

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



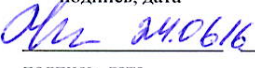
Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.И.Татарников
«__» _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
РАЗРАБОТКА РАБОЧЕГО ПРОЕКТА И ВНЕДРЕНИЕ СИТЕМЫ АСДК
ГТС НА НИЗКОНАПОРНЫХ И СРЕДЕНАПОРНЫХ ГЭС. НА
ПРИМЕРЕ НИЖЕГОРОДСКОЙ ГЭС.

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Научный руководитель		Главный эксперт производственно-технического отдела АО «Гидроремонт-ВКК»	О.В. Соловьев
	<small>подпись, дата</small>	<small>должность, ученая степень</small>	<small>инициалы, фамилия</small>
Выпускник			Д.С.Корунный
	<small>подпись, дата</small>		<small>инициалы, фамилия</small>
Рецензент		Заместитель генерального директора –	
Главный инженер АО «Гидроремонт-ВКК»			С.П. Олизько
	<small>подпись, дата</small>	<small>должность, ученая степень</small>	<small>инициалы, фамилия</small>
Нормоконтролер			А.А. Чабанова
	<small>подпись, дата</small>		<small>инициалы, фамилия</small>

Саяногорск; Черемушки, 2016

РЕФЕРАТ

Диссертация 79 с., 38 рис., 25 табл., 1 прил., 13 источников.

Объектом исследования является возможность применения системы АСДК ГТС на низконапорных и средненапорных ГЭС.

Целью настоящей работы является обоснование целесообразности внедрения системы АСДК ГТС на примере Нижегородской ГЭС с применением технико-экономического анализа.

Для достижения указанной цели был выполнен анализ существующей КИА Нижегородской ГЭС, выполнена оценка рисков возникновения аварийной ситуации в связи с отсутствием АСДК ГТС, проведен расчет экономического ущерба в случае возникновения аварии на ГТС при ограничении по выдаче электроэнергии и полного прекращения функционирования ГЭС. После чего был выполнен экономический расчет для обоснования целесообразности внедрения АСДК ГТС.

Проведенные исследования и расчеты показали целесообразность внедрения АСДК ГТС на примере Нижегородской ГЭС по следующим показателям:

1. Снижается риск возникновения аварийной ситуации в следствие постоянного мониторинга за сооружениями Нижегородской ГЭС.
2. Оценка экономического ущерба в случае возникновения аварийной ситуации и последующая за ней недовыдача электроэнергии или прекращение функционирования ГЭС значительно превышает затраты на инвестиционный проект.
3. Снижаются затраты на мониторинг за состоянием ГТС, что сокращает эксплуатационные издержки.
4. Повышает эксплуатационную надежность и как следствие, безопасность ГТС.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	2
Введение.....	4
1 Общие сведения о Нижегородской ГЭС	6
1.1 Общая характеристика сооружений Нижегородской ГЭС.....	6
1.2 Общая характеристика и состав контрольно-измерительной аппаратуры Нижегородской ГЭС.....	17
1.3 Оценка технического состояния КИА ГЭС.....	19
1.4 Оценка технического состояния КИА водосливной плотины.....	23
1.5 Оценка технического состояния КИА грунтовых плотин.....	25
1.6 Внедрение системы АСДК ГТС. Принципы построения.....	26
1.7 Система автоматизации инструментальных наблюдений.....	28
1.8 Организация оптической коммутации в серверных шкафах.....	31
1.9 Стоимость и спецификация системы АСДК ГТС с СМР.....	33
2 Постановка задачи	33
2.1 Оценка рисков аварий гидротехнических сооружений Нижегородской ГЭС без использования средств АСДК ГТС.	34
2.2 Оценка убытков при ограничении мощности Нижегородской ГЭС, связанных с авариями (при недостаточности мониторинга за сооружениями, без использования средств АСДК ГТС).....	39
2.3 Оценка ущерба в случае прекращения функционирования Нижегородской ГЭС.....	46
3 Оценка экономической эффективности инвестиций в проект АСДК ГТС.....	54
3.1 Исходные положения. Методика расчета.....	54
3.2 Макроэкономическое окружение проекта.....	57
3.3 Оценка экономической эффективности для целевого варианта.....	62
Заключение	67
Список использованных источников	67

ВВЕДЕНИЕ

Правильная оценка технического состояния гидротехнических сооружений является основным фактором, влияющим на их безопасность и надежность. В условиях длительной эксплуатации ГЭС (многие ГЭС, в частности ГЭС Волжско-Камского каскада работают уже более 50 лет) контроль за состоянием сооружений выходит на первый план. Правильное определение состава и полноты диагностических показателей, полностью описывающих гидротехнические сооружения и назначение им критериальных значений - является важным элементом, позволяющим на их основе организовать мониторинг за сооружениями и на ранней стадии выявить и предотвратить нежелательные процессы, способствующие возникновению аварийных ситуаций.

В качестве уровней значений диагностических показателей, описывающих их критические положения, обычно назначаются критерии безопасности К1 и К2, где:

- критерий безопасности К1 - первый (предупреждающий) уровень значений диагностических показателей, характеризующий переход сооружения от работоспособного состояния к частично работоспособному состоянию, при достижении которого устойчивость, механическая и фильтрационная прочность водосбросных и водопропускных сооружений соответствуют условиям нормальной эксплуатации;
- критерий безопасности К2 – второй (предельный) уровень значений диагностических показателей, характеризующий переход сооружения от частично работоспособного в неработоспособное (предаварийное) состояние, при превышении которого эксплуатация гидротехнического сооружения в проектных режимах не допустима.

Полнота наблюдений и достоверность оценки состояния также зависит от количественного и качественного состава, установленной на гидроузле контрольно-измерительной аппаратуры, а также частоты и качества ее опроса (как автоматизированного, так и ручного).

В данной работе рассматривается автоматизация контрольно-измерительной аппаратуры на примере Нижегородской ГЭС, с оценкой ее количественного и качественного состава, а также технического и экономического анализа, обуславливающего целесообразность ее модернизации.

В связи с тем, что сооружения Нижегородской ГЭС являются самыми протяженными на Волжско-Камском каскаде, а значительная часть сооружений представляет собой грунтовые намывные плотины, то основной аспект будет делаться на контрольно-измерительной аппаратуре, описывающей фильтрационный режим гидроузла, т.е. на его пьезометрической сети.

1 Общие сведения о Нижегородской ГЭС

1.1 Общая характеристика сооружений Нижегородской ГЭС

Нижегородская ГЭС (до 19.02.1991 г. называлась Горьковская ГЭС) на р. Волга расположена у города Заволжье в Городецком районе Нижегородской области в 53 км выше по течению от г. Нижний Новгород. Заволжье (город с 1964г.) с населением 45,3 тыс жителей (1992г.) возник в связи со строительством Горьковской ГЭС. Напротив, на левом берегу р. Волга, расположен г. Городец, районный и исторический центр Нижегородской области, основанный в 1152г.

Первый агрегат принял промышленную нагрузку 2 ноября 1955 года. Пуск станции на проектную мощность 400 МВт состоялся 25 декабря 1956 года, а 21 декабря 1959 года, после реконструкции, общая установленная мощность ГЭС достигла 520 МВт. 29 ноября 1961 года правительственная комиссия приняла Горьковскую ГЭС в постоянную эксплуатацию. Станция является четвертой ступенью Волжско-Камского каскада. Нижегородский гидроузел является важным инфраструктурным объектом комплексного назначения, который помимо выработки электроэнергии решает задачи водного и автомобильного транспорта, водоснабжения и рекреации и представляет собой типичную низконапорную гидроэлектростанцию руслового типа. Подпор от гидроузла (при НПУ=84,00м) распространяется вверх по течению до Рыбинской ГЭС (427,00км). Ниже по течению построена Чебоксарская ГЭС (338,00км), подпор от ее плотины при НПУ=63,00м не распространяется до нижнего бьефа Нижегородской ГЭС.

Основанием земляных сооружений станции служат аллювиальные пески, бетонных сооружений – сарминские и уржумские глины и мергели.

Климат района характеризуется среднегодовой температурой +3,6С, абсолютным минимумом -41С и максимумом +36С, средняя температура января -11,8С, июля +18,4С.

Отметка нормального подпертого уровня (НПУ) – 84,0 м.

Отметка форсированного подпорного уровня (ФПУ) – 85,5 м.

Отметка уровня мертвого объема (УМО) – 82,0 м.

Площадь зеркала при НПУ – 8,82

Полный объем при НПУ – 8,82

Полезный объем – 2,78

Нижегородская ГЭС в ОЭС Средней Волги выполняет важнейшие регулирующие функции – покрытие пиковой части графика нагрузки и обеспечения оперативного резерва при различных нарушениях и отклонениях планового режима.

В состав Нижегородской ГЭС входят следующие сооружения:

1. правобережная земляная плотина № 1-2;
2. русловая земляная плотина № 3;
3. левобережная пойменная земляная плотина № 4;
4. левобережная земляная плотина № 5;
5. ограждающие дамбы аванпорта (не принадлежат Нижегородской ГЭС);
6. ограждающие дамбы низового подходного канала (не принадлежат Нижегородской ГЭС);
7. здание ГЭС с монтажной площадкой;
8. бетонная водосливная плотина;
9. верхний судоходный шлюз (не принадлежит Нижегородской ГЭС);
10. разъездной бьеф (не принадлежит Нижегородской ГЭС);
11. магистральный канал

Правобережная плотина №1-2

Правобережная плотина № 1-2 с одной стороны примыкает к склону надпойменной террасы р.Волга, а с другой стороны сопрягается с бетонными сооружениями здания ГЭС при помощи подпорных стенок длиной 300,00 м.

Длина плотины 7575,00 м, ширина по гребню – 12,00 м и максимальная высота – 15,50 м отметка гребня – 88,50 м ширина по гребню – 12,00 м.

Дренажная система плотины №1-2 включает в себя трубчатый дренаж под низовым откосом плотины и магистральный канал.

Однородная правобережная плотина №1-2 на водопроницаемом основании возведена из аллювиальных мелкозернистых и среднезернистых песков способом намыва.

Магистральный канал проходит вдоль всей плотины №1-2 на расстоянии 115,00м от её оси, имеет длину 8100,00м и впадает в нижний бьеф ГЭС. Ширина канала по дну 0,50м, заложение откосов 1:2,75.

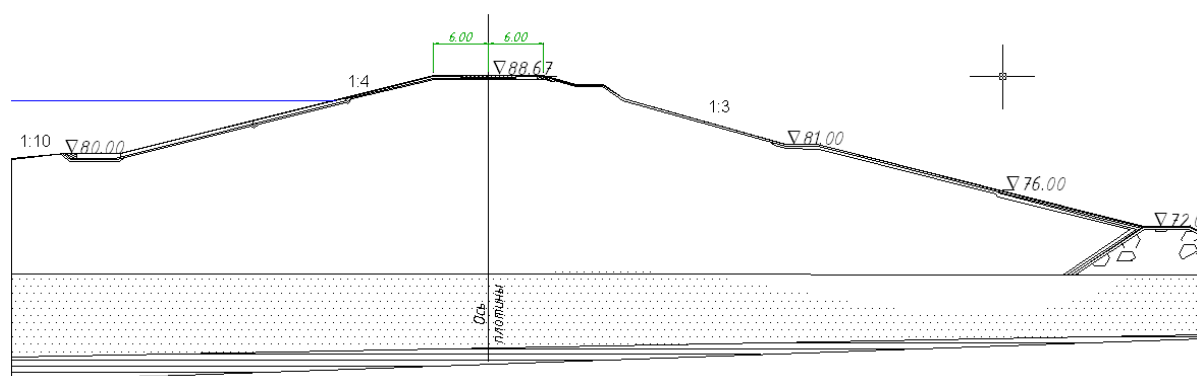


Рисунок 1.1 - Поперечный профиль плотины №3 на ПК91+10

Русловая плотина №3 (на рисунке №1.1)

Тело плотины № 3 намито из мелкозернистого песка, взятого из месторождений в русле и пойме р. Волги. Русловой аллювий представлен в основном среднезернистыми песками с включениями гальки и гравия. Мощность руслового аллювия от 4,00 до 15,00м. Аллювиальные грунты подстилаются песками и глинами.

Русловая плотина №3 имеет длину 1324,00 м, максимальную высоту 30,50м, максимальную ширину по основанию 220,00 м и максимальный напор 17,40м. Ширина по гребню 12,00м. По гребню плотины проходит автомобильная дорога. Заложение откосов 1:4.

Поперечный профиль плотины №3 представлен на рисунке 1.

Дренажные устройства плотины выполнены в виде упорной призмы высотой 3,00-11,00 м с шириной по гребню 5,0м и отметкой 72,00м. Заложение низового откоса 1:2, верхового - 1:1,5

Вне пределов русла по низовому откосу плотины уложен трубчатый дренаж со смотровыми колодцами.

В сопряжении с водосливной бетонной плотиной устроены железобетонные и шпунтовые металлические диафрагмы общей длиной 48,00 м. На ПК 96+00 плотина примыкает к пойменной грунтовой плотине №4.

Левобережная пойменная плотина №4

Левобережная пойменная плотина №4 расположена в пределах поймы и является прямым продолжением плотины № 3.

Плотина №4 имеет длину 2237,00 м, максимальную высоту 19,50 м, максимальную ширину по основанию – 170,00 м, напор 13,00 м. Ширина по гребню 12,00 м. Намыв тела плотины выполнен из мелкозернистого песка средней плотности. В основании намывных грунтов тела плотины залегают пойменные отложения из мелкозернистых песков с включением гравия и гальки.

В подошве низового откоса вдоль плотины на глубине 3,00-4,00м уложен трубчатый дренаж. Для контроля состояния дренажа и возможности его очистки через каждые 50,00 м выполнены смотровые колодцы.

Намывная левобережная плотина №5

Плотина №5 располагается на участке поймы, которая сложена песчаными грунтами. Аллювиальные грунты поймы подстилаются древними аллювиальными грунтами. Рыхлые четвертичные грунты лежат на глинисто-мергелистых породах сарминской и уржумской свит.

Намывная левобережная плотина №5 распластанного профиля из мелкозернистого песка сопрягается с верхней головой шлюза №13 и с левобережным коренным склоном.

Плотина №5 имеет длину 1310,00м, максимальную ширину по основанию 230,00 м и максимальную высоту 17,50м. Плотина имеет распластанный профиль с пологим верховым откосом.

Плотина №5 сопрягается с верхней головой шлюза №13 с помощью железобетонной диафрагмы длиной 9,50 м.

Трубчатый дренаж уложен в низовом клине. С отметки 80,00 м до сопряжения с обратным фильтром трубчатого дренажа под бермой уложен ленточный (насланный) дренаж.

Бетонная водосливная плотина

Бетонная водосливная плотина гравитационного типа с водосливной гранью без вакуумного профиля. Отметка гребня водослива 75,00 м. Напор на гребне 9,00 м. Максимальный напор 17,50 м. Длина плотины 291,00 м, строительная высота 35,50 м, ширина по гребню 22,50 м. Разрез по водосливной плотине представлен на рисунке 1,2.

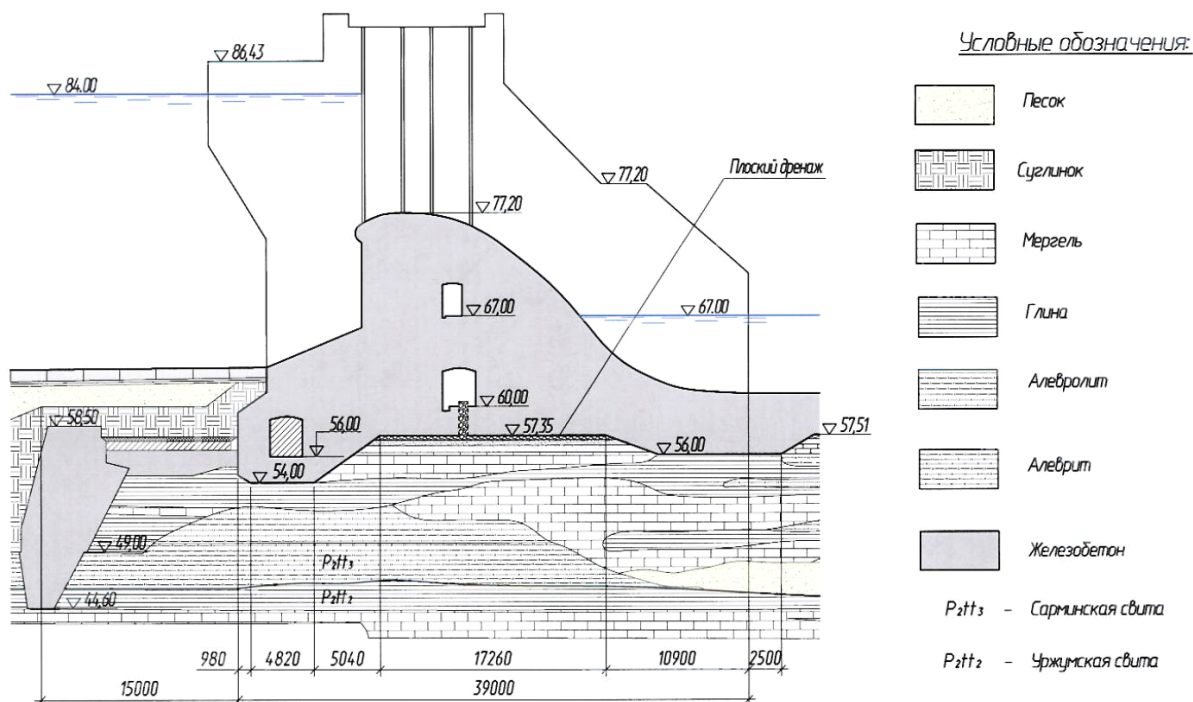


Рисунок 1.2 - Разрез по водосливной плотине

Плотина разделена температурно-осадочными швами на 6 секций шириной 48,00 м каждая. В каждой секции имеется 2 водосливных пролета по 20,00 м в свету. В теле плотины на отметках 60,0 м и 67,00м расположены две продольные галереи.

Здание ГЭС

Здание ГЭС руслового типа является напорным железобетонным сооружением длиной 264,00 м (с монтажной площадкой), шириной по основанию 63,00 м (с водоприемником) и высотой 58,00 м (от подошвы фундамента до кровли). В здании ГЭС установлено 8 гидроагрегатов мощностью 65 МВт каждый. Здание состоит из четырех секций по 53,00 м, в которых размещены гидроагрегаты (по два в секции) и блока монтажной площадки высотой 49,00 м. Расстояние между осями агрегатов в пределах

одного блока 26,30 м, расположенных в смежных блоках – 28,00 м. Разрез по зданию ГЭС представлен на рисунке 1.3

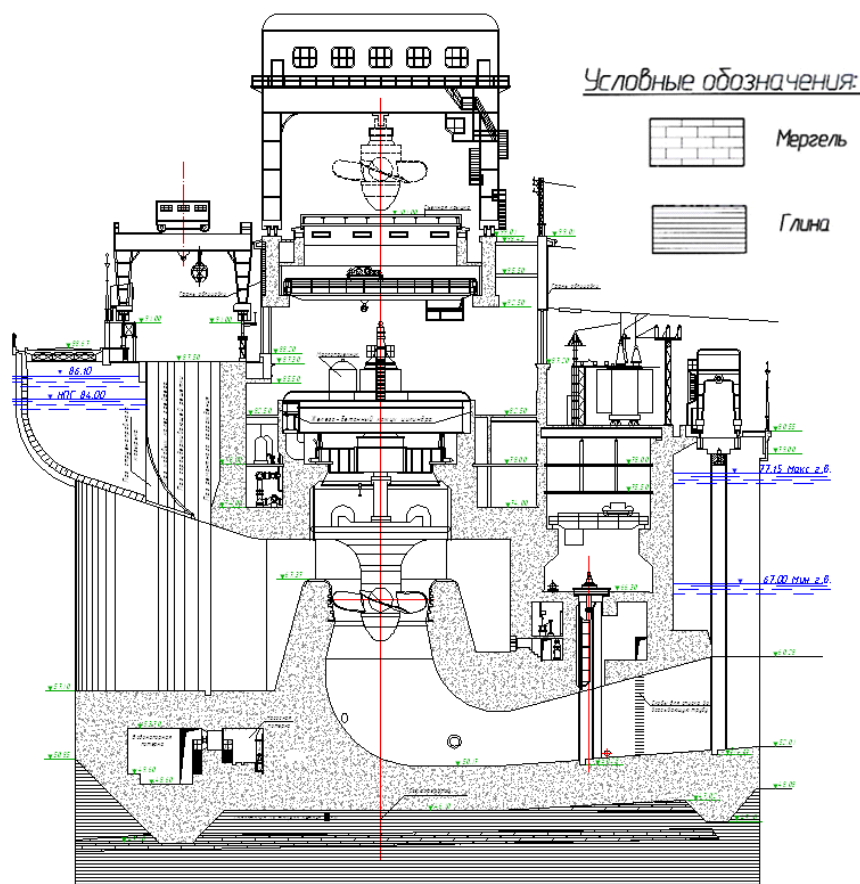


Рисунок 1.3 - Разрез по зданию ГЭС

Надводное строение полуоткрытого типа со съемными металлическими крышками над каждым агрегатом и двумя крышками над блоком монтажной площадки. Монтажная площадка отделена от здания ГЭС температурно-осадочным швом, ее надводное строение полуоткрытого типа. Она обслуживается теми же кранами, что и машинный зал здания ГЭС.

Грунты основания – коренные породы (мергели и глины) практически водонепроницаемые с очень малой сжимаемостью. Поэтому специальных противofiltrационных устройств, кроме верхового и низового зуба на флютбете на отметках 43,10м и 45,10м не предусмотрено.

Практически все проектные конструктивные решения каждого отдельного сооружения гидроузла и всего гидроузла следует считать классическими и до сих пор не вызывают никаких сомнений в их надежности: это касается решений

по подземному контуру напорных сооружений, креплений в подводящем и отводящем каналах, конструкции водосливной плотны, здания ГЭС, намывных земляных плотин.

Выбор материалов для строительства, технологического оборудования соответствовал возможностям промышленности того времени.[1]

Таблица 1.1. - Основные характеристики Нижегородской ГЭС

№ позиции	Наименование параметра	Параметры
1	Установленная мощность ГЭС, кВт	572320
2	Количество агрегатов, шт.	8
3	Тип здания ГЭС	Русловое
4	Режим работы ГЭС	полупиковый, пиковый, базовый
5	Расчётные уровни в верхнем бьефе ГЭС, м: - наибольший форсированный (ФПУ) - нормальный подпорный уровень (НПУ) - минимально допустимый уровень ВБ (УМО)	85,5 84,0 81,0
6	Уровни в нижнем бьефе ГЭС, м: - максимальный (при 0,01%) - максимальный (НПУ Чебоксарского водохранилища 63,0 м) - максимальный (НПУ Чебоксарского водохранилища 68,0 м) - минимальный (НПУ Чебоксарского водохранилища 63,0 м) - минимальный (НПУ Чебоксарского водохранилища 68,0 м)	77,43 76,0 76,1 66,5 66,5

Продолжение таблицы 1.1 – Основные характеристики Нижегородской ГЭС

№ позиции	Наименование параметра	Параметры
7	Температура воздуха в здании ГЭС в местах установки гидросилового оборудования, плюс °С - максимальная в машзале - максимальная в турбинном помещении - минимальная в машзале - минимальная в турбинном помещении	40 40 5 5
8	Отметка пола машинного зала, м	82,5
9	Отметка монтажной площадки над уровнем моря, м	80,5
9	Температура проходящей через гидротурбину воды, °С: - максимальная - минимальная - в шуговый период	плюс 25 плюс 4 плюс 0
10	Тип существующих гидротурбин	поворотно - лопастные

Продолжение таблицы 1.1 – Основные характеристики Нижегородской ГЭС

№ позиции	Наименование параметра	Параметры
11	Схема выдачи мощности	<p>Открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ «две несекционированные системы шин с обходной». Передача электроэнергии осуществляется линиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ВЛ 110кВ «Левобережная-1» - ВЛ 110кВ «ЗМЗ» - ВЛ 110кВ «Левобережная-2» - ВЛ 110кВ «Малаховская-2» - ВЛ 110кВ «Малаховская-1» - ВЛ 110кВ «ЦБК» - ВЛ 110кВ «Н.Сормово» - ВЛ 110кВ «Луч» - ВЛ 110кВ «Дзержинская» - ВЛ 110кВ «Западная» - ВЛ 110кВ «Пучеж» <p>Открытое распределительное устройство (ОРУ) 220 кВ «четырёхугольник». Передача электроэнергии осуществляется линиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ВЛ 220кВ «Семенов» - ВЛ 220кВ «Вязники»
12	Схема присоединения генератора к повышающему трансформатору (к сборным шинам генераторного напряжения, укрупненному блоку, и т.д.)	<p>1Г-4Г - два генератора - трансформатор</p> <p>5Г-8Г - генератор - трансформатор</p>

Окончание таблицы 1.1 – Основные характеристики Нижегородской ГЭС

№ позиции	Наименование параметра	Параметры
13	Параметры повышающего трансформатора (тип, напряжение короткого замыкания)	<p>Блоки 1Т-2Т (1Г-4Г) - 3хОДТ-53333/220/110 единичной мощности каждого однофазного трансформатора 53333кВА. Мощность в группе составляет 160МВА. Изготовитель - ОАО «Электрозавод», г. Москва.</p> <p>Блоки 5Т-8Т (5Г-8Г) - ТДЦ-125000/110 мощностью 125МВА. Изготовитель трансформатора №5Т, 7Т, 8Т - ОАО «Трансформатор», г.Тольятти, изготовитель трансформатора №6Т - ОАО «Электрозавод» г.Москва</p>
14	Тип применяемых кранов, их параметры	<p>Краны машзала мостовые электрические:</p> <p>№8 г/п 50/10, №9 г/п 50/5 тс.</p> <p>Кран козловой №7 г/п 500/50 тс</p>
15	Геометрические размеры монтажной площадки, м	47х20
16	Здание гидроэлектростанции, длина, м	264
17	Бетонная водосливная плотина, длина, м	291

1 Общая характеристика и состав контрольно-измерительной аппаратуры Нижегородской ГЭС

Сегодня состояние сооружений контролируется значительным количеством КИА. В таблице 1.2 показано количество основных измерительных устройств, установленных в каждом сооружении.

Таблица 1.2 – Наименование установленной КИА

Наименование сооружения	Наименование установленной КИА	Количество
Земляные плотины	Пьезометр безнапорный	357
Здание ГЭС	Пьезометры напорные, безнапорные	19
	Щелемеры трехосные, одноосные	13
Водосливная плотина	Пьезометры напорные, безнапорные	46
	Щелемеры трехосные, одноосные	32

Контроль технического состояния бетонных и грунтовых гидротехнических сооружений осуществляется в форме регулярно проводимых службой мониторинга оборудования и ГТС общих технических осмотров совместно с опросом установленных на сооружениях измерительных устройств, сезонных комиссионных осмотров объектов ГЭС, а также экспертных комиссионных обследований.

С помощью визуальных наблюдений оценивается:

- трещинообразование и разрушение бетонных поверхностей;
- фильтрационные проявления в бетоне;
- противофильтрационное состояние шпонок деформационных швов;
- дефекты элементов и конструкций здания ГЭС.

Инструментальные наблюдения включают в себя измерения:

- осадок сооружений и их оснований;

- уровней воды в пьезометрах;
- относительных смещений по деформационным швам;
- фильтрационных расходов.

Результаты визуальных наблюдений и инструментальных наблюдений заносятся для хранения и анализа в базу данных информационно-диагностической системы (ИДС) БИНГ-3. По результатам анализа производится оценка технического состояния сооружений и уровня безопасности их эксплуатаций.

Фильтрация воды через тело земляных сооружений контролируется по замерам расхода фильтрационной воды в выпусках трубчатого дренажа. В здании ГЭС и водосливной плотины контроль фильтрации воды ведется в дренажных канавах.

Уровни воды в пьезометрах замеряются:

- по водосливной плотине и по зданию ГЭС стационарными манометрами – в напорных пьезометрах, рулеткой с хлопушкой в открытых пьезометрах;
- по земляным плотинам (все пьезометры открытого типа) сорока и двадцати метровой рулеткой с хлопушкой.

В конструкцию безнапорных и напорных пьезометров, выполненных из стальной трубы, входит отстойник, рабочая часть (фильтр) и глухая часть. У безнапорных пьезометров оголовки глухой трубы оборудован защитной стальной крышкой. Выходные оголовки трубопроводов напорных пьезометров, оборудованы манометрами.

Расходы воды профильтровавшейся через земляные плотины напорного фронта замеряются в дренажных выпусках. Ввиду отсутствия в проекте специальных устройств (мерные водосливы, лотки и т.п.) для замера расходов, используется гидрометрическая вертушка типа ЖЗ. В бетонных сооружениях замеры выполняются с помощью водосчетчиков. Измерения производятся 1 раз в месяц.

Визуально во время обходов сооружений проверяется и фиксируется:

- состояние дренажной системы и системы отвода воды от сооружений;

• выходы фильтрационной воды на откосы плотин, на откосы подошвенных кюветов и магистрального канала.

Осадки гидротехнических сооружений Нижегородской ГЭС контролируются с помощью высотных марок и реперов, установленных на сооружениях. Наблюдение за вертикальными перемещениями ГЭС производится нивелированием II класса. Грунтовый репер представляет собой металлическую трубу, установленную в скважину. К верхней части трубы приварена марка. Репер-марка бетонная выполнена в виде стального выпуска на бетонной поверхности.

Наблюдения за деформациями по осадочным швам между секциями ГЭС и водосливной плотины производится с помощью пространственных щелемеров, которые дают возможность фиксировать величину планового и высотного смещения (расхождение шва, сдвиг, вертикальные перемещения двух соседних секций одна относительно другой).

Одноосный щелемер представляет собой металлические выпуски из бетона с металлическими пластинами, на концах пластин выполнены стальные выпуклости для взятия отсчета.

Трехосные щелемеры представляет собой металлическую конструкцию, установленную на бетонной поверхности, в которой установлены стальные выпуклости для определения горизонтальных, вертикальных смещений и раскрытия шва.

Проводятся наблюдения за температурой бетона, температурой воды в нижнем и верхнем бьефе, температурой воды в дренажных колодцах. Наблюдения за температурой воды в дренажных колодцах ведутся с 1968 г. с периодичностью 4 раза в год. [2]

1.3 Оценка технического состояния КИА ГЭС

Здание ГЭС оснащено следующей контрольно-измерительной аппаратурой:

- пьезометры напорные;
- пьезометры безнапорные;
- пьезометры напорно-безнапорные;
- щелемеры трехосные;
- щелемеры одноосные;
- термометр сопротивления;
- репер-марка бетонная.

Водоприемники пьезометров находятся в зоне контакта фундаментной плиты здания ГЭС с основанием, выводы пьезометров находятся в насосной потерне и коридоре гидроподъемников. Щелемеры трехосные и одноосные находятся по обе стороны межсекционных швов на поверхности бычков и в насосной потерне. Термометры сопротивления для измерения температуры бетона, заложены в бетонный массив здания ГЭС, выводы термометров расположены в насосной потерне.

Оценка технического состояния КИА ГЭС проводилась по данным натуральных наблюдений.

Оценка технического состояния пьезометров

Для контроля за процессами фильтрации в основании здания ГЭС заложено 4 створа контактной пьезометрической сети, расположенных, приблизительно, по оси секций (рисунок А.1.1). На рисунке А.1.2 показан поперечный разрез здания ГЭС с расположением контрольно-измерительной аппаратуры.

Схема положения пьезометров в каждой секции (створе) одинакова и состоит из 4-х пьезометров (кроме секции 2, в ней отсутствует пьезометр у низового зуба).

Пьезометры 1-ой группы (ПН6-1, ПН6-5, ПН6-9, ПН6-13) расположены перед верхним зубом. Характер изменения уровней воды в пьезометрах

стабилен в течение всего периода наблюдений (рисунок А.1.4). График уровней бьефов представлен на рисунке А 1

У пьезометров 2-ой группы (ПН6-2, ПН6-6, ПН6-10, ПН6-14) расположенных за верховым зубом и 3-ей группы (ПН6-3, ПН6-7, ПН6-11, ПН6-15) расположенных по продольной оси агрегатов, колебания уровней воды незначительны по величине и стабильны в течение всего периода наблюдений. Разность показаний пьезометров перед верховым зубом и за верховым зубом (гашение напора на верховом зубе) характеризует высокую эффективность работы данного протифильтрационного элемента (рисунок А.5 и рисунок А6).

Пьезометры 4-ой группы (ПН6-4, ПН6-8, ПН6-16) фильтры расположены перед низовым зубом. Уровни воды в этих пьезометрах зависят от колебаний уровней нижнего бьефа и стабильны в течение всего периода наблюдений (рисунок А.7).

При сезонном колебании пьезометрических уровней максимальные и минимальные значения их, показанные на рисунках А.4...А.7, постоянны по величине при одном значении НБ в течение последних 15 лет.

Все это позволяет считать, что пьезометры под зданием ГЭС находятся, вероятнее всего, в исправном состоянии. Однако необходимо отметить, что между верховым и низовым зубом в основании всех секций здания ГЭС в течение всего периода наблюдений пьезометрические уровни ниже уровня нижнего бьефа, что связано с разгрузкой фильтрационного потока через деформационные швы.

Анализ показаний пьезометров здания ГЭС позволяет сделать вывод о стабильности фильтрационного потока за весь период наблюдений, а отсутствие выбросов в показаниях за весь период наблюдений дает основание считать, что пьезометрическая сеть здания ГЭС находится в исправном состоянии.

Оценка технического состояния реперов

Измерение осадки по секциям здания ГЭС выполняется методом геометрического нивелирования от фундаментного репера №242 замкнутым ходом по методике II класса с периодичностью два раза в год (апрель, сентябрь). Среднеквадратическая ошибка измерений составляет $\pm 1,0$ мм. Наблюдения за осадками секций, сопрягающих секций машинного здания ГЭС с земляной плотиной №1-2 выполнялись один раз в год в сентябре месяце.

Суммарная осадка секций здания ГЭС показана в таблице 1.3.1. Зафиксированная осадка реперов по всем секциям здания ГЭС незначительна и отражает деформации, вызванные температурным режимом бетона и окружающей среды.

Таблица 1.3 - Суммарная осадка секций здания ГЭС

Наименование секций		Суммарная осадка в миллиметрах.								Средняя осадка за 2011 год, мм
		С начала наблюдений				В том числе за 2011 год				
		ВБ	ВБ	НБ	НБ	ВБ	ВБ	НБ	НБ	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Секция 1	№ Репера	<u>158</u>	<u>160</u>	<u>157</u>	<u>159</u>	<u>158</u>	<u>160</u>	<u>157</u>	<u>159</u>	-2
	Осадка	-78	-93	-67	-70	-2	-2	-2	-2	
Секция 2	№ Репера	<u>162</u>	<u>164</u>	<u>161</u>	<u>163</u>	<u>162</u>	<u>164</u>	<u>161</u>	<u>163</u>	-1,5
	Осадка	-78	-70	-69	-74	-2	-1	-2	-1	
Секция 3	№ Репера	<u>166</u>	<u>168</u>	<u>165</u>	<u>167</u>	<u>166</u>	<u>168</u>	<u>165</u>	<u>167</u>	-1,5
	Осадка	-76	-73	-75	-70	-2	-1	-1	-2	
Секция 4	№ Репера	<u>170</u>	<u>172</u>	<u>169</u>	<u>171</u>	<u>170</u>	<u>172</u>	<u>169</u>	<u>171</u>	-1
	осадка	-78	-68	-80	-72	-1	-2	-1	0	

*Примечание: «+»- поднятие секции, «-» - осадка секции.

Можно отметить закономерность хода осадки здания ГЭС, выраженное сезонное колебание осадки и наличие тенденции к ее затуханию во времени при отсутствии резкой интенсификации хода осадки.

Все это позволяет считать, что репера на здании ГЭС отражают фактические осадки и репера находятся в исправном состоянии.

Оценка технического состояния щелемеров.

При анализе поведения швов рассматриваются абсолютные величины деформаций, измеренные с помощью трехосных и одноосных щелемеров.

Относительные смещения по швам по измерениям трехосными щелемерами (на гребне сооружения) показывают, что со стороны ВБ фиксируется незначительный рост вертикальных смещений по всем швам, более существенный по средним (К2, К3) швам (рисунок А.1.8).

Со стороны НБ смещения стабильно близки к нулю по 3-м швам, кроме шва с водосливной плотиной К1 (рисунок А.1.9). Относительные вертикальные смещения по межсекционным швам качественно согласуются с наблюдаемым геодезическими методами наклоном секций ГЭС в сторону НБ. В горизонтальном направлении смещения стабильны.

Все данные по щелемерам показывают, что раскрытие швов не превышают критериального значения К1 (рисунок А.1.10, А.1.11).

1.4 Оценка технического состояния КИА водосливной плотины

Водосливной плотина оснащена следующей контрольно-измерительной аппаратурой:

- пьезометры напорные;
- пьезометры безнапорные;
- щелемеры трехосные;
- щелемеры одноосные;
- термометр сопротивления;
- репер-марка бетонная;
- счетчик воды.

Расположение контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) на водосливной плотине показано на рисунках А.12, 13, 14.

Водоприемники пьезометров располагаются в зоне контакта фундаментной плиты водосливной плотины с основанием, в основании водосливной плотины, в зоне контакта понура плотины с основанием, в зоне контакта водобоя с основанием. Выводы напорных пьезометров расположены в дренажной галерее на отметке 60,0 м, безнапорных – на поверхностях бычков и стенках сопрягающих (с земляной плотиной №3) устоев ВБ и НБ. Фильтрационные расходы из дренажа измеряются водосчетчиками, установленными на трубах в дренажной галерее.

Относительные смещения секций по деформационным швам измеряют трехосные и одноосные щелемеры. Температуру бетона и воздуха в потернах измеряют термометры сопротивления, заложенные в бетонный массив, выводы которых расположены в дренажной и смотровой галереях.

Для оценки состояния контрольно-измерительной аппаратуры водосливной плотины выполнен такой же анализ, как и для здания ГЭС. Результаты анализа представлены в графическом виде в Приложении 1. Графики колебания уровней воды в пьезометрах и бьефов показаны на рисунках А.15-17.

Анализируя графики можно сделать вывод, что ход уровней в пьезометрах стабилен и не изменяется за весь период эксплуатации. Отсутствие выбросов в показаниях говорит о работоспособности пьезометров.

Суммарная осадка секций здания ГЭС показана в таблице 1.4

Можно отметить закономерность хода осадки водосливной плотины, выраженное сезонное колебание осадки и наличие тенденции к ее затуханию во времени при отсутствии резкой интенсификации хода осадки.

Все это позволяет считать, что репера на здании ГЭС отражают фактические осадки и репера находятся в исправном состоянии.

При анализе поведения швов, можно заключить, что очевидна закономерность хода деформаций водосливной плотины, выраженное их сезонное колебание при отсутствии интенсификации хода деформации. Это

позволяет считать, что щелемеры на водосливной плотине отражают фактические деформации сооружения и находятся в исправном состоянии.

Графики раскрытия деформационных швов водосливной плотины представлены на рисунках А.18-21.

Таблица 1.4 - Суммарная осадка секций водосливной плотины

Наименование секций.	Суммарная осадка в миллиметрах.								Средняя осадка за 2011 год, мм.
	Сумма с начала наблюдений.				В том числе за 2011 год.				
	ВБ	ВБ	НБ	НБ	ВБ	ВБ	НБ	НБ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<u>№ Репера</u> Секция №1	<u>178</u> -77	<u>182</u> -48	<u>177</u> -80	<u>181</u> -49	<u>178</u> +2	<u>182</u> +1	<u>177</u> 0	<u>181</u> -2	+0,25
<u>№ Репера</u> Секция №2	<u>184</u> -53	<u>188</u> -61	<u>183</u> -42	<u>187</u> -42	<u>184</u> +2	<u>188</u> +1	<u>183</u> -2	<u>187</u> -2	-0,25
<u>№ Репера</u> Секция №3	<u>190</u> -57	<u>194</u> -58	<u>189</u> -42	<u>193</u> -36	<u>190</u> +1	<u>194</u> 0	<u>189</u> -2	<u>193</u> -3	-1
<u>№ Репера</u> Секция №4	<u>196</u> -61	<u>200</u> -63	<u>195</u> -45	<u>199</u> -47	<u>196</u> +3	<u>200</u> 0	<u>195</u> -2	<u>199</u> -3	-0,5
<u>№ Репера</u> Секция №5	<u>202</u> -49	<u>206</u> -56	<u>201</u> -47	<u>205</u> -64	<u>202</u> 0	<u>206</u> +1	<u>201</u> -3	<u>205</u> -3	-1,25
<u>№ Репера</u> Секция №6	<u>208</u> -51	<u>212</u> -53	<u>207</u> -57	<u>211</u> -42	<u>208</u> 0	<u>212</u> +1	<u>207</u> -3	<u>211</u> -2	-1

Примечание: «+»- поднятие секции, «-» - осадка секции.

1.5 Оценка технического состояния КИА грунтовых плотин

Оценка состояния контрольно-измерительной аппаратуры грунтовых сооружений проводилась аналогично оценке технического состояния бетонных сооружений, а именно: оценивались натурные показания КИА за весь период наблюдений и в случае стабильности и отсутствия точек, выходящих за

диапазон ранее наблюдаемых показаний, делался вывод о работоспособности контрольно-измерительной аппаратуры ГТС.

Схемы расположения КИА ГТС на грунтовых сооружениях (в работе приведена только по плотине 1-2), а также графики пример продольного профиля по пьезометрическим скважинам, график колебания уровней пьезометров и графики хода осадки на примере плотины 1-2 представлены на рисунках А.22-А.26.

В результате анализа можно сделать вывод об исправности контрольно-измерительной аппаратуры грунтовых сооружений. [2]

1.6 Внедрение системы АСДК ГТС. Принципы построения

Принципы построения и архитектура автоматизированной системы диагностического контроля состояния гидротехнических сооружений (АСДК ГТС) заключаются в следующем:

- Система АСДК включает в себя автоматизированную систему опроса датчиков (АСО КИА) и информационно-диагностическую систему (ИДС) БИНГ-3, работающие в общей компьютерной сети (локальной или корпоративной) и интегрированные на программном уровне.

- АСО КИА осуществляет сквозную передачу данных от первичных датчиков до центрального сервера сбора данных. На выходе из сервера сбора данных АСО КИА интегрируется с ИДС БИНГ-3. При этом в целом АСДК ГТС представляет собой АС «открытого» типа, что обеспечивает возможность поэтапного развития системы, взаимозаменяемость аппаратных и программных средств и совместимость с АСУ другого уровня.

- АСО КИА представляет собой распределенную систему дистанционного контроля, которая построена по технологии «промышленной сети», что обеспечивает надежную защиту от помех, удешевление и упрощение работ по монтажу и эксплуатации системы автоматизации.

- «Промышленная сеть» осуществляет физическое объединение измерительных, коммуникационных и управляющих устройств по интерфейсу RS-485 и позволяет использовать открытые программно-логические протоколы обмена информацией.

- Применяются датчики промышленного (серийного) типа, имеющие высокие метрологические характеристики и обеспечивающие выходной сигнал унифицированного вида.

- Автоматизированная система диагностического контроля безопасности (АСДК) ГТС удовлетворяет требованиям по функциональности, надежности и экономичности.

- Применяемые для создания АСДК ГТС датчики, оборудование, телекоммуникационная аппаратура и принципиальные подходы соответствуют технической политике ПАО «РусГидро».

- АСДК ГТС структурно включает в себя следующие элементы:

- нижний уровень – контрольно-измерительная аппаратура (КИА): датчики, измерительные устройства;

- средний уровень – система телекоммуникаций, преобразования и передачи информации в цифровом коде на центральный блок сбора данных АСО КИА;

- верхний уровень – программно-технический комплекс, содержащий центральный блок автоматизированного опроса АСО КИА и информационно-диагностическую систему контроля безопасности сооружений (ИДС) с соответствующим компьютерным и программным обеспечением.

На нижнем уровне АСДК использует непосредственно измерительные устройства с датчиками, которые регистрируют физические процессы и воздействия на сооружения. В системе автоматизации применяются: датчики уровней воды, датчики избыточного давления на напорных и безнапорных пьезометрах, расходомеры на дренажных скважинах и мерных водосливах, датчики перемещений на щелемерах, отвесах, струнных створах, датчики

температуры. Общим требованием к датчикам является их унифицированный аналоговый, цифровой или радиочастотный выход стандартного вида и взаимозаменяемость. Таким требованиям на сегодня удовлетворяет большинство датчиков серийного промышленного производства.

Средний уровень АСДК ГТС включает в себя средства коммутации датчиков, преобразования аналогового сигнала в цифровой код и линии связи для передачи сигналов от датчиков на центральный блок системы автоматизированного опроса КИА. Для присоединения датчиков к линии связи с промышленным интерфейсом используются модули сбора данных, располагаемые в зонах наибольшей концентрации измерительных устройств. Кабельные (проводные) линии связи преимущественно применяются внутри сооружений и служебных помещений.

Верхний уровень системы АСДК ГТС представляет собой программно-технический комплекс, включающий контроллер ввода-вывода данных, центральный блок на базе промышленного сервера сбора данных, базовое и специализированное программное обеспечение для управления автоматизированным опросом датчиков и автоматизированные рабочие места с комплексом программ в составе ИДС контроля безопасности ГТС. Информационно-диагностическая система представляет собой заключительное звено АСДК ГТС. Она взаимодействует с системой АСО КИА на программном уровне по локальной компьютерной сети гидроэлектростанции.

1.7 Система автоматизации инструментальных наблюдений

В систему автоматизации инструментальных наблюдений Нижегородской ГЭС включены следующие виды измерительных устройств:

- напорные пьезометры;
- безнапорные пьезометры;
- одноосные щелемеры;

- трехосные щелемеры.

Эти измерительные устройства расположены, на бетонных сооружениях гидроузла и земляных плотинах №1-2, №3, №4, №5.

Всего автоматизации подлежит вся КИА, представленная в таблице 2.1.

Установка датчиков давления предусмотрена на устанавливаемых пьезометрах, а датчиков перемещения – рядом с существующими щелемерами.

Автоматизация контрольно-измерительной аппаратуры осуществляется с помощью оптико-волоконных датчиков, с прокладкой трасс кабеля по сооружениям ГТС.

В состав вторичных устройств входят: анализатор сигналов волоконно-оптических датчиков и волоконно-оптических мультиплексор. Анализатор сигналов ВОД служит для обработки данных, полученных от подключенных к нему датчиков. Анализатор устроен на принципе одновременного ежесекундного опроса всех каналов и, соответственно, любого количества датчиков, подключенных к каждому каналу. Важным условием подключения датчиков является спектральность их диапазонов. Длины волн чувствительных элементов датчиков на одном канале не должны пересекаться – с этим связано ограничение по максимальному количеству подключаемых датчиков на канал.

Для того, чтобы достаточно сильно расширить количество опрашиваемых датчиков применяются многоканальные волоконно-оптические мультиплексоры.

Мультиплексор разработан таким образом, чтобы не нарушать основную концепцию волоконно-оптических измерений – пассивность. Мультиплексор не вносит никаких паразитных эффектов (кроме незначительных естественных оптических потерь), способных повлиять на спектральные характеристики приходящих сигналов с датчиков и, тем самым, оказать воздействие на качество или точность измерений.

Волоконно-оптический мультиплексор имеет оптический вход и 16 (есть вариации на меньшее количество) аналогичных выходов. Подключенный мультиплексор к одному из каналов анализатора сигналов обеспечивает

увеличение количества опрашиваемых датчиков на один канал анализатора сигналов в 16 раз. Всего каналов анализатора – 4.

Соответственно, подключив данный мультиплексор на каждый канал анализатора сигналов, можно получить 64 опрашивающих каналов. Следует заметить, что мультиплексор, несмотря на все его «пассивные» характеристики, является автоматизируемым устройством. Анализатор сигналов и все подключенные к нему мультиплексоры управляются одним программным комплексом. Количество сигналов, приходящих на один канал Анализатора сигнала ограничено, поэтому мультиплексор передает в реальном времени сигналы только с одного из 16-ти имеющихся каналов. Переключение между каналами автоматизируется в зависимости от требований, скорость переключения между каналами мультиплексора составляет менее 1с.

В «Программе проведения натурных наблюдений за показаниями контрольно-измерительной аппаратуры» (будет разработана по завершению монтажа автоматической системы измерений) будет уточнен частота опроса датчиков. При этом опрос будет производиться в следующей последовательности: плотина 1-2 – плотина 3 – плотина 4,5 – задние ГЭС – водосливная плотина.

Пример работы анализатора сигналов с мультиплексорами:

(К каждому каналу анализатора (4 канала) подключен 16-канальный мультиплексор, а на каждом канале мультиплексора имеется определенное количество датчиков)

12:00:00 - Анализатор сигналов обрабатывает пришедшие сигналы на каждый из 4 каналов, все мультиплексоры транслируют сигналы с 1го (из 16х) канала. Вся система работает, данные обрабатываются, физические величины (значения с датчиков) готовы к передаче на верхний уровень.

13:00:00 - Период регистрации показаний со всех датчиков, опрашиваемых системой, и передачи на верхний уровень.

13:00:00 - Система снимает замеры с каждого канала анализатора сигналов и помещает их в специально отведенные ячейки памяти, именуемые

названиями конкретных датчиков. Заведомо система понимает, что каждый мультиплексор находится в режиме работы «первого» канала. После чего система становится на кратковременную «полусекундную паузу».

13:00:01 - Система производит очередной замер с передачей данных в другие ячейки, именованные другими датчиками, но при этом все 3 мультиплексора сделали переключение на «второй» канал.

13:00:02 - Аналогично первым двум секундам замеров – новые данные передаются в новые ячейки с «третьего» канала мультиплексора.

13:00:31 - Очередные ячейки данных, отведенные для конкретных датчиков, получают данные уже с 31-ых каналов каждого мультиплексора.

13:00:32 - Замеры прекращаются, все мультиплексоры переключаются на «первый» канал. Система работает в автономном режиме. Все пришедшие данные с первых каналов мультиплексоров автоматически обработаны (пересчитаны в физические величины) и готовы передаваться на верхний уровень (КИА БИНГ).

1.8 Организация оптической коммутации в серверных шкафах

Все связующие волоконно-оптические элементы, имеющие начало у оптического разъема Анализатора сигнала ВОД и конец у корпуса датчика, можно считать за пассивные компоненты с точки зрения принципов волоконной оптики.

К ним относятся:

- Оптический патчкорд, соединяющий канал анализатора сигналов с мультиплексором;
- Мультиплексор (электронно-оптическое устройство - квазипассивный компонент в оптической цепи);
- Оптический патчкорд, соединяющий канал мультиплексора с оптической розеткой оптического кросса.

- Кросс – специализированный металлический короб, имеющий оптические розетки и служащий для размещения в нем сварных соединений между данными розетками и проходящими линиями магистрального волоконно-оптического кабеля.

- Магистральный волоконно-оптический кабель, пришедший в оптический кросс от различных участков сооружений, каждая жила которого подключена к определённой оптической розетке кросса.

Суммарно оптический узел опросного комплекса будет состоять из компонентов в следующей последовательности:

Каждый канал анализатора сигнала □ (посредством патчкорда)

□ Мультиплексор

Каждый канал мультиплексора □ (посредством патчкорда)

□ Оптическая розетка кросса

Каждая оптическая розетка кросса □ (посредством сварки)

□ Оптическая жилакабеля

Все элементы (Анализатор сигнала, мультиплексоры, оптические кроссы, сервера) изготавливаются в 19-дюймовом исполнении для установки в серверные шкафы. Все пришедшие магистральные оптические кабели также размещаются (и разделяются для сварки в кроссах) в серверных шкафах. Все оборудование можно разместить в одном большом или нескольких шкафах.

Особенностью опроса волоконно-оптических датчиков является то, что к каждому каналу мультиплексора подключается только одна оптическая жила (посредством оптического кросса) – пришедшая с магистральным кабелем. Каждая оптическая жила, «подключенная» к каналу мультиплексора, является уникальной и несет в себе оптический сигнал только с определенных датчиков.

На каждую оптическую жилу устанавливается не более 10-12 чувствительных элементов:

- или 5-6 одноосных щелемеров посредством параллельного подключения;

- или 4 пьезометра посредством разветвления оптическими разветвителями вблизи расположения датчиков;

При построении кабельных трасс – связи канала мультиплексора с конечными датчиками, не имеет никакого значения через какие типы кабелей будет проходить оптический сигнал и как далеко будут расположены датчики (как от опрашивающего комплекса, так и друг от друга), при соблюдении критериев максимальных потерь.

Начиная от каждого канала мультиплексора и оптического кросса необходимо вести детальный кабельный журнал, принимая во внимания маркировку всех транзитных магистральных и локальных кабелей.

1.9 Стоимость и спецификация системы АСДК ГТС с СМР

Для проведения экономических расчетов необходимо было составить спецификацию и смету на строительно-монтажные работы и оптического оборудования. В СМР учитывался прокладка кабельных трасс по грунтовым и бетонным сооружениям в траншеях или подвесным методом, рытью колодцев для размещения кабельных муфт, закладка сигнальных лент и т.д.

Окончательные результаты представлены в таблице А.27. и А.28.

В результате, стоимость реализации проекта автоматизации КИА составляет 141 836 000,00 руб. с НДС.

2 Постановка задачи

Целью настоящей работы является определение технико-экономической целесообразности автоматизации контрольно-измерительной аппаратуры на примере Нижегородской ГЭС.

Таким образом, задача оценки технико-экономической целесообразности разбивается на несколько задач:

1. Оценка рисков аварий гидротехнических сооружений Нижегородской ГЭС при недостаточности мониторинга за сооружениями при плановых обходах, без использования средств АСДК ГТС.

2. Оценка убытков при ограничении мощности Нижегородской ГЭС, связанных с авариями (при недостаточности мониторинга за сооружениями, без использования средств АСДК ГЭС).
3. Оценка экономической эффективности инвестиций при внедрении АСДК ГЭС.

2.1 Оценка рисков аварий гидротехнических сооружений Нижегородской ГЭС без использования средств АСДК ГЭС

Согласно результатам предварительного анализа опасностей, обязательному декларированию безопасности подлежат:

- земляная плотина;
- бетонная водосливная плотина.

Внешними причинами аварий и чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях Нижегородской ГЭС могут быть следующие природные и техногенные воздействия:

- интенсивные осадки;
- максимальный расчетный паводок;
- потеря внешнего электропитания.

К внутренним причинам аварий Нижегородской ГЭС относятся:

- отказы механического оборудования водосброса;
- нарушение фильтрационной прочности грунтов тела и/или

основания плотины;

- нарушение статической устойчивости низовой призмы грунтовой плотины;

- нарушение водонепроницаемости противофильтрационных элементов плотины.

В данной работе в качестве основных возможных сценариев аварии на Нижегородской ГЭС приняты следующие основные сценарии возникновения и

развития аварий гидротехнических сооружений, способных привести к чрезвычайным ситуациям:

- **сценарий I:** перелив через гребень грунтовой плотины в максимальный расчетный паводок при снижении пропускной способности водосброса, возможном вследствие отказов механического оборудования водосбросных устройств или при потере внешнего электропитания; следствием перелива будет размыв участка плотины с образованием прорана в теле плотины и затоплением нижнего бьефа;

- **сценарий II:** локальное разрушение участка грунтовой плотины вследствие возможной потери статической устойчивости плотины или фильтрационной прочности грунтов тела и/или основания плотины может привести к переливу в зоне локального понижения гребня на разрушенном участке плотины даже при НПУ; следствием перелива будет дополнительный размыв разрушенного участка плотины с образованием прорана и затоплением нижнего бьефа.

Иные сценарии аварий, возможных на сооружениях Нижегородской ГЭС, как показывает предварительный анализ опасностей и качественное ранжирование сценариев по уровню риска, к чрезвычайным ситуациям привести не могут, и поэтому далее не рассматриваются. Блок-схема анализа основных сценариев возникновения и развития аварий на Нижегородской ГЭС приведена на рисунке 2.1

Моделирование прорана в теле грунтовой плотины, оценка габаритов зоны затопления и ущерба от аварий по сценариям I и II, согласно постановлению Правительства РФ от 21.05.2007 № 304 позволяют классифицировать их как территориальные чрезвычайные ситуации [3].

Оценка габаритов зоны затопления и ущерба от аварии по сценарию III позволяет классифицировать ее как локальную чрезвычайную ситуацию.

Причинами снижения пропускной способности водосброса могут быть:

- механические повреждения затворов;
- механические повреждения в пазах затворов;

- неисправности приводных устройств;
- потеря внешнего электропитания.

Возможные причины разрушения грунтовой плотины (перелив через гребень рассматривается как отдельный сценарий аварии):

- потеря статической устойчивости низовой призмы плотины;
- максимальное расчетное землетрясение;
- суффозия в основании плотины;
- суффозия в теле плотины;
- нарушение водонепроницаемости противодиффузионных устройств плотины.

Существенным является риск отказа водосброса в паводок (сценарий I) и риск разрушения участка грунтовой плотины (сценарий II), поскольку последствия аварий по этим сценариям, согласно Постановлению Правительства РФ от 21.05.2007 № 304 классифицируются как территориальные чрезвычайные ситуации.

Для количественной оценки риска основных сценариев развития аварий по сценариям I и II, возможных на сооружениях Нижегородской ГЭС, использован метод анализа дерева отказов. На рисунках 2.1 -2.2 представлены деревья отказов для головных событий каждого из идентифицированных сценариев аварий на Нижегородской ГЭС.



Территориальная ЧС

Рисунок 2.1 Блок-схема анализа основных вероятных сценариев возникновения и развития аварий на Нижегородской ГЭС

В связи с тем, что объектом исследования в данной работе является контроль за состоянием сооружений и работоспособность механического оборудования не рассматривается, то **сценарий I-** в работе рассматриваться не будет.

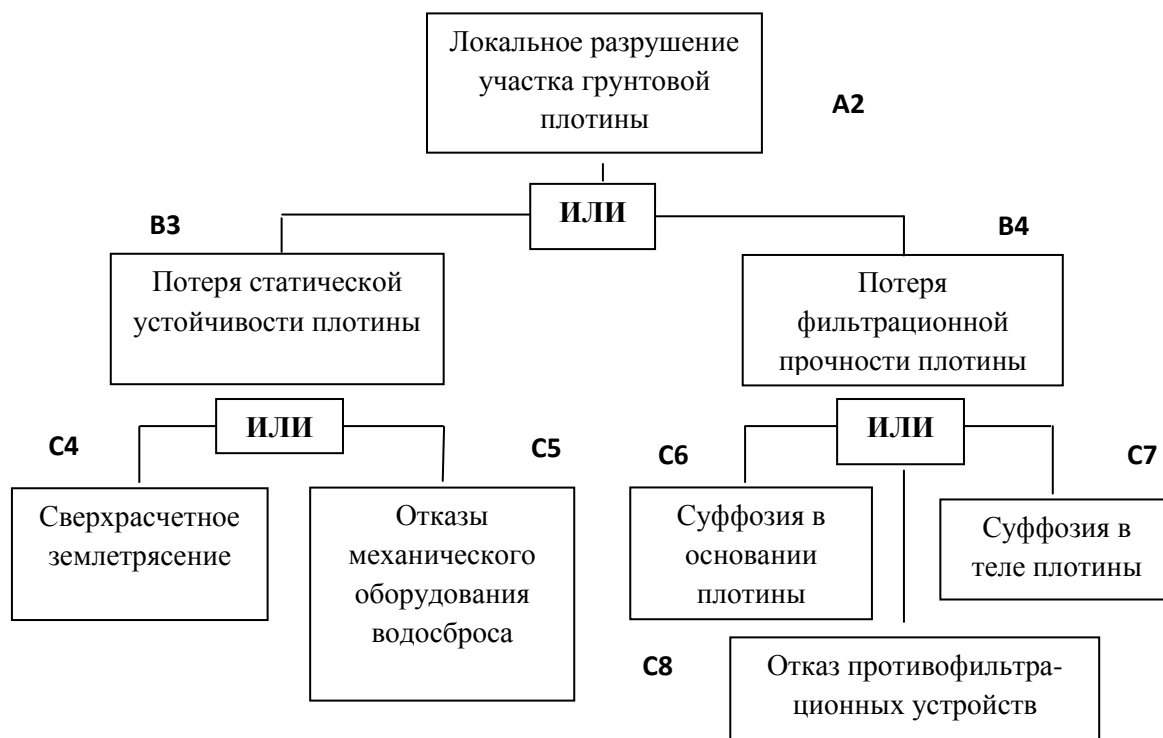


Рисунок 2.2 Дерево отказов для сценария аварии II

Сценарий II – локальное разрушение участка грунтовой плотины

$$P_{A2} = 1 - (1 - P_{B3}) \times (1 - P_{B4}) \quad (2.1)$$

$$P_{B3} = 1 - (1 - P_{C4}) \times (1 - P_{C5}) \quad (2.2)$$

$$P_{B4} = 1 - (1 - P_{C6}) \times (1 - P_{C7}) \times (1 - P_{C8}) \quad (2.3)$$

Численные значения среднегодовых вероятностей отказов, возможных на гидротехнических сооружениях по таблице «СТП ВНИИГ 210.02.НТ-04».

Тогда подставляя численные значения из «СТП ВНИИГ 210.02.НТ-04» в формулы (2.4) – (2.7) получим величину возможного события наступления сценария II, т.е. локального разрушения земляной плотины.

$$P_{A2} = 1 - (1 - P_{B3}) \times (1 - P_{B4}) = 1 - (1 - 10^{-5}) \times (1 - 10^{-5}) = 2 \cdot 10^{-5} \quad (2.4)$$

$$P_{B3} = 1 - (1 - P_{C4}) \times (1 - P_{C5}) = 1 - (1 - 10^{-5}) (1 - 10^{-6}) = 10^{-5} \quad (2.5)$$

$$P_{B4} = 1 - (1 - P_{C6}) \times (1 - P_{C7}) \times (1 - P_{C8}) = 1 - (1 - 10^{-7}) \times (1 - 10^{-6}) \times (1 - 10^{-5}) = 10^{-5} \quad (2.6)$$

Расчетные значения ежегодных вероятностей возникновения аварий не должны превышать для ГТС I класса - 3×10^{-5} год⁻¹. Соответственно, в нашем случае получаем, что вероятность возникновения авария составляет 2×10^{-5} год⁻¹, что является достаточно значительной величиной и переводит сооружение в разряд «наблюдаемых», т.е. необходимо провести дополнительные мероприятия по увеличению надежности сооружения. Таким образом, для увеличения надежности, возможно улучшение качества системы мониторинга за сооружением, т.е. применение АСДК ГТС для постоянного контроля.

Рассчитаем вероятность возникновения аварии при использовании системы АСДК ГТС. Подставим в формулы (2.7 – 2.9) значения вероятностей из «СТП ВНИИГ 210.02.НТ-04». [4]

$$P_{A2} = 1 - (1 - P_{B3}) \times (1 - P_{B4}) = 1 - (1 - 10^{-5}) \times (1 - 10^{-5}) = 1 \cdot 10^{-5} \quad (2.7)$$

$$P_{B3} = 1 - (1 - P_{C4}) \times (1 - P_{C5}) = 1 - (1 - 0,5 \times 10^{-5}) (1 - 0,5 \times 10^{-6}) = 5,5 \cdot 10^{-6} \quad (2.8)$$

$$P_{B4} = 1 - (1 - P_{C6}) \times (1 - P_{C7}) \times (1 - P_{C8}) = 1 - (1 - 0,5 \times 10^{-7}) \times (1 - 0,5 \times 10^{-6}) \times (1 - 0,5 \times 10^{-5}) = 5,5 \cdot 10^{-6} \quad (2.9)$$

Таким образом, при использовании АСДК ГТС риск возникновения аварии локального размыва грунтовой плотины уменьшается в два раза. [5], [6].

2.2 Оценка убытков при ограничении мощности Нижегородской ГЭС, связанных с авариями (при недостаточности мониторинга за сооружениями, без использования средств АСДК ГТС)

Возникновение аварии по сценарию II (главы 3.1) приведет к прекращению функционирования Нижегородской ГЭС до проведения восстановительных работ или ликвидации последствий аварии или к ограничению мощности.

Филиал ПАО «РусГидро» Нижегородская ГЭС функционирует на территории первой ценовой зоны в составе ОЭС Средней Волги. Реализацию услуг, предоставляемых Нижегородской ГЭС на оптовом рынке, осуществляет ПАО «РусГидро».

В качестве основных регламентирующих документов при оценке убытков в результате ограничения мощности Нижегородской ГЭС использованы «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2015-2040 гг.» (Приказ ОАО «РусГидро» от 21.08.2014 № 667) и СТО РусГидро 04.02.67-2011 «Гидроэлектростанции. Расчет расходов на возмещение ущерба, расходов на восстановление, а также упущенной выгоды от аварий и инцидентов. Методические указания». [7], [8]

Согласно правилам оптового рынка поставщик несет следующие обязательства:

- 1) генерирующее оборудование должно пройти аттестацию системным оператором;
- 2) генерирующее оборудование должно быть в постоянной готовности к производству электроэнергии с соблюдением аттестованных параметров. Данное обязательство подразумевает собой, что оборудование Нижегородской ГЭС должно обеспечивать участие в общем первичном регулировании частоты, реактивной мощности, во вторичном регулировании частоты и работать с заданным системным оператором режимом;
- 3) отсутствие случаев манипулирования участником оптового рынка ценами на электроэнергию;
- 4) обязательное предложение мощности, введенной до 2008 г. (кроме ГЭС и АЭС), на биржевые торги.

При ограничении мощности на Нижегородской ГЭС не соблюдается требование по поддержанию генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электроэнергии с соблюдением аттестованных параметров. В этом случае правилами оптового рынка (Постановление Правительства РФ №1172 от 27.12.2010) [9] и регламентом №13 договора о присоединении к торговой системе оптового рынка предусмотрено, что предельный объем поставки мощности (с учетом затрат на собственные нужды станции) должен быть уменьшен на объем недопоставки мощности, который определяется с помощью соответствующих коэффициентов. При этом, ограничение мощности на Нижегородской ГЭС приведет не только к изменению предельного объема поставки мощности на оптовый рынок, но и к изменению других параметров оборудования, указанных в уведомлении о параметрах генерирующего оборудования (первичное регулирование частоты, регулирование реактивной мощности, обязательное для ГЭС, установленной мощностью свыше 100 МВт, участие во вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, автоматическом вторичном регулировании частоты и др.).

Поскольку Нижегородская ГЭС в последние годы не отбиралась для участия в регулировании реактивной мощности, то в расчетах объемы недопоставки мощности от этой деятельности учитываться не будут. В расчет убытков будут включены: фактическая недопоставка мощности на рынок (т.е. ограничение мощности Нижегородской ГЭС), рассчитанный объем недопоставки мощности, с учетом ограничения возможности станции в первичном и вторичном регулировании частоты и перетоков мощности. Недопоставки мощности при невыполнении других обязательств зависят от сложившейся ситуации на станции и трудно оценимы и поэтому в расчетах учитываться не будут (подразумеваются, возможные изменения по времени пуска агрегатов и скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования).

При наличии одновременно двух или более оснований для применения коэффициентов объем недопоставки мощности согласно п. 52 правил оптового

рынка определяется путем суммирования соответствующих объемов недопоставки мощности.

Основания для применения коэффициентов и диапазоны коэффициентов, которые будут учитываться при расчете убытков (пункты 52-54 правил оптового рынка):

– если не обеспечена возможность использования генерирующего оборудования при общем первичном регулировании частоты и системным оператором согласовано неучастие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, объем недопоставки мощности рассчитывается как произведение мощности генерирующего оборудования, не участвующего в общем первичном регулировании, и коэффициента в диапазоне 0,01-0,04. В случае если системным оператором не согласовано неучастие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, то используются коэффициенты в диапазоне 0,04-0,08;

– если не обеспечена возможность использования генерирующего оборудования ГЭС при вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности объем недопоставки мощности равен произведению объема мощности генерирующего оборудования ГЭС, в отношении которого зарегистрировано неисполнение требований, и коэффициента, устанавливаемого в диапазоне от 0,01 до 0,05;

– при снижении максимальной мощности генерирующего оборудования, указанной в уведомлении о параметрах генерирующего оборудования (подается до начала периода, на который осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования) в связи с проведением ремонта этого оборудования (системный оператор должен быть осведомлен о проведении ремонта), объем недопоставки равен произведению среднемесячного почасового объема такого несоответствия, зарегистрированном в текущем месяце, и коэффициента в диапазоне 0,3-2;

– при несоблюдении параметров максимальной и минимальной мощности выбранного системным оператором генерирующего оборудования и при не уведомлении системного оператора об изменении его параметров за 4 часа и более до часа фактической поставки объем недопоставки определяется произведением среднемесячного почасового объема такого несоответствия, зарегистрированного в текущем месяце, и коэффициента в диапазоне 1,5-9.

Согласно п. 55 правил в 2011 - 2012 годах значения коэффициентов устанавливаются по нижней границе диапазона, а в 2013 - 2016 годах значения коэффициентов устанавливаются федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере ТЭК, с учетом требования о постепенном увеличении этих значений в указанный период до верхней границы диапазона. При проведении расчетов будет рассмотрен пессимистичный сценарий, т.е. когда ограничение мощности на Нижегородской ГЭС возникнет после 2016 г.

В работе рассматриваются ограничения располагаемой мощности Нижегородской ГЭС в размере 100 и 200 МВт. Уменьшение среднесрочной выработки электроэнергии при этом принято в размере 10% и 25% соответственно.

Расчетный период по оценке объемов недопоставки мощности принят в размере одной недели, т.е. период на который производится выбор состава включенного генерирующего оборудования (подразумевается, что на следующую процедуру выбора состава включенного генерирующего оборудования от Нижегородской ГЭС будет подано уведомление с измененными параметрами оборудования).

Объем недопоставки мощности, согласно указанным коэффициентам, рассчитывается следующим образом:

$$100 \times 0,08 \times \frac{24}{720} + 100 \times 0,04 \times \frac{24 \times 6}{720} + 100 \times 0,05 \times \frac{24 \times 7}{720} + 100 \times 2 \times \frac{24 \times 6}{720} + 100 \times 9 \times \frac{24}{720} =$$

72 МВт (2.9)

Аналогичным образом рассчитывается объем недопоставки мощности при ограничении мощности на Нижегородской ГЭС в 200 МВт.

Рассчитанные с учетом коэффициентов объемы недопоставки мощности Нижегородской ГЭС в месяце, в котором произойдет ограничение мощности, показаны в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Ограничению мощности на Нижегородской ГЭС

Ограничение мощности на Нижегородской ГЭС, МВт	100	200
Объем недопоставки мощности, МВт	72	144
Неоплачиваемая мощность (ограничение мощности с учетом объема недопоставки мощности), МВ.	172	344

Объемы недопоставки мощности учитывается только в месяце, в котором произойдет ограничение, в последующие месяца неоплачиваемая мощность равняется ограничению мощности на Нижегородской ГЭС.

Годовой упущенный доход в результате ограничения мощности на Нижегородской ГЭС рассчитывается по следующей формуле:

$$УД_i = N_{н.м.} \cdot Ц_{mi} + N_{огр.} \cdot Ц_{mi} \cdot 12 + \Delta Э \cdot Ц_{эi} \quad (2.10)$$

где, $УД_i$ – упущенный доход в i -ом году.

$N_{н.м.}$ – объем недопоставки мощности,

$N_{огр.}$ – ограничение мощности Нижегородской ГЭС,

$\Delta Э$ – потери выработки электроэнергии в результате ограничения мощности,

$Ц_{mi}$ – цена на мощность на оптовом рынке в i -ом году,

$Ц_{эi}$ – цена на электроэнергию на оптовом рынке в i -ом году,

i – расчетный год.

Расчет упущенного дохода производился по представленным в ЕСУ «РусГидро» ценам на мощность и электроэнергию. Убытки при не реализации электроэнергии подсчитаны по цене электроэнергии на РСВ для ОЭС Средней Волги, при не реализации мощности по цене мощности первой ценовой зоны.

Представленные в ЕСУ «РусГидро» цены на мощность и электроэнергию на период 2017-2026 гг. показаны в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Расчет упущенного дохода при не реализации мощности по цене мощности первой ценовой зоны

Годы	Целевой сценарий		Умеренный сценарий	
	руб./МВт в месяц	руб./МВтч	руб./МВт в месяц	руб./МВтч
2017	234072	1232	164750	1176
2018	245775	1263	171834	1176
2019	257573	1324	179567	1235
2020	269163	1386	186750	1264
2021	280468	1416	193286	1294
2022	291407	1477	199664	1323
2023	302480	1507	205854	1352
2024	313369	1537	211824	1381
2025	324337	1597	217755	1410
2026	335365	1627	223416	1438

Результаты расчетов годового упущенного дохода в результате ограничения мощности на Нижегородской ГЭС показаны в таблице 2.4 (ограничение в 100 МВт) и таблице 2.5 (ограничение в 200 МВт). Расчет упущенных доходов проведен при условии, что ограничение происходит в январе соответствующего года.

Таблица 2.4 - Расчет упущенного дохода в результате ограничения по мощности

Годы	Целевой сценарий, млн. руб.	Умеренный сценарий, млн. руб.
2017	484	387
2018	504	397
2019	528	415
2020	552	429
2021	571	442
2022	594	454
2023	613	466
2024	631	478
2025	654	490
2026	673	502

Таблица 2.5 - Расчет упущенного дохода в результате ограничения по мощности

Годы	Целевой сценарий, млн. руб.	Умеренный сценарий, млн. руб.
2017	1061	864
2018	1103	882
2019	1156	924
2020	1209	953
2021	1249	981
2022	1300	1008
2023	1340	1035
2024	1379	1061
2025	1429	1087
2026	1469	1112

Таким образом, ограничение мощности Нижегородской ГЭС хотя бы на год вследствие аварии приводит к многомиллионным убыткам.

2.3 Оценка ущерба в случае прекращения функционирования Нижегородской ГЭС

В качестве регламентирующего документа для оценки ущерба в случае прекращения функционирования Нижегородской ГЭС использовался СТО РусГидро 04.02.67-2011 «Гидроэлектростанции. Расчет расходов на возмещение ущерба, расходов на восстановление, а также упущенной выгоды от аварий и инцидентов. Методические указания». [8]

Размер ущерба определен для варианта с наибольшей вероятностью возникновения аварийной ситуации, а именно в случае потери статической устойчивости низового откоса плотины №3.

Суммарная величина ущерба при возникновении на Нижегородской ГЭС аварийной ситуации определяется суммой реального ущерба и упущенного дохода.

Оценка реального ущерба

Реальный ущерб от аварий на гидротехнических сооружениях согласно СТО РусГидро 04.02.67-2011 состоит из:

- имущественного ущерба (как имуществу Общества, так и третьих лиц);
- расходов на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии;
- расходов на возмещение вреда, причиненного жизни и здоровью (как персонала Общества, так и третьих лиц);
- экологического ущерба;
- косвенного ущерба.

Реальный ущерб определяется суммой перечисленных ущербов и расходов.

Оценка реального ущерба выполнена в ценах 2016г.

Имущественный ущерб

Имущественный ущерб от аварии включает в себя:

- финансовые потери общества в результате уничтожения или повреждения основных фондов;
- финансовые потери общества в результате уничтожения товарно-материальных ценностей;

– финансовые потери общества в результате компенсации стоимости уничтоженного имущества третьих лиц.

Ниже приведены имущественные ущербы по Нижегородской области (включают имущественные потери на Нижегородской ГЭС), определенные в ценах 2012 года (перевод из цен 2012г. в цены 2016 производился по коэффициента, представленным в «Методике определения размера вреда, который может быть причинен жизни, здоровью физических лиц, имуществу физических и юридических лиц в результате аварий гидротехнических сооружений предприятий топливно-энергетического комплекса»):

- 1) ущерб основных производственных фондов Нижегородской области - 23,9 млрд. руб.;
- 2) ущерб оборотных производственных фондов – 1,2 млрд. руб.;
- 3) Ущерб готовой продукции предприятий – 0,3 млрд. руб.;
- 4) Ущерб объектам транспорта и связи – 0,6 млрд. руб.;
- 5) Ущерб жилому фонду и имуществу граждан – 45,4 млрд. руб.

Таким образом, имущественный ущерб может составить 71,4 млрд. руб.

Расходы на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии

Расходы на локализацию и расследование аварии определены согласно СТО РусГидро 04.02.67-2011 в размере 10% от имущественного ущерба и составят 7,1 млрд. руб. в ценах 2016 г. [5]

Расходы на возмещение вреда, причиненного жизни и здоровью

Последствия аварии на гидротехнических сооружениях Нижегородской ГЭС затрагивают территорию Нижегородской области, на которой находится 212 населенных пунктов, включая города Нижний Новгород, Городец, Заволжье, Балахна, Бор, Кстово, Дзержинск, Володарск, Горбатов. На данной

территории проживают 2 207 315 чел., из которых в зону возможного затопления могут попасть 101 658 чел. (данные за 2012 г.).

При разделении зоны затопления на зоны с различной степенью последствий в зону с катастрофическими последствиями попадают 23 603 чел., в зону с сильными последствиями – 34 263 чел., в зону со средними последствиями – 32 072 чел., в зону со слабыми последствиями – 11 720 чел.. при этом, в случае если аварийная ситуация произойдет в ночное время, то это приведет к безвозвратной потере 18 484 чел. и нанесению вреда здоровью 17 308 чел., в случае ели в дневное время то к безвозвратной потере 6 234 чел. и нанесению вреда здоровью 14 220 чел.

Расчет расходов на возмещение вреда причиненного жизни и здоровью проведен для наиболее опасного периода – ночного. Расходы на возмещение вреда, причиненного жизни и здоровью:

- 1) расходы на клиническое и санаторное лечение – 19,7 млрд. руб.
- 2) расходы на выплаты семьям погибших и назначение пенсий по потере кормильца, расходы на обеспечение детей сирот – 37,4 млрд. руб.
- 3) расходы на компенсацию вреда здоровью, причиненного в связи с нарушением условий жизнедеятельности каждого потерпевшего – 2,0 млрд. руб.

Суммарные расходы на возмещение вреда, причиненного жизни и здоровью могут составить 59,1 млрд. руб.

Экологический ущерб

Экологический ущерб при возникновении на Нижегородской ГЭС аварийной ситуации включает:

- ущерб окружающей среде от затопления лесов;
- ущерб, связанный с уничтожением рыбных запасов и микрофауны водоемов;

– ущерб от загрязнения водных ресурсов при сбросе загрязняющих веществ;

Суммарный экологический ущерб, определенный в декларации безопасности составит 5,9 млрд. руб.

Косвенный ущерб

Косвенный ущерб определяется уплатой различных неустоек, штрафов, пеней по различным видам обязательств и необходимостью возмещения доходов, недополученными третьими лицами в результате простоя. Оценки косвенного ущерба в декларации безопасности ГТС Нижегородской ГЭС не проводилось и в связи с трудностями в его оценке, размер косвенного ущерба определен как 10 % от перечисленных выше ущербов, что составит 14,4 млрд. руб.

Таким образом, реальный ущерб может составить 157,9 млрд. руб.

Оценка упущенного дохода

Филиал ПАО «РусГидро» Нижегородская ГЭС функционирует на территории первой ценовой зоны в составе ОЭС Средней Волги. Реализацию услуг, предоставляемых Нижегородской ГЭС на оптовом рынке, осуществляет ПАО «РусГидро».

По правилам оптового рынка, отобранный поставщик несет обязательства за поддержание параметров генерирующего оборудования в соответствии с указанными в уведомлении при проведении конкурентного отбора. При несоблюдении поставщиком параметров оборудования не выполняется данное обязательство и в этом случае правилами оптового рынка предусмотрено уменьшение предельного объема поставки мощности на объем недопоставки мощности, который рассчитывается с помощью коэффициентов приведенных в

утвержденных Постановлением Правительства РФ №1172 от 27.12.2010 «Правилах оптового рынка электрической энергии и мощности». [6]

Ниже приведены основания для применения коэффициентов и коэффициенты, которые будут учитываться при расчете упущенного дохода (пункты 52-54 правил оптового рынка):

– если не обеспечена возможность использования генерирующего оборудования при общем первичном регулировании частоты и системным оператором согласовано неучастие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, объем недопоставки мощности рассчитывается как произведение мощности генерирующего оборудования, не участвующего в общем первичном регулировании, и коэффициента в диапазоне 0,01-0,04. В случае если системным оператором не согласовано неучастие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, то используются коэффициенты в диапазоне 0,04-0,08;

– если не обеспечена возможность использования генерирующего оборудования ГЭС при вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности объем недопоставки мощности равен произведению объема мощности генерирующего оборудования ГЭС, в отношении которого зарегистрировано неисполнение требований, и коэффициента, устанавливаемого в диапазоне от 0,01 до 0,05;

– при снижении максимальной мощности генерирующего оборудования, указанной в уведомлении о параметрах генерирующего оборудования (подается до начала периода, на который осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования) в связи с проведением ремонта этого оборудования (системный оператор должен быть осведомлен о проведении ремонта), объем недопоставки равен произведению среднемесячного почасового объема такого несоответствия, зарегистрированном в текущем месяце, и коэффициента в диапазоне 0,3-2;

– при несоблюдении параметров максимальной и минимальной мощности выбранного системным оператором генерирующего оборудования и при не уведомлении системного оператора об изменении его параметров за 4 часа и более до часа фактической поставки объем недопоставки определяется произведением среднемесячного почасового объема такого несоответствия, зарегистрированного в текущем месяце, и коэффициента в диапазоне 1,5-9.

При наличии одновременно двух или более оснований для применения коэффициентов объем недопоставки мощности согласно п. 52 правил оптового рынка определяется путем суммирования соответствующих объемов недопоставки мощности.

При проведении расчета объемов недопоставки мощности принято:

- коэффициенты приняты по верхней границе из указанных диапазонов;
- расчетный период при оценке недопоставки мощности – одна неделя, что соответствует периоду, на который производится выбор состава генерирующего оборудования;
- средняя за год располагаемая мощность Нижегородской ГЭС - 508 МВт.

Тогда объем недопоставки мощности составит:

$$508 \times 0,08 \times \frac{24}{720} + 508 \times 0,04 \times \frac{24 \times 6}{720} + 508 \times 0,05 \times \frac{24 \times 7}{720} + 508 \times 2 \times \frac{24 \times 6}{720} + 508 \times 9 \times \frac{24}{720} = 366,9 \text{ МВт} \quad (2.11)$$

В результате прекращения функционирования Нижегородской ГЭС объем недопоставки мощности составит задолженность ПАО «РусГидро» на оптовом рынке.

Расчет упущенного дохода производился по формуле 2.11

Расчет упущенного дохода производился по представленным в «Единых сценарных условиях ПАО «РусГидро» на 2015-2040 гг.» (Приказ ОАО «РусГидро» от 21.08.2014 № 667) ценам на мощность и электроэнергию.

Упущенный доход от не реализации электроэнергии подсчитан по цене электроэнергии на РСВ для ОЭС Средней Волги, от не реализации и недопоставки мощности по цене мощности первой ценовой зоны. Представленные в ЕСУ «РусГидро» цены на мощность и электроэнергию на период 2015-2024 гг. показаны в таблице 2.6

Таблица 2.6 - Расчет упущенного дохода по ЕСУ ПАО «РусГидро» на 2015-2024гг.

Годы	Целевой сценарий		Умеренный сценарий	
	руб./МВт в месяц	руб./МВт ч	руб./МВт в месяц	руб./М Втч
2015	223348	1136	149719	1113
2016	222713	1170	157354	1147
2017	234072	1232	164750	1176
2018	245775	1263	171834	1176
2019	257573	1324	179567	1235
2020	269163	1386	186750	1264
2021	280468	1416	193286	1294
2022	291407	1477	199664	1323
2023	302480	1507	205854	1352
2024	313369	1537	211824	1381

Упущенный доход варьируется в зависимости от года, в котором произошла аварийная ситуация. Результаты расчетов для приведенных выше прогнозных цен на электроэнергию и мощность показаны в таблице 2.7 Расчет выполнен исходя из предположения, что Нижегородская ГЭС прекратит функционирование в январе месяце.

Таблица 2.7 - Расчет упущенного дохода в зависимости от года в котором произошла авария

Годы	Целевой сценарий, млн. руб.	Умеренный сценарий млн. руб.
2015	3162	2652
2016	3210	2752
2017	3377	2844
2018	3499	2890
2019	3668	3029
2020	3837	3119
2021	3955	3207
2022	4118	3292
2023	4235	3376
2024	4351	3458

3 Оценка экономической эффективности инвестиций в проект АСДК ГТС

3.1 Исходные положения. Методика расчета

Оценка экономической эффективности инвестиций в проект АСДК ГТС Нижегородской ГЭС проведена в соответствии со следующими документами:

– "Manual for the Preparation of Industrial Feasibility Studies", UNIDO, Vienna, 1995г.; [10]

– "Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов", Москва, Экономика, 2000 г. [11]

Эффективность инвестиций в проект АСДК ГТС Нижегородской ГЭС определяется сравнением дисконтированных денежных потоков расходов и доходов за период анализа.

Расходы по проекту включают в себя инвестиции в проект и ежегодные затраты обслуживание датчиков. Оценка объема инвестиций основана на данных «Программы мероприятий по комплексной реконструкции гидроузла» по ориентировочной стоимости работ в ценах IV-ого квартала 2015 года. Текущие расходы определяются суммированием затрат на производство энергии и мощности по новым фондам и затрат на производство по нереконструируемым фондам. Для целей экономического анализа стоимость строительства и текущие расходы по проекту определяются в прогнозных ценах, т.е. с учетом последующих инфляционных удорожаний.

Доходы по проекту определяются сокращением эксплуатационных издержек на еженедельные обходы КИА ГТС.

В качестве показателей экономической эффективности приняты:

1. Чистый дисконтированный доход - ЧДД (NPV – NetPresentValue), рассчитывается как сумма дисконтированных чистых доходов по всем интервалам расчетного периода и характеризует интегральный эффект проекта за весь период его реализации.

Расчетная формула:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} (D_t \cdot \alpha_t - K_t \cdot \alpha_t) \quad (3.1)$$

где K_t – составляющие экономического потока инвестиций по проекту (капиталовложения, реинвестиции и др.) по годам за расчетный период T_p ;

D_t – составляющие экономического потока чистых доходов от осуществления проекта по годам за расчетный период T_p ;

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E_{\text{диск}})^{t-t_0}} \quad - \quad \text{коэффициенты приведения к базисному году } t_0;$$

$E_{\text{диск}}$ - норма дисконтирования.

Критерием эффективности проекта является $ЧДД > 0$.

2. Индекс доходности ИД (PI - ProfitabilityIndex) - отношение чистого дисконтированного дохода к дисконтированному потоку инвестиций при заданном коэффициенте дисконтирования.

Расчетная формула:

$$ИД = \frac{\sum_{t=1}^{T_p} D_t \cdot \alpha_t}{\sum_{t=1}^{T_p} K_t \cdot \alpha_t} \quad (3.2)$$

Обозначения аналогичны предыдущему.

Вариант эффективен, если удовлетворяет критерию $ИД > 1$.

3. Внутренняя норма доходности - ВНД (IRR - InternalRateofReturn).
Определяется как ставка дисконта, при которой ЧДД обращается в нуль, т.е. суммарные дисконтированные доходы равны суммарным дисконтированным расходам.

Расчетная формула:

$$\sum_{t=1}^{T_p} (D_t \cdot \alpha_t - K_t \cdot \alpha_t) = 0 \quad (3.3)$$

где: K_t , D_t - аналогичны предыдущему;

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E_{ВНД})^{t-t_0}}$$

- коэффициенты приведения к базисному году t_0 при норме дисконтирования $E_{ВНД}$;

$E_{ВНД}$ - норма дисконтирования, равная ВНД.

ВНД показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом.

Вариант характеризуется как экономически эффективный, если его ВНД оказывается не ниже допустимого норматива.

4. Срок окупаемости или срок экономического возврата - Ток (PP - Paybackperiod). Определяется продолжительностью периода, по прошествии которого аккумулированное сальдо экономического потока становится и остается далее неотрицательным, т.е. сумма полученных доходов покрывает осуществленные затраты по реализации проекта за тот же период.

В зависимости от используемой в расчете формы экономического потока, определяется Ток недисконтированный или дисконтированный. Первый из них применяется на ранних стадиях экономического обоснования при недостатке исходной информации и не позволяет судить об истинных возможностях возврата вложенных в проект средств. Второй показатель является более репрезентативным и рассчитывается по формуле:

$$\sum_{t=1}^{T^{ок}} (D_t \cdot \alpha_t - K_t \cdot \alpha_t) = 0, \quad (3.4)$$

где обозначения – аналогичны предыдущему.

В качестве основного регламентирующего документа для расчетов показателей экономической эффективности использованы «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2015-2040 гг.» (Приказ ОАО «РусГидро» от 21.08.2014 № 667).

В соответствии с указанным документом расчеты проведены в двух вариантах сценария: умеренный вариант и целевой вариант.

3.2 Макроэкономическое окружение проекта

Расчетный период

Горизонт рассмотрения доходов и расходов по проекту принят равным 20 годам, из которых 1 год – период проведения строительно-монтажных работ и установка АСДК ГТС и 19 лет – эксплуатация. Именно за этот период будет проведен расчет доходов и расходов по проекту. Начало расчетного периода – 2016 г.

Учет инфляции

Для целей финансового анализа стоимость строительства и расходы по проекту определялись в прогнозных ценах, т.е. с учетом инфляционного удорожания.

Эксплуатационные издержки, в соответствии с [9], индексировались по следующим индексам:

- расходы на оплату труда по индексу-дефлятору зарплаты, расходы на обучение персонала по индексу-дефлятору потребительских цен;
- расходы на сырье и материалы по индексу-дефлятору промышленной продукции;
- прочие расходы, включая расходы на охрану генерирующего объекта, по индексу потребительских цен;
- расходы на ремонт по индексу-дефлятору промышленной продукции;
- расходы на услуги регулирующих организаций (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «АТС» и ЗАО «ЦФР») по индексу-дефлятору потребительских цен. [11], [12]

Индексы-дефляторы, приведенные в [9], показаны в таблицах 3.1 (целевой сценарий) и 3.2 (умеренный сценарий).

Таблица 3.1 -Индексы-дефлятора, целевой сценарий

Годы	Индекс инфляции на конец года, %	Индексы-дефляторы, в % к предыдущему году		
		инвестиций	зарплаты	промышленной продукции
2016	4,7	105,2	108,0	104,2
2017	4,3	104,8	108,0	103,4
2018	4,5	105,0	108,0	104,5
2019	4,0	104,7	108,0	104,1
2020	3,5	103,9	108,0	103,4
2021	3,3	104,0	108,0	103,0
2022	3,1	103,4	108,0	102,7
2023	2,9	102,9	108,0	102,5
2024	2,8	102,6	108,0	102,4
2025	2,6	102,6	108,0	102,5
2026	2,5	102,6	108,0	102,4
2027	2,3	102,6	108,0	102,3
2028	2,1	102,4	108,0	101,9
2029	2,0	102,1	108,0	101,6
2030	2,0	102,0	108,0	100,5
2031	2,0	102,0	108,0	100,5
2032	2,0	102,0	108,0	100,5
2033	2,0	102,0	108,0	100,5
2034	2,0	102,0	108,0	100,5

Окончание таблицы 3.1 -Индексы-дефлятора, целевой сценарий

Годы	Индекс инфляции на конец года, %	Индексы-дефляторы, в % к предыдущему году		
		инвестиций	зарплаты	промышленной продукции
2035	2,0	102,0	108,0	100,5
2036	2,0	102,0	108,0	100,5
2037	2,0	102,0	108,0	100,5
2038	2,0	102,0	108,0	100,5
2039	2,0	102,0	108,0	100,5
2040	2,0	102,0	108,0	100,5

Таблица 3.2 - Индексы дефлятора, умеренный сценарий

Годы	Индекс инфляции на конец года, %	Индексы-дефляторы, в % к предыдущему году		
		инвестиций	зарплаты	промышленной продукции
2015	5,3	105,9	106,0	105,2
2016	5,1	106,1	105,1	105,0
2017	5,0	105,7	105,0	104,2
2018	4,8	105,5	104,8	105,3
2019	4,5	105,1	104,5	104,8
2020	4,2	104,4	104,2	104,1
2021	3,9	104,0	103,9	103,7
2022	3,8	104,2	103,8	103,1
2023	3,6	104,2	103,6	103,4

Окончание таблицы 3.2 - Индексы дефлятора, умеренный сценарий

Годы	Индекс инфляции на конец года, %	Индексы-дефляторы, в % к предыдущему году		
		инвестиций	зарплаты	промышленной продукции
2024	3,5	103,9	103,5	103,4
2025	3,4	103,6	103,4	103,3
2026	3,3	103,2	103,3	103,5
2027	3,1	103,0	103,1	103,3
2028	2,9	102,8	102,9	103,3
2029	2,8	102,5	102,8	103,2
2030	2,8	102,1	102,8	103,0
2031	2,8	102,1	102,8	103,0
2032	2,8	102,1	102,8	103,0
2033	2,8	102,0	102,8	103,0
2034	2,8	102,0	102,8	103,0
2035	2,8	102,0	102,8	103,0
2036	2,8	102,0	102,8	103,0
2037	2,8	102,0	102,8	103,0
2038	2,8	102,0	102,8	103,0
2039	2,8	102,0	102,8	103,0
2040	2,8	102,0	102,8	103,0

Налоговое окружение

При проведении расчетов экономической эффективности проекта учтено налоговое законодательство, действующее в Российской Федерации на момент проведения расчетов. Перечень и ставки налогов, а также налогооблагаемая база, учитываемые при расчетах, приведены в таблице 3.3

Таблица 3.3 - Расчет налогового окружения

Вид налога	Налогооблагаемая база	Ставка налога
Налоги, включаемые в себестоимость:		
Страховые платежи в социальные фонды	Фонд оплаты труда	30%
Водный налог	Объем произведенной электроэнергии	руб./тыс. кВтч в зависимости от бассейна
Налоги, финансируемые за счет балансовой прибыли (до уплаты налога на прибыль)		
Налог на имущество	Остаточная стоимость основных фондов	2,2%
Налог на прибыль	Налогооблагаемая прибыль	20%
Налоги, финансируемые потребителями		
Налог на добавленную стоимость	Добавленная стоимость	18%

Водный налог для бассейна р. Волга в 2014 году учитывается в соответствии с «Налоговым кодексом РФ» по ставке 9,84 руб./тыс. кВтч. Для последующих лет ставка увеличивается один раз в 5 лет на накопленный индекс инфляции за истекший период. [13]

Ставка дисконтирования

Норматив дисконтирования принят в соответствии с [9] в размере 13,3% для умеренного варианта и 12,2% - для целевого варианта.

3.3 Оценка экономической эффективности для целевого варианта

Полная ориентировочная стоимость АСДК ГТС Нижегородской ГЭС в ценах IV квартал 2015г. определена в размере 141,8 млн. руб., в том числе НДС – 21,6 млн. руб.

Полная сметная стоимость строительства в ценах IV квартал 2014 г. приведена в таблице 3.4

Таблица 3.4 - Расчет стоимости строительства АСДК

млн. руб.

Статьи затрат	Всего
Строительная часть	16,9
Оборудование	103,3
Итого по смете	120,2
НДС	21,6
Итого по проекту	141,8

В результате при начале строительства в 2016 году и окончании системы АСДК ГТС в 2017 году общий объем инвестиций составит 141,8 млн. руб.

Эксплуатационные затраты по электростанции включают затраты на заработную плату с учетом страховых отчислений в социальные фонды, начисленных по действующим ставкам, расходы на сырье и материалы, прочие затраты, к которым относятся суммы налогов и сборов, начисленные в порядке, установленном законодательством РФ о налогах и сборах, и расходы на охрану генерирующего объекта, а также расходы на ремонт.

В работе принято, что затраты на ремонт вновь вводимого оборудования равны 0, т.к. гарантия производителя на опτικο-волоконные датчики составляет 20 лет, т.е. на весь рассматриваемый период окупаемости объекта. При

реализации схемы АСДК ГТС сокращаются затраты на персонал. Т.е. группа обходчиков в количестве 10 человек будет сокращена до 2-х.

В качестве базового года при определении расходов на персонал 2016г. Эксплуатационные издержки Нижегородской ГЭС, учтенные в расчетах, показаны в таблице 3.5

Таблица 3.5 - Эксплуатационные издержки на содержание персонала

млн. руб.

Операционные издержки (в год)	цены 2016 г.
Расходы на персонал (10 человек)	0,633
Расходы на организацию мониторинга (горючее, оборудование, одежда персонала и т.д.)	3,35

Амортизационные отчисления по вновь вводимым фондам определяются в соответствии со статьей 258 Налогового кодекса РФ и Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 №1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», исходя из балансовой стоимости объекта и срока его полезного использования.

Исходя из принятых сроков (20 лет), в данной работе нормы амортизационных отчислений по вновь вводимым фондам составляют для строительной части - 1% и для оборудования – 3,3% от первоначальной балансовой стоимости объекта.

Согласно статье 259 Налогового кодекса РФ (Части первая и вторая, Москва, 2002г.), метод учета амортизации - линейный.

Балансовая стоимость вновь вводимых по результатам внедрения системы основных производственных фондов, а также амортизационные отчисления за время проведения работ показаны в таблице 3.6

Таблица 3.6 - Балансовая стоимость вновь вводимых производственных фондов

млн. руб.

	Годы
	2017
Балансовая стоимость, оборудования	103,3
Амортизационные отчисления, оборудование + строительство	3,58

Суммарные затраты на организацию мониторинга без системы АСДК ГТС и с системой АСДК ГТС представлены в таблице 3.7

Чистый денежный поток представлен на рисунке 3.1

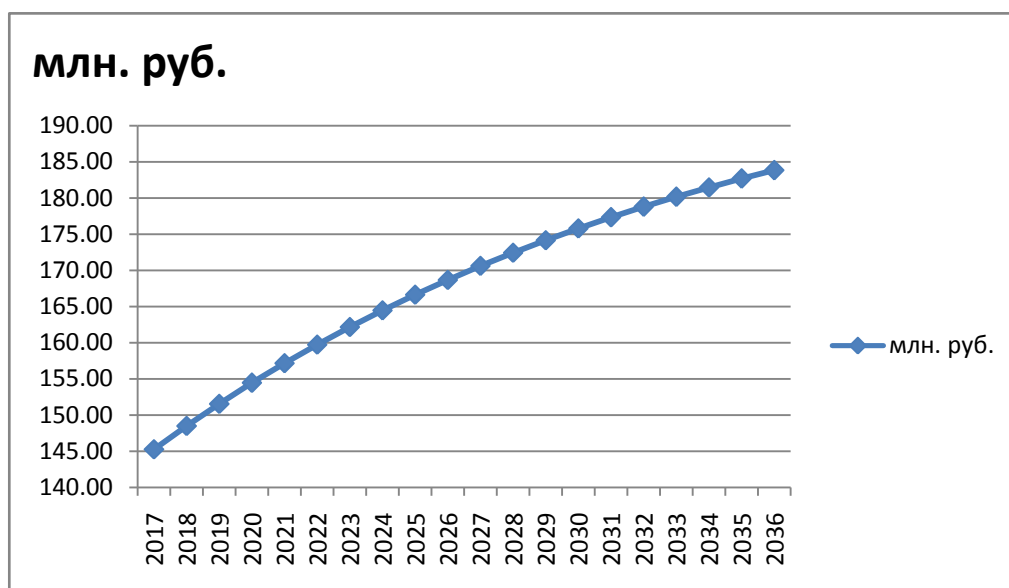


Рисунок 3.1 - Чистый поток платежей.

Результаты расчетов по целевому варианту приведены в таблице 3.8

Таблица 3.8 - Расчет по целевому варианту

Показатели	Значения
Внутренняя норма доходности (ВНД), %	17,7
Чистый дисконтированный доход (ЧДД), млн. руб.	41,98
Индекс доходности (ИД), отн.ед.	1,29
Срок окупаемости недисконтированный (Ток), лет	19

В результате можно сделать вывод, что данный проект является финансово окупаемым, что является необходимым критерием для его внедрения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования и расчеты показали целесообразность внедрения АСДК ГТС на примере Нижегородской ГЭС по следующим показателям:

1. Снижается риск возникновения аварийной ситуации в следствии постоянного мониторинга за сооружениями Нижегородской ГЭС.
2. Оценка экономического ущерба в случае возникновения аварийной ситуации и последующая за ней недовыдача электроэнергии или прекращение функционирования ГЭС значительно превышает затраты на инвестиционный проект.
3. Снижаются затраты на мониторинг за состоянием ГТС, что сокращает эксплуатационные издержки.
4. Повышает эксплуатационную надежность и как следствие, безопасность гидротехнических сооружений.

В результате проведенной работы можно сделать вывод о том, что с технической и экономической точки зрения внедрение АСДК ГТС целесообразно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Борщ П.С., Тверитнев В.П. Разработка комплексного проекта реконструкции Нижегородской ГЭС, Гидротехническое строительство, №10, 2015.
2. Определение критериев безопасной эксплуатации бетонных сооружений Горьковской ГЭС. ВНИИГ, 1979
3. Постановление Правительства РФ от 21.05.2007 № 304.
4. СТП ВНИИГ 210.02.НТ-04 «МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ АНАЛИЗА РИСКА АВАРИЙ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ», Санкт-Петербург, 2005.
5. «Разработка декларации безопасности Нижегородской ГЭС на основе анализа уровня безопасности и оценки вероятности аварий ее гидротехнических сооружений». ВНИИГ, 2000
6. Гидротехнические сооружения. Многофакторное исследование с оценкой прочности и устойчивости напорных гидротехнических сооружений филиала ОАО «Русгидро» - «Нижегородская ГЭС». НИИЭС, 2011.
7. «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2015-2040 гг.» (Приказ ОАО «РусГидро» от 21.08.2014 № 667)
8. СТО РусГидро 04.02.67-2011 «Гидроэлектростанции. Расчет расходов на возмещение ущерба, расходов на восстановление, а также упущенной выгоды от аварий и инцидентов. Методические указания».
9. Постановление Правительства РФ №1172 от 27.12.2010 «Правила оптового рынка электрической энергии и мощности».
10. "Manual for the Preparation of Industrial Feasibility Studies", UNIDO, Vienna, 1995г.
11. «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», Москва, Экономика, 2000 г.

12. Письмо Министерства регионального развития Российской Федерации от 12.11.2013 № 21331-СД/10.
1. Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 04.08.2014 № 15285-ЕС/08.
14. Золотов Л.А., Иващенко И.Н., Безопасность гидротехнических сооружений// Гидротехническое строительство, № ,1989 г.
15. Малик Л.К., Чрезвычайные ситуации, связанные с гидротехническим строительством (ретроспективный обзор)// М.: Гидротехническое строительство, №12, 2009
16. Абакаров А.Р., Дурчева В.Н. Система автоматизированного контроля за состоянием бетонной плотины Чиркейской ГЭС по данным натурных наблюдений// Санкт-Петербург, 2001
17. Рекомендации по определению предельно допустимых значений показателей состояния и работы гидротехнических сооружений. П-836-85// Гидропроект, Москва, 1985
18. РАО «ЕЭС России», Методика определения критериев безопасности гидротехнических сооружений// Москва, 2001
19. Методические указания по проведению анализа риска аварий гидротехнических сооружений. СТП ВНИИГ 230.2.001.-М.: ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ АППАРАТУРЫ НИЖЕГОРОДСКОЙ ГЭС

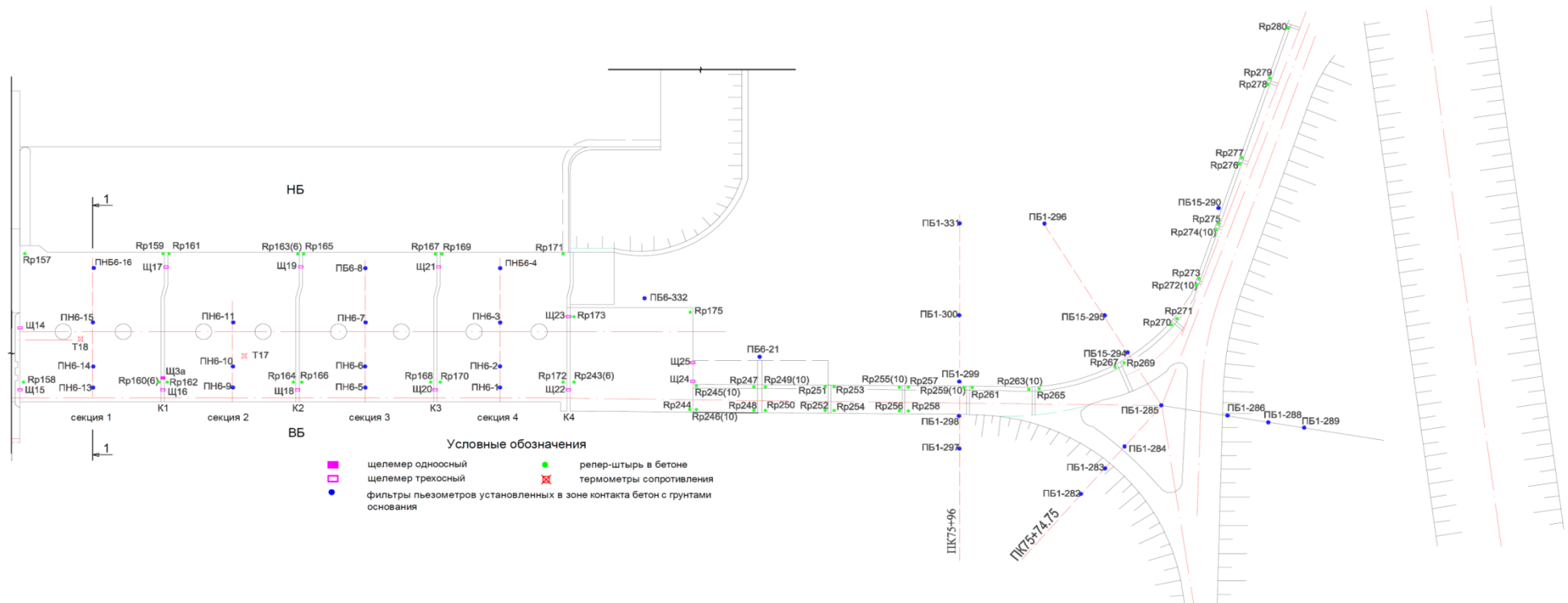


Рисунок А.1 - План здания ГЭС и секций сопряжения с плотиной №1-2. Расположение контрольно-измерительной аппаратуры (КИА)

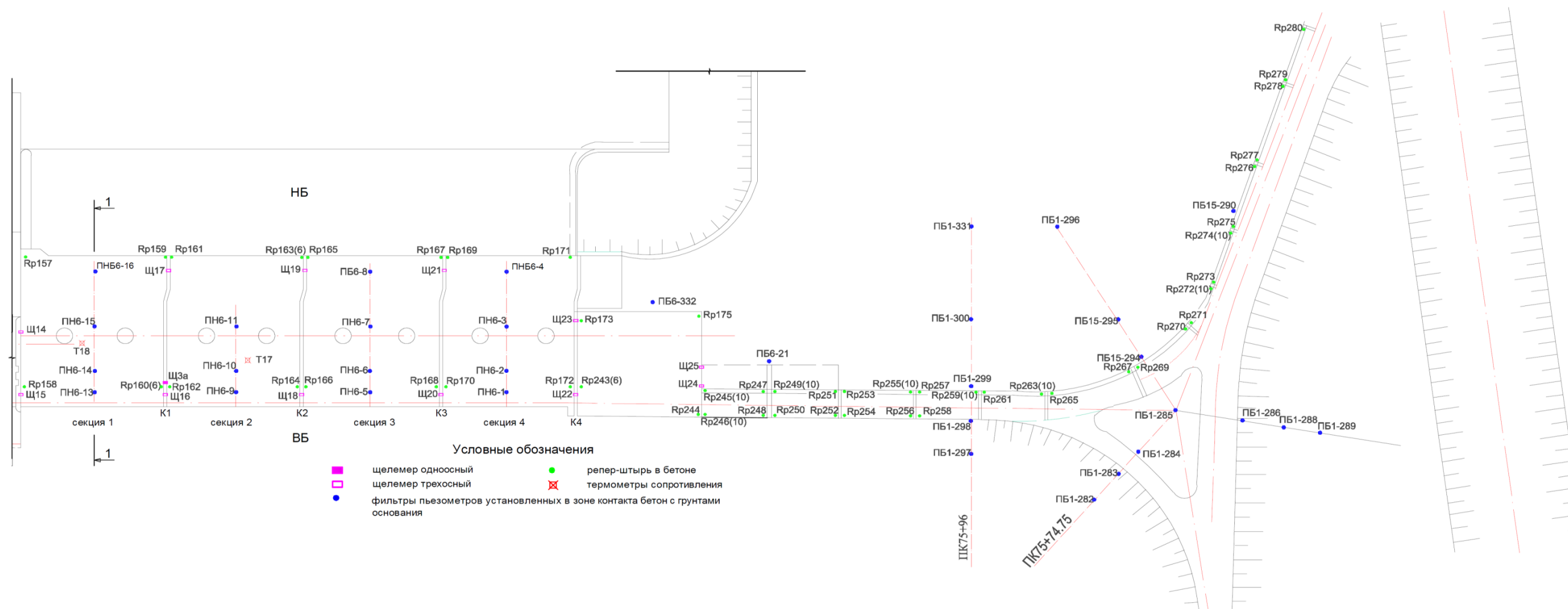
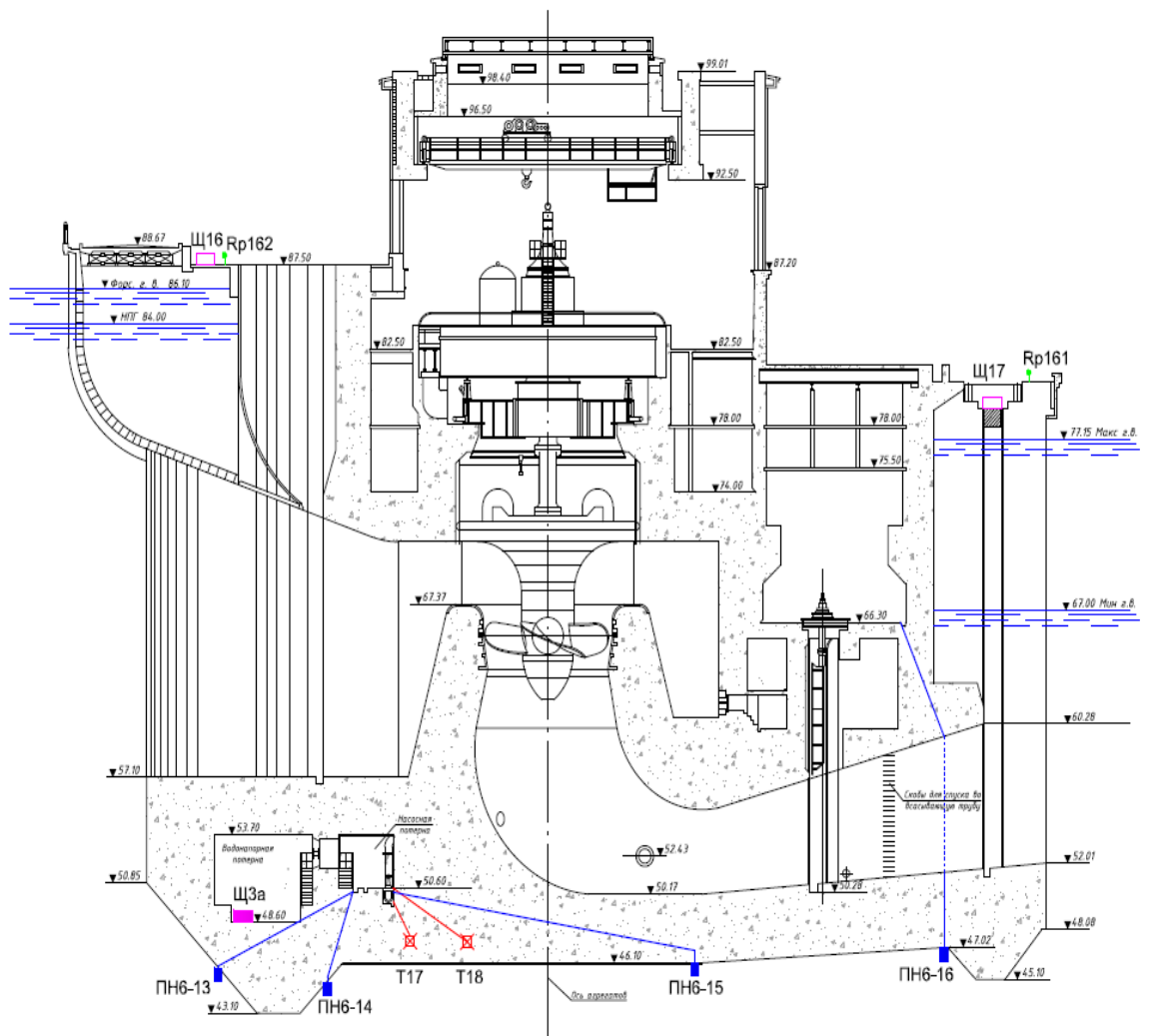


Рисунок А.2 - План здания ГЭС и секций сопряжения с плотиной №1-2. Расположение контрольно-измерительной аппаратуры (КИА)



Условные обозначения

- фильтры пьезометров установленных в зоне контакта бетона с грунтами основания
- ⊠ термометры сопротивления
- щелемер трехосный
- щелемер одноосный
- ↑ репер-штырь в бетоне

Рисунок А.3 - Поперечный разрез 1-1 здания ГЭС. Расположение контрольно-измерительной аппаратуры.

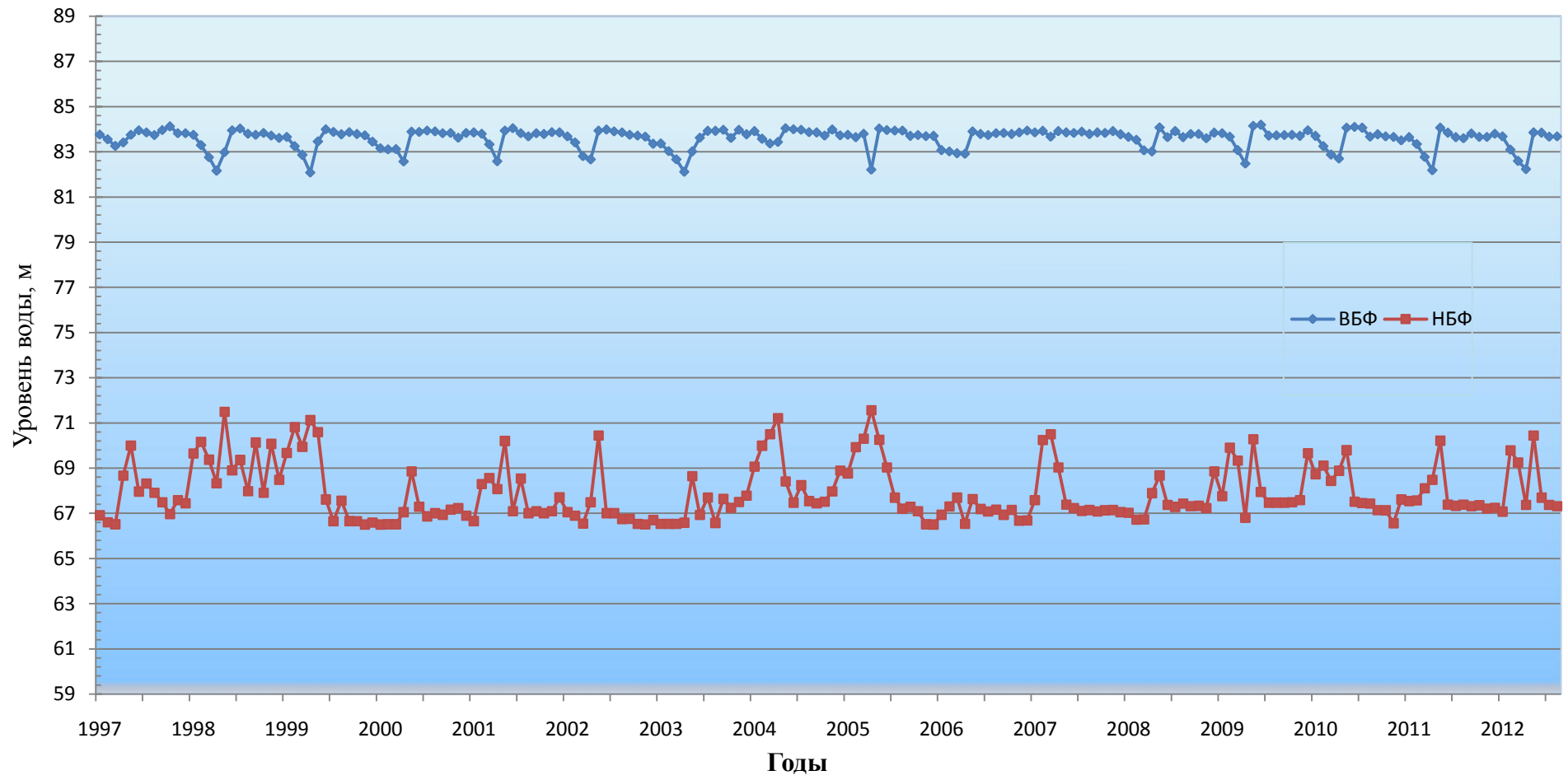


Рисунок А.4 - График уровней бьефов на характерные даты.

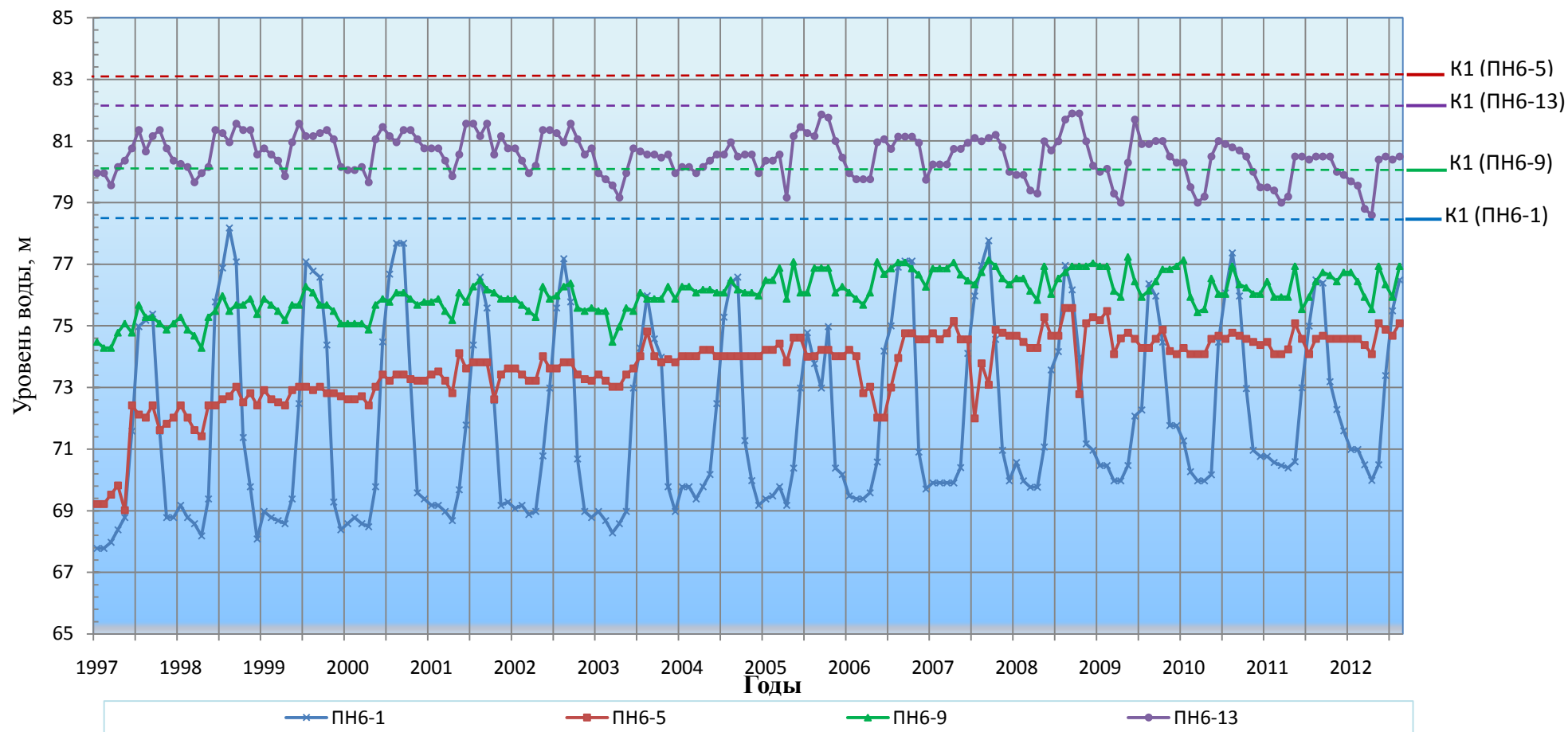


Рисунок А.5 - График колебаний уровней воды в пьезометрах перед верховым зубом.

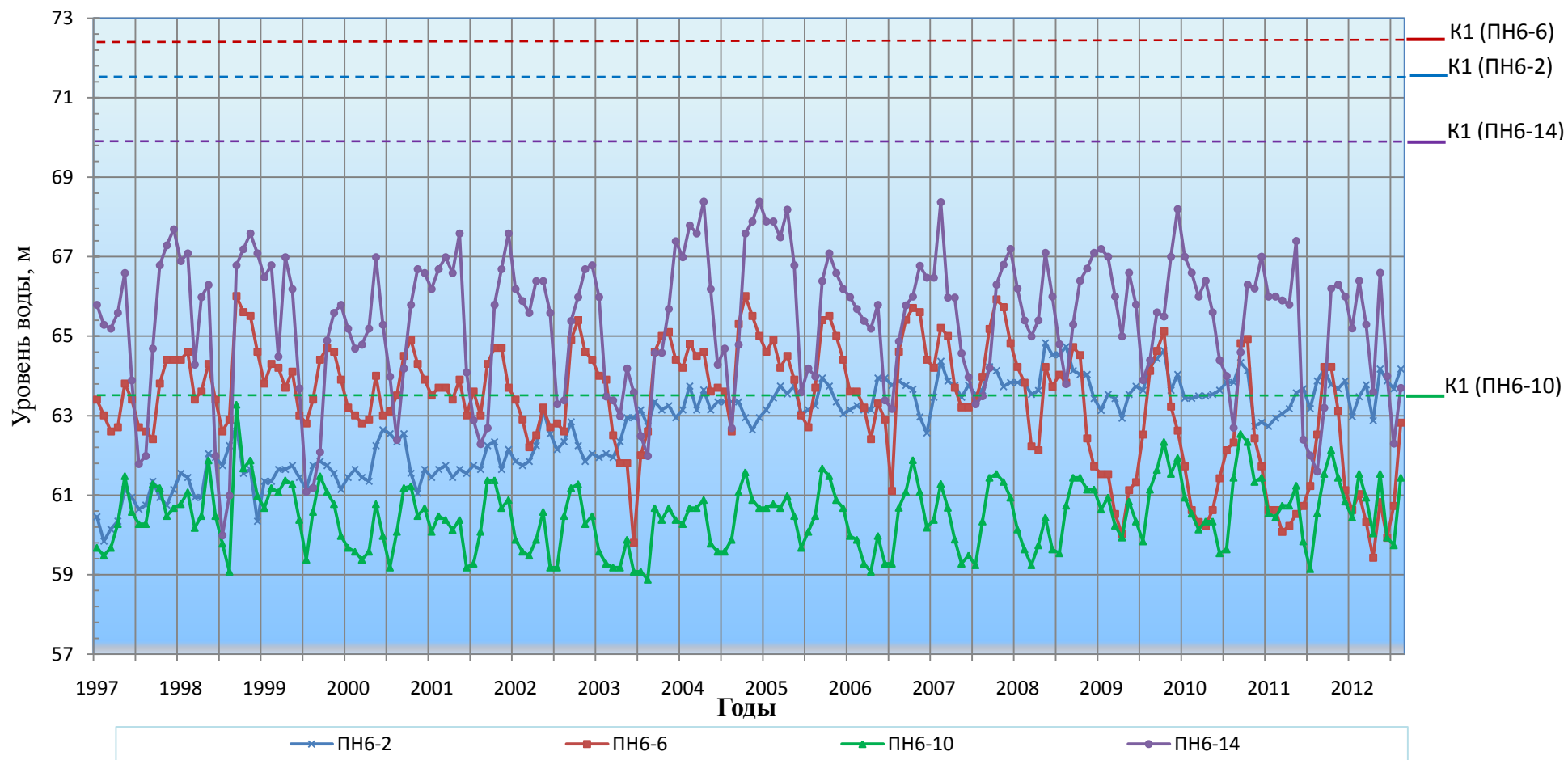


Рисунок А.6 - График колебаний уровней воды в пьезометрах за верховым зубом.

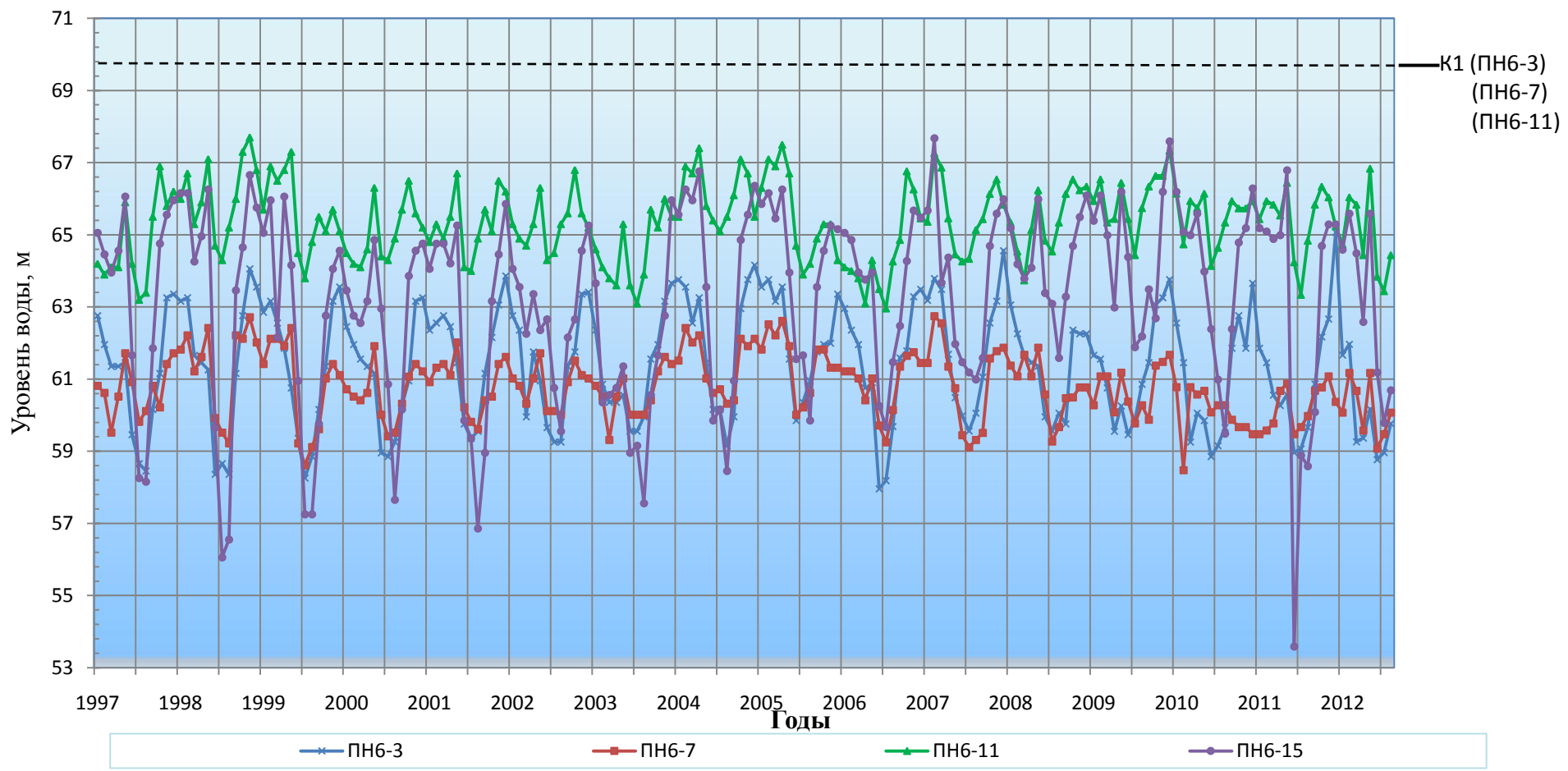


Рисунок А.7 - График колебаний уровней воды в пьезометрах по продольной оси агрегатов

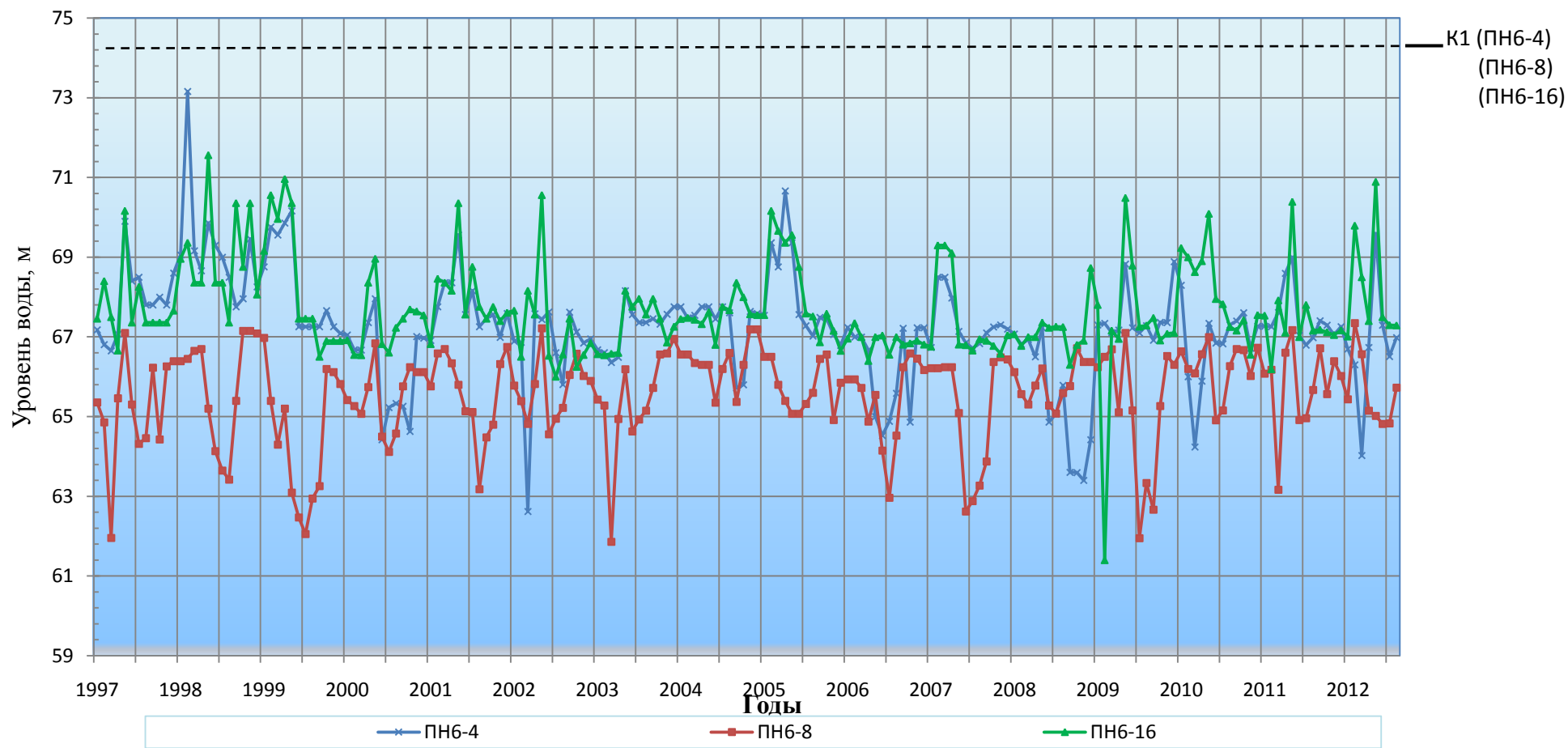


Рисунок А.8 - График колебаний уровней воды в пьезометрах перед низовым зубом

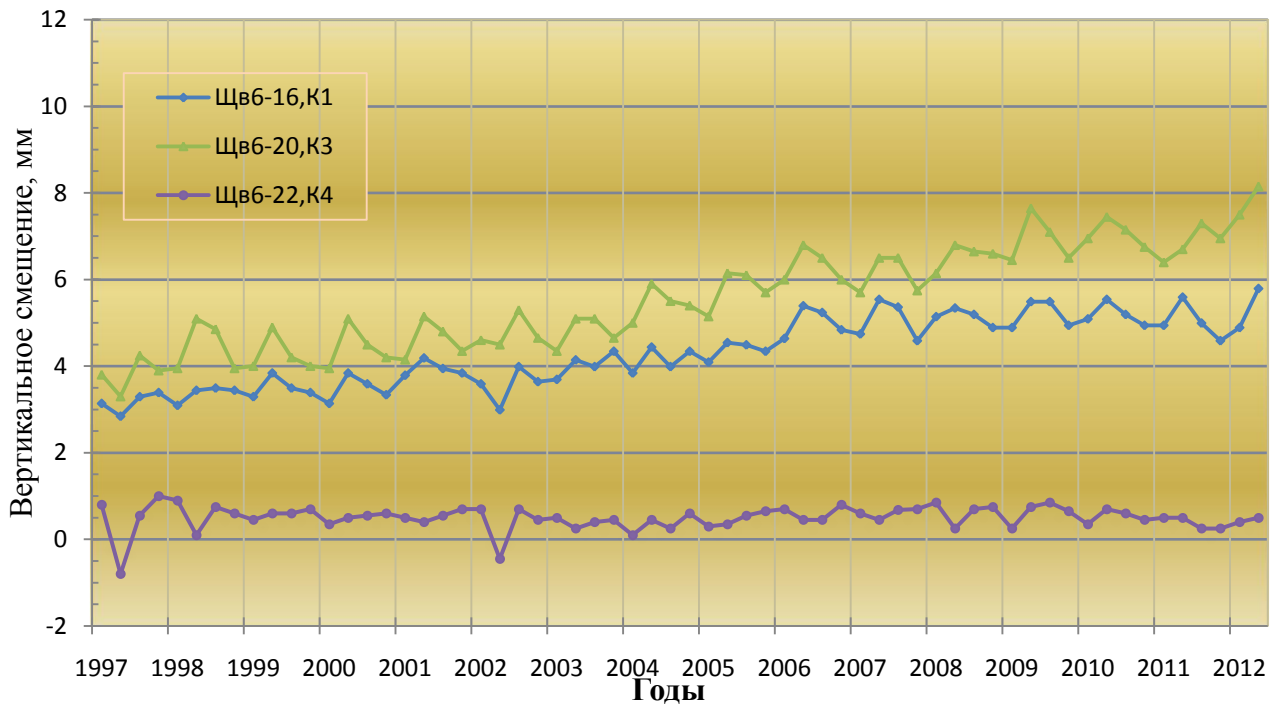


Рисунок А.9 - Вертикальные относительные смещения по деформационным швам здания ГЭС, ВБ.

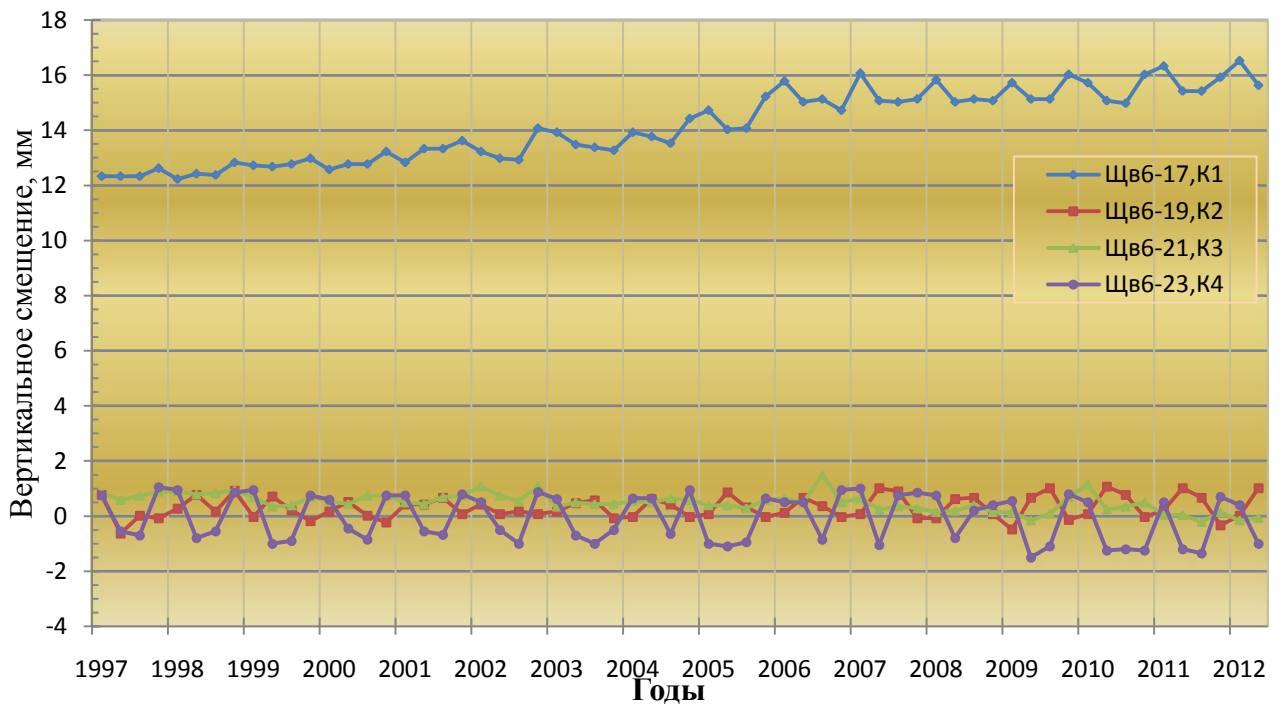


Рисунок А.10 - Вертикальные относительные смещения по деформационным швам, НБ.

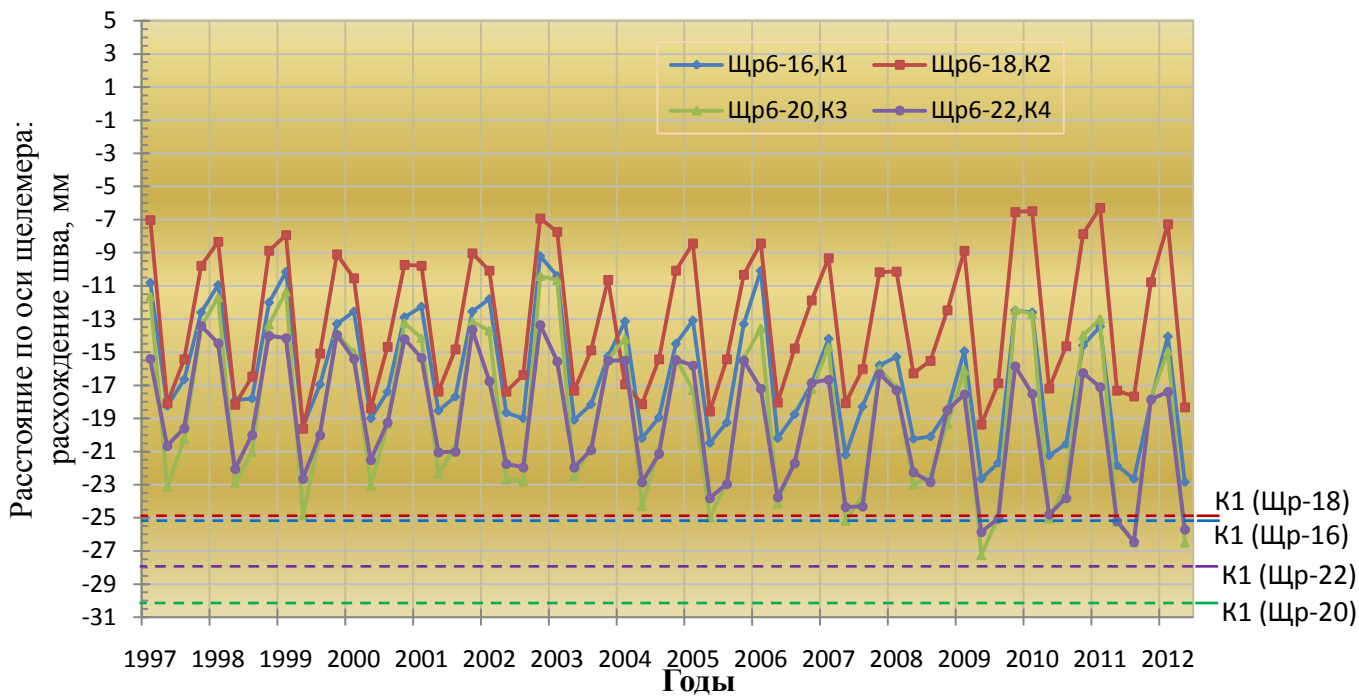


Рисунок А.11 - Раскрытие деформационных швов здания ГЭС, ВБ.

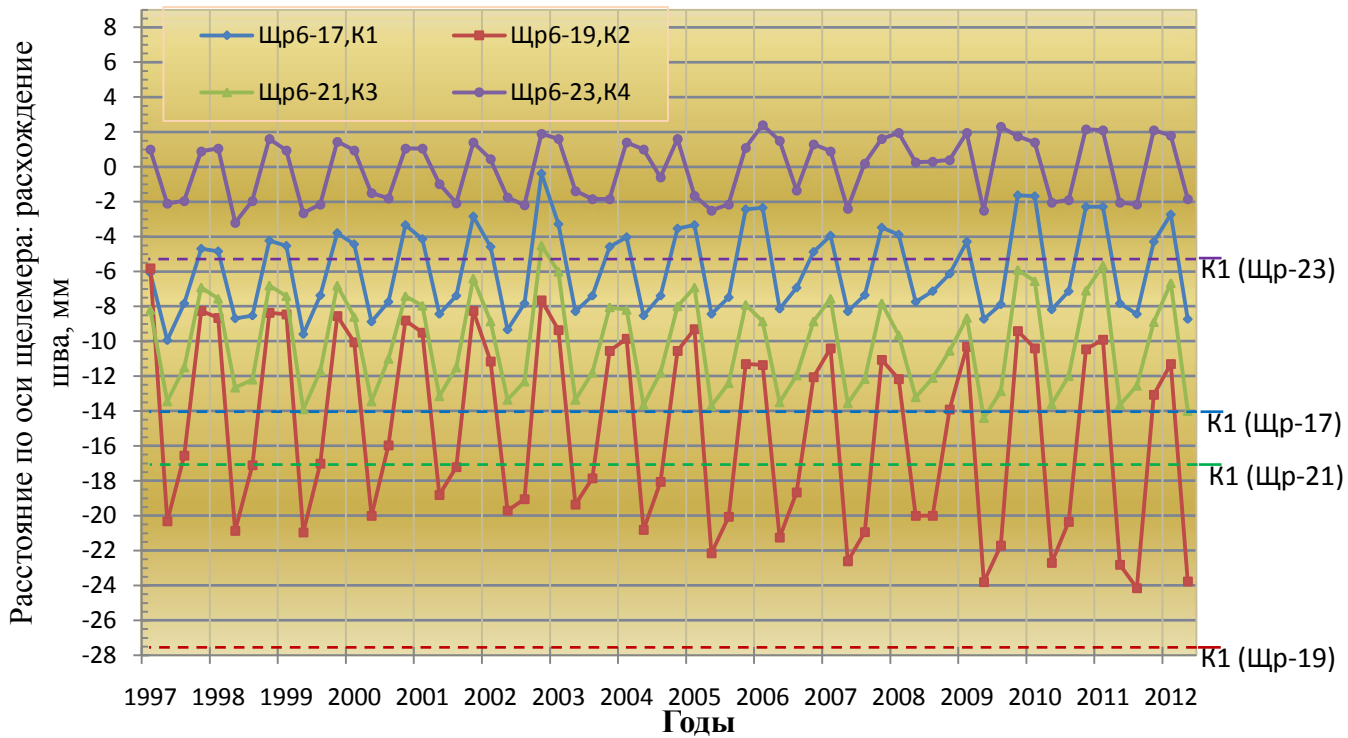


Рисунок А.12 - Раскрытие деформационных швов здания ГЭС, НБ

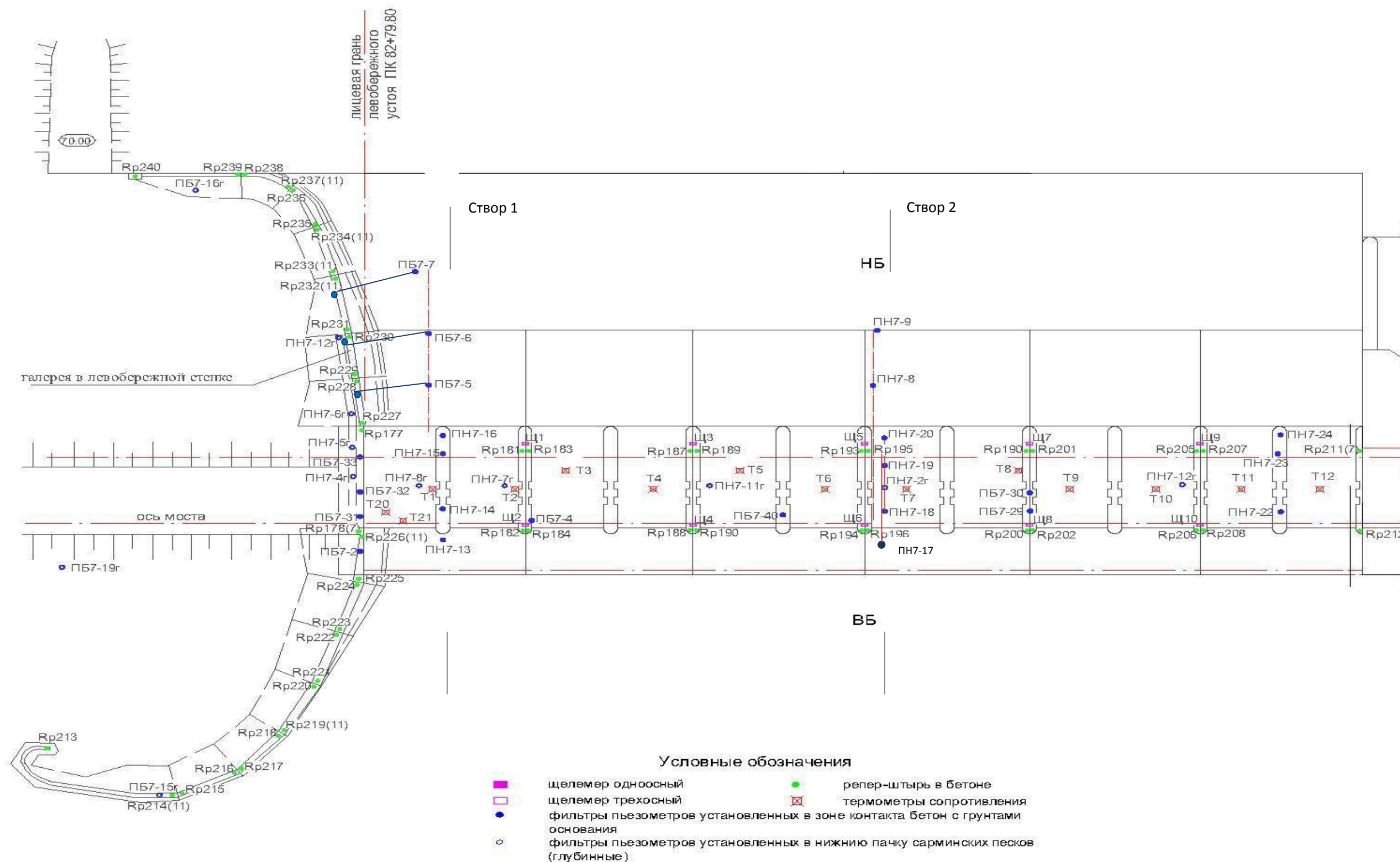


Рисунок А.13 - План водосливной плотины. Расположение контрольно-измерительной аппаратуры (КИА).

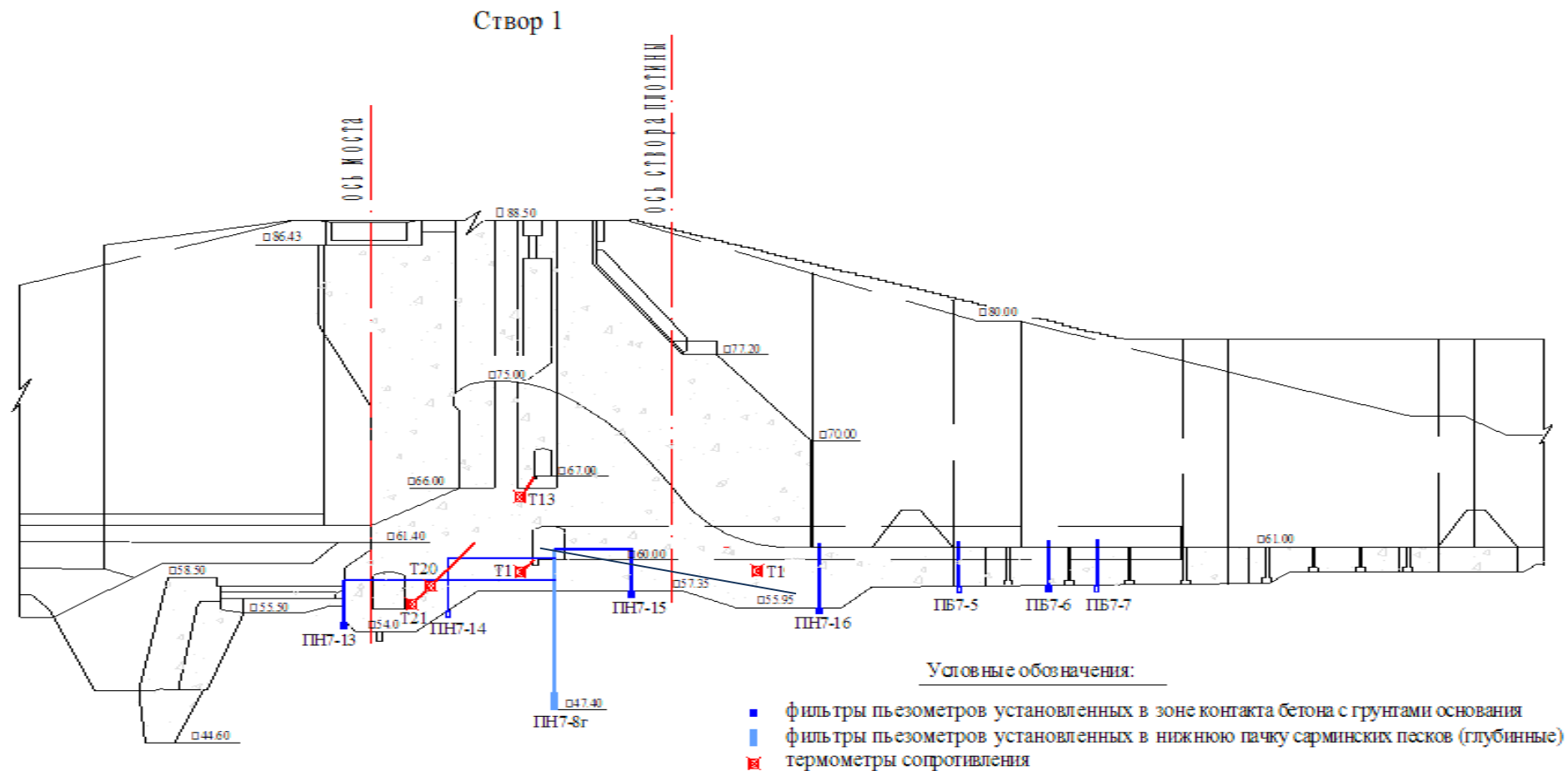


Рисунок А.14 - Поперечный разрез водосливной плотины (Створ 1). Расположение контрольно-измерительной аппаратуры (КИА).

Створ 2

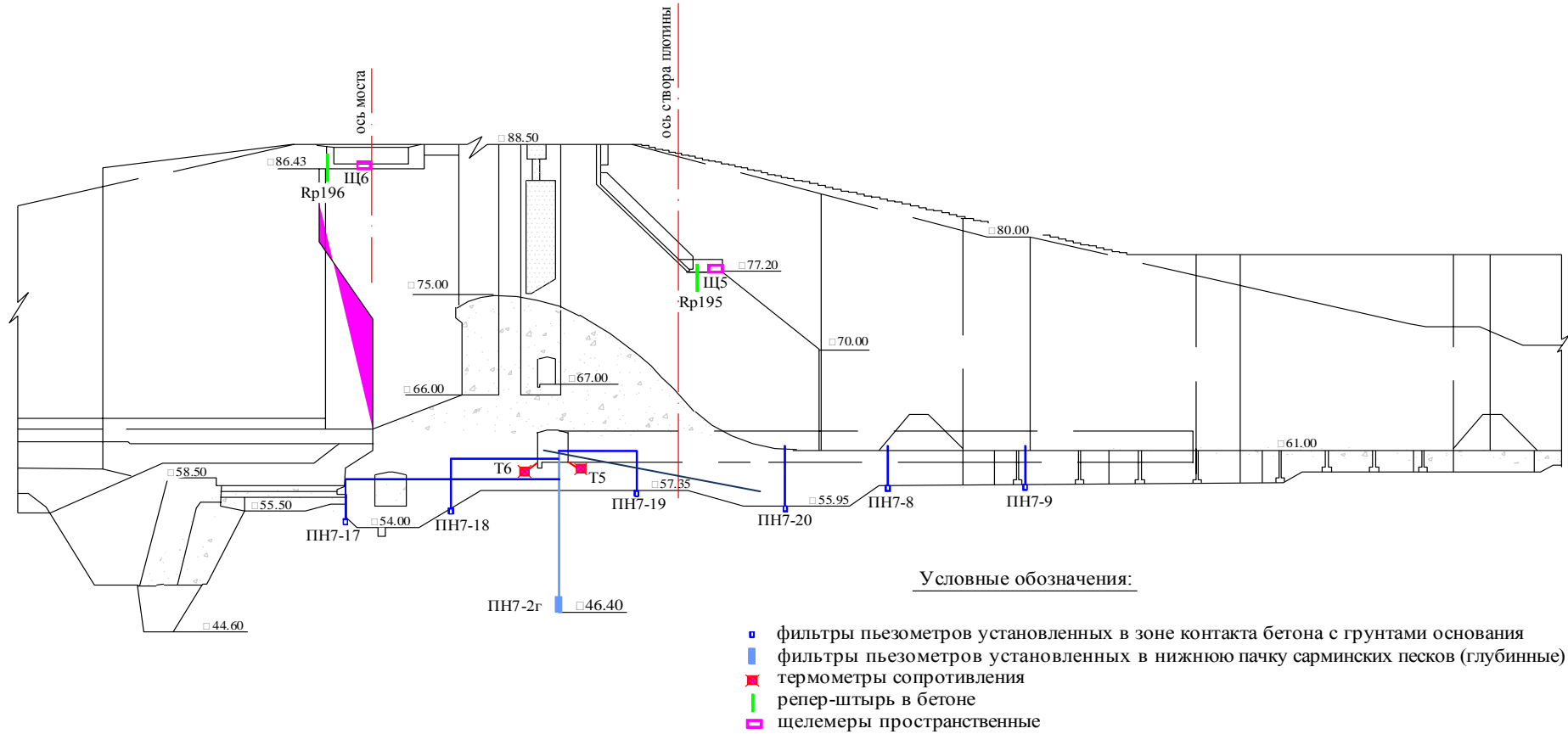


Рисунок А.15 - Поперечный разрез водосливной плотины (Створ 2). Расположение контрольно-измерительной аппаратуры (КИА)

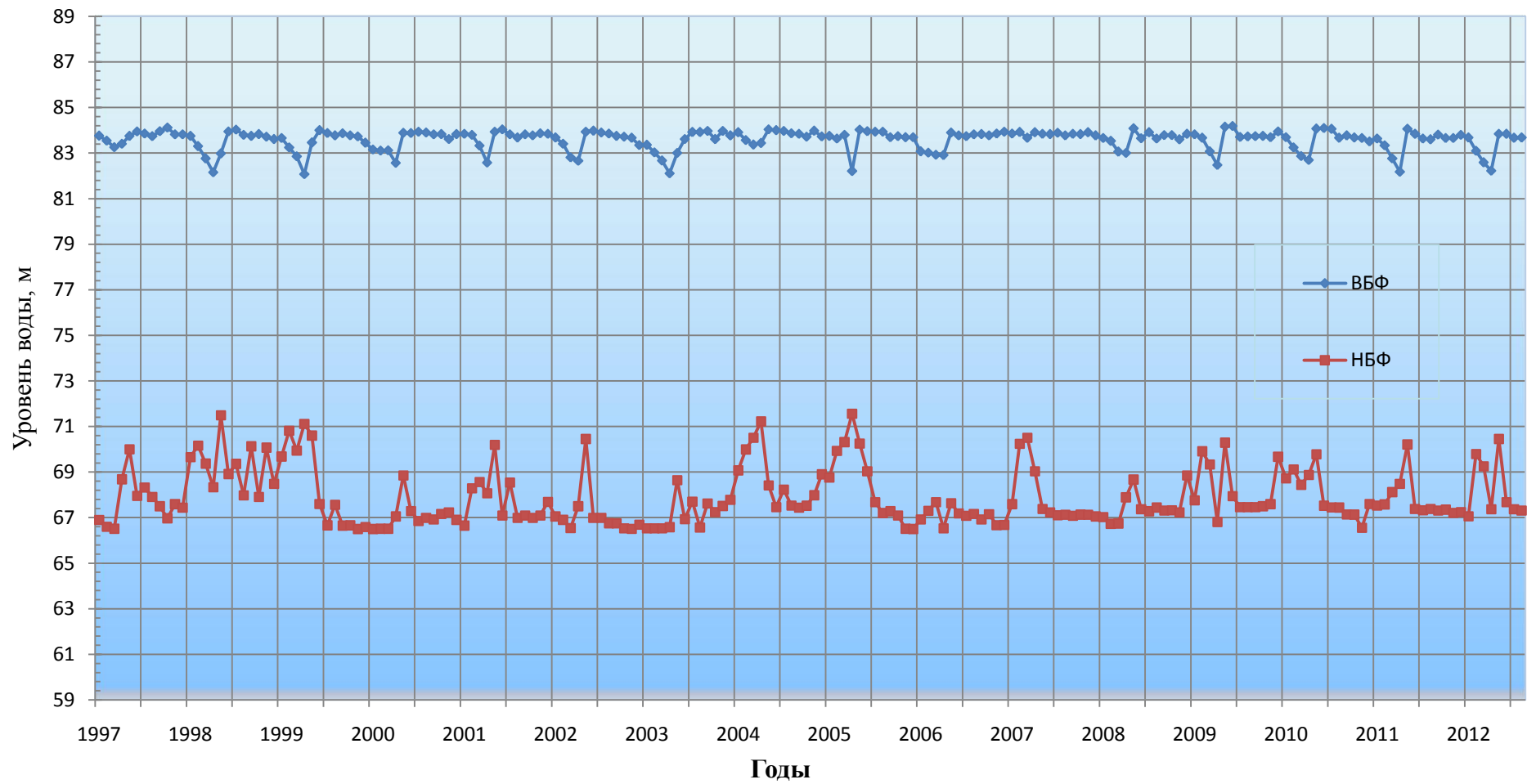


Рисунок А.16 - График уровней бьефов на характерные даты.

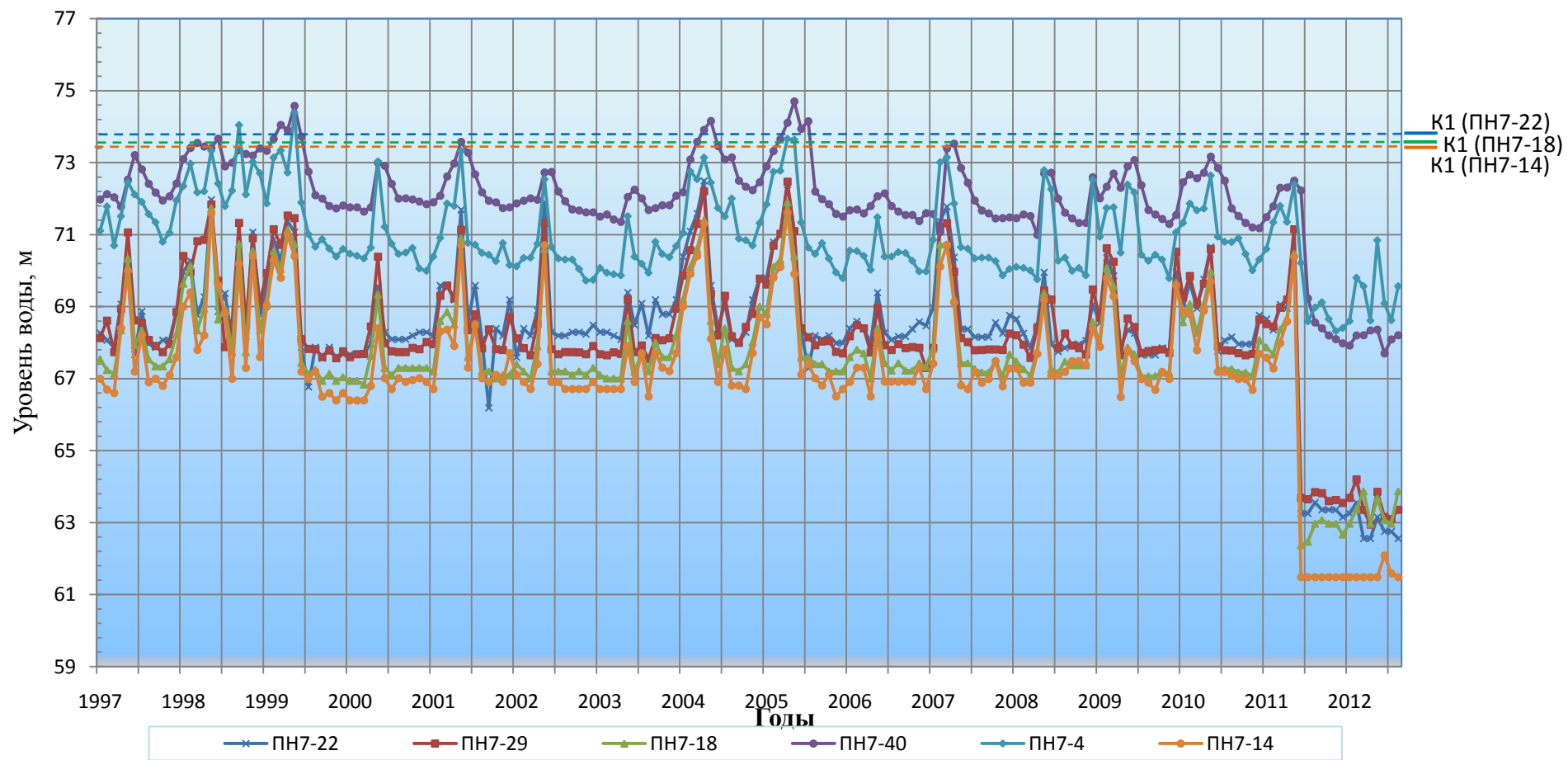


Рисунок А.17 - График колебаний уровней воды в пьезометрах с верховой стороны водосливной плотины.

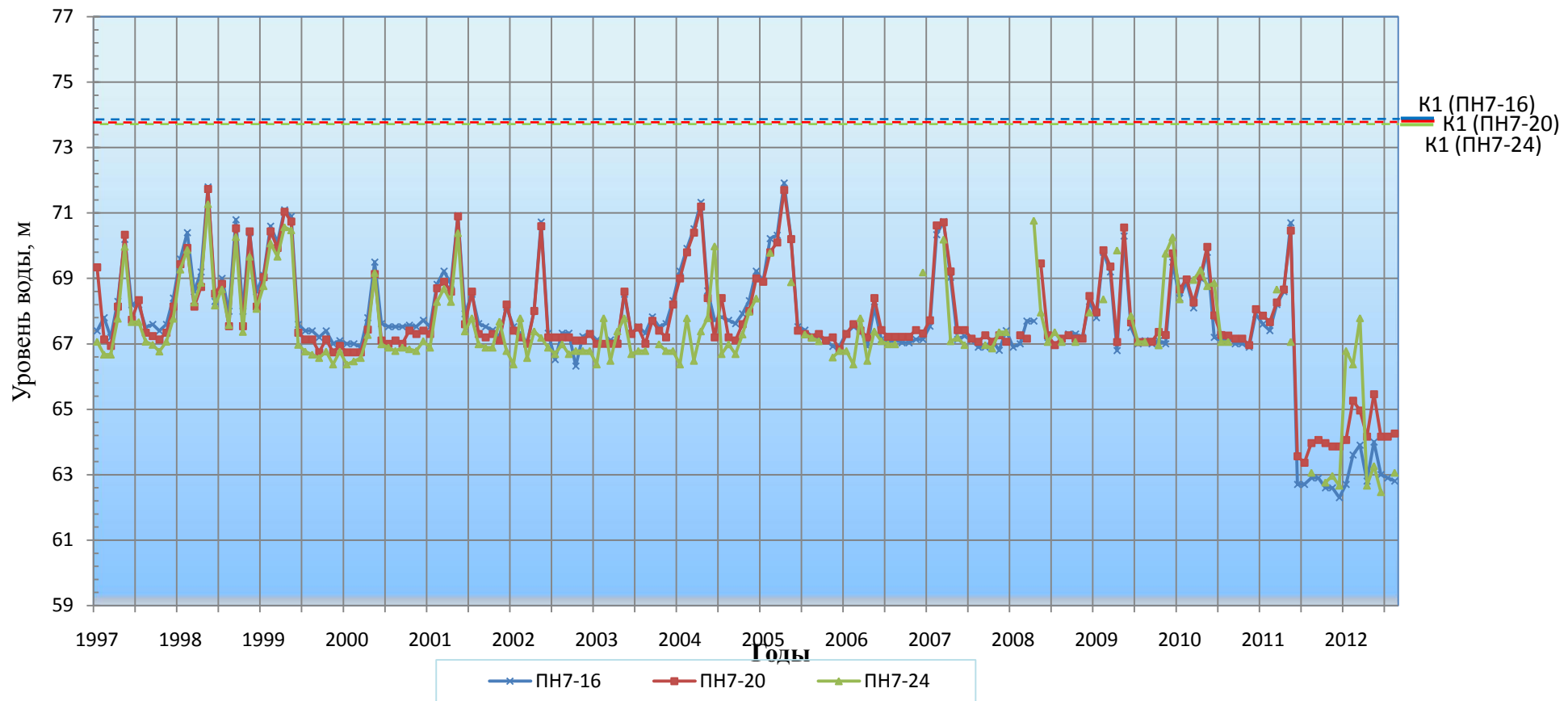


Рисунок А.18 - График колебаний уровней воды в пьезометрах с низовой стороны водосливной плотины.

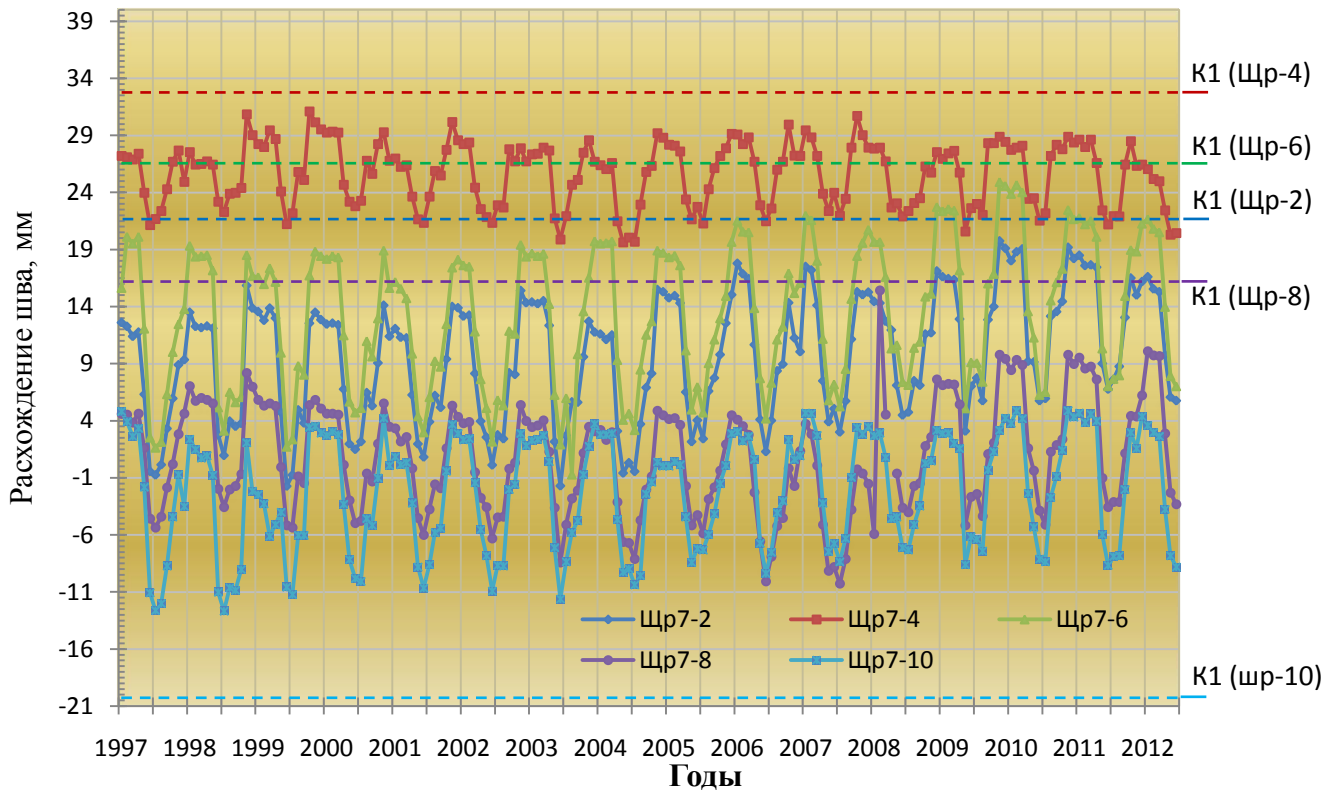


Рисунок А.19- Раскрытие деформационных швов водосливной плотины, ВБ.

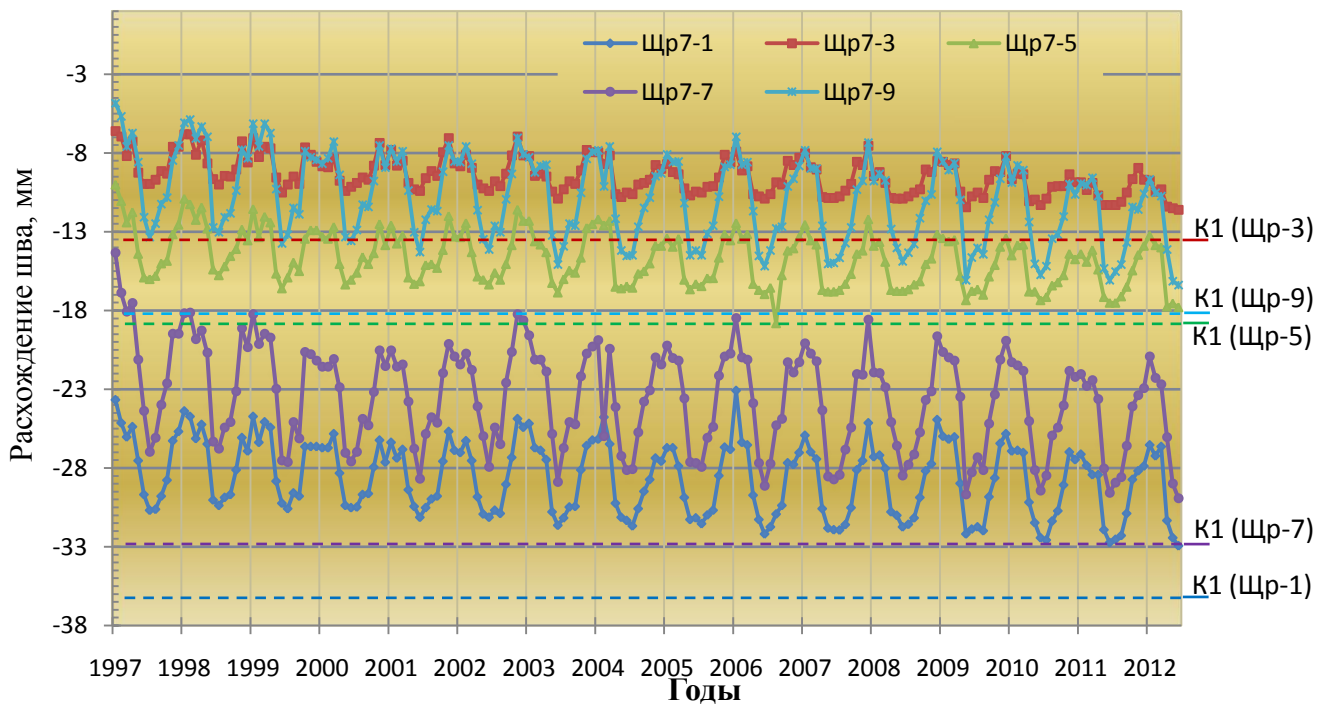


Рисунок А.20 - Расхождение деформационных швов водосливной плотины, НБ.

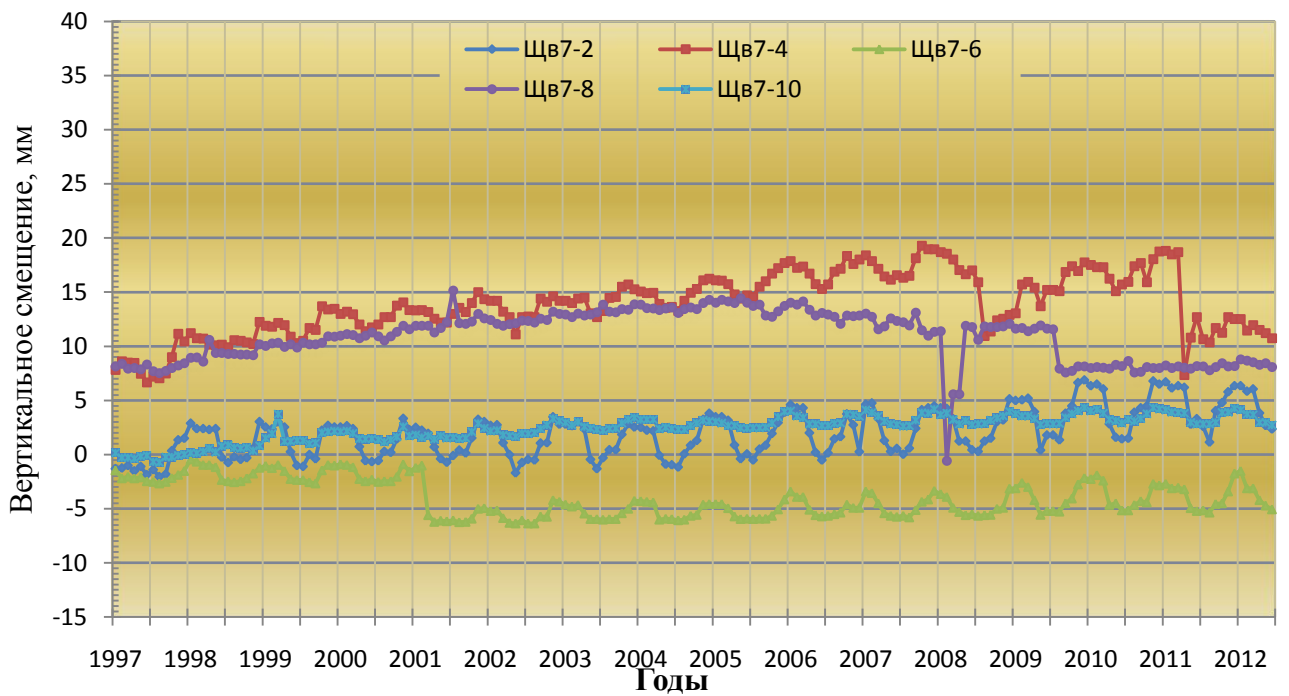


Рисунок А.21 - Вертикальное относительное смещение по деформационным швам, ВБ.

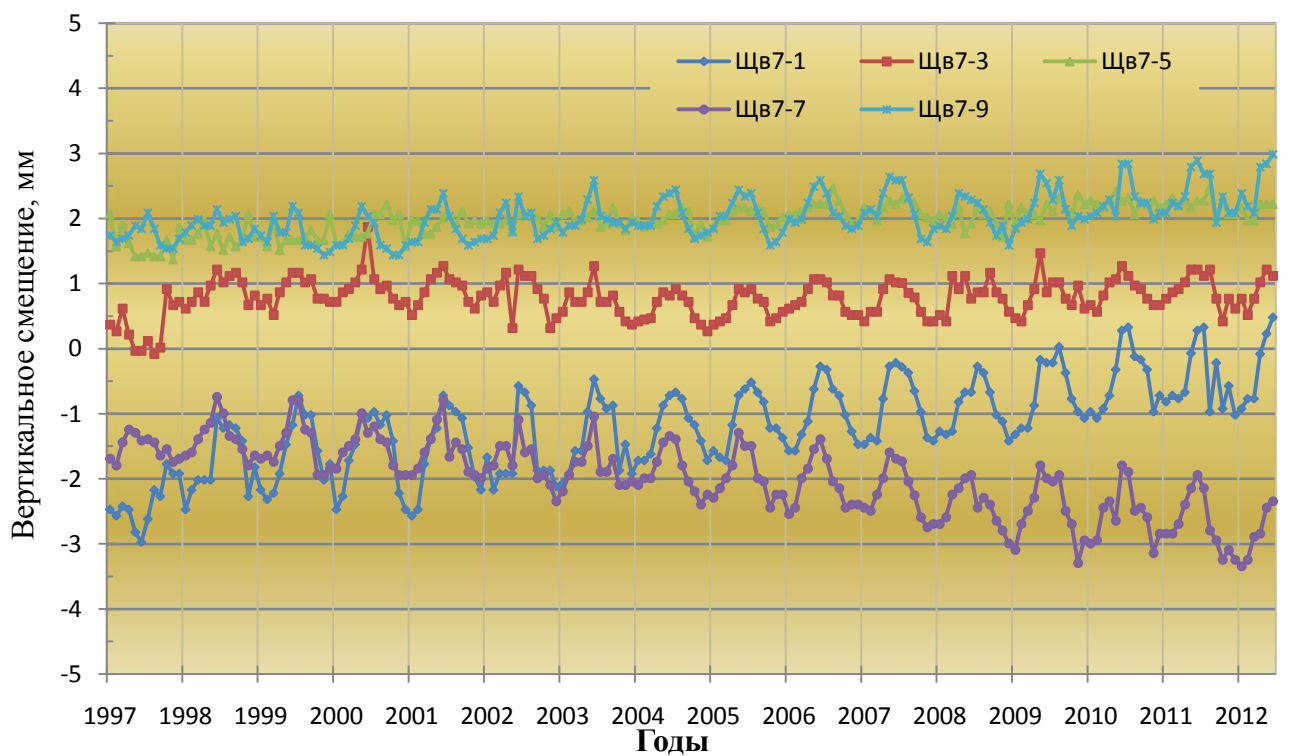


Рисунок А.22 - Вертикальное относительное смещение по деформационным швам, НБ

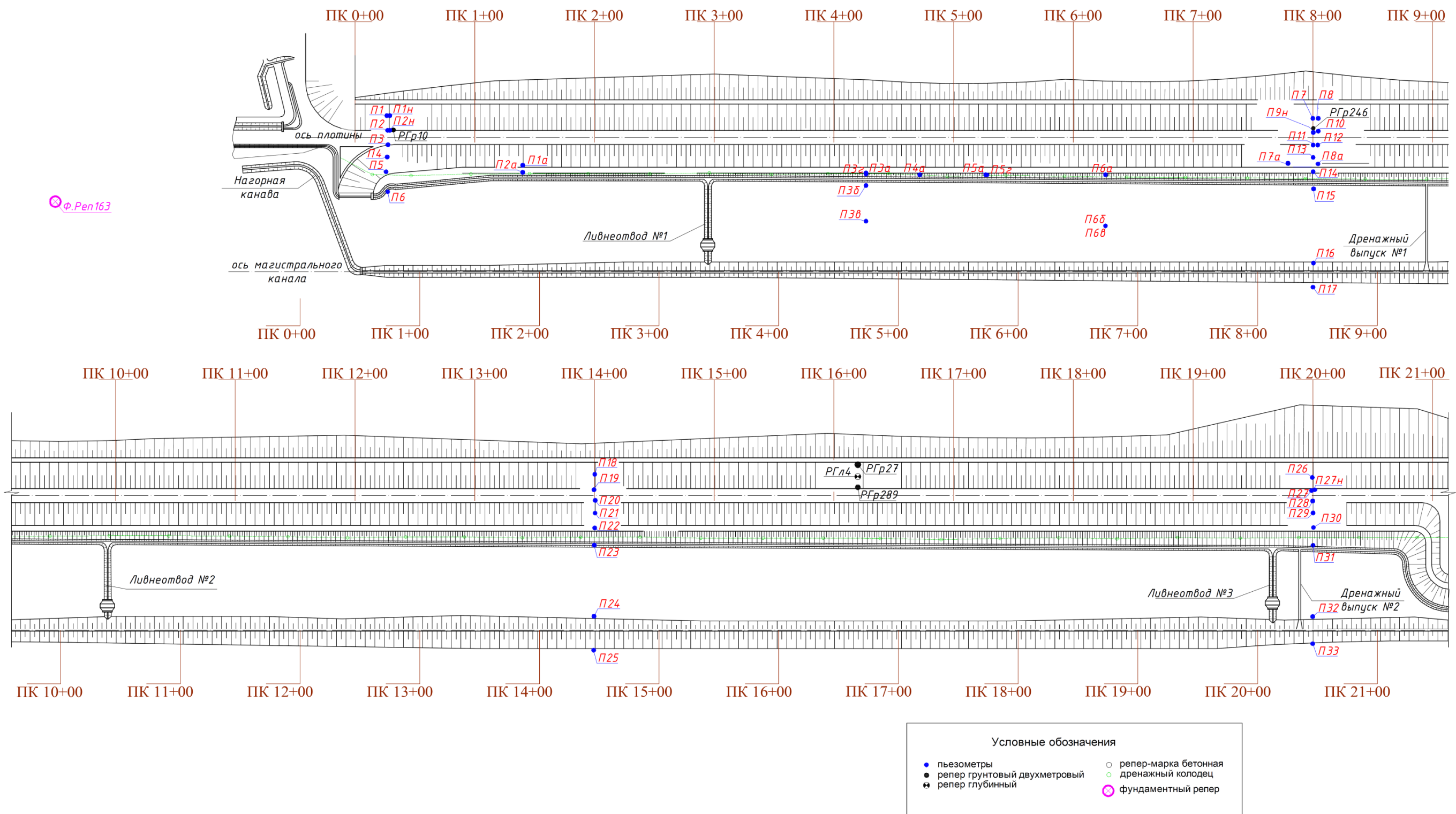


Рисунок А.23 - Схема размещения контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) в плотине №1-2.

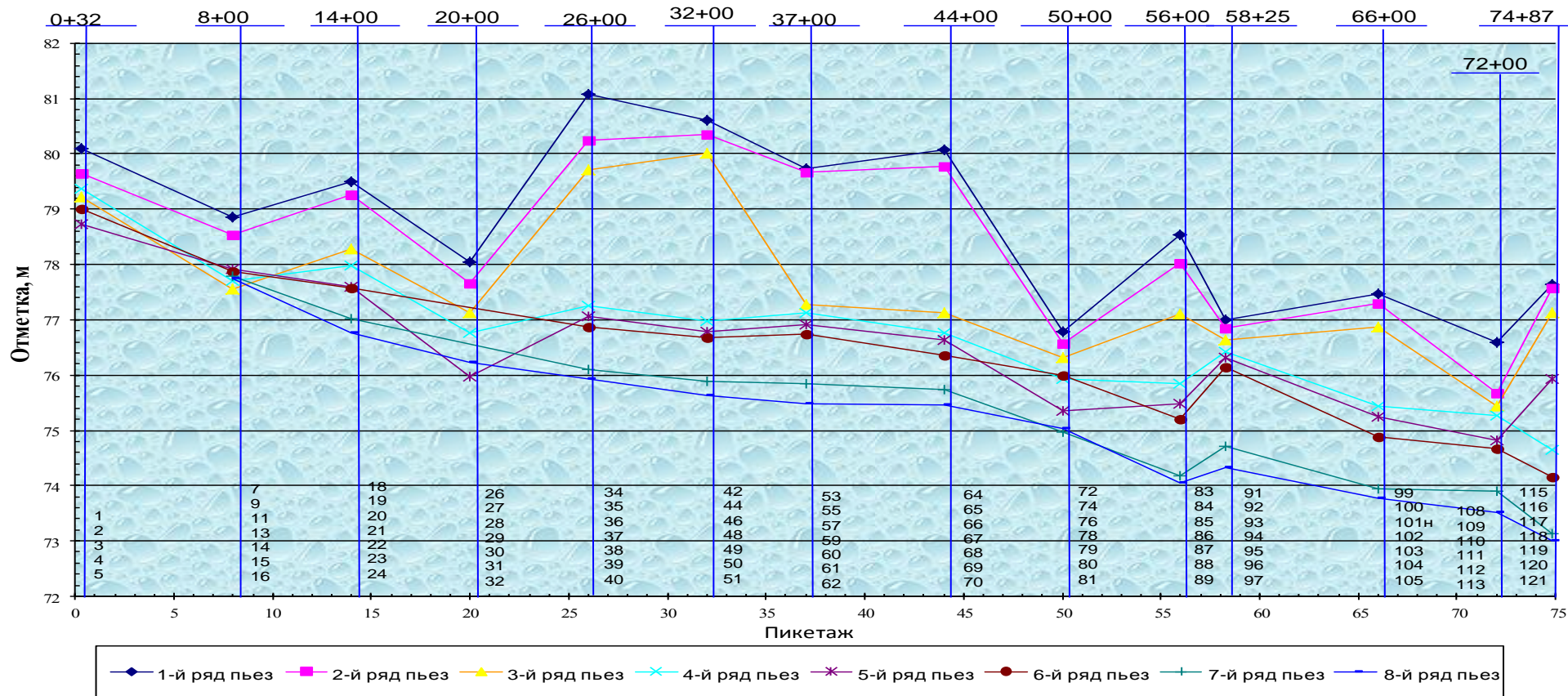


Рисунок А.24 - Продольный профиль плотины №1-2 по пьезометрическим скважинам на дату 12.12.2011 г

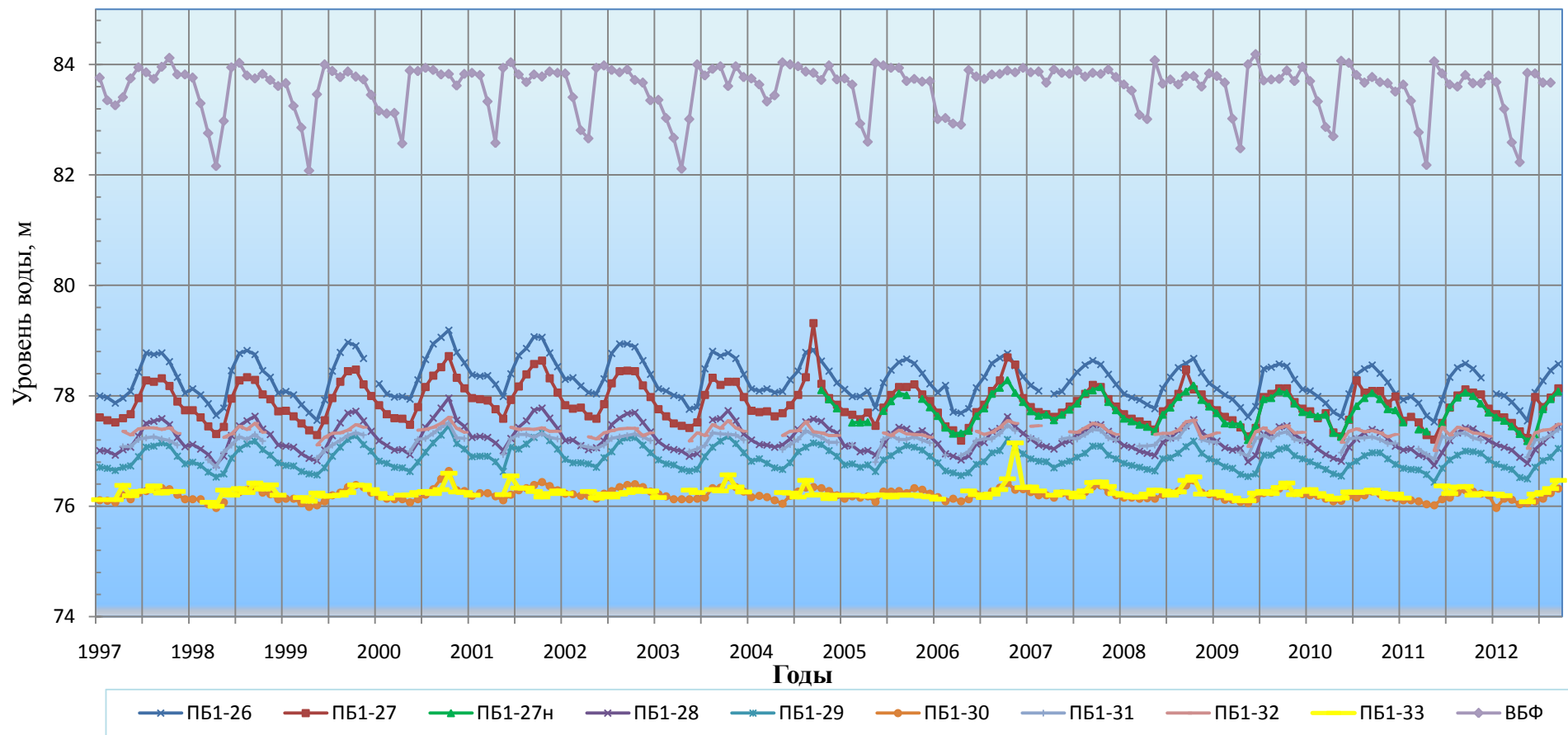


Рисунок А.25 - График колебаний уровней воды в пьезометрах на ПК20+00

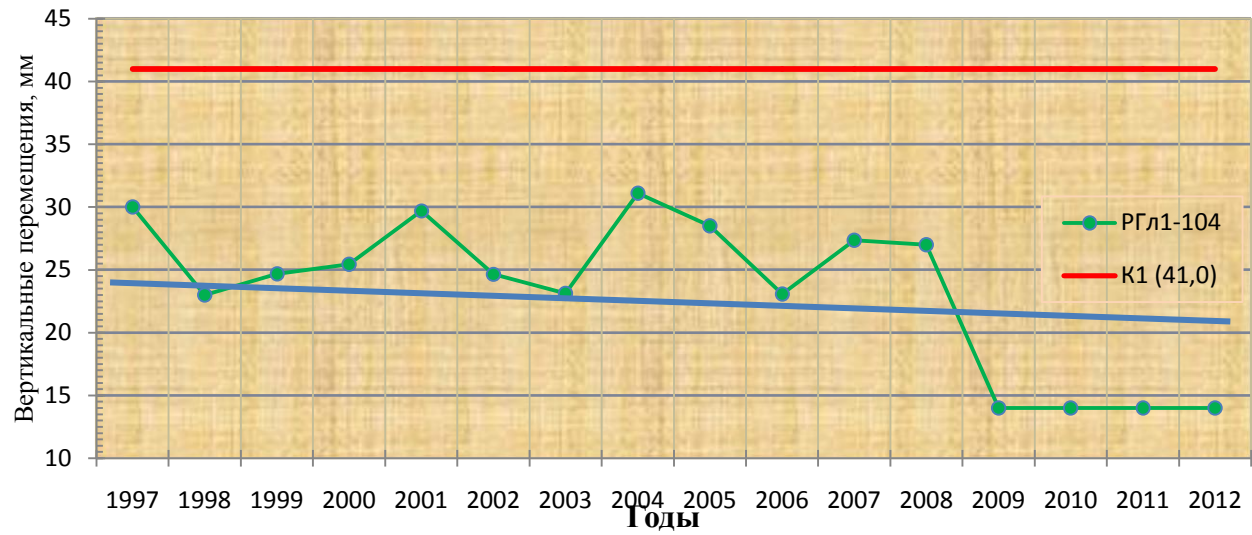


Рисунок А.26 - График хода осадки глубинного репера РГл1-104 (ПК 22+00).

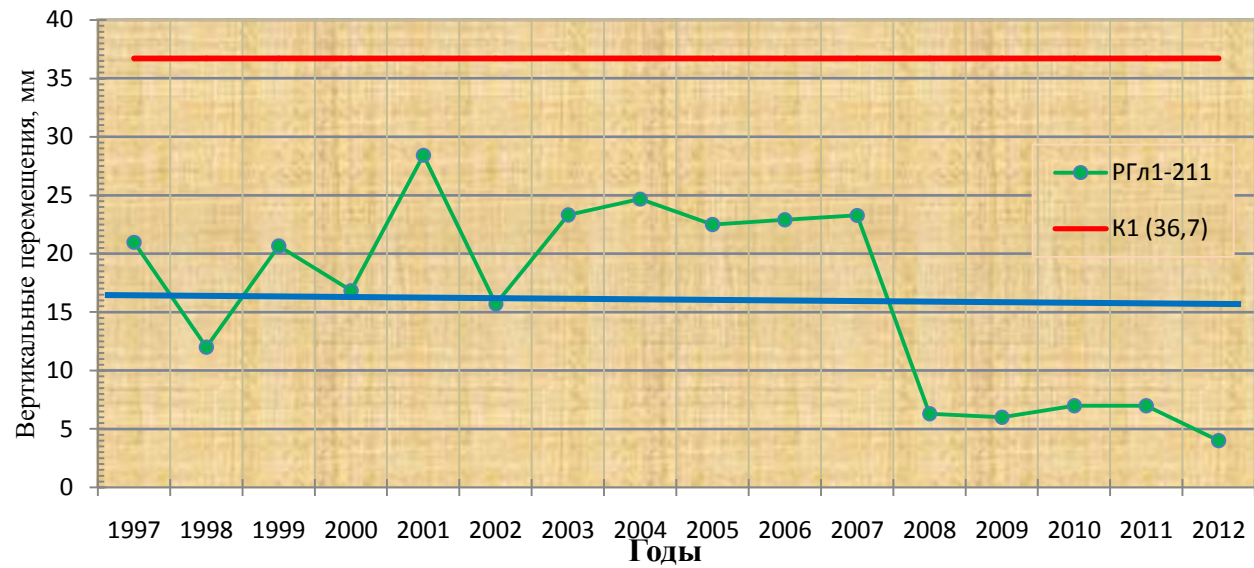


Рисунок А.27 - График хода осадки глубинного репера РГл1-211 (ПК 34+00).

Таблица А.1 - Спецификация оборудования

№ позиции	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость. Руб. с НДС	Сумма Руб. с НДС
1	Анализатор сигнала ВОД (8-канальный) Astro A313	шт.	1	2 318 405,00	2 318 405,00
2	Волоконно-оптический мультиплексор Astro A114 (16-канальный)	шт.	8	980 600,00	7 844 800,00
3	Волоконно-оптический датчик А561 (безнапорный пьезометр)	шт.	376	158 120,00	59 453 120,00
4	Волоконно-оптический датчик А561 (безнапорный пьезометр ЗИП)	шт.	26	158 120,00	4 111 120,00
5	Волоконно-оптический датчик А561 (напорный пьезометр)	шт.	46	158 120,00	7 273 520,00
6	Волоконно-оптический датчик А561 (напорный пьезометр ЗИП)	шт.	4	158 120,00	632 480,00
7	Волоконно-оптический датчик А531 (перемещения одноосный)	шт.	80	112 100,00	8 968 000,00
8	Волоконно-оптический датчик А531 (перемещения одноосный ЗИП)	шт.	9	112 100,00	1 008 900,00
9	Портативный анализатор сигналов ВОД Astro A332	шт.	2	2 125 000,00	4 250 000,00
10	Волоконно-оптический кабель	км.	58	448 856,12	26 033 655,00
			Итого, Руб с НДС		121 894 000,00

* Спецификация и стоимость оборудования принята на примере оборудования фирмы ООО "Инверсия-Сенсор"

Таблица А.2 - Сводный сметный расчет

№ позиции	Наименование оборудования	№ сметы	Стоимость. Руб. с НДС	Сумма Руб. с НДС
1	Строительная часть	1	19 942 000,00	19 942 000,00
2	Спецификация оборудования	6	121 894 000,00	121 894 000,00
ИТОГО:				141 836 000,00