



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Якутской ГЭС на реке Оленёк. Построение модели генерирующего оборудования на основе полупроводниковых вставок постоянного тока».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчеты

\_\_\_\_\_

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

Охрана труда. Пожарная  
безопасность. Охрана окружающей  
среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЯКУТСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат .....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	13
1.1.4 Сейсмические условия.....	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района .....	13
1.3 Аналоги проектируемой гидроузла .....	13
2 Водно - энергетические расчеты .....	14
2.1 Регулирование стока воды.....	14
2.1.1 Исходные данные.....	14
2.1.2 Выбор расчетного средневодного и маловодного года .....	14
2.2 Определение установленной мощности среднемноголетней выработки на основе водноэнергетических расчетов.....	16
2.2.1 Расчет режимов работы, проектируемой ГЭС с учетом требований ВХК.....	16
2.2.2 Расчет сработки-наполнения водохранилища в маловодный год..	18
2.2.3 Определение рабочих мощностей проектируемой ГЭС в течение года .....	18
2.2.4 Расчет резервов и определение установленной мощности, проектируемого гидроузла, расчет баланса мощности .....	19
2.2.5 Расчет сработки-наполнения водохранилища по условию средневодного года для определения среднемноголетней выработки.....	20
2.3 Построение режимного поля .....	20
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	23
3.1.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам .....	23
3.2 Гидротурбины и их проточная часть .....	26
3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса.....	26
3.2.2 Расчет спиральной камеры .....	28
3.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	31
3.4 Выбор гидрогенератора .....	31
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины .....	32
3.5.1 Расчет вала на прочность .....	32
3.5.2. Расчет подшипника.....	32
3.6. Выбор электрогидравлического регулятора.....	34
4 Электрическая часть.....	35
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС .....	35

4.2	Выбор электрической схемы соединения на генераторном напряжении.....	35
4.2.1	Выбор блочных трансформаторов .....	35
4.2.2	Выбор трансформатора собственных нужд .....	38
4.2.3	Выбор количества отходящих воздушных линий.....	38
4.2.4	Выбор схемы электрических соединений ГЭС генераторного напряжения на основании технико-экономических расчетов .....	39
4.3	Выбор схемы РУ ВН.....	40
4.4	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTRWIN» .....	41
4.5	Выбор электрических аппаратов.....	43
4.5.1	Выбор и расчет токоведущих частей и проводников .....	43
4.5.2	Выбор оборудования на генераторное напряжение.....	44
4.5.3	Выбор ячейки КРУЭ на 220 кВ .....	46
4.5.4	Выбор оборудования на 220 кВ .....	46
4.5.5	Выбор вспомогательного оборудования .....	47
5	Релейная защита и автоматика .....	48
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	48
5.1.1	Расчет номинальных токов.....	49
5.2	Описание защит и расчет их уставок .....	50
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора ( $I_{\Delta G}$ ) .....	50
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ )).....	53
5.2.3	Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ ).....	55
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	56
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	59
5.2.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$ , $Z_2 <$ .....	61
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	63
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	65
6	Компоновка и сооружения гидроузла .....	66
6.1	Состав и компоновка гидроузла .....	66
6.2	Определение класса сооружения .....	66
6.3	Определение отметки гребня плотины .....	66
6.4	Гидравлические расчеты .....	68
6.4.1	Определение ширины водосливного фронта .....	68
6.4.2	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае .....	70
6.4.3	Расчет сопряжения потока в НБ.....	70
6.4.4	Расчет водобойной стенки.....	71
6.4.5	Расчет сопряжения потока после водобойной стенки и колодца... ..	71
6.4.6	Расчет толщины и длины водобоя после плотины и после водобойной стенки .....	72
6.4.7	Определение ширины подошвы водосливного профиля.....	73

6.4.8	Разрезка бетонной плотины швами .....	75
6.4.9	Быки.....	76
6.4.10	Дренаж тела бетонной водосливной плотины .....	76
6.4.11	Галереи в теле плотины .....	76
6.4.12	Цементационная завеса .....	77
6.4.13	Дренажные устройства в основании.....	77
6.5	Определение основных нагрузок на плотину.....	78
6.5.1	Вес сооружения.....	78
6.5.2	Сила гидростатического давления воды .....	79
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	79
6.5.4	Давление грунта.....	79
6.5.5	Волновое давление .....	80
6.5.6	Сила фильтрационного давления.....	81
6.5.7	Расчёт прочности плотины.....	82
6.5.8	Критерии прочности плотины.....	84
6.5.9	Обоснование устойчивости плотины.....	85
7	Пожарная безопасность. Охрана труда .....	87
7.1.	Безопасность гидротехнических сооружений .....	87
7.2	Охрана труда .....	87
7.3	Пожарная безопасность .....	89
8	Охрана окружающей природы.....	93
8.1	Общие сведения о районе строительства .....	93
8.2.	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	94
8.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	96
8.4.	Отходы, образующиеся при строительстве .....	98
8.5.	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	99
9	Технико-экономические показатели .....	100
9.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	100
9.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	100
9.1.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	100
9.1.3	Налоговые расходы.....	103
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	104
9.2.1	Анализ денежных потоков .....	105
9.3	Оценка инвестиционного проекта .....	106
9.3.1	Методология, исходные данные .....	106
9.3.2	Коммерческая эффективность .....	107
9.3.3	Бюджетная эффективность.....	107
9.4	Анализ чувствительности .....	107
10	Построение модели генерирующего оборудования на основе полупроводниковых вставок постоянного тока .....	110
10.1	Область применения полупроводниковых вставок постоянного тока..	110

10.2	Двухуровневый преобразователь .....	112
10.3	Трёхуровневый преобразователь .....	113
10.4	Трёхуровневый преобразователь с обратным ходом .....	115
10.5	Трёхуровневый преобразователь RB-IGBT .....	115
10.6	Каскадный H-мостовой преобразователь .....	116
10.7	Преобразователь с плавающими конденсаторами .....	117
10.8	Построение модели с полупроводниковыми вставками постоянного тока .....	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		124
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....		126
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных .....		128
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетический расчет .....		129-130
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное и вспомогательное оборудование .....		131-135
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Релейная защита и автоматика .....		136-137

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЯКУТСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Оленёк;
2. Местонахождение ГЭС.....Якутия;
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний.....700 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин.....1002 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1 % .....6491 м<sup>3</sup>/с;  
0,01 % .....7707 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный.....260 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулируемого стока.....многолетний;
  - б) отметка: НПУ .....59,00 м;  
ФПУ .....60,00 м;  
УМО .....39,80 м;
  - в) объемы:  
полный.....14,81 км<sup>3</sup>;  
полезный.....11,42 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....49,00 м;
  - б) расчетный.....42,80 м;
  - в) минимальный.....27,00 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:  
установленная.....450 МВт;  
гарантированная.....299 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка.....2,3 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина:
  - а) правобережная глухая.....144,0 м;
  - б) станционная.....140,5 м;
  - в) левобережная глухая.....137,9 м;
  - г) водосливная.....96,0 м;
9. Водобросные сооружения:
  - а) тип.....глубинный;
  - б) число и размер пролетов.....8 отверстий 6 × 6 м;
  - в) общая длина.....96,0 м;
  - г) максимальная высота.....51,1 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания.....приплотинное;
  - б) число агрегатов.....3;
  - в) грунт в основании.....гранит;
  - д) тип спиральной камеры.....металлическая;
  - г) тип отсасывающей трубы.....прямоосная;

11. Основное оборудование:
- а) тип турбины.....ПЛД50-В60-670;
  - б) тип генератора.....СВ-1460/185-52УХЛ4;
  - в) мощность генератора.....150 МВт;
  - г) частота вращения.....115,4 об/мин;
  - д) тип трансформатора.....ТДЦ-200000/220;
12. Техничко-экономические показатели:
- а) удельные показатели.....49990,1 руб/кВт;
  - б) себестоимость энергии.....21 коп/кВт·ч;
  - в) срок окупаемости.....9,2 лет;



## ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире. Энергию рек используют Китай, РФ, Бразилия, Канада, Индия, США. Гидроресурсы России оцениваются сегодня без малого в 900 млрд. кВт·ч, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам, этот показатель в нашей стране немногим превышает 20 %, в то время как в США и Канаде составляет 50-55 %, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60 % до 90 %. Гидропотенциал России используется на 50 % в европейской части, на 20% в Сибири и всего лишь на 3 % - на Дальнем Востоке.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз, то есть на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционно привлекательная отрасль народного хозяйства.

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

# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Оленёк - река в Якутии, берёт начало на территории Красноярского края, затем протекает по Якутии. Одна из самых длинных рек России.

В радиусе 200 км проектируемого створа находятся различные аэропорты, населенные пункты, бухты.

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла – резко континентальный с продолжительной и холодной зимой с октября по апрель.

Средняя температура января  $-39,1$  °С, июля  $+19,5$  °С (таблица 1.1). Продолжительность безморозного периода составляет около 90 дней. Экстремальные температуры, зафиксированные близ створа: летом:  $+34,4$ °С, зимой:  $-62,9$ °С. Годовая амплитуда колебаний температур превышает  $70$ °С.

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения проектируемого створа

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$T_{\max},$ °С	-6	-1	+4	+12	+25	+34	+34	+33	+25	+11	+4	0
$T_{\min},$ °С	-51	-45	-29	-15	-1	12	16	10	2	-16	-38	-48

Среднегодовое количество осадков – около 238 мм. Холодный период длится с начала октября до конца апреля. Уже в начале ноября среднесуточная температура составляет ниже  $-20$  °С, а после середины ноября и до самого конца февраля стоит температура ниже  $-30$  °С. В декабре, январе и феврале оттепели исключены. После середины марта среднесуточная температура поднимается до  $-20$  °С и выше.

Во все сезоны в Якутии воздух, как правило, сухой, особенно летом. Влажность воздуха за год составляет около 68 %.

### 1.1.2 Гидрологические данные

Длина реки — 2270 км, площадь бассейна — 219 тыс. км<sup>2</sup>. Питание реки снеговое и дождевое. Водная система: Оленёк → Оленёкский залив.

Ряд гидрологических данных за рекой Оленёк за период 1930-1979 гг. представлены в приложении А, таблица А1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 700 \cdot 31536000 = 22,07 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где  $\bar{Q}$  - многолетний-среднемноголетний расход из приложения А, таблицы А.1;  
 $t$  - число секунд в году.

Координаты кривых связей объема и площади водохранилища представлены в таблице 1.2, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых зависимостей площади зеркала и объема стока от уровня воды

Кривая зависимости объемов стока от уровня воды		Кривая зависимости площади водохранилища стока от уровня воды	
$Z_{ВБ}$ , м	$V$ , км <sup>3</sup>	$Z_{ВБ}$ , м	$S$ , км <sup>2</sup>
10,00	0	10,00	0
22,12	1	22,10	2
29,84	2	29,80	3
38,00	3	34,90	5
44,00	4	38,50	7
48,00	5	41,40	8
50,00	6	44,00	10
52,00	7	46,40	12
54,00	8	48,80	13
56,00	9	51,00	15
56,50	10	53,00	17
57,00	11	54,80	18
58,00	12	56,40	20
58,90	13	57,80	22
59,40	14	59,00	23
60,00	14.8	60,00	25

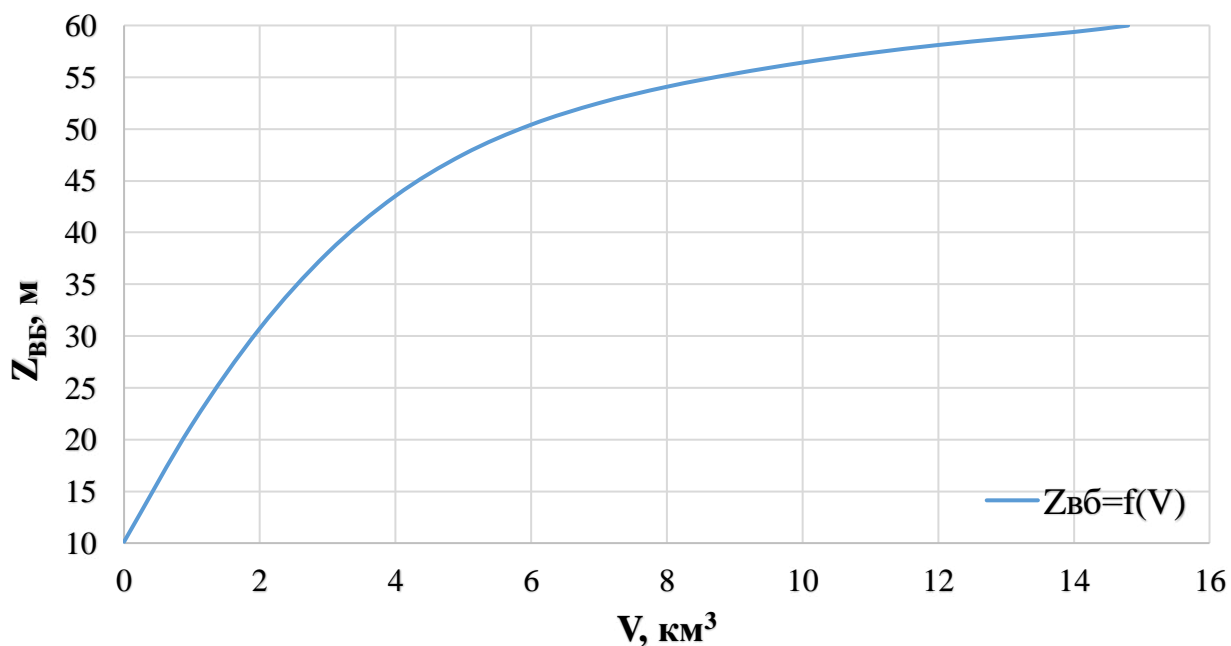


Рисунок 1.1 - Кривая зависимости объема стока от уровня воды

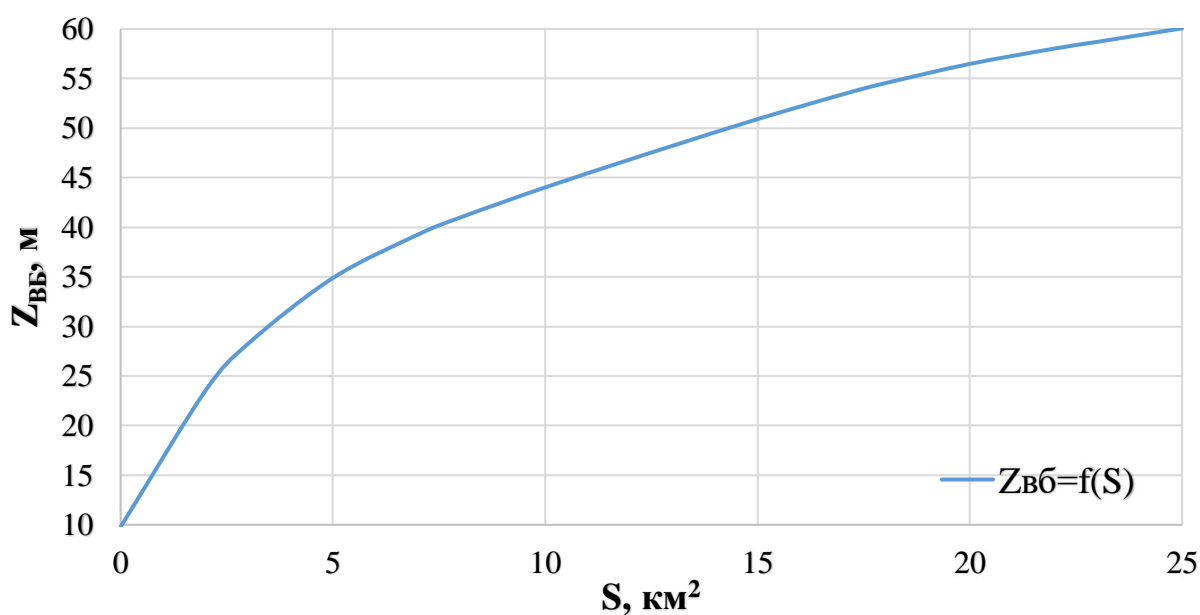


Рисунок 1.2 - Кривая зависимости площади водохранилища от уровня воды

Координаты кривых связей расходов нижнего бьефа за летний и зимний период представлены в таблице 1.3, рисунок 1.3.

Таблица 1.3 – Координаты кривых зависимости расхода воды от уровня воды в створе гидроузла для периода открытого русла

Кривая зависимости отметок нижнего бьефа от расходов.			
Летняя		Зимняя	
Z <sub>НБ</sub> , м	Q, м³/с	Z <sub>НБ</sub> , м	Q, м³/с
10,00	0	10,00	0
11,11	500	11,11	400
11,90	1000	11,90	800
12,48	1500	12,48	1200
12,95	2000	12,95	1600
13,36	2500	13,36	2000
13,72	3000	13,72	2400
14,03	3500	14,03	2800
14,31	4000	14,31	3200
14,53	4500	14,53	3600
14,69	5000	14,69	4000
14,79	5500	14,79	4400
14,86	6000	14,86	4800
14,90	6500	14,90	5200
14,93	7000	14,93	5600
14,97	7500	14,97	6000
15,00	7707	15,00	6165,6

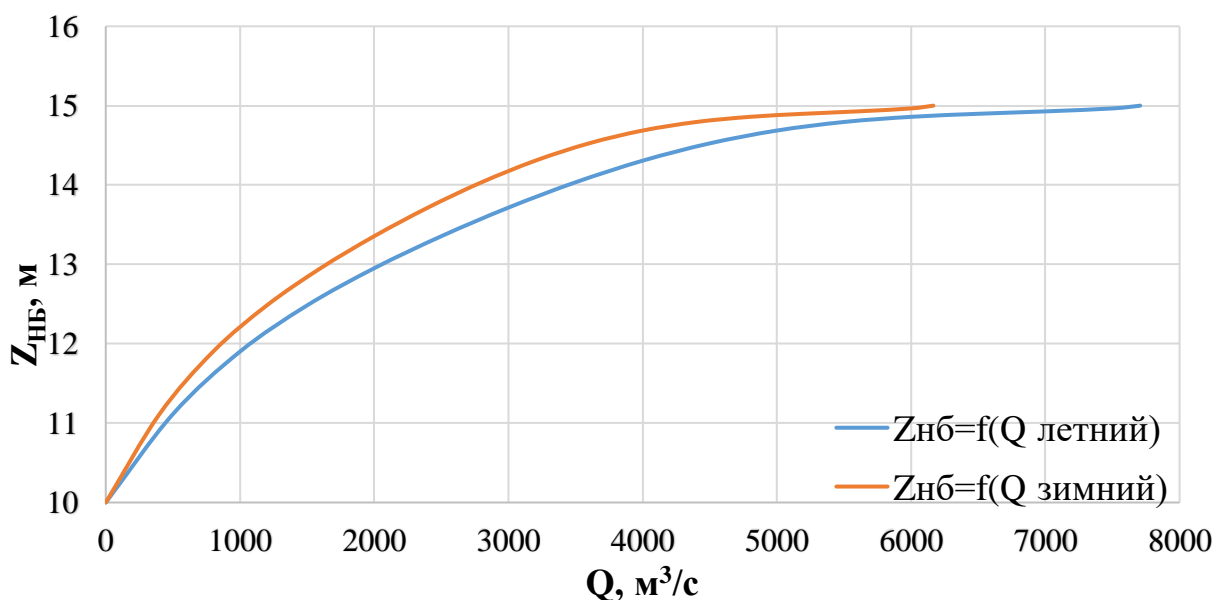


Рисунок 1.3- Кривые зависимости расхода воды от уровня воды в створе гидроузла для периода открытого русла

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

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

В основании реки Оленёк- скальные породы: гранит.

### 1.1.4 Сейсмические условия

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

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Якутская ГЭС предназначена для работы в энергосистеме Якутии. Определенная часть выработки новых ГЭС может поставляться на внутренний рынок - для нужд, например, объектов газотранспортной системы "Сила Сибири". Также на создание нового крупного промышленного района и кластера промышленных производств, преимущественно связанных с глубокой переработкой имеющихся на территории Якутии полезных ископаемых.

### 1.3 Аналоги проектируемой гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналогов были выбраны Вилюйская ГЭС и Зейская ГЭС.

## 2 Водно - энергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов нижнего бьефа за летний и зимний период, а также кривые связи объема и площади водохранилища верхнего бьефа (таблица 1.2 и 1.3, рисунок 1.2, 1.3 и 1.4);
- энергосистема: ОДУ Востока, Якутское РДУ,  $P_{\max}=1600$  МВт;
- коэффициент мощности  $k_N = 8,6$ ;
- нагрузочный коэффициент  $k_{\text{нагр}}=3\%$ ;
- аварийный коэффициент  $k_{\text{авар}}=10\%$ ;
- потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h=0,5$  м;
- отметка НПУ=60 м;
- $Q_{0,01\%}=7707$  м<sup>3</sup>/с;
- $Q_{0,1\%}=6491$  м<sup>3</sup>/с;
- ряд гидрологических данных за рекой Оленёк за период 1930-1979 гг. (приложение А, таблица А.1);
- потери водохранилища, требования водохозяйственного комплекса, санитарный попуск представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1-Потери водохранилища, требования водохозяйственного комплекса, санитарный попуск

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{исп.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	8	15	6	2	1	1	1	0
$Q_{\text{фильтр.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{льдобр.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	-2	-3	0	0	0	0	0	3	2
$Q_{\text{шлюз.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	33	60	25	6	6	4	0	0
Сумма потерь, м <sup>3</sup> /с	1	1	1	-1	40	76	32	9	8	6	5	3
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	260	260	260	260	510	510	510	510	510	510	260	260
$Q_{\text{сан. поп.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	130											

- суточные и годовые графики нагрузки (плакат «Использование водной энергии»).

#### 2.1.2 Выбор расчетного средневодного и маловодного года

В средневодном году коэффициенты приведения по половодью и межени для года 1951 находятся следующим формулам:

$$K_M = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1951 \text{ по межени}}} = \frac{137}{104} = 1,32, \quad (2.1)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1951 \text{ по половодью}}} = \frac{2451}{2540} = 0,96 \quad (2.2)$$

В средневодном году коэффициенты приведения по половодью и межени для года 1955 находятся по следующим формулам:

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1955 \text{ по межени}}} = \frac{137}{133} = 1, \quad (2.3)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1955 \text{ по половодью}}} = \frac{2446}{2446} = 1 \quad (2.4)$$

Исходя из результатов, средневодным годом будет год 1955, так как его коэффициенты равны 1. Результаты средневодного года приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2- Результаты корректировки средневодного года

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q <sub>50%,исход</sub> , М <sup>3</sup> /с	8	8	7	140	2668	3434	1237	313	283	223	180	37

Вычисляются приведенные коэффициенты маловодного года по половодью и по межени для данного года:

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1967 \text{ по межени}}} = \frac{63}{118} = 0,53, \quad (2.5)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1967 \text{ по половодью}}} = \frac{1749}{1952} = 0,90 \quad (2.6)$$

Данные коэффициенты значительно отличаются от 1 и являются понижающими, использовать их нельзя. По среднегодовым расходам, наименьший показатель будет в 1967 году. Целесообразней будет использовать 1967 год в качестве маловодного года. Значение расходов маловодного года приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3- Значение расходов маловодного года

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q <sub>90%,исход</sub> , М <sup>3</sup> /с	8	3	3	8	1643	2385	1828	321	324	289	81	16

В маловодном году имеются расходы, которые превышают значения средневодного года. Необходимо дополнительное исправление при выполнении следующих условий: среднегодовое значение до исправления должно остаться таким же и после исправления.

Все итоговые значения расходов по половодью и межени приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4- Итоговые значения маловодного и средневодного года

Месяцы	$Q_{90\%}$ итоговое $M^3/c$	$Q_{50\%}$ итоговое $M^3/c$
1	8	8
2	3	8
3	3	7
4	58	140
5	1643	2668
6	2976	3434
7	1237	1237
8	313	313
9	283	283
10	223	223
11	126	180
12	37	37
$Q_{\text{среднегодовой}}, M^3/c$	576	712

Гидрограф маловодного и средневодного года показан на рисунке 2.1.

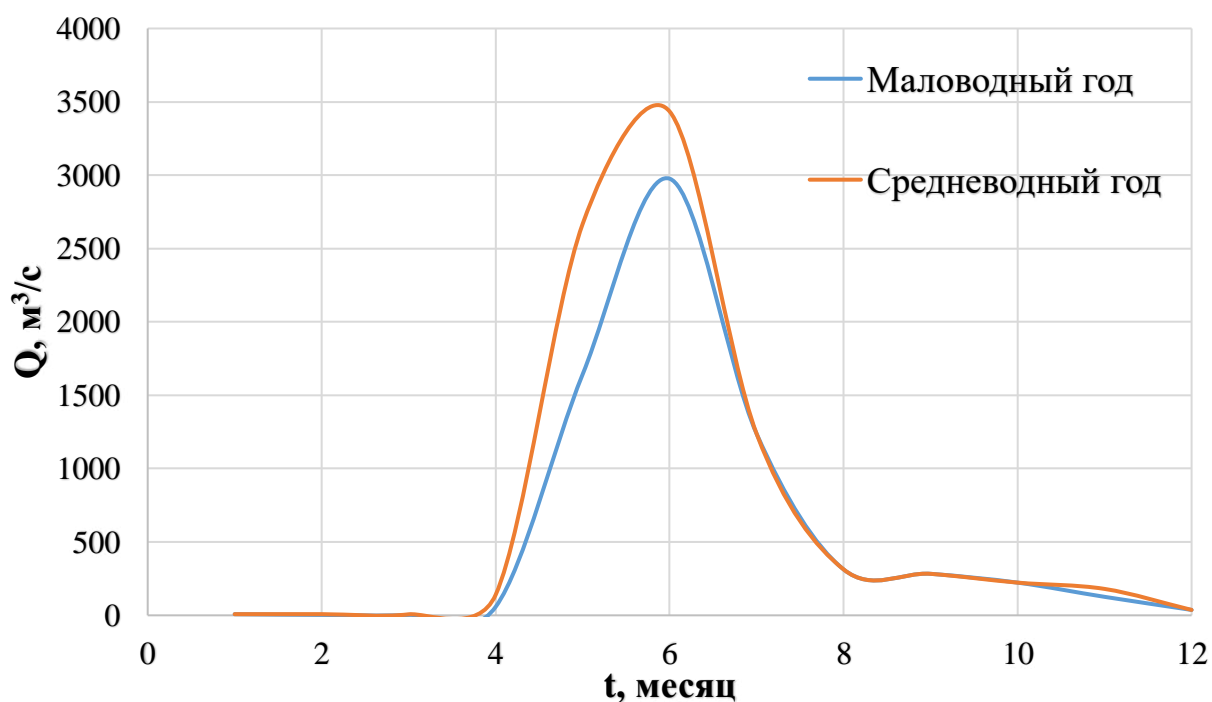


Рисунок 2.1 –Гидрограф средневодного и маловодного года

## 2.2 Определение установленной мощности среднемноголетней выработки на основе водноэнергетических расчетов

### 2.2.1 Расчет режимов работы, проектируемой ГЭС с учетом требований ВХК

Для расчета берется маловодный год  $Q_{90\%}$  (таблица 2.4) и значения потерь водохранилища (таблица 2.1). Расчет режимов работы, проектируемой ГЭС сводится к определению месяцев регулирования, а также нахождения значения



гарантированной мощности в этот месяц регулирования. Для начала рассчитаем режим работы ГЭС по водотоку:

$$Q_{\text{полезное}} = Q_{90\%i} - Q_{\Sigma i}, \quad (2.7)$$

$$H = \nabla ВБ - \nabla НБ - \Delta h, \quad (2.8)$$

$$N = \frac{(Q_{\text{полезный}} \cdot H \cdot k_M)}{1000} \quad (2.9)$$

После расчета режима работы ГЭС по водотоку, выполняется расчет режима работы ГЭС по требованиям ВХК. Данный расчет выполняется аналогично предыдущему, по формулам (2.7-2.9), но вместо бытового расхода берется расход ВХК.

После расчета режима работы ГЭС по требованиям ВХК, необходимо сравнить данный режим с режимом работы ГЭС по водотоку. Для сравнения сначала необходимо рассчитать  $\Delta N$ :

$$\Delta N = N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}} \quad (2.10)$$

После расчета  $\Delta N$  находится алгебраическая сумма всех  $\Delta N$  и проверяется выполнения условия. Если алгебраическая сумма  $\Delta N$  будет превышать 0, следовательно, все рассчитано верно. Все результаты сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5- Результаты сравнения двух режимов работы ГЭС

№ месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{\text{быт.}}$ , МВт	3	1	1	25	647	1144	490	127	115	91	51	14
$N_{\text{ВХК}}$ , МВт	90	90	90	90	170	170	170	170	170	170	90	90
$\Delta N$ , МВт	-87	-89	-89	-65	477	974	320	-43	-55	-79	-39	-76
$\Sigma \Delta N$ , МВт	1153											

После сравнения двух режимов строится баланс энергии по средним годовым мощностям. На данном балансе откладываются значения бытовой мощности, мощности ВХК и мощности существующих ГЭС.

Баланс энергии показан на плакате «Использование водной энергии».

По балансу энергии определяются месяца регулирования, а также гарантированные мощности ГЭС в этот месяц. Значение гарантированных мощностей предоставлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Значение гарантированных мощностей в месяц регулирования проектируемой ГЭС

Месяц	$N_{\text{гарантированная}}$ , МВт
Январь	280
Февраль	237
Март	141
Ноябрь	237
Декабрь	280

## 2.2.2 Расчет сработки-наполнения водохранилища в маловодный год

В результате сработки водохранилища определяется, объем при, а также определяются конечные значения гарантированных мощностей проектируемой ГЭС. Сработка водохранилища начинается первый месяц после половодья. В результате сработки водохранилища отметки начала сработки должны совпасть с конечными отметками. Расходы ГЭС и НБ:

$$Q_{ГЭС} = Q_{\text{полезный}} + Q_{\text{водохранилища}} - Q_{\text{холостые сбросы}}, \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{шлюзования}} + Q_{\text{фильтрации}} + Q_{\text{холостые сбросы}} + Q_{ГЭС} \quad (2.12)$$

Начальный объем равен объему при отметке НПУ. Изменение объема было найдено по формуле:

$$dV = \frac{Q_{\text{водохранилища}} \cdot t_c}{10^9}, \quad (2.13)$$

где  $t_c$  - количество секунд в месяце.

Результаты расчетов сработки-наполнения водохранилища представлены в приложение Б, таблица Б.1, Б.2.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря  $N_{\text{гар}} = 299$  МВт;
- уровень мертвого объема- УМО = 39,8 м;
- полезный объем  $V_{\text{полезный}} = 11,52$  км<sup>3</sup>.

График сработки-наполнения в маловодный год показан на плакате «Использование водной энергии».

## 2.2.3 Определение рабочих мощностей проектируемой ГЭС в течение года

Рабочая мощность определяется путем вписывания проектируемой ГЭС в суточный график нагрузки и определения зон работы. При вписывание проектируемой ГЭС, рассчитывается суточная выработка:

$$\mathcal{E} = N_{\text{гарантированная}} \cdot t, \quad (2.14)$$

где  $t$  - количество часов в сутках.

При выписывании станции необходимо не затрагивать зоны работы существующих станций. Так же при вписывание существующих станции используется суточная выработка. Расчет суточной выработки из годовой:

$$\mathcal{E}_{\text{Суточные}}^{\text{Существующие}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{годовая}}^{\text{Существующие}}}{365} \quad (2.15)$$

Суммарная рабочая мощность:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{пик}} + N_{\text{база}} \quad (2.16)$$

Все полученные значения сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7- Результаты вычисления рабочих мощностей

Месяц	N <sub>база</sub> , МВт	Э <sub>база</sub> , млн.КВт·ч	N <sub>пик</sub> , МВт	Э <sub>пик</sub> , млн.КВт·ч	N <sub>рабочая</sub> , МВт	Э <sub>суммарная</sub> , млн.КВт·ч
Январь	226	6,5	200	0,69	426	7,19
Февраль	207	5,6	177	0,52	384	6,12
Март	106	3,2	180	0,64	286	3,84
Апрель	35	1,4	120	0,18	155	1,58
Май	133	2,6	140	0,65	273	3,25
Июнь	84	3,5	160	0,51	244	4,01
Июль	114	4	170	0,78	284	4,78
Август	258	4,7	130	0,27	388	4,97
Сентябрь	199	4,4	160	0,54	359	4,96
Октябрь	163	3,5	245	1,42	408	4,92
Ноябрь	207	5,6	177	0,52	384	6,12
Декабрь	226	6,5	200	0,69	426	7,19

#### 2.2.4 Расчет резервов и определение установленной мощности, проектируемого гидроузла, расчет баланса мощности

При построении баланса мощностей используется значение максимальных годовых мощностей (приложение Б, таблица Б.2). Расчет резервов выполняется по формулам:

$$N_{\text{нагрузочный}}^{\text{рез}} = P_{\text{мах}} \cdot 0,03, \quad (2.17)$$

$$N_{\text{Аварийный}}^{\text{рез}} = P_{\text{мах}} \cdot 0,1, \quad (2.18)$$

$$N_{\text{рез.проект}}^{\text{рем}} = \frac{N_{\text{раб}}}{6} \quad (2.19)$$

Все результаты расчетов сведем в таблицу 2.8.

Таблица 2.8- Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

мощность в мегаваттах

Месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P	P <sub>авар</sub>	P <sub>нагр</sub>	N <sub>раб</sub>		P	P <sub>авар</sub>	P <sub>нагр</sub>	N <sub>раб</sub>		P	P <sub>авар</sub>
1	1591	160	50	475	1	1591	160	50	475	1	1591	160
2	1520	150	50	455	2	1520	150	50	455	2	1520	150
3	1399	140	40	435	3	1399	140	40	435	3	1399	140
4	1258	130	40	425	4	1258	130	40	425	4	1258	130
5	1136	110	30	380	5	1136	110	30	380	5	1136	110

## Окончание таблицы 2.8

Месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P	P <sub>авар</sub>	P <sub>нагр</sub>	N <sub>раб</sub>		P	P <sub>авар</sub>	P <sub>нагр</sub>	N <sub>раб</sub>		P	P <sub>авар</sub>
6	1065	110	30	340	6	1065	110	30	340	6	1065	110
7	1065	110	30	340	7	1065	110	30	340	7	1065	110
8	1135	110	30	380	8	1135	110	30	380	8	1135	110
9	1257	130	40	425	9	1257	130	40	425	9	1257	130
10	1398	140	40	435	10	1398	140	40	435	10	1398	140
11	1520	150	50	455	11	1520	150	50	455	11	1520	150
12	1591	160	50	475	12	1591	160	50	475	12	1591	160

График баланса мощности энергосистемы в маловодном году, построенный по данным из таблицы 2.8 представлен плакате «Использование водной энергии».

Установленная мощность проектируемой ГЭС по январю:

$$N_{\text{проект.ГЭС}}^{\text{уст}} = N_{\text{январь}}^{\text{раб}} + N_{\text{рез.проект}}^{\text{нагр}} = 426 + 24 = 450 \text{ МВт} \quad (2.20)$$

### 2.2.5 Расчет сработки-наполнения водохранилища по условию средневодного года для определения среднемноголетней выработки

Задача сработки-наполнения в средневодном году заключается в определении среднемноголетней выработки. Рассмотрим два режима наполнения водохранилища по отметкам и по мощностям. Расчет осуществляется аналогично как в маловодном году, за исключением того, что берутся расходы за средневодный год. Данные расчетов сведены в таблицы приложение Б, таблица Б.3, Б.4.

Суммарная среднемноголетняя выработка при сработки-наполнение водохранилища по отметкам:  $\sum \mathcal{E} = 2167$  млн.кВт·ч.

Суммарная среднемноголетняя выработка при сработки-наполнение водохранилища по мощностям:  $\sum \mathcal{E} = 2265$  млн.кВт·ч.  $\approx 2,3$  млрд.кВт·ч.

Из результатов таблицы видно, что суммарная выработка режима работы по мощностям больше, чем суммарная выработка режима работы по отметкам.

Соответственно, наиболее рационально проводить расчет сработки наполнения водохранилища по условию средневодного года методом уравнивания мощностей.

График сработки-наполнения водохранилища за средневодный и маловодный год представлен плакате «Использование водной энергии».

## 2.3 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 2.3.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [2]. Результаты расчётов сводим в таблицу 2.9.

Таблица 2.9—Данные расчёта для построения режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по расходу ВХК	
$Q_{нб},$ $м^3/с$	$Z_{нб.з},$ м	$Q_{нб},$ $м^3/с$	$Z_{нб.з},$ м	$Q_{нб},$ $м^3/с$	$Z_{нб.з},$ м	Н, м	$Q, м^3/с$	Н, м	$Q, м^3/с$	Н, м	$Q, м^3/с$
0	9,97	0	9,97	0	9,97	50,00	1109	42,80	1326	50	260
200	10,47	200	10,47	200	10,47	49,20	1133	41,05	1297	0	260
400	10,91	400	10,91	400	10,91	48,40	1157	39,30	1269		260
600	11,28	600	11,28	600	11,28	47,60	1181	37,55	1240		260
800	11,61	800	11,61	800	11,61	46,80	1205	35,80	1211		260
1000	11,90	1000	11,90	1000	11,90	46,00	1229	34,05	1181		260
1200	12,16	1200	12,16	1200	12,16	45,20	1254	32,30	1150		260
1400	12,39	1400	12,39	1400	12,39	44,40	1278	30,55	1119		260
1600	12,60	1600	12,60	1600	12,60	43,60	1302	28,80	1086		260
1800	12,79	1800	12,79	1800	12,79	42,80	1326	27,05	1053		260
2000	12,96	2000	12,96	2000	12,96						
2200	13,13	2200	13,13	2200	13,13						
2400	13,27	2400	13,27	2400	13,27						

По данным (таблица 2.9) было выполнено построение режимного поля, которое представлено на рисунке 2.2

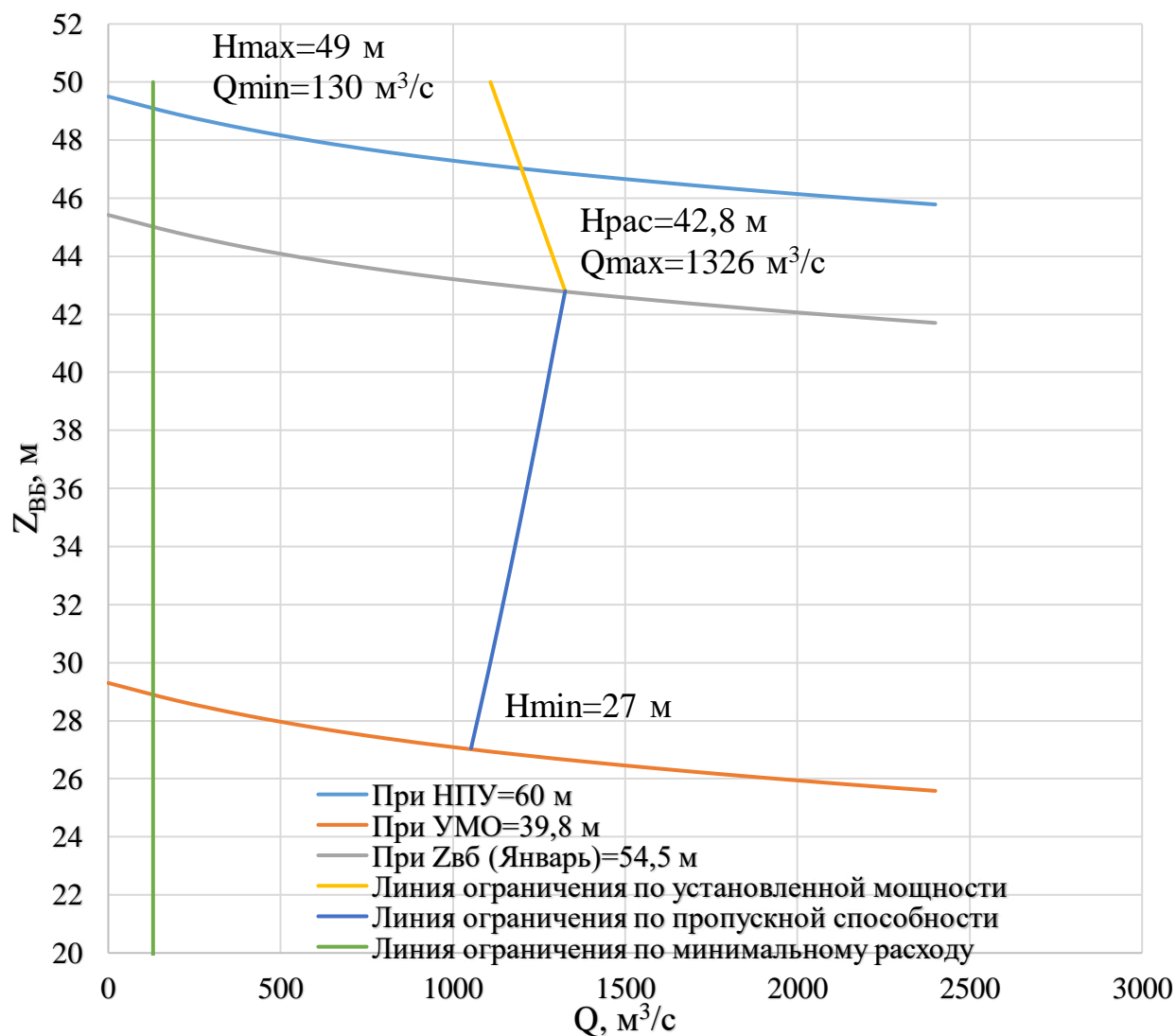


Рисунок 2.2- Режимное поле

По режимному полю были определены значения напоров:

– максимальный напор  $H_{\max} = 49 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

– расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 42,8 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор  $H_{\min} = 27 \text{ м}$ . Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираются исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины.

Для диапазона напоров, а именно от  $H_{\min}$  до  $H_{\max}$ , который определяется по режимному пол подходят 2 гидротурбины: ПЛД-50-В60, ПЛ-50 В.

Характеристики данных гидротурбин предоставлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры рассматриваемых гидротурбин

Параметры	ПЛ-50В	ПЛД-50-В60
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	50	50
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
$n_{\text{I opt}}, \text{ об/м}$	116	113
$Q_{\text{I opt}}, \text{ л/м}$	1000	1100
$\eta_{\text{м opt}}$	0,916	0,91
$Q_{\text{I max}}, \text{ л/м}$	1500	1650
$\sigma (Q_{\text{I max}})$	0,6	0,6
$D_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,460	0,350
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	12	5
$t_{\text{мод}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	21	16

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняются расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин. В данном случае расчеты представлены для турбины ПЛД-50-В60 с диаметром рабочего колеса  $D_1=6,7 \text{ м}$ .

КПД натурной турбины  $\eta_{\text{T}}$ :

$$\eta_{\text{T}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}^{\text{N}}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_{\text{н}}}{v_{\text{м}}}} \right) = 1 -$$

$$-(1 - 0,862) \cdot \left( (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,35}{6,7}} \cdot \sqrt[10]{\frac{5}{42,8}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,39 \cdot 10^6}{1,16 \cdot 10^6}} \right) = 0,9175 \text{ о.е.} \quad (3.1)$$

где  $\eta_{\text{м}}, D_{1\text{м}}, H_{\text{м}}$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_{\text{р}}^{\text{N}}$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$v_{\text{м}}, v_{\text{н}}$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_{\text{н}}$  и  $t_{\text{м}}$  (таблица 3.1);

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям.

Мощность одного агрегата:

$$N_a = \frac{9,81Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}}{1000} = \frac{9,81 \cdot 1,705 \cdot 6,7^2 \cdot 42,8^{1,5} \cdot 0,9169 \cdot 0,97}{1000} = 187,11 \text{ МВт}, \quad (3.2)$$

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

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{гэс}^{уст}}{N_a} = \frac{450}{187,11} \approx 3, \quad (3.3)$$

где  $N_{гэс}^{уст} = 450$  МВт – расчетная установленная мощность.

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

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{450}{3} = 150 \text{ МВт} \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 113 \cdot \frac{\sqrt{42,8 \cdot 1,06}}{6,7} = 113,84 \text{ об/мин}, \quad (3.5)$$

где  $n'_{1p} = 113$  об/мин – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,9175}{0,862} = 1,06$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимается ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду. В данном случае  $n_c = 115,4$  об/мин

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения наносятся на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $N_{max}$ ,  $N_p$  и  $N_{min}$ , предварительно вычислив три значения приведённой частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

$H$  – напор на станции, соответствующий  $N_{max}$ ,  $N_p$  и  $N_{min}$ .



При максимальном напоре.

$$n'_I = \frac{115,4 \cdot 6,7}{\sqrt{49 \cdot 1,06}} = 107,1 \text{ об/мин}$$

При расчетном напоре.

$$n'_I = \frac{115,4 \cdot 6,7}{\sqrt{42,8 \cdot 1,06}} = 114,55 \text{ об/мин}$$

При минимальном напоре.

$$n'_I = \frac{115,4 \cdot 6,7}{\sqrt{27 \cdot 1,06}} = 144,2 \text{ об/мин}$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_G^{cp}} = \frac{147000}{9,81 \cdot 6,7^2 \cdot 42,8^{1,5} \cdot 0,97} = 1,24, \quad (3.7)$$

где  $Q'_I$  и  $\eta_T$  – приведенный расход и КПД модельной гидротурбины, подбором которых и устанавливается окончательное положение расчетной точки на УХ;

$N_a$  – округленная мощность агрегата в расчетной точке;

$D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_{I p}$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства. С учетом соблюдения данного условия координаты расчетной точки равны  $\eta_T = 0,896$ ,  $Q'_I = 1,38$  л/с.

Далее по формуле (3.7) была получена расчетная точка при максимальном напоре для построения линии ограничения по мощности.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{147000}{9,81 \cdot 6,7^2 \cdot 49^{1,5} \cdot 0,97} = 1,01$$

Выполняя условие из уравнения (3.7) были получены координаты расчетной точки для частоты вращения при максимальном напоре  $\eta_T = 0,905$ ,  $Q'_I = 1,12$  л/с.

Для определения линии ограничения по минимальному расходу с режимного поля производиться пересчет в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max}$  и  $H_{min}$  по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где  $Q_{\min}=260 \text{ м}^3/\text{с}$  – минимальный расход через турбину;

$D_1$ –диаметр натурной турбины;

$H$  – напор,  $H_{\max}$  или  $H_{\min}$ ;

$\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины;

$Z = 1$ – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Тогда по формуле (3.8) для ПЛД-50-В60-670 при максимальном напоре:

$$Q'_1 = \frac{260}{6,7^2 \cdot \sqrt{49 \cdot 1,06}} = 0,80 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 800 \text{ л/с}$$

При минимальном напоре:

$$Q'_1 = \frac{260}{6,7^2 \cdot \sqrt{27 \cdot 1,06}} = 1,08 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 1080 \frac{\text{л}}{\text{с}}$$

Результаты расчетов параметров гидротурбин ПЛ-50 и ПЛД-50-В60 приведены в приложении В, таблицы В.1 и В.2.

В зависимости от значений количества агрегатов, частоты вращения, КПД и значений  $Q'_1 \cdot \eta$  для построения зон работы были выбраны диаметры гидротурбин, ячейки которых окрашены в желтый цвет. ГУХ с построенными зонами работ для турбин ПЛД-50-В60 и ПЛ-50-В предоставлены в приложение В, рисунок В.3 и В.4.

В зависимости от расположения зон работы на ГУХ (приложение В, рисунок В.1 и В.2) для дальнейшего рассмотрения были взяты турбина ПЛД-50-В60 с диаметром  $D_1=6,7$  м, и турбина ПЛ-50-В с диаметром  $D_1=6$  м. Для окончательного определения типа турбин и был выполнен расчет отметки установки рабочего колеса гидротурбины.

## 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

### 3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса

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

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_{\text{С}}, \quad (3.9)$$

где  $z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе  $Q_{\text{НБ}}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_{\text{С}}$ .

Высота отсасывания рассчитывается для трех случаев, требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. Работа одного агрегата при максимальном напоре и максимальной мощности;

2. Работа одного агрегата при расчетном напоре и максимальной мощности;

3. Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{Х.ПЛ.}, \quad (3.10)$$

где  $B$  – барометрическое давление, равное 10,33 м вод.ст.;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий;

$H$  –напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $z_{НБ}(Q_{НБ})$ ;

$Z_{Х.ПЛ.}$  –разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбины, которая для ПЛ равна 0, для ПЛД:

$$Z_{Х.ПЛ.} = \frac{B_0}{2} = \frac{2,36}{2} = 1,18 \text{ м}, \quad (3.11)$$

где  $B_0$  – высота направляющего аппарата натурной гидротурбины, для ПЛД-50-В60 с диаметром  $D_1=6,7$  м равна:

$$B_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 6,7 = 2,36 \text{ м} \quad (3.12)$$

Расчеты высоты отсасывания для турбин ПЛД-50-В60 с диаметром  $D_1=6,7$  м и ПЛ-50-В с диаметром  $D_1= 6$  м сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2-Результаты расчетов высоты отсасывания для рассматриваемых гидротурбин

Параметры	ПЛД-50-В60-670			ПЛ-50-В-600		
	$H_{\max}=49$	$H_p=42,8$	$H_{\min}=27$	$H_{\max}=49$	$H_p=42,8$	$H_{\min}=27$
Напор, м						
$Q_1'$ , л/с	1,12	1,38	1,24	1,02	1,38	1,08
$Q$ , м <sup>3</sup> /с	351,94	405,28	256,58	320,51	405,28	251,92
$\Delta Z_{РК}$ , м	10,78	10,9	10,57	10,71	10,9	10,56
$\sigma$	0,27	0,4	0,32	0,255	0,43	0,33
$H_s$ , м	-0,16	-4,05	4,43	-0,68	-6,59	2,91

Из всех полученных значений высот отсасывания и отметок установки РК принимается минимальная отметка расположения рабочего колеса, которая в свою очередь рассчитана для самого неблагоприятного случая, а значит, для других вариантов бескавитационная работа будет однозначно обеспечена, то есть имеем:

$$\text{ПЛ50-В-600: } H_s = -6,59 \text{ м и } \nabla Z_{р.к.} = 4,31 \text{ м};$$

$$\text{ПЛД50-В60-670: } H_s = -4,05 \text{ м и } \nabla Z_{р.к.} = 6,85 \text{ м}.$$

В результате расчета высоты отсасывания наиболее выгодным вариантом для дальнейшего расчета выбрана гидротурбина ПЛД-50-В60 с диаметром

рабочего колеса  $D_1=670$ . Выбор типа гидротурбины, а также выбор диаметра производился по следующим параметрам:

1. Наибольшее значение КПД и расположение зоны работы на ГУХ, значение которых заметно сказывается на изменение энергетических характеристиках агрегата в целом.
2. Суммарное число гидроагрегатов выбиралось не большим, что позволит в дальнейшем произвести экономию денежных средств на покупку оборудования.
3. Отметка заглубления рабочего колеса выбиралась наименьшей, что позволит так же произвести экономию денежных средств при выполнении земляных работ.

### 3.2.2 Расчет спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, взятый из ГУХ (приложение В, рисунок В5):  $\varphi_{сп} = 345^\circ$ .

В таблице 3.3 приведены основные размеры диаметров статора, которые выбираются в зависимости от величины  $D_0$ , который рассчитывается из ГУХ (приложение В, рисунок В.1)

Таблица 3.3- Основные параметры статора

$D_4$ , м	$D_a$ , м	$D_b$ , м	$h$ , м
12,49	10,43	12,04	0,55

Полная высота статора рассчитывается по формуле:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 2,38 + 2 \cdot 0,55 = 3,48 \text{ м}, \quad (3.13)$$

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 2,36 + 0,02 = 2,38 \text{ м} \quad (3.14)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры  $u_{сп} = 6,5$  м.

Расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360} = 405 \cdot \frac{345}{360} = 388,39 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.15)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{u_{сп}} = \frac{388,39}{6} = 64,73 \text{ м}^2 \quad (3.16)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{64,73}{3,14}} = 4,54 \text{ м} \quad (3.17)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 6,245 + \sqrt{4,54^2 - \left(\frac{3,48}{2}\right)^2} = 10,44 \text{ м} \quad (3.18)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + p_{\text{вх}} = 10,44 + 4,54 = 14,98 \text{ м} \quad (3.19)$$

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

$$\frac{1}{C} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 10,44 - \sqrt{10,44^2 - 4,54^2} = 1,08, \quad (3.20)$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = \frac{345}{360} = 0,96 \quad (3.21)$$

Выражая из формулы значение  $\frac{1}{C}$  получим:

$$\frac{1}{C} = \frac{a - \sqrt{a^2 - p^2}}{\varphi} = \frac{10,44 - \sqrt{10,44^2 - 4,54^2}}{0,96} = 1,13 \quad (3.22)$$

Далее задаваясь рядом значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$  выполняется расчет все сечения спиральной камеры. Данные все занесены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4-Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\varphi, ^\circ$	-	-	м	м	м <sup>2</sup>	х, м	х <sup>2</sup> , м <sup>2</sup>	р <sup>2</sup> , м <sup>2</sup>	р, м	а, м	R, м
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 + [3]$	$\frac{[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}{\left(\frac{H_1}{2}\right)^2}$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
345	0,96	0,91	11,30	8,28	2,88	3,70	13,72	16,74	4,09	9,95	14,04
330	0,92	0,87	10,81	7,78	2,79	3,66	13,43	16,45	4,06	9,91	13,97
315	0,88	0,83	10,32	7,29	2,70	3,62	13,14	16,17	4,02	9,87	13,89
300	0,83	0,79	9,83	6,80	2,61	3,59	12,86	15,88	3,99	9,83	13,82
285	0,79	0,75	9,34	6,31	2,51	3,55	12,58	15,60	3,95	9,79	13,74
270	0,75	0,71	8,85	5,82	2,41	3,51	12,30	15,33	3,91	9,75	13,67
255	0,71	0,67	8,35	5,33	2,31	3,47	12,02	15,05	3,88	9,71	13,59
240	0,67	0,63	7,86	4,84	2,20	3,43	11,75	14,78	3,84	9,67	13,52
225	0,63	0,59	7,37	4,34	2,08	3,39	11,48	14,51	3,81	9,63	13,44
210	0,58	0,55	6,88	3,85	1,96	3,35	11,22	14,25	3,77	9,59	13,37
195	0,54	0,51	6,39	3,36	1,83	3,31	10,96	13,98	3,74	9,56	13,29
180	0,50	0,47	5,90	2,87	1,69	3,27	10,70	13,73	3,70	9,52	13,22
165	0,46	0,43	5,41	2,38	1,54	3,23	10,44	13,47	3,67	9,48	13,15

Т.к. для дальнейших углов  $\varphi$  сечение СК принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Недостающий участок плавно продляется до  $0^\circ$ .

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin(35)} = \frac{3,48}{2 \cdot \sin(35)} = 3,05 \text{ м} \quad (3.23)$$

Меньший радиус любого эллиптического сечения:

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos(a_k)))}{2 \cdot \cos(a_k)} \quad (3.24)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5-Результаты расчетов радиусов для эллиптического сечения спиральной камеры

$\varphi, ^\circ$	$p_1, \text{ м}$	$R, \text{ м}$	$p_2, \text{ м}$
150	3,05	13,72	4,22
135		13,43	4,38
120		13,05	4,15
105	3,05	12,57	3,86
90		11,98	3,50
75		11,29	3,07
60		10,47	2,58
45		9,55	2,01

Постоянную спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{350}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,94} = 57 \quad (3.25)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\theta = \arctg\left(\frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k}\right) = \text{arctg}\left(\frac{405 / (2 \cdot 3,14 \cdot 2,38)}{57}\right) = 25,64 \quad (3.26)$$

Значение для построения спиральной камеры (приложение В, рисунок В6) сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6- Значение для построения спиральной камеры

Для круглого сечения			
$\phi$	$a, \text{ м}$	$p, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
345	9,95	4,09	14,04
330	9,91	4,06	13,97
315	9,87	4,02	13,89
300	9,83	3,99	13,82
285	9,79	3,95	13,74
270	9,75	3,91	13,67
255	9,71	3,88	13,59
240	9,67	3,84	13,52
225	9,63	3,81	13,44

### Окончание таблицы 3.6

210	9,59	3,77	13,37
195	9,56	3,74	13,29
180	9,52	3,70	13,22
165	9,48	3,67	13,15
Для эллиптического сечения			
$\phi$	$r_1, \text{м}$	$R, \text{м}$	$r_2, \text{м}$
150	3,05	13,72	4,22
135		13,43	4,38
120		13,05	4,15
105		12,57	3,86
90		11,98	3,50
75		11,29	3,07
60		10,47	2,58
45		9,55	2,01

### 3.3 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ), является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин. Её габаритные размеры определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объёма сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», часть 1, стр. 144 определяется тип МНУ:

МНУ 12,5/1-40-12,5-2— это маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 12,5 м<sup>3</sup>, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом ГА 12,5/1-40, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м<sup>3</sup> с 2 насосами.

### 3.4 Выбор гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\phi} = \frac{150}{0,85} = 176,5 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.27)$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{115,4} = 52 \quad (3.28)$$

В результате проектирования был выбран гидрогенератор СВ-1460/185-52УХЛ4. Характеристики данного гидрогенератора сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7- Параметры гидрогенератора СВ-1460/185-52УХЛ4

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{НОМ}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	176,5
Номинальная активная мощность	$P_{НОМ}, \text{МВт}$	150
Коэффициент мощности	$\cos\varphi, \text{о. е.}$	0,85
Номинальное напряжение	$U_{НОМ}, \text{кВ}$	15,75
Номинальный ток	$I_{НОМ}, \text{кА}$	6,48
Номинальная частота вращения	$n_{НОМ}, \text{об/мин}$	115,4
Сопrotивление обмотки статора	$X_d, \text{о. е.}$	1,01
Переходное сопротивление	$X'_d, \text{о. е.}$	0,33
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d, \text{о. е.}$	0,24

### 3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины

#### 3.5.1 Расчет вала на прочность

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производится с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{147000}{115,4} = 12,41 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.29)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left( \frac{5,1 \cdot 12,41}{32} \right)^{0,33} = 1,26 \text{ м}, \quad (3.30)$$

где  $\tau_{доп} = 30 \div 35 \text{ Мпа}$ .

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного:  $D_B = 1300 \text{ мм}$ .

#### 3.5.2. Расчет подшипника

При расчете подшипника определяем его размеры и производится проверка по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 150000}{115,4 \cdot 6,7} = 155,2 \text{ кН} \quad (3.31)$$



Диаметр вала под подшипником  $d_{\Pi}$ , с учетом облицовки, обычно принимается на  $(15 \div 20)$  мм больше  $D_B$ :

$$d_{\Pi} = D_B + 0,02 = 1,3 + 0,02 = 1,32 \text{ м} \quad (3.32)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{\Pi} \cdot h_{\Pi}} = \frac{155,2}{1,32 \cdot 0,5} = 235,15 \text{ кПа}, \quad (3.33)$$

где  $h_{\Pi} = 0,5$  м, взят по справочным таблицам в соответствии с  $D_B$ .

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

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 15,95 = 462,55 \text{ кПа}, \quad (3.34)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{синх} \cdot d_{\Pi}}{30} = \frac{3,14 \cdot 115,4 \cdot 1,22}{30} = 15,95 \text{ м/сек} \quad (3.35)$$

Тогда:

$$p_{уд} < [p_{уд}] \rightarrow 235,15 < 462,55 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Рассчитаем сегментный подшипник.

Определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{(1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos(2 \alpha))} = \frac{155,2}{1 + 2 \cos\left(\frac{360}{10}\right) + 2 \cdot \cos\left(2 \cdot \frac{360}{10}\right)} = 48 \text{ кН} \quad (3.36)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{\Pi}} = \frac{155,2}{0,333 \cdot 0,5} = 932,13 \text{ кПа}, \quad (3.37)$$

$$l_{сегм} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\Pi}}{Z_{сегм}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 1,32}{10} = 0,33 \text{ м} \quad (3.38)$$

Для сегментных подшипников экспериментально было получено, что допускаемое  $[p_{уд}]$  равно:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 15,95 = 735 \text{ кПа} \quad (3.39)$$

Тогда:

$$p_{уд} < [p_{уд}] \rightarrow 912,27 < 735 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие невыполнено.}$$

Направляющий подшипник турбины, предназначен для восприятия радиальных нагрузок. По расчетам видно, что в кольцевом подшипнике удельное

давление превышает допустимого значения ( $p_{уд} > [p_{уд}]$ ). Для установки выбирается кольцевой подшипник.

### **3.6. Выбор электрогидравлического регулятора**

По справочным данным определяется тип ЭГР.

Для поворотно – лопастной турбины принимаем: ЭГРК-150-4 – электрогидравлический регулятор скорости с электромеханическим комбинатором вне колонки управления.

где, ЭГР – электрогидравлический регулятор;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## **4 Электрическая часть**

### **4.1 Выбор структурной схемы ГЭС**

При выборе структурной схемы Якутской ГЭС будут рассматриваться два вида блоков:

- одиночный.
- объединённый (в который входит 1 укрупненный блок и 1 одиночный).

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС:

- надежность и безотказность в работе;
- маневренность схемы т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;
- простота и наглядность;
- экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

При учете основных требований, для Якутской ГЭС в качестве РУ, для ВН будет применяться КРУЭ. Это обусловлено тем, что оборудование КРУЭ наиболее надежнее и занимает меньше места по сравнению с ОРУ.

В качестве подстанции на которую будет отправятся электроэнергия с проектируемой Якутской ГЭС выбрана ПС “Урицкая” 220 кВ, которая располагается в 100 км от проектируемой ГЭС.

На Якутской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).
- резервный трансформатор собственных нужд, который будет питаться с ПС “Ыллымах” 35 кВ.

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная схема электрических соединений Якутской ГЭС».

Вычерчивание главной схемы выполнено с учётом требований стандартов.

### **4.2 Выбор электрической схемы соединения на генераторном напряжении**

#### **4.2.1 Выбор блочных трансформаторов**

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд, расчётная номинальная полная мощность трансформатора для одиночного блока:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{150 - 0,75}{0,85} = 175,59 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{с.н.}} = 0,75$  МВт – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По полученному значению мощности в формуле (1) выбирается силовой трансформатор, расхождения значений полной мощности, полученной по формуле от паспортных значений выбранного трансформатора не должна превышать 40%.

С учетом требований был выбран трансформатор ТДЦ-200000/220. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1- Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$ , МВ · А	200
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$ , кВ	242
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$ , кВ	15,75
Потери активной мощности	$\Delta P$ , кВт	580
Потери активной мощности на холостом ходу	$\Delta P_x$ , кВт	200
Потери тока на холостом ходу	$\Delta I_x$ , %	0,45
Напряжение короткого замыкания	$U_k$ , %	11

Для расчета номинальной полной мощности трансформатора, используемого в объединенном блоке, используется следующая формула:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{150 - 0,75}{0,85} = 351,18 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.2)$$

С условием тех же условий, по которым выбирался трансформатор для одиночного блока выбирается трансформатор ТДЦ-400000/220 для объединённого блока, а именно для укрупнённой составляющей его.

Паспортные данные для трансформатора ТДЦ-400000/220 представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2- Паспортные данные трансформатора ТДЦ-400000/220

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$ , МВ · А	400
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$ , кВ	242
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$ , кВ	15,75
Потери активной мощности	$\Delta P$ , кВт	880
Потери активной мощности на холостом ходу	$\Delta P_x$ , кВт	330
Потери тока на холостом ходу	$\Delta I_x$ , %	0,4

После выбора трансформаторов выполняется расчет потерь ЭЭ методом времени максимальных нагрузок и время максимальных потерь  $\tau$ . Расчет времени максимальный:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + \frac{4000}{10^4})^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год}, \quad (4.3)$$

где  $T_{\max} = 4000$  ч - продолжительность использования установленной мощности генераторов ГЭС.

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728 \text{ ч}, \quad (4.4)$$

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

$T_{\text{пл}} = 30$  ч – время плановых простоев в течение года;

$\omega = 0,025$  1/год – параметр потока отказов трансформатора блока;

$T_{\text{в}} = 60$  ч – среднее время аварийно-восстанавливаемых ремонтов трансформатора.

Далее выполняется расчет потерь ЭЭ в трансформаторе. Расчет выполняется для одиночного и объединённого блока для выбора определённого типа блока, который будет использоваться при построение главной схемы Якутской ГЭС.

С начала расчет выполняется для одиночного блока.

Потери холостого хода трансформатора:

$$\Delta W_{\text{хх}} = \Delta P_{\text{х}} \cdot t_{\text{раб}} = 0,2 \cdot 8728 = 1746 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Нагрузочные (переменные) потери:

$$\Delta W_{\text{п}} = \frac{\Delta P}{n_{\text{т}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{рачс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 0,58 \cdot \left( \frac{171,29}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 698,95 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

где  $n_{\text{т}} = 1$  – количество параллельно работающих трансформаторов.

Издержки на потери ЭЭ, для одного трансформаторного блока:

$$I_{1 \text{ блок}}^{\text{потери}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{п}} = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1746 + 1,25 \cdot 10^{-2} \cdot 698,95 = 24,44 \text{ тыс.руб/год} \quad (4.7)$$

Так как 3 гидроагрегата, следовательно, будут использоваться 3 единичных блока, суммарные издержки рассчитываются по формуле.

$$I_{\text{суммарные}}^{\text{потери}} = I_{1 \text{ блок}}^{\text{потери}} \cdot 3 = 24,44 \cdot 3 = 73,34 \text{ тыс.руб/год} \quad (4.8)$$

Далее выполняется расчет для объединённого блока по формулам, которые использовались при расчете для расчета одиночного блока, итоговые значения двух расчетов сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 –Итоговые значения расчетов одиночного и объединённого блоков

Величина	Одиночный блок	Объединённый блок
Потери холостого хода $\Delta W_{xx}$ , МВт·ч	1746	4626
Нагрузочные (переменные) потери $\Delta W_{п}$ , МВт·ч	698,95	16092,42
Издержки на потери $I_{\text{потери суммарные}}$ , тыс.руб/год	73,34	242,79

#### 4.2.2 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформатор собственных нужд выбирается таким образом, чтобы в случае аварийной ситуации, все собственные нужды могли возлагаться на один трансформатор. С учетом этого условия производится расчет собственных нужд станции и после чего выбирается трансформатор собственных нужд:

$$P_{\text{СН}}^{\text{станции}} = P_{\text{установленная}} \cdot 0,005 = 450 \cdot 0,005 = 2,25 \text{ МВт} \quad (4.9)$$

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд. По подходящей мощности выбирается трансформатор ТСЗ-2500/6.

Параметры трансформатора ТСЗ-2500/6 представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4-Параметры трансформатора ТСЗ-2500/6

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$ , МВ · А	2,5
Высшее напряжение	$U_{\text{выс}}$ , кВ	15,75
Низшее напряжение	$U_{\text{низ}}$ , кВ	6,3
Потери активной мощности короткого замыкания	$\Delta P$ , кВт	153
Потери активной мощности на холостом ходу	$\Delta P_x$ , кВт	35
Напряжение короткого замыкания	$\Delta U_k$ , %	6

#### 4.2.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left( \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{СН}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) = 3 \cdot \left( \frac{150 - 1,5}{0,85} \right) = 524,11 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.10)$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{P_{перед} \cdot k}{\cos(\varphi)}} + 1 = \frac{524,11}{\frac{135 \cdot 1,2}{0,85}} + 1 = 3,76, \quad (4.11)$$

где  $P_{перед} = 135$  МВт-Предельная активная мощность на одну цепь 220 кВ;

$k = 1,2$ - коэффициент приведения для ВЛ 220 кВ.

Полученное число количества линий округляется в наибольшую сторону, следовательно, число отходящих линий  $n_{л} = 4$ .

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{524,11}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,34 \text{ кА} \quad (4.12)$$

Расчетный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1 \cdot 1,05 \cdot 0,34 = 361 \text{ А}, \quad (4.13)$$

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

$\alpha_T = 1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По полученному значению расчетного тока в соответствие с ПУЭ производится выбор провода АС-240/32.

Параметры линии АС-240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5- Параметры линии АС-240/32

Число проводов в фазе	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$b_0$ , См/км	Допустимый ток, А
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$	605

После определения типа провода выполняется проверка его на допустимость по аварийному току:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{524,11}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 460 \text{ А} \quad (4.14)$$

#### 4.2.4 Выбор схемы электрических соединений ГЭС генераторного напряжения на основании технико-экономических расчетов

Окончательным типом главной схемы ГЭС (одиночный, объединённый) выбирается тот, который будет наиболее экономичен. Расчет выполняется для схемы с одиночными блоками.

Капитальные вложения:

$$K=K_T \cdot n+m \cdot K_{CH}+K_{KPYЭ} \cdot t=3 \cdot 17500+3 \cdot 2310+8 \cdot 1700=73030 \text{ тыс.руб,} \quad (4.15)$$

где  $n=3$ -количество силовых трансформаторов;

$K_T=17500$  тыс.руб- стоимость силового трансформатора;

$m=3$ -число трансформаторов собственных нужд;

$K_{CH}=2310$  тыс.руб- стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{KPYЭ}=1700$  тыс.руб-стоимость элегазовой ячейки КРУЭ;

$t=8$ -количество ячеек КРУЭ.

Значения капитальных затрат на одиночный и объединённый блок приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6-Итоговые значение капитальных затрат

Наименование затрат	Одиночный блок	Объединённый блок
Капитальные затраты, тыс.руб	73030	74470

Полные приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1=E \cdot K+И=0,15 \cdot 73030+73,34=11027,84 \text{ тыс.руб,} \quad (4.16)$$

где  $E=0,15$ -номинальный коэффициент.

Итоговые значения полных приведенных затрат для схем с разных типов блоков приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7-Итоговые значения полных приведенных затрат

Наименование затрат	Одиночный блок	Объединённый блок
Полные приведенные затраты, тыс.руб	11027,84	11413,29

Определение разницы между одиночным и объединённым блоком в %:

$$\Delta Z=\left| \frac{z_1-z_2}{z_1} \right| \cdot 100 = \left| \frac{11027,84-11413,29}{11027,84} \right| \cdot 100 = 3\% \quad (4.17)$$

Исходя от результатов разницы стоимости между двумя блоками полных приведенных затрат, экономически целесообразно для дальнейших расчетов главную схему Якутской ГЭС из одиночных блоков.

### 4.3 Выбор схемы РУ ВН

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

– ремонт выключателей 150 кВ и выше производится без отключения присоединений;

– воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;



– трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;

– автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;

– отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;

– при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

Число присоединений РУ-220 кВ – 7:

- 4 ВЛ 220 кВ;
- 3 блока.

В соответствии со стандартом: “Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ”, применяем схему с двумя рабочими системами шин. Не использование обходной шины обуславливается тем что на проектируемом гидроузле будет установлены элегазовые ячейки КРУЭ.

Вид схемы с двумя системами шин показан на рисунке 4.1.

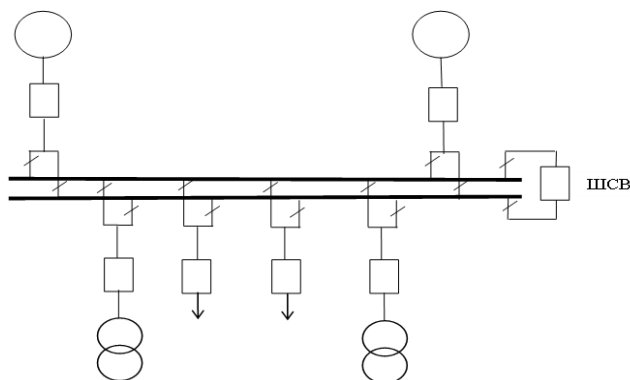


Рисунок 4.1-Схема с двумя системами шин

#### 4.4 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTRWIN»

Для расчета токов короткого замыкания в программном комплексе RastWin необходимо выполнить расчет сопротивлений.

Расчет активного и индуктивного сопротивления трансформатора ТДЦ-200000/220:

$$R_{\Gamma} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,58 \cdot \frac{242^2}{200^2} = 0,84 \text{ Ом}, \quad (4.18)$$

$$X_{\Gamma} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{200} = 32,21 \text{ Ом} \quad (4.19)$$

Расчет ЭДС, активного и индуктивного сопротивления генератора СВ-1460/185-52УХЛ4:

$$X_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,24 \cdot \frac{15,75^2}{176,5} = 0,34 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\text{э}}} = \frac{0,34}{314 \cdot 0,045} = 0,023 \text{ Ом}, \quad (4.21)$$

$$E'' = 1,13 \cdot U_d = 1,13 \cdot 15,75 = 17,80 \text{ кВ}, \quad (4.22)$$

где  $T_{a,\text{э}} = 0,045$  – постоянная затухающая времени.

Расчет активного и индуктивного сопротивления системы:

$$X_c = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{кз}} = \frac{220^2}{150} = 323 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

$$R_c = \frac{x_c}{\omega \cdot T_{a,\text{э}}} = \frac{323}{314 \cdot 0,035} = 29,39 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

$$E'' = 1,13 \cdot U_d = 1,13 \cdot 220 = 248,6 \text{ кВ} \quad (4.25)$$

На рисунках 4.2, 4.3, 4.4 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrKZ».

	O	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		16				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		16				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		16				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок 1		16				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок 2		16				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 3		16				
7	<input type="checkbox"/>			y	7	КРУЭ		220				
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Система		220				

Рисунок-4.2 Узлы

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	БД...	N_...	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	4		Генератор 1 - Блок 1	0,84	32,31					0,057
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Генератор 2 - Блок 2	0,84	32,31					0,057
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	6		Генератор 3 - Блок 3	0,84	32,31					0,057
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	4	7		Блок 1 - КРУЭ							
5	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	5	7		Блок 2 - КРУЭ							
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	6	7		Блок 3 - КРУЭ							
7	<input type="checkbox"/>		лЭП		В...	7	8		КРУЭ - Система	12,10	43,50					
8	<input type="checkbox"/>		лЭП		В...	7	8		КРУЭ - Система	12,10	43,50					
9	<input type="checkbox"/>		лЭП		В...	7	8		КРУЭ - Система	12,10	43,50					
10	<input type="checkbox"/>		лЭП		В...	7	8		КРУЭ - Система	12,10	43,50					

Рисунок-4.3 Ветви

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,023	0,340	0,023	0,340	0,023	0,340	17,800
2			2	Генератор 2	2	0,023	0,340	0,023	0,340	0,023	0,340	17,800
3			3	Генератор 3	3	0,023	0,340	0,023	0,340	0,023	0,340	17,800
4			4	Система	8	29,390	323,000	29,390	323,000	29,390	323,000	248,600

Рисунок-4.4 Генераторы

Итоговые значения расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8- Итоговые значения токов КЗ

Точка КЗ	$I_a$	$K_y$	$I_{п0}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
КРУЭ 220 кВ, 3ф	0,035	1,75	16,99	48,04
КРУЭ 220 кВ, 1ф	0,035	1,75	8,44	20,89
Генератор, 3ф	0,045	1,979	30,37	85,00

## 4.5 Выбор электрических аппаратов

### 4.5.1 Выбор и расчет токоведущих частей и проводников

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов – обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки, для чего должно быть выполнено условие.

Для присоединений генераторов наибольший расчётный ток определяется при работе с номинальной мощностью и снижением напряжения на 5 %:

$$I_{G \text{ раб max}} = 1,05 \cdot I_{G \text{ ном}} = \frac{1,05 \cdot S_{G \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{G \text{ ном}}} = \frac{1,05 \cdot 176,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 6793 \text{ А} \quad (4.26)$$

Расчётный ток присоединения одноблочных трансформаторов Т<sub>1</sub> – Т<sub>2</sub> – Т<sub>3</sub> РУ220 кВ определяется рабочим током генератора:

$$I_{T1-T2-T3 \text{ раб max}} = \frac{1,05 \cdot S_{G \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T \text{ ном}}} = \frac{1,05 \cdot 176,5}{\sqrt{3} \cdot 242} = 442 \text{ А} \quad (4.27)$$

Присоединение линий связи с системой 220 кВ:

$$I_{W1-W4 \text{ раб max}} = \frac{S_{\text{раб max}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{G1-G3 \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot 176,5}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 347 \text{ А} \quad (4.28)$$

Расчётный ток утяжелённого режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{W1-W3 \text{ раб утяж}} = \frac{S_{G1-G3 \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot 176,5}{\sqrt{3} \cdot (4 - 1) \cdot 230} = 463 \text{ А} \quad (4.29)$$

Расчётный ток присоединения трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении:

$$I_{T_{\text{сн}} \text{ раб max}} = \frac{1,05 \cdot S_{T_{\text{сн}} \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T_{\text{сн}} \text{ ном}}} = \frac{1,05 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 96 \text{ А} \quad (4.30)$$

#### 4.5.2 Выбор оборудования на генераторное напряжение

Опыт проектирования и эксплуатации многих ГЭС, а также нормативные документы по проектированию технологической части ГЭС однозначно подтверждают необходимость установки генераторных выключателей в блоках. Отключение генераторов в блочных схемах рекомендуется производить генераторными выключателями, а не выключателями высоковольтных РУ. Использование генераторных выключателей позволит при отключении генераторов Г1...Г3 сохранить питание собственных нужд от сети 220 кВ.

В таблице 4.9 представлены паспортные данные генераторного выключателя ВГГ-20-90/8000 .

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору генераторных выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Параметры генераторного выключателя ВГГ-20-90/8000
U <sub>ген</sub> =15,75 кВ	U <sub>ном</sub> =20 кВ
I <sub>раб max</sub> =6793 А	I <sub>ном</sub> = 8000 А
ШО = 30,37 кА	Иоткл. ном=90 кА
iУ = 85,00 кА	iУ = 230 кА

Проверка генераторного выключателя на термическую стойкость:

$$B_{k, \text{норм}} \geq B_{k, \text{расч}}$$

$$B_{k, \text{расч}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 30,37^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 55,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.31)$$

$$B_{k, \text{норм}} = I_{\text{норм.терм}}^2 \cdot t_{\text{норм.терм}} = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.32)$$

$$24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 55,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполнилось, генератор выбран верно. Далее производится проверка разъединителя на термическую стойкость:

$$B_{k, \text{норм}} \geq B_{k, \text{расч}}$$

$$B_{k, \text{расч}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 30,37^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 55,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.33)$$

$$B_{k, \text{норм}} = I_{\text{норм.терм}}^2 \cdot t_{\text{норм.терм}} = 125^2 \cdot 1 = 15625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.34)$$

$$15625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 55,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполнилось, разъединитель выбран верно.

Был выбран трансформатор тока ТШ-20ХЛЗ. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока". Трансформатор тока ТШ20 предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты.

Паспортные данные и проверка трансформатора тока представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10- Паспортные данные трансформатора тока ТШ-20ХЛЗ

Расчётные данные	ТШ-20ХЛЗ
$U_{\text{ген}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб макс}} = 6793 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 30,37 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст.}} = 160 \text{ кА}$
$B = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 30,37 \cdot (0,05 + 0,01) = 55,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛП-20. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока".

Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛП-20 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Выбор трансформатора напряжения

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{раб.мах}}, \text{кВ}$	$U_{\text{2ном}}, \text{В}$	Класс точности
20	24	$100/\sqrt{3}$	0,5

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 15,75 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПН-15,75/17,5/10/900 (III) УХЛЗ.

Разъединители должны быть с каждой стороны защищены заземляющими ножами, согласно правилам ПУЭ. На генераторное напряжение устанавливается ЗР-24УЗ.

### 4.5.3 Выбор ячейки КРУЭ на 220 кВ

В качестве РУ ВН было выбрано КРУЭ фирмы «Электроаппарат» ЯГГ-220. Параметры ячейки КРУЭ ЯГГ-220 представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12-Параметры ячейки КРУЭ ЯГГ-220

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель фирмы «Электроаппарат» ЯГГ-220	В состав выбранной ячейки КРУЭ входит разъединитель.
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ};$
$I_{\text{раб max}} = 442 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ кА};$
$I_{\text{по}} = 16,99 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 50 \text{ кА}$	
$i_y = 48,04 \text{ кА}$	-	

Проверка ячейки на термическую стойкость:

$$V_{\text{к,ном}} \geq V_{\text{к,расч}}$$

$$V_{\text{к,расч}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 16,99^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 17,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.35)$$

$$V_{\text{к,ном}} = I_{\text{ном.терм}}^2 \cdot t_{\text{ном.терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.36)$$

$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 17,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполнено, следовательно, ячейка КРУЭ выбрана верно.

Так как КРУЭ имеет модульную конструкцию и поставляется в заводском исполнении, то и остальное оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, заземляющие ножи и т.д.) проходит по термической и динамической стойкости.

### 4.5.4 Выбор оборудования на 220 кВ

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений.

В цепи 220 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения и воздушных линий устанавливаем ОПН-220УХЛ1.

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима ВЗ-600-0,25.

Фильтр присоединения –ФПМ-Рс-3200-/120-1000 укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

Трансформатор тока для защиты трансформатора со стороны 220 кВ ТОГФ-220УХЛ1. Параметры трансформатора тока представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13-Параметры трансформатора тока ТОГФ-220УХЛ1

Расчётные данные	ТОГФ-220УХЛ1
$U=220$ кВ.	$U_{ном}=220$ кВ
$I_{п0} = 16,99$ кА	$I_{дин.ст.} = 25$ кА
$W = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + 0,01) = 16,99^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 17,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Так же были выбраны разъединитель РГ-220/1000УХЛ1 и заземляющий разъединитель РГ-220/1000УХЛ1. Была выполнена проверка на термическую стойкость разъединителя:

$$W_{к,норм} \geq W_{к,расч}$$

$$W_{к,расч}=I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + 0,01) = 16,99^2 \cdot (0,05 + 0,01)=17,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.37)$$

$$W_{к,норм}=I_{норм.терм}^2 \cdot t_{норм.терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.38)$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 17,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

#### 4.5.5 Выбор вспомогательного оборудования

В качестве резервного генерирующего оборудования для питания общестанционных собственных нужд была выбрана дизель-генерирующая установка Камминс-1000.

Так же был выбран резервный трансформатор собственных нужд, который запитывается от поселковой ПС “Ыллымах” 35кВ ТМН-2500/35, а также заземляемы разъединитель ЗР-35У3. Параметры трансформатора ТМН-2500/35 представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14- Параметры резервного трансформатора тока ТМН-2500/35

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$ , МВА	2,5
Высшее напряжение	$U_{выс}$ , кВ	35
Низшее напряжение	$U_{низ}$ , кВ	6,3
Потери активной мощности короткого замыкания	$\Delta P$ , кВт	23,5
Потери активной мощности на холостом ходу	$\Delta P_x$ , кВт	3,9
Напряжение короткого замыкания	$\Delta U_k$ , %	1

## 5 Релейная защита и автоматика

Все силовое электрооборудование подстанций, электростанций 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 Перечень защит основного оборудования

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

#### **На главном гидрогенераторе СВ-1460/185-52УХЛ4:**

- 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 ТДЦ 200000/220/15,75:**

- 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 220кВ;
- 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;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения КИВ-220

#### **На трансформаторе СН ГЭС.**

- 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 220кВ;
  - 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;
  - Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
  - Защита от потери охлаждения КИВ-220

#### **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 220кВ:**

Основная защита:

- 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 220кВ предусматривается УРОВ 220кВ.

### **5.1.1 Расчет номинальных токов**

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{176,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 6469 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{6469}{8000/5} = 4,04 \text{ А} \quad (5.2)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ТВ}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{1800}{1,2255} \cdot 270 = 397 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 400 кВА из стандартного ряда.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения на:

$$I_{\text{вн ТВ}}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 16,66 \text{ А}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{вн ТВ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн ТВ}}^{(1)}}{K_{\text{т}}} = \frac{16,66}{20/5} = 4,16 \text{ А} \quad (5.5)$$

## 5.2 Описание защит и расчет их уставок

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{ср}} < 0,2 \cdot I_{\text{н}}$ ) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{ном}} = 6469 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{тт}} = 8000/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{нг}}^{(2)}, \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{одн}} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср,0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб(н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{н}} = 0,1 \cdot I_{\text{нг}}^{(2)}, \quad (5.7)$$

где  $K_H = 2$  - коэффициент надежности.

$$I_{CP.0} = (0,15 - 0,2) \cdot I_{НГ}^{(2)} \quad (5.8)$$

Принимаем уставку:  $I_{CP.0} = 0,2 \cdot I_{НГ}^{(2)}$

2) Коэффициент торможения  $K_T$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_T$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.9)$$

где  $K_{АП} = 2$  - коэффициент апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{ОДН} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ);

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,14}{0,24} \cdot 6469 = 30727,75 \text{ А} \quad (5.10)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.10):

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,14}{0,24} \cdot 6469 = 3072,77 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{3072,77 \cdot 2}{30727,75} = 0,2, \quad (5.11)$$

где  $I_T$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

$I_T = I_{МАКС}$ ;

$K_H = 2$  - коэффициент надежности.

$K_T > 0,2$

Принимаем уставку  $K_T = 0,4$ .

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5 \quad (5.12)$$

3) Тормозной ток  $B$  определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе  $B$  должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5 \quad (5.13)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{отс} = (2 \div 12) \cdot I_{нг}^{(2)} = 7 \cdot I_{нг}^{(2)} \quad (5.14)$$

На рисунке 5.1 показана характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

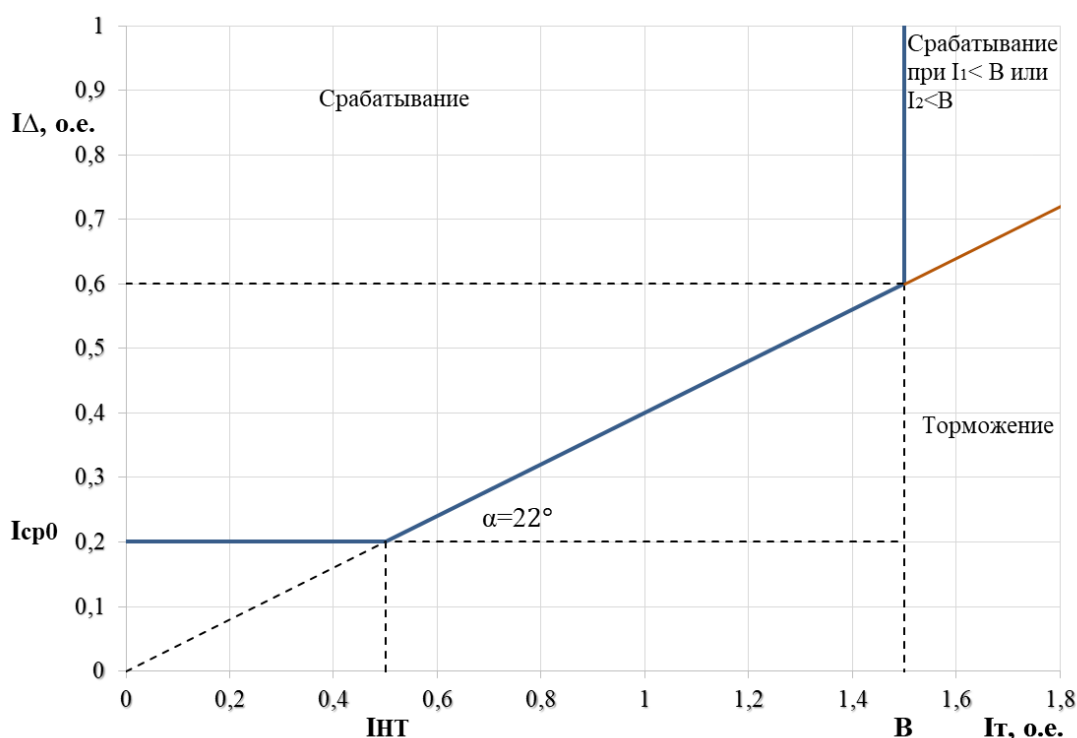


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

## 5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N$ ( $U_0$ ))

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 гармонике 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.

Расчет  $U_{0 \text{эл.ст.}}$  выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

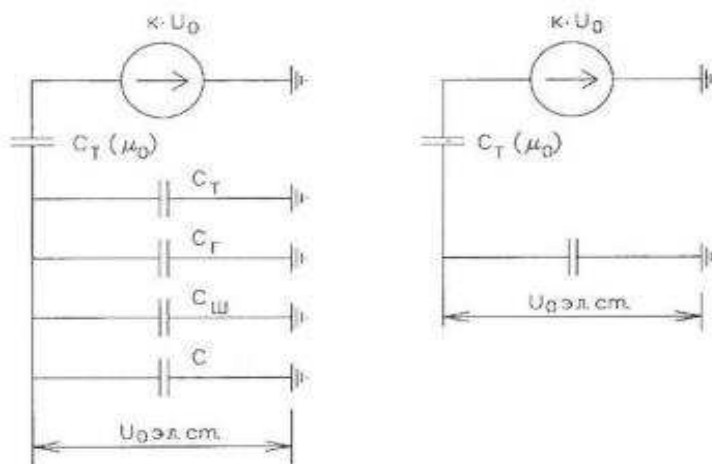


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{\Gamma} + C_T + C_{Ш} + C_{ВГ} = 1,1 + 0,007 + 0,008 + 0,45 = 1,565 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (5.15)$$

где  $C_{\Gamma}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_{Ш}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;  
 $C_{ВГ}$  – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора  
 Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,565 \cdot 10^{-3} = 13,39 \text{ А} \quad (5.16)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.17)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью,  $K = 0,5$ ;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0) = 0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

$U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,58 \text{ кВ} \quad (5.18)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46580 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,565} = 177,23 \text{ В}$$

Расчетное значение  $U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 177,23 \text{ В}$ .

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{177,23}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{\sqrt{3}}}}, \quad (5.19)$$

где  $n_{\text{ТН}} = 100 / \sqrt{3}$ ;

$K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;

$n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$$U_{\text{СР}} \geq 1,78 \text{ В}$$

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.20)$$

При  $K_T = 1,1$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 500 мс действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

### 5.2.3 Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ )

Защита от повышения напряжения имеет две ступени.

1) Уставка защиты  $U_{2>}$  выбирается:

$$U_{Cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В} \quad (5.21)$$

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

$U_{1>}$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U_{1>}$  рассчитывается:

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В} \quad (5.22)$$

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

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

#### 5.2.4. Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

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

$$I_{*2} = I_2/I_N, \quad (5.23)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_N$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.24)$$

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

Защита следующих органов:

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:  $I_{*2\text{СИГН}} = (0,05 - 0,07)$ ;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,06 \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)} \quad (5.25)$$

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.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18 \quad (5.26)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_N} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.27)$$

где  $K_N = 1,2$  – коэффициент надежности.



$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)} \quad (5.28)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{16}{0,15^2} \approx 711 \text{ с} \quad (5.29)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}, \quad (5.30)$$

$$A_{\text{ИО}} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} \quad (5.31)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{Н}}$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,18
Длительность (с)	16	44	64	100	178	400	500

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

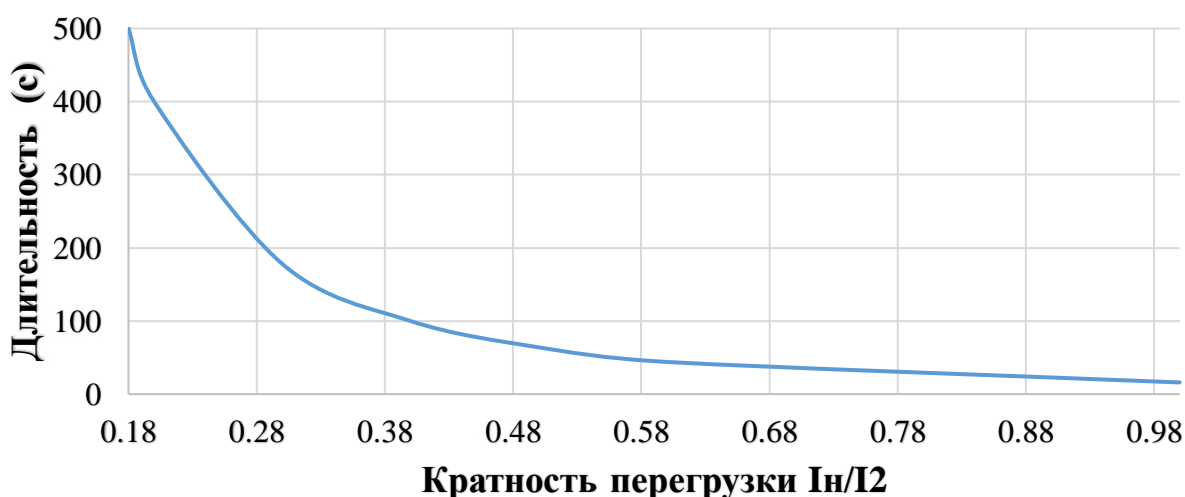


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 16 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс.}} = 500 \text{ с}$ .

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 ( $I_{20\text{ТС}}$ ) 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 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2\text{с.3}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{\text{дВН}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.32)$$

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 43,5 \cdot \frac{176,5}{242^2} = 0,13 \text{ Ом/км}, \quad (5.33)$$

$$X_{\text{дВН}}'' = X_{\text{д}}'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,24 \cdot \left(\frac{242}{15,75}\right)^2 = 56,66, \quad (5.34)$$

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{176,5}{200} = 0,1, \quad (5.35)$$

где  $X_{\text{дВН}}''$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_{\text{T}}$  – сопротивление обратной последовательности генератора;

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

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{с.3}}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (56,66 + 0,1 + 0,13)} = 0,0068 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I^*_{2С.З.} \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0068 \cdot 2 \cdot \frac{242}{15,75} = 0,21 \text{ о.е.} \quad (5.37)$$

Принимаем уставку:  $I_{2С.З.} = 0,21 \cdot I_{НГ}^{(2)}$

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

### 5.2.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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:

$$I_{СИГН} = \frac{K_N \cdot I_{НГ}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НГ}^{(2)}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НГ}^{(2)}, \quad (5.38)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9$  с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1ПУСК} = \frac{1,08 \cdot I_{НГ}^{(2)}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НГ}^{(2)} \quad (5.39)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2:

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике 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)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

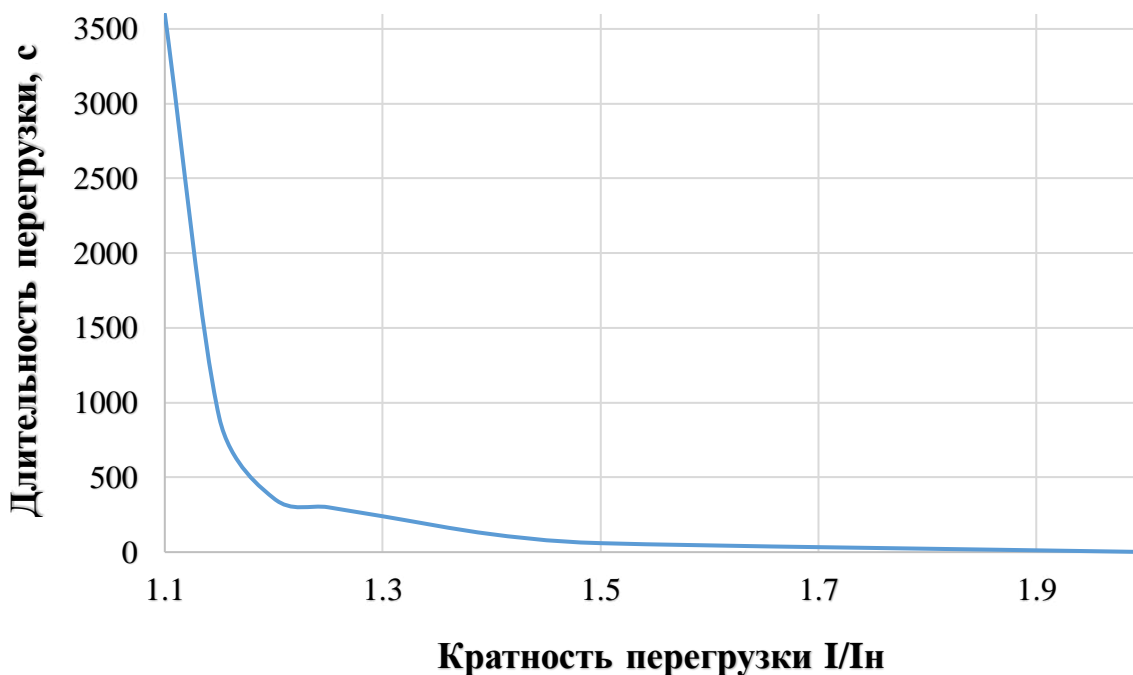


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_{нГ}^{(2)}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{нГ}^{(2)} \text{ А} \quad (5.40)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 100,0} = 104 \text{ В} \quad (5.41)$$

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

### 5.2.6 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 степени 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 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 32,21 + \frac{0,8}{4} \cdot 45,15 = 34,8 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{200} = 32,21 \text{ Ом} \quad (5.43)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{176,5}{200} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{176,5}{242^2} \cdot 45,15 = 0,1 \text{ о.е.} \quad (5.44)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 1,41 = 0,141 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{15,75^2}{176,5} = 1,41 \text{ Ом} \quad (5.46)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,141 \cdot \frac{8000/5}{15,75/0,1} = 1,43 \text{ Ом} \quad (5.47)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,43 \text{ Ом}$ .

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

3) Принимаем  $\Delta Z = 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6469} = 1,41 \text{ Ом}, \quad (5.48)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1800 - 0,95}{910}}{1,01} = 2,98, \quad (5.49)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о.е.}, \quad (5.50)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358 \quad (5.51)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 69,02^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34, \quad (5.52)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,34 \cdot \frac{15,75^2}{176,5} = 0,48 \text{ Ом} \quad (5.53)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,48 \cdot 8000/5}{15750/100} = 4,88 \text{ Ом} \quad (5.54)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,88 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,21 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,73 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

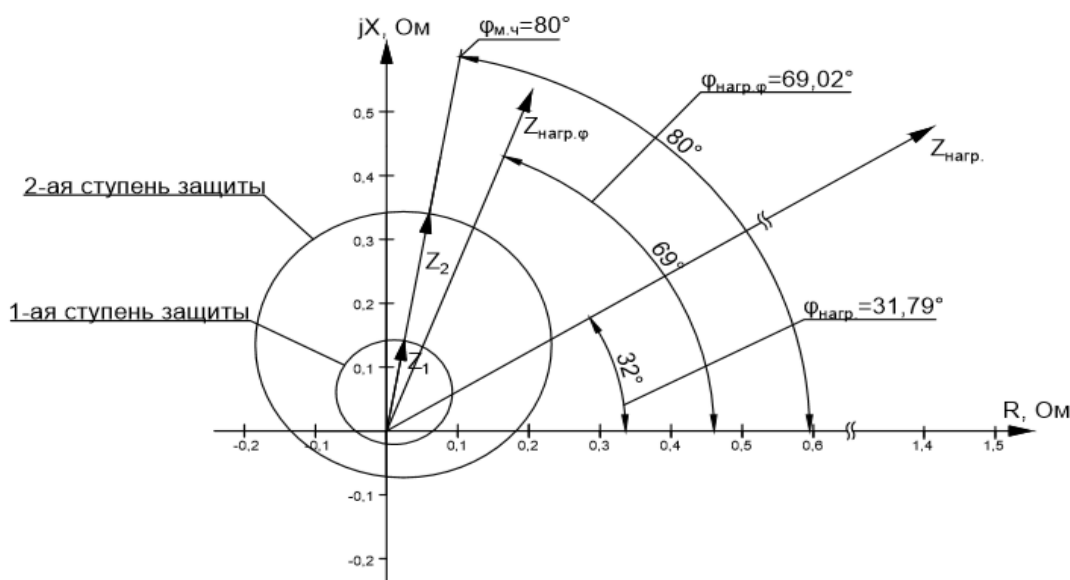


Рисунок 5.5-Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.2.7. Защита от перегрузки обмотки ротора

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 действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{ВН ТВ}^2}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{ВН ТВ}^2}{0,98} = 1,07 \cdot I_{ВН ТВ}^{(2)} \quad (5.55)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{ВН ТВ}^{(2)} \quad (5.56)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20	

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

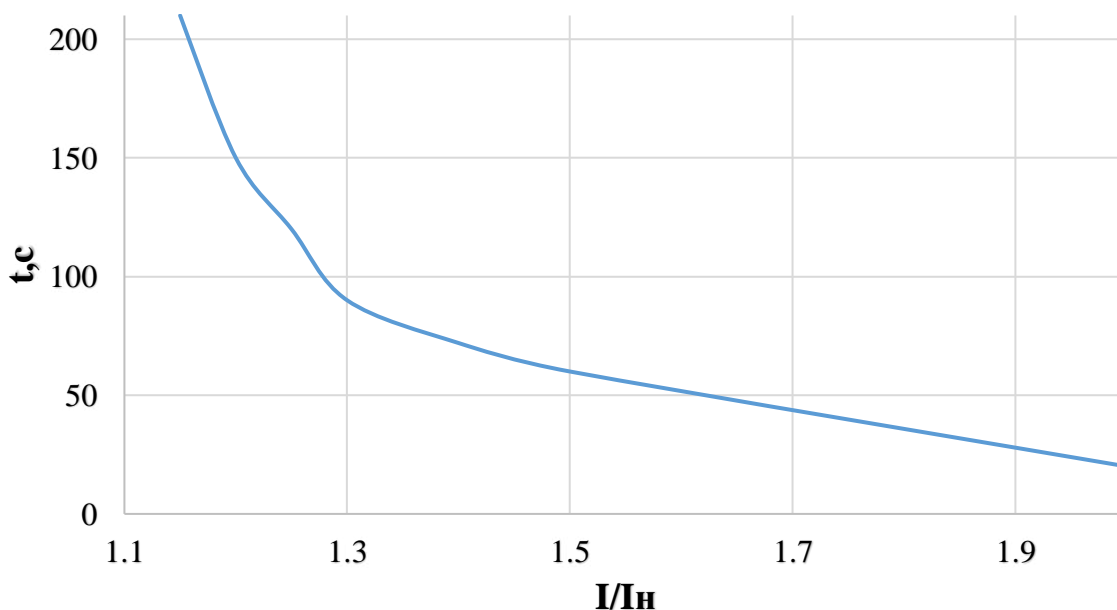


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора



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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{\text{ВН ТВ}}^{(2)} \quad (5.57)$$

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

### **5.3. Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор**

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины ЭКРА 200 производства ЭКРА.

ЭКРА 200 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

Таблица уставок и матрица отключений представлена в приложении Г.

## **6 Компонровка и сооружения гидроузла**

### **6.1 Состав и компоновка гидроузла**

В состав сооружения входят:

- водосливная бетонная плотина с донными отверстиями;
- здание ГЭС приплотинного типа;
- левобережная бетонная плотина;
- правобережная бетонная плотина.

### **6.2 Определение класса сооружения**

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения:

- Класс гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунта оснований – 3 класс. Высота ГЭС 50 м, грунт на котором располагается плотина-гранит.

- Класс гидротехнических сооружений в зависимости от их назначения и условий эксплуатации– 2 класс.  $N_{ГЭС}=450$  МВт. С учетом того что проектируемый гидроузел располагается в изолированной энергосистеме класс сооружения принимается-1 класс.

- Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий– 2 класс.

В зависимости от выше представленных критериев, класс гидротехнического сооружения выбирается наивысшим. Таким образом класс проектируемого гидроузла: 1.

### **6.3 Определение отметки гребня плотины**

За отметку гребня бетонной плотины  $\nabla_{ГП}$  принимаем отметку:

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

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

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где  $h_{1\%}$ - высота наката волн расчетной обеспеченности 1%;

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

$a$ - конструктивный запас зависит от класса сооружения и составляет не менее: для I класса-0,8 м, II - 0,7 м, III-IV - 0,4 м.

Расчет высоты ветрового нагона:

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

где  $K_w=1,83 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент, принимаемый по СП38.13330.2012;

$v=17$  м/с – расчетная скорость ветра, м/с;

$L=13120$  – длина разгона волны, м;

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

$d$ - условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{59 - 10}{2} = 24,5 \text{ м} \quad (6.4)$$

Выполним расчет ветрового нагона первого приближения:

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,83 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{17^2 \cdot 13120}{9,81 \cdot (24,5 + 0,5 \cdot 0)} = 0,029, \quad (6.5)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 1,83 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{17^2 \cdot 13120}{9,81 \cdot (24,5 + 0,5 \cdot 0,029)} = 0,029 \quad (6.6)$$

Для определения высоты волны 1% обеспеченности необходимо выполнить расчет безразмерных величин:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 13120}{17^2} = 445,4, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{17} = 12464,5 \quad (6.8)$$

Из графика [5] по верхней огибающей кривой по значениям из формул (6.7-6.8) определяются параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$ . Данные сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1- Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$
$\frac{g \cdot L}{v^2}$	0,025	1,9
$\frac{g \cdot t}{v}$	0,09	4,5

Для дальнейшего расчета необходимо использовать наименьшее значения коэффициентов  $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}=0,025$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 1,9$  после чего выполняется вычисление среднего периода волны  $\bar{T}$  и средней высоты волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{h} = \frac{0,025 \cdot v^2}{g} = \frac{0,025 \cdot 17^2}{9,81} = 0,74, \quad (6.9)$$

$$\bar{T} = \frac{1,9 \cdot v}{g} = \frac{1,9 \cdot 17}{9,81} = 3,29 \quad (6.10)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,29^2}{2 \cdot \pi} = 16 \quad (6.11)$$

После расчета средней длины волны необходимо проверить водохранилище на глубоководность по следующему условию:

$$d \geq 0,5 \cdot \bar{\lambda}$$

$$24,5 \geq 8,45$$

Условие выполнено, следовательно, водохранилище глубоководное.

Определение высоты волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,74 \cdot 2,18 = 1,61, \quad (6.12)$$

где  $K_i=2,18$  – коэффициент, определяемый в зависимости от значений  $\frac{g \cdot L}{v^2}$ .

После расчета высоты волны 1% обеспеченности, можно рассчитать превышение гребня бетонной плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе по формуле (6.2):

$$h_s = 1,61 + 0,8 + 0,029 = 2,44 \text{ м}$$

Отметка гребня бетонной плотины рассчитывается по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГГП}} = 59 + 2,44 = 61,44 \text{ м}$$

## 6.4 Гидравлические расчеты

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

### 6.4.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяемый 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. Расчет производится для максимального основного и поверочного расхода.

Для гидротехнического сооружения I класса проценты обеспеченности расходов равны  $Q_{\max.основной}=0,1\%$ ,  $Q_{\max.поверочный}=0,01\%$ .

$$Q_{p.основ.} = Q_{\max.основ.} - Q_{ГЭС} = 6491 - 334 \cdot (3-1) = 5823 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.13)$$

где  $Q_{\max.основной}=6491 \text{ м}^3/\text{с}$ - основной расход 0,1% обеспеченности.

Проектируемая ГЭС возводится в условиях крайнего Севера в связи с чем возможно обледенение водосброса, наиболее рациональным вариантом будет строительство глубинного водосброса.

Принимаем расход, который должен пропускать глубинный водослив, равный  $Q_p = 5823 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Проектируем незатопленные выходные отверстия. Принимаем высоту отверстия  $h_{отв}$  6 м, порог водосброса на  $\nabla 11,00$ . Водослив не затоплен. Напор над центром входного отверстия равен:

$$H_{В0} = НПУ - \left( \nabla h_{пор} + \frac{h_{отв}}{2} \right) = 59,00 - \left( 11 + \frac{6}{2} \right) = 45 \text{ м} \quad (6.14)$$

Суммарную площадь выходных сечений:

$$\sum \omega_{В0} = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH_{В0}}} = \frac{5823}{0,82 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 45}} = 239 \text{ м}^2, \quad (6.15)$$

где  $\mu = 0,82$  – коэффициент расхода.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega_{В0}}{h_{отв}} = \frac{239}{6} = 39,8 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где  $b=6 \text{ м}$  – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводом-изготовителем гидромеханического оборудования.

Определим число пролетов в зависимости от ширины водосливного фронта и стандартной ширины пролета:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{39,8}{6} = 6,3 \quad (6.17)$$

$n$  округляется до целого числа  $n=7$ . В результате чего ширина водосливного фронта равна:

$$B = n \cdot b = 6 \cdot 7 = 42 \text{ м} \quad (6.18)$$

Если количество затворов на водосливной плотине равно или более шести следует учитывать возможность не открытия одного затвора и исключать один пролет из расчета. По этой причине, если расчетное количество пролетов  $n$

больше шести необходимо добавить еще один пролет. С учетом этого ширина водосливного фронта  $B=48$  м.

Ширину секции принимаем 12 м. Ширина отверстия донного отверстия не должна превышать 50% ширины секции. Ширину отверстия принимаем равной 6 м. Соответственно толщина разрезного быка равна 6 м.

#### 6.4.2 Проверка на пропуск расчетного расхода при поперечном расчетном случае

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске расхода поперечного расчетного случая:

$$H_{\text{ВО,пов}} = \frac{Q_{\text{пов}}^2}{\sum \omega_{\text{во}}^2 \mu^2 \cdot 2g} = \frac{7039^2}{294^2 \cdot 0,82^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 43,5 \text{ м}, \quad (6.19)$$

$$Q_{\text{пов}} = Q_{0,01\%} - n \cdot Q_{1\text{агр}} = 7707 - 2 \cdot 334 = 7039 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.20)$$

Расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla h_{\text{пор}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} + H_{\text{ВО,пов}} = 11 + 3 + 43,5 = 57,5 \text{ м} \quad (6.21)$$

Так как полученная  $\nabla \text{ФПУ} = 57,5$  м не превышает исходной  $\nabla \text{ФПУ}_p = 60$  м, то из этого следует, что при выбранном  $B$ , пропустить поперечный расход возможно.

#### 6.4.3 Расчет сопряжения потока в НБ

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении. Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины  $h''_c$  и бытовой глубины  $h_{\text{НБ}}$  устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

1.  $h''_c > h_{\text{НБ}}$  – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
2.  $h''_c = h_{\text{НБ}}$  – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
3.  $h''_c < h_{\text{НБ}}$  – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{р.основ}}^2}{(B + \sum (n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5823^2}{(48 + 7 \cdot 6)^2 \cdot 9,81}} = 7,8 \text{ м} \quad (6.22)$$

Сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ}-\text{ДНО}-h'_c)}} = \frac{60,7}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (59,0 - 10,00 - 0)}} = 2,45 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани;  
 $q$  – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{Q_p}{B+n \cdot \delta_B} = \frac{5823}{48+8 \cdot 6} = 60,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.24)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ}-\text{ДНО}-h'_c)}} = \frac{60,7}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (59,0 - 10,00 - 2,51)}} = 2,51 \text{ м}, \quad (6.25)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,51}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{7,8}{2,51} \right)^3} - 1 \right) = 18,23 \text{ м} \quad (6.26)$$

После расчета сопряжённых глубин производится сопоставление величин  $h''_c = 18,23$  м и  $h_{НБ} = 4,90$  м в результате которого определяется тип прыжка.  
 $18,23 \text{ м} > 4,90 \text{ м}$  - сопряжение по типу отогнанного прыжка.

#### 6.4.4 Расчет водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{ст} = \left( \frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\sigma q^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \left( \frac{60,7}{0,35 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,13 \cdot 60,7^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,13 \cdot 18,23)^2} = 11,0 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где  $\sigma = 1,13$  – коэффициент запаса;

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

Высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст} = 1,13 \cdot 18,23 - 11,1 = 9,6 \text{ м} \quad (6.28)$$

#### 6.4.5 Расчет сопряжения потока после водобойной стенки и колодца

Приближенное значение глубины колодца:

$$d_{кол} = \sigma h''_c - h_{НБ} = 1,13 \cdot 18,23 - 4,90 = 9,93 \text{ м} \quad (6.29)$$

Значение сопряженных после стенки изменяются из-за изменения высоты падения воды:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ст} + H_{ст} + d_{кол} - h'_c)}} = \frac{60,7}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (9,6 + 11,0 + 9,93 - 0)}} = 3,10 \text{ м}, \quad (6.30)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ст} + H_{ст} + d_{кол} - h'_c)}} = \frac{60,7}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (9,6 + 11,0 + 9,93 - 3,10)}} = 3,27 \text{ м}, \quad (6.31)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{3,27}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{7,8}{3,27} \right)^3} - 1 \right) = 15,48 \text{ м}, \quad (6.32)$$

$$d_{кол} = \sigma h''_c - h_{нб} = 1,13 \cdot 15,48 - 4,90 = 12,59 \text{ м} \quad (6.33)$$

Необходимы еще итерации для уточнения глубины колодца.  
Последняя итерация:

$$d_{кол} = \sigma h''_c - h_{нб} = 1,13 \cdot 16,08 - 4,90 = 13,25 \text{ м}, \quad (6.34)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ст} + H_{ст} + d_{кол} - h'_c)}} = \frac{60,7}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (9,6 + 11,0 + 13,25)}} = 2,94 \text{ м}, \quad (6.35)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ст} + H_{ст} + d_{кол} - h'_c)}} = \frac{60,7}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (9,6 + 11,0 + 13,25 - 2,94)}} = 3,08 \text{ м}, \quad (6.36)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{3,08}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{7,8}{3,08} \right)^3} - 1 \right) = 16,08 \text{ м}, \quad (6.37)$$

$$d_{кол} = \sigma h''_c - h_{нб} = 1,13 \cdot 16,08 - 4,90 = 13,25 \text{ м} \quad (6.38)$$

В итоге в качестве гасителей принимаются водобойная стенка высотой 9,60 м и водобойный колодец после нее глубиной 13,25 м.

#### 6.4.6 Расчет толщины и длины водобоя после плотины и после водобойной стенки

Скорость потока до водобойной стенки:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + n \cdot \delta_B) \cdot h'_c} = \frac{5823}{(48 + 8 \cdot 6) \cdot 2,51} = 24,17 \text{ м/с} \quad (6.39)$$



Длина водобоя до стенки:

$$l_B = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 18,23 - 2,51) = 64,25 \text{ м} \quad (6.40)$$

Скорость потока после водобойной стенки:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B+n \cdot \delta_B) \cdot h_c'} = \frac{5823}{(48+8 \cdot 6) \cdot 3,08} = 19,69 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.41)$$

Длина водобоя после стенки:

$$l_B = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 16,08 - 3,08) = 54,94 \text{ м} \quad (6.42)$$

Толщина водобоя до стенки:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 24,17 \cdot \sqrt{2,51} = 5,74 \text{ м} \quad (6.43)$$

Толщина водобоя после стенки:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 19,69 \cdot \sqrt{3,08} = 5,18 \text{ м} \quad (6.44)$$

#### 6.4.7 Определение ширины подошвы водосливного профиля

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями, схема треугольного профиля плотины изображена на рисунке 6.1.

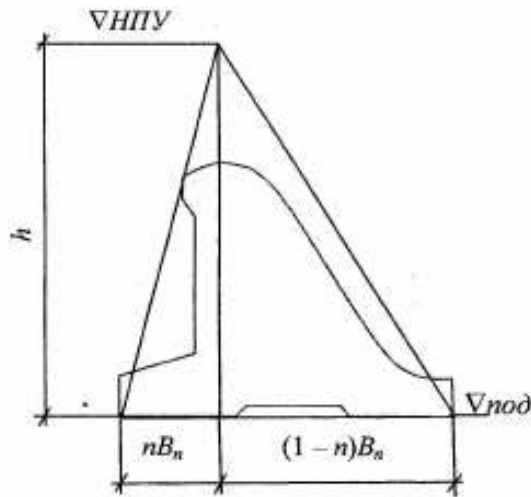


Рисунок 6.1 - Схема треугольного профиля плотины

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяем выражение ширины подошвы плотины  $B_n^I$ :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w} \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) \cdot \alpha_1}}, \quad (6.45)$$

где  $\alpha_1$ - коэффициент снижения фильтрационного давления путем остановки противофильтрационного устройства, принимаемы равный 0,5;

$h$ - высота поды действующей на плотину рассчитываемая по формуле:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{\text{подошвы}} = 59 - 4,26 = 54,74 \text{ м}, \quad (6.46)$$

$$\nabla_{\text{подошвы}} = \nabla_{\text{дно}} - \delta_b = 10 - 5,74 = 4,26 \text{ м} \quad (6.47)$$

Исходя из условий устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяется выражение ширины плотины  $B_n^{II}$  по следующей формуле:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg} \varphi \left( \frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.48)$$

где  $\varphi$  — где угол внутреннего трения грунта основания,  $\text{tg}(\varphi) = 0,7^\circ$ ;

$\gamma_n$  — коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения,  $\gamma_n = 1,25$ .

Задаваясь значениями  $n$  рассчитываются величины  $B_n^I$  и  $B_n^{II}$ . Данные расчетов сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2- Результаты расчетов величин  $B_n^I$  и  $B_n^{II}$

$n$	$B_n^I, \text{ м}$	$B_n^{II}, \text{ м}$
0,10	36,45	48,88
0,15	37,09	47,68
0,20	37,77	46,55

### Окончание таблицы 6.2

n	$B_n^I$ , м	$B_n^{II}$ , м
0,25	38,53	45,47
0,30	39,35	44,43
0,35	40,26	43,44
0,40	41,26	42,50
0,45	42,37	41,60
0,50	43,62	40,73
0,55	45,02	39,90
0,60	46,60	39,10
0,65	48,41	38,33
0,70	50,50	37,60
0,75	52,95	36,89
0,80	55,87	36,20
0,85	59,42	35,55

По данным таблицы строится график (рисунок 6.2) зависимостей  $n=f(B_n^I)$  и  $n=f(B_n^{II})$  по которому в месте пересечения двух линий определяется итоговое значение  $n$  и ширины подошвы.

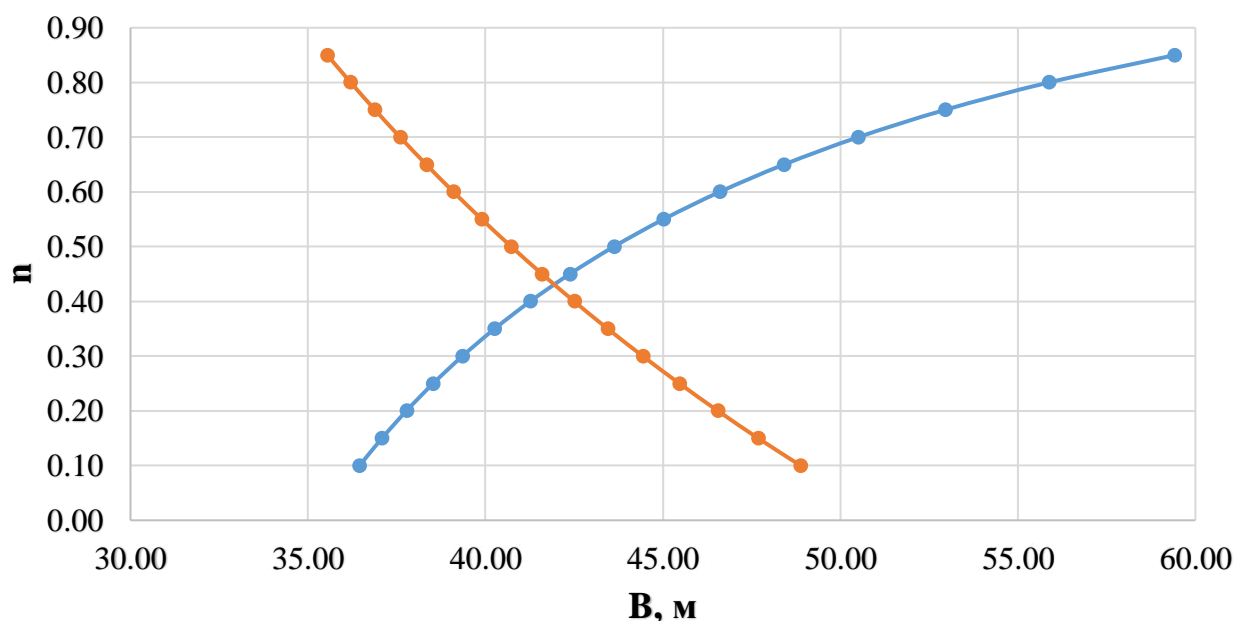


Рисунок 6.2- График зависимостей  $n=f(B_n^I)$  и  $n=f(B_n^{II})$

Исходя из рисунка 6.2 пересечение двух зависимостей будет в точке  $n=0,42$ ,  $B_n=42$  м. Для дальнейших расчетов принимаем ширину подошвы  $B_n=42$  м.

#### 6.4.8 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по потоку постоянными швами на отдельные секции. Разрезаем плотину температурно-усадочными швами с

правильным интервалом 12 м по осям бычков. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

Температурные швы плотины принимаем равномерными шириной 1 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.

#### **6.4.9 Быки**

Ширина пролетов  $b=12$  м. Толщина разрезного быка была определена в пункте 6.4.1

Пазы для плоского рабочего затвора принимаем шириной 0,8 м и длиной 1,4 м, Ширина пазов для плоского рабочего затвора 0,5х1,0 м, для аварийно-ремонтного 0,5х0,5 м. Расстояние между затворами 1 м.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину автомобильной дороги, пешеходной дорожки и место для движения крана. На гребне проектируем проезжую часть шириной 3 м, место для пешеходной дорожки по каждому краю от проезжей части 0,6 м и место под кран 16,24 м. Общая ширина сооружения по гребню 21,11 м.

#### **6.4.10 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:

$$a_{др} \geq \frac{H \cdot \gamma_n}{I_{кр,г}}, \quad (6.49)$$

$$a_{др} \geq \frac{54,74 \cdot 1,25}{25} = 2,74 \text{ м,}$$

где  $H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{\text{подошвы}} = 59 - 4,18 = 54,82$  м - напор над расчетным сечением;

$\nabla_{\text{г}}$  - отметка пола галереи цементационной завесы и дренажной галереи;

$\gamma_n = 1,25$  - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр,г} = 25$  - критический средний градиент напора для бетона плотины.

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 2,74 м, диаметр скважины принимаем 0,3 м.

#### **6.4.11 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 3,5х4 м.

#### 6.4.12 Цементационная завеса

Цем.завеса – противofильтрационный элемент. Применяется в скальных основаниях.

Устроим завесу под подошвой плотины со стороны верхнего бьефа.

Завесы – ряд буровых скважин, диаметром 5-10 см, в которых нагнетается под давлением раствор, заполняющий трещины вокруг скважин и создающий препятствие для воды.

Толщина противofильтрационной завесы  $\delta_3$  должна быть:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр.г}}, \quad (6.50)$$

$$\delta_3 > \frac{29,06 \cdot 1,25}{15} > 2,42 \text{ м,}$$

где  $\Delta H_3=29,06$  м- потери напора на завесе;

$\gamma_n$ - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{кр.г}$ - критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равен 15.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают по следующей формуле:

$$L=(0,05 \div 0,1) \cdot B_n = 0,1 \cdot 42 = 4,20 \text{ м,} \quad (6.51)$$

где  $B_n=42$  м - ширина подошвы плотины.

Далее определяется глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (НПУ - \nabla_{\text{подошвы}}) = 0,7 \cdot 48,43 = 38,31 \text{ м} \quad (6.52)$$

#### 6.4.13 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи.

Выполним дренаж в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 3 м.

Глубину скважин определяется по следующей формуле:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 38,31 = 22,99 \text{ м} \quad (6.53)$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами примем 5 м.

## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla_{НПУ}=59$  м, нижнего бьефа  $\nabla_{УНБ_{min}}= 10,60$  м, при пропуске водохозяйственного расхода  $Q_{ВХК}= 260 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.5.1 Вес сооружения

Вес плотины на единицу длины определяется как:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{пл}}{b + \delta_B} = \frac{1199,46 \cdot 6 \cdot 9,81 \cdot 2,4 \cdot 10^3}{6 + 6} = 14120 \text{ кН}, \quad (6.54)$$

где  $\rho_б = 2,4 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$  – плотность бетона плотины;

$S_{пл} = 1199,46 \text{ м}^2$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b = 6 \text{ м}$  – ширина пролета;

$\delta_B = 6 \text{ м}$  – толщина быка.

Вес быка плотины определяются аналогично:

$$G_б = \frac{S_б \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_B} = \frac{1446,15 \cdot 6 \cdot 9,81 \cdot 2,4 \cdot 10^3}{6 + 6} = 17024,1 \text{ кН} \quad (6.55)$$

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

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.56)$$

$$f = (h_{отв} + 0,5) \cdot b = (6 + 0,5) \cdot 7 = 45,5 \text{ м}^2 \quad (6.57)$$

После определения площади затвора, выполняется расчет по формуле (6.58):

$$Q_з = 0,055 \cdot 45,5 \cdot \sqrt{45,5} \cdot 9,81 = 165,6 \text{ кН}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{165,6}{6+6} = 13,8 \text{ кН/м} \quad (6.58)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2}, \quad (6.59)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 59,00 - 4,26 = 54,74 \text{ м}, \quad (6.60)$$

$$T_B = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 54,74^2}{2} = 14697,7 \text{ кН}$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2}, \quad (6.61)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 10,60 - 4,26 = 6,34 \text{ м}, \quad (6.62)$$

$$T_H = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,34^2}{2} = 197,15 \text{ кН}$$

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления на подошву:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 241,03 = 2364,5 \text{ кН}, \quad (6.63)$$

где  $S_{\text{эп}} = 241,03$  эпюра взвешивавшего давления на подошву.

### 6.5.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.64)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $\gamma_H = 10$ ;

$\varphi_H = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов;  
 $h_H = 1$  м – толщина слоя наносов.

$$p_H = 10 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{20}{2} \right) = 4,9 \text{ кН/м} \quad (6.65)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 погонный метр:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{4,9 \cdot 1}{2} = 2,45 \text{ кН} \quad (6.66)$$

Активное давление грунта со стороны ВБ в верхней границе слоя грунта и наносов:

$$p'_{гр} = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.67)$$

где  $\varphi_{гр} = 35^\circ$  – угол внутреннего трения грунта.

$$p'_{гр} = 10 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{35}{2} \right) = 1,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Активное давление грунта со стороны ВБ в нижней границе слоя грунта:

$$p''_{гр} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.68)$$

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - \gamma_{воды} = 25 - 10 = 15 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.69)$$

где  $h_{гр} = 5,74$  м – толщина слоя грунта.

$$p''_{гр} = (10 \cdot 1 + 15 \cdot 5,74) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{35}{2} \right) = 26,04 \text{ кН/м} \quad (6.70)$$

Численное значение равнодействующей активного давления грунта на 1 п.м. длинны плотины  $E_{ав} = 79,65$  кН.

### 6.5.5 Волновое давление

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

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.71)$$

где  $h_{1\%} = 1,83$  м – высота волны 1%-ной обеспеченности;



$\bar{\lambda}=16,9$  м - средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,83^2}{16} = 0,66 \text{ м} \quad (6.72)$$

После расчета  $h_0$  выполняется расчет по формуле (6.73):

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 1,83 \cdot \left( \frac{16}{3,14} + \frac{0,66}{2} \right) = 49,64 \text{ кН/м}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{16}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,83 = 1,86 \text{ м} \quad (6.73)$$

Расчет плеча силы относительно оси вращения моментов:

$$y_{\text{волн}} = \Delta\text{НПУ} - \Delta\text{ПОД} - y_c = 59 - 4,26 - 1,86 = 52,88 \text{ м} \quad (6.74)$$

### 6.5.6 Сила фильтрационного давления

Для скального основания эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с указаниями СП «Плотины бетонные и железобетонные».

Определяем необходимые параметры:

$$H_d = 59 - 10,60 = 48,40 \text{ м} \quad (6.75)$$

Из СП «Плотины бетонные и железобетонные» выбираются соотношения для первого класса сооружения:

$$\frac{H_{\text{ас}}}{H_d} = 0,4, \quad (6.76)$$

$$\frac{H_{\text{др}}}{H_d} = 0,2 \quad (6.77)$$

Из выражений (6.76) и (6.77) получим.

$$H_{\text{ас}} = 48,40 \cdot 0,4 = 19,36 \text{ м},$$

$$H_{\text{др}} = 48,40 \cdot 0,2 = 9,68 \text{ м}$$

Рассчитаем фильтрационное давление:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп.ф}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 400 = 3924 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

где  $S_{эл}=400 \text{ м}^2$ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, определенная в программе AutoCAD.

### 6.5.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаются 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 – Значение основных нагрузок на плотину

Нагрузка	Значение	$y_f$	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН
$T_B$	14697,7	1	14697,7	20,06	294835,9
$T_H$	197,15	1	197,15	2,22	-437,67
$G_6$	17024,1	0,95	16172,9	8,45	-136661,0
$G_{пл}$	14120	0,95	13414	9,15	-122738,1
$W_{взв}$	2364,5	1	2364,5	0	0
$W_\phi$	3924	1	3924	9,4	36885,6
$q_{з1}$	13,8	0,9	12,42	20,03	-248,8
$q_{з2}$	5,03	0,9	4,53	16,55	-74,92
$q_{з3}$	5,03	0,9	4,53	16,62	75,23
$W_{волн}$	49,64	1	49,64	41,01	2035,74
$E_H$	2,45	1,2	2,94	6,34	18,64
$E_{ав}$	79,65	1,2	95,58	2,46	235,13
$\Sigma N$			50939,89		$\Sigma N$
$\Sigma M$					73925,75

Сжимающие силы со знаком минус, а растягивающие со знаком плюс.

Расчет прочности состоит в определении нормальных, касательных и главных напряжений со стороны напорной и низовой граней по контактному сечению.

Нормальные напряжения на контакте основание–бетон  $\sigma_y$  рассчитываются методом сопротивления материалов по формуле внецентренного сжатия:

$$\sigma_y = -\frac{N}{B} \pm \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}, \quad (6.79)$$

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

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

$B$  – ширина подошвы плотины.

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{50939,89}{42} + \frac{6 \cdot 73925,75}{42^2} = -961,41 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.80)$$

– для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{50939,89}{42} - \frac{6 \cdot 73925,75}{42^2} = -1464,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.81)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам по контактному сечению:

– для верховой грани:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.82)$$

где  $\gamma_w$  – удельный вес воды.

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 59,00 - 4,26 = 54,74 \text{ м}, \quad (6.83)$$

$$\sigma_x^u = -961,41 \cdot 0 - 10 \cdot 54,74 \cdot (1 - 0^2) = -547,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

– для низовой грани:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.84)$$

где  $m_t = 0,76$  – заложение низовой грани.

$$H_d^t = \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 10,60 - 4,26 = 6,34 \text{ м}, \quad (6.85)$$

$$\sigma_x^t = -1464,3 \cdot 0,76^2 - 10 \cdot 6,34 \cdot (1 - 0,76^2) = -872,56 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам:

– для верховой грани:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^u &= (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 54,74 + (-961,41)) \cdot 0 = \\ &= 0,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.86)$$

– для низовой грани:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 6,34 + (-1464,3)) \cdot 0,76 = \\ &= 1064,68 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.87)$$

Главное напряжение, действующее нормально к напорной грани:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -961,41 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 54,74 \cdot 0^2 = -961,41 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.88)$$

Второе главное напряжение у напорной грани:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 54,74 = -547,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.89)$$

Главное напряжение, действующее нормально к низовой грани:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1464,3 \cdot (1 + 0,76^2) + 10 \cdot 6,34 \cdot 0,76^2 = -2272,99 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.90)$$

Второе главное напряжение у низовой грани:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 6,34 = -63,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.91)$$

Нормальное напряжение на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+m_u^2)}{2} \cdot \left\{ \sigma_y^u \cdot [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot h \cdot \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1-m_u^2}{1+m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1+0^2)}{2} \cdot \left\{ -961,41 \cdot [\cos 0 + 1] + 10 \cdot 54,74 \cdot \left[ \cos 0 - \frac{1-0^2}{1+0^2} \right] \right\} = \\ &= -961,41 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.92)$$

### 6.5.8 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений необходимо проверить выполнение следующих условий:

1) во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq R_b \cdot \gamma_{cd}, \quad (6.93)$$

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

$\gamma_{1c}$  – коэффициент сочетания нагрузок,  $\gamma_{1c} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

$\sigma_{\max}$  – максимальное главное напряжение;

$R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы;

$\gamma_{cd} = 1,0$  – для основного сочетания нагрузок.

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot 2272,99 \leq R_b \cdot 1,0$$

$$2557,11 \leq R_b$$

Принимается класс бетона В15. Данный класс бетона выбран по морозостойкости.

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

$$\sigma_y^u \leq 0,$$

$$-961,41 \leq 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.94)$$

$$961,41 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 54,74$$

$$961,41 \geq 136,85$$

Условия прочности плотины соблюдаются, что говорит о том, что сооружение проходит по критериям прочности.

### 6.5.9 Обоснование устойчивости плотины

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.95)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения;

$\gamma_{1c} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,95$  – коэффициент условий работы;

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющиеся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_B + q_{з1} + q_{з2} + q_{з3} - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.96)$$

где  $\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м.

$$\omega = B_n \cdot 1 = 42 \text{ м}, \quad (6.97)$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_{ав} + E_H, \quad (6.98)$$

$$R = (13414 + 16172,9 + 12,42 + 4,53 + 4,53 - 3924 - 2364,5) \cdot 0,7 + 100 \cdot 42 = 20523,91 \text{ кН},$$

$$F = 14697,7 - 197,15 + 49,64 + 95,58 + 2,94 = 14648,71 \text{ кН},$$

$$\frac{20523,91 \cdot 0,95}{14648,71 \cdot 1,0} = 1,33 \geq 1,25$$

Сооружение удовлетворяет условию прочности при поступательной форме сдвига при основном сочетании нагрузок.

## **7 Пожарная безопасность. Охрана труда**

### **7.1. Безопасность гидротехнических сооружений**

Обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Якутской ГЭС регулируется положением технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций, основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составлением Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Якутской ГЭС, сооружения оснащаются контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряжённо-деформированного режима, сейсмического контроля. В состав эксплуатационного персонала вводится специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

### **7.2 Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования, энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих энергостанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартом безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, ПУЭ, техническому регламенту о

пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускается, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений Якутской ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также по снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На Якутской ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны и техники безопасности.

Расследования несчастных случаев на гидроэлектростанциях производиться в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На Якутской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС, персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы исправными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.



Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и самих гидротехнических сооружений должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой деятельности, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов и затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть 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.

### **7.3 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных РАО «ЕЭС 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 эвакуации 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.

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

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

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые) по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

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

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном

расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренажные оросители.

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

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

## 8 Охрана окружающей природы

### 8.1 Общие сведения о районе строительства

Якутский гидроузел расположен в республике Якутия на реке Оленёк в 8 км выше по течению от села Таймылыр.

Исток р.Оленёк находится в Вилюйском плато которое располагается в Красноярском крае. Длина реки - 2292 км. В створе проектируемой Якутской ГЭС водосборная площадь представляет довольно равнинную степь, верхняя, восточная часть которой достигает высоты 60 м. Площадь водосборного бассейна составляет 25000 км<sup>2</sup>. Площадь водосбора асимметрична и левая часть бассейна больше правой, средний уклон — 0,39 м/км, ширина реки до 400 м, глубина до 15 м.

Питание реки снеговое. Роль дождевых осадков в питании реки незначительна по следующим причинам:

- незначительное годовое количество осадков (около 302 мм);
- продолжительные сухие ветров - суховеи.

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется непродолжительным, но большим весенним половодьем и очень малым стоком в зимнее время года. Ледостав устанавливается в первой половине декабря и продолжается до марта - апреля. Ледоход бывает не каждый год, в теплые годы при длительных положительных температурах ледоход не устанавливается совсем. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. После снежных зим половодье сопровождается значительным подъемом уровня воды. Летнее – осенняя межень в отдельные годы прерывается дождевыми паводками.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с неустойчивой зимой и жарким летом. Средняя годовая температура воздуха составляет -11,8 °С , абсолютный минимум -62,9 °С, абсолютный максимум +35,7°С. Годовая сумма осадков около 302 мм (от 288 до 480 мм).

Основными источниками загрязнения реки Оленёк в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Берега реки сложены в основном, что служит природным источником поступления не взвешенных веществ в реку. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Растительность этой местности довольно скудная. Это лиственные леса, представленные в небольшом количестве. Встречаются березняки, ельники.

Основная часть земель – голая тундра, где растет ягель, лишайники и сланка. Из кустарников произрастают голубика, толокнянка, багульник. Редко можно встретить шиповник, бруснику, можжевельник, смородину. В районе площадки строительства Якутского ГУ обитает 65 вида охотничьих ресурсов. Из них 30 вида млекопитающих, 35 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные - лось, олень благородный, олень пятнистый, косуля, кабан, лань;
- пушные - заяц-русак, сурок-байбак, барсук, лисица, енотовидная собака, волк, шакал, ондатра;
- птицы – перепел, серая куропатка, фазан, горлица, вяхирь, гуси (серый и белолобый), утки (кряква, нырок красноголовый, чирок-трескунок).

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: рысь, медведь, шакал, тарпан, сайгак, косуля, орел, коршун и др. 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 Якутского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Оленёк на участке строительства Якутской ГЭС представлены следующими видами: омуль, нельма, ряпушка, муксун 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 Оленёк на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Оленёк необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Якутской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

## **8.2. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

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

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

### **8.3 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:

**Организационные:**

– Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

– Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

– Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

– Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

– Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

– Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

– Организация и проведение производственного экологического контроля.

**Санитарно-технические:**

– Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

– Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

– Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

– Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

– Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

– Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

– Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

– Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

– Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

– Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

#### 8.4. 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:

- Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5:**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (8.1)$$

где  $N=658278 \text{ м}^3$ - объем бетонных работ;

$q=1,8\%$ - удельный норматив образования;

$\rho=2,5 \text{ т/м}^3$ - плотность бетона.

$$M = \frac{658278 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 29622 \text{ т}$$

- Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 5:**

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (8.2)$$

где  $N=108 \text{ т}$ - количество арматуры;

$q=1,0\%$ - удельный норматив образования;

$\rho=2,0 \text{ т/м}^3$ - удельный вес арматуры.

$$M = \frac{108 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,16 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 29622 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,16 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.

## 8.5. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Якутского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 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:

- регулирование водным режимом водотока;
- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 8 км от ГЭС находится населенный пункт – с. Таймылыр, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Оленёк от сбросов Якутской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения села Таймылыр, в пределах промплощадок объектов Якутской 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.

## 9 Технико-экономические показатели

### 9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объёмов реализации приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	450	450	450	450	450
Число часов использования установленной мощности	Часы	4666	4666	4666	4666	4666
Выработка электроэнергии	МВт·ч	2099700	2099700	2099700	2099700	2099700
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	20997	20997	20997	20997	20997
Объём реализации электроэнергии	МВт·ч	2078703	2078703	2078703	2078703	2078703
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1190	1222,7	1255,3	1287,8	1320,2
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	2473,66	2541,63	2609,40	2676,95	2744,30
НДС к выручке	млн.руб	412,28	423,61	434,90	446,16	457,38

Увеличение прибыли и НДС возрастает в связи с ростом тарифа на электроэнергию.

#### 9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на

среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств 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 на уровне цен первого квартала 2026 года представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	114,84
Прочие	274	123,30
Итого по ГЭС	529,2	238,14

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06

### Окончание таблицы 9.3

Этап проекта	Величина, %
От 16 до 25 лет	0,08

Был выполнен расчет услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	107, 81тыс.руб/МВт	60,92
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001107тыс.руб/МВт·ч	4,26
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.00031тыс.руб/МВт·ч	1,24
Итого		66,42

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Оленёк составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	63,65	63,8	63,8	63,8
Расходы на страхование, млн.руб.	29,48	29,52	29,52	29,52
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	234,14	238,14	238,14	238,14
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	10,23	10,23	10,23	10,23
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	66,42	66,42	66,42	66,42
Налог на воду, млн.руб.	18,66	18,66	18,66	18,66
Итого, млн.руб.	422,58	426,77	426,77	426,77

Наибольшими затратами из выше представленных являются эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 9.1).

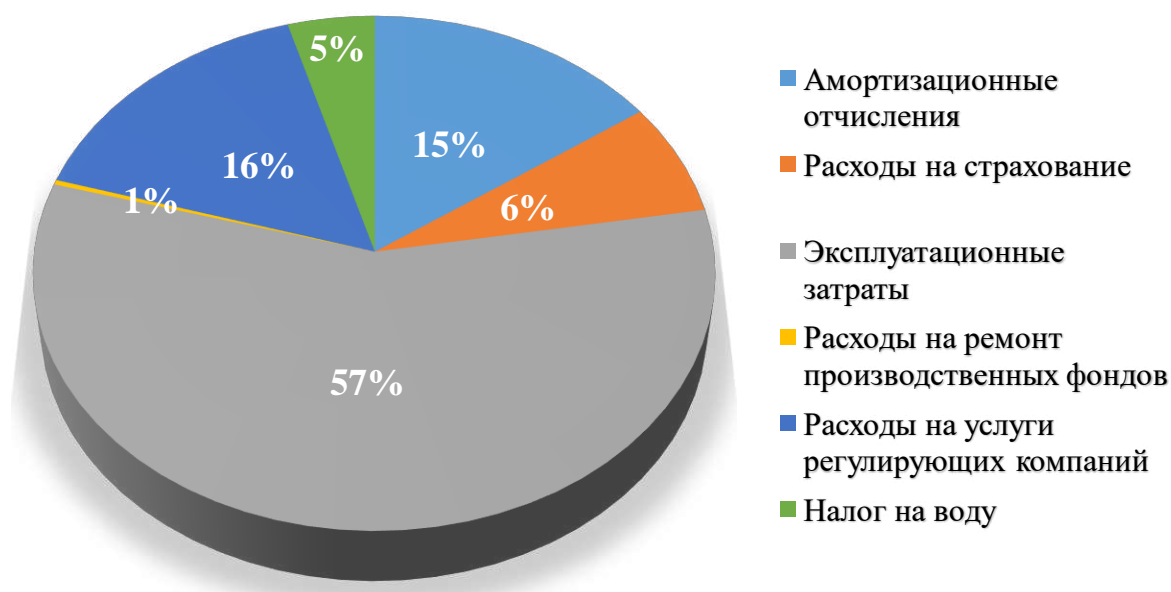


Рисунок 9.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

### 9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- взносы в социальные фонды – 34%;
- налог на имущество – 2,2%
- налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	704,66	722,47	744,00	764,86	784,42
НДС, млн.руб.	113,51	763,60	784,52	805,17	824,57
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	16,75	16,75	16,75	16,75	16,75
Налог на имущество, млн.руб.	63,71	64,39	62,99	61,59	60,18
Итого, млн.руб.	900,63	1567,22	1608,24	1648,36	1685,92

При возрастании года реализации проекта происходит повышение налогов, что в свою очередь негативно сказывается как на развитие проекта, так и на потребителях электроэнергии.

## 9.2 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 9.7.

Таблица 9.7- Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	3737,45	3825,34	3931,45	4034,44	4130,87
Текущие расходы, млн.руб.	422,58	426,77	426,77	426,77	428,39
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3718,79	3806,68	3912,79	4015,77	4112,21
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	3523,32	3612,38	3729,88	3824,28	3922,12
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	704,66	722,48	743,98	764,86	784,42
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2808,66	2879,90	22965,91	3049,42	3127,70
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Значение чистой прибыли составляет 60% от выручки нетто.

Для большей наглядности изменения значения чистой прибыли выполнено построение графика (рисунок 9.2).



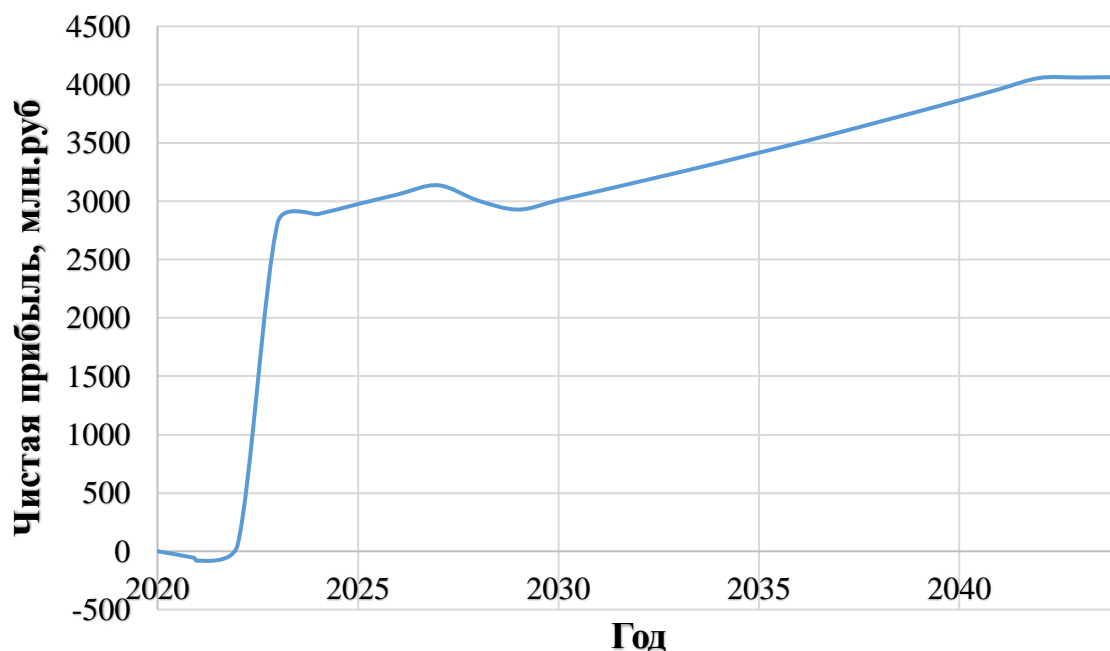


Рисунок 9.2– Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

### 9.2.1 Анализ денежных потоков

На рисунке 9.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства электростанции, а также установки энергетического оборудования. Данный график уменьшен в масштабе, для более наглядного наблюдения этапов.

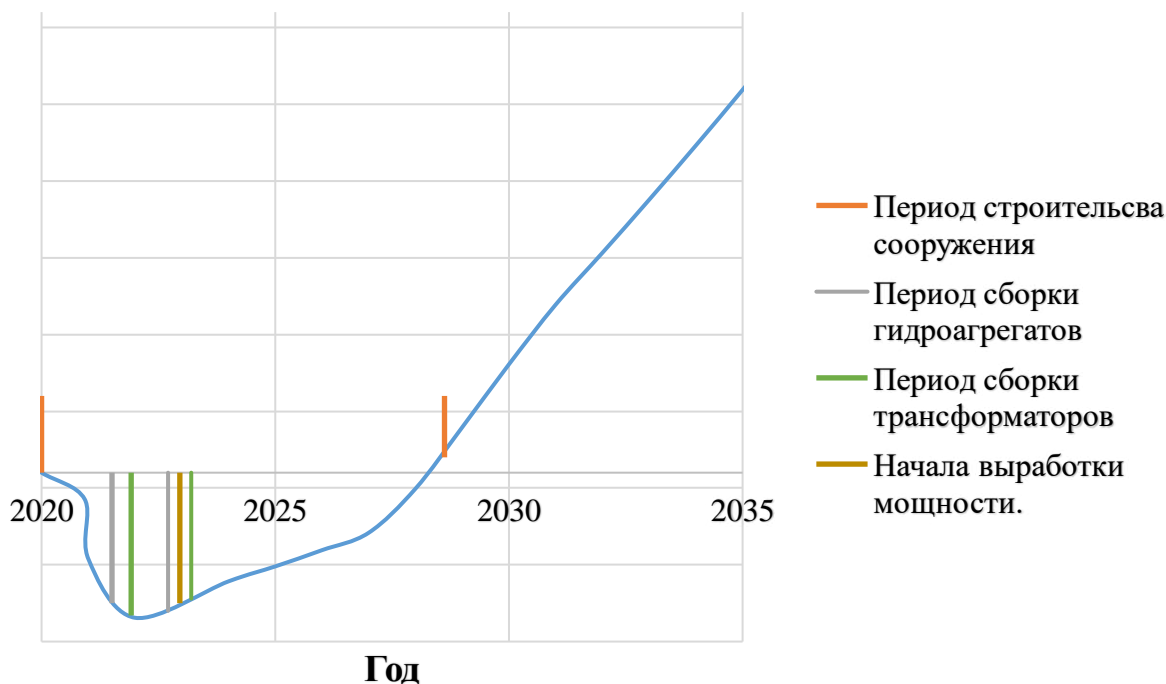


Рисунок 9.3-График Cash-Flow с указанием этапов строительства и установки энергетического оборудования

Строительный период составляет чуть больше 8 лет. Особенность графика связана с особенностью строительства средней ГЭС в труднодоступных районах (высокие удельные капиталовложения, большое время строительства), а также высокие налоги приводят к снижению прибыли, что также оказывает негативное влияние.

### **9.3 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 ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

#### **9.3.1 Методология, исходные данные**

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости;
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113;

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Якутской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 9.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8-Показатели эффективности реализации проекта Якутской ГЭС на реке Оленёк

Наименование	
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	110
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	7347,27
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,9
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	19,26
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб/Квт	49990,1

Проект Якутской ГЭС на реке Оленёк является прибыльным.

### 9.3.3 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 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.Рублей	13,96	16,75	16,75	794,86	1520,00
В региональный бюджет, млн.Рублей	0,08	2,84	38,50	66,01	64,84
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	14,04	19,59	55,25	860,88	1584,84

В состав федерального бюджета поступают налоги НДС, налог на прибыль, водный налог, взносы во внебюджетные фонды. В региональный налог на имущество и налог на страхования от несчастных случаев.

## 9.4 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 PI к изменениям:

- ставки налогов;
- цена сбыта;
- ставка дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

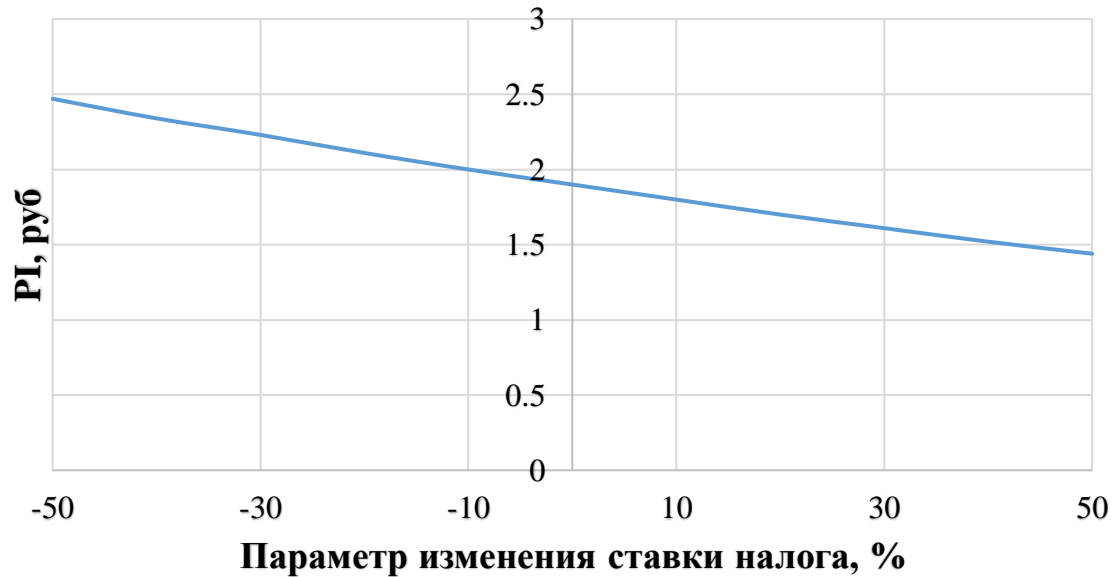


Рисунок 9.4-Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов влечет за собою уменьшение величины PI.

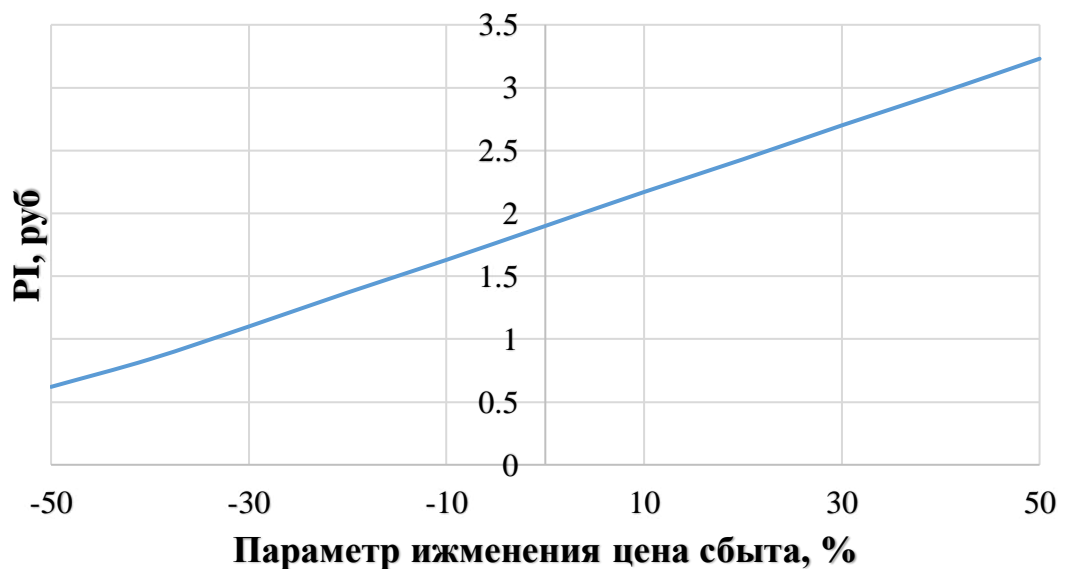


Рисунок 9.5-Сумма PI от в зависимости от изменения цены сбыта

При увеличении цены сбыта происходит увеличение величина PI.

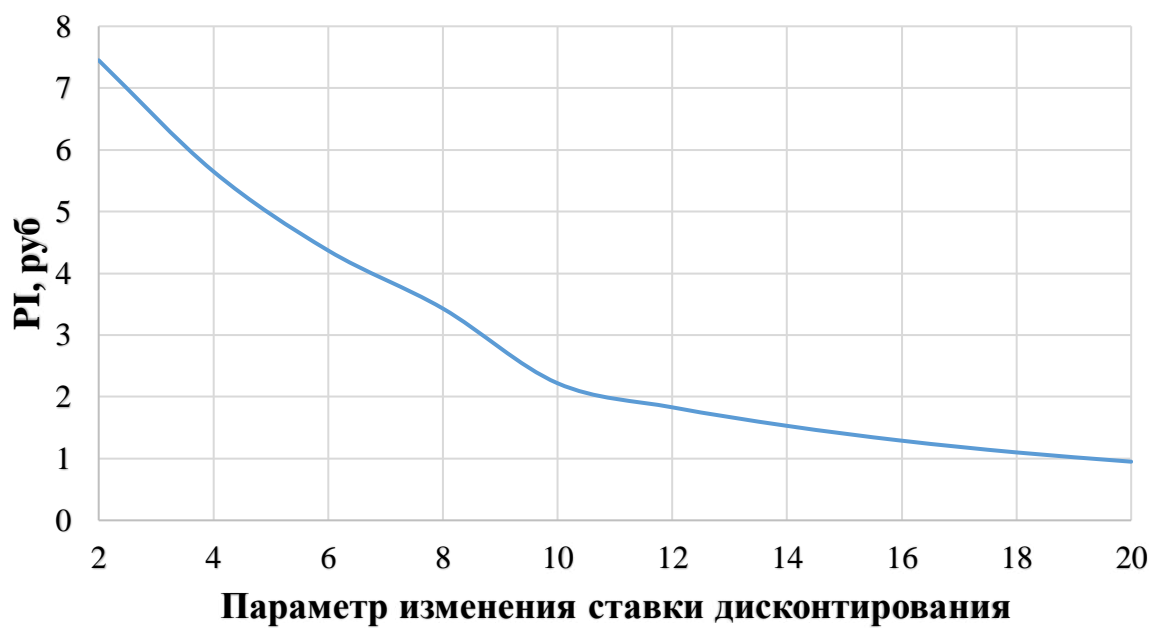


Рисунок 9.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования влечет за собою уменьшение величины PI.

## 10 Построение модели генерирующего оборудования на основе полупроводниковых вставок постоянного тока

### 10.1 Область применения полупроводниковых вставок постоянного тока

Выдача электроэнергии с постоянной частотой в систему является на данный момент одним из самого важного показателя в электроэнергетике, так как качества электроэнергии зависит от колебания частоты. Практически во всех генерирующих установках частота электроэнергии зависит напрямую от количества подачи определенного вида расходуемого материала в рабочий орган. В наше время одни из видов генерирующих установок, такие как ветровая энергетика, солнечная энергетика и гидроэнергетика, используют схему на полупроводниковых вставках.

В качестве примера представлена (рисунок 10.1) простейшая схема включения МГЭС в электросеть.

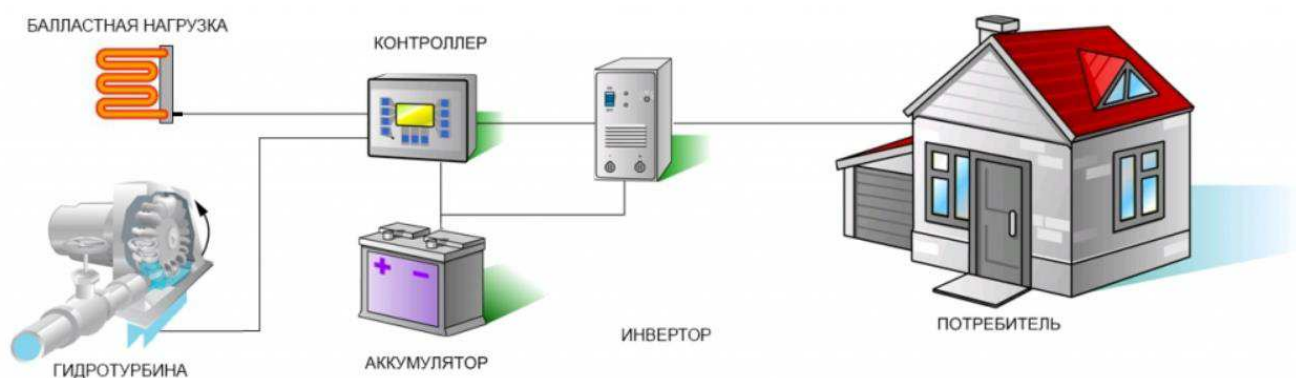


Рисунок 10.1 -Простейшая схема включения МГЭС в электросеть

- Блок балластной нагрузки-предназначенный для рассеивания неиспользуемой потребителем на данный момент мощность, позволяет избежать выхода из строя электрогенератора и системы контроля и управления
- Контролер заряда стабилизатор предназначен для управления зарядом АКБ, управление гидротурбиной и преобразованием энергии.
- АКБ необходима в качестве накопителя емкости, от размера которой продолжительность функционирования в автономном режиме питаемой ею потребителя.
- Преобразователь необходим для преобразования напряжения из постоянного в переменное.

В данное время данный вид генерирующего оборудования широко используется в ветроэнергетических установках. В качестве примера представлена функциональная блок-схема простейшей конструкции ветроэнергетической установки (ВЭУ) на рисунке 10.2.

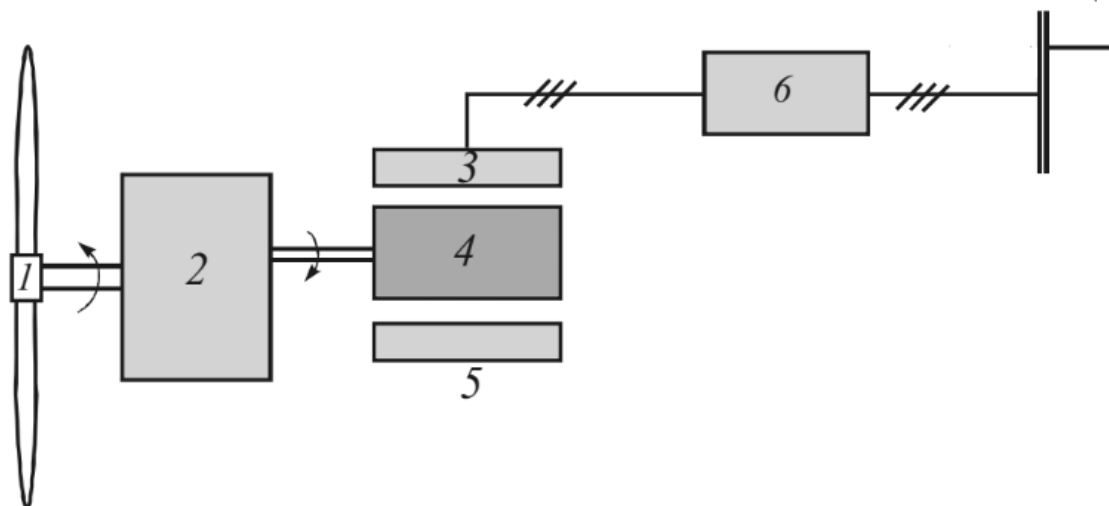


Рисунок 10.2 -Блок-схема простейшей ВЭУ

- 1-Ветроколесо;
- 2-Одноступенчатый планетарный редуктор;
- 3-Статор синхронного генератора;
- 4-Ротор с постоянными магнитами;
- 5-Синхронный генератор с постоянными магнитами;
- 6-Система выпрямитель-фильтр-инвертор (ВФИ).

В качестве синхронного генератора с постоянными магнитами используется явно полюсный генератор, с постоянными магнитами который приводится во вращения односкоростным редуктором

В системе ВФИ используется выпрямитель который преобразует электричество из переменного тока в постоянный, далее после фильтрации преобразователь инвертирует постоянный ток в переменный с одной частотой. В подобных схемах используются многоуровневые преобразователи так как они во многом превосходят одноуровневые преобразователи и синусоида напряжения полученного на выходе многоуровневого преобразователя практически приближена к идеальной в отличии от одноуровневого.

Многоуровневые преобразователи напряжения представляют собой высокоэффективное решение на рынке высоковольтной (до 3 кВ) энергетики. В настоящее время активно используются силовые полупроводниковые устройства для электроприводов переменного тока, для передачи электроэнергии постоянного и переменного тока статические компенсаторы реактивной энергии.

Преимущества многоуровневых инверторов по отношению к двухуровневым:

- возможность получения высокого напряжения на выходе используя стандартные низковольтные полупроводниковые элементы, такие как IGBT модули, не прибегая к необходимости высоковольтных дорогостоящих полупроводников;

- высокое качество питающей сети, стремящееся к идеальной синусоиде за счет многоступенчатости выходного напряжения, иначе говоря, уровней выходного напряжения;
- возможность вырабатывать высокое напряжение (до 3 кВ), позволяет эффективно регулировать потоки мощности между энергосистемами, стабилизировать напряжение на линиях электропередач.

Данные преобразователи широко применяются в химических нефтяных производственных процессах, на заводах по сжижению природного газа, в водоподготовительных установках и судовых двигателях. Также многоступенчатость кривой выходного напряжения позволяет увеличить коэффициент синусоидальности питающего напряжения, соответственно увеличит качество питающей сети, а высокая электромагнитная совместимость (ЭМС) позволяет отказаться от дорогих габаритных сетевых фильтров. Помимо всего этого многоуровневые преобразователи напряжения получают широкое распространение в источниках возобновляемой энергии, таких как ветроэнергетика, солнечные электростанции или МГЭС в схемах СН для выравнивания напряжения.

В ходе данной работы были рассмотрены следующие виды преобразователей:

- двухуровневый преобразователь;
- трёхуровневый преобразователь;
- трёхуровневый преобразователь с обратным ходом;
- трёхуровневый преобразователь RB-IGBT;
- каскадный H-мостовой преобразователь;
- преобразователь с плавающими конденсаторами.

## 10.2 Двухуровневый преобразователь

Двухуровневый преобразователь – наиболее широко применяемая топология преобразователя энергии. Он состоит из конденсатора и двух силовых полупроводниковых ключей на фазу. Управляющий сигнал для верхнего и нижнего силовых ключей связан и генерирует только два возможных состояния выходного напряжения (нагрузка соединяется с положительной или отрицательной шиной источника постоянного напряжения).

Используя методы модуляции для генерирования управляющих импульсов возможно синтезировать выходное напряжение с желаемыми параметрами (формой, частотой, амплитудой). Из-за содержания высоких гармоник в выходном сигнале для генерирования синусоидальных токов выходной сигнал необходимо фильтровать, но так как данные преобразователи обычно имеют индуктивную нагрузку (электродвигатели) дополнительные фильтры используются только при необходимости.

Максимальное выходное напряжение определяется значением постоянного напряжения звена постоянного тока. Для эффективного управления мощной нагрузкой требуется высокое постоянное напряжение звена



постоянного тока, но на практике это напряжение ограничено максимальным рабочим напряжением полупроводников. Для примера низковольтные IGBT транзисторы обеспечивают выходное напряжение до 690 В. Для того чтобы обойти данное ограничение по напряжению в последние десятилетия были разработаны схемы многоуровневых преобразователей. Данные преобразователи сложнее, чем двухуровневые в плане топологии, модуляции и управления, но при этом имеют лучшие показатели по мощности, надежности, габаритам, производительности и эффективности. Схема данного преобразователя представлена на рисунке 10.3.

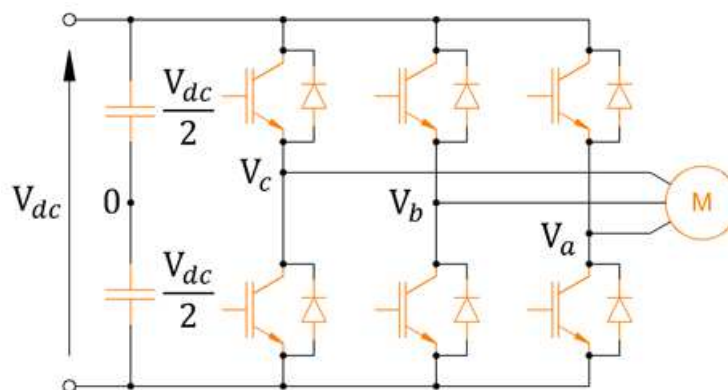


Рисунок 10.3- Схема двухуровневого преобразователя

Основным недостатком данного преобразователя является выходное напряжение, которое показано на рисунке 10.4.

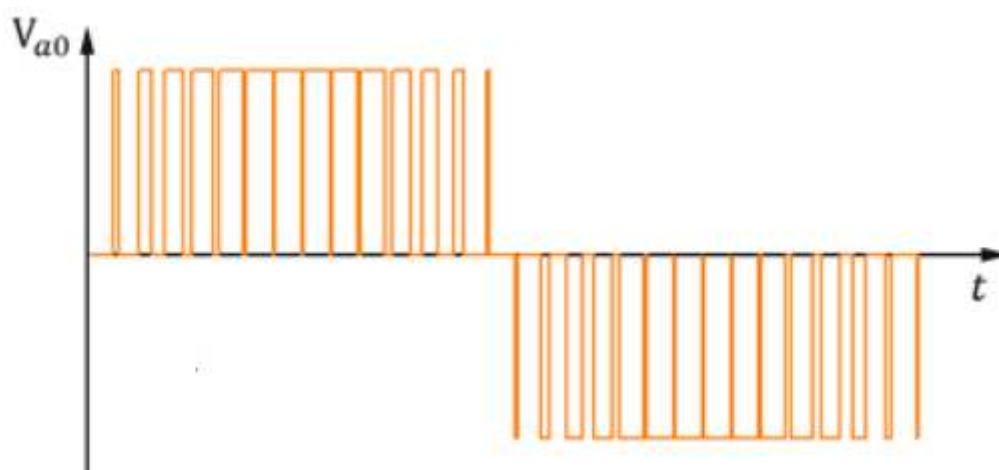


Рисунок 10.4- Выходное напряжение двухуровневого преобразователя

### 10.3 Трёхуровневый преобразователь

В трехфазных трехуровневых автономных преобразователях в каждом плече моста используются два транзистора или тиристора, включенных последовательно. Напряжения между последовательно включенными полупроводниковыми приборами делятся приблизительно поровну с помощью последовательно соединенных конденсаторов в звене постоянного тока, а также при использовании дополнительных диодов, с помощью которых точка

соединения друг с другом конденсаторов объединяется с точками соединения друг с другом полупроводниковых приборов в каждом плече моста. Схема трехуровневого преобразователя представлена на рисунке 10.5.

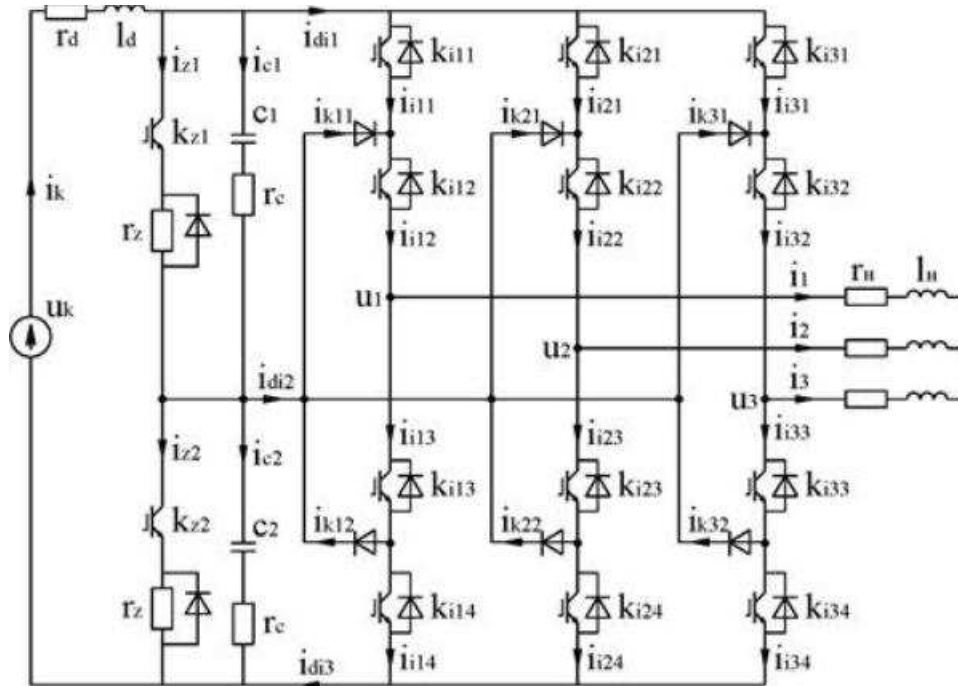


Рисунок 10.5-Схема трехуровневого преобразователя

На рисунке 10.6 представлено полученной выходное напряжение.

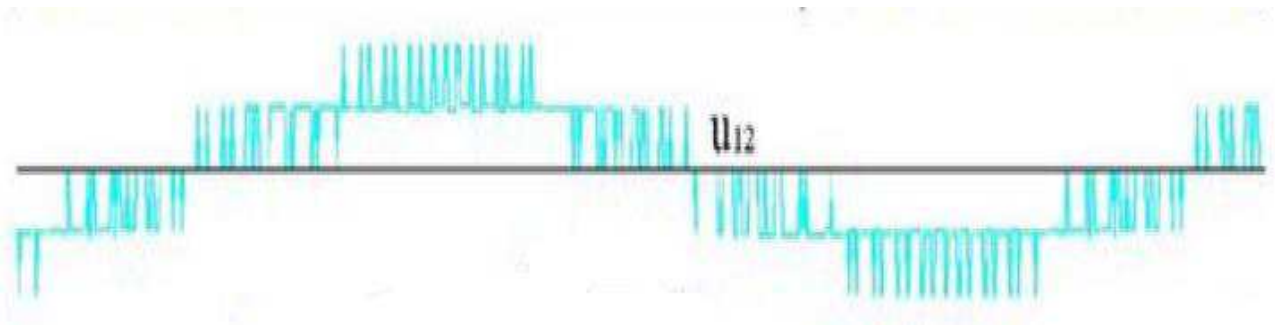


Рисунок 10.6-Характеристика выходного напряжения

В рассматриваемой схеме для формирования напряжений трехфазной нагрузки используются три уровня напряжения – нулевой уровень, напряжение на одном конденсаторе и напряжение на двух последовательно соединенных конденсаторах. В связи с этим рассматриваемую схему называют трехуровневой.

Основные преимущества трехуровневых преобразователей напряжения по сравнению с двухуровневыми преобразователями:

- повышенное напряжение преобразователя на входе и выходе при использовании сравнительно низковольтных элементов (транзисторных модулей, конденсаторов);

- повышенная единичная мощность преобразователя;
- меньшие искажения напряжения и тока нагрузки при работе в режиме синусоидальной ШИМ;
- меньшие динамические потери энергии в вентилях преобразователя при работе в режиме синусоидальной ШИМ.

Указанные преимущества частично сохраняются и при работе преобразователя в режиме пере модуляции. При работе преобразователя в режиме фазной коммутации выходные линейные напряжения трехуровневого преобразователя имеют прямоугольную форму, как и в двухуровневом преобразователе.

#### 10.4 Трёхуровневый преобразователь с обратным ходом

Основная особенность данного преобразователя является тем что в отличии от простого трехуровневого преобразователя данный тип может участвовать как в выдачи электроэнергии, так и в прием ее. Трёхуровневый преобразователь с обратным ходом может принимать электроэнергию к примеру, от сети до 600 В, а также выдавать генерирующую электроэнергию до 1200 В. Простейшая схема данного преобразователя представлена на рисунке 10.7.

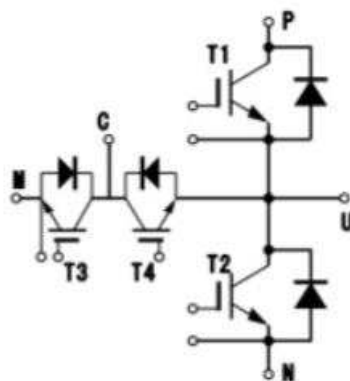


Рисунок 10.7-Трёхуровневый преобразователь с обратной связью

#### 10.5 Трёхуровневый преобразователь RB-IGBT

Отличие данного преобразователя от предыдущего заключается в упрощении схемы и использование на обратной связи IGBT униполярные транзисторы, что в свою очередь способствует улучшению обратной связи.

Простейшая схема данного преобразователя представлена на рисунке 10.8.

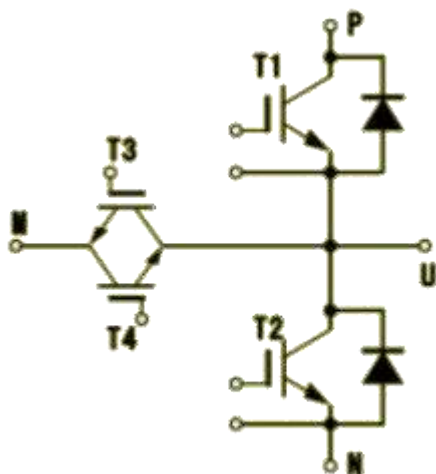


Рисунок 10.8- Схема трёхуровневый преобразователь RB-IGBT

### 10.6 Каскадный H-мостовой преобразователь

**Каскадный преобразователь** - высоко модульный преобразователь, состоящий из нескольких однофазных инверторов, обычно называемыми силовыми ячейками, соединенными последовательно для формирования фазы. Каждая силовая ячейка выполнена на стандартных низковольтных компонентах, что обеспечивает их легкую и дешевую замену в случае выхода из строя. Схема данного преобразователя представлена на рисунке 10.9.

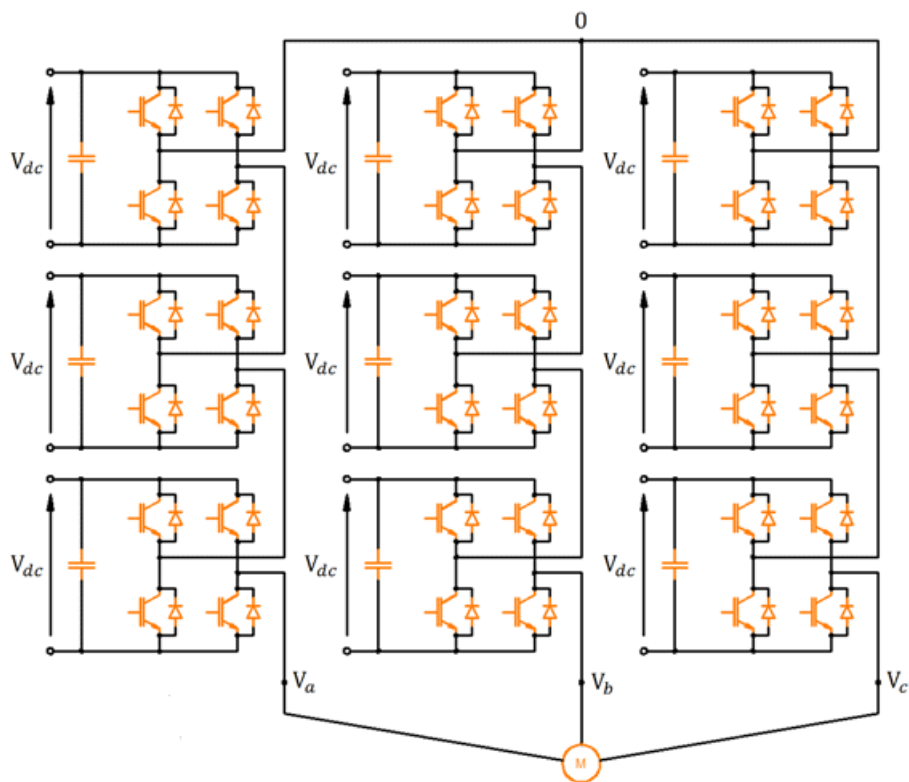


Рисунок 10.9- Каскадный H-мостовой преобразователь

Основным преимуществом данного преобразователя является использование только низковольтных компонентов, при этом он дает возможность управлять мощной нагрузкой среднего диапазона напряжения.

Несмотря на то что частота коммутации в каждой ячейке низкая, эквивалентная частота коммутации, приложенная к нагрузке – высокая, что уменьшает потери на переключение ключей, дает низкую скорость нарастания напряжения ( $dv/dt$ ) и помогает избежать резонансов. Данный преобразователь работает на напряжение до 1500 В включительно. Выходное фазное напряжение представлено на рисунке 10.10.

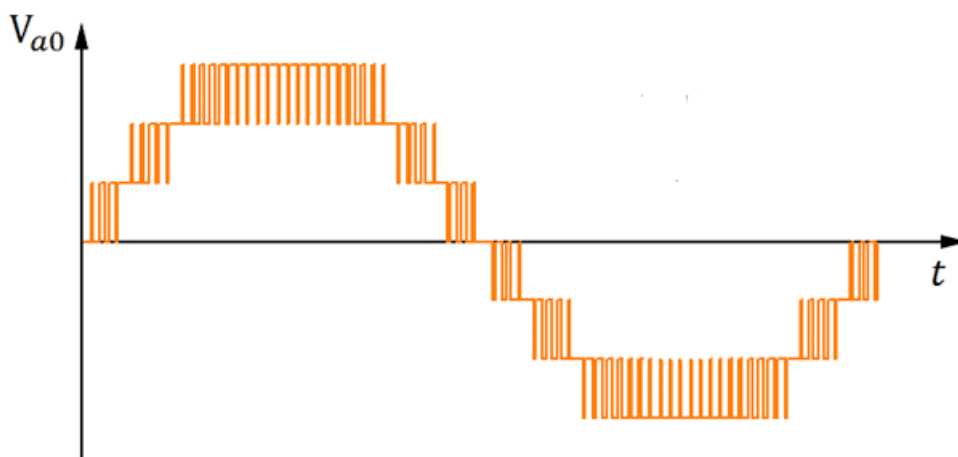


Рисунок 10.10- Фазное выходное напряжение преобразователя

### 10.7 Преобразователь с плавающими конденсаторами

Выходное напряжение преобразователя с плавающими конденсаторами получается путем прямого соединения выхода фазы с положительной, отрицательной шиной или подключением через конденсаторы. Количество уровней выходных напряжений зависит от количества навесных конденсаторов и отношения между различными напряжениями. Данный преобразователь работает на напряжение до 3 кВ включительно. Схема каскад преобразователя с плавающими конденсаторами представлена на рисунке 10.11.

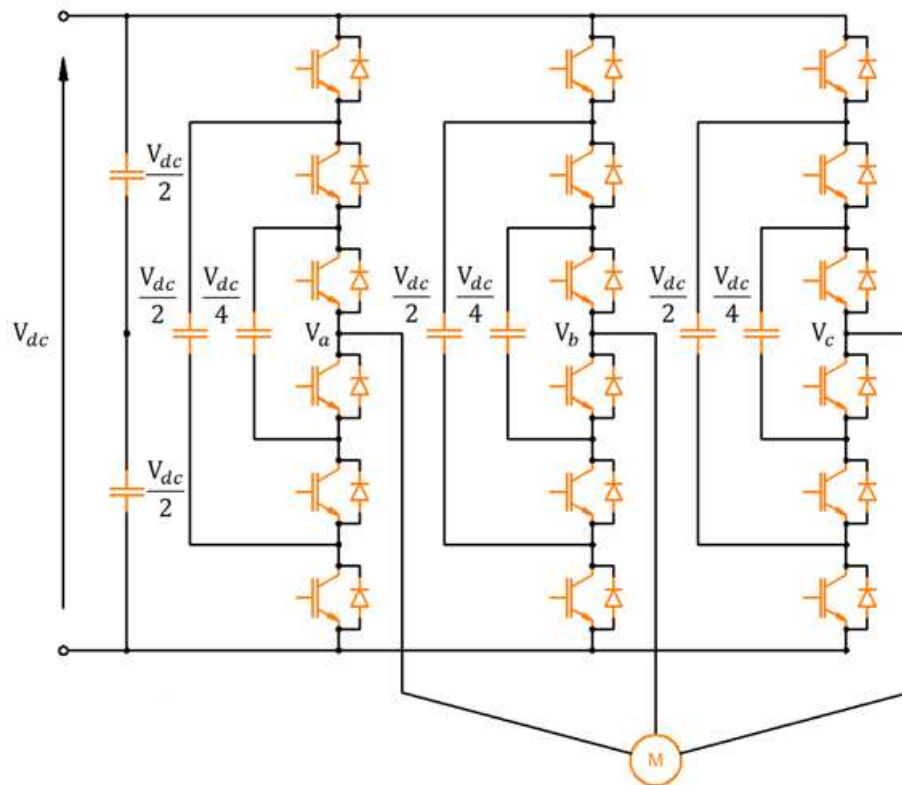


Рисунок 10.11- Схема преобразователя с плавающими конденсаторами

Этот преобразователь, как и в случае каскадного преобразователя, также имеет модульную топологию, где каждая ячейка состоит из конденсатора и двух связанных ключей. Однако, в отличие от каскадного преобразователя добавление дополнительных силовых ключей к конденсаторному преобразователю не увеличивает номинальную мощность преобразователя, а только уменьшает скорость нарастания напряжения ( $dv/dt$ ), улучшая коэффициент гармоник выходного сигнала. Как и у каскадного преобразователя, модульность уменьшает стоимость замены элементов, облегчает поддержку и позволяет реализовать отказоустойчивую работу.

Выходное фазное напряжение показано на рисунке 10.12.

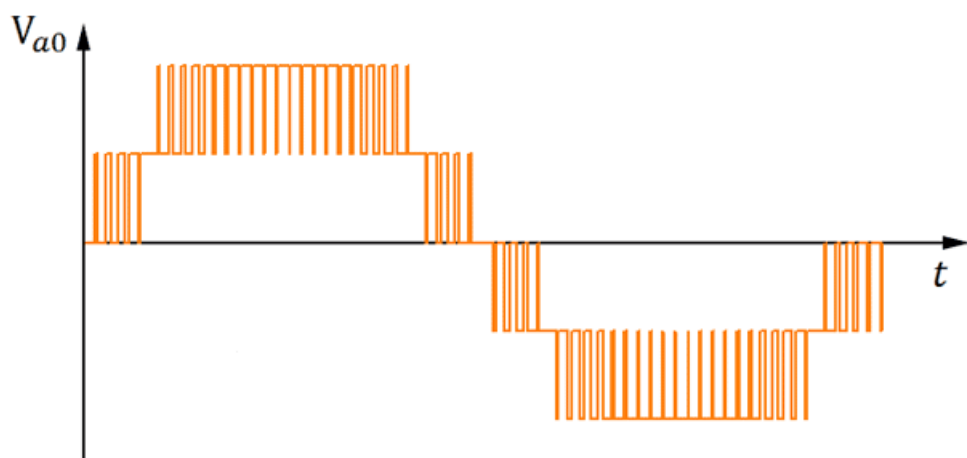


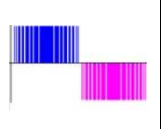
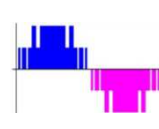
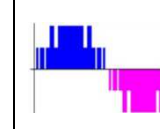
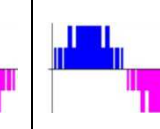
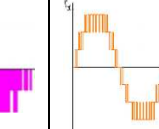
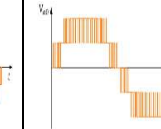
Рисунок 10.12- Выходное фазное напряжение преобразователя с плавающими конденсаторами

Конденсаторный преобразователь требует только один источник постоянного тока для питания всех ячеек и фаз. Поэтому, можно обойтись без входного трансформатора, а количество ячеек может быть произвольно увеличено в зависимости от требуемой выходной мощности.

Подобно преобразователю с фиксированной нейтральной точкой, этому преобразователю требуется специальный алгоритм управления для регулирования напряжения на конденсаторах.

Все основные характеристики всех рассмотренных преобразователей сведены в таблицу 10.1.

Таблица 10.1- Основные характеристики преобразователей

Тип преобразователя	Двухуровневый	Трёхуровневый	Трёхуровневый с обратной связью	Трёхуровневый RB-IGBT	Каскадный H-мостовой	Преобразователь с плавающими конденсаторами
Рабочее напряжение	До 1,2 кВ	До 600 В	До 1,2 кВ +600 В (обр.св)	До 1,2 кВ +600 В (обр.св)	До 1,5 кВ	До 3 кВ
Выходная характеристика						
Потери	Маленькие	Большие	Большие	Маленькие	Маленькие	Большие
Сложность схемы	Легкая	Усложненная	Легкая	Легкая	Сложная	Сложная

## 10.8 Построение модели с полупроводниковыми вставками постоянного тока

Изучив все модели было выполнено построение генерирующей схемы на основе полупроводниковых вставок постоянного тока. При построении модели были взяты следующие данные:

Таблица 10.2- Параметры нагрузки используемые для построения модели

Наименования	Значения
Номинальное междуфазное напряжение	37,66 кВ
Номинальная частота	50 Гц
Активная мощность	25 МВт

Таблица 10.3- Параметры трансформатора используемые для построения модели

Наименования	Значения
Номинальная мощность	50 МВ·А
Номинальная частота	50 Гц
Напряжение первичной обмотки	10,5 кВ
Напряжение вторичной обмотки	35 кВ
Активное сопротивление	0,008 Ом
Реактивное сопротивление	0,1 Ом

Данная модель представлена на рисунке 10.13.

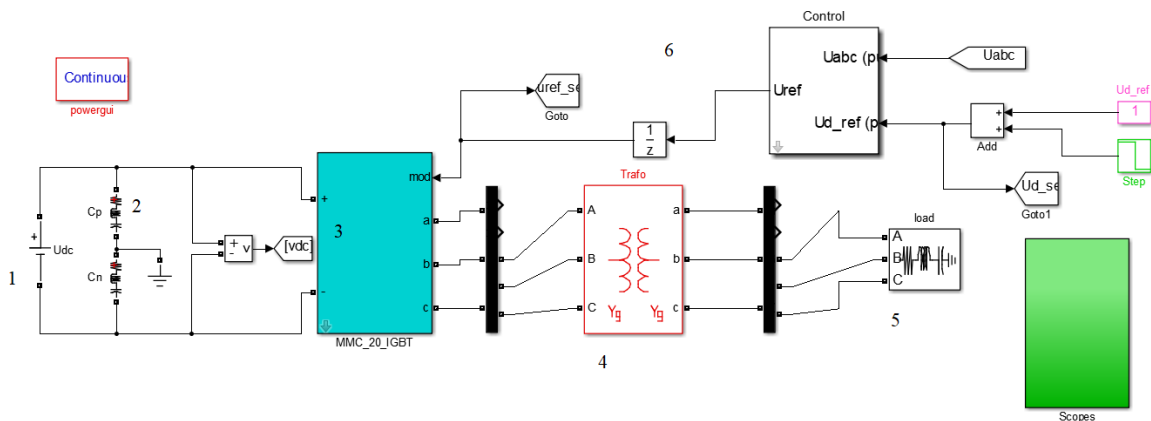


Рисунок 10.13- Генерирующая модель на основе полупроводниковых вставок постоянного тока

- где 1-аккумуляторная батарея;
- 2-фильтры;
- 3-силовое оборудование;
- 4-трансформатор;
- 5-нагрузка;
- 6-блок, осуществляющий контроль.

В силовое оборудование входя 3 блока, где каждый блок идет на свою фазу, которые участвуют в выдачи электроэнергии и 3 блока участвующие в приеме электроэнергии.

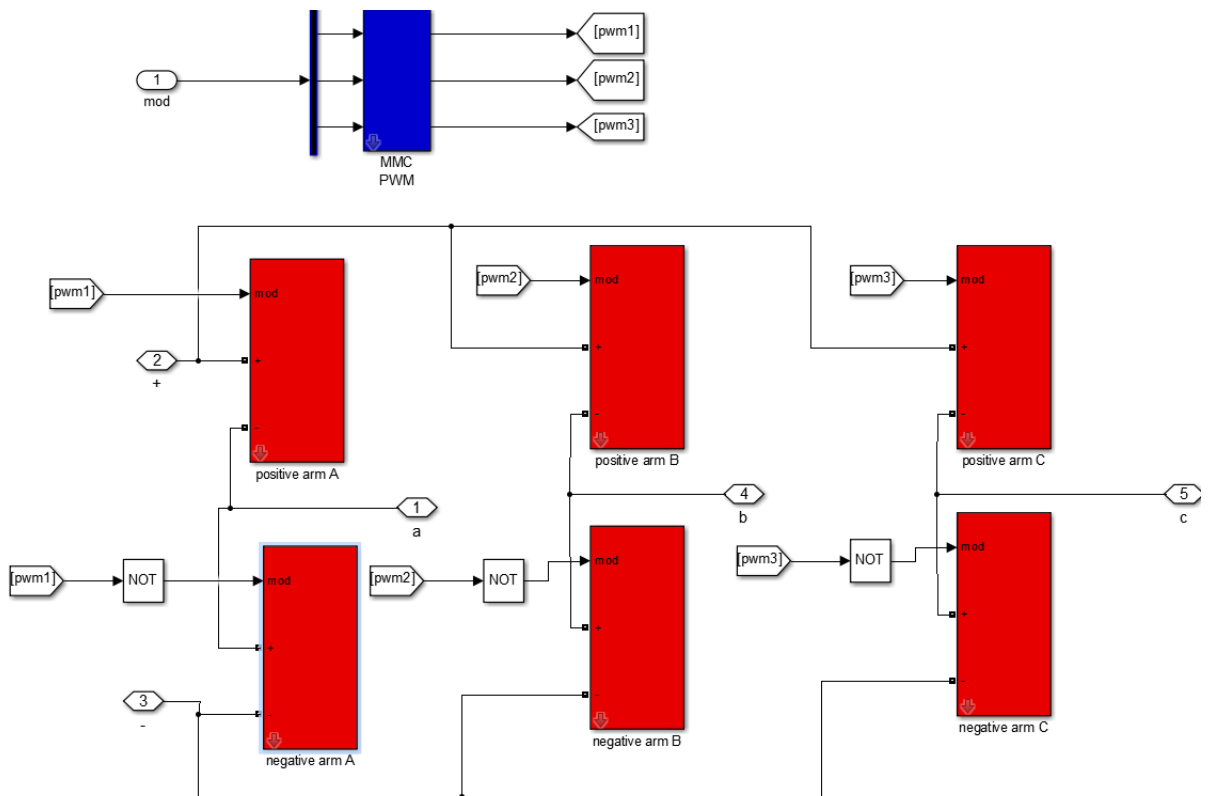


Рисунок 10.14-Блоки силового оборудования



В одном силовом блоке находится многоуровневый преобразователь. Силовая часть состоит из двух систем преобразования, работающих в выпрямительном и инверторном режиме. Выходными и выходными напряжениями преобразователя являются переменные трёхфазные напряжения с различающимися электрическими параметрами. Сопряжение данных схем происходит по цепи постоянного тока. Необходимым требованием к силовому преобразователю является наличие возможности реверсирования потока мощности. В результате этого, выпрямительный и инверторный режим работы в данной модели полностью обратимый. Большое количество уровней предназначено для более качественного преобразования электроэнергии. Данный преобразователь одной фазы показан на рисунке 10.15.

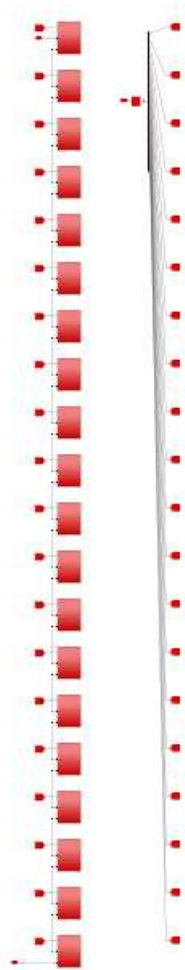


Рисунок 10.15-Многоуровневый преобразователь фазы А

Контролирующее оборудование представлено на рисунке 10.16.

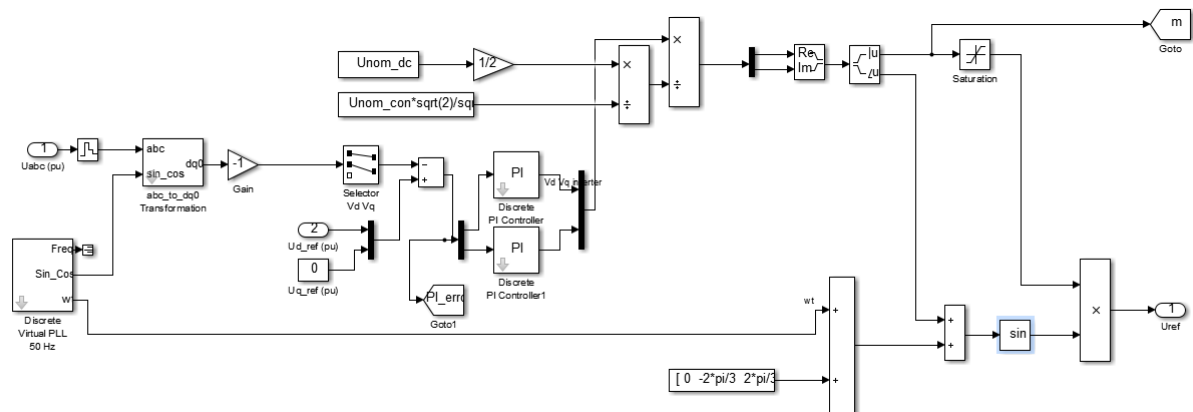


Рисунок 10.16- Состав контролирующего оборудования

Принцип действия оборудования основан на преобразовании тригонометрических функций синуса и косинуса в интегральную систему счисления dq. После выполнения ряда математических операций с помощью контроллера. Далее происходит разделение полученных чисел на действительное и мнимое значения и в результате преобразований получаем выпрямленное напряжение.

Конечным результатом было исследование работы преобразователя в режиме сброса нагрузки. Осциллограммы представлены на рисунке 10.17.

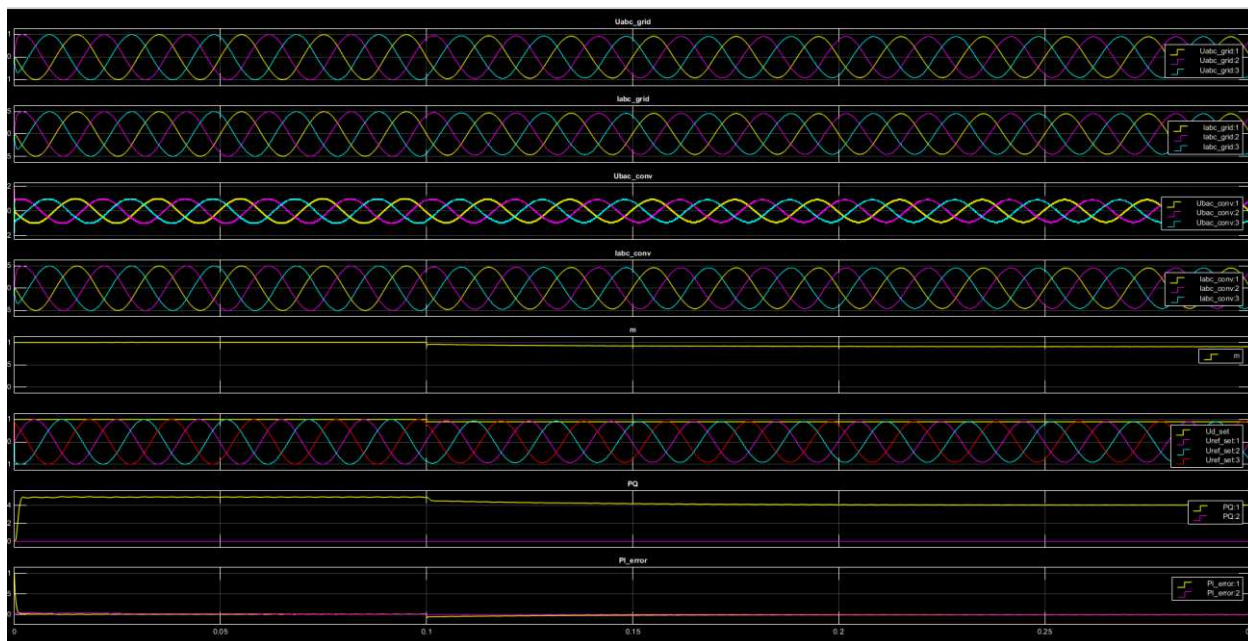


Рисунок 10.17- Осциллограммы изменения мощности в результате сброса нагрузки

Анализируя данные осциллограммы можно заметить, что при сбросе нагрузки преобразование мощности происходит плавно без каких-либо колебаний и провалов. С помощью данной модели можно регулировать как значения активной мощности при генерировании электроэнергии, так и при потреблении электроэнергии. Потому что колебания значения мощности при резком изменении нагрузке может пагубно сказываться на оборудовании.

Так же можно заменить по осциллограмме  $P_{I\_error}$  (последняя осциллограмма) что преобразование электроэнергии происходит в точности с требуемыми значениями, что в свою очередь говорит о минимальных потерях электроэнергии.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Якутского гидроузла на реке Оленёк, являющегося 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 6491 м<sup>3</sup>/с и 7707 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 450 МВт и среднегодовая выработка 2,3 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: 49,00 м;
- расчетный: 42,80 м;
- минимальный 27,00 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1215,84 м<sup>3</sup>.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ-50-В и ПЛД-50-В60. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидроагрегатами ПЛД50-В60-670.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин был подобран гидрогенератор СВ-1460/185-52УХЛ4 с номинальной активной мощностью 150 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (3 подходящих блока на генераторном напряжении, 4 отходящих ВЛ) КРУЭ 220 кВ- "две рабочие шины". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-200000/220, трансформаторы собственных нужд ТЗС-2500/6, резервный трансформатор собственных нужд ТМН-2500/35, для ВЛЭП-сталеалюминевые провода марки АС-240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Так же были рассчитаны значения уставок срабатывания для релейных защит.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная.

В состав сооружений входит:

- водосбросная бетонная плотина с донными водопропускными отверстиями – 96,0 м;
- левобережная глухая бетонная плотина - 137,9 м;
- станционная часть плотины – 140,5;

- правобережная глухая бетонная плотина 144,0 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 4.26 м;
- число водосливных отверстий – 8;
- ширина водосливных отверстий – 6 м;
- отметка гребня – 61,44 м;
- ширина гребня – 21,11 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,33 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом плотина Якутского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие значения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения гидроузла.

По технико – экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 9,2 лет;
- себестоимость – 21 коп/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 49990,1 руб/кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Якутской 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. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
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. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. 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.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
8. 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.
9. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
10. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. – Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 15 с.
11. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. – Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 6 с.
12. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. – Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 12 с.
13. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения

220кВ»[Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>

14. Каталог «Сухие трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // Компания «ЭТК Русский Трансформатор». – Режим доступа: <http://www.rus-trans.com>.

15. 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.

16. 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.

17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.

18. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

19. О безопасности гидротехнических сооружений[Электронный ресурс] :федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

20. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

21. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.

22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

25. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

26. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

27. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва :«РусГидро», 2008 – 14 с.

28. 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.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1-Исходный гидрологический ряд для реки Оленёк

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>среднегод.</sub> , М <sup>3</sup> /с
1930	2	2	1	6	1560	1749	2420	653	531	318	62	12	610
1931	5	4	4	5	1908	3622	1159	495	430	297	124	20	673
1932	9	1	1	21	1007	1643	2279	678	353	230	67	55	529
1933	21	4	4	7	1997	2950	1449	318	300	133	106	15	609
1934	3	3	2	5	1502	2173	2191	514	531	512	71	31	628
1935	6	5	4	13	1325	2667	2880	671	642	327	64	18	719
1936	5	4	4	6	2492	3374	1753	477	412	247	72	9	738
1937	6	6	5	103	1917	4410	3039	470	407	359	241	18	915
1938	1	1	1	19	2810	4010	1661	618	247	145	97	12	802
1939	6	5	5	4	1954	1819	2721	619	556	554	115	8	697
1940	6	4	4	9	1891	4752	1150	371	370	212	55	11	736
1941	7	7	6	11	2067	3551	1813	342	295	155	71	60	699
1942	3	3	3	6	1537	2597	1871	636	407	295	88	6	621
1943	4	1	0	1	2951	4119	1201	366	141	124	65	50	752
1944	2	2	2	16	1854	1466	2102	683	625	618	88	13	623
1945	4	4	3	18	1885	4258	2367	424	377	309	159	81	824
1946	6	5	5	4	3057	4046	1219	74	71	49	27	10	714
1947	1	1	1	25	1926	2870	1731	654	524	336	85	10	680
1948	2	2	2	7	1096	1961	1578	636	599	454	76	67	540
1949	3	1	0	11	2350	3268	1484	512	194	106	74	57	672
1950	6	6	4	2	1749	2526	1277	671	660	401	67	48	618
1951	13	12	10	27	2138	4187	1294	324	259	199	80	12	713
1952	3	3	2	8	1255	3743	2933	283	159	97	74	25	715
1953	15	8	6	8	1944	4682	1307	601	565	353	58	46	799
1954	2	0	0	6	1190	2243	955	200	190	110	85	14	416
1955	8	8	7	140	2668	3434	1237	313	283	223	180	37	712
1956	3	3	3	13	3092	4399	1396	177	106	44	39	27	775
1957	11	9	8	2	2774	3480	2109	406	318	159	23	8	776
1958	5	4	4	7	1131	3728	1247	689	583	304	78	9	649
1959	4	3	3	50	1814	2455	1801	583	401	371	67	5	630
1960	4	4	3	11	2562	4070	2343	212	88	65	60	32	788
1961	17	10	7	32	1679	2314	1254	699	689	565	48	41	613
1962	2	0,3	0,2	10	2209	3000	1590	607	513	284	141	12	837
1963	7	6	6	3	1184	2152	1820	524	377	254	76	7	535
1964	3	3	2	9	2916	4505	1195	424	342	302	124	6	819
1965	4	4	3	21	1855	3445	1078	389	336	265	16	13	619
1966	6	6	4	9	1219	2102	2173	673	618	442	87	74	618
1967	9	3	3	8	1643	2385	1828	321	324	289	81	16	576
1968	7	6	6	32	2961	4646	1378	495	212	37	32	4	818
1969	2	2	2	12	1596	2809	2615	530	536	448	46	44	720
1970	18	4	3	30	3022	3834	2126	565	354	177	78	58	856
1971	3	3	2	10	2580	3975	1272	365	306	300	46	42	742
1972	15	10	9	78	2280	3021	2669	542	365	295	80	9	781
1973	6	6	5	13	1431	4576	1360	194	177	81	44	40	661
1974	2	1	1	12	3145	3940	1542	300	224	124	74	71	786
1975	2	2	2	64	1708	2738	1909	654	571	530	41	37	688
1976	13	4	4	14	1997	4717	1266	371	289	274	32	18	750
1977	8	7	4	12	2615	3410	1348	247	62	58	35	5	651
1978	3	2	2	42	2880	4010	1531	389	248	206	34	15	780
1979	6	4	3	10	2315	3798	1833	559	371	194	53	6	763
Q <sub>ср.</sub> , М <sup>3</sup> /с	6	4	4	20	2053	3313	1755	470	371	265	76	27	700



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетический расчет

Таблица Б.1- Сработка – наполнение водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году (1-ая итерация)

t	м <sup>3</sup> /с						км <sup>3</sup>		м					МВт	
	Q <sub>п</sub>	Q <sub>90%</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>водох</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>н</sub>	V <sub>к</sub>	Z <sub>н, ВБ</sub>	Z <sub>к, ВБ</sub>	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>НБ</sub>	H	N	N <sub>гар</sub>
8	304	313	510	199	503	510	14,81	14,28	60,00	59,56	59,8	11,12	48,2	208	ВХК
9	275	283	510	228	503	510	14,28	13,67	59,56	59,16	59,4	11,12	47,7	207	ВХК
10	217	223	510	288	505	510	13,67	12,89	59,16	58,70	58,9	11,12	47,3	205	ВХК
11	121	126	450	470	591	592	12,89	11,64	58,70	57,85	58,3	11,27	46,5	237	237
12	34	37	260	690	724	725	11,64	9,79	57,85	56,20	57,0	11,49	45,0	280	280
1	7	8	260	752	759	760	9,79	7,77	56,20	53,75	55,0	11,55	42,9	280	280
2	2	3	260	682	684	685	7,77	5,95	53,75	50,28	52,0	11,43	40,1	237	237
3	2	3	260	440	442	443	5,95	4,77	50,28	46,72	48,5	10,99	37,0	141	141
4	59	58	260	200	259	260	4,77	4,23	46,72	44,58	45,7	11,25	33,9	76	ВХК
5	1603	1643	510	-1127	476	510	4,23	7,25	44,58	52,94	48,8	11,85	36,4	149	ВХК
6	2900	2976	510	-2451	449	510	7,25	13,82	52,94	59,25	56,1	11,12	44,5	172	ВХК
7	1205	1237	510	-721	484	510	13,82	15,75	59,25	61,26	60,3	11,12	48,6	202	ВХК

Таблица Б.2- Сработка – наполнение водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году (2-ая итерация)

t	м <sup>3</sup> /с						км <sup>3</sup>		м					МВт	
	Q <sub>п</sub>	Q <sub>90%</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>водох</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>н</sub>	V <sub>к</sub>	Z <sub>н, ВБ</sub>	Z <sub>к, ВБ</sub>	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>НБ</sub>	H	N	N <sub>гар</sub>
8	304	313	510	199	503	510	14,81	14,28	60,00	59,56	59,8	11,12	48,2	208	ВХК
9	275	283	510	228	503	510	14,28	13,67	59,56	59,16	59,4	11,12	47,7	207	ВХК
10	217	223	510	288	505	510	13,67	12,89	59,16	58,70	58,9	11,12	47,3	205	ВХК
11	121	126	510	518	639	640	12,89	11,51	58,70	57,75	58,2	11,35	46,4	255	255
12	34	37	260	742	776	777	11,51	9,52	57,75	55,92	56,8	11,58	44,8	299	299
1	7	8	260	815	822	823	9,52	7,34	55,92	53,08	54,5	11,65	42,4	299	299
2	2	3	260	764	766	767	7,34	5,29	53,08	48,47	50,8	11,56	38,7	255	255
3	2	3	260	547	549	550	5,29	3,83	48,47	42,69	45,6	11,19	33,9	160	160
4	59	58	260	200	259	260	3,83	3,29	42,69	39,80	41,2	11,25	29,5	66	ВХК
5	1603	1643	510	-1127	476	510	3,29	6,31	39,80	51,13	45,5	11,85	33,1	136	ВХК
6	2900	2976	510	-2451	449	510	6,31	12,87	51,13	58,68	54,9	11,12	43,3	167	ВХК
7	1205	1237	510	-721	484	510	12,87	14,81	58,68	60,00	59,3	11,12	47,7	199	ВХК

Таблица Б.3- Сработка-наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодный год, режим по отметкам

t	М <sup>3</sup> /с						Км <sup>3</sup>		М					МВт	
	Q <sub>п</sub>	Q <sub>90%</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>водох</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>н</sub>	V <sub>к</sub>	Z <sub>н, ВБ</sub>	Z <sub>к, ВБ</sub>	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>НБ</sub>	H	N	N <sub>гар</sub>
8	303	313	510	200	503	511	14,81	14,27	60,00	59,56	59,8	11,12	48,66	210	ВХК
9	274	283	510	228	502	510	14,27	13,66	59,56	59,16	59,4	11,12	48,24	208	ВХК
10	216	223	510	288	504	510	13,66	12,89	59,16	58,69	58,9	11,12	47,81	207	ВХК
11	173	180	510	474	647	649	12,89	11,62	58,69	57,84	58,3	11,37	46,90	261	255
12	30	37	260	720	750	752	11,62	9,69	57,84	56,10	57,0	11,54	45,43	293	299
1	6	8	260	831	837	839	9,69	7,47	56,10	53,29	54,7	11,67	43,03	310	299
2	6	8	260	817	823	825	7,47	5,28	53,29	48,44	50,9	11,65	39,22	278	255
3	5	7	260	542	547	549	5,28	3,83	48,44	42,70	45,6	11,19	34,38	162	160
4	141	140	260	200	341	343	3,83	3,29	42,70	39,80	41,3	11,46	29,79	87	ВХК

Окончание таблицы Б.3

5	2605	2668	510	-1127	1478	1533	3,29	6,31	39,81	51,13	45,5	13,39	32,08	408	ВХК
6	3346	3434	510	-2451	895	966	6,31	12,88	51,13	58,68	54,9	11,85	43,05	331	ВХК
7	1204	1237	510	-721	483	510	12,88	14,81	58,68	60,00	59,3	11,12	48,22	200	ВХК

Таблица Б.4- Сработка – наполнение водохранилища проектируемой ГЭС в средневодный год, режим по мощностям

t	М <sup>3</sup> /с						КМ <sup>3</sup>		М					МВт	
	Q <sub>п</sub>	Q <sub>90%</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>водох</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>н</sub>	V <sub>к</sub>	Z <sub>н, ВБ</sub>	Z <sub>к, ВБ</sub>	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>НБ</sub>	H	N	N <sub>грап</sub>
8	303	313	510	238	541	549	14,81	14,17	60,00	59,49	59,7	11,19	48,55	226	ВХК
9	274	283	510	239	513	521	14,17	13,53	59,49	59,08	59,3	11,14	48,14	212	ВХК
10	216	223	510	299	515	521	13,53	12,73	59,08	58,59	58,8	11,14	47,70	211	ВХК
11	173	180	510	460	633	635	12,73	11,50	58,59	57,74	58,2	11,34	46,83	255	255
12	30	37	260	738	768	770	11,50	9,52	57,74	55,92	56,8	11,56	45,27	299	299
1	6	8	260	805	811	813	9,52	7,37	55,92	53,13	54,5	11,63	42,89	299	299
2	6	8	260	748	754	756	7,37	5,36	53,13	48,69	50,9	11,54	39,37	255	255
3	5	7	260	530	535	537	5,36	3,94	48,69	43,26	46,0	11,17	34,81	160	160
4	141	140	260	244	385	387	3,94	3,29	43,26	39,80	41,5	11,57	29,96	99	ВХК
5	2605	2668	510	-1800	805	860	3,29	8,11	39,80	54,23	47,0	12,50	34,51	239	ВХК
6	3346	3434	510	-2400	946	1017	8,11	14,54	54,23	59,76	57,0	11,92	45,07	367	ВХК
7	1204	1237	510	-101	1103	1130	14,54	14,81	59,76	60,00	59,9	12,07	47,81	454	ВХК

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1- Результаты расчетов характеристик гидротурбины ПЛД-50-В60

Параметры	ПЛД-50-В60								
	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3	6,7	7,1
D <sub>1</sub> ,м	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3	6,7	7,1
η <sub>т</sub>	0,911	0,912	0,913	0,914	0,915	0,916	0,916	0,917	0,911
N <sub>агр.</sub> , МВт	52,2	66,3	84,0	103,9	130,5	149,9	165,3	187,1	210,3
Z' <sub>а</sub> , шт.	8,6	6,8	5,3	4,2	3,4	2,9	2,7	2,3	2,1
Z <sub>а</sub> , шт.	9	7	6	4	4	3	3	3	3
N <sub>агр</sub> уточн. МВт	50	64	75	110	112,50	150	150	150	150
Δ	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07
n' <sub>с</sub> , об/мин	214,1	190,1	169,1	152,3	136,1	127,0	121,0	113,8	107,5
n <sub>синх</sub> об/мин	230,8	200,0	187,5	166,7	142,8	136,4	125,0	115,4	115,4
n' <sub>Г</sub> при N <sub>мин</sub> , об/мин	153,4	149,6	157,7	155,7	149,3	152,7	146,9	144,2	152,8
n' <sub>Г</sub> при N <sub>мах</sub> , об/мин	113,9	111,1	117,1	115,6	110,8	113,4	109,1	107,1	113,4
n' <sub>Г</sub> при N <sub>р</sub> , об/мин	121,8	118,9	125,3	123,5	118,6	121,3	116,7	114,55	121,35
Q <sub>Г</sub> '·η	1,50	1,52	1,71	1,67	1,36	1,58	1,43	1,27	1,13
Q <sub>Г</sub> '·η при N <sub>мах</sub>	1,38	1,24	1,39	1,36	1,11	1,29	1,17	1,03	0,92
Q <sub>Г</sub> ' при N <sub>мин</sub> Л/с	3,86	3,04	1,94	1,94	1,55	1,35	1,22	1,08	0,96
Q <sub>Г</sub> ' при N <sub>мах</sub> Л/с	2,87	2,26	1,44	1,44	1,15	1,00	0,91	0,80	0,71

Таблица В.2- Результаты расчетов характеристик гидротурбины ПЛ-50-В

Параметры	ПЛ-50-В								
	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3	6,7	7,1
D <sub>1</sub> ,м	3,55	4	4,5	5	5,6	6	6,3	6,7	7,1
η <sub>т</sub>	0,919	0,921	0,922	0,923	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926
N <sub>агр.</sub> , МВт	46,6	59,3	75,1	92,9	116,6	134,0	147,8	167,2	187,9
Z' <sub>а</sub> , шт.	9,43	7,42	5,86	4,74	3,77	3,28	2,98	2,63	2,34
Z <sub>а</sub> , шт.	10	8	6	5	4	4	3	3	3
N <sub>агр</sub> уточн. МВт	45	55	75	90	112,5	112,5	150	150	150
Δ	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
n' <sub>с</sub> , об/мин	218,6	194,1	172,7	155,5	138,94	129,72	123,57	116,23	109,71
n <sub>синх</sub> об/мин	230,8	200,0	187,5	166,7	142,80	136,40	125,00	125,00	115,40
n' <sub>Г</sub> при N <sub>мин</sub> , об/мин	154,8	151,1	159,2	157,2	150,76	154,23	148,37	157,75	154,28
n' <sub>Г</sub> при N <sub>мах</sub> , об/мин	114,9	112,1	118,2	116,7	111,91	114,49	110,14	117,10	114,52
n' <sub>Г</sub> при N <sub>р</sub> , об/мин	122,99	120,00	126,48	124,88	119,74	122,50	117,85	125,29	122,54
Q <sub>Г</sub> '·η	1,32	1,30	1,37	1,11	1,33	1,16	1,40	1,24	1,66
Q <sub>Г</sub> '·η при N <sub>мах</sub>	1,08	1,06	1,12	0,91	1,09	0,95	1,14	1,01	1,35
Q <sub>Г</sub> ' при N <sub>мин</sub> Л/с	3,90	3,07	2,42	1,96	1,56	0,68	0,615	1,09	0,97
Q <sub>Г</sub> ' при N <sub>мах</sub> Л/с	2,89	2,28	1,80	1,46	1,16	0,51	0,46	0,81	0,72

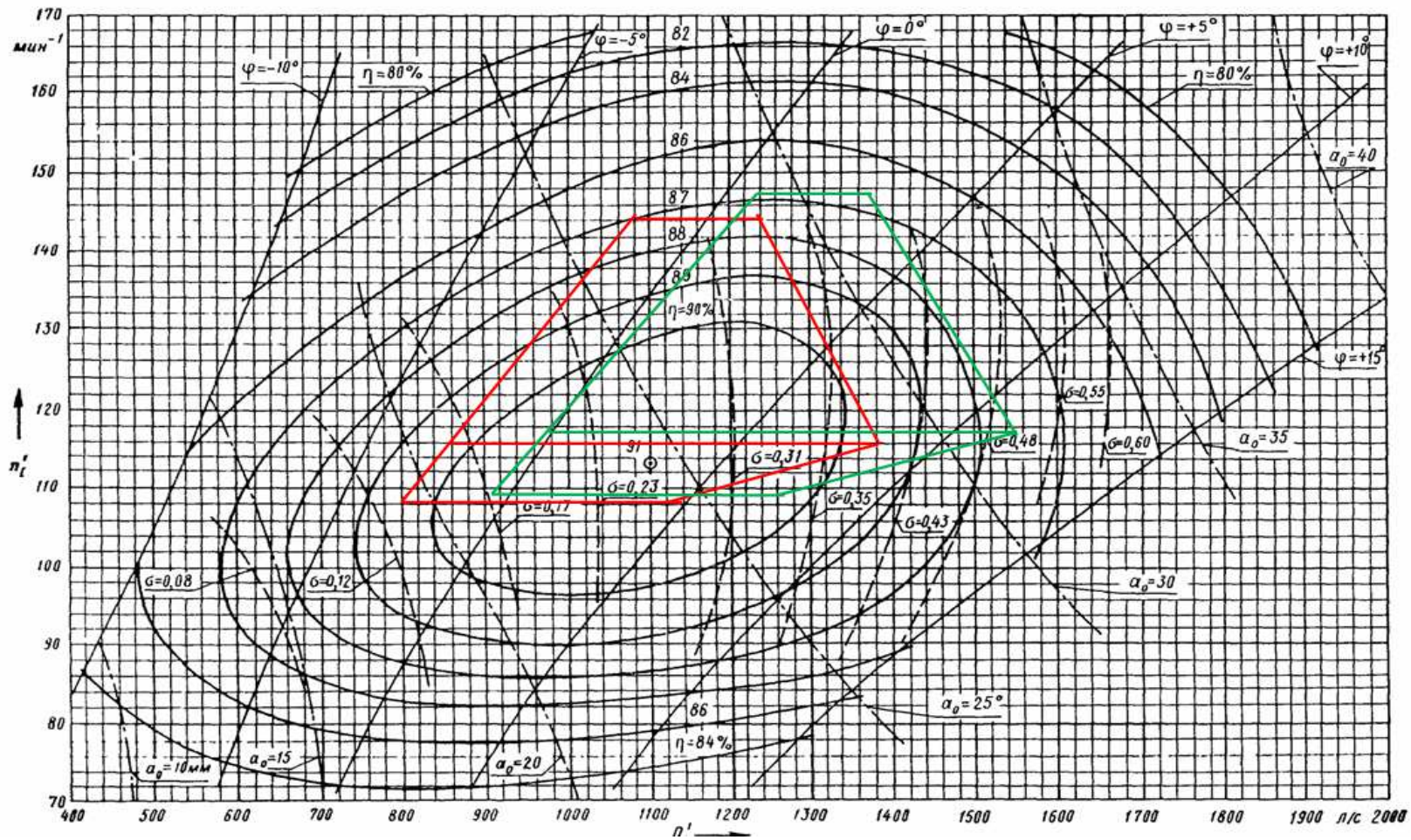


Рисунок В.3- ГУХ гидротурбины ПЛД-50-В60 с зонами работ. Красным цветом обозначена зона работы турбины с диаметром  $D_1=6,7$  м, зеленым цветом обозначена зона работы турбины с диаметром  $D_1=6,3$  м



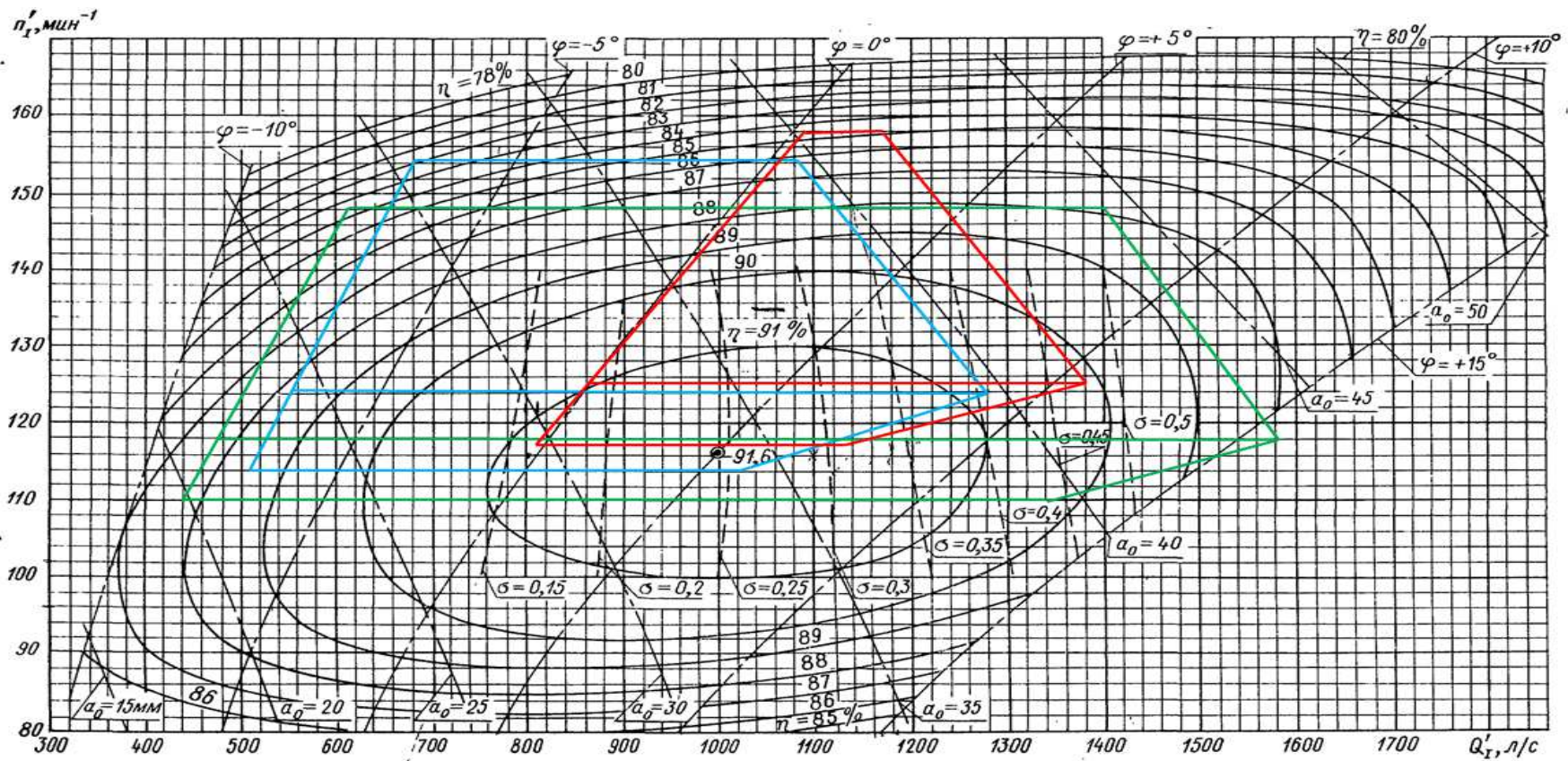


Рисунок В.4- ГУХ гидротурбины ПЛ-50-В с зонами работ. Красным цветом обозначена зона работы турбины с диаметром  $D_1=6,7$  м, зеленым цветом обозначена зона работы турбины с диаметром  $D_1=6,3$  м, синим цветом обозначена зона работы турбины с диаметром  $D_1=6$  м

М

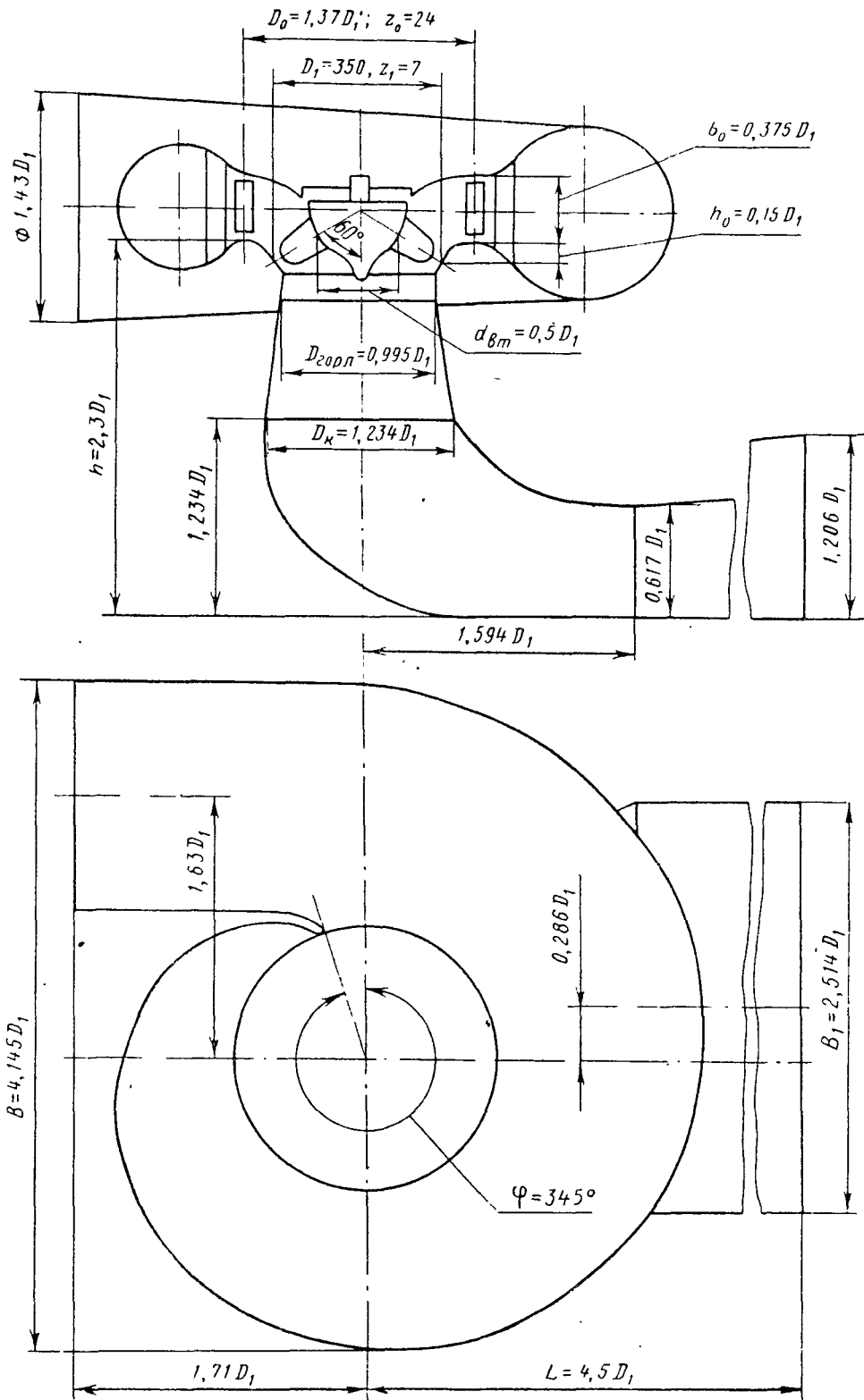


Рисунок В.5- Проточная часть модели гидротурбины ПЛД-50-В60

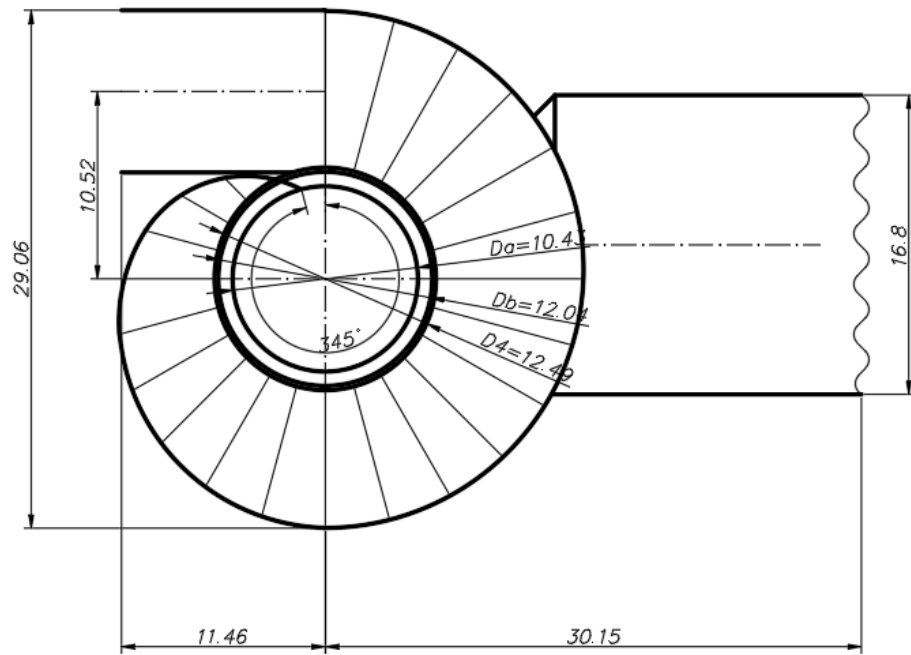


Рисунок В.6- Поперечный разрез спиральной камеры гидротурбины ПЛД-50-В60-670

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1-Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	IΔG	Ток срабатывания, I <sub>ср.0</sub>	$0,2 \cdot I_{нг}^{(2)}$	0,81 А	
		Коэффициент торможения, K <sub>T</sub>	0,4	-	
		Уставка начального торможения, I <sub>нт</sub>	$0,5 \cdot I_{нг}^{(2)}$	2,02 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{нг}^{(2)}$	6,06 А	
		Ток отсечки, I <sub>отс</sub>	$7 \cdot I_{нг}^{(2)}$	28,28 А	
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	U <sub>01G</sub>	-	5 В
		t <sub>2</sub>	U <sub>0G</sub>	-	15 В
	U <sub>03</sub>	Коэффициент торможения, K <sub>T</sub>	1,5	-	
ЗПН	U >	2 ступень	U <sub>ср2</sub>	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U <sub>ср1</sub>	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	СО	I <sub>2сигн</sub>	$0,06 \cdot I_{нг}^{(2)}$	0,24 А
		ПО	I <sub>2пуск</sub>	$0,15 \cdot I_{нг}^{(2)}$	0,61 А
		ОТС I	I <sub>2с.з.</sub>	$0,21 \cdot I_{нг}^{(2)}$	0,85 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	СО	I <sub>сигн</sub>	$1,07 \cdot I_{нг}^{(2)}$	4,32 А
		ПО	I <sub>1пуск</sub>	$1,1 \cdot I_{нг}^{(2)}$	4,44 А
		ОТС	I <sub>1отс</sub>	$1,429 \cdot I_{нг}^{(2)}$	5,77 А
ДЗ	Z <	1 ступень	Z <sub>I</sub>	0,1	1,43 Ом
		2 ступень	Z <sub>II</sub>	0,34	4,88 Ом
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО	I <sub>p сигн.</sub>	$1,07 \cdot I_{вн TB}^{(2)}$	4,45 А
		ПО	I <sub>p пуск.</sub>	$1,1 \cdot I_{вн TB}^{(2)}$	4,58 А
		Отсечка	I <sub>p пуск.</sub>	$2,143 \cdot I_{вн TB}^{(2)}$	8,91 А



Таблица Г.2 – Матрица отключений защит.

Защиты		Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$								+
		$t_2$	+	+	+					
	$U_{03}$	$t$	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+						
		2 ступень $t_2$	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО								+
		ИО		+	+					
		ОТС I	$t_1$						+	
			$t_2$						+	
	$t_3$	+	+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО								+
		ИО		+	+					
		ОТС	$t_1$						+	
			$t_2$						+	
	$t_3$	+	+							
ДЗ	$Z <$	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  
институт

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А. А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

« 03 » 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02-Электротехника и электротехника

код-наименование направления

Проектирования Якутской ГЭС на реке Оленёк.  
Построение модели генерирующего оборудования на основе  
полупроводниковых вставок постоянного тока.

тема


Руководитель

  
подпись, дата

к.т.н. Зав. Каф. ГГЭЭС  
должность, ученая степень

А.А. Ачитаев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

А.Н. Егоров  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Якутской ГЭС на реке Оленёк. Построение модели генерирующего оборудование на основе полупроводниковых вставок постоянного тока».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчеты	 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
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	 инициалы, фамилия
Нормоконтроль	 подпись, дата	 инициалы, фамилия