

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Сибирский государственный индустриальный университет»

На правах рукописи



Гуламов Шухрат Рахматуллоевич

**ИССЛЕДОВАНИЕ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ И
РАЗРАБОТКА СИСТЕМ ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТОВ МАЛЫХ
ГЭС ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПОЛОМОК**

Специальность 05.09.03 – «Электротехнические комплексы и системы»

диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научные руководители:

Емельян Васильевич Пугачёв

доктор технических наук, профессор;

Михаил Вениаминович Кипервассер

кандидат технических наук, доцент

Новокузнецк – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ.....	11
1.1 Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в мире и республике Таджикистан.....	11
1.2 Основные причины возникающих аварий на малых ГЭС республики Таджикистан, связанных с поломками и дефектами механической части. Статистика аварий	15
1.3 Существующие способы защит гидроагрегатов малых ГЭС	19
1.4 Цели и задачи исследования	23
ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГИДРОАГРЕГАТА МАЛОЙ ГЭС ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ПОЛОМОК И ДЕФЕКТОВ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЧАСТИ	26
2.1 Описание исследуемого гидроагрегата малой ГЭС	26
2.2 Исследование нормальных и аварийных режимов работы, связанных с поломками и дефектами механической части исследуемой малой ГЭС.....	29
2.2.1 Исследование режимов работы гидроагрегата, работающего параллельно с сетью	32
2.2.2 Исследование режимов работы гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку	35
Выводы по главе 2.....	40
ГЛАВА 3 ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГИДРОАГРЕГАТА С НАПОРНЫМ ТРУБОПРОВОДОМ МАЛОЙ ГЭС И МОДЕЛИРОВАНИЕ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ	41
3.1 Описание математической модели гидротурбины и синхронного генератора, работающего на автономную нагрузку и параллельно с сетью	41
3.2 Исследование математической модели гидроагрегата малой ГЭС	45
3.2.1 Исследование математической модели гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку.....	45

3.2.2 Исследование математической модели гидроагрегата, работающего параллельно с сетью.....	50
3.3 Моделирование аварийных режимов работы гидроагрегата малой ГЭС	53
3.4 Моделирование режимов работы гидроагрегата, работающего параллельно с сетью	64
3.5 Моделирование режимов работы гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку	73
3.6 Сравнение результатов натурального эксперимента с результатами, полученными при помощи математического и имитационного моделирования гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку и параллельно с сетью, в различных переходных процессах	83
Выводы по главе 3	89
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ВЫРАБОТКИ АВАРИЙНОГО СИГНАЛА И СИСТЕМ ЗАЩИТ ГИДРОАГРЕГАТОВ МАЛЫХ ГЭС ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПОЛОМОК.....	90
4.1 Разработка алгоритма выработки аварийного сигнала в момент возникновения поломок и дефектов механической части гидроагрегата, работающего параллельно с сетью	90
4.2 Разработка алгоритма выработки аварийного сигнала в момент возникновения поломок и дефектов механической части гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку.....	92
4.3 Функциональная схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно с сетью.....	94
4.4 Функциональная схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку.....	102
4.5 Принципиальная электрическая схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно с сетью	110
4.6 Принципиальная электрическая схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку	112
4.7 Экспериментальное исследование системы защиты гидроагрегатов малых ГЭС от поломок и дефектов механической части	113

Выводы по главе 4.....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	117
СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ.....	119
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	120
ПРИЛОЖЕНИЕ А АКТ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ В УЧЕБНЫЙ ПРОЦЕСС.....	130
ПРИЛОЖЕНИЕ Б АКТ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ НА ПРЕДПРИЯТИИ ОАХК «БАРКИ ТОЧИК» БАЙПАЗИНСКАЯ ГЭС	131
ПРИЛОЖЕНИЕ В ПРОТОКОЛ ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ОПЫТНОГО ОБРАЗЦА СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПОЛОМОК ИЛИ ПОПАДАНИЯ ИНОРОДНОГО ТЕЛА В ГИДРОТУРБИНУ ГИДРОАГРЕГАТА МАЛОЙ ГЭС НА ПРЕДПРИЯТИИ ОАХК «БАРКИ ТОЧИК» БАЙПАЗИНСКАЯ ГЭС.....	132

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В настоящее время расширяется использование одиночных установок для преобразования гидравлической энергии в электрическую энергию. Основными причинами использования таких агрегатов являются: отсутствие традиционных электрических сетей в удаленных и труднодоступных районах местности, низкая надежность электроснабжения в случаях протяженных сетей малой мощности, рост тарифов на электроэнергию, а также дефицит электроэнергии, вынуждающих использовать альтернативные источники электроэнергии.

Электротехнический комплекс, включающий в себя электрический генератор и приводной двигатель, подвергается воздействию большого количества разного рода механических и электрических нагрузок. К электрическим нагрузкам относят действующие значения тока статора, вызывающего нагрев его обмоток, нагрузки в роторной цепи, коммутационное и иные перенапряжения в цепях статора и ротора.

К механическим нагрузкам относятся передаваемый рабочий момент с вала двигателя на ротор генератора, усилия от веса вращающихся частей, воспринимаемые опорными подшипниками агрегата, возможные осевые усилия, возникающие при использовании в качестве двигателя разного рода турбин, в том числе водяных, дополнительные усилия, вызванные вибрационными и иными явлениями (кавитация).

Указанные воздействия приводят, как к постепенному износу отдельных узлов и деталей, а в дальнейшем к выходу из строя самого агрегата, так и нарушению электроснабжения потребителей электроэнергии.

Оценивая существующие способы защиты гидроагрегатов, можно отметить, что контроль электрической части (синхронного генератора) осуществляется достаточно полно, с замером всех необходимых электрических параметров и контролем большинства возможных аварийных ситуаций.

В тоже время защита механической части агрегата обычно ограничивается набором технологических защит, контролирующих параметры систем смазки и

охлаждения агрегата (давление и температура масла и пр.). В сравнении с возможным набором причин, приводящих к авариям механической части, защиту её стандартными методами следует признать недостаточной. В этой связи, учитывая тяжесть возможных последствий аварий, разработка дополнительных средств защиты гидроагрегатов от аварийных режимов является актуальной задачей.

Степень разработанности. Исследованием и разработкой систем защит для ограничения динамических нагрузок и повышение надежности, производительности и безопасности функционирования гидроагрегатов занимались такие ученые, как Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов, М. А. Шабад, А. И. Абрамов, А. И. Борисенко, В. Г. Даньков, А. И. Яковлев, Е. Я. Гуревич, С. И. Гольденберг, Г. Готер, В. В. Домбровский, А. С. Еремеев, М. Я. Каплан, Э. В. Школьников, С. А. Прутковский, М. И. Зунделевич и др. Мировые концерны в области электротехники, такие как *ABB* и *Siemens*, также ведут исследования в данном направлении.

Однако, несмотря на большой объем исследований, задача разработки систем автоматизированных защит гидроагрегатов малых ГЭС от механических поломок, до конца не решена.

Цель работы заключается в исследовании величин гидроагрегата в аварийных режимах работы и разработке систем защит гидроагрегатов малых ГЭС от дефектов и поломок, возникающих в механической части гидроагрегатов.

Идея работы заключается в распознавании аварийных режимов работы, связанных с механическим поломками или попаданием инородного тела в гидротурбину, путём контроля переходных процессов электрических, механических и гидравлических величин, инициированных возникновением аварийных режимов работы гидроагрегата.

Поставленная цель определяет следующие основные **задачи работы:**

1. Выполнить натурные исследования работы гидроагрегата малой ГЭС в нормальных режимах работы. Провести исследование работы гидроагрегата малой ГЭС в аварийных режимах путем их имитации на реальном объекте.

2. Разработать и исследовать математические модели гидротурбины и сопряженного синхронного генератора в переходных процессах, в том числе –

вызванных аварийными событиями, связанными с механическими поломками и попаданием инородного тела в гидротурбину. Определить показатели диагностических признаков возникновения дефектов и аварийных режимов гидроагрегата.

3. Составить алгоритмы работы систем защиты гидроагрегатов малых ГЭС от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину.

4. Разработать функциональные и принципиальные электрические схемы систем защит гидрогенераторов малых ГЭС, работающих параллельно с сетью и на автономную нагрузку, от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину. Провести исследование экспериментальной системы защиты гидроагрегатов малых ГЭС от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Разработана модель гидротурбины и сопряженного с ней синхронного генератора, предназначенная для исследования работы гидроагрегата в аварийных режимах работы, отличающаяся совместным моделированием процессов в механической и электрической части электромеханического комплекса.

2. Впервые получены зависимости относительного изменения значений электрических величин сопряженного с гидротурбиной синхронного генератора в аварийных режимах.

3. Разработан алгоритм выработки аварийного сигнала систем защиты от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину, отличающийся тем, что для формирования аварийного сигнала используется факт возникновения комбинации изменений электрических, механических и гидравлических параметров гидроагрегата.

4. Создана модифицированная система защиты гидроагрегата от дефектов и аварийных режимов механической части, отличающаяся тем, что диагностируется факт возникновения аварийной ситуации на основании анализа отклонения электрических, механических и гидравлических параметров гидроагрегата.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Теоретическая значимость работы заключается в исследовании влияния аварийных событий в механической части гидроагрегатов на величины электрических параметров электромашин в составе электромеханического комплекса, определении набора диагностических признаков и характера их изменений при возникновении механических поломок.

2. Практическая значимость заключается в применении полученных результатов исследования для разработки систем защиты гидроагрегатов от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину с повышенными чувствительностью и быстродействием, что в свою очередь позволяет распознавать механические поломки и попадание инородного тела в гидротурбину на ранних стадиях и минимизировать последствия таких событий.

Методология и методы исследования. Диссертационная работа выполнена с применением теории переходных процессов синхронной машины и теории электропривода. Исследование аварийных режимов, связанных с механическими поломками, проводилось путем натурального эксперимента и методом цифрового моделирования в пакете программ Matlab/Simulink.

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Разработанная совместная математическая модель синхронного генератора, сопряженного с гидротурбиной малой ГЭС, обеспечивает формирование зависимостей изменения величин диагностических признаков в аварийных режимах механической части электромеханического комплекса.

2. Полученные зависимости относительного изменения значений электрических величин сопряженного с гидротурбиной синхронного генератора позволяют идентифицировать аварийные режимы поломок механической части и попадания инородного тела в гидротурбину.

3. Разработанный алгоритм действия систем защит от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину с использованием факта возникновения определенной комбинации изменений электрических, механических

и гидравлических параметров обеспечивает формирование аварийного сигнала при возникновении аварийных ситуации механической части.

Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждаются корректным применением математических методов теории электропривода, теории переходных процессов электрических машин, методов компьютерного моделирования, сравнением результатов компьютерного моделирования с результатами натуральных экспериментов и достаточной сходимостью результатов с экспериментальными исследованиями (расхождение в пределах 4...6%), результатами промышленных испытаний.

Реализация результатов работы. Результаты работы внедрены в опытно-конструкторские разработки службы релейной защиты и автоматики «Байпазинской ГЭС» предприятия Открытой Акционерной Холдинговой Компании «Барки Точик» (ОАХК «Барки Точик») республики Таджикистан при проектировании систем защит и автоматики. Результаты, связанные с исследованием переходных и динамических режимов работы синхронного генератора и гидротурбины в аварийных режимах, легли в основу разработки систем защиты гидроагрегатов малых ГЭС, работающих параллельно с сетью и на автономную нагрузку.

Выполненные в диссертационной работе исследования нашли отражение в учебном процессе кафедры «Электротехники, электропривода и промышленной электроники» СибГИУ.

Апробация работы. Основное содержание работы, ее отдельные положения и результаты докладывались и получили одобрение на следующих семинарах и конференциях: международная научно - практическая конференция «Научоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов», проводимая в рамках выставки - ярмарки «Уголь России и Майнинг» (Новокузнецк, 2015 г.); Международная научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития науки в России и мире» (Казань 8 октября 2015 г.); VI Всероссийская научно-практическая конференция «Автоматизированный электропривод и промышленная электроника в образовании, науке и производстве» (Новокузнецк 2014 г.); VII Всероссийская научно-практическая конференция

«Автоматизированный электропривод и промышленная электроника в образовании, науке и производстве» (Новокузнецк 2016 г.); II Всероссийская молодежная научно-практическая конференция «Введение в энергетику» (Кемерово 23-25 ноября 2016 г.); Международная научно – практическая конференция «Наукоемкие технологии разработки и использования минеральных ресурсов», проводимая в рамках выставки – ярмарки «Уголь России и Майнинг» (Новокузнецк, 2018 г.); Международная научно-практическая конференция «Исследования в области естественных и технических наук: междисциплинарный диалог и интеграция» (Белгород 2019 г.); на семинарах кафедры «электромеханики» и «Электротехники, электропривода и промышленной электроники» СибГИУ.

Публикации.

Результаты выполненных исследований отражены в 16 работах, в том числе в 4 статьях, опубликованных в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, в одной статье издания индексируемое в наукометрической базе SCOPUS, в 2 патентах на изобретения.

Структура и объем диссертационной работы.

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, словаря терминов, списка литературы, включающего 108 наименований, 3 приложений. Диссертационная работа содержит 133 страницы, в том числе 55 рисунков и 12 таблиц.

Благодарности.

Автор выражает искреннюю признательность за помощь, оказанную при выполнении исследований и подготовке рукописи диссертации, своим научным руководителям Е.В. Пугачёву и М.В. Кипервассеру, коллективу кафедры «Электротехники, электропривода и промышленной электроники» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Сибирский государственный индустриальный университет».

Отдельную благодарность автор выражает своим родителям и всем членам своей семьи за понимание и поддержку на протяжении всего периода работы над диссертацией.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

1.1 Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в мире и республике Таджикистан

В мировой практике малая гидроэнергетика используется как инструмент оперативного снижения энергодефицита. Задача малой гидроэнергетики состоит в приближении объектов производства электрической энергии к потребителям для повышения надежности местного электроснабжения и уменьшения потерь в линии электропередач. Эта практика не требует протяженных и маломощных линий электропередач, повышающих и понижающих трансформаторных подстанций, транспортировки топлива в отдаленные и труднодоступные местности, утилизации отходов, связанных с производством электроэнергии, а значит, и дополнительных затрат. Многие существующие проекты малых ГЭС разрабатывают по деривационным схемам, т.е. без затопления площадей под водозаборные плотины и создания плотин и крупных водохранилищ, что снижает вред окружающей среде.

На 2008 год в мире общая мощность малых гидроэлектростанций была порядка 85 ГВт. Лидером в области малой и большой гидроэнергетики является Китай. В 2000 году мощность малых ГЭС в Китае составляла 25000 МВт, а в 2010-ом году работало 45 тысяч малых ГЭС, общая мощность которых более 55 ГВт. Малые ГЭС в Китае обеспечивают значительную часть потребностей в электроэнергии сельского населения страны. В Китае за последнее десятилетие построено более 100 000 малых и микро-ГЭС суммарной мощностью около 10 ГВт. Причем в Китае успешно производятся малые гидроагрегаты, техническая документация и «ноу-хау» для которых были закуплены в СССР 30-40 лет назад. Активно развивается малая гидроэнергетика в США и Западной Европе, где государство стимулирует строительство таких малых ГЭС [1 – 8].

На рисунке 1.1 приведены сведения о общей мощности малых ГЭС стран, в которых развивается малая гидроэнергетика [9].



Рисунок 1.1 – Общая мощность малых ГЭС стран, в которых развивается малая гидроэнергетика: 1 – Развивающиеся страны; 2 – Китай; 3 – страны Евросоюза; 4 – Япония; 5 – США; 6 – Индия; 7– Ирландия; 8 – Германия; 9 – Россия

В настоящее время в развитых странах наблюдаются два основных направления в развитии малой гидроэнергетики [8, 10]:

- энергетическое использование плотин и водохранилищ, созданных для водоснабжения;
- использование малых водотоков с помощью бесплотинных ГЭС или строительство малых ГЭС традиционной компоновки в новых створах.

В связи с недостатком электроэнергии в осенний и зимний период, в отдалённых горных районах Республики Таджикистан всё чаще используются одиночные малые ГЭС, работающие параллельно с сетью и на автономную нагрузку. Защита их от аварийных режимов является актуальной задачей.

Горный рельеф Таджикистана – это мощный аккумулятор влаги, накопленной в виде ледников, фирновых полей и вечных снегов, которые дают постоянное питание многочисленным горным рекам не только республики, но и соседних стран. Поэтому основным источником электрической энергии в республике является ГЭС. Таджикистан занимает первое место в средней Азии и 8-е место в мире по запасам гидроресурсов [9, 10].

Интерес к малым ГЭС в Таджикистане появился в начале 90-х годов. В связи с этим в 1991 г. в республике была составлена новая «Схема развития малой гидроэнергетики в Старо-Матчинском, Гармском и Джиргитальском районах Таджикистана», а в 1995 г. – схемные проработки «Использование гидроэнергетических ресурсов малых и средних водотоков Горно – Бадахшанской автономной области средствами малой гидроэнергетики», предусматривающие строительство малых ГЭС в первую очередь в горных, отдаленных районах республики, где отсутствовало централизованное электроснабжение. Основные перспективы строительства малых ГЭС республики показаны в таблице 1.1 [10 – 13].

Таблица 1.1 – Строительство перспективных малых ГЭС в районах республики Таджикистан

№ п/п	Параметры гидроагрегата	Всего по районам			Районы республики Таджикистан								
					Старая Матча			Гармский район			Джиргатальский район		
		К-во ГЭС	Р _н , МВт	Э, млн МВт ч.	К-во ГЭС	Р _н , МВт	Э, млн МВт ч.	К-во ГЭС	Р _н , МВт	Э, млн МВт ч.	К-во ГЭС	Р _н , МВт	Э, млн МВт ч.
1	По установленной мощности генераторов												
	Р _{уст} =100 – 1000 кВт	63	36,24	189,8	19	9,68	52,2	30	17,87	87,91	14	8,69	48,68
	Р _{уст} =100 – 10 мВт	65	145,2	751,9	20	34,39	174,7	21	45,62	228,6	24	65,20	348,7
	Р _{уст} > 10 мВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	По напору гидроагрегата												
	Н < 20 м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Н = 20 – 75 м	16	19,70	98,03	6	4,1	15,4	8	9,84	46,06	2	5,76	36,57
	Н > 75 м	112	161,8	843,7	33	39,97	212,5	43	53,65	270,4	36	68,13	360
3	По режиму работы генераторов												
	Параллельно с энергосистемой	30	27,20	145,1	3	1,82	8,64	14	9,81	47,24	13	15,57	89,23
	На изолированного потребителя	70	121	610,6	13	16,57	84,45	34	52,27	261,8	23	52,12	264,4
	Изолированно параллельно с другой системой	28	33,29	186	23	25,68	134,8	3	1,41	7,47	2	6,2	43,71

1.2 Основные причины возникающих аварий на малых ГЭС республики Таджикистан, связанных с поломками и дефектами механической части.

Статистика аварий

Характерные и наиболее часто встречающиеся виды повреждений и неисправностей в гидросооружениях малых ГЭС описаны в [14 – 26]:

1. Трещины в бетонных и железобетонных частях сооружений. Возникновение трещин в бетонных и железобетонных частях малых ГЭС происходит в результате неравномерной осадки в сооружений или вымывания грунта в основании сооружения. Наличие трещин опасно, главным образом, в отношении нарушения водонепроницаемости и усиления вследствие этого промачивания основания сооружения, сопровождающегося увеличением и неравномерностью осадки и возможностью вымывания грунта из-под сооружения [17].

2. Излом и расшатывание железных, бетонных и железобетонных облицовок деривационных каналов (напорных трубопроводов). Излом тонкой железной, железобетонной облицовки деривационных каналов микро-ГЭС мини ГЭС происходит по двум причинам: 1) вследствие гидростатического давления воды, скопившейся за облицовкой; 2) вследствие гидродинамического воздействия потока, который выворачивает и ломает плиты облицовки; 3) вследствие трения частиц грунта, проходящих через деривационный канал, что приводит к утончению стенок канала [17].

3. Износ и разрушение бетона в бетонных сооружениях малых ГЭС. Износ и разрушение бетона в бетонных сооружениях малых ГЭС, установленных в республике Таджикистан, и работающих в горной местности, происходит по следующим основным причинам: в результате химических и других вредных воздействий внешней среды, разрушение носит характер выветривания, которое сопровождается нарушением прочности бетона по толщине. В результате механических воздействий воды частицы грунта смываются в виде селевых потоков со склонов гор или от ливневых дождей. Вследствие многократного замораживания воды в зимний период в мельчайших порах и трещинах бетон растрескивается,

изнашивается и разрушается его поверхность. Повреждение бетона из-за перечисленных причин, может привести к дополнительному разрушению гидротехнического сооружения вследствие ослабления его прочности или водонепроницаемости. Наиболее сильное и быстрое разрушение бетона возникает непосредственно у поверхности воды [17].

4. Вымыв грунта в основании железных, бетонных, деревянных, земляных сооружений, появление промоин; трещины в земляных сооружениях, на откосах дамб и водоотстойниках. Вымывание грунта и промоины в основании сооружений микро-ГЭС и мини ГЭС происходят в результате разрушения цемента водонапорных частей сооружений. Появление мокрых пятен на сухих откосах дамб, водоотстойниках и в низовой части сооружений, возникающих после более или менее длительного периода нормальной эксплуатации, при сохранении неизменных уровней и расходов воды на сооружении указывают на то, что произошло уменьшение водонепроницаемости с напорной стороны или появились сосредоточенные входы воды. В земляных сооружениях уменьшение водонепроницаемости может произойти вследствие размывов дна и откосов или вымывания грунта из тела сооружения в результате фильтрации [17].

5. Размывы откосов деривационных каналов ливневыми и сбросными водами. Даже весьма незначительные расходы в $0,1—0,24 \text{ м}^3$ воды могут быть причиной образования глубоких промоин на откосах в водонапорных сооружениях микро-ГЭС и мини ГЭС, нарушающих форму канала, вследствие чего в каналах может произойти дополнительный размыв откосов. Размыв откосов деривационных каналов гидроэлектростанции происходит при неорганизованном поступлении ливневых вод со склонов гор [17].

6. Размыв в нижних бьефах вблизи от водосбросов мини и микро ГЭС. Размывы в нижних бьефах водосбросных сооружений микро-ГЭС и мини ГЭС происходят, в основном, из-за неудачных конструкций водосбросных сооружений, от уровня воды в нижней части водосброса, реже из-за неправильного режима работы водосбросных узлов [17].

7. Износ рабочего колеса гидротурбины. Износ рабочего колеса гидротурбины происходит из-за трения воды о лопасти рабочего колеса. Поскольку гидроагрегаты работают в горных регионах, в воде имеются частицы твердых горных пород (песок, и маленькие камни) [17].

8. Износ и заклинивание направляющих подшипников рабочего колеса и всех вращающихся частей гидроагрегатов. Поскольку все узлы гидроагрегатов подвергаются большим вибрационным воздействиям, направляющие подшипники часто теряют свои свойства и работоспособность. Вибрации возникают при прохождении воды через узлы гидроагрегатов [17].

9. Попадание инородного тела в рабочую зону гидротурбины. Попадание инородного тела в гидротурбины происходит чаще всего в гидроагрегатах, которые установлены в горных регионах, где вода стекает со склонов гор с большой скоростью, неся в себе большое количество примесей (мелких кусков каменных пород и т.п.).

Среди перечисленных, наиболее часто встречающихся видов повреждений и неисправностей в гидросооружениях и оборудовании малых ГЭС первые шесть можно наблюдать в ходе эксплуатации гидросооружения. Они происходят в период длительной эксплуатации и их можно определять плановым визуальным осмотром гидросооружений малых ГЭС. Три последних вида неисправностей не поддаются визуальному обнаружению без разборки узлов и агрегатов турбины.

В таблице 1.2 приведена статистика аварий механической части гидроагрегатов некоторых малых ГЭС республики Таджикистан [27].

Таблица 1.2 – Статистика аварий механической части гидроагрегатов малых ГЭС республики Таджикистан

№ п/п	Наименование ГЭС	Р, кВт	Годы и количество аварий							
			2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	МГЭС «Техарв»	360	1	1	1	2	1	1	1	2
2	МГЭС «Хистеварс»	500	2	1	1	1	1	1	2	1
3	МГЭС «Хазара 1»	250	1	1	2	1	1	1	0	1

№ п/п	Наименование ГЭС	Р, кВт	Годы и количество аварий							
			2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
4.	МГЭС «Андербег»	300	0	1	1	0	1	1	1	2
5.	МГЭС «Хазара-2»	250	1	1	1	2	0	1	1	0
6.	МГЭС «Кызыл- Мазар»	70	1	2	1	0	2	1	1	1
7.	МГЭС «Шипак»	30	1	2	1	2	2	1	1	1
8.	МГЭС «Ванд»	60	1	1	1	1	1	2	2	1
9.	МГЭС «Дэх»	30	1	1	2	2	2	2	1	1
10.	МГЭС «Бардара»	50	0	2	1	1	1	2	1	2
11.	МГЭС «Раумед»	30	2	1	0	1	1	1	1	2
12.	МГЭС «Яншор»	30	1	1	1	2	0	2	2	2
13.	МГЭС «Босид»	75	1	2	2	2	1	2	2	1
14.	МГЭС «Пагор»	100	2	1	0	1	1	1	1	1
15.	МГЭС «Барчадев»	45	1	1	2	2	1	1	1	2
16.	МГЭС «Адэших»	30	2	2	2	2	1	1	1	2
17.	МГЭС «Бодом»	30	1	1	2	0	2	2	1	1
18.	МГЭС «Вездора»	30	1	1	1	1	2	2	1	2
19.	МГЭС «Алмоси»	15	1	1	2	2	2	2	1	1

Как следует из таблицы 1.2 неисправности и поломки механической части являются вероятными событиями для малых ГЭС Республики Таджикистан. Общее количество механических неисправности и поломок за рассматриваемый период составило более 180 событий. Прямые затраты на восстановление оборудования составили 4,89 миллиона рублей [27] за период 2006 – 2013 гг. Также имеет место неподдающийся прямой оценке ущерб от перерывов в электроснабжении объектов социально – культурного и бытового назначения.

Основные виды аварий в малых ГЭС, установленных в отдалённых горных регионах республики, приведены в таблице 1.3 и на рисунке 1.2.

Таблица 1.3 – Основные виды аварий малых ГЭС республики Таджикистан, %

Электрические аварии	Аварии, связанные с природными явлениями	Механические аварии	
		Неисправности вращающихся частей синхронного генератора	Попадания инородного тела в гидротурбину
26	9	28	37

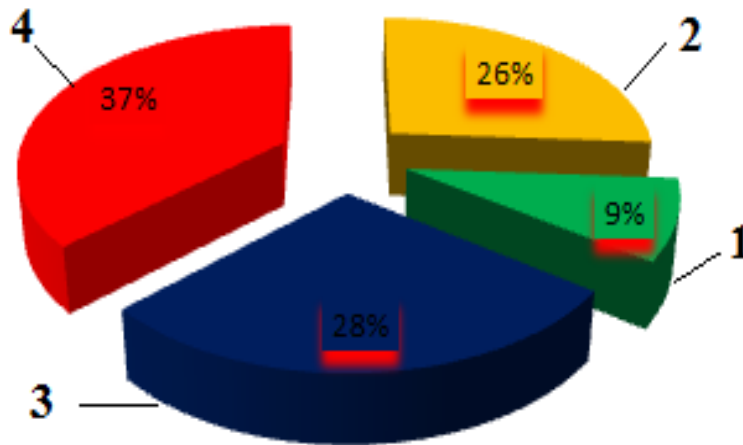


Рисунок 1.2 – Структура годовых аварии в малых ГЭС Таджикистана:

1 – электрические поломки; 2 – аварии, связанные с природными явлениями; 3 – попадания инородного тела в гидротурбину; 4 – поломки вращающихся частей гидроагрегата

1.3 Существующие способы защит гидроагрегатов малых ГЭС

При проектировании гидроагрегатов малых ГЭС приходится считаться с возможными возникновениями повреждение в электрической и механической части или ненормального режима работы в синхронном генераторе. Непринятие мер для их устранения может привести к тяжелым экономическим и техническим последствиям. Функции ликвидации различного вида аварий или устранения

ненормальных режимов работы возлагаются на системы автоматических защит на базе релейных и микропроцессорных устройств защит. Правильно выбранная и рассчитанная защита должна удовлетворять нормативным материалам в части обеспечения требований селективности, быстродействия и чувствительности релейных защит [30, 31, 40]. Основные требования к применению систем релейных защит и автоматики энергосистем и требования, предъявляемые к гидроагрегатам малых ГЭС, более подробно рассмотрены авторами [28 – 38, 40].

Синхронные генераторы являются ответственным оборудованием, работающим в режиме интенсивных электрических и механических нагрузок. Выход их из работы может привести к возникновению системной аварии, если синхронный генератор работает параллельно с сетью, поэтому устройства релейной защиты должны в полном объеме обеспечивать требования быстродействия, селективности, чувствительности и надежности [40].

Для защиты синхронных генераторов, работающих параллельно с сетью и на автономную нагрузку, применяются следующие основные релейные защиты электрической части ГА [39 – 41]:

- дифференциальная токовая;
- защита статора синхронного генератора от замыканий на землю;
- токовая защита обратной последовательности;
- резервная дистанционная защита;
- защита от потери возбуждения;
- защита от симметричной перегрузки обмотки статора синхронного генератора;
- защита от перегрузки обмотки ротора;
- защита от замыкания на землю в цепи возбуждения;
- защита от понижения/повышения частоты;
- защита от симметричной нагрузки синхронного генератора и короткого замыкания;
- защита от перенапряжения;
- защита от повышения напряжения;

Оценивая существующие способы защит гидроагрегатов, можно отметить, что контроль электрической части осуществляется в достаточно полном объеме с замером всех электрических величин и контролем всех возможных ситуаций [40, 42, 67].

Защита механической части гидроагрегатов осуществляется обычно путём контроля следующего:

- перегрева сегментов (подпятника);
- аварийного снижения уровня масла в маслонапорном устройстве;
- аварийного снижения давления в маслонапорном устройстве.

Так же используются:

- двухступенчатая защита от разгона гидроагрегата;
- вибрационная защита основных узлов гидроагрегата;
- защита от изменения положения ротора (центровки) [44 – 48].

Наиболее ответственными и уязвимыми узлами гидроагрегата является опорные и направляющие подшипник, на которые передаются усилия от веса вращающихся частей гидроагрегата и иные усилия [67].

В автоматизированной системе защиты от перегрева сегментов подпятника, направляющего подшипника генератора, турбинного подшипника и подпятника гидротурбины защита осуществляется путем смазки указанных узлов гидроагрегата путем циркуляции масла с маслонапорного устройства. В системе подачи смазки предусмотрен контроль температуры и давления масла. (Государственный реестр средств измерений. Регистрационный №38553-08 ТУ 4212-001-70666137-2008 область применения: непрерывный контроль температуры и давления в маслонапорной системе гидроагрегата). В обратном трубопроводе маслостанции установлены датчики температурного контроля, которые измеряют температуру масла на выходе из узлов агрегата. Увеличение температуры зависит от силы трения в подпятнике. Причинами увеличения трения является выработка сегментов подпятника, нарушение масляного клина. При чрезмерном увеличении температуры масла вырабатывается аварийный сигнал в схеме управления системами гидротурбины и синхронного генератора [49 – 58].

Недостатком устройства защиты от перегрева сегментов подпятника турбины является низкое быстродействие, зависящее от скорости нагрева масла в обратном трубопроводе и собственного времени срабатывания температурного датчика. Полное время срабатывания защиты составляет от 25 до 60 с. Результатом низкого быстродействия являются аварии с тяжёлыми последствиями: выплавленные баббитового слоя опорных сегментов, разрушение подшипника, нештатное отключение агрегата [55].

Автоматизированная вибрационная защита основана на принципе контроля вибрационного состояния агрегата. Измерения вибрации для автоматизированного контроля и защиты гидротурбин и синхронных генераторов проводятся у следующих узлов турбины: крышка турбины, турбинный подшипник, крышки направляющих подшипников синхронного генератора. В зависимости от места установки, в той или иной части гидротурбины, возможно сочетание стационарных и нестационарных датчиков контроля вибрации. (Государственный реестр средств измерений. Регистрационный №36537-07 ТУ 4277-001-55181848-06 область применения: непрерывный контроль вибрационного состояния турбоагрегатов, насосов, двигателей и другого промышленного оборудования в энергетической, нефтегазовой и других отраслях промышленности и науки). Датчики состоят из собственно первичных преобразователей и преобразователей сигналов. На объект измерения устанавливается первичный преобразователь, который связан с блоком питания и обработки информации специальным кабелем. Увеличение вибрации в гидротурбине может быть вызвано попаданием инородного тела в рабочее колесо агрегата, поломкой лопастей рабочего колеса турбины, ослаблением крепления узлов турбины, заклиниванием направляющих подшипников гидротурбины и синхронного генератора, нарушением центровки агрегата, гидравлическими ударами в трубопроводе. Диапазон контроля вибрации на каждом участке гидротурбины и синхронного генератора определяется нормативными документами. Если величина вибрации больше нормативных показателей, то вырабатывается аварийный сигнал в схеме управления системами гидротурбины и синхронного генератора [43 – 47, 55].

Недостатком данного устройства защиты является то обстоятельство, что реальный вибрационный процесс представляет сложную аддитивную комбинацию, вызванную действием нескольких факторов. Вычленение спектра вибрации, связанного с конкретной причиной, является затруднительным, а полученные слагающие вибрационного процесса не всегда могут быть однозначно классифицированы, как вызванные действием определенного фактора. В совокупности это может привести к неадекватной оценке реального процесса. Случайные ударные процессы, гидравлические шумы, происходящие один за другим с наложением резонансных откликов, приводят к тому, что использовать полученные оценки вибрационных процессов как критерия уровня вибрации гидротурбины из-за той или иной аварийной ситуации не корректно. Поэтому вибрационная защита будет иметь малую чувствительность, не будет реагировать на значимые процессы в гидроагрегате или окажется слишком чувствительной к кратковременным изменениям, например, при переходных процессах, что вызовет ложные срабатывания системы автоматической защиты [43 – 47, 55].

Одиночные малые ГЭС после монтажа и пуска в работу, как правило, постоянно не наблюдаются и не обслуживаются квалифицированным персоналом. При этом сами установки являются достаточно сложными электромеханическими комплексами, включающими в себя гидравлические и сопряженные с ними электрические машины, в частности синхронные генераторы.

Одиночные гидроагрегаты мощностью до 100 кВт, работающие в малых ГЭС обычно ограничиваются, в основном, системами защит от неисправностей в электрической части. Перечисленные выше возможные защиты механической части на гидроагрегатах малых ГЭС практически не используются.

1.4 Цели и задачи исследования

Анализ источников в области использования малой гидроэнергетики показал следующее:

1. В настоящее время расширяется использование малых ГЭС для организации электроснабжения потребителей, расположенных в отдаленных и

труднодоступных районах. Это связано с отсутствием линий электропередач к отдаленным потребителям и большими затратами на их строительство, недостаточной надежностью протяженных маломощных линии электропередач и большими потерями в них.

2. С увеличением использования малых ГЭС в практике электроснабжения потребителей в отдалённых и труднодоступных местностях, обеспечение их бесперебойной работы является актуальной задачей. Проведенный анализ аварийных событий на малых ГЭС показал, что аварии электрической части составляют 26% от общего количества, аварии связанные с природными явлениями 9%, аварии связанные с механическими поломками 65%.

С точки зрения обеспечения защиты механической части гидроагрегатов малых ГЭС по результатам обзора можно сделать следующие выводы:

1. Несмотря на высокую актуальность, контроль механической части гидроагрегатов ограничивается рядом стандартных технологических защит.

2. В сравнении с возможными причинами, приводящими к авариям механической части, защиту гидроагрегатов стандартными методами следует признать недостаточной.

3. Разработка дополнительных систем защиты от дефектов и поломок в механической части гидроагрегатов малых ГЭС, является актуальной задачей.

Своевременное определение и реагирование на дефекты и поломки в механической части может минимизировать последствия аварий механической части гидроагрегатов малых ГЭС. Своевременное реагирование на аварии механической части обеспечит экономию денежных средств на ремонт гидроагрегатов и уменьшит время на ремонтные работы, что важно для электроснабжения отдаленных и изолированных потребителей электрической энергии.

Таким образом, целью данной работы заключается в исследовании величин гидроагрегата в аварийных режимах работы и разработке систем защит гидроагрегатов малых ГЭС от дефектов и поломок, возникающих в механической части гидроагрегатов.

Для достижения этой цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить натурные исследования работы гидроагрегата малой ГЭС в нормальных режимах работы. Провести исследование работы гидроагрегата малой ГЭС в аварийных режимах путем их имитации на реальном объекте.

2. Разработать и исследовать математические модели гидротурбины и сопряженного синхронного генератора в переходных процессах, в том числе – вызванных аварийными событиями, связанными с механическими поломками и попаданием инородного тела в гидротурбину. Определить показатели диагностических признаков возникновения дефектов и аварийных режимов гидроагрегата.

3. Составить алгоритмы работы систем защиты гидроагрегатов малых ГЭС от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину.

4. Разработать функциональные и принципиальные электрические схемы систем защит гидрогенераторов малых ГЭС, работающих параллельно с сетью и на автономную нагрузку, от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину. Провести исследование экспериментальной системы защиты гидроагрегатов малых ГЭС от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину.

ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГИДРОАГРЕГАТА МАЛОЙ ГЭС ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ПОЛОМОК И ДЕФЕКТОВ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЧАСТИ

2.1 Описание исследуемого гидроагрегата малой ГЭС

Объектом исследования в диссертационной работе стала микро-гидроэлектростанция, установленная в сейсмологическом комплексе в Алмасинском ущелье республики Таджикистан. Алмасинское ущелье находится в Гисарском районе на расстоянии 52 км от столицы республики города Душанбе.

Технические характеристики исследуемого синхронного генератора малой ГЭС приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Номинальные параметры синхронного гидроагрегата

№	Параметры гидроагрегата	Обозначение	Единицы измерения	Значение
1	Полная мощность	S_H	кВА	18
2	Активная мощность	P_H	кВт	15
3	Фазное напряжение статора	U_H	В	220
4	Ток обмотки статора	I_H	А	32
5	Частота напряжения	f_H	Гц	50
6	Напряжения обмотки возбуждения	U_ϵ	В	60
7	Ток обмотки возбуждения	I_ϵ	А	5,2
8	Скорость вращения вала гидроагрегата	n_H	об/мин	1500
9	Коэффициент мощности	$\cos\varphi$		0,85
10	Число фаз обмотки синхронного генератора	m		3
11	Длина магнитопровода Статора генератора	l_1	мм	270

№	Параметры гидроагрегата	Обозначение	Единицы измерения	Значение
12	Внутренний диаметр магнитопровода статора генератора	D_1	мм	355
13	Число пазов статора	Z_1	шт	36
14	Число последовательных витков статорной обмотки	w	шт	48
15	Число полюсов синхронного генератора	$2p$		4
16	Момент инерция ротора	J	кг м ²	1,9

В качестве гидравлического движителя используется центробежный насос с двухсторонним входом марки 6НДВ в турбинном режиме работы.

Технические характеристики исследуемого насоса, используемого в качестве гидротурбины в исследуемой малой ГЭС приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Номинальные параметры насоса, используемого в качестве гидротурбины

№	Параметры гидроагрегата	Обозначение	Единицы измерения	Значение
1	Мощность	P	кВт	55
2	Номинальная частота вращения	n	об/мин	1500
3	Диаметр входного патрубка	D	мм	180
4	Диаметр выходного патрубка	D	мм	200
5	Номинальный диаметр рабочего колеса	D	мм	400
6	Производительность	Q	м ³ /час	328
7	Номинальный напор	H	м	40

№	Параметры гидроагрегата	Обозначение	Единицы измерения	Значение
8	КПД в насосном режиме	η		0,65
9	КПД в турбинном режиме	η		0,43
10	Число лопастей рабочего колеса		шт	10
11	Момент инерция ротора	J	кг м ²	0,5
12	Длина водонапорной трубы	L	м	106
13	Высота водонапорной трубы	H	м	85
14	Внутренний диаметр стальной водонапорной	$d_{в}$	мм	200
15	Расход воды при номинальной нагрузке гидроагрегата	V	м ³ /с	0,24

При использовании вышеуказанного насоса в турбинном режиме направление потока воды меняется на противоположное, а КПД насоса в турбинном режиме уменьшается.

Основная нагрузка синхронного генератора исследуемой ГЭС является активной. К данной ГЭС подключается два компьютера и сейсмологические приборы потребляемой мощностью 1,6 кВт, система отопления станции мощностью 7,5 кВт, освещение станции - 1,3 кВт, электрические приборы столовой станции - 3,6 кВт. Большинство из перечисленных электрических приборов станции являются активной нагрузкой.

Технологическая схема рассматриваемого синхронного гидроагрегата малой ГЭС приведена на рисунке 2.1.

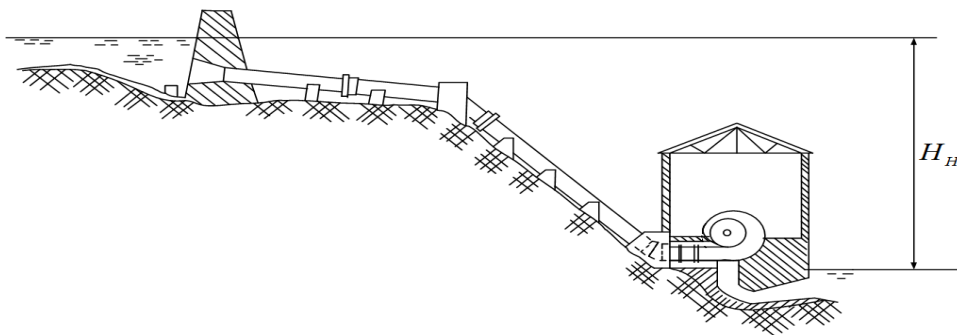


Рисунок 2.1 – Технологическая схема мини – ГЭС

2.2 Исследование нормальных и аварийных режимов работы, связанных с поломками и дефектами механической части исследуемой малой ГЭС

Для определения аварийных режимов, связанных с механическими поломками, исследуем все режимы работы гидроагрегата. В эксперименте исследуем следующие режимы работы гидроагрегата: мгновенное отключение номинальной нагрузки синхронного генератора; мгновенное изменение нагрузки от нуля до номинальной; имитация аварийного режима, связанного с механическими поломками или попаданием инородного тела в гидротурбину. Как говорилось ранее (глава 1), защиты от повреждения электрических частей генератора во всех гидроагрегатах разработаны на достаточно хорошем уровне, с учетом всех возможных аварийных ситуаций и в экспериментах электрические поломки не рассматриваются.

Анализ причин аварий на малых ГЭС показал, что часто возникающими механическими поломками гидроагрегата, являются заклинивание одного из направляющих или опорных подшипников и попадание инородного тела в гидротурбину.

Синхронный генератор может работать в двух режимах - параллельно с сетью и на автономную нагрузку [63, 64, 67]. Совокупность изменений всех параметров гидроагрегата зависит от режима работы синхронного генератора, которые имеют отличия. Поэтому проведем эксперименты для каждого режима работы синхронного генератора.

В обоих режимах работы синхронного генератора механическую поломку или попадание инородного тела в гидротурбину имитируем с помощью тормозной муфты, установленной на одном валу с синхронным генератором и гидротурбиной. Тормозная муфта включается с помощью гидротолкателя, который создает момент сопротивления на валу гидроагрегата. Изменяя положения пружины в механизме тормозной муфты, изменяем момент сопротивления на валу гидроагрегата. Исследование проводилось на рабочем гидроагрегате малой ГЭС и принципиальная схема исследуемой малой ГЭС с установленной тормозной муфтой приведена на рисунке 2.2. Внешний вид экспериментальной установки приведен на рисунке 2.3. Внешний вид приборов измерения и управления установки приведен на рисунке 2.4, которая состоит из: блок датчиков тока и напряжения; блок мультиметров; однофазный источник питания; конекор с цифровыми и аналоговыми входами и выходами; системный блок с программным обеспечением; ноутбук для фиксации параметров гидроагрегата.

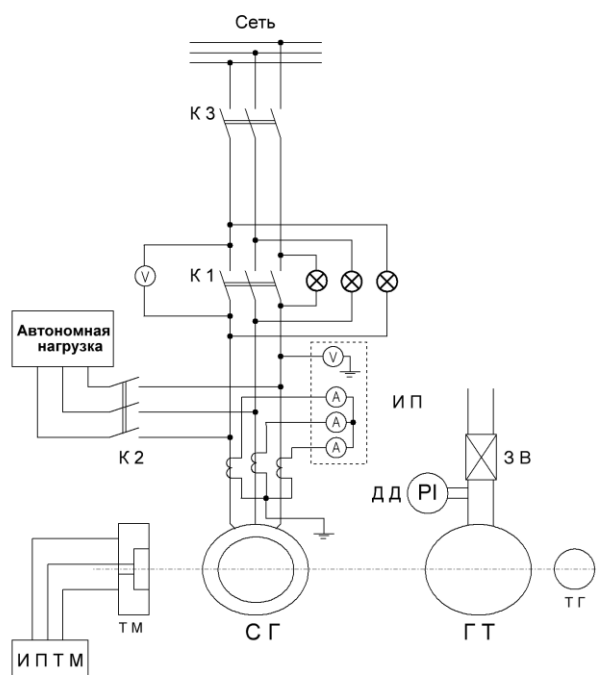


Рисунок 2.2 – Схема эксперимента на действующем объекте:

СГ – синхронный генератор; ГТ – гидротурбина; ТГ – тахогенератор; ТМ – тормозная муфта; ИПТМ – источник питания тормозного муфты; ДД – датчик давления; ЗВ – задвижка водяная; ИП – измерительные приборы; К1, К2 и К3 – трехфазные выключатели

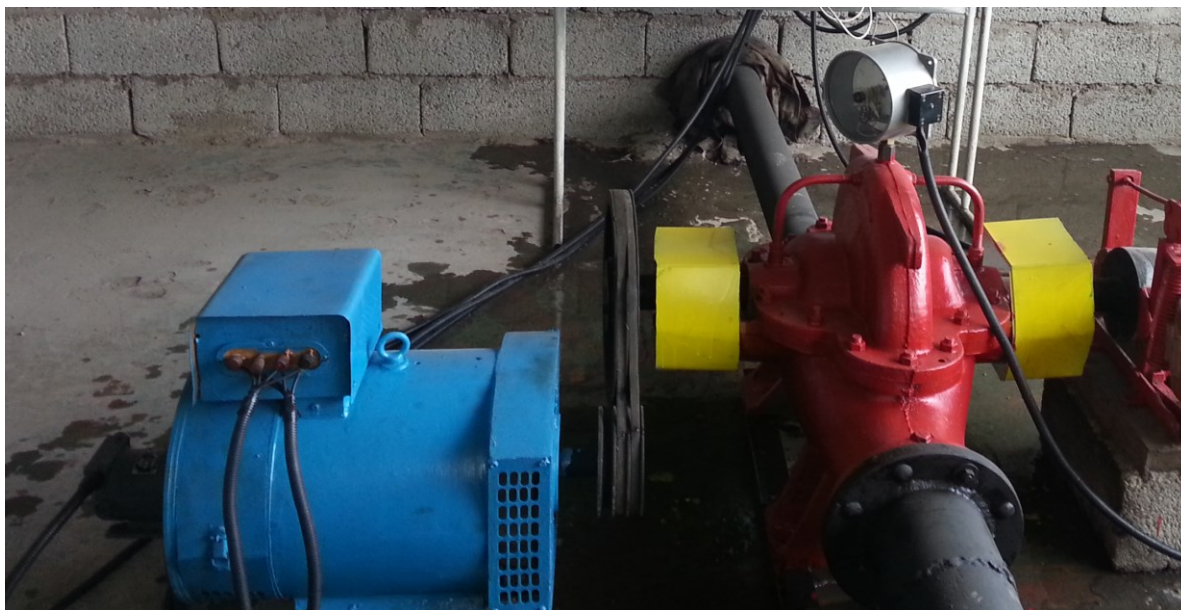


Рисунок 2.3 – Внешний вид экспериментальной установки

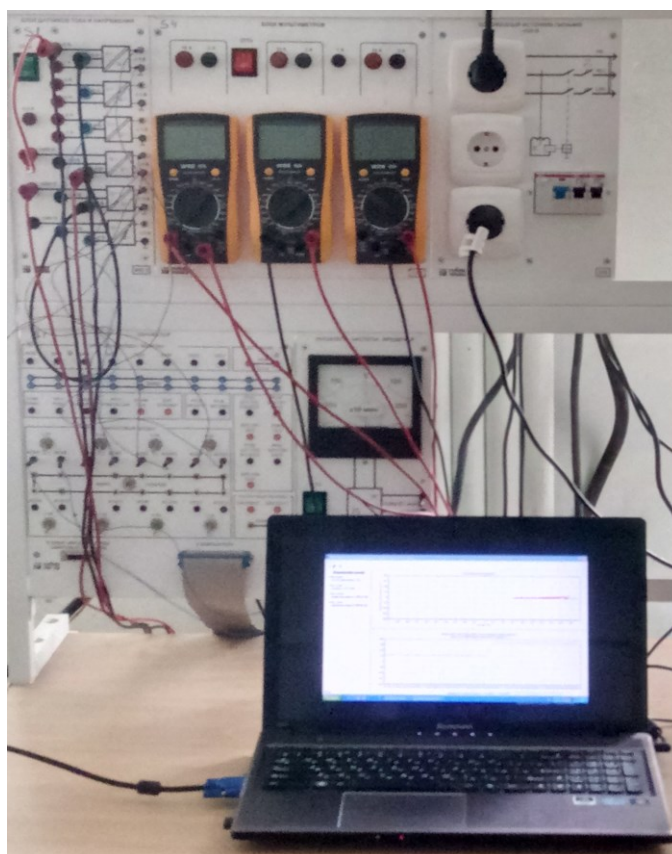


Рисунок 2.4 – Внешний вид приборов измерения параметров установки

2.2.1 Исследование режимов работы гидроагрегата, работающего параллельно с сетью

Все эксперименты проводились при неизменных токе возбуждения синхронного генератора и угле открытия задвижки напорного трубопровода.

В эксперименте рассматривались следующие режимы работы синхронного генератора:

- полное отключение нагрузки синхронного генератора от номинального значения;
- мгновенное включение номинальной нагрузки синхронного генератора;
- появление механической поломки, характеризующейся постоянным значением дополнительного момента в определенный период.

Дополнительный момент, создаваемой механической поломкой подшипника, был определен предварительно. Для этого на турбину гидроагрегата был установлен неисправный направляющий подшипник. Дополнительный момент, создаваемой механической поломкой подшипника был определен с помощью динамометра. По результатам измерения среднее значение момента сопротивления, связанного с механической поломкой опорного подшипника, составило 18,5 Н м.

Изменение величин гидроагрегата в момент возникновения механической поломки приведено на рисунках 2.5 и 2.6.

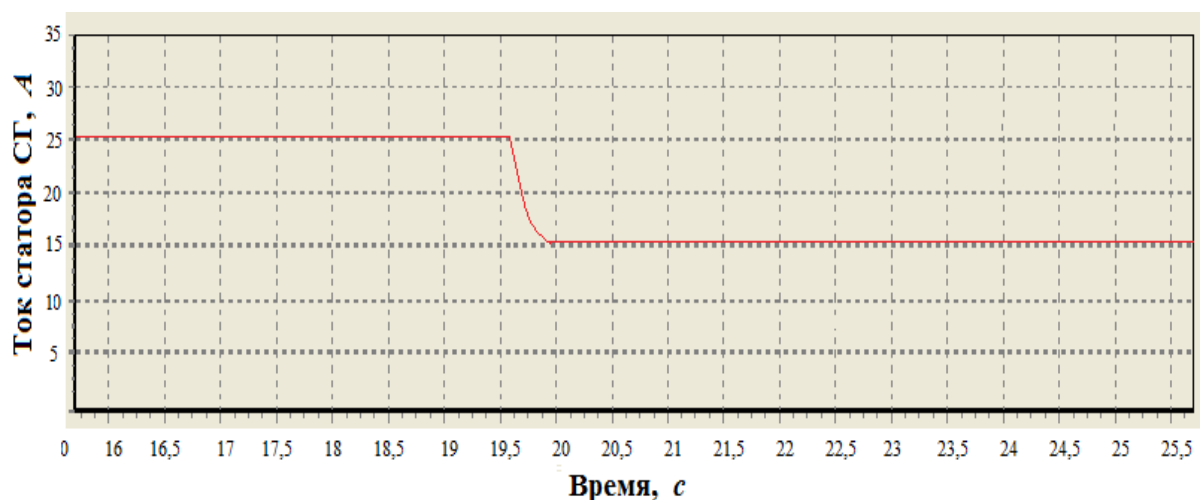


Рисунок 2.5 – Переходной процесс изменение тока статора синхронного генератора

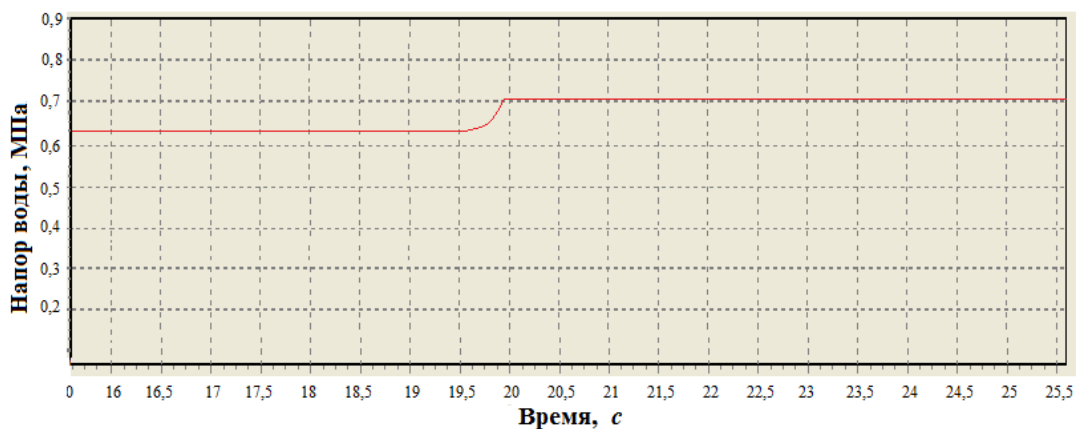


Рисунок 2.6 – Переходной процесс изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины

Изменение величин гидроагрегата при отключения нагрузки приведены на рисунках 2.7 и 2.8.

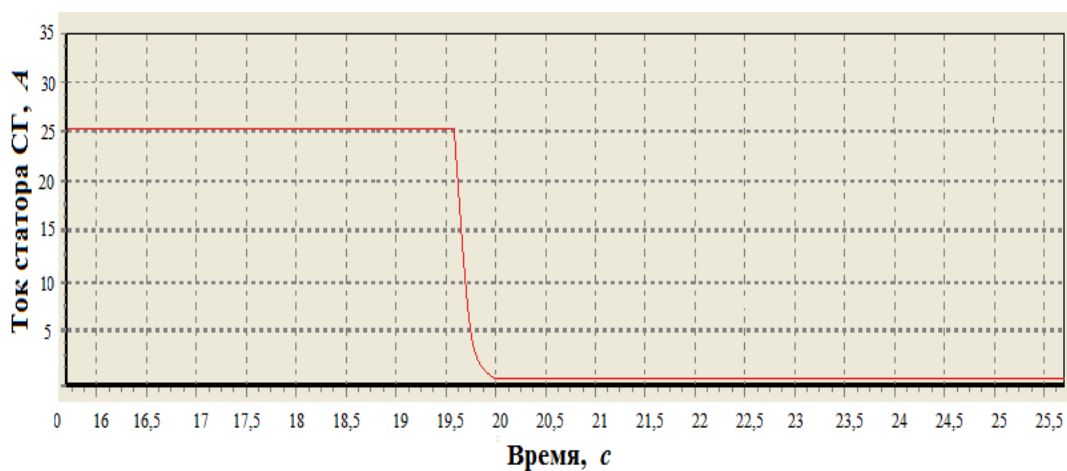


Рисунок 2.7 – Переходной процесс изменений тока статора синхронного генератора

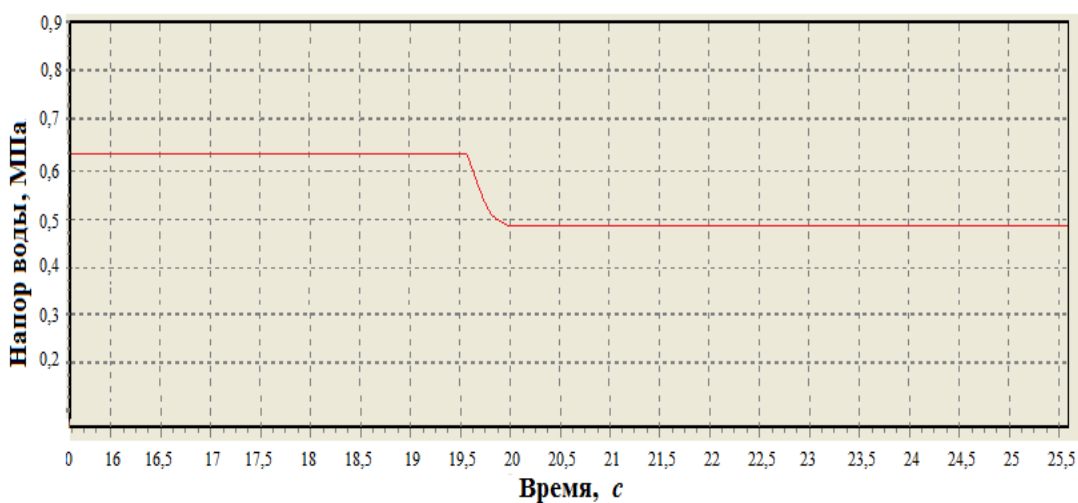


Рисунок 2.8 – Переходной процесс изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины

Изменения величин гидроагрегата при включении нагрузки приведены на рисунках 2.9 и 2.10.

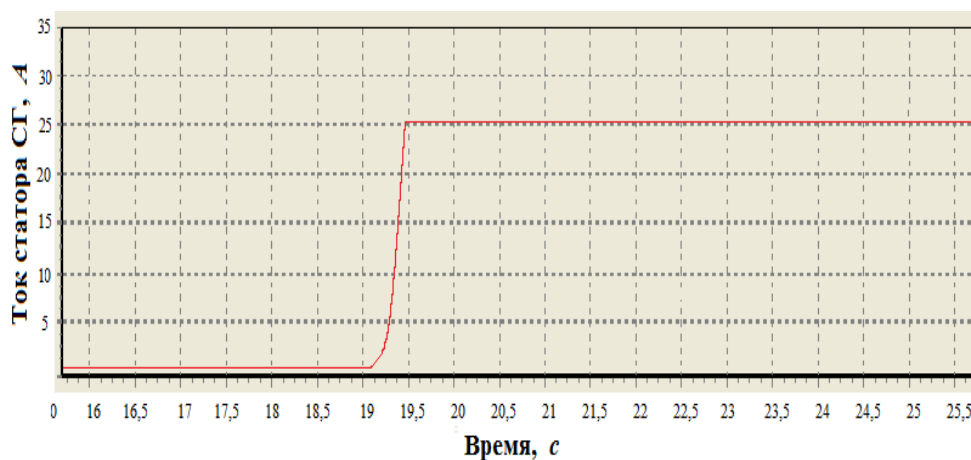


Рисунок 2.9 – Переходной процесс изменение тока статора синхронного генератора

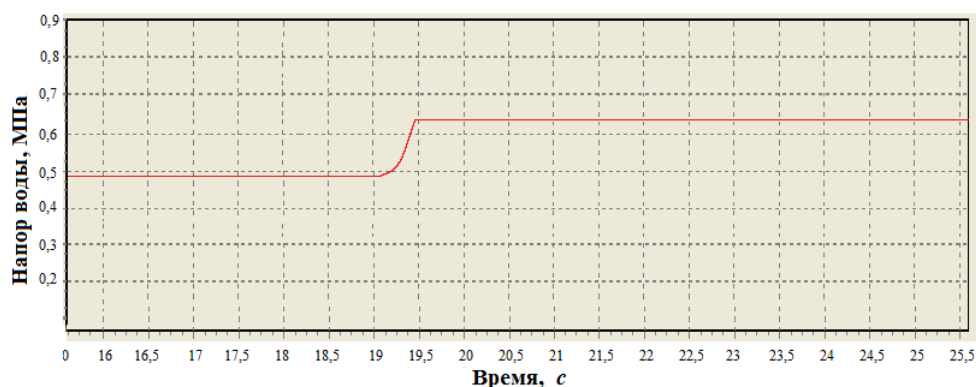


Рисунок 2.10 – Переходной процесс изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины

Анализ режимов работы синхронного генератора показал следующее:

-в момент отключения нагрузки синхронного генератора уменьшается ток статора, одновременно с током уменьшается напор в напорном трубопроводе;

-при включении нагрузки - увеличивается ток статора, одновременно с током увеличивается напор в напорном трубопроводе;

-в момент механической поломки уменьшается ток статора синхронного генератора, одновременно с током увеличивается давление в напорном трубопроводе.

Как видно из вышеприведенных рисунков 2.5 – 2.10 при работе синхронного генератора в различных режимах, при возникновении механических поломок

совокупность изменения электрических и гидравлических величин гидроагрегата, работающего параллельно с сетью, отличается от других переходных режимов работы.

2.2.2 Исследование режимов работы гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку

Исследование параметров гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку в различных режимах, в том числе - момент появления механической поломки, приведены рисунках 2.11 – 2.22. В эксперименте рассматриваются следующие режимы работы синхронного генератора:

-полное отключение нагрузки синхронного генератора от номинального значения;

-мгновенное включение номинальной нагрузки синхронного генератора;

-появление механической поломки, характеризующейся постоянным значением дополнительного момента в определенный период.

- изменение параметров гидроагрегата при появлении и исчезновении механической поломки.

Изменения величин гидроагрегата в момент отключения нагрузки приведены на рисунках 2.11 – 2.14.

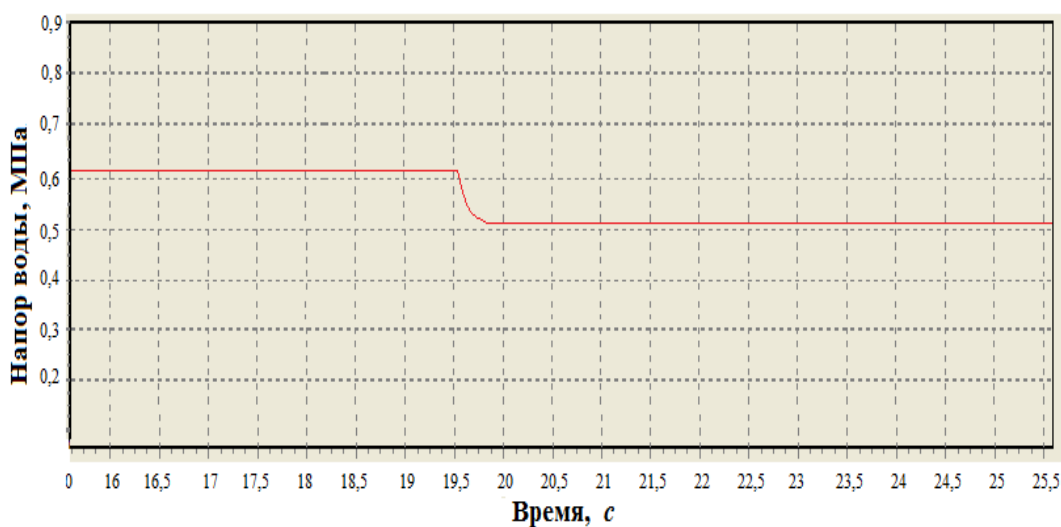


Рисунок 2.11 – Переходной процесс изменения напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины

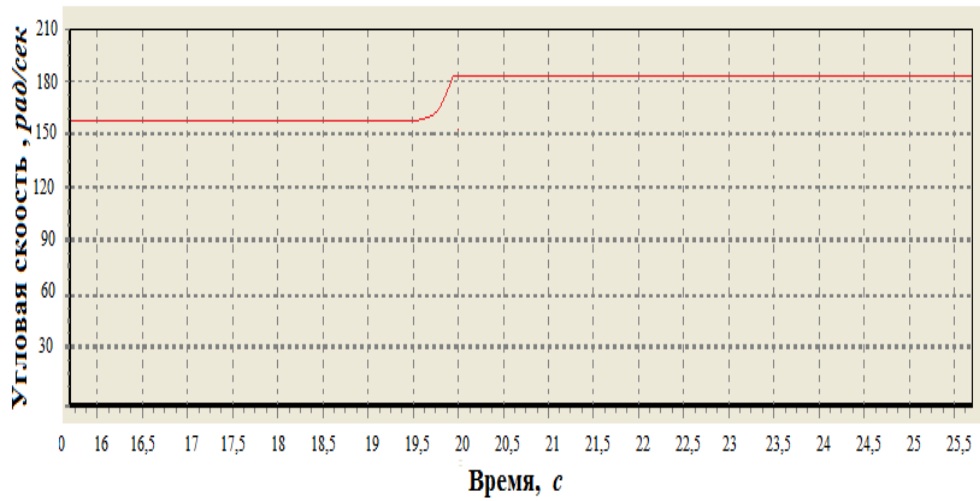


Рисунок 2.12 – Переходной процесс изменения скорости гидротурбины

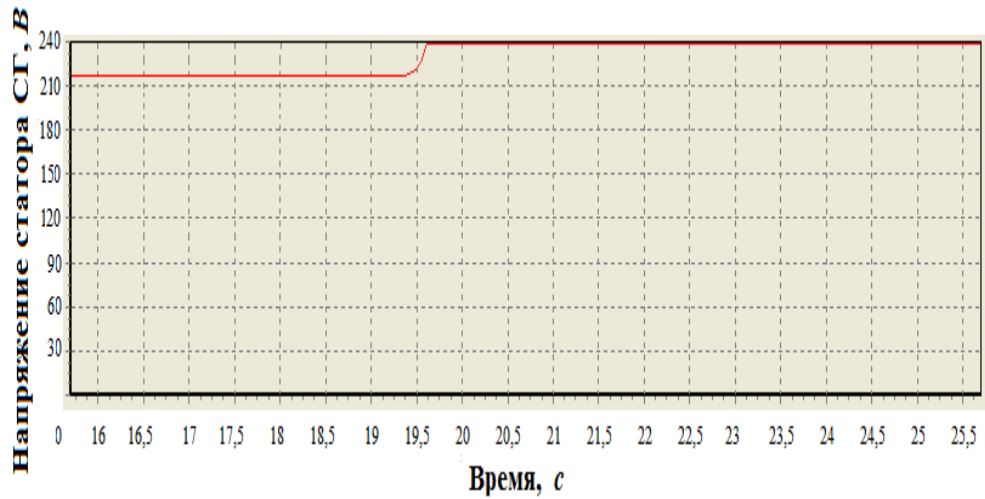


Рисунок 2.13 – Переходной процесс изменения фазного напряжения

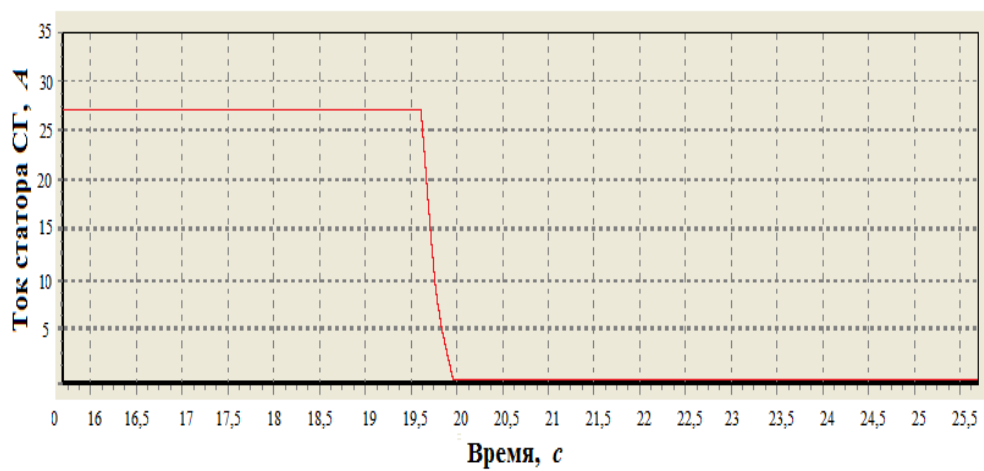


Рисунок 2.14 – Переходной процесс изменения фазного тока статора

Изменения параметров гидроагрегата в момент включения нагрузки приведены на рисунках 2.15 – 2.18.

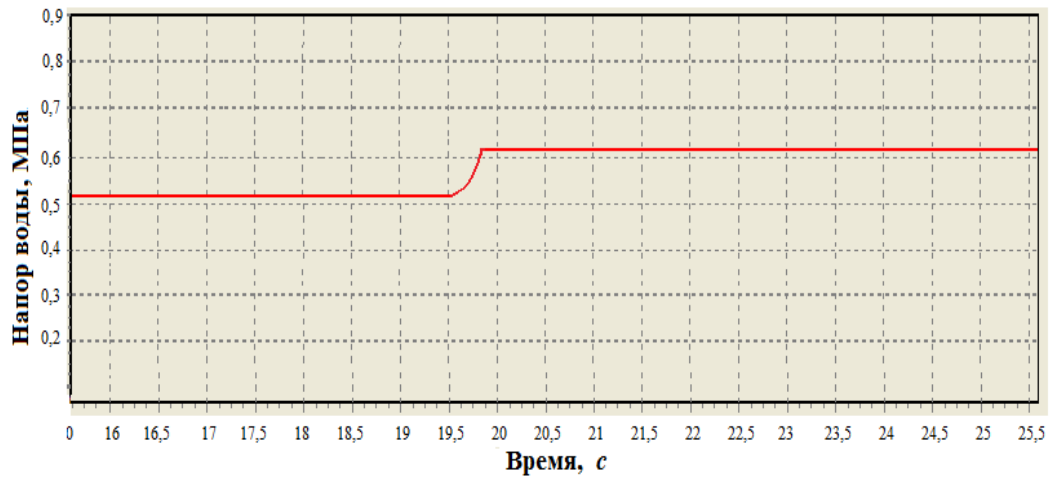


Рисунок 2.15 – Переходной процесс изменения напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины

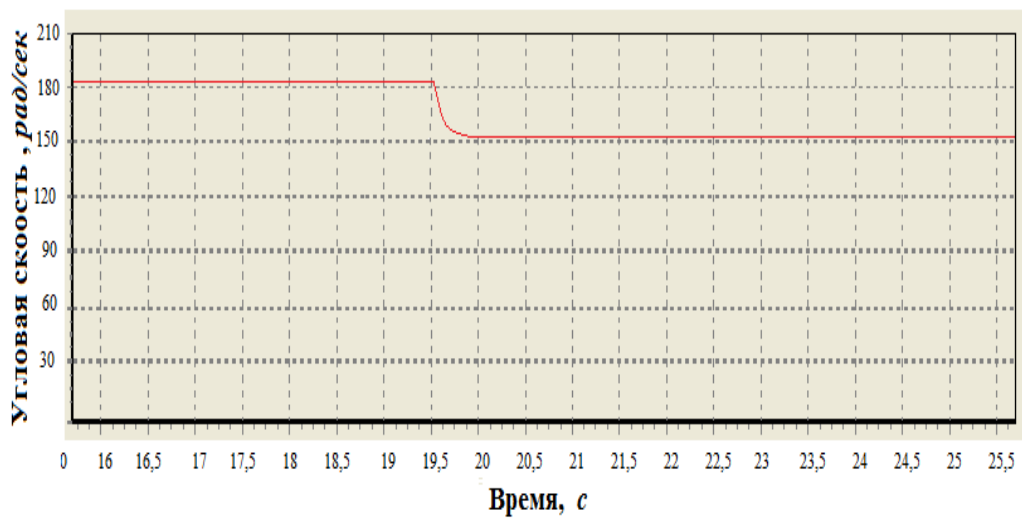


Рисунок 2.16 – Переходной процесс изменения угловой скорости гидротурбины

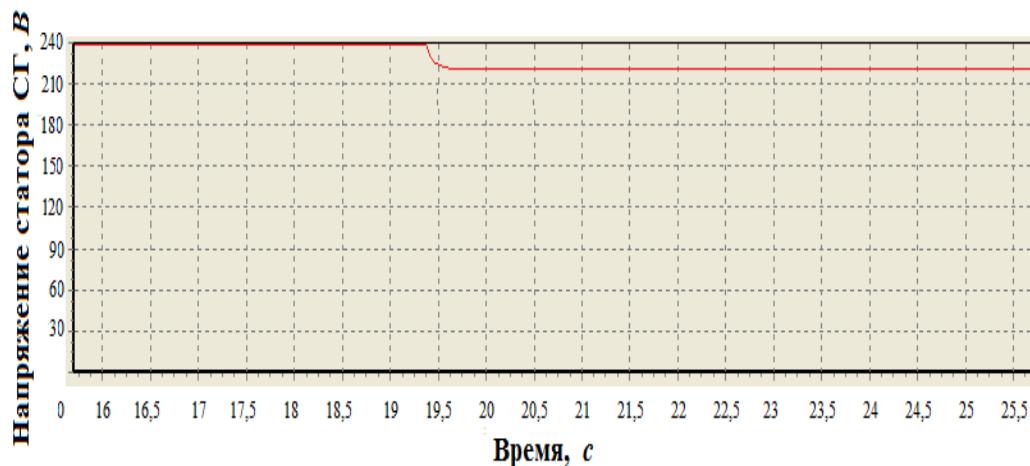


Рисунок 2.17 – Переходной процесс изменения фазного напряжения

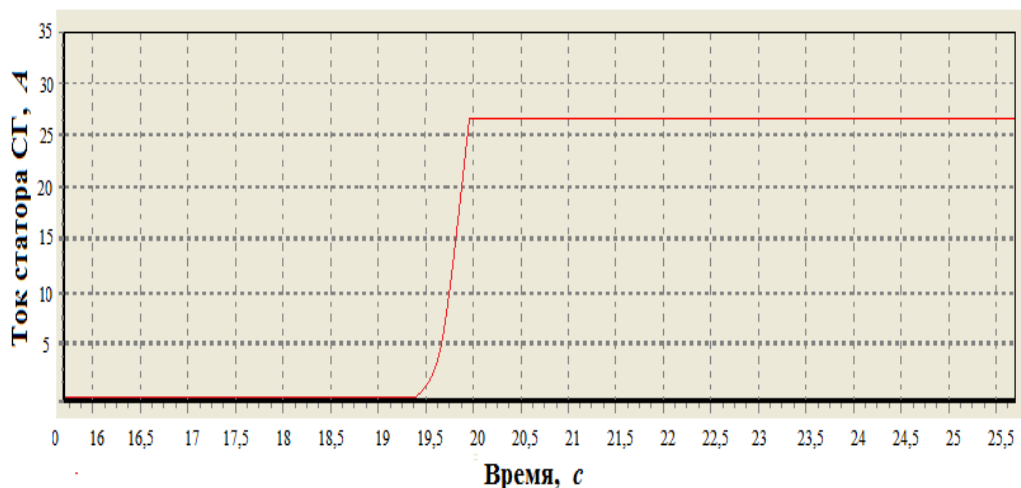


Рисунок 2.18 – Переходной процесс изменения фазного тока статора

Изменения параметров гидроагрегата при возникновении механической поломки приведены на рисунках 2.19 – 2.22.

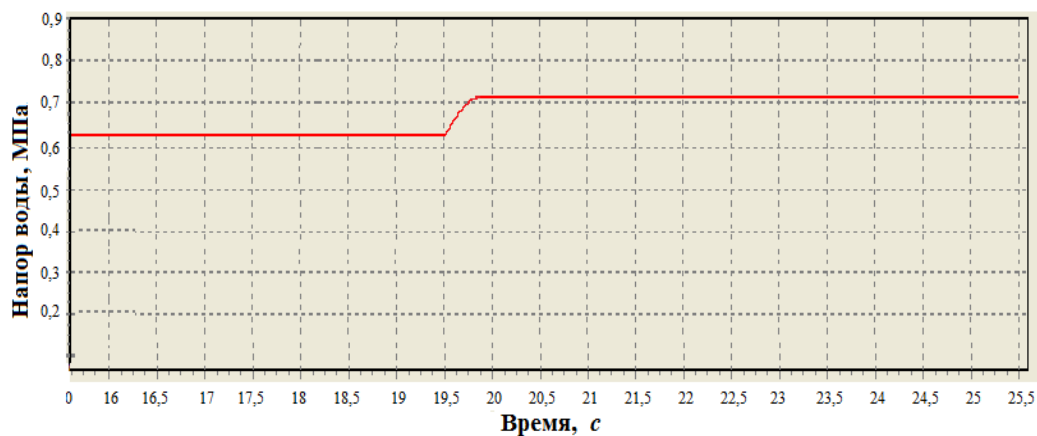


Рисунок 2.19 – Переходной процесс изменения напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины

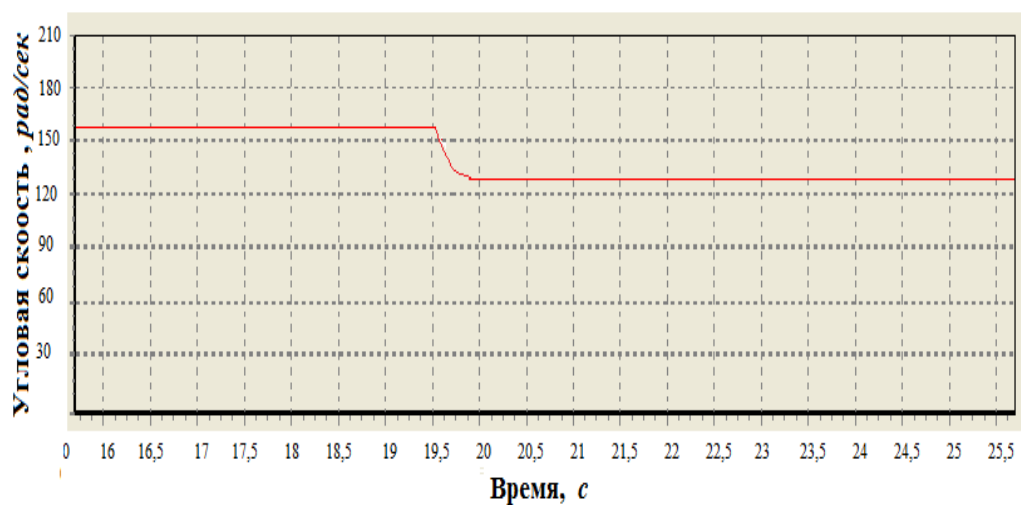


Рисунок 2.20 – Переходной процесс изменения угловой скорости гидротурбины

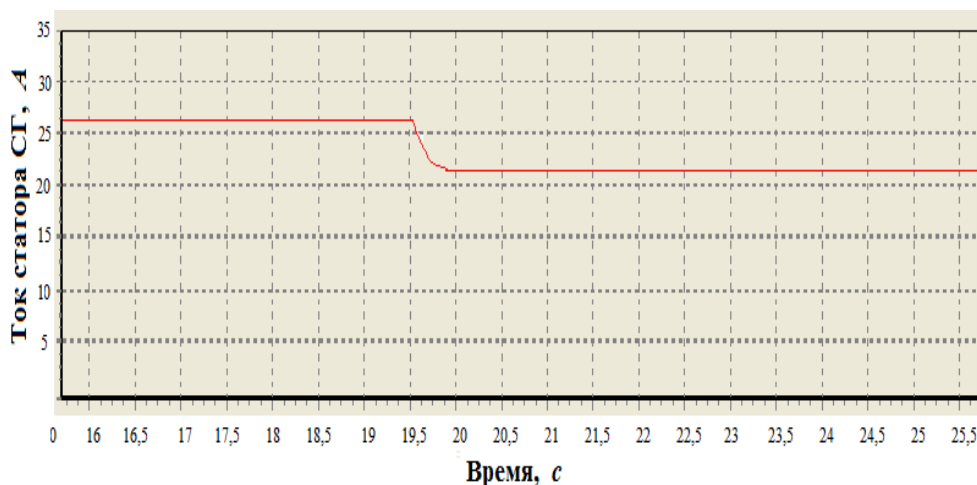


Рисунок 2.21 – Переходной процесс изменения фазного тока статора

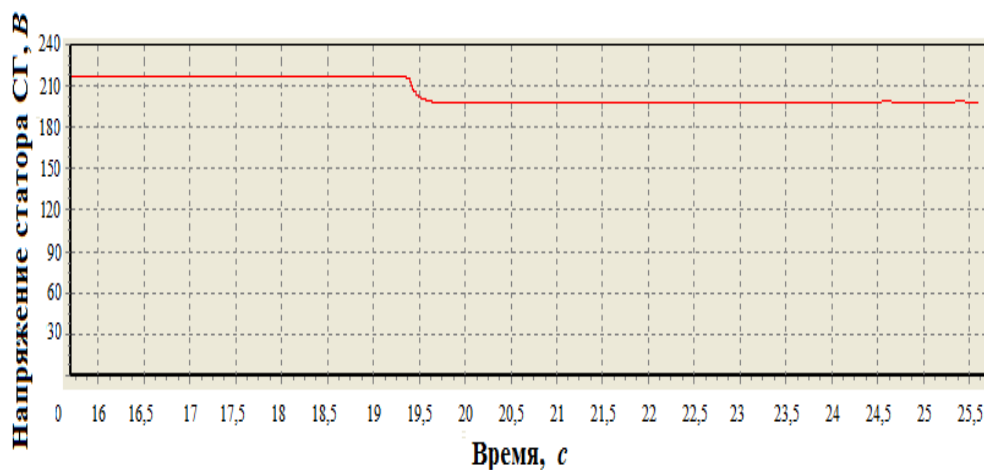


Рисунок 2.22 – Переходной процесс изменения фазного напряжения

Анализ, изменения параметров гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку показывает следующее:

1. При отключении нагрузки синхронного генератора наблюдается уменьшение тока статора, которое приводит к увеличению скорости вращения гидроагрегата. Увеличение скорости вызвано уменьшением статического момента, создаваемого синхронным генератором на валу гидротурбины. В свою очередь, увеличению скорости приводит к уменьшению напора воды в напорном трубопроводе.

2. В режиме включения полной нагрузки синхронного генератора ток статора возрастает до номинального. Это приводит к уменьшению напряжению статора,

уменьшению скорости вращения гидроагрегата и увеличению напора в напорном водоводе гидроагрегата.

3. При возникновении механических поломок или попадании инородного тела в гидротурбину уменьшается ток статора. Это связано с уменьшением прикладываемого момента на валу синхронного генератора [68]. При этом уменьшается напряжение статора, так как снижается скорость вращения гидроагрегата. Так же увеличивается напор воды в напорном трубопроводе гидроагрегата. Это связано с увеличением статического сопротивления на валу гидротурбины и уменьшением скорости.

Как следует из рисунков 2.11 – 2.22, совокупности изменений величин гидроагрегата в аварийных ситуациях, связанных с механическими поломками или попаданием инородного тела в гидротурбину, отличаются от других переходных режимов гидроагрегата.

Выводы по главе 2

1. Возникновение механической поломки или попадание инородного тела в гидротурбину сопровождаются изменениями электрических величин сопряжённого с турбиной синхронного генератора.

2. В ходе натурных экспериментов для режимов работы синхронного генератора параллельно с сетью и на автономную нагрузку были получены диапазоны отклонений электрических, гидравлических и механических величин, в том числе и в аварийных режимах, связанных с механическими поломками или попаданием инородного тела в гидротурбину.

3. Совокупности изменений величин гидроагрегата в аварийных режимах, связанных с механическими поломками, отличаются от изменений параметров в других переходных режимах работы гидроагрегата. Изменения величин гидроагрегата, работающего параллельно с сетью или на автономную нагрузку, можно зафиксировать средствами измерений.

ГЛАВА 3 ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГИДРОАГРЕГАТА С НАПОРНЫМ ТРУБОПРОВОДОМ МАЛОЙ ГЭС И МОДЕЛИРОВАНИЕ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

3.1 Описание математической модели гидротурбины и синхронного генератора, работающего на автономную нагрузку и параллельно с сетью

Для разработки математической модели гидротурбины малой ГЭС, работающей в аварийных режимах, используются известные уравнения, описывающие гидротурбину. Автором предлагается математическое описание гидротурбины на основе следующих уравнений [23, 24, 74, 75,] и допущений:

- КПД системы для всего диапазона регулирования принят постоянным;
- абсолютная жесткая стенка водовода;
- вода не сжимается.

Математическое описание синхронного генератора позволяет определять токи и напряжения в обмотках статора, электромагнитный момент, в установившихся и переходных процессах (в частности при возникновении механических поломок или попадании инородного тела в гидротурбину), в схемах работы параллельно с сетью и на автономную нагрузку. Математическое описание синхронного генератора осуществляется по известным уравнениям [59, 62, 67], с целью разработки совместной математической модели рассматриваемой системы.

Совместная комплексная математическая модель объединенной электромеханической системы гидротурбины и синхронного генератора, работающего параллельно с сетью, описывается системой уравнений 3.1.

$$\left. \begin{aligned}
 P_m &= 9,81HQ\eta_m \\
 H &= H_H + \Delta H - h_{\text{пот}} \\
 \Delta H &= -\frac{L}{gS} \frac{dQ}{dt} \\
 h_{\text{пот}} &= Ak_1 LQ^2 \\
 \mu &= \mu_{\text{на}} - \mu_{\text{уен}} \\
 \mu_{\text{уен}} &= k_{\text{уен}} \omega \\
 k_{\text{уен}} &= \frac{\Delta Q}{Q_H \omega_H} \\
 M_T &= \frac{P_T}{\omega} \\
 E_{ma} &= \omega_1 M_{af} i_f \\
 E_a &= \frac{E_{ma}}{\sqrt{2}} \\
 E_{mb} &= \omega_1 M_{bf} i_f \\
 E_b &= \frac{E_{mb}}{\sqrt{2}} \\
 E_{mc} &= \omega_1 M_{cf} i_f \\
 E_c &= \frac{E_{mc}}{\sqrt{2}} \\
 M_{af} &= M_{afd} \cos \gamma \\
 M_{bf} &= M_{afd} \cos \left(\gamma - \frac{2\pi}{3} \right) \\
 M_{cf} &= M_{afd} \cos \left(\gamma + \frac{2\pi}{3} \right) \\
 M_{afd} &= \frac{\mu_0 \tau l \delta}{\pi k_\delta k_{\mu d} \delta} \frac{\omega_f k_f \omega_1 k_{\text{об}}}{\rho} \\
 I_\phi &= \frac{P}{3E_\phi} = \frac{U \sin \theta}{x_d} + \frac{U^2 \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \sin 2\theta}{2E_\phi} \\
 P &= \frac{3U_c E}{x_d} \sin \theta + \frac{3U^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \sin 2\theta \\
 M_{\text{эм}} &= 3ICe\Phi \cos \varphi \\
 M_T - M_{\text{эм}} - \Delta M &= J_\Sigma \frac{d\omega}{dt}
 \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

Совместная комплексная математическая модель объединенной электромеханической системы гидротурбины и синхронного генератора, работающего на автономную нагрузку, описывается системой уравнений 3.2.

$$\left\{ \begin{array}{l}
 P_m = 9,81HQ\eta_m \\
 H = H_H + \Delta H - h_{\text{пот}} \\
 \Delta H = -\frac{L}{gS} \frac{dQ}{dt} \\
 h_{\text{ном}} = Ak_1LQ^2 \\
 \mu = \mu_{\text{на}} - \mu_{\text{цен}} \\
 \mu_{\text{цен}} = k_{\text{цен}}\omega \\
 k_{\text{цен}} = \frac{\Delta Q}{Q_n\omega_n} \\
 M_T = \frac{P_T}{\omega} \\
 E_{ma} = \omega_1 M_{af} i_f \\
 E_a = \frac{E_{ma}}{\sqrt{2}} \\
 E_{mb} = \omega_1 M_{bf} i_f \\
 E_b = \frac{E_{mb}}{\sqrt{2}} \\
 E_{mc} = \omega_1 M_{cf} i_f \\
 E_c = \frac{E_{mc}}{\sqrt{2}} \\
 M_{af} = M_{afd} \cos \gamma \\
 M_{bf} = M_{afd} \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) \\
 M_{cf} = M_{afd} \cos\left(\gamma + \frac{2\pi}{3}\right) \\
 M_{afd} = \frac{\mu_0 \tau l \delta}{\pi k_\delta k_{\mu d} \delta} \frac{w_f k_f w_1 k_{об}}{\rho} \\
 U_a = E_a - i_a r_a \\
 U_b = E_b - i_b r_b \\
 U_c = E_c - i_c r_c \\
 i_a = \frac{U_a}{\sqrt{(r_1+r_2)^2 + (x_1+x_2)^2}} \\
 i_b = \frac{U_b}{\sqrt{(r_1+r_2)^2 + (x_1+x_2)^2}} \\
 i_c = \frac{U_c}{\sqrt{(r_1+r_2)^2 + (x_1+x_2)^2}} \\
 M_{\text{эм}} = 3ICe\Phi \cos \varphi \\
 M_T - M_{\text{эм}} - \Delta M = J_\Sigma \frac{d\omega}{dt}
 \end{array} \right. \quad (3.2)$$

В уравнениях 3.1 и 3.2 использованы следующие обозначения величин и параметров: $H_H = const$ – номинальный напор водонапорного трубопровода малой ГЭС; $h_{\text{пот}}$ – потери напора в водонапорном трубопроводе [76 – 83]; ΔH – гидравлический удар (ударное давление), представляет собой динамическое

повышение или понижение давления в напорном трубопроводе, вызываемое действием инерционных сил, возникающих при переходных режимах работы гидротурбины; A – удельное гидравлическое сопротивление для стальных труб; k_1 – поправочный коэффициент удельного сопротивления для стальных труб; $\mu_{\text{на}}$ – гидравлическое сопротивление, которое зависит от открытия задвижки водонапорного трубопровода; $\mu_{\text{цен}}$ – гидравлическое сопротивление, обусловленное действием центробежной силы; $k_{\text{цен}}$ – коэффициент расхода воды, проходящей через гидротурбину; $\omega_1 = 2\pi f$ – скорость вращения ротора; i_f – ток возбуждения; γ – угол между магнитной осью фазы статора и продольной осью ротора $\gamma = \int \omega_1 dt$; t – произвольный момент времени; μ_0 – магнитная постоянная; τ – полюсное деление; l_δ – расчетная активная длина машины; w_f – число витков обмотки возбуждения; k_f – обмоточный коэффициент обмотки возбуждения; w_1 – число последовательных витков обмотки статора; $k_{\text{об}}$ – обмоточный коэффициент обмотки статора; k_δ – коэффициент воздушного зазора; $k_{\mu d}$ – коэффициент насыщения магнитной цепи по продольной оси; δ – величина воздушного зазора между полюсным наконечником и статором; ρ – число пар полюсов; M_T – момент создаваемая гидротурбиной; $M_{\text{ЭМ}}$ – электромагнитный момент, создаваемый синхронным генератором от тока нагрузки; ΔM – момент сопротивления, вызванный неисправностями механической части ГА; I – фазный ток статора синхронного генератора; C_e – конструктивный коэффициент; Φ – магнитный поток, создаваемый током возбуждения синхронного генератора; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности синхронного генератора [67]; θ – угол нагрузки синхронного генератора; x_d, x_q – индуктивные сопротивления реакции якоря, соответственно, по продольной и по поперечной осям [67].

Величины индуктивных сопротивлений определяются по выражениям:

$$x_d = \frac{4m_1 f \mu_0 \tau l_\delta w_1^2 k_{\text{об}}^2 k_{ad}}{\pi k_\delta \delta \rho k_{\mu d}}; \quad (3.3)$$

$$x_q = \frac{4m_1 f \mu_0 \tau l_\delta w_1^2 k_{\delta\sigma}^2 k_{aq}}{\pi k_\delta \delta \rho k_{\mu q}}, \quad (3.4)$$

где k_{ad} , k_{aq} – коэффициенты реакции якоря, соответственно, по продольной и по поперечной осям.

3.2 Исследование математической модели гидроагрегата малой ГЭС

Как говорилось ранее, изменения величин гидроагрегата в различных переходных, в том числе - аварийных режимах работы отличаются в зависимости от режима работы синхронного генератора. Поэтому в работе переходные процессы величин гидроагрегата в нормальных и аварийных режимах рассмотрены по отдельности для параллельной работы с сетью и на автономную нагрузку.

3.2.1 Исследование математической модели гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку

Разработка схем защиты может быть основана на предварительной оценке изменения, контролируемых электрических и технологических параметров, в различных аварийных режимах [68].

По причине невозможности воспроизведения аварийных ситуаций на реальном объекте, для получения таких оценок наиболее приемлемым средством может служить математическая модель электротехнического комплекса, имеющего в своем составе гидравлическую турбину малого расхода и синхронного генератора, работающего параллельно с сетью [68]. Получение такой модели является весьма сложной задачей. Поэтому эффективным может быть использование математических и объектно-ориентированных пакетов программ таких, как математический пакет Mathematica, MatLab- интерактивная система для выполнения инженерных и научных расчетов, MathCad - среда для выполнения на компьютере разнообразных математических и технических расчетов, Model Vision Studium- компьютерная лаборатория для моделирования и исследования сложных динамических систем, Work Bench – пакет разработки электрических схем и других,

позволяющих автоматизировать процессы синтеза и анализа, изучаемых объектов [65, 68].

Полученной системе уравнений 3.2, рассматриваемого электротехнического комплекса в составе гидротурбины и синхронного генератора, работающего на автономную нагрузку, соответствует структурная схема, приведенная на рисунке 3.1.

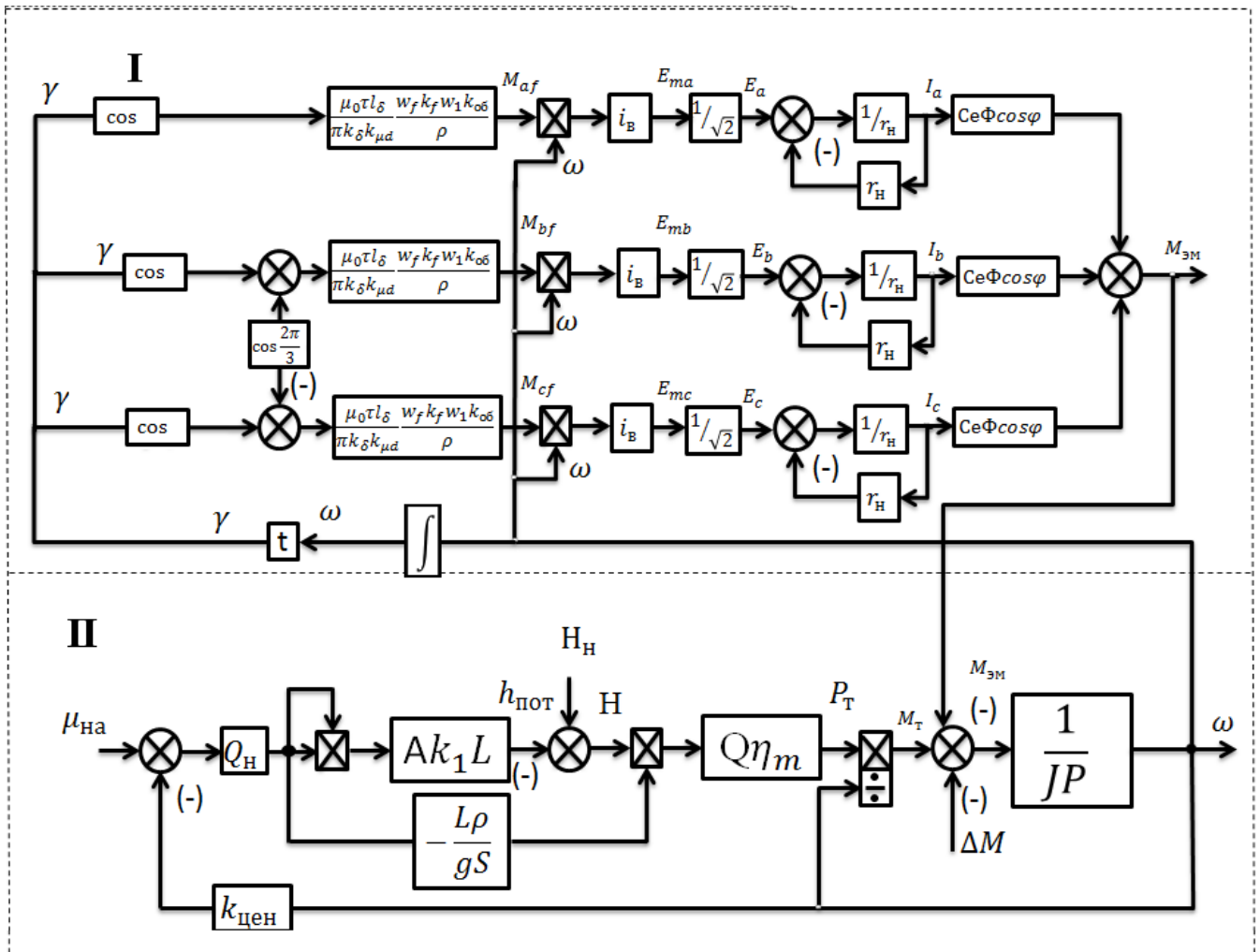


Рисунок 3.1 – Структурная схема модели гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку: I – электрическая часть (синхронный генератор); II – механическая часть (гидротурбина)

Полученная математическая модель отличается от известных тем, что содержит две взаимосвязанные составляющие [68]:

- математическая модель входящей в состав электротехнического комплекса электрической машины (явнополюсного синхронного генератора) [68];
- математическая модель механической части комплекса «осевая радиальная гидротурбина» с напорным трубопроводом [68].

Связующим величиной между электрической и механической составляющей модели является механический момент на валу.

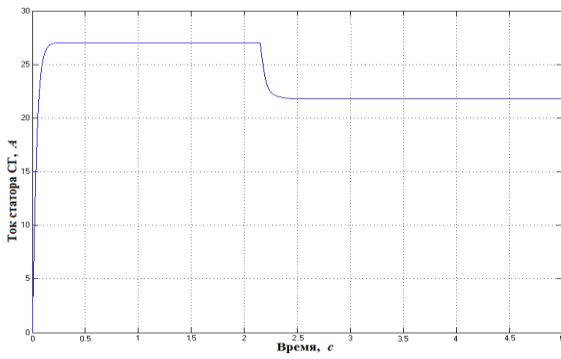
Входными величинами при моделировании являются отклонение механического момента на валу гидротурбины в аварийных режимах, скорость вращения турбины и напор водонапорного трубопровода ($\Delta M, \omega, i_f$) [68].

Выходными, исследуемыми в модели являются электрические величины генератора – фазные напряжения и токи ($U_a, U_b, U_c, i_a, i_b, i_c$) [68].

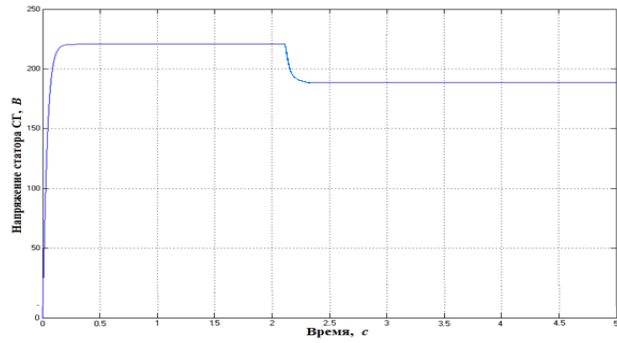
Разработанная математическая модель позволила получить в среде MATLAB переходные процессы электрических и механических величин гидроагрегата в различных переходных процессах, в том числе – вызванных возникновением поломок механической части (разрушения опорного подшипника или попадания инородного тела в гидротурбину). В численных экспериментах использовались данные генератора малой мощности, приведенные в параграфе 2.2.

В ходе эксперимента моделировалась аварийная ситуация с заклиниванием и разрушением одного из двух опорных подшипников ротора гидравлической турбины или попадания инородного тела в гидротурбину [68].

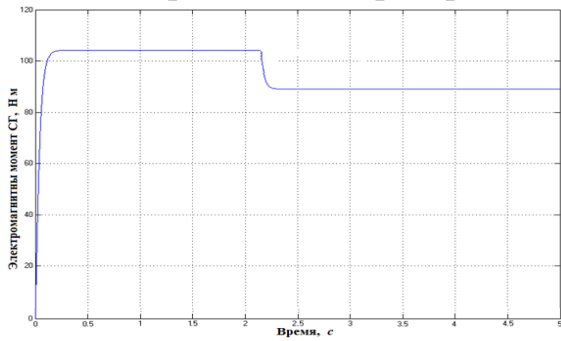
При моделировании использовалась величина отклонения момента на валу гидротурбины, вызванного аварийным событием, определенная в ходе натурных экспериментов, что является вполне приемлемым для моделируемой турбины с диаметром колеса 0,42 м. [68]. Графики переходных процессов скорости, момента на валу синхронного генератора, напряжения, тока статора, расхода воды и напора в водонапорном трубопроводе при номинальной нагрузке синхронного генератора показаны на рисунке 3.2.



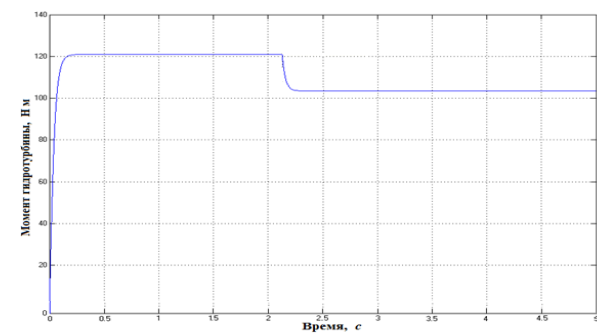
а) Изменение фазного тока статора синхронного генератора



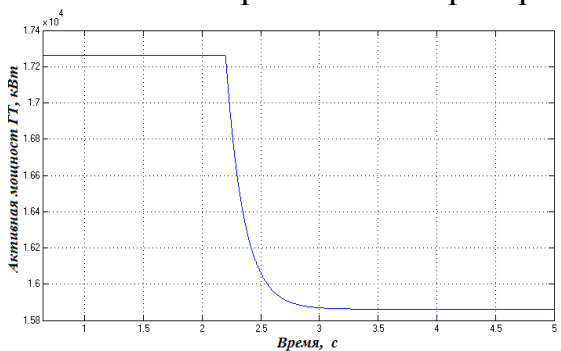
б) Изменение фазного напряжения синхронного генератора



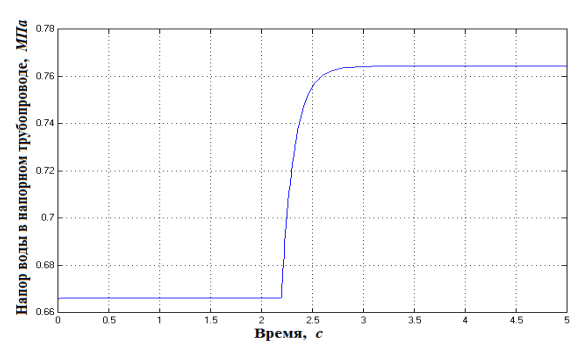
в) Изменение электромагнитного момента синхронного генератора



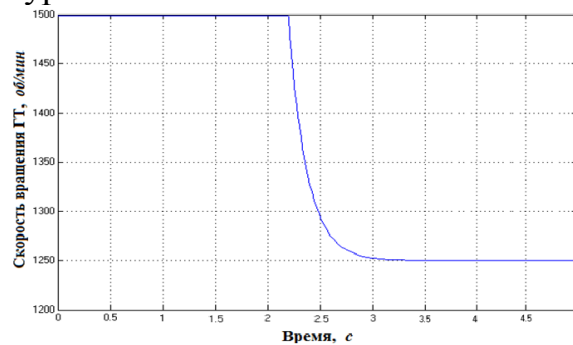
г) Изменение механического момента на валу гидротурбины



д) Изменение активной мощности на валу гидротурбины



е) Изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины



ж) Изменение скорости на валу гидротурбины

Рисунок 3.2 – Переходный процесс изменения величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку в момент механической поломки

Из полученных графиков переходных процессов при работе генератора на автономную нагрузку, имеющую чисто активный характер, следует:

- моменты времени начала переходных процессов, контролируемых параметров скорости, напора в водонапорном водоводе, механического момента на валу гидротурбины, напряжения, тока статора синхронного генератора и электромагнитного момента, создаваемой током нагрузки, совпадают с временем возникновения аварийной ситуации;

- переходные процессы носят аperiodический характер;

- отклонение величины скорости составляет 17% от установленного значения до аварии;

- отклонение величин тока и напряжения составляют 15%;

- отклонение давления в водонапорном водоводе составляет 20%;

- отклонение величин механического момента на валу гидротурбины и электромагнитного момента составляют 12.5%;

- величины отклонения напора в напорном трубопроводе, механического момента создаваемого гидротурбиной, электромагнитного момента, скорости вращения гидроагрегата, напряжения и тока достаточны для фиксации их схемами контроля и выработки аварийного отключающего сигнала;

- время протекания переходных процессов и постоянные времени составляет 0,8 с и 0,2 с соответственно;

- отклонения контролируемых сигналов в промежутке времени, равные значению постоянной времени (0,2) можно считать достаточными для фиксации их схемами контроля. С учетом этого, общее время срабатывания защиты не будет превышать 0,3...0,4 секунды, что достаточно для предотвращения развития аварийной ситуации на ранней стадии, обеспечивая при этом необходимое быстроедействие.

Полученные в ходе моделирования оценки величин синхронного генератора, сопряженного с гидротурбиной и работающего на автономную нагрузку, позволяют установить наличие устойчивой связи между происходящими аварийными событиями механической части и электрическими величинами гидроагрегата [67]. В

свою очередь, наличие такой связи делает возможным использование совокупности отклонения электрических, механических и гидравлических величин в аварийных режимах для защиты гидроагрегата от механических повреждений.

3.2.2 Исследование математической модели гидроагрегата, работающего параллельно с сетью

Полученной системе уравнений 3.1, рассматриваемого электротехнического комплекса в составе гидротурбины и синхронного генератора, работающего параллельно с сетью, соответствует структурная схема, приведенная на рисунке 3.3 [87, 88].

Как и для случая работы на автономную нагрузку, структурная схема содержит две взаимосвязанные составляющие [68]:

- математическая модель, входящей в состав электротехнического комплекса электрической машины (явнополюсного синхронного генератора), работающей параллельно сети [67];

- математическая модель механической части комплекса, представленная в виде одномассовой системы [67].

Связующий величиной между двумя указанными составляющими модели является момент, создаваемый гидротурбиной.

Постоянными величинами при моделировании являются ток возбуждения и напряжения на зажимах статора синхронного генератора.

Входными переменными являются изменения момента, вызванные неисправностями механической части гидроагрегата (ΔM), напор в водонапорном трубопроводе (H).

Выходными исследуемыми модели являются электрические величины генератора: фазный ток (I_ϕ) и угол сдвига фаз между напряжением сети и ЭДС синхронного генератора (θ). Исследуемыми также являются величины отклонения электромагнитного момента генератора в аварийных режимах ($M_{эм}$) и напора в водонапорном трубопроводе (H) [67].

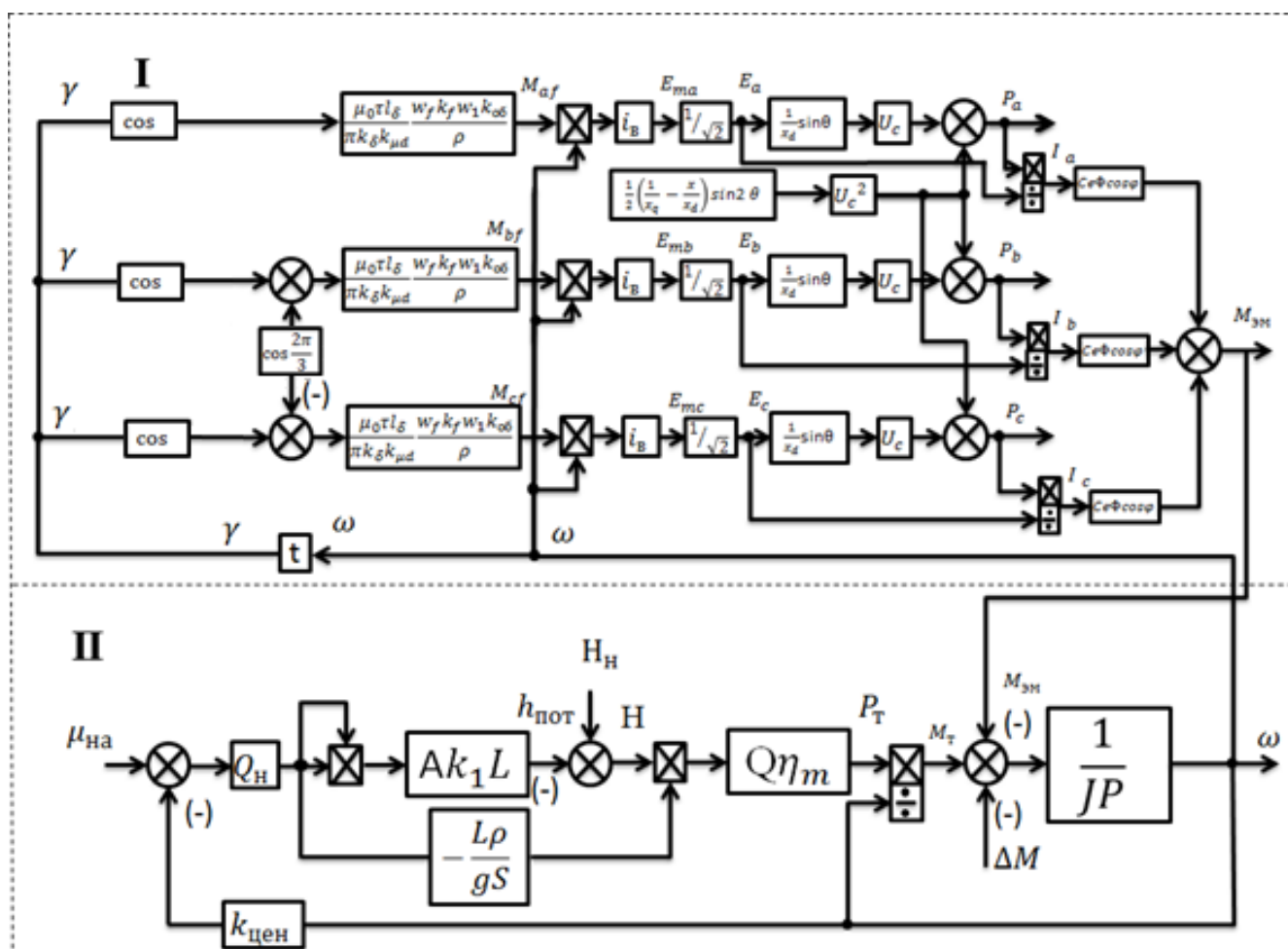
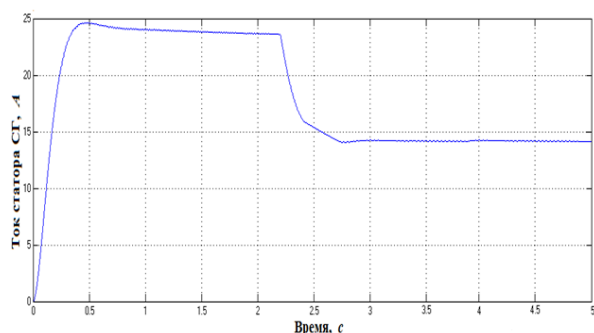


Рисунок 3.3 – Структурная схема математической модели гидроагрегата, работающего параллельно с сетью: I – электрическая часть (синхронный генератор); II – механическая часть (гидротурбина)

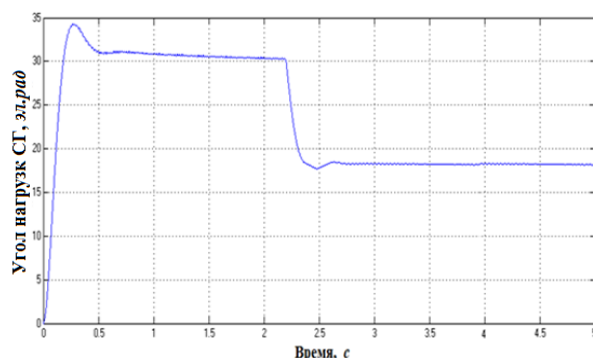
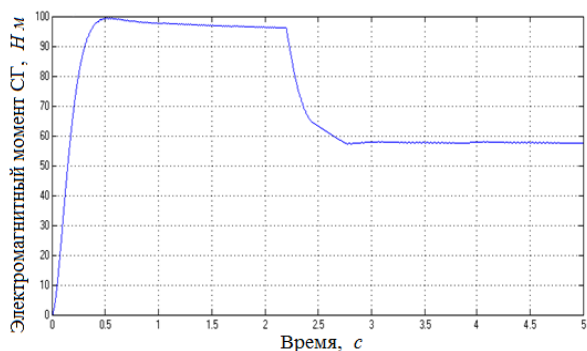
Разработанная математическая модель позволила получить в среде MATLAB переходные процессы электрических и механических величин синхронного гидроагрегата, работающего параллельно с сетью, вызванные возникновением неисправности механической части (разрушение опорного подшипника).

В численных экспериментах использовались данные генератора малой мощности, приведенные в параграфе 2.2. В ходе эксперимента моделировалась аварийная ситуация с заклиниванием и разрушением опорного подшипника ротора гидравлической турбины. При моделировании использовалась величина отклонения момента на валу гидротурбины, вызванного аварийным событием, определенная в ходе натурных экспериментов. Графики тока статора синхронного генератора, электромагнитного момента, создаваемого током статора синхронного генератора,

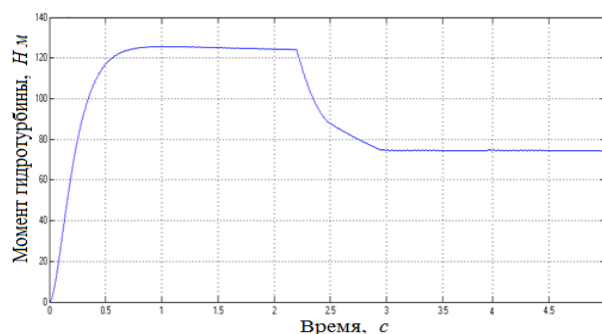
механического момента на валу гидроагрегата, величины напора в водонапорном трубопроводе и угла θ синхронного генератора, при неизменном угле открытия задвижки напорного трубопровода, показаны на рисунке 3.4 [68]. В моделировании гидроагрегата, работающего параллельно с сетью, значения тока возбуждения и напряжения статора принимались постоянными.



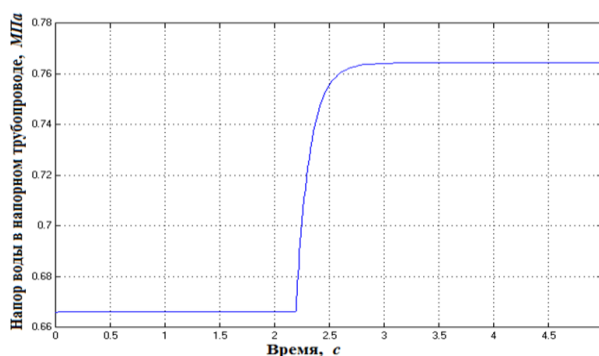
а) Изменение фазного тока статора

б) Изменение угла нагрузки θ синхронного генератора

в) Изменение электромагнитного момента



г) Изменение механического момента на валу гидротурбины



д) Изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины

Рисунок 3.4 – Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего параллельно сетью при возникновении механической поломки

Характеристики переходных процессов, приведенных на рисунке 3.4, показывают, что уменьшение момента гидротурбины приводит к уменьшению угла нагрузки синхронного генератора.

Из полученных графиков переходных процессов, при работе синхронного генератора параллельно с сетью, следует [67]:

- моменты времени начала переходных процессов, контролируемых значений тока, электромагнитного момента, механического момента на валу гидротурбины, напора в водонапорном водоводе и изменения угла θ совпадают с временем возникновения аварийной ситуации [67];

- изменение электрических параметров при неизменном угле открывания задвижки и увеличения давления в водонапорном трубопроводе означает наличие аварийной ситуации в рассматриваемом электротехническом комплексе [67];

- переходные процессы носят апериодический характер [67];

- время протекания переходных процессов и постоянная времени переходного процесса в цепи тока статора составляют соответственно 0,8 с и 0,2 с. [67];

- отклонение от номинального значения тока статора синхронного генератора при аварийном режиме, при неизменном угле открытия задвижки составляет около 45%, что является достаточным для его фиксации и выработки аварийного отключающего сигнала [67];

- быстродействие срабатывания защиты при значении постоянной времени (0,2с) не будет превышать 0,3...0,4 секунды, что вполне достаточно для предотвращения развития аварийной ситуации на ранней стадии [67].

3.3 Моделирование аварийных режимов работы гидроагрегата малой ГЭС

К возникновению переходных процессов в гидроагрегатах, в том числе – в гидроагрегатах малых ГЭС, приводят следующие основные причины:

- изменение нагрузки синхронного генератора;
- включение нагрузки синхронного генератора на максимальное значение;
- полное отключение нагрузки синхронного генератора;

- изменение тока в обмотке возбуждения;
- колебания напряжения сети при параллельной работе генератора с сетью.

Если энергосистема малой мощности то ее напряжения подвержено колебаниям по различным причинами [88 – 92];

- изменения уровня воды в русле реки;
- взаимовлияние переходных процессов соседних работающих гидроагрегатов.

В современных малых и больших ГЭС, в зависимости от притока речной воды работают от одного до десяти гидроагрегатов. Переходные процессы, возникающие в одной машине, могут оказать большое влияние на работы других машин [88 – 92];

- внезапные короткие замыкания и другие аварийные события подключенных в электрических сетях;

- изменения угла открытия задвижки напорном трубопроводе [88 – 92];

- изменения механического момента на валу гидротурбины, связанные с механическими поломками или попадания инородного тела в гидротурбину.

Для изучения переходных процессов гидроагрегатов в аварийных режимах работы необходимо иметь математическое описание синхронного генератора и гидротурбины, с учетом влияния всех факторов.

Для имитационного моделирования ситуации, связанных неисправностями гидротурбины, используем следующие математические зависимости, учитывающие: упругость водяного столба; несжимаемость водяного столба в напорном трубопроводе; потери давления воды в задвижке; полное уравнение непрерывности в гидротурбине [93 – 95].

Значимые величины для описания процессов в гидроагрегатах приведены в выражениях (3.6 – 3.22) [93 – 95].

Постоянная времени трубопровода:

$$T_{e(p,c)} = \frac{L(p,c)}{a} = \frac{L(p,c)}{\sqrt{g/\alpha}} \quad (3.6)$$

$$\alpha = \rho g \left(\frac{1}{k} + \frac{\varphi}{f E} \right) \quad (3.7)$$

где: $L_{(p,c)}$ – длина трубопровода; α – скорость воды; g – ускорение силы тяжести; ρ – плотность воды; k – объемный модуль сжатия воды; f – толщина стенки трубопровода; E – модуль упругости материала трубопровода.

Гидравлическое сопротивление трубопровода:

$$Z_{(p,c)} = \frac{1}{(A_{(p,c)} \sqrt{g \alpha})} \quad (3.8)$$

где: $A_{(p,c)}$ – поперечное сечение трубопровода затвора и турбины.

Время протекания воды в турбине:

$$T_{wp} = \frac{L_p}{A_p} \frac{Q_b}{H_b} = Z_p T_{ec} \quad (3.9)$$

где: L_p – длина трубопровода затвора; A_p – поперечное сечение трубопровода затвора; H_b – начальный напор; Z_p – гидравлическое сопротивление трубопровода затвора; T_{ec} – постоянная трубопроводе; Q_b – номинальный поток в трубопроводе.

Время протекания воды в трубопроводе:

$$T_{wc} = \frac{L_c}{A_c g} \frac{Q_b}{H_b} = Z_c T_{ec} \quad (3.10)$$

где: L_c – длина трубопровода; A_c – поперечное сечение трубопровода; Z_c – гидравлическое сопротивление трубопровода.

Постоянная времени базовых значений:

$$C_s = \frac{A_s H_b}{Q_b} \quad (3.11)$$

Период:

$$T = 2 \pi \sqrt{T_{wc} C_s} \quad (3.12)$$

Связь между потоком и скорости воды в трубопроводе:

$$T = A U \quad (3.13)$$

Связь между нормальным потоком воды и нормальной скорости воды в трубопроводе:

$$\frac{Q}{Q_r} = \frac{A U}{A U_r} = \bar{Q} = \bar{U} \quad (3.14)$$

где: A – поперечное сечение трубопровода; Q – поток в трубопроводе; Q_r – поток в трубопроводе с полностью открытым затвором; U – скорость или поток воды в трубопроводе; U_r – номинальный скорость или поток воды в трубопроводе.

Уравнение основных и общих преобразования в гидротурбине. Образование потока или скорости воды определяется выражением:

$$\bar{U}_t = \bar{G} \sqrt{\bar{H}_t} \quad (3.15)$$

где: \bar{U}_t – скорость воды в турбине; \bar{G} – уровень открытия задвижки; \bar{H}_t – напор в турбине.

Образование механической мощности в гидротурбине:

$$\bar{P}_m = \bar{U} \bar{H} \quad (3.16)$$

$$\bar{P}_m = (\bar{U}_t - \bar{U}_{NL}) \bar{H}_t \quad (3.17)$$

где: \bar{U}_{NL} – скорость воды в трубопроводе без нагрузки.

Разница между преобразованием (3.16) и (3.17) заключается в члене \bar{U}_{NL} который учитывает поток без нагрузки или минимальный поток, необходимым для того, чтобы турбина производила полезную мощность

По второму закону Ньютона:

$$\frac{\partial U}{\partial t} = -g \frac{\partial H}{\partial t} \quad (3.18)$$

Уравнение непрерывного преобразования:

$$\frac{\partial U}{\partial x} = -\alpha \frac{\partial H}{\partial t} \quad (3.18)$$

где: x – расстояние между двумя точками гидротурбины; t – время.

Решение этих уравнений (в единицах) в области Лапласа определяется следующими выражениями:

$$\overline{U}_1 = \overline{U}_2 \cos h (T_e s) + \frac{1}{Z_n} \overline{H}_2 \sin h (T_e s) \quad (3.19)$$

$$\overline{H}_2 = \overline{H}_1 \operatorname{sech} (T_e s) - Z_n \overline{U}_2 \tan h (T_e s) - k_f \overline{U}_2 |\overline{U}_2| \quad (3.20)$$

где: индекс 1 и 2 относятся к условиям на входе и выходе трубопровода, 2 означает воду в восходящем потоке турбины а индекс 1 обозначает верхний поток воды в промежуточном резервуаре; k_f – потери напора из-за трения; T_e – упругое время в трубопроводе.

Путем линеаризации нелинейных отношении образования скорости воды (3.15) и механической мощности гидротурбины (3.16) получим. Скорость воды в трубопроводе:

$$\Delta \overline{U} = \frac{\partial \overline{U}}{\partial \overline{H}} \Delta \overline{H} + \frac{\partial \overline{U}}{\partial \overline{G}} \Delta \overline{G} = a_{11} \Delta \overline{H} + a_{13} \Delta \overline{G} \quad (3.21)$$

Механическая мощность:

$$\Delta \overline{P}_m = \frac{\partial \overline{P}_m}{\partial \overline{H}} \Delta \overline{H} + \frac{\partial \overline{P}_m}{\partial \overline{U}} \Delta \overline{U} = a_{21} \Delta \overline{H} + a_{23} \Delta \overline{U} \quad (3.22)$$

где: a_{11} , a_{13} , a_{21} , a_{23} – численное значение которые зависят от типа турбины, рабочего колеса и от рабочей точки; $\Delta \overline{G}$ – отклонение открытия задвижки; $\Delta \overline{H}$ – отклонение напора воды.

Для составления математического модели гидротурбины в контуре трубопровод-турбина необходимо рассчитать соотношение между напором и скорости воды в турбине. В этом случаи объединив уравнение (3.19) и (3.20)

получаем передаточную функцию которая связывает скорость воды в турбине и ее напор:

$$F(s) = \frac{\bar{U}_t - \bar{U}_0}{\bar{H}_t - \bar{H}_0} = \frac{1 + \frac{G(s)}{Z_p} \tan h(T_{ep} s)}{\Phi_p + G(s) + Z_p \tan h(T_{ep} s)} \quad (3.23)$$

По выражению Ольденбурга и Дональсона открытие задвижки определяется следующим образом:

$$G(s) = \frac{\bar{H}_0 - \bar{H}_s}{\bar{U}_p - \bar{U}_0} = \frac{\Phi_c + Z_c \tan h(T_{ec} s)}{1 + s C_s \Phi_c + Z_c \tan h(T_{ec} s) s C_s} \quad (3.24)$$

Гиперболическая функция определяется как:

$$\tan h(T_{ep} s) = \frac{1 - e^{-2T_{ep} s}}{1 + e^{-2T_{ep} s}} = \frac{s T_{ep} \prod_{n=1}^{n=\infty} \left(1 + \left(\frac{s T_{ep}}{n \pi} \right)^2 \right)}{\prod_{n=1}^{n=\infty} \left(1 + \left(\frac{2 s T_{ep}}{(2n-1) \pi} \right)^2 \right)} \quad (3.25)$$

где: Φ_p – коэффициент трения в задвижке; T_{ep} – постоянное время в задвижке; Z_c – гидравлическое сопротивление трубопровода в турбине; C_s – постоянный коэффициент расширительного бака; \bar{H}_0 – напор воды на входе трубопровода; \bar{H}_s – напор в водонапорной трубопроводе; \bar{U}_p – скорость воды в задвижке; \bar{U}_0 – скорость воды в начале трубопровода; T_{ec} – постоянное время в турбине; \bar{U}_t – скорость воды в турбине; \bar{H}_t – напор воды в турбине;

Поскольку поток воды проходящий через винт с реки считается постоянным $n=0$, заменив этот результат в (3.24) получим:

$$G(s) = \frac{\bar{H}_0 - \bar{H}_s}{\bar{U}_s - \bar{U}_0} = \frac{\Phi_c + T_{WC} s}{1 + s C_s \Phi_c + s^2 T_{WC} C_s} \quad (3.26)$$

где: T_{WC} – время запуска воды при номинальной нагрузке в турбине.

Для составления математической модели с учетом неразрывности (3.19) для упругого столба воды в напорном трубопроводе модифицируется и определяется выражением:

$$\bar{H}_t = \bar{H}_c - \bar{H}_s \quad (3.27)$$

Применяя последнее преобразования (3.20) динамические гидравлические контуры описывающее напорный трубопровод выражаются следующим образом:

$$\bar{H}_1 = f_{p1} - \bar{U}_t^2 \quad (3.28)$$

$$\bar{H}_Q = z_p \tan h(T_{ep} s) \bar{U}_t \quad (3.29)$$

$$\bar{H}_t = \bar{H}_r - \bar{H}_1 - z_p \tan h(T_{ep} s) \bar{U}_t = \bar{H}_r - \bar{H}_1 - \bar{H}_Q \quad (3.30)$$

где: f_{p1} – коэффициент потери напора в задвижке.

Механическая мощность гидротурбины:

$$\bar{P}_m = A_t - \bar{H}_t (\bar{U}_t - \bar{U}_{NL}) - \bar{P}_d \quad (3.31)$$

$$\bar{P}_d = D_1 - \bar{G} \Delta \bar{\omega} \quad (3.32)$$

\bar{P}_d – представляет собой эффект демпфирования из-за трения, и он пропорционален отклонению скорости ротора диаметра трубопровода, которое представляет соотношение между полем турбины, напора турбины и отверстием задвижки.

В имитационных моделях, представленных на рисунках (3.5) и (3.12) приведены математические модели гидротурбины с учетом основных динамических процессов происходящих в гидротурбинах малых ГЭС.

Переходные процессы любого характера в синхронном генераторе описываются математически дифференциальными уравнениями. Синхронный генератор, как указывалось, имеет магнитную и электрическую несимметрию [88]. Кроме того, обмотка статора и ротора связаны индуктивно и перемещаются относительно друг друга, а частота вращения ротора в переходных режимах в общем случае не постоянна. В связи с этим, дифференциальные уравнения синхронного генератора имеют сложный вид и могут быть решены лишь с помощью современных вычислительных машин. В качестве методологической основы вывода

уравнений синхронного генератора использованы положения об обобщенном электромеханическом преобразователе энергии [88, 96].

При математическом описании синхронного генератора делают ряд общепринятых допущений, которые дают возможность вместо реальной машины, с достаточной степенью точности, исследовать идеализированную синхронную машину. Эти допущения сводятся к следующим [70, 88, 96]:

1. Магнитная проницаемость сердечников статора и ротора машины принимается равной бесконечности, что позволяет использовать принцип наложения, при определении результирующего магнитного поля в зазоре. Это означает, что идеализированная машина считается ненасыщенной, зависимость между МДС и магнитным потоком принимается линейной. Насыщение учитывается косвенно соответствующим выбором индуктивностей машины.

2. Не учитывается явление вытеснения тока в обмотках статора и индуктора.

3. Распределение магнитных индукций и МДС обмоток статора и возбуждения вдоль окружности считается синусоидальным с пространственным полупериодом, равным полюсному делению. Это означает, что не учитывается влияние зубцовых полей в зазоре, обусловленных зубчатостью статора и ротора, а также высших гармоник, созданных магнитодвижущей силой обмоток машины.

4. Магнитопровод и обмотки машин симметричны, т. е. магнитопровод имеет одинаковые очертания на всех полюсных делениях, обмотки статора и возбуждения идентичны для всех полюсов машины, распределенные вдоль окружности ротора и демпферные обмотки могут быть представлены сосредоточенными короткозамкнутыми контурами в продольной и поперечной осях ротора.

5. Трехфазная якорная обмотка машины принимается полностью симметричной.

Полное математическое описание синхронного генератора с демпферными обмотками с достаточной точностью описывается следующей системой дифференциальных уравнений [88, 97, 98, 100 – 102], отличается тем, что в

уравнении движения электропривода учитывается момент, связанный с механическими поломками или попаданием инородного тела в гидротурбину.

Первые три уравнения являются уравнениями электрического равновесия в фазных обмотках статора синхронного генератора. Четвертое уравнение-уравнения электрического равновесия цепи обмотки возбуждения синхронного генератора. Пятое и шестое уравнения-уравнения электрического равновесия демпферных обмоток по продольной и поперечной осям. При полном описании демпферной обмотки число уравнений должно быть равно числу витков демпферных обмоток в полюсах синхронного генератора. В исследуемом случае можно ограничиться уравнениями электрического равновесия по продольной и поперечной осям. Седьмое уравнение является уравнением движения механической части гидроагрегата. Восьмое уравнение описывает величину электромагнитного момента синхронного генератора:

$$\left\{ \begin{array}{l} -U_a = r_l i_a + \frac{d\psi_a}{dt}; \\ -U_b = r_l i_b + \frac{d\psi_b}{dt}; \\ -U_c = r_l i_c + \frac{d\psi_c}{dt}; \\ U_f = \frac{d\psi_{kd}}{dt} + r_{kd} i_{kd}; \\ 0 = \frac{d\psi_{kd}}{dt} + r_{kd} i_{kd}; \\ 0 = \frac{d\psi_{kq}}{dt} + r_{kq} i_{kq}; \\ J \frac{d\omega}{dt} = M_T - M_{\mathcal{E}} - \Delta M; \\ M_{\mathcal{E}} = \frac{3}{2} (\psi_d i_q - \psi_q i_d), \end{array} \right. \quad (3.33)$$

где: U_a, U_b, U_c – вырабатываемые напряжения на зажимах статора синхронного генератора; ψ_a, ψ_b, ψ_c – потокосцепления обмотки статора; i_a, i_b, i_c – токи обмотки статора; r_l – активное сопротивление обмотки статора; r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения; U_f – напряжение на зажимах обмотки возбуждения; i_f, ψ_f – ток и потокосцепление обмотки возбуждения; ψ_{kd}, ψ_{kq} – потокосцепление демпферной обмотки по продольной и поперечной обмотке; r_{kd}, r_{kq}

– активное сопротивление демпферной обмотки по продольной и поперечной осям; i_{kd}, i_{kq} , – токи демпферной обмотки по продольной и поперечной осям; J – момент инерции, вращающихся частей гидроагрегата; M_T – момент, создаваемый гидротурбиной при прохождении воды через агрегат; M_ω – электромагнитный момент синхронного генератора; ΔM – момент, создаваемый механической поломкой на валу гидроагрегата; ω – скорость вращения ротора синхронного генератора.

Потокосцепление для каждой фазы выразить следующим образом [97, 98]:

$$\begin{cases} \psi_a = L_{aa}i_a + M_{ab}i_b + M_{ac}i_c + M_{af}i_f; \\ \psi_b = M_{ba}i_a + L_{bb}i_b + M_{bc}i_c + M_{bf}i_f; \\ \psi_c = M_{ca}i_a + M_{cb}i_b + L_{cc}i_c + M_{cf}i_f; \\ \psi_f = M_{fa}i_a + M_{fb}i_b + M_{fc}i_c + L_{ff}i_f; \end{cases} \quad (3.34)$$

где $L_{aa}, L_{bb}, L_{cc}, L_{ff}$ – коэффициенты самоиндукции статорных цепей; $M_{cf}, M_{ac}, M_{af}, M_{bf}, M_{ab}, M_{cf}$ – коэффициенты взаимной индукции между статорными цепями синхронного генератора.

Раскладывая аналитические выражения для коэффициентов самоиндукции и взаимной индукции в ряд Фурье и ограничиваясь первой гармоникой, получим следующие уравнения для этих коэффициентов для всех фаз синхронного генератора [97, 98]:

$$\begin{cases} L_a = L_{cp} + L_0 \cos 2; \\ L_a = L_{cp} + L_0 \cos(2\delta + 120^0); \\ L_a = L_{cp} + L_0 \cos(2\delta - 120^0); \\ M_{ab} = -M_{cp} + M_0 \cos(2\delta - 120^0); \\ M_{ac} = -M_{cp} + M_0 \cos(2\delta + 120^0); \\ M_{bc} = -M_{cp} + M_0 \cos 2\delta; \\ M_{af} = M_f \cos \delta; \\ M_{bf} = M_f \cos \delta(\delta - 120^0); \\ M_{cf} = M_f \cos \delta(\delta + 120^0); \end{cases} \quad (3.35)$$

где L_{cp} – среднее значение коэффициента самоиндукции; L_0 – минимальное значение коэффициента самоиндукции; M_{cp} – среднее значение коэффициента взаимной индукции; M_0 – минимальное значение коэффициента взаимной индукции, выше указанные коэффициенты определяются из следующей системы уравнений [101, 102]: 2δ – коэффициенты взаимной индукции между статорными цепями являются периодическими функциями с периодом, а коэффициенты взаимной индукции роторной и статорных обмоток периодическими функциями с периодом δ , δ – угол между магнитной осью фазы a и продольной осью.

$$\begin{cases} L_{cp} = \frac{L_{max} + L_{min}}{2}; \\ L_0 = \frac{L_{max} - L_{min}}{2}; \\ M_{cp} = \frac{M_{max} + M_{min}}{2}; \\ M_0 = \frac{M_{max} - M_{min}}{2}, \end{cases} \quad (3.36)$$

где L_{max} – максимальное значение коэффициента самоиндукции; L_{min} – минимальное значение коэффициента самоиндукции; M_{max} – максимальное значение коэффициента взаимной индукции; M_{min} – минимальное значение коэффициента взаимной индукции.

Если угол между ЭДС совпадает с осью полюса и током нагрузки, обозначив через ψ то токи, протекающих в фазах СГ определяются системой уравнений [100, 103].

$$\begin{cases} i_a = i_d \cos(\omega t + \psi) - i_q (\omega t + \psi); \\ i_b = i_d \cos(\omega t - 120^\circ + \psi) - i_q (\omega t + \psi); \\ i_c = i_d \cos(\omega t + 120^\circ + \psi) - i_q (\omega t + \psi); \end{cases} \quad (3.37)$$

где i_d – ток статорной обмотки по продольной оси; i_q – ток статора по поперечной оси; ψ – потокосцепление потока основной гармоники для поля возбуждения, когда

ось этой фазы совпадает с продольной осью полюсов машины и определяется из выражения [97, 98];

$$\psi = wk_{об}\Phi_f \quad (3.38)$$

В качестве среды моделирования использовался программный комплекс Matlab Simulink. Дифференциальные системы уравнения (3.6) – (3.38), описывающие работу синхронного генератора параллельно с сетью и на автономную нагрузку в переходных режимах, реализованы в стандартном блоке имитации синхронного генератора [102, 103]. Изменение параметров гидроагрегата зависят от режима работы синхронного генератора. Режимы работы синхронного генератора параллельно с сетью и на автономную нагрузку рассмотрим по отдельности.

Переходные процессы синхронного генератора, работающего параллельно с сетью или на автономную нагрузку, связанные с электрическими поломками (короткие замыкания в обмотках статора, замыкания на землю, и т.п.) будут идентичны переходным процессам набросов нагрузок, поэтому в дальнейшем исследовании их не рассматриваем.

3.4 Моделирование режимов работы гидроагрегата, работающего параллельно с сетью

Для упрощения анализа переходных процессов синхронного генератора при работе параллельно сети принимается, что синхронный генератор подключен к сети бесконечно большой мощности.

Функциональна схема имитационной модели синхронного генератора, работающего параллельно с сетью, приведена на рисунке 3.5.

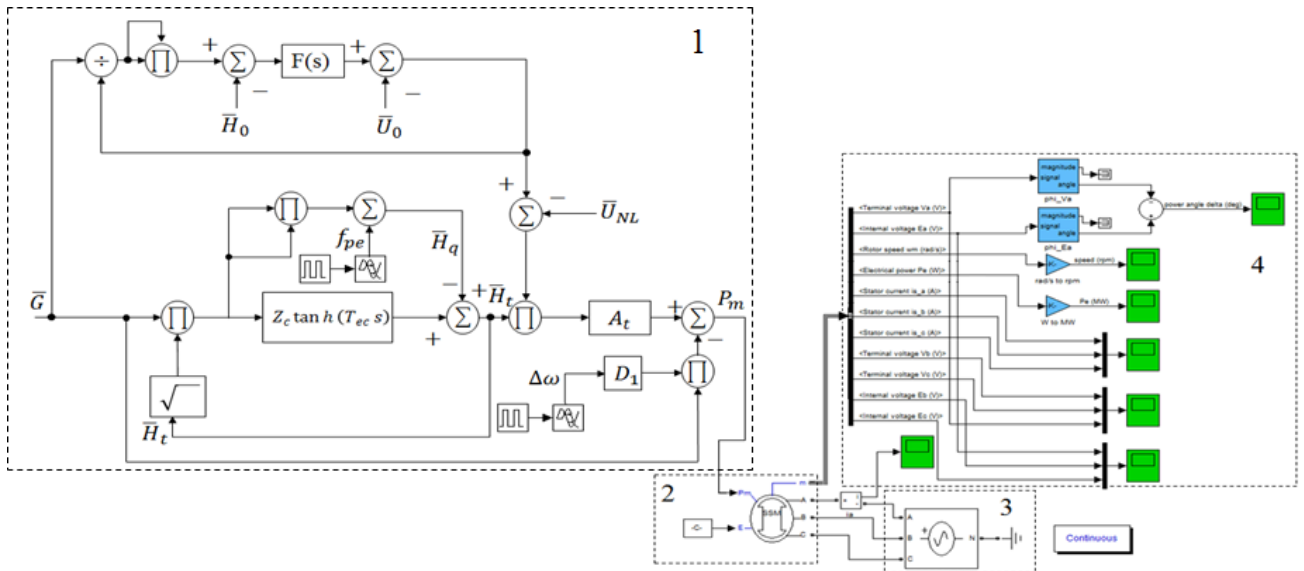
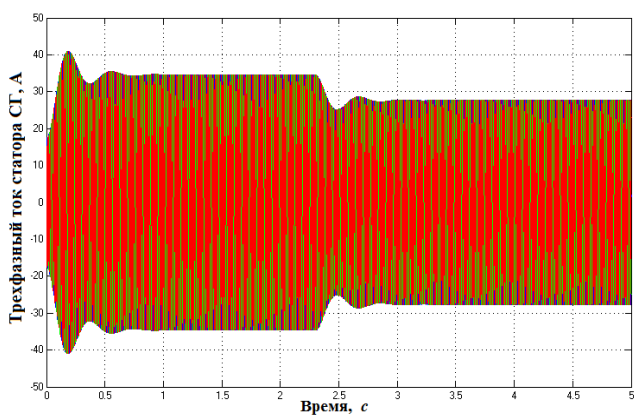


Рисунок 3.5 – Функциональная схема имитационной модели гидроагрегата, работающая параллельно с сетью: 1 – гидротурбина; 2 – синхронный генератор; 3 – сеть большой мощности; 4 – измерительные приборы для измерения величин синхронного генератора

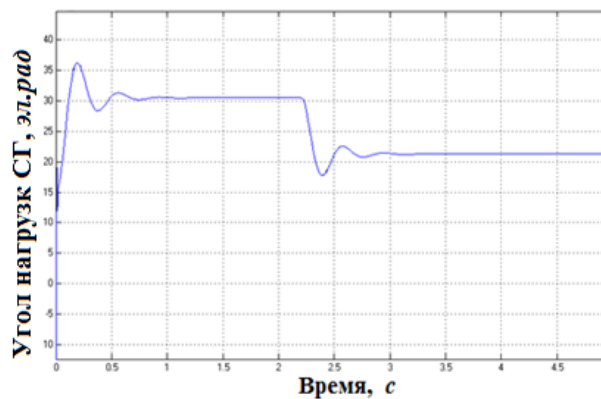
Моделирование производилось для генератора мощностью 15 кВт в различных переходных режимах работы гидроагрегата. Моделировались переходные процессы в следующих режимах:

- механическая поломка с постоянным отклонением момента сопротивления;
- механическая поломка с переменным отклонением момента сопротивления;
- механическая поломка с постоянно-переменным отклонением момента сопротивления;
- разгон гидроагрегата с включенной нагрузкой при поломке с переменным моментом сопротивления;
- включение нагрузки при отсутствие механических поломок;
- отключение нагрузки при отсутствие механических поломок;

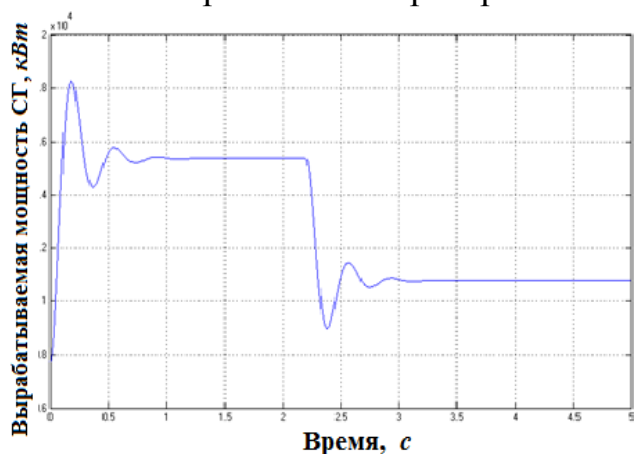
Результаты моделирования показаны на рисунках 3.6 – 3.11.



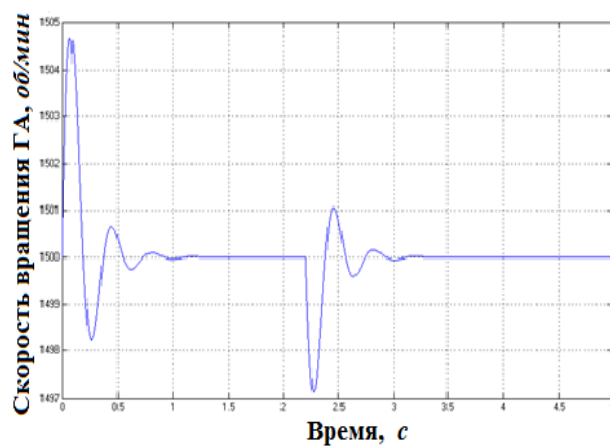
а) Изменение трехфазного тока статора синхронного генератора



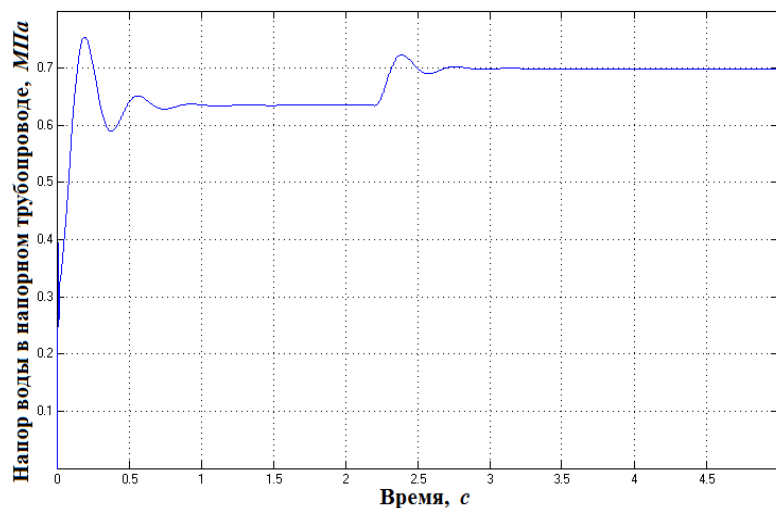
б) Изменение угла нагрузки θ синхронного генератора



в) Изменение мощности синхронного генератора

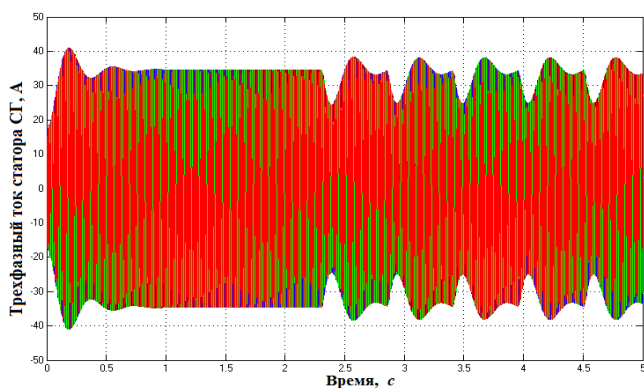


г) Изменение скорости гидротурбины

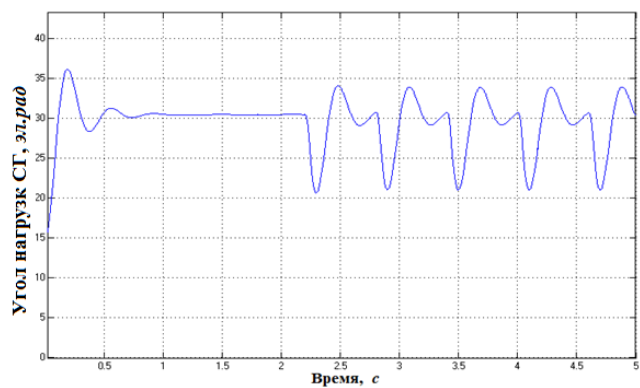


д) Изменение напора воды в напорном трубопроводе

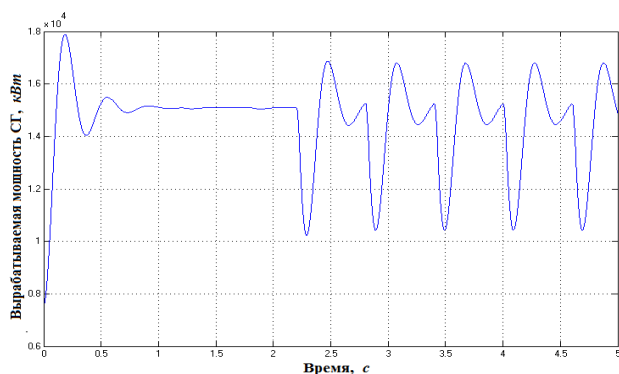
Рисунок 3.6 – Переходный процесс изменения величин гидроагрегата, работающего параллельно с сетью до и после механической поломки с постоянным значением момента сопротивления поломки



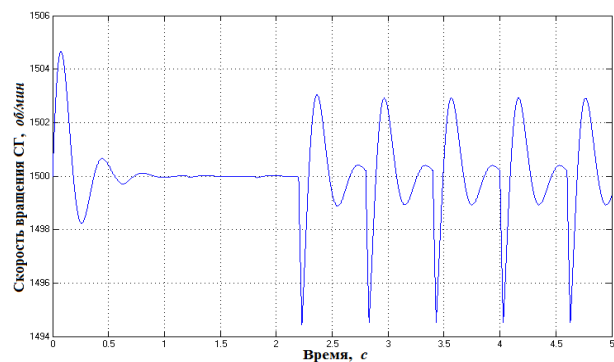
а) Изменение трехфазного тока статора синхронного генератора



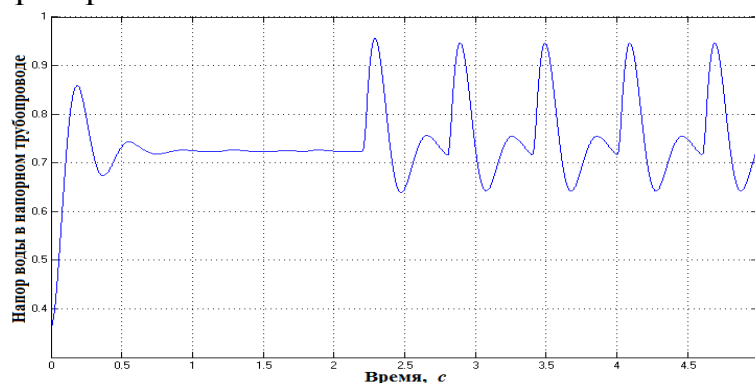
б) Изменение угла нагрузки θ синхронного генератора



в) Изменение мощности синхронного генератора

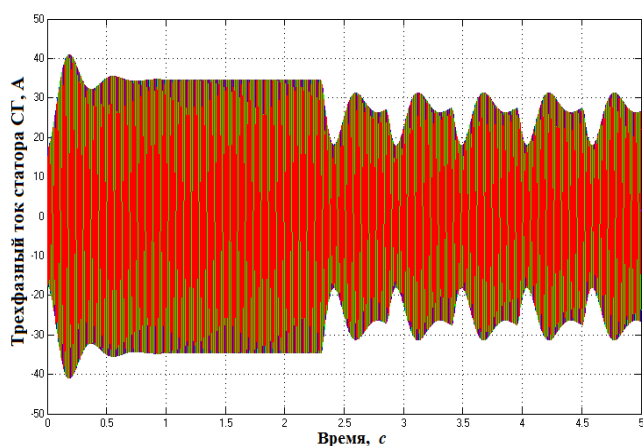


г) Изменение скорости гидротурбины

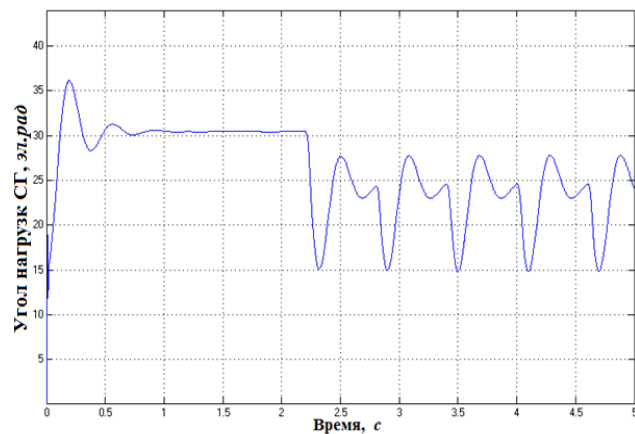


д) Изменение напора воды в напорном трубопроводе

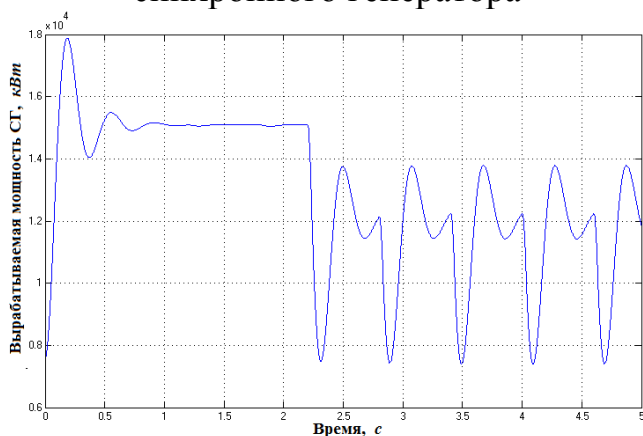
Рисунок 3.7 – Переходный процесс изменения величин гидроагрегата, работающего параллельно с сетью до и после механической поломки с переменным значением момента сопротивления поломки



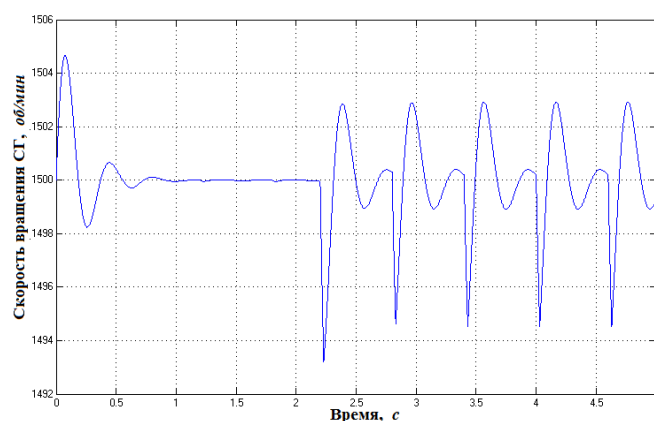
а) Изменение трехфазного тока статора синхронного генератора



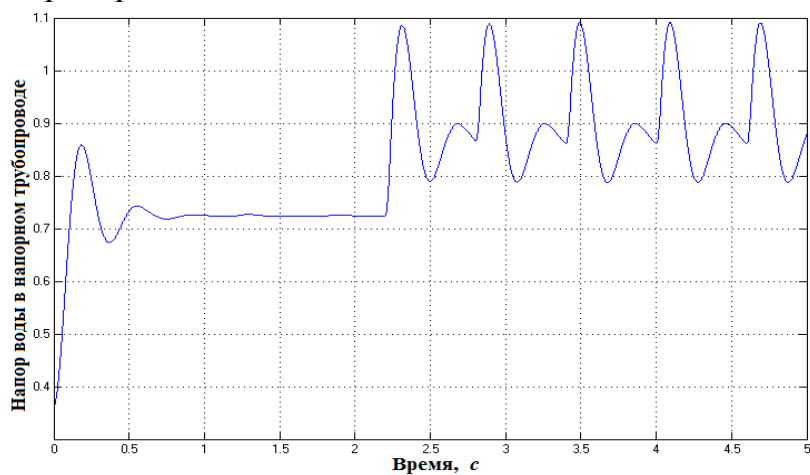
б) Изменение угла нагрузки θ синхронного генератора



в) Изменение мощности синхронного генератора

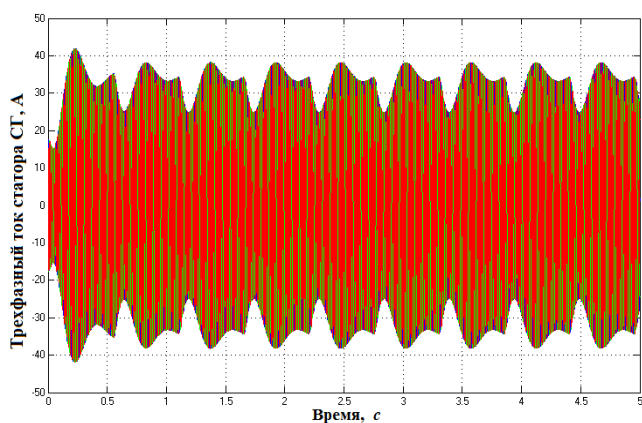


г) Изменение скорости гидротурбины

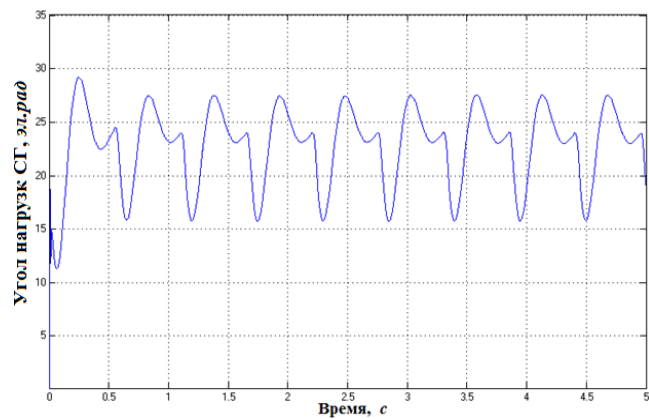


д) Изменение напора воды в напорном трубопроводе

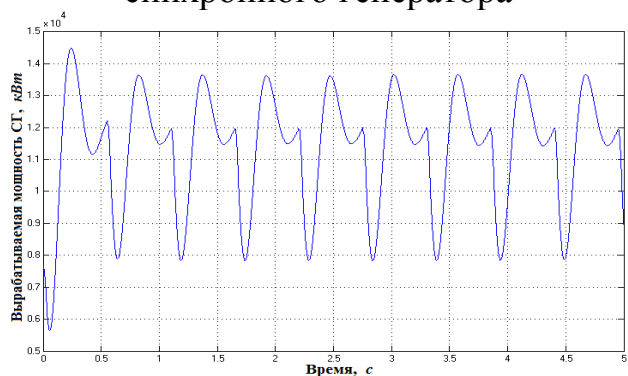
Рисунок 3.8 – Переходный процесс изменения величин гидроагрегата, работающего параллельно с сетью до и после механической поломки с постоянно-переменным значением момента сопротивления поломки



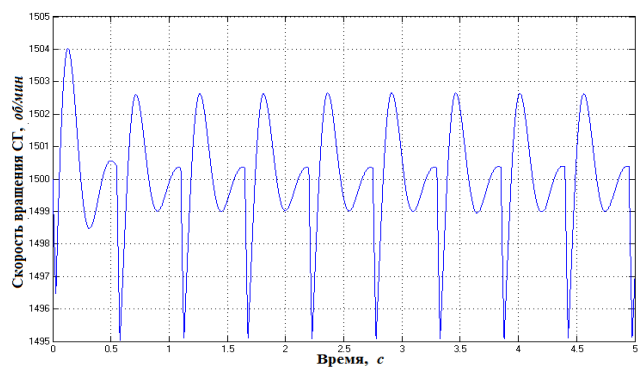
а) Изменение трехфазного тока статора синхронного генератора



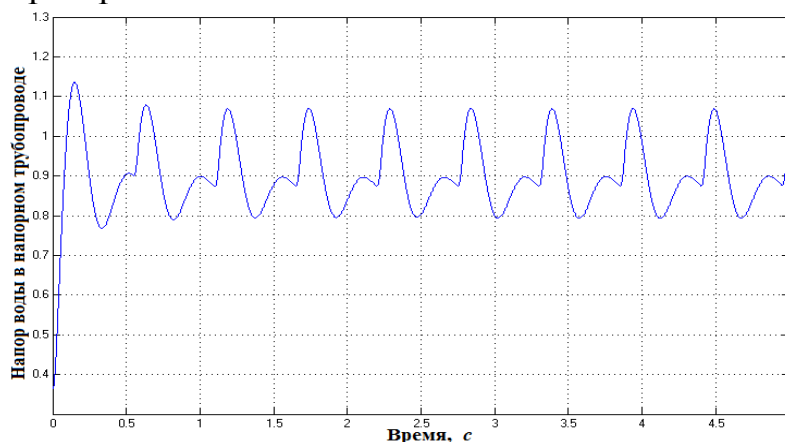
б) Изменение угла нагрузки θ синхронного генератора



в) Изменение мощности синхронного генератора



г) Изменение скорости гидротурбины



д) Изменение напора воды в напорном трубопроводе

Рисунок 3.9 – Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего параллельно с сетью. Разгон гидроагрегата с включенной нагрузкой при поломке с переменным моментом сопротивления

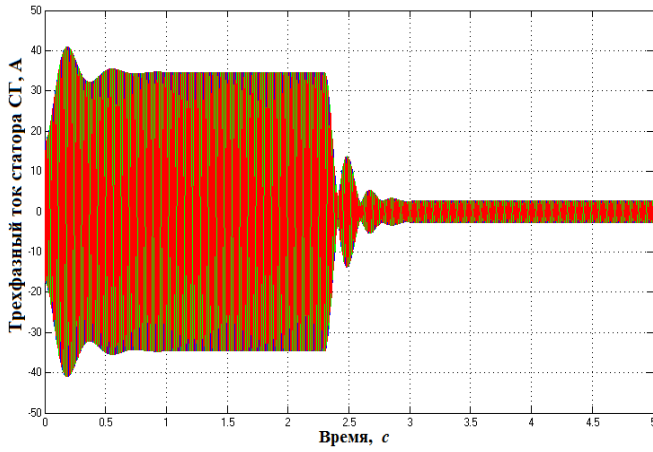
Анализ переходных процессов, связанных с возникновением механических поломок (рисунок 3.6 – 3.9) показывает, что в момент возникновения механической поломки или попадания инородного тела в гидротурбину уменьшается момент гидротурбины M_T , передаваемая к синхронному генератору.

Одновременно уменьшается активная мощность гидротурбины $P_{ГТ}$ и уменьшается расход воды, протекающей через гидротурбину Q . При этом увеличивается напор воды в трубопроводе H , уменьшается угол нагрузки синхронного генератора θ , уменьшаются вырабатываемая мощность $P_{СГ}$ и ток I синхронного генератора. Совокупность изменения величин гидроагрегата запишется (3.39):

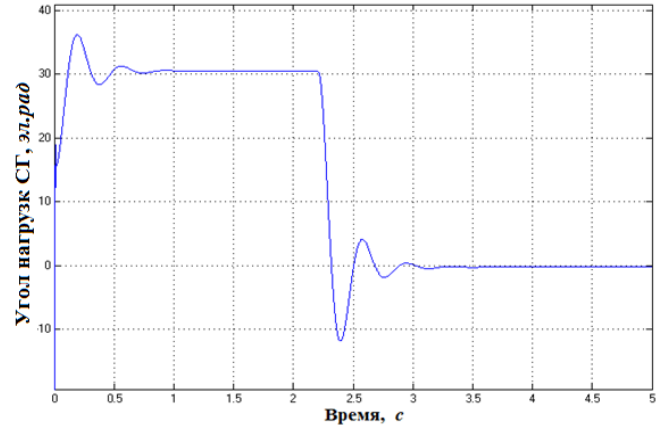
$$\Delta M \uparrow \Rightarrow \begin{cases} M_{ГТ} < M_{уГТ} \\ P_{ГТ} < P_{уГТ} \\ Q < Q_y \\ H > H_y \\ \theta > \theta_y \\ P_{СГ} < P_{уСГ} \\ I < I_y \end{cases}, \quad (3.39)$$

где $M_{уГТ}$ – установившееся значение момента гидротурбины; $P_{уГТ}$ – установившееся значение мощности гидротурбины; Q_y – установившееся значение расхода воды, протекающей через гидротурбину; H_y – установившееся значение напора в напорном водоводе; $P_{уСГ}$ – установившееся значение мощности синхронного генератора; I_y – установившееся значение тока статора синхронного генератора.

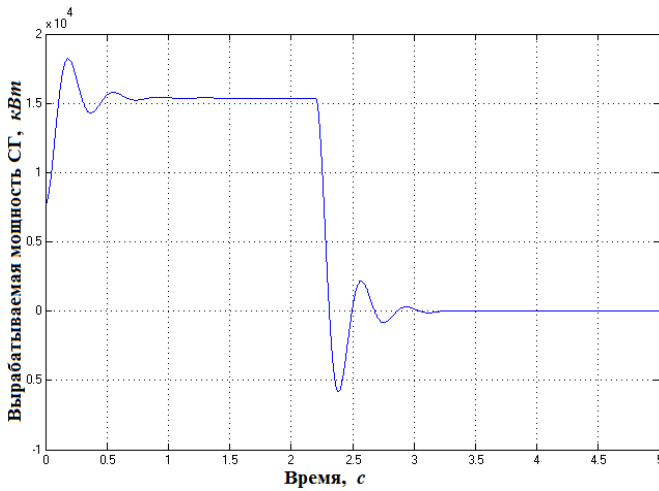
Результаты моделирования переходных процессов в случае полного отключения нагрузки синхронного генератора показаны на рисунке 3.10.



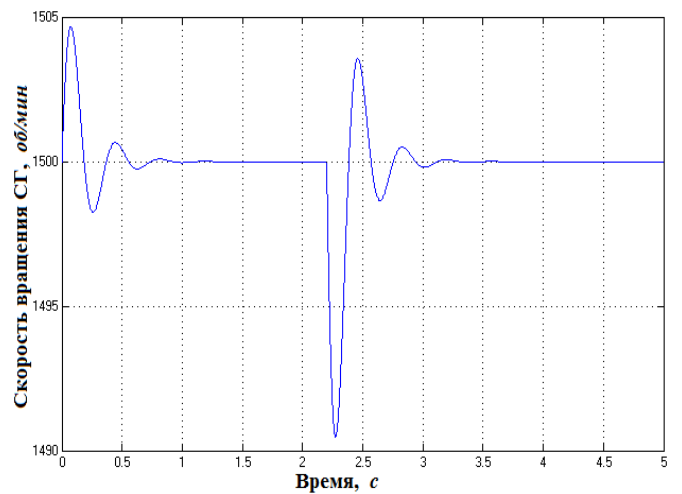
а) Изменение трехфазного тока статора синхронного генератора



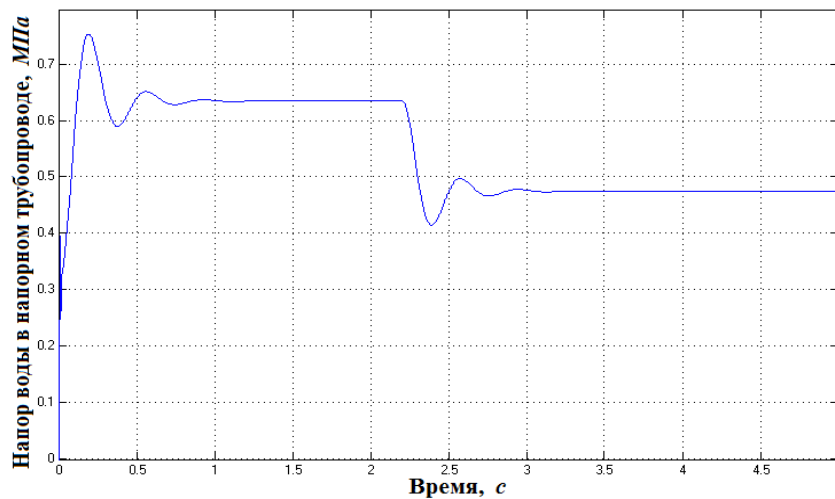
б) Изменение угла нагрузки θ синхронного генератора



в) Изменение мощности синхронного генератора



г) Изменение скорости гидротурбины



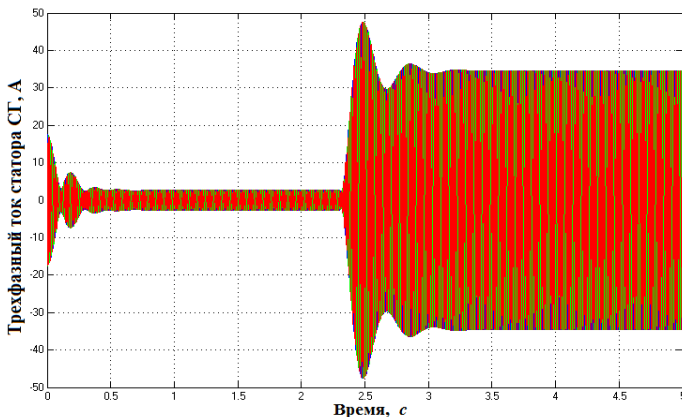
д) Изменение напора воды в напорном трубопроводе

Рисунок 3.10 – Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего параллельно с сетью в случае отключения нагрузки

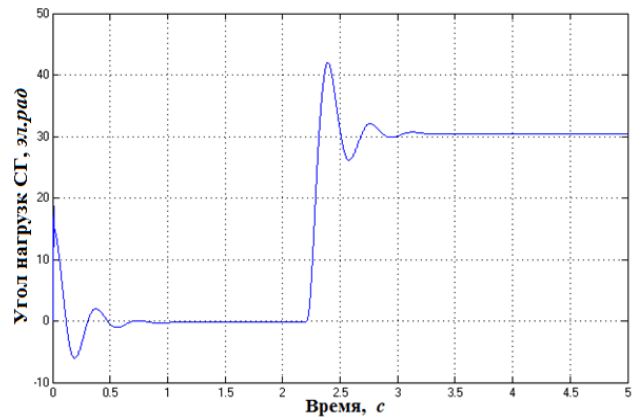
Анализ переходных процессов, связанных с отключением нагрузки (рисунок 3.10), показывает увеличение расхода воды, протекающей через гидротурбину Q . При этом уменьшается напор воды в трубопроводе H , уменьшается угол нагрузки синхронного генератора θ . Совокупность изменения величин гидроагрегата запишется (3.40):

$$I \downarrow \Rightarrow \begin{cases} M_{ГТ} < M_{УГТ} \\ P_{ГТ} < P_{УГТ} \\ Q < Q_y \\ H < H_y \\ \theta > \theta_y \\ P_{СГ} < P_{УСГ} \\ I < I_y \end{cases} \quad (3.40)$$

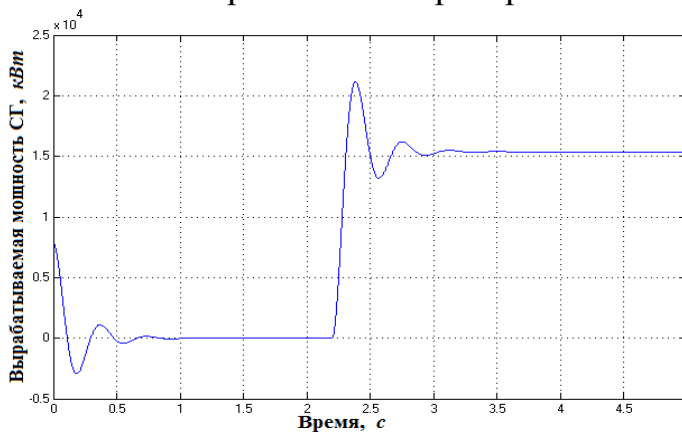
Результаты моделирования переходных процессов в случае включения нагрузки синхронного генератора показаны на рисунке 3.11.



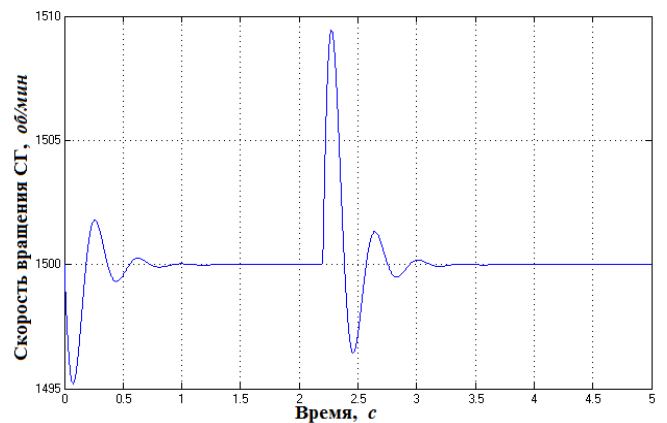
а) Изменение трехфазного тока статора синхронного генератора



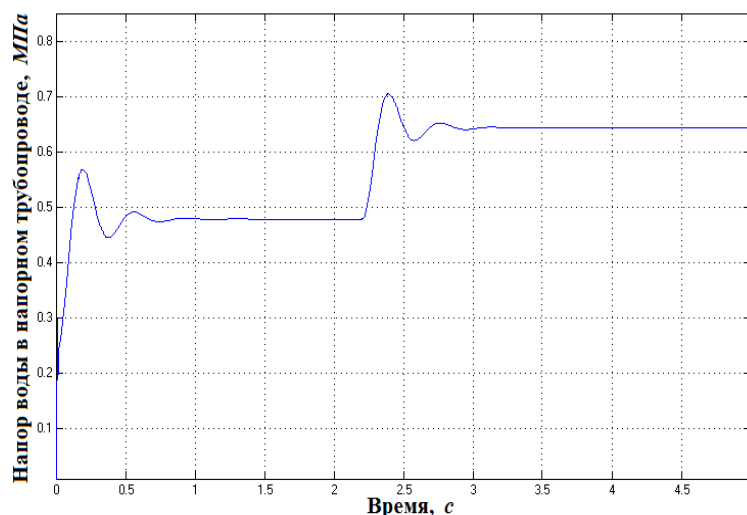
б) Изменение угла нагрузки θ синхронного генератора



в) Изменение мощности синхронного генератора



г) Изменение скорости гидротурбины



д) Изменение напора воды в напорном трубопроводе

Рисунок 3.11 – Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего параллельно с сетью в случае включения на максимальную нагрузку

Анализ переходных процессов, связанных с включением нагрузки до номинального значения (рисунок 11) показывает, что в момент включения нагрузки увеличивается момент гидротурбины M_T , передаваемая к синхронному генератору. Одновременно увеличивается активная мощность гидротурбины $P_{ГТ}$ и уменьшается расход воды, протекающей через гидротурбину Q . При этом увеличивается напор воды в трубопроводе H , увеличивается угол нагрузки синхронного генератора θ . Совокупность изменения величин гидроагрегата запишется (3.41):

$$I \uparrow \Rightarrow \begin{cases} M_{ГТ} > M_{уГТ} \\ P_{ГТ} > P_{уГТ} \\ Q > Q_y \\ H > H_y \\ \theta < \theta_y \\ P_{сГ} > P_{усГ} \\ I > I_y \end{cases} \quad (3.41)$$

3.5 Моделирование режимов работы гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку

В экспериментах нагрузка синхронного генератора принималась чисто активной. Функциональная схема имитационной модели гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, приведена на рисунке 3.12.

Моделирование производилось для генератора мощностью 15 кВт в различных переходных режимах работы гидроагрегата. Моделировались переходные процессы в следующих режимах:

- механическая поломка с постоянным отклонением момента сопротивления;
- механическая поломка с переменным отклонением момента сопротивления;
- механическая поломка с постоянно-переменным отклонением момента сопротивления;
- разгон гидроагрегата с включенной нагрузкой при поломке с переменным моментом сопротивления;
- включение нагрузки при отсутствии механических поломок;
- отключение нагрузки при отсутствие механических поломок.

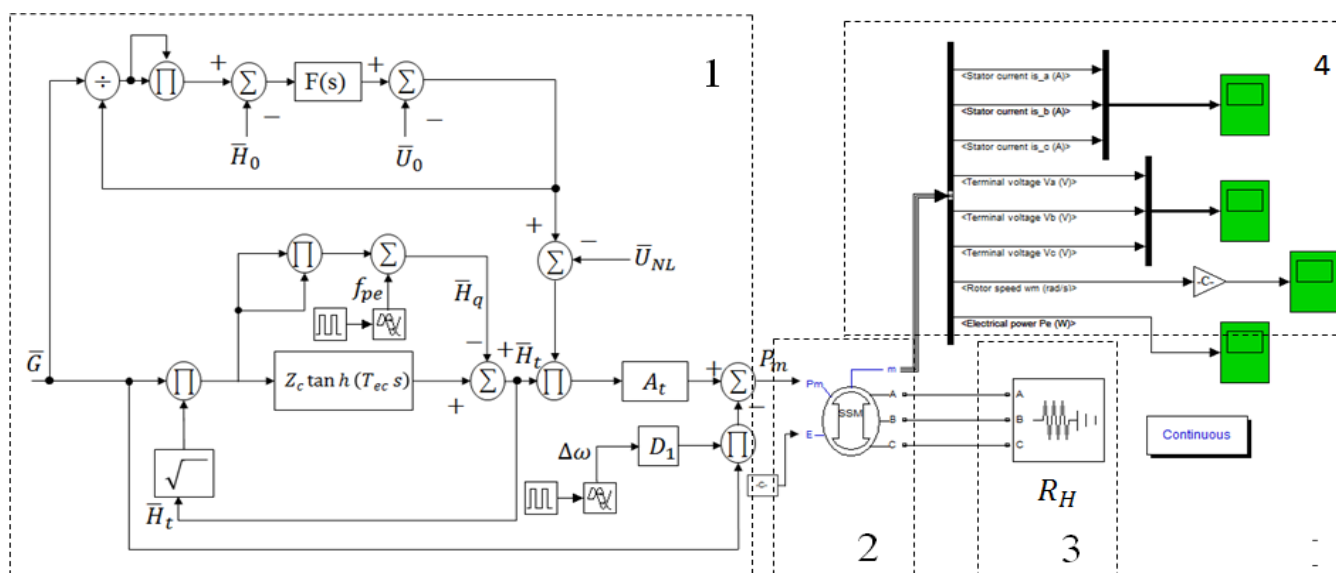
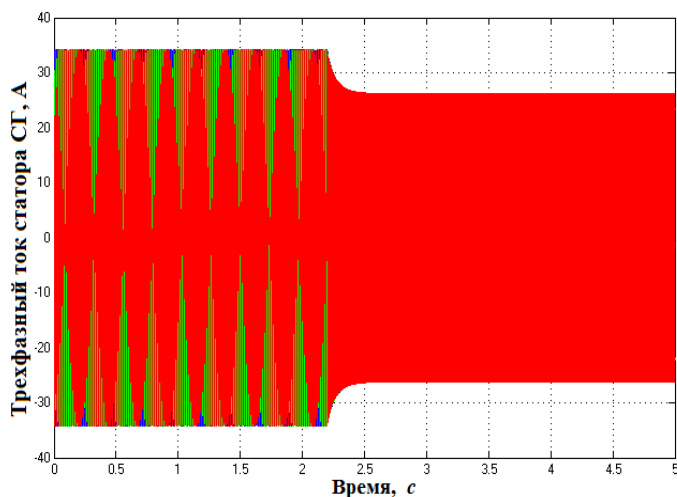
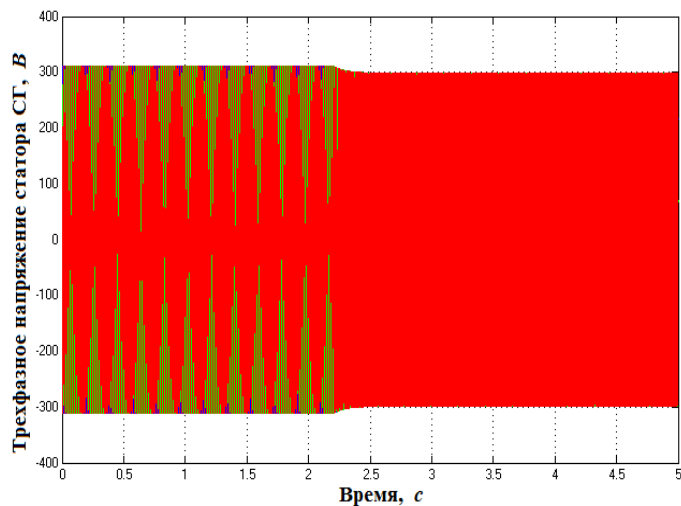


Рисунок 3.12 – Функциональная схема имитационной модели гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку: 1 – гидротурбина; 2 – синхронный генератор; 3 – активная нагрузка синхронного генератора; 4 – измерительные приборы

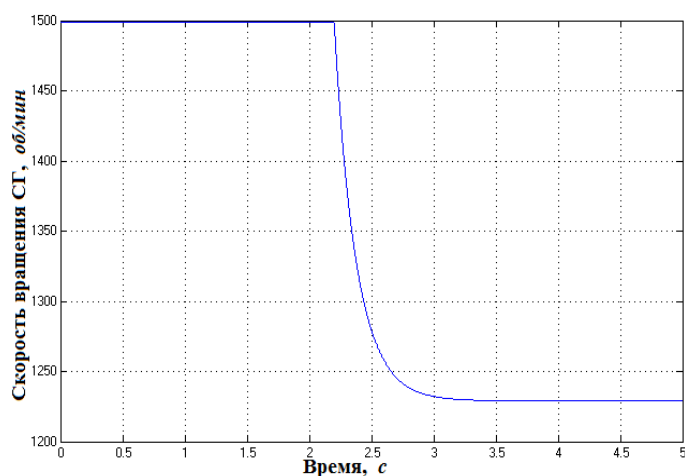
Графики переходных процессов гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, при появления механической поломки, имеющей постоянное значение момента сопротивления, приведены на рисунке 3.13.



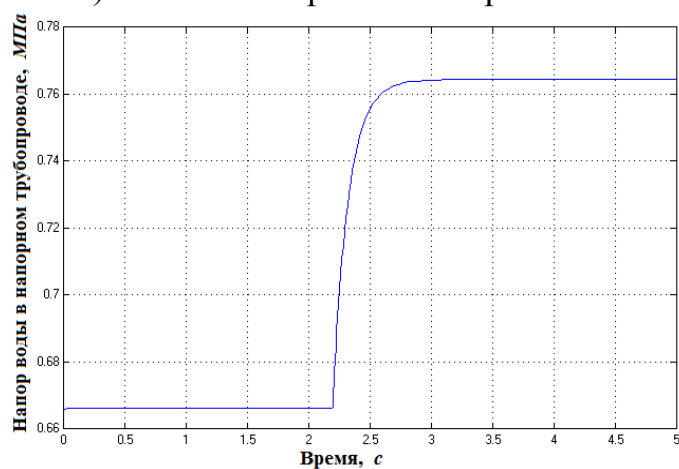
а) Изменения фазных токов статора



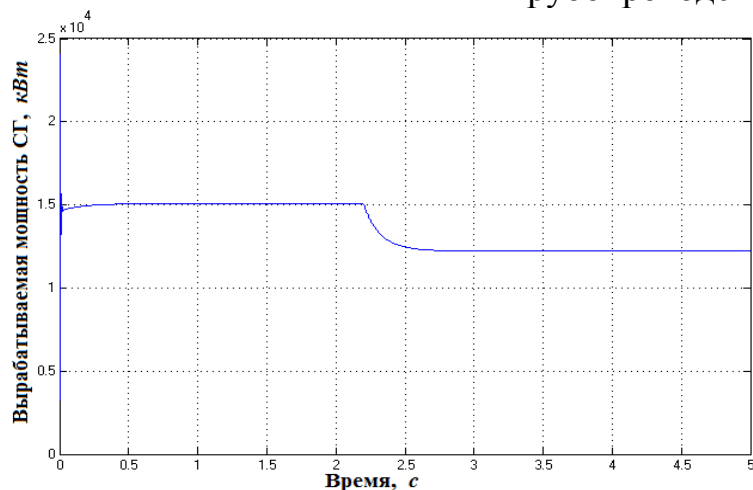
б) Изменения фазных напряжений



в) Изменение скорости гидротурбины



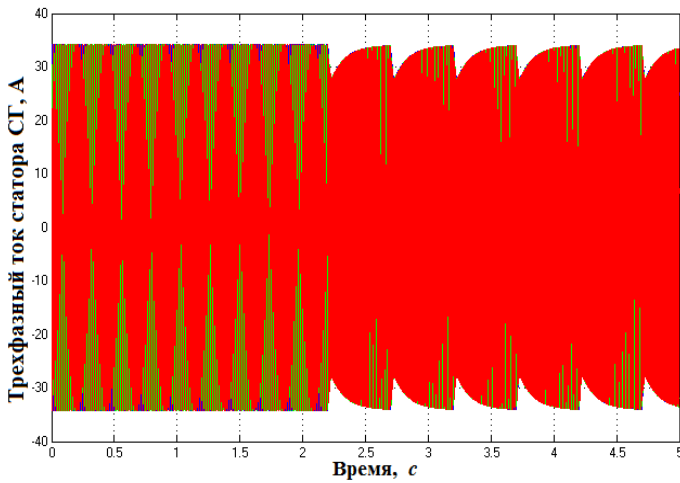
г) Изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины



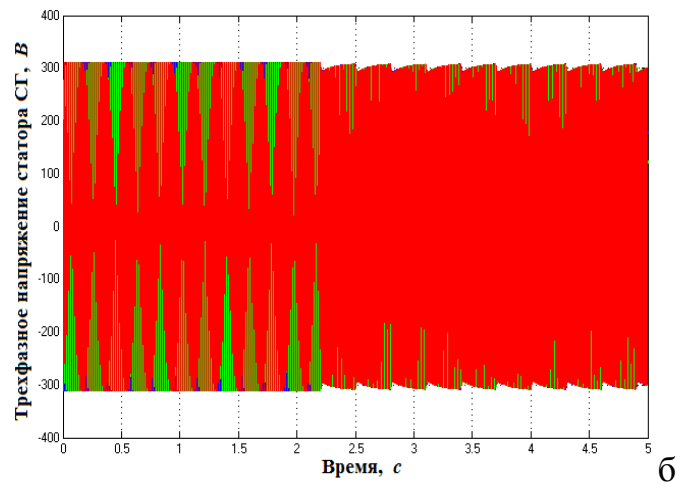
д) Изменение вырабатываемой мощности синхронного генератора

Рисунок 3.13 – Переходные процессы изменений величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, при появлении механической поломки с постоянным значением момента сопротивления

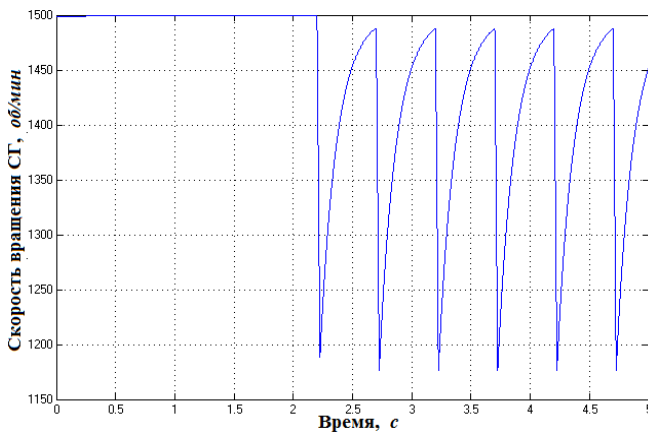
Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, при появлении механической поломки с переменным значением момента сопротивления показаны на рисунке 3.14.



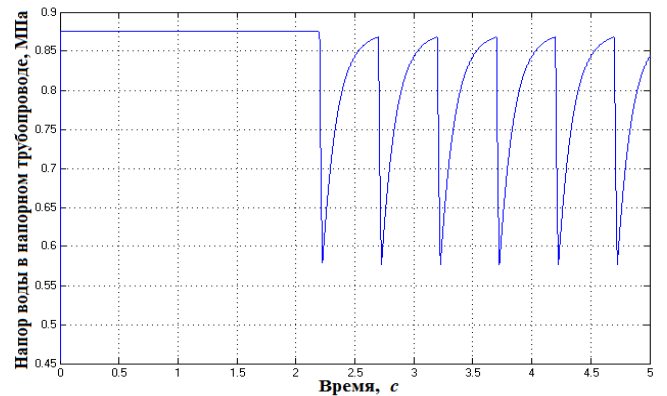
а) Изменения фазных токов статора



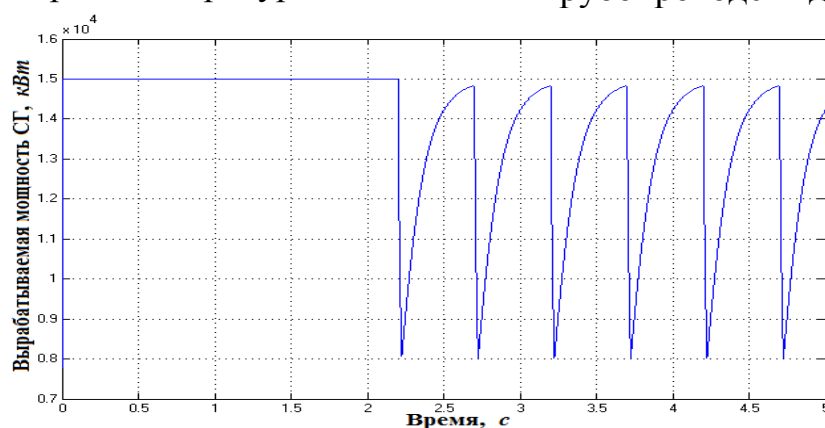
б) Изменения фазных напряжений



в) Изменение скорости гидротурбины



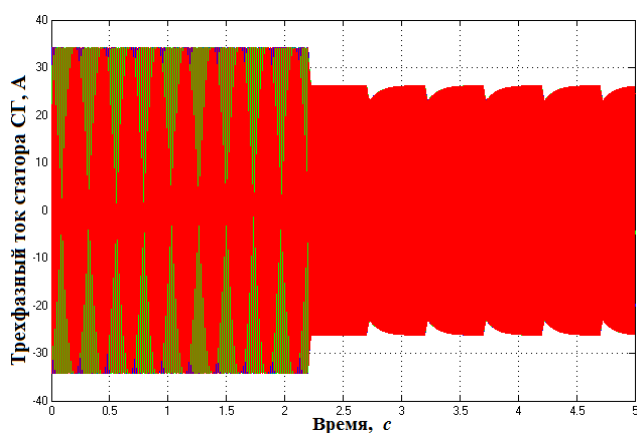
г) Изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины



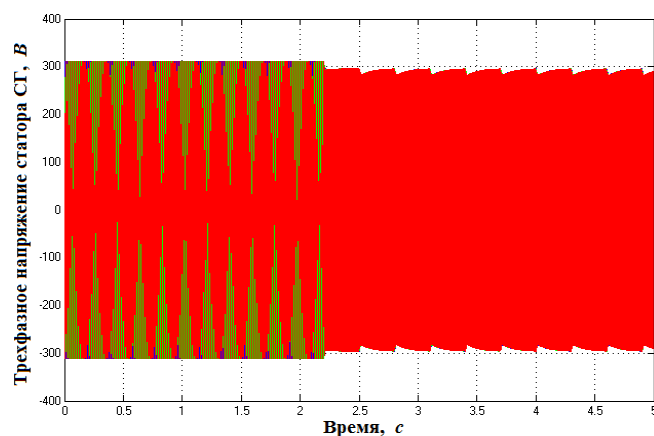
д) Изменение вырабатываемой мощности синхронного генератора

Рисунок 3.14 – Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, при появлении механической поломки, имеющей переменное значение момента сопротивления

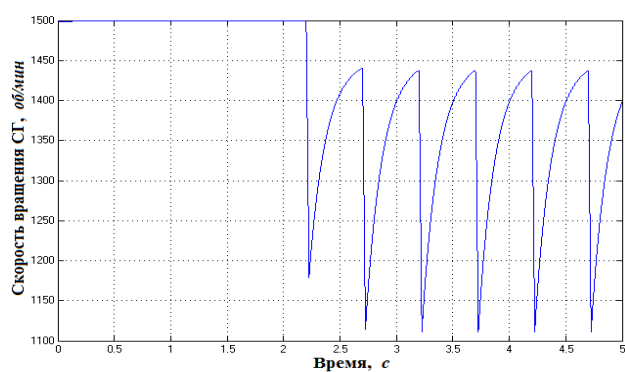
Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, при появлении механической поломки, имеющей постоянно-переменное значение момента сопротивления приведены на рисунке 3.15.



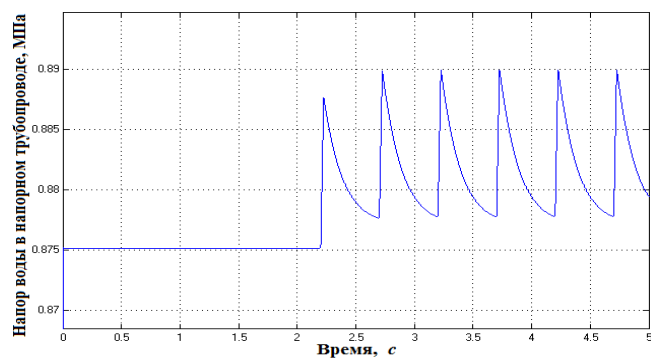
а) Изменения фазных токов статора



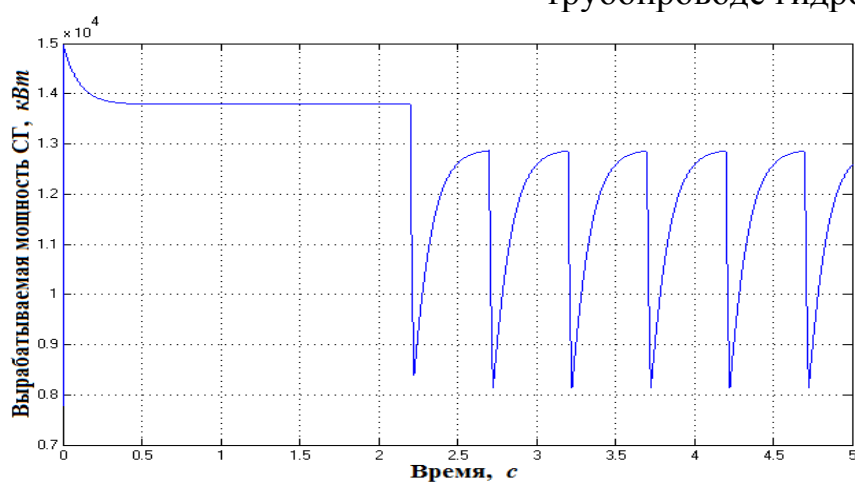
б) Изменения фазных напряжений



в) Изменение скорости гидротурбины



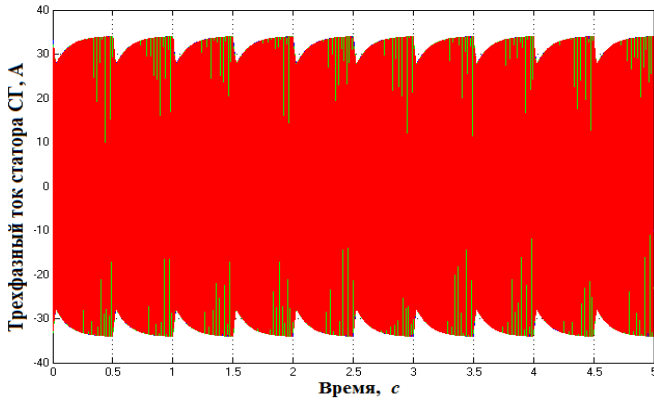
г) Изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины



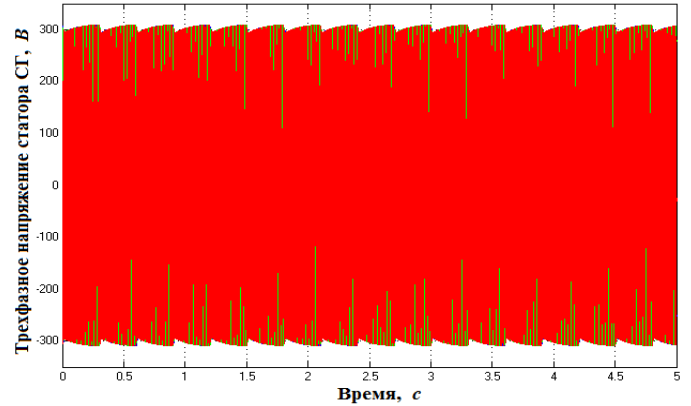
д) Изменение вырабатываемой мощности синхронного генератора

Рисунок 3.15 – Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, при появлении механической поломки, имеющей постоянно-переменное значение момента сопротивления

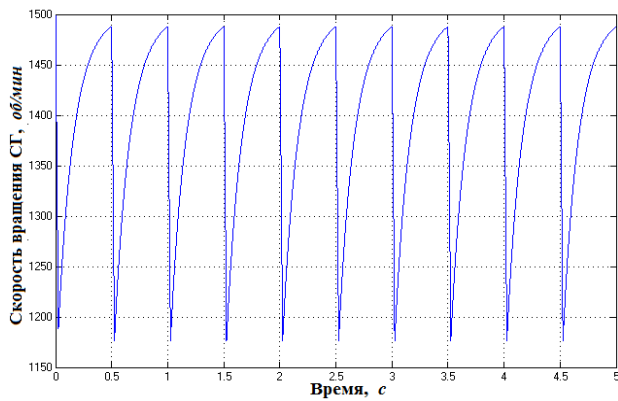
Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, при разгоне гидроагрегата с включенной нагрузкой и переменным моментом сопротивления механической поломки показаны на рисунке 3.16.



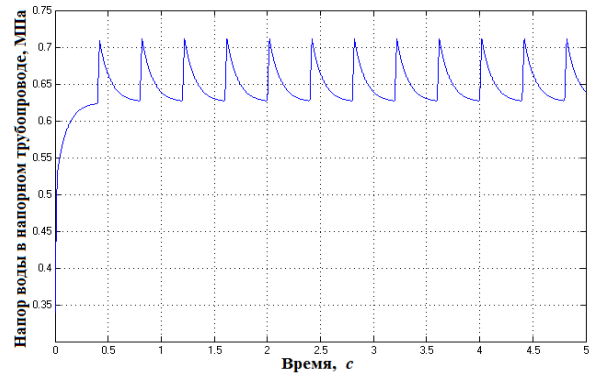
а) Изменения фазных токов статора



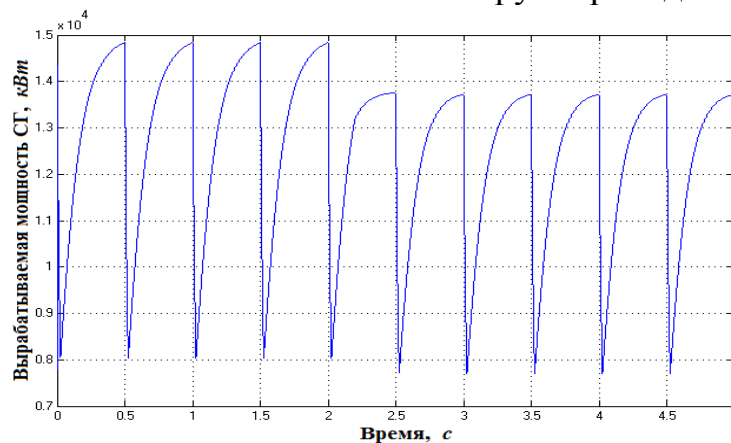
б) Изменения фазных напряжений



в) Изменение скорости гидротурбины



г) Изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины



д) Изменение вырабатываемой мощности синхронного генератора

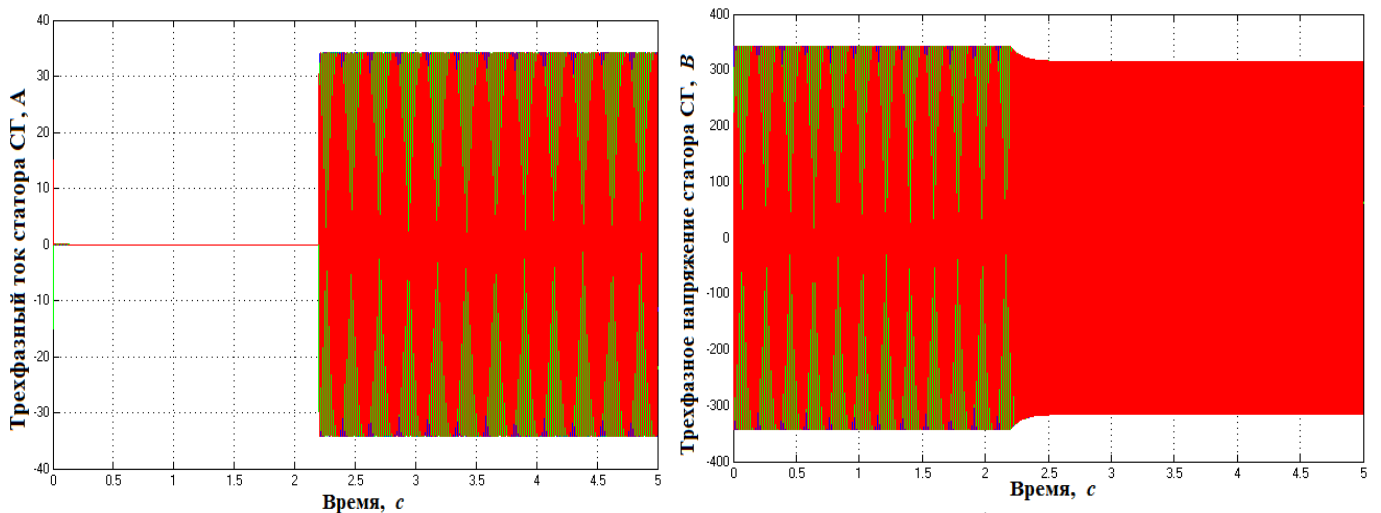
Рисунок 3.16 – Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, при разгоне с механической поломкой, имеющей переменное значение момента сопротивления

Из графиков переходных процессов, связанных с механическими поломками или попаданием инородного тела в гидротурбину (рисунки 3.13 – 3.16) следует, что в момент возникновения механической поломки или попадания инородного тела в гидротурбину уменьшается скорость вращения гидроагрегата n , уменьшается расход воды, проходящей через гидротурбину Q , уменьшается, вырабатываемая мощность P_{CG} , уменьшаются напряжение статора U и ток статора I синхронного генератора, увеличивается напор воды в напорном трубопроводе H . Совокупность изменения величин гидроагрегата запишется (3.42):

$$\Delta M \uparrow \Rightarrow \begin{cases} n_{ГА} < n_{УГА} \\ U_{CG} < U_{УCG} \\ Q < Q_y \\ H > H_y \\ P_{CG} < P_{УCG} \\ I < I_y \end{cases} \quad (3.42)$$

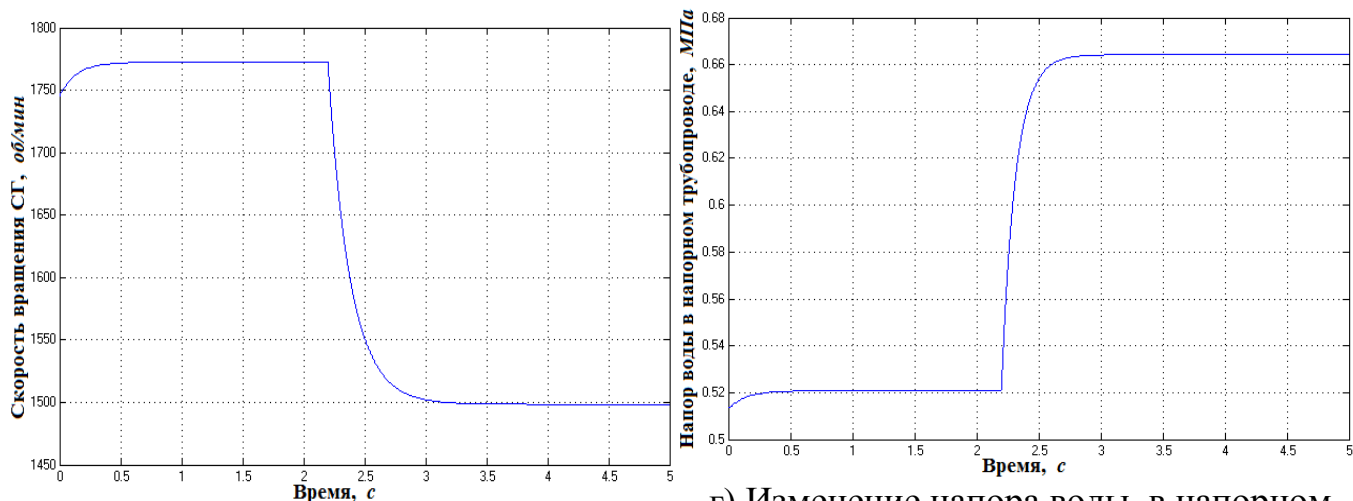
где $U_{УCG}$ – установленные значения напряжения статора синхронного генератора; $n_{УГА}$ – установленные значения скорости гидроагрегата.

Графики переходных процессов величин гидроагрегата при включении генератора на номинальную нагрузку показаны на рисунке 2.17.



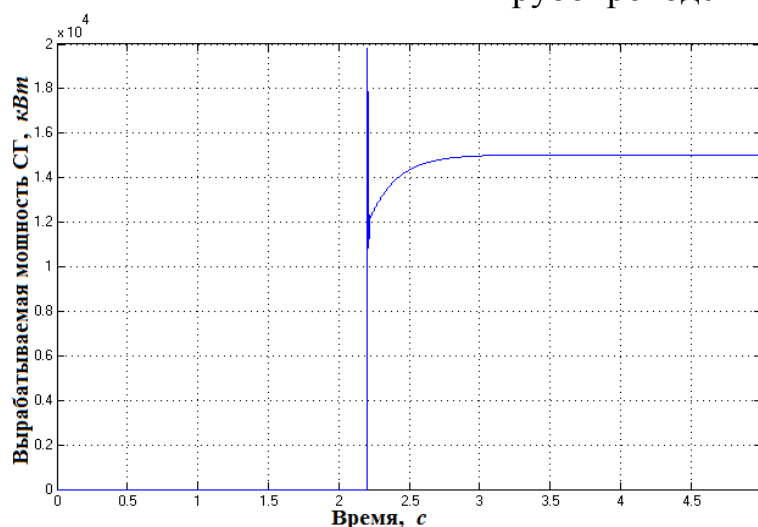
а) Изменения фазных токов статора

б) Изменения фазных напряжений



в) Изменение скорости гидротурбины

г) Изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины



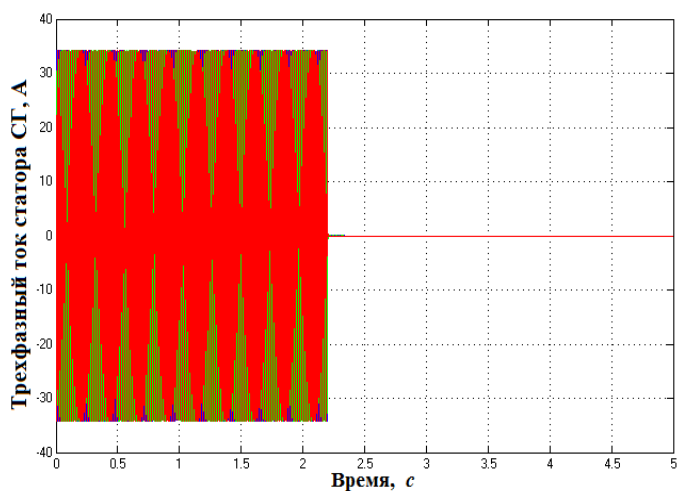
д) Изменение вырабатываемой мощности синхронного генератора

Рисунок 3.17 – Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, при ее изменении от нуля до номинального значения

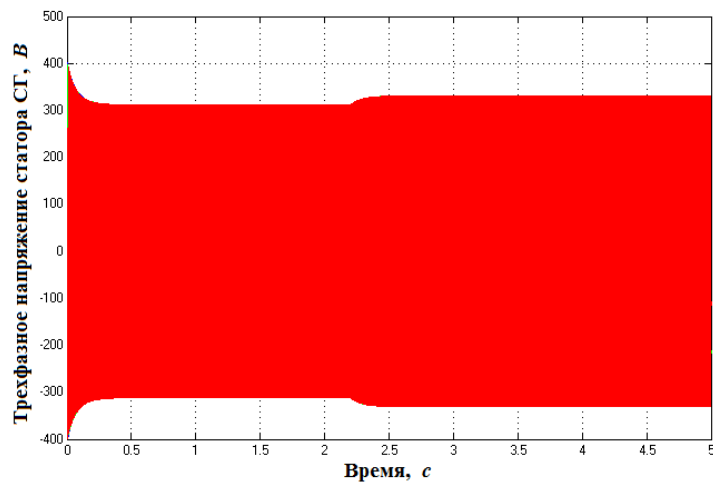
Анализ переходных процессов, возникающих при изменении нагрузки синхронного генератора от нуля до номинального значения (рисунок 3.17), показывает следующее: увеличивается активная мощность гидротурбины $P_{ГТ}$ и уменьшается расход воды, протекающей через гидротурбину Q . При этом увеличивается напор воды в трубопроводе H , уменьшается скорость вращения гидроагрегата. Совокупность изменения величин гидроагрегата запишется (3.43):

$$\Delta M \uparrow \Rightarrow \begin{cases} n_{ГА} < n_{УГА} \\ U_{СГ} < U_{УСГ} \\ Q < Q_y \\ H > H_y \\ P_{СГ} > P_{УСГ} \\ I > I_y \end{cases} \quad (3.43)$$

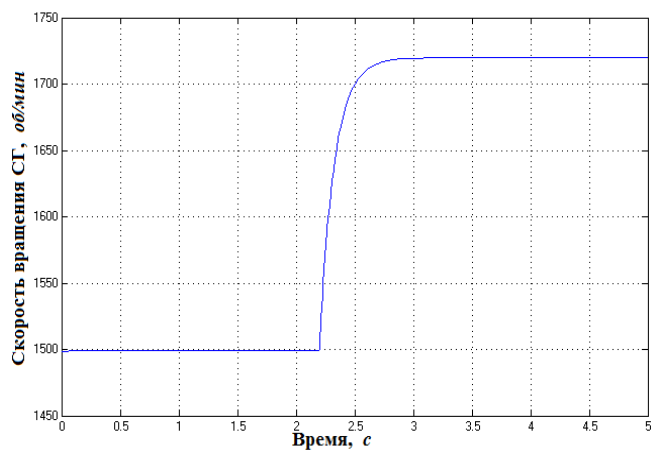
Результаты моделирования переходных процессов в случае полного отключения нагрузки синхронного генератора показаны на рисунке 3.18.



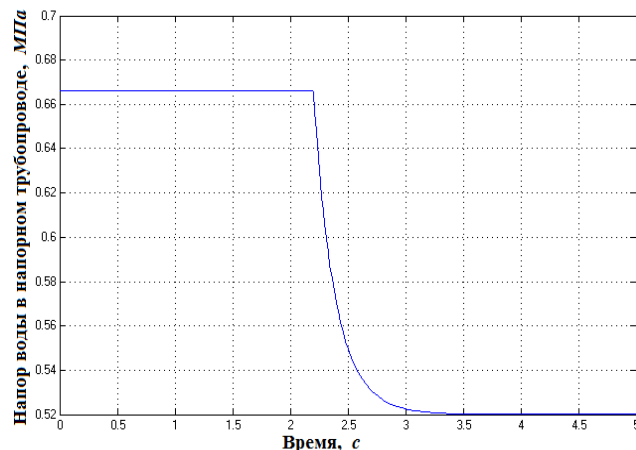
а) Изменения фазных токов статора



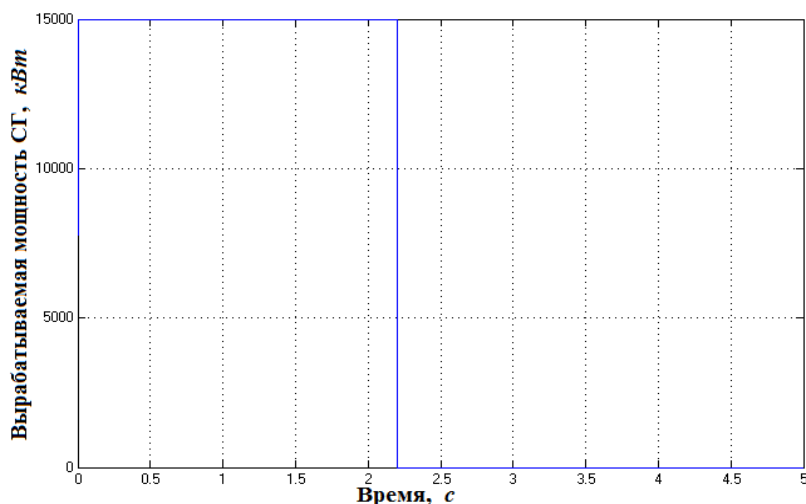
б) Изменения фазных напряжений



в) Изменение скорости на валу гидротурбины



г) Изменение напора воды в напорном трубопроводе гидротурбины



д) Изменение вырабатываемой мощности синхронного генератора

Рисунок 3.18 – Переходные процессы изменения величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, в случае ее отключения

Анализ переходных процессов, возникающих при отключении нагрузки синхронного генератора (рисунок 3.18), показывает увеличение расхода воды, протекающей через гидротурбину Q . При этом уменьшается напор воды в трубопроводе H , увеличивается скорость вращения гидроагрегата n , увеличивается напряжение статора синхронного генератора U . Совокупность изменения величин гидроагрегата запишется (3.44):

$$\Delta M \uparrow \Rightarrow \begin{cases} n_{ГА} > n_{УГА} \\ U_{СГ} > U_{УСГ} \\ Q > Q_{У} \\ H < H_{У} \\ P_{СГ} < P_{УСГ} \\ I < I_{У} \end{cases} \quad (3.44)$$

3.6 Сравнение результатов натурального эксперимента с результатами, полученными при помощи математического и имитационного моделирования гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку и параллельно с сетью, в различных переходных процессах

Для определения адекватности математических и имитационных моделей сравнивались результаты моделирования с результатами натурального эксперимента.

Сравнение результатов натурального эксперимента с результатами, полученными при математическом моделировании гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку, при возникновении механических поломок или попадании инородного тела в гидротурбину, приведено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Сравнение результатов натурального эксперимента с результатами, полученными при исследовании математической и имитационной моделей, при возникновении механической поломки (установившиеся значения величин)

Величины гидроагрегата	Результаты эксперимента		Результаты исследования математической модели		Результаты исследования имитационной модели	
	До	После	До	После	До	После
Фазное напряжение статора U , В	220	198	220	188	220	200
Фазный ток статора I , А	25,3	18,5	27,2	22,1	24,3	21
Напор в напорном трубопроводе H , МПа	0,68	0,73	0,66	0,76	0,66	0,76
Скорость вращения гидроагрегата n , об/мин	1500	1260	1500	1250	1500	1230

На рисунках 3.19 – 3.22 приведены графики сравниваемых величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку.

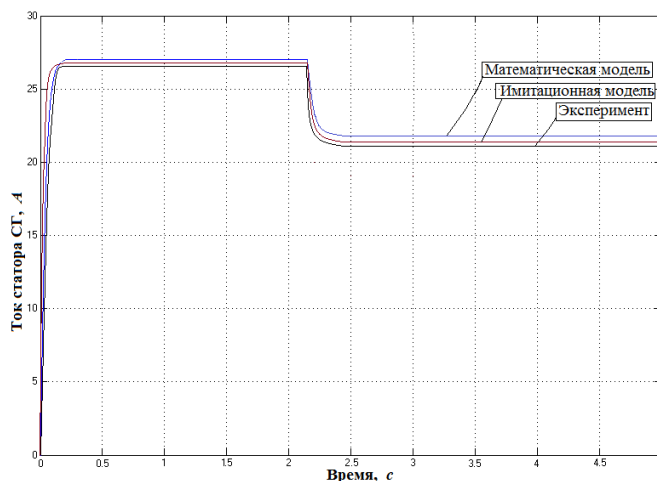


Рисунок 3.19 – Графики тока статора гидроагрегата, при возникновении механической поломки (для имитационной модели поломка с постоянным моментом сопротивления)

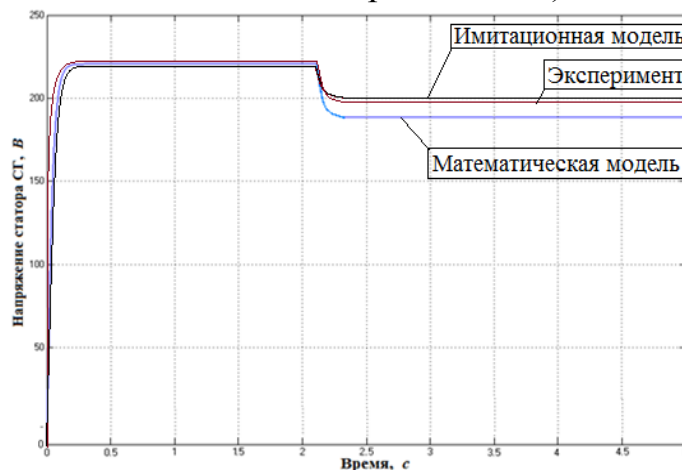


Рисунок 3.20 – Графики напряжения статора гидроагрегата при возникновении механической поломки (для имитационной модели поломка с постоянным моментом сопротивления)

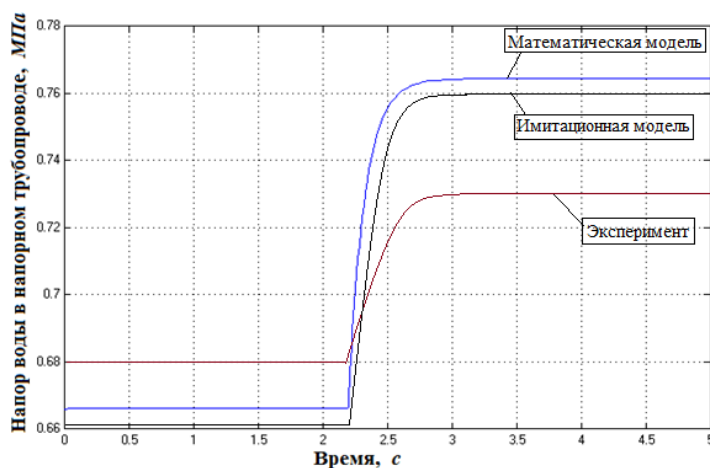


Рисунок 3.21 – Графики напора воды в напорном трубопроводе гидроагрегата при возникновении механической поломки (для имитационной модели поломка с постоянным моментом сопротивления)

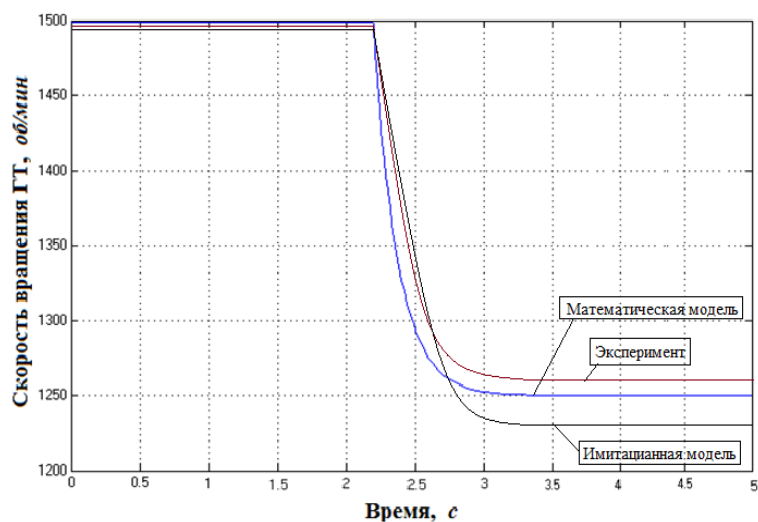


Рисунок 3.22 – Графики скорости гидроагрегата при возникновении механической поломки (для имитационной модели поломка с постоянным моментом сопротивления)

Сравнение результатов натурального эксперимента с результатами, полученными при имитационном моделировании гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку, в переходных процессах, вызванных отключением нагрузки, приведено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты сравнения величин в переходных процессах, вызванных отключением нагрузки

Величины гидроагрегата	Результаты эксперимента		Результаты исследования математической модели	
	До	После	До	После
Фазное напряжение статора U , В	251	220	244	223
Фазный ток статора I , А	0	24,5	0	26
Напор в напорном трубопроводе H , МПа	0,51	0,68	0,52	0,66
Скорость вращения гидроагрегата n , об/мин	1720	1500	1770	1500

Сравнение результатов натурального эксперимента с результатами, полученными при имитационном моделировании гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку, в переходных процессах, вызванных включением нагрузки, приведено в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты сравнения величин в переходных процессах, вызванных включением нагрузки

Параметры гидроагрегата	Результаты эксперимента		Результаты исследования имитационной модели	
	До	После	До	После
Фазное напряжение статора U , В	220	253	220	242
Фазный ток статора I , А	24,5	0	26	0
Напор в напорном трубопроводе H , МПа	0,68	0,43	0,66	0,52
Скорость вращения гидроагрегата n , об/мин	1500	1720	1500	1770

Сравнение результатов натурального эксперимента с результатами, полученными при математическом моделировании гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно с сетью, при возникновении механических поломок или попадании инородного тела в гидротурбину, приведено в таблице 3.4.

На рисунках 3.23 – 3.24 приведены графики сравниваемых величин гидроагрегата, работающего параллельно с сетью.

Таблица 3.4 – Сравнение результатов натурального эксперимента с результатами, полученными при исследовании математической и имитационной моделей, при возникновении механической поломки (установившиеся значения величин)

Величины гидроагрегата	Результаты эксперимента		Результаты исследования математической модели		Результаты исследования имитационной модели	
	До	После	До	После	До	После
Фазный ток статора I , А	25,3	18	24	16	25,5	17,5
Напор воды в напорном трубопроводе H , МПа	0,68	0,75	0,66	0,76	0,65	0,7

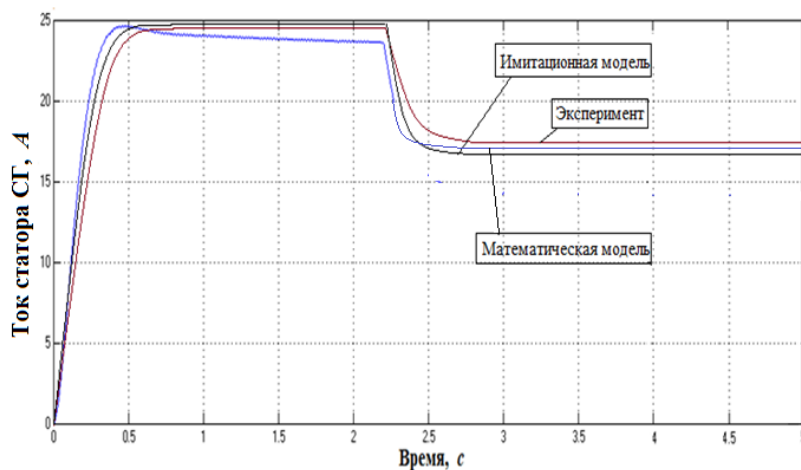


Рисунок 3.23 – Графики тока статора гидроагрегата, при возникновении механической поломки (для имитационной модели поломка с постоянным моментом сопротивления)

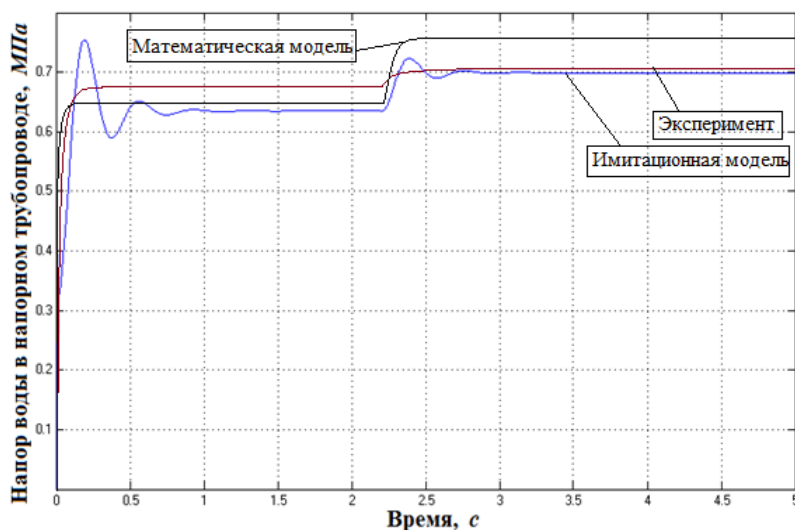


Рисунок 3.24 – Графики напора воды в напорном трубопроводе гидроагрегата при возникновении механической поломки (для имитационной модели поломка с постоянным моментом сопротивления)

Сравнение результатов натурального эксперимента с результатами, полученными при имитационном моделировании гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно с сетью, в переходных процессах, вызванных отключением нагрузки, приведено в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты сравнения величин в переходных процессах, вызванных отключением нагрузки

Величины гидроагрегата	Результаты эксперимента		Результаты исследования имитационной модели	
	До	После	До	После
Фазный ток статора I , А	25,3	0,8	25,5	1,1
Напор воды в напорном трубопроводе H , МПа	0,68	0,55	0,66	0,48

Сравнение результатов натурального эксперимента с результатами, полученными при имитационном моделировании гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно сети, в переходных процессах, вызванных включением нагрузки, приведено в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты сравнения величин в переходных процессах, вызванных включением нагрузки

Величины гидроагрегата	Результаты эксперимента		Результаты исследования имитационной модели	
	До	После	До	После
Фазный ток статора I , А	0,8	25	1,1	25,5
Напор воды в напорном трубопроводе H , МПа	0,55	0,68	0,48	0,66

Из проведенного сравнения видно, что результаты эксперимента на реальном объекте совпадают с результатами исследования математической и имитационной моделей. Отличие результатов не превышает 5%, что приемлемо для исследования переходных процессов, происходящих в гидроагрегатах. Также такое совпадение результатов моделирования с использованием математических и имитационных моделей гидроагрегата малой ГЭС, работающих параллельно сети и на автономную нагрузку, с результатами натурального эксперимента подтверждает адекватность составленных математической и имитационной моделей.

Выводы по главе 3

1. Исследование математических моделей гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку и параллельно с сетью, показали, что изменения момента на валу гидротурбины, связанные с механическими поломками или попаданием инородного тела в гидротурбину, приводят к возникновению переходных процессов электрических, механических и гидравлических величин гидроагрегата.

2. Совокупности изменения величин гидроагрегата при возникновении механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину имеют индивидуальный характер, отличающийся от совокупностей тех же величин в нормальных режимах, что позволяет идентифицировать аварийные режимы.

3. Полученные в ходе моделирования оценки изменения величин синхронного генератора, работающего параллельно с сетью и на автономную нагрузку свидетельствуют о возможности фиксации их схемами защиты.

4. Адекватность составленных математической и имитационной моделей подтверждается совпадением результатов моделирования с использованием математических и имитационных моделей гидроагрегата малой ГЭС, работающих параллельно сетью и на автономную нагрузку, с результатами натурального эксперимента. Расхождение результатов моделирования и натурального эксперимента не превышает 5%.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ВЫРАБОТКИ АВАРИЙНОГО СИГНАЛА И СИСТЕМ ЗАЩИТ ГИДРОАГРЕГАТОВ МАЛЫХ ГЭС ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПОЛОМОК

4.1 Разработка алгоритма выработки аварийного сигнала в момент возникновения поломок и дефектов механической части гидроагрегата, работающего параллельной с сетью

Алгоритм выработки аварийного сигнала в момент возникновения поломок и дефектов механической части гидроагрегата включает в себя обработку измеряемых и заданных сигналов. Измеряемыми сигналами являются:

- ток статора;
- угол открытия задвижки и давление воды в напорном трубопроводе.

Заданными являются нормальные величины тока статора, угла открытия задвижки и давления воды в напорном трубопроводе. Также задается выдержка времени перед началом работы алгоритма, необходимая для исключения времени пуска механизма.

Алгоритм состоит из пяти прямых операций:

1. Начало, совпадающее с пуском гидроагрегата. Выдержка времени с целью исключит период пуска гидроагрегата.
2. Ввод нормальных значений для контролируемых величин гидроагрегата, зависящих от режима работы, величины нагрузки синхронного генератора.
3. Измерение текущих действующих значений контролируемых величин гидроагрегата.
4. Операция сравнения нормальных и текущих величин гидроагрегата. Оценка совокупности изменения контролируемых величин, свидетельствующая о наличие аварийного режима.
5. Формирования аварийного сигнала о появлении поломок и дефектов механической части гидроагрегата и вывод его в схему защиты и сигнализации гидроагрегата.

Блок схема алгоритма приведена на рисунке 4.1.

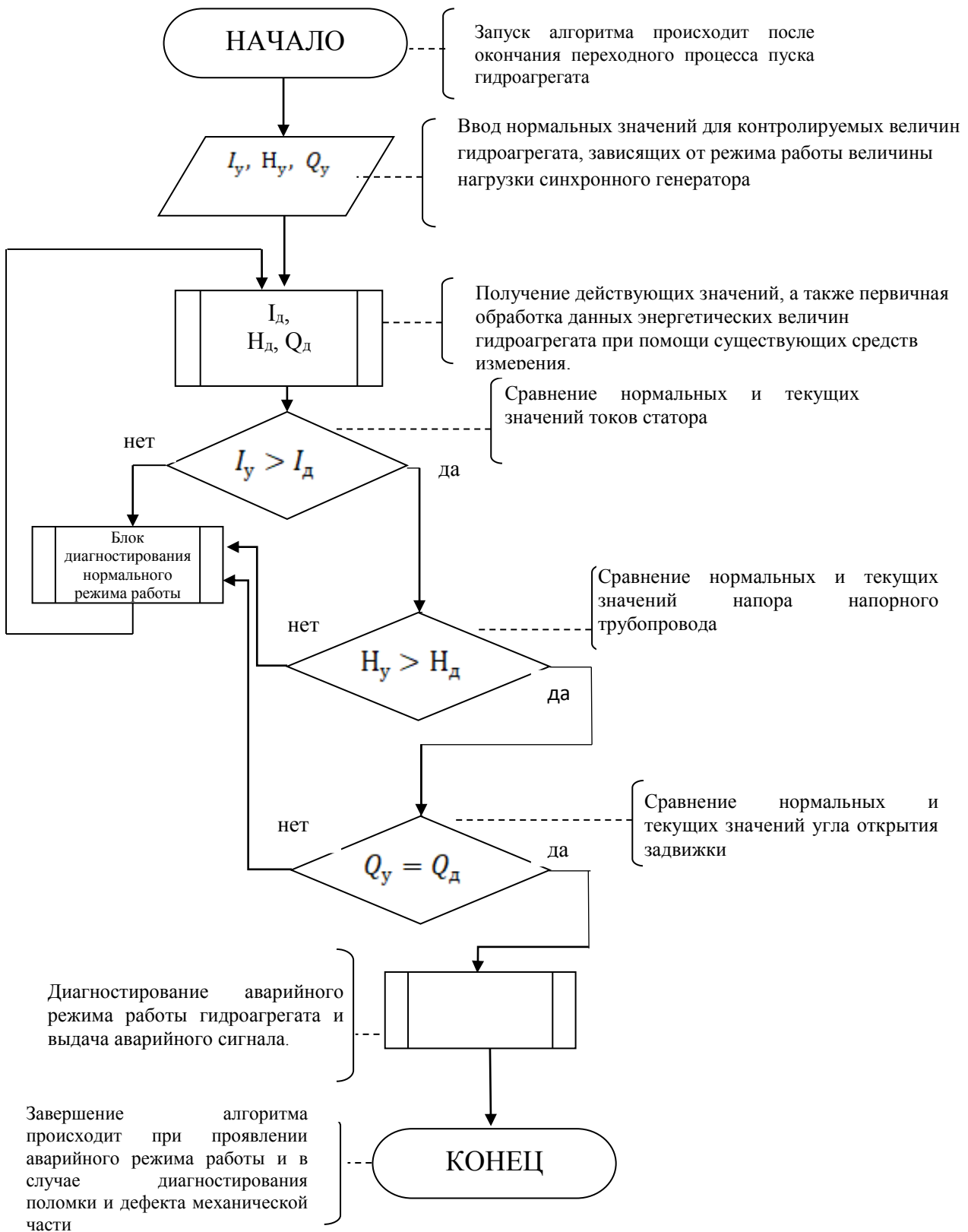


Рисунок 4.1 – Алгоритм выработки аварийного сигнала, в момент возникновения поломок механической части гидроагрегата, работающего параллельно с сетью

Разработанный алгоритм позволяет получать аварийный сигнал в момент возникновения поломок в механической части или попадания инородного тела в рабочий орган гидротурбины, с учетом предварительной оценки величин гидроагрегата, работающего параллельно с сетью. Нормальные для данного режима и мощности значения величин тока и давления задаются вначале алгоритма.

Текущие значения контролируемых величин гидроагрегата сравниваются с нормальными значениями. В блоках сравнения текущие величины сравниваются с нормальными. При наличии рассогласования определяется его знак (направления изменения). Информация о знаках рассогласования величин подаётся в блок выработки аварийного сигнала. Блок выработки аварийного сигнала, анализируя совокупность изменения величин гидроагрегата, вырабатывает аварийный сигнал в момент механических поломок или попадания инородного тела в рабочий орган гидротурбины. Выработанный аварийный сигнал поступает в систему управления гидроагрегата. Система управления гидроагрегата, в зависимости от принципа построения, останавливает гидроагрегат или работает на сигнал.

4.2 Разработка алгоритма выработки аварийного сигнала в момент возникновения поломок и дефектов механической части гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку

Алгоритм выработки аварийного сигнала в момент возникновения поломок и дефектов механической части гидроагрегата, включает в себя обработку измеряемых и заданных сигналов. Измеряемыми сигналами являются: ток статора; угол открытия задвижки; фазное напряжения статора; скорость вращения гидроагрегата и давления воды в напорном трубопроводе. Заданными являются нормальные величины: тока статора, фазного напряжения статора; скорости вращения гидроагрегата; угла открытия задвижки и давления воды в напорном трубопроводе. Также задается выдержка времени перед началом работы алгоритма, необходимая для исключения времени пуска механизма. Блок схема алгоритма приведена на рисунке 4.2.

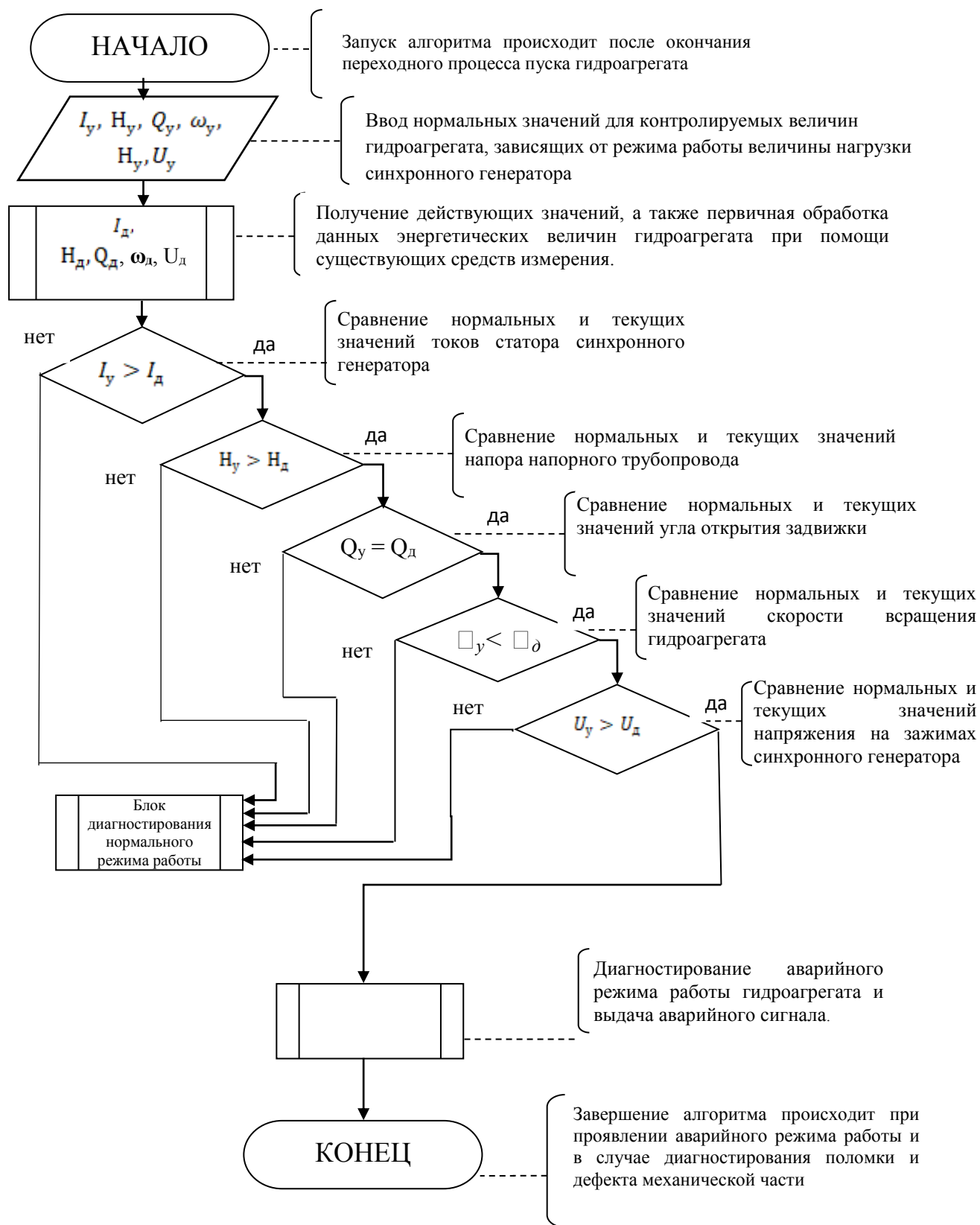


Рисунок 4.2 – Алгоритм выработки аварийного сигнала, в момент возникновения поломок механической части гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку

Разработанный алгоритм позволяет получать аварийный сигнал в момент возникновения поломок в механической части или попадания инородного тела в рабочий орган гидротурбины, с учетом предварительной оценки величин гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку. Нормальные для данного режима и мощности значения величин тока, напряжения, скорости вращения гидроагрегата и давления задаются вначале алгоритма.

Текущие значения контролируемых величин гидроагрегата сравниваются с нормальными значениями. В блоках сравнения текущие величины сравниваются с нормальными. При наличии рассогласования определяется его знак (направления изменения). Информация о знаках рассогласования величин подаётся в блок выработки аварийного сигнала. Блок выработки аварийного сигнала, анализируя совокупность изменения величин гидроагрегата, вырабатывает аварийный сигнал в момент механических поломок или попадания инородного тела в рабочий орган гидротурбины. Выработанный аварийный сигнал поступает в систему управления гидроагрегата. Система управления гидроагрегата, в зависимости от принципа построения, останавливает гидроагрегат или работает на сигнал.

4.3 Функциональная схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно с сетью

Задачей настоящей системы защиты гидроагрегата малой ГЭС является повышение быстродействия и предупреждение аварийных ситуаций, связанных с выходом из строя опорного или направляющих подшипников, поломкой вращающихся частей гидроагрегата и попадания инородного тела в гидротурбину, на ранних стадиях, с целью минимизировать последствия аварий.

Изменение электрических величин синхронного генератора, работающего параллельно сетью, происходит при неизменном угле открытия задвижки в напорном трубопроводе. Совокупность вышеуказанных изменений электрических и механических величин, можно, при неизменном угле открытия задвижки напорного водовода, использовать для разработки системы защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину гидроагрегата малой ГЭС.

Для работы системы защиты используются следующие сигналы измерительных цепей и датчиков гидроагрегата: датчика тока статора, давления и датчика угла открытия задвижки водонапорного трубопровода. Функциональная схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно с сетью приведена на рисунке 4.3.

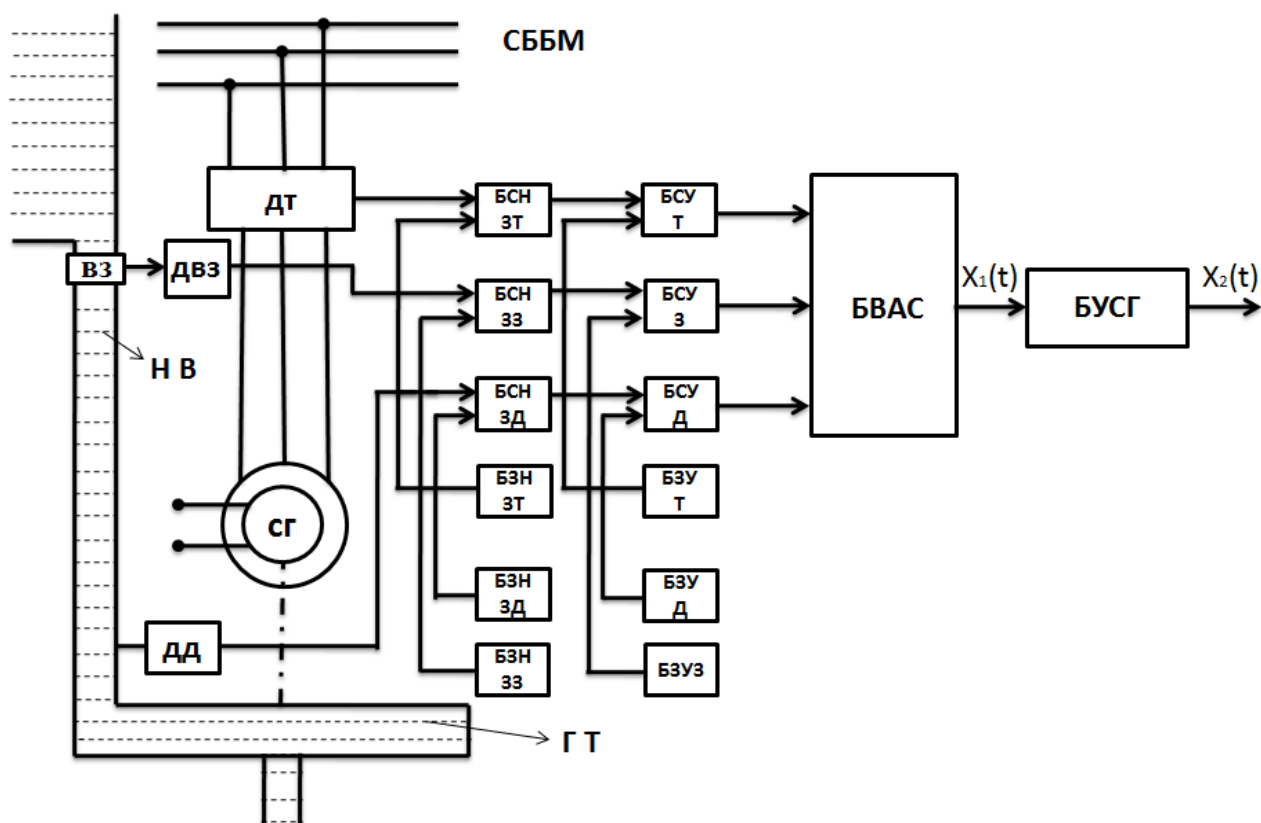


Рисунок 4.3 – Функциональная схема системы защиты от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину гидроагрегата, работающего параллельно с сетью

где: ВЗ – водяная задвижка в напорном трубопроводе; ДТ – датчик тока статора генератора; ДВЗ – датчик угла открытия водяной задвижки; ДД – датчик давления; СГ – синхронный генератор; БЗУТ – блок задания уставки по току статора; БЗУД – блок задания уставки по давлению в напорном трубопроводе; БЗУЗ – блок задания уставки по углу открытия задвижки в напорном трубопроводе; БЗНЗТ – блок задания нормального значения тока статора СГ; БЗНЗД – блок задания нормального значения давления в напорном трубопроводе; БЗНЗЗ – блок задания нормального

значения угла открытия задвижки; БСНЗТ – блок сравнения с нормальными значениями тока статора; БСНЗЗ – блок сравнения с нормальными значениями по углу открытия задвижки; БСНЗД – блок сравнения с нормальным значением давления в трубопроводе; БСУТ – блок сравнения с уставкой и определения знака отклонения по току статора; БСУД – блок сравнения с уставкой и определение отклонения по давлению в трубопроводе; БСУЗ – блок сравнения с уставкой и определения отклонения по углу открытия задвижки; БВАС – блок выработки аварийного сигнала; БУСГ – блок управления гидроагрегата; ГТ – гидротурбина; НВ – напорный трубопровод; СББМ – сеть бесконечной большой мощности.

На рисунке 4.4 приведены временные диаграммы циклов изменения следующих величин и сигналов блоков:

- угловая скорость гидроагрегата;
- ток статора синхронного генератора;
- давление в напорном трубопроводе;
- угол открытия задвижки в напорном трубопроводе;
- выходной сигнал блока выработки аварийного сигнала;
- выходной сигнал блок управления гидроагрегатом.

Пуск гидроагрегата на параллельную работу с сетью осуществляется релейно-контакторной схемой блоком управлением гидроагрегата. Время пуска и подключения синхронного генератора на параллельную работу с сетью – это участок времени от t_0 до t_2 . Начиная с момента времени t_0 , сигналы датчики тока статорной обмотки синхронного генератора, угла открытия водяной задвижки и давления напорном трубопроводе подаются в блоки сравнения с нормальными значениями по току обмотки статора, давления и угла открытия задвижки.

Текущие значения тока, давления и угла открытия задвижки подаются в блоки сравнения с нормальными значениями тока, давления и угла открытия задвижки, сравниваются текущие значения с нормально заданными значениями тока, давления, угла открытия и определяется величина отклонения соответственно.

В блоках сравнения с нормальными значениями реализуются следующие функции:

$$I_{\text{д}} - I_{\text{н}} = \pm \Delta I_1; \quad (4.1)$$

$$P_{\text{д}} - P_{\text{н}} = \pm \Delta P_1; \quad (4.2)$$

$$Q_{\text{д}} - Q_{\text{н}} = \pm \Delta Q_1, \quad (4.3)$$

где: $I_{\text{д}}$ - действующее значение тока статора синхронного генератора; $I_{\text{н}}$ - нормальное значение тока статора синхронного генератора; $\pm \Delta I_1$ - величина отклонения по току статора синхронного генератора; $P_{\text{д}}$ - действующее значение давления в напорном трубопроводе; $P_{\text{н}}$ - нормальное значение давления в напорном трубопроводе; $\pm \Delta P_1$ - величина отклонения давления в напорном трубопроводе; $Q_{\text{д}}$ - действующее значение угла открытия задвижки напорного трубопровода; $Q_{\text{н}}$ - нормальное значение угла открытия задвижки напорного трубопровода; $\pm \Delta Q_1$ - величина отклонения по углу открытия задвижки.

Нормальные значения тока, давления и угла открытия задвижки подаются в блоки сравнения с нормальными значениями с блоков задания нормальных значений: тока, давления и угла открытия задвижки. Величины нормальных значений зависят от величины вырабатываемой мощности и режима работы синхронного генератора.

Нормальные значения тока, давления и угла открытия задвижки подаются в блоки сравнения с нормальными значениями с блоков задания нормальных значений: тока, давления и угла открытия задвижки. Величины нормальных значений зависят от величины вырабатываемой мощности и режима работы синхронного генератора.

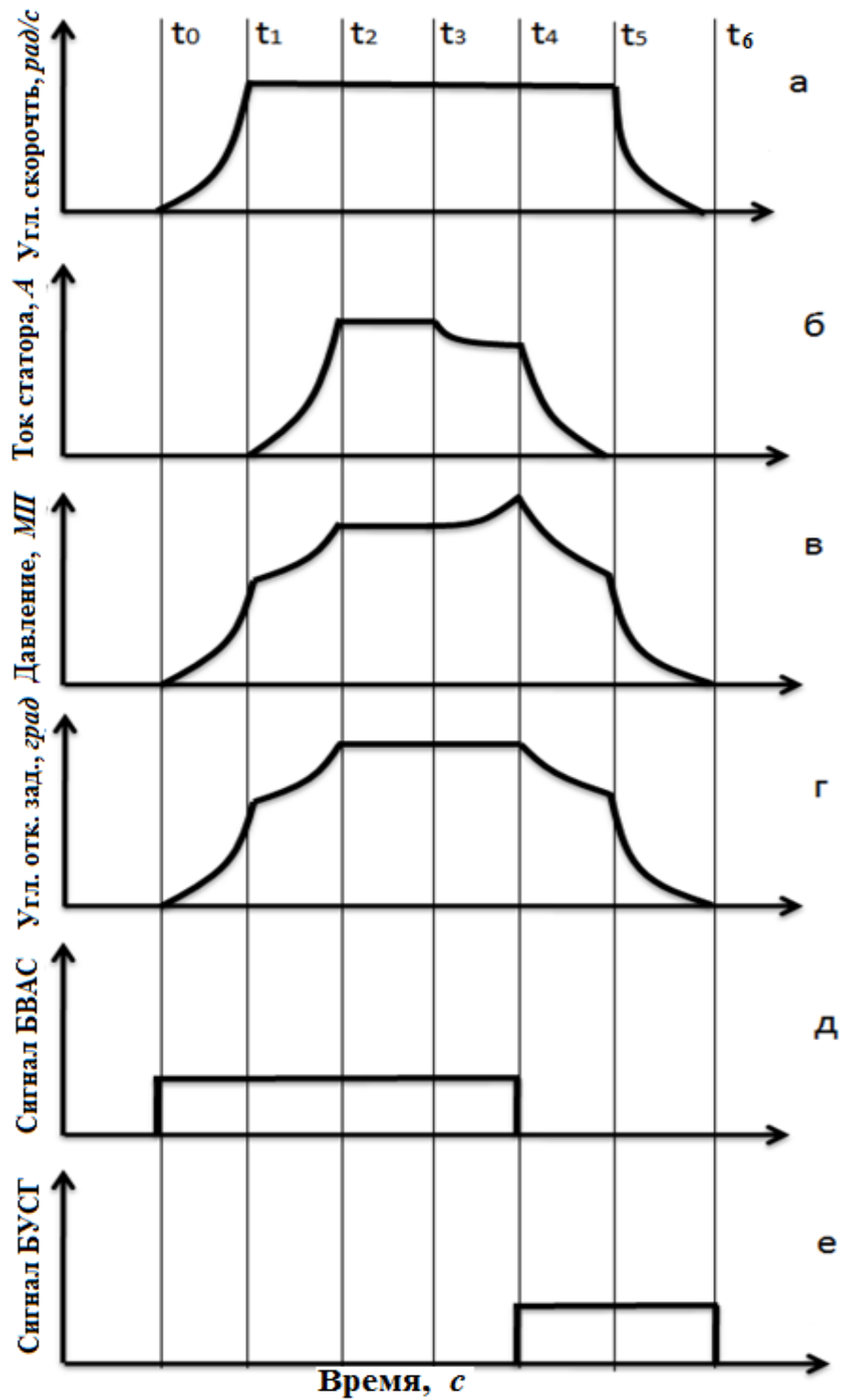


Рисунок 4.4 – Временные диаграммы циклов изменения величин и сигналов блоков: угловой скорости гидроагрегата (а), тока статора (б), давления (в), угла открытия задвижки в напорном трубопроводе (г), выходной сигнал блока выработки аварийного сигнала (д) и блока управления гидроагрегата (е)

Далее сигналы $\pm \Delta I_1$, $\pm \Delta P_1$, и $\pm \Delta Q_1$ от блоков сравнения с нормальными значениями подаются в блоки сравнения с уставками, в которых сравниваются выходные значения отклонений с заданными (уставками) отклонениями.

Уставки по отклонению задаются из соображений исключения ложных срабатываний системы защиты гидроагрегата от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину, так как работа гидроагрегата сопровождается гидроударами, вибрационными и кавитационными явлениями и имеют место колебания электрических и механических величин синхронного генератора. С учетом вышеприведенных причин, задаются уставки по отклонению электрических и механических величин гидроагрегата.

В блоках сравнения с уставками реализуются следующие функции:

$$x(t)_I = \begin{cases} \pm \Delta I_1 + \Delta I_y = \Delta I_2 = 0; \\ \pm \Delta I_1 + \Delta I_y = \Delta I_2 > 0; \\ \pm \Delta I_1 + \Delta I_y = \Delta I_2 < 0; \end{cases} \quad (4.4)$$

$$x(t)_p = \begin{cases} \pm \Delta P_1 + \Delta P_y = \Delta P_2 = 0; \\ \pm \Delta P_1 + \Delta P_y = \Delta P_2 > 0; \\ \pm \Delta P_1 + \Delta P_y = \Delta P_2 < 0; \end{cases} \quad (4.5)$$

$$x(t)_Q = \begin{cases} \pm \Delta Q_1 + \Delta Q_y = \Delta Q_2 = 0; \\ \pm \Delta Q_1 + \Delta Q_y = \Delta Q_2 > 0; \\ \pm \Delta Q_1 + \Delta Q_y = \Delta Q_2 < 0, \end{cases} \quad (4.6)$$

где: ΔI_y - величина заданной уставки по отклонению тока статора; ΔI_2 - величина и знак отклонения по току статора; $x(t)_I$ - выходной сигнал блока сравнения с уставкой и определение знака отклонения по току статора; ΔP_y - величина заданной уставки давления в напорном трубопроводе; ΔP_2 - величина и знак отклонения по давлению в напорном трубопроводе; $x(t)_p$ - выходной сигнал блока сравнения с уставкой и определение знака отклонения по давлению в напорном трубопроводе; ΔQ_y - величина заданной уставки по отклонению угла открытия задвижки; ΔQ_2 -

величина и знак отклонения по углу открытия задвижки; $x(t)_Q$ - выходной сигнал блока сравнения с уставкой и определение знака отклонения по углу открытия задвижки.

Если величины отклонения тока статора, давления и угла открытия задвижки напорного трубопровода равны нулю, то синхронный генератор работает в установившемся режиме и аварийные ситуации отсутствуют.

Если величины отклонений тока статора, давления и угла открытия задвижки напорного трубопровода больше нуля, то синхронный генератор работает в режиме увеличения нагрузки, если упомянутые отклонения меньше отрицательные, то синхронный генератор работает в режиме уменьшения нагрузки.

Уставки по отклонению задаются с блоков задания уставок и их величина определяется в зависимости от величины нагрузки и режима работы синхронного генератора [55].

Далее сигналы $x(t)_I, x(t)_p$ и $x(t)_Q$ с блоков сравнения с уставками подаются в блок выработки аварийного сигнала. В блоке выработки аварийного сигнала реализуются следующие функции:

$$x_1(t)_1 = \begin{cases} x_1(t)_I = 0; \\ x_1(t)_p = 0; \\ x_1(t)_Q = 0; \end{cases} \quad (4.7)$$

$$x_1(t)_2 = \begin{cases} x_1(t)_I > 0; \\ x_1(t)_p > 0; \\ x_1(t)_Q > 0; \end{cases} \quad (4.8)$$

$$x_1(t)_3 = \begin{cases} x_1(t)_I < 0; \\ x_1(t)_p < 0; \\ x_1(t)_Q < 0; \end{cases} \quad (4.9)$$

$$x_1(t)_4 = \begin{cases} x_1(t)_I < 0; \\ x_1(t)_p > 0; \\ x_1(t)_Q = 0, \end{cases} \quad (4.10)$$

где: $x(t)_1, x(t)_2, x(t)_3, x(t)_4$ - выходные сигналы блока выработки аварийного сигнала; $x(t)_1$ - аварийный сигнал не вырабатывается, нормальный установившийся режим работы синхронного гидроагрегата; $x(t)_2$ - режим увеличения вырабатываемой мощности синхронного генератора, аварийный сигнал не вырабатывается; $x(t)_3$ - режим снижения вырабатываемой мощности синхронного генератора, аварийный сигнал не вырабатывается; $x(t)_4$ - комбинация сигналов на выходе блока соответствует следующим аварийным ситуациям: выход из строя одного из направляющих или опорных подшипников синхронного генератора или гидротурбины, поломка вращающихся частей гидротурбины, попадание инородного тела в гидротурбину. Перечисленные аварийные ситуации приведут к увеличению момента сопротивления на валу гидроагрегата, что приведет к увеличению давления в водонапорном трубопроводе. Увеличение момента сопротивления на валу гидроагрегата приведет к уменьшению угла между магнитным полем статора и магнитным полем ротора синхронного генератора, что приведет к уменьшению тока статора и электромагнитного момента (участок времени t_3 до t_4). На выходе блока выработки аварийного сигнала вырабатывается аварийный сигнал [55].

Далее сигнал поступает в блок управления синхронного генератора и происходит процесс разгрузки, отключение синхронного генератора от сети и остановка гидротурбины в период времени от t_4 до t_6 .

Проявление аварийного сигнала обеспечивается последовательной работой семи блоков при контроле тока статора, давления и угла открытия затвора в напорном трубопроводе. Время срабатывания функциональной схемы контроля от механических поломок синхронного гидроагрегата, будет зависеть от собственного времени срабатывания блока управления синхронного гидроагрегата, составляющим 0,07...0,09 с, и датчика давления. Время срабатывания датчика давления составляет 0,12...0,14 с, а полное время срабатывания схемы защиты составит 0,19...0,23 с.

Таким образом, предлагаемая схема защиты контроля от механических поломок может работать дополнительно с существующими технологическими

защитами гидроагрегатов и увеличит быстродействие срабатывания защит от механических поломок, что приведет к минимизации последствий аварии.

4.4 Функциональная схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку

Данное устройство отличается от предыдущего (параграф 4.3) тем, что имеет дополнительные блоки измерения и сравнения. Для работы системы защиты используются следующие сигналы измерительных цепей и датчиков гидроагрегата: датчика тока статорной обмотки, напряжения статора, давления и угла открытия задвижки водонапорного трубопровода. Как видно из графиков переходных процессов в параграфе 3.5 характер изменения напряжения статора и скорости вращения генератора идентичны при построении функциональной схемы используем сигнал от датчика напряжения статора. Функциональная схема системы защиты гидроагрегата малого ГЭС, работающего на автономную нагрузку, приведено на рисунке 4.5. [105].

На рисунке 4.6 приведены временные диаграммы циклов изменения следующих величин и сигналов блоков:

- угловая скорость гидроагрегата;
- ток статора синхронного генератора;
- напряжение статорной обмотки синхронного генератора;
- давление в напорном трубопроводе;
- угол открытия задвижки в напорном трубопроводе;
- выходной сигнал блока выработки аварийного сигнала;
- выходной сигнал блок управления гидроагрегатом.

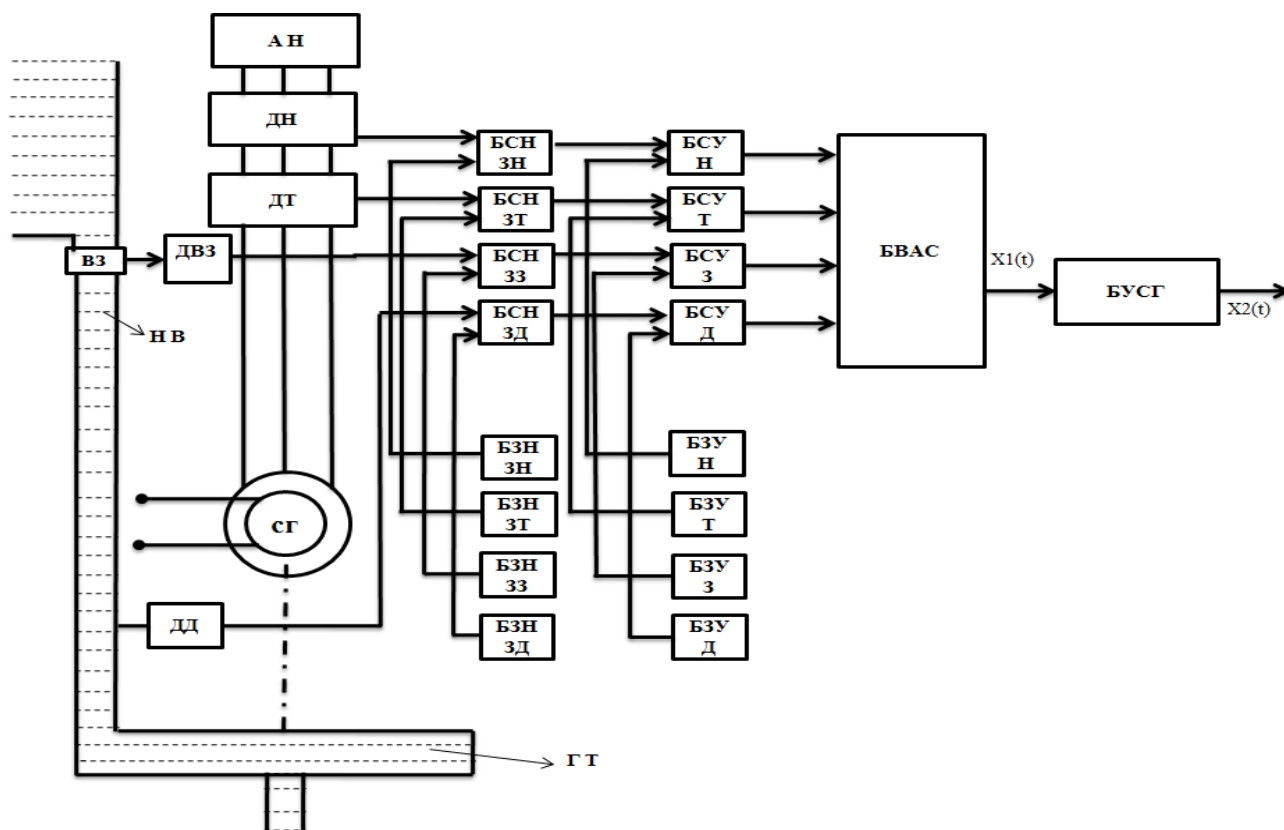


Рисунок 4.5 – Функциональная схема системы защиты от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку

где: ВЗ – водяная задвижка в напорном трубопроводе; ДТ – датчик тока статора СГ; ДВЗ – датчик угла открытия водяной задвижки; ДД – датчик давления; ДТВ – датчик тока возбуждения; СГ – синхронный генератор; БЗУТ – блок задания уставки по току статора; БЗУД – блок задания уставки по давлению в напорном водоводе; БЗУЗ – блок задания уставки по углу открытия задвижки в напорном водоводе; БЗУТВ – блок задания уставки по току возбуждения; БЗНЗТ – блок задания нормального значения тока статора синхронного генератора; БЗНЗД – блок задания нормального значения давления в напорном трубопроводе; БЗНЗЗ – блок задания нормального значения угла открытия задвижки; БЗНЗН – блок задания нормальных значений напряжения статора; БСНЗТ – блок сравнения с нормальными значениями тока статора; БСНЗЗ – блок сравнения с нормальными значениями по углу открытия задвижки; БСНЗД – блок сравнения с нормальным значением давления в трубопроводе; БСНЗН – блок сравнения с нормальными значениями напряжения статора; БСУТ – блок сравнения с уставкой и определения знака отклонения по току

статора; БСУД – блок сравнения с уставкой и определение отклонения по давлению в трубопроводе; БСУЗ – блок сравнения с уставкой и определения отклонения по углу открытия задвижки; БСУЗН – блок сравнения с уставкой и определения отклонения по напряжению статора; БВАС – блок выработки аварийного сигнала; БУСГ – блок управления синхронного гидроагрегата; ГТ – гидротурбина; НВ – напорный водовод; ДН – датчик напряжения статорной обмотки СГ; БСНЗН – блок сравнения с нормальными значениями напряжение статорной обмотки СГ; БСУН – блок сравнения с уставками по напряжению статора; БЗНЗН – блок задания нормальных значений напряжения статора; БЗУН – блок задания уставок по напряжению статора СГ; АН – автономная нагрузка.

Системы защиты синхронного гидроагрегата от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину, работающего на автономную нагрузку, работают следующим образом.

Включение системы (условно принято с момента времени $t = 0$) происходит по сигналу «(Пуск гидротурбины)», поступающему с управляющего входа схемы управления гидротурбины.

Весь цикл работы состоит из четырёх участков:

1. Первый участок (t_0 до t_1) – участок разгона, где гидроагрегат движется с ускорением до момента t_1 набора номинальной скорости вращения гидроагрегата, с включенной нагрузкой [105].
2. Второй участок (t_1 до t_2) – установившийся режим работы гидроагрегата и синхронного генератора [105].
3. Третий участок (от t_2 до t_3) – режим работы при возникновении механической поломки или попадания инородного тела в гидротурбину [105].
4. Четвертый участок (от t_3 до t_4) – остановка синхронного гидроагрегата под нагрузкой. Для остановки синхронного гидроагрегата уменьшается напор в напорном водоводе, тем самым уменьшается скорость вращения синхронного гидрогенератора и уменьшается ток статора, а ток обмотки возбуждения увеличивается для поддержания постоянства напряжения статорной обмотки [105].

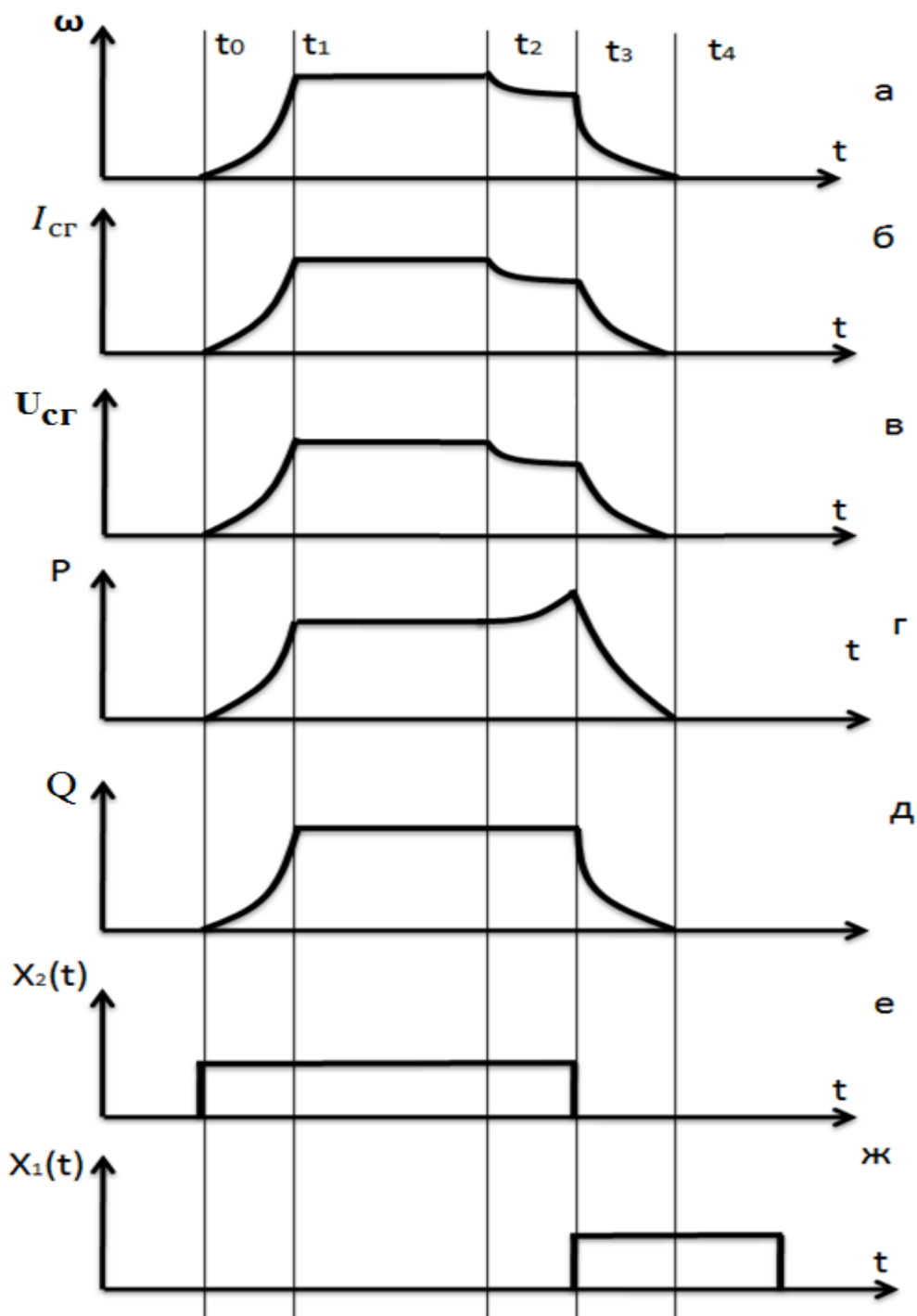


Рисунок 4.6 – Временные диаграммы циклов изменения величин и сигналов блоков: угловой скорости гидроагрегата (а), тока статора (б), тока обмотки возбуждения (в), давления (г), угла открытия задвижки в напорном водоводе (д), выходные сигналы блока выработки аварийного сигнала (е) и блока управления синхронного гидроагрегата (ж)

График изменения напряжений U датчиков тока и напряжения обмотки статора повторяет динамику изменения действующих значений токов обмотки статора $I_{ст}$ и напряжения обмотки статора синхронного генератора

U_c . Выходы датчиков тока, напряжения, давления и угла открытия задвижки являются информационными входами системы защиты синхронного гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину [105].

Пуск гидроагрегата занимает период времени от t_0 до t_1 . Начиная с момента времени t_0 , сигналы датчиков тока обмоток статора и возбуждения синхронного генератора, датчиков давления и угла открытия задвижки в напорном трубопроводе подаются в блоки сравнения. В блоках сравнения сигналы сравниваются с нормальными значениями для токов обмоток статора и возбуждения, угла открытия задвижки и давления в напорном трубопроводе [105].

Определяются величины отклонений токов обмотки статора и возбуждения, давления, угла открытия задвижки в напорном трубопроводе.

В блоках сравнения с нормальными значениями реализуется следующие функции:

$$I_{сд} - I_{сн} = \pm \Delta I_{с1}; \quad (4.11)$$

$$U_{вд} - U_{вн} = \pm \Delta U_{в1}; \quad (4.12)$$

$$P_{д} - P_{н} = \pm \Delta P_1; \quad (4.13)$$

$$Q_{д} - Q_{н} = \pm \Delta Q_1, \quad (4.14)$$

где: $I_{сд}$ – действующее значение тока статора синхронного генератора; $I_{сн}$ – нормальное значение тока статора синхронного генератора; $\pm \Delta I_{с1}$ – величина изменения тока статора синхронного генератора; $Q_{д}$ – действующее значение угла открытия задвижки напорного водовода; $Q_{н}$ – нормальное значение угла открытия задвижки напорного водовода; $\pm \Delta Q$ – величина изменения угла открытия задвижки напорного водовода; $U_{вд}$ – действующее значение напряжения статора синхронного генератора; $U_{вн}$ – нормальное значение напряжения статора синхронного генератора; $\pm \Delta U_{в1}$ – величина изменения напряжения статора синхронного

генератора; P_d – действующее значение давления в напорном водоводе; P_n – нормальное значение давления в напорном водоводе; $\pm \Delta P_1$ – величина изменения давления в напорном водоводе.

Нормальные значения тока статора, тока обмотки возбуждения, угла открытия задвижки и давления, в зависимости от величины нагрузки синхронного генератора подаются с блоков задания нормальных значений тока обмоток статора и возбуждения, углы открытия задвижки и давления в напорном водоводе [105].

Далее сигналы от блоков сравнения с нормальными значениями подаются в блоки сравнения с уставками и определения знаков отклонения для токов обмоток статора и возбуждения, давления и угла открытия задвижки напорного трубопровода [105].

В блоках сравнения с уставками и определения знаков отклонения реализуются следующие функции:

$$x(t)_I = \begin{cases} \pm \Delta I_{c1} + \Delta I_{cy} = \Delta I_{c2} = 0; \\ \pm \Delta I_{c1} + \Delta I_{cy} = \Delta I_{c2} > 0; \\ \pm \Delta I_{c1} + \Delta I_{cy} = \Delta I_{c2} < 0; \end{cases} \quad (4.15)$$

$$x(t)_U = \begin{cases} \pm \Delta U_{\delta 1} + \Delta U_{vy} = \Delta U_{B2} = 0; \\ \pm \Delta U_{\delta 1} + \Delta U_{vy} = \Delta U_{B2} > 0; \\ \pm \Delta U_{\delta 1} + \Delta U_{vy} = \Delta U_{B2} < 0; \end{cases} \quad (4.16)$$

$$x(t)_P = \begin{cases} \pm \Delta P_1 + \Delta P_y = \Delta P_2 = 0; \\ \pm \Delta P_1 + \Delta P_y = \Delta P_2 > 0; \\ \pm \Delta P_1 + \Delta P_y = \Delta P_2 < 0; \end{cases} \quad (4.17)$$

$$x(t)_Q = \begin{cases} \pm \Delta Q_1 + \Delta Q_y = \Delta Q_2 = 0; \\ \pm \Delta Q_1 + \Delta Q_y = \Delta Q_2 > 0; \\ \pm \Delta Q_1 + \Delta Q_y = \Delta Q_2 < 0, \end{cases} \quad (4.18)$$

где: $x(t)_I$ – выходной сигнал блока сравнения с уставкой и определения знака отклонения по току статора синхронного генератора; ΔI_{cy} – величина уставки по

изменению тока статора синхронного генератора; ΔI_{c2} – величина и знак отклонения по току статора синхронного генератора; $x(t)_Q$ – выходной сигнал блока сравнения с уставкой и определения знака отклонения по углу открытия задвижки напорного водовода; ΔQ_y – величина уставки по углу открытия задвижки напорного водовода; ΔQ_2 – величина и знак отклонения по углу открытия задвижки напорного водовода; $x(t)_U$ – выходной сигнал блока сравнения с уставкой и определения знака отклонения по напряжению статора синхронного генератора; $\Delta U_{\text{вы}}$ – величина уставки по изменению напряжения статора синхронного генератора; $\Delta U_{\text{в2}}$ – величина и знак отклонения по напряжению статора синхронного генератора; $x(t)_p$ – выходной сигнал блока сравнения с уставками и определения знака отклонения по давлению в напорном водоводе; ΔP_y – величина уставки по давлению в напорном водоводе; ΔP_2 – величина и знак отклонения давления в напорном водоводе.

Величины уставок срабатывания по току статора, току обмотки возбуждения, углу открытия задвижки и давлению в напорном трубопроводе задаются блоками задания уставок с целью исключения ложных срабатываний схемы защиты [105].

Далее сигналы из блоков сравнения и определения знака отклонения по токам обмоток статора и возбуждения, угла открытия задвижки и давления в напорном водоводе поступают в блок выработки аварийного сигнала [105].

В блоке выработки аварийного сигнала реализуются следующие логические функции, в зависимости от переходных режимов синхронного генератора:

$$x_1(t)_1 = \begin{cases} x(t)_{Ic1} = 0; \\ x(t)_{w1} = 0; \\ x(t)_{U1} = 0; \\ x(t)_{p1} = 0; \end{cases} \quad (4.19)$$

$$x_1(t)_2 = \begin{cases} x(t)_{Ic1} > 0; \\ x(t)_{Q1} > 0; \\ x(t)_{U1} = 0; \\ x(t)_{p1} > 0; \end{cases} \quad (4.20)$$

$$x_1(t)_3 = \begin{cases} x(t)_{Ic1} < 0; \\ x(t)_{Q1} < 0; \\ x(t)_{U1} = 0; \\ x(t)_{p1} < 0; \end{cases} \quad (4.21)$$

$$x_1(t)_4 = \begin{cases} x(t)_{Ic1} < 0; \\ x(t)_{Q1} = 0; \\ x(t)_{U1} < 0; \\ x(t)_{p1} > 0, \end{cases} \quad (4.22)$$

где: $x_1(t)_1$ – нормальный режим работы, аварийный сигнал на выходе блока выработки аварийного сигнала не вырабатывается; $x_1(t)_2$ – режим увеличения вырабатываемой мощности синхронного генератора, аварийный сигнал на выходе блока выработки аварийного сигнала не вырабатывается; $x_1(t)_3$ – режим снижения вырабатываемой мощности синхронного генератора, аварийный сигнал на выходе блока выработки аварийного сигнала не вырабатывается; $x_1(t)_4$ – комбинация сигналов на входе блока выработки аварийного сигнала соответствует аварийной ситуации механической поломки или попадания инородного тела в турбину гидроагрегата. В этом случае увеличивается давление в напорном водоводе. Это связано с увеличением момента сопротивления, вызванным механической поломкой или попаданием инородного тела в гидротурбину синхронного гидроагрегата. Ток статора уменьшается, напряжение статора уменьшается, так как вращающий момент и скорость на валу синхронного генератора уменьшается. На выходе блока выработки аварийного сигнала вырабатывается аварийный сигнал [105].

Далее аварийный сигнал поступает в блок управления системами гидротурбины и синхронного генератора и происходит процесс остановки и отключения синхронного гидроагрегата [105].

Появление аварийного сигнала обеспечивается последовательным срабатыванием девяти блоков при контроле величины тока статора, угла открытия задвижки, напряжения статорной обмотки и давления, при контроле величины отклонения. При собственном срабатывании аналоговых блоков $5 \cdot 10^{-6} \dots 10^{-5}$, полное время срабатывания устройств будет определяться, в основном собственными

временами срабатывания блока БУСГ управления системами гидротурбины и синхронного генератора, составляющим 0,07...0,09 с, и датчика 2 давления. Время срабатывания датчика давления составляет 0,12...0,14 с, а полное время срабатывания устройства составит 0,19...0,23 с. [55].

Таким образом, предлагаемое устройство защиты синхронного гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину, позволяет распознать аварийную ситуацию на ранних стадиях и увеличивает быстродействие срабатывания защиты, что позволит минимизировать последствие аварии.

4.5 Принципиальная электрическая схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно с сетью

С учетом изложенного в параграфах 4.1, 4.2, элементная база устройства защиты должна обеспечивать операции замера текущих значений контролируемых величин, сравнении измеряемых значений с величинами уставок, выполнения логических операции с целью определения принадлежности совокупности изменений контролируемых величин к определенному режиму работы агрегата, в том числе – к аварийным режимам, вызванным механическими поломками или попаданиями инородного тела в гидротурбину. Операции сравнения логического анализа возможно реализовать с использованием микропроцессорной техники, а также на базе интегральных микросхем.

В данной работе принято решение реализовать принципиальную электрическую схему защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно с сетью, на базе интегральных операционных усилителей и логических элементов. Исходя из функциональной схемы, приведенной на рисунке 4.3 и уравнений (4.1) – (4.10), описывающих математические действия, выполняемых блоками функциональной схемы разработана принципиальная электрическая схема устройства защиты показанное на рисунке 4.7 [106].

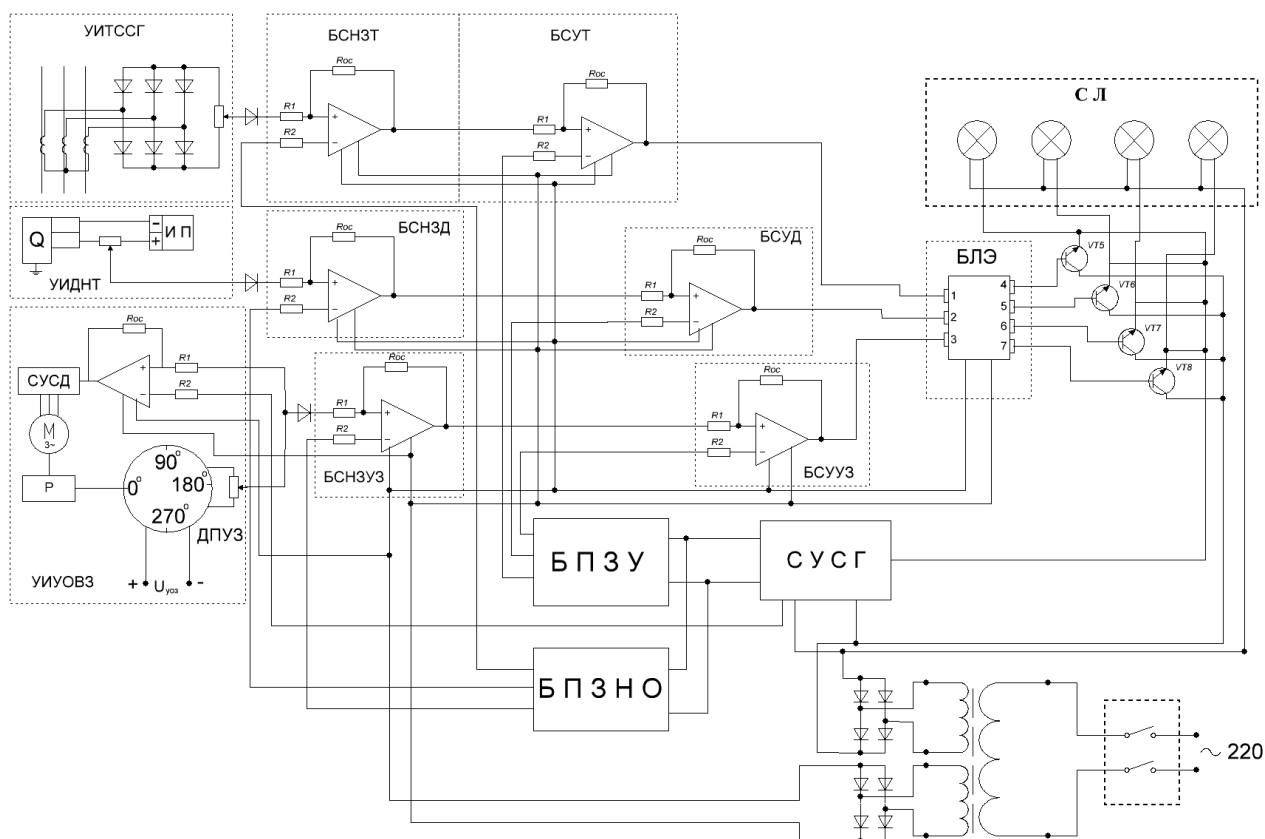


Рисунок 4.7 – Принципиальная электрическая схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно с сетью

Принципиальная электрическая схема устройства защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего параллельно с сетью, содержит следующие узлы и блоки: УИТССГ – узел измерения тока статора СГ; УИДНТ – узел измерения давления в напорном трубопроводе; УИУОВЗ – узел измерения угла открытия водяной задвижки напорного трубопровода; БПЗУ – блок памяти задания уставок по отклонениям; БПЗНО – блок памяти задания нормальных отклонений; БЛЭ – блок логическое устройство, определяющий аварийный сигнал; СУСГ – система управления синхронным гидроагрегатом; БСНЗТ – блок сравнения с нормальными значениями тока статора СГ; БСУТ – блок сравнения с уставками тока статора СГ; БСНЗД – блок сравнения с нормальными значениями давления; БСУД – блок сравнения с уставками по давлению; БСНЗУЗ – блок сравнения нормальных значений угла задвижки; БСУУЗ – блок сравнения уставками по углу задвижки; Q – датчик давления; ИП – источник питания датчика давления; СУСД – система управления серводвигателем; Р – редуктор серводвигателя, ИПСЗ – источник питания системы защиты; СЛ – сигнальные лампы.

4.6 Принципиальная электрическая схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку

Как и в предыдущем случае, разработка принципиальной электрической схемы системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку, выполнена на базе аналоговых микросхем. Принципиальная электрическая схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку, приведена на рисунке 4.8.

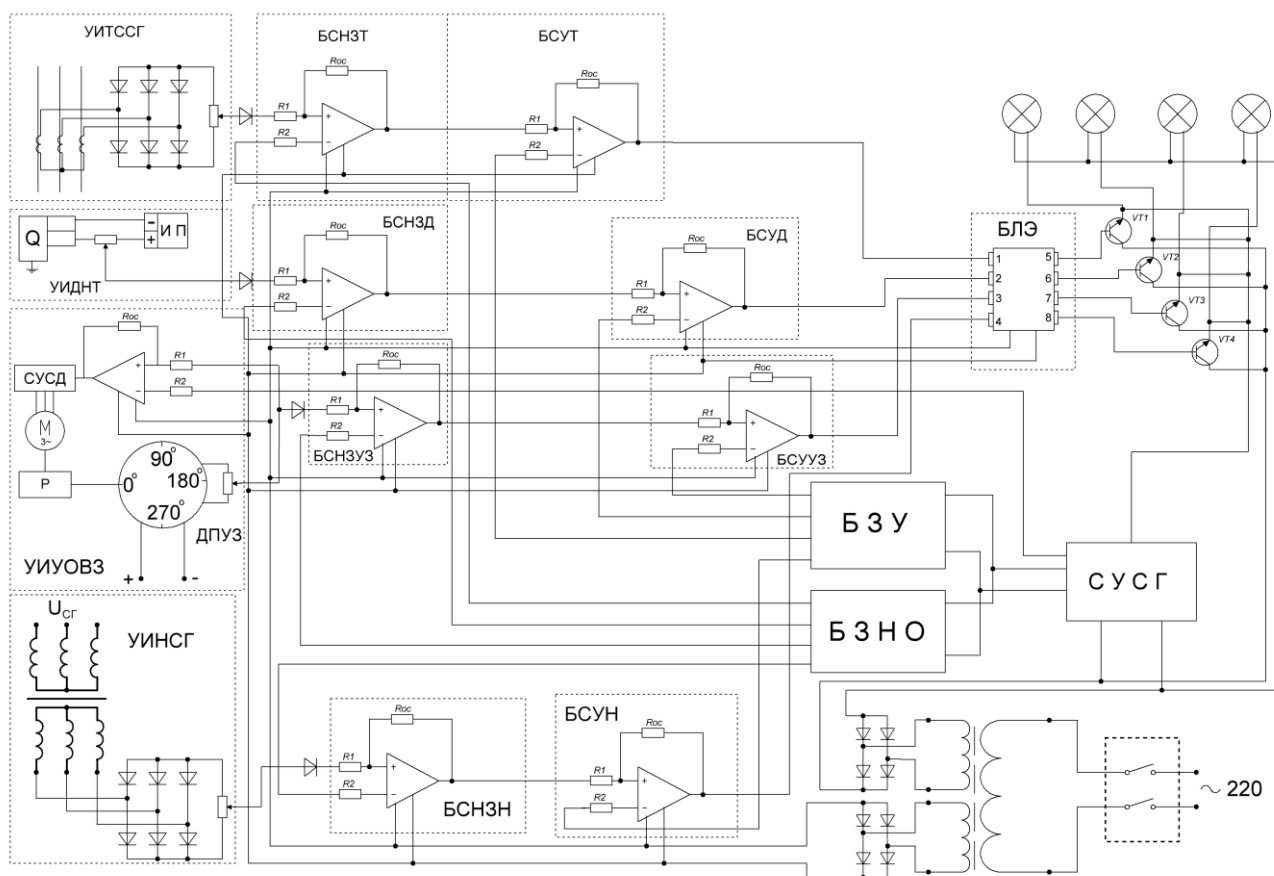


Рисунок 4.8 – Принципиальная электрическая схема системы защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку

Принципиальная электрическая схема устройства защиты гидроагрегата малой ГЭС, работающего на автономную нагрузку, содержит следующие узлы и блоки: УИТССГ – узел измерения тока статора СГ; УИДНТ – узел измерения давления в напорном трубопроводе; УИУОВЗ – узел измерения угла открытия водяной задвижки напорного трубопровода; БПЗУ – блок памяти задания уставок по отклонениям; БПЗНО – блок памяти задания нормальных отклонений; БЛЭ – блок

логическое устройство, определяющий аварийный сигнал; СУСГ – система управления синхронным гидроагрегатом; БСНЗТ – блок сравнения с нормальными значениями тока статора СГ; БСУТ – блок сравнения с уставками тока статора СГ; БСНЗД – блок сравнения с нормальными значениями давления; БСУД – блок сравнения с уставками по давлению; БСНЗУЗ – блок сравнения нормальных значений угла задвижки; БСУУЗ – блок сравнения уставками по углу задвижки; Q – датчик давления; ИП – источник питания датчика давления; СУСД – система управления серводвигателя; Р – редуктор серводвигателя, ИПСЗ – источник питания системы защиты; СЛ – сигнальные лампы; УИНСГ – узел измерения напряжения статора синхронного генератора; БСНЗН – блок сравнения с нормальными значениями напряжения статора синхронного генератора; БСУН – блок сравнения с уставками по напряжению статора синхронного генератора.

4.7 Экспериментальное исследование системы защиты гидроагрегатов малых ГЭС от поломок и дефектов механической части

Система защиты гидроагрегата, работающего на автономную нагрузку, отличается от системы защиты, работающего параллельно с сетью тем, что имеет блок измерения тока возбуждения и блок сравнения по току возбуждения. Обе системы защиты собраны на одной платформе.

Блоки сравнения с нормальными значениями и блоки сравнения с уставками по отклонению устройства защиты реализованы на базе четырёх разрядных сумматоров К155ИМ3 [107, 108].

Блок выработки аварийного сигнала реализован на основе логических элементов К155ЛР3, реализующих следующие функции 2И–2ИЛИ–2НЕ [105, 106].

Внешний вид экспериментальной системы защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину приведен на рисунке 4.9.

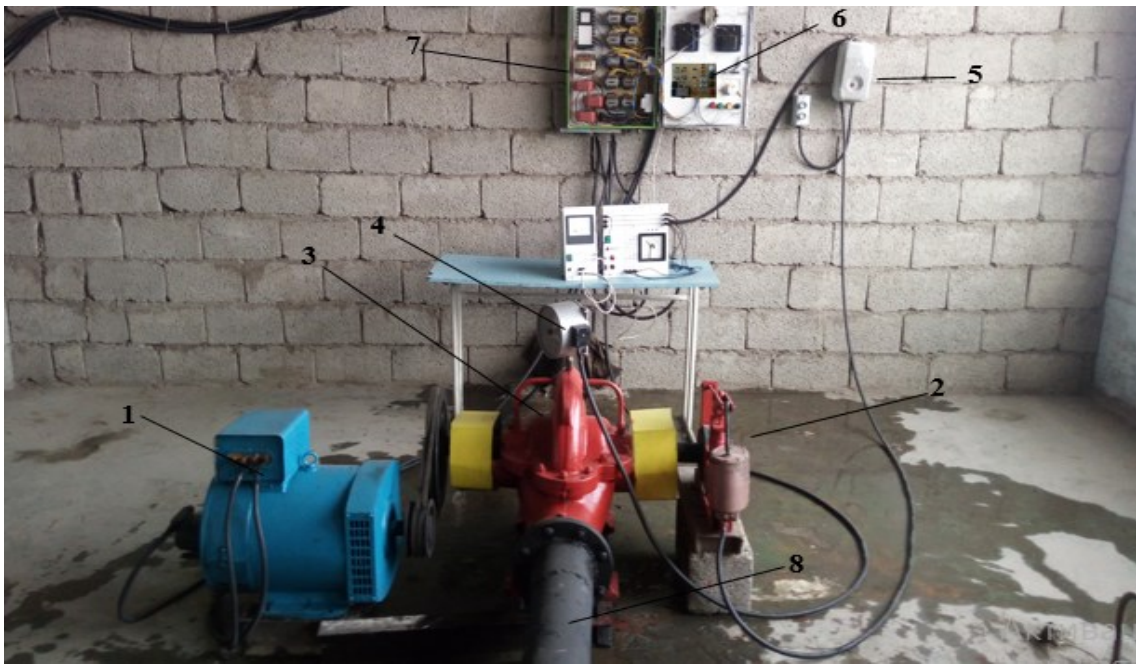


Рисунок 4.9 – Внешний вид экспериментальной установки для испытания системы защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину

где: 1 – синхронный генератор; 2 – гидротолкатель с механическим тормозом; 3 – гидротурбина; 4 – манометр; 5 – система управления гидротолкателем; 6 – система защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину;

7 – система управления синхронным генератором и гидротурбиной; 8 – напорный трубопровод; 9 – блок измерения частоты тока синхронного генератора; 10 – синхроскоп; 11 – вольтметры для напряжения сети и синхронного генератора; 12 – амперметр для измерения тока статора синхронного генератора; 13 – указательные лампы режимов работы синхронного генератора (белая лампа – установившийся режим работы гидроагрегата, синяя лампа – режим увеличения нагрузки синхронного генератора, желтая лампа – режим снижения вырабатываемой мощности синхронного генератора, красная лампа – возникновение механической поломки или попадание инородного тела в гидротурбину); 14 – счетчик активной мощности синхронного генератора; 15 – переключатель выбора режима работы синхронного генератора.

После установки и настройки экспериментальной системы защиты от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину для гидроагрегата малой ГЭС, с использованием гидротолкателя и тормозного механизма имитировались ситуации возникновения механической поломки. При этом система защиты продемонстрировала надежную и безотказную работу, зафиксировав все случаи имитации механической поломки. Также система защиты испытывалась на лаборатории релейной защиты и автоматики Байпазинской ГЭС Республики Таджикистан, где впоследствии была внедрена в эксплуатацию.

Положительные результаты испытаний и внедрения подтверждены протоколом промышленных испытаний и актами внедрения, приведенными в приложениях А, Б и В.

Экспериментальная система защиты от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину работала в гидроагрегате малой ГЭС сейсмологической станции в течение семи месяцев. В период работы система защиты от механической поломки гидроагрегата сработала восемь раз. В ходе исследования срабатываний системы защиты определилось следующее: одно срабатывание связано с заклиниванием одного из направляющих подшипников; семь срабатываний связаны с попаданием инородного тела в гидротурбину (фрагменты пород, выстилающих русло).

Выводы по главе 4

1. Разработанные алгоритмы выработки аварийного сигнала, позволяют определять момент возникновения механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину в режиме реального времени без отключения и остановки гидроагрегата.

2. Разработанные функциональные схемы систем защиты гидроагрегата малых ГЭС, работающих параллельно с сетью и на автономную нагрузку, от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину, обеспечивают распознавание аварийных ситуаций на ранних стадиях, что минимизирует последствия от аварийных режимов работы, связанных с механическими поломками. Появление аварийного сигнала, в зависимости от режима работы синхронного генератора, обеспечивается последовательным срабатыванием 7 или 9 блоков при контроле отклонения всех параметров гидроагрегата. При собственном времени срабатывания аналоговых блоков $5 \cdot 10^{-6} \dots 10^{-5}$ с, полное время срабатывания устройств будет определяться, в основном, собственным временем срабатывания блоков управления системами гидроагрегата, составляющим 0,07...0,09 с, а полное время срабатывания систем защит гидроагрегатов от механических поломок или попадания инородного тела в ГТ составит 0,19...0,23 с.

3. Разработанные принципиальные электрические схемы систем защит гидроагрегатов малых ГЭС на базе полупроводниковых приборов и операционных усилителей, обеспечивают выработку аварийного сигнала при поломках и дефектах механических частей.

4. В ходе проведенного исследования экспериментальной системы защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину система защиты продемонстрировала надежную и безотказную работу, зафиксировав все случаи имитации механической поломки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе содержится решение актуальной задачи – распознавания дефектов и аварийных ситуаций, возникающих в механической части гидроагрегатов малых ГЭС и разработки систем защит, позволяющих идентифицировать на ранних стадиях возникающие дефекты и аварийные ситуации механической части гидроагрегата, имеющей важное практическое значение для повышения надежности функционирования объектов малой электроэнергетики.

Основные результаты выполненного исследования:

1. Выполненные натурные исследования реального объекта в аварийных режимах, связанных с поломками и дефектами механической части или попаданием инородного тела в рабочий орган гидротурбины, показали, что возникновение указанных событий сопровождается изменениями электрических величин электрогенератора, механических и гидравлических параметров гидротурбины. Определены в ходе натурных экспериментов отклонения электрических величин электрогенератора при возникновении неисправностей и аварийных ситуаций гидроагрегата малой ГЭС.

2. Исследованы математические модели, составленные на основе математического описания гидроагрегатов, работающих параллельно с сетью и на автономную нагрузку в переходных процессах, в том числе – вызванных аварийными режимами, связанными с механическими поломками и попаданием инородного тела в гидротурбину. Исследование показали, что механические поломки и попадания инородного тела в гидротурбину приводят к возникновению переходных процессов электрических, механических и гидравлических параметров гидроагрегата. Для исследуемого гидроагрегата диапазон отклонения величины скорости составляет 8-17%; отклонений величин тока и напряжения статора 7-14%; напора воды в напорном трубопроводе 9-11%, при работе синхронного генератора на автономную нагрузку. При работе гидроагрегата параллельно сетью диапазон отклонений величин тока статора 12-34%; напора воды в напорном трубопроводе 8-11%. Отклонение контролируемых величин достаточны для фиксации их схемами контроля.

3. Проведены исследования имитационных моделей, составленных с использованием стандартного блока синхронного генератора, гидроагрегатов, работающих параллельно с сетью и на автономную нагрузку, в переходных процессах, в том числе – вызванных аварийными событиями, связанными с механическими поломками и попаданием инородного тела в гидротурбину. Результаты исследования в динамических процессах показали изменения величин гидроагрегата в момент возникновения механической поломки. Изменения величин гидроагрегата в аварийных режимах близки к результатам натурного эксперимента и результатами исследования математических моделей, составленных на основе математического описания.

4. Составлены алгоритмы работы систем защиты гидроагрегатов малых ГЭС от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину, обеспечивающее выработку аварийных сигналов посредством распознавания совокупностей изменения электрических, механических и гидравлических величин гидроагрегата, присущих только аварийным ситуациям в механической части.

5. Разработаны функциональные и принципиальные электрические схемы систем защиты гидроагрегатов малых ГЭС от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину. Проведены экспериментальные исследования опытного образца системы защиты гидроагрегата от механических поломок и попадания инородного тела в гидротурбину. По итогам промышленных испытаний систем защиты показала достаточные чувствительность и надежность срабатывания.

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

Водоток – водный объект, характеризуемый постоянным или временным движением воды в русле в направлении общего уклона.

Гидравлический движитель – гидравлическая машина, предназначенная для преобразования гидравлической энергии в механическую

Затвор – закрывающее устройство в трубопроводе.

Динамические нагрузки – максимальное мгновенное отклонение исследуемых величин от заданного значения.

Механические поломки – под этим термином в рамках данной работы понимаются механические повреждение происходящих в вращающихся частях гидроагрегата связанных: износом направляющихся подшипников; заклиниванием подшипников; поломкой вращающихся частей турбины или синхронного генератора.

Номинальный режим – режим работы машин и оборудования, при котором они могут наиболее эффективно работать на протяжении неограниченного времени.

Напорный водовод – подающий воду из стока рек, подводящей деривации или водохранилищ к турбине гидроагрегата электростанции.

Переходной режим – режим перехода от одного установившегося режима работы электротехнического комплекса к другому режиму работы.

Установившийся режим – режим работы энергетической системы при практических неизменных параметров системы.

Фирновые поля – расширенная часть горного ледника образуемая в горах выше снеговой линии и в полярных областях, там, где выпавший снег не успевает стаять за лето.

Электрические поломки – повреждение в электрической части синхронного генератора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Концепция реализации экологической политики ОАО РАО «ЕЭС России» [Электронный ресурс]: от 05.12.2005 г. № 1355 пр/2 – Москва, 2005. – 12 с. Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=989. (дата обращения 3.03.2016).
2. Малые ГЭС. Презентация заместителя генерального директора ОАО «УК ГидроОГК» К. Е. Фролова [Электронный ресурс]: Москва, 2014. – 16 с. Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock/8b1/Prezentatsiya-zamestitelya-generalnogo-direktora-OAO-UK-GidroOGK-K.E.-Frolova.pdf>. (дата обращения: 3.03.2016).
3. О генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года и механизмах ее реализации. Доклад директора департамента электроэнергетики Министерства промышленности и энергетики РФ В. М. Кравченко [Электронный ресурс]: Москва, 2008. – 122с. Режим доступа: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/e98/Annual_Report-RusHydro_2008_rus.pdf. (дата обращения: 7.03.2016).
4. ОАО «РАО ЕЭС России»: Компании целевой структуры электроэнергетики, 2006 год. – приложение к годовому отчету ОАО «РАО ЕЭС России» за 2006 год. [Электронный ресурс]: Москва, 2008. – 157с. Режим доступа: http://www.fskees.ru/media/File/stockholders/otchet/decisions/VOSA_otchet/RAO/01_RAO_GO_2004.pdf. (дата обращения: 7.03.2016).
5. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2013 году. ОАО «СО ЕЭС», [Электронный ресурс]: Москва, 2014. – 33с. Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2014/ups_rep2013.pdf. (дата обращения: 2.03.2016).
6. Отчеты ИНЭИ РАН (Институт энергетических исследований Российской академии наук) [Электронный ресурс]: Москва, 2005. – 89с. Режим доступа: https://www.eriras.ru/files/godovoy_otchet-2015.pdf. (дата обращения: 2.03.2016).
7. Поддержка генерации в РФ на основе использования ВИЭ. Презентация директора по инновациям и ВИЭ РусГидро М. В. Козлова [Электронный ресурс]: Москва, 2014. – 13с. Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/upload/iblock-/e65/Prezentatsiya-direktora-po-innovatsiyam-i-VIE-RusGidro-M.V.-Kozlova.pdf>. (дата обращения: 2.03.2016).
8. Подходы, приоритеты и ориентиры Энергетической стратегии России на период до 2030 года. Презентация заместителя генерального директора по науке Института энергетической стратегии А. Громова [Электронный ресурс]: Москва,

2009. – 40с. Режим доступа: <http://www.myshared.ru/slide/274808/>. (дата обращения: 2.03.2016).

9. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в странах СНГ [Электронный ресурс]: Алма-Аты, 2011. – с. 36, Режим доступа: http://www.eabr.org/general/upload/docs/AU/№14_2011_Gidroenergetika%20v%20stranqakh%20SNG.pdf. (дата обращения 29.09.2016).

10. Стратегия развития малой гидроэнергетики Республики Таджикистан. Министерство Энергетики и промышленности р. Таджикистан, офис ПРООН в республике Таджикистан. [Электронный ресурс]: Душанбе, 2007. – 117с. Режим доступа: http://www.undp.tj/files/reports/stra-tegy_small_hydro_rus.pdf. (дата обращения: 22.03.2016).

11. Предложения по развитию гидроэнергетики в Средней Азии до 2000г. Средазгидропроект [Текст]: Ташкент, 1978. – 99с.

12. Организация Объединенных Наций. Специальная Программа ООН для экономик Центральной Азии “СПЕКА”. Проект ЕЭК ООН/ЭСКАТО “Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии”. Центр энергетической политики, Институт энергетических исследований РАН [Электронный ресурс]: Москва, 2002. – 49с. Режим доступа: http://journal.esco.co.ua/2008_6/art230.pdf. (дата обращения 22.03.2016).

13. Башмаков В. М. Повышение эффективности работы каскада Вахшских ГЭС за счет использования части стока р. Пяндж [Текст] / В. М. Башмаков, Б. С. Сирожев, Г. Н. Петров // Гидротехническое строительство, Москва, 1995. – №12. – стр. 45-50.

14. Михайлов Л. П. Малая гидроэнергетика [Текст] / Л. П. Михайлов. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 184 с.

15. Энергоснабжение жилых помещений от возобновляемых источников энергии [Текст]: справочно-методическое пособие / В. П. Пантелеев [и др.] – Бишкек, 2009. – 141 с.

16. СНиП 2.06.01-86. Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования Государственный строительный Комитет [Текст]: Введен в 1987г. – Москва: изд. стандартов, 1987. – 45 с.

17. Типовая инструкция по эксплуатации гидротехнических сооружений гидроэлектростанций РАО «ЕЭС России» [Текст]: Утв. 27.03.2000 г. – Санкт-Петербург, 2000. – 53 с.

18. Картанбаев Б. А. Руководство по строительству и эксплуатации микро-гидроэлектростанций (микро-ГЭС) [Текст] / Б. А. Картанбаев, К. А. Жумадилов, А. А. Зазульский – Бишкек: ДЭМИ, 2011. – 57 с.

19. Пугачев Е. В. Динамические характеристики системы гидротурбина – синхронный генератор работающей на автономную нагрузку в аварийных режимах [Текст] / Е. В. Пугачев, М. В. Кипервассер, Ш. Р. Гуламов // Вестник Таджикского национального университета. – 2014. – № 1/2 (130). – С. 117-124.
20. Кипервассер М.В. Разработка системы защиты гидроагрегатов, работающих на автономную нагрузку, от механических поломок [Текст] / М. В. Кипервассер, Ш. Р. Гуламов // Вестник Чувашского университета. – 2016. – №3. – С. 68-75.
21. Пугачев Е. В. Влияние аварийных режимов на переходные процессы системы гидротурбина – синхронный генератор, работающей на автономную нагрузку [Текст] / Е. В. Пугачев, М. В. Кипервассер, Ш. Р. Гуламов // Труды шестой всероссийской научно – практической конференции, – Новокузнецк: СибГИУ, 2014. – С.300-303.
22. Щавелев Д. С. Использование водной энергии [Текст]: учебник для гидротехнических и гидроэнергетических специальностей вузов / Под ред. Ю. С. Васильева. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1995. – 608 с.
23. Липкин В. И. Микрогидроэлектростанции [Текст]: Пособие по применению / В. И. Липкин, Э. С. Багомбаев. – Бишкек, 2007. – 30 с.
24. Березинский А. Р. Гидротехнические сооружения [Текст]: учебник для техникумов / А. Р. Березинский – Москва: Ленинград: Энергия, 1965. – 236 с.
25. Кривченко Г. И. Гидравлические машины. Турбины и насосы [Текст]: учебник для вузов / Г. И. Кривченко. – Москва: Энергоатомиздат, 1983. – 320 с.
26. Александровский А. Ю. Гидроэнергетика [Текст]: учебник для вузов / под. ред. В.И. Обрезкова. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 512 с.
27. Годовые отчеты расходов Открытая Акционерная Холдинговая Компания «Барки Точик» на ремонтные работы ГЭС [Текст] / Душанбе, 2006-2013. – 464с.
28. Копьев В. Н. Релейная защита. Принципы выполнения и применения. [Текст]: учебное пособие / В. Н. Копьев. – 2-е изд., испр. и доп. – Томск: МПУ, 2001. – 132 с.
29. Басс Э. И. Релейная защита электроэнергетических систем [Текст]: учебное пособие для вузов. / Э. И. Басс под ред. А.Ф. Дьякова. – Москва: МЭИ, 2002. – 295 с.
30. Дьяков А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем [Текст]: учебное пособие для вузов / А. Ф. Дьяков, – Москва: МЭИ, 2012. – 335 с.
31. Релейная защита и автоматика энергосистем [Электронный ресурс]: сборник докладов пятнадцатой научно-технической конференции, Москва: ВВЦ, 2002. – 278 с. Режим доступа: <http://www.cigre.ru/rese>

arch_commitets/ik_rus/b5_rus/materials/e-library/RZA-2002.pdf (дата обращения 22.03.2016)

32. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учебник для вузов / В. А. Андреев. – 4-е изд. перераб. и доп. – Москва: Высшая школа, 2006. – 639 с.: ил.

33. Копьев В. Н. Релейная защита [Текст]: учебное пособие / В. Н. Копьев. – Томский политехнический университет. – Томск: ТПУ, 2011. – 160 с.

34. Фабрикант В. Л. Элементы устройств релейной защиты и автоматики энергосистем и их проектирование [Текст] / В. Л. Фабрикант, В. П. Глухов, Л. Б. Паперно. – Москва: Высшая школа, 1982. – 472 с.

35. Поляков В. Е. Теоретические основы логической части релейной защиты и автоматики энергосистем [Текст] / В. Е. Поляков, С. Ф. Жуков, Г. М. Проскурин. – Москва, 1979. – 237 с.

36. Автоматизация энергетических систем [Текст]: учебное пособие для вузов / А. Д. Дроздов [и др.]. – Москва: Энергия, 1977. – 440 с.

37. Андреев В. А. Обеспечение динамической устойчивости синхронных электродвигателей путем совершенствования устройств АВР [Текст] / В. А. Андреев, В. Ф. Шишкин // сб. научных трудов: Вопросы теории и проектирования электрических машин. Ульяновск: Ус ГТУ, 2000. – С. 38-43.

38. Беркович М. А. Основы техники релейной защиты [Текст] / М. А. Беркович, В. В. Молчанов, В. А. Семелов. – 6-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с., ил.

39. Красник В. В. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей в вопросах и ответах [Текст]: пособие для изучения и подготовки к проверки знаний / В. В. Красник. – Москва: НЦ ЭНАС, 2003. – 136 с.

40. Копьев В.Н. Релейная защита основного электрооборудование электростанции и подстанции [Текст]: Вопросы проектирования: Учебное пособие. учеб. пособие 2-е изд. испр. и доп. – Томск: из. ЭЛТИ ТПУ. 2005. – 107 с.

41. Пугачев Е. В. Алгоритм и математическая модель для исследования аварийных режимов в электротехническом комплексе «турбина – гидрогенератор» [Текст] / Е. В. Пугачев, М. В. Кипервассер, Ш. Р. Гуламов // Научные технологии разработки и использования минеральных ресурсов: сб. науч. статей Междунар. научн.-практ. конф.: посвящается 85-летию юбилею СибГИУ, под общ. ред. В. Н. Фрянова. – Новокузнецк: СибГИУ, 2015. – 404 с.

42. Пугачев Е. В. Способы контроля неисправности механической части гидроагрегатов. [Текст] / Е. В. Пугачев, М. В. Кипервассер, Ш. Р. Гуламов // Современные тенденции в науке и образовании: сб. науч. тр. по материалам Международной научно- практической конференции 28 февраля 2015 г.: в 5 частях. Ч. III. – Москва: АР-Консалт, 2015 г. – 168 с.

43. СТО 17330282.27.140.005-2008. «Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». [Текст] / Москва: ОАО РАО «ЕЭС России» 2008. – 86 с.
44. СТО 17330282.27.140.007-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». [Текст] / Москва: ОАО РАО «ЕЭС России» 2008. – 78 с.
45. СТО 17330282.27.140.015-2008 «Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». [Текст] / Москва: ОАО РАО «ЕЭС России» 2008. – 96 с.
46. СТО 17330282.27.140.006-2008 «Гидрогенераторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». [Текст] / Москва: ОАО РАО «ЕЭС России» 2008. – 78 с.
47. СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей». [Текст] / Москва, 2003. – 446 с.
48. Абрамов А. И. Проектирование гидрогенераторов и синхронных компенсаторов [Текст]: учебное пособие для вузов / А. И. Абрамов, А. В. Иванов-Смоленский. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Высшая школа, 2001. – 389 с.: ил.
49. Лукутин Б. В. Возобновляемые источники электроэнергии [Текст]: учебное пособие / Б. В. Лукутин. – Томск: ТПУ, 2009. – 187 с.
50. Пивоваров В. А. Проектирование и расчет систем регулирования гидротурбин [Текст] / В. А. Пивоваров. – Ленинград: Машиностроение, 1973 – 199 с.
51. Карелин В. Я., Волшаник В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций [Текст] / В. Я. Карелин, В. В. Волшаник. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 199 с.
52. Барлит В. В. Гидравлические турбины [Текст] / В. В. Барлит. – Киев, Вища школа, 1977. – 360 с.
53. Ежков А. В. Оборудование микроГЭС [Текст] / А. В. Ежков // Энергохозяйство за рубежом, – 1982. – №5. – 35-37 с.
54. Квятковский В. Р. Малые гидротурбины [Текст] / В. Р. Квятковский [и др.]. – Москва: Машгиз, 1950. – 268 с.
55. Устройство защиты гидротурбины от выхода из строя опорного подшипника [Текст]. Пат. 2566613 Российская Федерация, F03B 15/00 / Е.В. Пугачев, М.В. Кипервассер, Ш.Р. Гуламов., ГОУ ВПО «СибГИУ» – №201450744/06(081372): заявл. 15.12.2014, опубл. 27.10.2015. – 17 с.: ил.
56. Андреев В. Б. Справочник по гидротурбинам [Текст] / В. Б. Андреев, Г. А. Броневский, И. С. Веремеенко [и др.] под общ. ред. Н.Н. Ковалева. – Ленинград: Машиностроение: Ленинг. отд-ние, 1984. – 496 с.: ил.
57. Иванов-Смоленский А. В. Электрические машины [Текст]: учебник для вузов / А. В. Иванов-Смоленский. – Москва: Энергия, 1980. – 928 с.: ил.

58. Костенко М. П., Пиотровский Л.М. Электрические машины [Текст]: Ч. 2 / М. П. Костенко, Л. М. Пиотровский. – Ленинград: Энергия, 1965. – 704 с.: ил.
59. Вольдек А. И. Электрические машины [Текст]: учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений. / А. И. Вольдек. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ленинград: Энергия, 1974. – 840 с.: ил
60. Важнов А. И. Основы теории переходных процессов синхронной машины [Текст] / А. И. Важнов. – Москва: Госэнергоиздат, 1960. – 312 с.: ил.
61. Копылов И. П. Электрические машины [Текст]: учебник для вузов / И. П. Копылов. – 3-е изд., исправленное. – Москва: Высшая школа, 2002. – 607 с.: ил.
62. Игнатович В.М. Электрические машины и трансформаторы [Текст]: учебное пособие / Ш.С. Ройз, В.М. Игнатович. – 6-е изд., испр. – Томск: Изд., ТПУ, 2013. – 182 с.
63. Иванов-Смоленский А. В. Электрические машины [Текст]: В 3 т. Т.1 учебник для вузов / А. В. Иванов-Смоленский. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: МЭИ, 2004. – 400 с.: ил.
64. Осин И. Л. Электрические машины. Синхронные машины [Текст]: учебное пособие для вузов по спец. «Электромеханика» / И. Л. Осин, Ю. Г. Шакарян – Москва: Высшая школа, 1990. – 304 с.: ил.
65. Гуломов Ш.Р. Переходные процессы в цепи статора синхронного генератора, работающего на автономную нагрузку, при авариях механической части приводной гидротурбины [Текст] / Ш.Р. Гуломов. // Введение в энергетику. Материалы II Всероссийской (с международным участием) молодежной научно-практической конференции, 23-25 ноября 2016 г., Кемерово [Электронный ресурс] / ФГБОУ ВО «Кузбас. гос. техн. ун-т им. Т.Ф.Горбачева»; под ред. С.Г. Костюк. – Кемерово, 2016. – С. 1-5.
66. Пугачев Е.В. Диагностика неисправностей механической части гидротурбины малой гидроэлектростанции [Текст] / Е.В. Пугачев, М.В. Кипервассер, Ш.Р. Гуломов // Интеграционные процессы в науке в современных условиях. Сборник статей Международной научно-практической конференции. / Ответственный редактор Сукиасян Асатур Альбертович. – Уфа; Омега Сайнс, 2015 г. – С. 33-36.
67. Пугачев Е.В. Косвенное оценивание неисправностей механической части гидрогенераторов [Текст] / Е.В. Пугачев, М.В. Кипервассер, Ш.Р. Гуломов // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2015 г. – № 2 (108). – С. 122-126.
68. Пугачев Е.В. Особенности математического моделирования электротехнических комплексов, имеющих в составе технологический агрегат и электрическую машину [Текст] / Е.В. Пугачев, М.В. Кипервассер, Д.С. Аниканов, Ш.Р. Гуломов // Академическая наука - проблемы и достижения Материалы VI

международной научно-практической конференции. н.-и. ц. «Академический». – North Charleston, USA, CreateSpace 2015. – С. 58-61.

69. Проектирование электрических машин [Текст]: учебник для вузов / И. П. Копылов [и др.]. – 3-е изд., исправленное и дополненное. – Москва: Высшая школа, 2002. – 757 с.: ил.

70. Сергеев П. С. Проектирование электрических машин [Текст] / П. С. Сергеев, Н. В. Виноградов, Ф. А. Горяинов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Ленинград: Энергия.: Москва, 1969. – 632 с.: ил.

71. Демирчян К. С. Теоретические основы электротехники: [Текст]: в 3 т.: учебник для вузов, Т.1. – 4-е изд. / К. С. Демирчян. – [и др.]. – Санкт-Петербург: Питер, 2003.— 463 с.: ил.

72. Вольдек А. И. Введение в электромеханику. Машины постоянного тока и трансформаторы [Текст]: учебное пособие для вузов / А. И. Вольдек, В. В. Попов. – Санкт-Петербург: Питер, 2008. – 320 с.: ил.

73. Постников И. М. Обобщенная теория и переходные процессы электрических машин [Текст]: учебник для вузов / И. М. Постников. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Высшая школа, 1975. – 319 с.: ил.

74. Рогозин Г. Г. Определение электромагнитных параметров машин переменного тока: новые экспериментальные методы [Текст] / Г. Г. Рогозин . – Донецкий политех. ин-т. – Киев: Техника, 1992. – 168 с.: ил.

75. Костенко М. П. Электрические машины [Текст]: в 2 ч.: учебник для студ. вузов / М. П. Костенко, Л. М. Пиотровский. – 3-е изд., перераб. Ленинград: Энергия, 1973. – 648 с.: ил.

76. Костюк О. М. Колебания и устойчивость синхронных машин [Текст] / О. М. Костюк. – АН УССР. Институт электродинамики. – Киев: Наукова думка, 1991. – 197 с.: ил.

77. Лопастные насосы [Текст]: Справочник / В. А. Зимницкий [и др.]. – Ленинград: Машиностроение, 1986. – 334 с.: ил.

78. Шевелев Ф. А. Таблицы для гидравлического расчета стальных, чугунных, асбестоцементных, пластмассовых и стеклянных водопроводных труб. [Текст] / Ф. А. Шевелев. – 5-е изд. – Москва: Строй издат., 1973. – 112 с.: ил.

79. Обухов С. Г. Микро-гидроэлектростанции [Текст] / С.Г. Обухов. – Томск. 2009. – 63 с.

80. Фрейшист А.Р. Стальные трубопроводы гидроэлектростанций [Текст] / А. Р. Фрейшист, А. Х. Хохарин, А. М. Шор. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоиздат, 1982. – 247 с.: ил.

81. Альтшуль А. Д. Гидравлические потери на трение в трубопроводах. [Текст] / А. Д. Альтшуль [и др.]. – Москва: Энергоатомиздат, 1985. – 104 с., ил.

82. Асарин А. Е. Водоэнергетические расчеты [Текст] / А. Е. Асарин, К. Н. Бестужева. – Москва: Энергоатомиздат, 1986. – 224 с.: ил.
83. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям [Текст] / И. Е. Идельчик, М. О. Штейберг. – 3-е изд. перераб. и доп. – Москва: Машиностроение, 1992. – 672 с.: ил.
84. Ещин Е. К. Электромеханические системы многодвигательных электроприводов. Моделирование и управление [Текст] / Е. К. Ещин. – Кемерово: КузГТУ, 2003. – 247 с.
85. Чиликин М. Г. Теория автоматизированного электропривода [Текст]: учебное пособие для вузов / М. Г. Чиликин, В. И. Ключев, А. С. Сандлер. – Москва: Энергия, 1979. – 616 с.: ил.
86. Чиликин М. Г. Общий курс электропривода [Текст]: учебник для вузов. – 6-е изд., доп. и перераб. / М. Г. Чиликин, А. С. Сандлер – Москва: Энергоиздат, 1981. – 576 с.: ил.
87. Ключев В. И. Теория электропривода [Текст]: учебник для вузов / В. И. Ключев. – Москва: Энергоатомиздат, 1985. – 560 с.: ил.
88. Лукутин Б. В. Автономное электроснабжения от микро гидроэлектростанций [Текст]: монография / Б. В. Лукутин, С. Г. Обухов, Е. Б. Шандарова; ТПУ. – Томск: ТПУ, 2001. – 104 с.
89. Лукутин Б. В. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей [Текст] / Б. В. Лукутин, Г. А. Сипайлов. – Фрунзе.: Илим, 1987. – 135 с.
90. Лукутин Б. В. Способы стабилизации параметров электроэнергии автономных микрогидроэлектростанций [Текст] / Б. В. Лукутин // Мех. и электрификация сельского х/ва. – 1987. – № 8. – с. 42–44.
91. Лукутин Б. В. Стабилизация напряжения автономных микрогидроэлектростанций [Текст] / Б. В. Лукутин // Техника в сельском хозяйстве. 1989. – №9. – с. 22-24.
92. Кажинский Б. Б. Гидроэлектрические и ветроэлектрические станции малой мощности [Текст] / Б. Б. Кажинский. – Москва: Госпланиздат, 1946. – 135 с.
93. Simulation Model of Hydro Power Plant [Текст]. Using Matlab/Simulink Mousa Sattouf Int. Journal of Engineering Research and Applications 2248-9622, Vol. 4, Issue 1(Version 2), January 2014, pp.295-301.
94. How to cite this paper: Ribeiro, L.C., de Oliveira, L.E. de L., Bonaldi, E.L., da Silva, L.E.B., Salomon, C.P., da Silva, J.G.B. and Lambert-Torres, G. Automatic System for Failure Detection in Hydro-Power Generators [Электронный ресурс]. Journal

of Power and Energy Engineering, 2, 36-46, Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.4236/jpee.2014.24006>.

95. Н. Weber, F. Prillwitz. Simulation models of the hydro power plants in Macedonia and Yugoslavia. Conference IEEE Bologna power Tech 2003, Bologna, Italy, 23-26 June 2003.

96. Мееров М. В. Введение в динамику автоматического регулирования электрических машин [Текст] / М. В. Мееров. – Москва: Издательство АН СССР, 1956. – 418 с.: ил.

97. Лурье М. С. Имитационное моделирование схем преобразовательной техники [Текст]: учебник для вузов / М. С. Лурье, О. М. Лурье. – Красноярск: СибГТУ, 2007. – 138 с.

98. Герман – Галкин С. Г. Электрические машины: [Текст]: лабораторные работы на ПК. / С. Г. Герман – Галкин, Г. А. Кардонов. – Санкт-Петербург: КОРОНА, 2003. – 256с.: ил.

99. Диёров Р.Х. Построение системы Автоматического регулирования активной мощности гидроагрегата мини-ГЭС на основе машины двойного питания [Текст]: дис. кан. техн. наук. – Новосибирск, 2014. – 153с.

100. Голов П. В. Система математических моделей для расчета переходных процессов в сложных электроэнергетических системах [Текст] / П. В. Голов, Ю. В. Шаров, В. А. Строев // Электричество, 2007. – №5. – С. 2-11

101. Важнов А. И. Переходные процессы в машинах переменного тока [Текст] / А. И. Важнов. – Ленинград: Энергия, 1980. – 256 с.: ил.

102. Черных И. В. Моделирование электротехнических устройств в MatLab, SimPowerSystems и Simulink [Текст] / И. В. Черных. – Санкт-Петербург: Питер, 2007. – С. 11–34.

103. Черных И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB. SimPowerSystems и Simulink [Текст] / И. В. Черных. – Москва: ДМК Пресс, 2007. – 288 с.: ил.

104. Гуламов Ш.Р. Моделирование гидроагрегата малой ГЭС с напорным трубопроводом в аварийных режимах работы, связанных с механическими поломками / Ш.Р. Гуламов // Автоматизированный электропривод и промышленная электроника: Труды Шестой Всероссийской научно – практической конференции. / Под общей редакцией В.Ю. Островляника. – Новокузнецк; СибГИУ, 2016 г. – С. 115-122.

105. Устройство защиты синхронного ГАа работающего на автономную нагрузку, от механических поломок и попадания инородного тела, в гидротурбину [Текст] / Патентообладатель Гуламов Ш.Р., Пугачев Е.В., Кипервассер М.В.,

Мирзоаминов Х.М., Гуломзода А.Х. / Малый пат. №796Заявка №1500994 от 15.12.2015. Зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Республики Таджикистан, опубл. 17.10.2016. – 23 с.: ил.

106. Тетельбаум И. М., Шнейдер Ю. Р. Практика аналогового моделирования динамических систем [Текст]: Справочное пособие / И. М. Тетельбаум, Ю. Р. Шнейдер. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 384 с.: ил.


107. Воробьев Е. П., Сенин К. В. Интегральные микросхемы производства СССР и их зарубежные аналоги [Текст]: справочник / Е. П. Воробьев, К. В. Сенин. – Москва: Радио и связь. – 1990. 352 с.: ил.

108. Перебаскин А. В. Интегральные микросхемы: Перспективные изделия [Текст] выпуск 1 / А. В. Перебаскин, М. Ю. Петров. – Москва: Додэка, 1996 г. – 64 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

АКТ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ В УЧЕБНЫЙ ПРОЦЕСС

УТВЕРЖДАЮ:
 Проректор по учебной работе
 ФГБОУ ВО «Сибирский государственный
 индустриальный университет», к.т.н., доцент
 И. В. Зоря
 «26» 02 2019 г.



АКТ
 о внедрении в учебный процесс кафедры электротехники, электропривода
 и промышленной электроники (ЭЭ и ПЭ) Сибирского государственного
 индустриального университета результатов кандидатской
 диссертационной работы Гуламова Шухрата Рахматуллоевича на тему:
 «Исследование аварийных режимов и разработка систем защиты
 гидроагрегатов малых ГЭС от механических поломок»

Комиссия в составе: председателя комиссии — заведующего кафедрой ЭЭ и ПЭ, к.т.н., доцента Кубарева Василия Анатольевича, членов комиссии — к.т.н., доцента Симакова Вадима Петровича, доцента кафедры ЭЭ и ПЭ; научного руководителя, доцента кафедры ЭЭ и ПЭ, к.т.н., доцента Кипервассера Михаила Вениаминовича; ученого секретаря кафедры Игнатенко Оксаны Александровны составили настоящий акт в том, что результаты кандидатской диссертационной работы Гуламова Шухрата Рахматуллоевича на тему: «Исследование аварийных режимов и разработка систем защиты гидроагрегатов малых ГЭС от механических поломок» внедрены в учебный процесс кафедры ЭЭ и ПЭ, в период с 2015 по 2018 годы, в частности при изучении дисциплин «Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем», «Электрические машины».

Форма внедрения:

1. Материалы исследований включены в тематический план лекций, по курсам «Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем», «Электрические машины».
2. Разработанные алгоритмы используются в лабораторном стенде: «Исследование характеристик синхронного генератора» используемого при проведении и лабораторных работ по дисциплине «Электрические машины».

Эффект внедрения:

Научно-технические результаты по проблеме исследование аварийных режимов и разработке систем защиты гидроагрегатов малых ГЭС от механических поломок имеют важное значение при создании новых систем защит гидроагрегатов малых ГЭС, что позволяет повысить качество подготовки обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

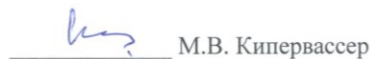
Заведующий кафедрой ЭЭ и ПЭ
 к.т.н., доцент


 В.А. Кубарев

Доцент кафедры ЭЭ и ПЭ
 к.т.н., доцент


 В.П. Симаков

Научный руководитель,
 доцент кафедры ЭЭ и ПЭ, к.т.н., доцент


 М.В. Кипервассер

Ученый секретарь
 кафедры ЭЭ и ПЭ


 О.А. Игнатенко

ПРИЛОЖЕНИЕ Б**АКТ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ НА
ПРЕДПРИЯТИИ ОАХК «БАРКИ ТОЧИК» БАЙПАЗИНСКАЯ ГЭС****Акт внедрения**

результатов научной работы аспиранта Гуламова Ш.Р. связанных с «Исследованием и разработкой устройства защиты синхронных гидроагрегатов от механических поломок посредством контроля электрических, механических и гидравлических параметров»

Настоящим подтверждается, что результаты научной работы Гуломова Ш.Р. по изучению методики диагностики аварийных ситуаций синхронных гидроагрегатов посредством контроля электрических, механических и гидравлических параметров внедрены на гидроагрегатах Бапазинского ГЭС р. Таджикистан.

В практику обслуживания и ремонта основных синхронных гидроагрегатов внедрены следующие результаты научной работы:

- методика определения аварийных ситуаций в механической части синхронного генератора и гидротурбины;
- диагностика возникновения процессов разрушения деталей и узлов механизмов синхронного генератора и гидротурбины на ранних стадиях;

В результате внедрения на предприятии устройства защиты синхронных гидроагрегатов от механических поломок путём контроля электрических, механических и гидравлических параметров достигнуто повышенное быстродействие схемы защиты и контроля механической части синхронных гидроагрегатов и экономический эффект за счёт сокращения затрат на ремонтные работы.

Гл. инженер Байпазинской ГЭС




Махмадхонов Дж.Г.

Нач. М.Ц.

Вохидов Р.Г.

ПРИЛОЖЕНИЕ В
ПРОТОКОЛ ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ОПЫТНОГО ОБРАЗЦА
СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПОЛОМОК ИЛИ
ПОПАДАНИЯ ИНОРОДНОГО ТЕЛА В ГИДРОТУРБИНУ ГИДРОАГРЕГАТА
МАЛОЙ ГЭС НА ПРЕДПРИЯТИИ ОАХК «БАРКИ ТОЧИК»
БАЙПАЗИНСКАЯ ГЭС

 «УТВЕРЖДАЮ»
Директор Байпазинской
ГЭС р. Таджикистан
Зогаков Р.С.

ПРОТОКОЛ

промышленных испытаний опытного образца системы защиты от
механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину
гидроагрегата малой ГЭС

Состав комиссии:

от «Байпазинской ГЭС»

Махмадхонов Дж. – технический директор

Вохидов Р.Г. – нач. М.Ц.

Зухуров Х.Т. – нач. службы релейной защиты

от «Сибирского государственного индустриального университета»

Гуламов Ш.Р. – аспирант СибГИУ

1. Предмет испытания

Системы защиты от механических поломок или попадания
инородного тела в гидротурбину гидроагрегата малой ГЭС.

2. Техническая характеристика

В состав системы защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину гидроагрегата малой ГЭС входит измерительная часть, выполненная на базе трансформаторов тока Т – 066У3 30/5, амперметр М 96, вольтметр Э378, тахометр ИО – 30, система защиты на базе интегральных микросхем сумматоров и логических элементов, блок питания выполненный на базе трансформатора напряжения и диодных выпрямителей, блок сигнализации на базе сигнальных ламп.

3. Цель испытания

Целью испытания является проверка работоспособности и эффективности системы защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину гидроагрегата малой ГЭС в производственных условиях.

4. Условия и место испытаний

Испытания производилось на Байпазинской ГЭС р. Таджикистан путем имитации аварийных ситуации связанных с поломками и дефектов механической части с использованием системы защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину гидроагрегата малого ГЭС.

5. Результаты испытания

В процессе опытных испытаний установлено, что система защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину гидроагрегата малого ГЭС работоспособна.

При имитации поломок и дефектов механической части гидроагрегата определение аварийного режима выполнялось системой защиты в 100% случаев.

6. Выводы и предложения

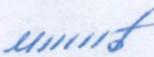
Рассмотрев результаты проведенных испытаний, комиссия считает:

1. Система защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину гидроагрегатов малых ГЭС может быть использована в производственных условиях.

2. Применение системы защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину гидроагрегатов малых ГЭС позволяет распознавать поломки и дефекты механической части гидроагрегатов на ранних стадиях, что позволяет минимизировать последствия аварийных ситуаций.

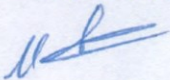
3. Для повышения удобства при эксплуатации системы защиты от механических поломок или попадания инородного тела в гидротурбину гидроагрегатов малых ГЭС Сибирскому государственному индустриальному университету необходимо усовершенствовать его конструктивное исполнение.

Председатель комиссии:

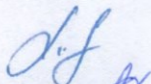


Дж.Махмадхонов

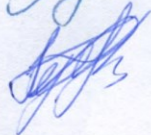
Члены комиссии:



Р.Г.Вохидов



Х.Т.Зухуров



Ш.Р. Гуламов