

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ М.В. Кочетков
подпись

« ____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 –Электротехника и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧЕБОКСАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВОЛГА.
ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ОСНОВНОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ УСТАНОВЛЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ**

Руководитель

подпись, дата

Начальник службы ПТС
филиала ПАО «РусГидро»-
« Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного
должность

Т.Н. Шестаков
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В.Р. Загороднев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2019

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ГЭС	6
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Общая часть	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно – геологические условия.....	11
1.1.4 Сейсмические условия.....	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	11
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	12
2 Водно-энергетические расчеты	13
2.1 Регулирование стока воды	13
2.1.1 Исходные данные	13
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	13
2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года	14
2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов.....	15
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	15
2.2.2 Водно-энергетические расчёты по условию маловодного года.....	17
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС.....	19
2.2.4 Водно-энергетические расчёты по условию средневодного года .	19
2.3. Баланс мощностиНижегородского РДУ	20
3 Основное и вспомгательное оборудование	21
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	21
3.1.1 Построение режимного поля	21
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	23
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	26
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	26
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части.....	28
3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки....	29
3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора	30
3.3 Выбор гидрогенератора.....	30
3.4 Подъемно - транспортное оборудование.....	30
4 Электрическая часть	31
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд.....	31
4.2.1 Главные повышающие трансформаторы.....	32
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд	32
4.3 Распределительное устройства	33
4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий	33
4.3.2 Выбор схемы распределительного устройс	34

4.4	Электротехническое оборудование.....	35
4.4.1	Расчёт токов короткого замыкания	35
4.4.2	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	38
4.4.3	Выбор электротехнического оборудования 220кВ.....	39
5	Устройство РЗА.....	43
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	43
5.2	Расчет уставок защит гидрогенератора	44
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора.....	44
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	47
5.2.3	Защита от повышения напряжения	49
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	50
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок	53
5.2.6	Дистанционная защита генератора	54
5.2.7	Защита ротора от перегрузки	57
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор - трансформатор.....	59
5.4	Таблица уставок и матрица отключения защит.....	59
6	Компоновка и сооружения гидроузла	60
6.1	Проектирование водосливной плотины	60
6.1.1	Определение отметки гребня плотины	60
6.2.1	Определение ширины водосливногo фронта	63
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	65
6.2.3	Построение профиля водосливной грани	66
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	67
6.3	Конструирование плотины.....	73
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	73
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	74
6.3.3	Быки.....	75
6.3.4	Устои	75
6.3.5	Галереи в теле плотины	75
6.3.6	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	75
6.4	Определение основных нагрузок на плотину	81
6.4.1	Вес сооружения	81
6.4.2	Сила гидростатического давления воды.....	83
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления	83
6.4.4	Сила фильтрационного давления	84
6.4.5	Давление грунта	85
6.4.6	Волновое давление.....	87
6.4.7	Расчёт прочности плотины.....	87
6.4.8	Критерии прочности плотины	90
6.4.9	Расчёт устойчивости плотины на сдвиг.....	91
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	93
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	93

7.2	Требования по охране труда и техники безопасности для работников Чебоксарской ГЭС	93
7.3	Пожарная безопасность	95
7.3.1	Общие требования к пожарной безопасности.....	95
7.3.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС	96
7.3.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках ...	97
7.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	98
7.5	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	99
7.6	Отходы, образующиеся при строительстве.....	101
7.7	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	102
7.8	Экологические последствия строительства гидроузла	103
8	Технико – экономические показатели	105
8.1.	Оценка объёмов реализации электроэнергии	105
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	106
8.3	Налоговые расходы.....	109
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	109
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	111
8.5.1	Методология, исходные данные	111
8.5.2	Коммерческая эффективность	112
8.5.3	Бюджетная эффективность	112
9	Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы.....	114
9.1	Законодательная база.....	114
9.2	Внутренние локальные нормативные акты РусГидро	115
9.2.1	Правила организации технических освидетельствований.....	116
9.2.2	Требования к формированию комиссий для проведения технических освидетельствований.....	116
9.2.3	Организация проведения технических освидетельствований.....	118
9.2.5	Периодичность и характеристики обследований	118
9.2.6	Основные требования к организации обследований.....	120
9.2.7	Требования к оценке и использованию результатов обследований	120
9.2.8	Порядок продления сроков службы	121
9.2.9	Работы, выполняемые Экспертно-технической комиссией	122
9.2.10	Требования к планированию деятельности по продлению срока службы основного оборудования	122
9.2.11	Порядок подготовки вопросов к рассмотрению	123
9.2.12	Порядок проведения заседаний и рассмотрение вопросов.....	124
9.2.13	Контроль исполнения решений	125
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	128
	ПРИЛОЖЕНИЯ А-Д.....	131-140

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ГЭС

1. Наименование реки Волга;
2. Местонахождение ГЭС Республика Чувашия;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 3580 м³/с;
 - б) всех турбин 5200 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 25624 м³/с;
0,01% 28535 м³/с;
 - г) минимальный 6827 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 70 м;
ФПУ 71 м;
УМО 64,01 м
 - в) объемы:
 - полный 40 км³;
 - полезный 29,12 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 19,1 м;
 - б) расчетный 15,1 м;
 - в) минимальный 11,64 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 714 МВт;
 - гарантированная 500 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 4,39 млрд. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая 1409 м / 20 м;
 - б) правобережная глухая 274 м / 20 м;
 - в) стационарная 888,3 м / 20 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и стационарную 1,0 м / 20 м;
 - д) водосливная 1915 м / 20 м;
8. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 20 по 24;
 - в) общая длина 4480 м;
 - г) максимальная высота 20 м;
9. Здание ГЭС:
 - а) тип здания русловая;
 - б) число агрегатов 10;
 - б) грунты в основании суглинок;
 - в) тип спиральной камеры бетонная трапециевидная;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

- д) расстояние между осями агрегатов.....28,4 м;
10. Основное оборудование:
- а) тип турбины ПЛ20-В-900;
- б) тип генератора..... СВ-1343/140-96;
- в) мощность генератора 76,5 МВт;
- г) частота вращения 65,2 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-80000/220;
11. Техничко-экономические показатели:
- а) удельные показатели.....81818,19 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии 22 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 6,5 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидроэнергетика является ключевым элементом обеспечения системной надежности Единой Энергосистемы страны, располагая более 90% резерва регулировочной мощности. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки. Для тепловых станций этот показатель измеряется часами, а для атомных - целыми сутками.

Гидроэлектростанции являются сложными природно-техническими комплексами. Их проектирование, строительство и эксплуатация требуют знакомства с широким кругом общетехнических и специальных дисциплин.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач найти оптимальные проектные решения.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат умеренно-континентальный. Среднегодовая температура в январе — -14 С, в июле — +20С . Солнечных дней в году – 280. Продолжительность безморозного периода – 123 дня. Имеет благоприятные климатические условия. .

1.1.2 Гидрологические данные

Длина реки: 3530 км, Площадь бассейна водосбора: 1 360 000 км². Средний расход воды в устье: 8000 м³/с. Годовой сток равен 254 км³/год.

Волга находится в Европейской части России. Она протекает через Московскую и Ярославскую, Костромскую и Ивановскую, Самарскую и Тверскую, Саратовскую и Нижегородскую области, а также некоторые другие регионы (всего – через одиннадцать областей и четыре республики).

Ледостав на реке держится с начала ноября до конца апреля.

Режим реки характеризуется весенним половодьем (с апреля по июнь). Колебания уровня воды в период половодья могут достигать 8-ми метров. Минимальный уровень воды в реке наблюдается с декабря по март. Скорость реки на равнинных участках в среднем равна 0,4 м/сек., на перекатах она возрастает до 1,75 м/сек.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Волга за период 1914-1963 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно 3580 м³/с.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровня нижнего бьефа			
		Зимняя		Летняя	
V, км ³	Z _{ВБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м
0	50	0	50	0	50
0,47	51	632	50,5	790	50,5
1,94	54	1344	51	1680	51
4,38	58	2160	51,5	2700	51,5
10	63,5	3108	52	3885	52
15	65,7	4144	52,5	5180	52,5
20	66,9	5328	53	6660	53
25	67,9	6660	53,5	8325	53,5
30	68,8	8140	54	10175	54
35	69,5	10064	54,5	12580	54,5

Окончание таблицы 1.1

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровня нижнего бьефа			
		Зимняя		Летняя	
$V, \text{ км}^3$	$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3 / \text{ с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3 / \text{ с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$
40	70	12800	55	16000	55
н/д	н/д	16580	55,5	20725	55,5

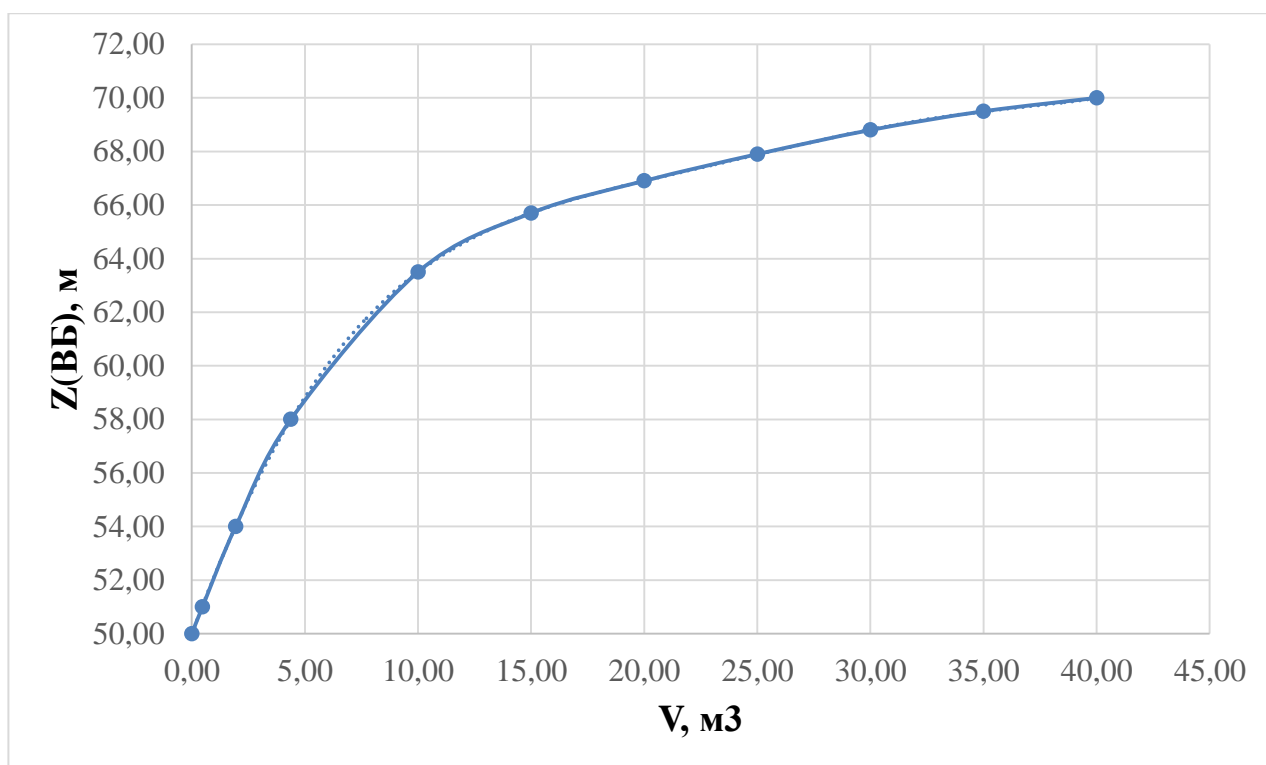


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

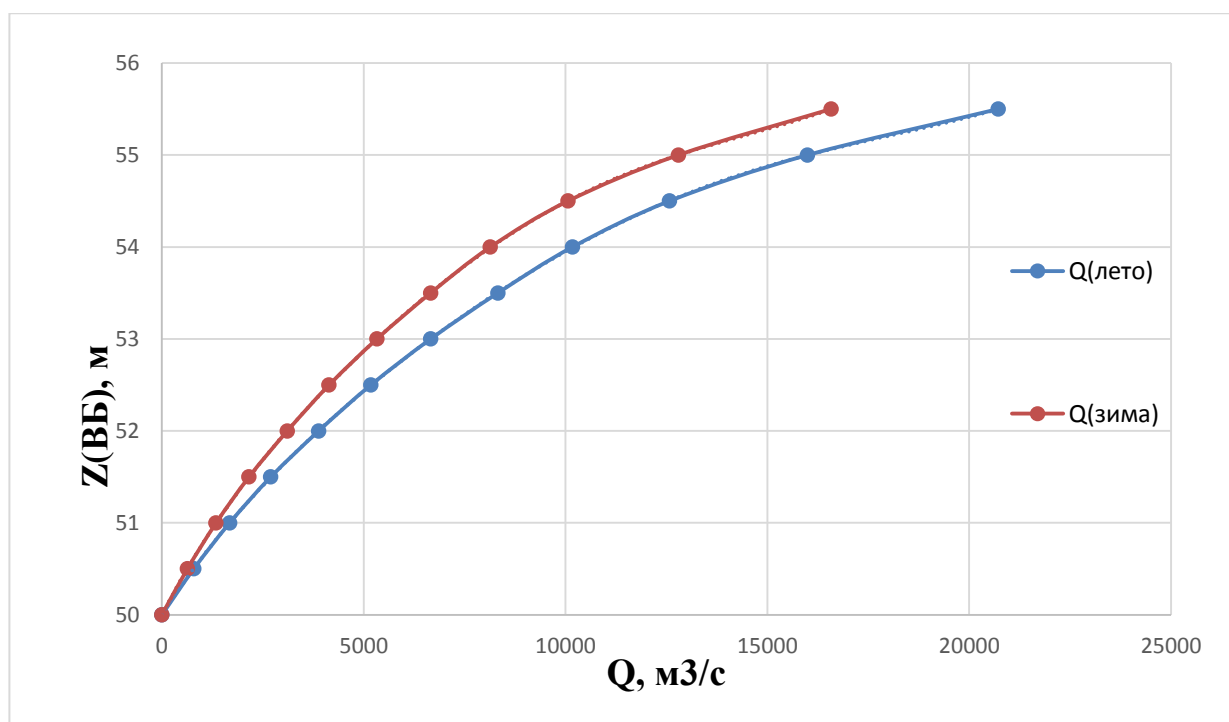


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

1.1.3 Инженерно – геологические условия

По геологической карте определено, что в районе Чебоксарской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Волга – глины, известняки, песчаники.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиП и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Чебоксарской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 6 баллам шкалы MSK-64.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

По отчётным данным за 2015 год, выработка электроэнергии электростанциями операционной зоны Нижегородского РДУ составляет 33,54 млрд. кВт·ч. ГЭС. Сезонный график нагрузки представлен на рисунке 1.3.

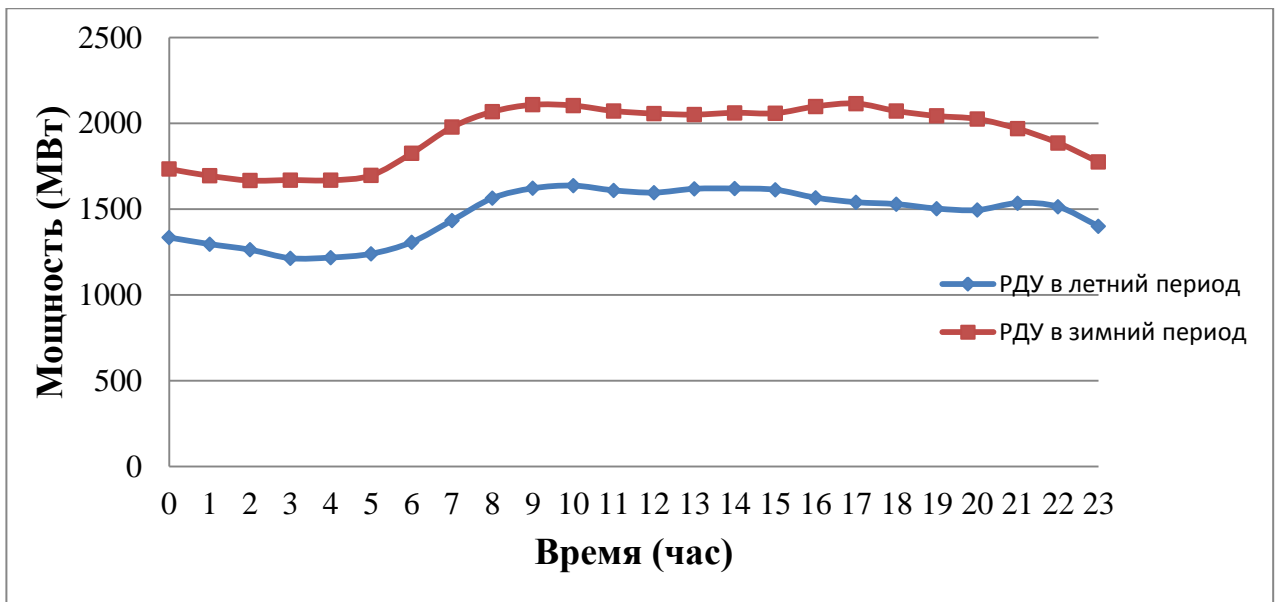


Рисунок.1.3 - Сезонный график нагрузки для зимнего и летнего периодов.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналога была выбрана Чебоксарская ГЭС

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, уровней верхнего бьефа и объемов водохранилища (таблица 1.1, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема – Средняя Волга;
- Нижегородское РДУ;
- коэффициент мощности $k_N = 8,99$;
- потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,3$ м;
- НПУ Чебоксарской ГЭС: $\nabla_{НПУ} = 70,00$ м;
- ряд гидрологических наблюдений за рекой Волга за период 1914-1963 гг. представлен в приложении А, таблица А.1;
- требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;
- суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии Чебоксарской ГЭС на реке Волга»);

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

$Q, \frac{м^3}{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}(90\%), \frac{м^3}{с}$	1341	1257	1494	5106	11209	4637	2533	2461	1659	1536	1580	1533
$Q_{\text{исп}}, \frac{м^3}{с}$	0	0	0	0	5	25	15	10	5	1	0	0
$Q_{\text{лед}}, \frac{м^3}{с}$	3	3	3	-29	-10	0	0	0	0	0	20	5
$Q_{\text{фильтр}}, \frac{м^3}{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{шлюз}}, \frac{м^3}{с}$	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
$Q_{\Sigma}, \frac{м^3}{с}$	204	204	204	172	196	226	216	211	206	202	221	206
$Q_{\text{полезн}}, \frac{м^3}{с}$	1137	1053	1290	4934	11013	4411	2317	2250	1453	1334	1359	1327

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов нужно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Изначально можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет

заданного ряда принимаются одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся IV, V, VI, VII, VIII месяцы; к периоду межени относятся IX, X, XI, XII, I, II, III, месяцы). Начало года считаем с начала половодья.

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

$$P = \frac{m}{n+1}; \quad (2.1)$$

где m - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке;

$n = 50$ - общее число членов ряда.

Результат расчетов представлены в приложении Б, таблица Б2.

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

Эмпирическая кривая обеспеченности для средних расходов за год, представлена в рисунке 2.1.

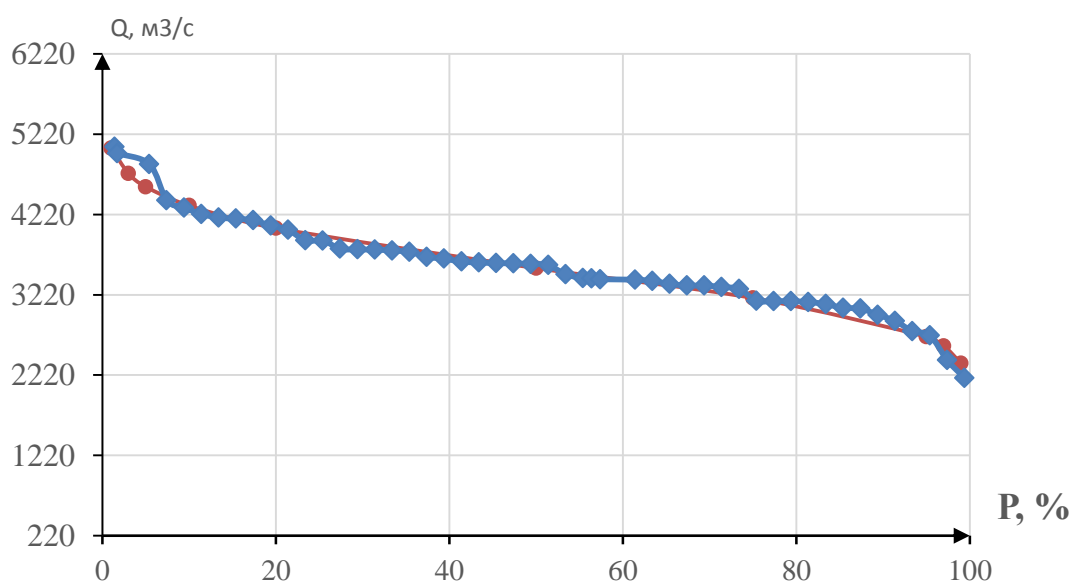


Рисунок 2.1 - Эмпирическая кривая обеспеченности для средних расходов за год

2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года

Выбор расчётного средневодного года ($P=50\%$)

В качестве расчётного средневодного года принимается 1919 год без приведения.

Выбор расчётного маловодного года ($P=90\%$)

В качестве расчётного маловодного года принимается 1940 год без приведения.

Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года приведены в таблице 2.3 и на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 - Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{P=50\%}, \frac{м^3}{с}$	1735	1660	1494	5263	11461	4773	3810	3209	2569	3395	2953	2441
$Q_{P=90\%}, \frac{м^3}{с}$	1341	1257	1494	5106	11209	4637	2533	2461	1659	1536	1580	1533

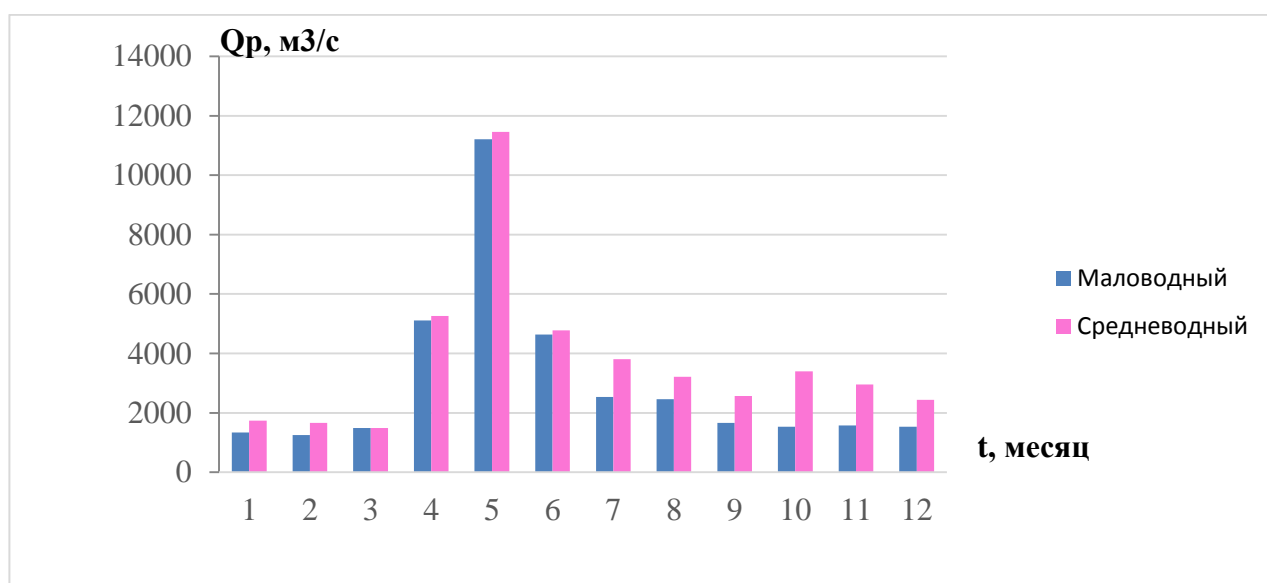


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Чебоксарской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_{п.б}^t = Q_{90\%}^t - Q_{п}^t - Q_{и}^t - Q_{ф}^t - Q_{л}^t; \quad (2.2)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ - среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);

$Q_{п}^t, Q_{и}^t, Q_{ф}^t, Q_{л}^t$ – потери воды из водохранилища: потребление, испарение.

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимается равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t; \quad (2.3)$$

где k_N – коэффициент мощности

Q^t – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.3) или расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено на рисунке 2.3.

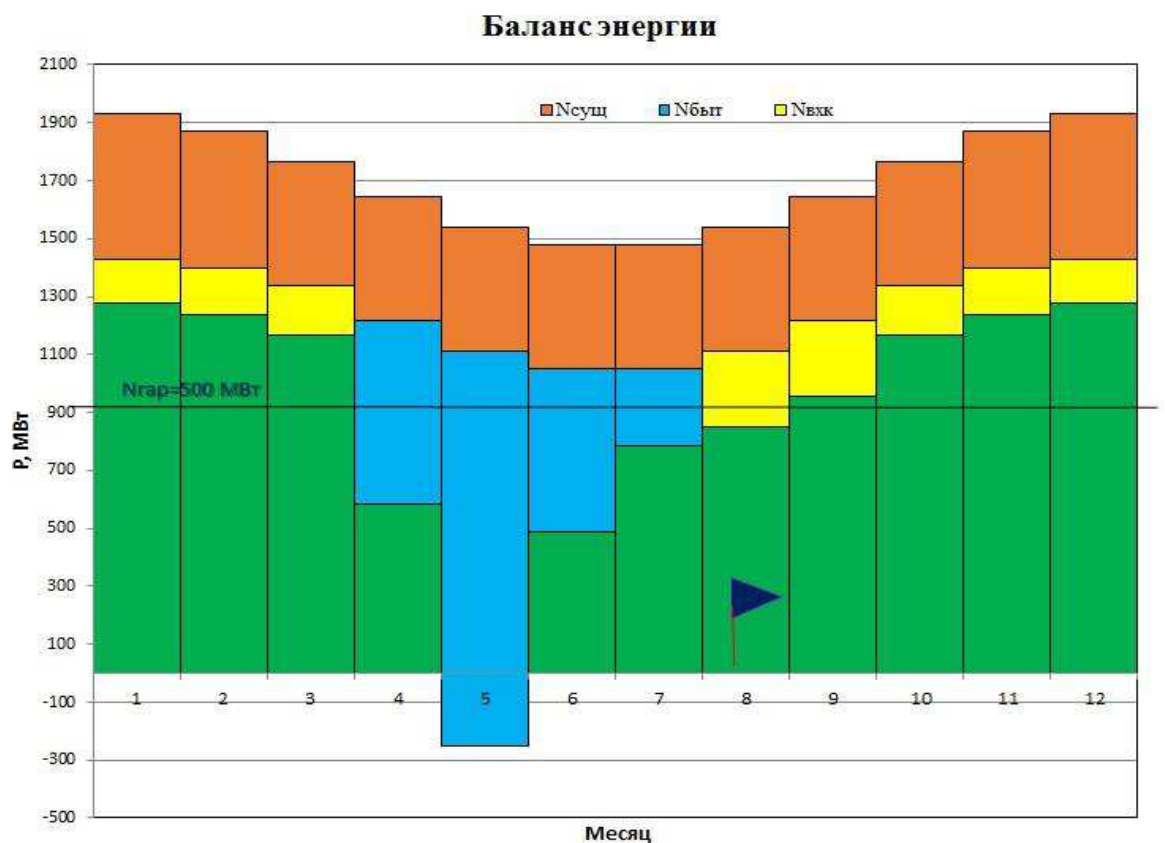


Рисунок 2.3 - Годовой график среднемесячных мощностей

За месяц сработки принимается первый месяц после половодья в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (август). Под регулирование попали 6 месяца. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

2.2.2 Водно-энергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водно-энергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 70$ м и $V_{Н} = 40$ км³.

Расход через турбины ГЭС определяется по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t; \quad (2.4)$$

где $Q_{п.б}^t$ – по формуле (2.15);

$Q_{вдх}^t$ – расход воды из водохранилища.

$Q_{вдх}^t$ варьируется для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища – $Q_{вдх}^t$ имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{НБ}^t = Q_{ГЭС}^t + Q_{ф}^t; \quad (2.5)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{вдх}^t \cdot t; \quad (2.6)$$

где t – число секунд в месяце равно 2628000 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимается следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно,

следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (рисунок 1.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h; \quad (2.7)$$

где $z_{\text{ВБ.ср}}^t$ – среднее значение отметки ВБ;

$z_{\text{НБ}}^t$ – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;

Δh - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.8)$$

где Q^t – принимается равным расходу воды через турбины ГЭС;

H^t – напор на турбине.

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 500 \text{ МВт};$$

– уровень мёртвого объёма

$$\nabla_{\text{УМО}} = 64,01 \text{ м};$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 29,12 \text{ км}^3;$$

График сработки наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 - График сработки наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Чебоксарская ГЭС будет использована для работы в базе и покрытия пиков нагрузки Нижегородского РДУ на плакате «Использование водной энергии Чебоксарской ГЭС на реке Волга».

При составлении баланса мощности энергосистемы учитывается, что нагрузочный резерв в данной энергосистеме составляет 1,5% от максимальной мощности энергосистемы, аварийный резерв составляет 7% от максимальной мощности энергосистемы. Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{уст} = N_{раб.выт}^{ГЭС} + N_{рез}^{нагр}, \quad (2.9)$$

где $N_{раб.выт}^{ГЭС}$ определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы.

$$N_{раб.выт}^{ГЭС} = 700 \text{ МВт}$$

$$N_{рез}^{нагр} = 1,5\% \cdot N_{раб.выт}^{ГЭС} = 14 \text{ МВт} \quad (2.10)$$

$$N_{уст} = N_{раб.выт}^{ГЭС} + N_{рез}^{нагр} = 700 + 14 = 714 \text{ МВт}$$

2.2.4 Водно-энергетические расчёты по условию средневодного года

Расчет производится по тем же формулам, что и ВЭР по условию маловодного года.

Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года (таблица 2.3).

Среднегодовалая выработка – 4,39 млрд. кВт·ч.

2.3. Баланс мощности Нижегородского РДУ

Баланс мощностей системы строится на графике максимальных нагрузок и представляет собой распределение мощностей на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы.

$N_{\text{авар}} = 8\%$ от $N_{\text{раб}}$ для всех существующих электростанций

$N_{\text{нагр}} = 2\%$ от $N_{\text{раб}}$ для всех электростанций

Считаем ремонтную площадь ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2}$$

Ремонтная площадь ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{4} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2}$$

Баланс мощности представлен на рисунке 2.5

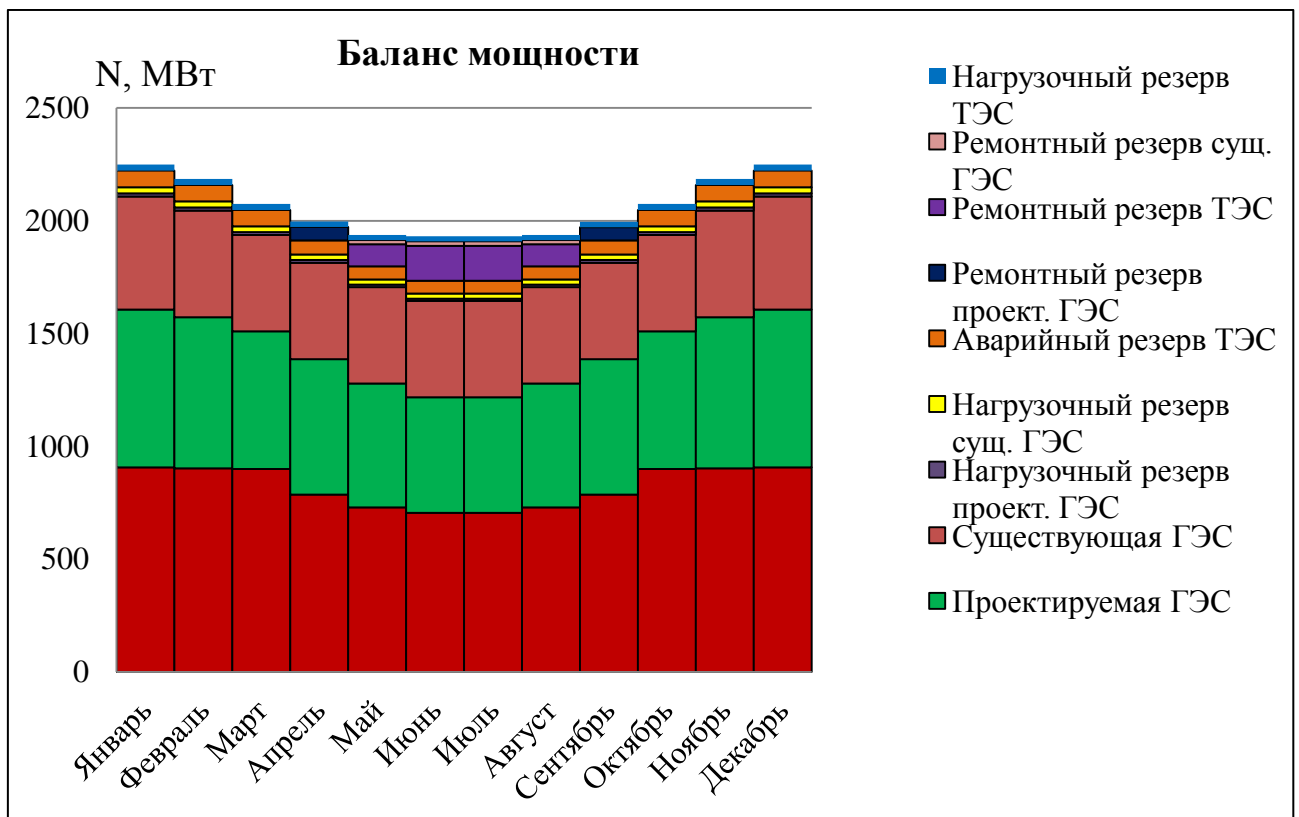


Рисунок 2.5 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимого режима работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле по расходу и напору.

Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, при отметки НПУ (70 м), нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО (64,01 м).

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

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.

Определение ограничения работы турбин:

– ограничение слева на режимном поле является минимальный расход воды по условиям водохозяйственного комплекса ($Q_{ГЭС}^{\min} = 850 \text{ м}^3/\text{с}$);

– ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст}^p = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}, \quad (3.2)$$

где k_N – коэффициент мощности (исходные данные);

$Q_{ГЭС}$ – ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{\max} \cdot \sqrt{H_{ГЭС}} / \sqrt{H_p^N}, \quad (3.3)$$

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре $H_{расч}^N = 15,1 \text{ м}$.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1 и рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Чебоксарской ГЭС

H, м	Z нб (Q), м	ΔH_{max}	H, м (при НПУ)	Q, м ³ /с	H, м (при УМО)	H, м (при Нр)	Огран. по N		Огран. по Q	
							H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
19,6	55,5	5,5	14,1	20275	8,51	12,21	17,26	4777	15,1	5460
19,6	55	5	14,6	16000	9,01	12,71	17,26	4777	14,5	5351
19,6	54	4	15,6	10175	10,01	13,71	17,1	4822	14	5257
19,6	53	3	16,6	6660	11,01	14,71	16,7	4937	13,5	5163
19,6	52,5	2,5	17,1	5180	11,51	15,21	16,3	5058	13	5066
19,6	52	2	17,6	3885	12,01	15,71	15,9	5185	12,5	4968
19,6	51	1	18,6	1680	13,01	16,71	15,5	5319	12	4867
19,6	50	0	19,6	0	14,01	17,71	15,1	5460	11,64	4794

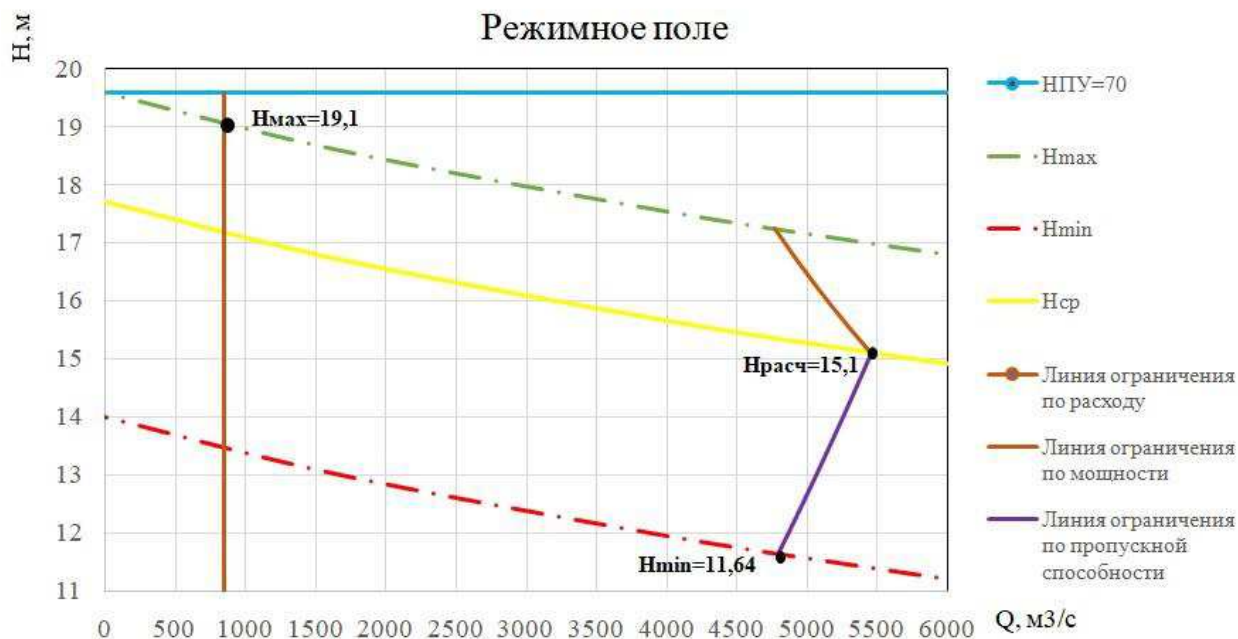


Рисунок 3.1 – Режимное поле Чебоксарской ГЭС

Из построенного режимного поля определяется:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 19,1 \text{ м};$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора:

$$Q_p^{max} = 5500 \text{ м}^3/\text{с};$$

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 15,1 \text{ м};$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 11,64 \text{ м}.$$

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор системы и типа турбины производится по величине максимального напора, так чтобы значение H_{max} было бы близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Для максимального напора 19,1 м выбираются следующая гидротурбина:
- поворотно-лопастная ПЛ-20В;

Необходимо проверить отношение $H_{min}/H_{пред}$ оно должно быть не меньше заданных значений:

ПЛ-20В:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{11,64}{20} = 0,58 > 0,5 \quad (3.4)$$

У всех турбин выполняются данное условие. В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ20–В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$	20
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	146
Оптимальный КПД р.т.	η_{mo}	0,920
Расход в р.т.	$Q'_{max}, \text{л/с}$	1840

Окончание таблицы 3.2

Приведенный диаметр рабочего колеса	$D'_{1M}, \text{ м}$	0,5
Напор модельной турбины	$H_M, \text{ м}$	10
Коэффициенты вязкости воды для модельной турбины	$\nu_M \text{ м}^2/\text{с}$	1,01

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняются расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right); \quad (3.5)$$

где η_M, D_{1M}, H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (для поворотно-лопастных гидротурбин $\varepsilon = 0,75$).

D_1, H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_M, ν_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M ;

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G}; \quad (3.6)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимается $\eta_G = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{N_a}; \quad (3.7)$$

где $N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}} = 714 \text{ МВт}$ – установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется до целого числа в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}; \quad (3.8)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}; \quad (3.9)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду.

Для выбранного максимального диаметра турбины 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 приведённой частоты вращения:

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{Iрасч} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{расч} \cdot \Delta}}; \quad (3.11)$$

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}; \quad (3.12)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Tcp}}; \quad (3.13)$$

Расчитывается приведённый расход:

$$Q'_{Imin} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{850}{9^2 \cdot \sqrt{11,6 \cdot 1,04}}; \quad (3.14)$$

$$Q'_{I\max} = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{130}{9^2 \cdot \sqrt{19,1 \cdot 1,04}}; \quad (3.15)$$

где Q_{\min} – расход при санитарном попуске

Рассчитанные по формулам (3.5) - (3.15) величины для разных диаметров натуральных турбин сводятся в таблицу 3.3 для ПЛ20-В.

Таблица 3.3–Результаты расчёта параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ20-В.

D_1 , м	6.7	7.1	7.5	8	9
η_T	0.918	0,919	0,919	0,920	0,921
N_a^* , кВт	42338,7	47576,4	53120,9	60483,3	77153
Z_a^* , шт	16,8	15,0	13,4	11,8	9,3
Z_a , шт	18	16	14	12	10
N_a , кВт	39666,6	44625	51000	59500	71400
Δ_1	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n_c^* , об/мин	86,34	81,5	77,18	72,38	64,38
n_c , об/мин	85,7	83,3	78,9	71,4	62,5
$n'_{I\max}$, об/мин	165,33	170,25	170,29	164,31	168,69
n'_{Ip} , об/мин	144,91	149,22	149,25	144,02	147,86
$n'_{I\min}$, об/мин	128,85	132,68	132,71	128,05	131,46
$Q'_I \cdot \eta_T$, м ³ /с	1,583	1,585	1,624	1,665	1,579
$(Q'_I \cdot \eta_T)_{H\max}$, м ³ /с	1,11	1,11	1,14	1,17	1,11
$Q'_{I(H\min)}$, м ³ /с	0,708	0,630	0,565	0,496	0,5
$Q'_{I(H\max)}$, м ³ /с	0,796	0,709	0,635	0,558	0,78

Исходя из результатов расчета, в дальнейшем рассматриваются турбины ПЛ20-В с диаметром 9 м.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_S, \quad (3.16)$$

где $Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{H.B.}$, соответствующая расчетному значению высоты отсасывания H_S ;

H_S – высота отсасывания.

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с N_p при НПУ;

2. Работа одного агрегата с N_p и H_p ;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с N_p и H_{\min} .

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационного режима работы. Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{Z_{НБ}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{Х.Пл.} \quad (3.17)$$

где $B = 10,33$ м – барометрическое давление;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий;

H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{НБ}(Q_{НБ})$;

$Z_{Х.Пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, (для поворотно-лопастных гидротурбин $Z_{Х.Пл.} = 0$).

Рассчитывается высота отсасывания для ПЛ20-В-900 м (3.17):

$$H_S = 10,33 - \frac{50,4}{900} - 0,765 \cdot 15,1 - 1,5 = -2,8 \text{ м}$$

Аналогично выполняется расчет для двух других режимах работы турбины. Расчеты всех выбранных турбин представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6.–Результаты расчета высоты отсасывания турбины

Тип турбины	η_T	D1, м	Za, шт	N агр, МВт	n синх	Hs1	Hs2	Hs3
ПЛ50-В-600	0,930	9	10	71,4	65,2	0,68	-2,8	-0,77

Анализируя полученные варианты параметров данной турбины, выбирается турбина ПЛ50-В-900, количество агрегатов принимается $Z_a = 10$, синхронная частота вращения $n_{\text{синх}} = 65,2$ об/мин, так как КПД является наибольшим, количество агрегатов вышло наименьшее.

Рассчитывается заглубление рабочего колеса (3.16) при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{P.K.1} = 50,3 + 0,68 = 50,98 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{P.K.2} = 50,4 - 2,8 = 47,6 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{P.K.1} = 50,2 + 0,77 = 50,97 \text{ м}.$$

Из всех полученных значений $\nabla Z_{P.K.}$ выбирается минимальное значение, $\nabla Z_{P.K.} = 47,6$ м.

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ20-В-710 с построенным режимным полем представлена в приложении В, рисунок В.1.

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины:

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 7,1 = 12,35 \text{ м} \quad (3.18)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 7,1 = 20,79 \text{ м} \quad (3.19)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,828 \cdot D_1 = 4,828 \cdot 7,1 = 34,28 \text{ м} \quad (3.20)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 7,1 = 20,71 \text{ м} \quad (3.21)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 7,1 = 12,35 \text{ м} \quad (3.22)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 10,70 \text{ м}$$

По полученным данным строится бетонная спиральная камера рисунок 3.2.

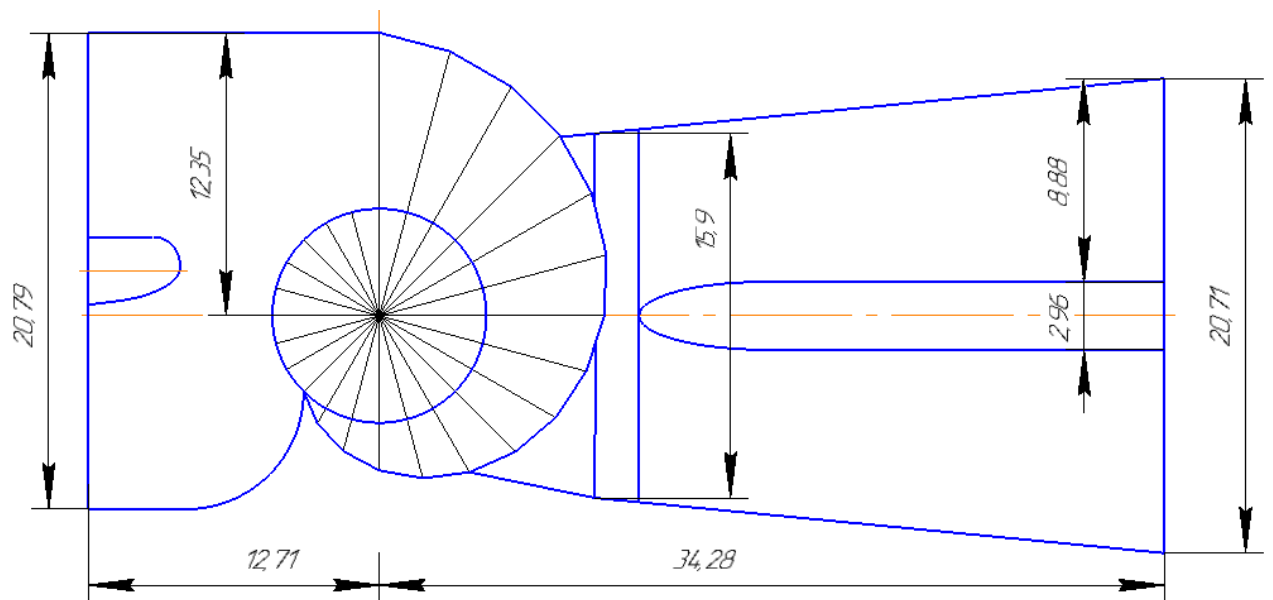


Рисунок 3.2 – Спиральная камера

Определяется наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.23)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа,

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{71400}{65,2} = 10,6 \text{ м}, \quad (3.24)$$

$$D_B^* = \left(\frac{5,1 \cdot 10,6}{32,5} \right)^{0,33} = 1,18 \text{ м};$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_B = 1,2 \text{ м}.$$

3.2.3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Габаритные размеры МНУ определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ. По нанограмме определяется тип маслонапорной установки:

МНУ 16/1 – 40-20-3.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 16 м^3 , состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслонасосным агрегатом ГА 8/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 20 м^3 с 3 насосами.

3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определяется тип ЭГР. Выбранный регулятор ЭГРК-2П 150-4.

3.3 Выбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Основные параметры выбранного гидрогенератора СВ-1343/140-96 представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7– Основные параметры генератора Чебоксарской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	128,7
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	65
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	3,2
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	62,5
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	1,05
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,22
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,19
Исполнение	зонтичное		

3.4 Подъемно - транспортное оборудование

По массе ротора принимается мостовой кран КМ400/50, грузоподъемностью главного крюка –400 т, вспомогательного –50 т.

В качестве подъемного механизма для затворов отсасывающих труб принят козловой кран грузоподъемностью главного крюка – 63т, вспомогательного – 15 т.

Для подъема сороудерживающих решеток и затворов водоприемников козловой кран грузоподъемностью 150 тонн.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Главная электрическая схема Чебоксарской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать основным требованиям:

1. Надежность и безотказность в работе;
2. Маневренность схемы т.е. возможность легкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;
3. Простота и наглядность;
4. Экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

В Чебоксарской энергосистеме присутствуют несколько подстанций 220 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередач подстанций было определено, что ближайшей является подстанция «Южная» напряжением 220/110/35кВ, в 8 км от Чебоксарской ГЭС.

По условиям вышеперечисленных требований, а также для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, была выбрана схема с объединенными блоками.

Структурная схема представлена на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Чебоксарской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы;
- от подстанции Новая 35/10 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Рассматривается схема с простыми блоками, представленная на рисунке 4.1.

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная электрическая схема».

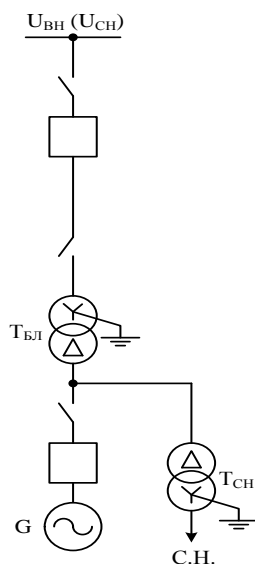


Рисунок 4.1 – Структурная схема с простыми блоками

4.2.1 Главные повышающие трансформаторы

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{7,5}{0,85} = 8,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд (1% от $P_{\text{гном}}$), МВт.

По каталогу "ЮФО Индустрия" выбираются трансформаторы ТДЦ-80000/220-У1,ХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры трансформатора ТДЦ-80000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт	
		ВН	НН		ХХ	КЗ
ТДЦ-80000/220-У1	80000	242	13,8	Yн/D-11	60	280

Трансформатор трехфазный с принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла.

4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от $S_{\Gamma \text{ ном}}$:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{Г\text{ ном}}}{\cos\varphi_{Г}} = 0,01 \cdot \frac{76500}{0,85} = 8800 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.2)$$

На генератор устанавливается собственный трансформатор собственных нужд. По каталожным данным выбираем ТСЗ – 1000/15 У1 и ТСЗ – 1000/10 У1 В качестве резерва выбираем 2 ДГУ АД15020С-Т400-2РП

4.3 Распределительное устройства

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{Г} \cdot \left(\frac{P_{Г} - P_{сн}}{\cos\varphi_{Г}} \right); \quad (4.3)$$

$$S_{\Sigma} = 10 \cdot \left(\frac{65 - 6,5}{0,85} \right) = 688,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{(S_{\text{уст}} - S_{сн}) \cdot \cos\varphi}{135} + 1 = \frac{(688,2 - 6,5) \cdot 0,85}{135} + 1 = 5,6 \approx 6 \text{ шт.} \quad (4.4)$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{882}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,385 \text{ кА}. \quad (4.5)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{Т} \cdot \alpha_{i} \cdot I_{\text{раб}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 0,385 = 0,445 \text{ кА}, \quad (4.6)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{Т} = 1,1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока в соответствие с ПУЭ выбираем провод 6×АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 880 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(6-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{882}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,463 \text{ кА}. \quad (4.7)$$

Исходя из условия $I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$:

$I_{\text{доп}} = 880 > I_{\text{п.ав}} = 463$ - следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода марки АС-240/32 представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 - Параметры провода марки АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,118	0,435	$2,604 \cdot 10^{-6}$

В результате для выдачи мощности принято строительство шести одноцепных ВЛ220 кВ Чебоксарская ГЭС – ПС «Южная» протяженностью 8 км.

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 220 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;
- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Проектируемая станция находится в республике Чувашии, поэтому применяется ОРУ 220 кВ.

В соответствии с [7] принимается схема с двумя рабочими и обходной системами шин (рис. 4.2).

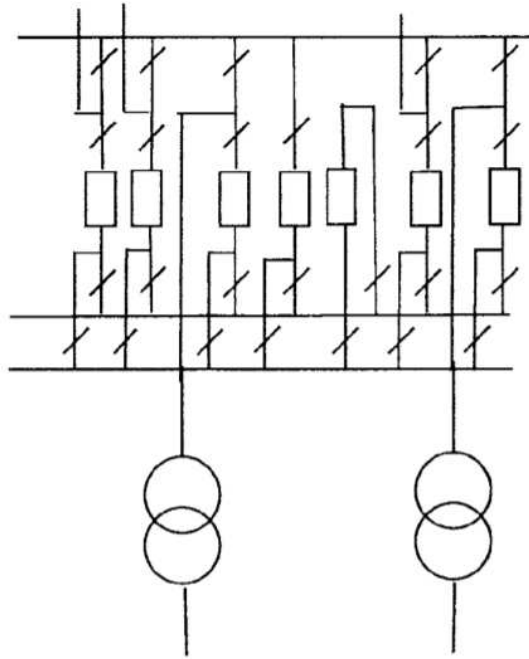


Рисунок 4.2 – Схема «две рабочие и обходная системы шин»

4.4 Электротехническое оборудование

4.4.1 Расчёт токов короткого замыкания

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{13,8^2}{76,5} = 0,498 \text{ Ом} \quad (4.8)$$

где x''_d - сверхпереходное продольное сопротивление генератора;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{НОМ}}$ – полная мощность генератора.

Схема для расчета в программном комплексе представлена на рисунке 4.3.

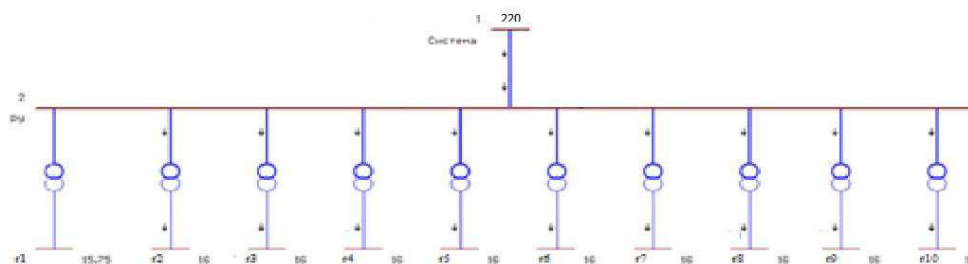


Рисунок 4.3 - Схема для расчета в программном комплексе RastrWin

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,6 \text{ кВ}$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к}}\% \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = 80,5 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{242^2}{200} = 292,8 \text{ Ом.} \quad (4.10)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = (x_{0,\text{уд}} \cdot l) n = (0,43 \cdot 8) / 6 = 0,57 \text{ Ом} \quad (4.11)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*С} \cdot U_{\text{б1}} = 0,85 \cdot 242 = 205,7 \text{ кВ} \quad (4.12)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{13,8}{242} = 0,05. \quad (4.13)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,498}{0,045 \cdot 314} = 0,035 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{292,8}{0,045 \cdot 314} = 20,7 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

$$r_{\text{л}} = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,12 \cdot 8}{6} = 0,16 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

$$r_{\text{т}} = \Delta P_k \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,2 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 1,83 \text{ Ом.} \quad (4.17)$$

Ниже представлены рисунки (4.4-4.6) с внесёнными в RastrWin исходными данными.

	<input type="checkbox"/>	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Г2		14
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Г3		14
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Г4		14
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Г5		14
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Г6		14
7	<input type="checkbox"/>			зак	7	Г7		14
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	Г8		14
9	<input type="checkbox"/>			зак	9	Г9		14
10	<input type="checkbox"/>			зак	10	Г10		14
11	<input type="checkbox"/>			у	11	В1		242
12	<input type="checkbox"/>			у	12	В2		242
13	<input type="checkbox"/>			у	13	В3		242
14	<input type="checkbox"/>			у	14	В4		242
15	<input type="checkbox"/>			у	15	В5		242
16	<input type="checkbox"/>			у	16	В6		242
17	<input type="checkbox"/>			у	17	В7		242
18	<input type="checkbox"/>			у	18	В8		242
19	<input type="checkbox"/>			у	19	В9		242
20	<input type="checkbox"/>			у	20	В10		242
21	<input type="checkbox"/>			у	21	Л		242
22	<input type="checkbox"/>			у	22	СИСТЕМА		242

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	0	S	Тип	s0	tp0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X
1			Выкл		Выкл	1	11		Г1 - В1		
2			Тр-р		Тр-р	11	21		В1 - Л	1,83	80,50
3			ЛЭП		Выкл	21	22		Л - СИСТЕМА	2,54	9,13
4			Выкл		Выкл	2	12		Г2 - В2		
5			Тр-р		Тр-р	12	21		В2 - Л	1,83	80,50
6			Выкл		Выкл	3	13		Г3 - В3		
7			Тр-р		Тр-р	13	21		В3 - Л	1,83	80,50
8			Выкл		Выкл	4	14		Г4 - В4		
9			Тр-р		Тр-р	14	21		В4 - Л	1,83	80,50
10			Выкл		Выкл	5	15		Г5 - В5		
11			Тр-р		Тр-р	15	21		В5 - Л	1,83	80,50
12			Выкл		Выкл	6	16		Г6 - В6		
13			Тр-р		Тр-р	16	21		В6 - Л	1,83	80,50
14			Выкл		Выкл	7	17		Г7 - В7		
15			Тр-р		Тр-р	17	21		В7 - Л	1,83	80,50
16			Выкл		Выкл	8	18		Г8 - В8		
17			Тр-р		Тр-р	18	21		В8 - Л	1,83	80,50
18			Выкл		Выкл	9	19		Г9 - В9		
19			Тр-р		Тр-р	19	21		В9 - Л	1,83	80,50
20			Выкл		Выкл	10	20		Г10 - В10		
21			Тр-р		Тр-р	20	21		В10 - Л	1,83	80,50

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	уп.E	уп.Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Ia	dIa	Ib	dIb
1	Г1	1	0,080	0,497	0,080	0,497	0,080	0,497	15,594				17,884	-80,856					17,884	-80,856	-17,884	
2	Г2	2	0,080	0,497	0,080	0,497	0,080	0,497	15,594				0,011	-88,693					0,011	-88,693	-0,011	
3	Г3	3	0,080	0,497	0,080	0,497	0,080	0,497	15,594				0,011	-88,693					0,011	-88,693	-0,011	
4	Г4	4	0,080	0,497	0,080	0,497	0,080	0,497	15,594				0,011	-88,693					0,011	-88,693	-0,011	
5	Г5	5	0,080	0,497	0,080	0,497	0,080	0,497	15,594				0,011	-88,693					0,011	-88,693	-0,011	
6	Г6	6	0,080	0,497	0,080	0,497	0,080	0,497	15,594				0,011	-88,693					0,011	-88,693	-0,011	
7	Г7	7	0,080	0,497	0,080	0,497	0,080	0,497	15,594				0,011	-88,693					0,011	-88,693	-0,011	
8	Г8	8	0,080	0,497	0,080	0,497	0,080	0,497	15,594				0,011	-88,693					0,011	-88,693	-0,011	
9	Г9	9	0,080	0,497	0,080	0,497	0,080	0,497	15,594				0,011	-88,693					0,011	-88,693	-0,011	
10	Г10	10	0,080	0,497	0,080	0,497	0,080	0,497	15,594				0,011	-88,693					0,011	-88,693	-0,011	

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Таблица 4.4 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

№ сост.	Тип	$I_{п.0}$
1	3ф	77,9
1	3ф	7,87
1	1ф	4,67

4.4.2 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г10 13,8 кВ:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} \quad (4.18)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{76,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3200 \text{ А};$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-80000/220-У1,ХЛ1:

$$I_{Т,раб.маx} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 242} = 191 \text{ А}. \quad (4.19)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л,раб.маx} = \frac{S_{Г1-Г10}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{НОМ}} = \frac{10 \cdot 76,5}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 220} = 334 \text{ А}; \quad (4.20)$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{Л,раб.утж} = \frac{S_{Г1-Г10}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{НОМ}} = \frac{10 \cdot 76,5}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 220} = 401 \text{ А}. \quad (4.21)$$

4.4.3 Выбор электротехнического оборудования 220кВ

4.4.3.1 Выбор генераторного выключателя

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

- 1) $U_{НОМ} \geq U_{НОМ,с}$
- 2) $I_{НОМ} \geq I_{Граб\ max}$
- 3) $I_{откл} \geq I_{по}$

$$I_{Г\ раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г\ НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{76,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,2 \text{ кА}; \quad (4.22)$$

По каталогу «Альстром Грид» выбирается генераторный выключатель FKG1X. Паспортные данные генераторного выключателя приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Паспортные данные FKG1X

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$U_{\text{МАХ РАБ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{ОТКЛ}}$, кА	$I_{\text{ПР СКВОЗ}}$, кА	$I_{\text{ТЕРМ}}$, кА	$t_{\text{ОТКЛ}}$, с	t_1 , с
20	27,5	17000	31,5	440	80	0,01	3

В цепи генераторного напряжения требуется установка разъединителя. В генераторном комплексе FKG1X разъединитель идёт в комплекте.

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,45}} \right) = \sqrt{2} \cdot 77,9 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = 189,5 \text{ кА}; \quad (4.23)$$

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} < I_{\text{пр.скв}}$$

$$189,5 < 440$$

Проверка на термическую стойкость:

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{в}} + t_{\text{рз}}) = 77,9^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 485,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.24)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{\text{кНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.25)$$

$$B_{\text{к.расч}} < B_{\text{кНОМ}}$$

$$485,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.26)$$

4.4.3.2 Выбор выключателя ОРУ 220 кВ

Для напряжения 220 кВ выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-220 У1. Паспорт выключателя ВЭБ-220 У1 приведён в таблице 4.9.

Таблица 4.6 – Паспортные данные ВЭБ-220 У1

$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$U_{\text{макр.раб}}, \text{кВ}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	$I_{\text{откл}}, \text{кА}$	$I_{\text{пр.сквоз}}, \text{кА}$	$I_{\text{терм}}, \text{кА}$	$t_{\text{откл}}, \text{с}$	$t_1, \text{с}$
220	252	3150	50	125	50	0,02	3

Проверка на динамическую устойчивость:

$$i_{\text{уд}}^{\text{СШ}} = \sqrt{2} \cdot I_n^{\text{СШ}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot 7,87 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0.01}{0,045}}\right) = 17,9 \text{ кА} \quad (4.27)$$

где $I_{\text{уд}}^{\text{СШ}}$ – ток короткого замыкания, через выключатель РУ;

$$T_a = 0,045.$$

$$I_{\text{уд}}^{\text{СШ}} < I_{\text{пр.скв}}$$

$$17,9 \text{ кА} < 125 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{в}} + t_{\text{рз}}) = 7,87^2 \cdot (0,02 + 0,01) = 185 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.28)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{\text{кНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.29)$$

$$B_{\text{к.расч}} < B_{\text{кНОМ}} \quad (4.30)$$

$$185 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

4.4.3.3 Выбор разъединителей 220 кВ

Разъединители горизонтально-поворотного типа с заземлителями РНДЗ-220/3150 УХЛ1 МУЗ («Завод электротехнического оборудования»). Паспорт разъединителя приведён в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Паспортные данные РНДЗ-220/3150 УХЛ1

$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$U_{\text{макр.раб}}, \text{кВ}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	$I_{\text{пр.сквоз}}, \text{кА}$	$I_{\text{терм}}, \text{кА}$	$t_{\text{тн}}, \text{с}$	$t_{\text{тз}}, \text{с}$
220	252	3150	80	125	3	1

Проверка разъединителя 220 кВ на термическую и динамическую устойчивость:

$$B_{\text{КНОМ}}^{\text{НОЖ}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2(t_{\text{ТН}}) = 125^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.31)$$

$$B_{\text{КНОМ}}^{\text{ЗА3}} = I_{\text{ТЕРМ}}^2(t_{\text{Т3}}) = 125^2 \cdot 1 = 15625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.32)$$

$$B_{\text{Красч}} < B_{\text{КНОМ}};$$

$$185 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{уд}}^{\text{СШ}} < I_{\text{ПР.СКВ}}$$

$$17,9 \text{ кА} < 100 \text{ кА}.$$

4.4.3.4 Выбор ОПН

По ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 220 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения устанавливается ОПН-220 производства «Завод энергозащитных устройств».

5 Устройство РЗА

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов, ОРУ и ЛЭП.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ[17] принимаются к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 1343/140-96 – 76,5 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий
- Защита от длительной форсировки
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/220:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);

- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 13,8 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 220кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита(от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения;

5.2 Расчет уставок защит гидрогенератора

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_H = 3203 \text{ А}$.

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3203 = 160,15 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 160,15 = 320,3 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надежности.

Принимается уставка:

$$I_{\text{ср0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 3203 = 480,5 \text{ А};$$

Коэффициент торможения K_{T} определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_{T} выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока;

$I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\Gamma}''}{X_{\text{д}}''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,03}{0,19} \cdot 3203 = 17364 \text{ А}, \quad (5.4)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 17364 = 1736,4 \text{ А},$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.5)$$

где $K_H = 2$ – Коэффициент надежности;

I_T – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_T > \frac{1736,4 \cdot 2}{17364} = 0,2 ,$$

Принимается уставка $K_T = 0,3$.

Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.6)$$

Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.7)$$

Принимается типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

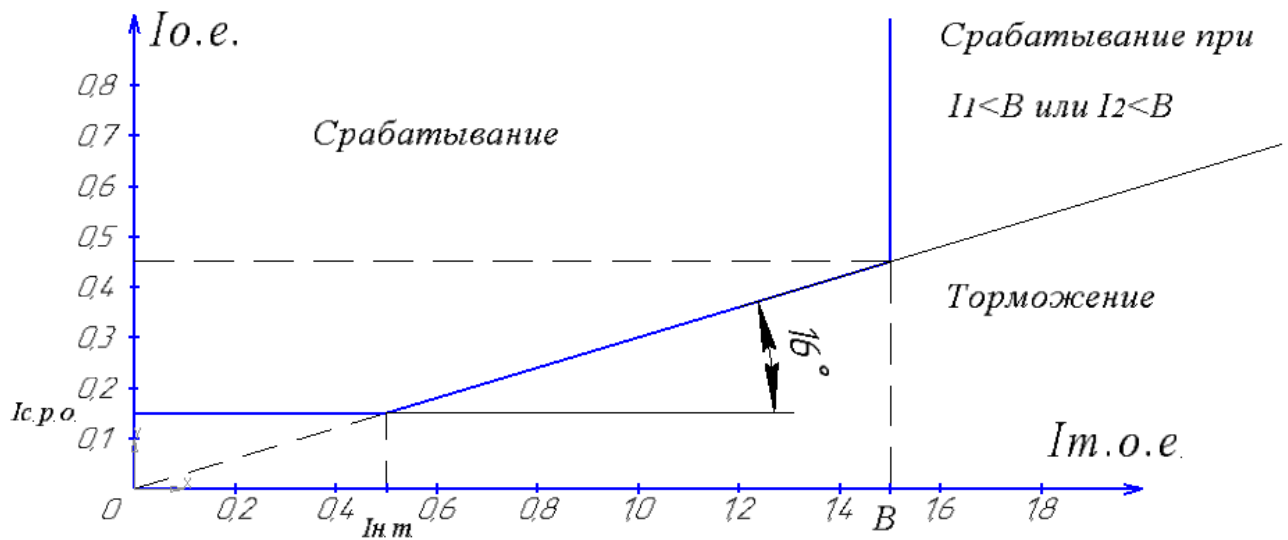


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган (U_{03}) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2

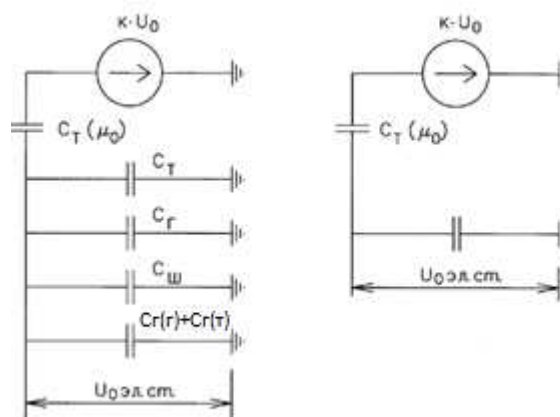


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$.

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.8)$$

где U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

C_Γ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,91 мкФ/фазу (по данным завода);

C_{T-} – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{\text{ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\Gamma(T)}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 13,8 кВ со стороны трансформатора блока. Принимается равной 0,35 мкФ/фазу (по данным завода);

$C_{\Gamma(\Gamma)}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 13,8 кВ со стороны трансформатора блока. Принимается равной 0,13 мкФ/фазу (по данным завода).

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ}, \quad (5.9)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_\Sigma &= C_T + C_\Gamma + C_{\text{ш}} + C_{\Gamma(T)} + C_{\Gamma(\Gamma)} = \\ &= 0,0073 + 0,91 + 0,008 + 0,35 = 1,26 \text{ мкФ/фазу}, \end{aligned} \quad (5.10)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,26 = 9,44 \text{ А}, \quad (5.11)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ по (5.8):

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,26} = 165,14 \text{ В},$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 165,14}{\frac{13,8}{0,1} \cdot \frac{1}{3}} = 1,7 \text{ В}, \quad (5.12)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

Принимаются следующие уставки: U_{01G} с уставкой равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с, действует на сигнал; U_{02G} с уставкой равной 10 В с выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата с последующим отключением выключателя генератора, гашением полей ГГ и ВГ, остановом турбины и сбросом аварийно-ремонтных затворов; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,3 \text{ о.е.}, \quad (5.13)$$

Уставка срабатывания U_{03} принимается минимальной и равной 0,2 В.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

5.3.3 Защита от повышения напряжения

Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}, \quad (5.14)$$

В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.15)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09I_H$.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = I_2/I_H, \quad (5.16)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.17)$$

где $A = 20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

Сигнальный орган $I_{2\text{сигн}}$, срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Уставка сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$.

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H,$$

Пусковой орган $I_{*2\text{пуск}}$, срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_{*2} выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 600$ с.

$$I_{*2\text{пуск}} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.19)$$

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H, \quad (5.20)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$.

$$t_{\text{доп}} = 20/0,15^2 \approx 880 \text{ с.}$$

Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.21)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{СР}}, \quad (5.33)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.1. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	30	83	120	188	333	600

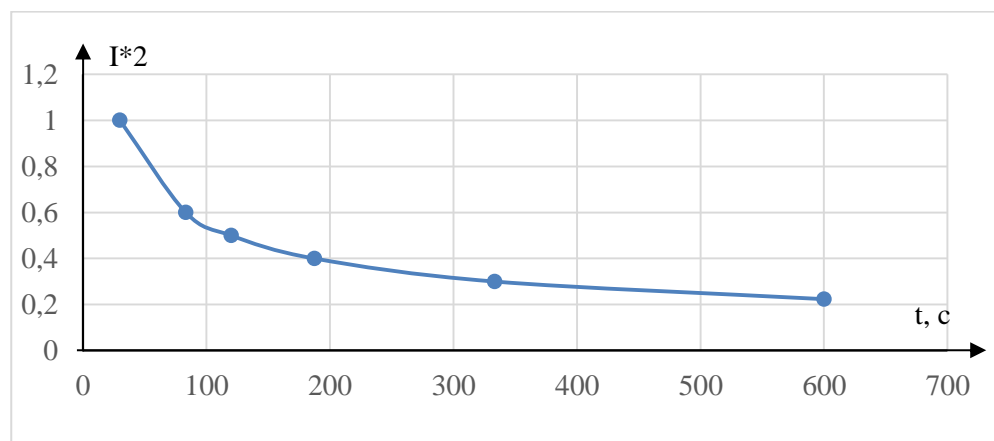


Рисунок 5.3- Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимается: $t_{\text{МИН}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{МАКС}} = 600 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Орган токовой отсечки $I_{2\text{ОТС}}$ срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах ВН и на отходящих ВЛ;
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{2 \cdot (X_{\Gamma} + X_{\text{T}})} = \frac{1}{2 \cdot (61,1 + 0,11)} = 0,008 \text{ о. е.} \quad (5.22)$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

X_{Γ} – сопротивление обратной последовательности генератора;

X_{T} – сопротивление трансформатора в относительных единицах;

$X_{\text{Л}}$ – сопротивление линии в относительных единицах.

Б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{2 \cdot I_2^*}{K_{\text{ч}}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \cdot I_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 0,008}{1,3} \cdot \frac{242}{13,8} = 0,215 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.23)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$\begin{aligned} I_{2\text{с.з.}} &\leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{2 \cdot (X_{\Gamma} + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})} = \\ &= \frac{1}{2 \cdot (0,11 + 61,1 + 0,008)} = 0,008 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (5.24)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.25)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.26)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.2. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика

Кратность перегрузки, I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3

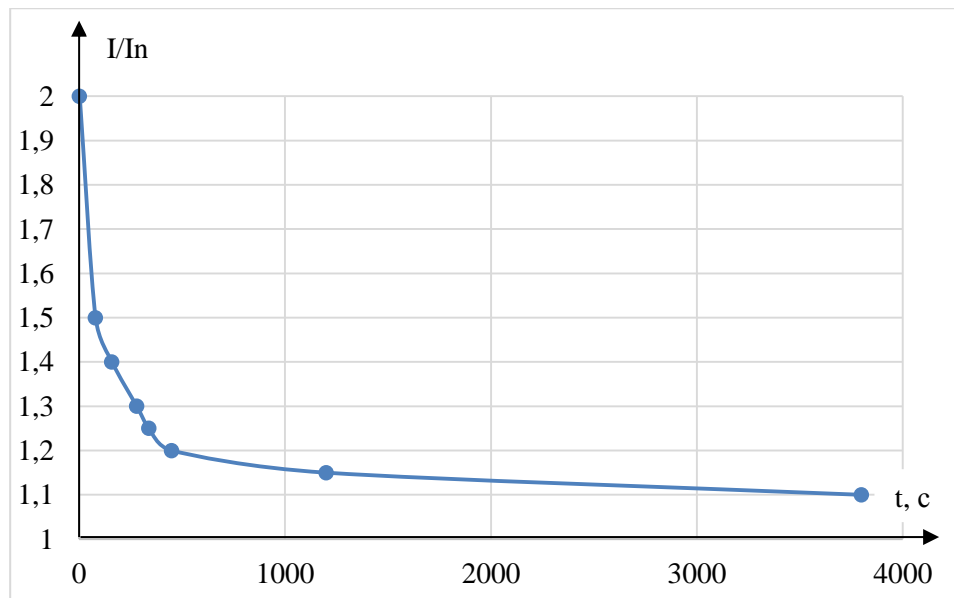


Рисунок 5.4 - Интегральная перегрузочная характеристика

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.27)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В}, \quad (5.28)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.6 Дистанционная защита генератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Z_1 , приведенное к напряжению 220кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 66,55 + \frac{0,8}{4} \cdot 3,48 = 53,9 \text{ Ом}, \quad (5.29)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{76,5}{80} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{76,5}{242^2} \cdot 3,48 = 0,085, \quad (5.30)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,085 \cdot 2,49 = 0,212 \text{ Ом}, \quad (5.31)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{13,8^2}{76,5} = 2,49$.

Уставка на реле равна:

$$Z_{1с.з.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,212 \cdot \frac{\frac{3500}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,07 \text{ Ом}. \quad (5.32)$$

Принимается уставка $Z_1 = 1,1 \text{ Ом}$.

Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Исходя из рассчитанных данных принимают уставку 30 Ом/сек.

Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 3203} = 2,49 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

где $I_{НАГР}$ – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения и напряжения на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{B,НОМ} - 0,95}{I_{B,XX}}}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1368 - 0,95}{950}}{1,04} = 1,85 \text{ А}, \quad (5.34)$$

где $I_{B,XX}$ – ток ротора холостого хода, А;

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{НОМ}$.

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{1,85} = 0,513 \text{ о.е.}, \quad (5.35)$$

$$\cos \varphi_{нагр.\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,85} = 0,484. \quad (5.36)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{нагр.\phi} \approx 61^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C.ЗИ} = \frac{Z_{НАГР.\phi}}{K_H} = \frac{0,513}{1,1} = 0,47 \text{ о.е.}, \quad (5.37)$$

$$Z_{C.ЗИ} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,47 \cdot \frac{13,8^2}{76,5} = 1,17 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{СР II} = \frac{Z_{C.ЗИ} \cdot n_T}{n_H} = \frac{1,17 \cdot 3500/5}{13800/100} = 5,9 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

Уставка принимается $Z_{II} = 6 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

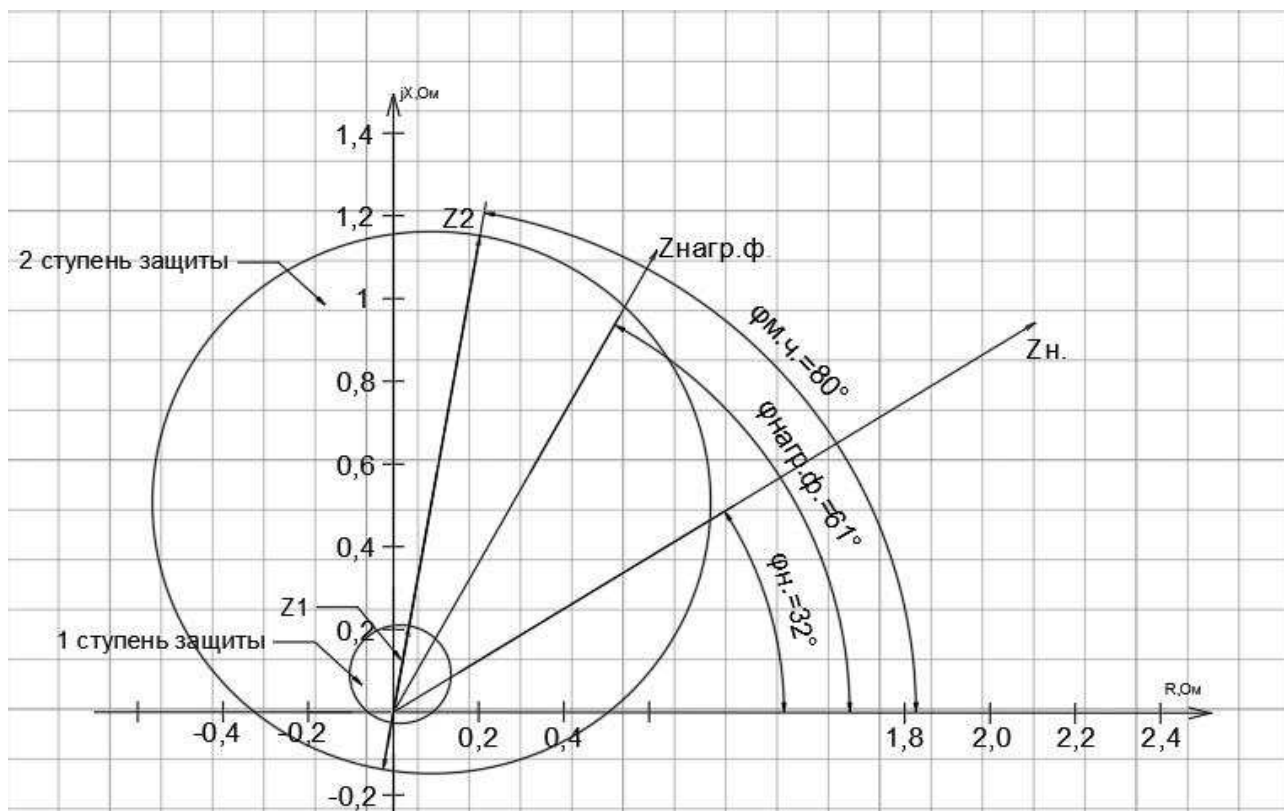


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,132 \text{ Ом}$, $Z_{CMII} = 0,72 \text{ Ом}$

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.7 Защита ротора от перегрузки

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит функциональные органы:

Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{P.СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,07 I_{НОМ.Р.} \text{ А,} \quad (5.40)$$

Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,1 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,1 I_{НОМ.Р.} \text{ А,} \quad (5.41)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме таблица 5.3, и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/In	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45

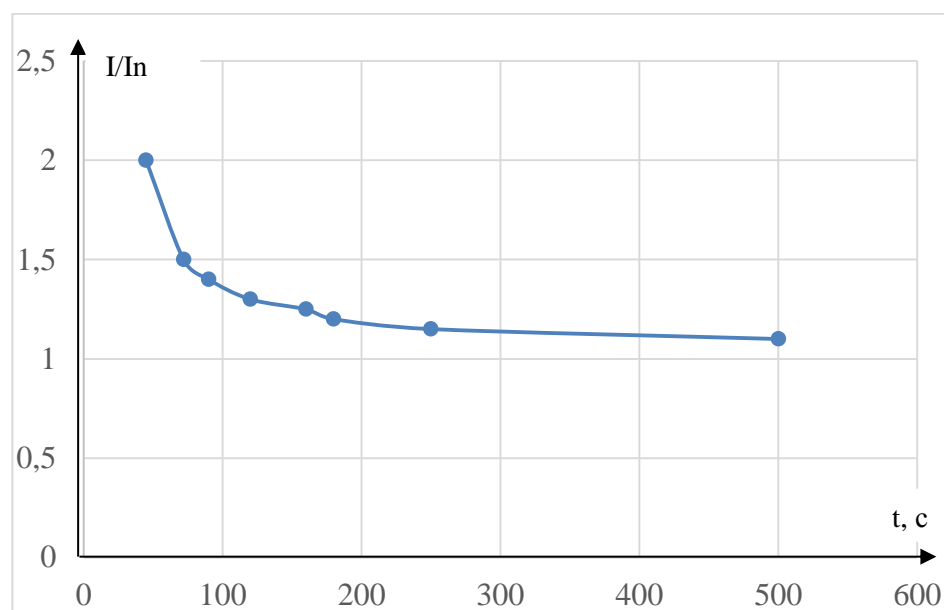


Рисунок 5.6 - Перегрузочная способность обмотки ротора

Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.ОТС.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 2,19 I_{НОМ.Р.} \text{ А} \quad (5.42)$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равно $K_{cx} = 0,816$ (по переменному току).

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор - трансформатор

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высоко интегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

5.4 Таблица уставок и матрица отключения защит

Составляется матрица отключения защит, результаты представлены в таблице Г1, приложения Г.

Уставки защит представлены в таблице Г2, приложения Г.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС).

Высота ГТС находится в пределах 20 м основание суглинок, мощность ГЭС $N_{гэс}=714$ МВт попадает в промежуток 300-1000 МВт, по числу проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС более 100 тыс. человек. На основании этих данных по СП можно сделать вывод, что ГТС имеет I класс.

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГП}$ принимаем отметку, вычисленную по формуле:

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1 % на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класс – 0,8 м, II – 0,6 м, III-IV – 0,4 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v^2 L}{g(d+0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП [2, Приложение 1, табл. 2];

v – расчетная скорость ветра, м/с;

L – длина разгона волны, м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha = 0$);

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{70 - 50}{2} = 10 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота волнового нагона в первом приближении по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,37 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{23^2 \cdot 7920}{9,81 \cdot (10 + 0,5 \cdot 0)} \cdot \cos 0^\circ = 0,1 \text{ м.}$$

Высота волнового нагона во втором приближении:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,37 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{23^2 \cdot 7920}{9,81 \cdot (10 + 0,5 \cdot 0,1)} \cdot \cos 0^\circ = 0,1 \text{ м.}$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая для этого:

1. Вычисляем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 7920}{23^2} = 146,8; \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{23} = 9212,8. \quad (6.6)$$

где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

2. Из графика по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$.

Безразмерные величины приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,022	1,76
$\frac{gt}{v}$	0,076	3,95

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,022$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,76$, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = 1,18 \text{ м;}$$

$$\bar{T} = 4,12 \text{ с.}$$

4. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,12^2}{2 \cdot 3,14} = 26,6 \text{ м.} \quad (6.7)$$

4. Выполняем проверку на глубоководность:

$$d \leq 0,5\bar{\lambda};$$

$$10 \text{ м} \leq 13,3 \text{ м.}$$

Так как условие не выполняется, следовательно, зона не является глубоководной.

Выполним проверку зону на мелководность:

1. Вычисляем безразмерные величины:

$$\frac{gd}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 10}{23^2} = 0,185;$$

2. Из графика [2, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой по значению $\frac{gd}{v^2}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$.

Безразмерные величины приведены в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gd}{v^2}$	0,025	1,96

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,025$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,96$, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = 1,35 \text{ м;}$$

$$\bar{T} = 4,59 \text{ с.}$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,59^2}{2 \cdot 3,14} = 32,98 \text{ м.}$$

Так как условие выполняется, следовательно, зона является мелководной.

4. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,35 \cdot 2,17 = 2,93 \text{ м.} \quad (6.8)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [2, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gd}{v^2}$.

6. Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяем по формуле:

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 0,9 \cdot 0,8 \cdot 1,4 \cdot 1,9 \cdot 2,93 = 5,6 \text{ м,} \quad (6.9)$$

где $k_r = 0,9$ и $k_p = 0,8$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНиП [2, таблица 6] крепление откоса гравийно-галечниковое;

$m = 2$ – заложение откоса, тогда $k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый по [2, таблица 7];

$k_{run} = 1,9$ – коэффициент, принимаемый по графикам [2, рис. 10] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{32,98}{2,93} = 11,25$.

7. Отметка гребня грунтовой плотины:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 70 + 5,6 + 0,1 + 0,8 = 76,5 \text{ м.} \quad (6.10)$$

6.1.2 Гидравлический расчет

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и Дна, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все

эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$:

$$Q_{р.осн} = Q_{max.осн} - Q_{ГЭС} - Q_{ав} = Q_{max0,1\%} - Q_{1agr}(n - 2) - Q_{др.соор} \quad (6.11)$$

$$= 25624 - 520 \cdot (10 - 2) - 2572 = 18892 \frac{м^3}{с},$$

где $Q_{ав.вод} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{40 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 2572 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход через аварийный водосброс;

$Q_{maxрасч}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС I класса;

Q_{1agr} – расход через один гидроагрегат, $Q_{1agr} = 520 \text{ м}^3/\text{с}$;

n – число гидроагрегатов ГЭС;

$V_{пол}$ – полезный объем водохранилища;

$t_{ср}$ – полное время сработки.

Удельный расход на водосливе:

$$q_{в} = 1,25 \cdot [v_h] \cdot h_{НБ}; \quad (6.12)$$

$$q_{в} = 1,25 \cdot 4 \cdot 6,5 = 32,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

где $h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{дна} = 56,5 - 50 = 6,5 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{max осн}$;

$[v_h] = 4 \text{ м/с}$ – допустимая скорость на рисберме (суглинок в основании).

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{р.осн}}{q_{в}}, \quad (6.13)$$

$$B = \frac{18892}{32,5} = 581,3 \text{ м}.$$

Полученное значение округляем в большую сторону.

$$B = 600 \text{ м}$$

Принимаем $n = 25$ количество пролетов шириной $b = 24$ метров.

При количестве затворов на водосбросной плотине больше шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора, по этой причине необходимо добавить еще один пролет.

Так как $n > 6$, то принимаем на один пролет больше, т.е. $n = 26$
 количество пролетов шириной $b = 24$ метров $B = 624$ м.

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_6 \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b, \quad (6.14)$$

$$\delta_6 \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 24 \text{ м},$$

$$\delta_6 \geq (2,88 \div 3,84) \text{ м}.$$

Выбираем толщину разрезного быка с $\delta_6 = 3$ м.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_{\text{полн}} = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_6 = 24 \cdot 26 + (26 - 1) \cdot 3 = 699 \text{ м}. \quad (6.15)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.16)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода, для профиля типа А.

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{18892}{0,49 \cdot 600 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,94 \text{ м} \quad (6.17)$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.18)$$

где σ_n – коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1,0$.

ε – коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (26-1) \cdot 0,45}{26} \cdot \frac{5,94}{24} = 0,98 \quad (6.19)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{18892}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 600 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,04 \text{ м}, \quad (6.20)$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.21)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,
 $\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса,

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} = \frac{18892}{(70 - 50) \cdot (624 + (26 - 1) \cdot 3)} = 1,35 \text{ м/с}. \quad (6.22)$$

Таким образом:

$$H = 6,04 - \frac{1,1 \cdot 1,35^2}{2 \cdot 9,81} = 6,03 \text{ м}.$$

Округляем до целого значения $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м}$.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 70 - 6 = 64 \text{ м} \quad (6.23)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 64 + 1,6 \cdot 6 = 73,6 \text{ м}. \quad (6.24)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений $\nabla\text{ГБ} = 73,6 \text{ м}$ и $\nabla\text{ГГП} = 76,5 \text{ м}$.

$\nabla\text{ГП} = 76,5 \text{ м}$.

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Принимается профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицера. Координаты для построения приведены в таблице 6.3. Оголовок водосливной плотины приведен на рисунке 6.1.

Таблица 6.3 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ст} = 12$ м.

x	y	x	y
1	0	11	6,0
2	0,6	12	6,6
3	1,2	13	7,2
4	1,8	14	7,8
5	2,4	15	8,4
6	3,0	16	9,0
7	3,6	17	9,6
8	4,2	18	10,2
9	4,8	19	10,8
10	5,4	20	11,4

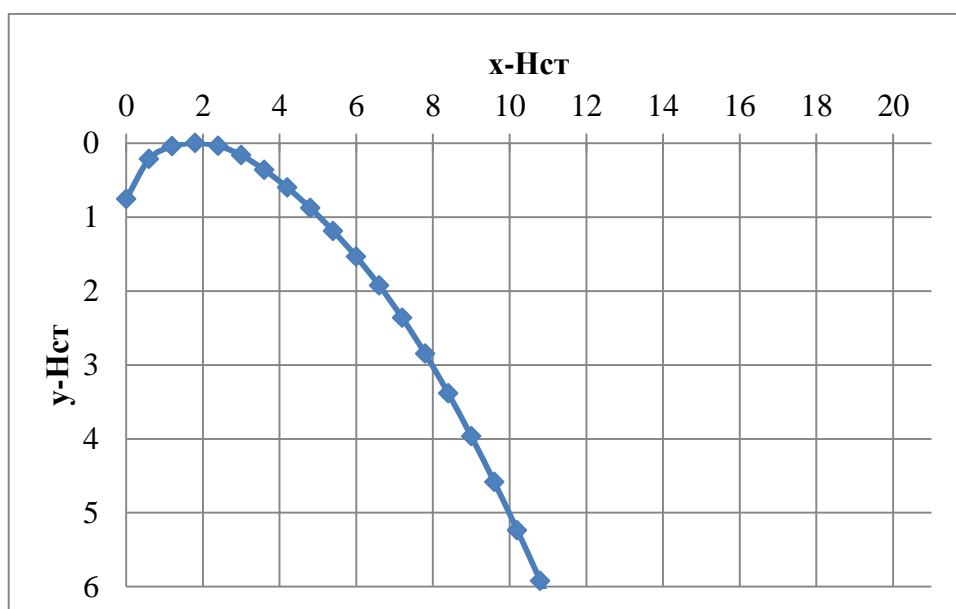


Рисунок 6.1 - Оголовок водосливной плотины

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом:

Критическая глубина:

$$\begin{aligned}
 h_{кр} &= \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} \\
 &= \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 18892^2}{((600 + 24) + (26 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,34 \text{ м.}
 \end{aligned}
 \tag{6.25}$$

Определим сопряженные глубины:

$$q = \frac{Q_{p.max}}{B_{полн}} = \frac{18892}{699} = 27 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.26)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{27}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (70 - 50 - 0)}} \quad (6.27)$$

$$= 1,45 \text{ м},$$

где φ – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани [4, таблица 9-10], q – удельный расход на водосливе:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{27}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81(70 - 50 - 1,45)}} \quad (6.28)$$

$$= 1,57 \text{ м};$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) \quad (6.29)$$

$$= \frac{1,57}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,34}{1,57} \right)^3} - 1 \right) = 9,44 \text{ м}.$$

Так как $h''_c = 9,44 \text{ м} > h_{НБ} = 6,50 \text{ м}$, прыжок отогнанный.

Выполняем расчет водобойной стенки.

6.2.5 Расчет водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h''_c)^2} \quad (6.30)$$

$$= \left(\frac{27}{0,49 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 27^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 9,44)^2}$$

$$= 4,99 \text{ м},$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса; $m = 0,49$ для водослива практического профиля.

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{CT}} = \sigma h''_c - H_{\text{CT}} = 1,1 \cdot 9,44 - 4,99 = 5,4 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Скорость потока в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B) \cdot h'_c} = \frac{18892}{(624 + (26 - 1) \cdot 3) \cdot 1,57} = 17,2 \text{ м/с.} \quad (6.32)$$

Толщина первого водобоя после плотины:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 17,2 \cdot \sqrt{1,57} = 3,23 \text{ м.} \quad (6.33)$$

6.2.6 Расчет сопряжения потока после водобойной стенки

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{CT}} + H_{\text{CT}} - h'_c)}} = \frac{27}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (5,4 + 4,99 - 0)}} = 1,95 \text{ м;} \quad (6.34)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{CT}} + H_{\text{CT}} - h'_c)}} = \frac{27}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(5,4 + 4,99 - 1,95)}} = 2,16 \text{ м;} \quad (6.35)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,16}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,34}{2,16} \right)^3} - 1 \right) = 7,68 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Так как $h''_c = 7,68 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 6,5 \text{ м}$, прыжок отогнанный.

6.2.7 Расчет второй водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$\begin{aligned}
 H_{\text{ст}} &= \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h'_c)^2} \\
 &= \left(\frac{27}{0,49\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 27^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 7,68)^2} \\
 &= 4,79 \text{ м.}
 \end{aligned} \tag{6.37}$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса; $m = 0,49$ для водослива практического профиля.

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h'_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 7,68 - 4,79 = 3,65 \text{ м.} \tag{6.38}$$

Скорость потока в сжатом сечении:

$$\begin{aligned}
 v_c &= \frac{Q_p}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B) \cdot h'_c} = \frac{18892}{(624 + (26 - 1) \cdot 3) \cdot 2,16} \\
 &= 12,5 \text{ м/с.}
 \end{aligned} \tag{6.39}$$

Толщина второго водобоя после стенки:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 12,5 \cdot \sqrt{2,16} = 2,75 \text{ м.} \tag{6.40}$$

6.2.8 Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки

Определим сопряженные глубины:

$$\begin{aligned}
 h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} \\
 &= \frac{27}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (3,65 + 4,79 - 0)}} = \\
 &= 2,16 \text{ м;}
 \end{aligned} \tag{6.41}$$

$$\begin{aligned}
 h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} \\
 &= \frac{31,6}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(2,72 + 6,85 - 2,16)}} = \\
 &= 2,51 \text{ м;}
 \end{aligned} \tag{6.42}$$

$$\begin{aligned}
 h''_c &= \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) \\
 &= \frac{2,51}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,34}{2,51} \right)^3} - 1 \right) = 6,39 \text{ м.}
 \end{aligned}
 \tag{6.43}$$

Так как $h''_c = 6,39 \text{ м} < h_{НБ} = 6,5 \text{ м}$, прыжок затопленный.

6.2.9 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$\begin{aligned}
 Q_{р.пов} &= Q_{max.пов} - Q_{ГЭС} - Q_{др.соор} \\
 &= Q_{max0,01\%} - Q_{1агр} \cdot (n - 2) - Q_{др.соор} \\
 &= 28535 - 10 \cdot 520 - 2572 = 20763 \text{ м}^3/\text{с}
 \end{aligned}
 \tag{6.44}$$

где $Q_{др.соор} = Q_{ав.вод} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{40 \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 2572 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход через аварийный водосброс;

$Q_{max.пов}$ – расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГЭС I класса;

$Q_{1агр}$ – расход через один гидроагрегат, $Q_{1агр} = 520 \text{ м}^3/\text{с}$;

n – число гидроагрегатов ГЭС;

$V_{пол}$ – полезный объем водохранилища;

$t_{ср}$ – полное время сработки.

$$\begin{aligned}
 H_{01.пов} &= \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{20763}{0,49 \cdot 624 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} \\
 &= 6,33 \text{ м,}
 \end{aligned}
 \tag{6.45}$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода, для профиля типа A ;

B – ширина водосливного фронта.

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе

$$\begin{aligned}
 H_{02.пов} &= \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} \\
 &= \left(\frac{21803}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 624 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,45 \text{ м},
 \end{aligned}
 \tag{6.46}$$

где σ_n - коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1,0$.

ε - коэффициент бокового сжатия, $\varepsilon = 0,97$.

Напор на гребне водослива.

$$H_{пов} = H_{02.пов} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g},
 \tag{6.47}$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,

$\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса,

$$\begin{aligned}
 V_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla\PhiПУ - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} \\
 &= \frac{21803}{(71,0 - 50) \cdot (624 + (26 - 1) \cdot 3)} = 1,41 \frac{\text{м}}{\text{с}}.
 \end{aligned}
 \tag{6.48}$$

Таким образом:

$$H = 6,45 - \frac{1,1 \cdot 1,41^2}{2 \cdot 9,81} = 6,35 \text{ м}.
 \tag{6.49}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\PhiПУ_p = \nabla\text{ГВ} + \text{Нст} = 64 + 6,35 = 70,35 \text{ м}.
 \tag{6.50}$$

Так как исходная $\nabla\PhiПУ = 71$ м больше расчетной $\nabla\PhiПУ_p = 70,35$ м, то из этого следует, что при выбранном B , пропустить поверочный расход возможно.

Принимаем отметку форсированного уровня $\nabla\PhiПУ = 71$ м.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.51)$$

где α_1 - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей, принимается 0,5;

ρ_b и ρ_w – плотности бетона и воды соответственно.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 70 - 45,5 = 22,5 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где $\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{дна}} = 45,5 \text{ м}$.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg} \varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.53)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1, $\gamma_n = 1,25$;

φ – угол внутреннего трения грунта основания, $\varphi = 27^\circ$.

Задаваясь значением n , вычисляем ширину подошвы по первому и второму условиям.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Результаты расчетов сведем в таблицу 6.4:

Таблица 6.4 – Определение ширины подошвы плотины по B_n^I и B_n^{II}

n	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
B_n^I	16,54	16,86	17,31	17,00	18,69	19,73	21,21	23,27
B_n^{II}	27,60	26,28	25,09	24,00	23,00	22,08	21,21	20,42

По результатам расчетов строим зависимости $B = f(n)$ (рисунок 6.2):

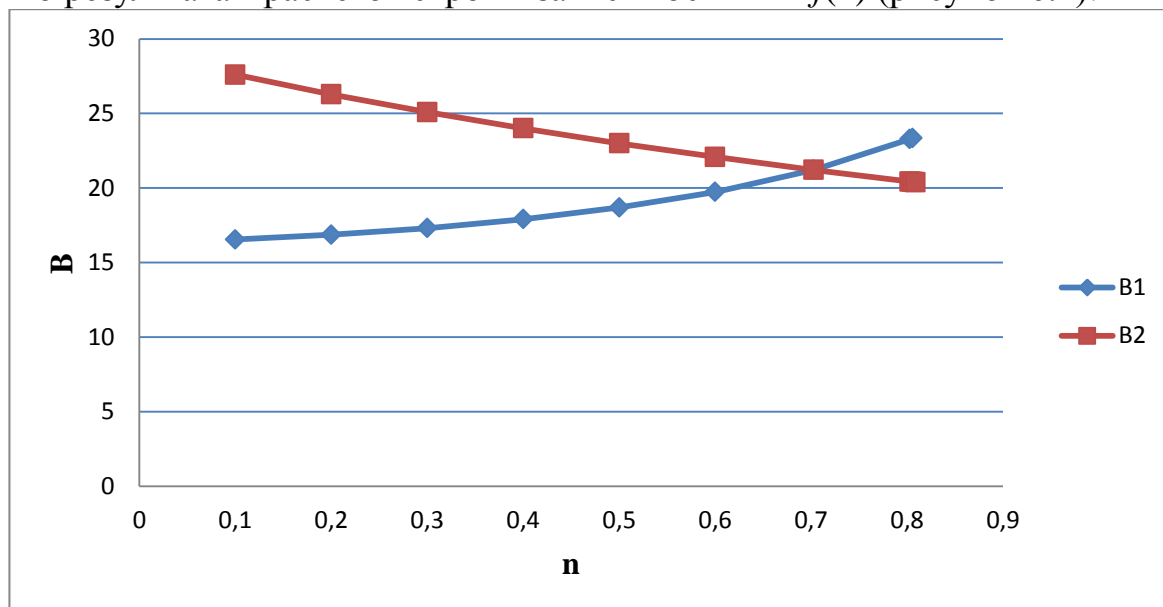


Рисунок 6.2- Графики зависимостей B_n^I и B_n^{II}

Таким образом, искомая ширина подошвы плотины должна отвечать одновременно двум условиям, то есть определяется пересечением двух графиков: B_n^I и B_n^{II} - $B = 21,3$ м, $n = 0,7$, следовательно, принимаем значение $B=30,5$

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные (меж секционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

В плотинах на нескальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. На глинистых грунтах разрезают каждый бык.

Деформационные температурно-осадочные швы устраивают вертикальными шириной 4 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов - 1 см.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

6.3.3 Быки

Ширина пролетов $b=20$ м, толщина быка по формуле Березинского принимается в диапазоне от $0,12 \cdot b$ до $0,16 \cdot b$. Толщина разрезного быка принимается равной 3 м. Разрезной бык состоит из двух полу быков. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы для плоского рабочего затвора принимаются шириной 0,5 м, пазы для ремонтного затвора принимаются шириной 0,5 м. Для обеспечения условий проведения ремонтных работ для ремонтного затвора пазы размещаются со стороны ВБ на расстоянии 1 м от рабочего затвора.

Ширину гребня принимаем, исходя из его назначения. Ниже по течению от створа плотины располагается автомобильный мост, поэтому гребень плотины не предусматривает автомобильную дорогу общего пользования, но для движения рабочего транспорта выделим ширину дороги, равной 5 м. Дорога IV класса с шириной 5 м и имеющая 2 полосы движения шириной 2,5 м. Выделим ширину дороги для кранового пути 9 м. В итоге плотина по гребню имеют ширину 14 метров.

6.3.4 Устой

Между станционной и водосливной частью плотины устраивают разделительный устой, для разделения водного потока.

6.3.5 Галереи в теле плотины

Продольную галерею спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины, размером $3 \times 3,5$ м на отметке 51,7 м.

6.3.6 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.3.6.1 Понур

На глинистых и суглинистых основаниях устраивают водонепроницаемый понур из железобетона.

$$L = (1 \div 1,5) \cdot H = 1,2 \cdot 19,5 = 23,4 \text{ м} \quad (6.54)$$

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 70 - 50,5 = 19,5 \text{ м} \quad (6.55)$$

где $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$ - отметка уровня нижнего бьефа при $Q_{\text{сан.п}} = 850 \text{ м}^3/\text{с}$,
 $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 50,5 \text{ м}$.

Толщина понура:

$$\delta_{\text{пон}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_{\text{н}}}{J_{\text{кр.т}}} = \frac{6,21 \cdot 1,25}{15} = 1 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где ΔH – потери напора от начала подземного контура до рассматриваемого вертикального сечения понура;

$\gamma_{\text{н}}$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{\text{кр.т}}$ – критический средний градиент напора, определяемый в соответствии со СП, для бетона $J_{\text{кр.т}} = 15$.

6.3.6.2 Шпунт

Применяем стальной плоский шпунт толщиной 10 мм. Располагаем шпунт в начале подземного контура, то есть в начале понура.

$$L_{\text{шпунта}} = 0,3 \cdot H = 0,3 \cdot 19,5 = 5,85 \text{ м}$$

6.3.6.3 Дренаж

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренаж, расположенный в продольной галерее на отметке 51,7 м, диаметр дренажных колодцев принимаем 20 см.

6.3.7 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.3.7.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты с зубьями за плотиной, и второй водобой за первой стенкой.

Толщина первого водобоя по расчету равна $\delta_{\text{вод.1}} = 3,23 \text{ м}$;

Длина первого водобоя

$$l_{\text{вод}} = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 41,2 = 32,9 \text{ м}; \quad (6.57)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,44 - 1,45) = 41,2 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Толщина второго водобоя принимаем $\delta_{\text{вод.2}} = 2,75 \text{ м}$;

Длина второго водобоя

$$l_{\text{вод}} = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 31,1 = 24,8 \text{ м}; \quad (6.59)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,68 - 2,16) = 31,1 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Применяем трехслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы толщиной 1 м.

6.3.7.2 Стенка

Первая водобойная стенка

Высота водобойной стенки: $h_{\text{ст}} = 5,4 \text{ м}$

Ширина основания стенки:

$$a_{\text{ст}} = (0,6 \div 0,7) \cdot h_{\text{ст}} = 0,7 \cdot 5,4 = 3,8 \text{ м} \quad (6.61)$$

$m = 0,35$ для водослива практического профиля.

Вторая водобойная стенка

Высота водобойной стенки $h_{\text{ст}} = 3,65 \text{ м}$

Ширина основания стенки $a_{\text{ст}} = (0,6 \div 0,7) \cdot h_{\text{ст}} = 0,7 \cdot 3,65 = 2,5 \text{ м}$

$m = 0,35$ для водослива практического профиля.

6.3.7.3 Рисберма и ковш

За второй стенкой устраиваем рисберму – участок, предназначенную для успокоения рассеяния потока. Выполняем в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкций рисбермы по течению постепенно уменьшаются, обычно это достигается уменьшением толщины плит. Плиты бетонируют на месте, выполняют их квадратами размером 15 м. Так как рисберма устроена на нескальном основании, то под плитами устраиваем обратный фильтр.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.1}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{вод.2}} = \frac{2}{3} \cdot 2,7 = 1,8 \text{ м} \quad (6.62)$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.2}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{рис.1}} = \frac{2}{3} \cdot 1,8 = 1,2 \text{ м} \quad (6.63)$$

Толщина третьей плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.3}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{рис.2}} = \frac{2}{3} \cdot 1,2 = 0,8 \text{ м} \quad (6.64)$$

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша рисунок 6.3.

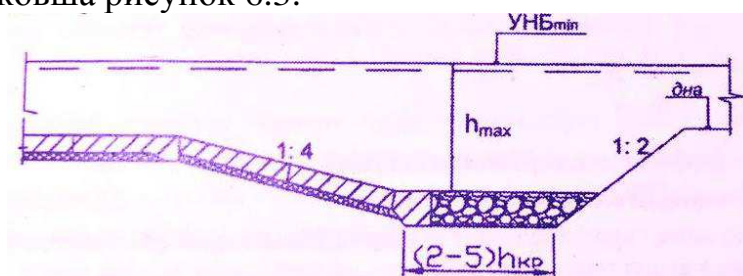


Рисунок 6.3 – Концевой участок рисбермы с ковшом

Глубина ковша определяется по формуле:

$$h_{\text{max}} = k_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{\vartheta_H}} = 1,05 \cdot \sqrt{\frac{27}{2}} = 3,85 \text{ м}, \quad (6.65)$$

где k_p – коэффициент зависящий от условий размыва (1,05 ÷ 1,1);

q_p – удельный расход на рисберме;

ϑ_H – не размывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока $h_{\text{НБ}} = 1 \text{ м}$, для суглинка с сцеплением $c = 20 \text{ кПа}$ $\vartheta_H = 2 \frac{\text{м}}{\text{с}}$.

Дно ковша засыпается слоем мелкого камня толщиной 1м. Уклон верхового откоса принят 1:4, низового – 1:2.

6.3.8 Фильтрационный расчет подземного контура

Фильтрационные расчеты проводят с целью обоснования состава элементов подземного контура, их размеров и очертания, с последующим определением величины фильтрационного давления, определения фильтрационного потока.

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{НПУ} = 70\text{ м}$, нижнего бьефа – $\nabla_{УНБ_{\min}} = 50,5\text{ м}$, при пропуске санитарного расхода $Q = 850\text{ м}^3/\text{с}$.

6.3.8.1 Построение эпюры противодавления методом удлиненной контурной линии

Для фильтрационного расчета воспользуемся методом удлиненной контурной линии. Параметры фильтрационного потока определим с помощью построения схемы.

Определим соотношение l_0/S_0 ,

где l_0 – длина проекции подземного контура на горизонталь;

S_0 – длина проекции подземного контура на вертикаль.

На рисунке 6.4 представлена схема подземного контура.

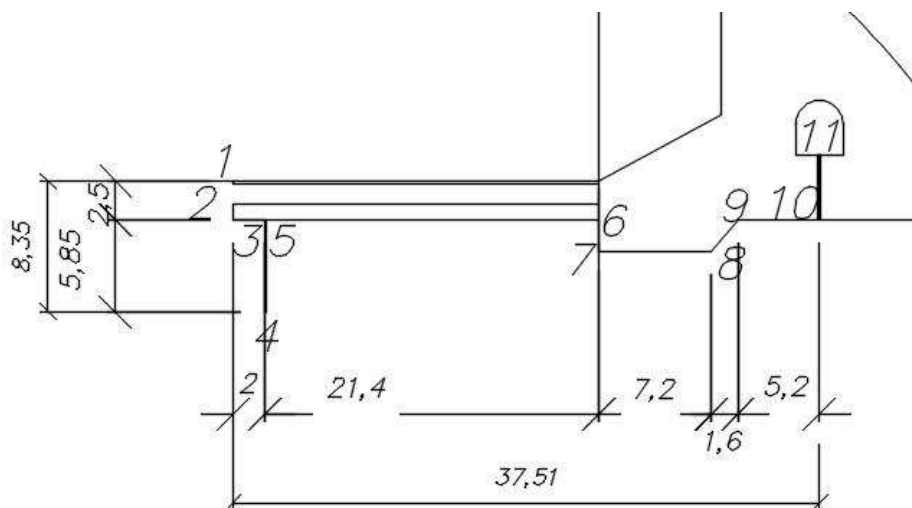


Рисунок 6.4 – Схема подземного контура

$$l_0 = l_{2-3} + l_{5-6} + l_{7-8} + l_{8-9} + l_{9-10} \\ = 2 + 21,4 + 7,2 + 1,6 + 5 = 37,51\text{ м} \quad (6.66)$$

$$S_0 = S_{1-2} + S_{3-4} = 2,5 + 5,85 = 8,35\text{ м} \quad (6.67)$$

$$\frac{l_0}{S_0} = \frac{37,5}{8,35} = 4,5 \quad (6.68)$$

Реальный водоупор T_p находится вне зоны досягаемости, поэтому за T_d принимаем T_a . Так как соотношение $3,4 \leq \frac{l_0}{S_0} \leq 5,0$, то

$$T_a = 2,5 \cdot S_0 = 2,5 \cdot 8,35 = 20,9 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Далее вычислим среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура. На рисунке 6.5 представлена схема к расчету T_{cp} .

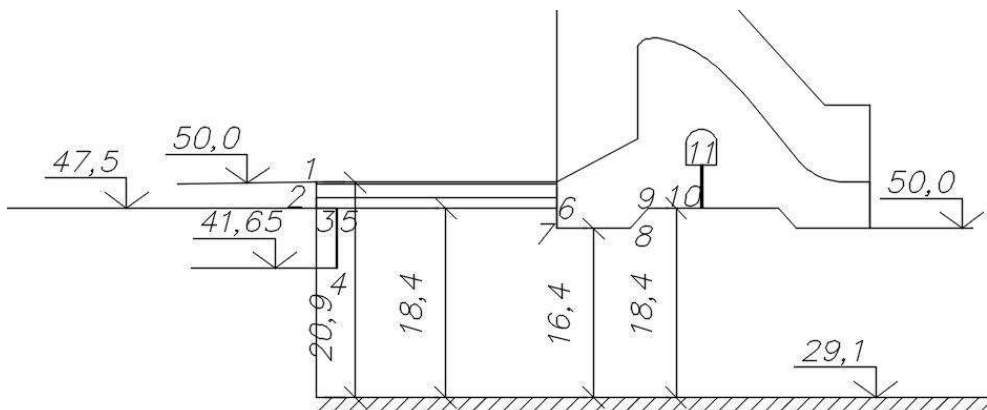


Рисунок 6.5 – Схема к расчету T_{cp}

$$T_{cp} = \frac{\sum T}{n} = \frac{20,9 + 18,4 + 16,4 + 18,4}{4} = 18,52 \text{ м,} \quad (6.70)$$

$$\lambda_0 = 0,44 \cdot T_{cp} = 0,44 \cdot 18,52 = 8,2 \text{ м,} \quad (6.71)$$

где λ_0 - дополнительные потери напора на входе фильтрационного потока в грунт основания и на выходе его из основания.

$$H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 70 - 50,5 = 19,5 \text{ м.} \quad (6.72)$$

Выполняем графическое построение по методу удлинённой контурной линии в масштаб 1:1000. На рисунке 6.6 представлена схема к фильтрационному расчету подземного контура методом удлинённой контурной линии.

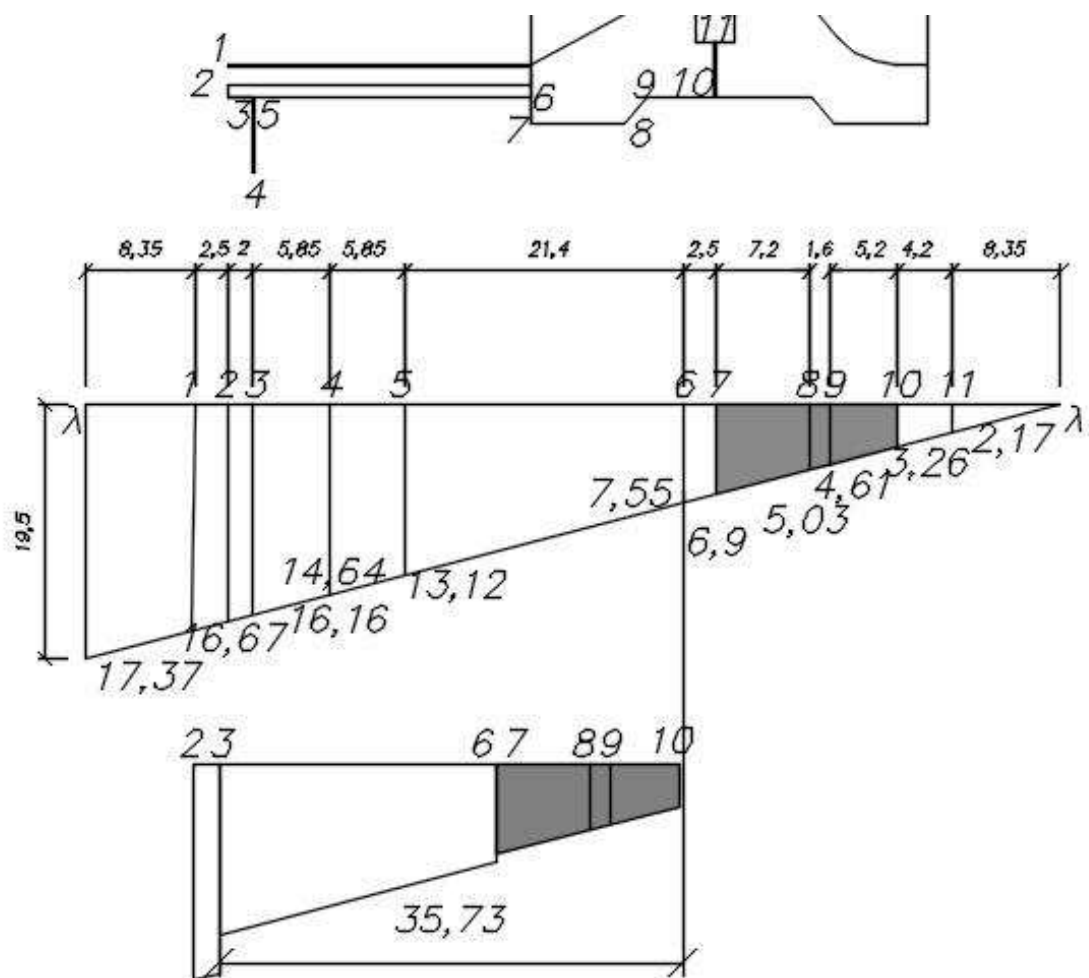


Рисунок 6.6 – Схема к фильтрационному расчету подземного контура методом удлиненной контурной линии

Выделенный участок построения 7 ÷ 10 является эпюрой фильтрационного давления на подошву плотины.

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты проводят для расчета напряжений в сечении на отметке 47,5 м, отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{НПУ} = 70\text{м}$, нижнего бьефа - $\nabla_{УНБ_{\min}} = 50,5\text{ м}$, при пропуске санитарного расхода $Q = 850\text{м}^3/\text{с}$.

6.4.1 Вес сооружения

Вес 1п.м водосливной части плотины определяется до расчетного сечения:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{241,5 \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{24 + 3} = 5054,1 \text{ кН}, \quad (6.73)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина водосливного отверстия;

$\rho_{\text{б}} = 2,4 \text{ кН/м}^3$ – плотность бетона;

$\delta_{\text{б}}$ – ширина быка.

Площадь поперечного сечения водосливной плотины и плечо силы веса водосливной плотины относительно середины расчетного сечения (точка 0), определяем с помощью программы AutoCAD. В площадь не входят продольные галереи. В дальнейшем площади также определены с помощью программы AutoCAD.

$$S_{\text{пл}} = 241,5 \text{ м}^2.$$

Вес быка на 1 п.м определим как:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{640,9 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{24 + 3} = 1676,6 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где $S_{\text{б}} = 640,9 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.75)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b, \quad (6.76)$$

где b – ширина пролета.

$$f = (71 - 64 + 0,5) \cdot 24 = 180 \text{ м}^2,$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 180 \cdot \sqrt{180} \cdot 9,81 = 1303 \text{ кН}. \quad (6.77)$$

Вес затвора на 1 п.м:

$$Q'_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1303}{24 + 3} = 48,3 \text{ кН.} \quad (6.78)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

При основном сочетании нагрузок и воздействий:
Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 22,5^2}{2} = 2483,2 \text{ кН,} \quad (6.79)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 70 - 47,5 = 22,5 \text{ м}$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 3^2}{2} = 44,1 \text{ кН,} \quad (6.80)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}min} - \nabla_{\text{под}} = 50,5 - 47,5 = 3 \text{ м}$

$\nabla_{\text{УНБ}min}$ - минимальный уровень нижнего бьефа при $Q_{\text{сан.п}} = 850 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны ВБ и НБ:

$$W_B = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{пр.1}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 148,38 = 1459,7 \text{ кН;} \quad (6.81)$$

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{пр.2}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 2,09 = 20,5 \text{ кН,} \quad (6.82)$$

где $S_{\text{пр.1}}$, $S_{\text{пр.2}}$ - площади эпюр вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны ВБ и НБ соответственно, $S_{\text{пр.1}} = 148,38$, $S_{\text{пр.2}} = 2,09$.

6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эюра взвешивающего давления представляет собой контур подошвы плотины. Высота эюры равна давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы. На рисунке 6.7 представлена эюра взвешенного давления.

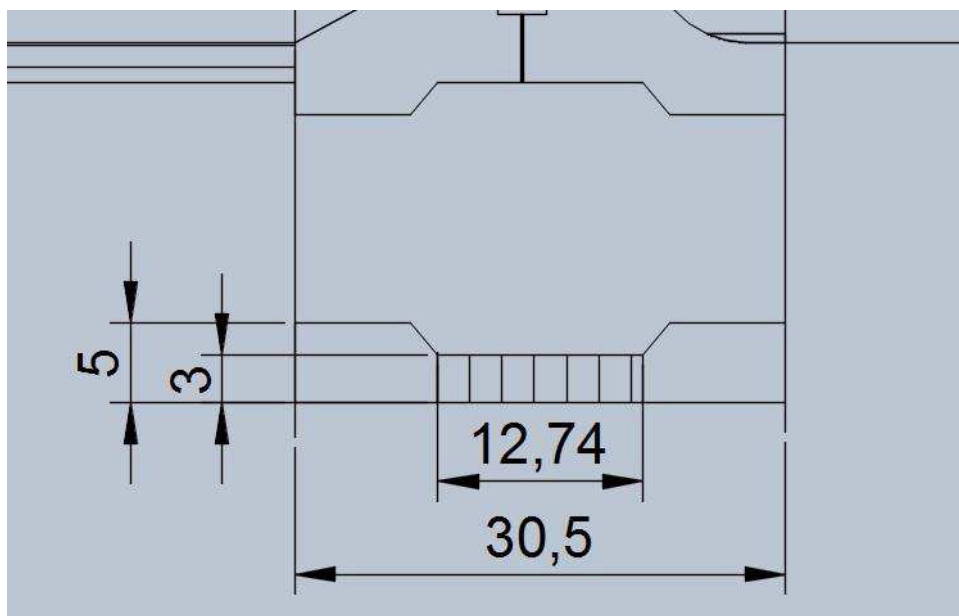


Рисунок 6.7 – Эпюра взвешивающего давления

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{взв}} \cdot \rho_w \cdot g = 38,22 \cdot 1 \cdot 9,81 = 374,93 \text{ кН}, \quad (6.83)$$

где $S_{\text{взв}} = 3 \cdot 12,74 = 38,22 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

6.4.4 Сила фильтрационного давления

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на участке 9 ÷ 10.

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 20,5 = 201 \text{ кН}, \quad (6.84)$$

где $S_{\text{эп}} = \frac{4,62+3,26}{2} \cdot 5,2 = 20,5 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления.

На рисунке 6.8 представлена эпюра фильтрационного давления.

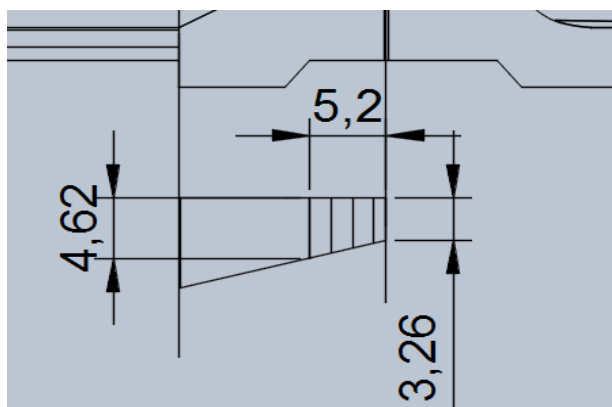


Рисунок 6.8 - Эпюра фильтрационного давления

6.4.5 Давление грунта

Грунт, оказывающий давление на плотину со стороны ВБ состоит из слоя наносов толщиной 4,5 м, слоя суглинка сверху плиты понура толщиной 1,3 метра, пригруженного железобетонной плитой толщиной 0,2 метра, а также слоя суглинка толщиной 2 метра, пригруженного плитой понура толщиной 1 м. На рисунке 6.9 показана схема давления грунта.

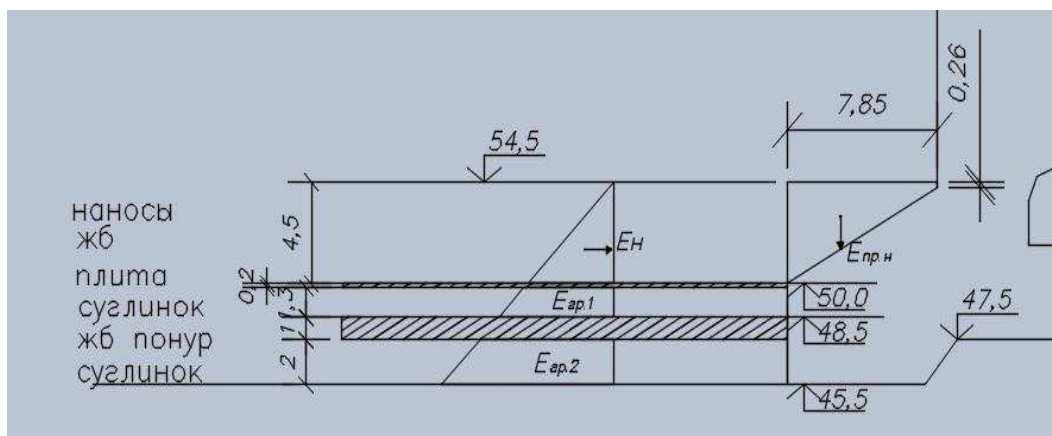


Рисунок 6.9 - Схема давления грунта

Давление наносов:

$$P_H = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 4,5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 21,3 \text{ кПа}, \quad (6.85)$$

де $\varphi_H = 21^\circ$ – угол внутреннего трения наносов;

$\gamma_H^{взв} = 10$ - удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_H – толщина слоя наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1п.м будет равна:

$$E_H = \frac{P_H \cdot h_H}{2} = \frac{21,3 \cdot 4,5}{2} = 47,8 \text{ кН.} \quad (6.86)$$

Давление пригруза наносов:

$$E_{\text{пр.н}} = \gamma_H^{\text{БЗВ}} \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 18,67 = 186,7 \text{ кПа.} \quad (6.87)$$

Давление грунта $E_{\text{гр.1}}$.

В точке на верхней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр.1}}$, где действует вес наносов, и вес железобетонной плиты, давления равняется:

$$\begin{aligned} P'_{\text{гр.1}} &= (\gamma_H^{\text{БЗВ}} \cdot h_H + \gamma_6^{\text{БЗВ}} \cdot h_{\text{пл}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр.1}}}{2} \right) - 2 \cdot c \\ &\quad \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр.1}}}{2} \right) \\ &= (10 \cdot 4,5 + 14 \cdot 0,2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{27}{2} \right) - 2 \cdot 20 \\ &\quad \cdot tg \left(45 - \frac{27}{2} \right) = -6,6 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (6.88)$$

где $\gamma_6^{\text{БЗВ}}$ – удельный вес бетона во взвешенном состоянии;
 $h_{\text{пл}}$ – высота железобетонной плиты.

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр.1}}$, где действует вес наносов, вес железобетонной плиты, и вес грунта давления равняется:

$$\begin{aligned} P''_{\text{гр.1}} &= (\gamma_H^{\text{БЗВ}} \cdot h_H + \gamma_6^{\text{БЗВ}} \cdot h_{\text{пл}} + \gamma_{\text{гр.1}}^{\text{БЗВ}} \cdot h_{\text{гр.1}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр.1}}}{2} \right) \\ &\quad - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр.1}}}{2} \right) \\ &= (10 \cdot 4,5 + 14 \cdot 0,2 + 11 \cdot 1,3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{27}{2} \right) - 2 \\ &\quad \cdot 42 \cdot tg \left(45 - \frac{27}{2} \right) = -1,2 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (6.89)$$

где $\gamma_{\text{гр.1}}^{\text{БЗВ}}$ – удельный вес грунта во взвешенном состоянии;
 $h_{\text{гр.1}}$ – высота грунта.

$$\gamma_{\text{гр.1}}^{\text{БЗВ}} = \gamma_{\text{гр.1}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 18 - (1 - 0,3) \cdot 10 = 11 \text{ кН/м}^3, \quad (6.90)$$

где $\gamma_{\text{гр.1}} = 18 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта в сухом состоянии;
 $n = 0,3$ – Пористость грунта.

Равнодействующая давления грунта на 1п.м будет равна:

$$E_{гр.1} = \frac{P'_{гр.1} + P''_{гр.1}}{2} \cdot h_{гр.1} = \frac{-6,6 + (-1,2)}{2} \cdot 1,3 = -5,1 \text{ кН.} \quad (6.91)$$

Так как значения $E_{гр.1}$ получилось отрицательное, следовательно они направлены в противоположную сторону от плотины и поэтому далее в расчетах не учитываются.

$E_{гр.2}$ в данном случае не воздействует на плотину, так как расчетное сечение расположено на отметке 47,5 м.

6.4.6 Волновое давление

Параметры волн определялись ранее в пункте 6.1.1

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 2,93}{32,98} = 0,28 \text{ м.} \quad (6.92)$$

где $h_{1\%}$ - высота 1% - ной обеспеченности;

$\bar{\lambda}_d$ - средняя длина волны.

Равнодействующая волнового давления определяется по формуле Можевитинова А.Л.

$$\begin{aligned} W_{волн} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \\ &= 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 2,93 \cdot \left(\frac{32,98}{3,14} + \frac{0,28}{2} \right) = 152,9 \text{ кН.} \end{aligned} \quad (6.93)$$

Линия равнодействующей относительно уровня НПУ:

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{32,98}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,93 = 4,15 \text{ м.} \quad (6.94)$$

6.4.7 Расчёт прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний первой группы. В результате расчета определяются напряжения на гранях плотины, в сечении на отметке 47,5 м и сравниваются с критериями прочности.

В расчёте плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающие – со знаком «+», изгибающий момент относительно середины расчётного сечения, действующий на тело плотины по часовой стрелке принимается со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «-».

В таблице 6.5 приведены действующие силы, их моменты и плечи.

Таблица 6.5 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Сила, кН	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
				Сила с учетом γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	2483,2	→	2483,2	7,5	18624
Тн	1	44,1	←	44,1	1	44,1
Wв	1	1459,7	↓	1459,7	11,41	-16655
Wн	1	20,5	↓	20,5	13,21	270,8
Gпл	0,95	5054,1	↓	4801,4	1,3	-6241,8
Gб	0,95	1704	↓	1618,8	3,02	-4888,8
Wвзв	1	374,9	↑	374,9	0	0
Wф	1	201	↑	201	3,85	773,85
Ен	1,2	47,8	→	57,36	4	229,44
Епр.н	1	186,7	↓	186,7	12,42	-2318,8
Wволн	1	152,9	→	152,9	18	2752,2
q'з	0,9	48,3	↓	43,47	5,74	-249,52
Σ				7554,7		-7659,7

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}, \quad (6.95)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{7554,7}{30,5} + \frac{6 \cdot (-7659,7)}{30,5^2} = -297 \text{ кПа}, \quad (6.96)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов сил, действующих относительно середины контактного сечения;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_0 \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.97)$$

$$\sigma_x^u = -297 \cdot 0^2 - 10 \cdot 22,5 \cdot (1 - 0^2) = -225 \text{ кПа},$$

где $\gamma_0 = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 70 - 47,5 = 22,5 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = tg \alpha_1,$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $tg \alpha_1 = 0$.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 22,5 \cdot (-297)) \cdot 0 = 0. \quad (6.98)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.99)$$

$$\sigma_1^u = -297 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 22,5 \cdot 0^2 = -297 \text{ кПа},$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 22,5 = -225 \text{ кПа}, \quad (6.100)$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2}, \quad (6.101)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{7554,7}{30,5} - \frac{6 \cdot (-7659,7)}{30,5^2} = -198,3 \text{ кПа},$$

Определяем нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_0 \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.102)$$

$$\sigma_x^t = -198,3 \cdot 0,81^2 - 10 \cdot 3 \cdot (1 - 0,81^2) = -140,4 \text{ кПа},$$

где m_t – заложение низовой грани 0,81,

$H_d^t = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под} = 50,5 - 47,5 = 3\text{м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_0 \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3 - 198,3) \cdot 0,81 = 136,3 \text{ кПа}, \quad (6.103)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_0 \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.104)$$

$$\sigma_3^t = -198,3 \cdot (1 + 0,81^2) + 10 \cdot 3 \cdot 0,81^2 = -308,6 \text{ кПа},$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_0 \cdot H_d^t = -10 \cdot 3 = -30 \text{ кПа}, \quad (6.105)$$

6.4.8 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий, необходимо проверить выполнение следующих условий:

1. Во всех точках плотины.

Принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая
 $\gamma_{lc} = 1,0$;

γ_c – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая
 $\gamma_c = 0,9$;

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b; \quad (6.106)$$

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-308,64| \leq 0,9 \cdot 2800;$$

$$385,8 \text{ кПа} \leq 2520 \text{ кПа}.$$

2. на верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.107)$$

$$-297 \text{ кПа} < 0 \text{ кПа}.$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 22,5; \quad (6.108)$$

$$297 \text{ кПа} \geq 56,25 \text{ кПа}.$$

4. В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0; \quad (6.109)$$

$$-297 \text{ кПа} \leq 0 \text{ кПа.}$$

Все условия выполнены – сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.4.9 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитываются на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.110)$$

Сила сопротивлению сдвига:

$$R = (G_{пл} + G_6 + W_B + W_H + Q'_3 + E_{пр.н} - W_{взв} - W_\phi) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.111)$$

$$R = (5447,3 + 1665,07 + 1459,7 + 20,5 + 43,5 + 186,7 - 1212,5 - 703,2) \cdot \operatorname{tg} 27^\circ + 20 \cdot 30,5 = 4037,3 \text{ кН/м}$$

где $\varphi = 27^\circ$ – угол внутреннего трения для грунта основания (суглинок),

c – сцепление для суглинка в основании, $c = 20 \text{ кН/м}^2$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр, $\omega = B_{пл} \cdot 1 = 30,5 \text{ м}^2$,

Сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + E_H + E_{пр.н} + W_{волн} \quad (6.112)$$

$$F = 2944,2 - 122,6 + 57,36 + 19,7 + 152,9 = 3051,5 \text{ кН/м}$$

Условие на сдвиг:

$$\frac{4037,3 \cdot 1}{3051,5 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$$1,32 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Чебоксарской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для всего региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием этого закона является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Чебоксарской ГЭС

Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает

в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Чебоксарской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Чебоксарской гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции и охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования»;
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ»
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328;
- РД153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло

привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;

- подпультные, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого

помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части.

Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Чебоксарского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;

- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Чебоксарского ГУ;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.5 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые пред проектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6

Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация

стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .

7.6 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (788900 м³)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$)

$$M = \frac{788900 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 35500,5 \text{ т}$$

7.4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (103 т)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$)

$$M = \frac{103 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,6 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 28023 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,6т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Чебоксарского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что ГЭС находится в населенном пункте – г. Новочебоксарск, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Волга от сбросов Чебоксарской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Новочебоксарска, в пределах пром площадок объектов Чебоксарской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

7.8 Экологические последствия строительства гидроузла

В таблице Д.1 приложения Д отражены экологические аспекты строительства и эксплуатации Чебоксарской ГЭС, а также перечислены

основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду.

8 Техничко – экономические показатели

8.1. Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Реализация энергии - это стадии производства, при котором происходит её сбыт на оптовом или розничном рынке. Электроэнергия представляет собой уникальный товар, она не может быть накоплена и её реализация должна осуществляться мгновенно. В таблице 8.1 представлены объёмы продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	750	750	750	750	750
Число часов использования установленной мощности	Часы	7250	7250	7250	7250	7250
Выработка электроэнергии	МВт·ч	4698000	4698000	4698000	4698000	4698000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	469800	469800	469800	469800	469800
Объём реализации электроэнергии	МВт·ч	4651200	4651200	4651200	4651200	4651200
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1348	1385	1422	1457	1491
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	5224,645	5368,052	5511,458	5647,113	5778,892
НДС к выручке	млн.руб	79,697	81,885	84,073	86,142	88,152

Вывод: данная таблица показывает объём реализации электроэнергии за каждый год, так же видно, что величина тарифа на электроэнергию каждый год возрастает. При этом ежегодно возрастает и выручка от реализации электроэнергии, соответственно НДС к выручке так же имеет возрастающий характер

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии».

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	143,167
Прочие	274,0	153,714
Итого по ГЭС		296,881

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,02
От 6 до 15	0,03
От 16 до 25	0,04
Свыше 25	0,04

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/МВт	75,948
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/МВт·ч	7,911
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/МВт·ч	2,293
Итого		86,153

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Волга составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	252	417	552	552	552
Расходы на страхование, млн.руб.	62,11	98,40	122,39	117,09	111,79
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	98,96	296,88	296,88	296,88	296,88
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,58	6,15	7,64	10,97	10,48
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	28,71	86,15	86,15	86,15	86,15
Налог на воду, млн.руб.	8,65	34,61	34,61	34,61	34,61
Итого, млн.руб.	454,32	939,20	1099,69	1097,72	1091,929

Вывод: Рост затрат по гидроузлу характерен росту расходов на страхование

Текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1)



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Большая часть стоимости основного средства списывается в первые годы эксплуатации, поэтому наиболее высокие затраты будут на амортизационные отчисления. Наименьшие затраты – это расходы на ремонт производственных фондов и налог на воду, так как производство энергии и мощности происходит постепенно, с установкой первого гидроагрегата.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Чебоксарской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	1199,7	1249,8	1297,2	1342,2	1404,7
НДС, млн.руб.	57,6	1780,9	1825,9	1868,4	1928,5
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	13	13	13	13	13
Налог на имущество, млн.руб.	271,3	259,2	247,1	234,9	222,8
Итого, млн.руб.	1541,7	3303,1	3383,2	3458,5	3568,9

Вывод: Рост налоговых расходов обусловлен в основном ростом НДС и налогом на прибыль. Налог на имущество после 2023 года идёт на спад.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7. График прибыли представлен на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	2613,35	8109,38	8345,24	8695,17	8923,79
Текущие расходы, млн.руб.	453,03	937,15	1097,14	1094,06	1088,43
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	2160,31	7172,22	7248,1	7601,11	1835,36
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	36	119,53	120,8	126,68	130,58
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2124,31	7052,68	7127,29	7474,42	7704,77
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: с каждым годом, с увеличением выручки, не смотря на повышение расходов и налогов, можно наблюдать уверенный рост чистой прибыли, что является важнейшим показателем результативности и эффективности деятельности предприятия.

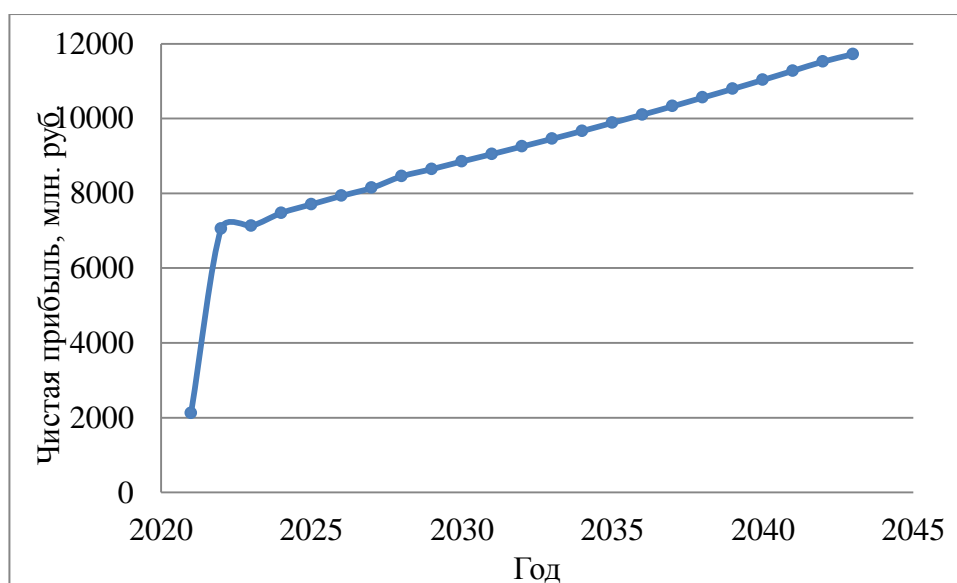


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

С начала реализации проекта до начала 2020 года происходит отток денежных средств, так как в начале строительства электроэнергия и мощность не вырабатывается.

С начала 2020 года начинается производство электроэнергии и мощности, в связи с этим убытки уменьшаются и строительство начинает окупаться.

С 2025 года по завершению строительства и прекращению оттоков средств на строительство, наблюдается увеличение прибыли и затраты начинают окупаться.

Изменение суммы денежных потоков по проекту можно увидеть на рисунке 8.3:

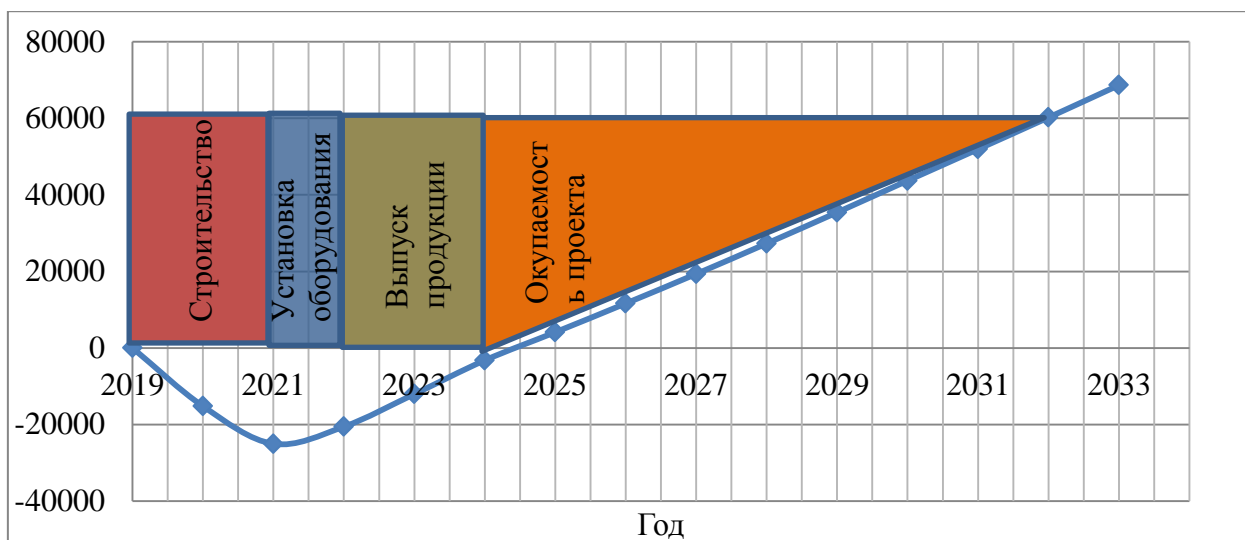


Рисунок 8.3 – Изменение суммы денежных потоков по проекту, млн. руб.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Чебоксарская ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2019 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 –Показатели эффективности реализации проекта «Чебоксарская ГЭС на реке Волга»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	78
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	34273,083
Индекс прибыльности – PI, руб.	1, 2
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт·ч	0,22
Удельные капиталовложения, руб/кВт	81819,55

Вывод: На основании данных можно считать, что наш проект экономически целесообразен, так как срок окупаемости проекта менее 7 лет, станция имеет малую себестоимость электроэнергии (0,22 руб.), а так же сравнительно небольшие кап. вложения (81819,55 руб/кВт).

8.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.Рублей	1082,2	1178,3	1304,9	3078,4	3170,7
В региональный бюджет, млн.Рублей	207,1	275,2	271,3	259,2	247,1
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	1289,3	1453,5	1576,2	3337,6	3417,8

Вывод: Налоговые поступления увеличиваются из-за роста выручки от реализации электроэнергии. Налоговые поступления в региональный бюджет – уменьшаются т.к. зависят от налога на имущество.

9 Оценка технического состояния основного оборудования после установленного срока службы

9.1 Законодательная база

1) На каждом энергообъекте должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования) технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений), определены ответственные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные обязанности.

Все энергообъекты, осуществляющие в составе электроэнергетических систем производство, преобразование, передачу и распределение электрической и тепловой энергии, подлежат ведомственному техническому и технологическому надзору со стороны специально уполномоченных органов.

2) Техническое освидетельствование производится комиссией энергообъекта, возглавляемой техническим руководителем энергообъекта или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений энергообъекта, представители служб АО-энерго, специалисты специализированных организаций и предприятий энергонадзора (по договору).

Техническое освидетельствование может производиться аудиторскими организациями (фирмами).

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, установление сроков и условий эксплуатации, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки.

В объем периодического технического освидетельствования на основании действующих нормативно-технических документов должны быть включены: наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений (гидравлические испытания, настройка предохранительных клапанов, испытания автоматов безопасности, грузоподъемных механизмов, контуров заземлений и т.п.).

Техническое освидетельствование должно производиться в сроки, установленные действующими инструкциями, но не реже 1 раза в 5 лет.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт энергообъекта.

3) Постоянный контроль технического состояния оборудования должен производиться оперативными оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта.

Объем контроля устанавливается в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Порядок контроля должен устанавливаться местными производственными и должностными инструкциями.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

4) Работники энергообъектов, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений энергообъекта, должны:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования и сооружений;

- вести учет технологических нарушений в работе оборудования;

- контролировать состояние и ведение технической документации;

- вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;

- участвовать в организации работы с персоналом

5) Основными задачами органов ведомственного технического и технологического надзора должны быть:

- контроль за соблюдением установленных требований по техническому обслуживанию и ремонту;

- контроль за выполнением правил и инструкций по безопасному и экономичному ведению режима;

- организация, контроль и оперативный анализ результатов расследования причин пожаров и технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем;

- контроль за разработкой и осуществлением мероприятий по профилактике пожаров, аварий и других технологических нарушений в работе энергооборудования и совершенствованию эксплуатации;

- обобщение практики применения нормативных требований, направленных на безопасное ведение работ и надежную эксплуатацию оборудования при сооружении и использовании энергоустановок, и организация разработки предложений по их совершенствованию;

- организация разработки и сопровождение нормативно-технических документов по вопросам промышленной и пожарной безопасности и охраны труда.

9.2 Внутренние локальные нормативные акты РусГидро

Техническое освидетельствование зданий, сооружений, основного и вспомогательного оборудования, технологических систем. Нормы и требования. [СТО РусГидро 02.03.130 - 2015]

9.2.1 Правила организации технических освидетельствований

Периодичность технических освидетельствований.

На основании ПТЭ устанавливается следующая периодичность проведения технических освидетельствований:

а) Гидротурбины и их вспомогательные системы:

– первичное – по истечению срока службы, установленного нормативно-технической документацией;

– последующие – не реже одного раза в 7 лет с даты проведения первичного технического освидетельствования.

б) Гидрогенераторы и их вспомогательные системы:

– первичное – по истечению срока службы, установленного нормативно-технической документацией;

– последующие – не реже одного раза в 7 лет с даты проведения первичного технического освидетельствования.

Техническое освидетельствование гидротурбин и гидрогенераторов и их вспомогательных систем по возможности следует проводить одновременно. При этом акты технического освидетельствования на гидротурбину, гидрогенератор и каждую вспомогательную систему оформляются отдельно.

в) Силовые трансформаторы (автотрансформаторы, реакторы):

– первичное – по истечению срока службы, установленного нормативно-технической документацией;

– последующие – не реже одного раза в 7 лет с даты проведения первичного технического освидетельствования.

Техническое освидетельствование трансформаторов тока и системы охлаждения проводится при проведении технического освидетельствования силового трансформатора и оформляется отдельными актами.

9.2.2 Требования к формированию комиссий для проведения технических освидетельствований

В целях проведения технических освидетельствований в каждом филиале Общества должны быть образованы:

а) Распорядительным документом Общества:

- комиссия по техническому освидетельствованию гидротурбинного оборудования;

- комиссия по техническому освидетельствованию генераторного оборудования и трансформаторов;

- комиссия по техническому освидетельствованию сооружений.

б) Распорядительным документом филиала Общества:

- комиссия по техническому освидетельствованию производственных зданий;

- комиссия по техническому освидетельствованию вспомогательного оборудования и общестанционных технических систем.

В состав комиссий по техническому освидетельствованию, перечисленных в п. 6.2.1 Стандарта, включаются:

- технический руководитель филиала Общества (председатель комиссии);

- заместитель технического руководителя филиала по технической части;

- заместитель технического руководителя филиала по эксплуатации;

- руководители производственных технических служб и групп филиала;

- руководители служб охраны труда и промышленной безопасности филиала;

- представители специализированной организации или независимые эксперты (по согласованию);

- представитель федерального органа исполнительной власти, уполномоченного в области контроля и надзора за соблюдением требований безопасности в электроэнергетике (по согласованию);

- лица, ответственные за эксплуатационное состояние и безопасную работу объекта (здание, сооружение, оборудование, техническая система), в отношении которого проводится техническое освидетельствование.

9.2.3 Организация проведения технических освидетельствований

1. В каждом филиале Общества должны быть составлены и утверждены техническим руководителем филиала перспективные (на 5 лет) и годовые графики технических освидетельствований.

2. Перспективные графики технических освидетельствований составляются в соответствии с объемами и периодичностью, указанными в разделах 5 и 6 Стандарта. Указанные графики должны поддерживаться в актуальном состоянии и при необходимости могут быть уточнены при корректировке производственных программ филиала Общества.

3. Годовые графики технического освидетельствования составляются ежегодно на основании скорректированных перспективных графиков технических освидетельствований.

9.2.4 Обязанности участников технического освидетельствования

1. В обязанности филиала Общества входит:

- организация и проведение технических освидетельствований объектов;
- подготовка необходимых материалов для работы комиссии по техническому освидетельствованию;
- составление справки о техническом состоянии объекта, в отношении которого проводится техническое освидетельствование.

2. В обязанности структурных подразделений Блока производственной деятельности Общества входит:

- контроль соблюдения графиков технических освидетельствований;
- методологическая поддержка проведения технических освидетельствований объектов.

Методические указания по организации обследований гидроэнергетических объектов. [СТО РусГидро 02.03.129 - 2015]

9.2.5 Периодичность и характеристики обследований

Технические обследования:

- первичное техническое обследование проводится не позднее 2 лет после ввода здания (сооружения) в эксплуатацию. В дальнейшем обследования проводятся по результатам: систематических эксплуатационных наблюдений; периодических технических осмотров (весенних, осенних, выборочных); технических освидетельствований; по истечении нормативных сроков эксплуатации зданий и сооружений; по инициативе собственника объекта; при

изменении технологического назначения здания (сооружения); предписаний органов государственного контроля и надзора;

– основные задачи технического обследования: выявление технического состояния строительных конструкций здания (сооружения), оценка степени их пригодности к дальнейшей безопасной эксплуатации, определение перечня ремонтно-восстановительных работ необходимых для устранения имеющихся дефектов и повреждений.

Внеочередные обследования:

– проводятся после опасных природных воздействий или аварий, необходимость проведения внеочередного обследования определяется по результатам осмотра, выполненного после воздействия на строительные конструкции здания (сооружения) экстремальных нагрузок (ураганные ветры, значительные ливни и снегопады, пожары, землетрясения и других экстремальных воздействий).

– основные задачи: выявление технического состояния строительных конструкций здания (сооружения) после воздействия экстремальных нагрузок, оценка степени пригодности к дальнейшей безопасной эксплуатации, определение перечня ремонтно-восстановительных работ необходимых для устранения образовавшихся дефектов и повреждений.

Обследования при продлении срока службы (безопасной эксплуатации) оборудования), в том числе при техническом освидетельствовании, проводятся в случаях, предусмотренных СТО РусГидро 02.03.77-2015.

Обследования при продлении срока службы оборудования следует совмещать с проведением капитального ремонта, при этом первичные обследования должны быть проведены не позднее 1 года до истечения нормативного срока службы, последующие - заблаговременно до истечения назначенного срока службы, при этом давность проведения обследований не должна превышать одного года.

При обследованиях при продлении срока службы оборудования выполняется весь объем обследований и испытаний, проводимых при капитальном ремонте, а также проводятся инструментальный контроль основных узлов оборудования металлографический анализ и химический анализ ресурсопределяющих узлов.

Типовые программы и объем работ при обследованиях при продлении срока службы гидротурбин, гидрогенераторов и трансформаторов приведены в СТО РусГидро 02.03.77-2015.

Для определения объема обследований при продлении срока безопасной эксплуатации должна учитываться информация об опыте эксплуатации оборудования и местных условиях;

9.2.6 Основные требования к организации обследований

9.2.6.1 Планирование обследований

Работы по обследованиям, регламентированным нормативными техническими документами, в соответствии с разделом 5, включаются филиалами Общества в производственные программы. Графики обследований разрабатываются в филиалах Общества на основании утверждённой производственной программы.

При планировании обследований необходимо учитывать другие мероприятия, влияющие на техническое состояние объекта и его оценку (например, текущие и капитальные ремонты), период проведения которых должен совпадать с проведением обследований.

Обследования вспомогательных технических систем рекомендуется совмещать с обследованиями основного оборудования.

9.2.6.2 Проведение обследований

Проведение исполнителем обследования, как правило, предусматривает выполнение следующих этапов:

- подготовка к проведению обследования и разработка программы обследования;
- анализ технической документации;
- визуальное обследование (осмотр, визуальный контроль, визуально-измерительный контроль);
- инструментальное обследование (техническое диагностирование);
- анализ результатов;
- выдача заключения о техническом состоянии.

9.2.7 Требования к оценке и использованию результатов обследований

1 Акт приёмки выполненных работ по обследованию подписывается заказчиком, в лице технического руководителя филиала Общества после проверки объема выполненных работ по обследованию, оценки их качества и представления исполнителем всех необходимых материалов в составе технического отчета.

2 На основании технического заключения, содержащего результаты обследования и рекомендации специализированной организации, филиалом Общества разрабатываются предложения организационного и технического

характера по техническому воздействию на объект, направленные на обеспечение его исправного (работоспособного) технического состояния и поддержание его безопасной, надежной и эффективной эксплуатации.

3 Результаты обследований при продлении срока службы основного оборудования в соответствии с СТО РусГидро 02.03.130-2015 представляются комиссии по техническому освидетельствованию для принятия решения о возможности продления срока безопасной эксплуатации, а также, в случаях принятия решений по продлению срока службы Экспертно-технической Комиссии.

4 Результаты обследования могут быть использованы в целях:

- обоснования решений о полной или частичной модернизации (замене) оборудования;

- обоснования решений о необходимости проведения ремонтных мероприятий или уточнения объема планируемого ремонта;

- корректировки (внесения уточнений и дополнений) программы мониторинга технического состояния объекта;

- оценки уровня эксплуатации объекта;

- оценки готовности объекта к предотвращению, локализации и ликвидации возможных ЧС и аварий;

- планирования и проведения специальных исследований и наблюдений;

Гидроэлектростанции. Продление срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования. [СТО РусГидро 12.03.77 - 2015]

9.2.8 Порядок продления сроков службы

Порядок продления сроков службы (безопасной эксплуатации) основного оборудования ГЭС в соответствии с ГОСТ 33272 включает следующие основные этапы:

- установление необходимости проведения работ по определению возможности продления срока безопасной эксплуатации

- разработку, согласование и утверждение программы работ по обследованию;

- проведение работ, предусмотренных программой, анализ полученной информации и результатов, выработку технического решения о возможности продления;

– составление и оформление заключения о возможности продления службы в установленном порядке;

– подготовку решений о возможности продления срока службы и, при необходимости, плана корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования на продлеваемый период;

– проведение эксплуатирующей организацией корректирующих мероприятий, предусмотренных решением о возможности продления срока безопасной эксплуатации;

– производственный контроль за выполнением корректирующих мероприятий.

9.2.9 Работы, выполняемые Экспертно-технической комиссией

ЭТК рассматривает отчетные документы, переданные филиалом и экспертное заключение, подготовленное экспертом по каждой единице основного оборудования; порядок подготовки и проведения заседаний ЭТК по продлению срока службы основного оборудования ГЭС и ГАЭС – в соответствии с разделом 8.

Для подготовки всех документов и координации деятельности ЭТК назначается приказом ПАО «РусГидро» организация, подведомственная ПАО «РусГидро».

На основании представленного пакета документов и заключения специализированной организации (независимого эксперта) ЭТК принимает решение о возможности продления срока службы основного оборудования в зависимости от его технического состояния с учетом требований нормативных документов.

Продлеваемый срок службы основного оборудования должен быть увязан со сроками проведения его очередного (ближайшего) капитального ремонта, но не более чем на 7 лет.

9.2.10 Требования к планированию деятельности по продлению срока службы основного оборудования

В целях выполнения работ по продлению срока службы основного оборудования в каждом филиале разрабатывается график проведения мероприятий по продлению срока службы (безопасной эксплуатации) основного оборудования; график Филиала разрабатывается с учетом особенностей и специфики эксплуатации конкретного оборудования.

Графиком Филиала должно быть предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

а) сбор, анализ и обобщение всей имеющейся информации о состоянии основного оборудования, его соответствии требованиям безопасности и надежности, установленным в нормативных документах;

б) проведение необходимых инструментальных обследований и испытаний основного оборудования с целью оценки его технического состояния;

в) проведение технического освидетельствования основного оборудования с проверкой выполнения предписаний органов государственного надзора в соответствии с правилами ПТЭ и СТО РусГидро 02.03.130-2015.

При составлении Графика Филиала должны быть учтены сроки выполнения всех мероприятий (подготовительные работы, закупочные процедуры (конкурсы) и согласительные процедуры, капитальные ремонты, инструментальные обследования и пр.), совпадающие с подготовкой материалов по продлению сроков службы основного оборудования и влияющие на его техническое состояние.

Работы по продлению срока службы основного оборудования должны быть запланированы и проведены таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до достижения окончания нормативного (установленного) срока службы (безопасной эксплуатации).

В исключительных случаях для второго и последующих продлений срок службы основного оборудования может быть продлен без проведения инструментального обследования, но на срок не более чем на 1 год.

9.2.11 Порядок подготовки вопросов к рассмотрению

Не позднее чем за месяц до рассмотрения на ЭТК вопроса продления срока службы основного оборудования технический руководитель филиала (ДЗО) обеспечивает представление Секретарю ЭТК пакета документов (в электронном виде), содержащего материалы в соответствии с 6.1.

Секретарь ЭТК в течение пяти рабочих дней с момента поступления пакета документов:

- оценивает достаточность присланных материалов, в том числе индексов технического состояния;

- передает материалы по соответствующим видам оборудования для составления экспертного заключения.

Организация, ответственная за подготовку материалов и координацию деятельности ЭТК, привлекает на договорной основе независимого эксперта.

Независимый эксперт (специализированная организация) в течение десяти рабочих дней с момента поступления полного пакета документов:

- оценивает достаточность и достоверность присланных материалов;
- осуществляет анализ присланных материалов;
- проводит оценку технического состояния оборудования;

- представляет заключение о возможности продления срока службы основного оборудования и условиях (если необходимо) его дальнейшей эксплуатации;

- при необходимости выдает рекомендации для включения в план корректирующих мероприятий (осуществление дополнительного контроля, необходимости проведения диагностики, испытаний, ремонта, реконструкции и т.д.).

Экспертное заключение должно содержать:

- краткое описание рассматриваемого оборудования;
- перечень представленных материалов;
- анализ и оценку технического состояния рассматриваемого основного оборудования;
- заключение и рекомендации о возможности дальнейшей эксплуатации.

В случае возникновения необходимости в дополнительных сведениях требуемая информация может быть запрошена через секретаря ЭТК.

Процедура предоставления дополнительных сведений от Филиала ПАО «РусГидро» не должна превышать пять рабочих дней.

Независимые эксперты (специализированные организации) направляют экспертное заключение в адрес секретаря ЭТК и в дальнейшем присутствуют на заседании ЭТК.

9.2.12 Порядок проведения заседаний и рассмотрение вопросов

Повестка дня заседаний ЭТК формируется секретарем ЭТК в соответствии с графиком заседаний с учетом представленных документов по продлению срока службы основного оборудования.

Секретарь ЭТК представляет поступивший пакет документов по продлению срока службы основного оборудования включающий:

- повестку дня и список участников заседания;
- материалы, поступившие от филиалов;
- экспертные заключения;
- иную документацию.

Членами ЭТК обсуждаются рассматриваемые материалы, с вынесением решения о возможности продления срока службы представленного оборудования.

Решение ЭТК принимается простым большинством голосов. Член ЭТК, не согласный с мнением большинства, имеет право оформить свои замечания в письменном виде (особое мнение). Секретарь ЭТК обязан приложить замечания к материалам заседания ЭТК.

В случае равенства голосов членов ЭТК голос Председателя ЭТК является решающим.

После утверждения решение регистрируется секретарем ЭТК и вносится в общую базу данных. Один оригинал решения и сопроводительные материалы

хранятся у секретаря ЭТК (срок хранения решений и сопроводительных документов у секретаря ЭТК до передачи в архив – 1 год). Второй оригинал решения направляется в филиал ПАО «РусГидро» (ДЗО).

9.2.13 Контроль исполнения решений

Ответственным за исполнение решений ЭТК является технический руководитель филиала ПАО «РусГидро» (ДЗО).

Контроль исполнения решений ЭТК осуществляет секретарь ЭТК.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры Чебоксарского гидроузла на реке Волга, являющимся сооружением I класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев:

- основного (при обеспеченности 1%) $Q_{1\%} = 22380 \text{ м}^3/\text{с}$;
- поверочного (при обеспеченности 0,1 %) $Q_{0,1\%} = 25624 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность $N_{\text{уст}} = 714 \text{ МВт}$ и среднемноголетняя выработка $\mathcal{E}_{\text{ср.мнг}} = 4,39 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$.

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

$$H_{\text{max}} = 19,1 \text{ м};$$

$$H_{\text{расч}} = 15,1 \text{ м};$$

$$H_{\text{min}} = 11,64 \text{ м}.$$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет $5200 \text{ м}^3/\text{с}$.

При выборе турбин рассматривалось три варианта ПЛ20-В900, ПЛ20-В710 и ПЛ20-В800. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидротурбинами ПЛ20-В-900.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 65 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1343/140-96 с номинальной активной мощностью 65 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ 220 кВ "две рабочие и обходная системы шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочные трансформаторы ТДЦ-80000/220;
- трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-1000/10 У1, ТСЗ-1000/15 У1;
- для ВЛЭП - сталеалюминевые провода марки АС-240/32 (три провода в фазе).

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- правобережная глухая плотина –274 м;
- левобережная глухая плотина –1409 м;
- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля - 1915 м;
- станционная часть плотины –888,3 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 30,5 м;
- отметка подошвы водосливной плотины –45,5 м;
- число водосливных отверстий - 20;
- ширина водосливных отверстий в свету - 24 м;
- отметка гребня –76,5 м;
- ширина гребня - 14 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется две водобойные стенки.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-усадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,32 для сочетания грузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,37). Таким образом, плотина Чебоксарского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости - 6,5 лет;
- себестоимость - 0,22 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 81819,55 руб./кВт.

Таким образом, строительство Чебоксарского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 53 с.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
4. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. -Саяногорск, 2005.114с.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва
6. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. «Госты нормативы». – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/>
7. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
8. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования [Электронный ресурс] // «Госты нормативы». – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/>
9. ГОСТ 12405-81 Регуляторы электрогидравлические для гидравлических турбин. Технические условия «Госты нормативы». – Режим доступа: <http://www.gostrf.com/>
10. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
11. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на ГТС (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГУП ЦПП, 2004.
12. СП 58.13330.2012. ГТС. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
13. Справочник по гидравлическим расчётам/ Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
14. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.

15. ГТС: Учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. -Ч.2.- 536с.
16. СНиП 2.02.02-85. Основания ГТС. – М.: Госстрой, 1989.
17. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 608.
18. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014.– 296 с.
19. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
20. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
22. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.–Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
23. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
24. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 12 с.
25. Каталог «Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ООО "Тольяттинский Трансформатор"». – Режим доступа: <http://transformator.com.ru/>
26. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
27. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены– Режим доступа: http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/
28. Каталог «Выключатели генераторные элегазовые ВГГ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО» Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
29. Каталог «Разъединители однополюсные высокого напряжения типов РВП-20/12500Н УЗи РВПЗ-20/12500Н УЗ» [Электронный ресурс] // «ЗАО ВЗВА» Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.
30. Каталог «Трансформаторы тока ТШ-20» [Электронный ресурс] // «ОАО ВО «Электроаппарат» Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>

31. Каталог «Синхронизатор типа АС-МЗ» [Электронный ресурс] // «ООО «АСУ-ВЭИ»». – Режим доступа: <http://asu-vei.ru/>
32. Каталог «Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-220 на напряжение 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш(Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
33. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара»». – Режим доступа: <http://electroshield.ru>
34. Каталог «Оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220» [Электронный ресурс] // «ЗАО ПРОФОТЕК» Режим доступа : <http://www.profotech.ru/>.
35. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/>
36. СТО 56947007-29.240.014-2008 Электроэнергетические системы. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35 - 750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10 - 750 кВ. Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
37. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций – Введ. 28.09.2017 -ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
38. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
39. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113; [Электронный ресурс] // «ОАО РАО «ЕЭС России»– Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
40. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113. [Электронный ресурс] // «ОАО РАО «ЕЭС России»– Режим доступа: <http://so-ups.ru/>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 - Ряд гидрологических наблюдений за рекой Волга за период 1933-1982 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср год
1914	1184	1046	922	8081	10810	5849	1860	1821	1550	2535	2837	1781	3356
1915	1358	1254	1051	8085	8568	5891	2336	2342	1986	2987	3399	1828	3424
1916	1223	1158	1196	6037	15260	8233	1792	1733	2063	2638	2313	1874	3793
1917	1117	928	818	5540	13448	3634	2019	2156	1845	2377	2171	1496	3129
1918	1190	944	786	4235	17376	5543	1769	1877	1220	2295	1907	1755	3408
1919	1388	1328	1195	6004	12048	6586	3048	2567	2055	2716	2362	1953	3604
1920	1272	1035	918	13794	10484	4553	2167	2476	1977	3276	2869	1919	3895
1921	1291	1404	1281	12896	18653	7723	2917	2492	2372	3124	3126	2525	4984
1922	984	731	617	7733	15843	4046	2480	2000	1621	2051	2128	1456	3474
1923	1358	1190	1185	6288	13019	4335	2073	1729	1854	2511	2169	2075	3316
1924	1320	1158	1009	5436	19270	7046	2586	2528	1958	2510	2471	1685	4081
1925	1043	893	766	8144	12945	4561	2342	2072	1531	2205	1892	1626	3335
1926	933	777	755	6230	12110	3590	1463	1348	1344	1824	1382	1428	2765
1927	1155	795	698	10936	13599	4338	1838	2148	1941	2510	1670	1702	3611
1928	1195	982	844	5641	10361	3820	1364	1487	1344	1894	1736	1881	2712
1929	1211	1000	826	12514	12034	4523	2080	2194	2397	2907	2127	1604	3785
1930	1169	1079	1033	6823	15709	3369	1610	1994	2170	2391	1681	1924	3413
1931	1492	1320	1253	12494	18951	8615	3131	2683	2392	3224	3027	2177	5063
1932	1324	1342	1148	4968	14253	3814	2123	2128	2057	2445	2072	1817	3291
1933	1229	1075	909	4752	16592	4946	1686	1565	2016	2448	1743	1745	3392
1934	1175	1105	942	5222	19072	4573	1688	1962	1786	2148	1882	1516	3589
1935	1519	1480	1182	9844	14997	8934	3097	2451	1990	2963	2061	2248	4397
1936	1171	879	781	4062	15464	4127	1849	1933	1478	1868	1332	1634	3048
1937	1051	752	697	5046	9596	4905	2480	2287	1863	2246	2369	1449	2895
1938	1109	906	734	5301	15660	8552	2099	1863	1809	2887	1988	1382	3691
1939	1636	840	585	4969	13891	4370	1863	1667	1951	2489	1988	1445	3141
1940	1197	1022	834	5210	11438	4732	1444	1672	1992	2427	2036	1637	2970
1941	982	846	764	5928	14031	5227	1995	1798	1372	1810	1317	1688	3146
1942	1241	1065	1037	6097	14015	5892	2195	1617	1646	2020	1279	1918	3335
1943	1317	1350	1152	11724	14300	8218	2245	2542	2348	2293	1427	1781	4225
1944	1307	1264	1293	8509	15224	5137	2162	1903	1860	2474	2243	1884	3772
1945	1894	1384	1294	6248	17502	4134	2054	1694	1343	2005	1851	2196	3633
1946	1357	1118	743	4737	6676	4508	1561	1482	1407	1980	1685	1618	2406
1947	1612	1623	1581	9105	7845	4845	1489	1510	1690	1880	1546	1954	3056
1948	1484	1238	1241	6799	17685	3929	2595	1625	1877	2308	2343	1916	3753
1949	1276	1062	1493	10867	15210	8233	2450	2490	1561	1950	1542	2037	4181
1950	1664	1223	1353	11638	16300	3939	2132	2499	1740	2084	1554	2207	4028
1951	1081	870	815	8446	13204	7467	1475	1677	1524	1822	954	1817	3429
1953	1332	1285	1371	9508	16677	8254	2063	2116	1567	2310	1762	1760	4167
1954	1309	1234	1177	13298	19554	7021	3481	2411	1619	2304	3114	1655	4848
1955	975	913	1110	6647	13329	4602	2389	1785	1524	1765	1281	1356	3140

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp год
1956	622	631	603	12449	16748	6997	2220	1954	1632	2069	2225	1636	4149
1957	960	1384	959	9330	13982	8743	1417	1303	1327	2015	2169	1786	3781
1958	1351	982	861	7076	16839	5453	1829	1631	1627	2100	2159	2114	3669
1959	1033	631	573	8872	12527	3566	1749	1947	1199	1576	1727	1833	3103
1960	1059	494	763	6595	15361	6638	1814	1645	1421	1846	3270	2563	3622
1961	628	910	746	5026	5761	4582	1325	1799	964	908	2081	1464	2183
1962	1464	1371	1129	7527	18177	3886	2052	984	1127	1637	2941	1077	3614
1963	1320	1263	1356	14093	16020	4920	1616	2510	1383	1812	3027	2353	4306

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Сработка – наполнение водохранилища

Таблица Б.1 – Сработка - наполнение водохранилища в средневодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.с}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{Нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$V_{\text{Н}}, \text{ м}^3$	$\Delta V, \text{ м}^3$	$V_{\text{кон}}, \text{ м}^3$	$Z_{\text{Н}}, \text{ м}$	$Z_{\text{к}}, \text{ м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{ м}$	$Z_{\text{Нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$
8	2998	1	406	0	3404	3405	2300	40	1,05	38,95	70,00	69,93	69,96	52,15	17,81	545	по ВХК
9	2363	1	1046	0	3409	3410	2300	38,95	2,71	36,24	69,93	69,69	69,81	52,15	17,66	541	по ВХК
10	3193	1	1065	0	4258	4259	1700	36,24	2,76	33,48	69,69	69,36	69,52	52,55	16,98	650	330
11	2732	1	1425	0	4157	4158	1700	33,48	3,69	29,78	69,36	68,77	69,06	52,50	16,56	619	440
12	2235	1	1170,00	0	3405	3406	1700	29,78	3,03	26,75	68,77	68,22	68,49	52,15	16,34	500	500
1	1531	1	2060	0	3591	3592	1700	26,75	5,34	21,41	68,22	67,22	67,72	52,24	15,48	500	500
2	1456	1	2485	0	3941	3942	1700	21,41	6,44	14,97	67,22	65,72	66,47	52,40	14,07	498	440
3	1290	1	1580	0	2870	2871	1700	14,97	4,10	10,87	65,72	64,01	64,87	51,88	12,98	335	330
4	5091	1	-2043	0	3048	3049	2300	10,87	-5,30	16,17	64,01	66,07	65,04	51,97	13,06	358	по ВХК
5	11265	1	-7332	0	3933	3934	2300	16,17	-19,00	35,17	66,07	69,58	67,82	52,40	15,42	545	по ВХК
6	4547	1	-1844	0	2703	2704	2300	35,17	-4,78	39,95	69,58	70,00	69,79	51,80	17,99	437	по ВХК
7	3594	1	-18	0	3576	3577	2300	39,95	-0,05	40,00	70,00	70,00	70,00	52,23	17,76	571	по ВХК

Окончание приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка - наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.с}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ф}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	$V_{\text{н}}, \text{м}^3$	$\Delta V,$ м^3	$V_{\text{кон}},$ м^3	$Z_{\text{н}}, \text{м}$	$Z_{\text{к}}, \text{м}$	$Z_{\text{ср}}, \text{м}$	$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	$H, \text{м}$	$N, \text{МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$
8	2250	1	49	0	2299	2300	2300	40	0,13	39,87	70,00	69,99	70,00	51,58	18,42	381	по ВХК
9	1453	1	846	0	2299	2300	2300	39,87	2,19	37,68	69,99	69,83	69,91	51,58	18,33	379	по ВХК
10	1334	1	675	0	2009	2010	1700	37,68	1,75	35,93	69,83	69,66	69,74	51,17	18,58	336	336
11	1359	1	1445	0	2804	2805	1700	35,93	3,75	32,19	69,66	69,17	69,41	51,54	17,87	450	450
12	1327	1	1950,00	0	3277	3278	1700	32,19	5,05	27,13	69,17	68,29	68,73	51,75	16,97	500	500
1	1136	1	2370	0	3506	3507	1700	27,13	6,14	20,99	68,29	67,14	67,71	51,85	15,86	500	500
2	1052	1	2380	0	3432	3433	1700	20,99	6,17	14,82	67,14	65,67	66,41	51,82	14,59	450	450
3	1290	1	1520	0	2810	2811	1700	14,82	3,94	10,88	65,67	64,01	64,84	51,55	13,30	336	336
4	3853	1	-1554	0	2299	2300	2300	10,88	-4,03	14,91	64,01	65,70	64,86	51,58	13,28	274	по ВХК
5	9850	1	-7551	0	2299	2300	2300	14,91	-19,57	34,48	65,70	69,49	67,60	51,58	16,02	331	по ВХК
6	4411	1	-2112	0	2299	2300	2300	34,48	-5,47	39,95	69,49	70,00	69,74	51,58	18,17	375	по ВХК
7	2317	1	-18	0	2299	2300	2300	39,95	-0,05	40,00	70,00	70,00	70,00	51,58	18,42	381	по ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

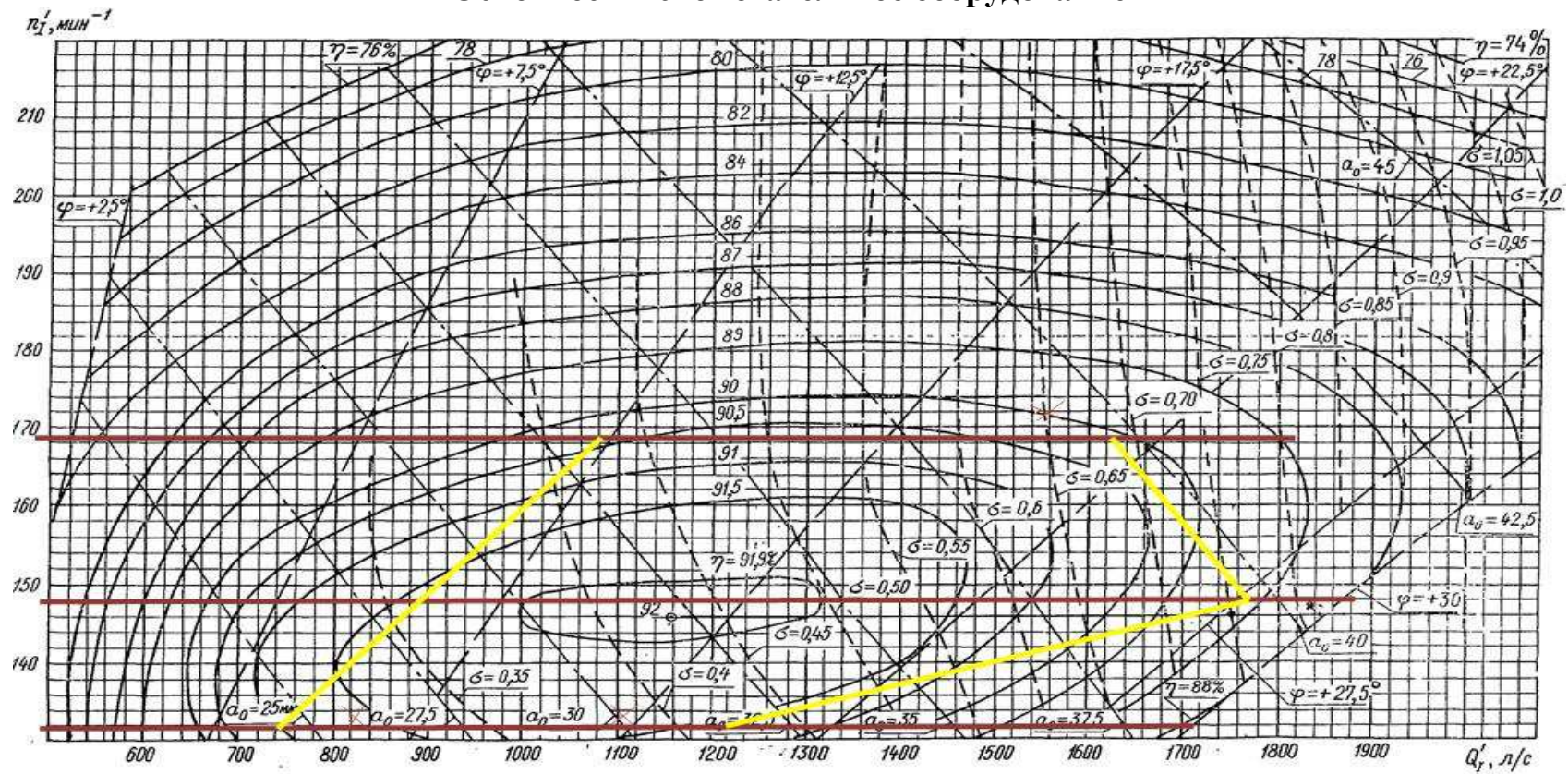


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ20-В-900

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита

Таблица Г.1 – Матрица отключения защит

		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	Отключение МШВ	
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+					
ЗЗГ	U_0	t_1						+		
		t_2					+			
		t_3	+	+	+					
	U_0	t	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+						
		2 ступень t_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+		
		ИО	+	+						
		ОТС I	t_1							+
			t_2					+		
	t_3	+	+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+		
		ИО	+	+						
		ОТС	t_1							+
			t_2					+		
	t_3	+	+							
ДЗ	1 ступень	t_1				+				
		t_2	+	+	+					
	2 ступень	t_1							+	
		t_2					+			
		t_3	+	+						
	Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
ИО			+	+						
Отсечка			+	+						

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Уставки срабатывания защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,96 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	2,3 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,69 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,215 \cdot I_H$	0,99 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,92 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,06 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,63 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,085	0,212 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,47	1,17 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	2,72 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	2,81 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	5,58 А

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Охрана труда

Таблица Д.1 – Экологические последствия строительства гидроузла

Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла	Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла	Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду
Изъятие земель, минеральных ресурсов; трансформация ландшафтов, изменение экосистем	<ul style="list-style-type: none"> – формирование новой береговой линии; – подтопление и заболачивание территории, активизация экзогенных процессов; – изъятие минеральных ресурсов; – изменения гидрогеологического и гидрогеохимического режимов; – наведенная сейсмичность; – переработка берегов; – переформирование наземных экосистем и нарушения ихтиофауны. 	Создание системы геомониторинга; создание лесных и охотничьих хозяйств; контроль качества воды в ВБ и НБ; создание рыбных хозяйств
Климатические изменения в связи с созданием крупного водохранилища	При строительстве Кемеровской гидроэлектростанции, образуется крупное водохранилище, объемом 9,4 км ³ . Локальное изменение климата	Создание метеорологических станций; учет новых атмосферных явлений в гражданском и промышленном строительстве
Подготовка ложа водохранилища	Воздействия на природные комплексы территории. Все пойменно-луговые ландшафты района таежной зоны уйдут под постоянное затопление или подтопление.	Вырубка и утилизация древесины в ложе будущего водохранилища (на приплотинном участке длиной до 3 км (во избежание возможных засорений решеток водоводов); а также на подходах к пристаням, причалам и лесосплавным рейдам; вблизи прибрежных населенных пунктов и зон рекреации); Санитарная очистка населенных пунктов, предприятий и животноводческих ферм, расположенных в зоне затопления, вывозкой загрязненного грунта и сжиганием мусора; Обязательное проведение специальной очистки мест специфического загрязнения (иногда с хлорированием грунта) и зон водозаборов коммунально-бытового водоснабжения; перенос, обезвреживание или надежное крепление (захоронение) с обеззараживанием кладбищ и скотомогильников; утилизация отходов комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду


Окончание приложения Д

Окончание таблицы Д.1

Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла	Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла	Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду
Сбросы ГЭС воды в НБ в процессе эксплуатации	Изменения гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла; застойные атмосферные явления в НБ гидроузла	Учет негативных явлений в гражданском и промышленном строительстве в НБ гидроузла.
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	Наличие больших запасов масла на станции, образование отходов на стадии строительства и эксплуатации гидроузла	Управление отходами на стадии строительства и эксплуатации; Создание систем безопасности, предотвращающих попадание загрязняющих веществ в окружающую среду
Освоение береговой зоны водохранилища	-	<p>Организация:</p> <ul style="list-style-type: none"> – станций биологической, физико-химической и механической очистки производственных и коммунальных сточных вод; – водоохраных зон с комплексом технологических, агротехнических, гидротехнических, санитарных и других мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения, засорения и истощения водных ресурсов; – установок по сбору нефти, мазута, мусора и других объектов, включая суда-сборщики и нефтеочистные станции; –установок для обезвреживания вредных промышленных отходов, загрязняющих водные объекты; береговых сооружений для приема с судов хозяйственно-бытовых сточных вод и мусора для утилизации, складирования и очистки; – основных коммуникаций для отвода и очистки промышленных и хозяйственно-бытовых сточных воды соответствующих сооружений на них. – отлов и переселение диких животных; – организация прибрежных водоохраных зон для защиты водных объектов водохранилища от неорганизованного стока, позволяющие перевести поверхностный сток в подземный.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

М.В. Кочетков
подпись
инициалы, фамилия
«13» июня 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧЕБОКСАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВОЛГА.
ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕ УСТАНОВЛЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ**

Руководитель

подпись, дата

Начальник службы ПТС
филиала ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС имени
П.С. Непорожного»
должность

Т.Н. Шестаков
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В.Р. Загороднев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019