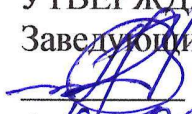


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.И. Татарников  
« 12 » 06 2017 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме дипломного проекта**

Студенту Синицину Андрею Александровичу.  
Группа ГЭ13-02 Направление (специальность) 13.03.02  
Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Идэрской ГЭС на реке Селенга. Энергосбережение, энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования на примере действующей гэс.

Утверждена приказом по университету № 47 от 31.03.2017 г.

Руководитель ВКР В. В. Луфференко, Заместитель главного инженера по эксплуатации СШГЭС.

Исходные данные к ВКР: среднемесячные расходы реки Селенга; кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды в нем  $V = f(Z_{вб})$ ; кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе  $Q=f(Z_{нб})$ ; коэффициент мощности  $k_N = 8,6$ ; потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,6$  м; отметка НПУ 561,0 м.

Перечень разделов ВКР:

1. Общая часть;
2. Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности;
3. Выбор основного и вспомогательного оборудования;
4. Электрическая часть;
5. Релейная защита и автоматика;
6. Компоновка гидроузла;
7. Охрана труда, техника безопасности, пожарная безопасность;
8. Определение технико-экономических показателей;
9. Энергосбережение, энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования на примере действующей гэс.

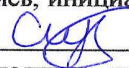
Перечень графического материала:

1. Генеральный план. Вид с нижнего бьефа Идэрской ГЭС;
2. Поперечный разрез станционной части. Основные характеристики гидроагрегата Идэрской ГЭС;
3. Поперечный разрез по водосливной плотине. План Идэрской ГЭС;
4. Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий. Эпюры напряжений Идэрской ГЭС;
5. Поперечный разрез по станционной части Идэрской ГЭС;
6. Выбор установленной мощности Идэрской ГЭС;
7. Главная электрическая схема Идэрской ГЭС;

Руководитель ВКР

  
В.В. Луфференко  
(подпись, инициалы и фамилия руководителя)

Задание принял к исполнению

  
А.А. Синицин  
(подпись, инициалы и фамилия студента)

« 31 » марта 2017 г.



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал

## ОТЗЫВ

руководителя Луференко В.В. заместителя главного инженера по  
эксплуатации Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенской ГЭС им.  
П. С. Непорожного»

о бакалаврской работе «Проектирование Идэрской ГЭС на реке Селенга.  
Энергосбережение, энергоэффективность режимов основного и  
вспомогательного оборудования на примере действующей ГЭС.»  
Синицина Андрея Александровича

Бакалаврская работа, разработанная Синициным А.А., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 149 листах пояснительной записки и 7 листах иллюстрационного материала. Достаточно подробно разработаны все части проекта. В бакалаврской работе разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

Все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также стандартам «РусГидро».

В проекте при выборе фирм производителей оборудования для проектируемой ГЭС сделан упор на отечественного производителя.

В работе также освещены мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы.

Следует отметить аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы А. А. Синицин проявил самостоятельность в выборе технических решений.

Недостатком данной работы является слабо проработанное индивидуальное задание, а именно рассмотрены не все аспекты данного вопроса.

Также студент отклонился от графика выполнения специального задания.

Бакалаврская работа «Проектирование Идэрской ГЭС на реке Селенга. Энергосбережение, энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования на примере действующей ГЭС» заслуживает положительной оценки, а автор проекта А.А. Синицин присвоения квалификации «инженер-гидроэнергетик».

Дата 19.06.17г



(подпись)

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников

  
подпись

« 20 » 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИДЭРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СЕЛЕНГА.  
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕЖИМОВ  
ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА  
ПРИМЕРЕ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЭС**

Руководитель



подпись, дата

Заместитель главного  
инженера по эксплуатации  
Филиала ПАО «РусГидро»  
— «Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»

должность

В.В. Луференко  
инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

А.А. Сеницин  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Идэрской ГЭС на реке Селенга. Энергосбережение, энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования на примере действующей ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зидд 15.06.17

подпись, дата

Б.В. Замеева

инициалы, фамилия

Гидротурбинное,  
гидромеханическое и  
вспомогательное оборудование

Алиев 19.06.17

подпись, дата

А.В. Чошкитова

инициалы, фамилия

Электрическая часть

Алиев 19.06.17

подпись, дата

В.В. Мухоморова

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Мамед 14.06.17

подпись, дата

В.В. Карамцева

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

Алиев 15.06.17

подпись, дата

В.В. Зинеев

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная  
безопасность. Охрана окружающей  
среды

Алиев 19.06.17

подпись, дата

В.В. Карамцева

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Алиев 13.06.17

подпись, дата

В.В. Лавасова

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Мамед 19.06.17

подпись, дата

А.А. Чошкитова

инициалы, фамилия



## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Идэрской ГЭС.....	6
Введение.....	8
1 Общая часть .....	10
1.1 Климатические условия.....	10
1.2 Гидрологические данные, геология .....	10
1.3 Сейсмологические данные района строительства.....	11
1.4 Данные по энергосистеме.....	11
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности .....	11
2.1 Исходные данные .....	11
2.2 Выбор расчетных гидрографов.....	13
2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности.....	14
2.2.2 Выбор расчётного маловодного года.....	14
2.2.3 Выбор расчётного средневодного года.....	15
2.2.4 Построение гидрографов.....	16
2.2.5 Расчет коэффициента зарегулированности стока.....	17
2.3 Энергетическая система «Сибирь» .....	19
2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	19
2.3.2 Построение годовых графиков нагрузки.....	24
2.4 Водно-энергетический расчет.....	25
2.4.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	26
2.4.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году .....	29
2.4.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году .....	33
2.5 Баланс мощности энергосистемы.....	35
2.5.1 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов .....	35
2.5.2 Определение рабочих мощностей и резервов существующих ГЭС и тепловых станций .....	36
2.5.3 Планирование капитальных ремонтов.....	37
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	40
3.1 Построение режимного поля.....	40
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	42
3.3 Определение заглубления РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы.....	47
3.3.1 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{\min}$ .....	47
3.3.2 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_p$ .....	48
3.3.3 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{\max}$ .....	48
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	49
3.5 Выбор вспомогательного оборудования .....	50
3.6 Определение геометрических размеров проточной части.....	50

4	Электрическая часть .....	52
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений .....	52
4.2	Выбор основного оборудования ГЭС .....	53
4.2.1	Выбор синхронных генераторов электростанции .....	53
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов .....	54
4.2.2.1	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с единичными блоками .....	54
4.2.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненными блоками .....	55
4.2.3	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	55
4.3	Выбор схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета .....	56
4.3.1	Технико-экономический расчет схемы с единичным блоком .....	57
4.3.2	Технико-экономический расчет схемы с укрупненным блоком.....	58
4.4	Выбор сечения и количества проводов ВЛЭП.....	59
4.5	Выбор схемы РУ.....	60
4.6	Расчёт токов короткого замыкания с помощью программного обеспечения RastrWin.....	61
4.7	Выбор и проверка коммутационных аппаратов .....	62
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов .	62
4.7.2	Выбор ячеек КРУЭ.....	63
4.7.3	Выбор аппаратных комплексов генераторного напряжения .....	65
4.8	Схема собственных нужд .....	67
5	Релейна защита и автоматика .....	70
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	70
5.2	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты .....	71
5.3	Расчет уставок защит генератора .....	71
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора.....	70
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN), (U0) .....	70
5.3.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....	70
5.3.4	Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора (I2) .....	70
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок статора (I1) .....	80
5.3.6	Дистанционная защита генератора(Z1<), (Z2<) .....	80
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора .....	83
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	85
6	Компоновка гидроузла.....	85
6.1	Выбор компоновки гидроузла .....	85
6.2	Гидравлический расчет водосбросной плотины.....	88
6.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	93
6.3.1	Определение вида гидравлического прыжка .....	93
6.3.2	Гашение энергии потока. Отлет струи .....	95
6.4	Конструирование плотины.....	97

6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	97
6.4.2	Разрезка плотины швами .....	98
6.4.3	Галереи. Ширина плотины по гребню. Затворы и подъёмные механизмы .....	99
6.4.5	Элементы подземного контура плотины .....	99
6.4.6	Основные размеры цементационной завесы и дренажа .....	99
6.5	Фильтрационный расчет .....	100
6.6	Статический расчет плотины .....	101
6.6.1	Определение основных нагрузок на плотину .....	101
6.6.2	Определение временных нагрузок на плотину .....	104
6.7	Расчёт прочности плотины .....	105
6.8	Критерии прочности плотины .....	107
6.9	Расчёт устойчивости плотины .....	108
7	Охрана труда, техника безопасности, пожарная безопасность .....	110
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	110
7.2	Охрана труда и техника безопасности .....	110
7.3	Пожарная безопасность .....	112
7.4	Охрана окружающей среды .....	114
8	Определение технико-экономических показателей .....	118
8.1	Оценка объемов реализации энергии и расходов .....	118
8.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии .....	118
8.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии .....	118
8.1.3	Налоговые расходы .....	120
8.2	Оценка суммы прибыли .....	121
8.3	Оценка инвестиционного проекта .....	122
8.3.1	Методология и исходные данные инвестиционного проекта .....	122
8.3.2	Показатели коммерческой эффективности проекта .....	123
8.3.3	Бюджетная эффективность .....	123
8.4	Анализ рисков инвестиционных проектов .....	124
9	Энергосбережение, энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования ГЭС на примере действующей ГЭС .....	127
9.1	Эффективность использования гидроресурсов ГЭС .....	127
9.1.1	Общее описание гидроузла .....	127
	Список использованных источников .....	137
	Приложение А-Г .....	137-151



## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ИДЭРСКОЙ ГЭС

Наименование ГЭС: Идэрская ГЭС на реке Селенга;

Местонахождение ГЭС: республика Бурятия;

Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.

### Характерные расходы воды:

- а) среднемноголетний .....868 м<sup>3</sup>/с;
- б) всех турбин .....2700 м<sup>3</sup>/с;
- в) максимальный, с обеспеченностью: 0,1% .....7531 м<sup>3</sup>/с;
- г)                         0,01% .....8360 м<sup>3</sup>/с;
- д) минимальный .....200 м<sup>3</sup>/с.

### Параметры водохранилища:

- а) характер регулирования стока .....годовой;
- б) отметки: НПУ .....561,0 м;
- в)                         УМО .....546,7 м;
- г)                         ФПУ .....561,0 м;
- д) полный объем водохранилища: .....31,25 км<sup>3</sup>;
- е) полезный объем водохранилища: .....18 км<sup>3</sup>.

### Напоры ГЭС:

- а) максимальный.....40,0 м;
- б) расчетный.....25,0 м;
- в) минимальный.....20,2 м.

### Энергетические характеристики:

- а) мощность установленная.....580 МВт;
- б) мощность гарантированная.....531 МВт;
- в) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....3,19 млрд. кВт·ч;
- г) число часов использования установленной мощности .....5500 час.

### Плотины:

- а) левобережная плотина .....грунтовая каменно-набросная;
- б) водосливная плотина .....бетон;
- в) правобережная плотина.....грунтовая каменно-набросная;
- а) станционная плотина .....бетон;

### Здание ГЭС:

- а) тип здания .....приплотинное;
- б) число агрегатов .....6;
- в) грунты в основании.....гранодиорит.

### Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ40а-В;
- б) тип генератора СВ 1090/100-68;
- в) мощностью .....114 МВ·А;
- г) частота вращения .....88,2 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1;
- е) количество трансформаторов .....3.

**Технико-экономические показатели:**

- а) период окупаемости..... 74 мес.;
- б) себестоимость энергии.....0,09 руб/кВт·ч;
- в) удельные капитальные вложения.....93485 руб/кВт.

## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особое место в современных энергосистемах, выполняя главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Наша страна богата гидроресурсами, но гидроэнергетический потенциал рек России использован в незначительной степени, иными словами, гидроресурсы страны позволяют строить новые гидроэлектростанции.

Все это подталкивает к строительству новых гидроэлектростанций.

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. Помимо этого одной из целей было улучшение качества эксплуатации основного оборудования с помощью разработки другой измерительной аппаратуры.

## **1 Общая часть**

### **1.1 Климатические условия**

Климат района резко континентальный, с большими амплитудами колебания температуры не только годовой, но также и суточной, малым количеством атмосферных осадков в течении года.

Средняя годовая температура минус 1,6°С. Максимальная температура воздуха в июле +38°С, минимальная в январе - 52°С.

Продолжительность безморозного периода 117 дней, с температурой +5°С - 155 дней, с +10°С - 116 дней.

Последние заморозки в последней декаде мая, первые в середине сентября.

Среднегодовое количество атмосферных осадков - 255 мм. Господствующие ветра северные и северо-западные.

Зима - холодная, продолжительная. Первый снежный покров в долине появляется в ноябре, и незначительная его мощность (наибольшая высота в феврале - 12 см.) не предохраняет почву от глубокого промерзания. Глубина промерзания почвы достигает до 2,5 м.

Весна - непродолжительная (апрель - май). Среднее количество осадков - 25 мм, большая часть которых выпадает в мае (20 мм), число дней с осадками до 10.

Лето - жаркое, короткое. Максимальная температура в июле +38°С, средняя +19,8°С. На лето приходится основная сумма осадков (92%). В среднем за этот сезон их выпадает 173 мм.

Осень - непродолжительная (сентябрь - октябрь), сухая с морозными ночами и теплыми, ясными тихими днями. Средняя температура воздуха в сентябре +9,4°С, октябре +0,3°С. Число дней с осадками до 8. Среднее количество осадков за сезон 39 мм.

### **1.2 Гидрологические данные, геология**

Водный режим характеризуется низким весенним половодьем, дождевыми паводками летом и осенью, и зимней меженью.

Водный сток реки Селенги формируется в основном на территории Монголии и составляет на границе России в среднем 14,0-15,0 км<sup>3</sup> воды в год. Таким образом, общий средний многолетний сток Селенги в Байкал составляет порядка 28,98 км<sup>3</sup> в год – это около 45-60% объёма суммарного годового стока реки, поступающего в озеро Байкал. Годовой сток реки Ангары, вытекающей из озера Байкал, в её истоке – около 145 км<sup>3</sup> в год.

Среднегодовой расход воды вблизи границы Монголии и России – 310 м<sup>3</sup>/с, в 127 м от устья – 935 м<sup>3</sup>/с. Рекордный уровень расхода воды в реки был зарегистрирован в вершине её дельты во время половодья 1973 года: 4140 м<sup>3</sup>/с. Ледостав с ноября по апрель.



### **1.3 Сейсмологические данные района строительства**

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2012) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Идэрской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 8 баллам шкалы MSK-64.

### **1.4 Данные по энергосистеме**

ОЭС Сибири граничит с энергосистемами Урала, Востока, Казахстана, Монголии и Китая и является одним из самых крупных энергообъединений ЕЭС России. Около 50% структуры генерирующей мощности составляют гидроэлектростанции с водохранилищами многолетнего регулирования и запасами порядка 30 млрд. кВт·ч на период длительного маловодья. ГЭС Сибири производят почти 10% объема выработки всех электростанций ЕЭС России. Управление режимом ОЭС Сибири осложняют естественные колебания годового стока рек Ангаро-Енисейского бассейна, энергетический потенциал которого составляет от 70 до 120 млрд. кВт·ч, а также тот факт, что водность рек — стихийное природное явление, которое не прогнозируется даже в краткосрочном цикле.

Нормальный режим работы ОЭС Сибири в составе ЕЭС России достигается за счет перетоков мощности в размере до 2 млн. кВт по транзиту Сибирь — Урал — Центр. Это обеспечивает компенсацию годовой неравномерности энергоотдачи гидроэлектростанций за счет резервов единой энергосистемы, а также делает возможным использование регулировочного диапазона гидроэлектростанций ОЭС Сибири для регулирования нагрузки в ЕЭС России.

Промышленность региона находится на высоком уровне, однако в данный момент находится в состоянии застоя, как и промышленность всей Российской Федерации. Однако есть перспектива объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока, а также перспектива будущей передачи электроэнергии в Китай.

## 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

### 2.1 Исходные данные

Энергосистема: Сибирь;

Установленная мощность существующих ГЭС: 25281,4 МВт;

Резервы: Нагрузочный = 1,2%, Аварийный = 8%

Схема использования реки: одиночная ГЭС

Коэффициент мощности:  $k_N=8,6$ ;

Потери напора в подводящих сооружениях:  $\Delta h = 0,6$  м;

НПУ гидроузла:  $Z = 561,0$  м.

ДНО гидроузла:  $Z = 520,0$  м.

#### Топографические характеристики водохранилища:

Кривые связи расходов и уровней в нижнем бьефе (таблица 2.1, рисунок 2.1).

Таблица 2.1 – Данные для построения кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе

$Z_{нб}, м$	$Q, м^3/с$
518	0
520,5	467
522	934
523,1	1401
524	1868
524,7	2335
525,3	2802
525,8	3269
526,3	3736
526,7	4203
527,1	4670
527,4	5137
527,8	5604
528,1	6071
528,4	6538

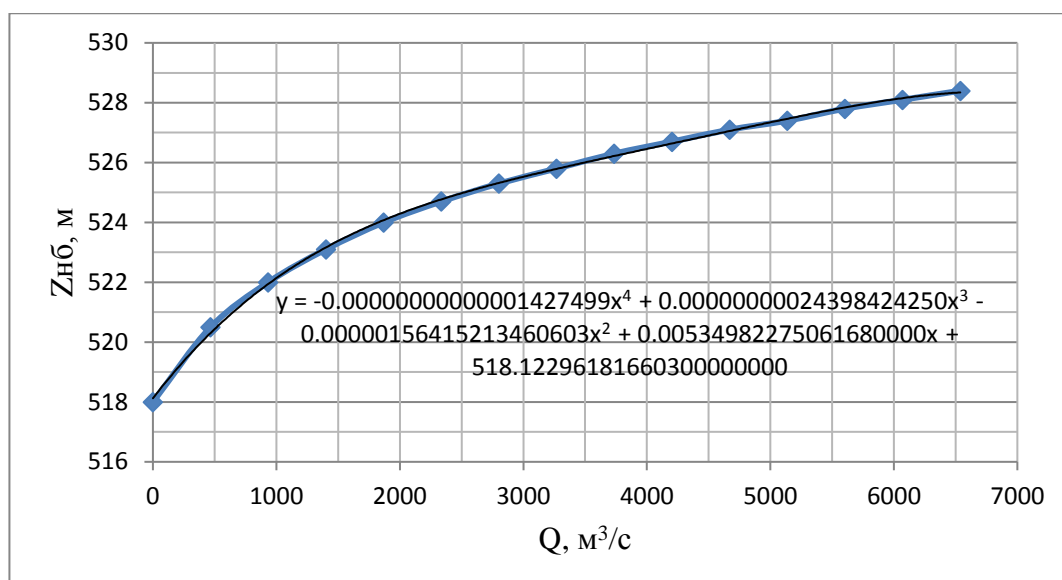


Рисунок 2.1 - Кривые связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Кривая связи объёмов и уровней воды в верхнем бьефе (таблица 2.2, рисунок 2.2).

Таблица 2.2 – Данные для построения кривой связи объёмов и уровней воды в верхнем бьефе

Zвб, м	W, км³	F, км²
518	0	0
528,2	1,43	34,606
534,5	2,86	69,212
539,2	4,29	103,818
542,9	5,72	138,424
546	7,15	173,03
548,7	8,58	207,636
551,1	10,01	242,242
553,2	11,44	276,848
555,1	12,87	311,454
556,9	14,3	346,06
558,5	15,73	380,666
560	17,16	415,272
561,4	18,59	449,878
562,8	20,02	484,484

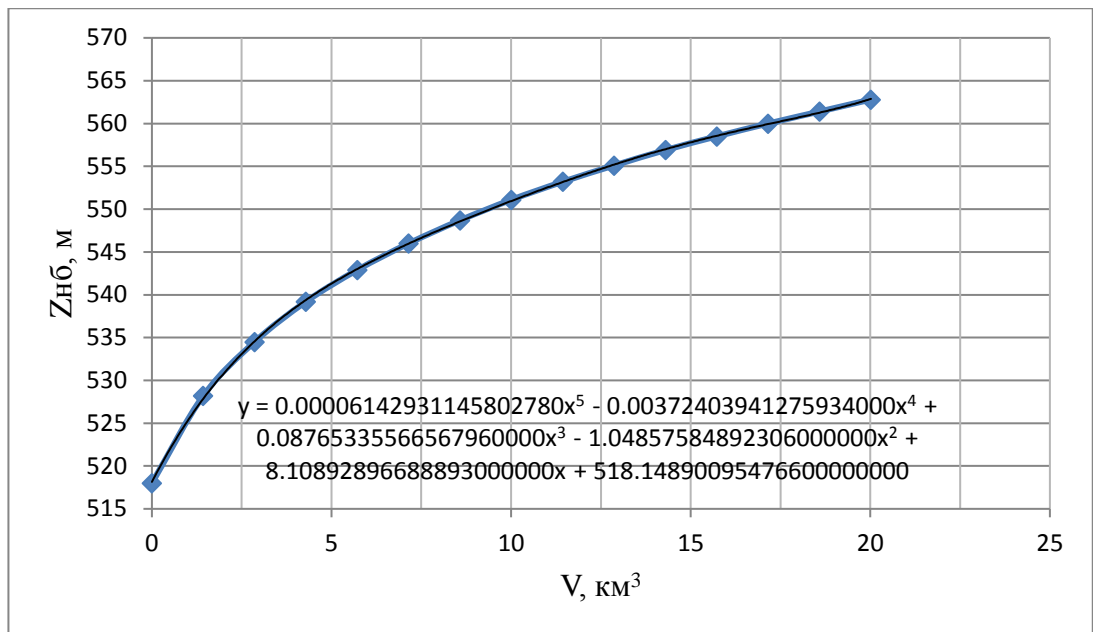


Рисунок 2.2 - Кривая связи объёмов и уровней в верхнем бьефе

Требования к расходам воды в НБ представлены требованиями водохозяйственного комплекса (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Требования водохозяйственного комплекса

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	200	200	200	200	200	500	500	200	200	200	200	200

Потери воды из водохранилища представлены потерями на испарение, собственные нужды станции, фильтрацию, льдообразование (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Потери воды из водохранилища

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Испарение	-	-	-	-	10	10	10	10	10	-	-	-
Льдообразование	-5	-4	-	+18	-	-	-	-	-	-	-4	-5

Гидрологический ряд расходов воды на реке Вилюй за период 1939 – 1989 гг. представлен в приложении А.

## 2.2 Выбор расчетных гидрографов

Требуется по имеющемуся ряду расходов воды за период 1926 – 1980 гг. (приложение А) выбрать расчётные гидрографы маловодного, средневодного года при заданной обеспеченности.



## 2.2.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов [1] целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период (к периоду половодья относятся V, VI, VII месяцы; к периоду межени относятся I, II, III, IV, VIII, IX, X, XI, XII месяцы). Начало года считаем с первого месяца половодья.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья (таблица А.2). Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100 (\%), \quad (2.1)$$

где  $P(m)$  – обеспеченность;

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

$n$  – общее число членов ряда.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90 %, средневодного - 50 %.

Таблица с данными для построения эмпирических кривых обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень, а также эмпирические кривые обеспеченности представлены в приложении А (таблица А.2, рисунок А.1).

## 2.2.2 Выбор расчётного маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы к расчетной обеспеченности 90%:  $P(m) = 90\%$ : 1982 – 1983 г.

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1982 – 1983 гг.:

$$K_M = \frac{Q_M^{1982-1983}}{Q_M^{1974-1975}}, \quad (2.2)$$

$$K_M = \frac{61}{56} = 1,28,$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II}^{1968-1969}}{Q_{II}^{1982-1983}}, \quad (2.3)$$

$$K_{II} = \frac{1428}{1326} = 1,08.$$

С данными коэффициентами приведения результаты не сходились, поэтому произвели их корректировку.

$$K_M = 0,756,$$

$$K_{II} = 1,123.$$

### 2.2.3 Выбор расчётного средневодного года

Аналогично предыдущему пункту рассчитываем коэффициенты  $K_M$  и  $K_{II}$  для 50 % обеспеченности  $P(m) = 50\%$ : 1944 – 1945 гг.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1944 – 1945 г:

$$K_M = \frac{Q_M^{1944-1945}}{Q_M^{1986-1987}}, \quad (2.4)$$

$$K_M = \frac{307}{321} = 0,956,$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II}^{1985-1986}}{Q_{II}^{1944-1945}}, \quad (2.5)$$

$$K_{II} = \frac{1914}{1939} = 0,986.$$

С данными коэффициентами приведения результаты не сходились, поэтому произвели их корректировку.

$$K_M = 1,234,$$

$$K_{II} = 0,925.$$

## 2.2.4 Построение гидрографов

Так как на кривых при заданной обеспеченности оказались разные годы, необходимо выполнить приведение расчётного года к заданной обеспеченности.

Приведение выполняется умножением среднемесячного расхода расчётного года на коэффициент приведения за данный период (таблица 2.5, таблица 2.6).

Таблица 2.5 - Итоговая таблица гидрографа для маловодного года (P = 90%)

Год 90% обеспеченности 1982-83 гг.												
расход	половодье $K_{п}=1,123$			межень $K_{м}=0,756$								
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	1691	1548	1073	991	578	643	346	174	174	142	163	452
$Q_{пр i}, \text{ м}^3/\text{с}$	1821	1667	1156	1067	740	823	443	223	223	182	209	579
$Q_{кор i}, \text{ м}^3/\text{с}$	1899	1738	1205	1113	437	486	262	132	132	107	123	342

Таблица 2.6 - Итоговая таблица гидрографа для средневодного года (P = 50%)

Год 50% обеспеченности 1944-45 гг.												
расход	половодье $K_{п}=0,925$			межень $K_{м}=1,234$								
	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	1651	2830	2095	1179	774	474	272	188	137	133	144	337
$Q_{пр i}, \text{ м}^3/\text{с}$	1628	2790	2066	1162	740	453	260	180	131	127	138	322
$Q_{кор i}, \text{ м}^3/\text{с}$	1907	1888	1913	1466	955	585	336	232	169	164	178	416

В таблицах сразу представлена корректировка расходов, так как некоторые месяцы в средневодном году имели расход меньший, чем в маловодном. Корректировка производится увеличением расхода за счет другого месяца, обязательно относящегося к тому же сезону (таблица 2.7).

Расходы маловодного года используются в расчётах установленной мощности проектируемой ГЭС.

По средневодному году  $K_{п} = 1$ , следовательно, уточнять годовой сток не требуется.

Таблица 2.7 - Расчетный гидрограф средневодного года (P=50%) с корректировкой

Год/месяц	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	$Q_{ср}$
1944/45	1907	1888	1913	1466	955	585	336	232	169	164	178	416	851
1982/83	1899	1738	1205	1113	437	486	262	132	132	107	123	342	665
$Q_{ср}-Q_{мал}$	8	150	708	353	518	99	74	100	38	57	54	74	186

Расходы среднегодового года необходимы для расчёта среднемноголетней выработки гидроузла. Итоговая таблица гидрографа среднегодового года представлена таблицей 2.8.

Таблица 2.8 - Итоговая таблица гидрографа для среднегодового года (P=50%)

Год/месяц	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	$Q_{cp}$
1944/45	1907	1888	1913	1466	955	585	336	232	169	164	178	416	851

Гидрографы расчётных лет представлены на рисунке 2.3.

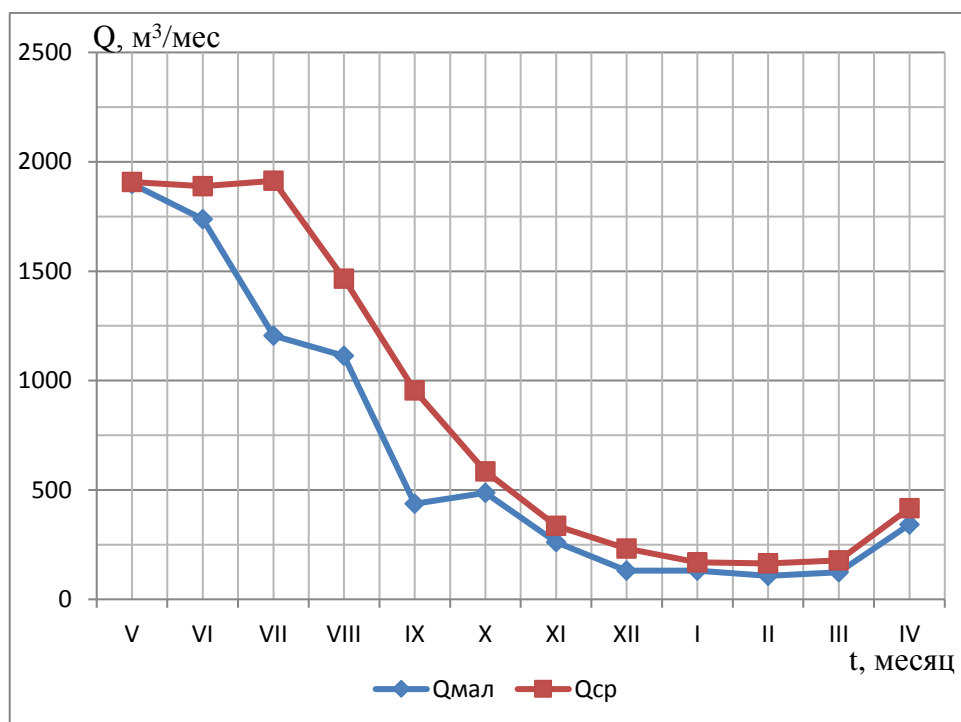


Рисунок 2.3 - Гидрографы расчетных лет

### 2.2.5 Расчет коэффициента зарегулированности стока

Коэффициент зарегулированности стока определяется по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.6)$$

где  $V_{\text{полезный}}$  – полезный объем водохранилища определяется при помощи кривой связи  $V = f(Z_{\text{ВБ}})$  (рисунок 2.4), предварительно задаваясь отметкой УМО;

$\bar{W}$  – среднемноголетний сток в заданном створе.



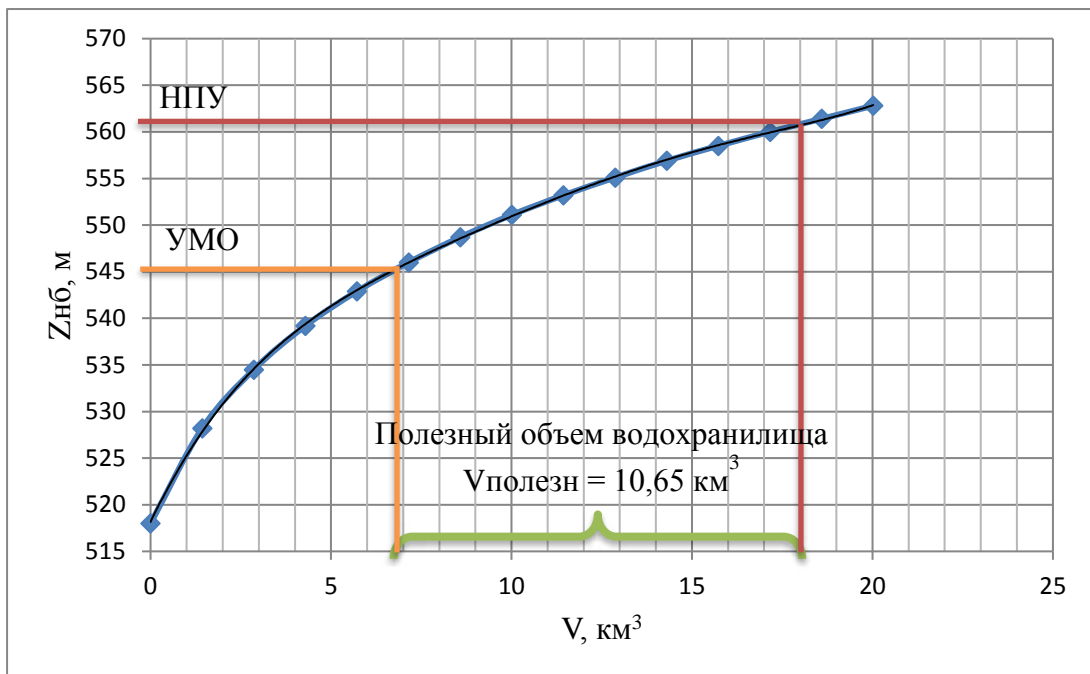


Рисунок 2.4 - Кривая связи в ВБ

$$Z_{\text{УМО}} = Z_{\text{НПУ}} - \frac{Z_{\text{НПУ}} - Z_{\text{ДНА}}}{3}, \quad (2.7)$$

$$Z_{\text{УМО}} = 155 - \frac{561 - 518}{3} = 546,7 \text{ м.}$$

$$\bar{W} = \frac{\sum Q_{\text{ср}i}}{10^9} \cdot t, \quad (2.8)$$

где  $Q_{\text{ср}i}$  – среднегодовой расход;

$n$  – количество лет в ряду;

$t$  – число секунд в году.

$$\bar{W} = \frac{632}{10^9} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 = 19,93 \text{ км}^3,$$

$$\beta = \frac{10,65}{19,93} = 0,53.$$

Для годичного регулирования значение коэффициента  $\beta$  должно быть в пределах  $\beta = 0,1 - 0,3$ , [2] в нашем случае данное условие не выполняется, имеем водохранилище многолетнего регулирования (для многолетнего регулирования  $\beta > 0,3$ ). Рассмотрим годичное регулирование, как частный случай многолетнего регулирования.

## 2.3 Энергетическая система «Сибирь»

Требуется по имеющимся данным: суточный график нагрузки, годовой максимум нагрузки энергосистемы, энергосистема и число часов использования годового максимума нагрузки, построить графики нагрузки энергосистемы (суточный и годовой) и определить место существующих ГЭС в энергосистеме.

### 2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Используя план генерации и потребления, представленный в таблице 2.9, построим суточный график нагрузки для летнего и зимнего периодов.

Таблица 2.9 - Данные мощности потребления суточного графика нагрузки за зимние (15.01.14) и летние (15.07.14) сутки энергосистемы «Сибирское РДУ»

Зимние сутки (15.01.14)			Летние сутки (15.07.14)		
время Мск, ч	мощность потребления, МВт	мощность потребления ранжированная, МВт	время Мск, ч	мощность потребления, МВт	мощность потребления ранжированная, МВт
0	24106	27862	0	17810	21010
1	24286	27784	1	17749	20929
2	24679	27761	2	17837	20887
3	25347	27637	3	18298	20850
4	26298	27586	4	19043	20783
5	27120	27335	5	19865	20709
6	27637	27297	6	20533	20706
7	27761	27197	7	20929	20650
8	27586	27120	8	21010	20533
9	27197	27007	9	20850	20495
10	27007	27000	10	20887	20495
11	26959	26959	11	20706	20404
12	26936	26936	12	20709	20329
13	27000	26921	13	20783	20320
14	27335	26506	14	20650	19865
15	27784	26298	15	20495	19837
16	27862	25675	16	20320	19043
17	27297	25347	17	20404	18915
18	26921	25116	18	20495	18330
19	26506	24679	19	20329	18298
20	25675	24617	20	19837	17917
21	25116	24410	21	18915	17837
22	24617	24286	22	18330	17810
23	24410	24106	23	17917	17749

Используя суточные мощности, рассчитаем прирост суточной выработки электроэнергии и мощности, построим интегральные кривые нагрузки по координатам (Рисунок 2.5, 2.6), представленным в таблицах (Таблица 2.10, 2.11).

Таблица 2.10 - Расчет прироста суточной выработки электроэнергии и мощности за зимние сутки (15.01.14)

Время Мск, ч	Мощность потребления, МВт	Мощность потребления ранжированная, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta P \cdot t$ , МВт·ч	$\Sigma P$ , МВт	$\Sigma \mathcal{E}$ , МВт·ч
0	24106	27862	0	0	0	0
1	24286	27784	78	78	78	78
2	24679	27761	23	46	101	124
3	25347	27637	124	372	225	496
4	26298	27586	51	204	276	700
5	27120	27335	251	1255	527	1955
6	27637	27297	38	228	565	2183
7	27761	27197	100	700	665	2883
8	27586	27120	77	616	742	3499
9	27197	27007	113	1017	855	4516
10	27007	27000	7	70	862	4586
11	26959	26959	41	451	903	5037
12	26936	26936	23	276	926	5313
13	27000	26921	15	195	941	5508
14	27335	26506	415	5810	1356	11318
15	27784	26298	208	3120	1564	14438
16	27862	25675	623	9968	2187	24406
17	27297	25347	328	5576	2515	29982
18	26921	25116	231	4158	2746	34140
19	26506	24679	437	8303	3183	42443
20	25675	24617	62	1240	3245	43683
21	25116	24410	207	4347	3452	48030
22	24617	24286	124	2728	3576	50758
23	24410	24106	180	4140	3756	54898
24	-	-	24106	578544	27862	633442

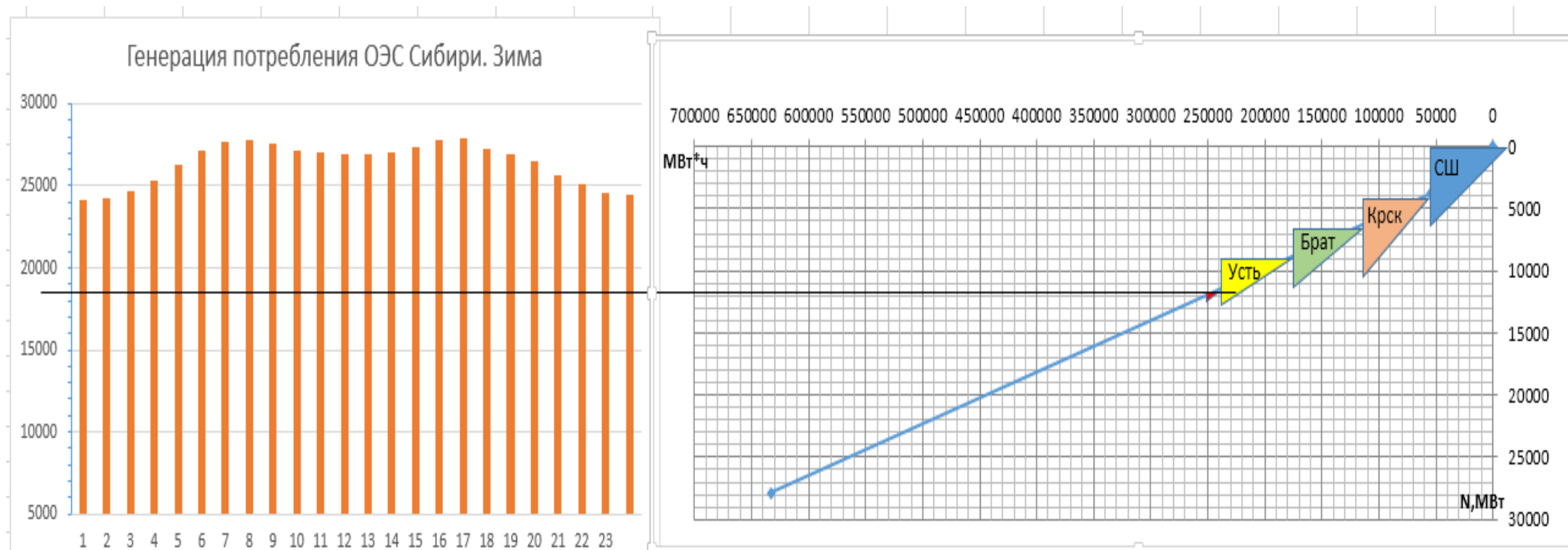


Рисунок 2.5 – Интегральная кривая нагрузки по зиме (15.01.14)

Таблица 2.11 - Расчет прироста суточной выработки электроэнергии и мощности за летние сутки (15.07.14)

Время Мск, ч	Мощность потребления, МВт	Мощность потребления ранжированная, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta P \cdot t$ , МВт·ч	$\Sigma P$ , МВт	$\Sigma \mathcal{E}$ , МВт·ч
0	17810	21010	0	0	0	0
1	17749	20929	81	81	81	81
2	17837	20887	42	84	123	165
3	18298	20850	37	111	160	276
4	19043	20783	67	268	227	544
5	19865	20709	74	370	301	914
6	20533	20706	3	18	304	932
7	20929	20650	56	392	360	1324
8	21010	20533	117	936	477	2260
9	20850	20495	38	342	515	2602
10	20887	20495	0	0	515	2602
11	20706	20404	91	1001	606	3603
12	20709	20329	75	900	681	4503
13	20783	20320	9	117	690	4620
14	20650	19865	455	6370	1145	10990
15	20495	19837	28	420	1173	11410
16	20320	19043	794	12704	1967	24114
17	20404	18915	128	2176	2095	26290
18	20495	18330	585	10530	2680	36820
19	20329	18298	32	608	2712	37428
20	19837	17917	381	7620	3093	45048
21	18915	17837	80	1680	3173	46728
22	18330	17810	27	594	3200	47322
23	17917	17749	61	1403	3261	48725
24	-	-	17749	425976	21010	474701

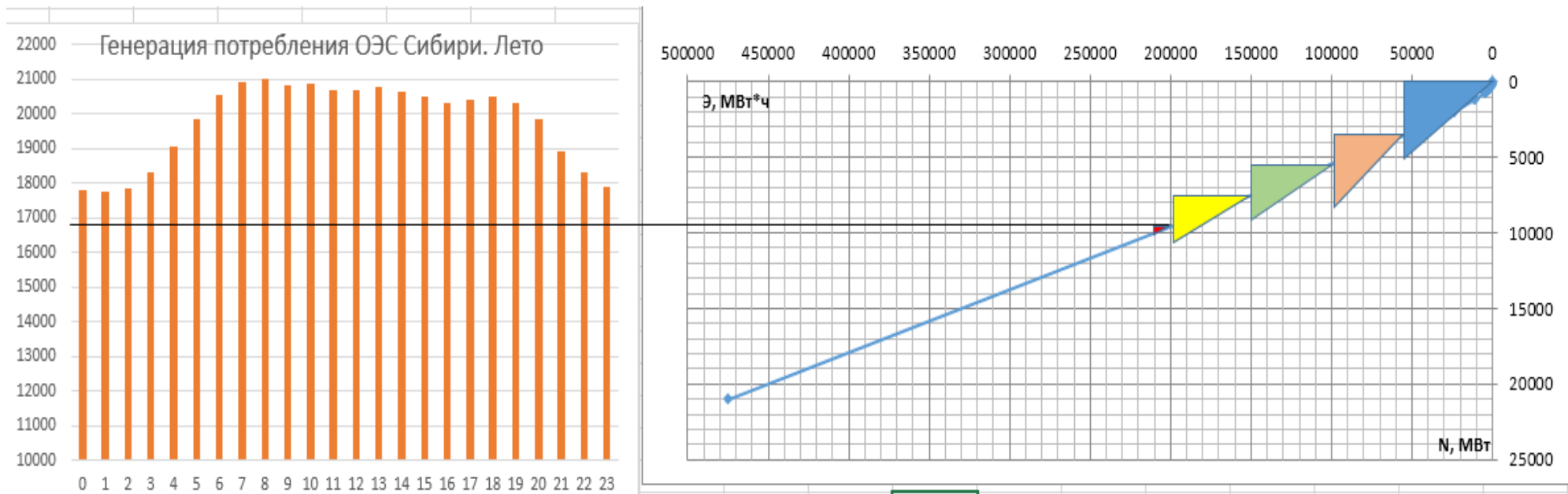


Рисунок 2.6 – Интегральная кривая нагрузки по лету (15.07.14)

Для того, чтобы понять какую часть графика нагрузки будет покрывать проектируемая станция, были учтены существующие ГЭС данной энергосистемы, их установленные мощности и выработки (таблица 2.12).

Таблица 2.12 - Существующие ГЭС энергосистемы Якутия

ГЭС	Установленная мощность, МВт	Выработка, млн кВт·ч
Саяно-Шушенская	6400	67123
Красноярская	6000	55890
Братская	4500	61918
Усть Илимская	3840	59452
Богучанская	1332	20000
Иркутская	662	11233
Новосибирская	460	4622
Майнская	321	4712

По известным данным (установленная мощность и выработка) были построены треугольники мощности для каждой ГЭС. Для лета мощность каждой ГЭС была взята на 20% меньше, для зимы – на 20% больше. Полученные треугольники были вписаны на ИКН для зимы и лета (рисунки 2.5 и 2.6 соответственно).

### 2.3.2 Построение годовых графиков нагрузки

Принимаем, что энергосистема неразвивающаяся со статическим максимумом нагрузки. Выполним расчеты для построения годовых графиков нагрузки  $P_t^{max}$ ,  $P_t^{cp}$  по следующим формулам:

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.9)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца в году.

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}; \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}; \quad (2.11)$$

Расчеты сведены в таблицу 2.13.

Таблица 2.13 - Расчеты для построения годовых графиков нагрузки  $P_t^{max}$ ,  $P_t^{cp}$

t	$g=(30 \cdot t - 15) \cdot 3,14/180$	$\cos(g)$	a	b	$P_t^{max}$	a	b	$P_t^{cp}$
1	0,262	0,966	24436	3426	27745	23086	3307	26280
2	0,785	0,707	24436	3426	26860	23086	3307	25425

Окончание таблицы 2.13

t	$g=(30 \cdot t-15) \cdot 3,14/180$	$\cos(g)$	a	b	$P_t^{\max}$	a	b	$P_t^{\text{cp}}$
3	1,308	0,259	24436	3426	25325	23086	3307	23944
4	1,832	-0,258	24436	3426	23552	23086	3307	22233
5	2,355	-0,706	24436	3426	22016	23086	3307	20750
6	2,878	-0,966	24436	3426	21128	23086	3307	19893
7	3,402	-0,966	24436	3426	21125	23086	3307	19890
8	3,925	-0,709	24436	3426	22009	23086	3307	20743
9	4,448	-0,261	24436	3426	23542	23086	3307	22223
10	4,972	0,256	24436	3426	25314	23086	3307	23934
11	5,495	0,705	24436	3426	26852	23086	3307	25418
12	6,018	0,965	24436	3426	27743	23086	3307	26278

Годовые графики нагрузки  $P_t^{\max}$ ,  $P_t^{\text{cp}}$  представлены на рисунке 2.7.

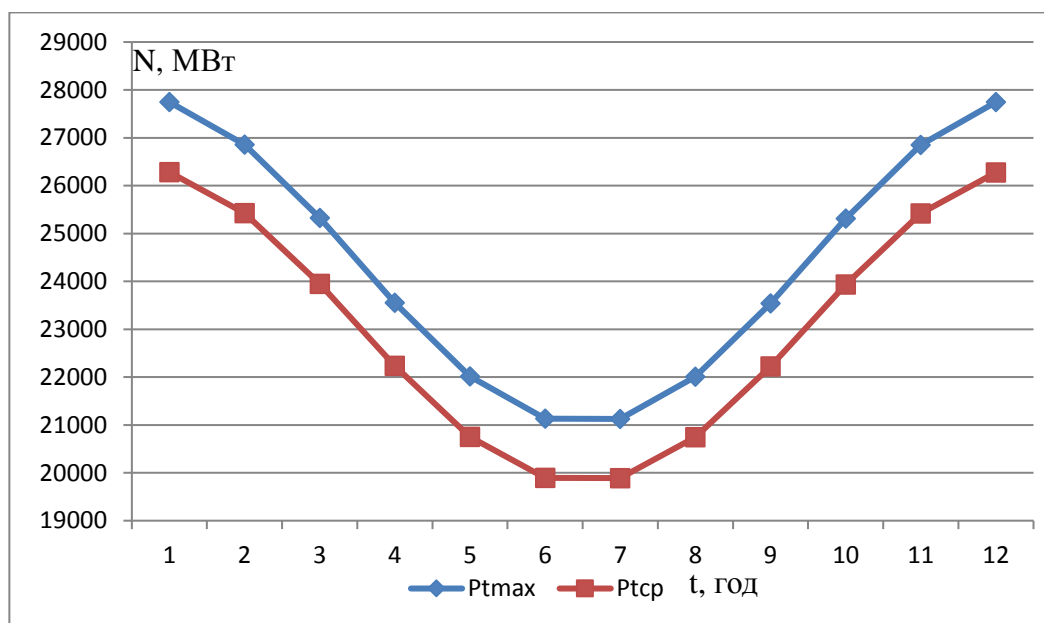


Рисунок 2.7 - Годовые графики нагрузки  $P_t^{\max}$ ,  $P_t^{\text{cp}}$

## 2.4 Водно-энергетический расчет

Основная задача водно-энергетического расчёта (далее - ВЭР) - по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для



каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Перед проведением ВЭР необходимо условиться периодом зимы и лета. По среднемесячным температурам было принято, что зима – ноябрь, декабрь, январь, февраль, март (среднемесячная температура меньше 0°C), следовательно, лето оставшаяся часть года.

#### 2.4.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Для выбранного расчетного маловодного года (1982/83 гг.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_t^{\text{быт}} = k_N \cdot Q_{t\text{пол}}^{90\%} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.12)$$

где  $k_N = 8,6$  – коэффициент мощности;

$Q_{t\text{пол}}^{90\%}$  – полезный расход расчётного маловодного года;

$H_t^{\text{ГЭС}}$  – напор на станции.

Полезный расход расчётного маловодного года определяем:

$$Q_{t\text{пол}}^{90\%} = Q_{t\text{б}}^{90\%} - Q_{t\text{пот}}^{90\%}, \quad (2.13)$$

где  $Q_{t\text{б}}^{90\%}$  – бытовой расход расчетного маловодного года;

$Q_{t\text{пот}}^{90\%}$  – потери расхода на льдообразование, испарения и фильтрацию.

Напор на станции определяем по формуле:

$$H_t^{\text{ГЭС}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ} - \Delta h, \quad (2.14)$$

где  $\nabla\text{НПУ} = 561$  м – отметка нормального подпорного уровня;

$\nabla\text{НБ}$  – отметка нижнего бьефа, соответствующая по кривой связи  $Q_t^{90\%}$ ;

$\Delta h = 0,6$  м – потери напора в подводящих сооружениях (из условия).

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК рассчитываем по формуле:

$$N_t^{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_t^{\text{ВХК}} \cdot H_t^{\text{ГЭС}}, \quad (2.15)$$

где  $k_N = 8,6$  – коэффициент мощности;

$Q_t^{ВХК}$  – расход воды по требованию участников ВХК;  
 $H_t^{ГЭС}$  – напор на станции.

Результаты расчётов сведены в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 - Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

t, месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт.}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	135	131	152	276	1717	2104	1217	890	608	372	244	175
$Q_{\text{пот.}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	25	24	20	2	30	30	30	30	30	20	24	25
$Q_{\text{пол.}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	110	107	132	274	1687	2074	1187	860	578	352	220	150
$Z_{\text{ВБ}},$ м	561	561	561	561	561	561	561	561	561	561	561	561
$Z_{\text{НБ}},$ м	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518
H, м	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
$N_{\text{быт.}}$ , МВт	40	39	48	100	618	760	435	315	212	129	81	55
$Q_{\text{ВХК}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	200	200	200	200	200	500	500	500	200	200	200	200
$Q_{\text{пот.}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{пол.}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	200	200	200	200	200	500	500	500	200	200	200	200
$Z_{\text{ВБ}},$ м	561	561	561	561	561	561	561	561	561	561	561	561
$Z_{\text{НБ}},$ м	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518
H, м	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
$N_{\text{ВХК}},$ МВт	73	73	73	73	73	183	183	183	73	73	73	73

По данным таблицы 2.13 строится годовой график среднемесячных мощностей (рисунок 2.8).

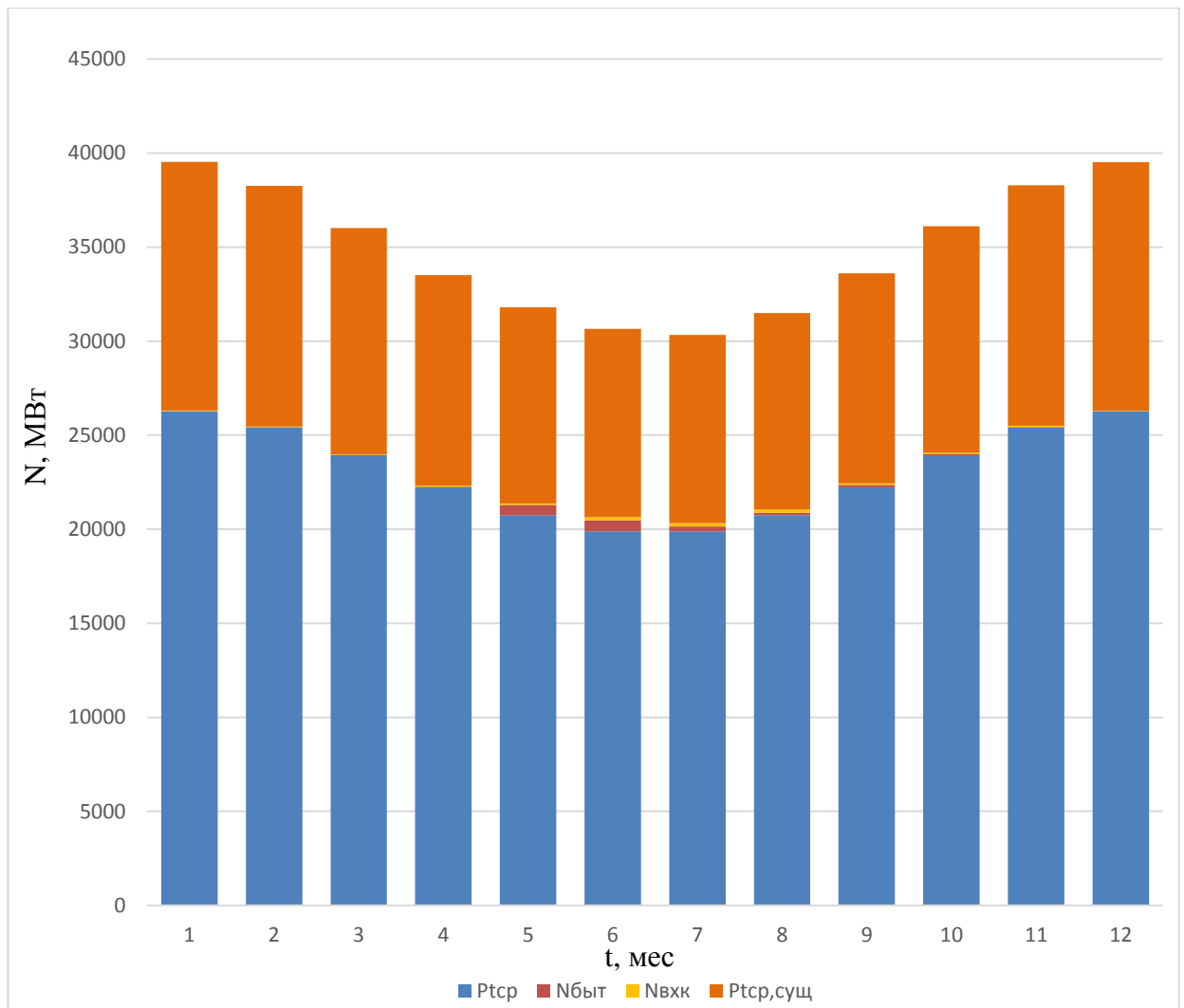


Рисунок 2.8 - Годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с участием проектируемой ГЭС

В таблице 2.14 была определена разность мощностей при работе по бытовому стоку маловодного года и работе по ВХК. Рассчитав разность между суммарной бытовой мощностью и суммарной мощностью ВХК, можем судить о количестве «лишней» воды:

$$\sum(N_t^{\text{быт}} - N_t^{\text{ВХК}}) = 1623 \text{ МВт.} \quad (2.16)$$

Необходимо распределить получившуюся мощность таким образом, чтобы в каждый месяц мощность была бы не меньше мощности ВХК (рисунок 2.9).

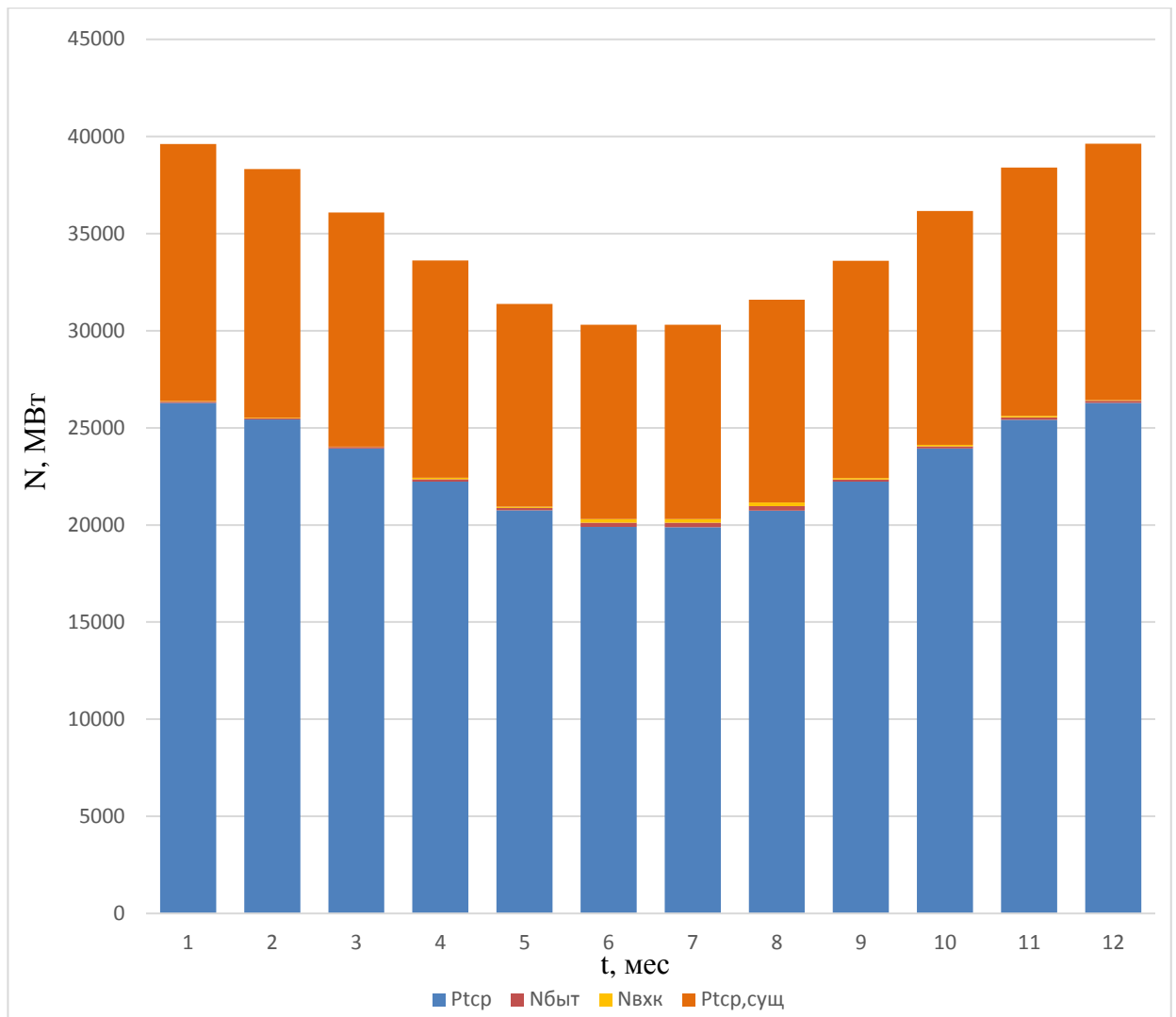


Рисунок 2.9 - Годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с результатом распределения мощностей проектируемой ГЭС

#### 2.4.2 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Исходными данными являются:

- гидрограф маловодного года;
- потери воды из водохранилища;
- требования ВХК;
- кривые зависимости объема водохранилища от отметки верхнего бьефа;
- кривые зависимости отметки нижнего бьефа от расхода;

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено  $\nabla_{НПУ} = 561$  м.

Полезный расход есть полный бытовой расход за вычетом потерь из водохранилища:

$$Q_t^{\text{пол}} = Q_t^{\text{быт}} - Q_t^{\phi} - Q_t^{\text{и}} - Q_t^{\text{л}}, \quad (2.17)$$

где  $Q_t^{\text{быт}}$  – бытовой расход;

$Q_t^{\Phi}, Q_t^{\text{и}}, Q_t^{\text{л}}$  – потери на фильтрацию, испарение, льдообразование соответственно.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_t^{\text{ГЭС}} = Q_t^{\text{пол}} - Q_t^{\text{ВДХ}}, \quad (2.18)$$

где  $Q_t^{\text{пол}}$  – полезный расход;

$Q_t^{\text{ВДХ}}$  – расход воды из водохранилища.

Величиной  $Q_t^{\text{ВДХ}}$  варьируем для достижения нужной мощности. Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_t^{\text{НБ}} = Q_t^{\text{ГЭС}} + Q_t^{\Phi}, \quad (2.19)$$

где  $Q_t^{\text{ГЭС}}$  – расход через турбины ГЭС.

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

Для определения изменения объема водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V_t = Q_t^{\text{ВДХ}} \cdot t, \quad (2.20)$$

где  $Q_t^{\text{ВДХ}}$  – расход воды из водохранилища;

$t$  – число секунд в месяце.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объема воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 2.2).

Принимаем следующее допущение: расход в течение месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течение месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (рисунок 2.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H_t = Z_t^{\text{ВБ}} - Z_t^{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.21)$$

где  $Z_t^{\text{ВБ}}$  – среднее значение отметки ВБ;

$Z_t^{\text{НБ}}$  – отметка НБ;

Мощность станции определяется по формуле:

$$N_t = k_N \cdot Q_t^{\Gamma \text{ЭС}} \cdot H_t, \quad (2.22)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности.

Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году сведены в таблицу 2.15.

По результатам сработки-наполнения водохранилища строится график изменения отметки ВБ во времени в течении года (рисунок 2.10).

Результатом сработки наполнения являются:

- гарантированная мощность –  $N_{\text{гар}} = 531$  МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 546,7 м.

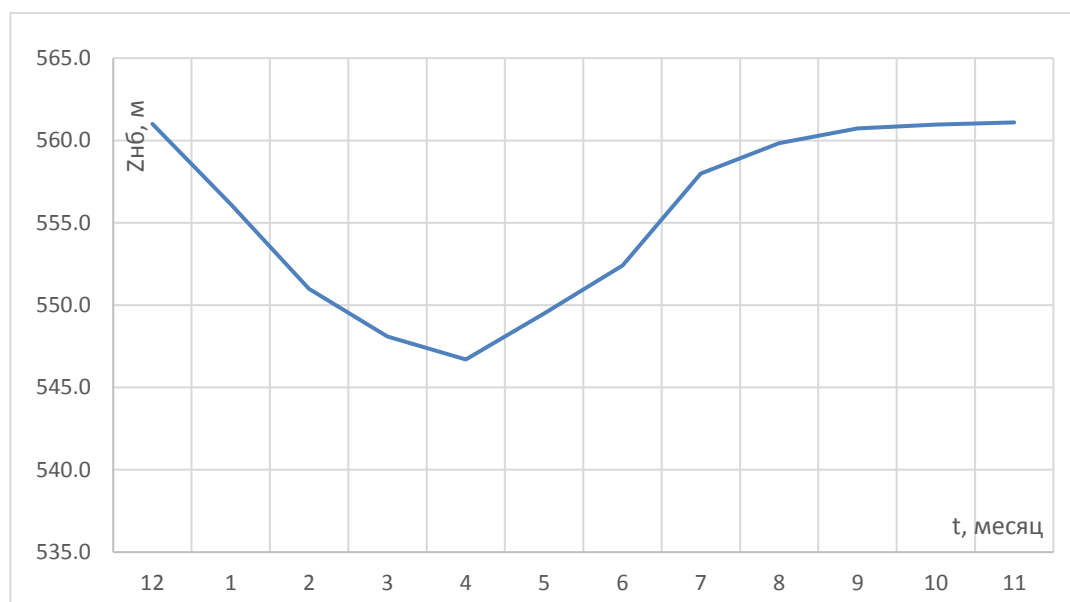


Рисунок 2.10 - Сработка–наполнение водохранилища в маловодном году

Таблица 2.15 - Сработка–наполнение водохранилища в маловодном (90% обеспеченности) году

Месяц	Расходы								Объёмы водохранилища			Уровни				Напор Н гэс	Мощность N гэс
	Qбыт	Ф	Qпол.быт	Qнб	Qвхк	Qводохр	Qх.сбр	Qгэс	Vнач	dV	Vконечн	ВБ			НБ		
												Zнач	Zкон	Zср	Zнб		
12	175	20	150	1912	200	1744	0	1892	18	4,67	13,6	561,0	556,1	558,56	524,2	34,41	580,0
1	135	20	115	2553	200	2382	0	2533	13,6	6,38	7,2	556,1	551,0	551,10	525,0	28,57	580,0
2	131	20	111	220	200	89	0	200	7,2	0,24	7,0	551,0	548,1	545,84	519,2	30,32	47,5
3	152	20	132	220	200	68	0	200	7,0	0,18	6,8	548,1	546,7	545,43	519,2	28,17	46,6
4	276	20	256	220	200	-56	0	200	6,8	-0,15	6,9	546,7	549,5	545,40	519,2	28,87	46,5
5	1717	20	1697	220	200	-1497	0	200	6,9	-4,01	10,9	549,5	552,4	548,98	519,2	31,73	53,0
6	2104	20	2084	520	500	-1584	0	500	10,9	-4,24	15,2	552,4	558,0	555,20	520,5	34,69	154,3
7	1217	20	1197	520	500	-697	0	500	15,2	-1,42	16,6	558,0	559,8	558,92	520,5	38,40	170,8
8	890	20	870	520	500	-370	0	500	16,6	-0,99	17,6	559,8	560,7	560,29	520,5	39,77	177,0
9	608	20	588	520	500	-88	0	500	17,6	-0,24	17,8	560,7	561,0	560,85	520,5	40,34	179,6
10	372	20	352	320	300	-52	0	300	17,8	-0,14	17,9	561,0	561,1	561,03	519,7	41,35	110,4
11	244	20	224	320	300	76	0	300	17,9	-0,10	18,0	561,1	561	561,00	519,7	41,32	110,2

### 2.4.3 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году

Исходными данными являются:

- гидрограф средневодного года;
- потери воды из водохранилища;
- требования ВХК;
- кривые зависимости объема водохранилища от отметки верхнего бьефа;
- кривые зависимости отметки нижнего бьефа от расхода;

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено  $\nabla_{НПУ} = 546,7$  м.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объема воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 2.2.).

Принимаем следующее допущение – расход в течение месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течение месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (рисунок 2.1), исходя из известного расхода в НБ.

Расчетные формулы для сработки-наполнения водохранилища в средневодном году (50% обеспеченности) представлены в пункте 2.4.2.

Результаты расчётов сведены в таблицу 2.16.

По результатам сработки-наполнения водохранилища строится график изменения отметки ВБ во времени в течение года (рисунок 2.11).

Результатом сработки-наполнения водохранилища являются:

Среднемноголетняя выработка  $\mathcal{E}_{\text{ср мнг}} = 3,19$  млрд. кВт · ч.

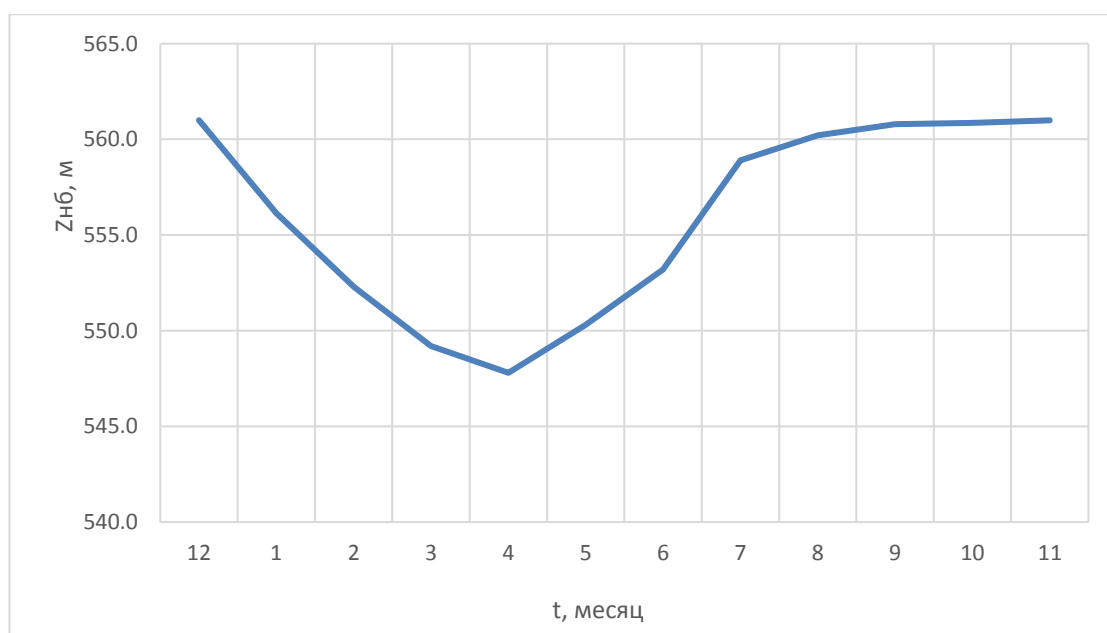


Рисунок 2.11 – Сработка–наполнение водохранилища в средневодном году (50% обеспеченности)



Таблица 2.16 - Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году (50% обеспеченности)

Месяц	Расходы								Объёмы водохранилища			Уровни				Напор Н гЭС	Мощность N гЭС
	Qбыт	Ф	Qпол.быт	Qнб	Qвхк	Qводохр	Qх.сбр	QгЭС	Vнач	dV	Vконечн	ВБ			НБ		
												Zнач	Zкон	Zср	Zнб		
12	132	20	150	1912	200	1742	0	1892	18	4,67	13,6	561,0	556,1	558,57	524,151	34,42	580,0
1	132	20	112	2555	200	2423	0	2535	13,6	6,49	7,1	556,1	552,3	551,00	525,009	25,99	580,0
2	107	20	87	196	200	89	0	176	7,1	0,24	6,9	552,3	549,2	545,64	519,115	26,52	41,6
3	123	20	103	191	200	68	0	171	6,9	0,18	6,7	549,2	546,7	545,22	519,09	26,13	39,8
4	342	20	322	286	200	-56	0	266	6,7	-0,15	6,8	546,7	550,3	545,19	519,529	25,66	60,7
5	1899	20	1879	402	200	-1497	0	382	6,8	-4,01	10,8	550,3	552,3	548,80	520,036	28,76	97,8
6	1738	20	1718	154	500	-1584	0	134	10,8	-3,94	14,8	552,3	557,9	555,07	518,913	36,15	43,2
7	1205	20	1185	508	500	-697	0	488	14,8	-1,87	16,6	557,9	559,7	558,81	520,468	38,34	166,5
8	1113	20	1093	743	500	-370	0	723	16,6	-0,89	17,5	559,7	560,6	560,19	521,33	38,86	250,0
9	437	20	417	349	500	-88	0	329	17,5	-0,27	17,8	560,6	560,9	560,75	519,81	40,94	119,9
10	486	20	466	434	300	-52	0	414	17,8	-0,14	17,9	560,9	561,0	560,93	520,17	40,76	150,2
11	262	20	242	338	300	76	0	318	17,9	-0,10	18,0	561,0	561	560,90	519,76	41,14	116,3

Для наглядности представим сработки-наполнения водохранилища маловодного (90% обеспеченности) и средневодного (50% обеспеченности) лет на одном графике (рисунок 2.12).

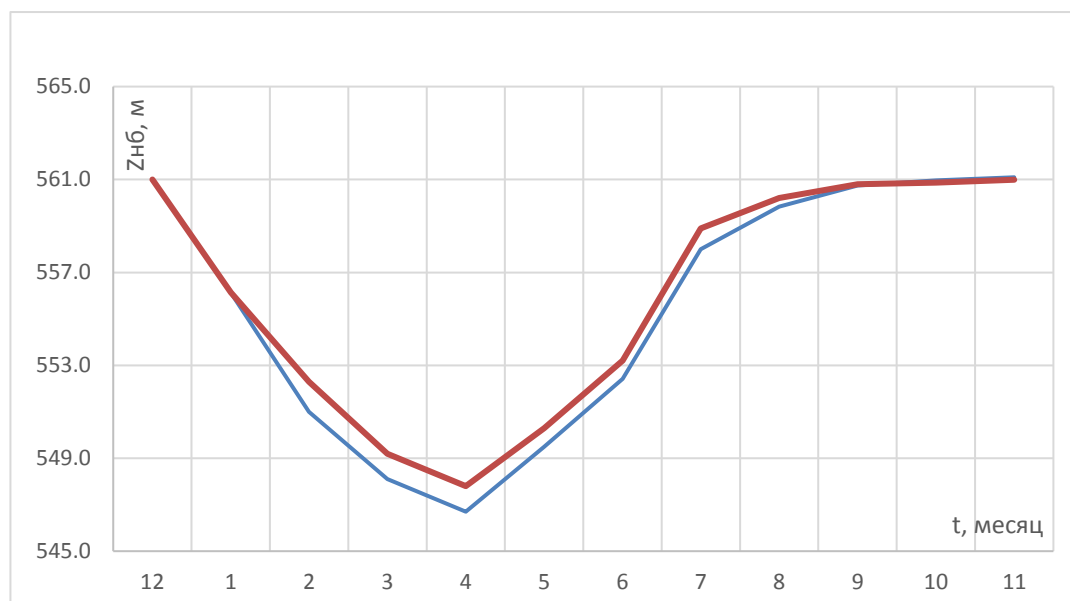


Рисунок 2.12 - Сработки-наполнения водохранилища маловодного и средневодного лет

## 2.5 Баланс мощности энергосистемы

### 2.5.1 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Исходя из известной гарантированной мощности проектируемой станции, используя интегральную кривую суточного зимнего графика нагрузки энергосистемы, требуется определить установленную мощность проектируемой станции.

Установленная мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию, катет параллельный оси мощностей – вытесняющая рабочая мощность проектируемой станции. При построении данного прямоугольного треугольника известна величина только одного катета (гарантированная мощность в пересчёте на энергию), величину второго катета требуется определить. То же выполняем и на интегральной кривой суточного летнего графика нагрузки энергосистемы (рисунок 2.5, 2.6).

Из рисунка 2.5 вытесняющая рабочая мощность  $N_{\text{выт.раб.}} = 531$  МВт.

Установленная мощность станции – это вытесняющая рабочая мощность с учётом резервов.

$$\begin{aligned}
N_{уст}^{пр.ГЭС} &= N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС} + N_{рез}^{нагр} + N_{рез}^{ав} = \\
&= N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС} + 0,012 \cdot N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС} + 0,08 \cdot N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС},
\end{aligned} \tag{2.23}$$

где  $N_{выт.раб.}^{пр.ГЭС}$  – определяется из суточной интегральной кривой нагрузки по зиме;

$N_{рез}^{нагр}$  – нагрузочный резерв, равный 8 (%) от  $N_{выт.раб.}$ ;

$N_{рез}^{ав}$  – аварийный резерв, равный 1,2 (%) от  $N_{выт.раб.}$ .

$$N_{уст}^{пр.ГЭС} = 531 + 0,012 \cdot 531 + 0,08 \cdot 531 = 580 \text{ МВт.}$$

## 2.5.2 Определение рабочих мощностей и резервов существующих ГЭС и тепловых станций

Для построения графика баланса мощностей нужно определить величины резервов существующих ГЭС и тепловых станций и как следствие их установленную мощность.

Нагрузочный резерв составляет 8 (%) рабочей мощности, аварийный - 1,2 (%) (из условия).

Определяем нагрузочный и аварийный резерв существующих ГЭС и их рабочую мощность за каждый месяц:

$$N_{рез}^{нагр} = 0,024 \cdot N_{раб}^{сущ.ГЭС}, \tag{2.24}$$

$$N_{рез}^{ав} = 0,06 \cdot N_{раб}^{сущ.ГЭС}, \tag{2.25}$$

$$N_{раб}^{сущ.ГЭС} = N_{уст}^{сущ.ГЭС} - N_{авр\ рез}^{сущ.ГЭС} - N_{нагр\ рез}^{сущ.ГЭС}, \tag{2.26}$$

где  $N_{уст}^{сущ.ГЭС}$  – установленная мощность существующих станций (из условия);

$N_{нагр\ рез}^{сущ.ГЭС} = 8 \%$  – нагрузочный резерв в процентах;

$N_{авр\ рез}^{сущ.ГЭС} = 1,2 \%$  – аварийный резерв в процентах.

Рабочую мощность ТЭС определяем из условия полного покрытия графика нагрузки:

$$N_{раб}^{ТЭС} = P^{max} - N_{раб}^{сущ.ГЭС} - N_{раб}^{пр.ГЭС}, \tag{2.27}$$

где  $P^{max}$  – месячный максимум нагрузки;

$N_{раб}^{сущ.ГЭС}$  – рабочая мощность существующих станций;

$N_{раб}^{пр.ГЭС}$  – рабочая мощность проектируемой станции.

Установленная мощность тепловых электростанций будет определяться суммой рабочей мощности и резервов:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{рез}^{нагр} + N_{рез}^{ав}, \quad (2.28)$$

где  $N_{раб}^{ТЭС}$  – рабочая мощность ТЭС;

$N_{рез}^{нагр} = 0,024 \cdot N_{раб}^{ТЭС}$  – нагрузочный резерв тепловых станций;

$N_{рез}^{ав} = 0,06 \cdot N_{раб}^{ТЭС}$  – аварийный резерв тепловых станций.

### 2.5.3 Планирование капитальных ремонтов

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяца, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 15 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес}, \quad (2.29)$$

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot 13191}{6} \cdot \frac{1}{2} = 1099 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес}, \quad (2.30)$$

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot 580}{6} \cdot \frac{1}{2} = 48,3 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

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

$$F_{рем}^{ТЭС} = \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{6} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{мес} + \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \cdot \text{мес}, \quad (2.31)$$

$$F_{рем}^{ТЭС} = \frac{15234}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{15234}{2} \cdot 1 = 11425 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

Баланс мощности энергосистемы в маловодном году приведен в таблице 2.17.

Таблица 2.17 - Расчет баланса мощности в маловодном году

Месяц	ЭнергоСистема			Существующие ГЭС				Проектируемая ГЭС			Существующие ГЭС			
	P <sub>t</sub> max	N <sub>нагруз</sub>	N <sub>аварийн</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагруз</sub>	N <sub>ремонт</sub>	N <sub>аварийн</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>ремонт</sub>	N <sub>нагруз</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>аварийн</sub>	N <sub>нагруз</sub>	N <sub>ремонт</sub>
1	27745	277	2220	13060	130,6	-	1044,80	580,0	-	5,80	14105	1128	-	-
2	26860	269	2149	12635	126,4	-	1010,80	47,49	-	0,47	14177	1134	-	-
3	25325	253	2026	11899	119,0	-	951,91	46,60	-	0,47	13379	1070	-	-
4	23552	236	1884	11049	110,5	550	883,89	46,55	-	0,47	12457	997	-	-
5	22016	220	1761	10312	103,1	-	824,95	53,00	-	0,53	11651	932	-	2447
6	21128	211	1690	9886	98,9	-	790,86	154,33	-	1,54	11088	887	-	3347
7	21125	211	1690	9884	98,8	-	790,75	170,85	-	1,71	11070	886	-	3347
8	22009	220	1761	10308	103,1	-	824,65	176,96	-	1,77	11524	922	-	2447
9	23542	235	1883	11044	110,4	550	883,49	179,59	24	1,80	12319	985	-	-
10	25314	253	2025	11894	118,9	-	951,51	110,40	-	1,10	13310	1065	-	-
11	26852	269	2148	12631	126,3	-	1010,51	110,22	-	1,10	14110	1129	-	-
12	27743	277	2219	13060	130,6	-	1044,80	580,0	-	5,80	14103	1128	-	-

График баланса мощности энергосистемы представлен на рисунке 2.13.

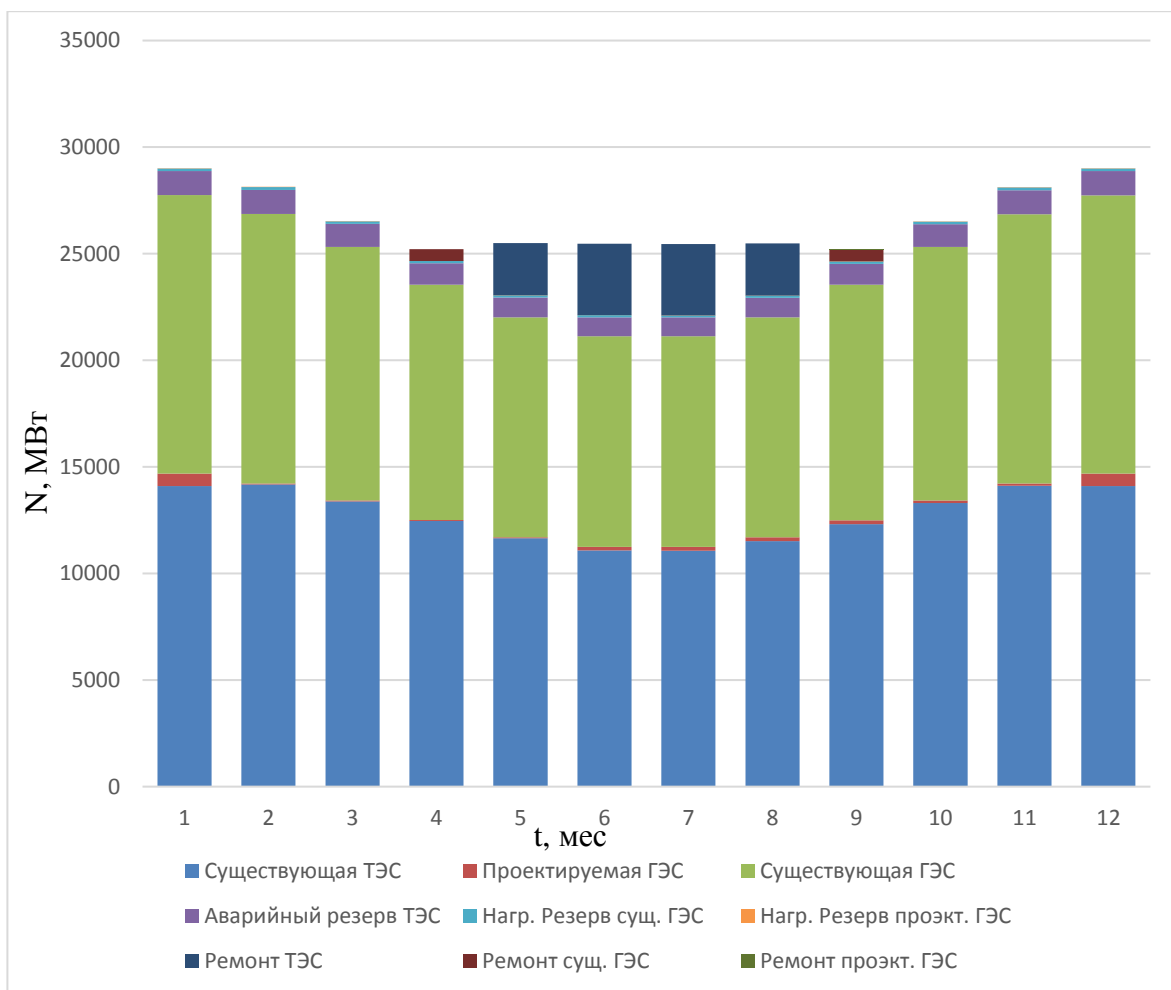


Рисунок 2.13 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

### 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

#### 3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (таблица 3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $\nabla ВБ$  – отметка уровня воды в ВБ, для верхней границы  $\nabla ВБ = \nabla НПУ$ , для нижней границы  $\nabla ВБ = \nabla УМО$ ;

$z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;

$\Delta h$  – потери напора в подводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,6$ .

Линия расчётного напора считается по формуле (3.1), где  $\nabla ВБ$  будет являться средняя  $\nabla ВБ$  января графика сработки-наполнения водохранилища маловодного года.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования водохозяйственного комплекса  $Q_{min} = 200 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где  $N_{уст}$  – установленная мощность проектируемой ГЭС;

$k_N$  – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$  – напор на ГЭС (выбирается произвольно).

Уравнение линии пропускной способности ГЭС:

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальный расход через ГЭС, определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

$H_{ГЭС}$  – напор ГЭС;

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

Таблица 3.1 - Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$ , м <sup>3</sup> /с	$Z_{НБ}$ , м	$H_{НПУ}$ , м	$H_{УМО}$ , м	$H_{ВБ}$ , м	$H$ , м	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$H$ , м	$Q$ , м
3000	207,8	34,6	19,5	24,5	41,5	1625,1	16	2160,0
2700	207,4	35,0	19,9	24,9	39,7	1698,8	17,8	2278,3
2400	207,0	35,4	20,3	25,4	37,9	1779,5	19,6	2390,7
2100	206,4	36,0	20,9	25,9	36,1	1868,2	21,4	2498,0
1800	205,8	36,6	21,5	26,5	34,3	1966,2	23,2	2601,0
1500	205,1	37,0	22,2	27,2	32,5	2075,1	25	2700,0
1200	204,3	37,8	23,0	28,0	30,7	2196,8	26,8	2795,5
900	203,4	38,5	23,9	28,9	28,9	2333,6	28,6	2887,9
600	202,4	39,2	24,9	29,9	27,1	2488,6	30,4	2977,4
300	201,3	39,8	26,0	31,1	25,3	2665,7	32,2	3064,2
0	200,0	40,6	27,3	32,3	23,5	2869,9	34	3148,7

По данным таблицы 3.1 строится режимное поле проектируемой станции (рисунок 3.1).



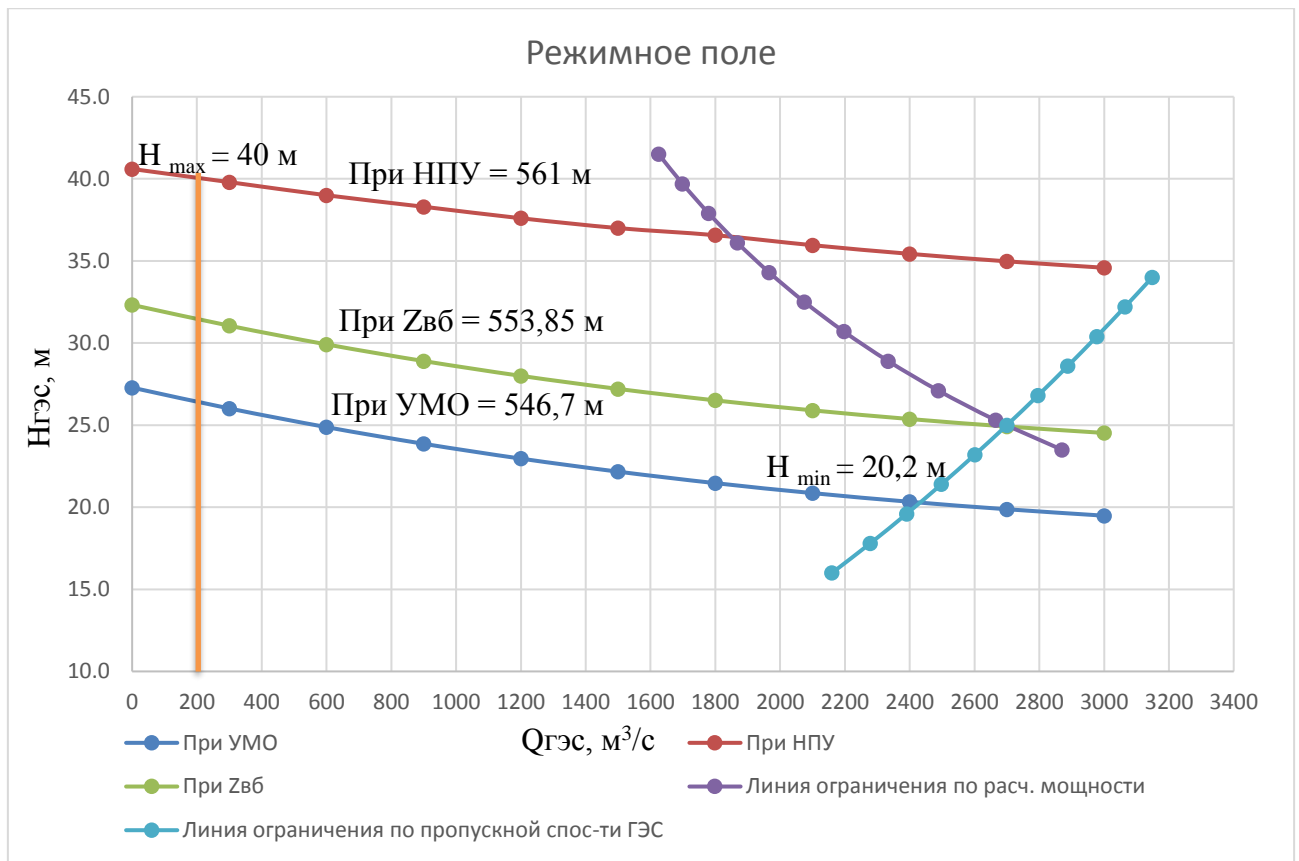


Рисунок 3.1 - Режимное поле проектируемой станции

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{max} = 40$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- максимальный расход  $Q_{ГЭС}^{max} = 2700$  м³/с. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- расчётный напор  $H_p = 25$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор  $H_{min} = 20,2$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Необходимо выбрать систему и тип турбины с номинальным диаметром рабочего колеса  $D_1$  и синхронной частотой вращения  $n$ , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Гидротурбины выбираем исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к максимальному напору турбины:  $H_{min}/H_{max} = 20,2/40 = 0,505$ . При этом если это отношение меньше отношения выбранной турбины, значит, данный тип турбины не подходит.

Полученному напору соответствует одна система реактивных гидротурбин: поворотной-лопастной. Исходя из выше перечисленных требований, из таблицы Б.1 (Приложение Б) выбираем гидротурбины – ПЛ40а-В и ПЛ40б-В.

Параметры гидротурбин ПЛ30а-В и ПЛ30б-В представлены в таблице 3.2. На рисунке Б.1, (Приложение Б) представлена универсальная характеристика ПЛ40а-в.

Таблица 3.2 – Основные параметры моделей турбин

Параметр		Турбина ПЛ40а-В	Турбина ПЛ40б-В
Максимальный напор	$H_{пред}$	40	40
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	125	123
Оптимальный КПД модели	$\eta_{MO}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	1690	1620
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{1max}$	0,65	0,65
Приведенный диаметр РК	$D'_{1M}, \text{м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_M, \text{м}$	4	4
Коэффициент вязкости	$\nu_{MOD}$	1,51	1,51

Из ряда стандартных значений диаметра рабочего колеса  $D_1$  (Приложение Б, таблица Б.2) предварительно выбираем:  $D_1 = 8500; 8000; 7500; 7100$  мм.

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MO}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где  $\eta_{MO}$  – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 3.2);

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

$D_{1M}$  – диаметр модельной гидротурбины;

$D_1$  – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;

$H_M$  – напор на модельной гидротурбине;

$H_p$  – расчётный напор натурной гидротурбины;  
 $\nu_H$  – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;  
 $\nu_M$  – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины.

Для выбранных типов гидротурбин  $\varepsilon = 0,75$ .

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным. Для модельных гидротурбин таблица Б.3 (Приложение Б).

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{гср}, \quad (3.5)$$

где  $\eta_{гср}$  – средний коэффициент полезного действия генератора, принимаем в пределах  $0,96 - 0,97$ ,  $\eta_{гср} = 0,97$ .

Приведённый расход воды в расчётной точке определяется в точке пересечения горизонтальной линии проходящей через оптимум универсальной характеристики и линии ограничения.

Число агрегатов:

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

Очевидно, в общем случае число агрегатов  $z'_a$  получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа  $z_a$  и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата  $N_a$ , по формуле (3.6) после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot m}}{D_1}, \quad (3.7)$$

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

$m$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

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

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

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot m}}, \quad (3.8)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;

$H$  – напор на станции, соответствует  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{гр}}, \quad (3.9)$$

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

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии соответствующие  $n'_{I_{max}}$  и  $n'_{I_{min}}$ , посчитанным по формуле (3.8).

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

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot m}}, \quad (3.10)$$

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

Так как напор на станции по универсальной характеристике является величиной не постоянной, значит, линия ограничения по минимальному расходу не будет вертикальной.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.10), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального.

Расчитанные по формулам (3.4 - 3.10) величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет параметров турбин

Параметр		Турбина ПЛ40а-В			Турбина ПЛ40б-В		
Номинальный диаметр	$D_{1(станд.)}, м$	8,5	8	7,5	7,5	7,1	6,7
Расчетный КПД натур.	$\eta_{расчн}$	0,931	0,931	0,930	0,934	0,934	0,933
Мощность 1 агрегата	$N'_a$	134420,5	119009,5	1045395,5	101870,1	91251,5	81219,1
Число агрегатов	$Z'_a$	4,31	4,87	5,55	5,69	6,36	7,14
Число агрегатов (уточненное)	$Z_a$	4	5	6	6	8	8
Мощность 1 агрегата (уточненная)	$N_a$	145000,0	116000,0	96666,7	96666,7	72500	72500
Приведенные обороты	$n'_{II}$	75,50	80,20	85,52	83,87	88,57	93,83
Синхронное число оборотов	$n_{синх}$	83,7	84,7	88,2	88,2	100	107,1
Приведенные обороты max	$n'_{I_{max}}$	109,55	104,36	101,91	102,27	109,79	110,99
Приведенные обороты расч.	$n'_{I_{расч}}$	138,57	132,01	128,91	129,36	138,87	140,39
Приведенные обороты min	$n'_{I_{min}}$	154,16	146,86	143,41	143,91	154,50	156,18
Расчетная точка	$Q'_I \cdot \eta_M$	0,83	0,75	0,71	0,71	0,60	0,67

Произведения  $Q'_I \cdot \eta_T$ , в таблице 3.3, представлены в о.е.  $\cdot л/с$  для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим в следующем порядке. В первую очередь отсеиваем типы турбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним.

Прикидываем положение расчётной точки, и отсеиваем гидротурбины, в которых она левее или очень близко к оптимуму. Далее отсеиваем турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными

оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Из анализа таблицы 3.3 и области работы турбин на ГУХ (Приложение Б), подходят гидротурбины ПЛ40а-В диаметром  $D_1 = 7,5$  м.

### 3.3 Определение заглубления РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{Р.К.} = Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.}) + H_s \quad (3.11)$$

где  $Z_{Н.Б.}(Q_{Н.Б.})$  - отметка уровня воды в НБ при  $Q_{Н.Б.}$ , соответствующем расчётному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

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

- Работа одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_{min}$ ;
- Работа одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_p$ ;
- Работа одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_{max}$ .

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + Z_{Х.Пл.}, \quad (3.12)$$

где  $B = 10$  м вод.ст. - барометрическое давление;

$\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})$  - отметка НБ при данном расходе;

$\sigma$  - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчетных условий.

$\Delta Z_{Х.Пл.}$  - разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин  $\Delta Z_{Х.Пл.} = 0$ .

#### 3.3.1 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{min}$

Гидротурбина ПЛ40а-В с  $D_1 = 7,5$  м.

На главной универсальной характеристике (рисунок Б.2, приложение Б) проектируемой ГЭС находим точку работы одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_{min}$  (точка 1):

Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H}. \quad (3.13)$$

В найденной точке определяем  $\sigma = 0,155$ . По кривой связи НБ определяем  $Z_{НБ}(Q_{агр1}) = 520$  м.

Определяем высоту отсасывания по формуле 3.12:

$$H_s = 10 - \frac{520}{900} - 1,1 \cdot 0,155 \cdot 39,2 = 2,74 \text{ м.}$$

### 3.3.2 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_p$

Гидротурбина ПЛ40а-В с  $D_1 = 7,5$  м.

На главной универсальной характеристике (рисунок Б.2, приложение Б) проектируемой ГЭС находим точку работы одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_p$  (точка 2):

Пересчитаем расход в этой точке по формуле (3.13):

В найденной точке определяем  $\sigma = 0,18$ . По кривой связи НБ определяем  $Z_{НБ}(Q_{агр1}) = 524$  м.

Определяем высоту отсасывания по формуле 3.12:

$$H_s = 10 - \frac{524}{900} - 1,1 \cdot 0,18 \cdot 36,4 = 2,29 \text{ м.}$$

### 3.3.3 Работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{\max}$

Гидротурбина ПЛ40а-В с  $D_1 = 7,5$  м.

На главной универсальной характеристике (рисунок Б.2, приложение Б) проектируемой ГЭС находим точку работы одного агрегата с номинальной мощностью при  $H_p$  (точка 3):

Пересчитаем расход в этой точке по формуле (3.13):

В найденной точке определяем  $\sigma = 0,49$ . По кривой связи НБ определяем  $Z_{НБ}(Q_{агр1}) = 525$  м.

Определяем высоту отсасывания по формуле 3.12:

$$H_s = 10 - \frac{525}{900} - 1,1 \cdot 0,49 \cdot 25 = -5,1 \text{ м.}$$

Отметка расположения РК ГТ для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_s, \quad (3.14)$$

- при  $H_s = 2,74$  м:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 520 + (2,74) = 522,74 \text{ м,}$$

- при  $H_s = 2,29$  м:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 524 + (2,29) = 526,29 \text{ м,}$$

- при  $H_s = -4,06$  м:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 525 + (-5,06) = 519,90 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка заглубления РК для турбины ПЛ40а-В  $\nabla Z_{\text{р.к.}} = 519,90$  м.

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения [4].

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.15)$$

где  $\cos\varphi = 0,8 - 0,9$ ;

$$S_{\text{ном}} = \frac{96,7}{0,9} = 107,4, \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c}; \quad (3.16)$$

$$p = \frac{6000}{88,2} = 68.$$



По каталогу гидрогенераторов НПО «ЭЛСИБ» [4], выбираем гидрогенератор по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ – 1090/100-68.

### 3.5 Выбор вспомогательного оборудования

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

Габаритные размеры МНУ определяются объемом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [5] определяется тип маслonaпорной установки:  
МНУ 20/2 – 40.

Маслonaпорная установка с гидроаккумулятором ГА 20/2-40 вместимостью 16 м<sup>3</sup>, состоящим из двух сосудов на давление 4 МПа=40 кгс/см<sup>2</sup>.

По номограмме [5] определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭЖГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-100.

Гидрогенератор имеет систему косвенного воздушного охлаждения с циркуляцией охлаждающего воздуха по замкнутому контуру. Охлаждение нагретого воздуха осуществляется водовоздушными воздухоохладителями.

В машинном зале для монтажа и демонтажа основного гидросилового оборудования принимаем к установке мостовой кран г/п 350/190/32 т. В качестве подъёмного механизма для плоских затворов отсасывающей трубы принимаем козловой кран г/п 50 т, а для подъема сороудерживающих решёток, затворов турбинных водоводов принимаем козловой кран г/п 100 т.

### 3.6 Определение геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части модельной гидротурбины (приложение Б, рисунок Б.2) определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 1,29 \cdot D_1 = 1,29 \cdot 7,5 = 9,68 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 7,5 = 13,42 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 210^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 7,5 = 21,64 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot D_1 = 4,548 \cdot 7,5 = 34,11 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 7,5 = 18,75 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Наружный диаметр вала:

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

где  $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35 \text{ МПа}$ ,

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}}, \quad (3.23)$$

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{1450000}{88,2} = 16,01.$$

$$D_{\text{в}}^* = \left( \frac{5,1 \cdot 16,01}{30} \right)^{0,33} = 1,39 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_{\text{в}} = 1,4 \text{ м.}$$

Диаметр шахты агрегата:

$$D_{\text{ш}} = D_{\text{с}} + 2 \cdot B_{\text{вк}} + 2 \cdot B_{\text{п}} = 13 + 2 \cdot 1,5 + 2 \cdot 0,5 = 17 \text{ м.} \quad (3.24)$$

где  $B_{\text{вк}}$  – ширина воздушной камеры, принимаем равной 1,5 м,  
 $B_{\text{п}}$  – ширина полок статора, по справочным данным 0,5 м.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

Основные требования, предъявляемые к главным схемам ГЭС по [9]:

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

При учете основных требований, в качестве РУ, будет применяться КРУЭ, капитальные вложения по КРУЭ превышают капитальные вложения по ОРУ. Но при этом КРУЭ имеет следующие преимущества:

1. Высокая эксплуатационная надежность оборудования. Для ОРУ, на котором установлено оборудование с воздушной изоляцией, частота потока отказов оборудования – не менее, чем в 10 раз выше.
2. Большой срок эксплуатации КРУЭ – от 30 до 50 лет. Это определяется высоким заложенным механическим и коммутационным ресурсом.
3. Значительное сокращение площадей по сравнению с ОРУ. Сокращение площадей приводит к сокращению не только строительной части, но и опорных конструкций, системы заземления, кабельной линии внутри РУ.
4. Сокращение затрат на техническое обслуживание и эксплуатацию, в том числе, на капитальный ремонт. Благодаря герметичной изоляции корпуса и автоматической системе контроля – первый визуальный осмотр можно провести через 10 лет эксплуатации, а профилактический осмотр через 25 лет эксплуатации.
5. Отсутствие влияния электрических полей; влияние магнитных полей минимально; отсутствие феррорезонансных явлений;
6. Низкие тепловыделения;
7. Отсутствие необходимости постоянного обслуживания;
8. Защищенность от внешних воздействий;
9. Высокая заводская готовность, включая систему местного управления, измерительные трансформаторы, ОПН, кабельные и воздушные вводы, вторичные кабели в пределах КРУЭ, опорные конструкции.

Как правило, электрические схемы гидроэлектростанций строятся по блочному принципу. Генераторы соединяются в блоки с повышающими

трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высшем напряжении, где предусматривается РУ.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупнёнными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы, схема с единичными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

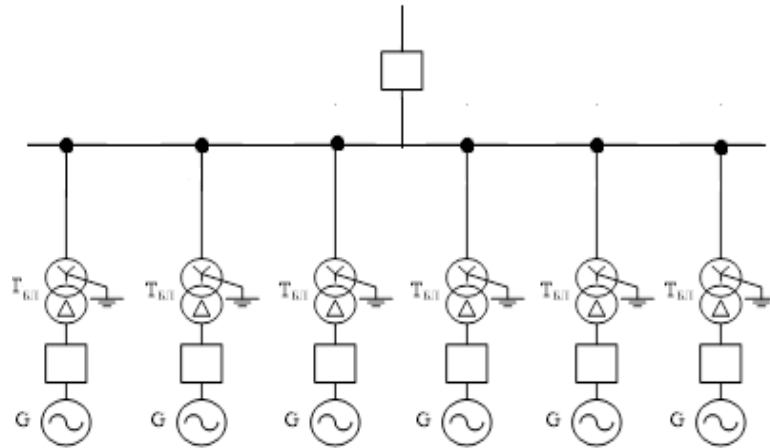


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений с единичными блоками

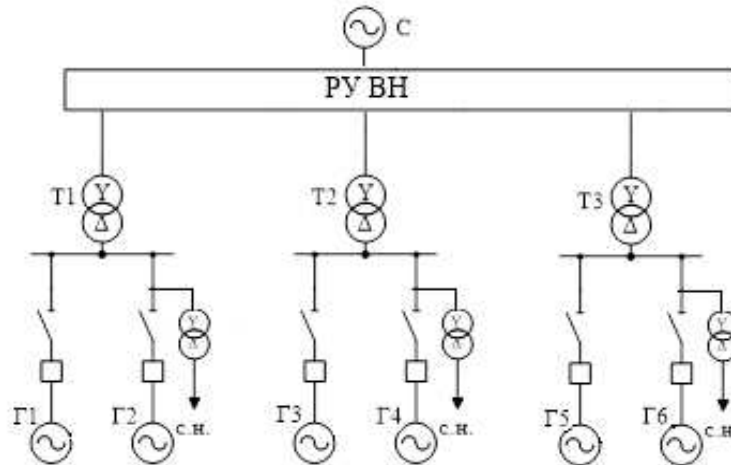


Рисунок 4.2 – Структурная схема электрических соединений с укрупненными блоками

## 4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

### 4.2.1 Выбор синхронных генераторов электростанции

По исходным данным в пункте 3.4 был выбран гидрогенератор СВ 1090/100-68. В таблице 4.1 представлены каталожные данные генератора.

Таблица 4.1 – Каталожные данные синхронного генератора СВ 1090/100-68

Номинальная мощность	S, МВА	114
	P, МВт	96,7
Номинальное напряжение U, кВ		13,8
Номинальная частота вращения n, об/мин		88,2
Номинальный коэффициент мощности cosφ, о.е.		0,9
Сверхпереходное индуктивное сопротивление x <sub>d</sub> "', о.е.		0,22
Коэффициент полезного действия η, о.е.		0,98

## 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов

### 4.2.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с единичными блоками

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}}, \quad (4.1)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{96,7 - 0,58}{0,90} = 106,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" [11] выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1

Номинальная мощность, кВ·А		125000
Номинальное напряжение обмоток, кВ	ВН	242
	НН	13,8
Схема и группа соединения обмоток		Y <sub>н</sub> /D- 11
Потери, кВт	XX	90
	KЗ	380
Напряжение KЗ, %		11
Ток XX, %		0,55
Масса полная, кг		157400

#### 4.2.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненными блоками

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos\varphi_{\Gamma}}; \quad (4.2)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (96,7 - 0,58)}{0,9} = 210,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" [11] выбираем трансформатор ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1

Номинальная мощность, кВ·А		250000
Номинальное напряжение обмоток, кВ	ВН	242
	НН	13,8
Схема и группа соединения обмоток		Yн/D-11
Потери, кВт	XX	70
	КЗ	315
Напряжение КЗ, %		10,5
Ток XX, %		0,6
Масса полная, кг		242000

#### 4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, один трансформатор собственных нужд на два генератора.

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos\varphi_{\Gamma}}, \quad (4.3)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{96,7}{0,90} = 1074 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.} \quad (4.4)$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш» [12] выбирается трансформатор ТСЗ-2500/13,8/ УЗ. Данные трансформатора ТСЗ-2500/20/0,4 представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/13,8/УЗ

Номинальная мощность, кВ·А		2500
Номинальное напряжение обмоток, кВ	ВН	13,8
	НН	0,4
Схема и группа соединения обмоток		У/Д-11
Потери, кВт	ХХ	5,1
	КЗ	23,5
Напряжение КЗ, %		6,5
Масса полная, кг		5550

### 4.3 Выбор схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{max}$  и время максимальных потерь  $\tau$ .

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.5)$$

где  $T_{max}$  – максимальное число часов использования установленной мощности, ч;

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{5500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3979 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_{в}, \quad (4.6)$$

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

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

$\omega = 0,053$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{в} = 45$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 45 = 8728 \text{ ч.}$$

#### 4.3.1 Технико-экономический расчет схемы с единичным блоком

Капитальные затраты по укрупненным показателям:

$$K = K_T + K_{T.CH} + K_{PY}, \quad (4.7)$$

где  $K_T$  – капитальные затраты по укрупненным показателям на трансформаторы ТДЦ-12500/220, тыс. руб.;

$K_{T.CH}$  – капитальные затраты по укрупненным показателям на трансформаторы ТСЗ-2500/13,8, тыс. руб.;

$K_{PY}$  – капитальные затраты по укрупненным показателям на ячейки КРУЭ, тыс. руб.

$$K = 6 \cdot 99380 + 3 \cdot 2355 + 11 \cdot 23460 = 884865 \text{ тыс. руб.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX} = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.8)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов;

$$\Delta W_{XX} = 2 \cdot 0,120 \cdot 8728 = 2094,72 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (4.9)$$

$$\Delta W_H = \frac{0,38}{2} \cdot \left( \frac{105,3}{125} \right)^2 \cdot 3979 = 536,49 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{XX} + \Delta W_H), \quad (4.10)$$

где  $\beta_1$  – Стоимость одного руб./кВт·ч электроэнергии;

$$I_{\text{пот}} = 3,45 \cdot (2094,72 + 536,49) = 9077,67 \text{ тыс. руб/год.}$$



Для шести единичных блоков:

$$I_{\text{пот1}} = 6 \cdot 9077,67 = 54455,05 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты:

$$I_1 = E_n \cdot K + I_{\text{пот1}}, \quad (4.11)$$

где  $E_n$  – коэффициент экономической эффективности,  $E_n = 0,15$ ;

$$I_1 = 0,15 \cdot 884865 + 9077 = 14360 \text{ тыс. руб./год}$$

Приведенные затраты:

$$Z_1 = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.12)$$

$$Z_1 = 0,15 \cdot 884865 + 14360 = 147089 \text{ тыс. руб./год}$$

### **4.3.2 Технико-экономический расчет схемы с укрупненным блоком**

Капитальные затраты по укрупненным показателям по формуле (4.7):

$$K = 3 \cdot 152100 + 3 \cdot 2355 + 8 \cdot 23460 = 511809 \text{ тыс. руб.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе по формуле (4.8):

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,207 \cdot 8728 = 2095 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе по формуле (4.9):

$$\Delta W_n = \frac{0,60}{1} \cdot \left( \frac{210,7}{250} \right)^2 \cdot 3979 = 1695,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора по формуле (4.10):

$$I_{\text{пот}} = 3,45 \cdot (2095 + 1695,8) = 13078,26 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для трех единичных блоков:

$$I_{\text{пот2}} = 3 \cdot 13078,26 = 39234,78 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты по формуле (4.11):

$$И_2 = 0,15 \cdot 674505 + 7836 = 14360 \text{ тыс. руб./год}$$

Приведенные затраты по формуле (4.12):

$$З_2 = 0,15 \cdot 674505 + 10866 = 112041 \text{ тыс. руб./год}$$

$$\Delta З > 5 \%$$

На основании технико-экономического расчета принимаем схему электрических соединений с укрупненным блоком.

#### 4.4 Выбор сечения и количества проводов ВЛЭП

Число линий:

$$n_{\text{л}} = \frac{n_{\text{г}} \cdot \frac{(P_{\text{Г}} - P_{\text{С.Н}})}{\cos\varphi_{\text{Г}}}}{K \cdot P_{\text{пер}}} + 1; \quad (4.13)$$

где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП,  $K=1,2$ ;  
 $P_{\text{пер}}$  – передаваемая мощность ЛЭП,  $P = 150$  МВт;

$$n_{\text{л}} = \frac{6 \cdot (96,7 - 0,58)}{1,2 \cdot 150} + 1 = 5.$$

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

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{n_{\text{г}} \cdot \frac{(P_{\text{Г}} - P_{\text{С.Н}})}{\cos\varphi_{\text{Г}}}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (4.14)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{6 \cdot (96,7 - 0,58)}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,332 \text{ кА.}$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}}, \quad (4.15)$$

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

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

$$I_{\text{расч}} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 332 = 383,1 \text{ А.}$$

По величине расчётного тока выбираем провод АС – 240/32 по [13]. Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{n_T \cdot \frac{(P_T - P_{\text{с.н}})}{\cos\varphi_T}}{(n_L - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (4.16)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{2 \cdot (96,7 - 0,58)}{(5 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,415 \text{ кА.}$$

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

#### 4.5 Выбор схемы РУ

Число присоединений РУ-220 кВ: 8 (5 ВЛ 330 кВ, 4 блока).

При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ, рекомендуется схема с двумя системами сборных шин.

Выбранная схема РУ в общем виде представлена на рисунке 4.3.

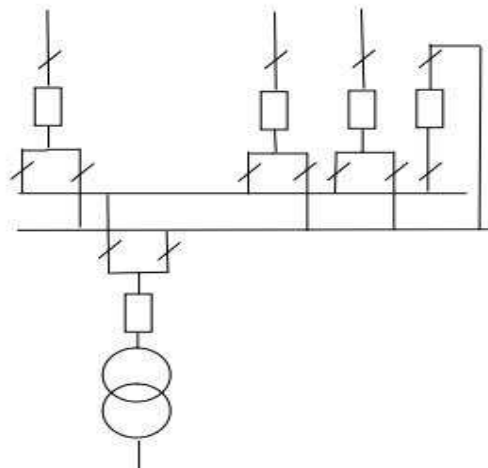


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ

## 4.6 Расчёт токов короткого замыкания с помощью программного обеспечения RastrWin

Заполнения данных в программе для точки трехфазного и однофазного короткого замыкания на сборных шинах 220 кВ, трехфазного КЗ на главных выводах генератора представлены в таблицах 4.5, 4.6, 4.7.

Таблица 4.5 – Задание узлов схемы в исходных данных «Узлы/Несим/ИД»

Тип	Номер	Название	U <sub>ном</sub> , кВ
у	1	Первый	230
у	2	Второй	230
зак	3	Т-1(Г1-Г2)	14
зак	4	Т-2(Г3-Г4)	14
зак	5	Т-3(Г5-Г6)	14

Таблица 4.6 – Задание ветвей схемы в исходных данных «Ветви/Несим/ИД»

Тип	tip0	№ нач.	№ кон.	Название	r	x
ЛЭП	ЛЭП	1	2	СШ 220кВ	10,80	39,15
Тр-р	Тр-р	2	3	Т-1(Г1-Г2)	0,28	14,55
Тр-р	Тр-р	2	4	Т-2(Г3-Г4)	0,28	14,55
Тр-р	Тр-р	2	5	Т-3(Г5-Г6)	0,28	14,55

Таблица 4.7 – Задание генераторов схемы в исходных данных «Генератор/Несим»

№ агр.	Название	№ узла	r	x	r2	x2
1	Система	1	-	292,0	-	264,50
2	Г1	3	0,018	0,260	0,018	0,26
3	Г2	3	0,018	0,260	0,018	0,26
4	Г3	4	0,018	0,260	0,018	0,26
5	Г4	4	0,018	0,260	0,018	0,26
6	Г5	5	0,018	0,260	0,018	0,26
7	Г6	5	0,018	0,260	0,018	0,26

Токи расчета КЗ представлены на рисунке 4.4.

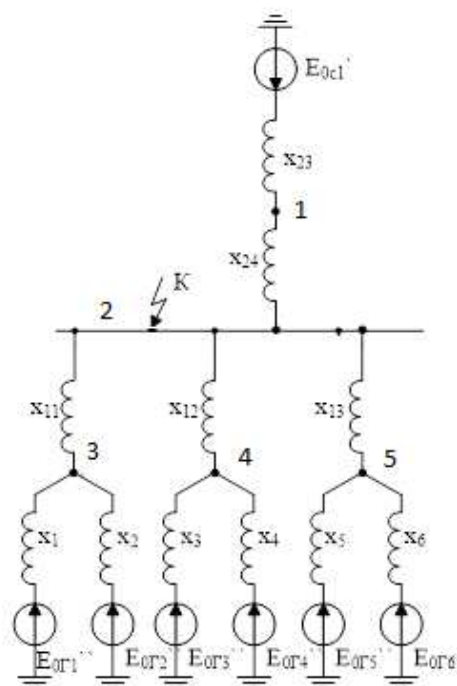


Рисунок 4.4- Расчётная схема с точкой КЗ

Результаты расчета токов КЗ для характерных точек представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$T_a$	$K_{\Sigma}$	$i_{y,кА}$	$I_{п0}^{(3)},кА$	$I_{п0}^{(1)},кА$	$Z_{экв}, Ом$
К (шины ВН) трехфазное КЗ	0,15	1,94	38,57	14,08	-	$0,1+j4,65$
К (шины ВН) однофазное КЗ	0,15	1,94	30,16	-	11,01	$0,1+j4,65$

## 4.7 Выбор и проверка коммутационных аппаратов

### 4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Расчетный ток присоединения генераторов 10,5 кВ:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{114}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5007 \text{ А}, \quad (4.17)$$

Расчетный ток присоединения трансформатора к РУ 110 кВ определяется рабочим током генератора:

$$I_{Т1,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{2 \cdot S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}}; \quad (4.18)$$

$$I_{T1, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{2 \cdot 114}{\sqrt{3} \cdot 242} = 571 \text{ А.}$$

Присоединение отпаечного трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 13,8 кВ:

$$I_{TCH, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{TCH, \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{TCH, \text{ном}}}; \quad (4.19)$$

$$I_{TCH, \text{раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 104,6 \text{ А.}$$

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

$$I_{TCH, \text{раб.мах}} = \frac{n_{\Gamma} \cdot \frac{(P_{\Gamma} - P_{C.H})}{\cos \varphi_{\Gamma}}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (4.20)$$

$$I_{TCH, \text{раб.мах}} = \frac{632}{(5 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,415 \text{ кА.}$$

Также необходимо произвести проверку на динамическую стойкость. Для этого рассчитаем  $V_k$  и сравним его с параметром, данным в каталоге.

#### 4.7.2 Выбор ячеек КРУЭ

Схема КРУЭ напряжением 220 кВ – две системы сборных шин. Была выбрана ячейка ЯГГ-220 фирмы АО ВО «Электроаппарат» [16].

Так как КРУЭ имеет модульную конструкцию и поставляется в заводском исполнении, то и остальное оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, заземляющие ножи и так далее) проходит по термической и динамической стойкости. Расчеты для КРУЭ сведены в таблицу 4.9, а в таблицу 4.10 представлены приборы, которые наметили к установке в цепях высшего напряжения.

Таблица 4.9. – выбор КРУЭ высшего напряжения 220 кВ

Расчётные данные	Основные характеристики	
	выключатель фирмы Электроаппарат ЯГГ-220	разъединитель/заземлитель
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети ном}} = 253 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 253 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб утяж}} = 415 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$

#### Окончание таблицы 4.9

Расчётные данные	Основные характеристики	
	выключатель фирмы Электроаппарат ЯГГ-220	разъединитель/заземлитель
$I_{по} = 14,08 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} = 50 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} = 50 \text{ кА}$
$i_{уд} = 38,57 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 135 \text{ кА}$	$i_{пр.скв.} = 135 \text{ кА}$
$W_k = (t_{рз} + t_{откл}) \cdot I_{по} = 17,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	ABB ANR144-230	Ethernet M-bus	0,5	0,2

Наметим к установке в цепях РУСН элегазовые трансформаторы тока фирмы ABB ELK – 14 –CN, для которых номинальная мощность соответствующая классу точности 0,5 составляет:  $S_{2ном} = 40 \text{ В} \cdot \text{А}$ ,  $I_{ном2} = 5 \text{ А}$ .

Таким образом, выполняется необходимое условие  $S_{2ном} > S_{2\Sigma}$ , следовательно, выбранный трансформатор тока работает в заданном классе точности. Завод изготовитель не указал ток электродинамической стойкости в паспорте прибора, следовательно, фирма гарантирует динамическую стойкость выбранного ТТ. Проверим выбранный трансформатор тока по другим условиям, представленным в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Проверка трансформаторов тока в цепях линии 220 кВ

Условие выбора	Расчетная величина	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети.ном} < U_{ном}$	$U_{сети.ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 253 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} < I_{ном}$	$I_{раб.мах} = 479 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$S_2 < S_{2ном}$	$S_2 = 0,2 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 40 \text{ ВА}$

Следовательно, трансформатор тока проходит по всем параметрам.

В состав ячейки КРУЭ ELK-14 входит трансформатор напряжения ELK-14 P13, для которого номинальная нагрузка, соответствующая классу точности 0,5 составляет  $S_{2ном} = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Параметры трансформатора напряжения согласованы с параметрами выключателя, находящегося в составе этой ячейки, заводом изготовителем. Дополнительная проверка на термическую и динамическую стойкость не требуется. Таким образом, выполняется необходимое условие  $S_{2ном} > S_{2\Sigma}$ , следовательно, выбранный трансформатор напряжения работает в заданном

классе точности. Проверка трансформаторов напряжения представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформаторов напряжения в цепи высшего напряжения 220 кВ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	220 кВ	253 кВ
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	0,2 ВА	300 ВА

В данном курсовом проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. Выбраны ОПН от производителя АВВ.

Для защиты трансформатора от перенапряжений, работающего на РУ ВН, установлены ОПН – 220 УХЛ1 и ОПН – 13,8 УХЛ1 со стороны высшего и низшего напряжений соответственно.

#### 4.7.3 Выбор аппаратных комплексов генераторного напряжения

Выбор выключателей и разъединителей на генераторном напряжении 13,8 кВ

На рынке представлены несколько производителей генераторных выключателей, обратимся к выключателям марки HECS фирмы АВВ.

Во-первых, фирма имеет большой опыт производства и установки подобного оборудования.

Во-вторых, оно отвечает не только современным российским, но и европейским требованиям.

В-третьих, оборудование компактное и унифицированное.

Серьезным недостатком является цена, но в связи с важностью генераторного оборудования, будет предпочтительнее не экономить на качестве.

Выбираем для генераторов, присоединённых к РУ ВН генераторный комплекс HECS – 100R. Его параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.13, а схема на рисунке 4.5.

Таблица 4.13 – Параметры генераторного выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные	
	АВВ HECS-130XLp	В состав выбранного генераторного выключателя входит разъединитель. Параметры разъединителя согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополн. проверка не требуется ( $i_{\text{пр.скв.}} = 220 \text{ кА}$ ).
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} < 25,3 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 5007 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 18000 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 128,57 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 130 \text{ кА}$	
$i_{\text{уд}} = 227,15 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 360 \text{ кА}$	
$W_{\text{к}} = 1787,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$50700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	



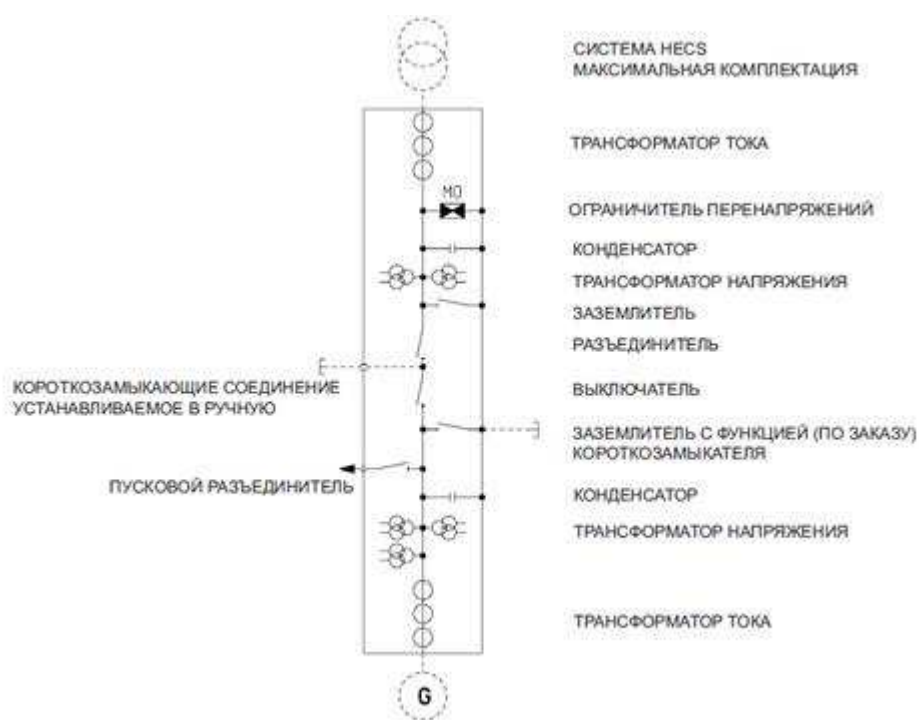


Рис. 4.5 Схема генераторного комплекса

В таблицу 4.14 сведены параметры анализатора сети низшего напряжения, а также синхронизатора.

Таблица 4.14 – параметры анализатора и синхронизатора сети низшего напряжения

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
в цепи статора				
Анализатор сети	ABB ANR144-230	Ethernet M-bus	0,5	0,2
в цепи ротора				
Анализатор сети	ABB ANR144-230	Ethernet M-bus	0,5	0,2
Синхронизатор	ABB SynchroTact5	Ethernet M-bus	0,5	35
-			-	$\Sigma = 35,4 \text{ В} \cdot \text{А}$

Принимаем к установке в цепях генераторов трансформаторы напряжения ТЭС6-20, встроенные в выключатель HECS-100R, для которых номинальная мощность, соответствующая классу точности 0,5 составляет:  $S_{2\text{ном}} = 50 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Номинальное вторичное напряжения – 100 В.

Наметим к установке в цепях генераторов трансформаторы тока ТКQ-940С-20, встроенные в выключатель HECS-100R, для которых номинальная мощность, соответствующая классу точности 0,5, составляет:  $S_{2\text{ном}} = 40 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Номинальный вторичный ток – 5А.

Проверим выбранный трансформатор тока и трансформатор напряжения по другим условиям (Таблицы 4.15, 4.16). Дополнительная проверка на термическую и динамическую стойкость не требуется.

Таблица 4.15 – Проверка трансформаторов тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	13,8 кВ	25,3 кВ
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	5,007 кА	13 кА
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 0.4 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 40 \text{ ВА}$

Таблица 4.16 – Проверка трансформаторов напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	13,8 кВ	25,3 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}$	35,4 ВА	75 ВА

#### 4.8 Схема собственных нужд

Для энергоснабжения собственных нужд ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

В качестве независимых источников питания могут приниматься:

- 1) Гидрогенератор.
- 2) Дизель - генератор.
- 3) Подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой.

В соответствии с технической политикой РусГидро от 2 сентября 2011 года, собственные нужды выполняются с одной секционированной системой шин.

Согласно приказу Минэнерго РФ от 30.06.2003 N 285 «Об утверждении рекомендаций по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций», секционирование целесообразно выполнять двумя выключателями

Схема электроснабжения собственных нужд ГЭС делится на схему агрегатных нужд и общестанционных нужд. Собственные нужды определяются потребностью в электроэнергии для приведения в действие систем и механизмов, рассредоточенных на всём гидроэнергетическом узле, чтобы обеспечить его бесперебойную работу.

Высшей категорией СН являются агрегатные потребители (МНУ гидротурбин, система возбуждения генераторов, охлаждение трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, система технического водоснабжения, если она не самотечная). К общестанционным собственным нуждам относятся все другие потребители, обеспечивающие тот или иной технологический процесс при работе ГЭС (освещение, масляное хозяйство, пневматическое хозяйство, вентиляционные установки, разного рода грузоподъёмные механизмы, система осушения проточной части, ремонтные

мастерские и др.). Общестанционные СН могут питаться от внешней электрической сети.

На время остановки всех гидроагрегатов допускается осуществлять питание электроприемников СН от одного источника питания; в качестве второго источника питания, в этом случае принимаются остановленные гидроагрегаты, при запуске которых обеспечивается подача напряжения на СН. При этом должна предусматриваться возможность пуска гидроагрегата при отсутствии переменного напряжения в сети СН.

В данном проекте рассматривается блочная схема, поэтому питание собственных нужд должно осуществляться путем устройства ответвлений от блока, с установкой в цепях этих ответвлений трансформаторов СН.

## 5 Релейная защита и автоматика

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе ГГ:

- 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:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения
- Защита от потери охлаждения
- Защита от перегрева трансформатора

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:
  - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
  - 3-х 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 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

## **5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты**

Учитывая неоспоримые преимущества цифровой техники – высокое качество, надежность срабатывания, упрощенная эксплуатация, уменьшение времени по обслуживанию, гибкость функций, постоянное диагностирование, внедрение микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики на элементах Идэрской ГЭС существенно повышает надежность обслуживания и эксплуатации оборудования и совместно с АСУТП обеспечит в достаточной степени безаварийную работу станции.

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

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

Проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора реализованной в шкафах защит генератора фирмы «Бреслер».

## **5.3 Расчет уставок защит генератора**

### **5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора**

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{CP} < 0,2 \cdot I_N$ ) 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:  $I_{ном}=5007$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 6000/5 \text{ А}$

1) Ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(К)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,05 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.1)$$

где  $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности ТТ;

$f_i = 0,1$  – относительная погрешность ТТ;

$$I_{\text{НБ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5007 = 250 \text{ А}$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср}0} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.2)$$

Принимается уставка:

$$I_{\text{ср}0} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.3)$$

2) Коэффициент торможения  $K_{\text{Т}}$

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{МАКС}} = 0,05 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.4)$$

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

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

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5- для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{Г}}''}{x_{\text{д}}''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,26} \cdot 5007 = 21,761 \text{ кА}, \quad (5.5)$$

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 21,761 = 2176 \text{ А},$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{Т}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}} \quad (5.6)$$

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

$I_{\text{Т}}$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

$$K_T = \frac{2176 \cdot 2}{12857} = 0,34$$

Принимается уставка  $K_T=0,35$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,25}{0,35} = 0,71. \quad (5.7)$$

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

$$V \geq \frac{I_{CP}}{K_T} = \frac{0,25}{0,35} = 0,71. \quad (5.8)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

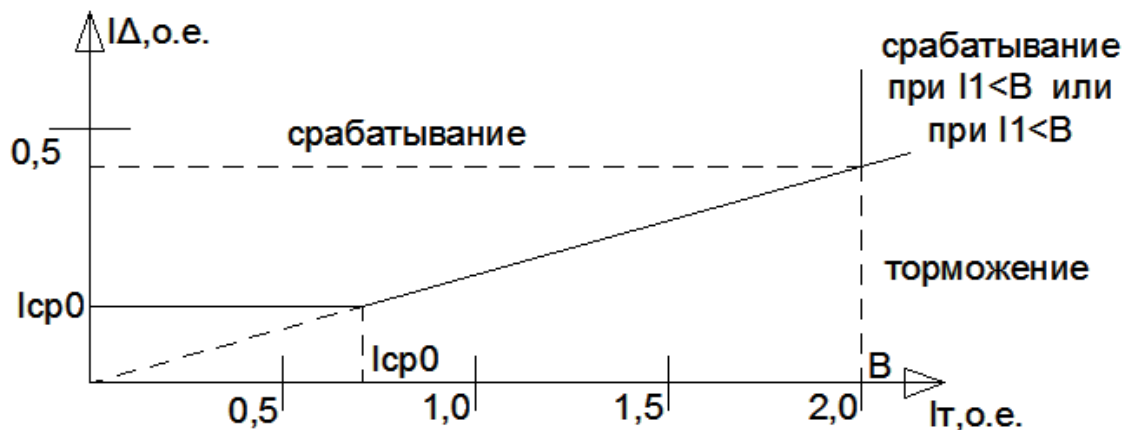


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3.2 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».

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.9)$$

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0 \text{ эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН.

Напряжение нулевой последовательности  $U_{0 \text{ эл.ст.}}$  на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.10)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящим и Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью принимается равным 0,5;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, по паспорту  $C_T(\mu_0) = 0,009$  мкФ/фазу;

$C_\Sigma$  – суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_\text{Ш} + C_{\text{НЕС(Т)}} + C_{\text{НЕС(Г)}}, \quad (5.11)$$

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

$$C_\Sigma = 0,0073 + 0,64 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,045 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$



$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 22130 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,045} = 198,78 \text{ В.}$$

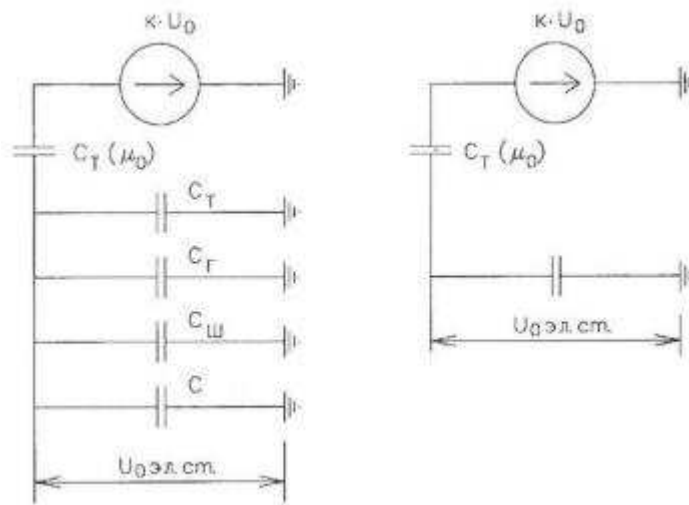


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора:

$C_T$  - емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю, по данным завода равно 0,64 мкФ/фазу;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю по данным завода 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{Ш}$  - емкость шинпровода по отношению к земле, принимаем 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{HECS}(T)}$  – емкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ HECS-80 со стороны трансформатора блока по паспортным данным 0,26 мкФ/фазу;

$C_{\text{HECS}(Г)}$  – емкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны генератора по паспортным данным 0,13 мкФ/фазу

Напряжение срабатывания защиты определяется по выражению:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 198 = 3,94 \text{ В,} \quad (5.12)$$

где  $K_H=1,5$  – коэффициент надежности;

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

$K_B=0,95$  – коэффициент возврата.

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  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.13)$$

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

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

### 5.3.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ )

1) Уставка комплекта ( $U2>$ ) выбирается:

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}; \quad (5.14)$$

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

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.15)$$

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

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

### 5.3.4 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора ( $I_2$ )

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 содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ( $I_{2 \text{ сигн}}$ ), срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки с независимой выдержкой времени ( $t=9$  с, действует в предупредительную сигнализацию)

Уставка сигнального органа:

$$I_{*2 \text{ сигн}} = 0,07,$$

$$I_{2 \text{ сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{н}}. \quad (5.16)$$

2) Пусковой орган ( $I_{2 \text{ пуск}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_{*2}$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа.

$$t_{\text{max}} = 600 \text{ с.}$$

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.17)$$

Уставка равна:

$$I_{2 \text{ пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.18)$$

$$I_{2 \text{ пуск}} = 0,15 \cdot I_{\text{н}}. \quad (5.19)$$

Допустимая длительность перегрузки:

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

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах сопровождающимися токами перегрузки  $I_2$  с зависимой от тока выдержкой тока:

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{I_{*2}^2}; \quad (5.20)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (5.21)$$

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

Таблица 5.1 – Длительность протекания тока обратной последовательности

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

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

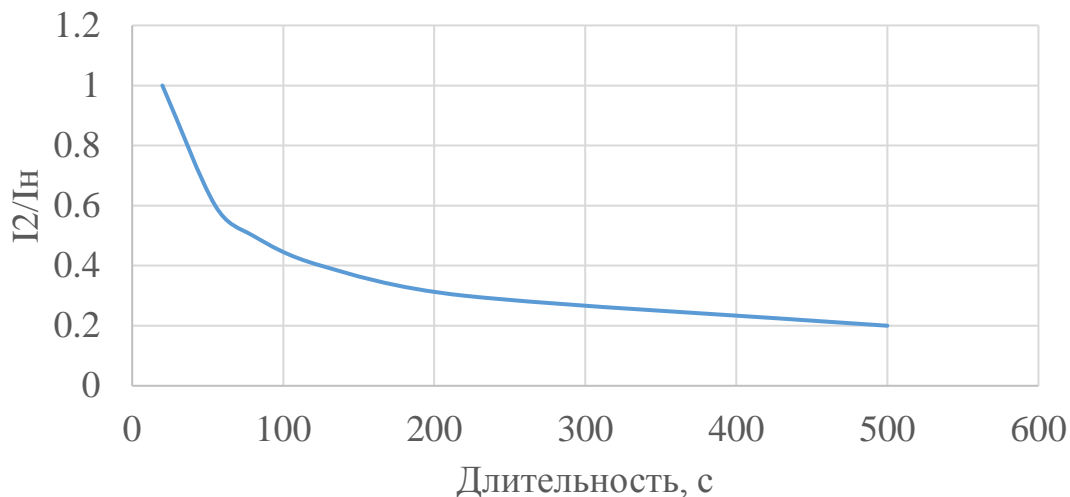


Рисунок 5.3 - Характеристика срабатывания интегрального органа

Время срабатывания интегрального органа принимается  $t_{\min} = 20$  с,  $t_{\max} = 600$  с.

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2\text{отс}}$ ) с независимой выдержкой времени срабатывает при увеличении тока  $I_{*2}$  выше уставки срабатывания 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 допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности  $I_2$ .

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах 220 кВ:

$$I_{2с.3} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_2 + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,26 + 0,3 + 2 \cdot 0,23)} = 0,78 \text{ о.е} \quad (5.22)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;  
 $x_{\Gamma}$  - сопротивление обратной последовательности генератора;  
 $x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_{\text{МИН}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{ч}}} \quad (5.23)$$

$$I_{\text{МИН}}^{*\Sigma} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2 \cdot (x_{\Sigma\Gamma} + x_{\text{Л}})} + \frac{E_{\text{С}}}{2 \cdot (x_{\text{С}} + \frac{x_{\text{Л}}}{(n-1)})} \quad (5.24)$$

$$I_{\text{МИН}}^{*\Sigma} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{1,13}{2 \cdot (0,035 + 0,034)} + \frac{1}{2 \cdot (0,53 + \frac{0,034}{(5-1)})} = 9,12$$

$$I_{\text{МИН.Н}}^* = \frac{I_{\text{МИН}}^{*\Sigma}}{N_{\text{ГЕН}} + N_{\text{ЛИН}}} = 0,83 \quad (5.25)$$

$$I_{\text{МИН}}^{\text{ВН}} = I_{\text{МИН}}^* \cdot I_{\text{ВН.Б.}} \quad (5.26)$$

$$I_{\text{МИН}}^{\text{ВН}} = 0,83 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 230} = 166,7 \text{ А}$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_2^{\text{СЗ}} \leq \frac{2 \cdot I_{\text{МИН}}^{\text{ВН}} \cdot K_{\Gamma}}{1,3 \cdot \sqrt{3}}; \quad (5.27)$$

$$I_2^{\text{СЗ}} \leq \frac{2 \cdot 166,7 \cdot \frac{220}{13,8}}{1,3 \cdot \sqrt{3}} = 2360 \text{ А.}$$

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

### 5.3.5 Защита от симметричных перегрузок статора ( $I_1$ )

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 равна:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07I_H = 1,07 \cdot 5007 = 5357\text{А}, \quad (5.28)$$

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

$K_B=0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t=9,0$  с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,1 \cdot I_H}{1,0} = 1,1I_H = 1,1 \cdot 5007 = 5507\text{А}. \quad (5.29)$$

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

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

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика обмотки статора

Кратность перегрузки, $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

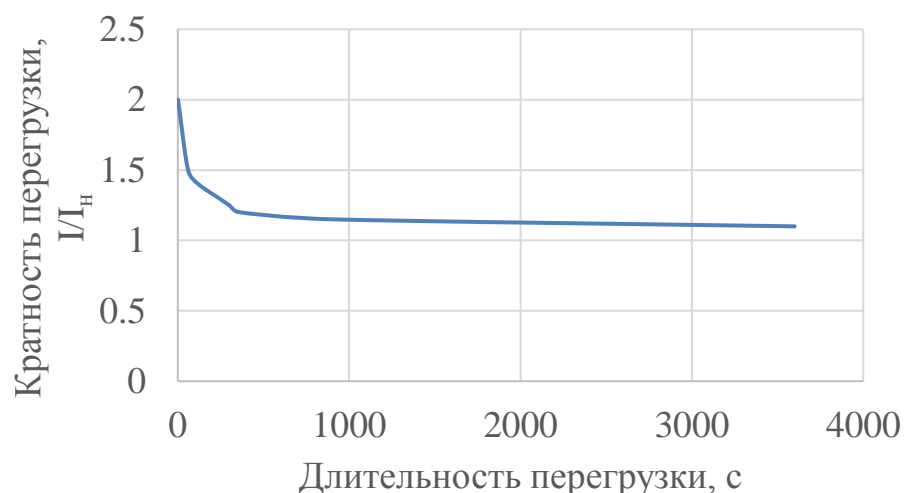


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания интегрального органа

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:

$$I_{1отс} = \frac{1,2 \cdot I_{ном}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{ном} \quad (5.30)$$

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

$$U_{ср} = \frac{0,68 \cdot U_{ном}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66В. \quad (5.31)$$

Отсечка действует 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.

### 5.3.6 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 ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. 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 Идэрская ГЭС – Селенга:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 65,59 + \frac{0,8}{4} \cdot 15,2 = 55,5 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

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

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

$$Z_T = \frac{0,14 \cdot 242^2}{125} = 65,59 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,140 \cdot \frac{96,7}{242} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{96,7}{115^2} \cdot 15,2 = 0,07,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,07 \cdot 1,97 = 0,14 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{96,7} = 1,97$ .

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,14 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,2 \text{ Ом}. \quad (5.34)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,3 \text{ Ом}$ .

1) 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,  $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$ .

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



Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5007} = 1,59 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1500}{750} - 0,95}{1,4} = 2,2, \quad (5.36)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,2} = 0,43 \text{ о. е.}, \quad (5.37)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 3,08} = 0,41, \quad (5.38)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} \approx 66^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗН}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,43}{1,1} = 0,39 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

$$Z_{\text{СЗН}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,39 \cdot \frac{13,8^2}{96,7} = 0,77 \text{ Ом}. \quad (5.40)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗН}} = \frac{Z_{\text{СЗН}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,77 \cdot 6000/5}{13800/100} = 6,69 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 6,7 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,16 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,8 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует 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 в приложении 1.

### 5.3.7 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.42)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.43)$$

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

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
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5.

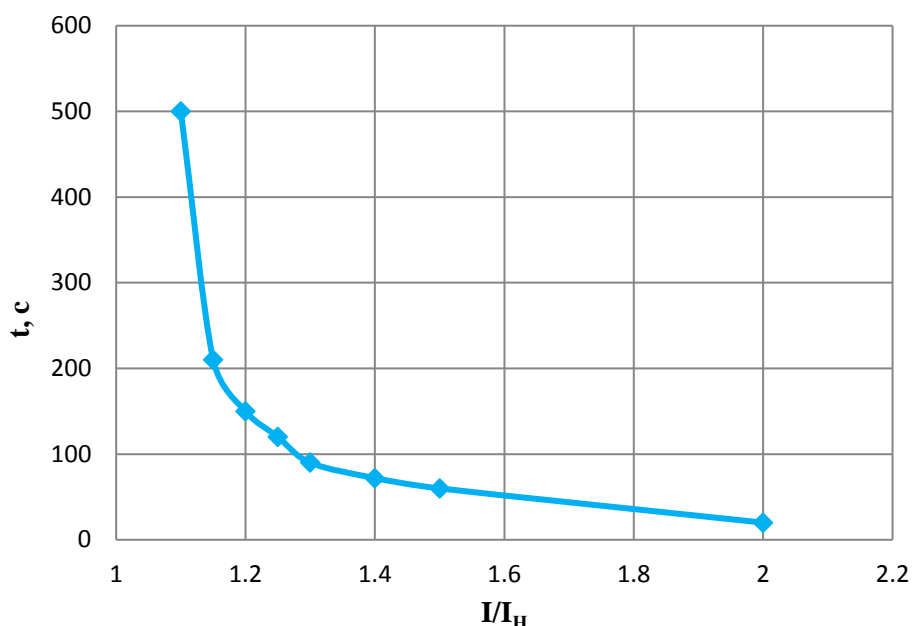


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.44)$$

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

#### 5.4 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 типа «Бреслер ШГ 2114».

Таблица уставок защит и таблица матрица отключений представлены в приложении В (таблица В.1 и таблица В.2 соответственно).

## 6 Компоновка гидроузла

### 6.1 Выбор компоновки гидроузла

Существенное влияние на компоновку оказывают особенности рельефа на месте строительства. В данном случае для проектируемого гидроузла выбираем плотинную компоновку. Исходя из этого, в состав гидроузла входят следующие сооружения:

- бетонная водосбросная плотина;
- здание ГЭС приплотинного типа;
- грунтовые плотины со стороны левого и правого берегов.

Конструктивные профили плотины определяются гидравлическими, статическими и фильтрационными расчетами.

В выбранном створе сооружения располагают в зависимости от геологических условий и несущей способности пород. Размещение сооружений необходимо увязать с наиболее удобной и экономичной схемой производства работ.

#### **Определения отметки гребня плотины и гребня быка:**

За отметку гребня плотины принимается большее из двух:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s; \quad (6.1)$$

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГЗП}}, \quad (6.2)$$

где  $\nabla_{\text{ГБ}}$  и  $H_{\text{ст}}$  определяется гидравлическими расчетами, а  $\nabla_{\text{ГЗП}}$ , в свою очередь, определяется:

$$\nabla_{\text{ГЗП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (6.3)$$

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

Условная расчётная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{УВБ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2}; \quad (6.4)$$

где  $\nabla_{\text{УВБ}}$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе;  $\nabla_{\text{НПУ}}$ ;

$\nabla_{\text{ДНО}}$  – отметка дна водохранилища принимается из кривой связи расходов в нижнем бьефе и уровней нижнего бьефа.

$$d = \frac{561 - 518}{2} = 21,5 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + \Delta h_{set})} \cdot \cos(\alpha), \quad (6.5)$$

где  $V_w$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды примем  $V_w = 20$  м/с;

$L$  – длина разгона волны, принимаем  $L = 25000$  м;

$d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, в пределах курсового проекта  $\alpha = 0^\circ$ ;

$$K_w = 2,1 \cdot 10^{-6}.$$

$$\Delta h_{set1} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 25000}{9,81 \cdot 21,5} \cdot \cos(0^\circ) = 0,0996 \text{ м},$$

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 25000}{9,81 \cdot (21,5 + 0,5 \cdot 0,996)} \cdot \cos(0^\circ) = 0,0993 \text{ м}.$$

Безразмерные комплексы для определения высоты волны 1% обеспеченности:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2}, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 25000}{20^2} = 613;$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w}, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{20} = 10595,$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище, принимаем  $t = 21600$  с.

По графику [29] по верхней огибающей кривой определяются параметры:

По значению  $\frac{g \cdot L}{V_w^2} = 613$ :

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,038;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,5;$$

По значению  $\frac{g \cdot t}{V_w} = 10595,$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,09;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 4,2;$$

Выбираем минимальное значение и вычисляем средний период волны и среднюю высоту волны:

$$\bar{h} = \frac{0,038 \cdot V_w^2}{g}; \tag{6.8}$$

$$\bar{h} = \frac{0,038 \cdot 20^2}{9,81} = 1,55 \text{ м};$$

$$\bar{T} = \frac{2,5 \cdot V_w}{g}; \tag{6.9}$$

$$\bar{T} = \frac{2,5 \cdot 20}{9,81} = 5,01 \text{ с.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi}; \tag{6.10}$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 5,01^2}{2 \cdot 3,14} = 40,56 \text{ м},$$

Проверка условия:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d; \tag{6.11}$$

$21,5 > 0,5 \cdot 40,56$  – условие выполняется.

Условия выполнены. Производим расчёт для глубоководной зоны.

Высота волны 1 (%) обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i; \quad (6.12)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый по [29].

$$K_i = 2,18,$$

$$h_{1\%} = 1,55 \cdot 2,18 = 3,38 \text{ м},$$

Превышение гребня плотины над расчётным уровнем в верхнем бьефе.

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{run1\%} + a; \quad (6.13)$$

где  $a$  – конструктивный запас, принимаем 0,5 м.

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением, определяют:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.14)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, равные 1 и 0,9 соответственно;

$k_{sp}$  – коэффициент, зависящий от угла наклона откоса к горизонту, равный 1,5;

$k_{run}$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от пологости волны на глубокой воде, равный 1,4.

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,4 \cdot 3,378 = 6,384.$$

$$h_s = 2,12 + 0,0581 + 0,5 = 2,97 \text{ м}.$$

Определим отметку гребня плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{ГЗП} = 561 + 6,984 = 568 \text{ м}.$$

Грунтовая плотина будет каменно-набросная, с заложение откоса  $m=3$ .

## 6.2 Гидравлический расчет водобросной плотины

Гидравлический расчет выполняется для основного расчетного случая (при НПУ и УНБ( $Q_{0,1\%}$ )) и поверочного расчетного случая (при ФПУ и ( $Q_{0,01\%}$ )).

### 6.2.1 Определение пропускной способности донных отверстий

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации. Расчет пропускной способности произведен для двух случаев: основного расчетного и поверочного.

#### Основной расчетный случай:

Определим расчетный расход через водосливную плотину:

$$Q_{\text{осн.р}} = Q_{\text{осн.мах}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}}, \quad (6.15)$$

$$Q_{\text{осн.р}} = 7531 - (6 - 1) \cdot 281,2 = 6125 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.р}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.16)$$

где  $q_{\text{в}}$  – удельный расход на водосливе.

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}}, \quad (6.17)$$

где  $q_{\text{р}}$  – удельный расход на рисберме.

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 10 = 50 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.18)$$

где  $[v_h]$  - допускаемая скорость на рисберме, для гранита принимаем 5;

ВНБ принимается по кривой связи для  $Q_{\text{осн.мах}} = 528$ .

Глубина в нижнем бьефе (НБ):

$$h_{\text{нб}} = \nabla_{\text{НБ}} - \nabla_{\text{Дна}}; \quad (6.19)$$

$$h_{\text{нб}} = 528 - 518 = 10 \text{ м}.$$

Тогда:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 50 = 62,5 \text{ м}^2/\text{с}$$

$$B = \frac{6125}{62,5} = 61,9 \text{ м}.$$



Ширина водосливного фронта должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = b \cdot n = 20 \cdot 5 = 100 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где  $b$  – стандартная ширина пролета, примем ее равной 20;  
 $n$  – число пролетов, равное соответственно 5.

Толщина быка рассчитывается как:

$$\delta_b = 0,16 \cdot b = 0,16 \cdot 20 = 3,2 \text{ м}. \quad (6.21)$$

Так как бык разрезной, то толщина быка будет  $\delta_b=4$  м.

$$B_{\text{полн}} = B + ((n + 1) \cdot \delta_b) = 100 + (6 \cdot 4) = 124 \text{ м}. \quad (6.22)$$

### 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Определим напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}; \quad (6.23)$$

$$H_{01} = \left( \frac{6125}{0,49 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,27 \text{ м}.$$

где  $m = 0,49$  - коэффициент расхода, принимаемый в зависимости от типа водослива.

Напор на гребне водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.24)$$

где  $\sigma_{\text{п}} = 1$  - коэффициент подтопления;  
 $\sigma_{\text{сж}}$  - коэффициент бокового сжатия.

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.25)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{9,27}{20} = 0,954,$$

где  $\xi$  – коэффициент формы устоя, принимаемый 0,7;

$\xi_0$  – коэффициент зависящий от расположения быка в плане.

Тогда  $H_{02}$  будет равно:

$$H_{02} = \left( \frac{6125}{0,49 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,57 \text{ м.}$$

Определим скорость подхода потока к водосливу:

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} \quad (6.26)$$

где  $\delta_6$  - толщина быка.

$$V_0 = \frac{6125}{(561 - 518) \cdot (100 + (5 - 1) \cdot 4)} = 1,228 \text{ м/с,}$$

Далее находим напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}; \quad (6.27)$$

$$H = 9,57 - \frac{1,1 \cdot 1,228^2}{2 \cdot 9,81} = 9,48 \text{ м,}$$

Принимаем напор на водосливе из стандартного ряда, ближайший к полученному значению. Тогда  $H_{\text{ст}}=10$ .

Теперь определим отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}}; \quad (6.28)$$

$$\nabla_{\text{ГВ}} = 561 - 10 = 551 \text{ м.}$$

За отметку гребня быка принимается большее из двух:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГЗП}} = 567,98 \text{ м,}$$

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 551 + 1,6 \cdot 10 = 567 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Принимаем наибольшее из двух, тогда отметка гребня быка:

$$\nabla_{ГБ} = 568 \text{ м.}$$

### 6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определим напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.30)$$

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах} - Q_{гэс}; \quad (6.31)$$

$$Q_{р.пов} = 8937 - 1687,2 = 7249,8 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{7249,8}{0,49 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,37 \text{ м.}$$

Определим напор с учетом сжатия:

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m_{пов} \cdot \sigma_{сж.пов} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.32)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{7249,8}{0,495 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,95 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,75 \text{ м.}$$

Определим скорость подхода потока:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{р.пов}}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)}; \quad (6.33)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{7249,8}{(562 - 518) \cdot (100 + (5-1) \cdot 4)} = 1,42 \text{ м/с.}$$

Тогда напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{пов} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g}; \quad (6.34)$$

$$H_{пов} = 10,75 - \frac{1,1 \cdot 1,42^2}{2 \cdot 9,81} = 9,63 \text{ м.}$$

Определим расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 551 + 9,63 = 560,63 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Расчётная отметка  $\nabla\text{ФПУ}$  оказалась меньше заданной, поэтому исходная отметка достаточна для пропуска воды  $\nabla\text{ФПУ} = 561 \text{ м.}$

### 6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

#### 6.3.1 Определение вида гидравлического прыжка

При истечении из донного отверстия, можно выделить три режима сопряжения поступающей в нижний бьеф струи с потоком в нижнем бьефе [30]:

Донный режим, при котором транзитная струя устойчиво примыкает к дну и наибольшие осредненные скорости располагаются вблизи дна;

Поверхностный режим, при котором транзитная струя располагается на поверхности или вблизи нее. Наибольшие осредненные скорости при этом приближены к поверхности;

Смешанный поверхностно-донный режим, при котором транзитная струя вблизи сооружения находится на поверхности, а ниже по течению устойчиво примыкает ко дну.

В бытовых условиях при уклоне дна отводящего русла  $i < i_{\text{кр}}$  поток находится в спокойном состоянии, а непосредственно за водосливом – в бурном. Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины  $h_c''$  и бытовой глубины  $h_{\text{НБ}}$  возникают следующие типы сопряжения бьефов:

- а)  $h_c'' > h_{\text{НБ}}$  – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- б)  $h_c'' = h_{\text{НБ}}$  – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- в)  $h_c'' < h_{\text{НБ}}$  – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Определение критической глубины:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}}; \quad (6.36)$$

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 6125^2}{(100 + 16)^2 \cdot 9,81}} = 6,79 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} \quad (6.37)$$

$$T_0 = 561 - 518 = 43 \text{ м.}$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}}; \quad (6.38)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{43}{6,79} = 6,34.$$

Коэффициент скорости  $\varphi = 0,97$  по [30].

По графику М. Д. Чертоусова [30] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяем  $\xi_c$  и  $\xi_c''$ .

$$\xi_c = 0,305; \quad \xi_c'' = 2,50.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

- первая сопряженная глубина:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{\text{кр}}, \quad (6.39)$$

$$h'_c = 0,305 \cdot 6,79 = 2,07 \text{ м;}$$

- вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}}, \quad (6.40)$$

$$h''_c = 2,50 \cdot 6,79 = 16,97 \text{ м.}$$

Определим тип прыжка:

Так как  $h''_c > h_{\text{НБ}}$  — имеем отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Применим гашение избыточной энергии с помощью отброса струи носком-трамплином.

### 6.3.2 Гашение энергии потока. Отлет струи

Отметка уровня носка:

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{НБ}_{\text{max}}} + a; \quad (6.41)$$

$$\nabla_{\text{носка}} = 528 + 2 = 530 \text{ м.}$$

где  $a$  – высота носка, выбирается больше максимальной глубины воды в нижнем бьефе на 2 м.

Напор на носке:

$$Z_{\text{носка}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}}; \quad (6.42)$$

$$Z_{\text{носка}} = 561 - 530 = 31 \text{ м.}$$

Скорость потока на носке:

$$v_{\text{носка}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_{\text{носка}}} \quad (6.43)$$

$$v_{\text{носка}} = 0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 31} = 23,43$$

Глубина воды на носке:

$$h_{\text{носка}} = \frac{q_{\text{в}}}{v_{\text{носка}}}; \quad (6.44)$$

$$h_{\text{носка}} = \frac{62,5}{23,43} = 2,67 \text{ м.}$$

где  $q_{\text{в}}$  – удельный расход на водосливе, равный 62,5.

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_{\text{носка}}^2}{g \cdot h_{\text{носка}}}; \quad (6.45)$$

$$Fr = \frac{23,43^2}{9,81 \cdot 2,67} = 20,98.$$

Так как  $Fr < 35$ , то  $K_a = 1$ .

Напор на сооружение:

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}; \quad (6.46)$$

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}};$$

Дальность отлёта струи (начало ямы размыва):

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left[ 1 + \sqrt{\left( 1 + \left( \frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)} \right]; \quad (6.47)$$

$$L = 1 \cdot 31 \cdot 0,95^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left( 1 + \left( \frac{33}{31} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,95^2 \cdot \sin^2 30} \right) = 51,71 \text{ м},$$

где  $K_a$  – коэффициент аэрации принимается по значению числа Фруда, равный 1;

$\alpha$  – угол вылета струи (задаётся в пределах от  $30^\circ$ - $35^\circ$ ).

Глубина размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.48)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H, \quad (6.49)$$

где  $d$  – средняя крупность отдельных в скале, в предварительных расчётах можно принимать равной 1м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{20,98}) \cdot \sqrt{20,98} \cdot \sqrt[4]{\frac{10}{1}} \cdot 2,67 = 23,01,$$

$$h_p = 23,01 - 10 = 13,01 \text{ м}.$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяют по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg } \alpha_1}, \quad (6.50)$$

где  $\alpha_1$  – угол входа струи в воду;

$$tg \alpha_1 = \sqrt{tg^2 \alpha + \frac{2g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + \alpha - h_{НБ})}{v_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.51)$$

где  $a$  - высота уступа над дном.

$$tg \alpha_1 = \sqrt{tg^2 30 + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot 2,668 \cdot \cos 30 + 12 - 0)}{23,43^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,695.$$

$$L_1 = 51,71 + \frac{23,01}{0,695} = 84,91 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне не размывтого русла:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз}; \quad (6.52)$$

$$b_p = 2,5 \cdot 6,79 + 3,7 \cdot 13,01 = 65,47 \text{ м,}$$

а по дну ямы размыва - примерно равна  $2,5 \cdot h_{кр} = 16,98$ , где  $h_{кр}$  – критическая глубина потока.

Уклон верхового откоса ямы размыва принят 2, уклон низового откоса 1,5.

Из практических рекомендаций носок проектируют так, чтобы струя отбрасывалась от плотины на расстояние большее половины высоты сооружения:  $L > 0,4 \cdot H$ , так как  $51,71 > 21,2$ , то данное условие выполняется.

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Наше сооружение по объему водохранилища относится к первому классу. Так как класс принимается наибольший, принимаем его коэффициент надежности для сооружений первого класса  $\gamma_H = 1,25$ .

Напор на плотину:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} + 3; \quad (6.53)$$

$$h = 561 - 518 + 3 = 46 \text{ м.}$$



Исходя из условий отсутствия растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины  $B_n^I$ :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.54)$$

где  $\rho_b$  – плотность бетона, в пределах дипломного проектирования принимаем 2400 кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_w$  – плотность воды, в пределах дипломного проектирования принимаем 1000 кг/м<sup>3</sup>;

$\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счёт устройства противофильтрационных устройств, принимаем 0,5.

По СНиП определяем коэффициент трения бетона по грунту:

$$f = 0,85.$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяют ширину подошвы плотины  $B_n^{II}$ :

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{f \cdot \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.55)$$

Приравнявая  $B_n^I$  и  $B_n^{II}$ , определяем  $n$ . В результате расчетов получили  $n=0,1$ . Подставляя это значение в любую из формул, получим:

$$B_n = \frac{1,25 \cdot 46}{0,85 \cdot \left( \frac{2400}{1000} + 0,1 - 0,5 \right)} = 33,82 \text{ м.}$$

Верховая грань плотины проектируется вертикальная.

#### 6.4.2 Разрезка плотины швами

При проектировании бетонных и железобетонных плотин следует предусматривать постоянные и временные деформационные швы.

Размеры секций плотин и блоков бетонирования следует определять в зависимости от: вида и высоты плотин, размера секции здания ГЭС, а также расположения в плотинах водопропускных отверстий, в том числе турбинных водоводов; методов возведения плотины; формы поперечного сечения русла, геологического строения и деформируемости основания плотины, климатических условий района строительства.

Принимаю разрезка по быкам ширину секцию 12 м.

При предварительном назначении конструкций постоянных деформационных швов их ширину принимаем:

– температурных — 0,7 см на расстоянии не более 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины — 0,2 см;

Швы по конструкции – плоские.

В конструкциях постоянных деформационных швов предусматриваем:

– уплотнение, обеспечивающее его водонепроницаемость: контурное наружное уплотнение в виде шпонок (асфальтовые, размер – 20x20 см), контурное внутреннее уплотнение из металлических диафрагм;

### **6.4.3 Галереи. Ширина плотины по гребню. Затворы и подъёмные механизмы**

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений.

Оголовок быка выполняется полукруглым. Толщину принимаем 4 м. Минимальная толщина между пазами 2 м.

Толщину пазов для затворов, из практических рекомендаций: для аварийно-ремонтного принимаем 0,5 м, для основного – 1,8 м. Расстояние между затворами – 1,5 м. Затворы плоские 20x10 м.

В плотине устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею. Их размеры из практических рекомендаций принимаем 3x3,5 м.

Ширина плотины по гребню включает в себя место для движения крана. На гребне проектируем место под кран – 10 м.

На водосливной плотине предусматриваем основной и аварийно-ремонтный плоские затворы. Аварийно-ремонтные затворы складываются в специальном помещении на гребне сооружения в зоне досягаемости крана. На плотине установлен козловой кран для перекрытия водопропускных отверстий водосливной и станционной части плотины. За машинным залом, так же установлен козловой кран, для перекрытия отверстий отсасывающей трубы.

### **6.4.5 Элементы подземного контура плотины**

Для снижения фильтрационного давления на плотину устраиваем подземный контур из цементационной завесы и дренажа.

### **6.4.6 Основные размеры цементационной завесы и дренажа**

#### **Основные размеры цементационной завесы:**

В скальное основание невозможна забивка шпунта. На скальных основаниях применяют цементационные завесы [31].

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr,m}}; \quad (6.56)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта  $\Delta H_3 = 24,6$  м;

$J_{cr,m}$  – критический градиент напора на завесе принимаем  $J_{cr,m} = 15$ .

$$\delta_3 = \frac{24,6 \cdot 1,25}{15} = 2,05 \text{ м.}$$

Толщина одного ряда цементационной завесы – 2,05 м.

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}}); \quad (6.57)$$

$$h_{зав} = 0,5 \cdot (561 - 520) = 20,05 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,10) \cdot B_n; \quad (6.58)$$

$$l_1 = 0,08 \cdot 33,82 = 2,71 \text{ м.}$$

### **Основные размеры дренажа:**

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраивают дренажи.

Диаметр дренажа принимаем  $d = 1$  м.

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав}; \quad (6.59)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 20,05 = 10,25 \text{ м.}$$

Расстояние от завесы до дренажа принимаем:  $l_2 = 6$  м.

## **6.5 Фильтрационный расчёт**

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится по СНиПу [32].

Производится расчёт при уровне верхнего бьефа, соответствующем нормальному подпорному уровню, через плотину пропускаем расход на нужды водохозяйственного комплекса ( $Q_{ГЭС}$ ).

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}}; \quad (6.60)$$

$$H_d = 561 - 520 = 41 \text{ м},$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d; \quad (6.61)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 41 = 16,4 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d; \quad (6.62)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot 41 = 8,2 \text{ м}.$$

Потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as}; \quad (6.63)$$

$$\Delta H_3 = 41 - 16,4 = 24,6 \text{ м}.$$

## 6.6 Статический расчет плотины

### 6.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях. Коэффициент надежности по нагрузке при расчете плотин принимается по СНиПу [29].

Основной расчетный случай - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем (при  $Q_{ВХК}$ ).

#### **Вес сооружения и механизмов:**

С помощью программы AutoCAD вычисляем площадь поперечного сечения плотины и быка:

$$S_{пл} = 715,67 \text{ м}^2,$$

$$S_6 = 1185,7 \text{ м}^2,$$

Вес 1 погонный метр водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл1}} = \frac{S_{\text{пл1}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6}, \quad (6.64)$$

$$G_{\text{пл1}} = \frac{725,67 \cdot 20 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20 + 4} = 14041 \text{ кН},$$

Вес быка:

$$G_6 = \frac{S_{61} \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6}; \quad (6.65)$$

$$G_6 = \frac{1185,7 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{20 + 4} = 4653 \text{ кН}.$$

Площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b, \quad (6.66)$$

$$f = (562 - 551 + 0,5) \cdot 20 = 230 \text{ м}^2.$$

Вес затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g; \quad (6.67)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 230^{1,5} \cdot 9,81 = 1882 \text{ кН}.$$

Вес затвора на 1 погонный метр:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6}; \quad (6.68)$$

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{1882}{20 + 4} = 78,4 \text{ кН}.$$

**Гидростатическое давление:**

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грань приняты по треугольнику.

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$W_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под(ВБ)}})^2}{2}, \quad (6.69)$$

$$W_B = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot (561 - 515)^2}{2} = 10378 \text{ кН.}$$

Сила гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под(НБ)}})^2}{2}, \quad (6.70)$$

$$W_H = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot (520 - 515)^2}{2} = 122,463 \text{ кН.}$$

Плечо для силы гидростатического давления воды определяется как треть высоты поверхности давления:

$$l_{W_B} = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под(ВБ)}}}{3}, \quad (6.71)$$

$$l_{W_B} = \frac{561 - 515}{3} = 15,3 \text{ м,}$$

$$l_{W_H} = \frac{\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}}}{3}, \quad (6.72)$$

$$l_{W_H} = \frac{520 - 515}{3} = 1,7 \text{ м.}$$

#### **Взвешивающее давление:**

Эпюра взвешивающего давления повторяет подземный контур плотины от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot B_{\text{п}} \cdot (\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}}), \quad (6.73)$$

$$W_{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 33,82 \cdot (520 - 515) = 1659 \text{ кН.}$$

#### **Сила фильтрационного давления:**

Площадь эпюры фильтрационного давления определяем с помощью AutoCAD.

Площадь эпюры фильтрационного давления  $S_{\phi} = 253,8 \text{ м}^2$ . Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi}, \quad (6.74)$$

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 253,8 = 2490 \text{ кН.}$$

Плечо момента сил фильтрационного давления определяем с помощью AutoCAD,  $l_{W_{\phi}} = 8,11 \text{ м.}$

#### **Давление грунта:**

Давление грунта со стороны верхнего бьефа:

$$p_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right); \quad (6.75)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}$  – удельный вес взвешенного грунта,  $\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = 10 \text{ кН/м}^3$ ;

$h_{\text{гр}}$  – толщина слоя грунта,  $h_{\text{гр}} = 3 \text{ м}$ ;

$\varphi_{\text{гр}}$  – угол внутреннего трения грунта,  $\varphi_{\text{гр}} = 20^\circ$ ,

$$p_{\text{гр}} = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 14,71 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

$$E_{\text{гр}} = \frac{p_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}}{2}, \quad (6.76)$$

$$E_{\text{гр}} = \frac{14,71 \cdot 3}{2} = 22,1 \text{ кН.}$$

Так как основание скальное (гранит), заглубление маленькое, плотина выше 50 м. и сцепление гранита высокое, то давление грунта не учитываем.

### **6.6.2 Определение временных нагрузок на плотину**

#### **Волновое давление:**

Равнодействующая волнового давления по формуле А.Л. Можевитинова [29]:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.77)$$

где  $h_0$  – определяется по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}, \quad (6.78)$$

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 3,38^2}{40,56} = 0,883,$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,38 \cdot \left( \frac{40,56}{3,14} + \frac{0,883}{2} \right) = 22,56 \text{ кН.}$$

Плечо силы волнового давления относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$l_{\text{волн}} = \frac{\bar{\lambda}}{2 \cdot \pi} + \frac{3}{8} \cdot h_{1\%}, \quad (6.79)$$

$$l_{\text{волн}} = \frac{40,56}{2 \cdot 3,14} + \frac{3}{8} \cdot 3,38 = 5,19 \text{ м.}$$

$$y_{\text{волн}} = 46 - 5,10 = 40,81 \text{ м.}$$

### 6.7 Расчёт прочности плотины

Расчет напряжений для плотины производим по сечению 1-1 без учета зуба. Для каждой силы по СНиПу [29] определяется коэффициент надёжности по нагрузке, указывается направление действия силы и плечо силы (если момент силы по часовой стрелке, то знак «плюс», если против – «минус»). Эпюры нагрузок и напряжений представлены на чертеже 4. Основные нагрузки на плотину представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	$\gamma_b$	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_b$	1	→	10378	14	145305,7
$W_n$	1	←	122,63	-1,7	-208,463
$G_b$	0,95	↓	4420,05	-5,22	-24287
$G_{пл}$	0,95	↓	13338,95	-3,74	-52513,3
$W_{взв}$	1	↑	1659	0,00	0,00
$W_\phi$	1	↑	2490	8,11	20192,1
$W_{\text{волн}}$	1	→	22,56	40,81	920,78
$Q_3$	1	↓	1693	-13,4	-25219

Сумма вертикальных сил (все силы с учётом коэффициента надёжности по нагрузке):

$$\Sigma N = G_b + G_{пл} - W_{\text{взв}} - W_\phi + Q_3, \quad (6.80)$$



$$\Sigma N = 13338,95 + 4420,05 - 1659 - 2490 + 1693 = 15304 \text{ кН.}$$

Краевые напряжения в сечениях плотины для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\Sigma N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}, \quad (6.81)$$

где  $\Sigma M$  – сумма моментов сил действующих на сооружение относительно середины его подошвы;

$$\sigma_y^u = -\frac{15304}{33,82} + \frac{6 \cdot 64279}{33,82^2} = -115,32 \text{ кПа,}$$

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

где  $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения,  $m_u = 0$ ;  
 $H_d^u$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа,

$$\sigma_x^u = -115,32 \cdot 0 - 10 \cdot 46 \cdot (1 - 0) = -460 \text{ кПа,}$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.83)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 46 - 115,32) \cdot 0 = 0 \text{ кПа,}$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.84)$$

$$\sigma_1^u = -115,32 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 46 \cdot 0 = -115,32 \text{ кПа,}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.85)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 46 = -460 \text{ кПа.}$$

Краевые напряжения в сечениях плотины для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\Sigma N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2}, \quad (6.86)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{15304}{46} - \frac{6 \cdot 64279}{46^2} = -150,43 \text{ кПа,}$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^t = -150,43 \cdot 0,69 - 10 \cdot 5 \cdot (1 - 0,69) = -119,3 \text{ кПа},$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.88)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 5 + (-150,43)) \cdot 0,69 = 69,22 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.89)$$

$$\sigma_3^t = -150,43 \cdot (1 + 0,69) + 10 \cdot 5 \cdot 0,69 = -219,73 \text{ (кПа)},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t; \quad (6.90)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 5 = -50 \text{ кПа}.$$

Рассчитанные напряжения сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Основные напряжения в теле плотины основное сочетании нагрузок

		Напряжения в кило Паскалях	
Напорная грань		Низовая грань	
$\sigma_y^u$	-115,32	$\sigma_y^t$	-150,43
$\sigma_x^u$	-460	$\sigma_x^t$	-119,3
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	69,22
$\sigma_1^u$	-91,4	$\sigma_1^t$	-50
$\sigma_3^u$	-460	$\sigma_3^t$	-219,73

## 6.8 Критерии прочности плотины

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b; \quad (6.91)$$

где  $\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок [28];

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы принимаем по СНиПу [28]:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| = 1,25 \cdot 1 \cdot 219,873 = 274,66 \text{ кПа},$$

Подбирая различные классы бетона по расчетному сопротивлению бетона сжатию, видим, что подходит бетон класса В5 с  $R_b = 2800$  кПа.

$$\gamma_{cd} \cdot R_b = 1 \cdot 2800 = 2800 \text{ кПа},$$

$$\text{Условие выполняется } \gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \Rightarrow 274,66 \leq 2800.$$

На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений, для основного случая:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.92)$$

$$\sigma_y^u < 0 \Rightarrow -115,32 < 0.$$

В зоне верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.93)$$

$$0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u = 0,25 \cdot 9,81 \cdot 46 = 112,82 \text{ кПа},$$

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \Rightarrow |-115,32| \geq 112,82.$$

### 6.9 Расчёт устойчивости плотины

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

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n$$

$$R = \Sigma N \cdot tg(\varphi) + E_{\text{п}} \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (6.94)$$

где  $\Sigma N$  – сумма вертикальных сил;

$tg(\varphi)$  – тангенс угла внутреннего трения,  $tg(\varphi) = 0,75$ ;

$\gamma'_c$  – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается  $\gamma'_c = 0$ ;

$c$  – сцепление грунта основания,  $c = 100$ ;

$\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

Рассчитаем сумму вертикальных сил (все силы с учётом коэффициента надёжности по нагрузке):

$$\Sigma N = G_{\text{б}} + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_{\text{з}}, \quad (6.95)$$

$$\Sigma N = 13338,95 + 4420,05 - 1659 - 2490 + 1693 = 15304 \text{ кН},$$

$$\omega = B_n \cdot 1; \quad (6.96)$$

$$\omega = 33,82 \cdot 1 = 33,82 \text{ м}^2,$$

$$R = 15304 \cdot 0,75 + 100 \cdot 33,82 = 14860 \text{ кН},$$

При расчете плотины на сдвиг необходимо учесть гидростатическое давление на зуб плотины.

Сдвигающая сила определяется:

$$F = W_B - W_H + W_{\text{волн}} + E_H, \quad (6.97)$$

$$F = 10378 - 122,63 + 22,01 + 22,56 = 10300 \text{ кН}.$$

Рассчитываем выражение:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} = \frac{14860 \cdot 0,95}{10300 \cdot 1} = 1,37.$$

$$1,370 \geq 1,250.$$

Полученное значение должно быть больше либо равно коэффициенту надёжности по назначению сооружения, но не превышать его на более чем на 10 (%).

## **7 Охрана труда, техника безопасности, пожарная безопасность**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одна из важнейших задач службы эксплуатации Идэрской ГЭС - обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

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

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

### **7.2 Охрана труда и техника безопасности**

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья

работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

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 строительным нормам и правилам (СНиП [31]), нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

На Сангарской ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и 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 в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных

уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки Сангарской ГЭС будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут укомплектованы испытанными, 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 гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места на допуск;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Сангарской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

### **7.3 Пожарная безопасность**

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов);
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль над работоспособностью системы.

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

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. 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. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0,75 ч. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и составов.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Сангарской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- повторные инструктажи, вопросов по пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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



Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Сангарской ГЭС предусмотрена система автоматического пожаротушения (АПТТ).

## **7.4 Охрана окружающей среды**

### **Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96–ФЗ от 4 мая 1999 г .

### **Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

Проектируемая Идэрской ГЭС расположена на территории республики Бурятия. Плотность населения в этом районе Российской Федерации низкая 2,80 чел./км<sup>2</sup>. В прилегающих к месту строительства гидроэлектростанции районах находится город Сунтар, население которого составляет 23764 человек на 2016 г. Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 470 тыс. км<sup>2</sup> при этом затопится 5,5 тыс. га сельхозземель, из них 2,5 тыс. га пашни. В зону затопления попадают 3 населённых пунктов с населением менее 1 тыс. человек. На территории затоплению отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты.

Комплекс мероприятий санитарной подготовки территории:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;

- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

### **Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции**

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловители. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

Осуществление строительства Сангарской ГЭС потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесоочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

### **Воздействия на природную среду в строительный период**

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность

основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительно-монтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновению в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории, необходимо также предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

План мероприятий по охране окружающей среды представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
<b>Раздел I. Охрана атмосферного воздуха</b>		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон от 4 Мая 1999 года №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
<b>Раздел II. Охрана водного бассейна</b>		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
		Строительство
<b>Раздел III. Охрана от промышленных отходов</b>		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии	Федеральный закон от 24 июня 1998 г. N 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация

## 8 Определение технико-экономических показателей

### 8.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

#### 8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Электроэнергия это уникальный товар, так как она не может быть накоплена, в каждый момент времени должен осуществляется баланс энергии в энергосистеме в связи с этим, ее реализация происходит по факту потребления, что потребовало к разделению рынка электроэнергии на такие составляющие как: «Рынок регулируемых договоров», «Рынок на сутки вперед» и «Балансирующий рынок». Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации Идэрской ГЭС

Год	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	580,0	580,0	580,0
Число часов использования установленной мощности	5500,00	5 500,00	5 500,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	31900000	31900000	31900000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,0	1, 0	1, 0
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	31900,00	31 900,00	31 900,00
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	3158100,0 0	3158100,0 0	3158100,0 0
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	13092,00	13092,00	13092,00
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	3445,49	3571,81	3694,98
НДС к выручки, тыс.руб.	525,58	544,85	563,64

Выручка растет, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

#### 8.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

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 рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,21%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	129141,4
Прочие расходы	274,0	138655,0
Итого	529,2	267796,0

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельное значение расходов на ремонт оборудования указано в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

В процентах

Этапы проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 25	0,08
Свыше 25 лет	0,10

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий РусГидро 2017 года [32]. Расходы на услуги регулирующих организаций указаны в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38	78520,40
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097	5497,29
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000319	1593,56
Итого	-	85611,25

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Селенга, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

В миллионах рублей					
Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления	25,71	25,71	25,71	25,71	25,71
Расходы на страхование	12,06	11,81	11,56	11,32	11,07
Эксплуатационные затраты	306,94	306,94	306,94	306,94	306,94
Расходы на ремонт производственных фондов	13,56	13,29	15,89	13,01	12,73
Расходы на услуги регулирующих компаний	85,61	85,61	85,61	85,61	85,61
Налог на воду	24,05	24,05	24,05	24,05	24,05
Итого	467,93	467,41	466,88	466,36	465,83

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

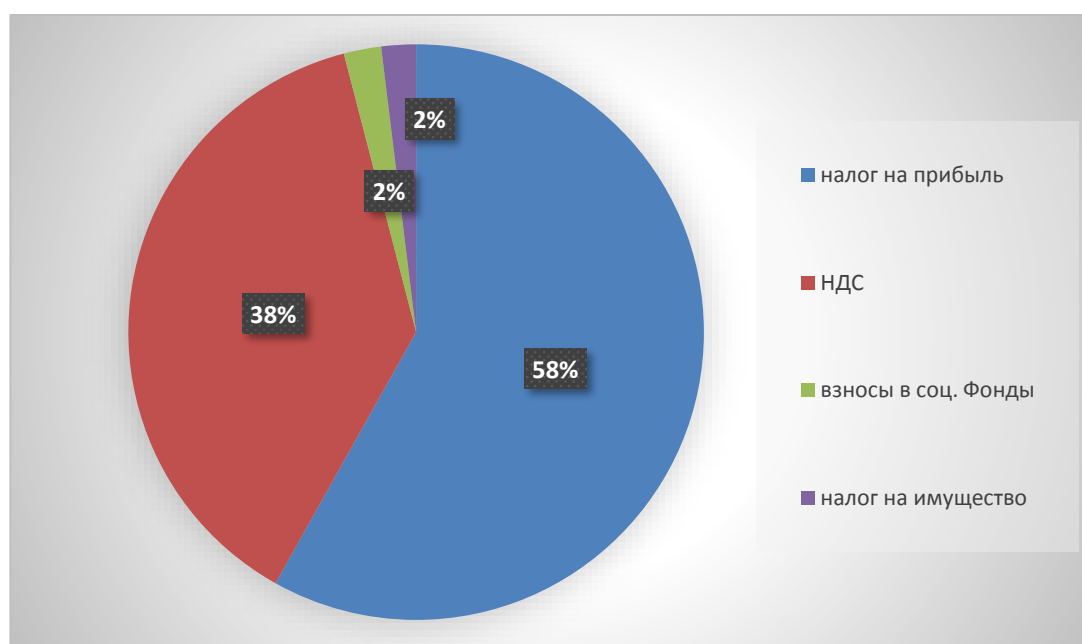


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % проценты от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	В миллионах рублей				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль	830,20	950,38	984,49	1018,40	1053,06
НДС	540,27	890,60	921,20	951,61	982,71
Взносы в социальные фонды	30,01	30,01	30,01	30,01	30,01
Налог на имущество	27,76	27,77	27,20	26,64	26,07

## 8.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Форма и отражения основной производственной деятельности Идэрской ГЭС является отчет о прибылях и убытках. Годовая прибыль в схеме реализации «крупные потребители» представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн.руб.	4779,8	4963,0	5131,8	5300,8	5473,9
Текущие расходы, млн.руб.	466,09	467,93	467,41	466,88	466,36
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	4313,8	4495,1	4664,4	4833,9	5007,5
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	4313,8	4495,1	4664,4	4833,93	5007,5
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	71,90	74,92	77,74	80,57	83,46
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	4241,9	4420,2	4586,7	4753,37	4924,1
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00



Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2.

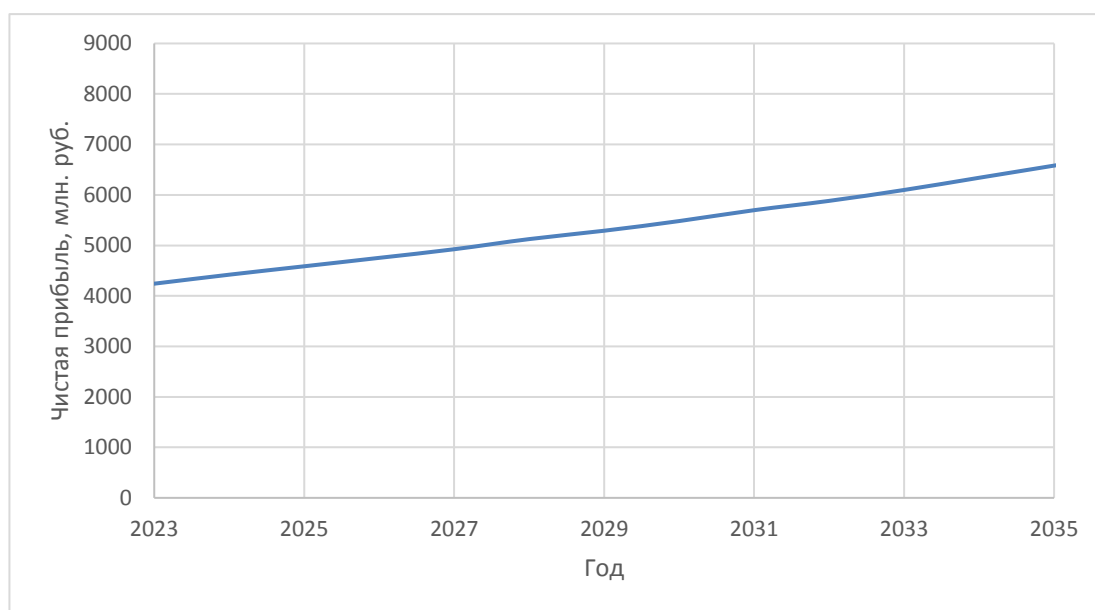


Рисунок 8.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

### 8.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9).

#### 8.3.1 Методология и исходные данные инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 [33] на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [34].

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Идэрской ГЭС на реки Селенга

мощностью 580 МВт составляет 25 лет;

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов. В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции. Рост тарифа на электроэнергию для Якутии принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

### 8.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Идэрской ГЭС на реки Селенга мощностью 580 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Идэрской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	74,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	18294,00
Индекс прибыльности - PI	1,94
Себестоимость руб./кВт·ч	0,09
Удельные капиталовложения, руб./кВт	93485,0

### 8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

В миллионах рублей

Год	2023	2024	2025	2026	2027
Налоговые поступления.	1428,24	1898,76	1962,91	2026,66	2091,86
В Федеральный бюджет.	2089,84	2166,46	2231,60	2304,48	2386,97
В региональный бюджет.	26,07	25,51	24,94	24,38	23,81

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

#### 8.4 Анализ рисков инвестиционных проектов

Типы рисков инвестиционного проекта:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат в строительство;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политические, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) – неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски, им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

График изменения чистого приведенного дохода от изменения ставки налогов представлен на рисунке 8.3.

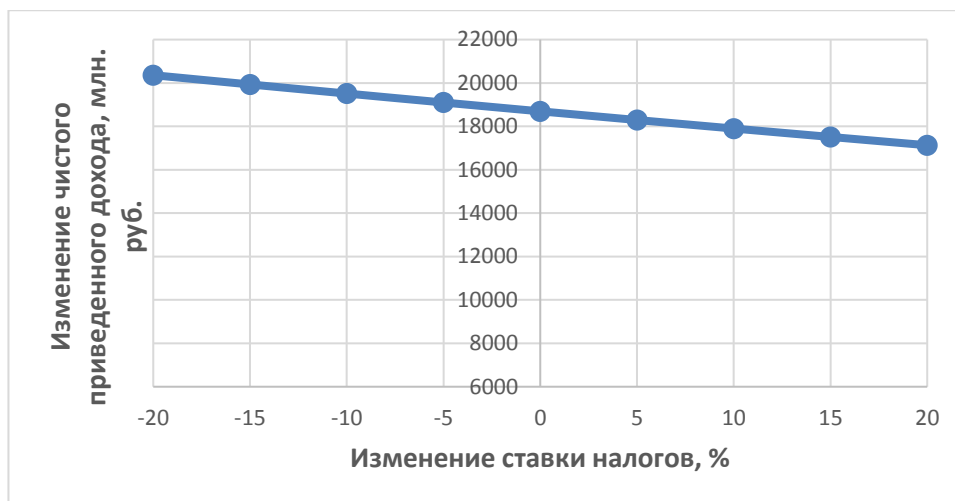


Рисунок 8.3 - Изменение чистого приведенного дохода от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения NPV, уменьшение – обратный эффект.

График изменения чистого приведенного дохода от изменения объема инвестиций 8.4.

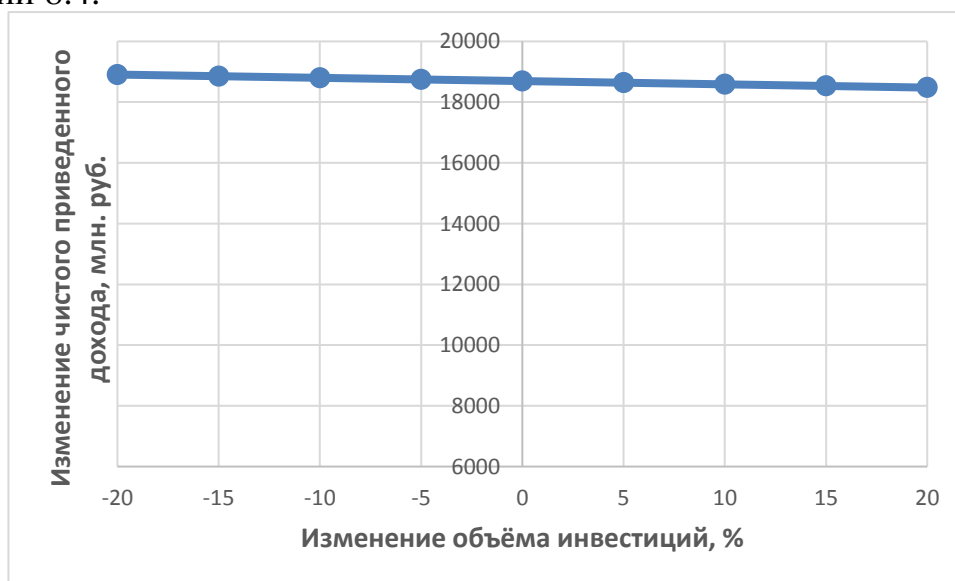


Рисунок 8.4 – Изменение изменения чистого приведенного дохода от изменения объема инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше PI.

График изменения чистого приведенного дохода от изменения цены сбыта представлен на рисунке 8.5.

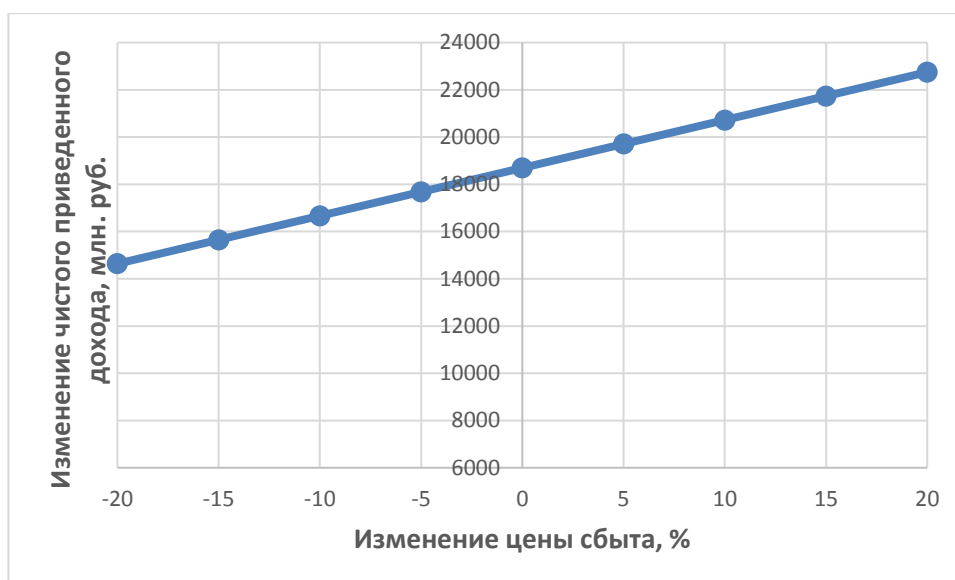


Рисунок 8.5 – Изменение чистого приведенного дохода от изменения цены сбыта

Уменьшение цены на продукцию приводит к уменьшению индекса прибыльности, увеличение – к его росту.

График изменения индекса прибыльности от изменения ставки дисконтирования представлен на рисунке 8.6.

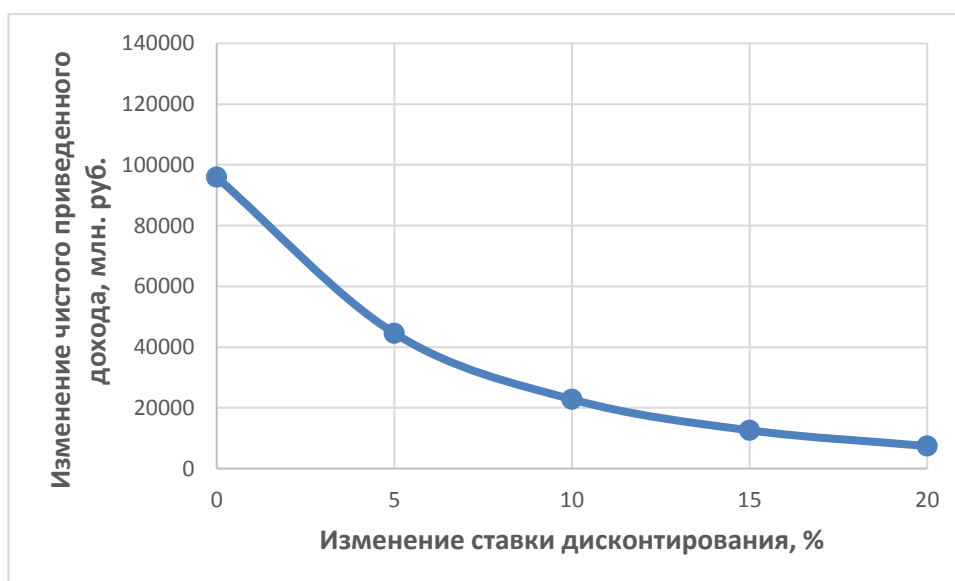


Рисунок 8.6 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования
- Увеличение объема инвестиций продукции
- Уменьшение цены сбыта продукции
- Увеличение ставки налогов

## 9 Энергосбережение, энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования ГЭС на примере действующей ГЭС

### 9.1 Эффективность использования гидроресурсов ГЭС

#### 9.1.1 Общее описание гидроузла

Саяно-Шушенский гидроэнергокомплекс включает Саяно-Шушенскую ГЭС и Майнский ГУ, которые расположены на Верхнем Енисее соответственно на 433,5 км и 455,6 км от г. Кызыла. Саяно-Шушенское водохранилище ограничено на севере хребтами Западного Саяна, на юге – хребтами Западного и Восточного Танну-Ола, на западе – хребтами Шапшальского и Цаган – Шибэту. Высоты в пределах бассейна колеблются от 500 до 2500 м над уровнем моря, лишь на небольшой части вблизи Минусинска составляют 200-500 м.

Саяно-Шушенское водохранилище образовано арочно-гравитационной плотиной, состоящей из четырех частей: водосбросной, станционной и двух глухих: левобережной и правобережной. Здание ГЭС приплотинного типа расположено в пределах станционной плотины, у левого берега

Саяно-Шушенское водохранилище может вести годичное, сезонное, недельное и суточное регулирование и, таким образом, является основным регулятором комплекса. Майнский ГУ выполняет в каскаде роль контррегулятора и в соответствии с этим ведет суточное и частично недельное регулирование.

Саяно-Шушенское водохранилище имеет комплексное назначение. В соответствии с проектом водохранилище используется для водоснабжения, гидроэнергетики, для предотвращения затоплений поселков в нижнем бьефе Майнской ГЭС при прохождении паводков редких повторяемостей и для поддержания судоходства на участке Енисея от створа Майнской ГЭС до устья реки Абакан.

Установленная мощность 6400 МВт. Среднегодовая выработка электроэнергии 22,8 млрд кВт·ч.

Основные параметры водохранилища представлены в таблице 9.1:

Таблица 9.1 - Основные параметры водохранилища

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение
Площадь зеркала при НПУ (539 м)	км <sup>2</sup>	608
Площадь зеркала при УМО (500 м)	км <sup>2</sup>	250
Объем водохранилища при НПУ	км <sup>3</sup>	30,71
Объем водохранилища при УМО	км <sup>3</sup>	16
Объем водохранилища при ФПУ (540 м)	км <sup>3</sup>	31,33
Объем форсировки водохранилища (между отметками ФПУ и НПУ)	км <sup>3</sup>	0,61

По характеру питания верхний Енисей относится к типу рек смешанного питания с преобладанием снегового. Его режим характеризуется затяжным весенним половодьем, обусловленным растянутыми сроками таяния снега на разных высотах и выпадением дождей в этот период, переходящим в летне-осенние дождевые паводки; за весну и лето проходит 70% годового стока. Максимум половодья приходится на конец мая — начало июня. Наиболее низкие расходы воды наблюдаются в декабре, перед ледоставом.

### **9.1.2 Проведение испытаний гидроагрегатов**

При различных напорах проводятся натурные испытания гидроагрегатов ГА1-ГА10.

Для постоянной эксплуатации турбин рекомендуется диапазон мощностей, соответствующих зоне III, в которой КПД турбин имеет максимальное значение, пульсации давления в проточной части минимальны, вибрационное состояние турбин оценивается как хорошее. Разрешается работа турбин в зоне I, в которой уровень динамических характеристик является допустимым, но уровень КПД турбин низкий. Работа турбин в зоне II не рекомендуется, а в зоне IV (за линией ограничения мощности) — не допускается. При работе в зоне II работа турбины сопровождается сильными гидравлическими ударами в проточной части и значительными шумами, уровень динамических характеристик остается недопустимым».

Согласно натурным исследованиям завода-изготовителя «зона II — Под РК (рабочим колесом) имеет место мощный центральный жгут с частотой вращения 0,4 — 0,8 Гц. Эта частота является определяющей частотой вертикальных вибраций корпуса ТП (турбинного подшипника), осевого усилия и пульсаций давления во всех точках проточного тракта турбины (кроме пульсаций под крышкой турбины, где наряду со жгутовой частотой, определяющими являются также частоты 4,76 и 200—300 Гц). Определяющей частотой радиальных вибраций корпуса ТП и биения вала является обратная частота.

## **9.2 Оптимизация собственного потребления электроэнергии ГЭС**

### **9.2.1 Требования нормативных документов**

Основаниями для разработки и реализации Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «РусГидро» являются следующие нормативные акты:

1. Федеральный закон от 26.03.2003 г. №35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
2. Федеральный закон от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

3. Указ Президента РФ от 04.06.2008 г. №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности Российской экономики»;
4. Приказ от 17.02.2010 №61 «Об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» Министерство экономического развития Российской Федерации;
5. Методические рекомендации по разработке программ энергосбережения хозяйствующих субъектов с долей государственной собственности, утвержденные Министерством энергетики Российской Федерации 02.10.2008 г.

Федеральный закон №261-ФЗ от 23 ноября 2009 года «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Настоящий Федеральный закон регулирует отношения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Целью настоящего Федерального закона является создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Законодательство об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности состоит из настоящего Федерального закона, других федеральных законов, принимаемых в соответствии с ними иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации, муниципальных правовых актов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В настоящем Федеральном законе:

*Энергосбережение* - реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг);

*Энергетическая эффективность* - характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Правовое регулирование в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на следующих принципах:

- 1) эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов;
- 2) поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 3) системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;



4) планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

5) использование энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий.

Обеспечение учета используемых энергетических ресурсов:

1. Производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов.

2. Расчеты за энергетические ресурсы должны осуществляться на основании данных о количественном значении энергетических ресурсов, произведенных, переданных, потребленных, определенных при помощи приборов учета используемых энергетических ресурсов.

*Энергетическое обследование* может проводиться в отношении продукции, технологического процесса, а также юридического лица, индивидуального предпринимателя.

Основными целями энергетического обследования являются:

- получение объективных данных об объеме используемых энергетических ресурсов;

- определение показателей энергетической эффективности;

- определение потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

- разработка перечня типовых, общедоступных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и проведение их стоимостной оценки.

Требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности:

Программы должны содержать:

- Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в результате реализации этих программ.
- Перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их проведения;
- Показатели энергетической эффективности объектов, создание или модернизация которых планируется производственными или инвестиционными программами организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности.

Потребление электрической энергии и мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций не включает потребление электрической энергии и мощности в объемах поставки потребителям на розничном рынке и иным организациям.

Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций – это потребление, обеспечивающие необходимые условия функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии.

Расход электроэнергии на производственные нужды электростанции - это потребление электроэнергии котельными и электробойлерными установками, как состоящими на самостоятельном балансе, так и на балансе электростанций.

Расход электроэнергии на хозяйственные нужды электростанции - это потребление электроэнергии вспомогательными и непромышленными подразделениями, находящимися на балансе электрической станции, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами выработки, передачи и распределения электрической энергии.

Максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции, устанавливается равной объему потребления электроэнергии в течение соответствующего месяца, указанному в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (в НП АТС: баланс ФСТ 2007 года).

Максимально допустимая величина собственного максимума потребления на нужды генерации для электростанции устанавливается равной величине собственного максимума потребления в соответствующем месяце, установленной в отношении электростанции в сводном прогнозном балансе электрической мощности (в НП АТС баланс ФСТ на 2007 год).

Потребление электроэнергии и мощности в пределах указанных максимально допустимых величин – считается потреблением на собственные нужды генерации, и как следствие определяются особые (льготные) условия в части оплаты стоимости отклонений по электроэнергии и мощности и оплаты потерь, так как данное потребление зависит от величины выработки электроэнергии и мощности станции. Потребление сверх указанных максимально допустимых величин – считается обычным потреблением станции (производственные нужды и прочие нужды станции, потребление розничных потребителей) – и учитывается на ОРЭ на общих основаниях.

Отклонение по потреблению в ГТП поставщика в пределах заявленной максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды оплачиваются по цене РСВ (т.е. не штрафуются).

Отклонения по потреблению в ГТП потребления поставщика сверх максимального допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды оплачиваются по цене на балансирование (т.е. по срезкам как для всех обычных ГТП потребления):

Участник рынка имеет право самостоятельно разбить по часам месячную величину максимально допустимого расхода электроэнергии на собственные нужды, подав соответствующее уведомление в АТС до 13-00 7-го числа месяца следующего за расчётным.

Сумма почасовых значений за месяц должна быть равна месячной величине. Значение для каждого час не может превосходить более чем на **20%** среднечасового значения месячной величины максимально допустимого расхода электроэнергии.

В случае если в отчётный месяц фактический собственный максимум потребления в ГПТ потребления Поставщика превышает максимально допустимую величину собственного максимума потребления на нужды генерации, то поставщик покупает дополнительный объём мощности на общих основаниях.

Фактический собственный максимум потребления Участника оптового рынка определяется НП «АТС» на основе фактических максимальных часовых значений потребления электроэнергии с 2-го по 19-й час рабочих суток месяца (для второй ценовой зоны; конкретные часы задаются СО).

### **9.2.2 Общая структура расхода электроэнергии на электростанции**

Для целей нормирования потери электроэнергии могут быть разделены на четыре составляющие:

- а) *Технические потери электроэнергии (ЭЭ)*, обусловленные физическими процессами, происходящими при производстве и передаче электроэнергии и выражающимися в преобразовании части энергии в тепло в элементах сетей. Технические потери не могут быть измерены, их значение получают расчетным путем;
- б) *Собственное потребление ЭЭ станциями (СН)*, необходимое для обеспечения работы технологического оборудования станций. Расход ЭЭ на СН станций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН станции;
- в) *Потери ЭЭ, обусловленные инструментальными погрешностями* ее измерения (инструментальные потери). Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов;
- г) *Коммерческие потери*, обусловленные несоответствием показаний счетчиков оплате за ЭЭ бытовыми потребителями. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяется как разница между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих.

Сумму трех первых составляющих структуры потерь описывают термином «*технологические потери*».

Каждая укрупненная составляющая имеет свою более детальную структуру (рисунок 9.1).

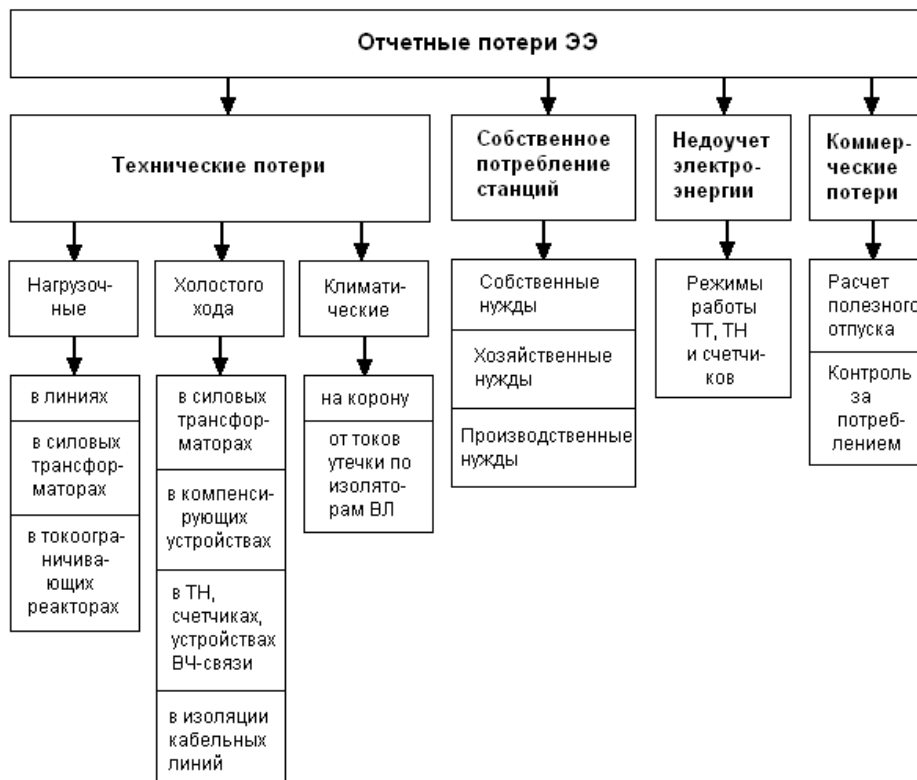


Рисунок 9.1 - Детальная структура потерь электроэнергии

### 9.2.3 Потери электроэнергии в станционной электрической сети Саяно-Шушенской ГЭС

Применительно к Саяно-Шушенской ГЭС технические потери электроэнергии в станционной электросети включают в себя потери электроэнергии в следующем оборудовании:

- силовые трансформаторы (автотрансформаторы);
- воздушные линии;
- шунтирующие реакторы;
- ограничители перенапряжений;
- устройства присоединения высокочастотной связи;
- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения.

Технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных, нагрузочных потерь электроэнергии и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета.

Условно-постоянные потери включают в себя:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (ВЛ) 500 кВ и выше;
- потери в компенсирующих устройствах – шунтирующих реакторах (ШР);

- потери в системе учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках);
- потери в ограничителях перенапряжений (ОПН) и в устройствах присоединений высокочастотной связи (ВЧ-связи);
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ.

Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя:

- потери в воздушных линиях электропередачи;
- потери в шинпроводах;
- потери в трансформаторах (автотрансформаторах);

### **9.3 Перечень мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности Саяно-Шушенской ГЭС**

#### **9.3.2 Перечень обязательных мероприятий**

К обязательным мероприятиям по энергосбережению и повышению энергетической эффективности относятся:

- Комплексные энергетические обследования, включая тепловизионное обследование зданий и сооружений, документальное, натуральное, инструментальное обследование, а также обследование технологических процессов с разработкой программ мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности и энергосбережение. Результатом является формирование энергетических паспортов.
- Разработка нормативно-методической документации.
- Организационно - производственные работы, направленные на получение наиболее выгодных тарифов покупки энергоресурсов и оплаты их транспортировки, расчет нормативных потерь, удельных расходов топлива, норм расходов энергоресурсов на собственные нужды.
- Организационно - производственные работы, направленные на пропаганду энергоэффективного образа жизни и производства.
- Проектирование, монтаж, наладка и сервисное обслуживание узлов учета энергоресурсов, автоматизированных систем коммерческого, технического учета энергоресурсов, систем диспетчеризации и контроля, систем телеизмерений и телемеханики, систем диспетчерского управления.
- Проектирование, монтаж и наладка замены силового оборудования электроподстанций, включая оборудование РУ и ТП.
- Проектирование, монтаж, наладка и сервисное обслуживание устройств компенсации реактивной мощности.
- Проектирование, монтаж, наладка и сервисное обслуживание АСУ ТП.
- Проектирование, реконструкция, установка и замена осветительных приборов и устройств наружного и внутреннего применения.

- Проектирование, монтаж, наладка и сервисное обслуживание частотно-регулируемых приводов, систем плавного пуска электродвигателей.
- Проектирование, монтаж, наладка и сервисное обслуживание отопительного оборудования, в том числе и с применением ИК излучения.

При выборе мероприятий для включения в Программу приоритет отдавался быстрокупаемым мероприятиям, эффект от внедрения которых позволяет снизить энергопотребление не менее чем на 3% или срок окупаемости которых составит не более 5-7 лет.

### **9.3.2 Организационные мероприятия**

Программой предусматриваются беззатратные и малозатратные организационно-структурные мероприятия, стимулирующие рациональное использование электрической и тепловой энергии, водных ресурсов как промышленно-производственным персоналом (включая административнотехнический персонал), так и непромышленным персоналом структурных подразделений Филиала ОАО «Рус-Гидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Организационные мероприятия включают в себя:

- внедрение на предприятия системы энергетического менеджмента;
- разработка регламента распределения нагрузок на блочных трансформаторах СШ ГЭС с целью снижения нагрузочных потерь;
- оптимизация планирования режимов эксплуатации Майнской ГЭС с целью минимизации «холостых» сбросов;
- оптимизация планирования водноэнергетических режимов работы СШ ГЭС с целью минимизации «холостых» сбросов и эксплуатации ГА в зоне оптимального КПД;
- внедрение эксплуатационной практики отключения соответствующих шунтирующих реакторов при работе данного участка ВЛ-500 кВ под нагрузкой;
- внедрение эксплуатационной практики отключения от сети «холостого» блока при одновременном выводе в ремонт двух ГА.

Объемы снижения потребления, повышения годовой выработки в количественном и стоимостном выражения, стоимость мероприятий и срок окупаемости предоставлены в приложении Г (таблица Г.1).

### **9.3.3 Мероприятия по снижению потерь и потребления электрической энергии**

Мероприятия по снижению потерь и потребления электроэнергии включают в себя:

- реконструкция ОРУ-500 с переводом оборудования в КРУЭ-500;
- внедрение светодиодной системы освещения с автоматизацией управления и функцией удаленной диспетчеризации;
- поэтапная замена устаревших электрокалориферов на энергосберегающие аналоги;
- реконструкция электродвигательной гребня плотины СШ ГЭС;
- реконструкция электродвигательной СТК-Б СШ ГЭС.

Объемы снижения потребления, повышения годовой выработки в количественном и стоимостном выражения, стоимость мероприятий и срок окупаемости предоставлены в приложении Г (таблица Г.2).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС». [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>.
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. 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>.
9. Правила устройства электроустановок. ПУЭ. - М.: "Издательство НЦ ЭНАС", 2001.
- 10.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.
- 11.Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.
12. Каталог «Трансформаторы класса напряжения 6,10 кВ» [Электронный ресурс] // ЭТК «Русский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.rus-trans.com/?ukey=product&productID=1147>
13. 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.



14. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. ОАО ФСК ЕЭС. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 20 с.
15. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
16. Продукция и услуги «КРУЭ-110 кВ» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: [http://zeto.ru/products\\_and\\_services/](http://zeto.ru/products_and_services/).
17. Каталог «Коммутационные аппараты – Генераторный выключатели» [Электронный ресурс] // «ЭнергоЭСсоюз». – Режим доступа: <http://www.enesoюз.ru/>.
18. Техническая информация «Трансформаторы тока», «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // ЗАО «Группа Компаний Электроцит ТМ – Самара». – Режим доступа: <http://electroshield.ru/>.
19. Каталог «Разъединители РВЗ» [Электронный ресурс] // «Уральский завод трансформаторных технологий». – Режим доступа: <http://www.uztt.ru/>.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
21. ООО «Энергетика». [Электронный ресурс] // – Режим доступа : [http://www.adkom.ru/zip\\_elektrostancii/rele/deif-fas](http://www.adkom.ru/zip_elektrostancii/rele/deif-fas).
22. Каталог «Анализаторы семейства Беркут» «Metrotek». [Электронный ресурс] // – Режим доступа : <http://metrotek.ru/>.
23. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>.
24. 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.
25. Каталог «Комплектные распределительные устройства 6(10)-35 кВ» [Электронный ресурс] // «Таврида электрик». – Режим доступа: <http://www.tavrida.ru>
26. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. ПТЭ.-М.: «Издательство Форт», 2012 год, 404 стр.
27. АВВ РЗА «Релейная защита и автоматика АВВ» [Электронный ресурс] // «Электроцит СПб». – Режим доступа : <http://www.elektroshchit.ru/32-reg630-abb-zashchita-generatora.html>
28. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
29. 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.

30. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
31. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
32. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.
33. 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.
34. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
35. Типовые технические требования к гидротурбинному оборудованию, поставляемому заводами-изготовителями на ГЭС РД 153-34.2-31.401-2002 [Электронный ресурс] // Руководящие документы по энергетическому комплексу. – Режим доступа: <http://en-doc.ru/rd-153-34-2-31-401-2002>.
36. Технические правила. Механическое оборудование и специальные стальные конструкции гидротехнических сооружений. Изготовление. Монтаж и приемка. [Электронный ресурс] // ОАО «Трест Гидромонтаж». – Режим доступа: <http://en-doc.ru/rd-153-34-2-31-401-2002>.
37. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации". [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12171109/>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

Таблица А.1 - Среднемесячные и среднегодовые расходы воды (м<sup>3</sup>/с) в створе ГЭС

Годы	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV
1939-1940	2346	2244	2564	1191	585	474	245	174	133	131	142	458
1940-1941	1643	2607	1553	1335	980	600	348	229	179	163	147	435
1941-1942	2340	3465	2071	1387	1153	758	537	248	190	172	155	569
1942-1943	1466	3318	1961	1689	822	553	292	204	153	149	161	243
1943-1944	1722	2710	1672	1255	632	395	245	172	134	134	149	506
1944-1945	1651	2830	2095	1179	774	474	272	188	137	133	144	337
1945-1946	1716	1343	1022	1019	474	316	190	152	115	114	137	758
1946-1947	1318	3460	2084	1812	1722	1232	648	392	291	235	218	474
1947-1948	1928	3239	3029	1648	948	585	322	205	158	142	158	435
1948-1949	1618	2700	2016	1187	600	458	221	158	126	125	142	435
1949-1950	1868	2828	1958	1144	695	427	245	174	136	133	142	411
1950-1951	2579	2607	1522	1273	774	395	256	174	139	133	150	182
1951-1952	1796	1330	1115	823	363	308	190	147	112	111	134	411
1952-1953	2185	3555	2730	1559	837	411	265	180	144	139	156	292
1953-1954	1754	2149	1243	909	569	348	228	164	126	123	142	258
1954-1955	471	3666	2438	1285	885	427	302	199	155	119	158	243
1955-1956	2010	1880	1076	983	790	474	277	193	142	126	147	292
1956-1957	1918	3097	2038	1210	959	640	313	215	166	104	93	379
1957-1958	1084	3255	1778	1656	920	643	299	218	205	212	185	302
1958-1959	1757	3378	3718	2090	1188	672	403	269	205	190	112	352
1959-1960	3655	2531	1953	1247	803	479	280	237	155	145	160	545
1960-1961	1063	3397	2827	1877	1122	569	329	196	158	166	213	335
1961-1962	3516	3065	2182	1692	1209	616	419	395	324	269	226	711
1962-1963	2201	1730	1144	1025	561	363	316	239	142	134	153	435
1963-1964	1202	2520	1387	973	419	395	371	207	134	104	142	221
1964-1965	1364	2473	1721	1153	521	332	262	182	115	134	150	284
1965-1966	2013	1556	1277	1018	1011	679	427	438	232	223	174	363
1966-1967	1413	4803	2624	1352	743	474	269	188	166	188	142	356
1967-1968	1443	1343	1591	1781	1074	687	322	220	177	174	174	458
1968-1969	2218	1411	1313	771	490	346	251	188	117	122	153	427
1969-1970	2495	4124	2659	1288	1016	817	435	300	174	152	149	379
1970-1971	2190	3105	2048	1398	940	703	348	205	174	145	115	458
1971-1972	2101	3280	2229	1164	687	427	261	153	145	134	145	395
1972-1973	2049	2433	1479	1114	727	474	256	190	174	126	134	490
1973-1974	1623	4108	2291	1364	774	474	294	207	158	145	153	585
1974-1975	1420	1169	1054	792	463	319	190	150	119	119	142	585
1975-1976	1030	3713	1817	1087	551	581	297	142	112	119	144	253
1976-1977	2068	1942	1411	1153	687	850	281	221	180	204	204	300
1977-1978	1683	2555	1695	1487	741	713	406	262	215	210	212	648

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А1

1978-1979	1378	2049	1326	1177	526	433	253	153	185	198	177	539
1979-1980	1774	2770	1583	1062	818	602	482	223	186	171	153	308
1980-1981	2122	2296	1596	997	736	442	292	185	171	163	171	283
1981-1982	2149	1864	1250	899	681	433	220	198	169	144	144	465
1982-1983	1691	1548	1073	991	578	643	346	174	174	142	163	452
1983-1984	1689	2537	1817	1458	848	711	403	250	182	153	152	246
1984-1985	1645	3313	2307	1845	948	627	332	190	180	161	158	259
1985-1986	1845	2555	1928	1326	825	559	335	234	185	169	180	351
1986-1987	2030	1913	1559	1225	708	551	277	191	172	166	160	348
1987-1988	2070	2833	2008	1070	964	992	392	256	209	175	174	300
1988-1989	1711	3117	2128	1686	950	615	393	265	215	175	193	495
ср	1840	2674	1859	1282	796	550	317	214	167	154	158	401

Таблица А.2 - Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Год	Q <sub>ср</sub> , м <sup>3</sup> /с	Год	Q <sub>ср</sub> , м <sup>3</sup> /с	Год	Q <sub>ср</sub> , м <sup>3</sup> /с
1	2	1961-1962	1219	1958-1959	2736	1946-1947	652
2	4	1958-1959	1195	1969-1970	2642	1961-1962	521
3	6	1969-1970	1166	1961-1962	2614	1941-1942	473
4	8	1946-1947	1157	1966-1967	2548	1965-1966	443
5	10	1941-1942	1087	1952-1953	2507	1987-1988	433
6	12	1947-1948	1066	1947-1948	2461	1969-1970	428
7	14	1966-1967	1060	1959-1960	2347	1977-1978	426
8	16	1952-1953	1038	1973-1974	2347	1958-1959	424
9	18	1960-1961	1021	1941-1942	2316	1988-1989	413
10	20	1959-1960	1016	1960-1961	2291	1967-1968	411
11	22	1973-1974	1015	1984-1985	2278	1960-1961	386
12	24	1984-1985	997	1971-1972	2194	1970-1971	386
13	25	1988-1989	995	1970-1971	2185	1940-1941	385
14	27	1970-1971	986	1946-1947	2169	1957-1958	373
15	29	1987-1988	954	1988-1989	2161	1947-1948	369
16	31	1956-1957	928	1942-1943	2109	1983-1984	368
17	33	1971-1972	927	1939-1940	2086	1979-1980	368
18	35	1942-1943	918	1956-1957	2066	1976-1977	366
19	37	1977-1978	902	1950-1951	1995	1956-1957	359
20	39	1957-1958	896	1987-1988	1995	1984-1985	357
21	41	1939-1940	891	1954-1955	1965	1985-1986	355
22	43	1985-1986	874	1949-1950	1950	1959-1960	351
23	45	1983-1984	871	1957-1958	1943	1973-1974	349
24	47	1954-1955	862	1944-1945	1939	1982-1983	334
25	49	1940-1941	852	1985-1986	1914	1942-1943	322
26	51	1944-1945	851	1975-1976	1912	1986-1987	322

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

m	P, %	Год	Q <sub>ср</sub> , м <sup>3</sup> /с	Год	Q <sub>ср</sub> , м <sup>3</sup> /с	Год	Q <sub>ср</sub> , м <sup>3</sup> /с
27	53	1950-1951	849	1948-1949	1880	1972-1973	321
28	55	1949-1950	847	1983-1984	1875	1966-1967	316
29	57	1979-1980	844	1977-1978	1855	1954-1955	311
30	59	1975-1976	821	1943-1944	1840	1978-1979	308
31	61	1948-1949	816	1979-1980	1797	1944-1945	307
32	63	1943-1944	811	1940-1941	1785	1981-1982	307
33	65	1972-1973	804	1972-1973	1769	1980-1981	305
34	67	1976-1977	792	1980-1981	1753	1955-1956	305
35	69	1980-1981	788	1986-1987	1682	1952-1953	303
36	71	1967-1968	787	1964-1965	1678	1943-1944	296
37	73	1965-1966	784	1976-1977	1644	1949-1950	295
38	75	1986-1987	775	1981-1982	1541	1971-1972	293
39	76	1964-1965	724	1967-1968	1540	1962-1963	293
40	78	1981-1982	718	1962-1963	1525	1939-1940	293
41	80	1962-1963	704	1963-1964	1521	1948-1949	283
42	82	1978-1979	700	1953-1954	1514	1945-1946	282
43	84	1955-1956	699	1955-1956	1487	1950-1951	275
44	86	1963-1964	673	1978-1979	1483	1975-1976	275
45	88	1953-1954	668	1965-1966	1466	1968-1969	262
46	90	1982-1983	665	1968-1969	1428	1974-1975	261
47	92	1968-1969	651	1982-1983	1326	1963-1964	249
48	94	1945-1946	613	1945-1946	1275	1964-1965	248
49	96	1951-1952	570	1951-1952	1266	1953-1954	245
50	98	1974-1975	544	1974-1975	1109	1951-1952	222

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Выбор основного и вспомогательного оборудования

Таблица Б.1 – Основные параметры модельных реактивных турбин

Марка	Горизонтальные				Вертикальные							
	ПЛ1 0- ГК	ПЛ1 5- ГК	ПЛ2 0- ГК	ПЛ2 5- ГК	ПЛ2 0-В	ПЛ3 0а-В	ПЛ3 0б-В	ПЛ4 0а-В	ПЛ4 0б-В	ПЛ5 0-В	ПЛ6 0-В	ПЛ7 0-В
№ УХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$H_{пред}, М$	10	15	20	25	20	30	30	40	40	50	60	70
$H_{min}/H_{max}$	0,33	0,33	0,35	0,35	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$n_{опт},$ об/МИН	150	145	155	150	146	126	130	125	123	116	116	106
$Q_{опт}, Л/с$	180 0	170 0	158 0	168 0	116 0	890	1270	1020	1150	100 0	108 0	860
$\eta_{м опт}$	0,92 4	0,91 6	0,91 8	0,91 2	0,92	0,912	0,911	0,91 3	0,904	0,91 6	0,91 3	0,90 2
$Q_{i max},$ Л/с	325 0	300 0	275 0	275 0	200 0	1950	1900	1800	1700	150 0	150 0	140 0
$\sigma (Q_{i max})$	2,4	2,1	1,8	1,6	1	1	1	0,65	0,65	0,6	0,55	0,55
$D_1 м, м$	0,46	0,46	0,46	0,46	0,5	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
$H_{мод}, М$	3	3	3	3	10	4	8	4	4	12	12	4
$t_{мод}, °С$	16	6	18	18	20	5	21	10	20	21	20	4

Таблица Б.2 - Ряд стандартных диаметров рабочего колеса ( $D_1$ , мм)

1000	1250	1400	1600	1800	1900	2000	2120	2240
2360	2500	2650	2800	3000	3150	3350	3550	3750
4000	4250	4500	4750	5000	5300	5600	6000	6300
6700	7100	7500	8000	8500	9000	9500	10000	10600

Таблица Б.3 - Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от температуры

$t, °С$	0	5	10	15	20	25	30	35
$\nu \cdot 10^6,$ $М^2/с$	1.79	1.51	1.30	1.14	1.01	0.90	0.81	0.74



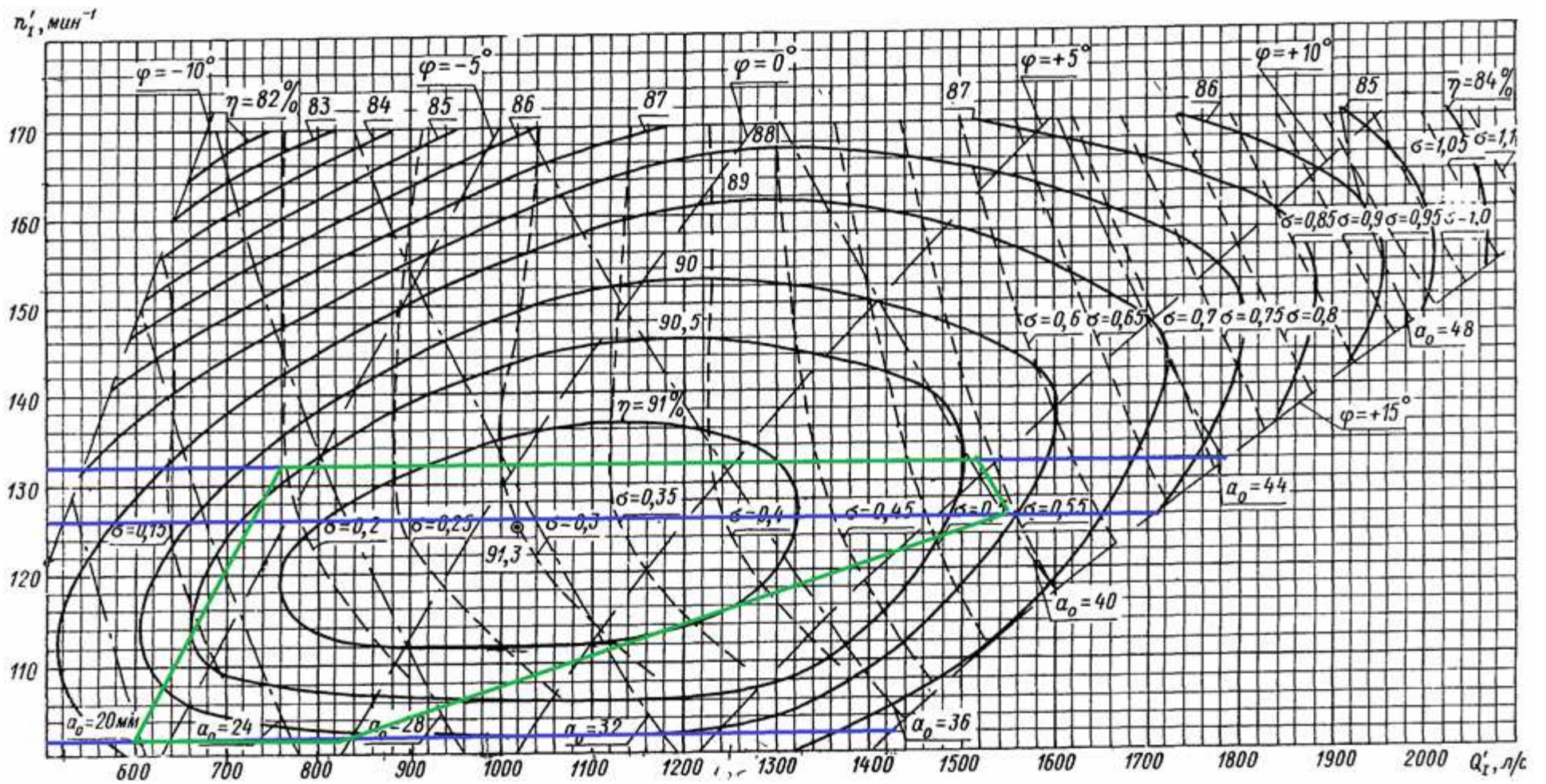


Рисунок Б.1 - главная универсальная характеристика турбины ПЛ-40а-В

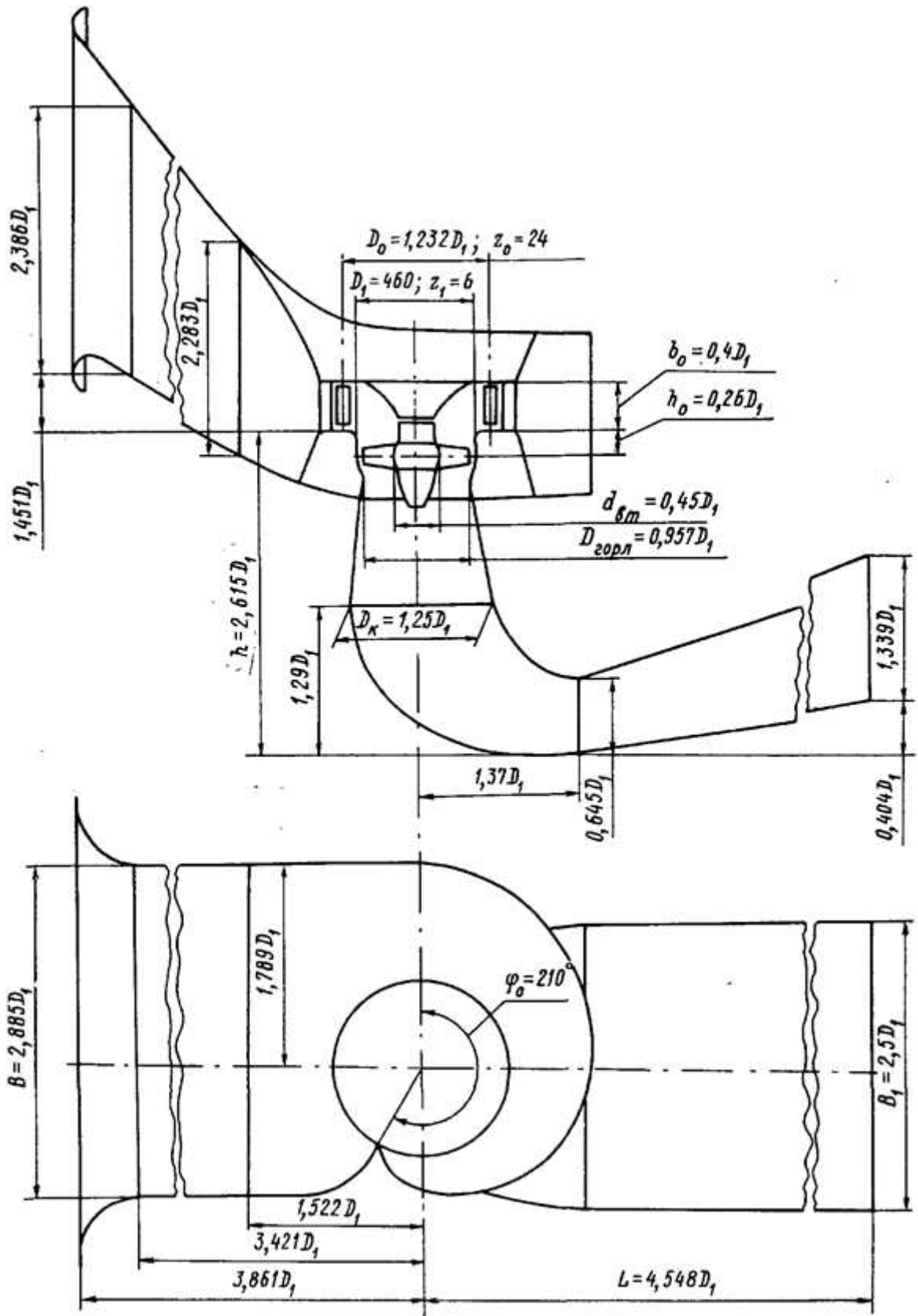


Рисунок Б.2 – проточная часть модели гидротурбины ПЛ40а-В



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительны е единицы	именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	ток срабатывания, $I_{СР.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А	
		коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А	
		тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,26 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{СР2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{СР1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательн ости от несимметричн ых к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,11 \cdot I_H$	4,66 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,49 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,62 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,14 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,07	1,3 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,28	4,8 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{p СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,01 А
		ПО	$I_{p ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,13 А
		отсечка	$I_{p ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	8,21 А

Таблица В.2 - Матрица отключений защит

Действие/защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
наименование	обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+	-	-	-	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	-	-	-	-	-	+	
		$t_2$	-	-	-	-	-	+	
		$t_3$	+	+	+	-	-	-	
	$U_0$	$t$	+	+	+	-	-	-	
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+	-	-	-	-	
		2 ступень $t_2$	+	+	-	-	-	-	
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО		-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-
		ОТС I	$t_1$	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	+	+	-	-	-	-
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО		-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-
		ОТС	$t_1$	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	+	+	-	-	-	-
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	+	+	+	-	-	-
		2 ступень	$t_1$	-	-	-	-	+	-
			$t_2$	+	+	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО		-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-
		Отсечка		+	+	-	-	-	-

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

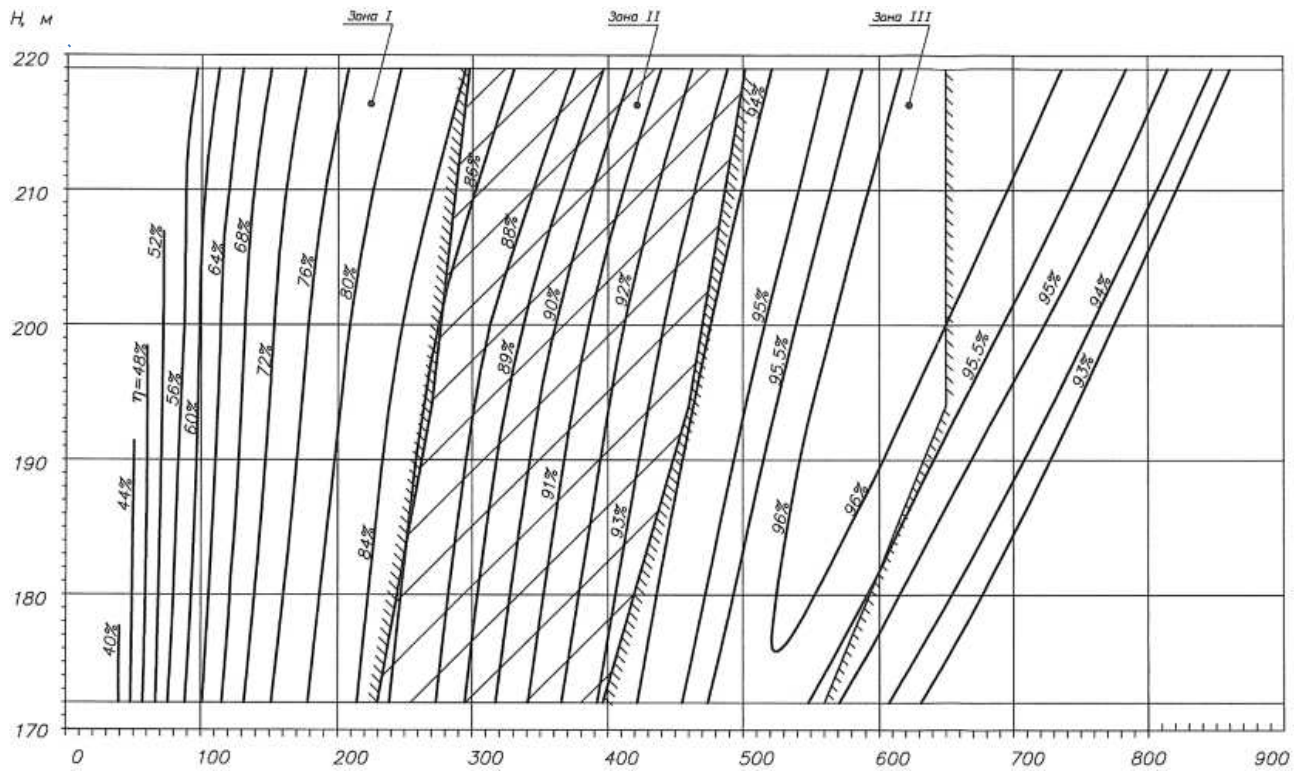


Рисунок Г.1 – Эксплуатационная характеристика турбины РО 230-В-677

Мероприятие	Объемы снижения потребления, повышения годовой выработки ***				Стоимость мероприятия, тыс.руб.	Срок окупаемости, лет *	Реализация мероприятий, тыс.руб. **					
	Количественное выражение		Стоимостное выражение				2014	2015	2016	2017	2018	
	Ед. изм.	%	Ед. изм.	%								
	тыс.кВтч		тыс.руб.									
<b>Раздел I. Организационные мероприятия</b>												
1.1	Внедрение на предприятии системы энергетического менеджмента	-	-	-	3,0	4 000,0	-	4 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.2	Разработка регламента распределения нагрузок на блочных трансформаторах СШ ГЭС с целью снижения нагрузочных потерь ***	9 864,0	19,0	7 398,0	19,0	500,0	-	500,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	Оптимизация планирования режимов эксплуатации Майнской ГЭС с целью минимизации «холостых» сбросов ***	21 300,0	-	15 975,0	-	-	-	-	-	-	-	-
1.4	Оптимизация планирования водноэнергетических режимов работы Саяно-Шушенской ГЭС с целью минимизации «холостых» сбросов и эксплуатации ГА в зоне оптимального КПД ***	200 000,0	-	150 000,0	-	-	-	-	-	-	-	-
1.5	Внедрение эксплуатационной практики отключения соответствующих шунтирующих реакторов при работе данного участка ВЛ-500 кВ под нагрузкой (ВЛ-500 кВ) ***	5 800,0	11,0	4 350,0	11,0	-	-	-	-	-	-	-
1.6	Внедрение эксплуатационной практики отключения от сети «холостого» блока при одновременном выводе в ремонт двух ГА ***	50,0	-	37,5	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого по разделу 6 мероприятий</b>		237 014,0	30,0	177 760,5	33,0	4 500,0	-	4 500,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица Г1 - Объемы снижения потребления, повышения годовой выработки в количественном и стоимостном выражения, стоимость мероприятий и срок окупаемости

№ п/п	Мероприятие	Объемы снижения потребления				Стоимость мероприятия, тыс.руб.	Срок окупаемости, лет *	Реализация мероприятий, тыс.руб. **				
		Количественное выражение		Стоимостное выражение				2014	2015	2016	2017	2018
		Ед. изм.	%	Ед. изм.	%							
		тыс.кВтч		тыс.руб.								
<b>Раздел 2. Мероприятия по снижению потерь и потребления электрической энергии</b>												
2.1	Реконструкция ОРУ-500 с переводом оборудования в КРУЭ-500 ***	10 800,0	20,8	14 040,0	8,7	670 330,0	-	134 066,0	134 066,0	134 066,0	134 066,0	134066,0
2.2	Внедрение светодиодной системы освещения с автоматизацией управления и функцией удаленной диспетчеризации	2 532,0	5,1	7 516,4	41 462,0	55 621,0	7,4	55 621,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.3	Поэтапная замена устаревших электрокалориферов на энергосберегающие аналоги	1 200,0	2,4	840,0	1,7	2 220,0	2,6	1 332,0	444,0	444,0	0,0	0,0
2.4	Реконструкция электротельной гребня плотины Саяно-Шушенской ГЭС	4 864,3	9,8	3 405,0	6,8	30 000,0	8,8	6 000,0	24 000,0	0,0	0,0	0,0
2.5	Реконструкция электротельной СТК-Б Саяно-Шушенской ГЭС	5 864,3	11,8	4 105,0	8,2	35 000,0	8,5	6 000,0	29 000,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого по разделу 5 мероприятий</b>		<b>25 260,6</b>	<b>40,0</b>	<b>29 906,4</b>	<b>40,0</b>	<b>793 171,0</b>	<b>6,8</b>	<b>203 019,6</b>	<b>198 634,2</b>	<b>145 634,2</b>	<b>134 066,0</b>	<b>134066,0</b>

Таблица Г2 - Объемы снижения потребления, повышения годовой выработки в количественном и стоимостном выражения, стоимость мероприятий и срок окупаемости

№ п/п	Мероприятие	Объемы снижения потребления				Стоимость мероприятия, тыс.руб.	Срок окупаемости, лет *	Реализация мероприятий, тыс.руб. **				
		Количественное выражение		Стоимостное выражение				2014	2015	2016	2017	2018
		Ед. изм.	%	Ед. изм.	%							
		тыс.кВтч		тыс.руб.								
<b>Раздел 3. Мероприятия по повышению эффективности использования тепловой энергии</b>												
3.1	Автоматизация индивидуальных тепловых пунктов зданий	5 613,4	3,2	3 929,4	2,3	9 923,0	3,3	6 000,0	3 923,0	0,0	0,0	0,0
3.2	Реконструкция ветхого теплового и отопительного оборудования и материалов в комплексе	26 914,3	15,4	18 840,0	11,1	95 226,1	5,1	57 135,6	19 045,2	19 045,2	0,0	0,0
3.3	Реконструкция системы горячего водоснабжения с заменой трубопроводов и применением современных энергоэффективных изоляционных материалов	6 414,3	3,7	4 490,0	2,6	48 303,1	10,8	4 000,0	44 303,1	0,0	0,0	0,0
3.4	Поэтапная замена устаревших установок тепловых завес на энергосберегающие аналоги; уплотнение оконных проемов и дверей. Комплексная реконструкция корпусов автобазы и гостиницы	6 500,0	3,7	4 550,0	2,7	20 000,0	4,4	10 000,0	10 000,0	0,0	0,0	0,0
3.5	Формирование графиков тепловых режимов по помещениям и определение соответствующих установок на регуляторах, автоматизация управления системами отопления и обогрева	50,0	0,10	37,5	0,1	500,0	13,3	500,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Итого по разделу 5 мероприятий</b>		45 492,0	26,1	31 846,9	18,9	173 952,2	8,0	77 635,6	77 271,3	19 045,2	0,0	0,0

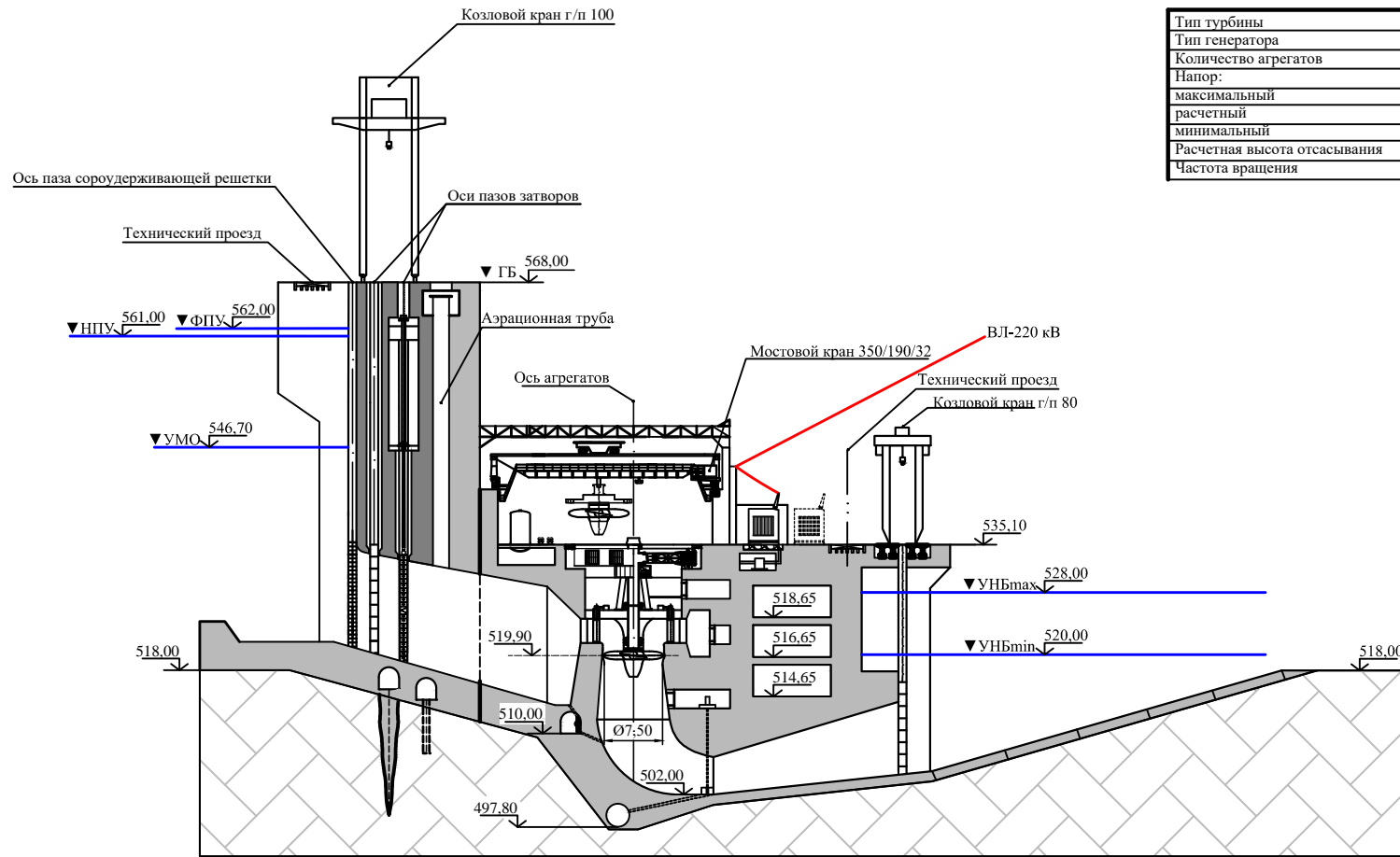
Таблица ГЗ – Мероприятия по повышению эффективности использования тепловой энергии

# Поперечный разрез станционной части

М 1:400

## Основные характеристики гидроагрегата

Тип турбины	ПЛ 40а-В
Тип генератора	СВ - 1160/180-68
Количество агрегатов	6
Напор:	
максимальный	40,00 м
расчетный	25,00 м
минимальный	20,20 м
Расчетная высота отсасывания	-5,06 м
Частота вращения	88,2 об/мин



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1207099 - ГП.

<b>ВКР - 13.03.02 - 1207099 - ГР1</b>					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.	Лист	№	Подпись	Дата
Разраб.		Синицын			
Провер.		Масленникова			
Т.контр.		Луфференко			
Н.контр.		Сувилова			
Утв.		Татарников			
Проектирование Идрэской ГЭС на р. Селенга				Страницы	Лист
Поперечный разрез станционной части. Основные характеристики гидроагрегата.				2	5
				ГТЭС, 2017	

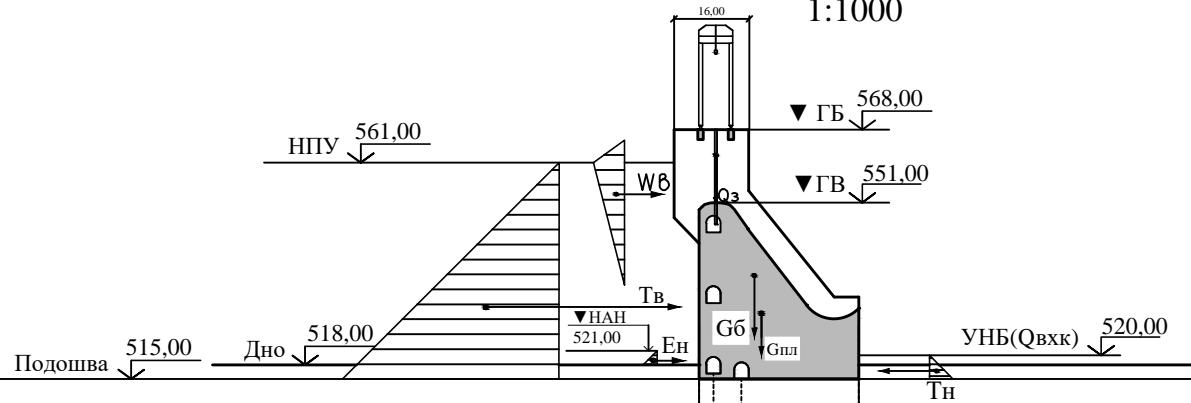
Формат А2

Согласовано

Имя, № поля, Подпись и дата, Власт. линия

# Нагрузки и воздействия на водосливную плотину

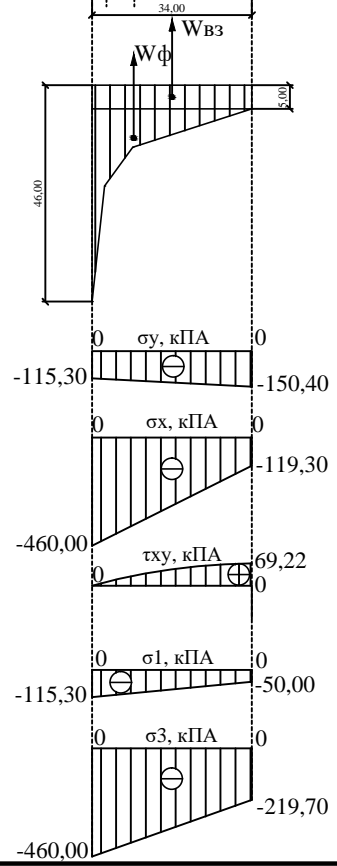
1:1000



## Условные обозначения:

- Гпл - вес водосливной плотины ;
- Гб - вес бычка ;
- Тв - гидростатическое давление воды со стороны ВБ ;
- Тн - гидростатическое давление воды со стороны НБ ;
- Wф - фильтрационное давление воды ;
- Wвз - взвешивающее давление воды ;
- Wз - гидростатическое давление на зуб ;
- Wволн - волновое давление ;
- Ен - давление наносов
- Qз - вес затворов.

- σу - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;
- σх - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;
- τху - касательные напряжения ;
- σ1, σ3 - главные напряжения .



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м .
2. Ведомость состава проекта см . на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1207099 - ГП.

ВКР - 13.03.02 - 1207099 - РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№	Подпись	Дата
Разраб.	Синицин				
Провер.	Затсеев				
Т.контр.	Луфференко				
Н.контр.	Сувилова				
Утв.	Татарников				
Проектирование Идэрской ГЭС на р. Селенга				Стадия	Лист
					5
Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий. Эпюры напряжений.				ГГЭЭС, 2017	

Формат А3

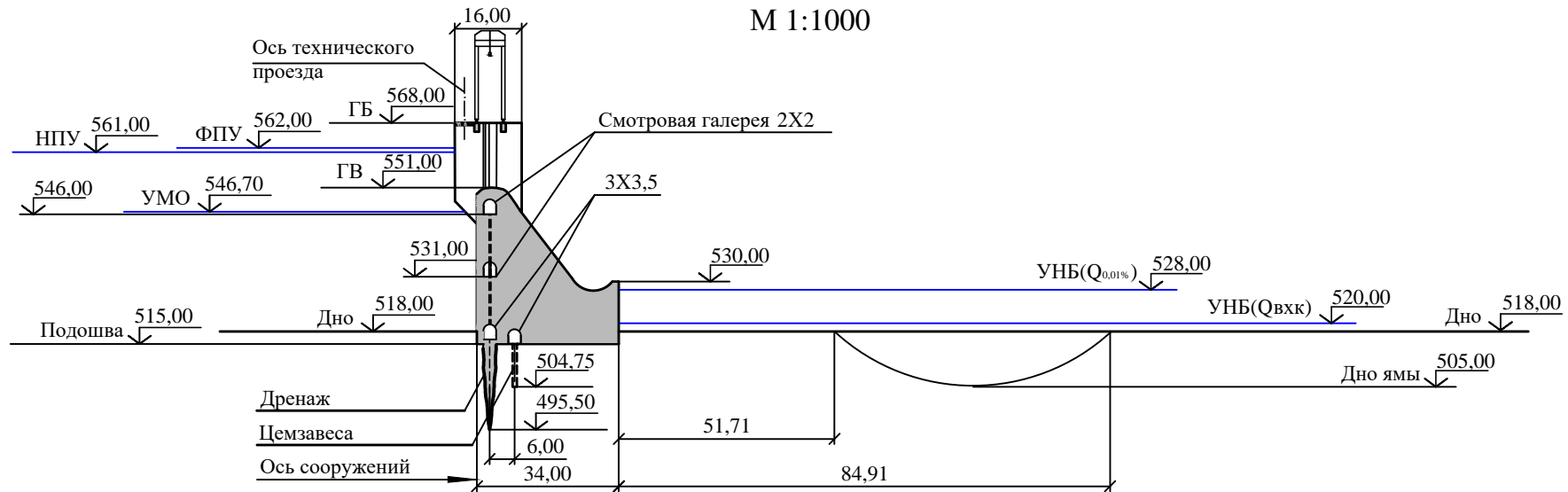
Согласовано

Инь. № подл. Подпись и дата. Взам. инв. №

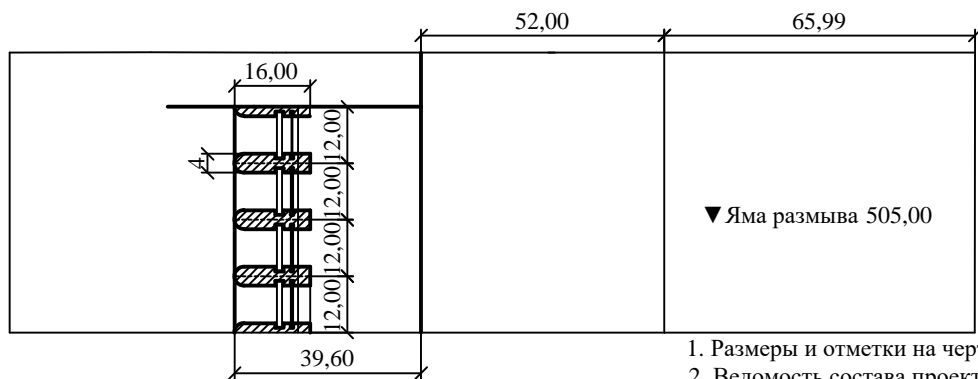


# Поперечный разрез по водосливной плотине

М 1:1000



A  
↓



A  
↓

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м .
2. Ведомость состава проекта см . на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1207099 - ГР2.

ВКР - 13.03.02 - 1207099 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.чл.	Лист	№	Подпись	Дата
Разраб.	Синицин				
Провер.	Затсеев				
Т.контр.	Луфференко				
Н.контр.	Сувилова				
Утв.	Татарников				
Проектирование Идэрской ГЭС на р. Селенга				Стадия	Лист
Поперечный разрез по водосливной плотине. План.				3	5
				ГГЭЭС, 2017	

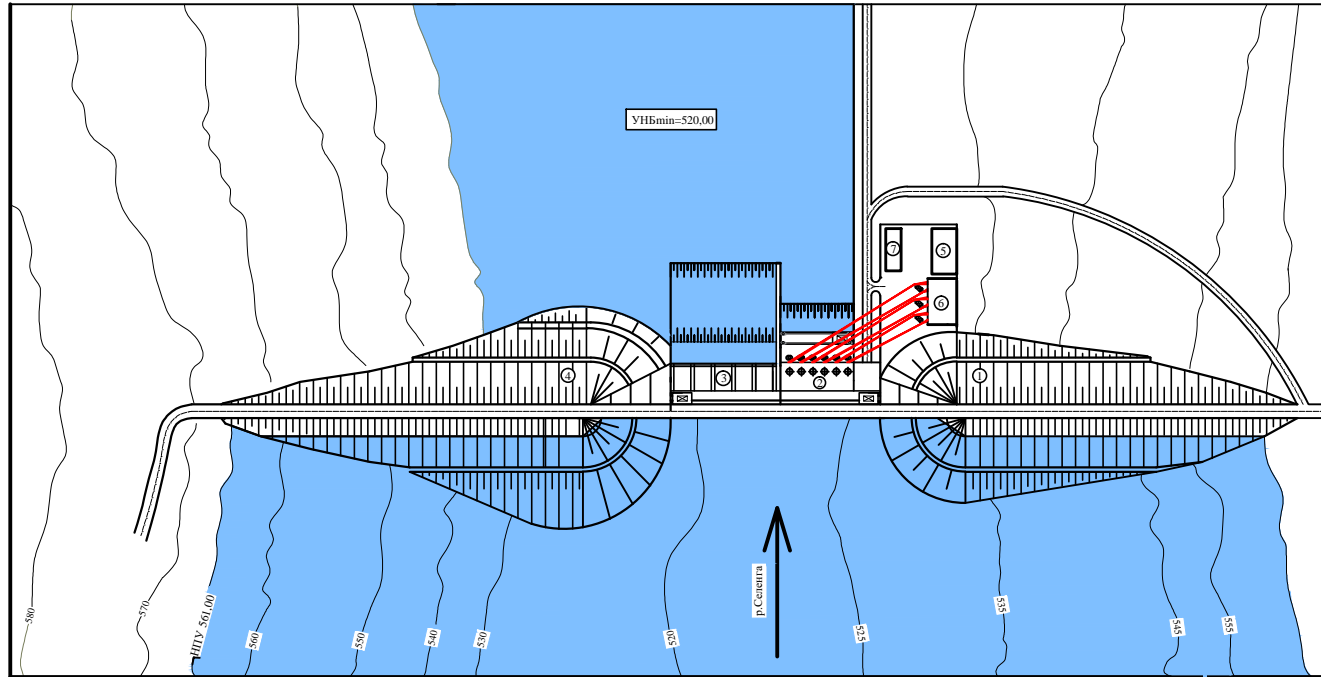
Формат А3

Согласовано

Имя, № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

# Генеральный план Идэрского гидроузла на реке Селенга

М 1:800



## Экспликация зданий и сооружений

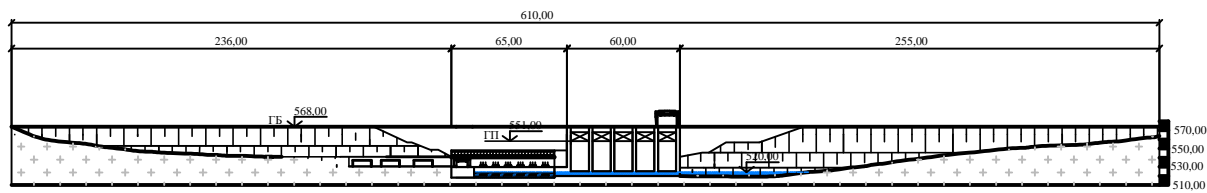
№	Наименование
1	Правобережная грунтовая плотина
2	Приплотинное здание ГЭС
3	Бетонная водосливная плотина
4	Правобережная грунтовая плотина
5	Здание СТК
6	Распределительное устройство
7	Производственные помещения

## Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР - 13.03.02.06 - 1207099 - ГП	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Ведомость состава проекта
2	ВКР - 13.03.02.06 - 1207099 - ГР1	Поперечный разрез стационной части. Основные характеристики гидроагрегата
3	ВКР - 13.03.02.06 - 1207099 - ГР2	Поперечный разрез по водосливной плотине. План
4	ВКР - 13.03.02.06 - 1207099 - РР	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий. Эпюры напряжений
5	ВКР - 13.03.02.06 - 1207099 - ЭЗ	Главная электрическая схема
6	ВКР - 13.03.02.06 - 1207099 - ПЗ	Пояснительная записка

## Вид с НБ

М 1:1000



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 13.03.02 - 1207099 - РР					
Изм.	Кол-во	Лист	№	Исполн.	Дата
Дораб.		Составил			
Провер.		Зачек.			
Т.коопр.		Референт			
Н.коопр.		Сувалова			
Утв.		Гатаранов			
Сано-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			Проектирование Идэрской ГЭС на р. Селенга		
Кладка			Лист	Листов	
			1	5	
Генеральный план. Вид с НБ.			ГГЭЭС, 2017		

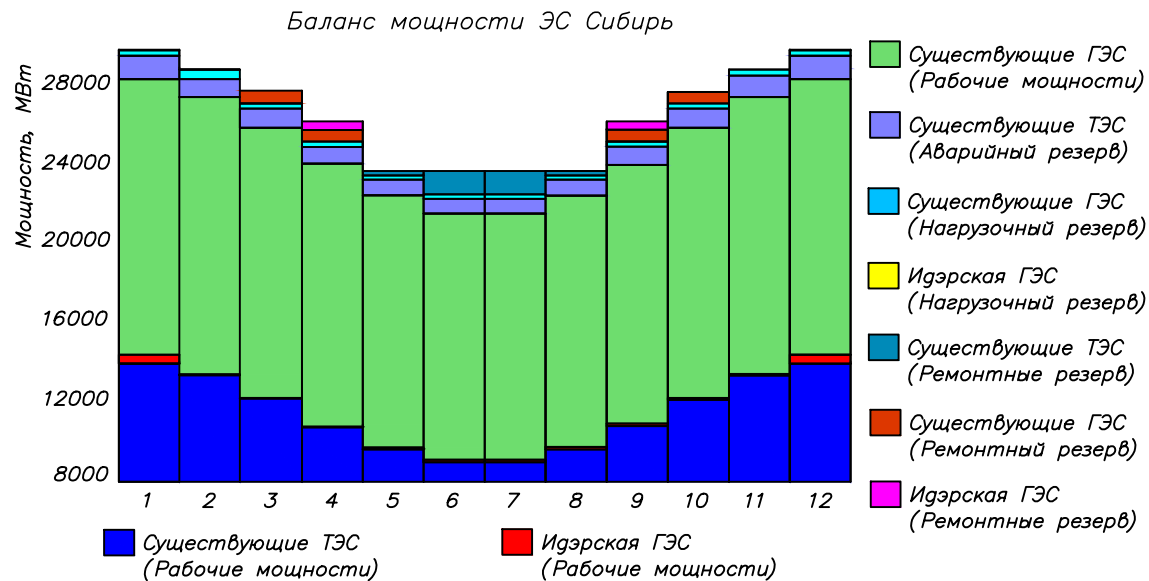
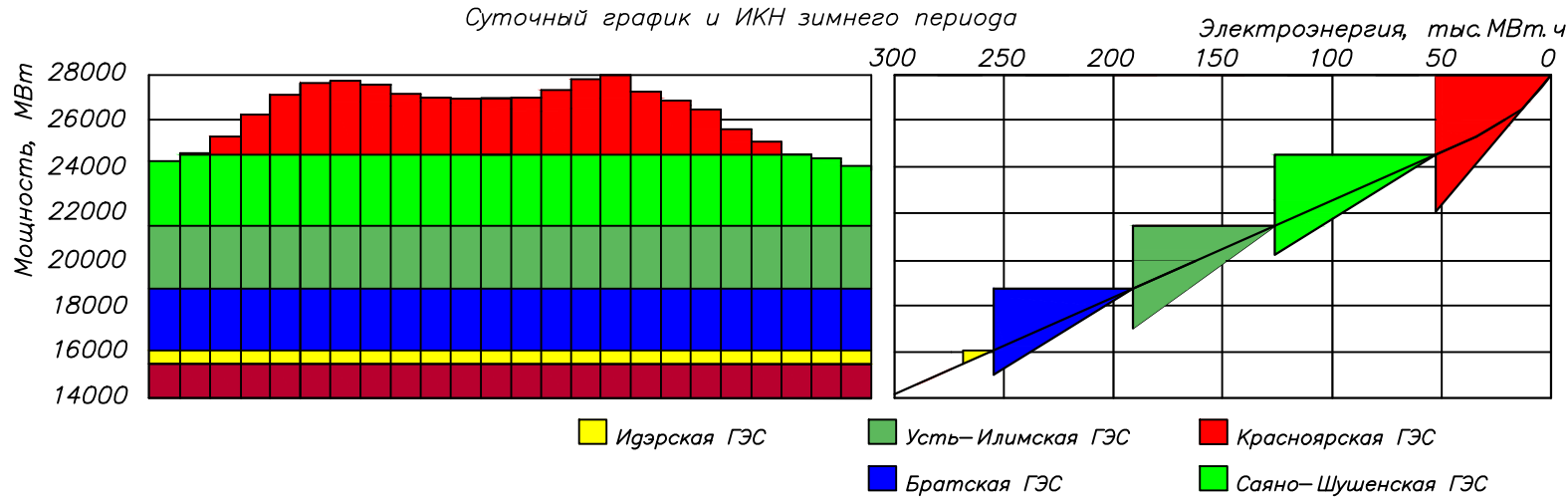
Формат А1

# Выбор установленной мощности Игэрской ГЭС на р. Селенга

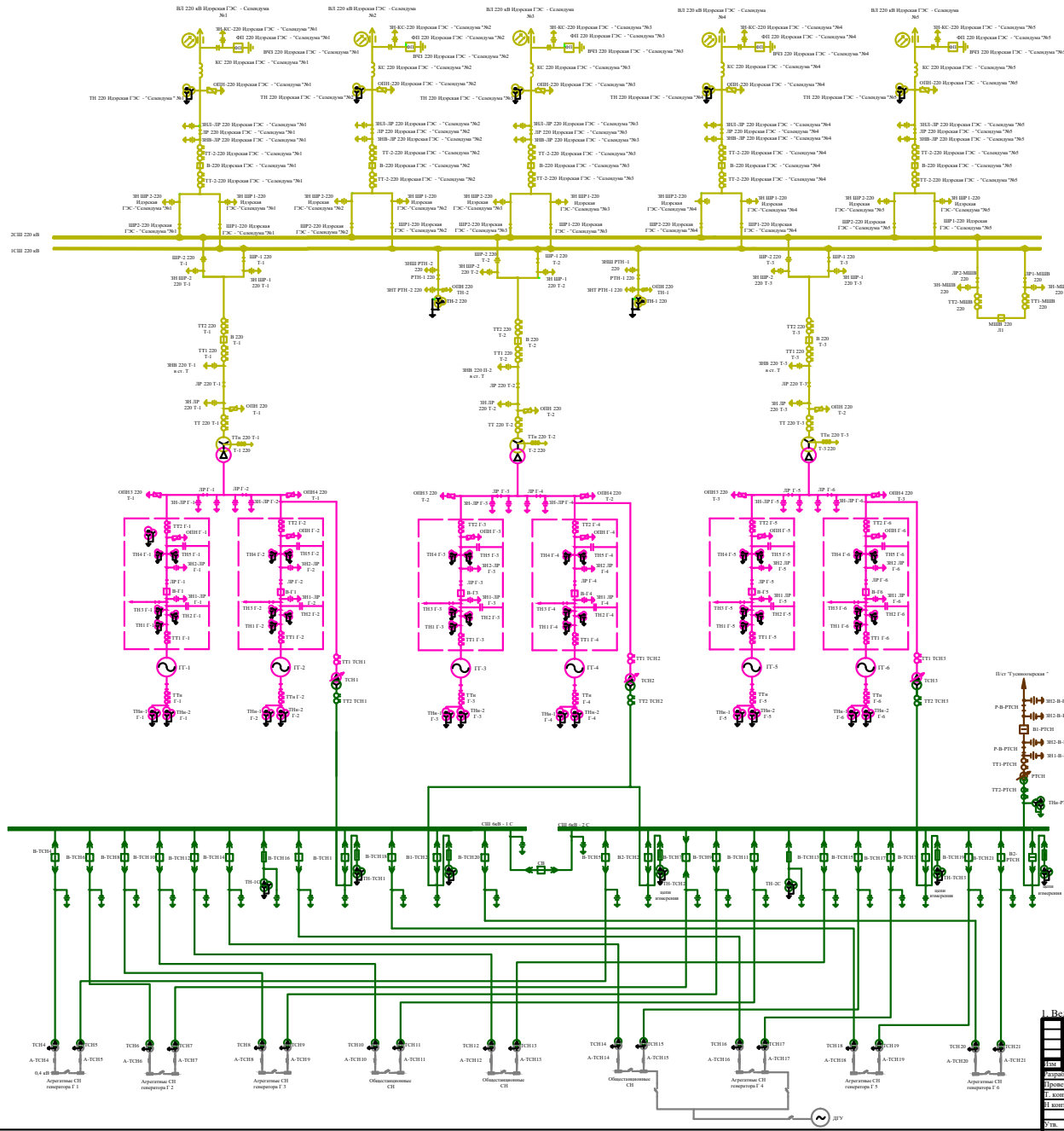
Установленная мощность 580,0 МВт. Гарантированная мощность 531,0 МВт.

Среднемноголетняя выработка 3,19 млрд кВт\*ч. Отметка НПУ 561,0 м. Отметка УМО 546,7 м.

Полезный объем водохранилища 10,65 куб. км.



# Главная схема электрических соединений Идэрской ГЭС

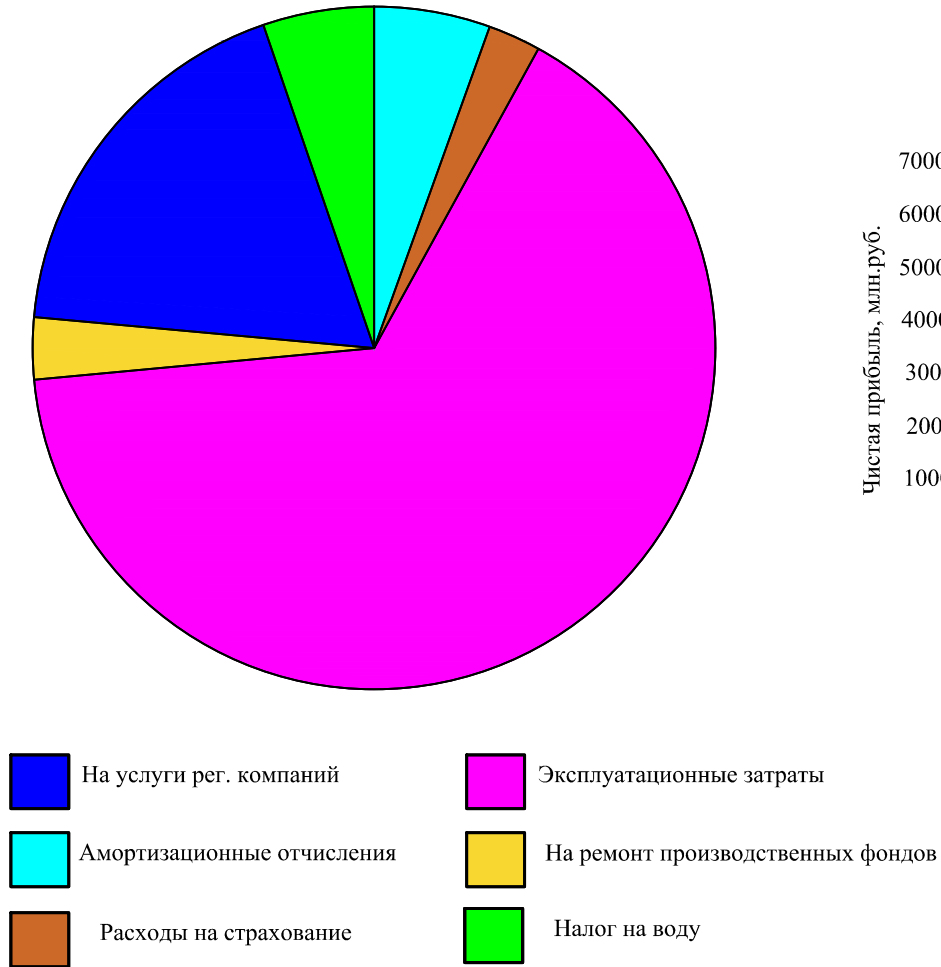


1. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02 - 1207099 - ГП				
<b>ВКР - 13.03.02 - 1207099 - РР</b>				
Сайно-Шушенский филиал Сибирского Федерального университета				
Проектирование Идэрской ГЭС на реке Селенга				
Испол.	Дубровин	Провер.	Дубровин	Инженер
Р. контр.	Будерин	П. контр.	Сувалова	5
Увл.	Гатауров	Главная электрическая схема		5
				ИТЭС ГЭ 13-02Б, 2017
Формат А1				

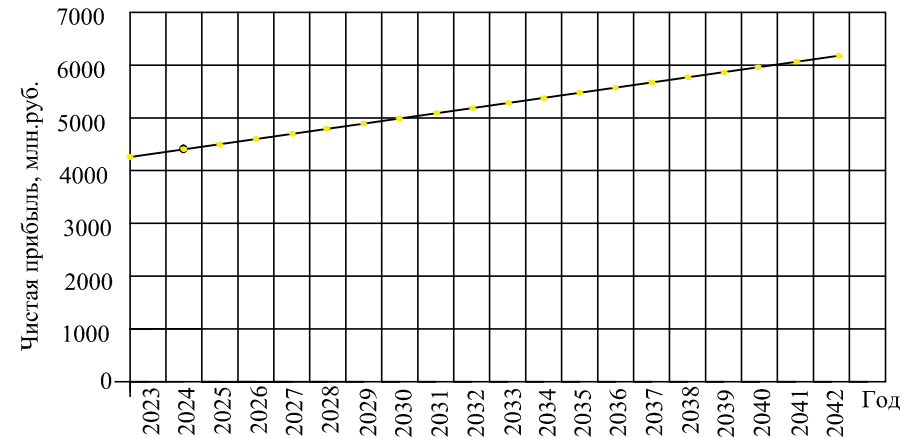
Лист № 01  
 Всего листов 02  
 Дата: 13.03.2017  
 Проект: Идэрская ГЭС

# Основные технико-экономические показатели строительства Идэрской гидроэлектростанции на р.Селенга

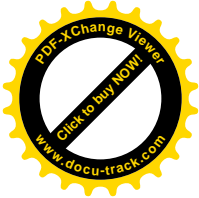
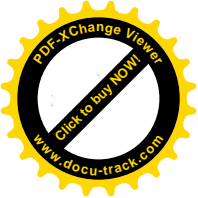
Структура текущих затрат по гидроузлу за 2024 г.



Динамика выручки от реализации  
электроэнергии

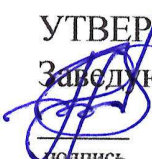


Год начала реализации проекта	2017
Период окупаемости - РВ, лет	6 лет, 2 месяца
Удельные капиталовложения, руб/кВт	93485,0
Ставка дисконтирования	11,6
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт*ч	0,09
Индекс прибыльности - PI,	1,94
Чистый приведенный доход - NPV, млрд. руб	18294,00



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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
В.И. Татарников  
подпись

« 20 » 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**


13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИДЭРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СЕЛЕНГА.  
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕЖИМОВ  
ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА  
ПРИМЕРЕ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЭС**

Руководитель   
подпись, дата

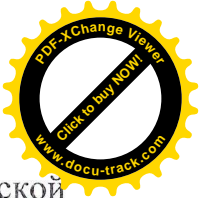
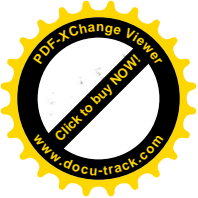
Заместитель главного  
инженера по эксплуатации  
Филиала ПАО «РусГидро»  
— «Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С. Непорожного»  
должность

В.В. Луференко  
инициалы, фамилия

Выпускник   
подпись, дата

А.А. Сеницин  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Идэрской ГЭС на реке Селенга. Энергосбережение, энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования на примере действующей ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зидд 15.06.17

подпись, дата

Б.В. Замеева

инициалы, фамилия

Гидротурбинное,  
гидромеханическое и  
вспомогательное оборудование

Алиев 19.06.17

подпись, дата

А.В. Чошкитова

инициалы, фамилия

Электрическая часть

Алиев 19.06.17

подпись, дата

В.В. Мухоморова

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Мамед 14.06.17

подпись, дата

В.В. Карамцева

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

Алиев 15.06.2017

подпись, дата

В.В. Зинев

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная  
безопасность. Охрана окружающей  
среды

Алиев 19.06.17

подпись, дата

В.В. Карамцева

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Алиев 13.06.17

подпись, дата

В.В. Лавасова

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Мамед 19.06.17

подпись, дата

А.А. Чошкитова

инициалы, фамилия