

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 ЕНИСЕЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЕНИСЕЙ.  
УСТАНОВКИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ ГЭС**

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

ст. преподаватель кафедры  
ГГЭЭС Саяно-Шушенского  
филиала СФУ  
должность

С.Е. Лонский  
инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

К.И. Запорожец  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Енисейской ГЭС на реке Енисей. Установки автоматического пожаротушения ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водноэнергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность.  
Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЕНИСЕЙСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Общие сведения.....	10
1.1 Гидрологические данные.....	10
1.2 Инженерно–геологические условия.....	11
1.3 Сейсмические условия .....	12
1.4 Данные по энергосистеме .....	12
1.5 Аналоги проектируемого гидроузла .....	12
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности .....	13
2.1 Исходные данные .....	13
2.1.1 Выбор расчётного маловодного и средневодного года .....	13
2.1.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	16
2.1.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	16
2.1.4 Режим работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	17
2.1.5 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по маловодному году .....	19
2.1.6 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по средневодном году .....	20
2.2 Определение установленной мощности. Баланс Мощностей .....	20
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	23
3.1.1 Построение режимного поля .....	23
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .	25
3.3 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины .....	28
3.4 Определение геометрических размеров проточной части .....	30
3.5 Расчет и построение металлической СК с круглым сечением и полным углом охвата .....	31
3.6 Расчёт подшипника.....	34
3.7 Выбор типа маслонапорной установки .....	35
3.8 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	35
4 Электрическая часть .....	37
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	37
4.2 Выбор блочных трансформаторов .....	38
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов для схемы с одиночными блоками	38
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с укрупненными блоками .....	39
4.3 Выбор синхронных генераторов .....	40
4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	40
4.5 Выбор количества отходящих линий РУ ВН .....	40

4.6	Выбор схемы РУ ВН.....	41
4.7	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	42
4.8	Расчёт токов короткого замыкания.....	43
4.8.1	Расчёт в программном комплексе «RastrWin».....	43
4.9	Выбор и проверка электрических аппаратов.....	48
4.9.1	Расчёт токов по условиям рабочего и утяжеленного режимов.....	48
4.9.2	Выбор и проверка аппаратов 500 кВ.....	49
4.9.3	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ.....	51
4.10	Схема собственных нужд.....	52
5	Релейная защита и автоматика.....	53
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	53
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	53
5.3	Расчёт номинальных токов.....	55
5.4	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты.....	56
5.5	Продольная дифференциальная защита генератора.....	57
5.6	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	59
5.7	Защита от повышения напряжения.....	62
5.8	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий.....	62
5.9	Защита от симметричных перегрузок статора.....	66
5.10	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$ .....	68
5.11	Защита ротора от перегрузки.....	71
5.12	Таблица уставок.....	72
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	73
6.1	Состав и компоновка гидроузла.....	73
6.2	Определение класса плотины и отметки гребня плотины.....	73
6.2.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	73
6.2.2	Определение отметки гребня плотины.....	73
6.3	Гидравлические расчёты бетонной водосливной плотины.....	75
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта.....	75
6.3.2	Определение отметки гребня водослива.....	77
6.3.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	78
6.3.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	79
6.3.5	Расчет водобойной стенки.....	80
6.3.6	Расчет сопряжения потока после водобойной стенки.....	80
6.3.7	Расчет толщины водобоя.....	81
6.3.7	Расчет аварийного водосброса (глубинный).....	81
6.4	Конструирование плотины.....	82
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины.....	82
6.4.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	84
6.4.3	Быки.....	85

6.4.4 Устой	86
6.4.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины	86
6.4.6 Галереи в теле плотины	86
6.4.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	87
6.5 Устройство нижнего бьефа	88
6.6 Определение основных нагрузок на плотину	88
6.6.1 Вес сооружения	88
6.6.2 Сила гидростатического давления воды	89
6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления	90
6.6.4 Сила фильтрационного давления	90
6.6.5 Давление грунта	91
6.6.6 Волновое давление	92
6.7 Расчёт прочности плотины	92
6.7.1 Критерии прочности плотины	95
6.8 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг	96
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	97
7.1 Требования по охране труда и техники безопасности	97
7.2 Пожарная безопасность	99
7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Енисейского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность	101
7.3.1 Общие сведения о районе строительства	101
7.3.2 Воздействия на природную среду в строительный период	102
7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	104
7.3.4 Отходы, образующиеся при строительстве	106
7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	107
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	108
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	108
8.3 Налоговые расходы	111
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	112
8.5 Оценка инвестиционного проекта	113
8.5.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта	113
8.5.2 Коммерческая эффективность	114
8.5.3 Бюджетная эффективность	115
8.6 Анализ чувствительности	115
9 Установки автоматического пожаротушения ГЭС	117
9.1 Назначение автоматического пожаротушения	117
9.2 Классификация	117
9.3 Область применения автоматических установок	118
9.3.1 Газовое пожаротушение	118
9.3.2 Порошковое пожаротушение	119
9.3.3 Аэрозольное пожаротушение	120

9.3.4 Водяное пожаротушение.....	121
9.4 Рассмотрение схем водяного пожаротушения.....	122
9.4.1 Спринклерные установки водяного пожаротушения .....	123
9.4.2 Дренчерные установки водяного пожаротушения.....	124
9.5 Предлагаемые технические решения для проектируемой Енисейской ГЭС .....	127
9.5.1 Гидравлический расчет .....	128
9.6 Разработка схемы водяного пожаротушение Енисейской ГЭС на примере Бурейской ГЭС.....	130
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	134
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	136
ПРИЛОЖЕНИЯ А–В .....	139-144

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ЕНИСЕЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Енисей;
2. Местонахождение ГЭС ..... Красноярский край;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний .....2800,2 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин .....589,8м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% .....23090,9 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% .....27195 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный .....750 м<sup>3</sup>/с;
4. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока .....Годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 243 м;  
ФПУ ..... 244 м;  
УМО ..... 228,04 м
  - в) объемы:  
полный ..... 73,3 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 32,3 км<sup>3</sup>;
5. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный..... 105,6 м;
  - б) расчетный..... 91 м;
  - в) минимальный..... 82,8 м;
6. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная ..... 3600 МВт;  
гарантированная ..... 2200 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 19,7 млрд. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) левобережная глухая..... 150 м / 111 м;
  - б) правобережная глухая ..... 350 м / 111 м;
  - в) стационарная часть ..... 270 м / 111 м;
  - г) водосливная ..... 172 м / 111 м;
8. Водобросные сооружения
  - а) тип ..... поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов ..... 6×24;
  - в) общая длина ..... 172 м;
  - г) максимальная высота ..... 111 м;
9. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 8;
  - б) грунты в основании ..... скальное (гранит);
  - в) тип спиральной камеры ..... металлическая с круглым сечением;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
  - д) расстояние между осями агрегатов..... 30 м;

10. Основное оборудование:

- а) тип турбины ..... РО115-В-750;
- б) тип генератора ..... СВФ-1690/175-64;
- в) мощность генератора ..... 500 МВт;
- г) частота вращения ..... 93,8 об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТЦ-630000/500-У1;

11. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели ..... 79132,91 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии ..... 0,16 руб/кВт·ч;
- в) срок окупаемости ..... 7 лет.



## ВВЕДЕНИЕ

Почти всюду можно увидеть, как население использует энергию движущейся воды. Этот многообещающий способ производства энергии стал в недавнее время более популярным во многих развивающихся и индустриальных регионах по ряду причин. Использование чистой и безопасной энергии воды снижает зависимость от ископаемого топлива, принося пользу окружающей среде.

Опыт эксплуатации первых гидроэлектростанций показал, что они имеют большую маневренность, хорошую надежность работы и малые эксплуатационные расходы, не требуют многочисленного обслуживающего персонала и допускают полную автоматизацию процесса производства электроэнергии с весьма широкими возможностями телеуправления. Энергия, производимая гидроэлектростанциями, дешевле, чем электроэнергия, доставляемая тепловыми электростанциями.

В техническом и эксплуатационном отношении очень важно, что гидроэлектрические установки обладают большой маневренностью. Эта особенность гидроагрегатов имеет существенное значение для крупных энергетических систем, так как резкий прирост нагрузки, в том числе при аварийных сбоях в системе, можно быстро компенсировать включением резервных гидроагрегатов. Таким образом, гидроагрегаты оказались очень удобными для покрытия пиков нагрузки в системах, в которых работают как тепловые, так и гидравлические станции.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

## 1 Общие сведения

### 1.1 Гидрологические данные

Река Енисей — это природная граница между Восточной и Западной Сибирью. На левом берегу заканчиваются западносибирские равнины, а на правом начинается горная тайга. На протяжении своего течения от истока до устья Енисей пересекает все климатические зоны Сибири. Длина реки от места слияния Большого Енисея и Малого Енисея — 3487 км. Площадь водосбора Енисея в створе станции составляет 288 200 км<sup>2</sup>, среднегодовой расход воды в реке в створе ГЭС составляет 2800 м<sup>3</sup>/с.

Енисейская ГЭС располагается в умеренно-климатическом поясе и климат в районе ГЭС сухой и резко - континентальный со значительными изменениями температуры дня и ночи, зимы и лета.

Среднегодовая температура -6,5 °С. Наиболее теплый месяц –июль, его средняя температура +15,7 °С. В январе температура достигаем -30 °С. Среднегодовая количество осадков составляет 465 мм.

Безморозный период продолжается около 112 дней в году. Енисей в районе створа Енисейской ГЭС представляет собой каньон, с крутыми берегами, сложенными из крепких трещиноватых гранитов..

Енисейская ГЭС находится в двадцати трех километрах от города Красноярска. Выбранный створ на реке Енисей находится в Красноярском РДУ.

Ряд гидрологических наблюдений за 50 лет с 1918 по 1967года представлен в приложении А, таблицы А.1.

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 уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}, м$	$W, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
135	0	135	0	135	0
170	9	137	723	137	900
200	20.5	139	1480	139	1850
222	35	141	2320	141	2900
234	49	143	3240	143	4050
240,5	65	145	4360	145	5450
243	73.3	147	5600	147	7000
244	78	149	7120	149	8900
222	35	151	8880	151	11100

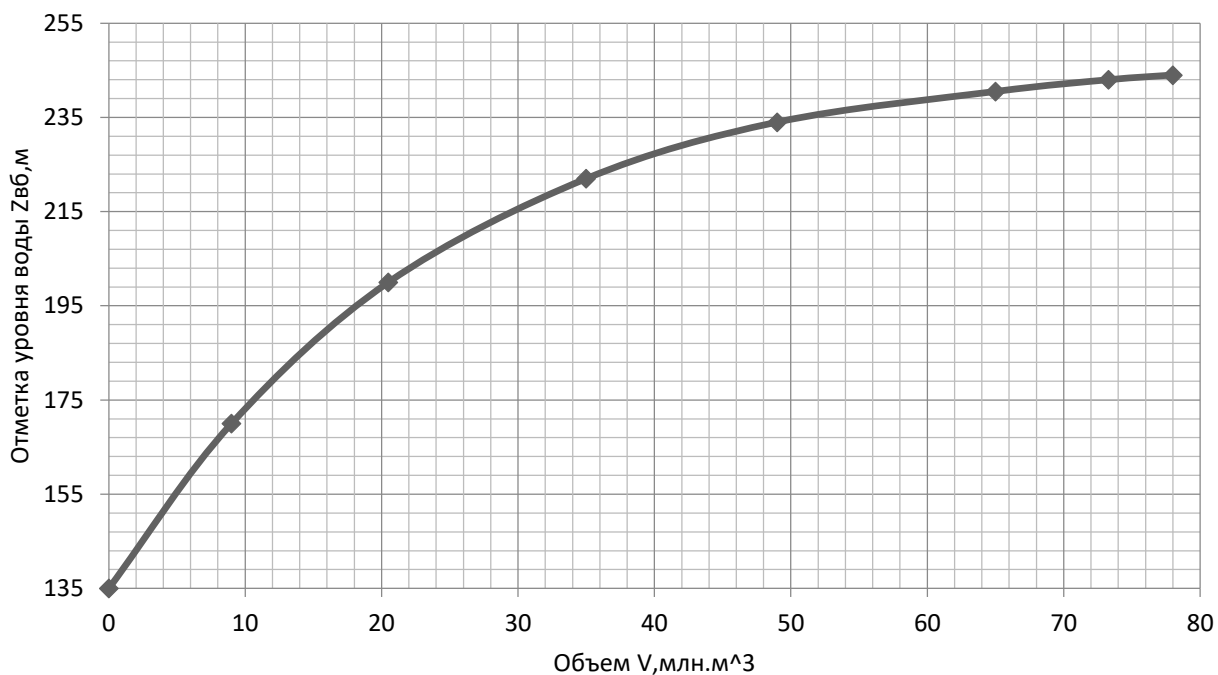


Рисунок 1.1–Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

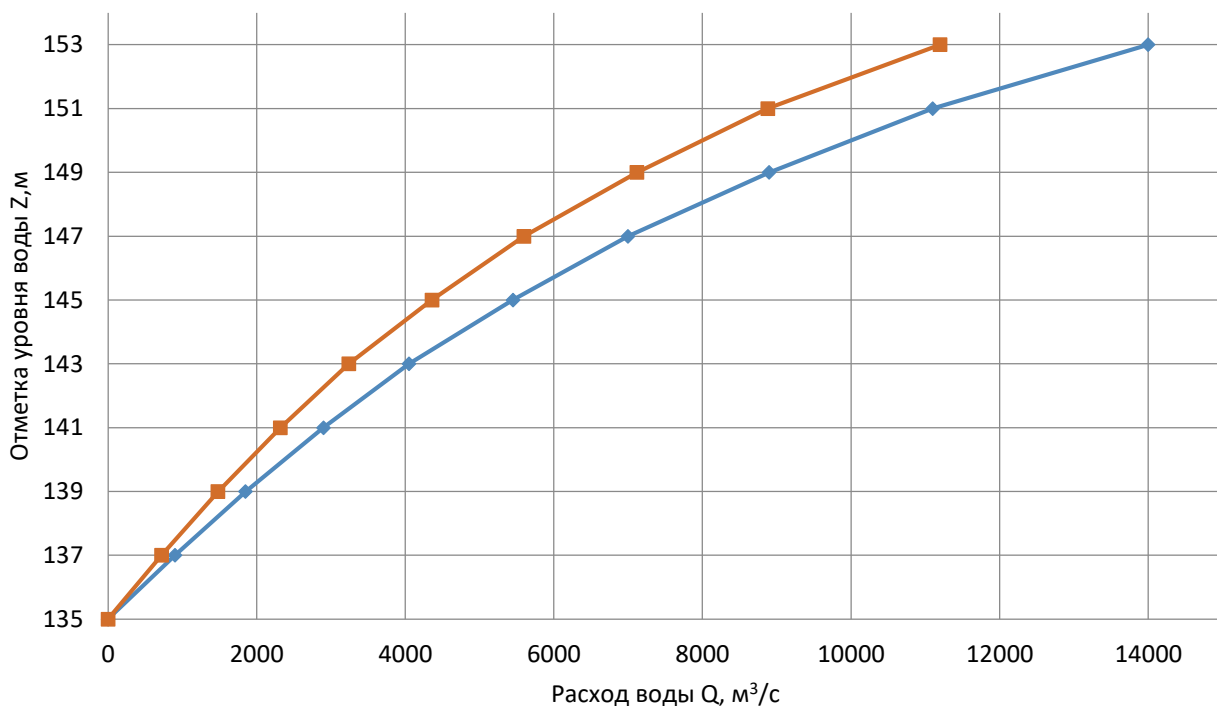


Рисунок 1.2–Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

## 1.2 Инженерно–геологические условия

Красноярский край включает в себя восточную окраину Западно-Сибирской равнины, часть Среднесибирского плоскогорья и Алтае-Саянской горной страны. В рельефе четко выделяются три горные зоны: северная,

центральная и южная. Самая высокая точка Красноярского края — пик Грандиозный, расположенный в Курагинском районе. Около 1/5 территории края находится за Северным Полярным кругом. Самая северная точка края — мыс Челюскина — является северной оконечностью России и Азиатского материка.

В крае сосредоточено более 95 % российских запасов никеля и платиноидов, более 20 % золота, значительные запасы кобальта, нефелиновых руд, магнезитов, исландского шпата, тонких кварцевых песков, тугоплавких глин, графита, 63 вида промышленных металлов и других полезных ископаемых.

В основании проектируемого сооружения залегает гранит.

### **1.3 Сейсмические условия**

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2015) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Енисейской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 8 баллам шкалы MSK-64.

### **1.4 Данные по энергосистеме**

Енисейская ГЭС предназначена для работы в ОЭС Сибири.

Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва» (Красноярское РДУ) осуществляет функции диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Красноярского края и Республики Тыва. Филиал создан в 2003 году. Входит в зону операционной деятельности Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

В операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ находятся 20 объектов генерации суммарной установленной электрической мощностью 15873,50 МВт, 260 линий электропередачи класса напряжения 110-500 кВ, 418 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемами Урала, Востока, Казахстана, Монголии и Китая и является одним из самых крупных энергообъединений ЕЭС России.

Наиболее крупными объектами генерации являются Саяно-Шушенская ГЭС, Братская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Богучанская ГЭС, Березовская ГРЭС Красноярская ГРЭС-2.

### **1.5 Аналоги проектируемого гидроузла**

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

– Красноярская ГЭС.

## 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

### 2.1 Исходные данные

Энергосистема: Красноярское РДУ.

Число часов использования установленной мощности: 5472 ч.

НПУ гидроузла:  $Z = 243,0$  м.

ДНО гидроузла:  $Z = 135,0$  м.

Объёмы водохранилища и уровней верхнего бьефа и кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа (1п, таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2);

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Енисей за период 1918-1967 гг. представлен в приложении А, таблицы А.1.

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	6	6	5	27	33	57	43	37	32	18	11	9
Льдообразование	11	17	9	90	-110	0	0	0	0	71	55	45

Суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

#### 2.1.1 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Разделим год на два основных периода: половодье и межень. К периоду половодья относятся месяцы: IV, V, VI, VII, VIII, IX. К периоду межени относятся месяцы: X, XI, XII, I, II, III.

Вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания по формуле 2.1:

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

где  $m$  – порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно. Результаты сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	p, %	Годы	Q сред	Годы	Q пол	Годы	Q меж
1	2,0	1957	4203	1957	7081	1933	1587
2	3,9	1943	3924	1943	6358	1939	1524
3	5,9	1945	3548	1945	5865	1943	1491
4	7,8	1939	3444	1931	5746	1941	1465
5	9,8	1930	3428	1949	5674	1926	1449
6	11,8	1949	3389	1930	5420	1942	1406
7	13,7	1931	3352	1938	5371	1935	1333
8	15,7	1938	3312	1939	5365	1930	1327
9	17,6	1934	3219	1937	5294	1957	1325
10	19,6	1941	3216	1934	5262	1956	1281
11	21,6	1935	3214	1925	5156	1938	1253
12	23,5	1933	3184	1935	5095	1951	1239
13	25,5	1925	3134	1929	4970	1920	1237
14	27,5	1937	3097	1941	4966	1945	1231
15	29,4	1920	3071	1946	4933	1947	1223
16	31,4	1946	3043	1920	4906	1934	1175
17	33,3	1929	2996	1960	4845	1946	1153
18	35,3	1960	2937	1927	4783	1952	1138
19	37,8	1927	2861	1933	4782	1921	1123
20	39,2	1956	2773	1964	4684	1925	1113
21	41,2	1961	2755	1966	4639	1953	1109
22	43,1	1951	2752	1961	4620	1950	1106
23	45,1	1966	2751	1955	4361	1949	1105
24	47,1	1964	2748	1948	4304	1948	1096
25	49,0	1948	2700	1959	4284	1962	1069
26	51,0	1950	2691	1950	4276	1940	1043
27	52,9	1955	2662	1956	4265	1958	1041
28	54,9	1959	2636	1951	4265	1924	1031
29	56,9	1942	2623	1944	4204	1932	1030
30	58,8	1921	2612	1921	4102	1960	1030
31	60,8	1926	2594	1967	4081	1929	1021
32	62,7	1944	2593	1932	4057	1944	1019
33	64,7	1932	2544	1919	4013	1954	1018
34	66,7	1952	2534	1954	3980	1936	1017
35	68,6	1967	2528	1952	3930	1965	1011
36	70,6	1947	2521	1953	3904	1963	1004
37	72,5	1953	2507	1962	3858	1918	991
38	74,5	1954	2499	1942	3839	1959	989
39	76,5	1919	2469	1947	3818	1967	975
40	78,4	1962	2463	1918	3800	1923	972
41	80,4	1924	2392	1963	3769	1955	962
42	82,4	1963	2386	1924	3755	1931	959
43	84,3	1936	2358	1923	3740	1927	940
44	86,3	1958	2357	1926	3721	1928	935
45	88,2	1923	2356	1936	3700	1919	925
46	90,2	1918	2324	1958	3674	1937	900
47	92,2	1928	2254	1928	3573	1922	897
48	94,1	1922	2251	1922	3510	1961	891
49	96,1	1965	1915	1965	2820	1966	864
50	98,0	1940	1890	1940	2738	1964	813

За средневодный принимаем 1948 год с обеспеченностью 49,0 %. так как среднегодовой расход этого года незначительно отличается от 1950 года с обеспеченностью 51,0%

Вычисляем коэффициенты приведения по межи и половодью.

Выбор расчётного года (P=50%)

$$K_M = \frac{Q_{M1962}}{Q_{M1948}} = \frac{1069}{1096} = 0,97, \quad (2.2)$$

Выбор расчётного года (P=90%)

$$K_M = \frac{Q_{M1961}}{Q_{M1922}} = \frac{891}{897} = 0,99, \quad (2.3)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II1961}}{Q_{II1947}} = \frac{3510}{3573} = 0,98, \quad (2.4)$$

Так как коэффициенты приведения близки или равны единице, то применять их нецелесообразно.

Построим гидрографы средневодного (1948) и маловодного (1922) лет по данным представленным в таблице 2.3.

Таблица 2.3- Данные средневодного и маловодного года

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.
1922	607	630	689	2757	5905	4414	3256	3200	2500	1450	856	743	2251
1948	969	1023	1041	3353	7237	5320	3447	3563	2905	1706	996	839	2700

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.1.

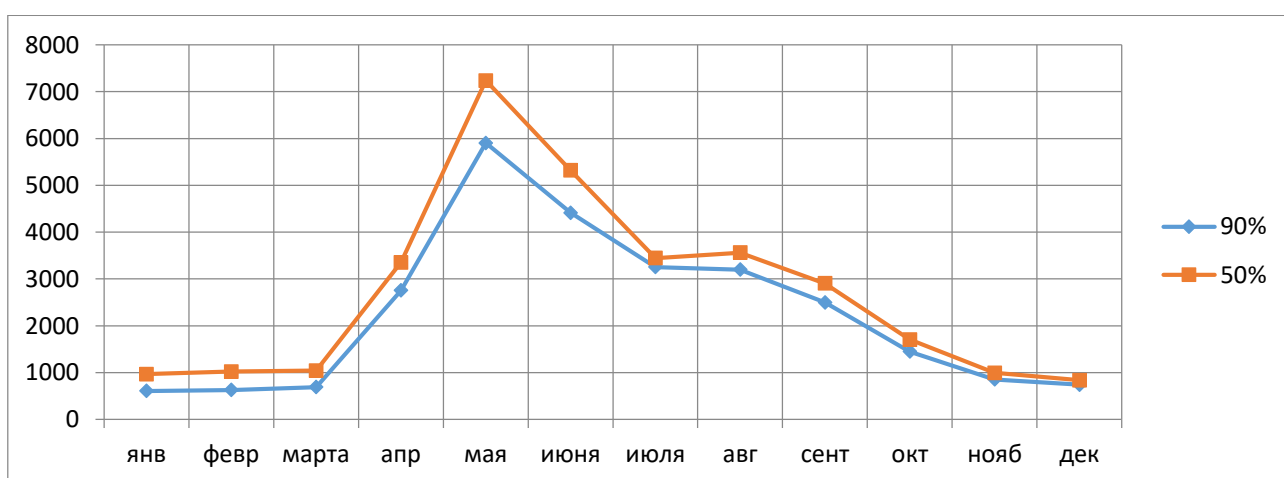


Рисунок 2.1 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

## 2.1.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Характерные суточные графики нагрузки рассматриваются для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего.

Интегральная кривая нагрузки характеризует зависимость прироста суточной выработки от прироста нагрузки энергосистемы. Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах. Данные для построения интегральных кривых представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Данные для построения суточного графика нагрузки и ИКН

t	График нагрузки		Интегральная кривая нагрузки			
	Р зима	Р лето	Р зима	Э зима	Р лето	Э лето
	МВт	МВт	МВт	млн. кВт·ч	МВт	млн. кВт·ч
1	2380	7265	26	0,026	2	0,002
2	5359	7230	41	0,057	11	0,020
3	5350	7215	62	0,119	43	0,115
4	5319	7194	75	0,169	48	0,138
5	5313	7181	139	0,490	50	0,148
6	5311	7117	140	0,499	57	0,187
7	5305	7116	156	0,609	65	0,243
8	5297	1700	201	0,965	67	0,263
9	5294	7050	215	1,096	85	0,420
10	5277	7041	234	1,288	107	0,643
11	5254	7022	240	1,349	122	0,808
12	5239	7016	240	1,355	128	0,874
13	5234	7016	264	1,657	147	1,121
14	5215	6992	365	3,078	173	1,495
15	5188	6891	384	3,367	326	3,779
16	5036	6872	519	5,515	419	5,279
17	4942	6737	630	7,415	523	7,034
18	4839	6626	722	9,062	607	8,551
19	4755	6534	833	11,171	704	10,398
20	4657	6423	838	11,276	727	10,863
21	4634	6418	885	12,257	799	12,365
22	4563	6371	915	12,923	805	12,508
23	4556	6341	943	13,555	816	12,761
24	4545	6313	7091	161,111	5239	118,916

## 2.1.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Данные для построения графиков годовых максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы Сибирь представлены в таблице 2.5. Графики изображены на рисунке 2.2.



Таблица 2.5 – Максимальные и среднемесячные нагрузки

Месяц	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт
1	7232	6848
2	6988	6615
3	6566	6211
4	6078	5745
5	5656	5341
6	5412	5108
7	5412	5108
8	5656	5341
9	6078	5745
10	6566	6211
11	6988	6615
12	7232	6848

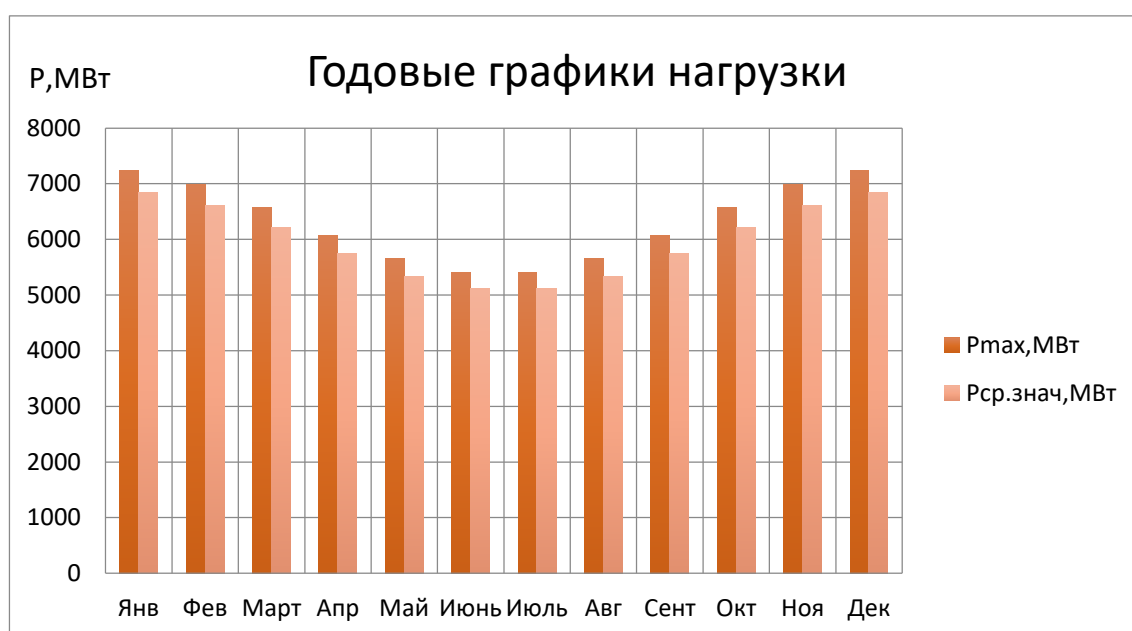


Рисунок 2.2 – Максимальный и среднегодовой график нагрузки энергосистемы

#### 2.1.4 Режим работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.5)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,6$ ;  
 $Q^{\text{пр}90\%}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$  – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.6)$$

где  $Z_{ВБ}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla$ НПУ, м  
 $Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;  
 $\Delta h$  - потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,4$  м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.7)$$

где  $Q_{ВХК}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м<sup>3</sup>/с.

Режим работы без регулирования с учетом ВХК представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт90%	607	630	689	2757	5905	4414	3256	3200	2500	1450	857	743
Qвхк	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Qфильтр	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qиспарен	6	6	5	27	33	57	43	37	32	18	11	9
Qлед	11	17	9	90	-110	0	0	0	0	71	55	45
сум.потерь	18	24	15	118	-6	128	114	108	103	90	67	55
Qпол.быт	589	606	674	2639	5911,00	4286	3142	3092	2397	1360	790	688
Zвб, м	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
Zнб, м	136,7	136,7	136,9	141,7	147,4	144,9	142,7	142,6	141,2	138,7	137,2	136,9
Hпол, м	106	106	106	101	95,143	98	100	100	101	104	105	106
Nводот(быт)	537	552	613	2290	4837,13	3602	2698	2658	2091	1215	716	625
Qвхк	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Zвб, м	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
Zнб, м	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1
Hвхк	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
Nвхк	1336	1336	1336	1336	1336	1336	1336	1336	1336	1336	1336	1336
Nвод-Nвхк	-799	-784	-723	954	3502	2266	1363	1322	755	-121	-620	-710

Баланс энергии изображен на рисунке 2.3.

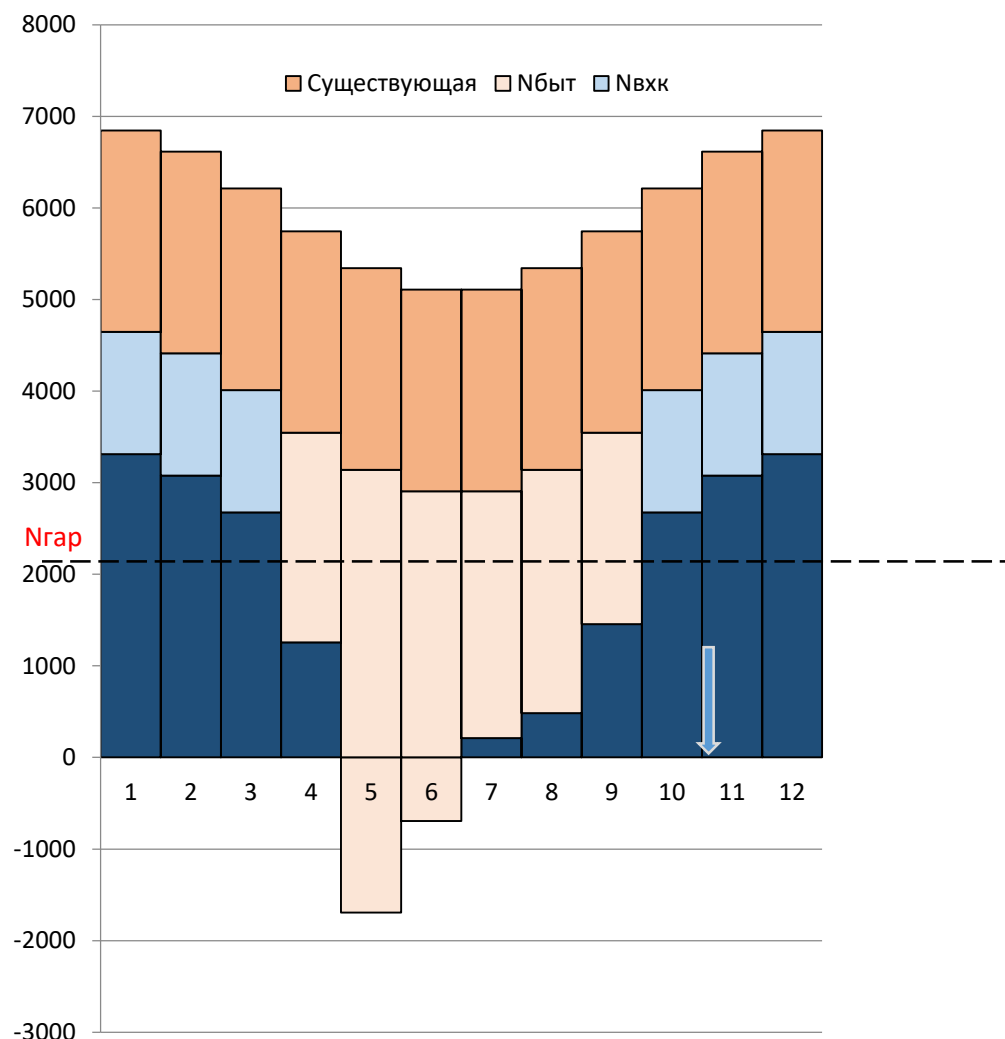


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

### 2.1.5 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по маловодному году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки  $\nabla_{УМО}$ ;
- полезный объем водохранилища.

В приложении А, таблица А.2 представлен водно-энергетический расчёт по маловодному году, 1 итерация.

Проведя линию гарантированной мощности на балансе энергии и разместив избытки мощности над линией гарантированной мощности  $\sum \Delta N = 2200$  МВт, был проведен ВЭР и по результатам первой итерации отметки и объемы сошлись, ввиду неравномерности мощности, ГЭС будет работать в энергосистеме обрывисто. Поднимаем линию гарантированной мощности.

После поднятия гарантированной мощности в приложении А, таблица А.3 приведен верный расчет, 2 итерация.

## 2.1.6 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку. Производим расчёт используя полезные бытовые расходы для P50% обеспеченности. Работаем по тем же гарантированным мощностям, срабатываясь до отметки УМО. В приложении А, таблица А,4 представлен водно-энергетический расчёт по средневодному году, 1 итерация. Строим график сработки - наполнения водохранилища для двух расчётов (рисунок 2.4).

Чтобы обеспечить допустимую пропускную способность на ГЭС, расход ГЭС не должен превышать значения, которые устанавливает режимное поле т.е. линия ограничения по установленной мощности и линия по пропускной способности ГЭС. Для этого используем холостые сбросы.

График сработки и наполнения водохранилища представлен на рисунке 2.4.

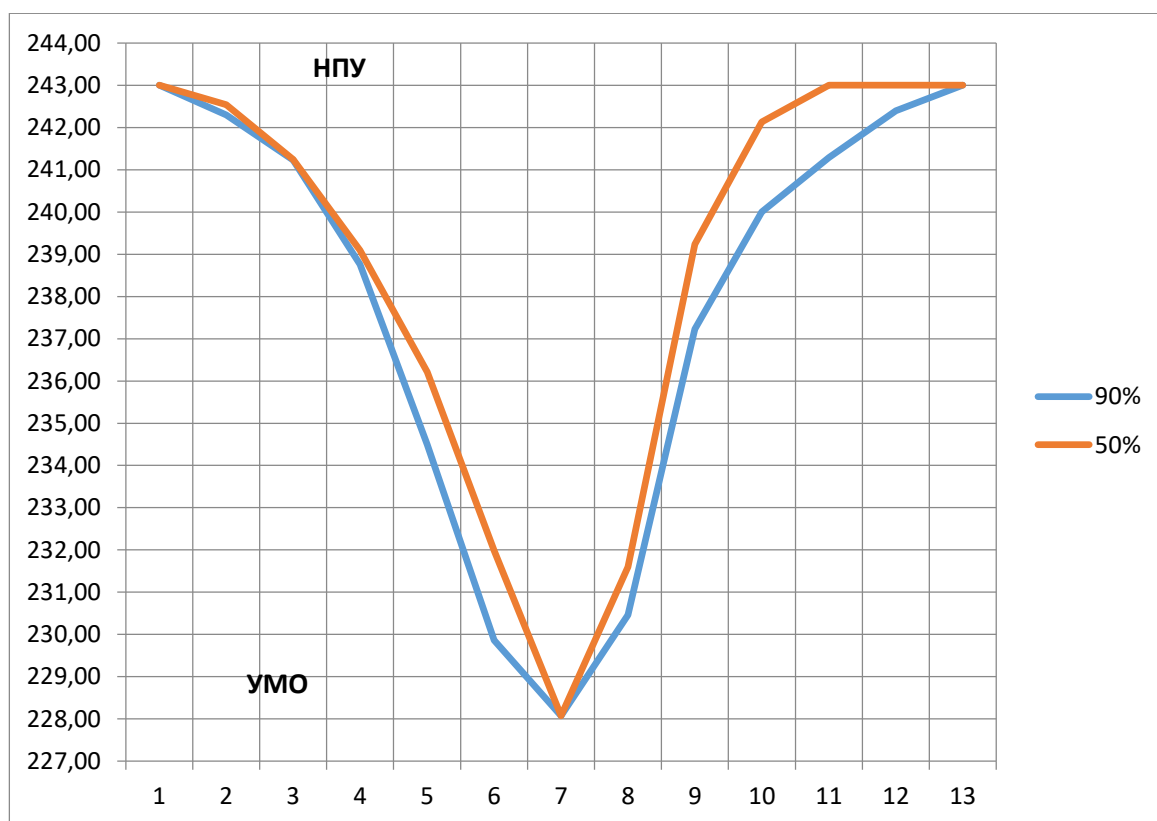


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища

## 2.2 Определение установленной мощности. Баланс Мощностей

Нагрузочный резерв будет приходиться на проектируемую гидроэлектростанцию.

Аварийный резерв приходится на тепловые электростанции и составляет 8% мощности энергосистемы.

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

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{нагр.рез} \quad (2.8)$$

$$N_{уст} = 2850 + 750 \approx 3600 \text{ МВт.}$$

Данные для построения графика баланса мощностей в маловодном году представлены в таблице 2.7 и изображен на рисунке 2.5

Таблица 2.7- Таблица результатов

Рабочие мощности существующих ГЭС, МВт	Рабочая мощность проектируемой ГЭС, МВт	Нагрузочный резерв всей энергосистемы, МВт	Нагрузочный резерв существующих ГЭС, МВт	Нагрузочный резерв проектируемой ГЭС, МВт
2200	2850	144,6	44	280
2200	2557	139,8	44	280
2200	2130	131,3	44	280
2200	1850	121,6	44	280
2200	1550	113,1	44	280
2200	1500	108,2	44	280
2200	1500	108,2	44	280
2200	1550	113,1	44	280
2200	1850	121,5	44	280
2200	2130	131,3	44	280
2200	2555	139,7	44	280
2200	2850	144,6	44	280

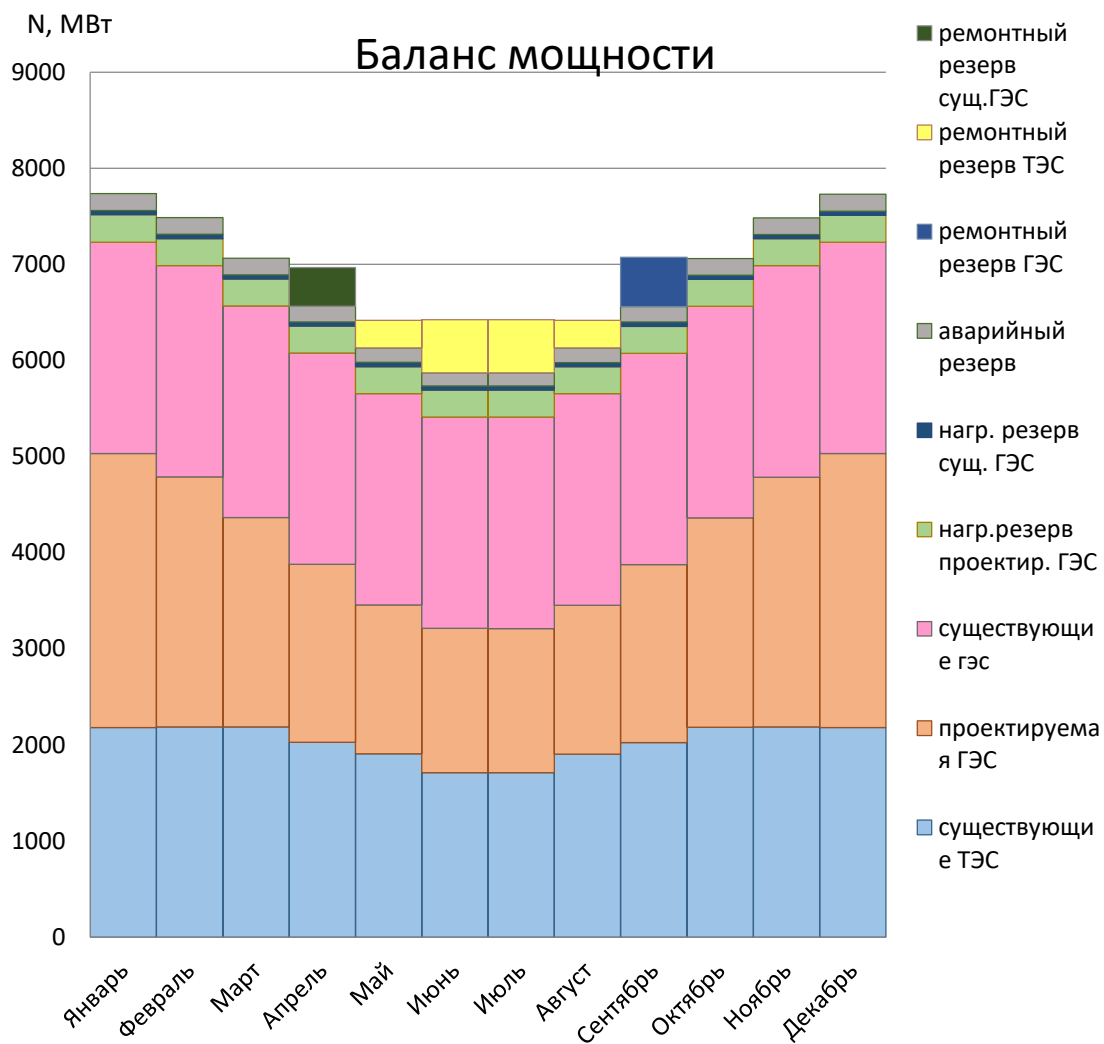


Рисунок 2.5 – Баланс мощности

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Для выбора основного энергетического оборудования 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 отметке НПУ (243 м), нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО (228,07 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 ( $Q_{ГЭС}^{min} = 750 \text{ м}^3/\text{с}$ );

– 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);

– ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1 и рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Енисейской ГЭС

Кривая связи		Напорные характеристики			Ограничение по расчётной установленной мощности		Ограничение по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{НБ}, \text{м}$	$H_{НПУ}, \text{м}$	$H_{УМО}, \text{м}$	$H_p, \text{м}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$
0	135,4	107,6	92,7	101,2	99,0	4199,0	92,0	4646,5
720	137,4	105,6	90,7	99,2	98,0	4241,9	91,0	4621,2
1480	139,4	103,6	88,7	97,2	97,0	4285,6	90,0	4595,7
2320	141,4	101,6	86,7	95,2	96,0	4330,3	89,0	4570,1
3240	143,4	99,6	84,7	93,2	95,0	4375,8	88,0	4544,4
4360	145,4	97,6	82,7	91,2	94,0	4422,4	87,0	4518,5
5600	147,4	95,6	80,7	89,2	93,0	4469,9	86,0	4492,5
7120	149,4	93,6	78,7	87,2	92,0	4518,5	85,0	4466,3
8880	151,4	91,6	76,7	85,2	91,0	4568,2	84,0	4439,9
11200	153,4	89,6	74,7	83,2	90,0	4618,9	82,0	4386,7
0	135,4	107,6	92,7	101,2	99,0	4199,0	92,0	4646,5

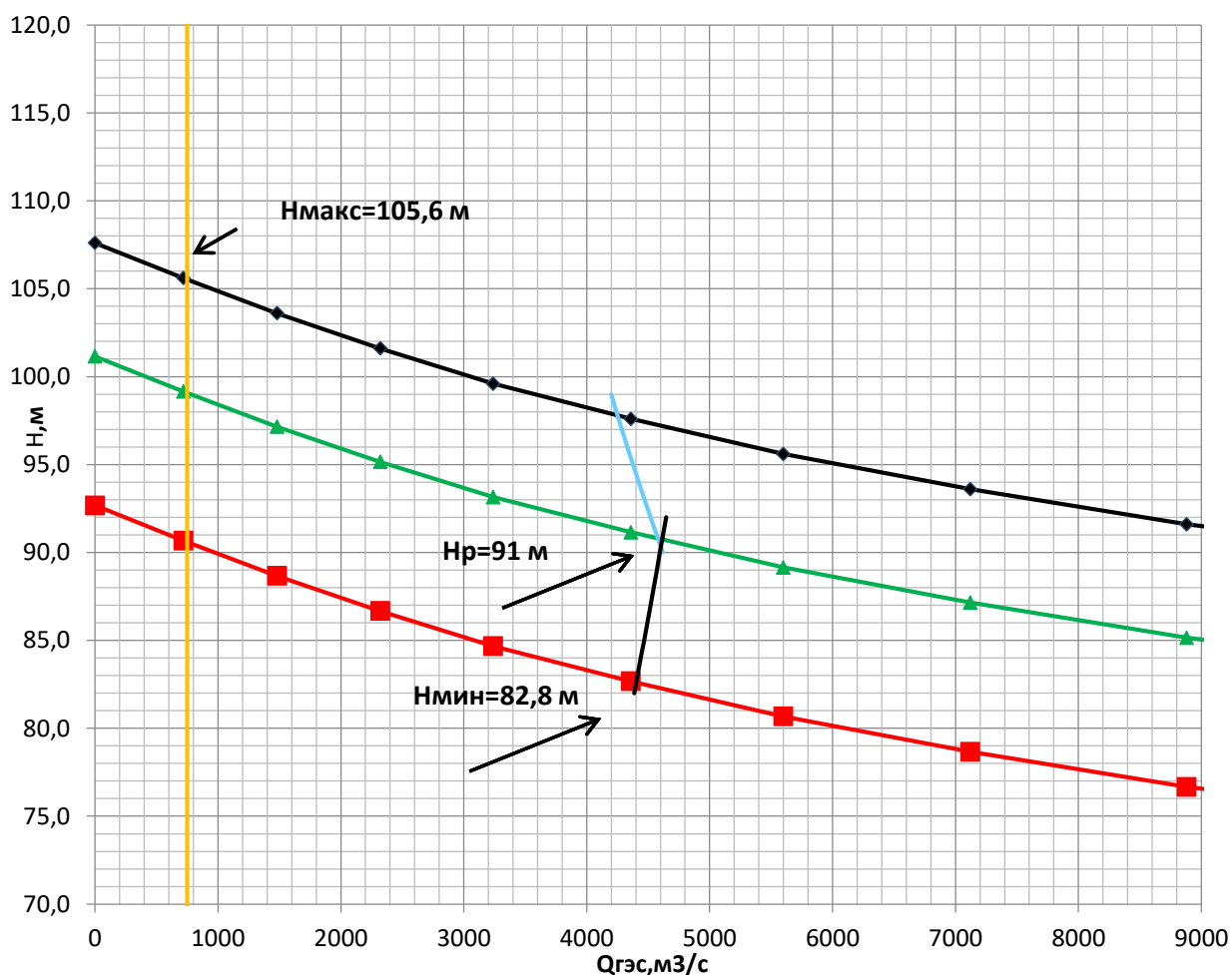


Рисунок 3.1 – Режимное поле Енисейской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:  
 – максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 105,6 \text{ м};$$



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

$$Q_{\max} = 4514,6 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

$$H_p = 91 \text{ м};$$

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

$$H_{\min} = 82,8 \text{ м}.$$

### 3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2) отношение  $\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = \frac{82,8}{115} = 0,6$  должно быть не меньше справочных данных;

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует РО115-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2– Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина РО115-В
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	115
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,6
Оптимальная приведенная частота	$n'_{10}, \text{ мин}^{-1}$	75
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}, \text{ л/с}$	900
Коэффициент кавитации	$\sigma \text{ при } Q'_{1\text{max}}$	0,12-0,15
Приведенный диаметр РК	$D'_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,515
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{ м}$	4

После определения типа гидротурбин для дальнейших расчетов, производится перерасчет характеристик от модельных к натурным. На ГУХ намечаются расчетные точки Р1, предварительно проводится линия через оптимум КПД.

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. КПД натурной турбины по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.4)$$

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

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

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

$\varepsilon$  – для поворотной - лопастных гидротурбин коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, равен 0,75.

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.5)$$

где  $Q'_{1p}$  – приведенный расход воды в расчетной точке, определяется по ГУХ;

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z'_a = \frac{N_{уст}^p}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где  $N_{уст}^p = 3600$  МВт – расчетная установленная мощность.

$N'_a$  – мощность агрегата из выражения (3.5).

Расчитанное число агрегатов округляется в большую сторону, кратно двум или трем для симметричности главной схемы сети. Затем уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}^p}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения турбины:

$$n'_c = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta \cdot H_p^N}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где  $n'_p$  – приведенная частота вращения в расчетной точке на ГУХ;

$\Delta = \frac{n_H}{n_M}$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение  $n_c$  синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [4].

Приведенные частоты вращения, соответствующие максимальному, расчетному и минимальному напорам находятся по формулам (3.9, 3.10, 3.11):

$$n'_{1H_{\max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta \cdot H_{\min}}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{1H_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta \cdot H_p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1H_{\min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta \cdot H_{\max}}}. \quad (3.11)$$

Нахождения положения расчетной точки на линии  $n_p$  осуществляется на основании следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}. \quad (3.12)$$

Правая часть уравнения (3.12) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I_p}$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.13)$$

где  $Q_{\min}$  – минимальный расход через станцию.

$Z_a$  – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Результаты расчета параметров оборудования для остальных значений  $D_1$  гидротурбины PO115-B представлены в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3– Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений  $D_1$  гидротурбины PO115-B

PO115, №	1	2	3	4	5	6
----------	---	---	---	---	---	---

D1	6,30	6,70	7,10	7,50	8,00	8,50
КПД(н)	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
Na*	362964,1	410701,6	461396,3	515049,3	586276,6	662128,8
Za*	9,92	8,77	7,80	6,99	6,14	5,44
za	10	9	8	8	6	6
Na	362964,1	400000	461396,3	450000	6000000	6000000
Δ	1,054	1,054	1,054	1,055	1,056	1,056
nc*	116,59	109,66	103,51	98,00	91,90	86,51
nc	125	115,4	107,1	93,8	93,8	88,2
n'max	84,29	82,74	81,35	75,25	80,25	80,16
n'p	80,4	78,92	77,60	71,78	76,55	76,46
n'min	74,64	73,26	72,04	66,64	71,06	70,98
(Q'·КПД)	1,107	1,079	1,108	0,968	1,135	1,005
(Q'·КПД)	0,886	0,863	0,886	0,775	0,908	0,804
Q'1	0,895	0,792	0,705	0,631	0,555	0,491
Q'2	1,011	0,894	0,796	0,713	0,627	0,555

Анализируя характеристики турбины РО115-В, представленные в таблице 3.3 приходим к выводу, что в дальнейшем будем рассматривать турбину РО115-В-750 и синхронной частотой вращения  $n'_{\text{синхр}}=93,8$  об/мин.

Пересчитывается ограничение по минимальному расходу с режимного поля в координаты ГУХ для двух значений напора  $H_{\text{max}}$  и  $H_{\text{min}}$ .

Тогда по формуле (3.13):

$$Q'_1 = \frac{750}{7,5^2 \cdot \sqrt{105,6 \cdot 1,055}} = 0,631 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 593 \text{ л/с};$$

При выбранных параметрах турбина РО115-В-750 может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики.

### 3.3 Определение отметки расположения рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{Р.К.}} = Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}}) + H_S^{\text{доп}}, \quad (3.14)$$

где  $Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{\text{Н.Б.}}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

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

1. Работа гидроагрегата при отметке НПУ расчетной мощности;
2. Работа гидроагрегата при минимальном напоре;
3. Работа гидроагрегата при расчетном напоре.

Высота отсасывания:

$$H_S^{\text{доп}} = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + +\Delta Z_{\text{х. пл.}}, \quad (3.15)$$

где  $B = 10,33$  м вод.ст. – барометрическое давление;  
 $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка НБ при данном расходе;  
 $\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий.

$$\Delta Z_{\text{х. пл}} = \frac{B_0}{2} = \frac{2,37}{2} = 1,185$$

1. Работа гидроагрегата при отметке НПУ расчетной мощности;

На УХ выбранной турбины (приложение Б) данному режиму соответствует точка 1.

В найденной точке  $\sigma = 0,09$ ,  $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 136,41$  м.

Высота отсасывания:

$$H_S^{\text{доп}} = 10,33 - \frac{136,14}{900} - 0,09 \cdot 105,6 - 1,5 + +1,185 = 0,329 \text{ м.}$$

2. Работа гидроагрегата при минимальном напоре.

Для данной точки производится аналогичный расчет только для точки с расчетным расходом.

$\sigma = 0,143$ ;  $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q) = 136,55$  м.

$$H_S^{\text{доп}} = 10,33 - \frac{136,55}{900} - 0,143 \cdot 82,8 - 1,5 + 1,185 = -2,00 \text{ м.}$$

3. Работа гидроагрегата при расчетном напоре.

Рассчитывается аналогично предыдущему пункту только для точки с расчетным напором.

$\sigma = 0,147$ ;  $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 136,64$  м.

Рассчитываем аналогично:

$$H_S^{\text{доп}} = 10,33 - \frac{136,64}{900} - 0,147 \cdot 91 - 1,5 + 1,185 = -3,54 \text{ м.}$$

Из всех полученных расчетных значений  $H_S$  выбирается такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее  $H_S = -3,54$  м.

Отметка рабочего колеса находится 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

$$\text{Отметка рабочего колеса: } \nabla Z_{P.K.1} = 136,64 - 3,54 = 133,1$$

### 3.4 Определение геометрических размеров проточной части

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

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,57 \cdot D_1 = 1,34 \cdot 7,5 = 19,25 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{C.K.VX} = 1,34 \cdot D_1 = 1,34 \cdot 7,5 = 10,05 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{C.K.} = 351^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{C.K.} = 3,522 \cdot D_1 = 3,522 \cdot 7,5 = 26,41 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,364 \cdot D_1 = 4,364 \cdot 7,5 = 32,73 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,997 \cdot D_1 = 2,997 \cdot 7,5 = 22,47 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Определим наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.22)$$

где  $[\tau_{доп}] = 30 \text{ мПа,}$

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 450000}{93,8} = 46,7 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (3.23)$$

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot 46,7}{33} \right)^{0,33} = 1,920 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_B = 2,0 \text{ м.}$$

### 3.5 Расчет и построение металлической СК с круглым сечением и полным углом охвата

По ГУХ для конкретной турбины выбирают высоту направляющего аппарата:  $b_0 = 0,316 \cdot D_1 = 0,316 \cdot 7,5 = 2,37 \text{ м}$ , угол охвата:  $\varphi = 351^\circ$ ; и высоту статора:  $b_1 = b_0 + 0,2 = 2,57 \text{ м}$ .

Основные размеры статора для  $D_1 = 7,5 \text{ м}$ :

$$D_a = 11,5 \text{ м}$$

$$D_b = 10 \text{ м}$$

$$D_4 = 12 \text{ м}$$

$$R_4 = 0,65 \text{ м}$$

$$h_1 = 0,55 \text{ м.}$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 2,57 + 2 \cdot 0,55 = 3,67 \text{ м} \quad (3.24)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимают по графику:

$$v_{cp} = f(H_p), \text{ откуда } v_{cp} = 8,5 \text{ м}^3/\text{с}$$

Вычисляем расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{589,8 \cdot 351}{360} = 575,1 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.25)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{575,1}{8,5} = 67,6 \text{ м} \quad (3.26)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{\text{BX}} = \sqrt{\frac{F_{\text{BX}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{67,6}{3,14}} = 4,64 \text{ м} \quad (3.27)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{BX}} = R_4 + \sqrt{r_{\text{BX}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 5,2 + \sqrt{4,64^2 - \left(\frac{3,67}{2}\right)^2} = 9,46 \text{ м} \quad (3.28)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{BX}} = a_{\text{BX}} + r_{\text{BX}} = 9,46 + 4,64 = 14,1 \text{ м} \quad (3.29)$$

Значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения:

$$\frac{1}{C} \cdot \varphi = a_{\text{BX}} - \sqrt{a_{\text{BX}}^2 - r_{\text{BX}}^2} = 9,46 - \sqrt{9,46^2 - 4,64^2} = 1,21 \quad (3.30)$$

$$\frac{1}{C} = 1,24;$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{BX}}}{360} = \frac{351}{360} = 0,975 \quad (3.31)$$

Последовательно задавая ряд значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$ , рассчитываем все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{C} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 4,29 \quad (3.32)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x = 9,49 \quad (3.33)$$

Радиус расчетного сечения:

$$r = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 4,67 \quad (3.34)$$

Данные заносим в таблицу 3.4



Таблица 3.4- Гидромеханический расчет круглых сечений

$\varphi$	-					x	$x^2$	$r^2$	r	a	R
.	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\varphi \cdot C$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6]+[3]$	$[7]^2$	$[8] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10]+[11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
345	0,958	0,471	2,748	1,793	1,339	1,810	3,277	4,232	2,057	4,725	6,782
330	0,917	0,451	2,628	1,673	1,294	1,744	3,043	3,998	1,999	4,659	6,659
315	0,875	0,430	2,509	1,554	1,246	1,677	2,812	3,767	1,941	4,592	6,533
300	0,833	0,410	2,389	1,434	1,198	1,607	2,584	3,539	1,881	4,522	6,404
285	0,792	0,389	2,270	1,315	1,147	1,536	2,359	3,314	1,821	4,451	6,272
270	0,750	0,369	2,150	1,195	1,093	1,462	2,138	3,093	1,759	4,377	6,136
255	0,708	0,348	2,031	1,076	1,037	1,386	1,920	2,875	1,696	4,301	5,996
240	0,667	0,328	1,911	0,956	0,978	1,306	1,705	2,660	1,631	4,221	5,852
225	0,625	0,307	1,792	0,837	0,915	1,222	1,494	2,449	1,565	4,137	5,702
210	0,583	0,287	1,673	0,718	0,847	1,134	1,286	2,241	1,497	4,049	5,546
195	0,542	0,266	1,553	0,598	0,773	1,040	1,081	2,036	1,427	3,955	5,382
180	0,500	0,246	1,434	0,479	0,692	0,938	0,879	1,834	1,354	3,853	5,207
165	0,458	0,225	1,314	0,359	0,599	0,825	0,680	1,635	1,279	3,740	5,018

Изменение наружного диаметра спиральной камеры представлено на рисунке 3.2 .

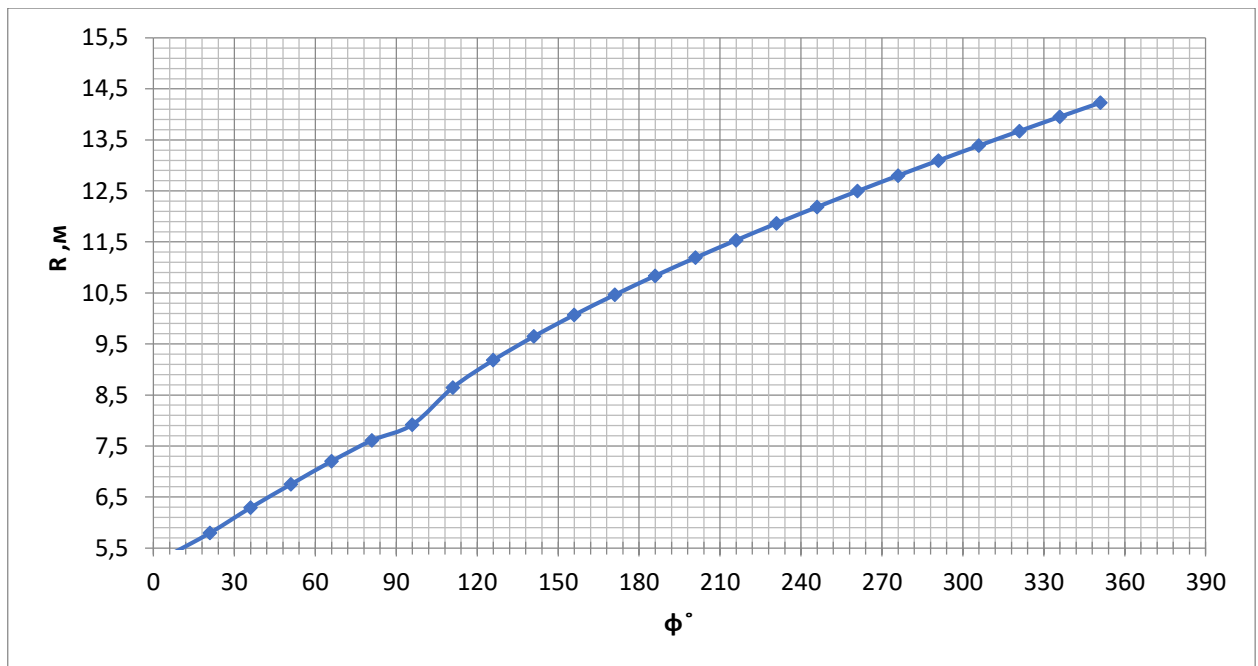


Рисунок 3.2 - Изменение наружного диаметра спиральной камеры  
 $R=f(\varphi)$

По полученным данным строится металлическая спиральная камера.

### 3.6 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 450000}{93,8 \cdot 7,5} = 511,7 \text{ кН} \quad (3.35)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\text{п}}$ , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_{\text{в}}$ :

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 0,02 = 1,920 + 0,18 = 2,1 \text{ м} \quad (3.36)$$

Из справочных данных в соответствии с  $D_{\text{в}}$ :

$$Z_{\text{серм}} = 12;$$

$$h_{\text{п}} = 0,6 \text{ м.}$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{\Pi} \cdot h_{\Pi}} = \frac{511,7}{2,1 \cdot 0,6} = 406,1 \text{ кПа} \quad (3.37)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое  $[p_{уд}]$ :

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 20,61 = 597,7 \text{ кПа}, \quad (3.38)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\Pi}}{30} = \frac{3,14 \cdot 93,8 \cdot 2,1}{30} = 20,61 \text{ м/сек} \quad (3.39)$$

Так как:  $p_{уд} < [p_{уд}] \rightarrow 306,88 < 498,05 \text{ кПа}$  – условие выполнено.

### 3.7 Выбор типа маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС.

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По номограмме [5] для турбины РО115-В-750 определим тип маслонапорной установки: МНУ 20/2–40–20–3.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 20 м<sup>3</sup>, состоящим из двух сосудов на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), имеющим сливной бак МА 20–3 вместимостью 20 м<sup>3</sup> с тремя насосами.

### 3.8 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{450}{0,9} = 500 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.40)$$

где  $\cos\varphi$  принимаем в пределах от 0,81 до 0,9.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{93,8} = 64 \quad (3.41)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВФ-1690/175-64.  
 Параметры гидрогенератора сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры гидрогенератора СВФ-1690/175-64.

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВА	590
Номинальная активная мощность	$P_{ном}$	МВт	500
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	15,75
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	21.65
Номинальная частота вращения	$n_{ном}$	об/мин	93,8
Исполнение	зонтичное		

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Енисейской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям предъявляемых к главным электрическим схемам: надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, Простота и наглядность, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанции применяются следующие типы электрических блоков:

- Одиночный блок;
- Укрупненный блок;
- Объединенный блок.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчета.

Для рассмотрения принимаются две схемы, представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно:

- Одиночный блок «1 трансформатор – 1 генератор»;
- Укрупненный блок «1 трансформатор – 2 генератора».

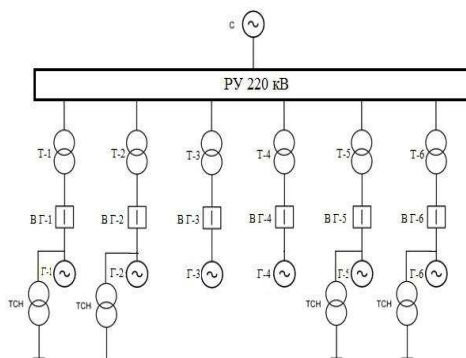


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений с простыми блоками

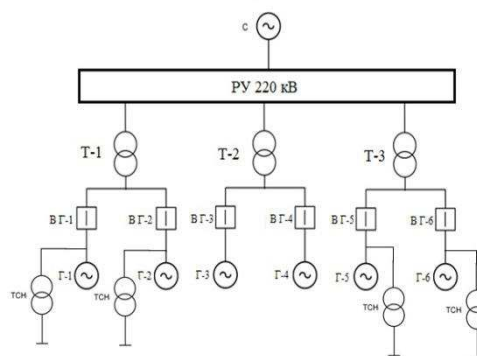


Рисунок 4.2 – Структурная схема электрических соединений с укрупненными блоками

Для выбора класса напряжения для проектируемых линий была рассмотрена карта расположения подстанций Красноярского края. Самой близкой подстанцией к зданию проектируемой Енисейской является подстанция «Енисей» 500кВ. Протяженность линий до выбранной подстанции составляет 42 км.

Для того, чтобы подтвердить правильность выбора класса напряжения, используем одну из эмпирических формул, которая позволяет дать оценку целесообразности выбранного напряжения:

$$U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{l})} = 842,59 \text{ кВ} \quad (4.1)$$

Ближайшие к данному значению из ряда стандартных напряжений является 500 кВ, так как вблизи проектируемой ГЭС располагается подстанция 500 кВ, принимаем  $U_{\text{ном}} = 515 \text{ кВ}$ .

## 4.2 Выбор блочных трансформаторов

### 4.2.1 Выбор блочных трансформаторов для схемы с одиночными блоками

Расчётная мощность одного силового трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{500 - 7,2}{0,85} = 579,4 \text{ МВА} \quad (4.2)$$

где  $P_{\text{Г}}$  – активная мощность генератора,

$P_{\text{сн}}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ОАО «Электростанция» выбираются трансформатор ТЦ 630000/500-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1– Номинальные данные трансформатора ТЦ-630000/500-У1

$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
630000	525	15,75	14	1300	320	0,25

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, зная значение максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}=5472 \text{ ч}$  определим время максимальных потерь  $\tau$ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 \quad (4.3)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5472}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2946 \text{ ч/год}$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} \quad (4.4)$$

где  $\mu = 0,9$  частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год

$T_{\text{пл}} = 28$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,03$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_B = 61$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 28 - 0,03 \cdot 61 = 8732,97 \text{ ч}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_T \cdot \Delta P_x \cdot t_{\text{раб}} \quad (4.5)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов,

$$\Delta W_{\text{xx}} = 1 \cdot 0,32 \cdot 8732,97 = 2794,46 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

$$\Delta W_H = \frac{1,3}{1} \cdot \left( \frac{579,4}{630} \right)^2 \cdot 2946 = 3239,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии для 8 блоков:

$$I_{\text{пот1}} = 8 \cdot \beta_1 \cdot (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_H), \quad (4.6)$$

где  $\beta_1$  – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [4];

$$I_{\text{пот1}} = 8 \cdot 3,04 \cdot (2794,46 + 3239,3) = 146740,97 \text{ тыс. руб/год}.$$

#### **4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с укрупненными блоками**

Расчётная мощность трансформатора укрупненного блока определится как:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\Gamma} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{2 \cdot (500 - 7,2)}{0,85} = 1159,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.7)$$

По полученному значению расчетной мощности трансформатора укрупненного блока не удалось выбрать силовой трансформатор. Поэтому целесообразно выбрать простые (единичные) блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор.

### 4.3 Выбор синхронных генераторов

На основе рассчитанных параметров гидротурбины подбираем гидрогенератор по справочным данным серийных типов. Выбор осуществляем по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте вращения генератора. Согласно справочным данным принимаем гидрогенератор СВФ-1690/175-64, паспортные данные указаны в таблице 4.2.

Таблица 4.2– Паспортные данные генератора

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$	МВ·А	590
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е	0,85
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	15,75
Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	21,65
Сопротивление обмотки статора	$x_d$	о.е	1,57
Переходное сопротивление	$x'_d$	о.е	0,41
Сверхпереходное сопротивление	$x''_d$	о.е	0,3
Исполнение	зонтичное		

### 4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд (ТСН) выбираем из условия, что один трансформатор способен покрыть собственные нужды всей станции.

Условие выбора трансформатора собственных нужд запишем в виде:

$$S_{ТСН} \geq S_{сн}$$

Процент мощности, потребляемый на собственные нужды станции, составляет 0,2% от суммарной мощности всех генераторов станции.

$$S_{сн} = 0,2\% \cdot S_{г} \cdot n_{г} = 0,2\% \cdot 590 \cdot 8 = 9,44 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.8)$$

По каталогу предприятия ООО «КПМ» г. Санкт-Петербург принимается трансформатор ТСЗ-2500/15-У3 каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/15

$S_{ном}, \text{ МВА}$	$U_{н}, \text{ кВ}$		$U_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{х}, \text{ кВт}$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$			
1,25	15	0,4	6	21,0	3,8

### 4.5 Выбор количества отходящих линий РУ ВН

Суммарная мощность, выдаваемая на КРУЭ 500 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{г} \cdot \left( \frac{P_{г} - P_{сн}}{\cos\phi_{г}} \right), \quad (4.9)$$



$$S_{\Sigma} = 8 \cdot \left( \frac{500 - 7,2}{0,85} \right) = 4638,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число линий 500 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{(S_{\text{уст}} - S_{\text{с.н.}}) \cdot \cos\varphi}{P_{\text{перед.}} \cdot k} + 1 = \frac{(4720 - 9,44) \cdot 0,8}{900 \cdot 1,2} + 1 = 5,45 \quad (4.10)$$

где  $k = 1,2$  – поправочный коэффициент .

Принимается число ВЛ 500 кВ равным  $n_{\text{л}} = 5$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4638,1}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 1,07 \text{ кА}. \quad (4.11)$$

Расчётный ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 0,8 \cdot 1,05 \cdot 1,07 = 899 \text{ А}, \quad (4.12)$$

где  $\alpha_{\text{i}} = 0,8$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\text{T}} = 1,05$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока в соответствие с ПУЭ выбираем провод  $3 \times \text{АС} - 300/39$ . Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 710 \cdot 3 = 2130 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\text{ст}} - S_{\text{с.н.}}}{(6-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4710,6}{3464,1} = 1,35 \text{ кА}, \quad (4.13)$$

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

$I_{\text{доп}} = 2130 > I_{\text{п.ав}} = 1359$  – следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

#### 4.6 Выбор схемы РУ ВН

Число присоединений КРУЭ 500 кВ равно 13 (пять воздушных линии, восемь генераторных присоединения). В соответствие с СТО «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [13] для Енисейской ГЭС выбирается полуторная схема (№ 220-17).

В общем виде данная схема представлена на рисунке 4.3.

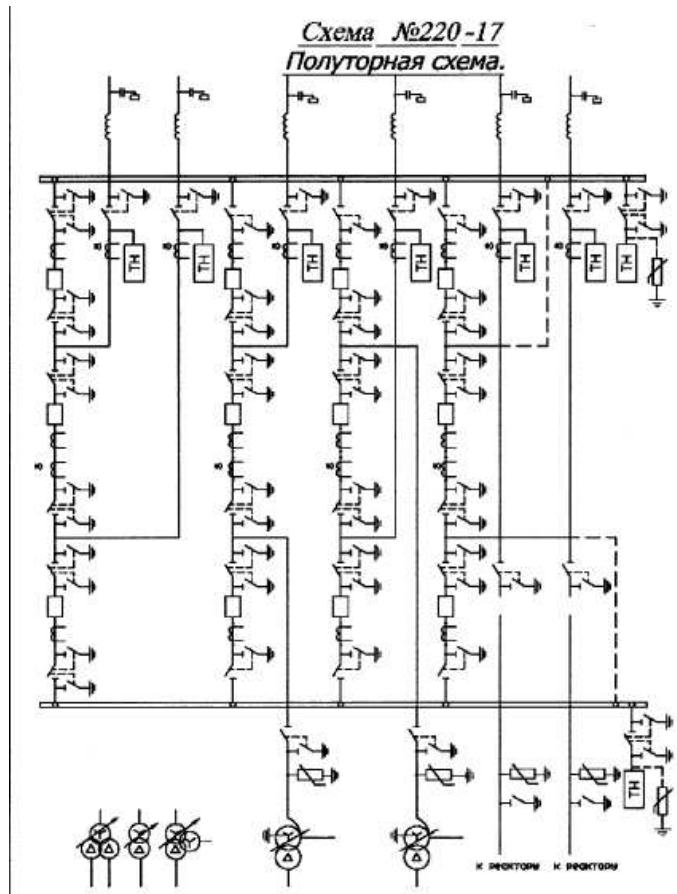


Рисунок 4.3- Полуторная схема РУ ВН 500

#### 4.7 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Стоимость трансформаторного оборудования представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4- Стоимость трансформаторного оборудования

Оборудование	Стоимость, рублей
ТСЗ-2500/15 УЗ	1613350
ТЦ-630000/500 У1	286520220

Расчёт капиталовложения произведем по следующей формуле:

$$K_1 = K_T + K_{T_{с.н.}} + K_{КРУЭ}, \quad (4.14)$$

где  $K_T$  – стоимость блочных трансформаторов;

$K_{T_{с.н.}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{ОРУ}$  – стоимость ячеек КРУЭ – 500 кВ.

Капиталовложения для схемы с единичными блоками:

$$K_1 = 8 \cdot 286520220 + 4 \cdot 1613350 + 3482998400 = \\ = 5781613560 \text{ тыс. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.15)$$

где  $E_n$  – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается равным по приказу Минстроя; в настоящее время  $E_n = 0,15$ .

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.15):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 5781613560 + 140680,91 = 867382714,91 \text{ млн. руб.}$$

## 4.8 Расчёт токов короткого замыкания

### 4.8.1 Расчёт в программном комплексе «RastrWin»

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin

Сопротивление генератора:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.16)$$

Где  $x'_d$  – сверхпереходное продольное сопротивление генератора;

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

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

ЭДС энергосистемы:

$$X_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (4.17)$$

где  $S_{\text{КЗ}}$  – мощность короткого замыкания системы, МВА

$U_{\text{НОМ,С}}$  – номинальная мощность системы, кВ.

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_\Gamma = E''_* \cdot U_{6,\Gamma}, \quad (4.18)$$

где  $E''_* = 1,0$  – для энергетических систем.

$$E_\Gamma = 1 \cdot 515 = 515 \text{ кВ}$$

$$E_\Gamma = E''_* \cdot U_6, \quad (4.19)$$

где  $E_*'' = 1,13$  – среднее значение сверхпереходных ЭДС при номинальных условиях, для ГГ с демпферными обмотками;

$$E_r = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ}$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.20)$$

где  $x_d''$  - относительное сверхпереходное продольное сопротивление;  
 $U_{\text{НОМ,Г}}$  - номинальное напряжение генератора, кВ;  
 $S_{\text{НОМ}}$  - номинальная мощность генератора, МВА.

Линии связи с энергосистемой:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.21)$$

где  $x_{0,\text{уд}}$  - индуктивное удельное сопротивление провода АС300/39, Ом/км;  
 $l$  - длина ВЛ 500 кВ, км;  
 $n$  - количество параллельных линий.

$$x_{\text{л}} = \frac{0,435 \cdot 47,35}{6} = 3,43 \text{ Ом},$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (4.22)$$

$$k_{\text{тр}} = \frac{15,75}{515} = 0,03.$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Генератор:

$$r_r = \frac{x_r}{50}, \quad (4.23)$$

$$r_r = \frac{0,172}{50} = 0,003 \text{ Ом}.$$

Трансформатор:

$$r_T = \frac{\Delta P_K}{2} \cdot \frac{U_{\text{НОМ,Т}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (4.24)$$

где  $\Delta P_K$  - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

$U_{\text{НОМ,Т}}$  - номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{\text{НОМ}}^2$  - номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$r_T = \frac{1300 \cdot 10^3}{2} \cdot \frac{525^2}{630^2} = 0,45 \text{ Ом}$$

Линия:

$$r_L = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n}, \quad (4.25)$$

где  $x_{0,\text{уд}}$  - активное удельное сопротивление провода АС300/39, Ом/км;

$l$  - длина ВЛ 500 кВ, км;

$n$  - количество параллельных линий.

$$r_L = \frac{0,118 \cdot 47,35}{6} = 0,930 \text{ м,}$$

Система:

$$r_c = \frac{x_c}{50}, \quad (4.26)$$
$$r_c = \frac{1768,17}{50} = 35,36 \text{ Ом.}$$

На рисунках 4.4, 4.5, 4.6 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета, а на рисунках 4.7, 4.8 и 4.9 представлены результаты расчёта.

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим		Управление		
	O	S	s0	Ти...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	1	Блок1		16
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Блок2		16
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Блок3		16
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Блок4		16
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Блок5		16
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Блок6		16
7	<input type="checkbox"/>			зак	7	Блок7		16
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	Блок8		16
9	<input type="checkbox"/>			у	9	КРУЭ		515
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Система		515
11	<input type="checkbox"/>			у	11	Г1		16
12	<input type="checkbox"/>			у	12	Г2		16
13	<input type="checkbox"/>			у	13	Г3		16
14	<input type="checkbox"/>			у	14	Г4		16
15	<input type="checkbox"/>			у	15	Г5		16
16	<input type="checkbox"/>			у	16	Г6		16
17	<input type="checkbox"/>			у	17	Г7		16
18	<input type="checkbox"/>			у	18	Г8		16

Рисунок 4.4– Узлы

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим											
	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N...	Название	R	X	G	B	Kт/i	Kт/г
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	9	1			Блок8 - Блок1	0,45	61,25				0,030
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	9	2			Блок8 - Блок2	0,45	61,25				0,030
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	9	3			Блок8 - Блок3	0,45	61,25				0,030
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	9	4			Блок8 - Блок4	0,45	61,25				0,030
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	9	5			Блок8 - Блок5	0,45	61,25				0,030
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	9	6			Блок8 - Блок6	0,45	61,25				0,030
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	9	7			Блок8 - Блок7	0,45	61,25				0,030
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	9	8			Блок8 - КРУЭ	0,45	61,25				0,030
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	10	9			-	0,45	61,25				0,030
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	В...	1	11			Блок1 - Система	0,93	3,43				
11	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	2	12			Блок2 - Г1						
12	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	3	13			Блок3 - Г2						
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	4	14			Блок4 - Г3						
14	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	5	15			Блок5 - Г4						
15	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	6	16			Блок6 - Г5						
16	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	7	17			Блок7 - Г6						
	<input type="checkbox"/>		Выкл	В...	8	18			-						

Рисунок 4.5– Ветви

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим																
	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	dI1	I2	dI2	IO
1			1	Г1	11	0,003	0,172	0,003	0,172	0,003	0,172	17,798				21,813	-88,905	0,000		0,000
2			2	Г2	12	0,003	0,172	0,003	0,172	0,003	0,172	17,798				-3,290	89,923	0,000		0,000
3			3	Г3	13	0,003	0,172	0,003	0,172	0,003	0,172	17,798				-3,290	89,923	0,000		0,000
4			4	Г4	14	0,003	0,172	0,003	0,172	0,003	0,172	17,798				-3,290	89,923	0,000		0,000
5			5	Г5	15	0,003	0,172	0,003	0,172	0,003	0,172	17,798				-3,290	89,923	0,000		0,000
6			6	Г6	16	0,003	0,172	0,003	0,172	0,003	0,172	17,798				-3,290	89,923	0,000		0,000
7			7	Г7	17	0,003	0,172	0,003	0,172	0,003	0,172	17,798				-3,290	89,923	0,000		0,000
8			8	Г8	18	0,003	0,172	0,003	0,172	0,003	0,172	17,798				-3,290	89,923	0,000		0,000
9			10	Система	9	35,360	1 768,...	35,360	1 768,...	35,360	1 768,...	515,000				0,066	-5,583	0,000		0,000

Рисунок 4.6– Генераторы

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0
1	1	1	3ф	9			5,5951	-89,13			0,0000				0,0000

Рисунок 4.7– Результаты расчёта трехфазного КЗ на СШ 500 кВ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0
1	1	1	3ф	11			177,5...	-89,28			0,0000				0,0000

Рисунок 4.8-Результаты расчёта трехфазного КЗ на выводах генератора

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1ф	9			2,7975	-89,13			2,7975	-89,13			2,7975	-89,13

Рисунок 4.9– Результаты расчёта однофазного КЗ на СШ 5000 кВ

Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы представим в таблице 4.5.

Значение полного однофазного КЗ на сборной шине 500 кВ составляет:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\text{кз}}^1 = 3 \cdot 2,8 = 8,37 \text{ кА}, \quad (4.27)$$

Таблица 4.5–Результаты расчёта в точках

Тип КЗ	$k_y$	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
3ф на Г	476,9	177,5	1,9
3ф	1,7	5,59	13,44
1ф	-	78,37	-

Ток ударный на шине:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 5,59 \cdot 1,7 = 13,44 \text{ кА}. \quad (4.28)$$

Коэффициент ударный будет равен:

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,034}} = 1,7. \quad (4.29)$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,009}{314 \cdot 0,00085} = 0,034 \text{ с}. \quad (4.30)$$

Ток ударный на генераторе:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 177,5 \cdot 1,9 = 476,9 \text{ кА}; \quad (4.31)$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,019}} = 1,9; \quad (4.32)$$

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,514}{314 \cdot 0,008} = 0,19 \text{ с}. \quad (4.33)$$

## 4.9 Выбор и проверка электрических аппаратов

Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важный этап в проектировании электроустановки, от которого в немалой степени зависит надежность её работы.

Аппараты и проводники должны обеспечить выполнение ряда требований:

1. Противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
2. Выдерживать механические нагрузки, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий;
3. Длительно проводить рабочие токи без критического повышения температуры.

### 4.9.1 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжеленного режимов

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжеленный.

Нормальный режим – режим, предусмотренный планом эксплуатации. При данном режиме все элементы электроустановки функционируют без перегрузок и вынужденных отключений.

Утяжеленный режим – режим при вынужденном отключении части присоединений в связи с проведением профилактических работ или вследствие их повреждения. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Наибольший рабочий ток в присоединениях генераторов определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{Г \text{ раб}} = I_{Г \text{ раб.max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ ном}}}, \quad (4.34)$$



$$I_{\Gamma \text{ раб}} = 1,05 \cdot \frac{590}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 22709 \text{ А.}$$

Наибольший рабочий ток трансформатора ТЦ-630000/500-У1:

$$I_{\Gamma \text{ раб}} = I_{\Gamma \text{ раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ ном}}}, \quad (4.35)$$

$$I_{\Gamma \text{ раб}} = 1,05 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 525} = 727 \text{ А; .}$$

Линии связи с системой 500 кВ нормальный режим:

$$I_{\Gamma \text{ раб}} = I_{\text{ВЛ раб. max}} = \frac{n_{\Gamma} \cdot S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{ВЛ}} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.36)$$

$$I_{\Gamma \text{ раб}} = \frac{8 \cdot 590}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 525} = 865 \text{ А.}$$

Линии связи с системой 550 кВ утяжеленный режим:

$$I_{\text{ВЛ утяж. max}} = \frac{n_{\Gamma} \cdot S_{\Gamma \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (n_{\text{ВЛ}} - 1) \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.37)$$

$$I_{\Gamma \text{ раб}} = \frac{8 \cdot 590}{\sqrt{3} \cdot (6 - 1) \cdot 525} = 1038 \text{ А.}$$

Рабочий ток в присоединении трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 10,5 кВ:

$$I_{\text{ТСН раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ТСН ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТСН ном}}}, \quad (4.38)$$

$$I_{\text{ТСН раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 96225 \text{ А}$$

#### 4.9.2 Выбор и проверка аппаратов 500 кВ

В качестве электротехнического коммутационного аппарата высокого напряжения было выбрано комплектной распределительное устройство с

элегазовой изоляцией ЯЭУ-500 производства ОАО «Энергомеханический завод».

Преимущества данной системы заключается в ее компактности, что приводит к снижениям затрат на инфраструктуру. Высокая скорость установки и ввода в эксплуатацию. Высокое качество продукции за счет полной заводской сборки и тестирования. Легкая и удобная эксплуатация и обслуживание. Дополнительные функции для цифровых подстанций.

Смонтированы все основные компоненты распределительные устройства.

Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционально току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты.

Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 500 кВ.

Каталожные данные КРУЭ 500 кВ представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6– Параметры ЯЭГ-500Л1

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ЯЭУ-500	В состав входят трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, заземлители, разъединители.
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 363 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 8,37 \text{ кА}$	$I_{\text{номоткл}} = 50 \text{ кА}$ $I_{\text{дин.ст.}} = 160 \text{ А}$	
$i_y = 20,12 \text{ кА}$		

Устанавливаются измерительные трансформаторы тока фирмы «Интехгаз» ТГФ-500.

В таблицу 4.7 сведены параметры трансформатора тока.

Таблица 4.7– Параметры трансформатора тока

Условие выбора	Расчётная величина	Данные ТГФ-500 по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 727 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 5 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 10 \text{ ВА}$

Устанавливаются укомплектованные заземлителями разъединители РГЖ.П/3150 УХЛ1 производства компании «Элеком». Параметры разъединителя сведены в таблицу 4.8.

Таблица 4.8– Параметры разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РН 500
$U_{\text{сетинном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{рабmax}} = 727 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 20,12 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} = 8,37 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} = 40 \text{ кА}$

Устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения ЗНОГ-500 заземленный однофазный с газовой изоляцией. Подключаются на каждую из сборных шин и воздушных линий.

По ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 500 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения устанавливается ОПН-500 производства «Техэнергомас».

Выбран анализатор сети Omix P99-MA-3 производство компании АРК «Энергосервис» и синхронизатор АС-М3 производство ООО «АСУ-ВЭИ».

В таблицу 4.9 сведены параметры анализатора и синхронизатора.

Таблица 4.9– Параметры анализатора и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	Оmix P99-MA-3	RS-485	0,5	5
Синхронизатор	АС-М3	Ethernet M-bus	0,5	35

По значениям токов рабочего и утяжеленного режимов выбирается высокочастотный заградитель – ВЗ-1250-0,5. Фильтр присоединения-укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

#### 4.9.3 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ

На генераторном напряжении принят генераторный комплекс НЕС 7 В компании АВВ. Параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Параметры НЕС 7В

Параметры	Расчётные данные	НЕС 7В
Номинальное напряжение, кВ	15,75	27,5
Ток максимальный рабочий, кА	22,7	До 25
Ток КЗ, кА	177,5	190
Ток ударный	476,9	521

В цепи генераторного напряжения требуется установка разъединителя, трансформатора тока и напряжения. В генераторном комплексе НЕС 7В разъединитель и трансформаторы тока и напряжения идут в комплекте.

Из ПУЭ трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 15,75 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПН-п-20.

#### **4.10 Схема собственных нужд**

Схема собственных нужд выполнена на основе СТО «Системы питания собственных нужд ГЭС». Схема собственных нужд выполнена с двухсекционированной системой сборных шин.

Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания. Секции питаются от четырех трансформаторов собственных нужд ТСН1, ТСН2, ТСН3, ТСН4 типа ТСЗ-2500/15-УЗ. Осуществляется взаимное резервирование, агрегатные собственные нужды для каждого генератора запитываются от агрегатных трансформаторов собственных нужд, а также осуществлено резервное питание от резервного трансформатора РТСН имеется дизель-генераторная установка для осуществления резервного питания особо ответственных потребителей.

## 5 Релейная защита и автоматика

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 и ЛЭП.

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Технические данные оборудования представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические данные оборудования

Наименование оборудования	Наименование параметра		Параметр
генератор	Тип		СВФ – 1690/175-64
	номинальная мощность	полная, МВА	590
		активная, МВт	500
	номинальное напряжение, кВ		15,75
	коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,85
	частота тока, Гц		50
	частота вращения, об/мин		93,8
	число фаз обмотки статора		3
	номинальный ток статора, А		21627
	ток ротора при номинальной нагрузке, А		3680
	индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.	синхронное $X_d$	1,57
		переходное $X'd$	0,41
		сверхпереходное $X''d$	0,3
емкость обмотки статора, мкФ		1,12	
соединение фаз обмотки статора		«звезда»	
трансформатор	Тип		ТЦ 630000/500-У1
	номинальное напряжение, кВ	ВН	525
		НН	15,75
	напряжение короткого замыкания, %		14
трансформатор собственных нужд ГЭС	Тип		ТСЗ-4000/15,75/0,4
	номинальная полная мощность, кВА		4000
	номинальное напряжение, кВ	ВН	15,75
		НН	0,4
	напряжение короткого замыкания, %		10,5

### 5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе гидрогенераторе СВФ – 1690/175-64:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТЦ 630000/500-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от перегрузки;

- Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 500 кВ:

- Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

### 5.3 Расчёт номинальных токов

В данном разделе производится расчет номинальных токов, которые являются основой для выполнения данного курсового проекта.

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{590000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 21627 \text{ А}; \quad (5.1)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная полная мощность генератора СВФ-1690/175-64;  
 $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора.

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{21627 \cdot 1}{22000/5} = 4,91 \text{ А}; \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{СХ}}$  – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;  
 $K_{\text{ТТ НН}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ Т}}} = \frac{630000}{\sqrt{3} \cdot 525} = 692,82 \text{ А}; \quad (5.3)$$

где  $S_{\text{НОМ Т}}$  – номинальная полная мощность силового трансформатора;  
 $U_{\text{НОМ Т}}$  – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{692,82}{1000/5} = 3,46 \text{ А}; \quad (5.4)$$

где  $K_{\text{ТТ ВН}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне высшего напряжения.

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН те}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(2)}}{1,2255} = \frac{3680}{1,2255} = 3002,8 \text{ А}; \quad (5.5)$$

$$S_{\text{те}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН те}} \cdot I_{\text{НН те}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 3002,8 = 2080,4 \text{ А}; \quad (5.6)$$

Принимает трансформатор ТСЗ-2500/15,75/0,4

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 15,75 кВ:

$$I_{\text{ВН те}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 91,67 \text{ А}; \quad (5.7)$$

где  $S_{\text{НОМ СН}}$  – номинальная полная мощность трансформатора собственных нужд.

Вторичный ток трансформатора:

$$I_{\text{ВН те}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН те}}} = \frac{91,67}{\frac{100}{5}} = 4,58 \text{ А}; \quad (5.8)$$

$$I_{\text{ВН те.р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН.те}} \cdot K_{\text{сх}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН те}} \cdot K_{\text{ТТ ВН те}}} = \frac{3680 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 15,75 \cdot 100/5} = 3,8 \text{ А}. \quad (5.9)$$

#### 5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

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 высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

### 5.5 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{ном}} = 21627 \text{ А}$ .

1) Начальный ток срабатывания  $I_{\text{ср.0}}$  определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Его величина выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 21627 = 1081,35 \text{ А}; \quad (5.10)$$

где  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;

$f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;

$I_{\text{н}}$  – номинальный ток генератора равный 21627 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{н}} = 0,1 \cdot I_{\text{н}}; \quad (5.11)$$

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

$$I_{\text{ср.0}} \geq 2162,7 \text{ А}.$$

Принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{н}} = 0,15 \cdot 21627 = 3244,05 \text{ А}; \quad (5.12)$$

2) Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

3) Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{нб(кз)}} = K_{\text{ап}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{макс}} \quad (5.13)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{макс}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,3} \cdot 21627 = 81461,7 \text{ А}; \quad (5.14)$$

где  $E_d''$  – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,10-1,15;

$x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,19.

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 81461,7 = 8146,17 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_{\text{МАКС}}}; \quad (5.15)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, 2;

$I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора и равен  $I_{\text{макс}}$ .

Тогда:

$$K_T > \frac{8146,17 \cdot 2}{81461,7}$$

$$K_T > 0,2.$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.16)$$

2) Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.17)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

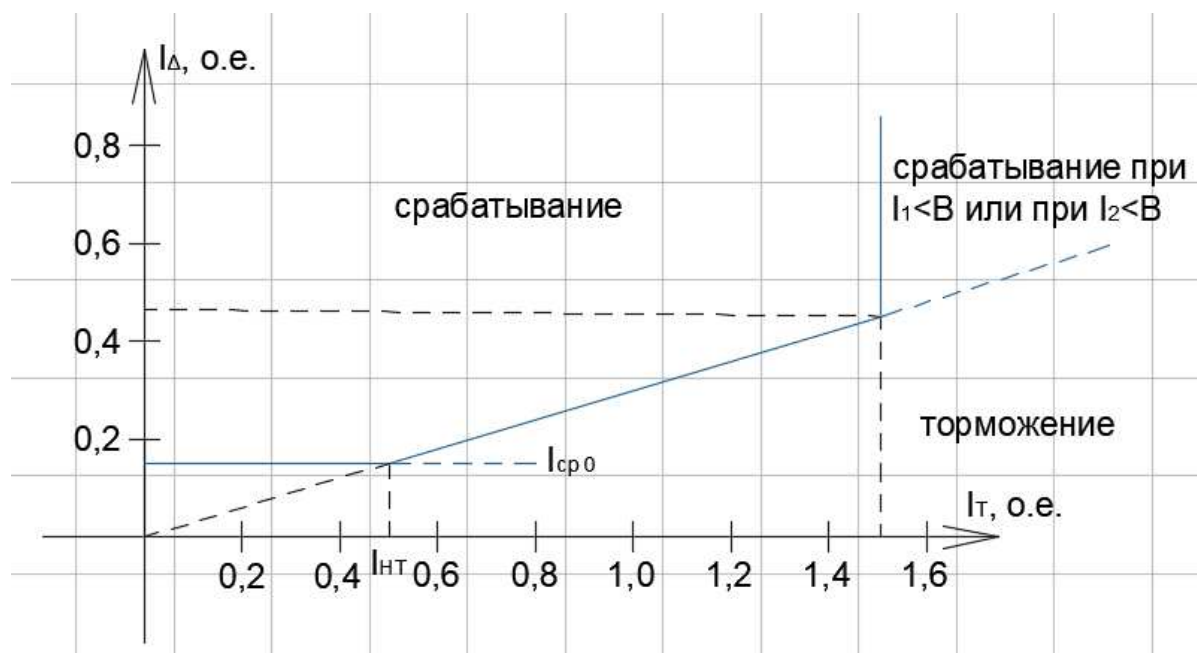


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

## 5.6 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) Первый 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  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической

индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0\text{эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

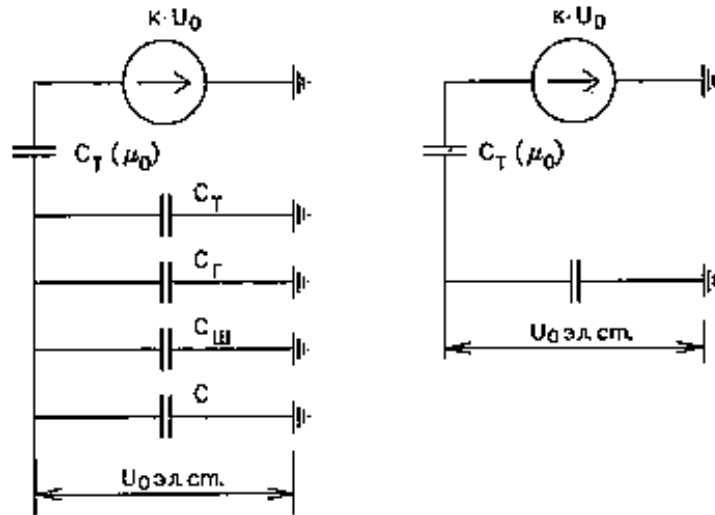


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$ .

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

- $C_{Г}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
- $C_{Т}$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
- $C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;
- $C_{ВГ}$  – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{Т} + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 1,1 + 0,008 + 0,45 = 1,56 \text{ мкФ.} \quad (5.18)$$

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101.15 \text{ кВ;} \quad (5.19)$$

где  $U_{\text{НОМ ВН}}$  – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ.

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0\text{эл.ст.}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_{Т}(\mu_0)}{C_{Т}(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 101150 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,56} = 481 \text{ В;} \quad (5.20)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий распределение  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, мкФ.

Суммарный емкостный ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,56 = 13,35 \text{ А.} \quad (5.21)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}; \quad (5.22)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;

$K_B$  – коэффициент возврата;

$n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{15,75 \cdot \sqrt{3}}{100}} \cdot 481;$$

$$U_{\text{ср}} \geq 8,31 \text{ В.}$$

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 10 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 20 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган – это орган  $U_{03}$ , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Данный орган защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа  $U_{03}$  выбирается по коэффициенту торможения  $K_T$  от 1 до 3.

В данном случае  $K_T$  принимается равным 1,2. Тогда расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от  $K_T$  будет равно:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,3125. \quad (5.23)$$

Из выражения 5.16 видно, что орган  $U_{03}$  при  $K_T$  равном 1,2 работает селективно и защищает 31,25 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Данная защита работает с выдержкой времени 0,5 секунд и действует на отключение выключателя генератора, на гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

### 5.7 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта  $U2>$  выбирается:

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}}, \quad (5.24)$$

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140В;$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U1>$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}}, \quad (5.25)$$

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120В;$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора на стороне 500 кВ принимается минимальной равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

### 5.8 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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.26)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.27)$$

где  $A = 16$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ ;  $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$ .

2) 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  $t_{\text{МАКС}} = 500$  с.

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18. \quad (5.28)$$

где  $A$  – параметр, заданный заводом-изготовителем;

$t$  – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15; \quad (5.29)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = I_{*2\text{ПУСК}} \cdot I_H = 0,15 \cdot 4,91 = 0,73 \text{ А}. \quad (5.30)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока  $I_{*2\text{пуск}}$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711,1 \text{ с.} \quad (5.31)$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}, \quad (5.32)$$

$$A_{\text{ИО}} = 16$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.3.

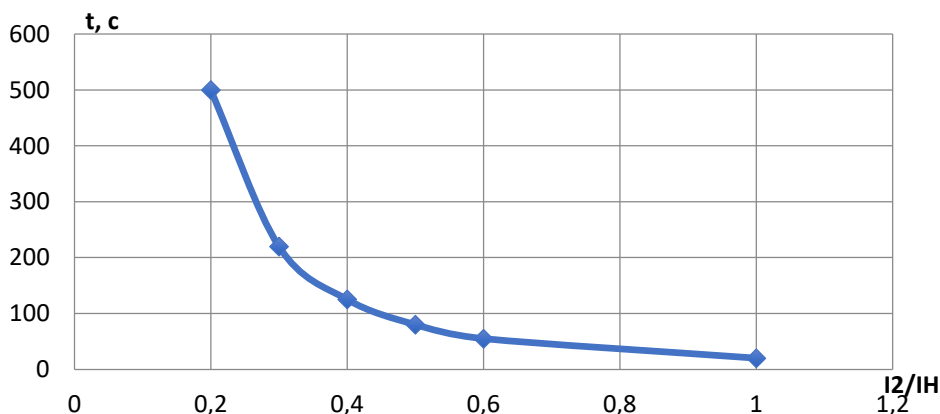


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )



Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$ .

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $I_{\text{охл}}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$ ).

4) 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 коротких замыканий.

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 коротком замыкании на шинах ВН блока 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 предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

По условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$x_d'' = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{U_{\text{НН}}^2} = 0,3 \cdot \frac{525^2}{15,75^2} = 333,3; \quad (5.33)$$

$$x_l' = x_{0,\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ф,ном}}^2} = 0,435 \cdot 47,35 \cdot \frac{590}{525^2} = 0,044 \text{ о. е.}; \quad (5.34)$$

$$I_{\text{КА1.}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{2 \cdot 333,3 + 2 \cdot 0,044 + 2 \cdot 0,131} = 0,0015 \text{ о. е.}; \quad (5.35)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{С.З}}^* = 2 \cdot I_{\text{КА1.}}^{(2)} \cdot K_T = 2 \cdot 0,0015 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,1 \text{ о. е.}; \quad (5.36)$$

При двухфазном к.з в конце линии:

$$I_{2C.3} \leq \frac{I_{2C.3}^*}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,1}{1,2} = 0,083 \text{ о. е}; \quad (5.37)$$

Принимаем  $I_{2C.3} = 0,3I_{\text{н}}$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение секционного выключателя, 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.9 Защита от симметричных перегрузок статора

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

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

Уставка сигнального органа равна:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{н}} = 5,25; \quad (5.38)$$

где  $K_{\text{н}}=1,05$  – коэффициент надежности,

$K_{\text{в}}=0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t=9,0$  с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{н}} = 5,4. \quad (5.39)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Интегральная перегрузочная характеристика обмотки статора

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

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.4.

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.

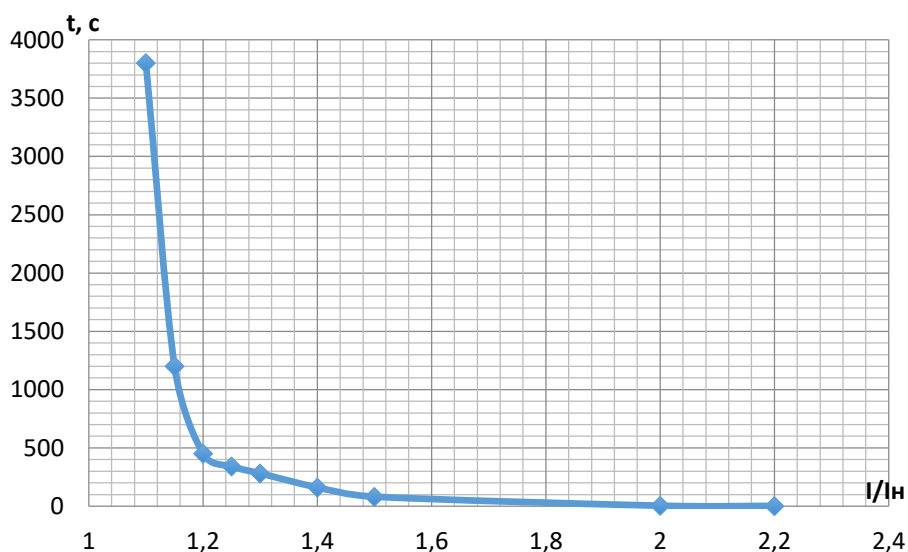


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания интегрального органа

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1отс} = \frac{1,5 \cdot I_{ном}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{ном} = 7,51 \text{ А.} \quad (5.40)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_{Г<}$ .  
Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{ср} = \frac{0,68 \cdot U_{ном}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 15750/100} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.41)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение секционного выключателя, 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

## 5.10 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

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.

1) 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.

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1л} = 0,8 \cdot 61,2 + \frac{0,8}{4} \cdot 3,55 = 49,67 \text{ Ом}; \quad (5.42)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий количество отходящих линий;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ;

$Z'_{1л}$  – сопротивление линии.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,131 \cdot 525^2}{590} = 61,2 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

Сопротивление линии:

$$Z'_{1л} = \sqrt{x_l^2 + r_l^2} = \sqrt{3,43^2 + 0,93^2} = 3,55 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{590}{630} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{590}{525^2} \cdot 3,55 = 0,08.$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,08 \cdot 0,42 = 0,033 \text{ Ом}; \quad (5.45)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{15,75^2}{590} = 0,42 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,033 \cdot \frac{\frac{22000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 0,92 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Принимается уставка  $Z_{1C3} = 1,0 \text{ Ом}$ .

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Ввиду отсутствия необходимых данных для расчета принимаем  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}}, \quad (5.48)$$

где  $I_{\text{нагр}}$  – номинальный ток статора, А.

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 21627} = 0,45 \text{ Ом};$$

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ( $2I_{\text{в.н.}}$ ) и напряжения на зажимах статора  $0,95U_{\text{н}}$ . (без учета насыщения):

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.ном}}}{I_{\text{в.хх}}} - 0,95}{X_d}, \quad (5.49)$$

где  $I_{\text{в.хх}}$  – ток ротора холостого хода, А;

$X_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot 3680}{1840} - 0,95}{1,57} = 1,94;$$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{*нагр.ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{1,94} = 0,48 \text{ о. е.}; \quad (5.50)$$

$$\cos\varphi_{нагр.ф} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi}, \quad (5.51)$$

$$\cos\varphi_{нагр.ф} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,94} = 0,46.$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{нагр.ф} \approx 62,6^\circ$ .  
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{сзII*} = \frac{Z_{нагр.ф}}{K_H}, \quad (5.52)$$

$$Z_{сзII} = \frac{0,48}{1,1} = 0,44 \text{ о. е.};$$

$$Z_{сзII} = Z_{сзII*} \cdot Z_\phi, \quad (5.53)$$

$$Z_{сзII} = 0,44 \cdot \frac{15,75^2}{590} = 0,185 \text{ Ом.}$$

Значение уставки на реле составит:

$$Z_{срII} = \frac{Z_{сзII} \cdot n_T}{n_H}, \quad (5.54)$$

$$Z_{срII} = \frac{0,185 \cdot 22000/5}{15750/100} = 5,16 \text{ Ом.}$$

Принимается уставка  $Z_{II} = 5,2 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{см1} = 0,004 \text{ Ом}$ ,  $Z_{см2} = 0,02 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение секционного выключателя, с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

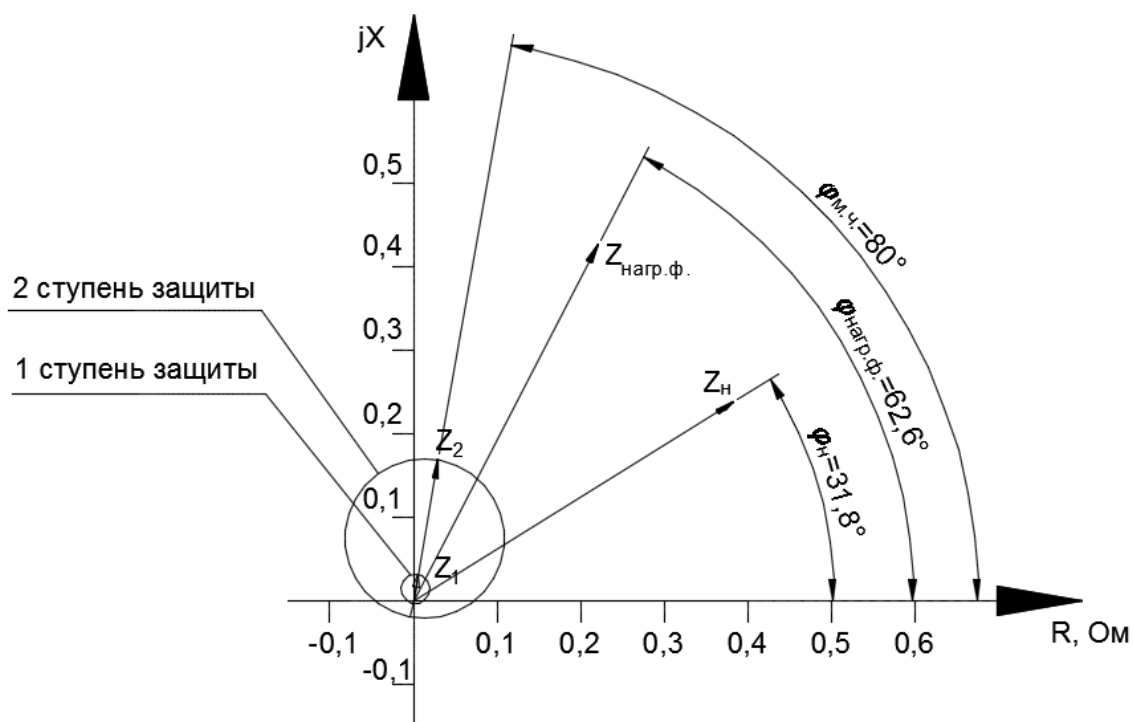


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.11 Защита ротора от перегрузки

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{p \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{ном.р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ном.р}}; \quad (5.55)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{p \text{ пуск.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ном.р}}. \quad (5.56)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Характеристика перегрузочной способности представлена на рисунке 5.6.

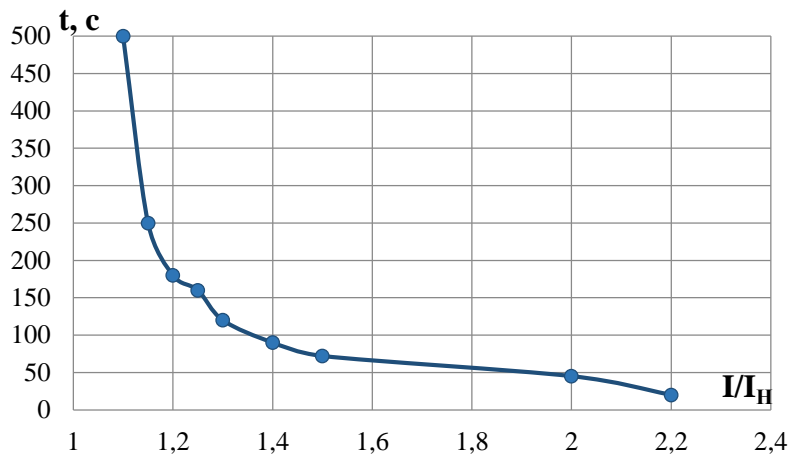


Рисунок 5.6 – Характеристика перегрузочной способности обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:

$$I_{отс} = \frac{2,15 \cdot I_{ном}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{ном}. \quad (5.57)$$

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

## 5.12 Таблица уставок

Уставки защит представлены в приложении В, таблица В.1



## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- станционная часть плотины;
- правобережная глухая бетонная плотина;
- левобережная глухая бетонная плотина
- приплотинное здание ГЭС.

### 6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины

#### 6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения на основании данных по СП [26].

Высота ГТС 124 м – I класс.

Основание – скальный массив.

Мощность ГЭС  $N_{уст} = 360000$  кВт – I класс.

Число населения (1082933 человек – город Красноярск в 40 км ниже по течению) – I класс.

Таким образом ГТС имеет I класс.

#### 6.2.2 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня плотины вычисляем по формуле:

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

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

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

где  $h_{run1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,8$  м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где  $v = 13$  м/с – расчетная скорость ветра;

$K_w$  – коэффициент, принимаемый по СНиП [26, Приложение 1, табл. 2];

$L = 1094$  м – длина разгона волны;

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

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{243 - 135}{2} = 54 \text{ м}, \quad (6.4)$$

Принимаем в первом приближении  $\Delta h_{\text{set}} = 0$  и находим высоту ветрового нагона волны:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 10600}{9,81 \cdot (54 + 0,5 \cdot 0)} \cdot \cos 0^\circ = 0,022 \text{ м}.$$

Высота волнового нагона во втором приближении:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 10600}{9,81 \cdot (54 + 0,5 \cdot 0,022)} \cdot \cos 0^\circ = 0,022 \text{ м}.$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случаев, для этого:

1. Вычисляем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 10600}{22^2} = 214,84; \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631,63. \quad (6.6)$$

где  $t$ -период развития волн на водохранилище

$$t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$$

2. Из графика [26, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ . Определенные параметры представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,025	1,95
$\frac{gt}{v}$	0,08	3,9

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,025$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,95$ , вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = 1,233 \text{ м};$$

$$\bar{T} = 4,37 \text{ с}$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,37^2}{2 \cdot 3,14} = 29,83 \text{ м.} \quad (6.7)$$

4. Выполняем проверку на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda}; \quad (6.8)$$

$$54 \geq 14,32 \text{ м.}$$

Условие  $d \geq 0,5\bar{\lambda}$  выполняется и, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,233 \cdot 2,1 = 2,56 \text{ м.} \quad (6.9)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по графику [26, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{v^2}$ .

6. Отметка гребня бетонной плотины по формуле (6.2):

$$h_s = 2,56 + 0,022 + 0,8 = 3,35 \quad (6.9)$$

$$\nabla_{\text{ГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 243 + 3,35 = 246,35 \text{ м}$$

### 6.3 Гидравлические расчёты бетонной водосливной плотины

#### 6.3.1 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 –  $Q_{\text{ГЭС}}$ :

$$Q_p = Q_{\max \text{расч}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{др.соор.}} = Q_{\max 0,1\%} - (n - 2) \cdot Q_{1\text{агр}} - Q_{\text{ав.в}} \quad (6.10)$$

$$= 23090,93 - 3538,8 - 750 = 18802,13 \text{ м}^3/\text{с}$$

где  $Q_{\max \text{.осн}}$  – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая, с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{1\text{агр}}$  – расход через один гидроагрегат;

$n$  – число гидроагрегатов;

$Q_{\text{ав.вод}} = Q_{\text{ВХК}}$ , так как расхода при срабатывании водохранилища

$$\frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{73,3 \cdot 10^6}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 4,71 \text{ м}^2 \text{ не достаточно для обеспечения требований ВХК}$$

$Q_{\text{ВХК}}$  – расход для обеспечения требований водохозяйственного комплекса.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{18802,13}{130,6} = 143,9 \text{ м} \quad (6.11)$$

где  $q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 104,5 = 130,6 \text{ м}^2/\text{с}$ .

где  $q_p = v_{\text{доп}} \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 20,9 = 104,5 \text{ м}^2/\text{с}$ .

где  $h_{\text{НБ}} = 20,9 \text{ м}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{осн.макс}}$  (Приложение А);

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме.

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому принимается  $n=6$  количество пролетов по 24 метра.

$$B = b \cdot n = 6 \cdot 24 = 144 \text{ м.} \quad (6.12)$$

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B \geq (0,1 \div 0,13) \cdot b, \quad (6.12)$$

$$\delta_B \geq (0,1 \div 0,13) \cdot 24$$

$$\delta_B \geq (2,4 \div 3,2)$$

Выбираем бык с  $\delta_B = 4 \text{ м}$ , разрезной конструкции.

### 6.3.2. Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления  $-H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления  $-H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{18802,13}{0,49 \cdot 144\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 15,36 \text{ м} \quad (6.13)$$

где  $m$  - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимается  $= 0,49$ .

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{18802,13}{0,49 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 144 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 17,15 \text{ м} \quad (6.14)$$

где  $\sigma_n$  - коэффициент подтопления ( $\sigma_n = 1$ );

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0 \cdot H_{01}}{n \cdot b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45 \cdot 15,36}{6 \cdot 24} = 0,85$$

где  $b$  - ширина пролета;

$n$  - число пролётов;

$\xi$  - коэффициент формы боковых устоев, принимают  $0,7$ ;

$\xi_0$  - коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, принимают  $0,45$ ;

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 17,15 - \frac{1,1 \cdot 1,061^2}{2 \cdot 9,81} = 17,08 \quad (6.15)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla НПУ - \nabla ДНА) \cdot (B + (n-1)\delta_g)} = \frac{18802,13}{(243 - 135) \cdot (144 + (6-1) \cdot 4)} = 1,061 \text{ м/с}$$

$\delta_g$  - толщина быка;

$B$  - ширина водосливного фронта.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,  $H_{ст} = 18 \text{ м}$ .

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 243 - 18 = 225 \quad (6.16)$$

$$C_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{ДНА} = 225 - 135 = 90 \text{ м} \quad (6.17)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot 18 = 253,8 \text{ м} \quad (6.18)$$

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка  $\nabla_{ГБ}$ , устанавливают проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из:  $\nabla_{ГБП}$  и  $\nabla_{ГБ}$ .

$$\nabla_{ГБ} = 253,8 \text{ м}$$

$$\nabla_{ГБП} = 246,38 \text{ м}$$

Отсюда  $\nabla_{ГП} = 253,8 \text{ м}$ .

### 6.3.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$H_{01пов} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{20976,6}{0,49 \cdot 144\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 16,51 \text{ м}, \quad (6.19)$$

$$\begin{aligned} Q_{р.пов} &= Q_{пов.мах} - Q_{ГА} \cdot n - Q_{ав.вод} = 27195 - 589,8 \cdot 8 - 1500 \\ &= 20967,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \end{aligned}$$

где  $Q_{ГА}$  – расход воды, проходящий через один гидроагрегат;

$Q_{пов.мах}$  – расход воды при  $P = 0,01\%$ ;

$Q_{ав.вод}$  – расход, сбрасываемый через аварийный водосброс;

$B$  – сумма всех пролетов, включая дополнительный, если он назначен.

$$\begin{aligned} H_{02пов} &= \left( \frac{Q_{р.пов}}{m\epsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{21726,6}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 144\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = \\ &= 17,9 \text{ м} \end{aligned} \quad (6.20)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 17,9 - \frac{1,1 \cdot 1,21^2}{2 \cdot 9,81} = 17,81 \text{ м} \quad (6.21)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{21726,6}{(244-135)(144+(6-1) \cdot 4)} = 1,21$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 225 + 17,81 = 242,81 \text{ м} \quad (6.22)$$

Расчетная отметка ФПУ равная 242,81 м не превышает заданную отметку ФПУ равную 244 м, следовательно, пропускной способности водослива будет достаточно для пропуска поверочного расхода.

Отметка ФПУ принимается равной 244 м.

### 6.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

За плотиной необходимо получить затопленный прыжок. Для этого необходима либо соответствующая глубина в нижнем бьефе, либо гашение части избыточной энергии с помощью водобойной стенки, водобойного колодца или их комбинации.

Определяется критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} \quad (6.23)$$

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 18802,13^2}{(144 + (6-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 9,84 \text{ м.}$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(C_B + H_{\text{ст}} - h'_c)}} \quad (6.24)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани [26, таблица 9-10],

$q$  – удельный расход на водосливе:

$$h_{\text{кр}} = \frac{114,65}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (90 + 18 - 0)}} = 3,11 \text{ м.}$$

$$q = \frac{Q_p}{B + (n - 1) \cdot \delta_B} = \frac{18802,13}{144 + (6 - 1) \cdot 4} = 114,65/\text{с.} \quad (6.25)$$

$$h'_c = \frac{114,65}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (90 + 18 - 3,11)}} = 3,16 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) \quad (6.26)$$

$$h''_c = \frac{3,16}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{9,84}{3,16} \right)^3} - 1 \right) = 23,03 \text{ м.}$$

Так как  $h''_c = 23,03 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 20,9 \text{ м}$ , прыжок отогнанный.  
Выполняем расчет водобойной стенки.

### 6.3.5 Расчет водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h'_c)^2} \quad (6.27)$$

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{114,65}{0,49 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 114,65^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,13 \cdot 23,03)^2} = 12,93 \text{ м.}$$

где  $\sigma = 1,1$  – коэффициент запаса;  
 $m = 0,49$

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h'_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 23,03 - 12,93 = 12,40 \text{ м.} \quad (6.28)$$

### 6.3.6 Расчет сопряжения потока после водобойной стенки

Определим сопряженные глубины:



$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} = \frac{114,65}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (12,40 + 12,93 - 0)}} = 6,43 \text{ м} \quad (6.29)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} \quad (6.30)$$

$$h'_c = \frac{114,65}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (12,40 + 12,93 - 6,43)}} = 7,44 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{7,44}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{9,84}{7,44} \right)^3} - 1 \right) = 12,71 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Так как  $h''_c = 12,71 \text{ м} < h_{\text{НБ}} = 20,9 \text{ м}$ , прожек затопленный. Дополнительные гасители не требуется.

### 6.3.7 Расчет толщины водобоя

Скорость потока в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B) \cdot h'_c} = \frac{18802,13}{(144 + (6 - 1) \cdot 4) \cdot 3,16} = 36,28 \text{ м/с} \quad (6.32)$$

Толщина водобоя до стенки:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 36,28 \cdot \sqrt{3,16} = 9,67 \text{ м} \quad (6.33)$$

$$l_B = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9h''_c - h'_c) = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 23,03 - 3,16) = 81,2 \text{ м} \quad (6.34)$$

С целью экономии принимаем толщину водобойной плиты  $\delta_g = 3 \text{ м}$ , и закрепляем на скале с помощью анкеров.

### 6.3.7 Расчет аварийного водосброса (глубинный)

Расход для аварийного водосброса определяется:

$$Q_{\text{ав.вод}} = 750 \text{ м}^3/\text{с}$$

Местоположение глубинного водосброса определяем с учетом расстояния до галереи цементационной завесы. Туннель водосброса должен находиться на достаточном расстоянии (минимум 3 м). Следовательно отметку порога водослива принимаем:

$$\nabla_{\text{пор. вод}} = \nabla_{\text{пол гал.}} + h_r + 5 = 135 + 3,5 + 5 = 143,5 \text{ м} \quad (6.35)$$

где  $\nabla_{\text{пол гал.}}$  – отметка пола галереи цементационной завесы;

$h_r$  – высота галереи цементационной завесы.

Назначаем предварительную высоту отверстия  $h_{\text{отв}}$  равную 3 м и рассчитываем площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH}} = \frac{750}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 98}} = 21,38 \text{ м}^2 \quad (6.36)$$

где  $\mu$  – коэффициент расхода, для водосброса с плавным выходом и небольшой шероховатостью принимаем 0,8;

$Q_{\text{ав.вод}}$  – расчетный расход;

$H$  – напор над центром входного сечения (отметка центра входного сечения равна 145,00 м).

Определяем ширину водосливного фронта и разбиваем на стандартные отверстия:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{21,38}{3} = 7,12 \text{ м} \quad (6.37)$$

$$B = n \cdot b_{\text{отв}} = 2 \cdot 4 = 8 \text{ м}$$

Принимаем количество отверстий  $n = 3$ , ширину отверстий  $b_{\text{отв}} = 5$  м, высоту отверстий  $h_{\text{отв}} = 3$  м.

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной бетонной плотины на скальном основании конструируют с вертикальной напорной гранью, без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу. Схема треугольного профиля плотины представлена на рисунке 6.1.

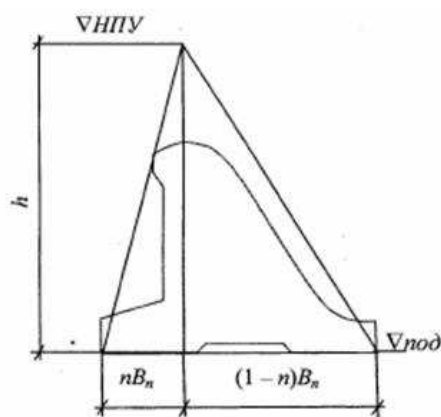


Рисунок 6.1 – Схема треугольного профиля плотины.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}} \quad (6.38)$$

где  $\alpha_1$  - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаем 0,5;

$\rho_b$  и  $\rho_w$  – плотности бетона и воды соответственно;

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 243 - 132 = 111 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где  $\nabla\text{ПОД} = \nabla\text{дна} - \delta_b = 135 - 3 = 132\text{ м.0}$

$\delta_b$  - заглубление плотины

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.40)$$

где  $\gamma_n$  - коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения. Для I класса сооружения  $\gamma_n = 1,25$ .

$\text{tg}\varphi$  - коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,8.

Задаваясь различными значениями  $n$ , произведен расчёт (таблица 6.2) и построен графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$  (рисунок 6.2).

Таблица 6.2 – Координаты зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

$n$	$B^I$	$B^{II}$
0,1	81,60	86,71
0,11	81,74	86,28
0,12	81,88	85,86
0,13	82,02	85,43
0,14	82,17	85,01
0,18	82,83	83,38
0,19	83,01	82,98
0,2	83,19	82,58

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

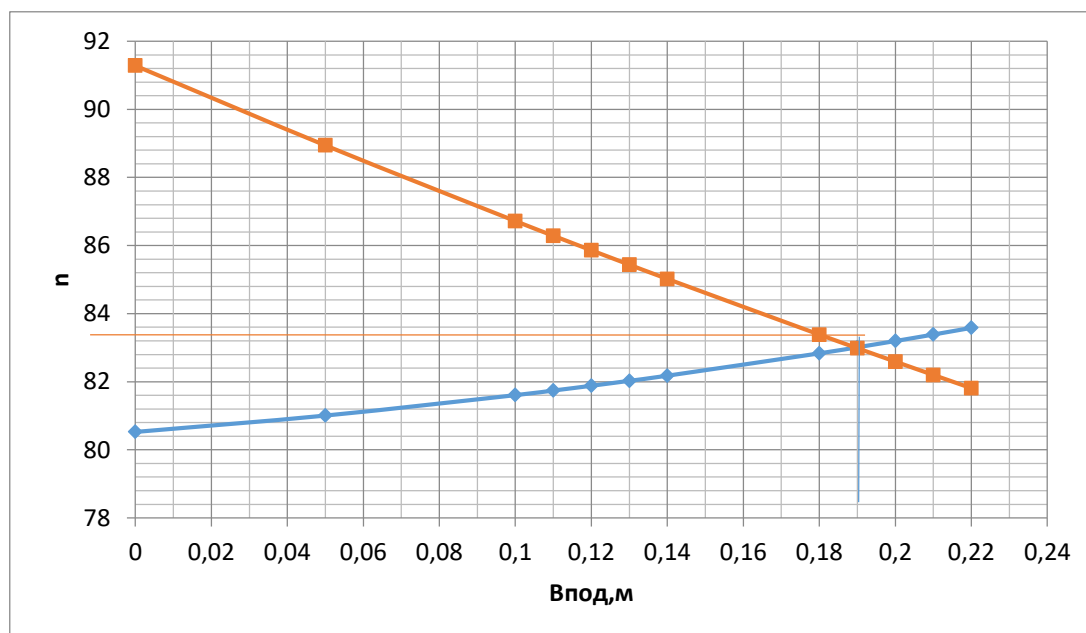


Рисунок 6.2 – Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке  $n = 0,19$  и  $B_{пл} = 83$  м. Принимаем  $B_{пл} = 83$  м.

#### 6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций, и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от

климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{6c} = b + \delta = 24 + 4 = 28 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где  $b$  – ширина пролета водосливной плотины;

$\delta$  – толщина быка.

Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

Температурные швы по контуру плотины принимаем равномерными шириной в 1 см, внутри тела плотины 0,3 см.

Ширину раскрытия температурных швов, образуемых путём покраски поверхности блока битумом принимаем 5 мм. При этом учитывают, что при самой высокой температуре среды шов замкнётся, а при самой низкой максимально раскроется.

### 6.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролёты и для установки затворов.

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в виде полукруга. Бык имеет разрезную конструкцию, т.е. по его оси проходят швы, отделяющие секции водосливной плотины.

Толщина быка определяется по формуле Березинского, при ширине пролета водосливной плотины  $b = 24$  м толщина быка:

$$\delta_6 = (0,1 \div 0,13) \cdot b = (0,1 \div 0,13) \cdot 24 = 2,4 \div 3,12 \text{ м} \quad (6.42)$$

Так же в примечании к формуле Березинского указано, что ширина разрезного быка с деформационным швом принимается на  $0,5 \div 2$  м больше.

Таким образом, ширина быка будет равной:

$$\delta_6 = 0,88 + 3,12 = 4 \text{ м}$$

Окончательно принимаем толщину быка  $\delta_6 = 4$  м.

В нижнем бьефе отметка верха уступа быка принимается на 1 м. выше максимальной отметки уровня НБ, т.е. 157,00 м.

Ширина паза рабочего затвора составляет 1,5 м, глубина паза рабочего затвора – 1 м.

Ширина паза ремонтного затвора равна 0,5 м, глубина паза ремонтного затвора – 0,5 м. Данный затвор размещают на расстоянии 1 м от рабочего затвора, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

#### 6.4.4 Устой

Между станционной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой. При этом, чтобы предотвратить подмывание его основания сдвигаем водосливную часть на 1 секцию от устоя.

#### 6.4.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}} = \frac{108 \cdot 1,25}{25} = 5,4 \text{ м} \quad (6.43)$$

где  $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 243 - 135 = 108 \text{ м}$  – напор над расчетным сечением;  
 $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;  
 $I_{кр,м} = 25$  – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 5,4 м, что удовлетворяет условию  $a_{др} \geq 2 \text{ м}$  диаметр скважины принимаем равным 0,3 м.

#### 6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи расположены через 15 м по высоте, размером 2х2,5 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х3,5 м.

### 6.4.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления на подошву плотины.

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.3.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_{\text{п}} = 0,085 \cdot 83 = 7,05 \text{ м} \quad (6.44)$$

где  $B_{\text{п}}$  - ширина подошвы плотины.

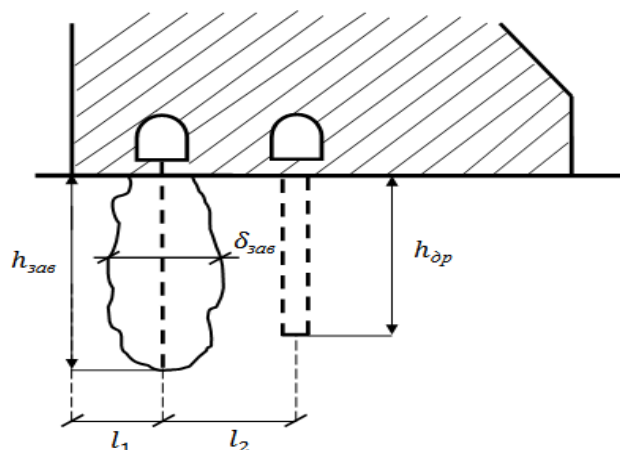


Рисунок 6.3 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние  $l_2$  принимается конструктивно  $l_2 = 5 \text{ м}$ .

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 106,8 = 53,4 \text{ м}. \quad (6.45)$$

где  $H_{\text{max}}$  - максимальный напор.

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБmin} = 243 - 136,2 = 106,8 \text{ м} \quad (6.46)$$

где  $\nabla \text{НБmin} = 136,2 \text{ м}$  - минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h = \frac{44,08}{15} \cdot 1,25 = 5,34 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где  $\Delta H$  – напор, действующий на завесу;

$J_{кр} = 15$  – критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надёжности.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании [27, черт.7] находим  $\Delta H$ :

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 106,8 - 42,72 = 64,08 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где  $H_d$  – полный фильтрационный напор;

$H_{ас}$  - напор на цем. Завесе.

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 53,4 = 26,7 \text{ м.}, \quad (6.49)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,3 м, расстояние между ними 2,5 м.

## 6.5 Устройство нижнего бьефа

В качестве крепления дна нижнего бьефа используем водобойную плиту, расчет приведен в п. 2.7. Назначаем, вдоль потока водобойная плита сплошная, поперек нарезаем по секции плотины (28м). За водобойной стенкой назначаем рисберму размером 12 x 8 м.

## 6.6 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla_{НПУ} = 243$  м, нижнего бьефа -  $\nabla_{УНБ_{\min}} = 136,2$  м, при пропуске водохозяйственного расхода  $Q_{вхк} = 750 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы  $G_{пл}$  определяются в программе AutoCAD.

$$S_{пл} = 4514,064 \text{ м}^2;$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{4514,06 \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 4} = 91096,41 \text{ кН/м} \quad (6.50)$$



где  $\gamma_6$  – плотность бетона;

$S_{пл}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролета;

$d$  – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{5788,40 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{24 + 4} = 19468,88 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \quad (6.51)$$

где  $S_6$  – площадь поперечного сечения быка.

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 468 \cdot \sqrt{468} \cdot 9,81 = 5462,61 \text{ кН}; \quad (6.52)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (244 - 255 + 0,5) \cdot 24 = 468 \text{ м}^2; \quad (6.53)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 184 \cdot \sqrt{184} \cdot 9,81 = 1346,66 \text{ кН}.$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{5462,61}{24 + 4} = 195,09 \text{ кН/м}, \quad (6.54)$$

### 6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа для основного случая:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 111^2}{2} = 60434,51 \text{ кН/м} \quad (6.55)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 243 - 132 = 111 \text{ м}$   
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды,

Плечо силы гидростатического давления со стороны ВБ относительно подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 37 м.  
 - со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{100 \cdot 9,81 \cdot 4,5^2}{2} = 99,33 \text{ кН/м.} \quad (6.57)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 136,5 - 132 = 4,5 \text{ м}$

Плечо горизонтальной составляющей силы гидростатического давления со стороны НБ относительно подошвы – 1,5 м.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны НБ:

$$W_H = S_{\text{ЭП}}^H \cdot g \cdot \rho = 6,467 \cdot 9,81 \cdot 10000 = 63,44 \text{ кН/м,} \quad (6.59)$$

где  $S_{\text{ЭП}}^H = 6,467 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения тела давления.

Плечо вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны НБ относительно сечения проходящего через середину подошвы, вычисленное в ПК «AutoCAD» – 38,79 м.

### 6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho \cdot g = 83 \cdot 4,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3664,03 \text{ кН/м} \quad (6.60)$$

где  $S_{\text{ЭП}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления.

### 6.6.4 Сила фильтрационного давления

Площадь эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины, вычислена в ПК «AutoCAD» и равна:

$$S_{\text{ЭП}}^{\Phi} = 1448,99 \text{ м}^2$$

Зная величину

$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{Q}_{\text{ВХК}}}} = 243 - 136,2 = 106,8 \text{ м,}$       вычисляем      из  
 соотношений  $H_{as}$  и  $H_{dr}$ .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 106,8 = 42,72 \text{ м.} \quad (6.61)$$

$$H_{dr} = 0,20 \cdot H_d = 0,20 \cdot 106,2 = 21,36 \text{ м.} \quad (6.62)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 100 \cdot 9,81 \cdot 1448,99 = 14214,61 \text{ кН/м,} \quad (6.63)$$

где  $S_\phi$  - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

Плечо силы фильтрационного давления 20,31 м.

### 6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 1,5 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 7,35 \text{ кН/м}^3, \quad (6.64)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии  $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$ ;

$h_H$  – толщина слоя наносов  $h_H = 1,5 \text{ м}$ ;

$\varphi_H$  – угол внутреннего трения для наносов,  $\varphi_H = 20^\circ$ .

Равнодействующая давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{7,35 \cdot 1,5}{2} = 5,51 \text{ кН,} \quad (6.65)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{гр} = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.66)$$

$$p'_{гр} = 10 \cdot 1,5 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{34}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot \text{tg} \left( 45 - \frac{34}{2} \right) = -102,10 \text{ кПа.}$$

$$p''_{гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{ск.гр}^{взв} h_{ск.гр}) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{ск.гр}}{2} \right) - 2c \cdot \text{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{ск.гр}}{2} \right) \quad (6.67)$$

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (10 \cdot 1,5 + 18,02 \cdot 3) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{34}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot \text{tg} \left( 45 - \frac{34}{2} \right) = \\ &= -139,98 \text{ кПа} \end{aligned}$$

Т.к.  $p''_{гр}$  отрицательное, боковое давление скального грунта не учитываем

### 6.6.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 2,56 \left( \frac{29,83}{3,14} + \frac{0,685}{2} \right) = 123,6 \text{ кН}; \quad (6.68)$$

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

$\bar{\lambda}$  – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,56^2}{29,83} = 0,68 \text{ м} \quad (6.69)$$

Параметры волн определены в п.1.

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,543 \left( \frac{5,4}{3,14} + \frac{0,17}{2} \right) = 4,88 \text{ кН/м}$$

Линия действия равнодействующей  $W_{волн}$  находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{29,83}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,56 = 3,79 \text{ м} \quad (6.70)$$

Плечо силы относительно подошвы 107,21 м.

### 6.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Для удобства расчёта составим таблицу 6.3, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай			
			Расчетная сила, кН	Сила с учетом $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	60434,51	60434,51	37	2236076,69
Тн	1	←	99,33	99,33	1,5	-148,99
Wн	1	↓	63,44	63,44	38,79	2460,96
Gб	0,95	↓	19468,88	18495,43	14,81	-273917,38
Gпл	0,95	↓	91096,41	85541,59	15,85	-1371684,1
Wвзв	1	↑	3664,04	3664,04	0	0
Wф	1	↑	14214,61	14214,61	20,31	288698,82
qз	0,9	↓	195,09	175,58	36,84	-6468,51
Wволн	1	→	123,62	123,62	107,21	13253,38
Ен	1,2	→	5,51	6,62	3,5	23,15
$\Sigma N$		↓↑	87397,40			
$\Sigma M$			888293,97			

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{87397,4}{83} + \frac{6 \cdot 888293,97}{83^2} = -279,32 \text{ кН/м}^2 \quad (6.71)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B_{\Pi}$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.72)$$

где  $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 243 - 132 = 111 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения,  $m_u = 0$ ;

$$\sigma_x^u = -279,32 \cdot 0 - 10 \cdot 111 \cdot (1 - 0) = -1110 \text{ кН/м}^2$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.73)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_l^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.74)$$

$$\sigma_l^u = -279,32 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 111 \cdot 0 = -279,31 \text{ кН/м}^2$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 111 = -1110 \text{ кН/м}^2 \quad (6.75)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{87397,4}{83} - \frac{6 \cdot 888293,97}{83^2} = -1826,64 \text{ кН/м}^2 \quad (6.76)$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.77)$$

$$\sigma_x^t = -1826,64 \cdot 0,81^2 - 10 \cdot 4,5 \cdot (1 - 0,81^2) = -1213,93 \text{ кН/м}^2$$

где  $m_t$  – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;

$\gamma_w$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (6.78)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 4,5 - 1826,64) \cdot 0,81 = 1443,13 \text{ кН/м}^2$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,5 = -45 \text{ кН/м}^2 \quad (6.79)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.80)$$

$$\sigma_3^t = -1826,64 \cdot (1 + 0,81^2) + 10 \cdot 4,5 \cdot 0,81^2 = -2995,58 \text{ кН/м}^2$$

### 6.7.1 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_{z \max}| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (6.81)$$

$$1,25 \cdot 1 \cdot 2995,58 \leq 0,9 \cdot R_b$$

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

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

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  
 $\gamma_{cd} = 0,9$ ;

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В7,5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 45000 \text{ кН/м}^2$ ,

$$3744,47 \text{ кН/м}^2 \geq 45006 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0$$

$$-279,32 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.74)$$

$$279,32 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 111$$

$$279,32 \text{ кН/м}^2 \geq 277,5 \text{ кН/м}^2.$$

где  $H_d^u = \text{НПУ} - \nabla \text{ подошвы} = 243 - 132 = 111 \text{ м}$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

## 6.8 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.75)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot B = \quad (6.76) \\ &= 87397,4 \cdot 0,8 + 150 \cdot 83 = 82367,9 \cdot 0,7 + 68 \cdot 100 = \\ &= 49297,97 \text{ кН/м} \end{aligned}$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,8$  – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 150 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 83 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 60434,51 - 99,33 + 123,62 + 7,35 : \quad (6.77) \\ &= 60466,15 \text{ кН/м.} \end{aligned}$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{82367,92 \cdot 0,9}{60466,15 \cdot 1} \geq 1,25$$

$$1,29 \geq 1,25 .$$

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным, так как  $\gamma_n$  не превышает 10%.



## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Требования по охране труда и техники безопасности**

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Енисейской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организует работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организует и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно–правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно–правовых актов по охране труда, таких как:

- ГОСТ 12.0.230–2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169–ст (ред. от 31.10.2013);
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н (изм. на 19.02.2016 г);
- РД 153–34.0–03.301–00. – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- 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.

На Енисейской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно–методическим центром по работе с персоналом.

Основная цель улучшения условий труда – обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно–технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда» (изм. 27.04.2017).

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Енисейской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями РД 153–34–03.205–2001 «Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций».

При расположении электроустановок с большим током замыкания на землю необходимо выполнять следующие мероприятия:

1) все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

2) должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1–1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна быть обеспечена термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400° С).

На Енисейской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

## **7.2 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

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.

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 лица, поступающие работать на Енисейскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

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 устанавливаются дренчерные оросители.

## **7.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Енисейского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **7.3.1 Общие сведения о районе строительства**

Енисейский гидроузел расположен в 40 км от города Красноярска, вблизи города Дивногорска.

Енисей — одна из крупнейших рек на Земле. Истоками этой реки считаются две малых речки: Большой Енисей и Малый Енисей. Длина реки составляет 3 487 км. В створе проектируемой Енисейской ГЭС водосборная площадь составляет 288 200 м<sup>3</sup>/с. Для бассейна Енисея характерна резкая асимметричность: его правобережная часть в 5,6 раза обширнее левобережной. Максимальная ширина реки составляет 75 м, а глубина — 70 м. Енисей относится к типу рек смешанного питания с преобладанием снегового. Доля последнего немного менее 50 %, дождевого 36—38 %, подземного в верховьях до 16 %, к низовьям она уменьшается. Для Енисея характерны интенсивное образование внутриводного льда, осенний ледоход. На отдельных участках в русле возникают мощные наледи. Для большей части Енисея характерно растянутое весеннее половодье и летние паводки, зимой резкое сокращение стока. Для верховьев характерно растянутое весенне-летнее половодье. Половодье на Енисее начинается в мае, иногда в апреле, на среднем Енисее несколько раньше, чем на верхнем, на нижнем в середине мая — начале июня. Весенний ледоход сопровождается заторами. Размах колебаний уровня Енисея в верховьях 5—7 м в расширениях и 15—16 м в сужениях, в нижнем течении он больше, к устью уменьшается. Рассматриваемая территория отличается суровыми климатическими условиями, среднемноголетняя температура составляет -0,4°С, абсолютный минимум температуры (январь) -54°С, абсолютный максимум (июль) +37°С. Безморозный период — всего 112 дней в году. Выпадает около 480 мм осадков в год.

Источниками экологических проблем акватории является хозяйственное использование реки и ядерное производство. Все это привело к значительным изменениям водного режима. Ранее Енисей зимой замерзал, а сейчас — нет, потому что в него сбрасывают теплые воды станций, а также сам климат стал мягче, теплее и влажнее. Ныне река имеет большие разливы и затапливает большие территории различных поселений. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, ядерного производства, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: плутоний, нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты. Растительность территории в районе строительства Енисейской ГЭС богата и разнообразна. Леса состоят из небольшого набора древесных пород. Более 50% лесов приходится на лиственницу, около 17% — на ель и пихту, около 12% — на сосну и более 9% — на кедр. Из мелколиственных распространены береза (около 10%) и осина (1,5%). Следовательно, на 88% леса состоят из ценных хвойных пород, в том числе

здесь находится 30% всех кедровых лесов страны. Площадь лесного фонда составляет 168,1 млн.га (69% территории края), запас промышленной древесины - 14,4 млрд. куб.м (18% общероссийского).

В районе площадки строительства Енисейского ГУ фауна насчитывает свыше 90 видов млекопитающих, и свыше 400 видов птиц. А ихтиофауна насчитывает больше 50 видов рыб.

Основными видами являются:

- В горах -архары, бараны, снежные барсы;
- На севере — белые медведи и северные олени;
- В степи — бурузубки, волки, зайцы, рыси, суслики и россомахи;
- В тайге — соболь, песец, горностай, белка, лисы, которые имеют промысловое значение;
- Птицы-Аисты и буревестники, гагары и гуси, дятлы и журавли, стрижи и фламинго;
- Более 22 видов рыб имеют промысловое значение – осетр, форель, хариус, сом, окунь, щука;

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: красный волк, козероги, снежные барсы, сельдяные киты, финвалы, сибирские косули. Под угрозой вымирания находятся также маралы и сибирский осетр. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Енисейского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Енисей на участке строительства Енисейской ГЭС представлены следующими видами: лещ, плотва, судак, стерлядь, щука и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Енисей на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Енисей необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Енисейской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

### **7.3.2 Воздействия на природную среду в строительный период**

При строительстве Енисейского 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 Енисей в нижнем бьефе Енисейского гидроузла;
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, исключаяющие 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 территорией инженерной защиты.

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

### **7.3.3 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 предпроектные 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 водоохраной зоне;
  - 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
  - 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие. .

### 7.3.4 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:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 8 22 201 01 21 5):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (9876336 м<sup>3</sup>);

q – удельный норматив образования, % (q = 1,8%);

ρ – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> (ρ = 2,5 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{9876336 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 444435 \text{ т}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 4 61 010 01 20 5):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (1850 т);

q – удельный норматив образования, % (q = 1,0%);

ρ – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> (ρ = 2,0 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1850 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 37 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 28023 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т 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.

### 7.3.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Енисейский 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.
5. В связи с тем, что на расстоянии 8 км от ГЭС находится населенный пункт – г. Дивногорск, 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.
6. 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 Енисей от сбросов Енисейской ГЭС ниже по течению реки.
7. Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения городов Дивногорск и Красноярск, в пределах промплощадок объектов Енисейской 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;

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2022	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	3600	3600	3600	3600	3600
Число часов использования установленной мощности	Часы	5472,0	5472,0	5472,0	5472,0	5472,0
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1969920	1969920	1969920	1969920	1969920
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	39 398,4	39 398,4	39 398,4	39 398,4	39 398,4
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	19659801,60	19659801,60	19659801,60	19659801,60	19659801,60
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 077,00	1110,00	1143,00	1175,00	1206,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	21173,6	21822,3	22471,1	23100,2	23709,7
НДС к выручке	млн.руб	3528,93	3637,06	3745,19	3850,0	3951,6

Из всех представленных в таблице показателей изменяются Тариф на электроэнергию и Выручка от реализации электроэнергии, из этого можно сделать вывод, увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию.

### 8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

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

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	387,7
Прочие расходы	165,3	595,0
Итого по ГЭС		982,8

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,011
Этапы проекта	Величина, %
От 6 до 15 лет	0,014
От 16 до 25	0,023
Свыше 25 лет	0,037

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	Величина, тыс.руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	487,368
НП «АТС» (администратор торговой системы)	0.0001097тыс.руб/Мвт·ч	21,610
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/Мвт·ч	6,264
Итого		981,0

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 13,7 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу, млн. руб.

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления	675,87	1941,4	2236,9	3085,3	3836,4
Расходы на страхование	263,61	1133,03	1220,62	1763,47	2423,31
Эксплуатационные затраты	982,80	982,80	982,80	982,80	982,80
Расходы на ремонт производственных фондов	3,089	12,98	17,80	25,71	35,34
Расходы на услуги регулирующих компаний	981,0	981,0	981,0	981,0	981,0
Налог на воду	247,39	269,88	269,88	269,88	269,88
Итого	3159,78	5321,16	5709,05	7108,27	8528,78

Большую часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Расходы на ремонт составляют наименьшую часть всех затрат. Каждый показатель увеличивается с течением времени.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

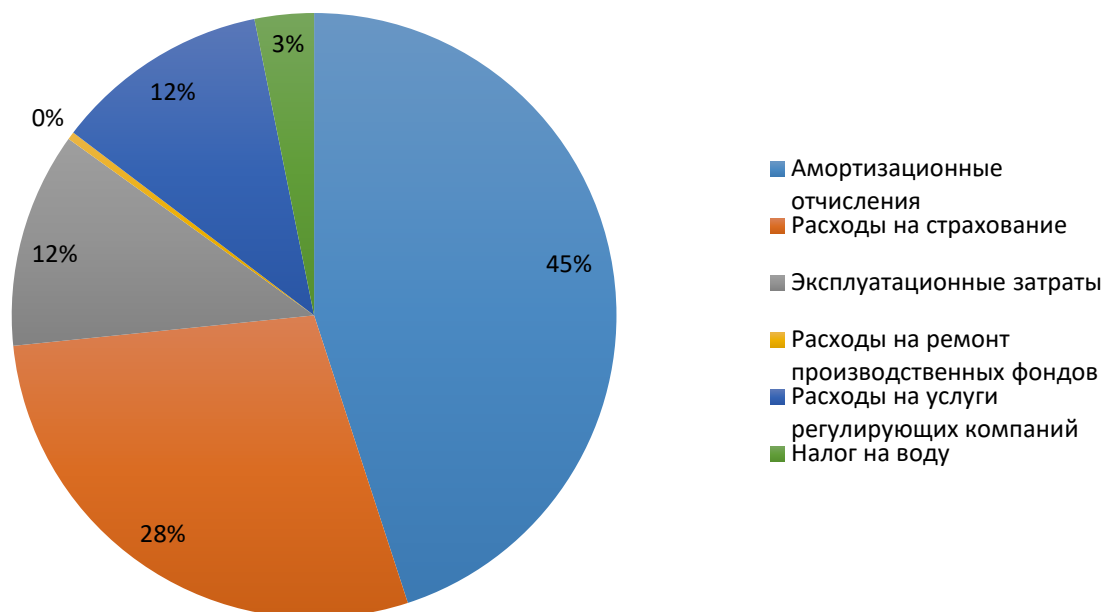


Рисунок 8.1. – Структура текущих затрат, %

Вывод: по структуре видно, что амортизационные отчисления и расходы на страхования занимают большую часть, что обусловлено наибольшими затратами на создание и приобретение основных фондов. Самой малой частью является налог на воду и расходы на ремонт производственных фондов, так как производство энергии и мощности происходит постепенно, с установкой первого гидроагрегата.

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в федеральный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

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 за период 2022–2026 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	4 896,71	4 994,10	5 091,32	5 069,62	4 494,50
НДС, млн.руб.	4687,54	5262,47	5542,27	5678,87	5844,33
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	20,23	19,98	17,17	17,17	17,17
Налог на имущество, млн.руб.	240,71	2 246,41	2 792,56	3 047,49	5 821,58
Итого	10 092,73	12 792,97	13 713,33	14 083,16	16 447,59

Рост налогов обусловлен в основном ростом НДС и налогом на прибыль. Взносы в социальные фонды после 2023 года становятся постоянной суммой.

#### 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

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	28658,98	29454,80	30995,01	31766,08	32532,39
Текущие расходы, млн.руб.	3 159,78	5 321,16	5 709,05	7 108,27	8 528,78
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	25 499,2	24 133,6	25 285,9	24 657,8	24 003,6
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	5 099,8	4 826,7	5 057,1	4 931,5	4 800,7
NOPAT (Чистая прибыль), млн.руб.	20 399,3	19 306,9	20 228,7	19 726,2	19 202,8
Справочно: Ставка налога на прибыль T, %	20	20	20	20	20

С каждым годом наблюдается увеличение выручки, но чистая прибыль не имеет постоянный характер, и только с 2030 года можно наблюдать уверенный рост. Это показывает нам результативность деятельности предприятия.

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 8.2.

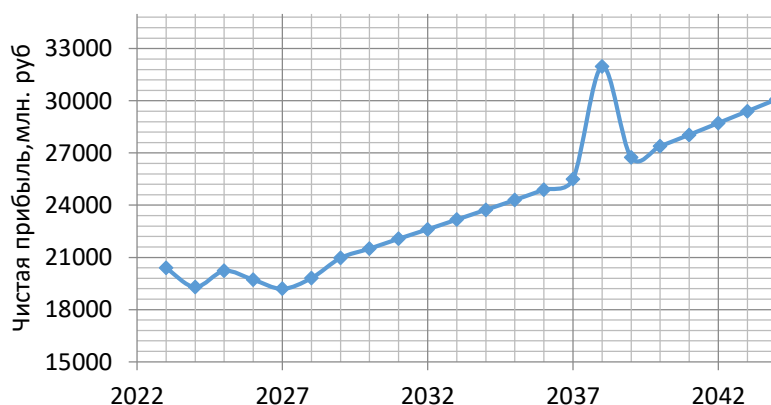


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.



В начале реализации проекта с 2019 до конца 2022 года происходит отток денежных средств, так как в начале строительства электроэнергия и мощность не вырабатывается.

С начала 2021 года начинается производство электроэнергии и мощности, соответственно убытки уменьшаются и строительство начинает окупаться.

В конце 2025 года по завершению строительства и прекращению оттоков средств на строительство, наблюдается положительная динамика увеличения прибыли, и затраты начинают окупаться.

Наглядно изменение суммы прибыли/убытков по проекту можно увидеть на рисунке 8.3:



Рисунок 8.3 – Изменение суммы денежных потоков по проекту, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта, 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 и исходные данные оценка инвестиционного проекта

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 финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Енисейской ГЭС составляет 25 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 расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Енисейской ГЭС на реке Енисей мощностью 3600 МВт.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости – DPB, мес	85
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	36408,73
Индекс прибыльности – PI	1,26
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	18,25
Себестоимость, руб./кВт·ч	0,16
Удельные капиталовложения, руб./кВт	79132,91

На основании полученных данных, можно считать, что проект экономически целесообразен, так как срок окупаемости проектируемой станции составляет 7 лет, также станция имеет малую себестоимость электроэнергии- 0,16 руб., а так же сравнительно небольшие капиталовложения-79132,91 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 федеральные и региональные бюджеты

Годы	2022	2023	2024	2025	2026
В Федеральный бюджет, млн. руб.	9851,9	10546,4	10920,6	11035,5	10625,9
В региональный бюджет, млн. руб.	94276,9	240,7	2246,4	2792,5	5821,5
Итого налоговых поступлений, млн.руб	10092,6	12792,8	13713,2	14083,0	16447,4

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

### 8.6 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины чистого приведенного дохода к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цены сбыта;

На рисунке 8.4 представлено изменение чистого приведенного дохода от ставки налогов, объема инвестиций и цены сбыта. Рисунок 8.5 изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

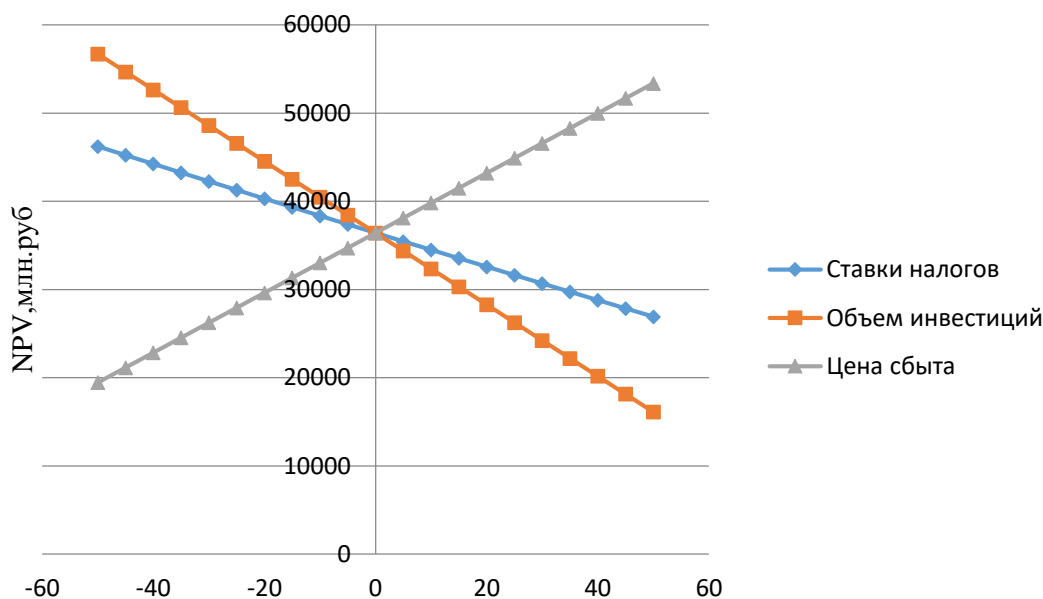


Рисунок 8.4- Изменение чистого приведенного дохода от ставки налогов, объема инвестиций и цены сбыта

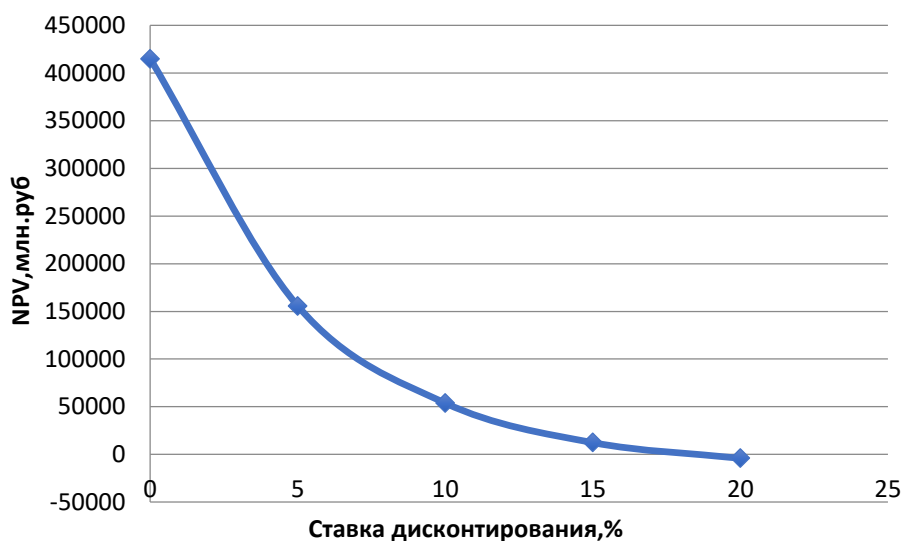


Рисунок 8.5- Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: При увеличении ставки дисконтирования величина NPV уменьшается. При проведении анализа чувствительности выяснили, что наибольший риск для проекта представляет: изменение ставки дисконтирования, изменения объема инвестиций, изменение цены сбыта и изменение налогов.

## 9 Установки автоматического пожаротушения ГЭС

### 9.1 Назначение автоматического пожаротушения

Автоматическое пожаротушение (АПТ) это комплекс устройств, призванных обеспечить общую пожаробезопасность зданий и сооружений. Его основное назначение заключается в предотвращении распространения пламени и вступлении в борьбу со стихией на самых ранних стадиях.

Автоматическая установка пожаротушения (АУПТ) – установка пожаротушения, автоматически срабатывающая при превышении контролируемым фактором (факторами) пожара установленных пороговых значений в защищаемой зоне. Обычно АУПТ используется совместно с автоматической пожарной сигнализацией (АПС) и системой оповещения и управления эвакуации (СОУЭ). В совокупности вся эта система называется система автоматического пожаротушения.

Система автоматического пожаротушения предназначена для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара оборудования и технологических помещений с повышенной пожарной опасностью.

### 9.2 Классификация

По конструктивному исполнению:

- дренчерные
- спринклерные
- агрегатные
- модульные

По виду огнетушащего вещества:

- водяные
- пенные
- газовые
- порошковые
- аэрозольные
- паровые

По способу пуска:

- автоматические
- ручные
- с различным видом привода (гидравлический, пневматический, механический и т.д.)

По способу тушения огня:

- объемные
- локальные

По инерционности:

- малой инерционности ( $t \leq 3$  с)
- средней инерционности ( $3 \leq t < 180$  с)

–повышенной ( $t > 180$  с)

По продолжительности тушения:

–импульсные ( $t < 30$  с)

–кратковременного действия ( $30 \text{ с} \leq t < 15$  мин)

–средней длительности ( $15 \text{ мин} \leq t < 60$  мин)

–длительного действия ( $t > 60$  мин)

### **9.3 Область применения автоматических установок**

#### **9.3.1 Газовое пожаротушение**

Это вид пожаротушения, при котором посредством выпуска газового огнетушащего вещества (ГОТВ) в защищаемом помещении создаются условия, при которых процесс горения прекращается.

Согласно своду правил СП 5.13130.2009 "Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования" установки газового пожаротушения применяются:

– для ликвидации пожаров классов А, В, С по ГОСТ 27331 и электрооборудования.

– запрещается применение установок объемного углекислотного пожаротушения:

1) В помещениях, которые не могут быть покинуты людьми до начала работы установки;

2) В помещениях с большим количеством людей (50 человек и более).

– Установки объемного пожаротушения применяются для защиты помещений (оборудования), имеющих стационарные ограждающие конструкции.

Защите установками автоматического газового пожаротушения (АГПТ) подлежат:

–помещение серверной, линейно-аппаратный цех (ЛАЦ), автоматическая телефонная станция (АТС) и контрольно-распределительное оборудование средств связи (КРОСС) в помещении ПТК (производственно-технологический корпус).

–технологическое помещение АСУ ТП в здании монтажной площадки.

При срабатывании установок газового пожаротушения обеспечивается отключение общеобменной вентиляции и технологического оборудования, включение систем дымоудаления и подпора воздуха в лестничных клетках, систем оповещения о пожаре.

В газовых АУПТ в качестве огнетушащих веществ используют:

○ Сжиженные газы – хладоны;

○ Сжатые газы – азот, аргон, углекислый газ, арагонит, инерген.

Принцип действия системы АГПТ – это экстренно, довольно равномерное заполнение всего объема защищаемого пожарного отсека, помещения, одним

или смесью инертных газов, которые не вступают в химическую реакцию с горящими в очаге пожара веществами, быстро снижая содержание кислорода в воздушной среде меньше 12%, что делает невозможным сам процесс горения.

Преимущества АГПТ:

- ▶ тушение осуществляется по всему объему помещения;
- ▶ нетоксичны, химически инертны;
- ▶ не наносит вреда оборудованию и материальным ценностям;
- ▶ легко удаляются из помещения;
- ▶ высокая скорость тушения пожара;
- ▶ тушение электрооборудования под напряжением.

Недостатки АГПТ:

- ▶ требует герметизации помещения;
- ▶ малоэффективно в помещениях большого объема либо на открытом пространстве;
- ▶ хранение снаряженных газовых модулей и техническое обслуживание системы пожаротушения сопряжено с трудностями, которые сопутствуют хранению веществ под давлением.

### **9.3.2 Порошковое пожаротушение**

Установки порошкового пожаротушения предназначены для тушения пожаров спиртов, нефтепродуктов, щелочных металлов, металлоорганических соединений, а также различных промышленных установок, находящихся под напряжением 1000 В.

Установки могут применяться для тушения пожаров в производствах, где использование воды, воздушно-механической пены, двуокиси углерода, хладонов и других средств пожаротушения неэффективно или недопустимо вследствие их взаимодействия с обращающимися в производстве горючими продуктами.

Автоматические установки порошкового пожаротушения (АУПП) применяются для:

- для ликвидации пожаров классов А, В, С по ГОСТ 27331 и электрооборудования.
- в помещениях категории А и Б (Согласно СП 12.13130.2009).
- запрещается применение установок объемного углекислотного пожаротушения:

- 1) В помещениях, которые не могут быть покинуты людьми до начала работы установки;
- 2) В помещениях с большим количеством людей (50 человек и более).

Защите установками автоматического порошкового пожаротушения (АППТ) подлежат:

- баковые помещения маслохозяйства ГЭС в блоке монтажной площадки;
- аппаратные масляного хозяйства ГЭС;

–передвижные дизель-генераторы.

Установки не должны применяться для тушения пожаров:

– горючих материалов, склонных к самовозгоранию и тлению внутри объема вещества (древесные опилки, хлопок, травяная мука и др.)

– пиррофорных веществ и материалов, склонных к тлению и горению без доступа воздуха.

Установки могут применяться для тушения пожара на защищаемой площади, локального тушения на части площади или объема, тушении всего защищаемого объекта.

Огнетушащие порошки должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 53280.4 При этом для импульсных модулей порошкового пожаротушения параметр пробивного напряжения не учитывается.

Применяемый в установках порошок не токсичен и не может причинить прямого вреда здоровью человека.

Принцип действия системы АУПП схож с другими системами пожаротушения:

- 1) Срабатывание пожарных извещателей, защищающих помещение, подача сигнала тревоги на ПКП установки АПС.
- 2) Подача управляющего сигнала на прибор контроля/управления пожаротушением, который выдает командный импульс на пуск программы МПП или трубопроводной секции с насадками для подачи порошка на защиту площади помещения, где произошло возгорание.

Механизм тушения огня с помощью порошковых смесей основан на следующих их свойствах:

- нагреваясь, порошковая смесь отнимает тепло у очага возгорания, значительно снижая температуру горения;
- разлагаясь при нагревании, порошковая смесь выделяет негорючие газы, препятствующие горению;
- смешиваясь с горячим воздухом, порошковая смесь создает вокруг очага возгорания взвесь, препятствующую притоку кислорода;
- вещества, применяемые для производства порошковых смесей, служат ингибиторами (подавителями) процесса горения.

### **9.3.3 Аэрозольное пожаротушение**

Аэрозольная система пожаротушения – способ борьбы с распространением огня, основанная на выделении мельчайших твердых частиц аэрозоля, останавливающих реакцию горения в защищаемом помещении.

Автоматические установки аэрозольного пожаротушения (АУАП) применяются для:

– тушения пожаров подкласса А2 и класса В по ГОСТ 27331 объемным способом в помещениях объемом до 10000 м<sup>3</sup> и высотой не более 10 м.

– в помещениях категории А и Б по взрывопожароопасности и во взрывоопасных зонах допускается применение генераторов огнетушащего



аэрозоля (ГОА), в том числе ГОА дистанционной подачи аэрозоля с соответствующими трубопроводами и мембранами, получивших свидетельство о взрывозащищенности электрооборудования, выданное в установленном порядке, и имеющих необходимый уровень взрывозащиты или степень защиты оболочки электрических частей генератора.

Главная отличительная особенность данного вида АУПТ заключается в том, что огнегасящее вещество образуется в результате процесса горения внутри корпуса генератора, а выходящая смесь не только имеет высокую температуру в зависимости от типа изделия в диапазоне от 160 до 500 °С и выше, но продолжает гореть в объеме защищаемого помещения.

Именно такая высокотемпературная струя продуктов горения как сильный ингибитор действует на физико-химический процесс пожара, а мельчайшие частицы, выходящие из ГОА, плотно покрывают все поверхности, ликвидируя очаг возгорания.

Установки объемного аэрозольного пожаротушения не обеспечивают полного прекращения горения и не должны применяться для тушения:

- волокнистых, сыпучих, пористых и других горючих материалов, склонных к самовозгоранию и тлению внутри объема вещества;
- химических веществ и их смесей, полимерных материалов, склонных к тлению и горению без доступа воздуха;
- гидридов металлов и пирофорных веществ;
- порошков металлов (магний, титан и др.).

Преимущества аэрозольного пожаротушения:

- Возможность использования большинства выпускаемого оборудования аэрозольных УАПТ при температуре от -60 до +60 °С, что исключено для наиболее распространенных водяных и пенных установок пожаротушения;
- Аэрозольные УАПТ заполняют огнегасящим составом весь объем помещения;
- Отсутствие коррозионных агрессивных сред – воды, растворов пенообразователя; механических движущихся частей – запорно-регулирующей арматуры, контрольно пусковых узлов.

Недостатки:

- ГОА – это одноразовые устройства, а после пуска регулировать выход струи невозможно;
- В аэрозольной струе на близких расстояниях, опасно наличие раскаленных частиц не прогоревшего твердотопливного заряда;
- После пуск аэрозольной УАПТ необходима мокрая уборка помещения, от отложившейся пленки продуктов горения твердотопливных зарядов генератора.

### **9.3.4 Водяное пожаротушение**

Автоматическое водяное пожаротушение – наиболее распространенное средство для ликвидации возгораний и борьбы с огнем.

Принцип действия установок водяного пожаротушения состоит в охлаждении горящих материалов ниже температуры воспламенения и прекращения химической реакции горения.

Исполнение установок водяного пожаротушения должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.3046, ГОСТ Р 50680 и ГОСТ Р 50800.

Водяные АУП подразделяются на спринклерные, дренчерные, спринклерно-дренчерные, роботизированные и АУП с принудительным пуском.

По типу оросителей УВПТ подразделяются на:

- Спринклерные;
- Дренчерные.

Особенность конструкции спринклера состоит в том, что он содержит стеклянную колбу, препятствующую выходу огнетушащего вещества и содержащую особую спиртовую смесь. При нагреве колбы до определенного предела, она разрушается за счет расширения спиртовой смеси и открывает доступ воде к месту возгорания.

Дренчер представляет собой обычный ороситель направленного действия.

Защите УАВПТ подлежат:

- гидрогенераторы мощностью свыше 63 МВ·А;
- трансформаторы и трансформаторы собственных нужд;
- кабельные коридоры генераторов здания ГЭС;
- кабельные коридоры генераторов монтажной площадки;
- подпультное помещения ЦПУ и релейных щитов;
- кабельные коридоры и кабельные шахты;
- склады лакокрасочных материалов.

Недостатками системы водяного пожаротушения являются:

- электропроводность воды;
- невозможность работы системы при отрицательных температурах;
- необходимость в инженерных сооружениях;
- необходимость электроснабжения большой мощности.

К преимуществам относятся:

- высокая экономичность;
- удобство и простота эксплуатации;
- доступная стоимость;
- простота монтажа.

#### **9.4 Рассмотрение схем водяного пожаротушения**

Установки водяного пожаротушения по типу оросителей подразделяются на: спринклерные и дренчерные.

В свою очередь спринклерные установки подразделяются:

- Водозаполненные;
- Воздушные;

- Водовоздушные.

Дренчерные установки по виду привода подразделяются:

- Гидравлические;
- Электрические;
- Пневматические;
- Механические;
- Комбинированные.

#### 9.4.1 Спринклерные установки водяного пожаротушения

Спринклерная установка водяного пожаротушения предназначена для обнаружения и локального тушения пожаров и загораний, охлаждения строительных конструкций и подачи сигнала о пожаре.

Спринклерные системы водяного пожаротушения представляют собой сеть трубопроводов, постоянно заполненных водой, с размещенными на них оросителями – спринклерами. Спринклер имеет специальную легкоплавкую насадку, которая при пожаре плавится и открывает доступ воде.

- Водозаполненная установка – установка, у которой подводящий питательный и распределительный трубопроводы заполнены водой. Установка предназначена для работы в условиях положительных температур.
- Воздушная установка – установка у которой подводящий трубопровод заполнен водой, а питательный и распределительный трубопроводы заполнены воздухом.
- Водовоздушная – установка у которой подводящий трубопровод заполнен водой, а питательный и распределительный трубопроводы периодические, в зависимости от времени года, заполняются водой или воздухом.

Схема спринклерной установка пожаротушения представлена на рисунке 9.1.

В дежурном режиме спринклерная установка находится под давлением, создаваемым импульсным устройством(10). При возникновении пожара вскрывается тепловой замок спринклерного оросителя (6). Распыленная вода из распределительной сети(5) через спринклеры подается в очаг пожара. Давление в питающем трубопроводе(4) падает, срабатывает контрольно-сигнальный клапан узла управления(7), пропуская воду в распределительную сеть установки. Вода в начальный период поступает к узлу управления от импульсного устройства(10). При срабатывании клапана в узле управления вода поступает и к сигнализатору давления (СДУ)(3). Электрический импульс от СДУ подается на щит управления и контроля 2, обеспечивающего включение насоса(14) и подачу сигнала тревоги о возникновении пожара и срабатывании установки. Электроконтактные манометры (ЭКМ)(11),

установленные на импульсном устройстве(10), предназначены для формирования сигнала об утечке (падении давления) воды (воздуха), а в отдельных случаях – для обеспечения включения насоса.

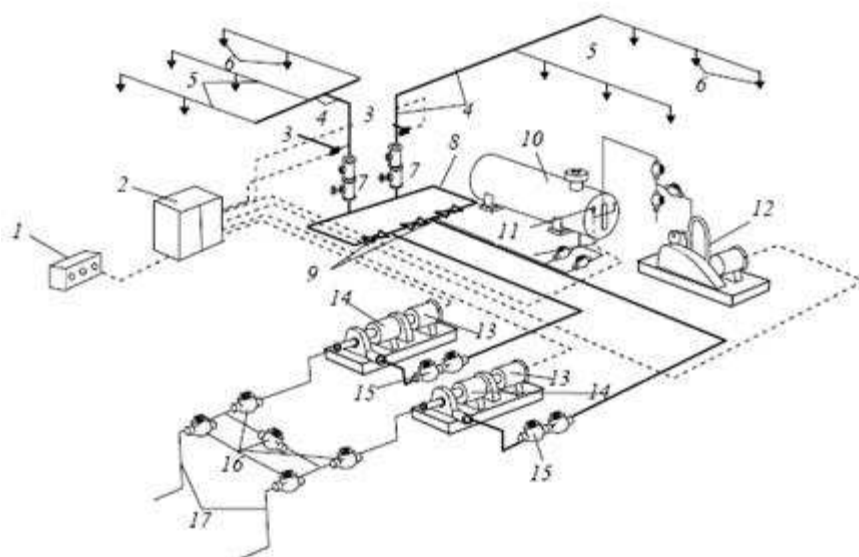


Рисунок 9.1–схема спринклерной установки

#### 9.4.2 Дренчерные установки водяного пожаротушения

Дренчер – открытая оросительная головка, устанавливаемая на трубопроводах систем пенного и водяного автоматического пожаротушения.

Дренчерная система представляет собой систему автоматического водяного пожаротушения предназначенную для особо пожароопасных объектов.

Применяются дренчерные установки для тушения огня, а также для создания «водной завесы», препятствующей распространению пламени на близлежащие объекты и территории.

В зависимости от класса пожароопасности сооружения дренчерная установка подразделяется на 2 вида:

- Сухотрубная – применяется на объектах с минимальным риском возникновения пламени.
- Заливная – в сооружениях с высокой степенью взрыва.

Основное отличие, которое имеет дренчерная система пожаротушения – принцип работы, заключающийся в том, что после срабатывания распыление производится по всей площади защищаемого помещения.

Принципиальная схема дренчерной установка пожаротушения представлена на рисунке 9.2.

По принципу срабатывания система делится на два типа:

1. Путем автоматического открывания клапанов, установленных на магистральном трубопроводе.
2. Ручным способом, с помощью задвижки.

Согласно своду правил СП 5.13130.2009 "Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования" автоматическое включение дренчерных установок следует осуществлять по сигналам от одного из видов технических средств или по совокупности сигналов этих технических средства:

- пожарных извещателей установок пожарной сигнализации;
- побудительных систем;
- спринклерной АУП;
- датчиков технического обслуживания.

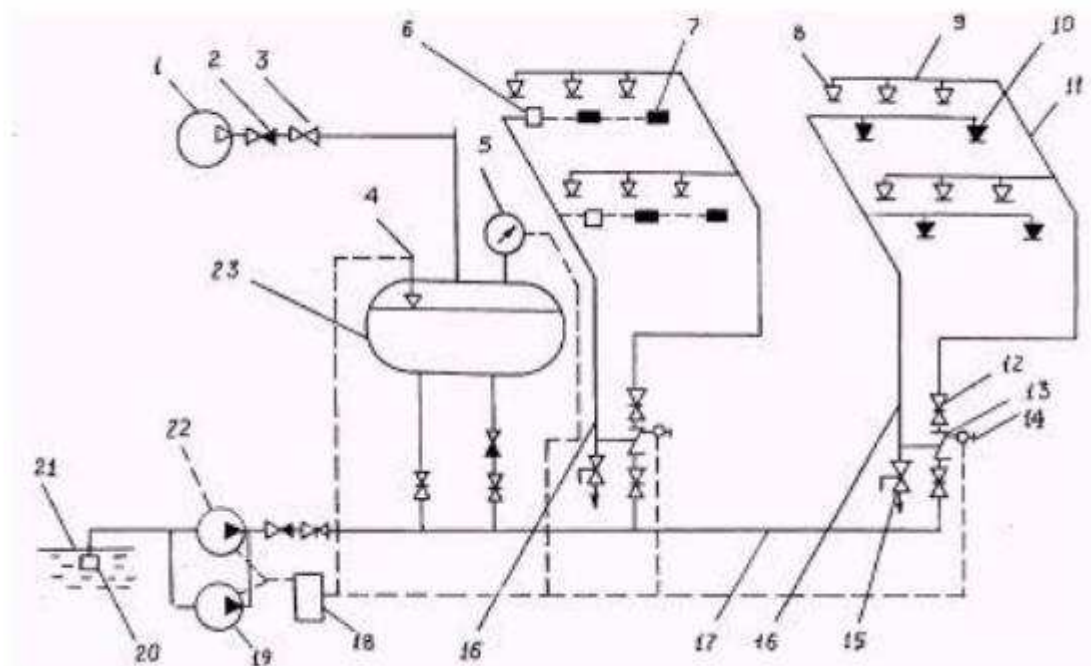


Рисунок 9.2– Принципиальная схема дренчерной установка пожаротушения

Для автоматического включения используется побудительный трубопровод (16), который заполнен водой под давлением вспомогательного водопитателя (23). Для примера в первой секции к трубопроводу (16) подключены побудительно-пусковые клапаны (6), которые в исходном состоянии закрыты с помощью троса с тепловыми замками (7). Во второй секции к аналогичному трубопроводу (16) подключены распределительные трубопроводы с спринклерными оросителями. Выходные отверстия дренчерных оросителей открыты, поэтому питающий (11) и распределительные (9) трубопроводы заполнены атмосферным воздухом (сухотрубы). Подводящий трубопровод (17) заполнен водой под давлением вспомогательного водопитателя (23), который представляет собой гидропневмобак, заполненный водой и сжатым воздухом.

Давление воздуха контролируется с помощью электроконтактного манометра (5). На данной схеме водоисточником установки выбран открытый водоем (21), забор воды из которого осуществляется насосами (22) или (19) через трубопровод с фильтром (20).

УУ (13) дренчерной установки содержит гидравлический привод, а также сигнализатор давления (14) типа СДУ.

Автоматическое включение установки производится в результате срабатывания спринклерных оросителей (10) или разрушения тепловых замков (7), падает давление в побудительном трубопроводе (16) и узле гидропривода УУ (13). Клапан узла управления (УУ) (13) открывается под давлением воды в подводящем трубопроводе (17). Вода поступает к дренчерным оросителям и орошает помещение, защищаемое секцией установки.

Ручной пуск дренчерной установки производится с помощью шарового крана (15).

Сигнал о подачи воды срабатывает при помощи побудительного устройства, который бывает следующих исполнений:

- Электрический – в случае отклонения от ранее установленных параметров, устройство отправляет команду центральному блоку управления насосной установкой, и активирует запуск воды
- Гидравлический – под влиянием высокого температурного режима, тепловому замку свойственно активироваться, следовательно, давление в установке снижается и передает сигнал о появлении пламени. Далее открывается подача воды
- Тросовый – при увеличении температуры в защищаемом объекте замок плавиться, соответственно трос рвется, и происходит открытие клапана трубопроводной системы.

Дренчерная система автоматического пожаротушения имеет ряд преимуществ, такие как:

– Быстрая реакция срабатывания после обнаружения очага возгорания. Стандартные установки активизируются по сигналу инфракрасного детектора задымления или датчика пламени при превышении температурой порогового значения в 70-75°C или скачкообразного повышения температуры в локальной зоне обнаружения на 10-15°C.

– Стандартные насосы, входящие в установку генерируют напор от 100 до 600 м<sup>3</sup>/час. Это обеспечит быстрое наполнение передающих трубопроводов и активное распыление большого количества воды над зоной возгорания. Отключается установка вручную.

– Возможность контроля больших площадей и объемов помещений. При расчете диаметра труб и размещения распыляющих форсунок в проект закладывается возможность доставки необходимого количества воды в самую отдаленную точку охраняемого объекта для тушения пожара самой высокой категории сложности, которая допускается для этого здания.

– Возможность создания полностью автоматизированных установок не только с активацией, но и с прекращением деятельности по заранее определенным параметрам.

– Возможность многоразового использования установки. При этом элементы системы пожаротушения после срабатывания не требуют замены или пусконаладки после повторного заполнения.

– Дренчерные установки водяного пожаротушения могут быть легко перепрофилированы на использование альтернативных огнетушащих веществ: пены, газа или комбинированных веществ. Такая модернизация потребует минимальных вложений и изменений только центрального узла установки.

## **9.5 Предлагаемые технические решения для проектируемой Енисейской ГЭС**

При проектировании системы автоматического водяного пожаротушения должна учитываться "Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий" РД 153–34.0–49.101–2003.

- Автоматическое включение пожарных насосов должно осуществляться по сигналу о падении давления в сети противопожарного водопровода и по сигналу включения автоматических установок пожаротушения.
- Внутренний противопожарный трубопровод следует предусматривать на гидравлических электростанциях: в помещениях машинных залов, генераторов и турбин, насосных откачек, питьевого, технического и противопожарного водоснабжения, общестанционных компрессорных на ОРУ, в ремонтно – производственных зданиях и мастерских, маслоаппаратных.
- В качестве огнетушащего вещества распыленную воду в стационарных установках пожаротушения энергетически предприятий следует применять для кабельных сооружений, силовых трансформаторов и реакторов, маслоблоков турбогенераторов и синхронных компенсаторов, трактов топливоподдачи.
- Для автоматического включения насосов, запорно-пусковых устройств установок автоматического пожаротушения и сигнализации о пожаре должны использоваться:
  - Для кабельных помещений и подпольных пространств АСУ ТП – дымовые пожарные извещатели;
  - Для трансформаторов – дифференциальная и газовая защита, а также специальных устройств обнаружения пожара.
- Пожарные извещатели должны выбираться из условия раннего обнаружения пожара, окружающей среды их установки, а также удобства эксплуатации.

- Автоматический пуск установки пожаротушения должен дублироваться дистанционным включением (отключением) дежурным персоналом со щитов управления.
- Дистанционное управление должно предусматривать пуск и останов пожарных насосов, открытие и закрытие задвижек, а также соответствующих систем вентиляции или кондиционирования.
- В помещениях с постоянным обслуживающим персоналом должна быть предусмотрена система оповещения о пожаре. Для оповещения о пожаре может использоваться поисковая громкоговорящая связь энергопредприятия.
- Система оповещения должна работать в течении всего расчетного времени эвакуации персонала.

Таким образом, на проектируемой Енисейской ГЭС систему водяного пожаротушения целесообразно будет применять для обнаружения и тушения возгораний на гидрогенераторах, силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, кабельных коридоров, а также в подпульттовых помещениях ЦПУ и помещениях релейных щитов.

После рассмотрения принципиально разных схем водяного пожаротушения, была выбрана дренчерная система пожаротушения. Основным критерием выбора было обнаружение очага возгорания до появления открытого огня. Так как первичным признаком возгорания является задымление. Наличие тепловых замков в спринклерных установках не дает возможности заблаговременно выявить задымление. В дренчерной установке подача воды начинается от сигнала, полученного от дымовых извещателей или в ручную.

### 9.5.1 Гидравлический расчет

Согласно РД 34.15.109 – 91 «Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов», для защиты трансформаторов распыленной водой следует применять дренчерные оросители типа ОПДР – 15. Расположение оросителей должно обеспечивать орошение распыленной водой защищаемой поверхности с интенсивностью не менее  $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$

Защищаемая площадь составляет  $384 \text{ м}^2$  (суммарная площадь поверхности трансформатора)

$$Q_{\text{дрен(расч)}} = S \cdot i = 384 \cdot 0,25 = 96 \frac{\text{л}}{\text{с}} = 0,96 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \quad (9.1)$$

где  $S$  – аксимальная расчетная площадь орошения,  $S=384 \text{ м}^2$ ,  
 $i$  – нормативная интенсивность орошения,  $\text{л/с}\cdot\text{м}^2$ .



Необходимое количество оросителей:

$$N = \frac{Q_{дрен(расч)}}{q} = \frac{96}{4} = 24; \quad (9.2)$$

где  $q$  – расход воды, подаваемый через ороситель, принимаем 4 л/с.

Расчетное время пожаротушения одного трансформатора, согласно РД 34.15.109 – 91, составляет  $t = 10$  мин. Запас воды должен обеспечивать бесперебойную работу АУВП в течение 30 минут = 1800 с.

Общий запас воды:

$$V = 0,96 \cdot 1800 = 1728 \text{ м}^3;$$

Согласно РД 34.15.109 – 91, емкость водонапорного бака должна приниматься не менее 3 м<sup>3</sup>. В данном расчете условие выполняется.

Для равномерного орошения поверхности трансформатора устанавливаются 24 шт. оросителей ОЭ –25. Расход установки составит 98,4 л/с.

Необходимое давление в системе определяется из условия обеспечения геометрической высоты подъема, необходимого напора у наиболее удаленного дренчера, преодоления потерь в трубопроводах, арматуре и оборудовании.

Расчетное значение напора  $H_{тр}$  м, перед узлом определяется:

$$H_{тр} = H_{дрен} + 1,2 \cdot H_l + H_{уу} + H_r; \quad (9.3)$$

где  $H_{дрен}$  – напор у диктующего дренчера,  $H_{дрен} = 25$  м;

$1,2 \cdot H_l$  – полные линейные потери,  $1,2 \cdot H_l = 30$  м;

$H_{уу}$  – потери в узле управления,  $H_{уу} = 0,3$  м;

$H_r$  – геометрическая высота подъема,  $H_r = 12$  м.

Требуемый напор для работы установки:

$$H_{тр} = 25 + 25,52 + 0,3 + 12 = 67,3 \text{ м.}$$

### **Насосная станция АВПТ**

Гидравлический расчет выполняется в соответствии с СП5.13160.2009. По результатам расчета определяются общий расход воды и необходимое давление для работы установки.

**Подбор насосов для максимальной работы установки пожаротушения.**

Требуемый расход установки пожаротушения,  $Q_{тр}$ , л/с, составит:

$$Q_{\text{тр}} = Q_{\text{факт(дренч)}} + Q_{\text{наруж}} = 180 + 30 = 210 \text{ л/с} = 756,0 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (9.4)$$

где  $Q_{\text{факт(дренч)}}$  – необходимый расход для работы автоматической установки водяного пожаротушения (АУПТ), л/с;

$Q_{\text{наруж}}$  – расход на наружное пожаротушение,  $Q_{\text{наруж}} = 30 \text{ л/с}$ .

Необходимый напор в системе  $H_{\text{тр}}$ , м, определяется из условия обеспечения геометрической высоты подъема, необходимого напора у наиболее удаленного оросителя, преодоления потерь напора в трубопроводах, арматуре и оборудовании.

$$\begin{aligned} H_{\text{тр}} &= H_{\text{тр.уу}} + H_{\text{нс}} + 1,2 \cdot Hl + H_{\text{г}} - H_{\text{подпор}} \\ &= 67,3 + 5 + 30 + 12 - 50 = 64,3 \end{aligned} \quad (9.5)$$

где  $H_{\text{тр.уу}}$  – напор у узла управления, м;

$1,2 \cdot Hl$  – полные линейные потери, м;

$H_{\text{нс}}$  – потери в насосной станции, м;

$H_{\text{г}}$  – геометрическая высота подъема, м;

$H_{\text{подпор}}$  – подпор на всасывающем трубопроводе в насосной станции, м.

Пожарные насосы подобраны для обеспечения расчетного расхода и напора автоматической установки пожаротушения. В соответствии с гидравлическим расчетом, в насосной станции противопожарного водоснабжения предусмотрено применения центробежных двусторонних пожарных насосов типа 1Д800 – 70, производительностью  $Q = 800 \text{ м}^3/\text{час}$  (222 л/с), напором  $H = 70 \text{ м}$ , мощностью  $N = 210 \text{ кВт}$  (по одному рабочему и одному резервному) компании ООО НЗ "ПМКО".

## **9.6 Разработка схемы водяного пожаротушения Енисейской ГЭС на примере Бурейской ГЭС**

Для проектируемой станции разработана схема водяного пожаротушения с кольцевым водопроводом автоматического пожаротушения с двумя насосными станциями № 1 НАПТ -1 и " 2 НАПТ с забором воды из нижнего бьефа. Расчетный расход на наружное, внутреннее и автоматическое пожаротушение составляет  $756 \text{ м}^3/\text{час}$ .

Кольцевой водопровод пожаротушения прокладывается по блокам агрегатов 1-8 и помещениям монтажной площадки. С стороны нижнего бьефа кольцо соединяется с насосной НАПТ-2.

В каждой насосной станции устанавливаются два пожарных насоса типа 1Д800-70, рабочий и резервный, производительностью  $800 \text{ м}^3/\text{час}$  и напором 90 м с электродвигателем мощностью 210 кВт. В основной станции НАПТ-1 установлен повысительный насос (жокей – насос) типа RS10 – 80

производительностью 10м<sup>3</sup>/час и напором 80 м, мембранный бак 400 л для поддержания давления в системе. Насосная станция НАПТ-2 является резервной.

Работа насосов автоматизирована – рабочий насос основной насосной станцией НАПТ-1 включается при снижении давления в системе и открытии дренчерных клапанов в секциях пожаротушения или пожарных кранов внутри помещений. Если рабочий насос не создаст необходимого давления, то включается резервный насос. При отсутствии давления от резервного насоса включаются в работу такой же последовательности насосы резервной насосной станции НАПТ-2.

К кольцевому водопроводу подсоединяются автоматические установки пожаротушения (УАП) и внутренний водопровод с пожарными кранами. Водопровод и подводящие трубопроводы к АУП всегда заполнены водой под давлением, которое поддерживает в определенном диапазоне жюкей – насос в насосной станции НАПТ-1.

Кольцевой водопровод пожаротушения в блоке агрегата 1 соединен с резервной магистралью технического водоснабжения для возможности его заполнения из проточной части турбины, а так же для поддержания постоянного давления.

При открытии любого пожарного крана падает давление в системе и электроконтактные манометры, установленные на напорном трубопроводе, дают импульс на включение пожарного насоса.

Пожарные краны устанавливаются у лестничных клеток, в коридорах у выходов из помещений и других легкодоступных местах. Водопроводная сеть прокладывается из электросварных труб диаметром 50-100 м.

Автоматические установки пожаротушения приняты дренчерного типа с трубопроводами, наполненными водой с постоянным давлением до запорно – пусковых узлов (ЗПУ), и сухими, питающими и распределительными трубопроводами в объектах – секциях пожаротушения. На распределительных трубопроводах устанавливаются дренчерные эвольвентные оросители "ДУ50-ЦПд0,85-G1-B/V1-«ОЭ-25»" ЗАО "ПО"Спецавтоматика".

Система стационарного пожаротушения гидроагрегатов питается от кольцевого водопровода автоматического пожаротушения с двумя насосными станциями НАПТ-1 и НАПТ-2.

#### ***Принцип действия АПТ кабельных секций.***

##### **1. Пуск системы водяного АПТ кабельных секций.**

Команды на открытие задвижки с электроприводом КСУ кабельных секций СВПТ могут быть даны:

- a. автоматически – при срабатывании двух и более пожарных извещателей секции;
- b. дистанционно – с пульта управления ПУ;
- c. дистанционно – от РПИ в секции;
- d. с места – кнопкой «Открыть» со шкафа ШУЗ, после перевода ключа выбора режима в положение «Ручной».

Для осуществления автоматического пуска по п. 1 – 3, необходимо, чтобы ключ ШУЗ находился в положении «Автомат» и автоматический режим АПТ был включен на ПУ.

2. В соответствии с требованиями РД 153-34.0-49.101-2003 г п.12.20 предусмотрена блокировка, предотвращающая одновременную подачу огнетушащего вещества более одного направления (секции).

Для объектов Енисейской ГЭС блокировка должна быть выполнена следующим образом:

При программировании ПУ адреса пульта сгруппированы в три группы:

- Группа 1 – все кабельные секции этого пульта;
- Группа 2 – все трансформаторы этого пульта;
- Группа 3 – все остальные адреса, не действующие на блокировку.

Принципы действия схемы блокировки:

По сигналу «Пожар» с подтверждением предварительного пуска ПТ по любому адресу пульта управления ПУ, блокируется автоматический пуск (действие пожарных извещателей на пуск АПТ) только адресов группы 1: пуск ПТ одной кабельной секции блокирует автоматический пуск остальных кабельных секций одного пульта ПУ. Автоматический пуск ПТ всех остальных адресов данного и других пультов ПУ остается в работе.

#### ***Принцип действия АПТ блочных трансформаторов.***

Пуск системы АПТ трансформаторов Т1 ÷ Т5 в дежурном режиме осуществляется по фазам:

- автоматически от контактов 2<sup>й</sup> ступени газовой защиты трансформатора;
- автоматически от контактов сигнального органа КИВ и контактов дифзащиты перекидки при одновременном их срабатывании;
- автоматически от дифференциальной защиты обмотки высокого напряжения трансформатора блока;
- дистанционно: от ключа дистанционного пуска КДП соответствующего трансформатора Т1 ÷ Т5 с панели ЩП7 ЦПУ;
- местно от кнопки «Открыть» шкафа ШУЗ трансформаторов Т1 ÷ Т5 в положении переключателя выбора режима «Автомат».

При автоматическом пуске системы АПТ от защит трансформаторов и дистанционном пуске с ЦПУ (от КДП) происходит:

- отключение трансформатора от сети;
- пуск УРОВ блочных выключателей 500 кВ;
- гашение полей генератора блока;
- срабатывание отсечного клапана соответствующего трансформатора;
- в шкафах МБ1/Т1(Т2 ÷ Т8), МБ2/Т1(Т2 ÷ Т8) загораются красные СДИ с фиксацией “Пуск ПЖТ Т1 (Т2-Т8)”, “Срабатывание”;
- блокировка автоматического пуска ПТ остальных трансформаторов.

#### ***Принцип действия АПТ генераторов Г1 – Г8.***

Команды на открытие задвижек КСУ с электроприводом генераторов могут быть поданы:

- автоматически - от действия дифзащит главного и вспомогательного генератора и срабатывания пожарной сигнализации, с контролем отключенного и развозбуждённого состояния гидроагрегата;
- дистанционно с п. МА-3, ключом SA4 - «Пожар в генераторе»;
- с места – кнопкой «Открыть» со шкафа ШУЗ, после перевода переключателя выбора режима S1 положения «Ручной»;
- вручную, маховиком затвора ЭЗ/ Г1÷Г8 или открытием байпасного затвора.

***Останов насосов.***

Отключение насоса ПТ1 (насоса ПТ2) осуществляется:

- автоматически через 10 минут после пуска при закрытии КСУ;
- со шкафа местного управления переводом переключателя выбора режима в положение "Ручной" (если был произведен автоматический или дистанционный пуск);
- дистанционно, с ЦПУ при нажатии кнопки "Сброс" ПУ №3;
- со шкафа местного управления кнопкой "Стоп" после перевода переключателя выбора режима в положение "Ручной" (если был осуществлен ручной местный пуск).

Вывод: В рамках спецвопроса рассмотрен вариант реализации водяного пожаротушения. Выполнен расчет, подобрано необходимое оборудование, а также разработана принципиальная схема водяного пожаротушения машинного зала и монтажной площадки.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Енисейского гидроузла на реке Енисей, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% равных 23090 и 27195 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 3600 МВт и среднемноголетняя выработка 19,7 млрд. кВт·ч.

На третьем 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:

- максимальный – 105,60 м;
- расчетный – 91,00 м ;
- минимальный – 82,80 м.

При выборе турбин рассматривался один вариант РО115-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с восьмью гидротурбинами РО115-В-750.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 93,8 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВФ-1690/175-64 с номинальной активной мощностью 500 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства на 13 присоединений (8 блоков, 5 отходящих воздушных линий) КРУЭ 500 кВ – "полуплоская схема". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТЦ-630000/500-У1, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-2500/15 УЗ, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки 3×АС – 300/39.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная с поверхностным воосливом – 172,00 м;
- станционная бетонная плотина – 270,00 м;
- левобережная глухая бетонная плотина – 150,00 м;
- правобережная глухая бетонная плотина – 350,00 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 83,00 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 132,00 м;

- число водосливных отверстий – 6;
- ширина водосливных отверстий в свету – 24 м;
- отметка гребня – 253,80 м;
- ширина гребня – 19,00 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,29 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Енисейского 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 ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 7 лет;
- себестоимость – 0,16 руб./кВт·ч
- удельные капиталовложения – 79132,91 руб./кВт.

Таким образом, строительство Енисейской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80С.
2. Системный оператор единой энергетической системы [Электронный ресурс]// АО «СО ЕЭС» 2009-2016. – Режим доступа: <http://so-ops.ru/>
3. Затеева, Е. 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, 2008. – 114 с.
4. 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 : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
5. Ковалёв, Н. Н. Гидротурбины: Конструкции и вопросы проектирования / Н. Н. Ковалёв – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство Машиностроение, 1971. - 583 с.
6. 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.
7. Приказ Минстроя РФ от 14.09.92 N 209/пр. Москва [Электронный ресурс] // «Минстрой России». – Режим доступа: <http://www.minstroyrf.ru/>
8. 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.
9. 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/](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/)
10. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
11. 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.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014. – 296 с.
13. 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.



14. Каталог «Генераторные выключатели элегазовые НЕС 7/8» [Электронный ресурс] // «ООО «АББ». – Режим доступа: <https://new.abb.com/>
15. Каталог «Синхронизатор типа АС-МЗ» [Электронный ресурс] // «ООО «АСУ-ВЭИ»». – Режим доступа: <http://asu-vei.ru/>
16. Каталог «Трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК-СЭЩ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Электрощит». – Режим доступа: [https://electroshield.ru/upload/iblock/947/ti\\_tzlk](https://electroshield.ru/upload/iblock/947/ti_tzlk)
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 0,4-750 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО Полимер-аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru/uploads/file/20160225/.pdf>
18. Каталог «Ячейки КРУЭ на классы напряжений 110-500 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Энергомеханический завод (Санкт-Петербург)». – Режим доступа: <http://промкаталог.рф/PublicDocuments/0504695.pdf>
19. СНиП 33-01-2003 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Гидротехнические сооружения. – Введен 01-01-2004. – ФГУП ЦПП, 2004. - 30 с.
20. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
21. Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с
22. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений» Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
23. Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
24. Плотины бетонные и железобетонные: СНиП 2.06.06-85. Издание официальное. - М. : Госстрой России, ГУП ЦПП, 2000. - 40 с.
25. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.
26. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
27. СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. -М.: Госстрой, 1989.26. СНИП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М. : ФГУП ЦПП, 2004.
28. ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования».[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-0-230-2007-ssbt>
29. РД153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [Электронный ресурс] // «АО «Кодекс»». – Режим доступа: [http://snipov.net/database/c\\_4024867195\\_doc\\_4294813092.html](http://snipov.net/database/c_4024867195_doc_4294813092.html)

30. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
31. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
32. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
33. Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
34. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ).[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
35. Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ).[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
36. Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ).[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
37. Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ).[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
38. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
39. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
40. Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006.[Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
41. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
42. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва :ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
43. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9)– Москва :«РусГидро», 2016 – 14 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Енисей в створе Енисейской ГЭС с 1918 по 1967 гг.

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср.год
1918	572	551	471	2722	3259	5677	4252	3703	3187	1782	1102	904	2 324
1919	805	794	735	2478	6278	6386	3276	3183	2477	1531	926	760	2 469
1920	662	627	563	3077	3074	9465	6675	3179	3963	2925	1420	1222	3 071
1921	1052	1116	1077	5096	4372	4246	4835	3443	2618	1810	908	774	2 612
1922	607	630	689	2557	5905	4414	3256	3200	2500	1650	856	743	2 251
1923	814	735	720	2364	3296	5413	4073	3233	4060	1835	943	787	2 356
1924	699	725	642	2621	2755	5767	4503	3743	3138	2064	1085	969	2 392
1925	857	867	863	3227	7913	10508	3001	3144	3140	1629	1375	1085	3 134
1926	935	1030	1024	2966	3672	4067	3758	4142	3720	2889	1509	1308	2 594
1927	1037	891	624	4644	8428	6393	3179	3243	2811	1480	890	716	2 861
1928	619	579	453	2257	2260	5166	4311	3673	3769	1861	1110	986	2 254
1929	832	877	799	2997	8304	9051	3310	3158	3002	1785	979	856	2 996
1930	761	676	685	6644	7077	6035	3537	4342	4884	2956	1491	1393	3 428
1931	916	919	927	3362	9127	11918	3353	3355	3360	1556	731	702	3 352
1932	532	565	549	2824	3048	5534	4395	4542	3999	1547	1544	1445	2 544
1933	1018	1116	1131	3224	5564	7240	4342	3194	5127	3128	1632	1496	3 184
1934	1077	1168	1095	3353	9210	8847	3521	3413	3230	1886	961	863	3 219
1935	749	492	499	3224	8455	6679	3600	3823	4787	3027	1685	1548	3 214
1936	1046	1131	997	3800	5219	5102	3091	2624	2364	1382	873	671	2 358
1937	548	541	539	3103	3149	15711	3465	3102	3235	1759	1138	873	3 097
1938	774	780	785	3592	8270	10308	3323	3415	3320	2258	1578	1345	3 312
1939	993	1082	1059	3939	8191	5946	4431	4941	4739	2708	1738	1565	3 444
1940	1177	950	792	1895	2954	2835	3011	2920	2810	1529	920	887	1 890
1941	786	770	774	3224	6441	8181	3787	3863	4302	3089	1721	1650	3 216
1942	1179	1307	1309	3805	3481	3889	5003	3283	3575	2386	1155	1102	2 623
1943	903	804	763	3929	7677	14747	3927	3938	3928	3084	1706	1684	3 924
1944	1095	884	874	4518	6282	4962	3268	3414	2781	1607	855	801	2 593
1945	672	641	528	3611	5416	9959	7072	5081	4048	2977	1553	1017	3 548
1946	876	898	888	3870	9528	6387	3149	3503	3162	2089	1173	996	3 043
1947	839	849	767	2773	2940	5856	3951	3942	3445	2556	1208	1120	2 521
1948	969	1023	1041	3353	7237	5320	3447	3563	2905	1706	996	839	2 700
1949	641	647	660	3393	7659	12829	3400	3394	3366	2340	1291	1048	3 389
1950	891	964	952	6063	5327	3710	3894	3623	3041	1931	1049	849	2 691
1951	724	745	653	2754	3174	8540	4251	3553	3315	2199	1650	1462	2 752
1952	1244	908	906	3160	6600	4783	3215	2923	2896	1517	1226	1027	2 534
1953	901	998	988	3095	3927	4318	4395	4422	3266	1633	1314	822	2 507
1954	736	811	902	3782	3523	5609	4000	3648	3317	1838	990	829	2 499
1955	628	614	578	2969	2907	5785	5146	4814	4545	1676	1244	1034	2 662
1956	866	930	837	3934	4891	6124	3905	3443	3293	2163	1597	1294	2 773
1957	1142	1272	1255	5310	7555	13220	7140	5050	4210	2455	1014	811	4 203
1958	684	690	678	2369	2896	5349	3984	4064	3381	1843	1297	1051	2 357
1959	848	822	831	3741	6580	6272	3308	3159	2642	2013	767	654	2 636
1960	582	603	588	3676	6282	4425	6327	5052	3308	2215	1261	928	2 937
1961	779	710	690	2757	9010	7123	2760	3310	2758	1643	802	721	2 755
1962	650	666	613	2465	2866	4646	5075	4761	3332	2266	1279	942	2 463
1963	823	835	845	3095	4182	5498	3000	3894	2944	1658	1032	829	2 386
1964	512	660	703	2755	10000	6550	2750	3300	2749	1595	777	630	2 748
1965	563	593	599	2050	2820	3035	3227	2940	2850	1910	1261	1137	1 915
1966	782	727	709	6322	5009	4651	4835	4262	2753	1483	800	683	2 751
1967	594	513	513	2529	2975	5588	5197	5141	3056	2219	1049	959	2 528

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Водно-энергетический расчёт по маловодному году, 1 итерация

1	2	3	4	5	6	7	8		10	11	12	13	14	15	16	17	18
t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
10	1360	1	809	0	2169	2170	1500	73,3	2,10	71,20	243,00	242,46	242,73	140,66	102,07	1990	1990
11	790	1	1870	0	2660	2661	1500	71,20	4,85	66,36	242,46	241,15	241,80	141,75	100,06	2393	2393
12	688	1	2300	0	2988	2989	1500	66,36	5,96	60,39	241,15	239,25	240,20	142,44	97,76	2626	2626
1	589	1	2475	0	3064	3065	1500	60,39	6,42	53,98	239,25	236,59	237,92	142,59	95,33	2626	2626
2	606	1	2263,00	0	2869	2870	1500	53,98	5,87	48,11	236,59	233,36	234,97	142,19	92,78	2393	2393
3	674	1	1773	0	2447	2448	1500	48,11	4,60	43,52	233,36	230,15	231,75	141,29	90,47	1990	1990
4	2639	1	-1140	0	1499	1500	1500	43,52	-2,95	46,47	230,15	232,29	231,22	139,07	92,15	1242	по вхк
5	5911	1	-4412	0	1499	1500	1500	46,47	-11,44	57,91	232,29	238,31	235,30	139,07	96,23	1297	по вхк
6	4286	1	-2787	0	1499	1500	1500	57,91	-7,22	65,13	238,31	240,79	239,55	139,07	100,48	1354	по вхк
7	3142	1	-1643	0	1499	1500	1500	65,13	-4,26	69,39	240,79	241,98	241,39	139,07	102,32	1379	по вхк
8	3092	1	-1592	0	1500	1501	1500	69,39	-4,13	73,52	241,98	243,05	242,52	139,07	103,45	1395	по вхк
9	2397	1	-898	0	1499	1500	1500	73,52	-2,33	75,85	243,05	243,66	243,36	139,07	104,29	1405	по вхк

Таблица А.3 – Водно-энергетический расчёт по маловодному году, итерация 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
t,месяц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
10	1360	1	943	0	2303	2304	1500	73,30	2,44	70,86	243,00	242,37	242,68	140,96	101,72	2106	2106
11	790	1	2012	0	2802	2803	1500	70,86	5,22	65,64	242,37	240,94	241,66	142,05	99,61	2509	2509
12	688	1	2451	0	3139	3140	1500	65,64	6,35	59,29	240,94	238,84	239,89	142,74	97,15	2742	2742
1	589	1	2641	0	3230	3231	1500	59,29	6,85	52,44	238,84	235,82	237,33	142,93	94,41	2742	2742
2	606	1	2449	0	3055	3056	1500	52,44	6,35	46,10	235,82	232,03	233,93	142,57	91,36	2509	2509
3	674	1	1978	0	2652	2653	1500	46,10	5,13	40,97	232,03	228,07	230,05	141,73	88,32	2106	2106
4	2639	1	-1140	0	1499	1500	1500	40,97	-2,95	43,92	228,07	230,46	229,27	139,07	90,20	1216	по вхк
5	5911	1	-4412	0	1499	1500	1500	43,92	-11,44	55,36	230,46	237,23	233,84	139,07	94,78	1277	по вхк
6	4286	1	-2787	0	1499	1500	1500	55,36	-7,22	62,58	237,23	240,00	238,61	139,07	99,54	1341	по вхк
7	3142	1	-1643	0	1499	1500	1500	62,58	-4,26	66,84	240,00	241,29	240,64	139,07	101,58	1369	по вхк
8	3092	1	-1593	0	1499	1500	1500	66,84	-4,13	70,97	241,29	242,40	241,84	139,07	102,78	1385	по вхк
9	2397	1	-898	0	1499	1500	1500	70,97	-2,33	73,30	242,40	243,00	242,70	139,07	103,63	1397	по вхк

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

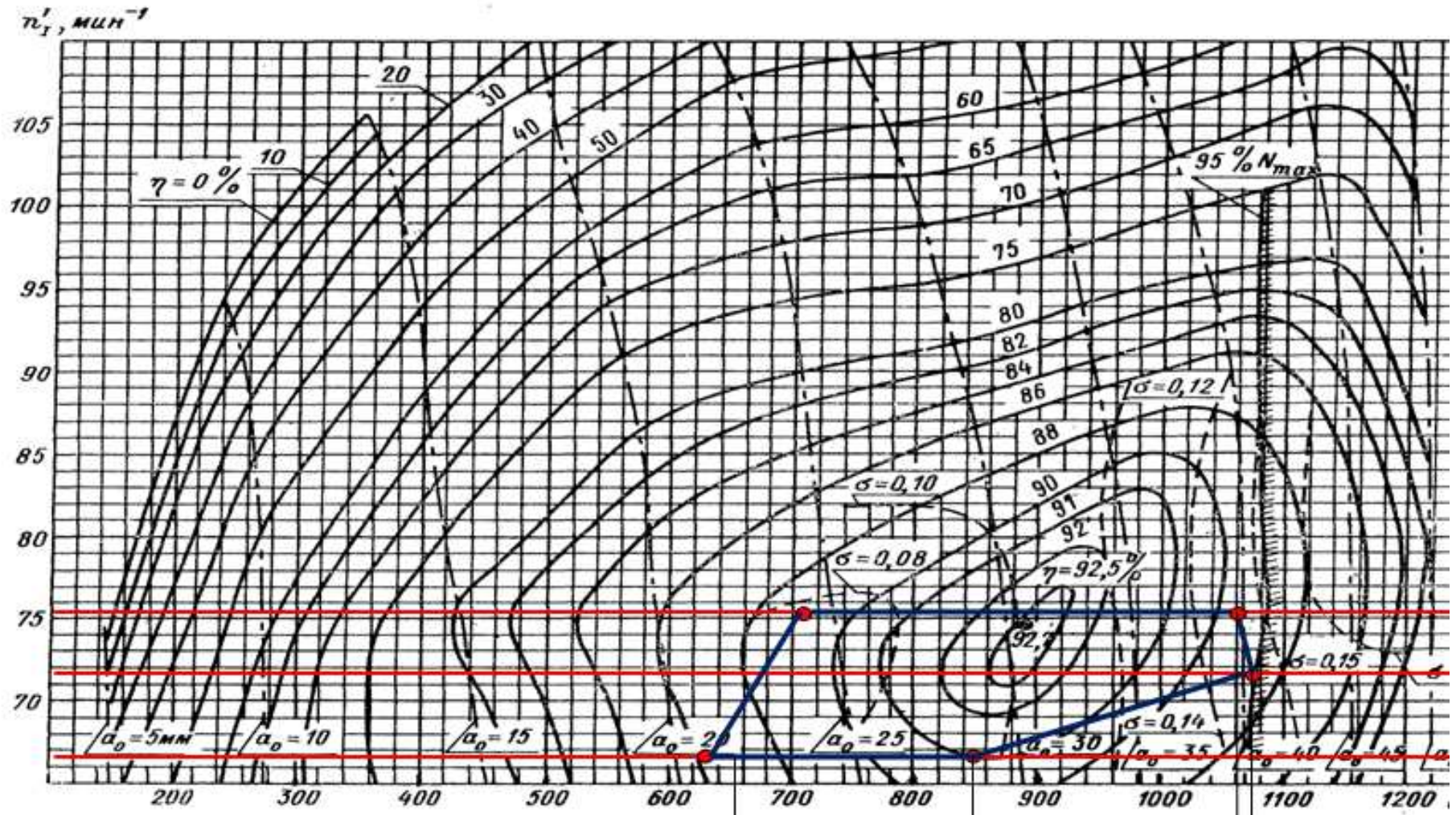


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристики турбины

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Релейная защита и автоматика**

Таблица В.1–Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.О}$	$0,15 \cdot I_H$	0,73 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка нач. торможения, $I_{НТ}$	$0,5 \cdot I_H$	2,45 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,36 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	10 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	15 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	20 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{СР2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 тупень	$U_{СР1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,73 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,3 \cdot I_H$	1,45 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,25 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,40 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	7,51 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,095	0,033 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	0,172 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,08 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,18 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	8,3 А

Продолжение приложения В  
 Таблица В.2 – Матрица отключений

Защиты		Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$							+
		$t_2$						+	
		$t_3$	+	+	+				
	$U_{03}$	+	+	+					
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	$Z <$	1 ступень	$t_1$					+	
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$					+	
			$t_2$						+
			$t_3$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО							+
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				





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

«13» июня 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЕНИСЕЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЕНИСЕЙ.  
УСТАНОВКИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ ГЭС**

Руководитель

 11.06.19  
подпись, дата

ст. преподаватель кафедры  
ГГЭЭС Саяно-Шушенского  
филиала СФУ  
должность

С.Е. Лонский  
инициалы, фамилия

Выпускник

 11.06.19  
подпись, дата

К.И. Запорожец  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Енисейской ГЭС на реке Енисей. Установки автоматического пожаротушения ГЭС».

Консультанты по  
разделам:

Водноэнергетические расчёты

Зайн 05.06.19 Э.Ю. Зайнеше  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Велик 06.06.19 А.В. Мусиенкова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тур 09.06.19 Л.В. Толстухина  
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

СФ. 11.06.19 Д.В. Шероков  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Жур 13.06.19 Т.А. Лобина  
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность.  
Охрана труда

В 10.06.19 В.И. Таршин  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В 13.06.19 В.А. Капачев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Тур 10.06.19 В.В. Лаврова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

М 14.06.19 А.А. Зайнеше  
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультант

Иванов И.В. Кошкин