

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно–Шушенский филиал
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подписьнициалы, фамилия
«_____» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЕЧОРО-ИЛЫЧСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
ИЛЫЧ. КОНТРОЛЬ ЗА НАПРЯЖЕННЫМ СОСТОЯНИЕМ
СООРУЖЕНИЙ ПРИ ПОМОЩИ ДИСТАНЦИОННОЙ КИА.
тема

Руководитель _____
подпись, датайнициалы, фамилия

Т.С Глущенко

Выпускник _____
подпись, датайнициалы, фамилия

А.С. Негодина

Саяногорск 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Печоро-Илычской ГЭС на реке Илыч.Контроль за напряженным состоянием сооружений при помощи дистанционной КИА.»

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ПЕЧОРО-ИЛЫЧСКОЙ ГЭС**Ошибка! Закладка не определена.**

1	Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	Ошибка! Закладка не определена.
1.1	Климатические данные	Ошибка! Закладка не определена.
1.2	Гидрологические данные	Ошибка! Закладка не определена.
1.3	Инженерно-геологическая характеристика района	Ошибка! Закладка не определена.
1.4	Сейсмическая обстановка	Ошибка! Закладка не определена.
1.5	Энергоэкономическая характеристика района	Ошибка! Закладка не определена.
2	Водноэнергетические расчёты и выбор установленной мощности.....	7
2.1	Регулирование стока воды.....	7
2.1.1	Определение максимальных расчётных расходов.....	7
2.1.2	Кривые обеспеченности расходов.....	8
2.1.3	Выбор расчётного средневодного года.....	10
2.1.4	Выбор расчётного маловодного года.....	11
2.2	Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов	12
2.2.1	Расчёт режима работы без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса	12
2.2.2	Баланс энергий	14
2.2.3	Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году	15
2.2.4	Баланс мощности.....	16
2.2.5	Определение установленной мощности Печоро-Илычской ГЭС..	18
2.2.6	Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки	18
3	Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	19
3.1	Выбор числа и типа агрегатов	19
3.1.1	Построение режимного поля Печоро-Илычской ГЭС по напору и расходу	19
3.1.2	Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	20
3.2	Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы.....	25
3.3	Выбор серийного гидрогенератора.....	26
3.4	Выбор вспомогательного оборудования.....	27
4	Электрическая часть	28
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений	28
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	30

4.2.1	Выбор синхронных генераторов	30
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	30
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	32
4.2.4	Выбор трансформаторов собственных нужд	33
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	35
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	36
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	37
4.6	Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	39
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	39
4.6.2	Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	41
4.6.3	Результаты расчёта токов КЗ	42
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов.....	43
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	43
4.9	Выбор трансформаторов тока и напряжения	44
4.10	Выбор электротехнического оборудования ОРУ-220 кВ	46
5	Релейная защита и автоматика	48
5.1	Технические данные защищаемого оборудования	48
5.2	Перечень защит основного оборудования	49
5.3	Расчёт номинальных токов	50
5.4	Описание защит и расчёт их уставок	52
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG).....	52
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))	54
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	57
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	57
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок(I1)	61
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <	64
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	67
5.4.8	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	69
5.5	Таблица уставок и матрица отключений защит	70
6	Компоновка и сооружения гидроузла	73
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения	73
6.2	Определение отметки гребня плотины	73
6.3	Гидравлические расчёты.....	75

6.3.1	Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая	75
6.3.2	Определение количества и размеров донных водовыпусков	76
6.3.3	Определение ширины водосливного фронта	77
6.3.4	Определение напора на водосливе	77
6.3.5	Определение отметки гребня водослива	78
6.3.6	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае	79
6.3.7	Построение профиля водосливной грани	79
6.3.8	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	81
6.3.9	Расчет водобойной плиты и водобойного колодца	82
6.4	Конструирование плотины	85
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	85
6.4.2	Разрезка бетонных плотин швами	87
6.4.3	Быки	88
6.4.4	Устои	88
6.4.5	Определение ширины плотины по гребню	89
6.4.6	Галереи и дренаж в теле плотины	89
6.4.7	Цементационная завеса и дренаж	90
6.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	91
6.5.1	Вес сооружения	91
6.5.2	Сила гидростатического давления воды	92
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	93
6.5.4	Сила фильтрационного давления	93
6.5.5	Давление грунта	93
6.5.6	Волновое воздействие	95
6.6	Оценка прочности плотины	95
6.6.1	Определение напряжений	95
6.6.2	Критерии прочности плотины и её основания	98
6.6.3	Обоснование устойчивости плотины	99
7	Технико-экономическое обоснование	101
7.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	101
7.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	101
7.1.2	Текущие расходы по гидроузлу	102
7.1.3	Налоговые расходы	104
7.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	106
7.2.1	Анализ денежных потоков	107
7.3	Оценка инвестиционного проекта	108
7.3.1	Методология, исходные данные	108
7.3.2	Коммерческая эффективность	110
7.3.3	Бюджетная эффективность	110
7.4	Анализ чувствительности	111

8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Печоро-Ильчского ГУ. Противопожарная безопасность и охрана труда	114
8.1 Безопасность гидротехнических сооружений	114
8.2 Пожарная безопасность	114
8.3 Охрана труда	116
8.4 Охрана окружающей среды.....	117
8.4.1 Общие сведения о районе строительства	117
8.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	119
8.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	121
8.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	123
8.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	123
9 Контроль за напряженным состоянием сооружений при помощи дистанционной КИА	125
9.1 Основные определения, нормы и требования, предъявляемые к контролю за напряженным состоянием сооружений	125
9.2 Основные методики контроля за напряженным состоянием сооружений	125
9.2.1 Классический метод определения напряжений в бетоне.....	125
9.2.2 Контроль напряжений в бетоне при выходе из строя закладной КИА	131
9.3 Оценка прочности, как необходимость контроля напряженного состояния бетонной плотины.....	134
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	137
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водноэнергетические расчёты	141
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование	148
ПРИЛОЖЕНИЕ В Компоновка и сооружения гидроузла	149
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Технико-экономическое обоснование	150

Водноэнергетические расчёты и выбор установленной мощности

1.1 Регулирование стока воды

1.1.1 Определение максимальных расчётных расходов

По исходному ряду (см. табл. 1.1) выбираем средние максимальные расходы. Затем вычисляем модульные коэффициенты К:

$$K = \frac{Q}{Q_{cp}} \quad (2.1)$$

Рассчитываем коэффициент вариации C_v и коэффициент асимметрии C_s :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K - 1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{4,38}{50}} = 0,30 \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K - 1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,57}{50 \cdot 0,30^3} = 0,44 \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1 + 3C_v^2}}{\sqrt{2(n - 1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1 + 3 \cdot 0,30^2}}{\sqrt{2 \cdot 49}} \cdot 100\% = 11,35\% \quad (2.4)$$

Данная ошибка незначительная для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

$$\begin{aligned} \delta_{cs} &= \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n}} \cdot \sqrt{1 + 6C_v^2 + 5C_v^4}}{C_s} \cdot 100\% \\ &= \frac{\sqrt{\frac{6}{50}} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0,30^2 + 5 \cdot 0,30^4}}{0,44} \cdot 100\% = \\ &= 72,58\%. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Результаты расчёта максимальных расходов для основного и проверочного случаев представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

P%	Φ или φ	M _S	K _S	Q, м ³ /с
0,5	3,13	0,93	1,93	6473
3	2,12	0,63	1,63	5469

1.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчётных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

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

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\% \quad (2.6)$$

где P(m) – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении А, таблица А1. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1

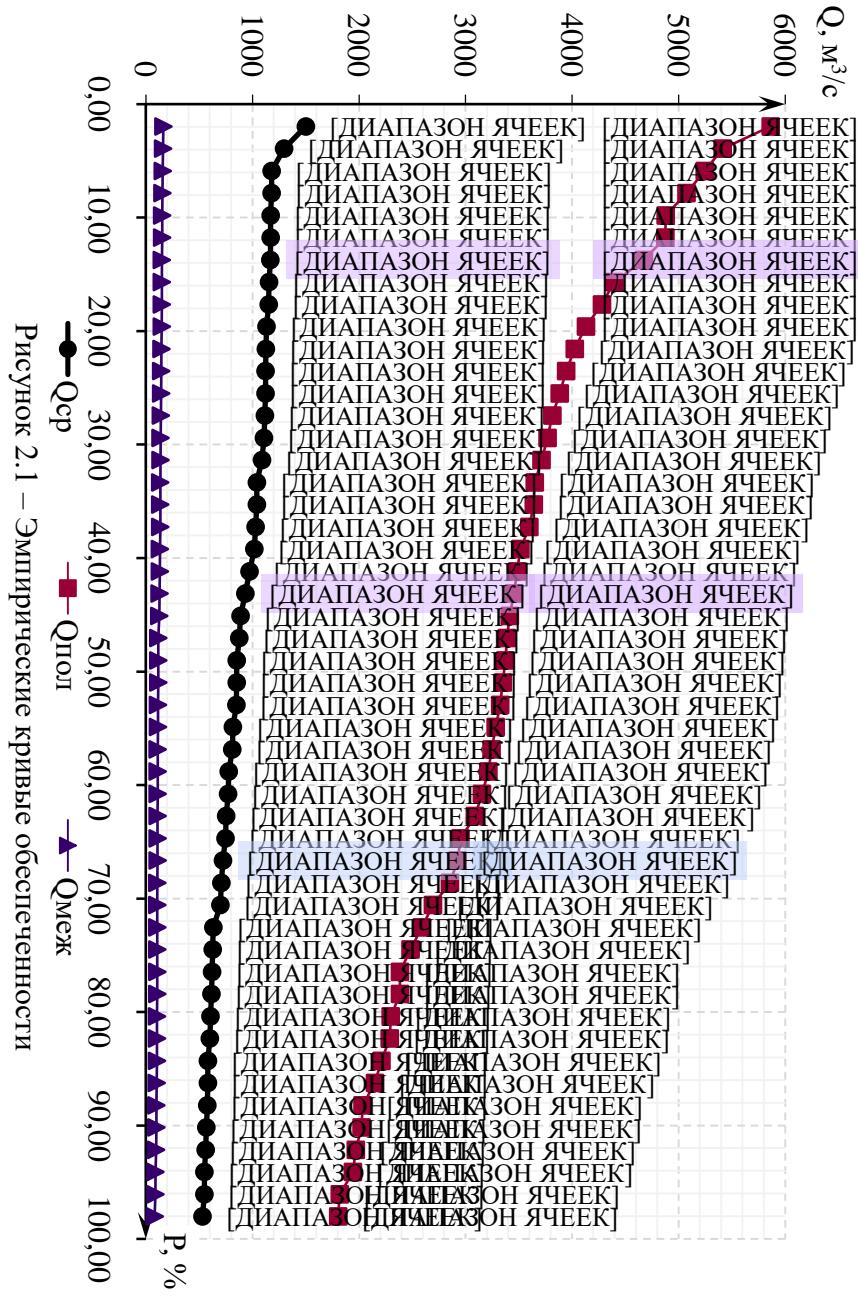


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

1.1.3 Выбор расчётного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1968 и 1953 гг. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

1968:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi_{базовое 50\%}}}{Q_{\Pi_{1968}}} = \frac{2284}{2310} = 0,99 \quad (2.7)$$

$$K_M = \frac{Q_{M_{базовое 50\%}}}{Q_{M_{1968}}} = \frac{375}{369} = 1,02 \quad (2.8)$$

1953:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi_{базовое 50\%}}}{Q_{\Pi_{1953}}} = \frac{2284}{2242} = 1,02 \quad (2.9)$$

$$K_M = \frac{Q_{M_{базовое 50\%}}}{Q_{M_{1953}}} = \frac{375}{389} = 0,96 \quad (2.10)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1968 г. Принимаем его в качестве расчётного средневодного года. Для 1968 года уточняем годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты $K_{\Pi} = 0,99$, $K_M = 1,02$, тем самым получены исправленные расходы, представленные в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетный средневодный год ($P=50\%$)

$P=50\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год.}$
$Q_{1968}, \text{м}^3/\text{с}$	151	129	105	160	2135	3325	1470	595	830	780	306	271	855
$Q_{1968(\text{прив})}, \text{м}^3/\text{с}$	153	131	107	162	2111	3288	1454	604	842	792	310	275	852

Так как полученное значение среднего значения расхода по 1968 году получилось меньше, корректируем понижающий коэффициент K_M , принимаем равным 1,011. В таблице 2.3 были получены откорректированные значения для данного года.

Таблица 2.3 – Расчетный средневодный год ($P=50\%$)

$P=50\%$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год.}$
$Q_{1968, м^3/с}$	151	129	105	160	2135	3325	1470	595	830	780	306	271	855
$Q_{1968(с кор.), м^3/с}$	154	132	108	164	2111	3288	1454	611	852	800	314	278	855

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка по приведенным коэффициентам произведена верно.

1.1.4 Выбор расчётного маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на эмпирических кривых обеспеченности соответствует 1980 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

1980:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi_{базовое 90\%}}}{Q_{\Pi_{1940}}} = \frac{1475}{1475} = 1 \quad (2.11)$$

$$K_M = \frac{Q_{M_{базовое 90\%}}}{Q_{M_{1940}}} = \frac{267}{267} = 1 \quad (2.12)$$

Поскольку оба коэффициента 1, приведение и корректировка не требуются. Уточнив окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного лет, необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года (табл. 2.4). В данном случае ни один расход в маловодном году не больше средневодного, поэтому дополнительную корректировку выполнять не нужно.

Таблица 2.4 – Сравнение расходов средневодного и маловодного годов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год.}$
Q_{1968}	154	132	108	164	2111	3288	1454	611	852	800	314	278	855
Q_{1980}	130	108	93	127	1125	2025	1275	540	565	530	221	92	569
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	24	25	15	37	986	1263	179	71	287	270	93	186	286

По данным таблицы 2.4 строится расчетный гидрограф (см. рис. 2.2):

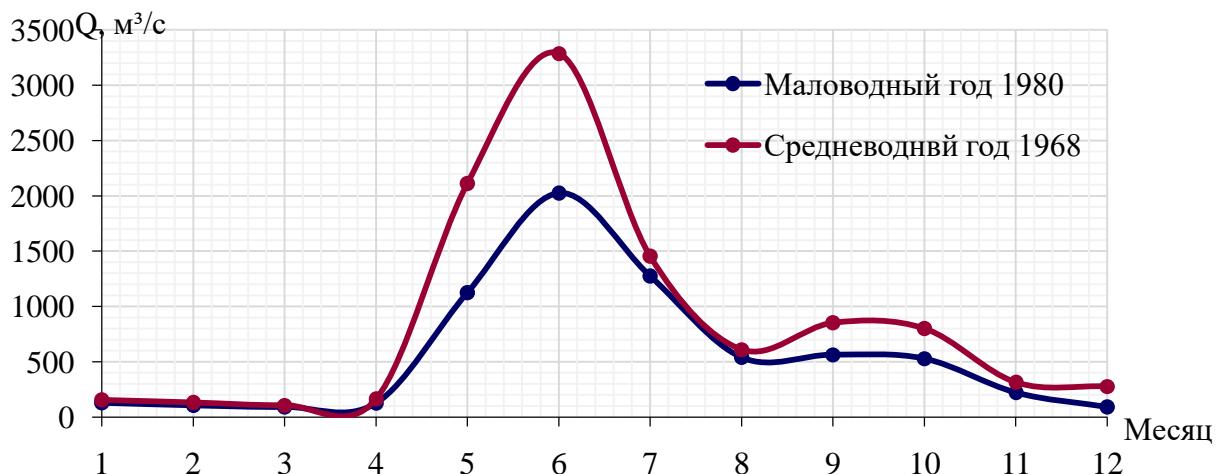


Рисунок 2.2 – Гидрографы средневодного и маловодного годов

1.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

1.2.1 Расчёт режима работы без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчетного маловодного года (1980 г.) вычисляем значения полезных расходов по формуле:

$$Q_{\text{пол}} = Q^{90\%} - Q_{\text{исп}} - Q_{\phi} - Q_{\text{лёд}} - Q_{\text{шл}} \quad (2.13)$$

где $Q^{90\%}$ – расходы маловодного года (для 90% обеспеченности), м³/с;

$Q_{\text{исп}}$ – потери на испарения (принимаются как 1% от среднемесячного расхода), м³/с;

Q_{ϕ} – потери на фильтрацию (для скальных оснований принимаются за 1% от среднегодового расхода), м³/с;

$Q_{\text{лёд}}$ – потери на льдообразование, м³/с; в месяцы, когда река не замерзает принимаем за 1% от среднегодового расхода. В месяцы, когда река замерзает, принимаем 2% от среднегодового расхода. В месяцы, когда река может промерзать, принимаем за 3% от среднегодового расхода. Полученные потери распределяем с противоположным знаком на месяцы таяния.

$Q_{\text{шл}}$ – потери на шлюзы и рыбопропускные сооружения в месяцы, где идёт рыба (принимаем за 3% от расхода в месяц), м³/с;

Если полезные расходы получились меньше 0, то следует уменьшить потери (желательно принимать целое число: 1%, 2%, 3% ...). Расчёт полезных расходов представлен в таблице 2.5.

Вычисляем значения мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{быт.ГЭС}} = k_M \cdot Q_{\text{пол}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.14)$$

где k_M – коэффициент мощности, учитывающий ускорение свободного падения $g = 9,81$ и КПД гидроагрегата η , $k_M = 8,6 \div 8,8$;

$Q_{\text{пол}}$ – полезный расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

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

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летнему и зимнему полиномам 6 степени, используя полезные расходы м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях (принимаются за 1% от полного напора), $\Delta h = 0,3$ м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_M \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.15)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

При расчёте отметок нижнего $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{ВХК}}(t))$ бьефа используем значение расходов по требованиям ВХК.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.5:

Таблица 2.5 – Расчёт режима работы ГЭС по ВХК и бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт90\%}, \text{м}^3/\text{с}}$	130	108	93	127	1125	2025	1275	540	565	530	221	92
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	200	200	200	300	300	300	300	300	300	300	200	200
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	11	20	13	5	6	5	2	1
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	6	6	6	-12	-18	0	0	0	0	0	6	6
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
$Q_{\text{шлюз}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	28	28	0	0	0	0	0
$\Sigma Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	13	12	12	-5	-1	54	47	11	11	11	14	12
$Q_{\text{пол.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	117	95	81	132	1126	1971	1228	529	554	519	207	79
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$								162				
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	133,6	133,3	133,1	133,8	140,3	141,7	140,6	137,6	137,8	137,6	134,7	133,1
$H, \text{м}$	27	28	28	27	12	2	10	20	19	20	25	28
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	28	23	20	31	114	35	107	91	93	90	44	20
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	46	46	47	66	43	21	39	57	56	57	45	47
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	-18	-23	-27	-35	72	14	68	34	37	33	-1	-27

1.2.2 Баланс энергий

Исходя из данных таблицы 2.5 можно определить, что 11 месяц – это месяц начала сработки водохранилища.

Для построения графика баланса энергий рассчитаем мощности существующих в энергосистеме ГЭС (см. табл. 2.6)

Таблица 2.6 – Данные для построения баланса энергий

Nср.систем, МВт	1128	1087	1016	933	861	820	820	861	932	1015	1087	1128
Nср. Мес., МВт	116	112	107	97	87	78	78	87	97	107	112	116
$N_{быт}$, МВт	28	23	20	31	114	35	107	91	93	90	44	20
$N_{вхк}$, МВт	46	46	47	66	43	21	39	57	56	57	45	47
$N_{быт} - N_{вхк}$, МВт	-18	-23	-27	-35	72	14	68	34	37	33	-1	-27

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

По данным таблицы 2.6 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.3, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

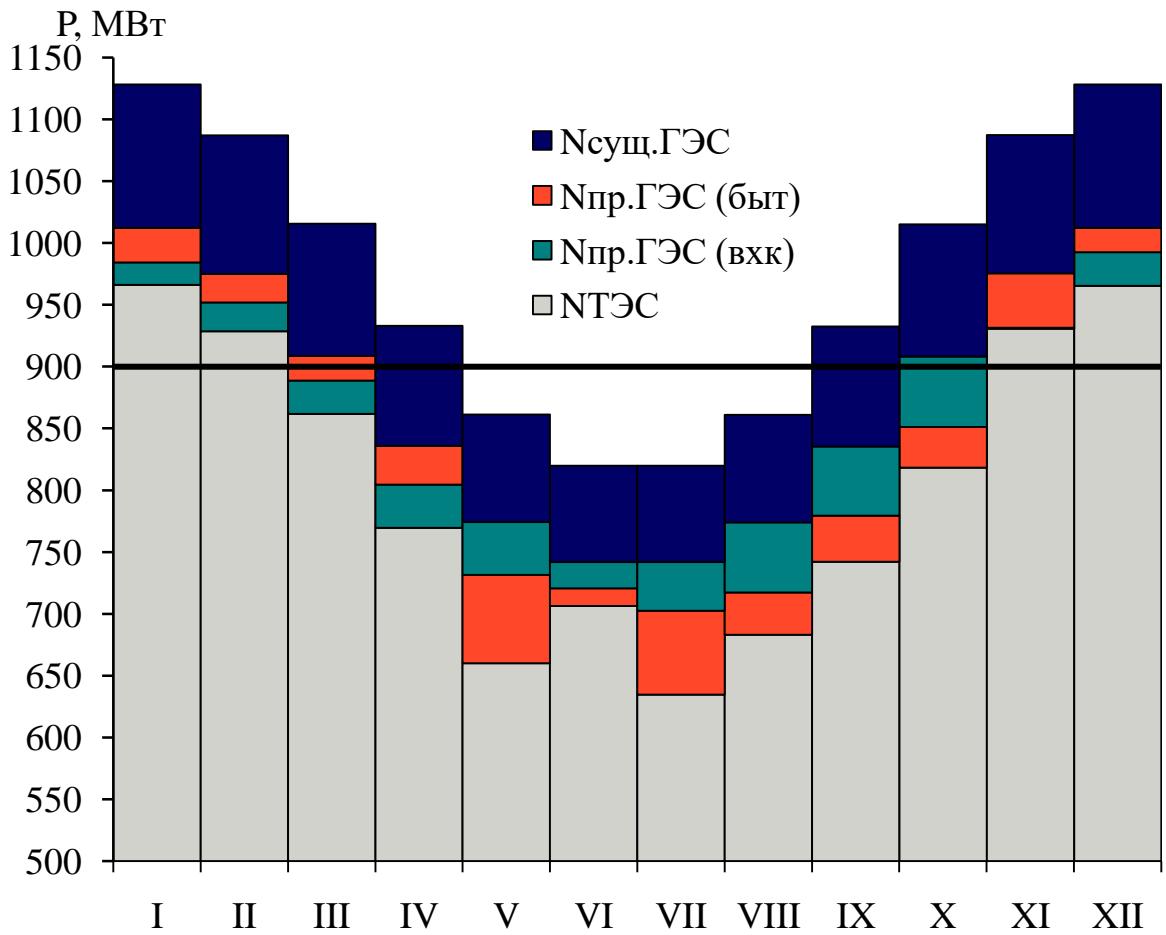


Рисунок 2.3 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС с учётом перераспределения бытовых мощностей

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (Ноябрь), в котором разница $N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}}$ будет отрицательной. Из рисунка 2.3 видно, что под регулирование попали 4 месяца, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

1.2.3 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

Начало сработки водохранилища – XI месяц.

В начальной итерации не получилось достичь поставленной цели. Это связано с приблизительным взятием значений гарантированной мощности. После их корректировки удалось добиться равенства отметок. Окончательный вариант сработки и наполнения водохранилища приведён в приложении А таблица А2.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{\text{гар}} = 190 \text{ МВт};$
- уровень мёртвого объёма – УМО = 157,51 м;
- полезный объем – $V_{\text{полезн}} = 10,67 \text{ км}^3.$

Гарантированная мощность каждого месяца представлена в таблице 2.7

Таблица 2.7 – Гарантированная мощность проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}$, МВт	190	153	87	BХК	BХК	BХК	BХК	BХК	BХК	87	153	190

1.2.4 Баланс мощности

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 % от P_t^{\max} , аварийный резерв составляет 8 % от P_t^{\max} .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.8.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\max}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{115}{6} = 19 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.16)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\max}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{271}{6} = 45 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.17)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\max}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{832}{6} = 139 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.18)$$

Таблица 2.8 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

месяц	ЭС	Сущ. ГЭС	Проект. ГЭС	ТЭС
-------	----	----------	-------------	-----

	P _{Макс} , МВт	N _{Н.р.} , МВт	N _{раб} , МВт	N _{Н.р.} , МВт	N _{рем} , МВт	N _{раб} , МВт	N _{Н.р.} , МВт	N _{рем.} , МВт	N _{раб} , МВт	N _{а.р.} , МВт	N _{рем} , МВт
I	1218	24	115	7		271	17		832	67	
II	1174	23	110	8		232	16		832	67	
III	1099	22	120	10		147	12		832	67	
IV	1012	20	125	11		96	9		791	63	
V	937	19	120	10,4		97	8,4		720	57,6	11
VI	893	18	115	9,9		93	8,0		685	54,8	58
VII	893	18	115	9,8		94	8,0		684	54,7	58
VIII	936	19	123	10,0		108	8,8		705	56,4	12
IX	1011	20	140	11	19	123	9		748	60	
X	1098	22	125	10		142	12	45	832	67	
XI	1174	23	115	8		227	16		832	67	
XII	1218	24	115	7		271	17		832	67	

График баланса мощностей представлен на рисунке 2.4:

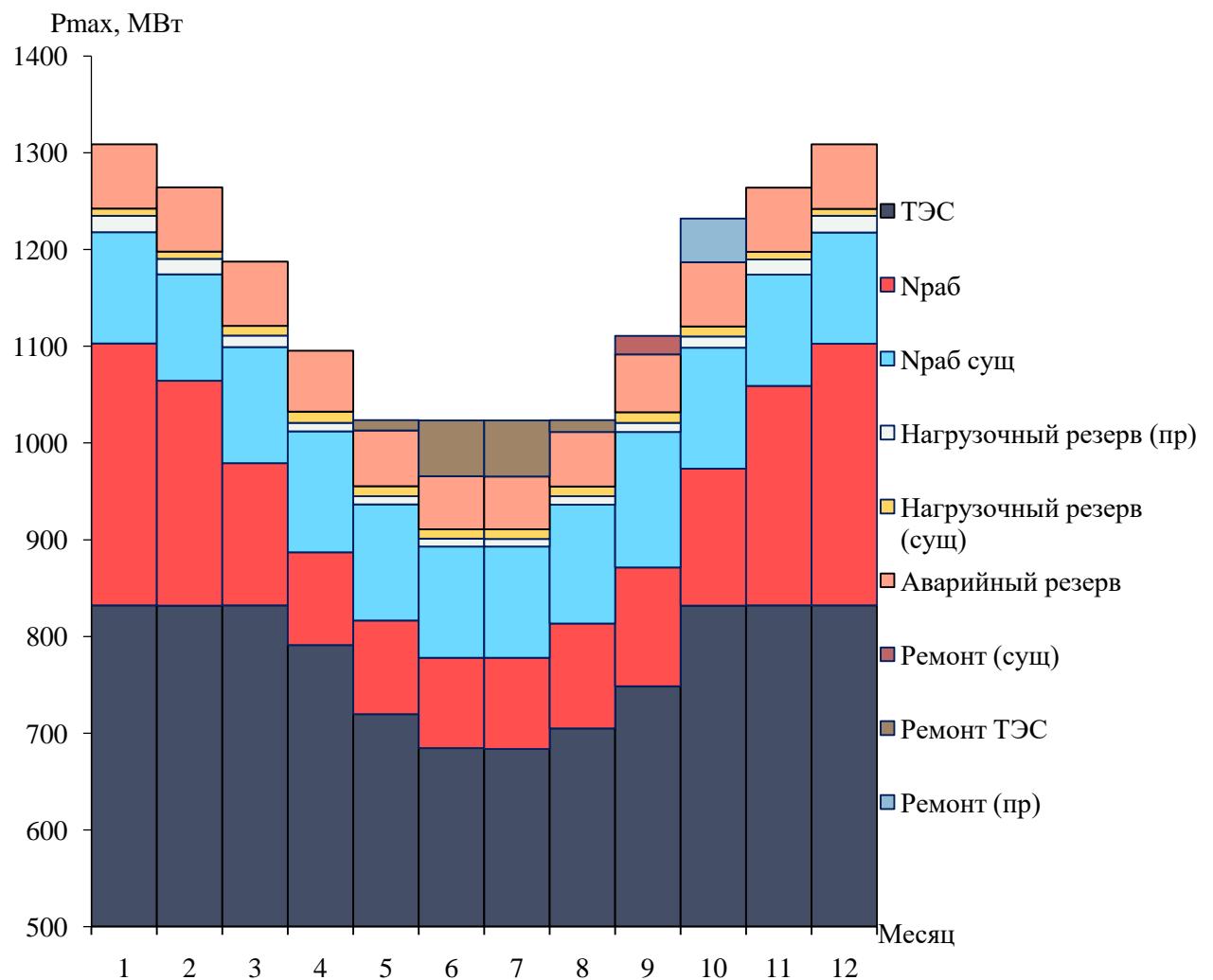


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей энергосистемы в маловодном году

1.2.5 Определение установленной мощности Печоро-Илычской ГЭС

График нагрузки совмещенного с ИКН для определения $N_{\text{раб}}^{\text{выт}}$ представлен в приложении А рисунок А1. Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}} = N_{\text{раб}}^{\text{выт}} + N_{\text{рез}} = 271 + 17 = 288 \text{ МВт} \quad (2.19)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{выт}}$ – это максимальная рабочая мощность;

$N_{\text{рез}}$ – резервная мощность ГЭС.

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{рем}} + N_{\text{авар}} + N_{\text{нагр}} = 0 + 0 + 17 = 17 \text{ МВт} \quad (2.20)$$

где $N_{\text{рем}}$ – ремонтный резерв;

$N_{\text{авар}}$ – аварийный резерв;

$N_{\text{нагр}}$ – нагрузочный резерв.

1.2.6 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году, определение среднемноголетней выработки

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Рассмотрим два режима наполнения водохранилища: по отметкам и по мощностям в период наполнения в маловодном году – результаты которых представлены в таблицах А3 и А4 приложения А соответственно.

Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по мощностям в период сработки и наполнения в маловодном году ($\mathcal{E} = 1276$ млн. кВт·ч)

По данным расчетам построим графики сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном годах по мощностям (см. рис. 2.5)

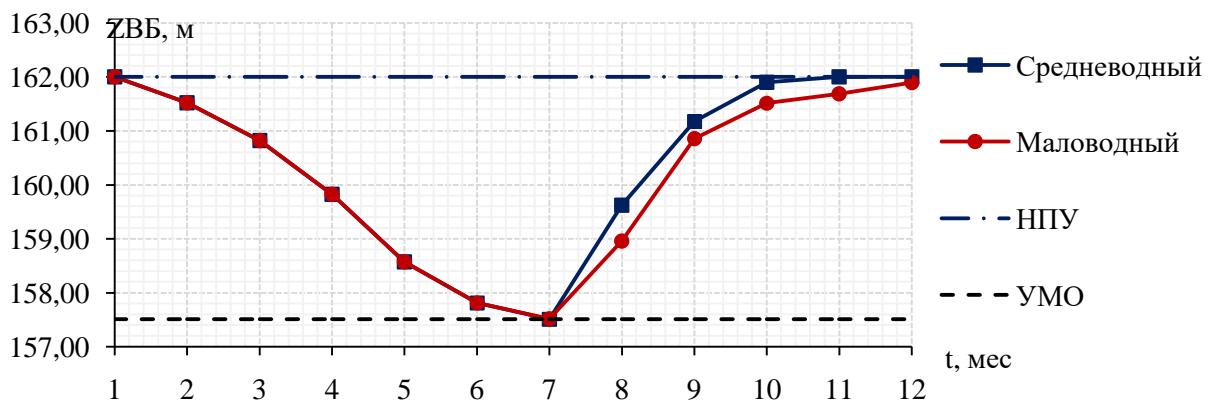


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища в условиях малой и средней водности.

2 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

2.1 Выбор числа и типа агрегатов

2.1.1 Построение режимного поля Печоро-Илычской ГЭС по напору и расходу

Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 3.1.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [2].

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}$, м ³ /с	$Z_{НБ}^{лето}$, м	$Z_{НБ}^{зима}$, м	$H_{НПУ}$, м	$H_{УМО}$, м	$H_{расч}$, м	H , м	Q , м ³ /с	H , м	Q , м ³ /с
0	131,95	131,95	30	25	28	20,1	1628	18,3	1788
50	132,69	132,87	29	24	27	19,5	1678	17,7	1759
100	133,38	133,71	28	24	26	18,9	1732	17,1	1729
150	134,02	134,47	27	23	26	18,3	1788	16,5	1698
200	134,62	135,17	27	22	25	17,7	1849	15,9	1667
250	135,17	135,81	26	22	25	17,1	1914	15,7	1656

300	135,69	136,40	26	21	24	16,5	1983	15,3	1635
-----	--------	--------	----	----	----	------	------	------	------

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 27,5$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по расходу санитарного попуска;
- расчётный напор $H_{расч} = 18,3$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{min} = 15,7$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.
- минимальный и максимальный расходы равны 150 и 1788 м³/с соответственно.

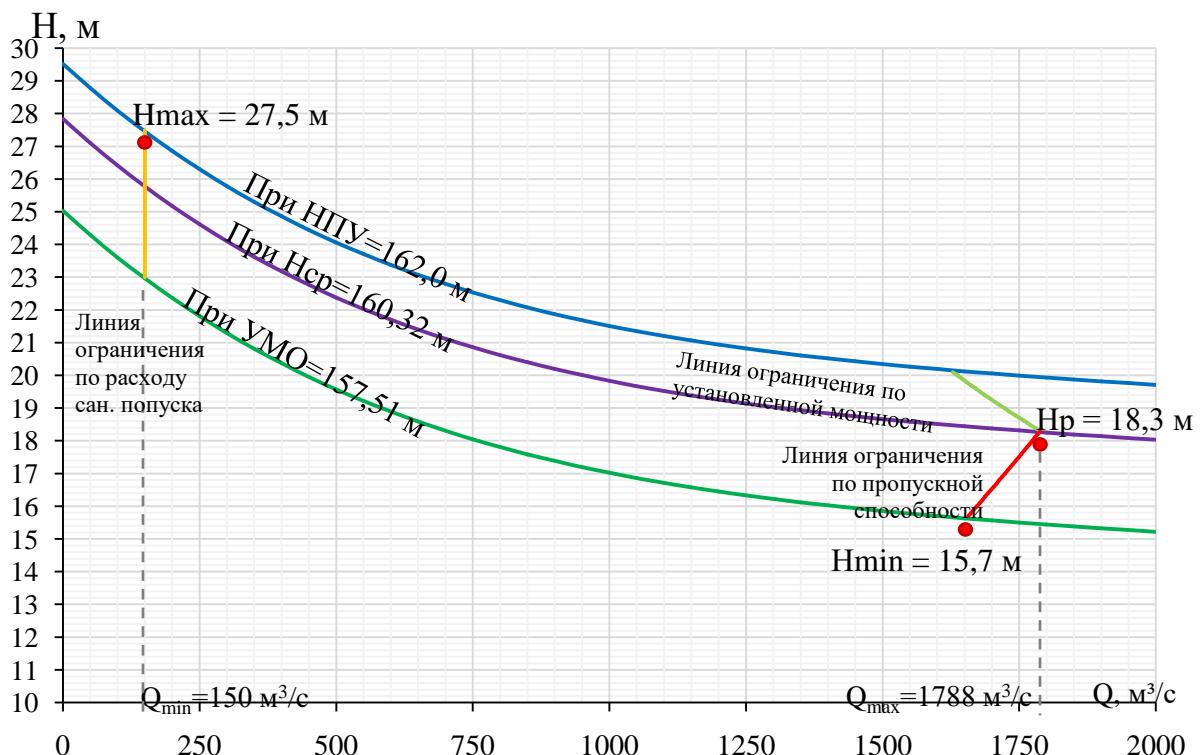


Рисунок 3.1 – Режимное поле

2.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{пред}$, при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{пред}$,

при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотно-лопастная ПЛ30а-В
- поворотно-лопастная ПЛ30б-В.

Необходимо проверить отношение $H_{min} / H_{пред}$ (см. 3.1). Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{15,7}{30} = 0,52 \quad (3.1)$$

Допустимое отношение для ПЛ30а-В и ПЛ30б-В $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,5$.

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяет условию. Параметры моделей выбранных гидротурбин занесены в табл. 3.2

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин.

Параметр		ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	$H_{пред}$, м	30	30
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{Iopt} , об/мин	126	130
Оптимальный приведенный расход	Q'_{Iopt} , л/с	890	1270
Оптимальный КПД модели	$\eta_m opt$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	$Q_{I max}$, л/с	1950	1900
Приведенный диаметр рабочего колеса (РК)	D'_1 , м	0,460	0,46
Напор модельной турбины	H_{mod} , м	4	8
Температура воды при испытании	t_{mod} , °C	5	21

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2. Задаемся рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры (3.2-3.11):

- мощность агрегата в расчетной точке

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_t \cdot \eta_r \quad (3.2)$$

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

η_t – КПД натурной турбины;

η_g – КПД генератора.

– КПД натурной турбины

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_h}{\nu_{\text{мод}}}} \right) \quad (3.3)$$

где η_M - КПД модельной турбины;

$D_{1\text{мод}}$ – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;

ν_h , $\nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натурных и модельных условий;

ε – коэффициент, выражющий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon = 0,75$).

– количество агрегатов

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} \quad (3.4)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 288000$ кВт)

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Рассчитанное значение $Z'_{\text{агр}}$ округляется в большую сторону (Z_a)

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} \quad (3.5)$$

– поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_h}{\eta_M} \quad (3.6)$$

– частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{Ip} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} \quad (3.7)$$

где n'_{Ip} - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

- приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_{cinhx} D_1}{(\Delta' \cdot H_{min})^{0.5}} \quad (3.8)$$

$$n'_{I_{расч}} = \frac{n_{cinhx} D_1}{(\Delta' \cdot H_p)^{0.5}} \quad (3.9)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_{cinhx} D_1}{(\Delta' \cdot H_{max})^{0.5}} \quad (3.10)$$

- произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_{Ip} \cdot \eta_r = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{gr\,cp}} \quad (3.11)$$

- произведение для ограничения по генератору

$$Q'_I \cdot \eta_r = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_{gr\,cp}} \quad (3.12)$$

- приведенные расходы

$$Q'_{I_{max}} = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta'}} \quad (3.13)$$

$$Q'_{I_{min}} = \frac{Q_{min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta'}} \quad (3.14)$$

- высота отсасывания

$$H_s = B - \frac{Z_{h6}(Q_{h6})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.pl}, \quad (3.15)$$

где B – барометрическое давление (10,33 м вод.ст);

ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{h6}(Q_{h6})$ – (рисунок 1.2);

$\Delta Z_{x.pl}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для турбин ПЛ30-В $\Delta Z_{x.pl}=0$

Все расчёты сведены в таблицу 3.3. Предварительно были убраны варианты с Z_{agr} более 7 шт. и варианты, расчетные точки которых, невозможно отобразить на ГУХ.

Таблица 3.3 – Параметры ГА для ряда стандартных значений диаметра РК

Параметр	ПЛ30а-В				ПЛ30б-В			
	D1, м	6,30	7,10	7,50	8,00	6,30	7,10	7,50
КПД т	0,929	0,930	0,930	0,931	0,927	0,928	0,928	0,929
N'агр, кВт	47841	60828	67909	77309	48934	62151	69351	78906
z'a, шт	6,02	4,73	4,24	3,73	5,89	4,63	4,15	3,65
z a, шт	6,00	5,00	4,00	4,00	6,00	5,00	4,00	4,00
Nагр, МВт	48,0	57,6	72,0	72,0	48,0	57,6	72,0	72,0
Δl	1,047	1,048	1,048	1,049	1,043	1,044	1,044	1,045
nc', об/мин	87,53	77,71	73,58	69,01	90,13	80,02	75,77	71,06
nсинх, об/мин	88,20	78,90	75,00	71,40	90,90	83,30	78,90	71,40
nГ'Нmin	137,07	138,11	138,65	140,75	141,55	146,10	146,14	141,02
nГ'Нр	126,96	127,93	128,42	130,37	131,11	135,32	135,36	130,62
nГ'Нmax	103,57	104,36	104,76	106,35	106,95	110,39	110,42	106,56

Окончание таблицы 3.3

Параметр	ПЛ30а-В				ПЛ30б-В			
	QГ*КПД Нр	1,47	1,39	1,55	1,36	1,64	1,55	1,74
QГ*КПД Нmax	0,89	0,84	0,94	0,83	0,89	0,84	0,94	0,83
QГ'огр Нmax	0,70	0,55	0,50	0,44	0,71	0,56	0,50	0,44
QГ'огр Нmin	0,93	0,73	0,66	0,58	0,93	0,74	0,66	0,58
Hs(Hmin), м	-1,78	-0,49	-3,03	-0,44	-4,21	-0,68	-5,78	-0,44
Hs(Hp), м	-3,55	-2,08	-5,29	-1,90	-7,21	-3,55	-9,04	-3,18
Hs(Hmax), м	1,48	-1,14	-1,96	-0,73	1,53	2,44	1,45	2,30

Необходимо сопоставить различные турбины и выбрать оптимальный вариант. При сравнении турбин стоит учитывать:

- диаметр рабочего колеса;

- высоту отсасывания;
- значение КПД;
- расположение рабочей зоны на УХ;
- наличие каталожного гидрогенератора при заданной синхронной частоте вращения гидротурбины,

при этом мощность генератора активная не должна превышать мощность гидроагрегата более чем на 10%.

Гидротурбина ПЛ30а-В-800, является наиболее целесообразной для эксплуатации так как она отвечает всем требованиям.

Исходя из основных критериев сравнения, данная турбина имеет допустимую зону работы на УХ при изменении режимов работы, рабочая точка находится ближе к точке оптимума, в сравнении с другими вариантами, и как следствие турбина обладает наибольшим КПД = 93,1% и единичной мощностью агрегата $N_{\text{агр}}=72 \text{ МВт}$, а высота отсасывания данной турбины является наиболее экономически выгодной $H_s(H_p) = -1,90 \text{ м}$.

Зона работы для ПЛ30а-В-800 представлена в приложении Б рисунок Б.1.

2.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы

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

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_S, \quad (3.16)$$

где $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания (рисунок 1.2).

Расчетное значение высоты отсасывания H_S определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показал, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- для максимального напора H_{max} и номинальной мощности;
- для расчетного напора H_p и номинальной мощности;
- для минимального напора H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания для турбины ПЛ30а-В-800 посчитанная по формуле 2.13:

При H_{max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{135,816}{900} - 0,33 \cdot 27,5 - 1,5 + 0 = -0,726 \text{ м},$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{136,812}{900} - 0,56 \cdot 18,3 - 1,5 + 0 = -1,9 \text{ м},$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{407,07}{900} - 0,56 \cdot 15,7 - 1,5 + 0 = -0,44 \text{ м},$$

Расчет отметки установки рабочего колеса был произведен при каждой из вычисленных высот отсасывания (3.3-3.5). Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{h6}(Q(H_{min})) + H_s(H_{min}), \quad (3.17)$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{h6}(Q(H_{расч})) + H_s(H_{расч}), \quad (3.18)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{h6}(Q(H_{max})) + H_s(H_{max}), \quad (3.19)$$

Для турбины ПЛ30а-В-800:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 135,82 + (-0,73) = 135,09 \text{ м},$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 136,81 + (-1,9) = 134,91 \text{ м},$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 136,55 + (-0,44) = 136,10 \text{ м.}$$

Из рассчитанных значений выбирается то, при котором будет обеспечена бескавитационная работа во всех режимах.

По этому условию была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{PK2} = 134,91$.

2.3 Выбор серийного гидрогенератора

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчётному значению его номинальной мощности и синхронной частоты вращения. Выбираем

гидрогенератор СВ1260/147-84. Номинальные данные выбранного генератора представлены в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Параметры гидрогенератора СВ 1260/147-84

Наименование показателя	Значение показателя	
Мощность номинальная	полная	97 МВА
	активная	82,5 МВт
Номинальное напряжение		13,8 кВ
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
Частота		50 Гц
Частота вращения		71,4 об/мин
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)	1	
Номинальный ток статора	4060 А	
Ток ротора при номинальной нагрузке	1435 А	
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке	355 В	
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,8
	переходное X'_d	0,28
	сверхпереходное X''_d	0,21
Индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2	0,21	

2.4 Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме [6, рисунок 10.9, с 144] определили тип маслонапорной установки для напора 27,5 м и $D_1 = 8$ м: МНУ 16/1-40-20-3, где:

16 – объем гидроаккумулятора в м^3 ;

1 – количество гидроаккумуляторов;

1 – сосуд, рассчитанный на давление 40 kgs/cm^2 ;

40 – вместительность сливного бака в м^3 ;

3 – количество насосов.

Так как турбина поворотно-лопастная, то выбирается ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным [6], выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2И1-100-4, где:

ЭГРК-2И1 – тип панели электрооборудования;

100 – диаметр главного золотника в мм;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

3 Электрическая часть

3.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Выбор главной схемы электрических соединения является важнейшим этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависит надёжность работы электроустановок, экономичность, гибкость оперативных переключений, удобство эксплуатации, безопасность обслуживание и возможность расширения в дальнейшем.

Наиболее близко расположенной подстанцией является ПС «Ильич» 220 кВ с расстоянием 90 км до створа.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный блок и укрупненный блок (рис. 4.1, 4.2).

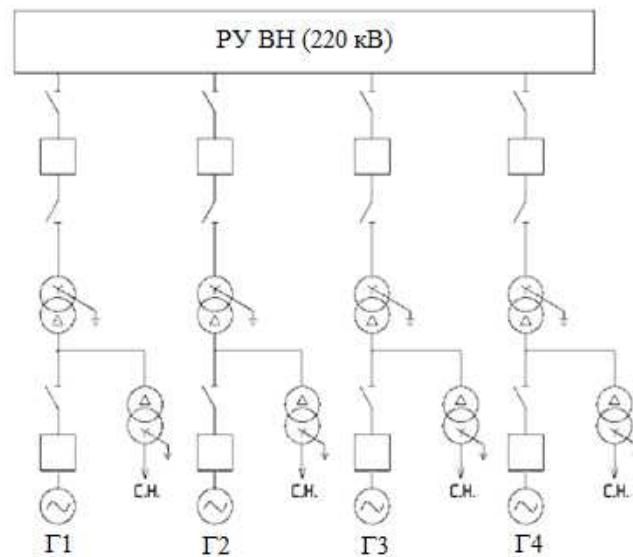


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным блоком

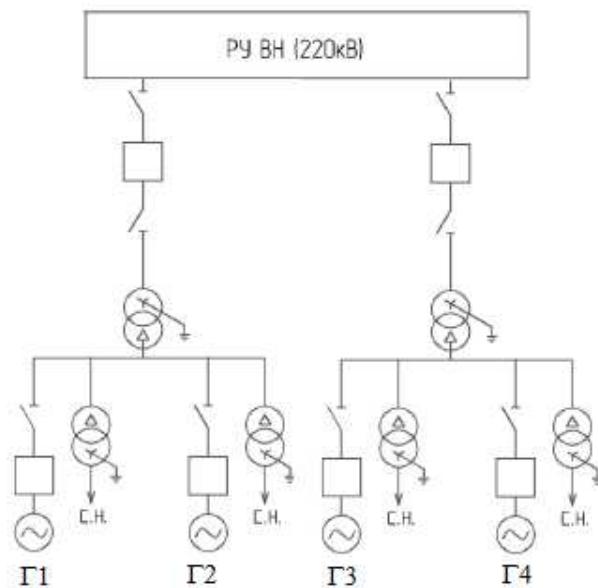


Рисунок 4.2 – Схема с укрупнённым блоком

3.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

3.2.1 Выбор синхронных генераторов

Выбор гидрогенераторов (ГГ) осуществляется по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины (см. таблицу 4.1).

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ 1260/147-84

Номинальная мощность		$U_{\text{ном}}$, кВ	$\cos \varphi$	n	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{ном}}$, МВт	$P_{\text{ном}}$, МВт				x_d''	x_d'	x_d
97	82,5	13,8	0,85	71,4	0,21	0,28	0,8

3.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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, которая составляет порядка 1% от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{82,5 - 82,5 \cdot 0,01}{0,85} = 96,09 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт;

$P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности генератора.

На данные мощность и напряжение по каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» выбирается силовой трансформатор ТДЦ-125000/220 (ООО «Тольяттинский Трансформатор»).

- Т – трехфазный;
- Д - дутье;
- Ц – циркуляция масла принудительная;
- 125000 - номинальная мощность трансформатора, кВА;
- 220 - значение высшего напряжения, кВ.

Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/220

$S_{\text{ном}}$, МВА	U , кВ		$U_{\text{КЗ}}$, %	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{ХХ}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	13,8	11	380	135	0,5

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где μ – частота ремонтов ,1 раз в год;

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

ω – параметр потока отказов блока, в нашем случае: $\omega = 0,025$ ед/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где n_{T} – число трансформаторов в блоке, $n_{\text{T}} = 1$;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

$t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течении года, ч.

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8729 = 1178,35 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T nom}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов;

$S_{\text{расч}}$ – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;

$S_{\text{T nom}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

τ – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{96,09}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 540,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\Pi} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где ΔW_{XX} – потери холостого хода, МВт · ч;

ΔW_H – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

β_1, β_2 – стоимость потерь электрической энергии XX и нагрузочных потерь соответственно:

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$I_{\Pi \text{ одиноч}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1178,35 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 540,1 = 11,93 \text{ тыс. руб/год}$$

Издержки для всей станции (3 одиночных блока):

$$I_{\Pi} = 4 \cdot I_{\Pi \text{ одиноч}} = 4 \cdot 11,93 = 47,72 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.7)$$

3.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{82,5 - 0,01 \cdot 82,5}{0,85} = 192,18 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода ОАО «Электрозвод» типа ТДЦ-200000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 200000/220

$S_{\text{ном}}$, МВА	U , кВ	$U_{\text{КЗ}}$, %	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{ХХ}}$, %
------------------------	----------	---------------------	------------------------------	------------------------------	---------------------

	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
200	242	13,8	11	660	83,9	0,088

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год} \quad (4.9)$$

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = 1 \cdot 0,0839 \cdot 8729 = 732,32 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{0,660}{1} \cdot \left(\frac{192,18}{200}\right)^2 \cdot 2405 = 1465,72 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок:

$$И_{\Pi \text{укрупн}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 732,32 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1465,72 = 17,59 \text{ тыс. руб/год}$$

Издержки для всей станции (2 укрупнённых блока):

$$И_{\Pi} = 2 \cdot И_{\Pi \text{укрупн}} = 2 \cdot 17,59 = 35,17 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.10)$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки укрупненных блоков. Ноданная схема является менее надежной, относительно схемы с одиночным блоком. Для дальнейших расчётов принимаем чисто одиночные блоки, так как данная схема является более сбалансированной с точки зрения вывода в ремонт, и работа по графику регулирования. Так же следует отметить, что более мощный трансформатор стоит значительно дороже нежели трансформаторы, используемые в схеме с одиночными блоками.

3.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

В данном случае будем руководствоваться опытом эксплуатации оборудования существующих станций, а также техническими регламентами.

Пользуясь опытом эксплуатации наиболее выгодно применять одинаковые трансформаторы собственных нужд. Так как наличие одинаковых узлов делает более дешевым обслуживание станции с точки зрения ремонтного запаса. Часть оборудования находится в резерве на складах предприятия, а отсюда следует возможность экономии на меньшем числе резервных узлов.

Пользуясь технической политикой ПАО «РусГидро», а конкретно данной выдержкой: «В сетях до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы». В дальнейшем выборе будут только одинаковые и «сухие» трансформаторы.

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

$$S_{\text{СН}}^{\text{станции}} = P_{\text{установленная}} \cdot \frac{0,01}{\cos\varphi} = 288 \cdot \frac{0,01}{0,85} = 3,38 \text{ МВт}$$

(4.11)

По полученному значению выбирается трансформатор собственных нужд. По подходящей мощности выбираются трансформаторы ТСЗ-4000/13,8/6,3 и ТСЗ – 2000/6,3/0,4,

где:

- Т-трансформатор;
- С-сухой;
- З-защищённый;
- 4000/2000 - номинальная мощность трансформатора, кВА;
- 6,3/0,4 - значение низшего напряжения, кВ;
- 13,8/6,3 - значение высшего напряжения, кВ.

Параметры трансформатора ТСЗ – 4000/13,8/6,3 и ТСЗ – 2000/6,3/0,4 представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры трансформаторов Собственных нужд

Тип тр-ра	$S_{\text{ном}}$, МВА	U , кВ		ΔP , кВт	ΔPx , кВт	ΔIx , %	ΔU_k , %
		$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
ТСЗ – 4000/13,8/6,3	4	13,8	6,3	19,5	4,6	0,5	6,5
ТСЗ – 2000/6,3/0,4	2	6,3	0,4	11,5	3,1	0,3	5

3.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = \frac{(P_{уст.ГЭС} - 0,01 \cdot P_{уст.ГЭС})}{\cos \varphi} = \frac{(288 - 0,01 \cdot 288)}{0,85} = 335,4 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.12)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ согласно [18; таблица 3.1] $P_{нат} = 135 \text{ МВт}$. Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_c = 0,85$.

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$\frac{(P_{уст.ГЭС}-0,01 \cdot P_{уст.ГЭС})}{(P_{нат} \cdot k) / \cos\varphi_c} + 1 = \frac{(288-0,01 \cdot 288)}{(135 \cdot 1,2) / 0,85} + 1 = 2,5 \approx 3, \quad (4.13)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент приведения натуральной мощности.

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_l = 3$. Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{335400}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 339 \text{ А} \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 339 = 356 \text{ А}, \quad (4.15)$$

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

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Свыше 1 кВ выбор сечения осуществляется методом экономической плотности тока $j = 1,4 \text{ А/мм}^2$

$$F_{расч} = \frac{I_{расч}}{j} = \frac{356}{1,4} = 254,12 \text{ мм}^2 \quad (4.16)$$

Согласно [18, табл. 3.15] выбираем провод АС-300/39. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{доп} = 710 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{335,4}{(3 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 440,14 \text{ А} \quad (4.17)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$, следовательно, выбранный провод АС-300/39 удовлетворяет условию нагрева.

Характеристики провода занесены в таблицу 4.5:

Таблица 4.5 – Параметры воздушной линии АС-300/39

Число проводов в фазе	R_0	X_0	B_0	$I_{\text{доп}}$
шт.	Ом/км	Ом/км	10^{-6} См/км	А
3	0,096	0,429	2,645	710

3.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{TCH}} + K_{\text{Py}} \quad (4.18)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов;

K_{TCH} – стоимость трансформатора собственных нужд;

K_{Py} – стоимость одного присоединения;

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 47\ 213\ 500 \cdot 4 + 7\ 090\ 200 \cdot 3 + 7\ 756\ 800 \cdot 7 = 215\ 137\ 514 \text{ руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 71\ 811\ 000 \cdot 2 + 7\ 090\ 200 \cdot 3 + 7\ 756\ 800 \cdot 5 = 214\ 038\ 109 \text{ руб.}$$

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

$$Z_i = E_h \cdot K_i + I_i \quad (4.19)$$

где $E_h = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = \frac{0,15 \cdot 215\ 137\ 514 + 47,72/1000}{1000} \approx 0,032 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = \frac{0,15 \cdot 214\ 038\ 109 + 47,72/1000}{1000} \approx 0,032 \text{ млрд. руб.}$$

Найдем разницу приведенных затрат между вариантами:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{0,032 - 0,032}{0,032} \cdot 100\% \approx 0\%. \quad (4.20)$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются незначительно, поэтому разницу берут приблизительно равной 0. Следовательно, варианты экономически равноценны, и для эксплуатации будет применена схема с одиночными блоками.

3.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений ОРУ–220 кВ равно 7 (1 служебное присоединение, 2 ЛЭП 220 кВ и 4 блока). При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант с двумя рабочими и обходной системами шин (схема 13н). Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.3.

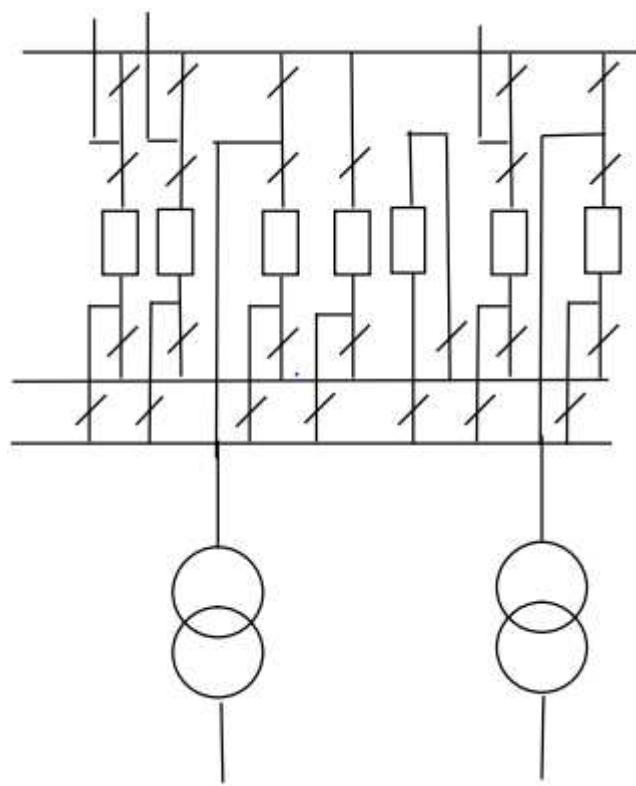


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ

3.6 Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

3.6.1 Расчёт исходных данных

Для расчета токов короткого замыкания составлена схема на рисунке 7.1.

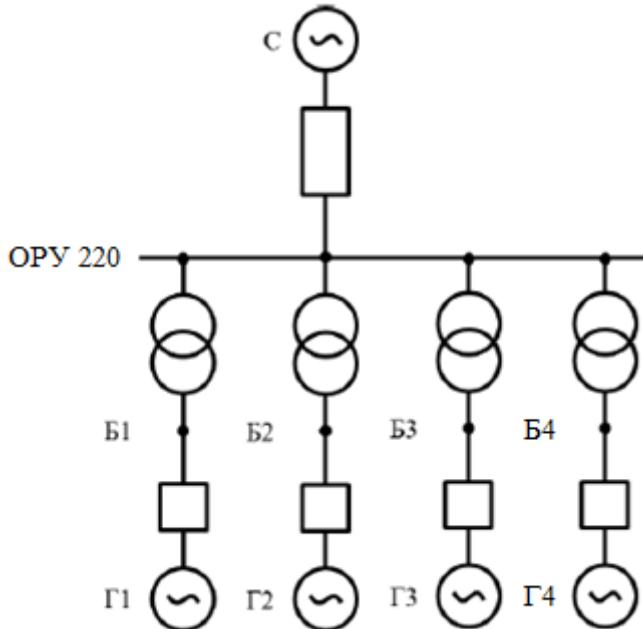


Рисунок 4.4 – Расчетная схема для расчета ТКЗ

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах.
Сопротивления синхронного генератора:

$$x_g = x_d'' \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{125} = 0,41 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность генератора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора.

$$r_g = \frac{x_g}{\omega \cdot T_{\text{аг}}} = \frac{0,41}{314 \cdot 0,045} = 0,029 \text{ Ом} \quad (4.22)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;

$T_{\text{аг}}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_t = \frac{u_{k3\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{nom}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом} \quad (4.23)$$

где $u_{k3\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;
 U_{BH} – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_t = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{nom}^2} = \frac{380 \cdot 230^2}{125^2/100} = 1,29 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

где S_{nom} – полная номинальная мощность трансформатора;

ΔP_k – потери КЗ в трансформаторе.

Сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$x_{vl} = x_{o,yd} \cdot l = 0,429 \cdot 90 = 38,61 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

где $x_{o,yd}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;

l – длина ВЛ;

n – число параллельных линий.

$$r_{vl} = r_{o,yd} \cdot l = 0,096 \cdot 90 = 8,64 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

где $r_{o,yd}$ – удельное активное сопротивление ВЛ.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{61}^2}{S_{k,z}} = \frac{230^2}{200} = 264,50 \text{ Ом} \quad (4.27)$$

где U_{61} – базисное напряжение системы;

$S_{k,z}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{264,50}{314 \cdot 0,035} = 24,07 \text{ Ом} \quad (4.28)$$

где $T_{a,C} = 0,035$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,035 с.

ЭДС генераторов:

$$E_r = E_*'' \cdot U_{62} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ} \quad (4.29)$$

где U_{62} – базисное напряжение генератора;

E_* – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.

ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{61} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ} \quad (4.30)$$

где E''_{*c} – значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.

Коэффициент трансформации:

$$K_t = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{13,8}{230} = 0,06 \quad (4.31)$$

3.6.2 Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

Ниже представлены таблицы с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора (рисунки 4.5 – 4.7).

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Блок 1		14
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г2		14
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок 2		14
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Сеть		230
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Г3		14
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Блок 3		14
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Г4		14
9	<input type="checkbox"/>			у	9	Блок 4		14
10	<input type="checkbox"/>			у	10	ОРУ		230
	<input checked="" type="checkbox"/>							

Рисунок 4.5 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Kt/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	2		Г1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	4		Г2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	6	7		Г3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	8	9		Г4 - Блок 4							
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	10		Блок 1 - ОРУ	1,29	51,54					0,060
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	10		Блок 2 - ОРУ	1,29	51,54					0,060
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	10		Блок 3 - ОРУ	1,29	51,54					0,060
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	9	10		Блок 4 - ОРУ	1,29	51,54					0,060
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	10	5		ОРУ - Сеть	8,64	38,61					
	<input checked="" type="checkbox"/>															

Рисунок 4.6 – Исходные данные по ветвям

N	Название	Y	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	Генератор 1		1	0,029	0,410	0,029	0,410	0,087	1,230	15,590
2	Генератор 2		4	0,029	0,410	0,029	0,410	0,087	1,230	15,590
3	Сеть		6	24,070	264,500	24,070	264,500	24,070	264,500	230,000
4	Генератор 3		7	0,029	0,410	0,029	0,410	0,087	1,230	15,590
5	Генератор 4		9	0,029	0,410	0,029	0,410	0,087	1,230	15,590

Рисунок 4.7 – Исходные данные по генераторам

На рисунках 4.8 и 4.9 изображены результаты расчёта токов трёхфазного КЗ на выводах генераторов и ОРУ 220 кВ соответственно.

Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
3ф	1					22,0302	-85,97

Рисунок 4.8 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
3ф	10					11,6084	-88,54

Рисунок 4.9 – Результат расчетов трехфазного токов КЗ

На рисунке 4.10 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на ОРУ 220 кВ.

Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1ф	10					5,7363	-88,51

Рисунок 4.10 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

3.6.3 Результаты расчёта токов КЗ

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.6:

Таблица 4.6 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Тип ТКЗ	I _{п.о.} , кА	K _{уд}	i _y
1ф	ОРУ 220 кВ	5,76	1,717	13,994
3ф	ОРУ 220 кВ	11,61	1,717	28,188
3ф	Выхода генераторов 13,8 кВ	22,03	1,961	61,096

$$i_y = \sqrt{2} I_{\text{п.о.}} \cdot K_{\text{уд}} \quad (4.32)$$

где K_{уд} – ударный коэффициент.

$I_{\text{OPU}}^{(1)} = 28,75 \text{ кA} > I_{\text{OPU}}^{(3)} = 19,34 \text{ кA}$, следовательно, величина тока однофазного КЗ на КРУЭ 220кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

3.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов

Проверка электрооборудования будет осуществляться следующими требованиями.

Для присоединения генератора расчетный ток утяжеленного режима будет определяться номинальной мощностью и напряжением, однако при снижении напряжения на 5%, в целях обеспечения номинальной мощности, необходимо усиливать ток ГГ на 5%.

$$I_{\text{p,max}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г,ном}} = 1,05 \cdot 4,06 = 4,261 \text{ кA} \quad (4.33)$$

Рабочий ток присоединений силового трансформатора будет равен:

$$I_{\text{p,max}} = \frac{S_{\text{Г,ном}}}{0,95 \cdot \sqrt{3} U_{\text{tp,ном}}} = \frac{97}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,231 \text{ кA} \quad (4.34)$$

Рабочий ток в линиях связи:

$$I_{\text{p,max}} = \frac{\sum S_{\text{ГЭС}}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{96,09}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,084 \text{ кA} \quad (4.35)$$

По ЛЭП ток утяжеленного режима (определяется при отключении одной из них):

$$I_{\text{p,утяж}} = \frac{\sum S_{\text{ГЭС}}}{(n - 1) \sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{96,09}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,126 \text{ кA} \quad (4.36)$$

3.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.37)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб, max}} \quad (4.38)$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.39)$$

$$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (4.40)$$

Используя каталог производителя ОАО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем генераторный комплекс КАГ-20, который состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. Каталожные данные КАГ-20 представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры генераторного комплекса

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб, max}}$	$I_{\text{раб, max}} = 4058 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 61,11 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин.}} = 230 \text{ кА}$
$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}}$	$B_{\text{к,ном}} = 298,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Генераторное распределительное устройство серии КАГ-20 состоит из элегазового генераторного выключателя ВГГ-20, разъединителя, заземлителей, встроенных трансформаторов тока и напряжения, ОПН, помещенных в общий кожух, позволяющий осуществить подключение токопровода.

Преимущества данной системы заключается в ее компактности, что приводит к снижению затрат на инфраструктуру. Высокая скорость установки и ввода в эксплуатацию.

3.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТТЭО-220. Производитель ЗАО «ПРОФТЕК». Проверка трансформатора тока ТТЭО-220 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТТЭО-220

Параметры	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 126 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ A}$
---------------------------------------	--	----------------------------------

Выбран трансформатор напряжения ТНЭО-220. Производитель ЗАО «ПРОФТЕК Параметры трансформатора напряжения ТНЭО-220 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

Согласно ПУЭ, трансформаторы защищаются ограничителями перенапряжений. Выбран ОПНп-220/680/176 фирмы ЗАО "Полимераппарат".

3.10 Выбор электротехнического оборудования ОРУ-220 кВ

Выбран элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220-50/2500 У1. Производитель ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург)-Уралэлектротяжмаш». Проверка выключателя представлена в таблице 4.10

Таблица 4.10 – Проверка выключателя ВЭБ-220-50/2500 У1

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.}max}$	$I_{\text{раб.}max} = 252 \text{ А}$	$I_{\text{раб.}max} = 3150 \text{ А}$
i_y	$i_{\text{пр.скв}} = 0,01 \text{ кА}$	$I_{\text{T.ст}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{k.расч}}$, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k.ном}} = 68,24 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k.ном}} = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Для создания видимого разрыва в цепях РУ был выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220-1000 (таблица 4.11). Также были выбраны анализатор и синхронизатор (таблица 4.12).

Таблица 4.11 – Проверка разъединителя РГ-220-1000

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.}max}$	$I_{\text{ном}} = 252 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
i_y	$i_{\text{пр.скв}} = 0,01 \text{ кА}$	$I_{\text{T.ст}} = 31,5 \text{ кA}$
$B_{\text{k.расч}}$, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k.ном}} = 68,24 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k.ном}} = 2976,75 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.12 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность ($\text{В} \cdot \text{А}$)
Анализатор сети	АПКЭ-1	0,5	0,2
Синхронизатор	AC-M	0,5	35

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C ; верхнее предельное значение температуры 55°C ; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе II по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением выше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4 Релейная защита и автоматика

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

4.1 Технические данные защищаемого оборудования

В таблицах 5.1 – 5.3 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформаторов Печоро-Илычской ГЭС.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора СВ 1260/147-84

Наименование показателя	Значение показателя	
Мощность номинальная	полная	97 МВА
	активная	82,5 МВт
Номинальное напряжение	13,8 кВ	
Коэффициент мощности $\cos \phi$	0,85	
Частота	50 Гц	
Частота вращения	71,4 об/мин	
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)	1	
Номинальный ток статора	4060 А	
Ток ротора при номинальной нагрузке	1435 А	
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке	355 В	
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,8
	переходное X'_d	0,28
	сверхпереходное X''_d	0,21
Индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2	0,21	

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-40000/220-УХЛ1

Наименование показателя	Значение показателя
мощность номинальная	125 МВА
номинальное напряжение	230/13,8 кВ
напряжение короткого замыкания	11 %
группа соединений	Ун/D -11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ТСЗ-4000/13,8

Наименование показателя	Значение показателя
мощность номинальная	4 МВА
номинальное напряжение	13,8/6 кВ

напряжение короткого замыкания	6,5 %
группа соединений	D/Ун-11

4.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» приняты к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ 1260/147-84:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от 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;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

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

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

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

4.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{82,5 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,06 \text{ кА} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{cx}} I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{TT}}} = \frac{1 \cdot 4060}{4000 / 5} = 5,07 \text{ А} \quad (5.2)$$

Для схем самовозбуждения рассчитываем мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ТВ}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{1435}{1,2255} \cdot 355 = 416 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем трансформатор возбуждения (ТВ) мощностью 420 кВА из стандартного ряда.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ном,2}} = \frac{S_{\text{ном,ТВ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{420}{\sqrt{3} \cdot 355} = 683 \text{ А} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ТВ со стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{hom,pot2}} = \frac{I_{\text{BH TB} \cdot K_{\text{cx}}}}{K_{\text{TT}}} = \frac{683 \cdot 1}{1000/5} = 3,415 \text{ A}$$

(5.5)

4.4 Описание защит и расчёт их уставок

4.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ІΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{c.3} < 0,2 \cdot I_{nom}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора: $I_{nom} = 4060$ А.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина I_{cp0} выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{HB(H)} = K_{ODH} \cdot f_i \cdot I_{nom} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{nom} = 0,05 \cdot I_{nom}, \quad (5.6)$$

где $K_{ODH} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока; $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{cp0} \geq K \cdot I_{HB(H)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{nom} = 0,1 \cdot I_{nom}, \quad (5.7)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{cp0} = 0,15 \cdot I_{nom}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{HB(KZ)} = K_{AP} \cdot f_i \cdot K_{ODH} \cdot I_{max}, \quad (5.8)$$

где $K_{AP} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей; $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока;

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

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

$$I_{\max} = \frac{E''_T}{x''_d} \cdot I_{\text{hom}}.$$

(5.9)

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{HB(K3)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,21} \cdot 4060 = 2183,7 \text{ A.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{HB(K3)} \cdot K_H}{I_T},$$

(5.10)

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;
 $I_T = I_{max} = 9699 \text{ A}$

Тогда:

$$K_T > \frac{2183,7 \cdot 2}{21836,9} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*cp}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5.$$

(5.11)

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

$$B \geq \frac{I_{*cp}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{\text{OTC}} = (2 \div 12) \cdot I_{\text{ном}}$.

Принимаем уставку: $I_{\text{OTC}} = 5 \cdot I_{\text{ном}} = 20,3$ А.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

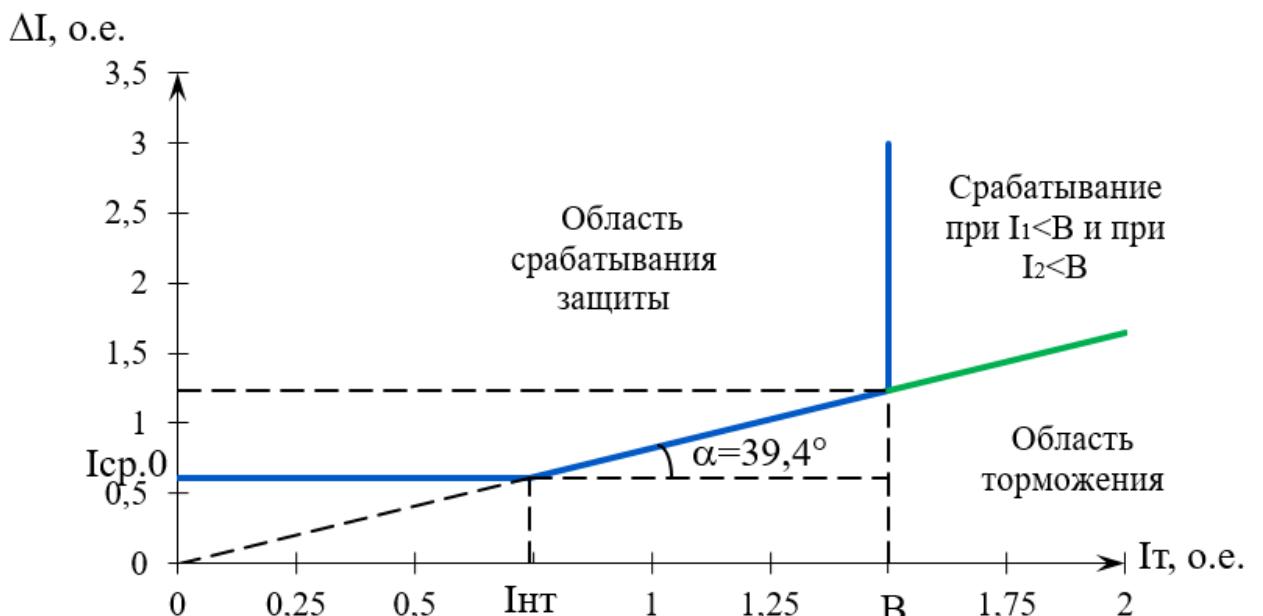


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

4.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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

индукцией силового трансформатора блока ($U_{OЭЛ.СТ.}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет $U_{OЭЛ.СТ.}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

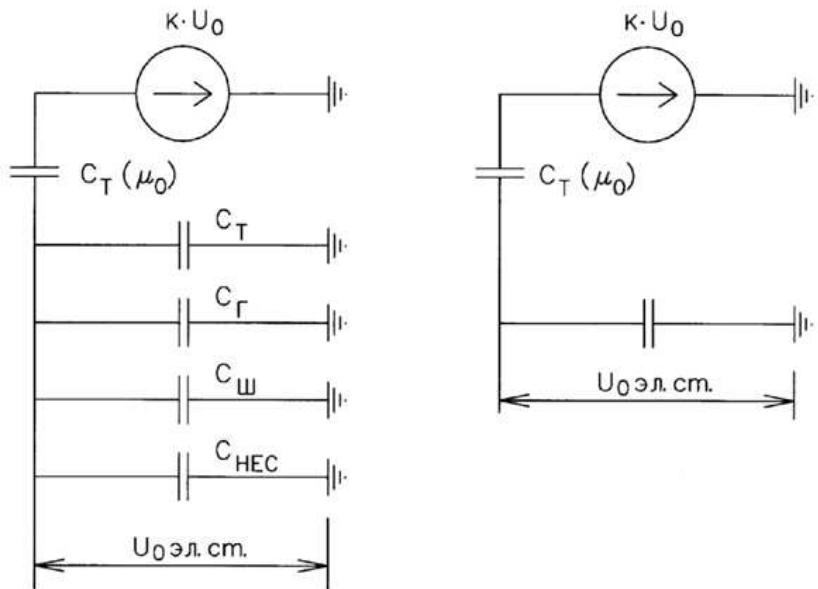


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{OЭЛ.СТ.}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,9 + 0,08 + 0,35 = 1,265 \text{ мкФ/фазу}, \quad (5.13)$$

где $C_T (\mu_0)$ — ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,012 мкФ/фазу;

C_Γ — ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,9 мкФ/фазу;

C_T — ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

$C_{Ш}$ — ёмкость шинопровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{В.Г}$ — ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ. Принимаем равной 0,35 мкФ/фазу.

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

$$U_{0_{\text{эл.ст}}} = K \cdot U_0 \frac{C(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 44260 \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 207,9 \text{ В.}$$

(5.14)

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

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

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ,}$$

(5.15)

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,49 \text{ А.}$$

(5.16)

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}}{n_{TH}},$$

(5.17)

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 207,9}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot 0,1 / 3)}$$

$$U_{CP} \geq 4,1 \text{ В.}$$

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

n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники в нейтрали и 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.18)$$

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,6 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

4.4.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

4.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)

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

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

$$I_{*2} = I_2/I_H, \quad (5.21)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.22)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита включает в себя следующие органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = (0,05 - 0,07)$;
 $I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{пуск}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 700$ с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18$$

(5.23)

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,152,$$

(5.24)

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

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}.$$

(5.25)

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{Н}}$	1	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

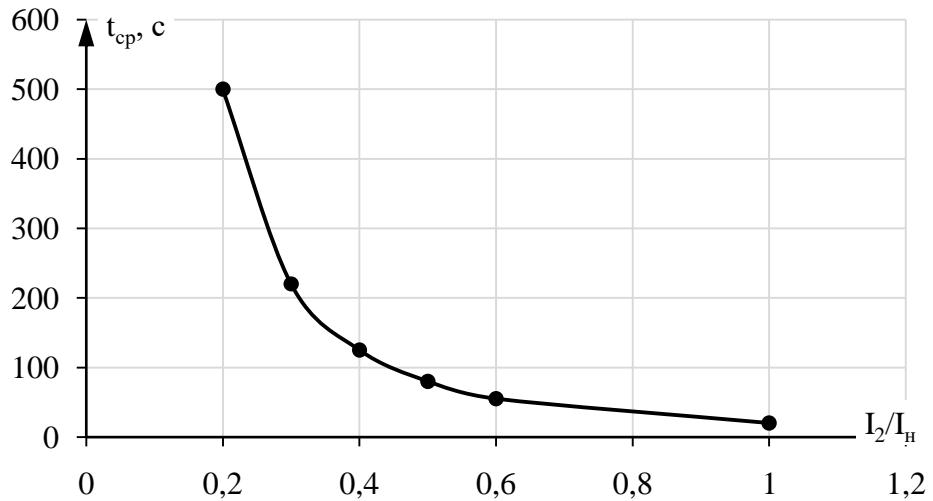


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: t мин. = 20 с, t макс. = 600 с.

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

4) Орган токовой отсечки (I_{2OTC}) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

$$I^*_{2\text{C.3.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_q} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_d''_{\text{ВН}} + X_T + X_\Gamma)}, \quad (5.27)$$

где $X^*_{\text{Л}} = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 38,61 \cdot \frac{97}{230^2} = 0,071$;

$X_d''_{\text{ВН}} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,21 \cdot \left(\frac{230}{13,8}\right)^2 = 58,33$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

X_Γ – сопротивление обратной последовательности генератора;
 $X_T = \frac{U_{\text{К%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{97}{125} = 0,085$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I^*_{2\text{C.3.}} \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (58,33 + 0,085 + 0,071)} = 0,007 \text{ о. е.} \quad (5.28)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{C.3.}} = I^*_{2\text{C.3.}} \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,007 \cdot 2 \cdot \frac{230}{13,8} = 0,22 \quad (5.29)$$

ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2\text{C.3.}} = 0,22$.

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение МШВ, 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.

4.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.30)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.31)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	500	340	250	140	80	3	1

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

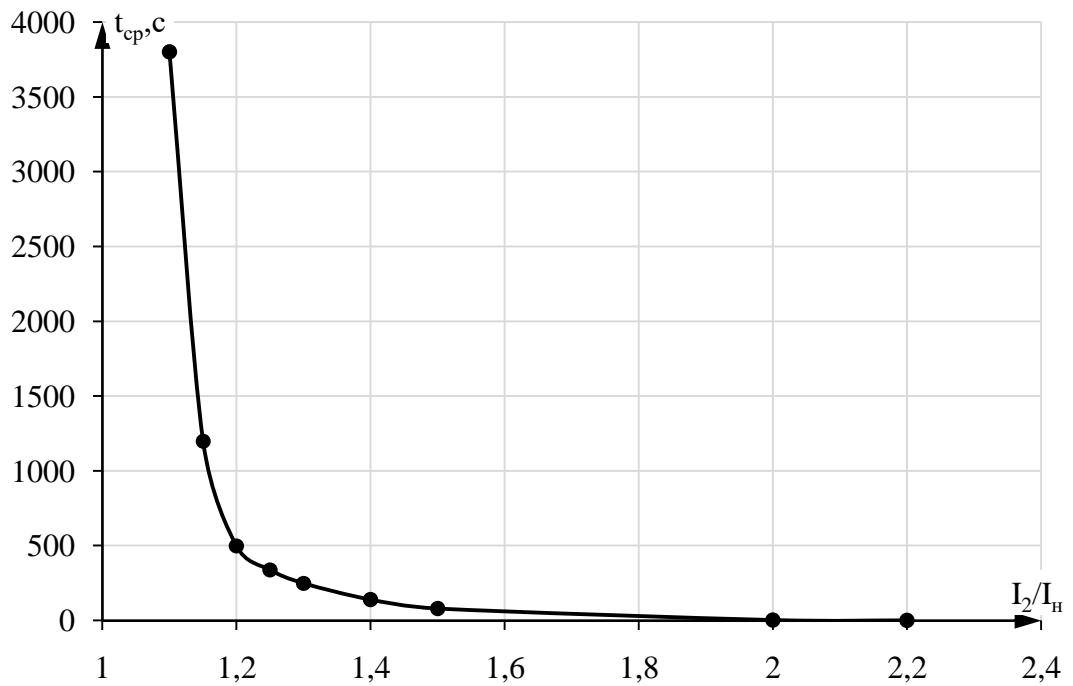


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{HOM}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{HOM}, \quad (5.32)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_\Gamma <$.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{HOM}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 100} = 91 \text{ В.} \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение МШВ, 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.

4.4.6 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:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 48,7 + \frac{0,8}{5} \cdot 38,61 = 45,1 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,115 \cdot 230^2}{125} = 48,7 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{97}{125} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{97}{230^2} \cdot 38,61 = 0,086,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,086 \cdot 1,963 = 0,168 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{97} = 1,963.$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,168 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,974 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4060} = 1,963 \text{ Ом.} \quad (5.37)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,44 - 0,95}{0,8} = 2,41, \quad (5.38)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.,} \quad (5.39)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358, \quad (5.40)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,2} = 0,317 \text{ о.е.},$$

(5.41)

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,317 \cdot \frac{13,8^2}{97} = 0,62 \text{ Ом.}$$

(5.42)

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,62 \cdot 4000 / 5}{13800 / 100} = 3,6 \text{ Ом},$$

(5.43)

Принимаем уставку $Z_{II} = 3,6 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,12 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,432 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

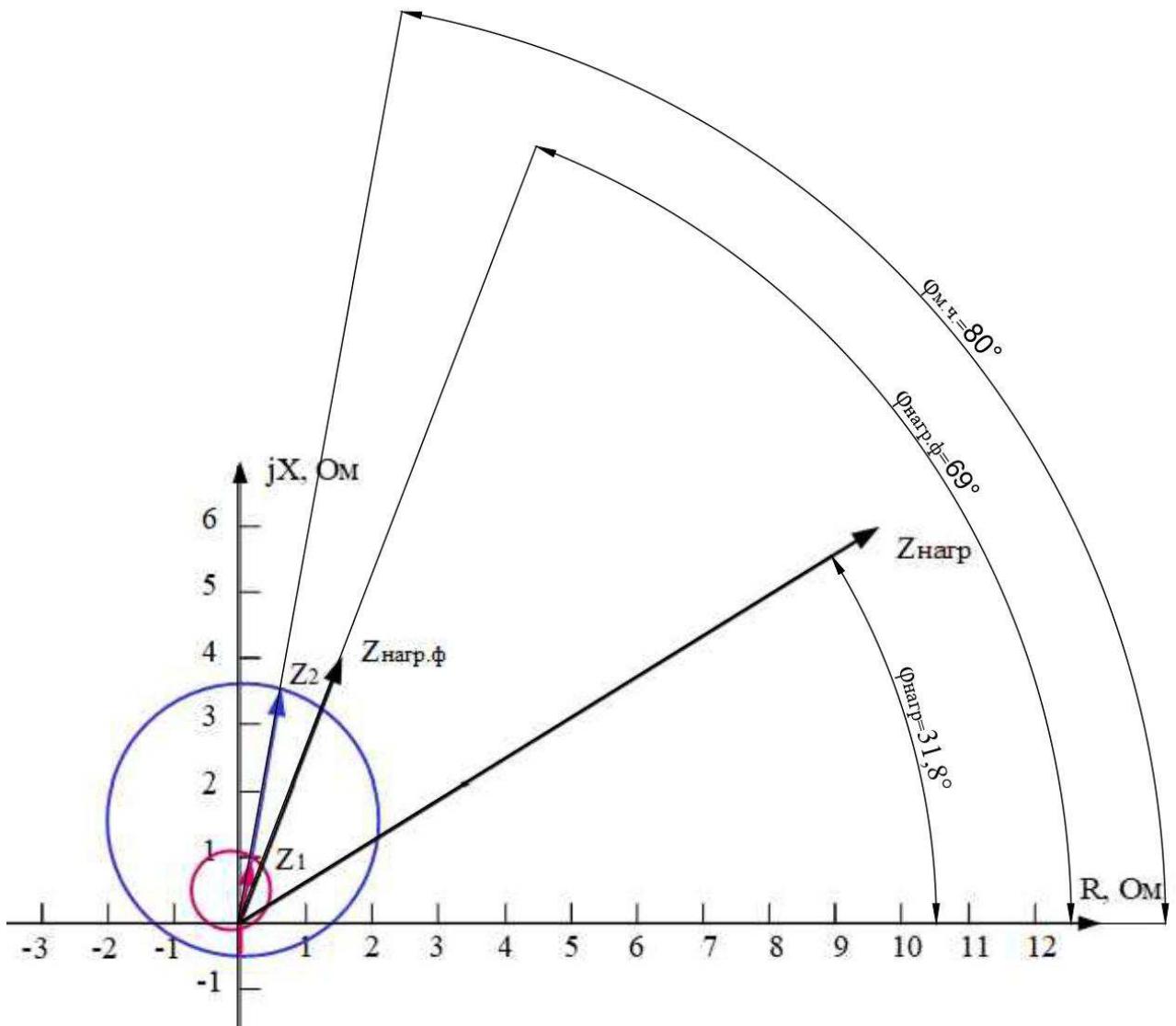


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

4.4.7 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:

$$I_P \text{ СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.44)$$

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.45)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.6), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	135	115	90	72	30	20

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

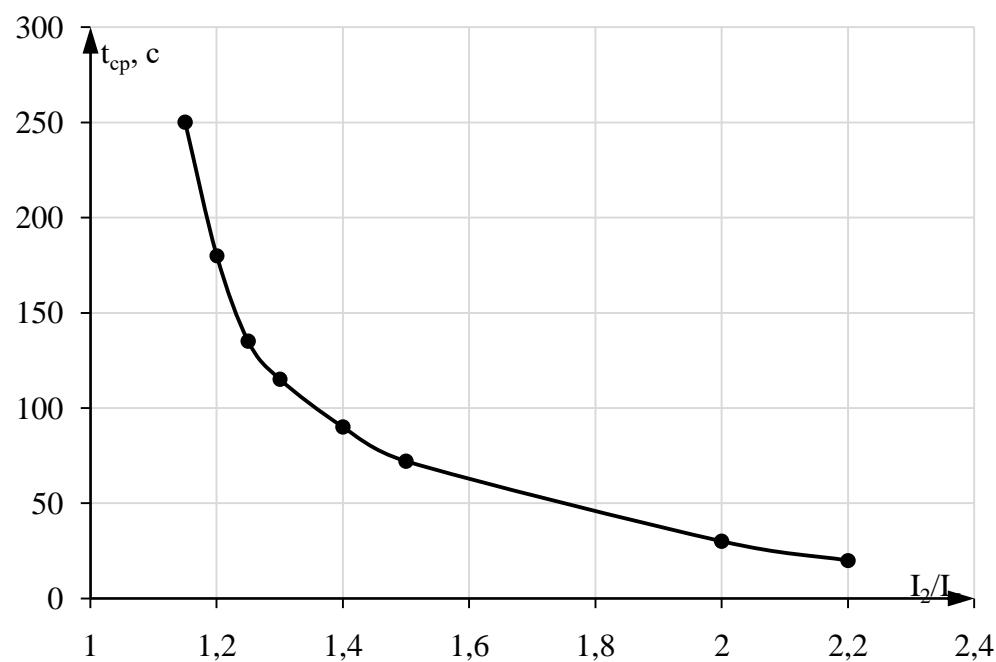


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.46)$$

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

4.4.8 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 производства ООО НПП «ЭКРА».

ЭКРА 300 предоставляет широкий спектр возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

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

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

4.5 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.7:

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,609 A
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,03 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,09 A
		I_{OTC}	$5 \cdot I_H$	20,3 A
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-
		t_2	U_{0G}	-
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,5	-
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	0,284 A
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$
		OTC I	$I_{2С.З.}$	$0,22 \cdot I_H$
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$
		OTC	I_{1OTC}	$1,531 \cdot I_{HOM}$
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,086
			Z_{CMI}	$0,12 \cdot Z_I$
		2 ступень	Z_{II}	0,62
			Z_{CMII}	$0,12 \cdot Z_{II}$
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,245 \cdot I_{HOM.P}$

Матрица отключений представлена в таблице 5.8
Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие		Отключение В/Г		Гашение полей		Останов турбины и сброс АРЗ		Пуск ПЖКТ ГГ		Отключение В-220 и В-ТСН		Отключение МШВ		Предупредительный сигнал		
Наименование	Обозначение																	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$			+	+	+	+											
ЗЗГ	U_0	t_1														+		
		t_2		+	+	+	+											
ЗПН	$U >$	U_{03}		t		+	+	+	+									
				1 ступень t_1		+	+											
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2			1 ступень t_2		+	+											
		СО														+		
		ИО				+	+											
		OTC I	t_1													+		
			t_2													+		
			t_3	+	+													
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО														+		
		ИО				+	+											
		OTC	t_1													+		
			t_2													+		
			t_3	+	+													
ДЗ	$Z <$			1 ступень		t_1									+			
						t_2	+	+	+	+							+	
				2 ступень		t_1											+	
						t_2											+	
						t_3	+	+										
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО														+		
		ИО				+	+											
		Отсечка				+	+											

5 Компоновка и сооружения гидроузла

5.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС) в соответствии с Постановлением Правительства РФ.

Высота ГТС находится в пределах 20 - 50 м, тип основания скальный грунт – класс III.

Мощность ГЭС ($N_{уст.ГЭС} = 288 \text{ МВт}$) попадает в промежуток 10-300 МВт – класс III.

Количество людей, которые могут пострадать при гидродинамической аварии менее 500 человек – класс III.

5.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla ГГП$ принимаем отметку, вычисленную по формуле:

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 162,00 + 6,37 = 168,37, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{runl \%} + \Delta h_{set} + a = 5,83 + 0,042 + 0,5 = 6,37 \text{ м}, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – запас превышения, для грунтовых плотин принимают большую из величин 0,5 м или $0,1h_{1\%}$.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 0,0000021 \cdot \frac{400 \cdot 7400}{9,81 \cdot 15} \cdot \cos 70^\circ = 0,0421, \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный: $k_w = 0,0000021$;

$V_w = 20 \text{ м/с}$ – расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды, м/с;

$L = 7400 \text{ м}$ – длина разгона волны, м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{162,00 - 132,00}{2} = 15 \text{ м.} \quad (6.4)$$

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

1. Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2} = 181,5$ и $\frac{gL}{V_w} = 10595$, где t – период развития волн на водохранилище ($t=5$ ч).

2. Из графика по значениям $\frac{gL}{V_w^2} = 181,5$ и $\frac{gL}{V_w} = 10595$ определяют параметры $\frac{gh_{cp}}{V_w^2} = 0,0235$ и $\frac{gT_{cp}}{V_w} = 1,84$. Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны $T_{cp} = 3,751$ (с) и среднюю высоту волны $h_{cp} = 0,96$ (м).

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\lambda_d^{cp} = \frac{gT_{cp}}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,751}{2 \cdot 3,14} = 21,97 \text{ м.} \quad (6.5)$$

4. Условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, $15 \text{ м} > 10,98 \text{ м}$ выполняется и, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{l\%} = h_{cp} K_i = 0,96 \cdot 2,1 = 2,01, \quad (6.6)$$

где $K_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

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

$$h_{runl\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{l\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,3 \cdot 2,01 = 5,83, \quad (6.7)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [34, таблица 6] – каменное крепление откоса;

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый по [34, таблица 7];

$k_{run} = 2,3$ – коэффициент, принимаемый по графикам [34, рис. 10] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{l\%}} = 0,0915$ на глубокой воде.

5.3 Гидравлические расчёты

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

В соответствии с классом ГТС максимальный расчетный расход для основного расчетного случая – $Q_{3\%}$, для поверочного расчетного случая – $Q_{0,5\%}$.

По кривой связи (рисунок 1.2) определяют:

при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 5469 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 140.30 м;
при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 6473 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 140.43 м.

5.3.1 Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты необходимо определить напор на сооружение при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ} (Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 162.00 - 140.30 = 21.70 \text{ м} > 15,7 \text{ м} \quad (6.8)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ} (Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 163.00 - 140.43 = 22.57 \text{ м} > 15,7 \text{ м} \quad (6.9)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты

Значение $H_{\text{мин}}^{\text{турб}} = 15,7 \text{ м}$ определено по режимному полю(рисунок 3.1).

Определение расхода через один гидроагрегат при основном $Q_{\text{осн}}^{\text{га}}$ и поверочном $Q_{\text{пов}}^{\text{га}}$ расчетном случае, используя формулу мощности:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9.81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{288\,000}{4 \cdot 9.81 \cdot (21,7 - 1) \cdot 0,931} = 380,84 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.10)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9.81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{288\,000}{4 \cdot 9.81 \cdot (22,57 - 1) \cdot 0,931} = 365,48 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.11)$$

Согласно СП 58.13330.2012 количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов - m , должно быть не более:

$m = (n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$;

следовательно, $m = 4-1=3$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 380,84 \cdot 3 = 1142,52 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.12)$$

$$Q_{ГЭС}^{\text{пov}} = 365,48 \cdot 3 = 1096,44 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.13)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = 5469 - 1142,52 - 700,51 = 3625,97 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.14)$$

$$Q_c = (V_{\text{но}} + V_{\text{пп}})/T_{\text{cp}}, = (10,67 + 2,04) \cdot 10^9 / 18144000 = 700,51 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.15)$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пov}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пov}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пov}} - Q_c = 6473 - 1096,44 - 700,51 = 4676,05 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.16)$$

5.3.2 Определение количества и размеров донных водовыпусков

Задаются диаметром водовыпускного отверстия D от 1 до 5 м

$$D = 4,0 \text{ м}$$

Принимают отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее

$$D/2 + 2 \text{ м} = 2 + 2 = 4 \text{ м} \quad (6.17)$$

$$\text{Отм. ЦО} = \text{отм. пола галереи} + \text{высота галереи} + 4 = 132,00 + 3,5 + 4 \quad (6.18)$$

$$\text{Отм. ЦО} = 139,5$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска H – разность отметок (НПУ + УМО)/2 и центра водовыпускного отверстия ЦО:

$$H = (162,00 + 157,51)/2 - 139,5 = 159,76 - 139,5 = 20,26 \text{ м} \quad (6.19)$$

Необходимо определить расход через отверстие:

$$q_{\text{вв}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 12,56 \cdot (2 \cdot 9,81 \cdot 20,26)^{0,5} = 200,43 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.20)$$

где μ - коэффициент расхода 0,8;

ω - площадь водовыпускного отверстия диаметром 4,0 м

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2^2 = 12,56 \text{ м}^2; \quad (6.21)$$

Далее нужно определить количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода Q_{cp}

$$(6.22) \quad n = \frac{Q_{cp}/q_{bb}}{700,51/200,43} = 3,5$$

Принимаем 4 отверстия диаметром 4,0 м

5.3.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяем удельный расход на рисберме

$$q_p = [v_h] * h_{hb} = 5 \cdot 8,3 = 41,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.23)$$

где h_{hb} – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = $f(Q_{hb})$ при $Q_{max, \text{расч}}^{osn} (140,3 - 132,00 = 8,3 \text{ м})$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (песок – $2,5 \div 3,5 \text{ м/с}$; глина – $3 \div 4 \text{ м/с}$; гравий – $3,5 \text{ м/с}$; полускальные – $3,5 \div 4,5 \text{ м/с}$; скальные – более 5 м/с). Принимаем $[v_h] = 5 \text{ м/с}$.

Определяем удельный расход на водосливе

$$(6.24) \quad q_b = 1,25 q_p = 1,25 \cdot 41,5 = 51,88 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта $B = \Sigma b$,

$$(6.25) \quad B = \frac{Q_{расч}^{osn}}{q_b} = \frac{3625,97}{51,88} = 69,89 \text{ м}$$

Принимаем 5 пролетов шириной $b = 14 \text{ м}$

Расчетная ширина водосливного фронта B равна $14 \cdot 5 = 70 \text{ м}$

5.3.4 Определение напора на водосливе

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

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{\sigma_H \cdot \sigma_n \cdot m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3625,97}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 14 \cdot 5 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,29 \text{ м} \quad (6.26)$$

где m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля (в проекте принимаем $m = 0,49$)

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3625,97}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 14 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,63 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где δ_n – коэффициент подтопления (в проекте $\delta_n = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b} = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (5-1)0,45}{4} \right] \frac{9,61}{14} = 0,94 \quad (6.28)$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.29)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\text{НПУ-Дно})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{3625,97}{(162,00 - 132,00)(56 + (5-1) \cdot 3)}, \quad (6.30)$$

$$V_0 = 1,47 \text{ м/с.}$$

где δ_B – толщина быка, которая зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий (в КП принимаем $\delta_B = 3$ м – для пролетов шириной $b \leq 14$ м и $\delta_B = 4$ м – для пролетов шириной $b > 14$ м).

$$H = H_{02\text{осн}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 8,63 - 1,1 \cdot \frac{1,47^2}{2 \cdot 9,81} = 8,51,$$

5.3.5 Определение отметки гребня водослива

Назначают H_{ct} – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0 м).

$$H = 8,51 \text{ м} \quad H_{ct} = 9 \text{ м}$$

$$\nabla\Gamma B = \text{НПУ-} H_{ct} = 162,00 - 9 = 153,00 \text{ м}$$

(6.31)

5.3.6 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяют напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4676,05}{0,49 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,82 \text{ м}$$

(6.32)

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\pi} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4676,05}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 70 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,31 \text{ м}$$

(6.33)

Рассчитывают напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{4682,62}{(163,00 - 132,00)(70 + (5-1) \cdot 3)} = 1,84 \text{ м/с}$$

(6.34)

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g} = 10,31 - \frac{1,1 \cdot 1,84^2}{2 \cdot 9,81} = 10,12 \text{ м}$$

(6.35)

Определяют расчетную отметку форсированного уровня, т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\Gamma B + H_{\text{пов}} = 153,00 + 10,12 = 163,12 \text{ м}$$

(6.36)

Принимаем отметку ФПУ 163,2.

5.3.7 Построение профиля водосливной грани

Для начала необходимо построить оголовок безвакуумного водослива с оголовком профиля А для напора $H_{ct} = 9 \text{ м}$

Построение профиля водосливной грани производится по таблице 6.1 в координатной плоскости XY (рисунок 6.1).

Таблица 6.1—Координаты для построения профиля водосливной грани

x	y	x	y	x	y	x	y
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

0	1,134	9	2,304	18	11,115	27	25,416
0,9	0,324	9,9	2,889	18,9	12,321	27,9	27,117
1,8	0,063	10,8	3,546	19,8	13,572	28,8	28,863
2,7	0	11,7	4,275	20,7	14,877	29,7	30,645
3,6	0,054	12,6	5,076	21,6	16,23	30,6	32,481
4,5	0,243	13,5	5,949	22,5	17,64	31,5	34,362
5,4	0,54	14,4	6,876	23,4	19,098	32,4	36,279
6,3	0,9	15,3	7,857	24,3	20,601	33,3	38,241
7,2	1,314	16,2	8,883	25,2	22,158	34,2	40,239
8,1	1,782	17,1	9,972	26,1	23,76	35,1	42,282
						36	44,442

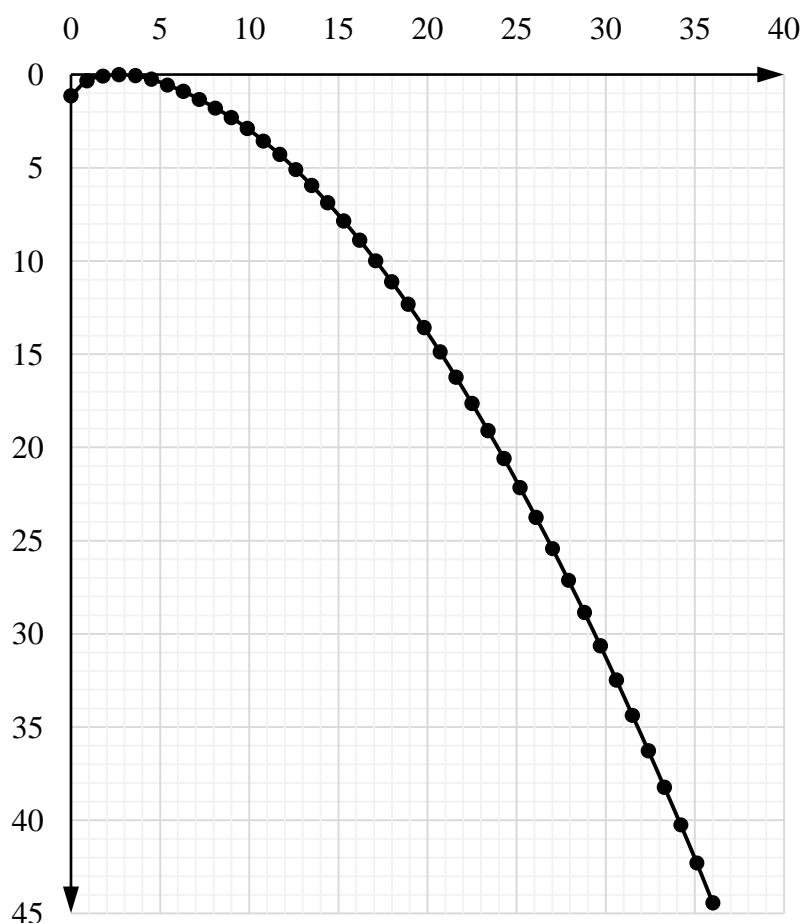


Рисунок 6.1 – Профиль А

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге С-Д радиусом R . Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины r_h и напора на водосливе $H_{ст}$.

$H = 9$ м, $r_h = 21$ м, $R = 14,3 \div 16,8$ м (интерполируем) и получаем $R = 14,32$ м. Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя АВ и нижняя CD кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Для высоких плотин эта касательная образует прямолинейный участок водосливной грани В-С.

Полученный график располагаем на чертеже при изображении профиля водосливной грани (рисунок 6.2).

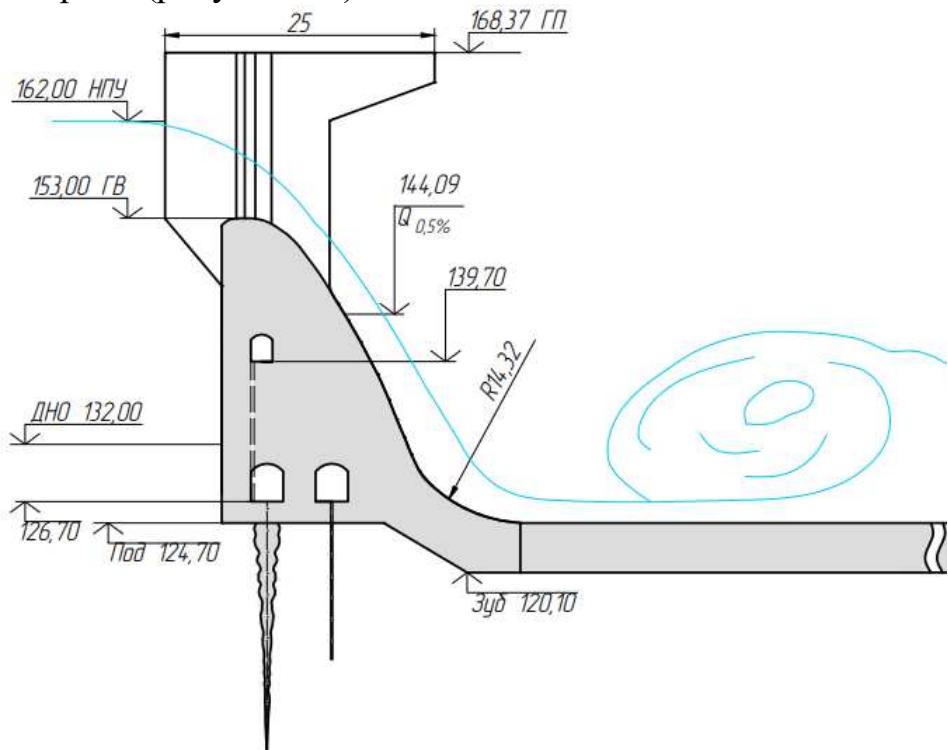


Рисунок 6.2 – Профиль водосливной грани

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla\Gamma\text{Б} = \nabla\Gamma\text{В} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 153,00 + 1,6 \cdot 9 = 167,4 \text{ м} \quad (6.37)$$

Отметку гребня бетонной плотины $\nabla\Gamma\text{П}$ с учетом высоты ветровых волн вычисляют по формулам:

$$\nabla\Gamma\text{П} = H_{\text{ПУ}} + 1.1h_{\text{в}}_{(\text{очн})} + a = 162 + 1.1 \cdot 2,01 + 0,4 = 164,61 \text{ м} \quad (6.38)$$

где $h_{\text{в}}$ – высота волны для соответствующего расчетного случая

a – величина запаса, зависит от класса сооружения и составляет не менее: для I класса - 0.8 м, II - 0.7 м, III- IV - 0.4 м.

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей отметке или грунтовой плотины, или по отметке верха быка.

За отметку плотины принимаем: $\nabla\Gamma\text{П} = 168,37 \text{ м}$.

5.3.8 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{((B + (n - 1) \cdot \delta_b)^2 g)} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3625,97^2}{((70 + (5 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81)}} = 6,03 \text{ м} \quad (6.39)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 162 - 132 = 30 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Вычисляют отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{30}{6,03} = 4,98$ и определяют значение коэффициента скорости $\varphi = 0,95$ в зависимости от длины сливной грани [35, таблица 9-10].

По графику М.Д. Чертоусова [35, рис. 9.55-1] в зависимости от коэффициента скорости ϕ и ξ_{T_0} определяют $\xi_c = 0,35$ и $\xi_c'' = 2,21$.

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c' h_{kp} = 0,35 \cdot 6,03 = 2,11 \text{ м,} \quad (6.41)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{kp} = 2,21 \cdot 6,03 = 13,33 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Так как $h_c'' = 13,33 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 8,3 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный. 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.

5.3.9 Расчет водобойной плиты и водобойного колодца

Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

Площадь потока в сжатом сечении

$$\omega_c = h_c' \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_b) = 2,11 \cdot (70 + (5 - 1) \cdot 3) = 173,02 \text{ м}^2, \quad (6.43)$$

где $(B + (n - 1) \cdot \delta_b)$ – ширина водобойной плиты.

Скорость воды в сжатом сечении

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c} = \frac{3625,97}{173,02} = 20,96 \text{ м/с}, \quad (6.44)$$

Толщина плиты водобоя

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 20,96 \cdot \sqrt{2,11} = 4,6, \quad (6.45)$$

Расчёт водобойного колодца заключается в определении его глубины d и длины l_k . Полная энергия перед водобойным колодцем $T_{01} = 30$ м, а сопряжённая глубина $h''_c = 13,33$ м.

На первом этапе определяем начальную глубину колодца по формуле:

$$d = \sigma \cdot h''_c - (h_{HB} + \Delta z), \quad (6.46)$$

где Δz – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ. Определяем его, исходя из предположения, что выходная часть водобойного колодца работает, как подтопленный водослив с широким порогом

$$\begin{aligned} \Delta z &= \frac{q^2}{2g(\varphi h_{HB})^2} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h''_c)^2} \\ &= \frac{44,22^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (0,95 \cdot 8,3)^2} - \frac{1,1 \cdot 44,22^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 13,53)^2} = \\ &= 0,937 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.47)$$

$$d_1 = 1,1 \cdot 13,33 - (8,3 + 0,937) = 5,43 \text{ м}$$

Вычисления необходимо продолжать до тех пор, пока разница между последним значением и предыдущим значением глубины колодца станет меньше $0,1d_k$.

На втором этапе

Определяются полная удельная энергия перед водосливом с учетом первоначального значения глубины колодца:

$$T_{02} = T_{01} + d_1 = 30 + 5,43 = 35,43 \text{ м}, \quad (6.48)$$

Далее необходимо вычислить новые сопряженные глубины h'_c и h''_c .

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{35,43}{6,03} = 5,88, \quad (6.49)$$

При $\varphi = 0,95$ [35, таблица 9-10]

По графику М.Д. Чертоусова [35, рис. 9.55-2] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют $\xi_c' = 0,3$ и $\xi_c'' = 2,5$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c' h_{kp} = 0,3 \cdot 6,03 = 1,81 \text{ м}, \quad (6.50)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{kp} = 2,5 \cdot 6,03 = 15,08 \text{ м}, \quad (6.51)$$

Определяют новую глубину колодца d_2 по формуле (6.46), подставляя новое найденное значение h_c'' и находят Δz по формуле (6.47):

$$\Delta z = \frac{44,22^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (0,95 \cdot 8,3)^2} - \frac{1,1 \cdot 44,22^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 15,08)^2} = 1,048 \text{ м}$$

$$d_2 = 1,1 \cdot 15,08 - (8,3 + 1,048) = 7,24 \text{ м}$$

Разница предыдущей глубины колодца d_1 и последующей глубины колодца d_2 составляет $d_2 - d_1 = 7,24 - 5,43 = 1,81 \text{ м}$.

$$\frac{d_2 - d_1}{d_1} = \frac{1,81}{5,43} = 0,33, \text{ следовательно, расчёт продолжается.}$$

На третьем этапе

Определяется полная удельная энергия перед водосливом с учетом первоначального значения глубины колодца:

$$T_{03} = T_{01} + d_2 = 30 + 7,24 = 37,24 \text{ м}, \quad (6.52)$$

Далее необходимо вычислить новые сопряженные глубины h_c' и h_c'' .

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{37,24}{6,03} = 6,18,$$

при $\varphi = 0,95$ [35, таблица 9-10]

По графику М.Д. Чертоусова [35, рис. 9.55-2] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют $\xi_c' = 0,294$ и $\xi_c'' = 2,51$

Вычисляют сопряженные глубины по формулам (6.50-51):

$$h_c' = \xi_c' h_{kp} = 0,294 \cdot 6,03 = 1,77 \text{ м}$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{kp} = 2,51 \cdot 6,03 = 15,14 \text{ м}$$

Определяют новую глубину колодца d_3 по формуле (6.46), подставляя новое найденное значение h_c'' и находят Δz по формуле (6.47):

$$\Delta z = \frac{44,22^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1 * 8,3)^2} - \frac{1,1 \cdot 44,22^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 15,14)^2} = 1,051 \text{ м}$$

$$d_3 = 1,1 \cdot 15,14 - (8,3 + 1,051) = 7,3 \text{ м}$$

Разница предыдущей глубины колодца d_1 и последующей глубины колодца d_2 составляет $d_3 - d_2 = 7,3 - 7,24 = 0,06 \text{ м}$.

$$\frac{d_3 - d_2}{d_2} = \frac{0,06}{7,24} = 0,008, \text{ следовательно, это последний этап расчётов.}$$

Принимаем глубину колодца 7,3 м. Отметка пола водобоя 124,7 м.

Длина водобоя (колодца)

$$l_{\text{в}} = (0,8 - 1)l_{\text{пр}}, \quad (6.53)$$

где $l_{\text{пр}}$ – длина прыжка (горизонтальная проекция вальца).

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 13,33 - 2,11) = 58,04 \text{ м}, \quad (6.54)$$

$$l_{\text{в}} = 0,85l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 58,04 = 49,33 \text{ м}$$

Принимаем длину водобоя 50,00 м.

5.4 Конструирование плотины

5.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, что показано на рисунке 6.3.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

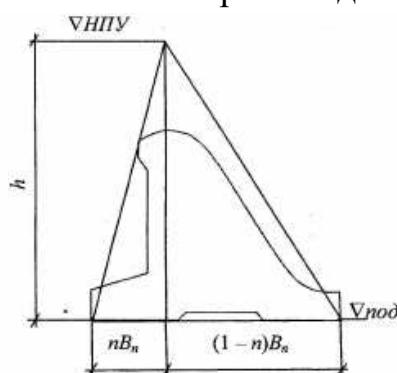


Рисунок 6.3 – Схема треугольного профиля плотины

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

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

$$B_n^I = \frac{h_{\text{пл}}}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.55)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

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

$\gamma_6 = 24 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес бетона

Назначаем отметку подошвы плотины 124,70.

Высота плотины h равна:

$$h_{\text{пл}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 162,00 - 124,70 = 37,3 \text{ м}, \quad (6.56)$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h_{\text{пл}}}{tg\varphi \left(\frac{\gamma_6}{\gamma_w} + n - \alpha_1 \right)} B_{6c} = b + \delta_B = 14 + 3 = 17 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения;

$tg\varphi = 0,75$ – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для гранита

Задаваясь различными значениями n , представленными в таблице 6.2, несколько раз, по двум формулам определяется B_n и строим графики

зависимости $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$, представленные на рисунке 6.4. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.2 – Определение ширины подошвы плотины.

n	$B_{\pi}^I, \text{м}$	$B_{\pi}^{II}, \text{м}$
0,1	27,42	28,60
0,1623	27,73	27,73
0,2	27,96	27,23
0,3	28,69	26,00
0,4	29,67	24,87
0,5	30,98	23,83
0,6	32,71	22,88
0,7	35,09	22,00
0,8	38,47	21,18
0,9	43,66	20,43
1	52,75	19,72

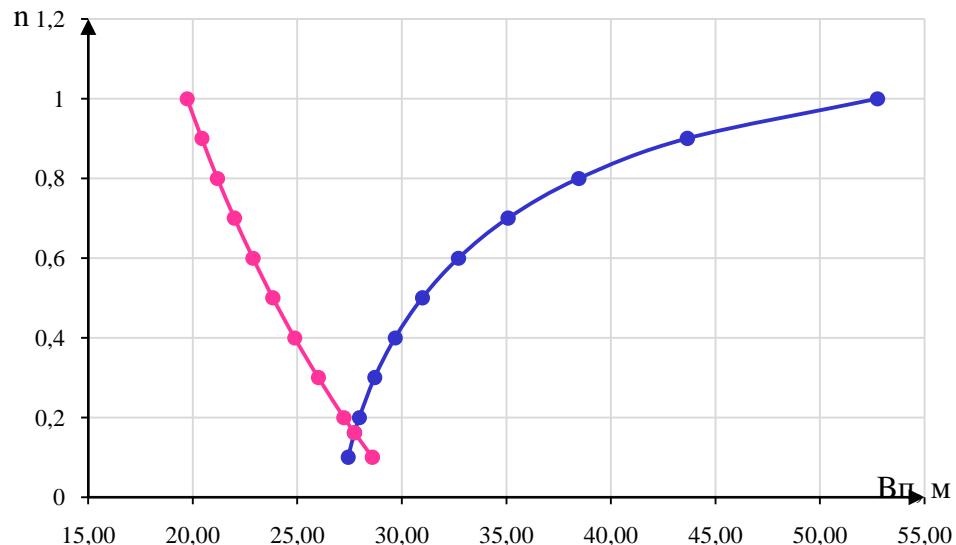


Рисунок 6.4 – Определение ширины подошвы

Графики пересекаются в точке $n = 0,162$, следовательно ширина подошвы плотины равна $B_{\pi} = 27,73 \text{ м}$, исходя из предварительных расчетов, принимаю ширину подошвы плотины $B_{\pi} = 27,7 \text{ м}$.

5.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

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

$$B_{6c} = b + \delta_B = 14 + 3 = 17 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;
 δ_B – толщина быка.

Ширину температурных швов принимаем равной 1 на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2.

5.4.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний быеф. Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия.

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов, под защитой которых выполняются ремонтные работы (рисунок 6.5).

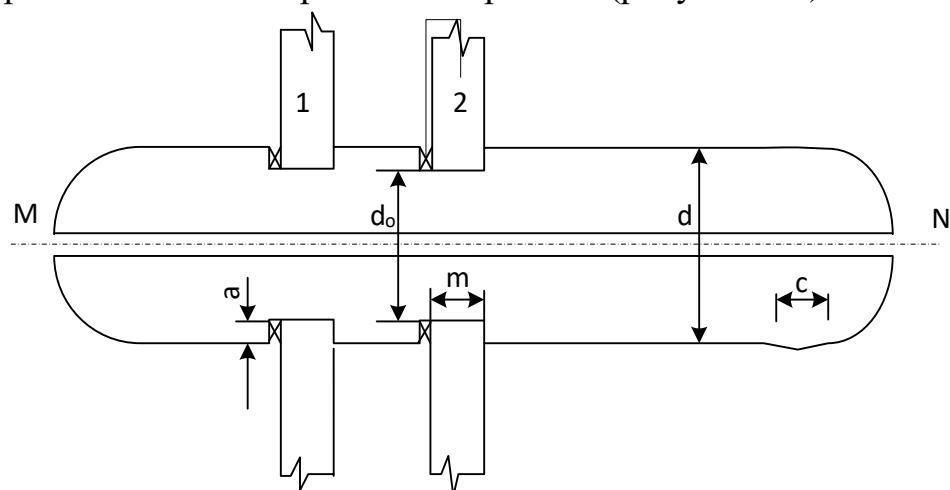


Рисунок 6.5 - Схема разрезного быка в плане

Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верховой стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой, стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стоек.

Толщина быка $\delta_B = 3$ м

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - $0,7 \times 0,7$ м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – $0,5 \times 0,5$ м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

5.4.4 Устои

При проектировании учитываются устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с берегом (береговой устой), и раздельные (в виде раздельных стенок), которые отделяют водослив от здания ГЭС.

5.4.5 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 5 м, ширина пешеходной дорожки принимается 4 м, ширина путей козлового крана – 10 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 3 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 3 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 25 м.

5.4.6 Галереи и дренаж в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 14 м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, из размеров из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3x3,5м и располагаем на отм.126,70 м. Габариты для смотровой галереи принимаем 2x2,5м и располагаем ее на отм.139,70м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа a_{dp} , а также до верховой грани продольной галереи принимается не менее 2 м, при соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{kp,m}}, \quad (6.59)$$

где H_d – напор над расчетным сечением,

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{цем. галереи} = 162,00 - 126,70 = 35,3 \text{ м.}$$

γ_n – коэффициент надёжности для третьего класса сооружений 1,15;

$I_{kp,m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины, $I_{kp,m} = 25$.

$$a_{dp} \geq \frac{35,3 \cdot 1,15}{25} = 1,62 \text{ м.}$$

Принимаем $a_{dp} = 2,85$

5.4.7 Цементационная завеса и дренаж

На скальном основании, как правило, устраивают только вертикальные противофильтрационные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_{\text{п}} = (0,10 \div 0,25) \cdot 27,7 = 2,77 \div 6,93 \text{ м}, \quad (6.60)$$

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

Принимаем $l_3 = 4,2 \text{ м}$.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (162,00 - 136,81) = 15,1 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где H_d – максимальный напор над расчетным сечением (136,81).

Толщина цементационной завесы определяется исходя из допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.62)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе,

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 15$);

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d = 25,2 - 0,4 \cdot 25,2 = 15,1 \text{ м}, \quad (6.63)$$

$$\delta_3 \geq \frac{15,1 \cdot 1,15}{15}$$

$$\delta_3 \geq 1,2 \text{ м, принимаем } 2 \text{ м.}$$

Глубину дренажных скважин равна:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 15,1 = 9,06 \text{ м}, \quad (6.64)$$

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

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 4,5 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют насосами.

5.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при $\nabla\text{НПУ}$ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе.

Нагрузки собирают на одну секцию, а при сплошном поперечном сечении плотины нагрузки собирают на 1 п. м. длины сооружения.

5.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{\text{пл}} = 516,51 \text{ м}^2$, $S_6 = 748,78 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{516,51 \cdot 14 \cdot 24}{14 + 3} = 10\,211 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

где b – ширина пролета;

γ_6 – удельный вес бетона;

δ_6 – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{748,78 \cdot 3 \cdot 24}{14 + 3} = 3\,171 \text{ кН/м} \quad (6.66)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 147^{1,5} \cdot 9,81 = 961,63 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

где f – площадь затвора,

$$\begin{aligned} f &= (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (163,00 - 153,00 + 0,5) \cdot 14 = \\ &= 147 \text{ м}^2 \end{aligned} \quad (6.68)$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{961,63}{14 + 3} = 56,57 \text{ кН}, \quad (6.69)$$

5.5.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$T_{\text{ВБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 37,3^2}{2} = 6824 \text{ кН}, \quad (6.70)$$

где $H_{\text{В}}$ – высота плотины:

$$H_{\text{В}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 162,00 - 124,70 = 37,3 \text{ м}, \quad (6.71)$$

С нижнего бьефа:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 9,01^2}{2} = 398 \text{ кН}, \quad (6.72)$$

Где $H_{\text{Н}}$ – определяется по формуле:

$$H_{\text{Н}} = \nabla \text{НБ}_{min} - \nabla \text{под} = 133,71 - 124,70 = 9,01 \text{ м}, \quad (6.73)$$

5.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{B_3} = H_H \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_B = 9,01 \cdot 27,7 \cdot 9,81 = 2\,448 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где H_H – определено по формуле (6.72);
 $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы.

5.5.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla H \Pi U - \nabla H B_{min} = 162,00 - 133,71 = 28,29 \text{ м}, \quad (6.75)$$

$$H_{as} = 0,3H_d = 0,3 \cdot 28,29 = 8,49 \text{ m}, \quad (6.76)$$

$$H_{dr} = 0,05H_d = 0,05 \cdot 28,29 = 1,41 \text{ m}, \quad (6.77)$$

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_B = 117,9 \cdot 9,81 = 1170,33 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

$$\text{где } S_{\text{эп}} = (28,29 + 8,49) \cdot 0,5 \cdot 4,2 + (8,49 + 1,41) \cdot 0,5 \cdot 6 + 1,41 \cdot (27,7 - 4,2 - 6) \cdot 0,5 = 77,24 + 29,7 + 12,34 = 119,3 \text{ м}^2$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.6.

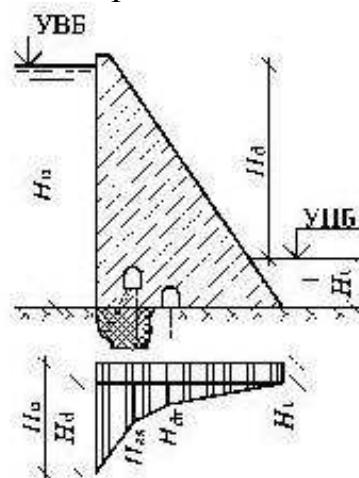


Рисунок 6.6 – Эпюра фильтрационного давления

5.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (6.79)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, $h_{\text{н}} = 2$ м;
 $\varphi_{\text{н}}$ – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_{\text{н}} = 20$;

$$p_{\text{н}} = 7,133 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 7 \text{ кН/м}^2,$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{7 \cdot 2}{2} = 7 \text{ кН}, \quad (6.80)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.81)$$

$$p_1 = 7,133 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -106,14 \text{ кН/м}^2$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$, где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$p_2 = (\gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.82)$$

$$\begin{aligned} p_2 &= (7,133 \cdot 2 + 18,24 \cdot 7,3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{37}{2} \right) = \\ &= -17,55 \text{ кН/м}^2, \end{aligned}$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ вычисляется по формуле:

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{гр}} &= \gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_{\text{в}} = 28 - (1 - 0,005) \cdot 9,81 = \\ &= 18,24 \text{ кН/м}^3, \end{aligned} \quad (6.83)$$

где n – пористость сухого грунта, для гранита $n = 0,005$;
 c – сцепление грунта, равное 110 кПа.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} h_{rp} = \frac{-106,14 - 17,55}{2} 7,3 = -451,5 \text{ кН}, \quad (6.84)$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

Если за плотиной устроен водобой, пассивное давление отсутствует

$$E_{\text{пас}} = 0 \text{ кН},$$

5.5.6 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \gamma_v \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.85)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 9,81 \cdot 2,01 \cdot \left(\frac{21,97}{\pi} + \frac{0,58}{2} \right) = 71,8 \text{ кН/м}$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 2,01 \text{ м}$;

$\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 21,97 \text{ м}$;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 2,01^2}{21,97} = 0,58 \text{ м}, \quad (6.86)$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{21,97}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,01 = 2,74 \text{ м}, \quad (6.87)$$

5.6 Оценка прочности плотины

5.6.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет производится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{\text{ВВ}}$	1	→	6824	6824	12,43	84848,6
$T_{\text{НВ}}$	1	←	398	398	-3,00	-1195,9
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	10211	9700	-4,58	-44389,2
G_6	0,95	↓	3171	3013	-6,72	-20232,2
$W_{\text{вз}}$	1	↑	2448	2448	0,00	0,0
W_{ϕ}	1	↑	1170,1	1170,1	9,48	11087,3
E_{H}	1,2	→	7	8,4	7,97	66,9
$W_{\text{волн}}$	1	→	71,8	71,8	27,26	1957,3
q_3	0,9	↓	56,57	50,91	-9,98	-508,3
					$\sum M$	31634,5

$$\Sigma N = G_{\text{пл}} + G_6 + q_3 - W_{\text{вз}} - W_{\phi}, \quad (6.88)$$

$$\sum N = 9700 + 3013 + 50,91 - 2448 - 1170,1 = 9145,23 \text{ кН}$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\text{пп}}} + \frac{6 \sum M}{B_{\text{пп}}^2} = -\frac{9145,23}{27,7} + \frac{6 \cdot 31634,5}{27,7^2} = -82,78 \text{ кПа}, \quad (6.89)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 $B_{\text{пп}}$ – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \quad (6.90)$$

$$= -82,78 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 28,29 \cdot (1 - 0^2) = -277,5 \text{ кПа},$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 28,29 - 82,78) \cdot 0 = 0 \text{ кПа} \quad (6.91)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -82,78 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot \\ 28,29 \cdot 0^2 &= -82,78 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.92)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 28,29 = -282,9 \text{ кПа}. \quad (6.93)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_\pi} - \frac{6 \sum M}{B_\pi^2} = -\frac{9\,145,23}{27,7} - \frac{6 \cdot 31634,5}{27,7^2} = -577,53 \text{ кПа}, \quad (6.94)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 B_π – ширина подошвы плотины;
 N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2) = -577,53 \cdot 0,74^2 - 9,81 \cdot 1,71 \cdot \\ (1 - 0,74^2) &= -323,84 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.95)$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 1,71 + (-577,53)) \cdot \\ 0,74 &= 414,96 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.96)$$

$$m_t = \frac{27,7}{37,3} = 0,74$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -577,53 \cdot (1 + 0,74^2) + + 9,81 \cdot 1,71 \cdot 0,74^2 = -884,59 \text{ кПа}, \quad (6.97)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 1,71 = -17,1 \text{ кПа}, \quad (6.98)$$

Полученные результаты сведены в таблицу 6.4:

Таблица 6.4 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-82,78	-577,53
σ_x	-282,90	-323,84
τ_{xy}	0	414,96
σ_1	-82,78	-17,10
σ_3	-282,90	-884,59

5.6.2 Критерии прочности плотины и её основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.99)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}|}{\gamma_c} = \frac{1,15 \cdot 0,9 \cdot 884,59}{1} = 915,5 \text{ кН/м}^2, \quad (6.100)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$915,5 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.101)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -83,26 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.102)$$

$$|-82,78| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 28,29$$

т.е. $82,78 \text{ кН/м}^2 > 70,725 \text{ кН/м}^2$ условие выполняется.

5.6.3 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.103)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$\begin{aligned}
R &= (G_6 + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\phi} + q_3) \cdot \operatorname{tg}\varphi + E_{\text{пас}} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{\text{п}} = \\
&= (3013 + 9700 - 1591 - 1170,1 + 50,91) \cdot 0,75 + 0 \cdot 0,7 + \\
&+ 110 \cdot 27,7 = 9905,92 \text{ кН/м}^2,
\end{aligned} \tag{6.104}$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – тангенс угла внутреннего трения для гранита 0,75;

c – сцепление для грунта, 110 кН/м²;

$B_{\text{п}}$ – ширина подошвы плотины 27,7 м.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned}
F &= T_{\text{вб}} - T_{\text{нб}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 6824 - 398 + 71,8 + 8,4 = \\
&= 6506 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},
\end{aligned} \tag{6.105}$$

$$\frac{9905,92 \cdot 0,95}{6506 \cdot 1} \geq 1,15$$

$1,45 > 1,15$, поэтому условие выполняется.

6 Технико-экономическое обоснование

6.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

В данной части произведён расчёт основных экономических показателей, всех затрат и определение чистой прибыли. В результате произведенных расчётов производится разбор проекта и делается вывод о целесообразности строительства гидроузла.

6.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение различных этапов, которые охватывают большой спектр разнообразных работ, начиная созданием котлована и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	288	288	288	288	288
Число часов использования установленной мощности	Часы	4430	4430	4430	4430	4430
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	1275840	1275840	1275840	1275840	1275840
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	12758,4	12758,4	12758,4	12758,4	12758,4
Объем реализации электроэнергии за год	МВт·ч	1263081,6	1263081,6	1263081,6	1263081,6	1263081,6
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	264589,0	271204,0	276899,0	282714,0	288651,0
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	334197,5	342552,8	349746,0	357090,9	364589,8

НДС к выручке	млн.руб	55699,6	57092,1	58291,0	59515,1	60765,0
---------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Можно заметить уверенный рост выручки, при неизменном объеме реализации. Что не может не придать уверенности в необходимости данного проекта. Это объясняется введением оборудования, вырабатываемого электроэнергию и мощность.

6.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. Текущие расходы посчитаны с учётом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозов на среднесрочный и долгосрочный этап жизни проекта компании ОАО «РусГидро», а также всем дочерним организациям и зависимыми организациями ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчётов в рамках формирования прогнозных документов.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, так как характеризуют величину затрат на единицу продукции.

В данном случае текущие 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 определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, и т.д.) ГЭС определяем на 1 МВт установленной мощности (таблица 7.2).

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	73,50
Прочие	274,0	78,91
Итоги по ГЭС	-	152,41

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 7.3

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта, год	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 16	0,09
От 17 до 26	0,14
Свыше 26	0,2

Учитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро». Данные представлены в таблице 7.4

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38	38,99
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097	2,73
ЦРФ (центр финансовых расчетов)	0,000318	0,79
Итого	-	42,51

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Амортизационные отчисления, млн.руб	302,44	972,66	125,93	125,93	125,93
Расходы на страхование, млн.руб	105,91	105,29	103,40	102,19	100,98
Эксплуатационные затраты, млн.руб	88,91	152,41	152,41	152,41	152,41
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб	6,62	6,58	6,46	9,58	9,47
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб	24,50	42,51	42,51	42,51	42,51

Налог на воду, млн.руб	4,98	11,94	11,94	11,94	11,94
Итого, млн.руб	533,36	1291,39	442,66	444,57	443,25

Повышение затрат по гидроузлу в период с 2023-2024 годы можно объяснить увеличением расходов на страхование, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал). Дальнейший период начинается выработка электроэнергии и мощности и затраты снижаются.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).



Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Нельзя не отметить, что большая часть текущих затрат приходиться на эксплуатационные отчисления, это объясняет факт запуска производства электроэнергии, а значит сопутствующие пусковые работы, настройки, наладки и прочее. В дальнейшем картина поменяется, и большую долю затрат будет занимать амортизация, что характерно для капиталоёмкого производства.

6.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы показывают отток денежных средств после строительства Печоро-Илычской ГЭС. Налогообложение является важным средством наполнения бюджета края и страны и осуществляется в соответствии с Налоговым Кодексом РФ

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%

- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб	424,75	439,35	453,46	467,13	484,05
НДС, млн.руб	273,59	550,24	563,79	576,91	589,61
Взносы в социальные фонды, млн.руб	31,58	31,58	31,58	31,58	31,58
Налог на имущество, млн.руб	229,34	226,57	223,80	221,03	218,26
Итого, млн.руб	959,26	1247,74	1272,62	1296,64	1323,50

Государство оказывает серьезное налоговое давление, которое возросло с ростом НДС в 2019 году. Что прослеживается в таблице 7.6.

6.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль, является конечным результатом от реализации электроэнергии генерирующей компании. В конечном итоге она представляет собой разницу между ценой продукции и себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млрд.руб	1,15	2,37	2,46	2,54	2,61
Текущие расходы, млрд.руб	0,53	1,29	0,44	0,44	0,44
ЕБИТ (прибыль до налогообложения), млрд.руб	0,52	1,02	1,96	2,04	2,12
Скорректированный налог на прибыль, млрд.руб	0,10	0,19	0,38	0,39	0,41
NOPAT (чистая прибыль), млрд.руб	0,42	0,83	1,58	1,64	1,71
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Для большей наглядности представим график чистой прибыли с начала строительства (рисунок 7.2). Как видно после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата (2022-2025 г) наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод мощностей лишь наращивает прибыль.

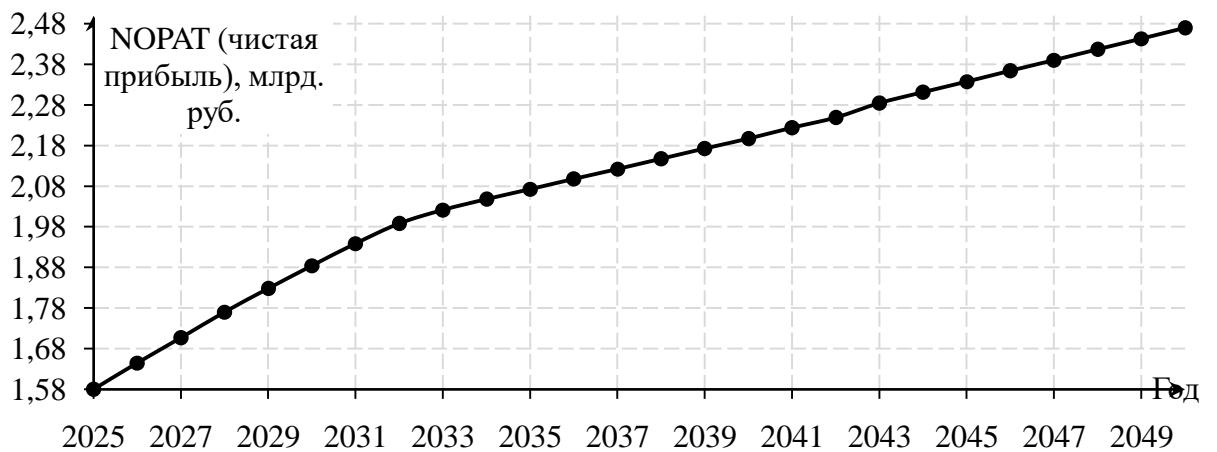


Рисунок 7.2 – Изменение суммы прибыли по проекту, млрд. руб.

Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность растёт объём продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощность согласно сценарным условиям РусГидро.

6.2.1 Анализ денежных потоков

На рисунке 7.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции

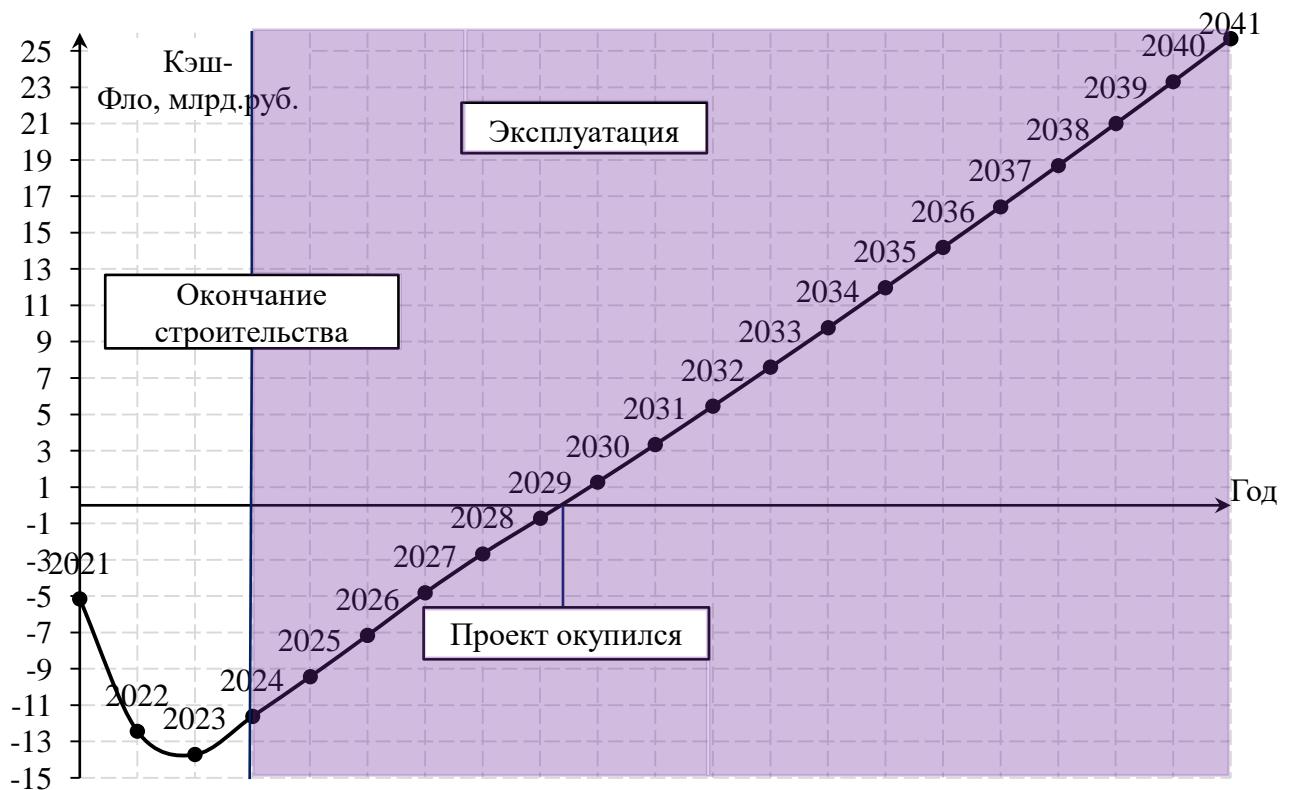


Рисунок 7.3 – График Cash-Flow

Строительный период составляет около 3 лет. Как видно первые часть графика в начальный период находится в отрицательной стороне, что является особенностью ГЭС средней мощности, а именно к высоким удельным капиталовложениям. Как видно по графику через 7 лет проект полностью покроет затраты на его строительство.

6.3 Оценка инвестиционного проекта

Главная цель инвестиционного проекта заключается в целесообразности реализации проекта с точки зрения заказчика. (Выдержка из Приложения к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

6.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход (NPV);
2. Индекс прибыльности (PI);
3. Срок окупаемости (PP).

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20/113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113;

с) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования Печоро-Илычской ГЭС составляет 20 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования;

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2021 года;

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

6.3.2 Коммерческая эффективность

Коммерческая эффективность отражена в показателях, представленных в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности реализации проекта Печоро-Ильчской ГЭС

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	241
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	1 640
Индекс прибыльности – PI, руб	1,13
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	13,09
Себестоимость эл. энергии, руб/кВт·ч	0,18
Удельные капиталовложения, руб/кВт	150947,1
Удельные капиталовложения \$/кВт	1886,8

Судя по представленным показателям эффективности, можно сделать вывод, что проект реализуется в достаточно короткий срок, также не стоит упускать факт хороших показателей доходности, что делает данный проект более привлекательным для вложения инвестиций.

6.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности, отражают влияние результатов проекта на доходы федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов разных уровней формируется за счёт налоговых отчислений, которые представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.руб	424,75	439,35	453,46	467,13	484,05
В региональный бюджет, млн.руб	273,59	550,24	563,79	576,91	589,61
Налоговые поступления, млн.руб	31,58	31,58	31,58	31,58	31,58

Как видно наблюдается рост налоговых отчислений, это объясняется вводом новых мощностей, а, следовательно, к увеличению продажи электроэнергии и мощности.

6.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков, является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проводится анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- 1) Объема инвестиций (рисунок 7.4);
- 2) Цены сбыта (рисунок 7.5);
- 3) Ставки дисконтирования (рисунок 7.6, 7.7).



Рисунок 7.4 – Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

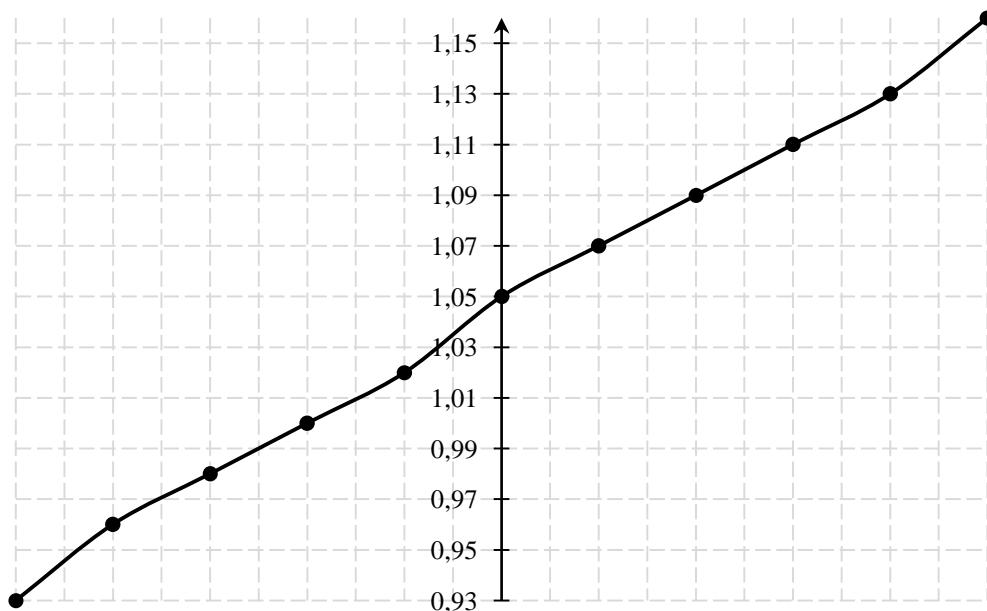


Рисунок 7.5 – Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

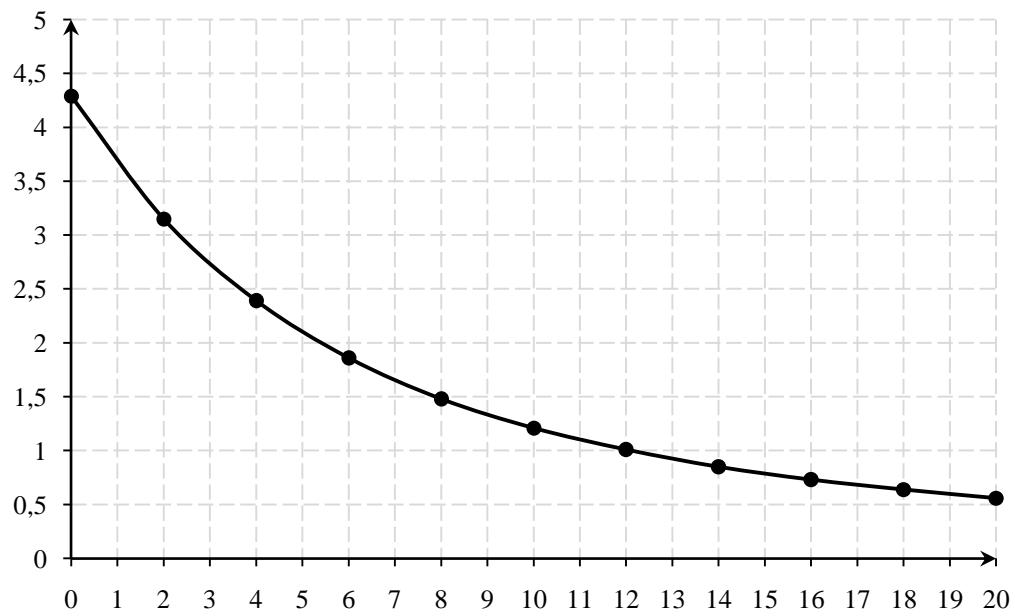


Рисунок 7.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

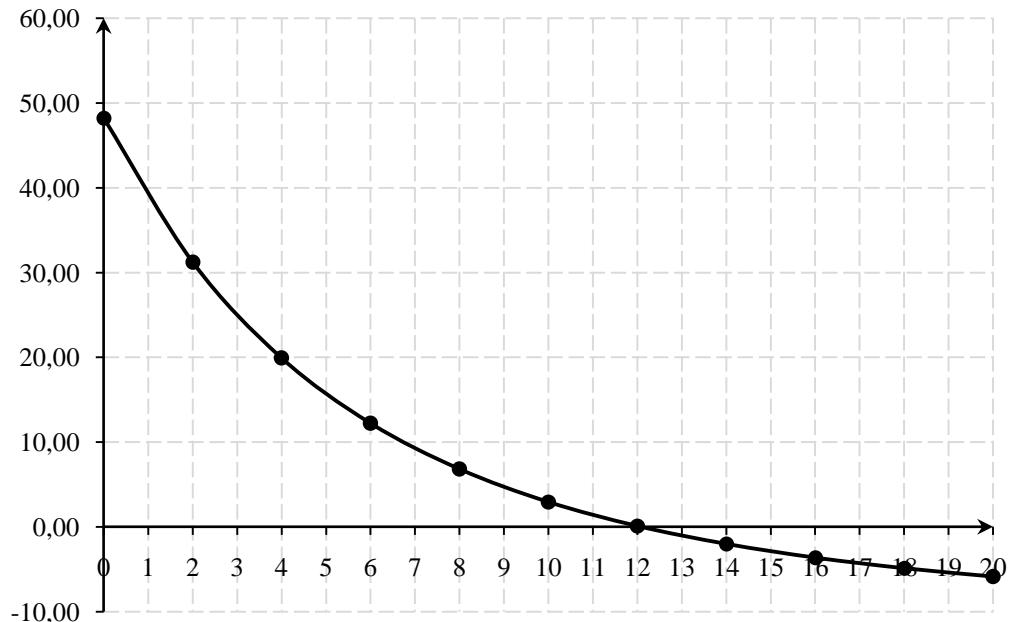


Рисунок 7.7 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Стоит отметить следующие закономерности:

- Увеличение объёма инвестиций приводит к уменьшению доходности проекта;
- Увеличение цены сбыта приводит к увеличению доходности проекта;
- Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта;

Максимальное влияние на индекс доходности оказывает ставка дисконтирования и цена сбыта продукции.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Печоро-Илычского ГУ. Противопожарная безопасность и охрана труда

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Печоро-Илычская ГЭС, согласно проекту, относится ко третьему классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Для контроля состояния основных сооружений Печоро-Илычской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

7.2 Пожарная безопасность

Правила пожарной безопасности устанавливают основные требования пожарной безопасности на действующих энергетических предприятиях и являются обязательными для всех инженерно-технических работников (ИТР), рабочих и служащих электростанций, электрических и тепловых сетей, а также

ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих эксплуатацию, ремонт (модернизацию, реконструкцию), наладку и испытание технологического оборудования основных производств и вспомогательных сооружений энергетических предприятий.

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на руководителей энергетических предприятий и организаций.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных цехов, лабораторий, мастерских складов и других производственных и вспомогательных сооружений предприятий возлагается на руководителей этих структурных подразделений или должностных лиц, исполняющих их обязанности.

Персонал энергетических предприятий и организаций несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности на действующих и строящихся энергетических предприятиях согласно «Положению об ответственности работников энергетических предприятий».

Лица, виновные в нарушении действующих правил пожарной безопасности, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

Система пожарной безопасности ГЭС включает в себя:

- охранно-пожарная сигнализация (сокращенно ОПС);
 - системы для оповещения населения и последующей эвакуации на случай пожара;
 - средства первичного пожаротушения;
 - системы пожаротушения;
 - средства противопожарного водоснабжения;
 - специальные установки для пожаротушения;
 - системы и средства удаления дыма;
 - завесы, занавесы противопожарные;
 - средства для заполнения проемов противопожарных конструкций;
- Системы пожарной безопасности выполняют одну из следующих задач:
- исключение возникновения пожара;
 - обеспечение пожарной безопасности людей;
 - обеспечение пожарной безопасности материальных ценностей;
 - обеспечение пожарной безопасности людей и материальных ценностей одновременно.

Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности и взрывобезопасности.

7.3 Охрана труда

Охрана труда – это система законодательных, организационных, технических, экономических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий, обеспечивающих безопасность здоровья и работоспособности человека в процессе труда, в которой рассматриваются:

- вопросы психофизических требований к условиям труда;
- вопросы техники безопасности при производстве электромонтажных работ и при эксплуатации электроустановок, защитные меры и защитные средства, применяемые в электроустановках;
- вопросы пожарной безопасности;
- вопросы промышленной санитарии.

Правила по охране труда устанавливают государственные нормативные требования охраны труда. Работодатель обязан создать для работников безопасные условия труда. Для этой цели предусматривается комплекс требований:

- использование оборудования и конструкций, соответствующих требованиям стандартов и другой нормативной документации;
- соблюдение сроков периодических ремонтов и обслуживания оборудования;
- соблюдение требований пожарной и электробезопасности при оснащении производственных и офисных помещений;
- установка необходимых защитных приспособлений и конструкций;
- обеспечение достаточной освещенности, вентиляции, поддержание оптимального температурного режима на рабочих местах;
- своевременное устранение пыли и отходов производства;
- обеспечение работников спецодеждой и спецобувью, а также другими средствами индивидуальной защиты в соответствии со спецификой производства;
- обеспечение работников актуальными инструкциями по ТБ, наглядными материалами;
- создание на рабочих местах и в производственных помещениях всех необходимых систем сигнализации, размещение знаков безопасности и т.д.

Физические опасные и вредные производственные факторы подразделяются на следующие:

- движущиеся машины и механизмы;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенная или пониженная влажность;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- отсутствие или недостаток естественного света;

- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная яркость света;
- пониженная контрастность;
- повышенная пульсация светового потока;
- расположение рабочего места на значительной высоте;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенная напряженность электрического поля;
- повышенная напряженность магнитного поля;
- прямая и отраженная блескость;
- повышенный уровень ультрафиолетовой радиации;
- повышенный уровень инфракрасной радиации.

Биологические опасные и вредные производственные факторы включают следующие биологические объекты:

- патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, грибы, простейшие) и продукты их жизнедеятельности;
- опасные свойства микро- и макроорганизмов.

Психофизические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия подразделяются:

- физические перегрузки (статические и динамические);
- нервно-психические перегрузки (умственное напряжение и перенапряжение, монотонность труда, эмоциональные перегрузки, утомление, эмоциональный стресс, эмоциональная перегрузка).

Один и тот же опасный и вредный производственный фактор по природе своего действия может относиться одновременно к различным группам, перечисленным выше.

Допускается возможность ведения документооборота в области охраны труда в электронном виде с использованием электронной подписи или любого другого способа, позволяющего идентифицировать личность работника, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

7.4 Охрана окружающей среды

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Печоро-Илычский гидроузел расположен в Республике Коми на реке Илыч в 68,82 км выше по течению от села Еремеево.

Илыч — река в России, протекает по территории Троицко-Печорского района Республики Коми, правый приток реки Печоры. Берёт своё начало в западных отрогах Северного Урала из болота на восточных склонах хребта Тимаиз. Длина — 411 км, площадь водосборного бассейна — 16 000 км².

Среднегодовой расход воды составляет 884 м³/с (47 км от устья). Питание смешанное: снеговое составляет 55 %, дождевое – 25 %, подземное – 20 %.

Половодье начинается в конце апреля — начале мая, максимум — в середине мая в среднем течении и низовьях вплоть до первых чисел июня. Летом и зимой — межень. Летняя межень — с середины июля по август, часто прерывается дождовыми паводками. Замерзает в начале ноября, вскрывается в конце апреля. Максимальный уровень воды на реке в конце мая, а наименьший уровень — со второй декады января. Период открытого русла длится около 6 месяцев. Температура воды достигает своего максимума (20-22,8°C) в третьей декаде июля.

Климат умеренно-континентальный, лето короткое и умеренно-холодное, зима многоснежная, продолжительная и умеренно-суровая.

Годовая амплитуда составляет 35,5°C. Самым теплым месяцем года является июль (средняя месячная температура +16,0°C), самым холодным месяцем — январь (-19,5°C). Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанции Печора равна -2,7°C. Число дней со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов составляет 162.

Вода в реке маломинерализованная, мягкая в течение всего года. Максимальные значения уровня минерализации — менее 200 мг/л, значения жесткости — менее 2 мг·экв. /л.

Как и в других реках района, в р. Илыч повышенено загрязнение соединениями меди, железа, трудноокисляемыми органическими веществами по ХПК, что в основном определяется природными факторами. Кроме того, в р. Илыч обнаруживается повышенное загрязнение соединениями цинка.

Растительность территории в районе строительства Печоро-Илычской ГЭС богата разнообразием. Берегам реки плотно покрыты хвойным лесом. Отмечаются изредка встречающиеся заболоченные территории вблизи реки.

Растения здесь — яркий пример контакта европейской и сибирской флоры. В живописном уголке России произрастает целых 659 ее сосудистых видов и 409 типов лишайников. Древнейшие горы Европы накопили рекордно много зеленого богатства. Лес, в основном, таежный. На низменностях и нижних склонах предгорий доминирует сосна и береза (локально). Выше (восточнее) преобладающей чащей является темнохвойная (ель и кедр сибирский с примесью тех же березовых колок).

В районе площадки строительства Печоро-Илычского ГУ обитает 291 вида охотничьих ресурсов. Из них 49 видов млекопитающих, 242 вида птиц. Доминирующими видами являются: белка, заяц-беляк, бобр, медведь бурый, куница лесная и росомаха. Чуть меньший процент занимают пушные популяции — горностай, соболь, выдра и ласка. Еще меньше лося (в свое время он

хищнически истреблялся, вокруг еще до Революции сложилось много охотничьих деревушек).

Птицы Печоро-Илычского заповедника представлены 242 группами. 165 – гнездящиеся. 25 – пролетные. 52 – залетные. Преобладающие виды – большой веретенник, большая выпь, малая выпь, соловей обыкновенный и дрозд черный. Встречаются также цапля большая белая, казарка белощекая, щурка золотистая и поручейник.

Под особой охраной белка-летяга, кабарга, манул и норка. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Печоро-Илычского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Илыч на участке строительства Печоро-Илычской ГЭС представлены 17 видами, в которых входят: лососевые (сёмга, нельма, сиг), хариус, таймень, подкаменщик, минога, осетр сибирский и др. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Илыч на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Илыч необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Печоро-Илычской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Печоро-Илычского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

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

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

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

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

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

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

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

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого

вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

- 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
- 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- 1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно- технические

- 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
- 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
- 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйствственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{140000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 6300 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где N - объем бетонных работ, м^3 (140000 м^3)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)

ρ - плотность бетона, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,5 \text{ т}/\text{м}^3$)

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{200 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 4 \text{ т}, \quad (8.2)$$

где N - количество арматуры, т (95 т)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)

ρ - удельный вес арматуры, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,0 \text{ т}/\text{м}^3$)

Таким образом в результате строительства будет образовано 6300 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 4 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Печоро-Ильчского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 68,82 км от ГЭС находится населенный пункт – село Еремеево, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Илыч от сбросов Печоро-Илычской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения села Еремеево, в пределах промплощадок объектов Печоро-Илычской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Контроль за напряженным состоянием сооружений при помощи дистанционной КИА

8.1 Основные определения, нормы и требования, предъявляемые к контролю за напряженным состоянием сооружений

Система контроля за состоянием гидротехнических сооружений включает оценку напряженно-деформированного состояния сооружений, фильтрационного и гидравлического режимов в сооружениях, их основаниях и береговых примыканиях.

Напряженно-деформированное состояние (НДС) – это совокупность внутренних силовых факторов (напряжений) и деформаций, возникающих в физических телах под действием внешних факторов.

НДС полностью описывает состояние объекта с точки зрения его прочностной надежности.

В таблице 9.1 представлены основные нормы и требования, предъявляемые к контролю за напряженным состоянием сооружений:

Таблица 9.1 – Основные нормы и требования, предъявляемые к контролю за напряженным состоянием сооружений

Нормативно-технический документ	Требование
СО 153-34.20.501-2003 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»	п.3.1.30. На бетонных гидротехнических сооружениях первого класса в зависимости от их конструкции и условий эксплуатации следует проводить специальные натурные наблюдения за напряженным и термонапряженным состоянием плотины и ее основания.
СТО 70238424.27.140.035-2009 «Гидроэлектростанции мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования»	п.8.3.6.1. На бетонных сооружениях необходимо производить контроль напряженно-деформированного состояния ответственных элементов сооружения и основания, прочности бетона как материала.

8.2 Основные методики контроля за напряженным состоянием сооружений

8.2.1 Классический метод определения напряжений в бетоне

Специфика экспериментальной оценки НДС заключается в пересчете измеренных с помощью закладной КИА деформаций в напряжения на основе использования теории упругости, предполагающей сплошность, однородность и изотропность бетонного массива.

Наблюдения за напряжениями в бетоне осуществляются с помощью телетензометров (ПЛДС-400), установленных группами из 3-х, 4-х, 5-ти и 9-ти штук – «розеток» (рисунок 9.1). Определение напряжений начинается с вычисления относительной деформации, измеренной телетензометром.

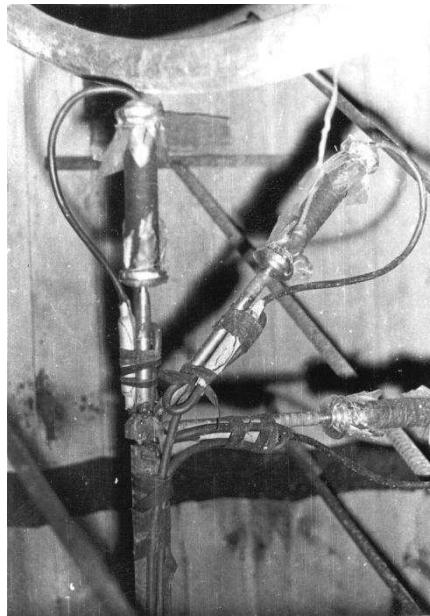


Рисунок 9.1 – Розетка из трёх приборов, устанавливаемая в бетоне

Вычисление относительной деформации бетона производится на основании измеренной частоты (периода) колебаний струны телетензометра. Пересчет от частоты (периода) к деформациям производится по формуле пересчета указанной в паспорте прибора.

Вычисление относительной деформации определяется следующим образом:

$$\varepsilon_{\text{изм}} = a \cdot x^2 + b \cdot x + c, \quad (9.1)$$

где x – частота;

a, b, c – коэффициенты градуировочной характеристики прибора.

Определение напряжений в бетоне тензометрическим методом имеет свою специфику, которая заключается в следующем. Телетензометр, установленный в какой-либо точке бетонного массива, регистрирует все деформации бетона на длине своей базы в направлении своей оси.

Таким образом, измеренная относительная деформация $\varepsilon_{\text{изм}}$ в общем случае равна:

$$\varepsilon_{\text{изм}} = \varepsilon_{\text{вс}} + \varepsilon_{\text{хим}} + n \cdot \varepsilon_0 + \varepsilon_{\text{п}} + \varepsilon_p, \quad (9.2)$$

где $\varepsilon_{\text{вс}}$ – деформации, вызванные внешними силами;

$\varepsilon_{\text{хим}}$ – деформации, вызванные физико-химическими процессами, сопровождающими гидратацию цемента;

$n \cdot \varepsilon_0$ – часть свободной объемной деформации, возникающей в случае неравномерного распределения температуры и влажности по объему массива;

$\varepsilon_{\text{п}}$ – деформации ползучести;

ε_p – деформации, вызываемые в бетоне реактивным действием тела телетензометра, вследствие несоответствия жесткостей тензометра и бетона.

Измеренная тензометром деформация не может непосредственно использоваться для вычисления напряжений, т.к. она включает в себя, помимо деформаций, связанных с действующими напряжениями, также и не связанные с ними деформации, основной из которых является свободная объемная деформация ε_0 . Свободная объемная деформация определяется с помощью тензометра, установленного в специальном, выделенном массиве, ненапряженном образце («усадочном конусе») и равняется:

$$\varepsilon_{\text{к}} = \varepsilon_0 + \varepsilon_{\text{хим}} + \varepsilon_p \quad (9.3)$$

Вычитая из измеренной тензометром суммарной деформации $\varepsilon_{\text{изм}}$ деформацию, измеренную тензометром в конусе $\varepsilon_{\text{к}}$, получаем сумму деформаций (упругих и ползучести) ε , связанных с действующими в бетоне напряжениями

$$\varepsilon = \varepsilon_{\text{изм}} - \varepsilon_{\text{к}} = \varepsilon_{\text{вс}} + (n - 1) \cdot \varepsilon_0 + \varepsilon_{\text{п}}, \quad (9.4)$$

Как видно из формулы (2.4), деформация ε состоит из упругой деформации $\varepsilon_{\text{упр}}$, пропорциональной действующим напряжениям, и деформации ползучести $\varepsilon_{\text{п}}$. Для вычисления напряжений необходимо исключить деформацию ползучести. Непосредственно измерить деформацию ползучести не представляется возможным, и ее исключение производится специальным расчетом. С некоторой условностью можно предположить, что работа бетона является упругой, т. е. деформации ползучести равны нулю, тогда для определения напряжений используется деформация $\varepsilon = \varepsilon_{\text{изм}} - \varepsilon_{\text{к}}$.

Переход от деформаций к напряжениям, в предположении упругой работы бетона, осуществляется на основании закона Гука для того или иного вида напряженного состояния.

В плите здания ГЭС и железобетонной оболочке напорного трубопровода установлены одиночные телетензометры для измерения деформаций бетона в двух или трех направлениях. Каждая измерительная точка имеет телетензометр в ненапряженном образце («конусе»). В этих случаях вычисление напряжений производится по схеме линейной задачи по формуле:

$$\sigma = E \cdot \varepsilon, \quad (9.5)$$

где E – модуль упругости бетона.

В бетонной плотине телетензометры располагаются в основном по схеме, предусмотренной для решения плоской задачи. Согласно этой схеме в каждой измерительной точке устанавливается четыре рабочих тензометра, расположенных в одной плоскости под углом 45° друг к другу (так называемая «розетка» типа «веер») и двух или одного прибора в «конусе». В ряде случаев, для оценки влияния поперечных деформаций на напряженное состояние в плоскости расположения приборов, к четырем рабочим тензометрам добавлен пятый, установленный перпендикулярно к плоскости «розетки».

Наличие в розетке четвертого прибора дает возможность контролировать показания тензометров используя известное условие инвариантности:

$$\varepsilon_r + \varepsilon_b = \varepsilon_6 + \varepsilon_{\pi}. \quad (9.6)$$

Наличие в розетке пятого прибора дает возможность оценить вид напряженного состояния. Если деформация, измеряемая этим прибором (с учетом показаний прибора в «конусе») равна «нулю», то имеем случай плоской деформации, если нет – то случай объемного напряженного состояния.

Как известно из теории упругости, в случае плоской деформации нормальные напряжения σ_r и σ_b и касательное τ определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= E \frac{\varepsilon_r - \nu(\varepsilon_e - \varepsilon_r)}{(1+\nu)(1-2\nu)} \\ \sigma_e &= E \frac{\varepsilon_e - \nu(\varepsilon_r - \varepsilon_e)}{(1+\nu)(1-2\nu)} \\ \tau &= E \frac{2\varepsilon_r - (\varepsilon_r - \varepsilon_e)}{2(1+\nu)} \end{aligned} \right\} \quad (9.7)$$

Главные напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{1,2} = \frac{\sigma_r + \sigma_e}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{\sigma_r + \sigma_e}{2}\right)^2 + \tau^2} \quad (9.8)$$

Угол φ между направлениями σ_1 и σ_2 определяется из уравнения:

$$\operatorname{tg} 2\varphi = \frac{2\tau}{\sigma_e - \sigma_\epsilon} \quad (9.9)$$

Практика показывает, что большинство наблюдаемых в массивных бетонных сооружениях трещин ориентированы горизонтально или вертикально, т.е. вызваны нормальными напряжениями σ_e и σ_ϵ .

Учитывая это, ограничиваются как правило, вычислением лишь нормальных напряжений σ_e и σ_ϵ , как наиболее характерных для суждения о монолитности бетона.

В случае объёмного напряжённого состояния нормальные напряжения определяются из следующих зависимостей:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_e &= \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} [(1-\nu)\varepsilon_e + \nu(\varepsilon_\epsilon + \varepsilon_{np})] \\ \sigma_\epsilon &= \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} [(1-\nu)\varepsilon_\epsilon + \nu(\varepsilon_e + \varepsilon_{np})] \\ \sigma_{np} &= \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} [(1-\nu)\varepsilon_{np} + \nu(\varepsilon_e + \varepsilon_\epsilon)] \end{aligned} \right\} \quad (9.10)$$

Для определения напряжений в бетоне по измеренным относительным деформациям, как это видно из формул (9.5, 9.7, 9.10) необходимо знать модуль упругости E и коэффициент поперечной деформации ν (коэффициент Пуассона).

Коэффициент Пуассона ν , как показывает практика, изменяется в незначительных пределах. С достаточной для практических вычислений точностью можно принять коэффициент ν постоянным и равным 0,16. После подстановки $\nu=0,16$ в формулы (9.7, 9.10), они принимают вид:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_e &= E[0,86 \cdot \varepsilon_e + 0,20 \cdot (\varepsilon_\epsilon + \varepsilon_{np})] \\ \sigma_\epsilon &= E[0,86 \cdot \varepsilon_\epsilon + 0,20 \cdot (\varepsilon_e + \varepsilon_{np})] \\ \tau &= 0,43E[2 \cdot \varepsilon_{np} - (\varepsilon_e + \varepsilon_\epsilon)] \end{aligned} \right\} \quad (9.11)$$

$$\left. \begin{aligned} \sigma_e &= E[0,86 \cdot \varepsilon_e + 0,20 \cdot (\varepsilon_\epsilon + \varepsilon_{np})] \\ \sigma_\epsilon &= E[0,86 \cdot \varepsilon_\epsilon + 0,20 \cdot (\varepsilon_e + \varepsilon_e + \varepsilon_{np})] \\ \sigma_{np} &= E[0,86 \cdot \varepsilon_{np} + 0,20 \cdot (\varepsilon_e + \varepsilon_\epsilon + \varepsilon_{np})] \end{aligned} \right\} \quad (9.12)$$

При вычислении напряжений по формулам (9.11, 9.12) в какой-либо момент времени «*t*» принципиально неверно использовать полную величину упругих деформаций, измеренных в этот момент времени и соответствующий модуль упругости $E=f(t)$, т.к. рост упругих деформаций происходил при переменном «*E*». Чтобы учесть изменение модуля упругости бетона, вычисление напряжений обычно производится так называемым методом «ступенек».

Сущность метода состоит в том, что кривая деформации – время, полученная по показаниям тензометров, заменяется ступенчатой линией, причем интервалы времени берутся более короткими (1-3 дня) в молодом возрасте бетона (до 3-4 месяцев) и более длинными (7-10 дней) в дальнейшем.

Предполагается, что в пределах каждого интервала времени “*i*” упругая деформация изменяется на величину “ ΔE_i ”, равную разности деформаций в конце и начале интервала, при постоянном значении модуля E_i , равном среднему значению модулей в начале и конце интервала.

Таким образом в пределах “*i*” интервала времени происходит изменение напряжения на величину “ $\Delta \sigma_i$ ”, равную, например, в случае одноосного напряженного состояния

$$\Delta \sigma_i = \Delta E_i * E_i \quad (9.13)$$

Общее напряжение к моменту времени “*t*”, содержащем “*n*” интервалов, определяется как сумма элементарных приращений напряжения за все рассматриваемые интервалы времени, т.е.

$$\sigma_t = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta \sigma_i \quad (9.14)$$

Применительно к группе приборов из 5 шт. телетензометров вычисление напряжений производится в следующем порядке:

1. Из измеренной каждым рабочим телетензометром суммарной деформации “ $E_{изм}(t)$ ” вычитается деформация “ $E_\kappa(t)$ ”, измеренная телетензометром в «конусе», т.е. определяется часть деформаций “ $E(t)$ ”, связанная с напряжениями.

2. Проверяется соблюдение условий инвариантности упругих деформаций путем сравнения сумм $E_\varepsilon + E_\delta$ и $E_\delta + E_n$.

Как правило, в силу различных причин между этими суммами имеется некоторая разница. В случае, если эта разница не превышает 25% от любой из сумм, производится уравнивание сумм путем введения соответствующих поправок в деформации по разным направлениям. В случае если разница между

суммами $E_e + E_n = E_\delta + E_n$ больше 25%, то уравнивание не производится и дальнейшее вычисление производится с неуравненными деформациями.

3. Определяется сумма $E'_e + E'_n + E'_{np}$ или, в том случае, когда деформации не исправлялись, $E_e + E_n + E_{np}$

4. Определяется $0,2(E'_e + E'_n + E'_{np})$ или $0,2(E_e + E_n + E)_{np}$, а также $0,86(E'_e + E'_n + E'_{np})$ или $0,86(E_e + E_n + E)_{np}$

5. Суммируя $0,2(E'_e + E'_n + E'_{np})$ и $0,86(E'_e + E'_n + E'_{np})$ или $0,2(E_e + E_n + E)_{np}$ и $0,86(E_e + E_n + E)_{np}$, определяются деформации E''_e , E''_n и E''_{np} по каждому из трех направлений с учетом влияния деформаций по другим направлениям за счет коэффициентов Пуассона.

6. В пределах каждого интервала времени определяются приращения деформаций $\Delta E''_e$, $\Delta E''_n$, $\Delta E''_{np}$, путем вычитания из каждого последующего предыдущего значения деформации.

7. Путем умножения приращения деформаций на соответствующее значение модуля упругости (см. выше) определяются приращения напряжений $\Delta \sigma_e$, $\Delta \sigma_n$, $\Delta \sigma_{np}$ в пределах каждого интервала.

8. Определяется полное напряжение σ_e , σ_n , σ_{np} действующее в бетоне в данный момент времени “ t ”, путем суммирования приращения направлений за каждый интервал.

По вычисленным аналитическим способом напряжений в предположении упругой работы бетона строятся графики изменения напряжений во времени для их дальнейшего анализа.

При длительном воздействии на бетон напряжений в нем, наряду с упругими деформациями, возникают и развиваются деформации ползучести. Эти деформации могут в значительной степени изменить напряженное состояние, определенное в предположении упругой работы бетона. Поэтому в решении упругой задачи необходимо внести поправку на ползучесть.

Для вычисления напряжений с учетом ползучести существуют различные методы. Наибольшее распространение получил метод кривых релаксаций. Для вычисления напряжений необходимо иметь одну или несколько кривых релаксации. Кривые релаксации могут быть получены опытным или расчетным путем на основании экспериментальных кривых ползучести. Кривую релаксации можно рассматривать как унифицированную и (с некоторым допущением) использовать для определения напряжений в любой момент времени.

8.2.2 Контроль напряжений в бетоне при выходе из строя закладной КИА

При истечении сроков эксплуатации КИА (около 20 лет) и (или) нарушении работы закладных датчиков КИА, для определения напряжений могут быть применены дополнительные датчики измерения напряжений. Например, датчики от компании ООО «ГеоконРус» -компании лидера в проектировании и производстве измерительного оборудования и средств автоматизации для ГТС.

Компания предлагает несколько видов измерителей напряжений:

- Модель 4300. Скважинный датчик измерения напряжений;
- Модель 4350. Двухосный датчик напряжения;
- Модель 4370. Бетонный датчик измерения напряжений.

Скважинный датчик измерения напряжений (Модель 4300)

Модель 4300 стандартного измерителя напряжения для скважин разработана для измерения изменения напряжения в скальной породе, и может устанавливаться в скважины на глубину до 100 футов (около 30 м). Датчик напряжения состоит из кольцевого динамометра из высокопрочной силы, плотно втиснутого поперек одного диаметра в скважине и вибрирующего провода, втиснутого с натяжением поперек другого диаметра в датчике напряжения (рисунок 9.2). Изменения напряжения скальной породе вызывает соответствующее изменение резонансной частоты вибрации натянутого провода, что является выходным значением, которое считывается вторичным прибором GK403 - блока считывания.



Рисунок 9.2 – Внешний вид скважинного датчика измерения напряжений

Вибрационный струнный тензометр в основном предназначен для проведения продолжительных измерений изменений напряжения в скальных породах посредством использования вибрационного струнного датчика, используемого для измерения деформаций толстостенного стального кольца, предварительного помещенного в буровую скважину в сборке с клином и опорной плитой, как показано на рисунке 9.3.

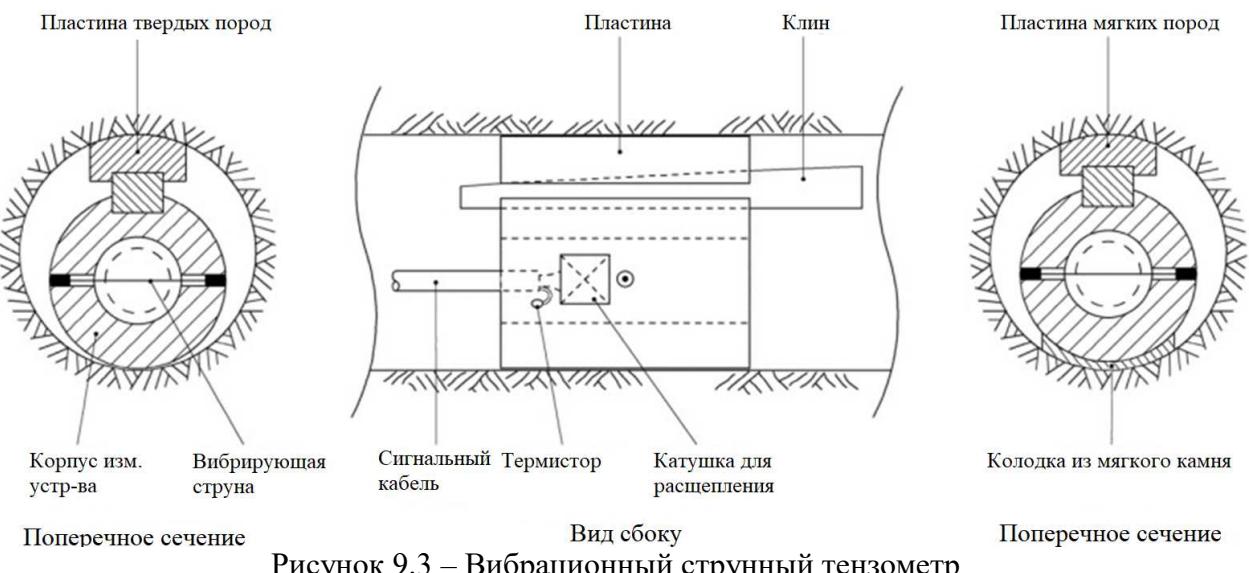


Рисунок 9.3 – Вибрационный струнный тензометр

Двухосный датчик напряжения (Модель 4350)

Модель 4350 двухосного датчика напряжения разработана для измерения изменения сжимающего усилия в бетоне. Три или шесть датчиков, ориентируемых с шагом 60° , позволяют основному напряжению изменяться, что дает возможность его измерить в плоскости перпендикулярной к оси датчика напряжения. Датчик напряжения состоит высокопрочного стального цилиндра, который заливается жидким строительным раствором в скважине размером BX (60 мм) (рисунок 9.4)



Рисунок 9.4 – Поперечное сечение и внешний вид двухосного датчика напряжения

Бетонный датчик измерения напряжений (Модель 4370)

Конструкция данного датчика позволяет максимально воспринять напряжения от окружающего бетона. Датчик состоит из гладкостенной пористой пластиковой трубы, с закрепленными по бокам фланцами (рисунок 9.5).



Рисунок 9.5 – Внешний вид бетонного датчика измерения напряжений

Бетонный тензометр модели 4370 состоит из короткого вибрирующего струнного тензодатчика, последовательно соединенного с длинным бетонным цилиндром. Этот бетонный цилиндр имеет те же свойства, что и окружающий бетон, но отделен от него гладкостенной пористой пластиковой трубкой. На своих концах он соединен с окружающим бетоном с помощью двух фланцев, оснащенных секциями арматуры для лучшего сцепления.

На рисунке 9.6 показано строение бетонного датчика измерения напряжений.

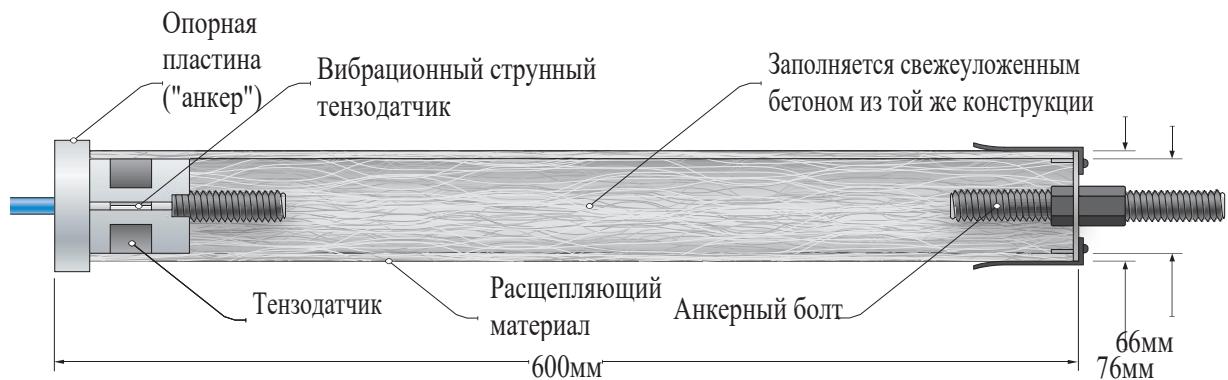


Рисунок 9.6 – Строение бетонного датчика измерения напряжений

Вибрирующий струнный тензодатчик измеряет нагрузку, оказываемую на внутренний бетонный цилиндр напряжениями в окружающем бетоне. Эта нагрузка, разделенная на площадь поперечного сечения внутреннего цилиндра, дает напряжение во всем окружающем бетоне.

8.3 Оценка прочности, как необходимость контроля напряженного состояния бетонной плотины

Прочность бетона – это техническая характеристика, определяющая его способность противостоять механическому и химическому воздействию.

Знание показателей прочности бетона позволит избежать многих нежелательных последствий для строительных сооружений. Например,

использование бетона, имеющего недостаточный уровень прочности, может привести к снижению эксплуатационных качеств и появлению трещин.

Прочность бетонной плотины оценивается:

- фильтрационной прочностью;
- степенью немонолитности;
- напряженным состоянием;
- действующими нагрузками.

Проектными данными была предусмотрена зональная укладка бетона соответствующего класса в зависимости от нагруженности зоны и подверженности ее воздействиям внешней среды. Во всех зонах (рисунок 9.7) бетон прежде всего должен удовлетворять условиям прочности в соответствии с их напряженным состоянием.

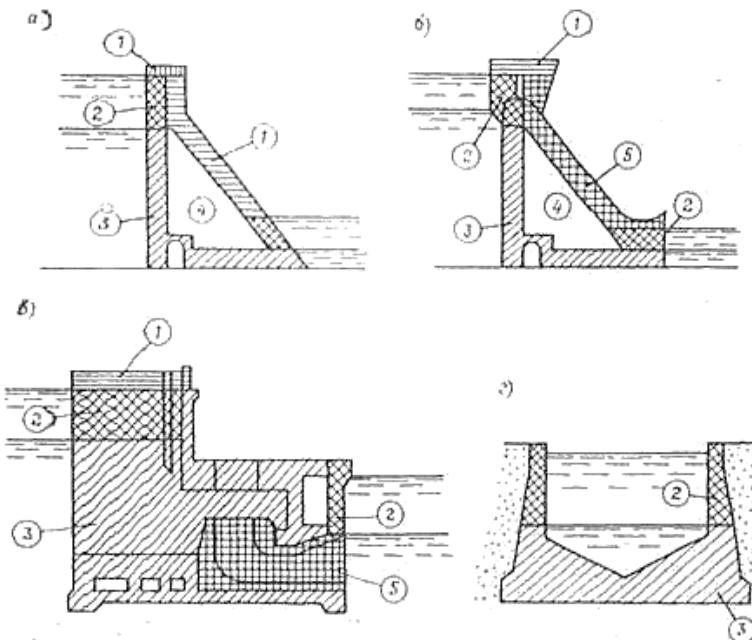


Рисунок 9.7 – Схема зонального расположения марок бетона

а – глухая плотина, б – водосливная плотина, в – здание ГЭС, г – шлюз

зона 1 – определяющее требование по прочности или морозостойкости (для суровых климатических условий); зона 2 – определяющая требование по морозостойкости; зона 3 – определяющая требование по водонепроницаемости; зона 4 – определяющая требование по прочности и минимальному тепловыделению; зона 5 – специальные требования

Наиболее нагруженные зоны плотины, где наблюдаются максимальные сжимающие напряжения – это зона низового клина и зона первого столба, условие прочности материала для таких зон формулируется в виде:

$$\sigma_{max} \leq R_p \frac{\gamma_{cd} \cdot \gamma_{cda}}{\gamma_n \cdot \gamma_{1c}}, \quad (9.15)$$

где γ_{1c} – коэффициент сочетаний нагрузок, принимаемый равным, при расчетах по предельным состояниям первой группы, для основного сочетания нагрузок и воздействий – 1,00;

σ_{max} – расчетное значение максимального (сжимающего) напряжения;

γ_{cd} – коэффициент условий работы сооружения, принимаемый равным, при основном сочетании нагрузок и воздействий – 0,90;

γ_{cda} – дополнительный коэффициент условий работы для арочных плотин, принимаемый $\gamma_{cda} = 0,9$ – при сжатии.

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению для сооружения I класса (степень ответственности сооружения).

R_p – расчетное сопротивление бетона при сжатии для предельных состояний первой группы.

Далее допустимые значения напряжений, вычисленные по условию прочности по предельным состояниям для основного сочетания нагрузок сравниваются с натурными значениями напряжений, полученными с датчиков КИА. Если величины натурных напряжений не превосходят допустимые, можно сделать вывод, что условие прочности бетона для самых нагруженных зон плотины выполняется.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106 стр.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох П.И., Нещеретный П.М., Чекулаев В.А. Козловые краны для гидроэлектростанций. М., «Машиностроение», 1972. – 168 с.
11. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ.

19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.

15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.

16. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Кузнецов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.

17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.

18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва:Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.

19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.

20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>

21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

22. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод»– Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>

23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] //ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

24. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

25. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
28. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.
29. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
30. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
31. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
32. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
33. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
34. Справочник по гидравлическим расчётам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
35. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
36. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
37. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
38. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
39. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
41. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.» – Москва, 2017. – 22 с.

42. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации N 117-ФЗ (ред. от 18.03.2020). по состоянию на 5 августа 2000 г. – Москва : Кодекс, 2020. – 1228 с.

43. РД 34.21.341-88 методические указания по составу и периодичности эксплуатационного контроля за состоянием гидротехнических сооружений гидравлических и тепловых электростанций. – Введ. 1989. – Москва: СОЮЭТЕХЭНЕРГО, 1989. – 12 с.

44. СТО 70238424.27.140.003-2010 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования – Введ. 30.09.2010. – Москва: Стандартинформ, 2010. – 40 с.

45. Барышников В.Д., Гахова Л.Н. Некоторые особенности развития деформационных процессов при эксплуатации гидрооборужения СШГЭС, установленные нетрадиционными методами наблюдений // ГТС —1999. — №3.

46. Контроль напряженно-деформированного состояния плотины Саяно-Шушенской ГЭС / В.Д. Барышников, В.И. Брызгалов, В.А. Булатов, Л.Н. Гахова // ГТС. — 2000. — №10.

47. Барышников В.Д., Гахова Л.Н. К вопросу диагностики и контроля НДС конструктивных элементов плотины СШ ГЭС / Материалы V Всероссийской конференции «Механика микронеоднородных материалов и разрушение» (Электронный ресурс). — Екатеринбург: ИМАШ УрО РАН, 2008.

48. СО 153-34.20.501-2003 Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (с изменениями на 13 февраля 2019 года) – Введ. 19.06.2003. – Москва: Минэнерго России, 2003. – №229

49. Официальный сайт компании ГеоконРус/ ООО «ГеоконРус» – Москва [сайт]. – Москва, 2021. – Режим доступа: <http://geokon.com.ru/kompaniya>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водноэнергетические расчёты

Таблица А.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	$Q_{год}, м^3/с$	Годы	$Q_{полов}, м^3/с$	Годы	$Q_{межен}, м^3/с$
1	2	1961	1502	1961	3955	1961	684
2	4	1985	1298	1985	3702	1985	497
3	6	1975	1181	1967	3478	1983	493
4	8	1966	1181	1975	3328	1984	489
5	10	1984	1171	1966	3300	1951	489
6	12	1976	1171	1976	3218	1976	488
7	14	1967	1170	1984	3215	1964	485
8	16	1950	1157	1963	3212	1950	483
9	18	1951	1153	1950	3178	1962	483
10	20	1964	1134	1951	3143	1982	477
11	22	1962	1128	1989	3112	1966	474
12	24	1983	1125	1964	3078	1952	474
13	25	1989	1124	1962	3062	1969	468
14	27	1963	1117	1949	3033	1975	466
15	29	1982	1110	1983	3018	1989	462
16	31	1949	1089	1982	3008	1965	461
17	33	1952	1042	1977	2908	1995	456
18	35	1977	1042	1952	2747	1996	443
19	37	1965	1031	1965	2740	1949	442
20	39	1969	1019	1969	2670	1960	420
21	41	1996	974	1996	2567	1977	420
22	43	1995	934	1993	2492	1963	418
23	45	1993	889	1948	2425	1967	401
24	47	1948	877	1995	2368	1953	389
25	49	1968	855	1968	2310	1994	381
26	51	1953	852	1994	2258	1968	369
27	53	1994	850	1953	2242	1948	362
28	55	1992	818	1992	2198	1992	358
29	57	1960	813	1947	2173	1993	355
30	59	1947	779	1959	2140	1959	317
31	61	1959	773	1981	2122	1947	315
32	63	1981	755	1954	2078	1958	308
33	65	1954	748	1990	2007	1979	304
34	67	1990	724	1988	1993	1954	304
35	69	1988	709	1960	1990	1981	300
36	71	1972	700	1972	1953	1974	297
37	73	1979	633	1978	1647	1987	297
38	75	1974	627	1979	1620	1990	296
39	76	1978	624	1974	1618	1973	292
40	78	1958	616	1971	1607	1978	282

41	80	1973	608	1955	1580	1972	282
42	82	1971	602	1973	1557	1988	281

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

m	P, %	Годы	$Q_{год}, м^3/с$	Годы	$Q_{полов}, м^3/с$	Годы	$Q_{межен}, м^3/с$
43	84	1955	582	1970	1552	1986	277
44	86	1987	582	1958	1542	1971	267
45	88	1957	578	1957	1513	1980	267
46	90	1980	569	1980	1475	1957	267
47	92	1991	561	1991	1450	1991	265
48	94	1986	551	1987	1437	1956	257
49	96	1956	550	1956	1430	1955	249
50	98	1970	532	1986	1372	1970	192

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Сработка и наполнение водохранилища (окончательный вариант)

Месяц	Расходы, м ³ /с						Объемы, км ³			Отметки, м				H, м	N, МВт	Nгар, МВт
	Qполезн	Qвдхр	QГЭС	Qвхк	Qх.сб.	QНБ	Vнач	ΔV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвбср	Zнб			
XI	207	612	819	200	0	825	26,14	1,59	24,55	162,00	161,52	161,76	140,06	21,17	153	153
XII	79	1012	1091	200	0	1097	24,55	2,62	21,93	161,52	160,82	161,17	140,90	19,74	190	190
I	117	1032	1149	200	0	1155	21,93	2,67	19,26	160,82	159,82	160,32	141,04	18,76	190	190
II	95	865	960	200	0	966	19,26	2,24	17,01	159,82	158,57	159,20	140,55	18,12	153	153
III	80	430	510	200	0	516	17,01	1,11	15,90	158,57	157,81	158,19	138,37	19,30	87	87
IV	132	162	294	300	0	300	15,90	0,42	15,48	157,81	157,51	157,66	135,69	21,45	56	BХК
V	1126	-832	294	300	0	300	15,48	-2,16	17,64	157,51	158,96	158,23	135,69	22,02	57	BХК
VI	1971	-1705	266	300	0	300	17,64	-4,42	22,05	158,96	160,85	159,90	135,69	23,69	55	BХК
VII	1228	-962	266	300	0	300	22,05	-2,49	24,55	160,85	161,52	161,19	135,69	24,97	58	BХК
VIII	529	-235	294	300	0	300	24,55	-0,61	25,16	161,52	161,69	161,60	135,69	25,39	66	BХК
IX	554	-259	294	300	0	300	25,16	-0,67	25,83	161,69	161,90	161,79	135,69	25,58	66	BХК
X	519	-120	399	300	0	405	25,83	-0,31	26,14	161,90	162,00	161,95	136,66	24,77	87	87

Продолжение приложения А

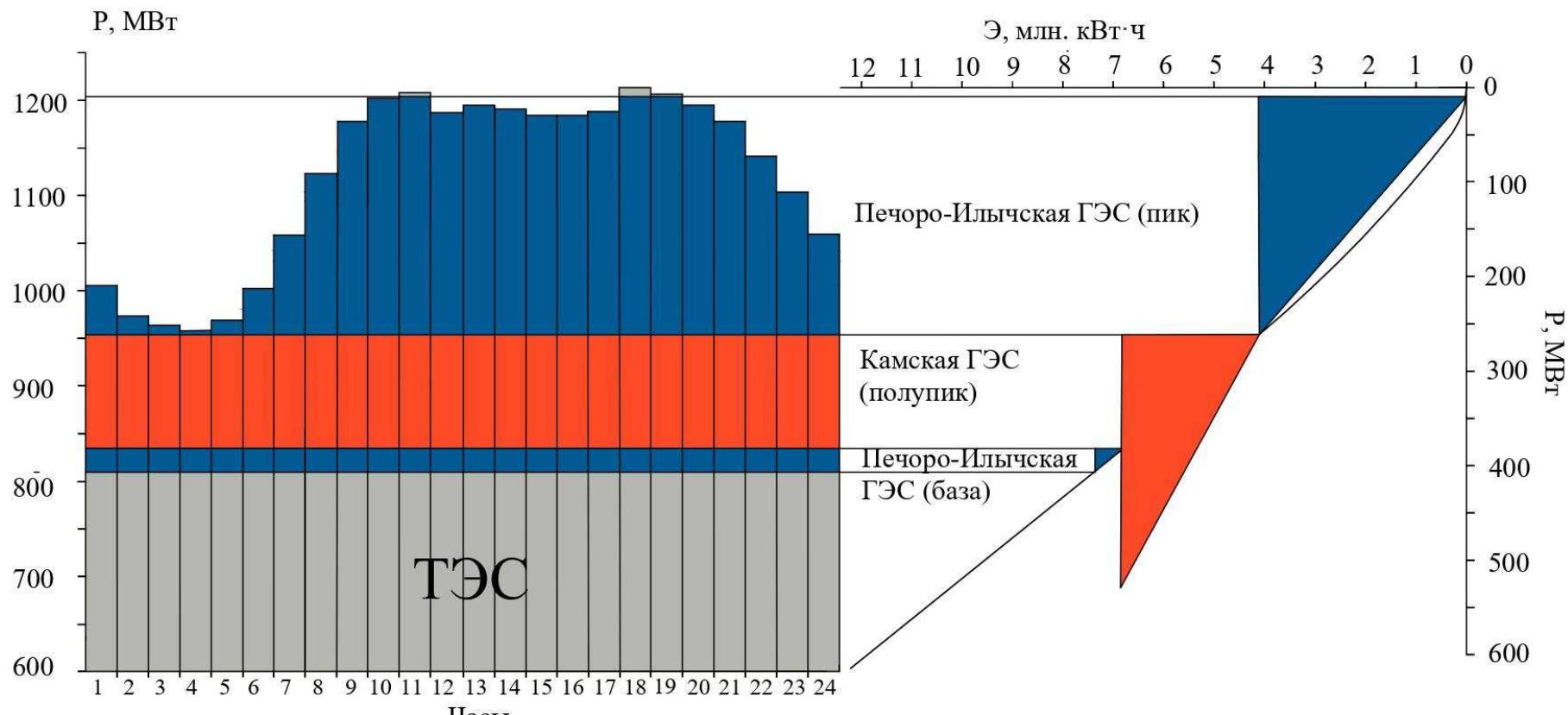


Рисунок А.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь)

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчёт водноэнергетического регулирования в среднем по водности году (работа ГЭС по мощностям маловодного года)

Месяц	Расходы, м ³ /с					Объемы, км ³				Отметки, м				Н, м	N, МВт	Nгар, МВт	Э, млн. кВт·ч
	Qпол	Qвдхр	QГЭС	Qвхк	Qх.сб.	QНБ	Vнач	ΔV	Vкон	Zвб нач	Zвб кон	Zвбср	Zнб				
XI	299	521	820	200	0	826	26,1	1,4	24,8	162,00	161,58	161,79	140,07	21,2	153	153	110
XII	263	822	1086	200	0	1091	24,8	2,1	22,7	161,58	161,02	161,30	140,89	19,9	190	190	137
I	142	990	1131	200	0	1137	22,7	2,6	20,1	161,02	160,19	160,60	141,00	19,1	190	190	137
II	120	811	930	200	0	936	20,1	2,1	18,0	160,19	159,16	159,67	140,46	18,7	153	153	110
III	95	397	492	200	0	498	18,0	1,0	17,0	159,16	158,54	158,85	138,23	20,1	87	87	63
IV	168	574	742	300	0	748	17,0	1,5	15,5	158,54	157,51	158,02	138,92	18,6	121	BXK	87
V	2102	-1000	1102	300	0	1108	15,5	-2,6	18,1	157,51	159,21	158,36	140,29	17,5	170	BXK	123
VI	3221	-1520	1701	300	0	1735	18,1	-3,9	22,0	159,21	160,84	160,02	141,46	18,0	270	BXK	194
VII	1405	-900	505	300	0	539	22,0	-2,3	24,3	160,84	161,46	161,15	137,69	22,9	102	BXK	73
VIII	599	-200	399	300	0	404	24,3	-0,5	24,9	161,46	161,60	161,53	136,65	24,4	85	BXK	62
IX	838	-100	737	300	0	743	24,9	-0,3	25,1	161,60	161,68	161,64	138,90	22,2	144	BXK	104
X	787	-394	393	300	0	398	25,1	-1,0	26,1	161,68	162,00	161,84	136,60	24,7	85	87	61

$$\mathcal{E}_{год} = 1261 \text{ млн.кВт·ч}$$

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Расчёт водноэнергетического регулирования в среднем по водности году (работа ГЭС по отметкам маловодного года)

Мес.	Расходы, м ³ /с					Объемы, км ³				Отметки, м				H, м	N, МВт	N _{гар} , МВт	Э, млн. кВт·ч	отм. мал. года
	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{ГЭС}	Q _{ВХК}	Q _{х.сб.}	Q _{НБ}	V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{вб нач}	Z _{вб кон}	Z _{вбср}	Z _{нб}					
XI	299	612	911	200	0	917	26,1	1,6	24,6	162,00	161,52	161,76	140,40	20,8	167	153	120	162,00
XII	263	1012	1275	200	0	1281	24,6	2,6	21,9	161,52	160,82	161,17	141,28	19,4	217	190	156	161,52
I	142	1032	1174	200	0	1179	21,9	2,7	19,3	160,82	159,82	160,32	141,09	18,7	193	190	139	160,82
II	120	865	985	200	0	990	19,3	2,2	17,0	159,82	158,57	159,20	140,62	18,0	156	153	113	159,82
III	95	430	525	200	0	531	17,0	1,1	15,9	158,57	157,81	158,19	138,47	19,2	89	87	64	158,57
IV	168	163	332	300	0	337	15,9	0,4	15,5	157,81	157,51	157,66	136,05	21,1	62	BXK	44	157,81
V	2102	-1300	802	300	0	808	15,5	-3,4	18,8	157,51	159,62	158,57	139,21	18,8	133	BXK	96	157,51
VI	3221	-1700	1521	300	0	1555	18,8	-4,4	23,3	159,62	161,18	160,40	141,22	18,7	250	BXK	180	158,96
VII	1405	-1000	405	300	0	439	23,3	-2,6	25,8	161,18	161,90	161,54	136,94	24,1	86	BXK	62	160,85
VIII	599	-114	485	300	0	490	25,8	-0,3	26,1	161,90	162,00	161,95	137,34	24,1	103	BXK	74	161,52
IX	838	0	838	300	0	843	26,1	0,0	26,1	162,00	162,00	162,00	139,37	22,1	163	BXK	117	161,69
X	787	0	787	300	0	792	26,1	0,0	26,1	162,00	162,00	162,00	139,14	22,3	155	87	111	161,90

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 1276 \text{ млн.кВт·ч}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

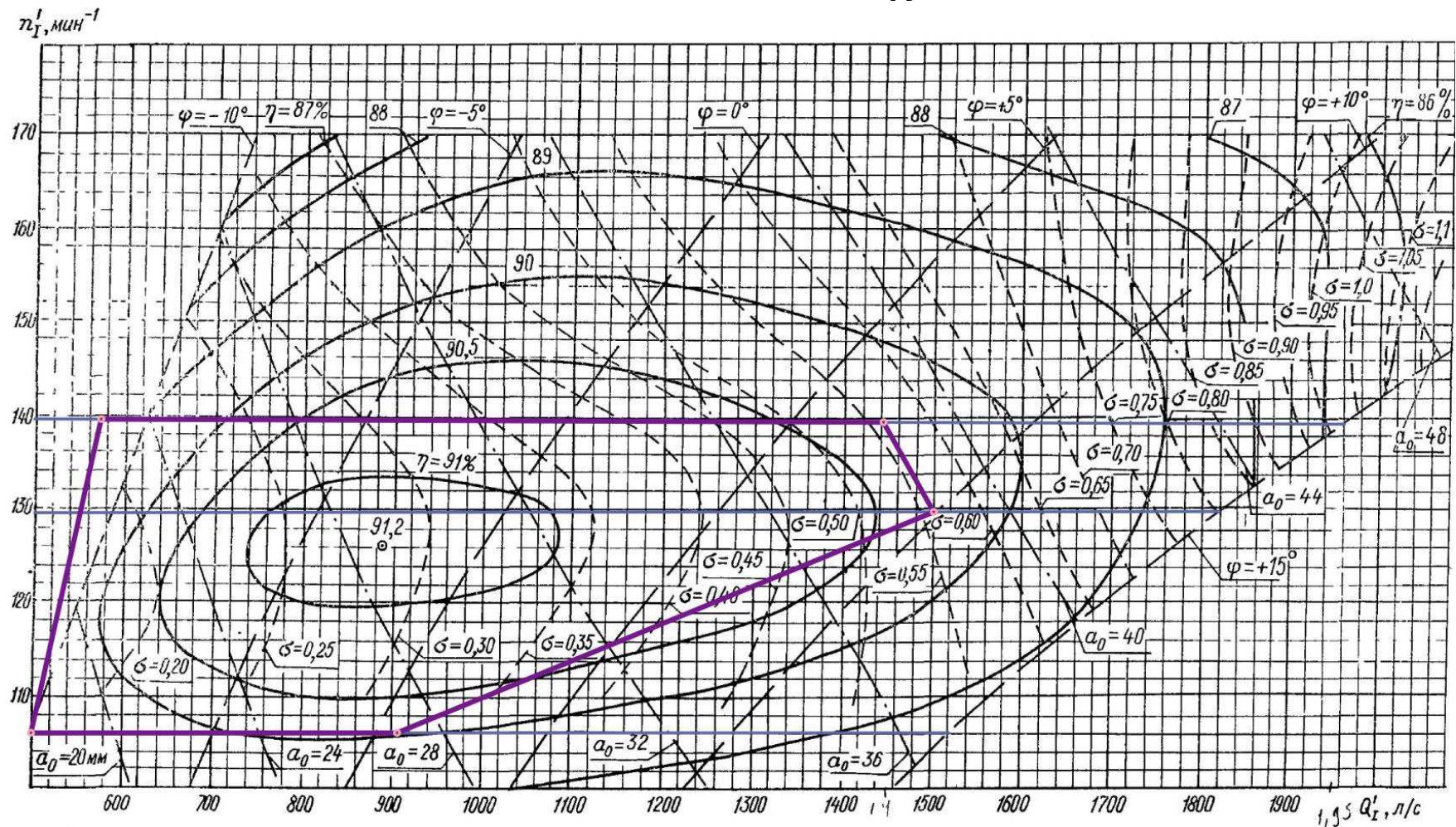


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30а-В-800 на универсальной характеристике

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Компоновка и сооружения гидроузла

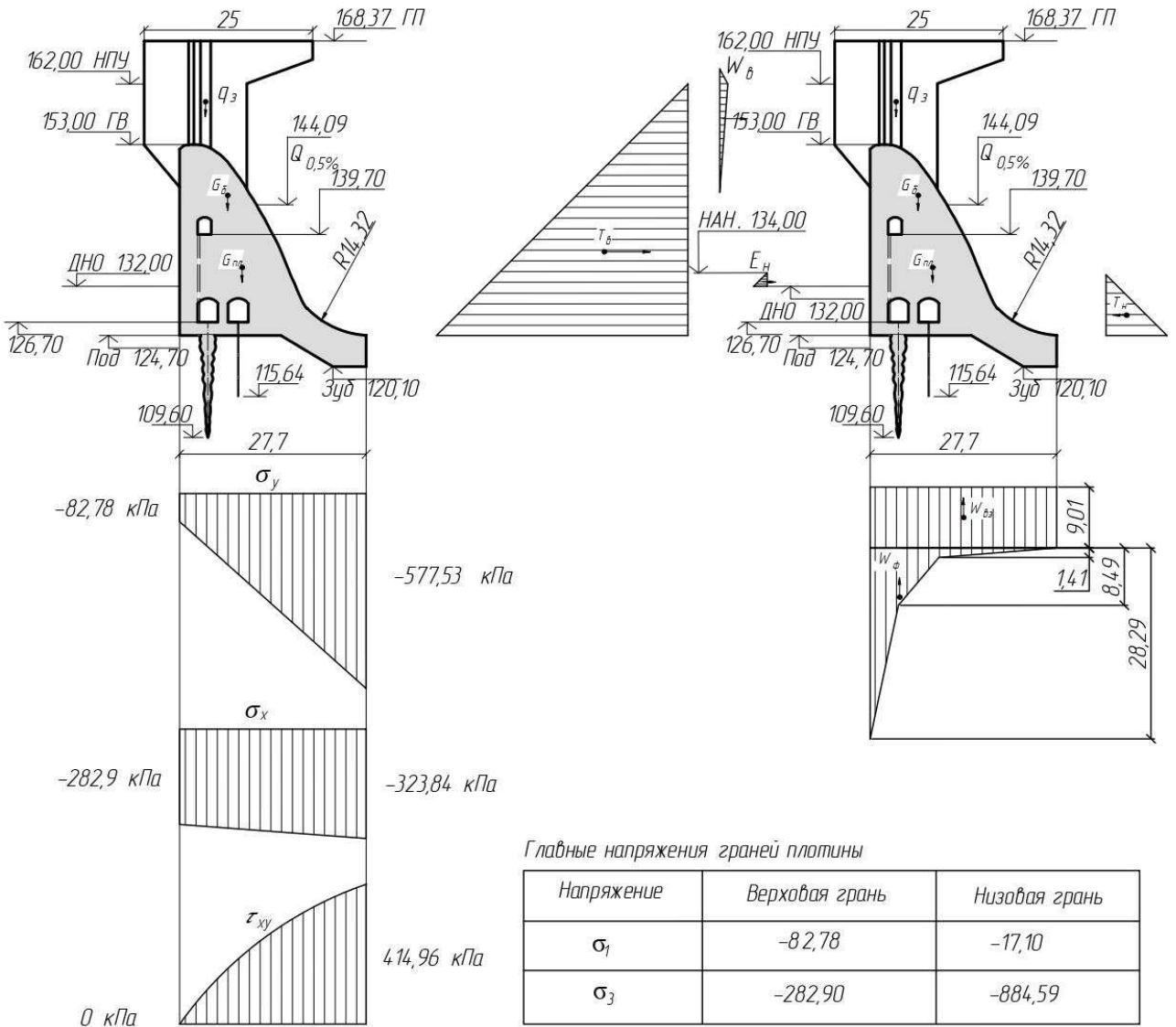


Рисунок В.1 – Сбор нагрузок на водосливную плотину

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Технико-экономическое обоснование

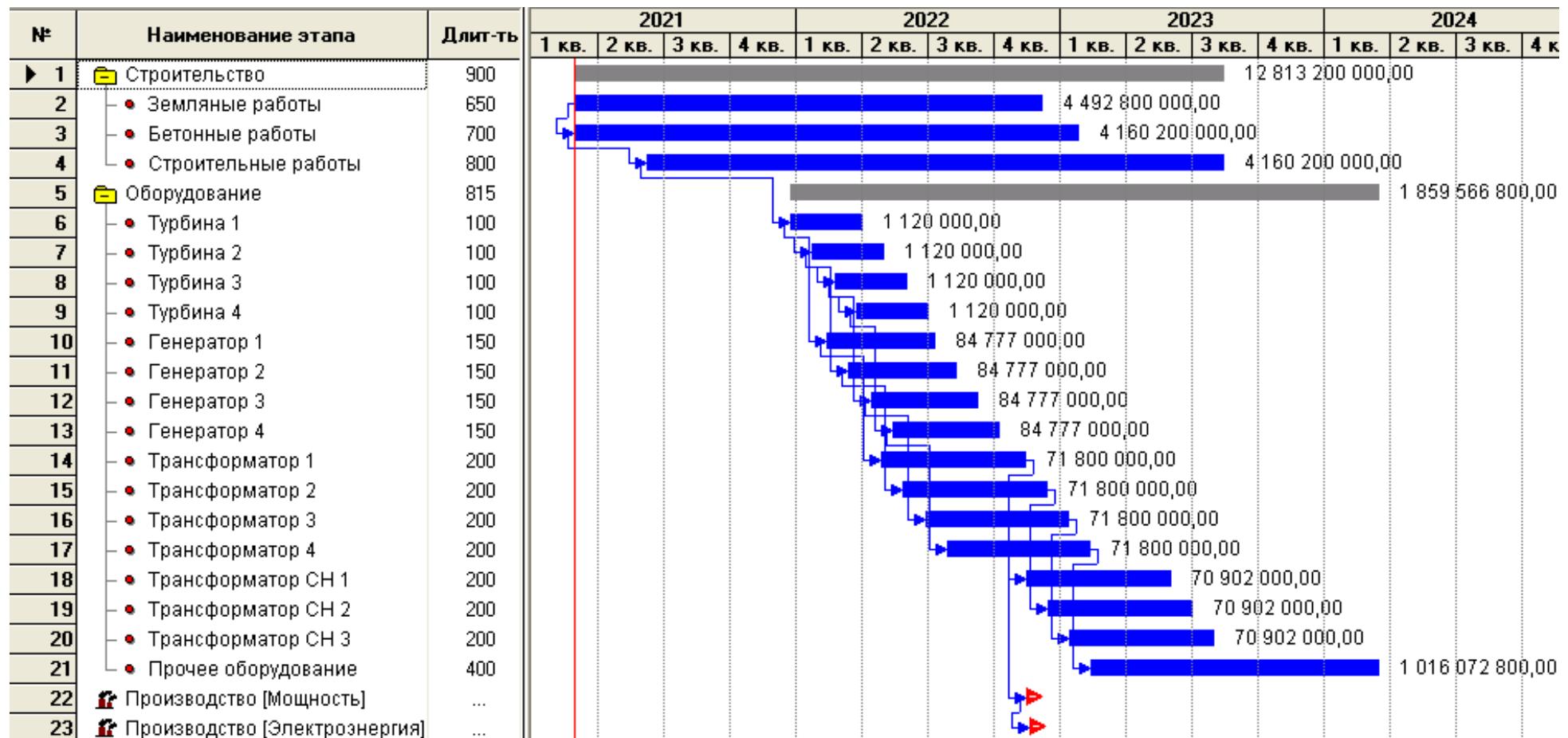
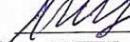


Рисунок Г.1 – Календарный план Печоро-Илычского ГУ

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

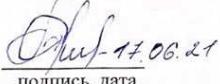
Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 A.A. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«17» июля 2021 г.

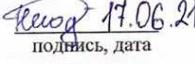
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПЕЧОРО-ИЛЬЧСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
ИЛЫЧ. КОНТРОЛЬ ЗА НАПРЯЖЕННЫМ СОСТОЯНИЕМ
СООРУЖЕНИЙ ПРИ ПОМОЩИ ДИСТАНЦИОННОЙ КИА
тема

Руководитель 
17.06.21
подпись, дата

А.С. Тищуков
ициалы, фамилия

Выпускник 
17.06.21
подпись, дата

А.С. Жегодина
ициалы, фамилия

Саяногорск 2021