	178,8	47,6	32,6	41,2	43,6	3422	30,8	3189
3600	177,1	179,2	47,4	32,2	40,8	42,7	3494	29,9	3142
3900	177,4	179,5	47,1	31,9	40,5	41,8	3569	29,0	3095
4200	177,6	179,8	46,9	31,6	40,2	40,7	3666	28,1	3046

На линии ограничения пропускной способности турбины необходимо наметить расчетную точку и определить в ней мощность агрегата для предварительно принятого максимального диаметра рабочего колеса. Расчетная точка должна соответствовать принятой в первом приближении максимальной пропускной способности турбины, и находиться на линии приведенной частоты вращения, проходящей через оптимальное значение КПД на главной универсальной характеристике.

Мощность агрегата в расчетной точке определяется по формуле

$$N_a = 9,81 Q'_{lp} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N} \eta_T \eta_{г}^{cp}, \quad (12.4)$$

где Q'_{lp} - приведенный расход воды в расчетной точке; $\eta_{г}^{cp}, \eta_T$ - средний КПД генератора, принимаемый равным 0,96-0,97 и КПД натурной гидротурбины, вычисляемый в расчетной точке по формуле

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (12.5)$$

где η_M, D_{1M}, H_M — КПД, диаметр и напор модельной турбины; D, H_p^N — диаметр и расчетный напор натурной турбины; v_M, v_H — коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M ; ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям и принимаемый равным 0,75 для ПЛ- и ПЛД-турбин, а для РО-турбин исходя из следующих условий

$$\varepsilon = \begin{cases} 0,25 + 0,5 \cdot Q'_{lp} / Q'_{10} \text{ при } Q'_{lp} < Q'_{10} \\ 0,75 \text{ при } Q'_{lp} \geq Q'_{10} \end{cases} \quad (12.6)$$

где Q'_{10} — приведенный расход воды в оптимуме главной универсальной характеристики.

Разность между η_T и η_M является поправкой КПД при переходе от модели к натурной гидротурбине и определяется по формуле

$$\Delta \eta_T = \eta_T - \eta_M \quad (12.7)$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов рассчитывается по формуле

$$z_a = N_{\text{ycm}}^p / N_a \quad (12.8)$$

Очевидно, в общем случае число агрегатов z_a получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата N_a , по формуле (12.8) после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Далее необходимо рассчитать частоту вращения турбины по формуле

$$n = n'_{lp} \sqrt{H_p^N \Delta_p} \frac{1}{D_1} \quad (12.9)$$

где n'_{lp} - приведенная частота вращения в расчетной точке главной универсальной характеристики; Δ_p - поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели в расчетной точке. По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [1].

Для выбранного максимального диаметра турбины D_1 и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{\max} , H_p и H_{\min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \Delta_p}}, \quad (12.10)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения.

Указанные линии должны размещаться на главной универсальной характеристике таким образом, чтобы в диапазоне напоров от H_{\max} до H_p^N гидротурбина работала с наибольшим КПД, а следовательно с наибольшей мощностью и выработкой энергии по сравнению с диапазоном H_p^N - H_{\min} . Если это условие не выполняется, необходимо принять другое стандартное значение синхронной частоты вращения, повторить расчеты по формуле (12.10) и в результате получить удовлетворительное совмещение диапазона напоров с главной универсальной характеристикой. В результате нанесения указанных линий n'_I на главную универсальную характеристику изменится положение расчетной точки. Она переместится с линии n'_I , проходящей через оптимум КПД главной универсальной характеристики, на линию n'_{IHp} , вычисленную по формуле (12.10) для H_p^N .

Окончательное положение расчетной точки на линии n'_{IHp} с учетом ранее округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата N_a осуществляется на основании решения следующего уравнения

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_G^{cp}} \quad (12.11)$$

Правая часть уравнения (12.11) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_{IHp} , чтобы произведение параметров Q'_I и η_T в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по установленной мощности агрегата. Для этого на линии $n'_{IH\max}$, соответствующей напору H_{\max} , необходимо аналогичным образом, подставив в уравнение (12.11) вместо H_p напор H_{\max} , найти точку и соединить её с расчетной точкой.

Полученное сочетание параметров D_1 , Z_a и n_c является приемлемым, если расчетная точка на главной универсальной характеристике находится в рекомендуемом по справочным данным [1] диапазоне изменения по $Q'_{I\max}$ и σ для данной турбины, и линия ограничения по установленной мощности агрегата лежит правее оптимума, что соответствует более полному использованию турбины.

В противном случае необходимо перейти к другому стандартному значению диаметра гидротурбины D_1 и выполнить расчеты по изложенному выше алгоритму.

В рассматриваемом примере для известного диапазона изменения напора $H_{\min}=32,6$ м, $H_{\max}=51,9$ м и $H_{\min}/H_{\max}=0,63$ по справочным данным [1] выбираем следующие типы гидротурбин: ПЛ60 – В, ПЛД60 – В60°, РО75 – В. Основные параметры выбранных типов модельных гидротурбин представлены в табл.18 .

Таблица 18. Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ60 – В	ПЛД60 – В60°	РО75 – В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	60	60	75
H_{\min}/H_{\max}	0,50	0,50	0,60
$n_{\text{ю}}, \text{ мин}^{-1}$	116	111	70
$Q_{\text{ю}}, \text{ л/с}$	1080	1130	1010
$\eta_{\text{мо}}$	0,913	0,906	0,918
$Q_{\text{imax}}, \text{ л/с}$	1160 – 1400	1200 – 1400	1150 – 1220
σ при Q_{imax}	0,35 – 0,52	0,30 – 0,50	0,12 – 0,128
$D_{\text{лм}}, \text{ м}$	0,460	0,460	0,460
$H_{\text{м}}, \text{ м}$	10 – 12	12	4
$t_{\text{м}}, ^\circ\text{C}$	20	20	7

По [1] определяем максимальный диаметр рабочего колеса для каждого типа турбин, исходя из условий их изготовления.

Принимаем, что доставка оборудования на ГЭС осуществляется железнодорожным транспортом. По условиям транспортировки железнодорожным транспортом есть ограничения для радиально-осевых турбин: $D_1 \leq 6,3$ м.

Рассмотрим далее пример выбора параметров для каждого из намеченных вариантов гидротурбин.

Гидротурбина ПЛ60 – В. Главная универсальная характеристика модели и ее проточная часть представлена на рис.14 и 15.

Максимальный диаметр по условиям изготовления $D_1=850$ см.

На главной универсальной характеристике (рис.14) намечаем расчетную точку P_1 , предварительно проведя линию $n_{\text{ю}}$ через оптимум КПД.

Определяем мощность агрегата в расчетной точке для следующих параметров: $Q_{\text{л}(P_1)} = 1,56$ м³/с, $\eta_{\text{г}}^{\text{сп}} = 0,97$ о.е., $H_{\text{р}} = 40,7$ м,

при $t_{\text{н}}=10^\circ\text{C}$: $\nu_{\text{н}}=1,3 \cdot 10^6$ м²/с,

при $t_{\text{м}}=20^\circ\text{C}$: $\nu_{\text{н}}=1,01 \cdot 10^6$ м²/с. [1]

$\eta_{\text{м}}=0,883$ о.е.,

$$\eta_{\text{г}} = 1 - (1 - 0,883) \left[(1 - 0,75) + 0,75 \sqrt{\frac{1,3 \cdot 10^6 \cdot 0,46}{1,01 \cdot 10^6 \cdot 8,5}} \cdot \sqrt{\frac{12}{40,7}} \right] = 0,925 \text{ о.е.},$$

$$N_{\text{а}} = 9,81 \cdot 1,56 \cdot 8,5^2 \cdot 40,7 \cdot \sqrt{40,7} \cdot 0,925 \cdot 0,97 \cdot 10^{-3} = 257,56 \text{ МВт.}$$

Находим число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z_{\text{а}} = \frac{N_{\text{гЭС}}^{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} = \frac{1284}{257,56} = 4,99 \text{ шт.}, \text{ принимаем } Z_{\text{а}} = 6 \text{ шт.}$$

Уточняем мощность агрегата:

$$N_{\text{а}} = \frac{N_{\text{гЭС}}^{\text{уст}}}{Z_{\text{а}}} = \frac{1284}{6} = 214 \text{ МВт.}$$

Определяем поправку Δ_1 и синхронную частоту вращения гидротурбины $n_{\text{с}}$

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{г}}}{\eta_{\text{мод}}} = \frac{0,925}{0,883} = 1,048$$

$$n_{c1} = \frac{116\sqrt{1,048 \cdot 40,7}}{8,5} = 89,11 \text{ об/мин}$$

Принимаем по [1] стандартное значение синхронной частоты $n_{c1} = 100 \text{ об/мин.}$, так как $n_{c1} = 90,9$ и $93,8 \text{ об/мин.}$ не удовлетворяют выше сформулированным условиям.

Для уточнения положения рабочей точки вычислим n_1 при H_p , H_{\max} и H_{\min} :

$$n_{1H_p} = \frac{n_{c1} D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_p}} = \frac{100 \cdot 8,5}{\sqrt{1,048 \cdot 40,7}} = 130,1 \text{ об/мин,}$$

$$n_{1H_{\max}} = \frac{n_{c1} D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{\max}}} = \frac{100 \cdot 8,5}{\sqrt{1,048 \cdot 51,9}} = 115,2 \text{ об/мин,}$$

$$n_{1H_{\min}} = \frac{n_{c1} D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{\min}}} = \frac{100 \cdot 8,5}{\sqrt{1,048 \cdot 32,6}} = 145,4 \text{ об/мин.}$$

На главной универсальной характеристике проводим линии n_{1H_p} , $n_{1H_{\max}}$, $n_{1H_{\min}}$. Определяем окончательно положение расчетной точки с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на главной универсальной характеристике на линии n_{1H_p} подбираем такое сочетание Q_1 и η_T , чтобы выполнялось равенство.

$$Q_1' \cdot \eta_T = \frac{214 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 8,5^2 \cdot 40,7 \cdot \sqrt{40,7} \cdot 0,97} = 1,20 \text{ м}^3/\text{с}$$

Координаты расчетной точки $Q_1' = 1,30 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta_T = 0,925 \text{ о.е.}$

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины ПЛ-60 выполнены расчеты для ряда других стандартных значений диаметров, результаты которых представлены в табл.19.

Из анализа полученных вариантов выбираем турбину с диаметром $D_1 = 6,3 \text{ м}$, $Z_a = 10$ и $n_c = 118 \text{ об/мин}$ как наиболее полно удовлетворяющую перечисленным выше требованиям. Линию ограничения по генератору строим аналогичным подбором точки на линии $n_{1H_{\max}}$. Её координаты $Q_1' = 1,0 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta_T = 0,91 \text{ о.е.}$ Линия ограничения по турбине соответственно $a_{оп1} = 41,5 \text{ мм.}$ (рис.14)

Гидротурбина ПЛД60 - В60°. Главная универсальная характеристика модели и ее проточная часть представлены на рис.16 и 17. Результаты расчета для ряда стандартных значений диаметров, начиная максимального по условиям изготовления $D_1 = 850 \text{ см}$ представлены в табл.20.

Из анализа полученных вариантов окончательно для ПЛД –60 выбираем турбину с диаметром $D_1 = 7,1 \text{ м}$, $Z_a = 8$ и $n_c = 101 \text{ об/мин.}$ Координаты точки линии ограничения по генератору составляют $Q_1' = 0,96 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta_T = 0,932 \text{ о.е.}$ Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата $a_{оп1} = 39,4 \text{ мм.}$ (рис.16).

Гидротурбина РО75 – В. (рис.18 и 19)

Максимальный диаметр по условиям изготовления и с учетом транспортировки принят равным $D_1 = 630 \text{ см.}$

Результаты расчета для ряда стандартных значений диаметров представлены в табл.21.

Из анализа полученных вариантов для РО-75 выбираем турбину с диаметром $D_1 = 6,3 \text{ м}$, $Z_a = 12$ и $n_c = 83,3 \text{ об/мин.}$ Координаты точки линии ограничения по генератору составляют $Q_1' = 0,82 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta_T = 0,924 \text{ о.е.}$ Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата $a_{оп1} = 32 \text{ мм.}$ (рис.18).

Таблица19. Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ60-В

D₁, м	8,5	8	7,5	7,1	6,3	6	5,6	5
η_T	0,925	0,925	0,924	0,923	0,922	0,922	0,921	0,920
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	257,6	228,0	200,3	179,4	141,1	127,9	111,3	88,6
$Z_a', \text{шт}$	4,99	5,63	6,41	7,16	9,10	10,04	11,53	14,49
$Z_a, \text{шт}$	6	6	8	8	10	12	12	15
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	214,0	214,0	160,5	160,5	128,4	107,0	107,0	85,60
Δ_1	1,048	1,013	1,012	1,011	1,010	1,010	1,009	1,008
$n_{c1}', \text{об/мин}$	89,11	93,08	99,26	104,8	118,0	123,9	132,7	148,5
$n_{c1}, \text{об/мин}$	100	100	107,1	115,4	125	125	136,4	150
$n_{1H\text{min}}, \text{об/мин}$	145,4	139,2	139,8	142,6	137,2	130,7	133,1	130,8
$n_{1Hr}, \text{об/мин}$	130,1	124,6	125,1	127,7	122,8	117,0	119,2	117,1
$n_{1H\text{max}}, \text{об/мин}$	115,2	110,3	110,8	113,0	108,8	103,6	105,6	103,7

Таблица 20. Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД60-В60°

D₁, м	8,5	8	7,5	7,1	6,3	6	5,6	5
η_T	0,930	0,930	0,929	0,929	0,928	0,927	0,927	0,926
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	260,6	230,8	202,7	181,6	142,8	129,4	112,7	89,7
$Z_a', \text{шт}$	4,9	5,6	6,3	7,1	9,0	9,9	11,4	14,3
$Z_a, \text{шт}$	6	6	8	8	9	12	12	15
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	214,0	214,0	160,5	160,5	142,7	107,0	107,0	85,6
Δ_1	1,044	1,026	1,026	1,025	1,024	1,023	1,023	1,022
$n_{c1}', \text{об/мин}$	85,1	89,7	95,6	101,0	113,7	119,4	127,9	143,1
$n_{c1}, \text{об/мин}$	93,8	93,8	100	107,1	125	125	136,4	150
$n_{1H\text{min}}, \text{об/мин}$	136,7	129,7	129,7	131,5	136,3	129,8	132,3	130,0
$n_{1Hr}, \text{об/мин}$	122,3	116,1	116,1	117,7	122,0	116,2	118,4	116,3
$n_{1H\text{max}}, \text{об/мин}$	108,3	102,8	102,8	104,3	108,0	102,9	104,8	103,0

Таблица 21. Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО-75

D_1 , м	6,3	6	5,6	5	4,5
η_T	0,931	0,930	0,930	0,929	0,928
$N_{\text{агр}}$, МВт	111,3	100,9	87,9	70,0	56,6
Z_a' , шт	11,5	12,7	14,6	18,3	22,7
Z_a , шт	12	14	15	20	24
$N_{\text{агр}}$, МВт	107,0	91,7	85,6	64,2	53,5
Δ_1	1,014	1,014	1,013	1,012	1,011
n_{c1}' , об/мин	80,5	84,6	90,6	101,4	112,6
n_{c1} , об/мин	83,3	85,7	100	107,1	115,4
$n_{1H\text{min}}$, об/мин	91,3	89,5	97,4	93,2	90,5
$n_{1H\rho}$, об/мин	81,7	80,1	87,2	83,4	81,0
$n_{1H\text{max}}$, об/мин	72,3	70,9	77,2	73,9	71,7

12.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Для большинства гидроэлектростанций в условиях эксплуатации предъявляются определенные требования по обеспечению минимального расхода воды в нижний бьеф. Это, как правило, либо санитарный попуск в нижний бьеф по условиям экологии, либо базовый попуск по требованиям участников водохозяйственного комплекса. Указанные попуски, как указывалось выше, являются ограничением слева на режимном поле по минимальному расходу воды. Возможность работы гидротурбины при минимальных расходах обеспечивает увеличение мощности и выработки электроэнергии ГЭС. Поэтому при выборе основного энергетического оборудования проектируемой ГЭС необходимо выполнять проверку возможности работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу воды. Для этого необходимо линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитать в координаты главной универсальной характеристики Q'_1 и n'_1 для двух значений напора H_{max} и H_{min} . Поскольку n'_1 для указанных напоров определялись ранее, то остается вычислить приведенный расход по формуле

$$Q'_1 = \frac{Q_{\text{min}}}{Z_a \cdot D_1^2 \sqrt{\Delta_p H}} \quad (12.12)$$

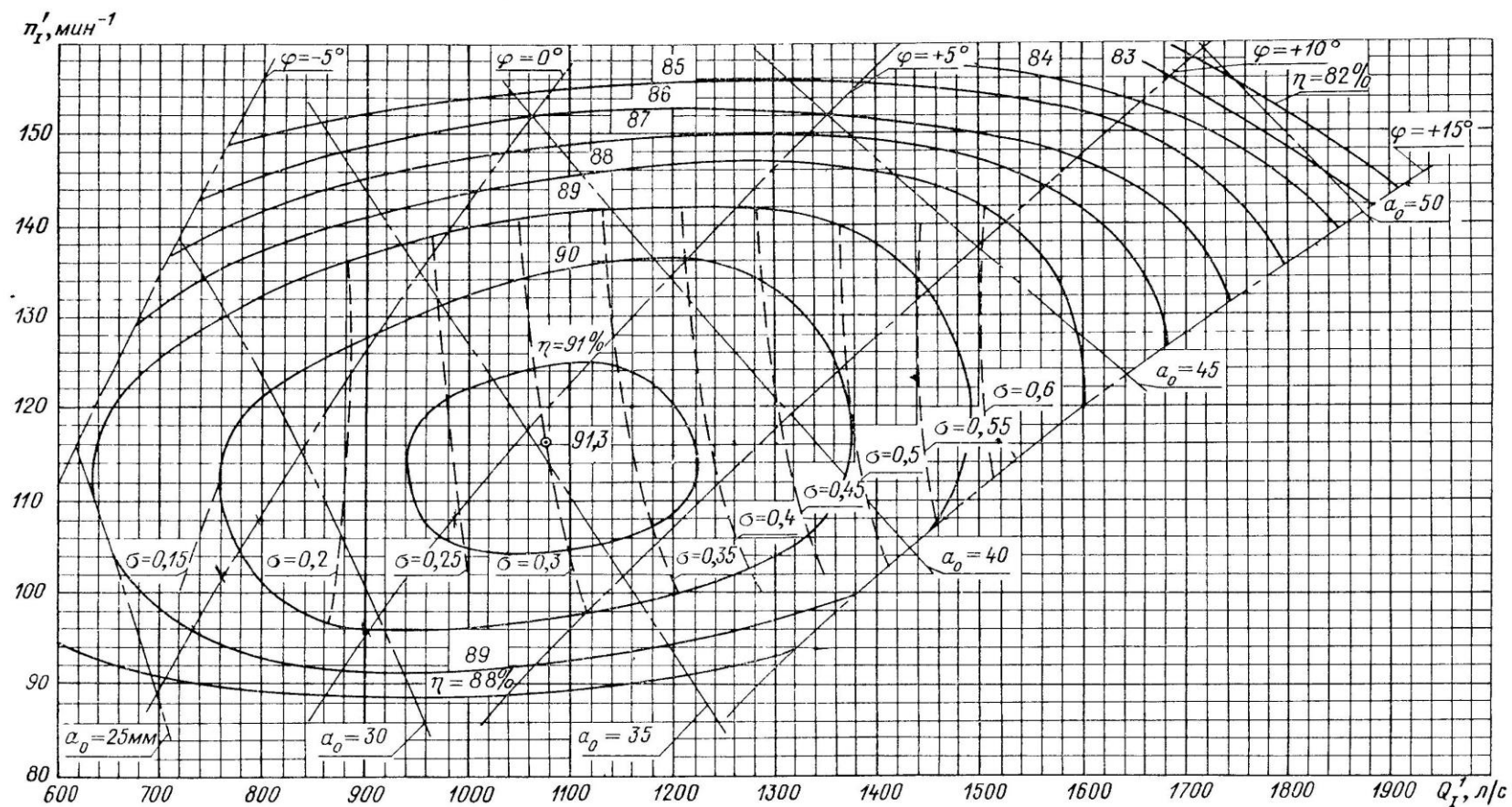
Число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск, как правило, равно единице. Однако при относительно большом попуске (например, транспортном) число агрегатов может быть больше одного.

Если линия ограничения не выходит за пределы рабочего диапазона главной универсальной характеристики с учетом ранее полученных ограничений по турбине и генератору, то гидротурбина может работать при заданных ограничениях по минимальному расходу воды.

В противном случае, если рассматриваемая линия попадает в нерабочую зону на главной универсальной характеристике, т.е. там, где отсутствуют изолинии КПД, то прежде всего необходимо уменьшить диаметр рабочего колеса гидротурбины D_1 , что приведет к увеличению числа агрегатов и смещению линии ограничения по минимальному расходу вправо.

Очевидно, что однозначный ответ на вопрос насколько целесообразно уменьшать диаметр D_1 и соответственно увеличивать число агрегатов может дать только экономическое обоснование, которое выходит за рамки объема данного курсового проекта.

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 60/1075у-В-46
№ 2512 ХТЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины от 10 до 12 м в $t = 20^\circ\text{C}$

Рисунок 14.

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 60 1075у-В-46 (к универсальной характеристике № 2512 ХТЗ)

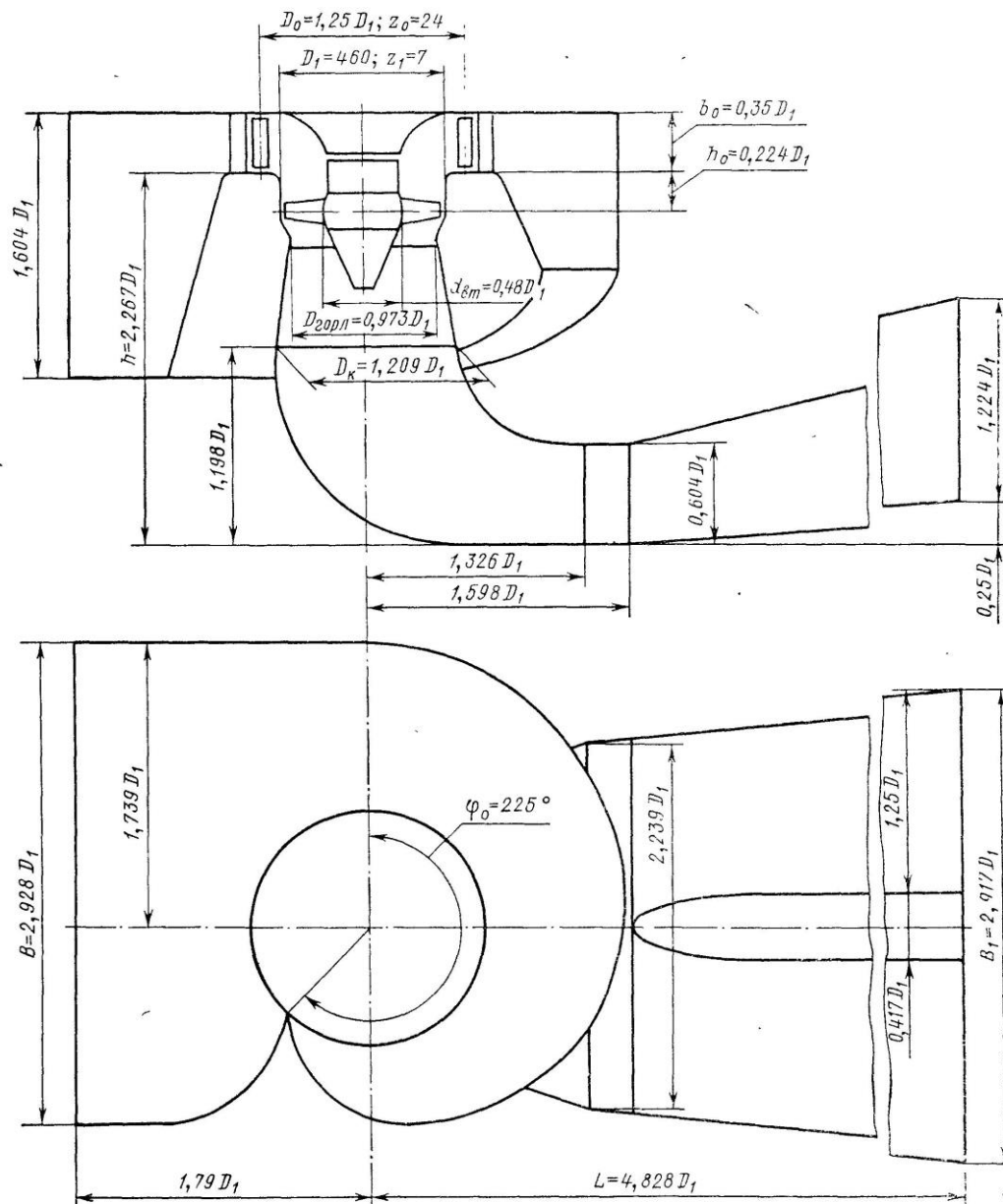
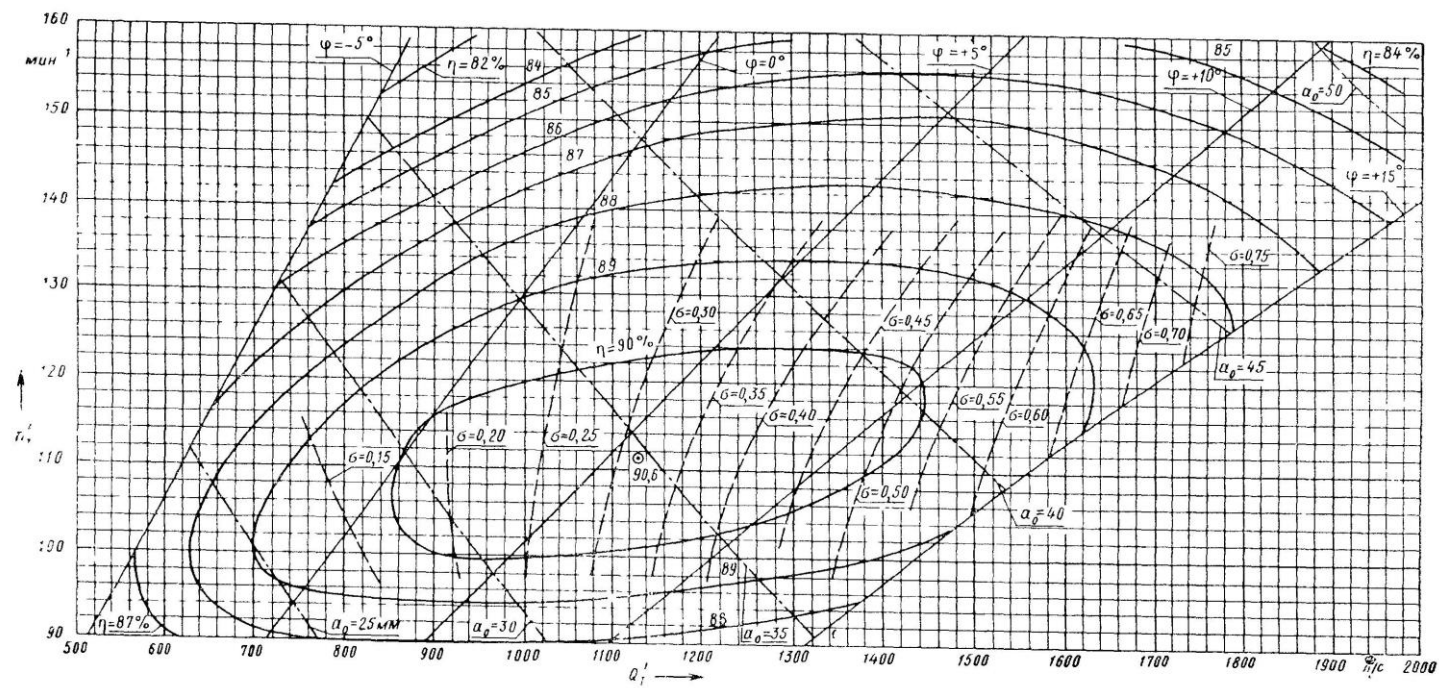


Рисунок 15.

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 60/40116-B-60°-46
 № 2449 ХТГЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 12 м и температуре 20°C

Рисунок 16.

Проточная часть модели гидротурбины ПЛД 60/40116-В-60°-46
(к универсальной характеристике № 2449 ХТГЗ)

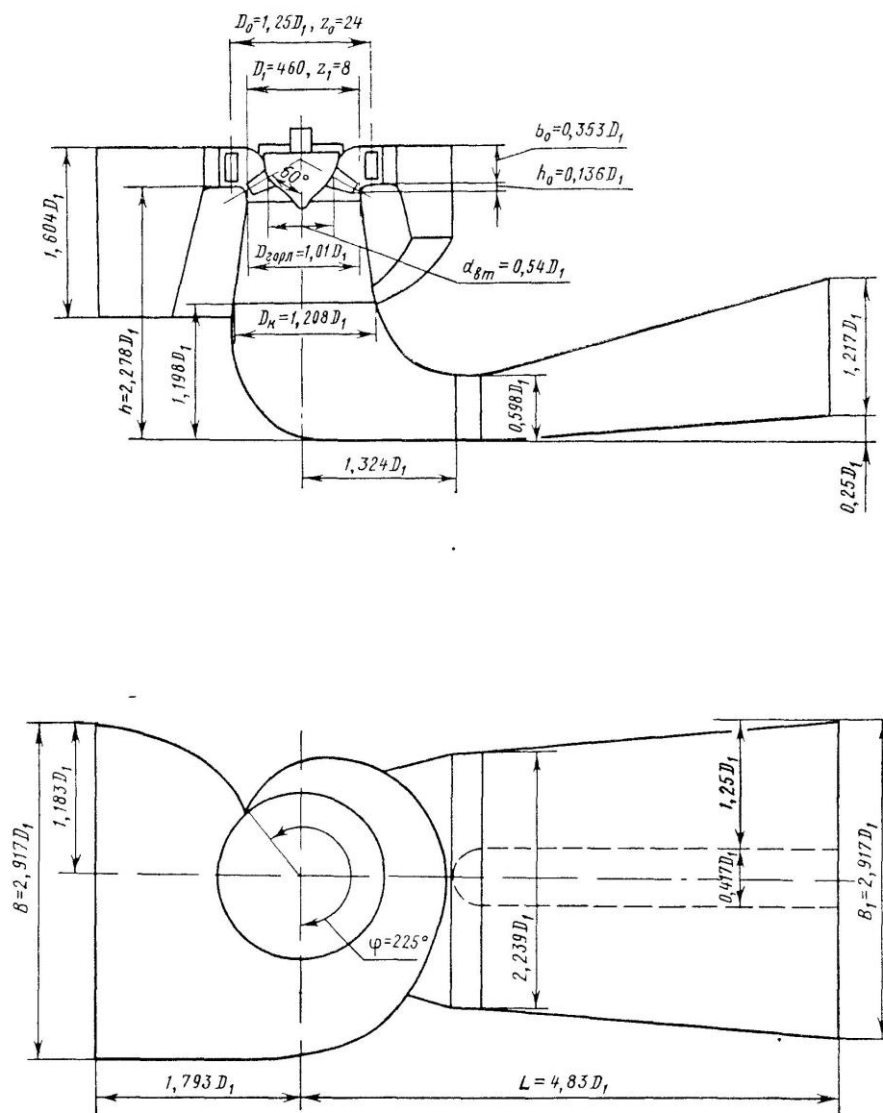
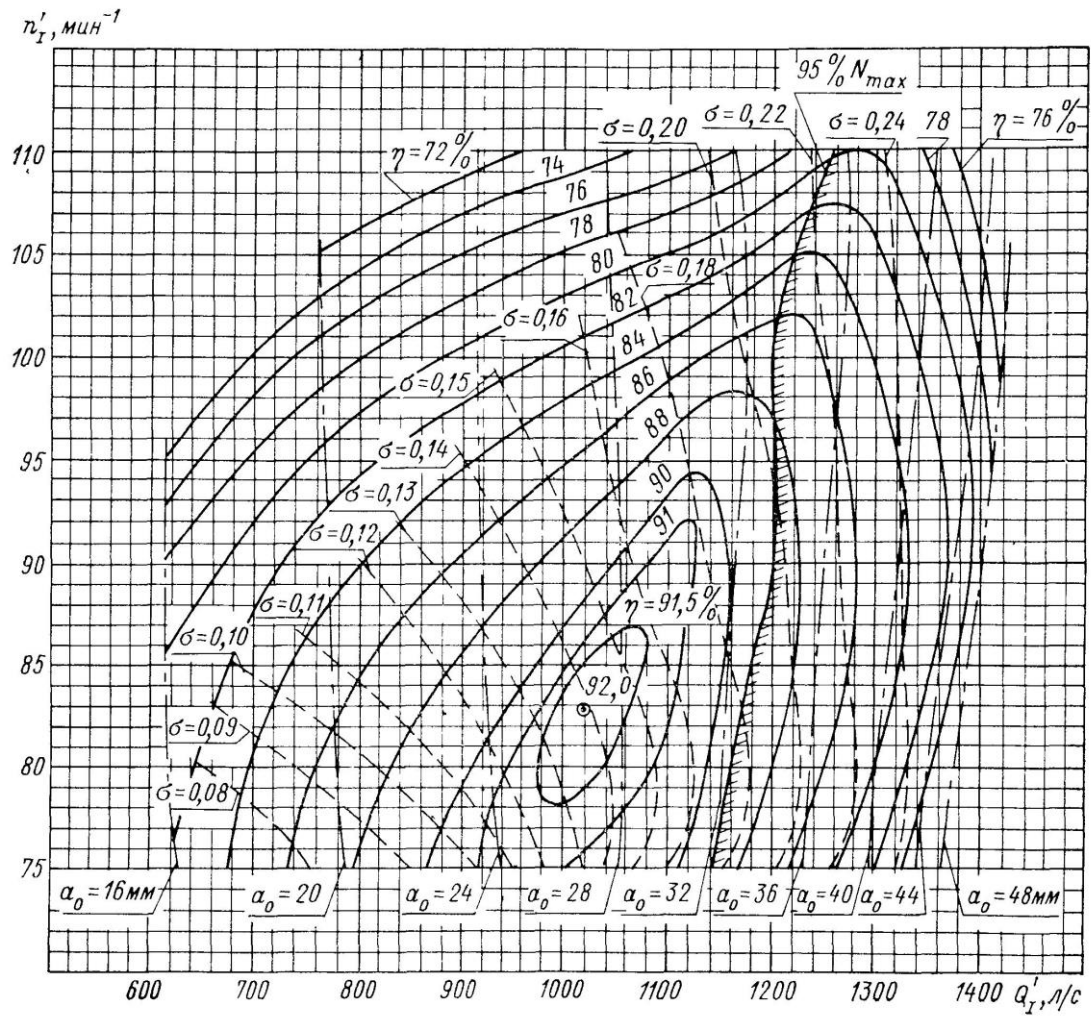


Рисунок 17.

Универсальная характеристика гидротурбины РО 75/841а-В-46
№ 2625 ЛМЗ



Испытания проводились при напоре гидротурбины 4 м и $t = 20^\circ\text{C}$

Рисунок 18.

Проточная часть модели гидротурбины РО 75/841а-В-46 (к универсальной характеристике № 2625 ЛМЗ)

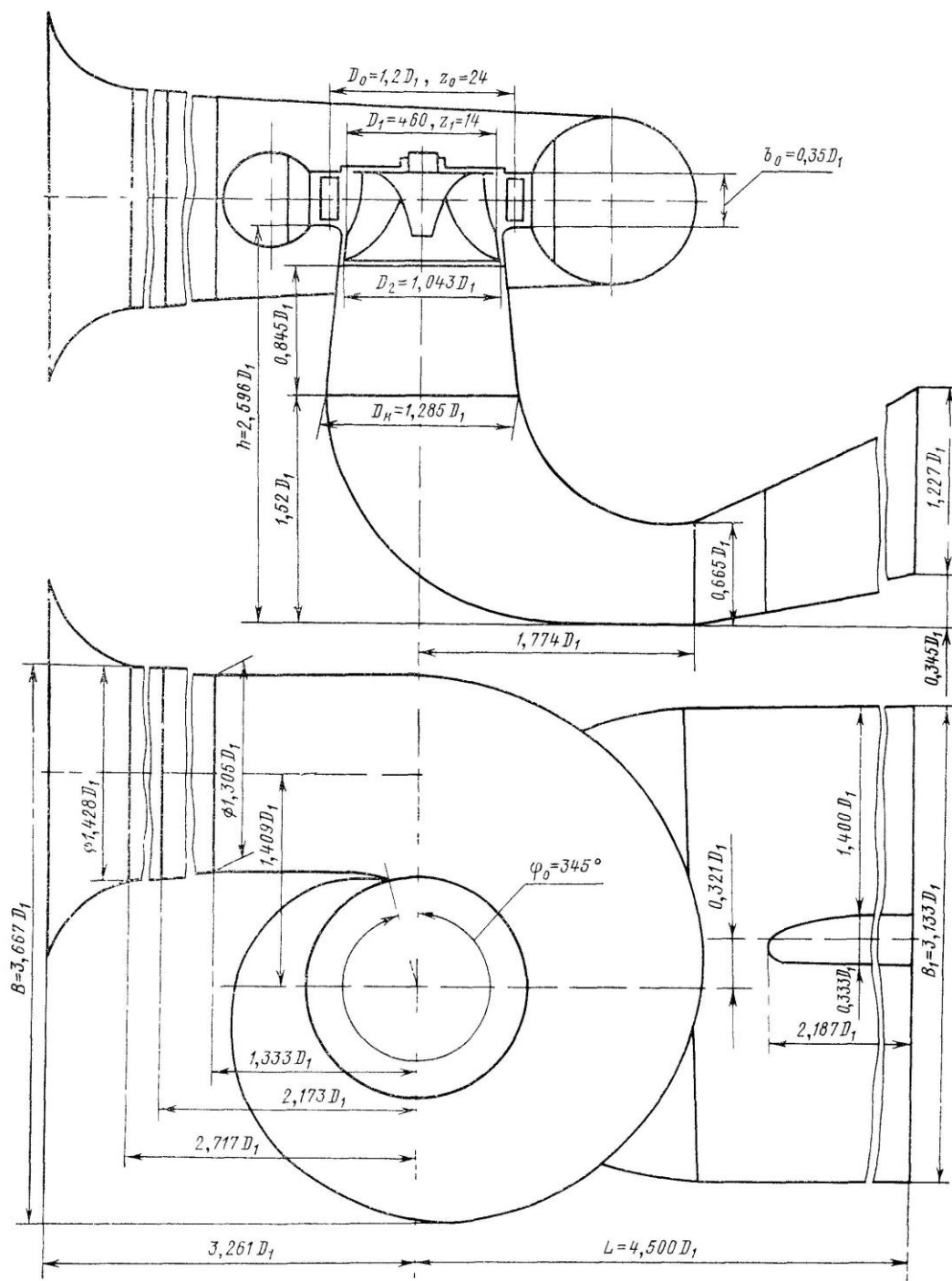


Рисунок 19.

Другим возможным решением указанной проблемы является установка специального агрегата малой мощности, работающего с заданным минимальным расходом, что также требует специального экономического обоснования.

Кроме перечисленных вариантов, возможно рассмотрение случая некоторого увеличения минимального расхода до величины, обеспечивающего допустимый режим работы гидротурбины. Однако в этом случае может потребоваться уточнение расчета водно-энергетического регулирования речного стока и баланса мощности.

Рассмотрим проверку работы гидротурбины для условий расчетного примера при заданно минимальном расходе $Q_{\text{баз}}=200 \text{ м}^3/\text{с}$ и $H_{\text{max}}=51,9 \text{ м}$, $H_{\text{min}}=32,6 \text{ м}$

Гидротурбина ПЛ60 – В – 630.

$$Q_I = \frac{Q_{\text{баз}}}{D_1^2 \sqrt{\Delta_1 H_{\text{max}}}} = \frac{200}{6,3^2 \sqrt{1,01 \cdot 51,9}} = 0,696 \text{ м}^3 / \text{с} = 696 \text{ л/с} ,$$

$$Q_I = \frac{Q_{\text{баз}}}{D_1^2 \sqrt{\Delta_1 H_{\text{min}}}} = \frac{200}{6,3^2 \sqrt{1,01 \cdot 32,6}} = 0,878 \text{ м}^3 / \text{с} = 878 \text{ л/с} .$$

При выбранных параметрах турбина ПЛ60-В-630 может работать при расходе $Q_{\text{баз}}$, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам не выходит за пределы рабочего диапазона главной универсальной характеристики.

Гидротурбина ПЛД60 – В – 710.

$$Q_I = \frac{Q_{\text{баз}}}{D_1^2 \sqrt{\Delta_1 H_{\text{max}}}} = \frac{200}{7,1^2 \sqrt{1,025 \cdot 51,9}} = 0,544 \text{ м}^3 / \text{с} = 544 \text{ л/с} ,$$

$$Q_I = \frac{Q_{\text{баз}}}{D_1^2 \sqrt{\Delta_1 H_{\text{min}}}} = \frac{200}{7,1^2 \sqrt{1,025 \cdot 32,6}} = 0,686 \text{ м}^3 / \text{с} = 686 \text{ л/с} .$$

При выбранных параметрах турбина ПЛД60-В-710 может работать при расходе $Q_{\text{баз}}$, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам не выходит за пределы рабочего диапазона главной универсальной характеристики.

Гидротурбина РО75 – В – 630.

$$Q_I = \frac{Q_{\text{баз}}}{D_1^2 \sqrt{\Delta_1 H_{\text{max}}}} = \frac{200}{6,3^2 \sqrt{1,014 \cdot 51,9}} = 0,695 \text{ м}^3 / \text{с} = 695 \text{ л/с} ,$$

$$Q_I = \frac{Q_{\text{баз}}}{D_1^2 \sqrt{\Delta_1 H_{\text{min}}}} = \frac{200}{6,3^2 \sqrt{1,014 \cdot 32,6}} = 0,876 \text{ м}^3 / \text{с} = 876 \text{ л/с} .$$

При выбранных параметрах турбина РО75-В-630 может работать при расходе $Q_{\text{баз}}$, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам не выходит за пределы рабочего диапазона главной универсальной характеристики.

12.3. Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определяется по формуле

$$\nabla Z_{p.к.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s \quad (12.13)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{нб}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_s .

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика, которая представляет собой совмещение кривой связи нижнего бьефа $Z_{нб}(Q_{нб})$ и характеристики $H_s(Q_{нб})$ при различном числе работающих агрегатов ГЭС. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило три режима: работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ, работа ГЭС с установленной мощностью при отметке НПУ и работа всех агрегатов с установленной мощностью при расчетном по мощности напоре.

Высота отсасывания H_s вычисляется по формуле

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - k_\sigma \sigma H + \Delta Z_{х.пл.} \quad (12.14)$$

где B – барометрическое давление, равное 10,33м вод.ст; k_σ - коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной, принимаемый равным 1,05-1,15; σ - коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий; H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{нб}(Q_{нб})$; $\Delta Z_{х.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая определяется следующим образом: для осевых горизонтальных капсульных турбин (ПЛ-ГК) $\Delta Z_{х.пл.} = -D_1/2$; для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{х.пл.}=0$; для вертикальных ПЛД и РО-турбин $\Delta Z_{х.пл.}=B_0/2$.

Высота направляющего аппарата натурной турбины B_0 пересчитывается с модели по формуле

$$B_0 = B_{0м} D_{1н} / D_{1м}, \quad (12.15)$$

где $B_{0м}$, $D_{1м}$ – соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины.

Из всех полученных расчетных значений H_s выбирают такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу турбин во всех рассматриваемых режимах работы. Если оказалось, что требуется слишком большое заглубление, которое осуществить технически сложно или экономически нецелесообразно, то возможно наложение ограничения на наиболее неблагоприятный режим работы агрегатов по условиям кавитации, которое приведет к уменьшению заглубления.

Рассмотрим для условий расчетного примера определение высоты отсасывания H_s .

1) Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке ∇ НПУ.

На режимном поле проектируемой ГЭС (рис.13) находим точку 1 на характеристике $H(Q)$ при отметке ∇ НПУ=225 м, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата $N_a = 8,6 \cdot Q_a \cdot H_a$.

Гидротурбина ПЛ60 – В –630.

Получим координаты точки 1:

$$Q_{агр1} = 291,4 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$H_{агр1} = 51,2 \text{ м}.$$

Пересчитаем эту точку в координаты п`г:

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{aэpl}}} = \frac{125 \cdot 6,3}{\sqrt{51,2 \cdot 1,01}} = 109,5 \text{ об/мин}$$

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ-60 проводим линию $n'_I=109,5$ об/мин до пересечения с линией ограничения по генератору. В этой точке определяем $\sigma=0,253$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q_{aэpl})=173,3$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10 - \frac{Z_{нб}(Q_{aэpl})}{900} - k_\sigma \sigma H_{aэpl} + \Delta Z_{X.пл.} = 10 - \frac{173,3}{900} - 1,1 \cdot 0,253 \cdot 51,2 + 0 = -4,44 \text{ м.}$$

Гидротурбина ПЛД60 – В – 710.

Получим координаты точки 1:

$$Q_{aэpl} = 365,6 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$H_{aэpl} = 51 \text{ м.}$$

Пересчитаем точку 1 в координаты n'_I :

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{aэpl}}} = \frac{107,1 \cdot 7,1}{\sqrt{51 \cdot 1,025}} = 105,2 \text{ об/мин}$$

Аналогично на главной универсальной характеристике определяем $\sigma=0,235$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q_{aэpl})=173,4$ м

$$\Delta Z_{X.пл.} = B_0/2.$$

$$B_0 = B_{ом} D_{1н}/D_{1м}$$

где $B_{ом}=0,162$ м, $D_{1м} = 0,46$ м (см.рис.17), $D_{1н}=7,1$ м.

$$B_0 = 0,162 \cdot 7,1/0,46 = 2,5 \text{ м.}$$

$$\Delta Z_{X.пл.} = 2,5/2 = 1,25 \text{ м.}$$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10 - \frac{Z_{нб}(Q_{aэpl})}{900} - k_\sigma \sigma H_{aэpl} + \Delta Z_{X.пл.} = 10 - \frac{173,4}{900} - 1,1 \cdot 0,235 \cdot 51 + 1,25 = -2,13 \text{ м.}$$

Гидротурбина РО75 – В – 630.

Получим координаты точки 1:

$$Q_{aэpl} = 241 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$H_{aэpl} = 51,6 \text{ м.}$$

Пересчитаем точку 1 в координаты n'_I :

$$n'_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{aэpl}}} = \frac{83,3 \cdot 6,3}{\sqrt{51,6 \cdot 1,014}} = 72,6 \text{ об/мин}$$

В этой точке определяем $\sigma=0,09$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{НБ}(Q_{aэpl})=173,2$ м.

$$\Delta Z_{X.пл.} = B_0/2.$$

$$B_0 = B_{ом} D_{1н}/D_{1м}$$

где $B_{ом}=0,161$ м, $D_{1м} = 0,46$ м (см.рис.19), $D_{1н}=6,3$ м.

$$B_0 = 0,161 \cdot 6,3/0,46 = 2,21 \text{ м.}$$

$$\Delta Z_{\text{х.пл.}} = 2,21/2 = 1,1 \text{ м.}$$

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{азрл}})}{900} - k_{\sigma} \sigma H_{\text{азрл}} + \Delta Z_{\text{х.пл.}} = 10 - \frac{173,2}{900} - 1,1 \cdot 0,09 \cdot 51,6 + 1,1 = 5,8 \text{ м.}$$

2) Работа всех агрегатов с установленной мощностью при отметке ∇ НПУ.

На режимном поле проектируемой ГЭС (рис.13) этому режиму соответствует точка 2. Для неё:

$$Q = 3123 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$H = 47,8 \text{ м.}$$

Гидротурбина ПЛ60 – В – 630.

Пересчитаем точку 2 в координаты n°_I :

$$n^{\circ}_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H}} = \frac{125 \cdot 6,3}{\sqrt{47,8 \cdot 1,01}} = 113,32 \text{ об/мин}$$

По главной универсальной характеристике определяем $\sigma=0,31$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q)=176,7\text{м}$

Рассчитываем высоту отсасывания:

$$H_s = 10 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q)}{900} - k_{\sigma} \sigma H + \Delta Z_{\text{х.пл.}} = 10 - \frac{176,7}{900} - 1,1 \cdot 0,31 \cdot 47,8 + 0 = -6,5 \text{ м.}$$

Гидротурбина ПЛД60 – В – 710.

Пересчитаем точку 2 в координаты n°_I :

$$n^{\circ}_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H}} = \frac{107,1 \cdot 7,1}{\sqrt{47,8 \cdot 1,025}} = 108,63 \text{ об/мин}$$

В этой точке определяем $\sigma=0,29$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q)=176,7\text{м}$

$$\Delta Z_{\text{х.пл.}} = 1,25 \text{ м.}$$

Рассчитываем высоту отсасывания:

$$H_s = 10 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q)}{900} - k_{\sigma} \sigma H + \Delta Z_{\text{х.пл.}} = 10 - \frac{176,7}{900} - 1,1 \cdot 0,29 \cdot 47,8 + 1,25 = -4,19 \text{ м.}$$

Гидротурбина РО75 – В – 630.

Пересчитаем точку 2 в координаты n°_I :

$$n^{\circ}_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H}} = \frac{83,3 \cdot 6,3}{\sqrt{47,8 \cdot 1,014}} = 75,38 \text{ об/мин}$$

В этой точке определяем $\sigma=0,103$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q)=176,7\text{м}$.

$$\Delta Z_{\text{х.пл.}} = 1,1 \text{ м.}$$

Рассчитываем высоту отсасывания:

$$H_s = 10 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q)}{900} - k_{\sigma} \sigma H + \Delta Z_{\text{х.пл.}} = 10 - \frac{176,7}{900} - 1,1 \cdot 0,103 \cdot 47,8 + 1,1 = 11,64 \text{ м.}$$

3) Работа всех агрегатов с установленной мощностью ГЭС при расчетном напоре.

На режимном поле проектируемой ГЭС этому режиму соответствует точка 3. Для неё:

$$Q = 3666 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$H = 40,7 \text{ м}.$$

Гидротурбина ПЛ60 – В – 630.

Пересчитаем точку 3 в координаты Q_I и n_I :

$$n_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H}} = \frac{125 \cdot 6,3}{\sqrt{40,7 \cdot 1,01}} = 122,82 \text{ об/мин}$$

По главной универсальной характеристике определяем $\sigma=0,52$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q)=177,15\text{м}$

Рассчитываем высоту отсасывания:

$$H_s = 10 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q)}{900} - k_\sigma \sigma H + \Delta Z_{\text{х.пл.}} = 10 - \frac{177,15}{900} - 1,1 \cdot 0,52 \cdot 40,7 + 0 = -13,47 \text{ м}.$$

Гидротурбина ПЛД60 – В – 710.

Пересчитаем точку 3 в координаты n_I :

$$n_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H}} = \frac{107,1 \cdot 7,1}{\sqrt{40,7 \cdot 1,025}} = 117,74 \text{ об/мин}$$

В этой точке определяем $\sigma=0,47$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q)=177,15\text{м}$

$$\Delta Z_{\text{х.пл.}} = 1,25.$$

Высота отсасывания составит:

$$H_s = 10 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q)}{900} - k_\sigma \sigma H + \Delta Z_{\text{х.пл.}} = 10 - \frac{177,15}{900} - 1,1 \cdot 0,47 \cdot 40,7 + 1,25 = -9,98 \text{ м}.$$

Гидротурбина РО75 – В – 630.

Пересчитаем точку 3 в координаты n_I :

$$Q_I = \frac{Q_{\text{агрз}}}{D_1^2 \cdot Z_a \cdot \sqrt{H_{\text{агрз}} \Delta_1}} = \frac{3669}{6,3^2 \cdot 12 \cdot \sqrt{40,7 \cdot 1,014}} = 1,20 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$n_I = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{\text{агрз}}}} = \frac{83,3 \cdot 6,3}{\sqrt{40,7 \cdot 1,014}} = 81,7 \text{ об/мин}$$

В этой точке определяем $\sigma=0,12$. По кривым связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q)=177,15\text{м}$.

$$\Delta Z_{\text{х.пл.}} = 1,1 \text{ м}.$$

Высота отсасывания составит:

$$H_s = 10 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q)}{900} - k_\sigma \sigma H + \Delta Z_{\text{х.пл.}} = 10 - \frac{177,15}{900} - 1,1 \cdot 0,12 \cdot 40,7 + 1,1 = 12,68 \text{ м}.$$

Результаты расчета сведём в табл.21

Таблица 21. Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбин

Тип турбины	D ₁ , м	Z _a , шт	n _c , об/мин	N _a , МВт	H _{s1} , м	H _{s2} , М	H _{s3} , м
ПЛ60 - В	6,3	10	125	128,4	-3,43	-6,50	-13,47
ПЛД60 - В	7,1	8	107,1	160,5	-2,13	-4,19	-9,98
РО75	6,3	12	83,3	107,0	5,80	11,64	12,68

Окончательно принимаем заглубление:

для ПЛ60 – В – 630 HS = -13,47 м,

для ПЛД60 – В – 710 HS = -9,98 м,

для РО75 – В – 630 HS = 5,80 м.

12.4. Выбор типа серийного гидрогенератора.

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Поскольку проектирование гидрогенератора не входит в состав задач данного курсового проекта, то выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.[4].

$$S_{НОМ} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (12.16)$$

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} \quad (12.17)$$

где $\cos \varphi = 0,81 - 0,9$. Число полюсов гидрогенератора

Рассмотрим выбор гидрогенератора для расчетного примера.

Гидротурбина ПЛ60 – В – 630.

$$S_{НОМ} = \frac{128,4}{0,85} = 151 \text{ МВА}, \quad p = \frac{6000}{125} = 48$$

По справочным данным [4] выбираем гидрогенератор: СВ 820/232 – 48.

Гидротурбина ПЛД60 – В – 710.

$$S_{НОМ} = \frac{160,5}{0,85} = 189 \text{ МВА}, \quad p = \frac{6000}{107,1} = 56$$

По справочным данным [4] выбираем гидрогенератор: СВ 1500/175 – 56.

Гидротурбина РО75 – В – 630.

$$S_{НОМ} = \frac{107}{0,85} = 126 \text{ МВА}, \quad p = \frac{6000}{83,3} = 72$$

По справочным данным [4] выбираем гидрогенератор: СВ 1500/200 – 72.

Каждый гидрогенератор имеет свою рабочую характеристику, представляющую собой зависимость активной мощности генератора N_g от его КПД η_g . Для того, чтобы учесть переменный КПД генератора при выборе оборудования, необходимо рабочую характеристику $\eta_g(N_g)$ пересчитать в координаты η_g от мощности турбины N_t путем деления мощности генератора N_g на его КПД.

В расчетном примере принята типовая рабочая характеристика гидрогенератора средней мощности. Расчеты представлены в табл.22

Таблица 22. Результаты расчета рабочих характеристик $\eta_r(N_r)$ для трех вариантов гидротурбин

Типовая рабочая характеристика		ПЛ60 – В - 630		ПЛД60 – В60 - 710		РО75 – В – 630	
$N_r, \%$	η_r	$N_r, \text{МВт}$	$N_T \text{МВт}$	$N_r \text{МВт}$	$N_T \text{МВт}$	$N_r \text{МВт}$	$N_T \text{МВт}$
100	98,1	128,40	130,89	160,50	163,61	107,00	109,07
75	97,8	96,30	98,47	120,38	123,08	80,25	82,06
50	97,1	64,20	66,12	80,25	82,65	53,50	55,10
25	95	32,10	33,79	40,13	42,24	26,75	28,16

Рабочие характеристики $\eta_r(N_r)$ представлены на рис.20.

12.5. Расчет годовой выработки электроэнергии для вариантов основного энергетического оборудования

Для экономического сопоставления всех конкурирующих вариантов основного энергетического оборудования, помимо рассмотренных выше расчетных параметров, необходимо определить среднесуточную выработку электроэнергии проектируемой ГЭС с учетом фактического переменного КПД основного оборудования. В первом приближении вместо среднесуточной выработки можно определить выработку электроэнергии для условий расчетного года средней водности.

В этом случае годовая выработка электроэнергии может быть приближенно вычислена по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \mathcal{E}_{\text{о-з}}^{\text{сум}} \cdot t_{\text{о-з}} + \mathcal{E}_{\text{в-л}}^{\text{сум}} \cdot t_{\text{в-л}}, \quad (12.18)$$

где $\mathcal{E}_{\text{о-з}}^{\text{сум}}, \mathcal{E}_{\text{в-л}}^{\text{сум}}$ - выработка электроэнергии для характерных суток осенне-зимнего и весенне-летнего периодов, $t_{\text{о-з}}$ - длительность осенне-зимнего периода, $t_{\text{в-л}}$ - длительность весенне-летнего периода.

Для определения суточной выработки электроэнергии необходимо воспользоваться информацией о характерных режимах работы проектируемой ГЭС, полученной по результатам расчетов водно-энергетического регулирования для средневодного года. В качестве характерных суток осенне-зимнего сезона можно принять декабрь или январь, а весенне-летнего – июнь или июль месяц. Известные по балансу мощности режимы работы ГЭС вписываются в указанные суточные графики нагрузки, что дает возможность получить информацию об изменении рабочей мощности внутри суток. По этим данным в каждом расчетном интервале, равном одному часу, по известной рабочей мощности и ранее принятому коэффициенту мощности k_N , т.е. при среднем КПД ГЭС на соответствующей напорной характеристике режимного поля можно определить точку с координатами $N_{ГЭС}$ и $Q_{ГЭС}$, обеспечивающую выдачу известной рабочей мощности в данном расчетном интервале. Далее требуется определить фактический КПД турбины и генератора. Для этого необходимо полученные значения $N_{ГЭС}$ и $Q_{ГЭС}$ пересчитать в приведенные показатели Q^* и n^* . Для пересчета $Q_{ГЭС}$ необходимо предварительно определить число включенных агрегатов как частное от деления рабочей мощности ГЭС на установленную мощность одного агрегата. Полученные значения Q^* и n^* наносятся на главную универсальную характеристику, и в точке пересечения определяется фактический КПД модельной гидротурбины, который пересчитывается в натурные показатели. Вычисляется фактическая мощность турбины и по характеристике $\eta_r(N_r)$ определяется фактический КПД генератора. Далее для известных $N_{ГЭС}$ и $Q_{ГЭС}$ при полученных фактических КПД турбины и генератора рассчитывается в данном интервале фактическая рабочая мощность ГЭС с учетом числа включенных агрегатов.

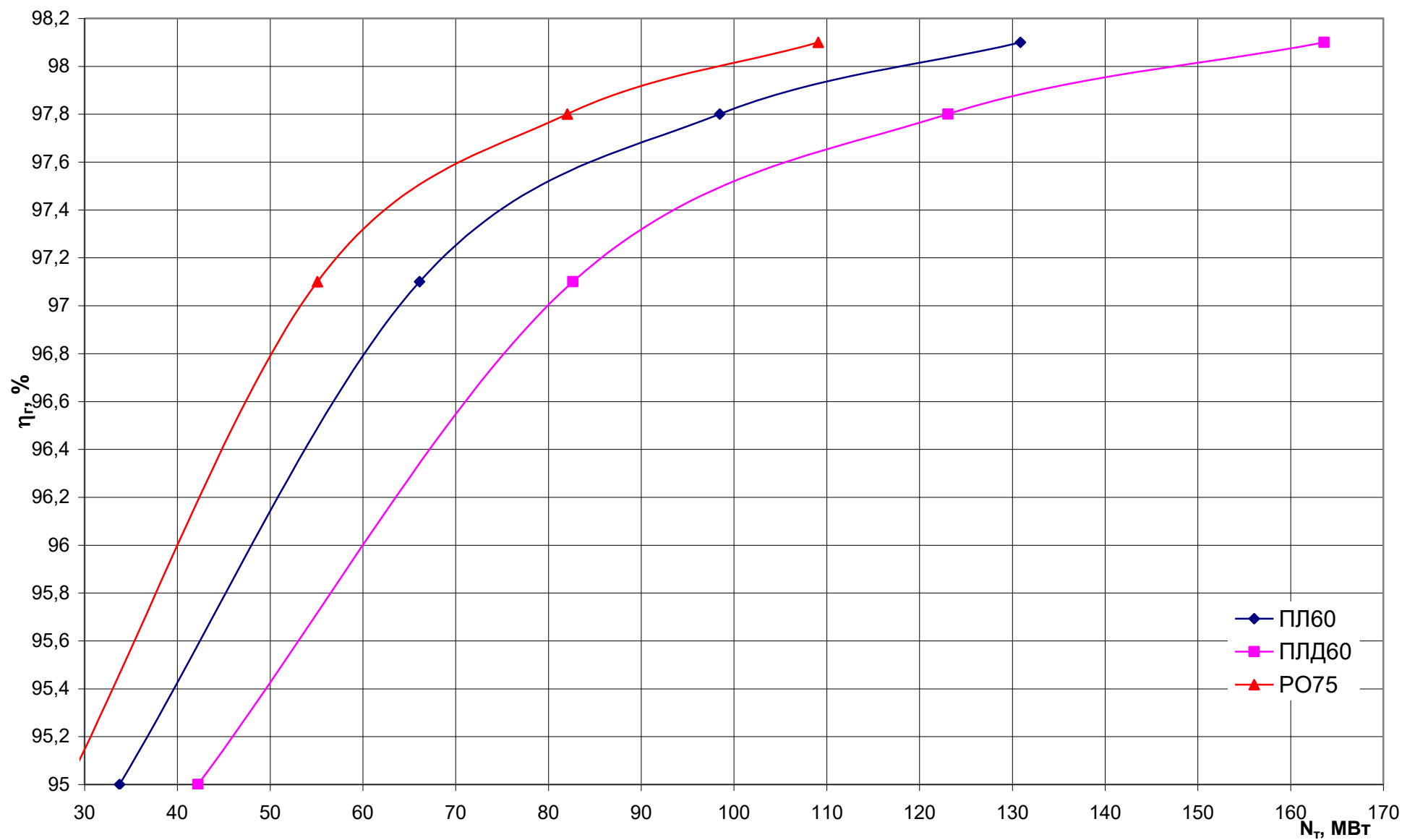


Рис. 20. Рабочие характеристики КПД генераторов от $N_{т}$ для трех вариантов гидротурбин

Таким образом, в каждом расчетном интервале уточняется с учетом переменного КПД режим работы ГЭС, вычисляется суточная и годовая выработка электроэнергии.

Особое внимание следует обратить на расчетный интервал, в котором рабочая мощность является максимальной, равной вытесняющей мощности. Если при расчете с переменным КПД в указанном интервале мощность получается больше максимальной, то её следует ограничить величиной вытесняющей мощности, так как не могут быть превышены выбранные номинальные параметры турбины и генератора, определяющие установленную мощность агрегата.

Очевидно, что годовая выработка электроэнергии будет определена тем точнее, чем больше рассматривается характерных суточных графиков нагрузки.

Пример расчет выполнен в табличной форме для варианта оборудования с гидротурбиной ПЛ60-В-630 (табл.23, 24). Для остальных вариантов оборудования расчеты выполняются аналогично.

Окончательные результаты расчета годовой выработки электроэнергии получены следующие

Гидротурбина ПЛ60 – В – 630.

$$\mathcal{E}_{год} = 5154,24 \cdot 184 + 8660,83 \cdot 181 = 2,516 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$$

Гидротурбина ПЛД60 – В – 710.

$$\mathcal{E}_{год} = 5118,50 \cdot 184 + 8662,19 \cdot 181 = 2,510 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$$

Гидротурбина РО75 – В – 630.

$$\mathcal{E}_{год} = 5161,24 \cdot 184 + 8548,61 \cdot 181 = 2,497 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$$

12.6. Экономическое обоснование варианта основного энергетического оборудования

Как указывалось выше, экономическое обоснование окончательно выбираемого варианта основного энергетического оборудования выполняется по критерию минимума суммарных приведенных затрат. При этом в состав затрат включаются только те составляющие, которые непосредственно зависят от параметров основного энергетического оборудования. Ниже рассмотрена методика расчета параллельно с примером. В расчетном примере стоимость оборудования и нормативные показатели приняты на уровне 1990г.

1) Капиталовложения в гидротурбины и гидрогенераторы.

$$K_{об} = Z_a (S_T + S_G), \quad (12.19)$$

где S_T – суммарная стоимость одной турбины, S_G – суммарная стоимость одного генератора, Z_a – число агрегатов.

$$S_T = s_T G_T, \quad (12.20)$$

где G_T – вес турбины, s_T – удельная стоимость турбины.

Удельная стоимость гидротурбины вычисляется следующим образом [5].

$$\text{для ПЛ-турбины: } s_T^{ПЛ} = \left(0,56 + \frac{1,21}{D_1} + 0,002 H_p^N \right) \cdot 1,1 \left[\frac{\text{тыс.руб}}{\text{т}} \right], \quad (12.21)$$

$$\text{для РО-турбины: } s_T^{РО} = \left(0,24 + \frac{1,95}{D_1} + 0,0016 H_p^N \right) \cdot 1,15 \left[\frac{\text{тыс.руб}}{\text{т}} \right], \quad (12.22)$$

$$\text{для ПЛД-турбины: } s_T^{ПЛД} = K_{ПЛД} \cdot s_T^{РО} = K_{ПЛД} \cdot \left(0,24 + \frac{1,95}{D_1} + 0,0016 H_p^N \right) \cdot 1,15 \left[\frac{\text{тыс.руб}}{\text{т}} \right] \quad (12.23)$$

где $K_{ПЛД}$ – коэффициент пересчета с радиально-осевой турбины на поворотно-лопастную диагональную турбину, который принимается равным

$K_{ПЛД}=1,25$ при $D_1 \leq 5$ м,

$K_{ПЛД}=1,2$ при $D_1 > 5$ м

$$S_G = s_G G_G, \quad (12.24)$$

где G_G – вес генератора, s_G – удельная стоимость генератора.

Таблица 23. Расчет годовой выработки электроэнергии для варианта оборудования с гидротурбиной ПЛ60 - В - 630 (осенне-зимний период)

Таблица 24. Расчет годовой выработки электроэнергии для варианта оборудования с гидротурбиной ПЛ60 - В - 630 (весенне-летний период)

Для расчетного примера по справочным данным [5] определяем:

Гидротурбина ПЛ60 – В – 630: $G_T = 633$ т, $G_r = 1040$ т, $s_r = 0,96 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{т}}$

Гидротурбина ПЛД60 – В60 – 710: $G_T = 1225$ т, $G_r = 1190$ т, $s_r = 0,964 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{т}}$

Гидротурбина РО75 – В – 630: $G_T = 690$ т, $G_r = 1100$ т, $s_r = 0,907 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{т}}$

2) Стоимость монтажа основного оборудования.

$$K_M = k_{\text{МОНТ}} \cdot K_{\text{Об}}, \quad (12.25)$$

где $k_{\text{МОНТ}} = 0,12$ для РО-турбин и $k_{\text{МОНТ}} = 0,17$ для ПЛ и ПЛД-турбин

Результаты расчета капиталовложений в оборудование и его монтажа сведены в табл.25

Таблица 25. Капиталовложения в турбины и гидрогенераторы и стоимость их монтажа.

Тип турбины	Z_a , шт	s_r , тыс.руб/тонна	S_T , тыс.руб	S_r , тыс.руб	$K_{\text{Об}}$, млн.руб	$k_{\text{МОНТ}}$	K_M , млн.руб
ПЛ60	10	0,917	580,02	998,4	15,78	0,17	2,683
ПЛД60	8	0,800	980,13	1147,2	17,02	0,17	2,893
РО75	12	0,707	487,58	997,7	17,82	0,12	2,139

3) Капиталовложения в строительную часть, связанную с основным энергетическим оборудованием.

$$K_{\text{стр}}^{\text{об}} = V_{\text{стр}} a_{\text{местн}} + K_{\text{в.г.}} \quad (12.26)$$

где $a_{\text{местн}}$ – стоимость единицы объема работ с учетом местных условий, принятая равной 50 руб/м³, $V_{\text{стр}}$ – объем бетона в здании ГЭС, определяемый по формуле

$$V_{\text{стр}} = (V_6 + \Delta V_{H_s}) Z_a + V_{\text{м.пл.}} \quad (12.27)$$

V_6 – объем бетона одного блока, $V_{\text{м.пл.}}$ – объем бетона под монтажную площадку.

В первом приближении можно принять следующие рекомендации:

$Z_a \leq 10$ – $V_{\text{м.пл.}} = V_6$,

$10 < Z_a \leq 15$ – $V_{\text{м.пл.}} = 1,5 V_6$

$Z_a > 15$ – $V_{\text{м.пл.}} = 2 V_6$

ΔV_{H_s} – объем бетона, связанный с дополнительным заглублением отсасывающей трубы, определяемой по формуле

$$\Delta V_{H_s} = \Delta v \cdot | - H_s |, \quad (12.28)$$

где: Δv – удельный объем бетона при дополнительном заглублении отсасывающей трубы на 1м,

$K_{\text{в.г.}}$ – стоимость работ за дополнительную выемку грунта и его транспортировку, вычисляемую по формуле

$$K_{\text{в.г.}} = P_M \cdot V_{\text{в.гр}} \quad (12.29)$$

P_M – удельная стоимость работ на дополнительную выемку грунта и его транспортировку, принятая равной 45 руб/м³.

$V_{\text{в.гр.}}$ – объем дополнительной выемки грунта.

$$V_{\text{в.гр.}} = L_{\text{зд.ГЭС}} \cdot l_{\text{отс.тр}} \cdot | - H_s | + h_{\text{отс.тр}} \cdot l_{\text{отс.тр}} \cdot L_{\text{зд.ГЭС}}, \quad (12.30)$$

где: $L_{\text{зд.ГЭС}}$ – длина здания ГЭС,

$$L_{\text{зд.ГЭС}} = \alpha \cdot D_1 \cdot Z_a, \quad (12.31)$$

где: $\alpha=3$ для ПЛ и ПЛД, $\alpha=3-4,3$ для РО; $l_{\text{отс.тр}}$, $h_{\text{отс.тр}}$ – длина и высота отсасывающей трубы, определяемые по данным проточной части модельной турбины.

Результаты расчета капиталовложений в строительную часть, связанную с основным энергетическим оборудованием сведены в табл.26.

Таблица 26. Капиталовложения в строительную часть, связанную с основным энергетическим оборудованием

Показатели	H_s , м	$l_{отс.тр}$, м	$h_{отс.тр}$, м	V_6 , м ³	$V_{м.пл.}$, м ³	ΔV , м ³
ПЛ60	-13,47	30,41	14,28	9500	9500	275
ПЛД60	-9,98	34,29	16,17	20400	20400	326
РО75	5,80	28,35	16,35	11800	17700	275
Показатели	$L_{зд.ГЭС}$, м	$V_{в.гр}$, м ³	$K_{в.гр}$, млн.руб	ΔV_{Hs} , м ³	$V_{стр}$, м ³	$K_{стр}^{об}$, млн.руб
ПЛ60	207,9	175459	7,896	3705	141550	14,97
ПЛД60	191,7	171923	7,737	3254,9	209639	18,22
РО75	286,65	132869	5,979	0	159300	13,94

В расчетном примере не учтен дополнительный объем выемки в отводящий канал в разных вариантах основного оборудования ГЭС.

4) Капиталовложения в здание ГЭС, связанные с основным энергетическим оборудованием.

$$K_{ГЭС}^{об} = 1,15(K_{об} + K_M + K_{стр}^{об}) \quad (12.32)$$

Результаты расчета капиталовложений, связанные с основным энергетическим оборудованием сведены в табл.1.27.

5) Издержки проектируемой ГЭС, определяемые по формуле

$$I_{ГЭС} = I_{ам} + I_{эксп} \quad (12.33)$$

Амортизационная составляющая издержек

$$I_{ам} = (2,5 \div 3,5)\% K_{ГЭС}^{об} \quad (12.34)$$

В рассматриваемых вариантах основного энергетического оборудования эксплуатационная часть издержек $I_{эксп}$ зависит от установленной мощности ГЭС, которая во всех вариантах одинаковая, и поэтому указанная часть издержек является постоянной величиной и в дальнейших расчетах может не учитываться. Результаты расчета издержек приведены в табл.27.

Таблица 27. Капиталовложения и амортизационная составляющая издержек

Показатели	$K_{об}$, млн.руб	K_M , млн.руб	$K_{стр}^{об}$, млн.руб	$K_{ГЭС}^{об}$, млн.руб	$I_{ам}$, млн.руб/год
ПЛ60	15,78	2,683	14,97	38,457	1,154
ПЛД60	17,02	2,893	18,22	43,849	1,315
РО75	17,82	2,139	13,94	38,992	1,170

Окончательные результаты расчета представлены в табл.28.

Таблица 28. Технико-экономическое сопоставление вариантов турбинного оборудования ГЭС.

Показатели	ПЛ60	ПЛД60	РО75
$K_{ГЭС}^{об}$, млн.руб	38,457	43,849	38,992
$I_{ам}$, млн.руб/год	1,154	1,315	1,170
$\Sigma^{год}$, млрд.кВтч	2,516	2,510	2,497
$\Delta \Sigma_{ГЭС}^{год}$, млн.кВтч	0	0,006	0,019
$\Delta \Sigma_{тэс}$, млн.кВтч	0	0,007	0,0209
$\Delta \Sigma_t$, млн.руб/год	0	0,1365	0,4101
$\Sigma_{сист}$, млн.руб/год	5,7685	6,7139	6,2590

В табл.28 помимо ранее вычисленных показателей приведены следующие:
Дополнительная выработка электроэнергии на ЭС

$$\Delta \mathcal{E}_{ТЭС} = \Delta \mathcal{E}_{ТЭС}^{зод} \cdot \alpha^3 \quad (12.35)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{ТЭС}^{зод}$ - снижение выработки электроэнергии по сравнению с вариантом с наибольшей ее выработкой; α^3 – коэффициент учета дополнительной выработки на ТЭС на собственные нужды, принятый равным 1,1.

Дополнительные затраты на топливо при снижении выработки электроэнергии

$$\Delta \mathcal{Z}_T = \Delta \mathcal{E}_{ТЭС} \cdot \mathcal{Z}_T \cdot \bar{b}_{удТЭС}, \quad (12.36)$$

где \mathcal{Z}_T – замыкающие затраты на топливо, принятые равными 49 руб/тут, $\bar{b}_{удТЭС}$ – средний удельный расход топлива на ТЭС, принятый равным 0,4 тут/МВт*ч.

Суммарные затраты по энергосистеме

$$\mathcal{Z}_{сист} = E_{норм} K_{ТЭС}^{об} + I_{ам} + \Delta \mathcal{Z}_T, \quad (12.37)$$

где $E_{норм} = 0,12$ 1/год – нормативный коэффициент эффективности.

По результатам расчетов выбираем вариант с турбиной ПЛ60 – В – 630, имеющей минимальные затраты.

12.7 Расчет и построение энергетических характеристик гидроагрегата и ГЭС в целом для выбранного типа основного оборудования

Расчет рабочей и расходной характеристик производится на основании главной универсальной характеристики модели выбранной гидротурбины и рабочей характеристики гидрогенератора. Результаты расчета представлены в табл.29 и табл.30.

В графах 1,2,3 и 4 табл.29 указаны значения открытия направляющего аппарата модели, кпд модели, приведенного расхода и угла разворота лопастей, определяемые по главной универсальной характеристике модели в точках пересечения линии n_1 , соответствующих напорам H_{min} , H_{max} и H_p^N с изолиниями a_0 и φ . В графах 5, 6 и 7 представлены расчетные значения открытия направляющего аппарата агрегата натурной гидротурбины, кпд и расхода агрегата, вычисленные по следующим формулам

$$a_0 = a_{0м} \cdot \frac{D_0}{D_{0м}} \cdot \frac{Z_{0м}}{Z_0}, \quad (12.38)$$

где $D_{0м}$ и $Z_{0м}$ – диаметр окружности расположения осей лопаток направляющего аппарата и число этих лопаток модели (указаны на проточной части универсальной характеристики); D_0 и Z_0 – то же для натурной турбины в соответствии со стандартом, причем для ПЛ - и РО – турбин:

$$D_0 = 1,2 D_1. \quad (12.39)$$

Для ПЛД $D_0/D_1 = 1,33-1,32$ (ПЛД50-ПЛД70); $D_0/D_1 = 1,37-1,35$ (ПЛД90-ПЛД140); $D_0/D_1 = 1,40-1,42$ (ПЛД170-ПЛД220).

Число лопаток Z_0 принимается в зависимости от значения D_0 следующим образом

- при $D_0 < 7м$ $Z_0=20$,
- при $7 \leq D_0 < 10 м$ $Z_0=24$,
- при $D_0 \geq 10м$ $Z_0=28$.

$$\eta_a = \eta_T \cdot \eta_G, \quad (12.40)$$

$$Q_a = Q_T \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta_1}, \quad (12.41)$$

В графе 8 табл.29 указаны расчетные значения мощности натурной турбины, вычисляемой по формуле:

$$N_T = 9,81 \cdot \eta_T \cdot Q_a \cdot H, \quad (12.42)$$

В графе 9 табл.29 указаны значения кпд генератора, определяемые по зависимости кпд генератора от мощности турбины (рис.20).

Мощность агрегата, указанная в графе 10, рассчитывается по формуле

$$N_a = N_T \cdot \eta_G. \quad (12.43)$$

Таблица 29. Расчет рабочей и расходной характеристик гидроагрегата

Hmin= 32,6 м									
a0м мм	η_m о.е.	QI' куб.м/с	ϕ град	a0 мм	η_a о.е.	Qa куб.м/с	Nт МВт	η_g о.е.	Na МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	0,87	0,72	-5	410,87	0,913	164,00	47,86	0,959	45,90
35	0,891	0,94	-0,5	479,35	0,927	214,11	63,45	0,969	61,50
40	0,899	1,17	4	547,83	0,932	266,49	79,43	0,974	77,36
41,5	0,895	1,29	6,2	568,37	0,929	293,83	87,33	0,976	85,20
Hр= 40,7 М									
a0м мм	η_m о.е.	QI' куб.м/с	ϕ град	a0 мм	η_a о.е.	Qa куб.м/с	Nт МВт	η_g о.е.	Na МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
26,1	0,885	0,65	-5	357,46	0,924	165,41	60,99	0,968	59,02
30	0,899	0,8	-2	410,87	0,933	203,58	75,82	0,973	73,78
35	0,91	1,02	3	479,35	0,940	259,57	97,43	0,978	95,26
40	0,904	1,28	8	547,83	0,936	325,73	121,74	0,980	119,33
41,5	0,897	1,4	11	568,37	0,932	356,27	130,89	0,981	128,40
Hmax= 51,9 М									
a0м мм	η_m о.е.	QI' куб.м/с	ϕ град	a0 мм	η_a о.е.	Qa куб.м/с	Nт МВт	η_g о.е.	Na МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	0,89	0,64	-4	342,39	0,928	183,93	86,91	0,975	84,78
30	0,905	0,87	2	410,87	0,938	250,03	119,40	0,980	117,00
32	0,91	0,96	4	438,26	0,941	275,90	130,89	0,981	128,40

Результаты расчета характеристики $H_s = f(N_a)$ представлены в табл.30. В графах 1, 2 и 3 указаны значения коэффициента кавитации σ , кпд модели и приведенного расхода, определяемые по универсальной характеристике в точках пересечения выше рассмотренных линий p'_1 с изолиниями σ .

В графах 4, 7, 8, 9 и 10 представлены расчетные значения расхода, кпд агрегата, мощности натурной турбины, значение кпд генератора и значение мощности агрегата, рассчитываемые аналогично табл.28. В графе 5 указано значение $Z_{нб}(Q_a)$, определяемое по кривой связи нижнего бьефа.

В графе 6 записывается значение высоты отсасывания, вычисляемое по ранее рассмотренной формуле (12.14).

Рассмотренные энергетические характеристики представлены на рис.21 – 25.

Для построения эксплуатационной характеристики агрегата используются рабочие характеристики агрегата и вспомогательные характеристики $a_0(N_a)$, $\phi(N_a)$, $H_s(N_a)$ (рис.21-25). Эксплуатационная характеристика строится путем рассеивания рабочей характеристики агрегата при $\eta_{ai} = \text{const}$, в результате чего получаются координаты изолиний КПД на эксплуатационной характеристике. Аналогично строятся изолинии a_0 , ϕ , H_s . Эксплуатационная характеристика гидроагрегата представлена на рис.26.

Таблица 30. Результаты расчета характеристики $H_s(N_a)$

$H_{\min} = 32,6 \text{ м}$									
σ	$\eta_{m\sigma}$ о.е.	Q_i' куб.м/с	Q_a куб.м/с	$Z_{нб}$ м	H_s м	η_a о.е.	N_r МВт	η_r о.е.	N_a МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,2	0,887	0,88	200,44	173,2	2,6	0,924	59,2	0,967	57,2
0,25	0,892	0,965	219,80	173,2	0,8	0,927	65,2	0,970	63,3
0,3	0,895	1,05	239,16	173,2	-1,0	0,929	71,1	0,972	69,1
0,35	0,898	1,13	257,38	173,2	-2,7	0,931	76,7	0,973	74,6
0,4	0,898	1,21	275,61	173,3	-4,5	0,931	82,1	0,974	80,0
0,45	0,896	1,285	292,69	173,3	-6,3	0,930	87,1	0,976	84,9
0,455	0,895	1,29	293,83	173,3	-6,5	0,929	87,3	0,976	85,2
$H_p = 40,7 \text{ м}$									
σ	$\eta_{m\sigma}$ о.е.	Q_i' куб.м/с	Q_a куб.м/с	$Z_{нб}$ м	H_s м	η_a о.е.	N_r МВт	η_r о.е.	N_a МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,15	0,898	0,8	203,58	173,2	3,1	0,932	75,8	0,973	73,7
0,2	0,903	0,88	223,94	173,2	0,9	0,936	83,6	0,975	81,5
0,25	0,908	0,98	249,39	173,2	-1,4	0,939	93,5	0,977	91,3
0,3	0,9104	1,07	272,29	173,3	-3,6	0,941	102,2	0,978	100,0
0,35	0,9104	1,15	292,65	173,3	-5,9	0,941	109,9	0,979	107,6
0,4	0,908	1,22	310,46	173,3	-8,1	0,939	116,4	0,980	114,0
0,45	0,904	1,3	330,82	173,3	-10,3	0,936	123,6	0,980	121,2
0,5	0,899	1,375	349,91	173,4	-12,6	0,933	130,3	0,981	127,8
0,52	0,897	1,4	356,27	173,4	-13,5	0,932	130,9	0,981	128,4
$H_p = 51,9 \text{ м}$									
σ	$\eta_{m\sigma}$ о.е.	Q_i' куб.м/с	Q_a куб.м/с	$Z_{нб}$ м	H_s м	η_a о.е.	N_r МВт	η_r о.е.	N_a МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,15	0,899	0,75	215,55	173,2	1,2	0,934	102,5	0,978	100,3
0,2	0,906	0,88	252,91	173,2	-1,6	0,939	120,9	0,980	118,4
0,23	0,91	0,96	275,9	173,3	-3,3	0,941	130,9	0,981	128,4

Дифференциальная характеристика гидроагрегата $q'_a(N_a)$ в общем виде может быть представлена следующей математической зависимостью

$$q'_a(N_a) = \frac{dQ_a}{dN_a}. \quad (12.44)$$

Из этой формулы следует, что теоретически она может быть получена дифференцированием расходной характеристики агрегата $Q_a(N_a)$. Однако практически это выполнить невозможно, так как собственно расходная характеристика близка к линейной зависимости, и поэтому относительный прирост расхода воды на единицу мощности будет получаться величиной постоянной, что не соответствует действительности.

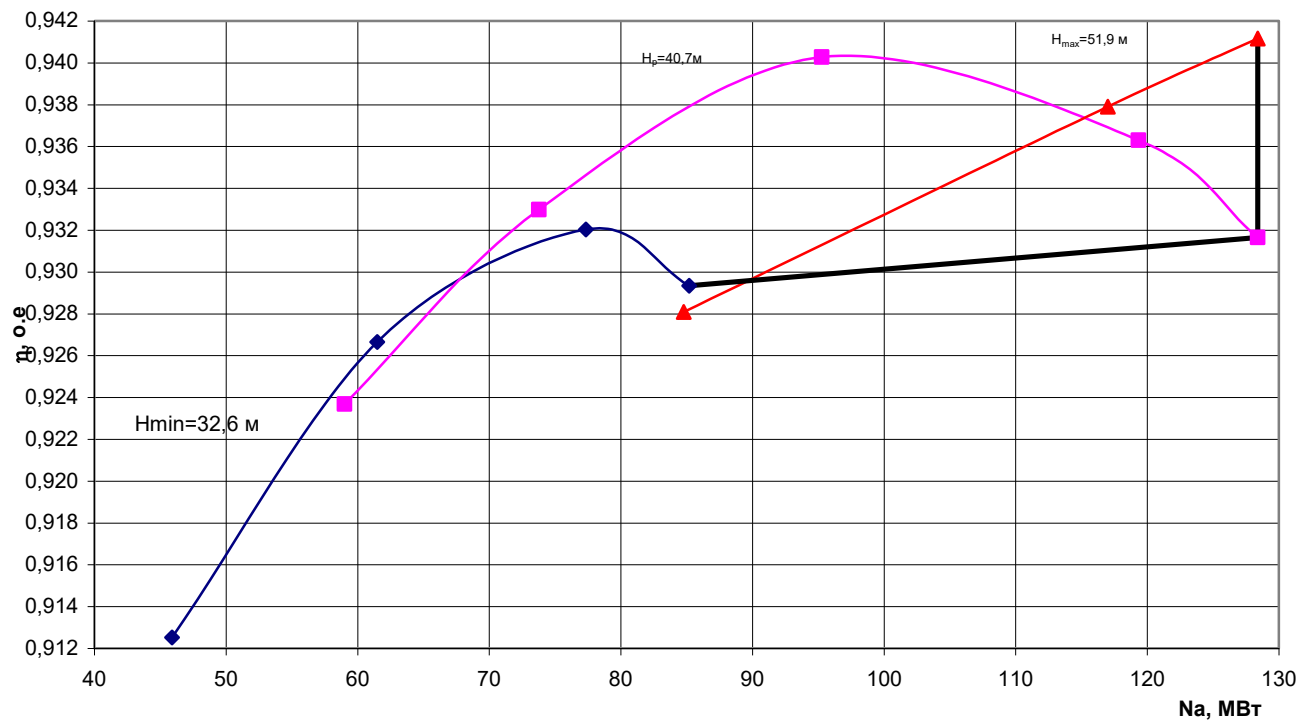


Рис. 21. Рабочая характеристика гидроагрегата $\eta(N_a)$ с турбиной ПЛ60-В-630

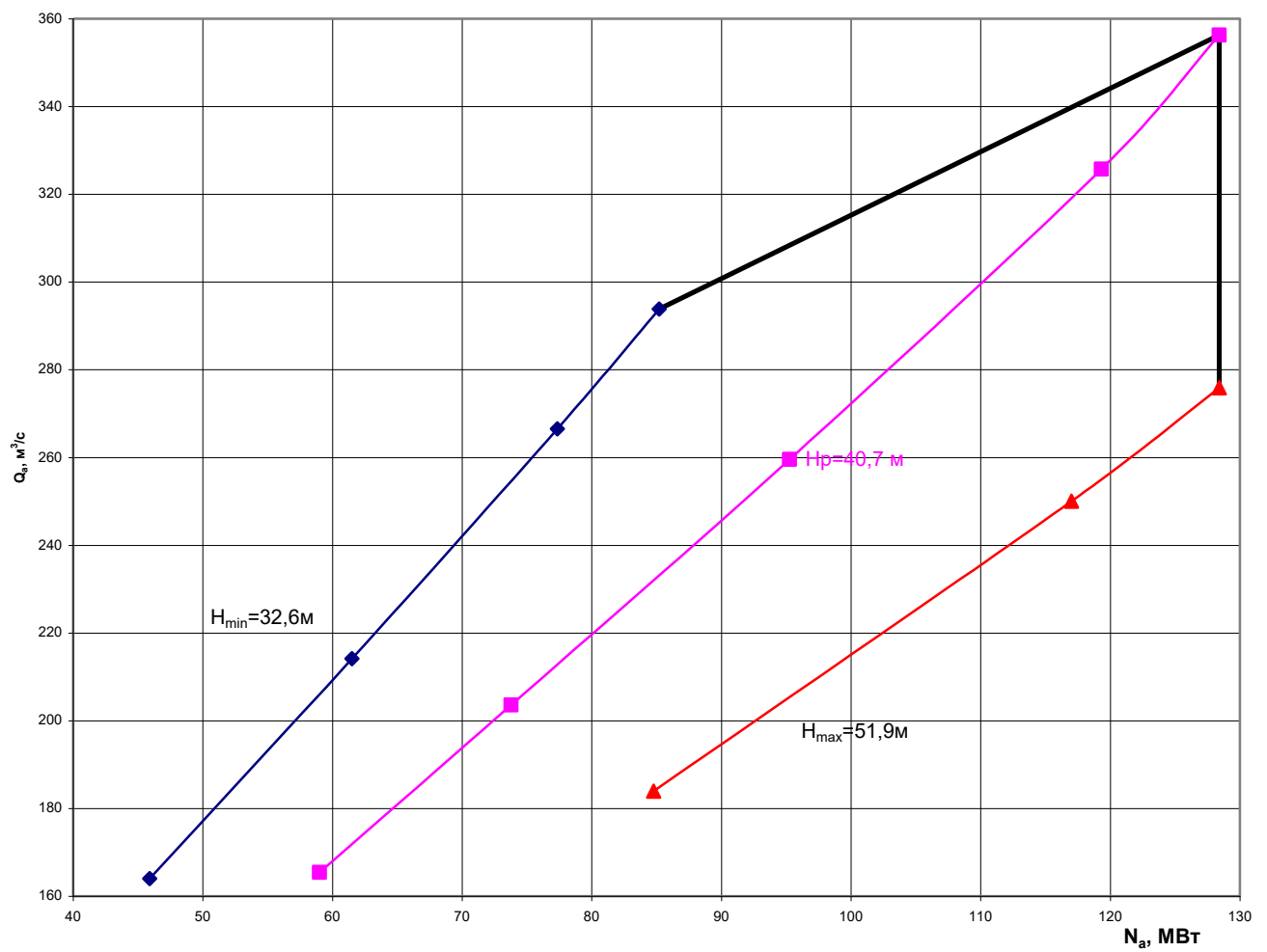


Рис. 22. Рабочая характеристика гидроагрегата $Q_a(N_a)$ с турбиной ПЛ60-В-630

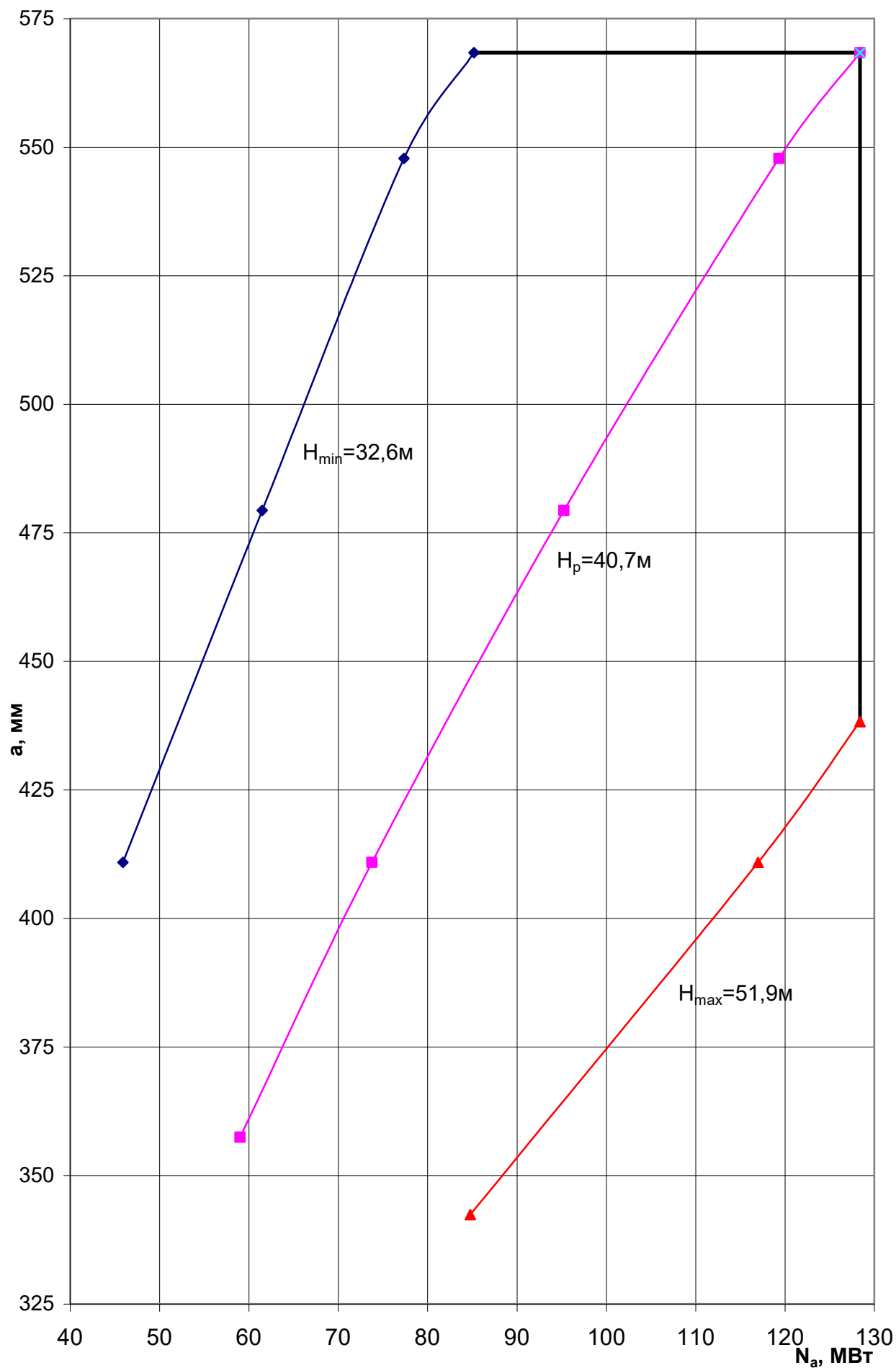


Рис. 23. Характеристика гидроагрегата $a(N_a)$ с турбиной ПЛ60 - В
- 630

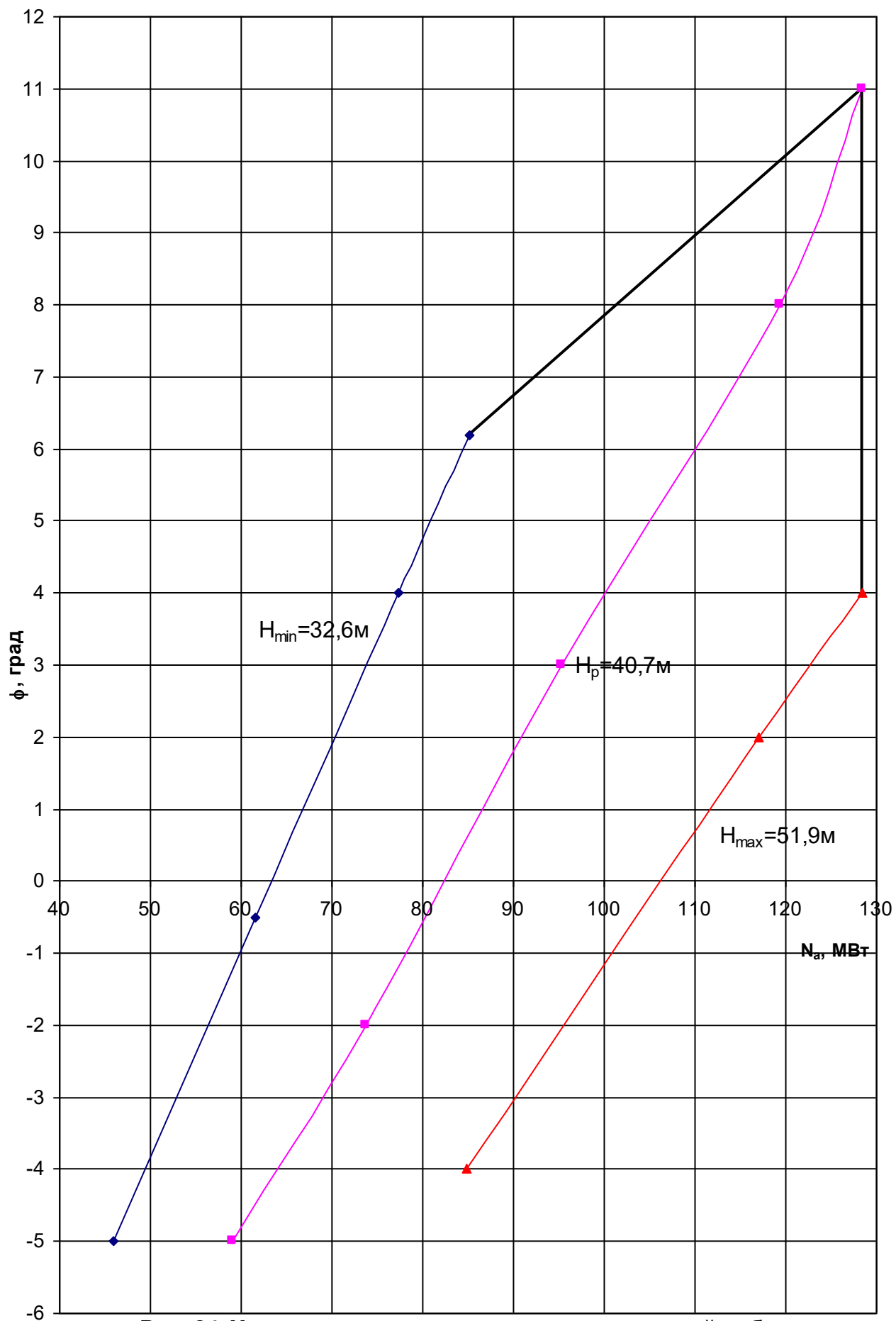


Рис. 24. Характеристика углов установки лопастей рабочего колеса от мощности гидроагрегата $f(N_a)$

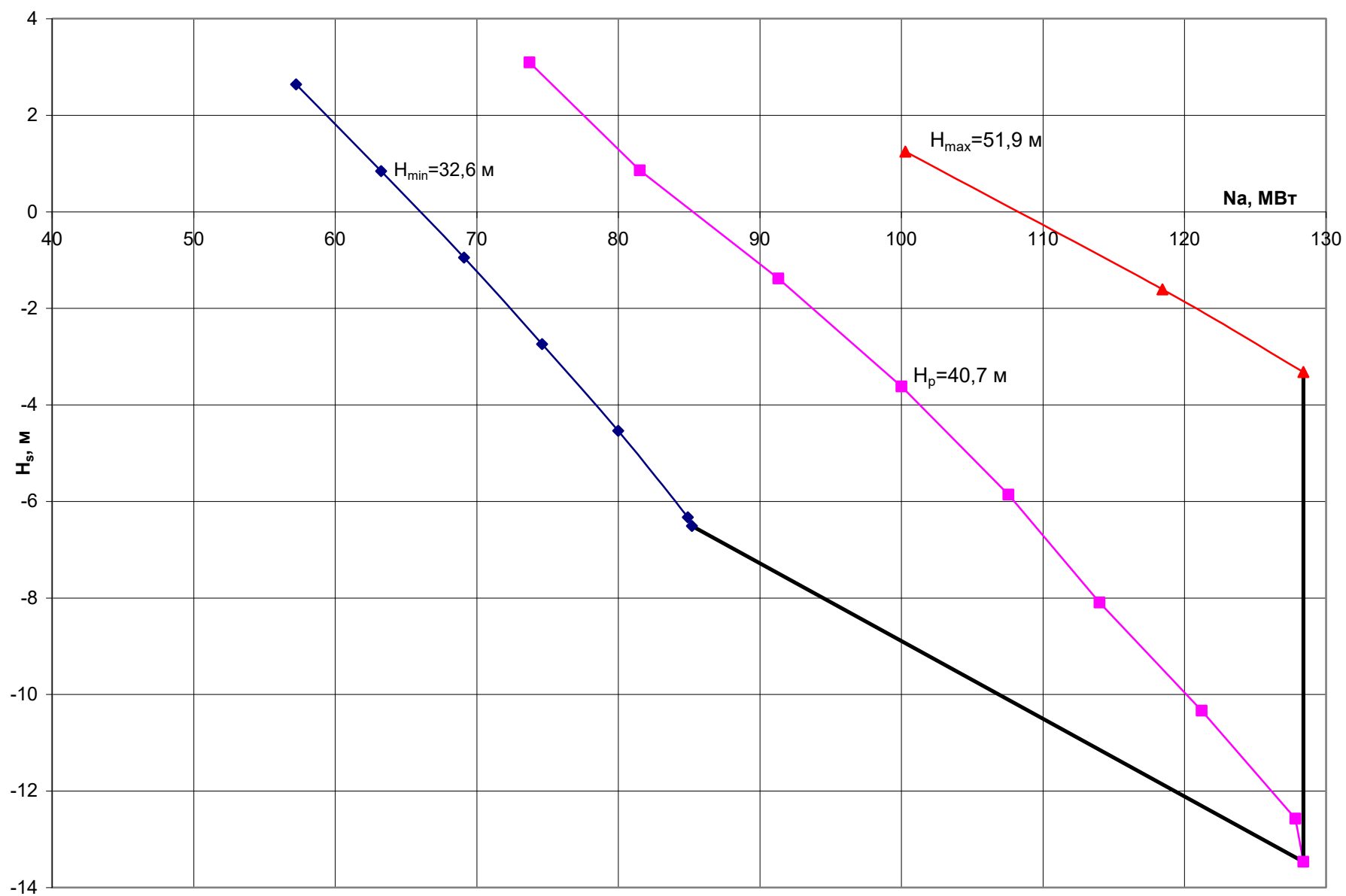


Рис. 25. Характеристика гидроагрегата $H_s(N_a)$ с турбиной ПЛ60-В-630

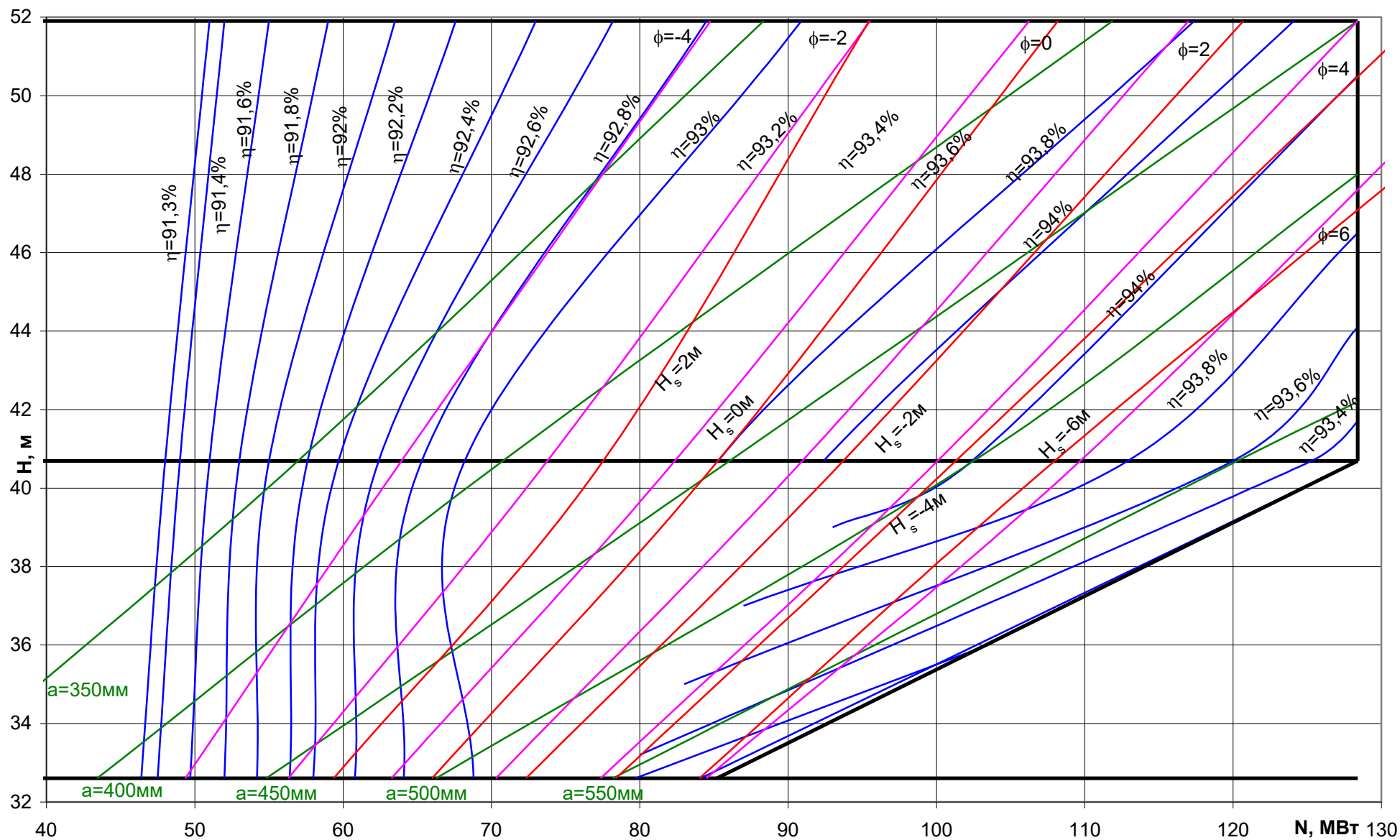


Рис. 26. Эксплуатационная характеристика гидроагрегата с турбиной ПЛ60 - В - 630

Поэтому практически характеристику $q'_a(N_a)$ можно получить дифференцированием рабочей характеристики гидроагрегата $\eta_a(N_a)$ для постоянного напора агрегата H_a по формуле

$$q'_a = \frac{102}{H_a \bar{\eta}_a^2} \left(\bar{\eta}_a - \bar{N}_a \frac{d\eta_a}{dN_a} \right), \quad (12.45)$$

где $d\eta_a$, dN_a – изменение КПД и мощности агрегата на расчетном интервале между двумя точками рабочей характеристики агрегата; $\bar{\eta}_a$, \bar{N}_a – средний КПД и средняя мощность на том же интервале.

Поскольку дифференциальная характеристика $q'_a(N_a)$ может иметь достаточно большую погрешность при ее расчете, так как она весьма чувствительна к точности параметров, входящих в ее расчетную зависимость, то в связи с этим целесообразнее использовать не рабочую характеристику агрегата, а характеристику потерь его мощности $\Delta N_a^I(N_a)$.

В этом случае расчетная зависимость для дифференциальной характеристики агрегата будет иметь следующий вид

$$q'_a = \frac{1 \cdot 10^3}{9,81 \cdot H_a} \left(1 + \frac{d\Delta N_a^I}{dN_a} \right), \quad (12.46)$$

где $d\Delta N_a^I$, dN_a – изменение потерь мощности агрегата ΔN_a^I и самой мощности агрегата N_a на расчетном интервале.

При этом значения мощности агрегата N_a и КПД агрегата снимаются с рабочей характеристики агрегата $\eta_a(N_a)$ при постоянном напоре для различных точек в заданном диапазоне изменения мощности N_a и КПД η_a .

Потери мощности агрегата вычисляются по формуле

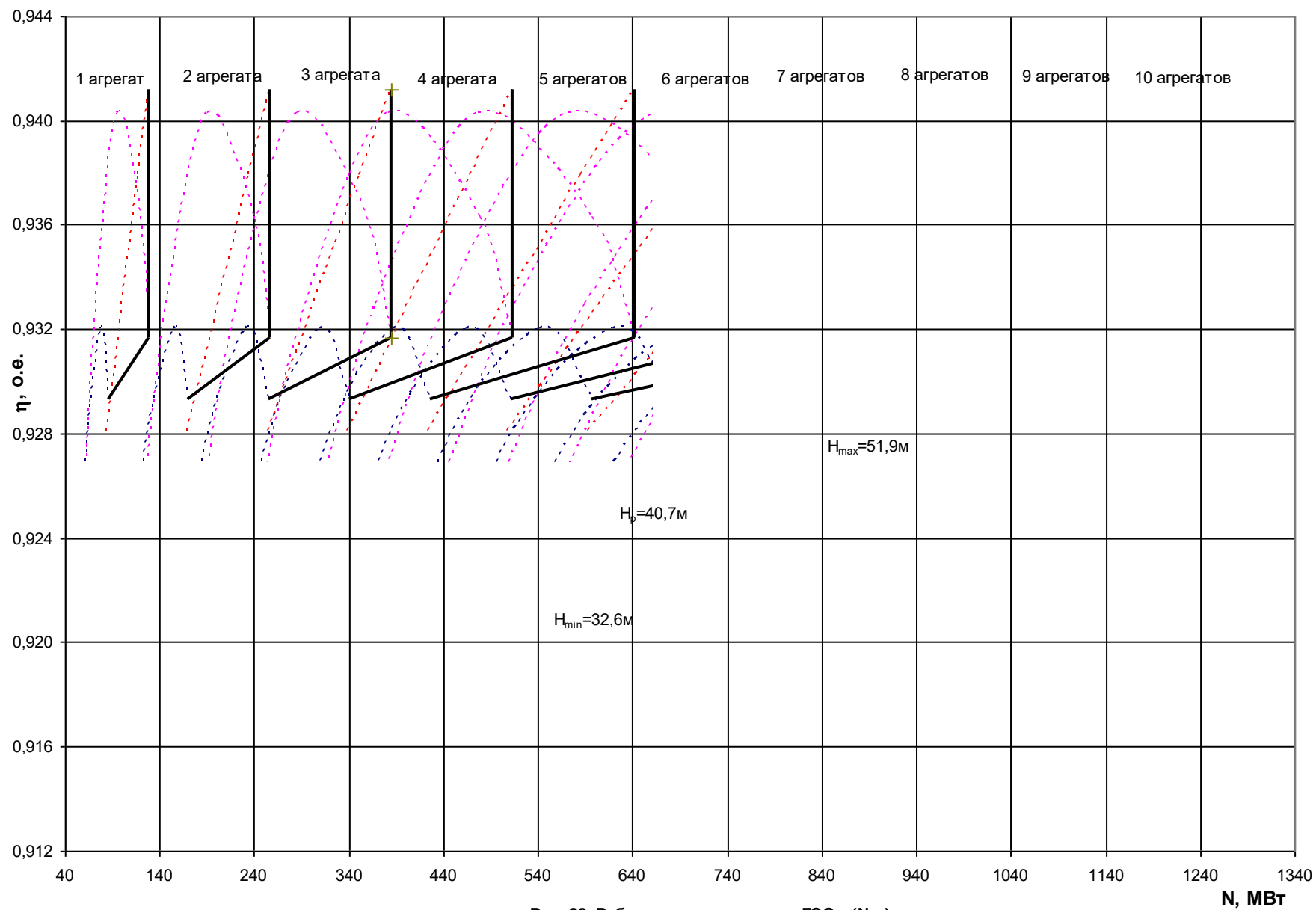
$$\Delta N_a^I = \frac{N_a}{\eta_a} - N_a. \quad (12.47)$$

Пример расчета дифференциальной характеристики $q'_a(N_a)$ для одного напора представлен в табл.31 и для трех напоров показан на рис.27.

Из анализа полученных результатов расчета следует, что при высоких напорах агрегат работает с более высокими КПД, чем при меньших напорах. Поэтому дифференциальная характеристика агрегата $q'_a(N_a)$ при высоких напорах изменяется не так существенно, как при меньших напорах.

Построение энергетических характеристик ГЭС выполняется следующим образом, предполагая, что все агрегаты имеют одинаковые характеристики. Для построения рабочей характеристики ГЭС при постоянном напоре необходимо сначала построить рабочую характеристику для одного агрегата. Далее, задаваясь постоянным значением η_a , определяется мощность агрегата N_a , которая умножается на число агрегатов и откладывается на графике при том же значении КПД η_a . В результате получаются координаты рабочей характеристики ГЭС при включении двух, трех и т.д. агрегатов (рис.28).

Расходная характеристика ГЭС при постоянном напоре строится аналогично рабочей характеристике с той лишь разницей, что на число агрегатов умножается не только мощность, но и расход (рис.29).



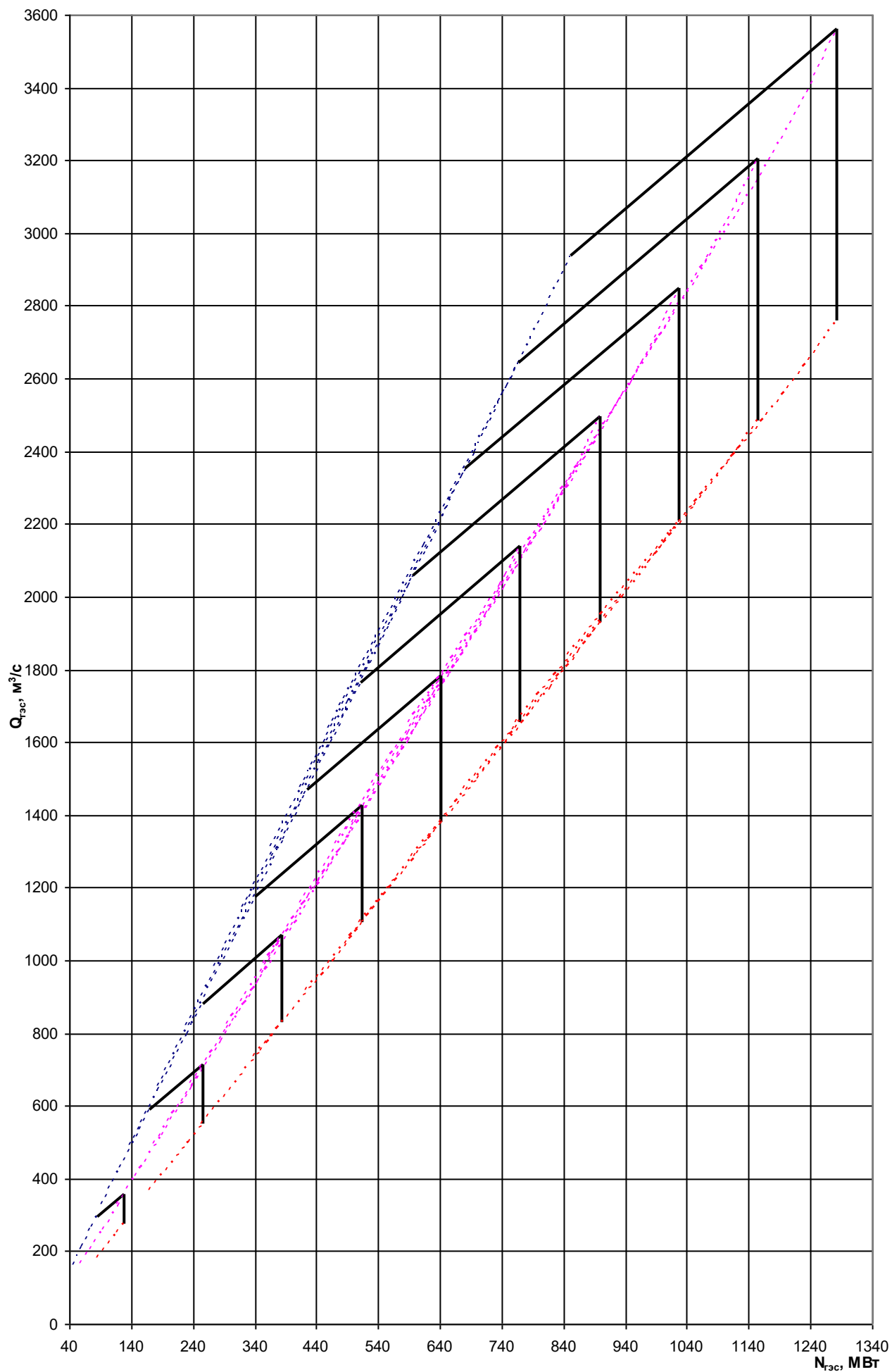


Рис.29. Расходная характеристика ГЭС $Q_{ГЭС}(N_{ГЭС})$

Таблица 31. Расчет дифференциальной характеристики гидроагрегата при $H_p N = 40,7$ м

$N_a, \text{МВ}_T$	$\eta_a, \text{о.е.}$	$\Delta N_a^{\text{II}}, \text{МВ}_T$	$dN_a, \text{МВ}_T$	$d\Delta N_a^{\text{II}}, \text{МВ}_T$	$1 + \frac{d\Delta N_a^{\text{II}}}{dN_a}, \text{о.е.}$	$q_a', \frac{\text{м}^3/\text{с}}{\text{МВм}}$	$\bar{N}_a, \text{МВм}$
60	0,9245	4,90					
70	0,9310	5,19	10	0,29	1,029	2,577	65
80	0,9358	5,49	10	0,30	1,030	2,580	75
90	0,9394	5,81	10	0,31	1,031	2,582	85
100	0,9403	6,34	10	0,53	1,053	2,637	95
110	0,9395	7,08	10	0,74	1,074	2,689	105
120	0,9361	8,19	10	0,98	1,098	2,750	115
128	0,9313	9,44	8	1,25	1,156	2,895	124

При построении указанных характеристик ГЭС особое внимание следует обратить на определение точек включения каждого агрегата. Включение каждого последующего агрегата определяется точкой пересечения характеристик при постоянном напоре для Z_a и Z_{a+1} агрегатов. Если указанное пересечение происходит правее линии ограничения по турбине и генератору, то включение агрегата происходит скачком по линии ограничения.

Следует также отметить, что ограничения по турбине и генератору нанесенные ранее на главные универсальные характеристики которые соответствовали средним КПД генератора, отличаются от ограничений на энергетических характеристиках, так как последние являются более точными, поскольку учитывают переменный КПД генератора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александровский А.Ю., Силаев Б.И. Методические указания к курсовому проекту «Выбор параметров ГЭС» - .: Изд-во МЭИ, 1995.-44с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапира. М.: Энергтя, 1985.288с.
3. Гидроэнергетика /Под ред. В.И.Обрезкова – 2-е изд., перераб. доп. - М.: Энергоатомиздат, 1988, 512с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. – 4-е изд., перераб. доп.-М.: Энергоатомиздат, 1989г. 608с.
5. Справочник конструктора гидротурбин. Л.Я. Бронштейн, А.Н.Герман, В.Е. Гольдин и др. – Л.: Машиностроение, 1971, 340с.

О Г Л А В Н Е Н И Е

1. Состав решаемых задач. Исходная информация.....	
2. Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности.....	
3. Определение потерь воды из водохранилища.....	
4. Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	
5. Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	
6. Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями.....	
7. Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	
8. Выбор периода и глубины сработки в условиях маловодного года.....	
9. Вводно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодных условиях.....	
10. Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования.....	
11. Вводно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в среднем по водности году....	
12. Выбор основного энергетического оборудования.....	
12.1. Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	
12.2. Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу.....	
12.3. Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы.....	
12.4. Выбор типа серийного гидрогенератора.....	
12.5. Расчет годовой выработки электроэнергии для вариантов основного оборудования.....	
12.6. Экономическое обоснование варианта основного энергетического оборудования.....	
12.7. Расчет и построение энергетических характеристик гидроагрегата и ГЭС в целом для выбранного типа основного оборудования.....	
Литература.....	