

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Специализация Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование средств регистрации аварийных процессов в электроэнергетических системах и анализ известных примеров их верификации

УДК 621.3.087:621.311-021.475

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А8А	Пирогова Мария Сергеевна		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Гусев А. С.	д-р техн. наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Черемискина М. С.			

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Л. Ю.	к.э.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в практической деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
УК(У)-10	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-11	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Способен разрабатывать алгоритмы и компьютерные программы, пригодные для практического применения
ОПК(У)-3	Способен применять соответствующий физико-математический аппарат, методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования при решении профессиональных задач
ОПК(У)-4	Способен использовать методы анализа и моделирования электрических цепей и электрических машин
ОПК(У)-5	Способен использовать свойства конструкционных и электротехнических материалов в расчетах параметров и режимов объектов профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен проводить измерения электрических и неэлектрических величин применительно к объектам профессиональной деятельности
Профессиональные компетенции	
ПК(У) -1.	Способен проводить сбор и анализ данных для проектирования объектов профессиональной деятельности (ПД)
ПК(У) -2.	Способен составить конкурентно-способные варианты технических решений при проектировании объектов профессиональной деятельности
ПК(У) -3.	Способен проводить проектирование в соответствии с техническим заданием с использованием стандартных методов
ПК(У) - 4.	Способен контролировать техническое состояние объектов профессиональной деятельности, организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт по имеющейся технической документации
ПК(У) - 5.	Способен осваивать вводимые в эксплуатацию объекты профессиональной деятельности по имеющейся технической документации

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Специализация Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

В.В. Шестакова

«__» _____ 2022 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А8А	Пироговой Марии Сергеевне

Тема работы:

Синтез математических моделей оборудования методом направленных графов

Утверждена приказом директора (дата, номер)

34-68/с от 03.02.22

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).

1. Схема Восточно-Сибирской ЭЭС;
2. Места установки аварийных регистраторов – Братская ГЭС (генератор Г-9), БЛПК (линия №239 220 кВ Братская ГЭС – БЛПК);
3. Программно-вычислительный комплекс EUROSTAG, используемый для исследования;
4. Всережимный моделирующий комплекс реального времени (ВМК РВ) ЭЭС, используемый для исследования;
5. Рекомендованная для использования научно-техническая литература.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).

1. Средства регистрации аварийных режимов энергосистем и их принципа работы.
2. Способы моделирования аварийных процессов в ЭЭС и программно-вычислительных комплексов
3. Анализ известных примеров верификации аварийных режимов в различных ЭЭС.
4. Верификация переходных процессов в Восточ-

	но-Сибирской ЭЭС с помощью ПБК EURO-STAG и ВМК РВ ЭЭС (моделирование трехфазного короткого замыкания на выводах генератора и на линии электропередач, снятие осциллограмм).
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Схема энергосистемы Восточной Сибири.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Спицына Любовь Юрьевна
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2022

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гусев А.Ю.	д.т.н.		04.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А8А	Пирогова Мария Сергеевна		07.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5A8A	Пироговой Марии Сергеевне

Школа	Инженерная Школа Энергетики	Отделение школы (НОЦ)	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника / Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 150 тыс. руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 100 тыс. руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 4 баллов из 5
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	27,1% коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Потенциальные потребители результатов исследования, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	– Формирование плана и графика разработки научного исследования: определение структуры работ, определение трудоемкости работ, разработка линейного графика. – Формирование бюджета затрат на научно техническое исследование: материальные затраты, затраты на спец. оборудование, заработная плата (основная и дополнительная), отчисления во внебюджетные фонды, накладные расходы.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности научного исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5A8A	Пирогова Мария Сергеевна		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования: бакалавр

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	-------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.22	Подбор литературы	5
05.03.22	Изучение средств регистрации аварийных режимов ЭЭС	10
20.03.22	Изучение способов моделирования аварийных процессов в ЭЭС. Обзор используемых ПВК.	10
02.04.22	Анализ известных примеров верификации аварийных режимов в различных ЭЭС	15
11.04.22	Моделирование трехфазного короткого замыкания на выводах генератора и ЛЭП, снятие осциллограмм режимных параметров	10
04.05.22	Исследование различий экспериментально полученных осциллограмм переходных процессов в ЭЭС	10
26.05.22	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
10.05.22	Социальная ответственность	15
		100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гусев А.Ю.	д.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы, 24 рисунка, 18 таблиц, 27 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: энергосистема, программно-вычислительный комплекс, моделирование, ВМК РВ ЭЭС, аварийный режим, верификация, аварийные регистраторы, ПВК EUROSTAG.

Объект исследования: регистраторы аварийных режимов в ЭЭС и примеры их верификации с помощью ПВК.

В ходе работы были изучены регистраторы аварийных событий, составлена принципиальная схема распространенного аварийного регистратора. Проведен анализ известных примеров верификации аварийных процессов в зарубежных и российских энергосистемах с использованием широко известных программно-вычислительных комплексов. Изучена теоретическая сторона вопроса, заключающаяся в условиях применимости численного моделирования согласно теории дискретизации. Изучен принципиально новый подход к всережимному моделированию всевозможных режимов работы ЭЭС, средством реализации которого является ВМК РВ ЭЭС. Для экспериментального подтверждения недопустимости использования численных методов расчета аварийных режимов были смоделированы и верифицированы с помощью ПВК EUROSTAG и ВМК РВ ЭЭС опыты трехфазных кратких замыканий на выводах генератора и линии электропередач 220 кВ. В качестве модели реальной ЭЭС принята схема Восточно-Сибирской энергосистемы.

В результате исследования выявлена и подтверждена теоретически и экспериментально существующая проблема моделирования непрерывного спектра переходных и установившихся режимов работы ЭЭС, решением которой на данный момент является только применение гибридного моделирования посредством ВМК РВ ЭЭС.

Область применения: результаты данной работы могут быть использованы для повышения качества и достоверности расчетов всевозможных ре-

жимов работы существующих ЭЭС любой сложности. Данное исследование актуально как для энергетических предприятий, так и для научно-исследовательских учреждений.

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ETMP - Extended Transient Midterm Stability Program.

PMU - Phasor Measurement Unit.

SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition.

АРВ - автоматическое регулирование возбуждения.

АРМ – автоматизированное рабочее место клиента.

АЦП – аналого-цифровой преобразователь.

ВКС – внешняя компьютерная сеть.

ВЛ – воздушная линия.

ВМК РВ ЭЭС - всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем.

ДУ - диспетчерское управление.

КЗ – короткое замыкание.

КТУ - коммутатор трехфазных узлов.

ЛКС – локальная компьютерная сеть.

ЛПТ - линия постоянного тока.

ЛЭП - линия электропередач.

ОЗУ – оперативное запоминающее устройство.

ОИК - оперативно-информационный комплекс.

ОС – обратная связь.

ОУ – операционный усилитель.

ПВК – программно-вычислительный комплекс.

ПЗУ – постоянное запоминающее устройство.

ПС – подстанция.

РАС – регистратор аварийных событий.

РПН - регулирование под нагрузкой.

САУ - система автоматического управления.

СГП – специализированные гибридные процессоры моделируемых элементов.

СМ - синхронная машина.

СУ – согласующее устройство.

ТИ – телеизмерения.

ТН – трансформатор напряжения.

ТС – телесигнал.

ТТ – трансформатор тока.

УВАС – устройство ввода аналоговых сигналов.

УВЛС – устройство ввода логических сигналов.

ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь.

ЦП – цифровой процессор.

ЭЭС – электроэнергетическая система.

Оглавление

Введение	15
Объект и методы исследования	17
1. Обзор литературы.....	18
1.1. Средства регистрации аварийных режимов в ЭЭС	18
1.1.1. Назначение регистраторов аварийных событий (РАС)	18
1.1.2. Схема устройства РАС	18
1.2. Численное моделирование аварийных режимов в ЭЭС	22
1.3. Описание программно-вычислительного комплекса EUROSTAG.....	24
2. Анализ известных примеров верификации аварийных режимов в ЭЭС.....	26
3. Гибридное моделирование ЭЭС	33
3.1. Концепция ВМК РВ ЭЭС	33
4. Верификация переходных процессов в Восточно-Сибирской ЭЭС с помощью ВМК РВ ЭЭС и ПВК EUROSTAG	39
3.1. Описание схемы сети Восточно-Сибирской энергосистемы	39
3.2. Определение мест и характера аварий для моделирования переходных процессов	39
3.3. Верификация расчетов трехфазного КЗ на выводах генератора.....	41
3.3.1. Моделирование в ПВК EUROSTAG	42
3.3.2. Моделирование в ВМК РВ ЭЭС.....	43
3.3.3. Анализ результатов верификации ПВК EUROSTAG	43
3.4. Верификация расчетов трехфазного КЗ на линии	48
3.4.1. Моделирование в ПВК EUROSTAG	49
3.4.2. Моделирование в ВМК РВ ЭЭС.....	50
3.4.3. Анализ результатов верификации ПВК EUROSTAG	50

3.5. Результаты исследования.....	55
5. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность.....	56
6. Социальная ответственность.....	76
Заключение.....	87
Список литературы.....	89
Приложение А.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Средствами регистрации аварийных процессов являются аварийные регистраторы, которые фиксируют данные об аварийных событиях в энергосистеме. Устройство регистратора также позволяет хранить и передавать эти данные на сервер, который может быть установлен или непосредственно на подстанции (ПС), или в диспетчерском управлении (ДУ).

Достоверность решения широкого спектра задач проектирования, исследования, эксплуатации, совершенствования, развития электроэнергетических систем (ЭЭС) и соответственно их функционирования зависят от качества используемых данных о едином непрерывном спектре нормальных и аномальных установившихся и переходных процессов в энергосистеме и её оборудовании. Ввиду недопустимости получения реальной экспериментальной информации, в особенности об аварийных режимах, физическое моделирование невозможно, поэтому для изучения процессов в системах используют численное моделирование. Известными примерами современных численных средств моделирования, в которых рассчитываются установившиеся режимы работы ЭЭС, являются программы PSCAD, MATLAB Simulink. К программно-вычислительным комплексам (ПВК), позволяющим помимо установившихся режимов моделировать различные переходные процессы в энергосистеме, относятся Mustang, RastrWin3, EUROSTAG, EMTP, Корона, ЭРА, ДАКАР, АНАРЕС.

Математическая модель реальной ЭЭС всегда является жесткой, нелинейной системой дифференциальных уравнений чрезвычайно большой размерности, которая аналитически нерешаема. Чтобы систему уравнений можно было решить, применяются упрощения математических моделей оборудования ЭЭС, ограничения интервала воспроизведения процессов [1]. Кроме того, в ПВК все расчеты производятся с неизвестной методической ошибкой решения, которая при расчете динамических режимов с каждым последующим шагом решения постоянно увеличивается.

Из вышеизложенного следует, что необходим альтернативный способ моделирования ЭЭС, позволяющий методически точно, без ограничений и упрощений, воспроизводить непрерывный спектр нормальных, аварийных и послеаварийных процессов. Для этого разработан всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), являющийся специализированной многопроцессорной программно-технической системой гибридного типа, которая использует комплексный подход к решению задач.

Цель данной работы заключается в изучении средств регистрации аварийных процессов, а также в моделировании аварийных режимов с помощью ВМК РВ ЭЭС и сравнении полученных осциллограмм аварийных процессов с осциллограммами, рассчитанными в ПВК.

Следовательно, для выполнения поставленной задачи необходимо рассмотреть следующие вопросы:

1. Принципиальная схема наиболее распространенного аварийного регистратора и примеры верификации, выполненные с помощью широко распространенных ПВК;
2. Верификация аварийных процессов с помощью ВМК РВ ЭЭС и ПВК EUROSTAG;
3. Оценка результатов верификации и их последствий для функционирования энергосистемы.

Практическая ценность данной работы заключается в оценке погрешности верификации. Зачастую осциллограммы реального процесса не коррелируют с зависимостями, рассчитанными в ПВК. Использование недостоверной информации о переходных процессах, протекающих в оборудовании и энергосистеме, приводит к более тяжелым последствиям аварий, затратному и длительному восстановлению нормального режима системы, а также к росту вероятности несрабатывания противоаварийной автоматики.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объект исследования: средства регистрации и верификация аварийных процессов в ЭЭС.

Методы исследования:

- Моделирование аварийных процессов в исследуемой энергосистеме с помощью ПВК и ВМК РВ ЭЭС;
- Изучение известных примеров верификации реальных и расчетных осциллограмм аварийных процессов;
- Сопоставительный анализ осциллограмм аварийных регистраторов переходных процессов и расчетов на ПВК и ВМК РВ ЭЭС.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1. Средства регистрации аварийных режимов в ЭЭС

1.1.1. Назначение регистраторов аварийных событий (РАС)

Средствами регистрации аварийных процессов являются аварийные регистраторы, предназначенные для фиксации и хранения данных об аварийном событии в энергосистеме. Принцип работы регистраторов определяет схема широко распространённого аварийного регистратора, приведенная на рисунке 1.

1.1.2. Схема устройства РАС

В схему регистратора аварийных событий входят следующие устройства:

- УВАС – устройство ввода аналоговых сигналов, согласующее и масштабирующее аналоговые сигналы тока и напряжения;
- СУ – согласующее устройство;
- УВЛС – устройство ввода логических сигналов от РЗ, внешней автоматики и задаваемых обслуживающим персоналом;
- АЦП – аналого-цифровой преобразователь;
- Устройство управления;
- ОЗУ – оперативное запоминающее устройство;
- ПЗУ – постоянное запоминающее устройство;
- ЦП – цифровой процессор;
- Сервер.

Приведем схему передачи сигналов тока и напряжения фазы А, для остальных фаз устройства ввода аналоговых сигналов выполняется аналогично, а остальная часть схемы неизменна.

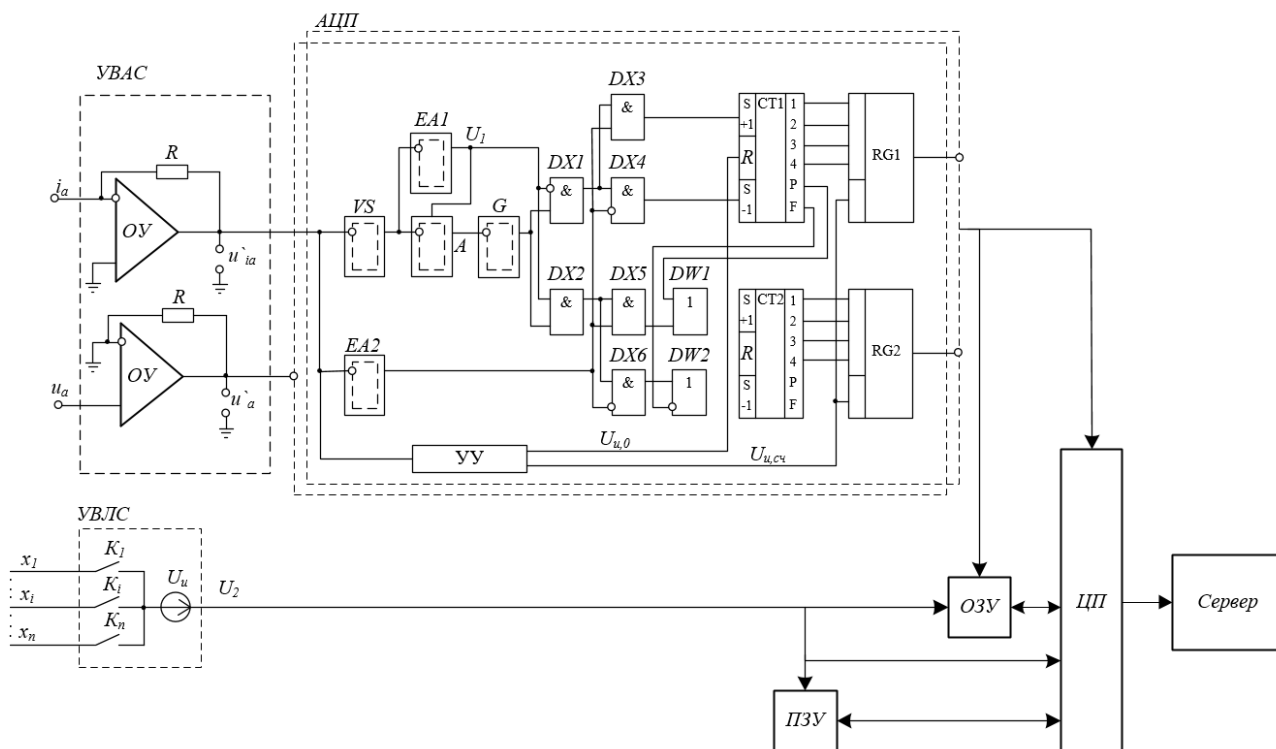


Рисунок 1 – Принципиальная схема регистратора аварийных событий

i_a, u_a – аналоговые сигналы тока и напряжения фазы А от измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН);

$x_1 \dots x_i \dots x_n$ – логические сигналы от РЗ, внешней автоматики и задаваемые обслуживающим персоналом;

$K_1 \dots K_i \dots K_n$ – контакты выключателя, срабатывающего при наличии сигналов от РЗ, внешней автоматики и задаваемых обслуживающим персоналом.

Регистратор аварийных событий работает следующим образом. Информация о параметрах режима передается от измерительных трансформаторов тока и напряжения в УВАС в виде аналоговых сигналов $i_a, u_a, i_b, u_b, i_c, u_c$. С помощью СУ сигналы поочередно подключаются к АЦП. Для дальнейшей обработки все сигналы необходимо преобразовать в напряжение в диапазоне ± 10 (5) В, для чего используются операционные усилители (ОУ). Для преобразования тока в напряжение на инвертирующий вход ОУ подается сигнал i_a , который создает на резисторе R в цепи обратной связи (ОС) падение напряжения u'_ia , пропорциональное величине протекающего тока. Преобразование аналогового

напряжения заключается только в его масштабировании, для чего сигнал u_a подается на неинвертирующий вход ОУ, и с помощью делителя напряжения в виде резистора R на выходе получается нормированный сигнал u'_a .

Полученные сигналы поступают в АЦП, который состоит из выпрямителя VS , дискретно управляемого усилителя A , компараторов $EA1$, $EA2$, непрерывно управляемого мультивибратора G , логических элементов $DX1 - DX6$, $DW1$, $DW2$, двух реверсивных счетчиков $CT1$, $CT2$ и регистров $RG1$, $RG2$. Выпрямитель необходим, поскольку управляемый мультивибратор G преобразует в частоту импульсов напряжение и, только одного знака (положительное). Знак мгновенного значения входного напряжения и определяется компаратором $EA2$, а компаратор $EA1$, сравнивая абсолютное мгновенное значение с заданным постоянным напряжением U_0 , переключает динамический диапазон АЦП, изменяя дискретно коэффициент передачи усилителя A . В зависимости от диапазона изменения абсолютного мгновенного значения напряжения преобразование его в разрядно-цифровой двоичный код производится четырехразрядными двоичными счетчиками $CT1$ и $CT2$, соединенными последовательно, или только счетчиком $CT2$. Поэтому коэффициент передачи усилителя по мере возрастания мгновенного значения дискретно уменьшается в 2^4 раз. В зависимости от знака мгновенного значения преобразуемого напряжения производится суммирование импульсов счетчиками или их вычитание. Сформированный в текущем такте работы АЦП прямой двоичный код положительных или обратный двоичный код отрицательных средних (за интервал дискретизации) мгновенных значений записывается в регистры $RG1$, $RG2$ и хранится до конца следующего такта работы АЦП. Алгоритм работы АЦП обеспечивается устройством управления УУ, вырабатывающим соответствующие управляющие сигналы [2].

Если аналоговые сигналы поступили от релейной защиты, внешней автоматики или были заданы обслуживающим персоналом (обозначены $x_1 \dots x_i \dots x_n$), то замыкаются соответствующие контакты выключателя $K_1 \dots K_i \dots K_n$, и с помощью источника постоянного напряжения $U_n = 10$ В первичные (логические) сигналы преобразуются в напряжение в диапазоне ± 10 (5) В.

Далее полученная информация от АЦП или УВЛС поступает в ОЗУ, ПЗУ и ЦП. ОЗУ позволяет считывать и записывать двоичные коды. В отличие от оперативного, постоянное запоминающее устройство только считывает информацию, записанную один раз, набор команд в этом блоке постоянен.

Цифровой процессор, являющийся узлом всей схемы, обеспечивает все функциональные преобразования. ЦП анализирует и передает информацию об измеряемых величинах на сервер, который может быть установлен или непосредственно на подстанции, или в диспетчерском управлении.

1.2. Численное моделирование аварийных режимов в ЭЭС

Для математического моделирования какой-либо энергосистемы необходимо составить ее описание, то есть представить все связи между переменными величинами процессов в виде дифференциальных уравнений.

Математическая модель ЭЭС состоит из двух взаимосвязанных объектов: моделей схемы сети и режима ее работы [3]. Первая описывает состав сети, последовательность соединения элементов, а также их свойства и параметры, и представлена в виде схемы замещения. В режиме работы описываются связи параметров режима ЭЭС с помощью дифференциальных и алгебраических уравнений.

Формирование математической модели ЭЭС включает в себя следующие этапы:

- 1) Создание первичной модели. Составляются алгебраические, дифференциальные уравнения, которые наиболее полно описывают систему, которая на данном шаге представляется идеальной;
- 2) Упрощение и аппроксимация полученных уравнений;
- 3) Формирование алгоритма решения упрощенной системы уравнений;
- 4) Разработка комплекса программ для реализации алгоритма.

Любой метод численного моделирования подразумевает, что изначально определяются средства решения, а уровень решения проблемы определяется и ограничивается возможностями средств решения. Решение нелинейных систем уравнений в общем случае возможно только приближенно. Оно может быть осуществлено методом Ньютона, Ньютона-Рафсона, итераций, Зейделя, градиента (метод скорейшего спуска).

При использовании программно-вычислительных комплексов моделирование режимов работы энергосистемы предполагает следующий порядок действий:

- 1) Заполнение базы данных в виде таблиц. После ввода параметров схемы можно получить графическое изображение схемы замещения с обозначениями узлов и параметров схемы сети;

2) Расчет установившегося режима и отладка исходных данных в случае расхождения режима;

3) Моделирование переходных (динамических) процессов на основе результатов расчета установившегося режима ЭЭС;

4) Визуализация и анализ результатов.

Кроме того, программы оборудованы такими функциями, как утяжеление, расчет коротких замыканий (КЗ), задание сценария развития событий. Различные ПВК могут синхронизироваться между собой, что позволяет решать определенные задачи в специализированных программах (например, расчет токов КЗ в АРМ СРЗА) и использовать полученные результаты в других программах.

Однако численное моделирование имеет ряд недостатков. Количество дифференциальных уравнений, полученное для любой реальной ЭЭС, превышает возможности аналитического расчета. Поэтому для упрощения задачи необходима аппроксимация, чаще всего с помощью усеченного ряда Тейлора [4]. Кроме того, любая подробно описанная модель реальной энергосистемы подразумевает жесткую нелинейную систему, а ее удовлетворительное решение является маловероятным. Для снижения порядка жесткости исключаются малые значения постоянных времени, а, следовательно, упрощается сама модель ЭЭС.

Во всех используемых в России и за рубежом ПВК с целью снижения жесткости и дифференциального порядка решаемых систем уравнений используются:

- декомпозиция единого непрерывного спектра переходных и квазиустановившихся процессов в ЭЭС;
- использование однолинейных расчетных моделей;
- для всех сетевых элементов (трансформаторов, линий электропередачи) используются вместо динамических статические модели;
- упрощение моделей первичных двигателей, электрических машин и систем возбуждения;

- существенные ограничения интервала воспроизведения процессов;
- упрощенное моделирование средств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Наличие указанных упрощений и ограничений делает нецелесообразным численное моделирование режимов работы ЭЭС, особенно аварийных.

1.3. Описание программно-вычислительного комплекса EUROSTAG

Программно-вычислительный комплекс ПВК EUROSTAG [5] предназначен для расчета протекающих в энергосистеме электромеханических переходных процессов любой длительности – от долей секунды до часов. При этом точность расчета не зависит от продолжительности моделируемого переходного процесса, поскольку реализованный в EUROSTAG алгоритм интегрирования дифференциальных уравнений автоматически подбирает шаг интегрирования в соответствии с точностью, необходимой пользователю.

Данный ПВК позволяет решить такие задачи, как [5]:

- определение предельного времени отключения короткого замыкания;
- определение настроек автоматики и релейной защиты по результатам расчета аварийных и нормальных режимов;
- моделирование аварийных режимов работы ЭЭС;
- разработка и настройка систем управления (регуляторы скорости турбин, автоматического регулирования возбуждения (АРВ) генераторов);
- исследование процессов синхронизации энергосистем после крупных аварий.

Для упрощения решения этих задач в данный программный комплекс включено большое количество моделей различных устройств: синхронные и асинхронные машины, трансформаторы и автотрансформаторы, линии электропередач, реакторы, обобщенная нагрузка.

Программа состоит из нескольких модулей, предназначенных для ввода данных, расчета рабочих режимов и анализа результата:

- Конвертор - преобразует файлы из других программ в подходящий для EUROSTAG;
- Редактор схем – для графического моделирования сети;
- Редактор файлов – позволяет создавать и редактировать файлы нормального режима, динамики, событий;
- Редактор макроблоков – для создания пользовательских моделей устройств с помощью простейших блоков;
- Расчетный модуль – производит расчет режимов работы системы;
- Постпроцессор – позволяет строить и оформлять осциллограммы по различным параметрам в зависимости от времени;
- Табличный вывод – для просмотра результатов расчета в виде таблиц.

В ПВК EUROSTAG расчетный модуль служит для проведения расчетов установившихся режимов и электромеханических переходных процессов.

Для расчета установившегося режима используется итерационный численный метод Ньютона–Рафсона. Расчет установившегося режима предназначен для определения начальных условия для расчета переходных режимов (динамики).

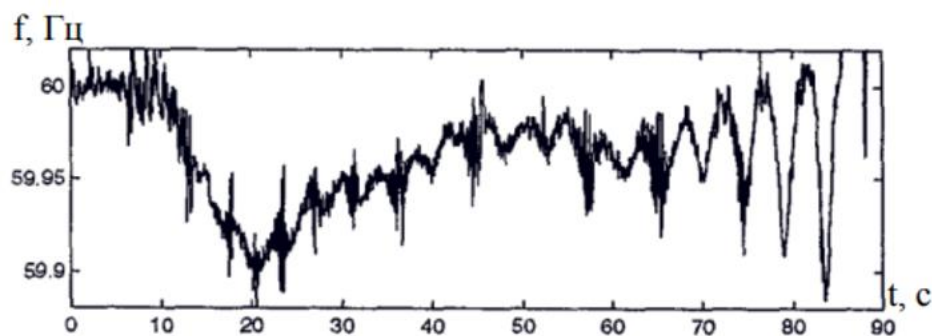
Для расчета переходных режимов используется расчетный метод интегрирования с переменным шагом, основанный на методе прогноз-коррекции – метод Nordsieck. При расчете переходных процессов программой шаг интегрирования подбирается программой автоматически для удовлетворения требования к точности расчета, заданных пользователем. При этом на каждом шаге интегрирования система алгебраических нелинейных уравнений решается по методу Ньютона–Рафсона. Наряду с базовыми моделями в EUROSTAG реализована возможность создания моделей различных устройств с помощью специального модуля графического программирования. Он позволяет создавать модели графически, то есть без набора программы и компиляции, с помощью набора стандартных блоков. Такой способ позволяет избежать большого количества ошибок, совершаемых при переводе блок-схем объектов моделирования на языки программирования.

2. АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ ПРИМЕРОВ ВЕРИФИКАЦИИ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ В ЭЭС

Итак, получаемая модель ЭЭС при численном моделировании неизбежно является жесткой, нелинейной системой дифференциальных уравнений. Дифференциальный порядок адекватной модели средней по величине региональной ЭЭС составляет примерно $5 \cdot 10^3$. Огромное количество этих уравнений делает невозможным аналитический расчет, в частности с помощью традиционных методов численного интегрирования. Существующий ряд ограничительных условий, при которых возможно применение данных методов говорит о том, что численное вычисление неприменимо к реальным ЭЭС, а упрощения модели приводят к маловероятному результату решения.

В ПВК установившиеся режимы работы энергосистемы представлены статическими моделями, исключаяющими возможность регулирования напряжения, реактивной мощности синхронных машин. Помимо этого, при расчете аварийного режима, вызванного коротким замыканием, при преобразовании схемы замещения в эквивалентную снижается точность результатов расчета, а именно токов КЗ. Также заметим, что мощности источников и приемников энергии в исходной и преобразованной схеме зачастую не совпадают. В связи с вышеперечисленными причинами, использование такой модели в качестве начальной в переходном процессе приводит к погрешностям и неверным осциллограммам.

Рассмотрим верификацию аварийного режима на примере крупной системной аварии в США, произошедшей вследствие аварийного отключения около 30 ГВт нагрузки (рисунок 2) [6].



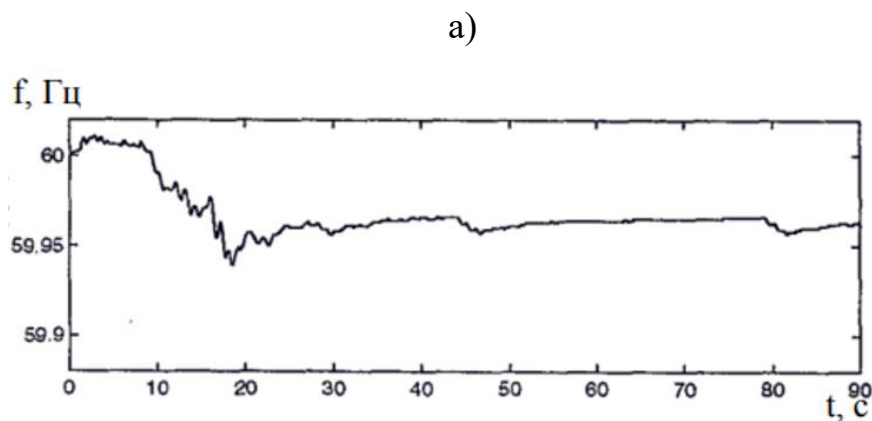


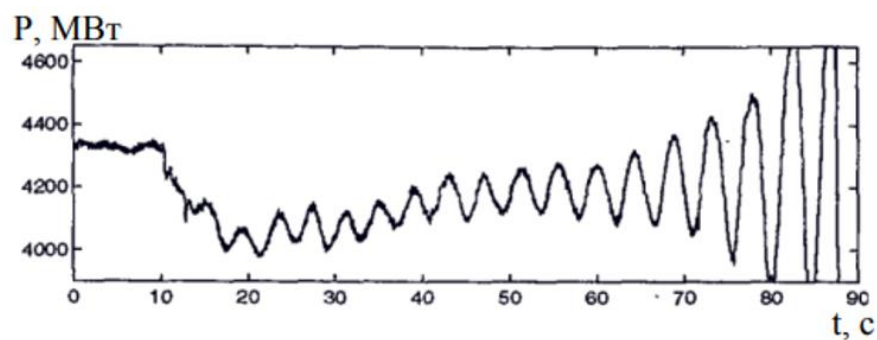
Рисунок 2 – Изменение частоты на шинах электростанции «Grand Coulee»

а) осциллограмма реального процесса;

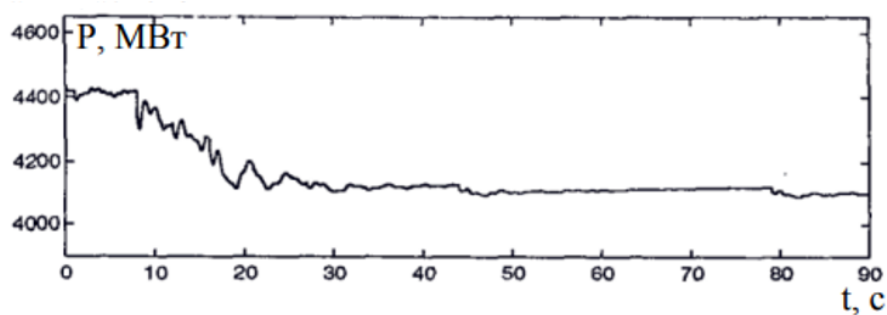
б) расчетная осциллограмма

Данная верификация проведена в результате тщательной подготовки параметров, характеристик математических моделей оборудования энергосистемы. Доаварийный режим был рассчитан с помощью Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) и предварительно выверенных баз данных параметров и настроек всего значимого оборудования, программный расчет аварийного режима был проведен в Extended Transient Midterm Stability Program (ETMP). Сравнение результатов моделирования с данными систем векторных измерений Phasor Measurement Unit (PMU) показало, что полученные реальная и программная осциллограммы не коррелируют между собой, причем с течением времени в реальности колебания частоты все больше возрастают, а в ПВК становится практически постоянной.

Следующим примером является верификация аварийного режима, перешедшего в асинхронный ход ЭЭС вследствие ориентации при настройке системы автоматического управления (САУ) линии постоянного тока (ЛПТ) на недостоверные результаты программного моделирования в ETMP (рисунок 3) [6].



а)



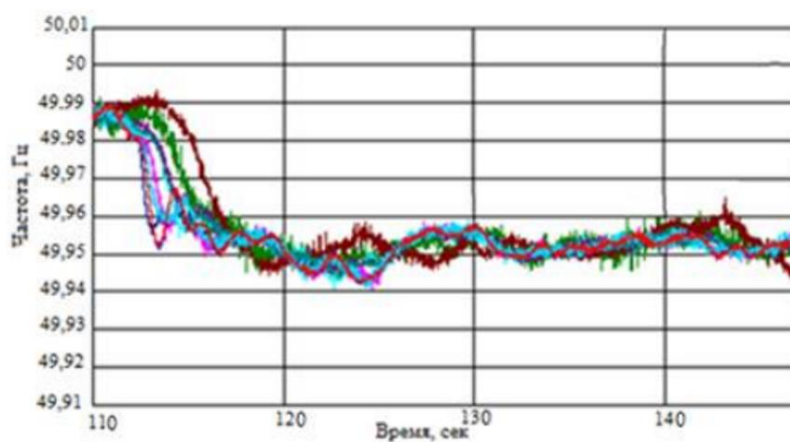
б)

Рисунок 3 – Изменение перетока мощности в ЛПТ

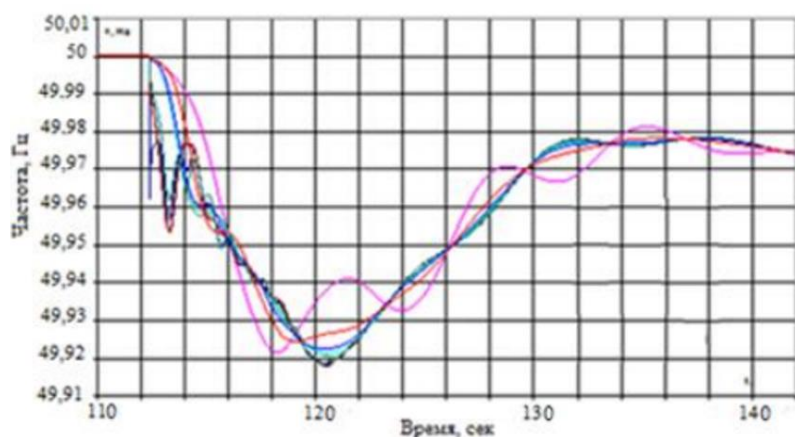
а) осциллограмма реального процесса;

б) расчетная осциллограмма

Аналогичные результаты верификации были получены при аварийном отключении блока 1 ГВт на Южно-Украинской АЭС [7, 8]:



а)



б)

Рисунок 4 – Изменение частоты на станциях Назаровская, Костромская, Хмельницкая, Рефтинская при отключении энергоблока Южно-Украинской АЭС

а) осциллограмма реального процесса;

б) расчетная осциллограмма

Сравнительный анализ результатов реальных аварийных процессов и расчетов на ПВК показал, что результаты численного моделирования аварийных процессов противоположны реальным данным – во всех приведенных примерах расчетные осциллограммы показывают установившийся послеаварийный режим, в то время как в реальных ЭЭС очевиден асинхронный ход. Можно сказать, что начальные участки (10-20 с) реальных и расчетных осциллограмм приблизительно совпадают, однако наличие неизбежной методической ошибки расчета во всех используемых ПВК постепенно привело к совершенно неверным результатам.

Использование любого метода численного интегрирования дифференциальных уравнений связано с замещением на каждом шаге неизвестного искомого решения некоторым аппроксимирующим значением, действительная ошибка которого неизвестна.

Согласно теории дискретизации дифференциальных уравнений, независимо от вида аппроксимации, существуют определенные условия применимости методов численного интегрирования [9, 10].

1. Решения дифференциального уравнения должны быть разложимыми в ряд Тейлора в окрестности каждой точки дискретизации:

$$y(t) = \sum_{p=0}^n \frac{y^p(t_n)}{p!} (t - t_n)^p + r_n(t), \quad (4)$$

где $y^p(t_n) = \left. \frac{d^p y}{dt^p} \right|_{t=t_n}$,

$r_n(t)$ - остаточный член ряда Тейлора при его усечении до члена степени p .

Однако доказано, что не все функции, даже простые, удовлетворяют данному условию [11]. Кроме того, его доказательство для адекватной математической модели ЭЭС является практически нерешаемой задачей. Поэтому использование старшего члена ряда для оценки погрешности решения оказывается далеко не всегда обоснованно.

2. Интервал решения разностного уравнения ограничен условием теоремы Далквиста [9, 10]:

$$|\tilde{y}(t_n) - y(t_n)| \leq \frac{G}{1 - \left| h \frac{b_k}{a_k} \right| M} \left[\left(1 + \left| h \frac{b_k}{a_k} \right| M \right) d + \frac{t_n}{|a_k|} \left(\frac{\sigma}{h} + Kh^p \right) \right] e^{Ght_n}, \quad (5)$$

где G, M, K – постоянные, определяемые конкретными коэффициентами разностного решаемого дифференциального уравнения,

$\sigma = \max |\sigma_n|$ – ошибка округления электронных цифровых вычислительных машин.

Это условие говорит о том, что интервал решения обратно пропорционален жесткости системы дифференциальных уравнений, локальной ошибке аппроксимации и порядку аппроксимирующего выражения.

3. Решения дифференциального уравнения должны удовлетворять условию Липшица:

$$|f(t, y_n) - f(t, y_i)| \leq L |y_n - y_i|, \quad (6)$$

где y_n, y_i – любая пара значений из области решения дифференциального уравнения $\frac{dy}{dt} = f(t, y)$,

L – константа Липшица.

Данное условие косвенно регламентирует жесткость решаемых дифференциальных уравнений, которые считаются таковыми, если их локальный коэффициент жесткости не менее 10 [12]:

$$S(t) = \frac{\max_{n=1,\dots,m} |\operatorname{Re} \lambda_n|}{\min_{n=1,\dots,m} |\operatorname{Re} \lambda_n|} \geq 10, \quad (7)$$

где $\rho = \max_{n=1,\dots,m} \left(\min_{n=1,\dots,m} \right) |\operatorname{Re} \lambda_n|$ - спектральный радиус матрицы Якоби решаемой системы дифференциальных уравнений,

λ_n - собственное значение этой матрицы.

λ_n – собственное значение матрицы Якоби решаемой системы дифференциальных уравнений.

Физический смысл имеет локальный коэффициент жесткости, равный отношению максимальной и минимальной постоянных выдержек времени:

$$(t) = \frac{T_{max}}{T_{min}} \geq 10. \quad (8)$$

Достаточно полная математическая модель реальной энергосистемы имеет жесткость системы дифференциальных уравнений около $5 \cdot 10^3$. Удовлетворительное решение системы уравнений такого порядка маловероятно, поэтому ее упрощают, исключая малые постоянные времени.

Соответствие решаемых численными методами дифференциальных уравнений рассчитываемой математической модели ограничительным условиям применимости этих методов гарантирует лишь возможность получения решения, но не обеспечивает его точность, так как присутствует принципиальная неопределимость действительной методической ошибки решения.

Из всего вышеперечисленного следует:

- численное решение дифференциальных уравнений во всех современных ПВК всегда осуществляется с принципиально неустранимой методической ошибкой;

- действительное значение методической ошибки решения теоретически неопределимо; эта проблема в теории дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений является фундаментальной;
- вероятность формирования значительной методической ошибки, приводящей к неудовлетворительному решению, возрастает с увеличением количества ошибок на каждом шаге интегрирования;
- общее количество взаимосвязанных пошаговых вычислений тем больше, чем выше дифференциальный порядок решаемой системы уравнений, а также ее жесткость и связанная с ней необходимость уменьшения величины шага и чем больше интервал решения, определяемый длительностью протекания воспроизводимых процессов;
- теоретически обоснованным и неизбежным путем повышения вероятности получения удовлетворительного численного решения дифференциальных уравнений является введение ограничений на жесткость, дифференциальный порядок и интервал решения дифференциальных уравнений, реализуемых во всех областях науки и техники только за счет декомпозиции и упрощения процессов, ограничения интервала их воспроизведения.

Результаты вышеизложенного анализа убедительно показывают принципиальную неразрешимость проблемы адекватного численного моделирования ЭЭС из-за одностороннего сугубо численного подхода к моделированию энергосистем. Единственным путем решения данной проблемы может быть только альтернативный подход - гибридное моделирование энергосистем, возможности которого гораздо больше ввиду комплексного подхода к задаче.

3. ГИБРИДНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЭС

Гибридное моделирование заключается в комплексном подходе к решению задачи [13], когда первичной является сама проблема, а средства для ее успешного решения специально создаются и преобразуются, в том числе методически различные.

3.1. Концепция ВМК РВ ЭЭС

Средством реализации гибридного моделирования является всережимный моделирующий комплекс реального времени энергосистем - непрерывно функционирующий высокоадекватный аналог моделируемой реальной ЭЭС с разнообразными информационно-управляющими возможностями, определяемыми современными IT-технологиями [14].

ВМК РВ ЭЭС обеспечивает непрерывное, адекватное моделирование в реальном времени и на неограниченном интервале реальных процессов в оборудовании и ЭЭС при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы.

Все преобразования и решения реализуются с помощью специализированных гибридных процессоров (СГП) (рисунок 5). Каждый из них содержит специализированный сопроцессор, который обеспечивает методически точное, неявное и непрерывное интегрирование единого непрерывного спектра процессов во всех видах оборудования и ЭЭС в целом. Помимо СГП, присутствуют центральный и периферийные процессоры. В центральном процессоре, связанном с сервером (VmkServer) локальной компьютерной сетью, реализуется различная противоаварийная автоматика и управление периферийными процессорами, которые, в свою очередь, обеспечивают управление цифро-аналоговыми продольно-поперечными коммутаторами [15].

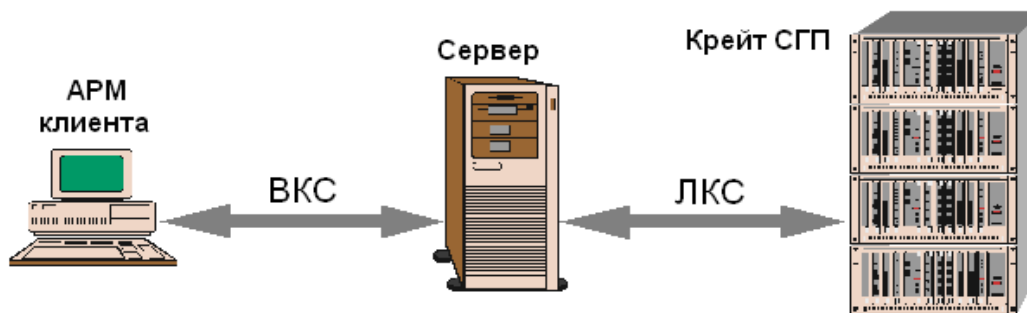


Рисунок 5 - Функциональная схема ВМК РВ ЭЭС

АРМ – автоматизированное рабочее место клиента;

СГП – специализированные гибридные процессоры моделируемых элементов;

ЛКС – локальная компьютерная сеть;

ВКС – внешняя компьютерная сеть.

Топология, согласно схеме всережимного моделирования ЭЭС, реализуется с помощью печатных кросс-плат коммутатора трехфазных узлов (КТУ) (рисунок 6), в которые на разъемах устанавливаются модули СГП, и с помощью их трехфазных продольно-поперечных цифроуправляемых коммутаторов.

Для управления моделированием и его отображения, а также визуализации процессов моделирования и его результатов предусмотрены разнообразные программные приборы цифрового, графического, диаграммного, осциллографического типов и различные формы в виде динамических панелей управления и наблюдения, содержащих нужные схемы, программные приборы и командные кнопки [15].

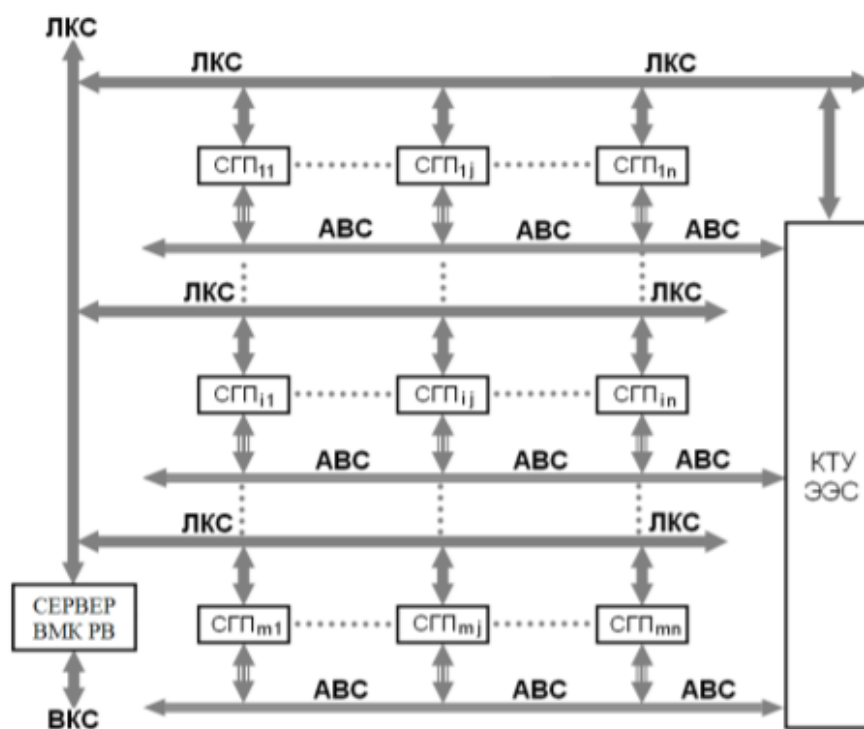


Рисунок 6 – Структурная схема ВМК РВ ЭЭС

Для моделирования всевозможных режимов работы исследуемой энергосистемы в ВМК РВ ЭЭС используется следующий алгоритм действий [16]:

1. Составляется электрическая схема замещения ЭЭС по исходно заданным параметрам оборудования и его настроек. При наличии данных теле-сигналов (ТС) и телеизмерений (ТИ) оперативно-информационного комплекса (ОИК) расчет производится на основе имеющейся информации;

2. Составляются системы уравнений всережимных математических моделей всего оборудования ЭЭС;

2. Определяются режимы работы генераторов, нагрузок, положения выключателей (также на основе данных ОИК);

3. Осуществляется методически точное (с незначительной инструментальной погрешностью), решение созданной математической модели в реальном времени, или в широком диапазоне изменения масштаба этого времени с помощью непрерывного, неявного параллельного интегрирования систем дифференциальных уравнений всережимных математических моделей. В случае отсутствия некоторых ТС и ТИ ОИК осуществляется автоматический расчет

недостающих данных, основанный на уравнениях балансов токов, активных и реактивных мощностей в смежных узлах с учетом потерь мощности и падений напряжений в линиях электропередач (ЛЭП), трансформаторах и рассчитанные данные автоматически заносятся в базу данных.

Используемая в данной работе схема моделирования ЭЭС представлена в Приложении А. Каждая фаза электрооборудования снабжена двумя выключателями, с помощью которых формируется нужная топология сети. Также каждый элемент имеет короткозамыкатель, который позволяет моделировать любой вид КЗ.

Данный комплекс позволяет обеспечивать всережимное моделирование любого оборудования ЭЭС. Все устройства, входящие в состав энергосистемы, описываются полными всережимными математическими моделями. В свою очередь, машины моделируются в прямоугольной системе координат d, q , жестко связанной с ротором. Остальные устройства моделируются непосредственно в трехфазной системе координат.

Решение систем уравнений математических моделей всех моделируемых элементов осуществляется в реальном времени, на неограниченном интервале, методически точно и с определенной инструментальной погрешностью с использованием непрерывного и неявного параллельного интегрирования дифференциальных уравнений. Входные-выходные переменные фаз А, В, С математических моделей всех элементов преобразуются в соответствующие им модельные физические токи и напряжения. Трехфазные модельные физические входы-выходы математических моделей всех моделируемых элементов оснащены трехфазными цифруправляемыми интегральными микроэлектронными продольно-поперечными коммутаторами.

На рисунке 7 приведена схема, с помощью которой выполняется методически точное интегрирование дифференциального уравнения, коэффициенты которого можно менять с помощью цифро-аналогового преобразователя (ЦАП).

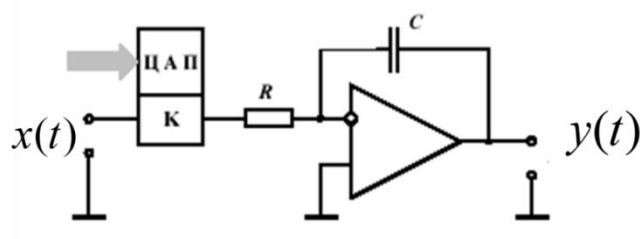


Рисунок 7 – Схема методически точного интегрирования дифференциальных уравнений

Приведем пример решения дифференциального уравнения (9). Рассмотрим решение уравнения движения ротора с помощью схемы, изображенной на рисунке 8.

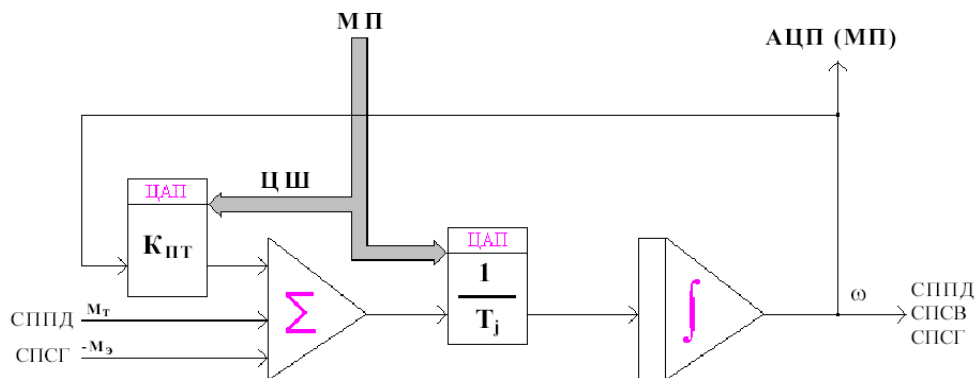


Рисунок 8 – Схема решения дифференциального уравнения движения ротора

Изначально имеем уравнение движения ротора синхронного генератора (СГ) в следующем виде:

$$T_j \frac{d\omega}{dt} + K_{ПТ} \cdot \omega = M_T - K_M \cdot (\psi_d \cdot i_d - \psi_q \cdot i_q), \quad (9)$$

или

$$\frac{d\omega}{dt} = (M_T - M_Э - K_{ПТ} \cdot \omega), \quad (10)$$

где T_j – постоянная инерции ротора,

ω – частота вращения ротора,

$K_{ПТ}$ – коэффициент потерь из-за трения в подшипниках,

M_T – механический момент турбины,

K_M – коэффициент эквивалентной мощности СГ,

ψ_d, ψ_q – потокосцепления по продольной и поперечной оси соответственно,

i_d, i_q – токи статора по соответствующим осям,

M_Σ – электромагнитный момент генератора.

Решением уравнения (10), в соответствии со схемой на рисунке 8, является функция $y(t)$:

$$y(t) = -\frac{K}{RC} \int_0^t x(t) dt, \quad (11)$$

где K – масштабирующий коэффициент,

R – сопротивление входного резистора,

C – сопротивление конденсатора в цепи обратной связи.

4. ВЕРИФИКАЦИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ ЭЭС С ПОМОЩЬЮ ВМК РВ ЭЭС И ПВК EUROSTAG

3.1. Описание схемы сети Восточно-Сибирской энергосистемы

В приложении А приведена схема Восточно-Сибирской ЭЭС, смоделированная в ВМК РВ ЭЭС. Она содержит сети номинальных напряжений 110, 220 и 500 кВ. Наиболее крупными объектами данной энергосистемы являются Братская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС, Иркутская ТЭЦ.

В ПВК EUROSTAG для расчета установившегося режима задаются мощность, выдаваемая генерирующим оборудованием, величина нагрузки, сопротивление линий электропередачи и трансформаторов, топология сети.

Для моделирования нормального режима работы системы в ВМК РВ ЭЭС необходимо задать параметры электрооборудования сети, а также определить режимы работы генераторов, нагрузок, положения выключателей. В отличие от схемы в ПВК EUROSTAG, здесь каждая фаза составляющих схемы содержит два линейных выключателя, которые позволяют составить нужную схему соединения подстанций. На каждом объекте имеется короткозамыкатель, позволяющий моделировать любой вид КЗ.

3.2. Определение мест и характера аварий для моделирования переходных процессов

Для наиболее полного сравнительного анализа осциллограмм в ПВК EUROSTAG и ВМК РВ ЭЭС следует рассчитывать как можно больше различных аварийных процессов в нескольких точках сети. Наиболее опасным и в тоже время простым является трехфазное короткое замыкание с малым переходным сопротивлением.

В данной работе рассмотрим следующие возможные возмущения, которые наиболее актуальны для энергосистем:

- трехфазное короткое замыкание на выводах генератора;
- трехфазное короткое замыкание на линии.

Во всех экспериментах будем считать короткое замыкание металлическим. Длительность КЗ выбираем в соответствии с [17]:

Таблица 1 – Длительность короткого замыкания в зависимости от номинального напряжения

Номинальное напряжение, кВ	110	220	330	500	750	1150
Время отключения КЗ, с	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08

Принимаем длительность КЗ 0,12 с для опыта короткого замыкания на выводах генератора, и 0,1 с при КЗ на линии.

Расчет процессов динамики происходит на основе результатов расчета установившегося режима (рисунок 9).

```

ЧТЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ ИЗ ФАЙЛА ДАННЫХ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

ИТЕРАЦИЯ = 0.0      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 184
ИТЕРАЦИЯ = 1.0      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 182
ИТЕРАЦИЯ = 2.0      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 181
ИТЕРАЦИЯ = 3.0      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 177
ИТЕРАЦИЯ = 4.0      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 173
ИТЕРАЦИЯ = 4.1      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 171
ИТЕРАЦИЯ = 4.2      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 163
ИТЕРАЦИЯ = 4.3      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 152
ИТЕРАЦИЯ = 4.4      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 112
ИТЕРАЦИЯ = 5.0      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 50
ДОСТИГНУТА ВЕЛИЧИНА QMIN -180.000 В ОСОБОМ УЗЛЕ 9999
ОСОБЫЙ УЗЕЛ 9999 БЫЛ ПЕРЕВЕДЕН ИЗ ТИПА PU В ТИП PQ
ДОСТИГНУТА ВЕЛИЧИНА QMAX 0.0 В ОСОБОМ УЗЛЕ 1121
ОСОБЫЙ УЗЕЛ 1121 БЫЛ ПЕРЕВЕДЕН ИЗ ТИПА PU В ТИП PQ
ДОСТИГНУТА ВЕЛИЧИНА QMAX 0.0 В ОСОБОМ УЗЛЕ 1120
ОСОБЫЙ УЗЕЛ 1120 БЫЛ ПЕРЕВЕДЕН ИЗ ТИПА PU В ТИП PQ
ДОСТИГНУТА ВЕЛИЧИНА QMIN -96.0828 В ОСОБОМ УЗЛЕ 60402163
ОСОБЫЙ УЗЕЛ 60402163 БЫЛ ПЕРЕВЕДЕН ИЗ ТИПА PU В ТИП PQ
ДОСТИГНУТА ВЕЛИЧИНА QMIN -25.0000 В ОСОБОМ УЗЛЕ 60405037
ОСОБЫЙ УЗЕЛ 60405037 БЫЛ ПЕРЕВЕДЕН ИЗ ТИПА PU В ТИП PQ
ДОСТИГНУТА ВЕЛИЧИНА QMIN -50.0000 В ОСОБОМ УЗЛЕ 60490002
ОСОБЫЙ УЗЕЛ 60490002 БЫЛ ПЕРЕВЕДЕН ИЗ ТИПА PU В ТИП PQ
ДОСТИГНУТА ВЕЛИЧИНА QMAX 0.0 В ОСОБОМ УЗЛЕ 60208007
ДОСТИГНУТА ВЕЛИЧИНА QMAX 0.0 В ОСОБОМ УЗЛЕ 60208003
ОСОБЫЙ УЗЕЛ 60208007 БЫЛ ПЕРЕВЕДЕН ИЗ ТИПА PU В ТИП PQ
ОСОБЫЙ УЗЕЛ 60208003 БЫЛ ПЕРЕВЕДЕН ИЗ ТИПА PU В ТИП PQ
ИТЕРАЦИЯ = 6.0      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 7
ИТЕРАЦИЯ = 6.1      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 3
ИТЕРАЦИЯ = 6.2      КОЛИЧЕСТВО НЕБАЛАНСОВ, ПРЕВЫШАЮЩИХ ЗАДАННУЮ ТОЧНОСТЬ : 0

ДОСТИГНУТ КОНЕЦ РАСЧЕТА

```

Рисунок 9 – Результаты расчета установившегося режима

Схема исследуемой сети в ВМК РВ ЭЭС идентична схеме, смоделированной в ПВК EUROSTAG, за исключением обозначений узлов. Ввиду большого количества элементов энергосистемы будем приводить только необходимые номера узлов, используемые для задания сценариев динамики и контролируемых параметров.

3.3. Верификация расчетов трехфазного КЗ на выводах генератора

Для опыта КЗ на выводах генератора выбираем генератор Г-9 на Братской ГЭС, подключенный к системе сборных шин 220 кВ через трансформатор Т-9 (рисунок 10):

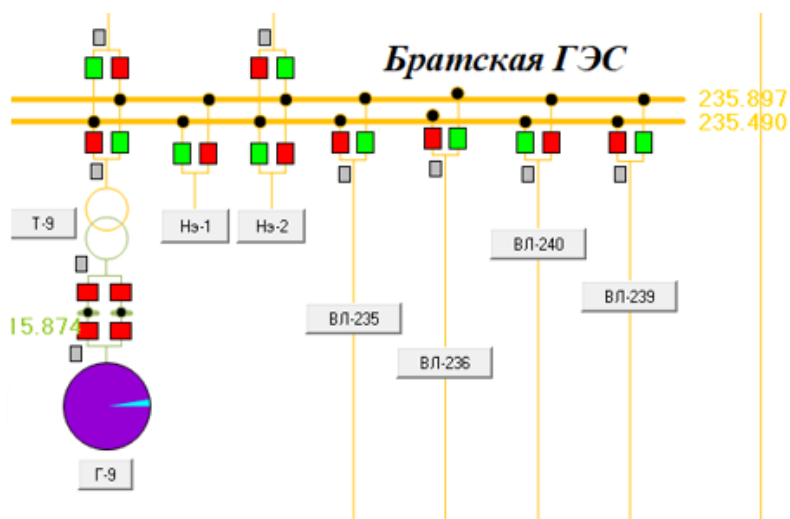


Рисунок 10 – Схема подключения генератора Г-9

Паспортные данные и текущие параметры генератора в установившемся режиме работы ЭС приведены на рисунке 11:

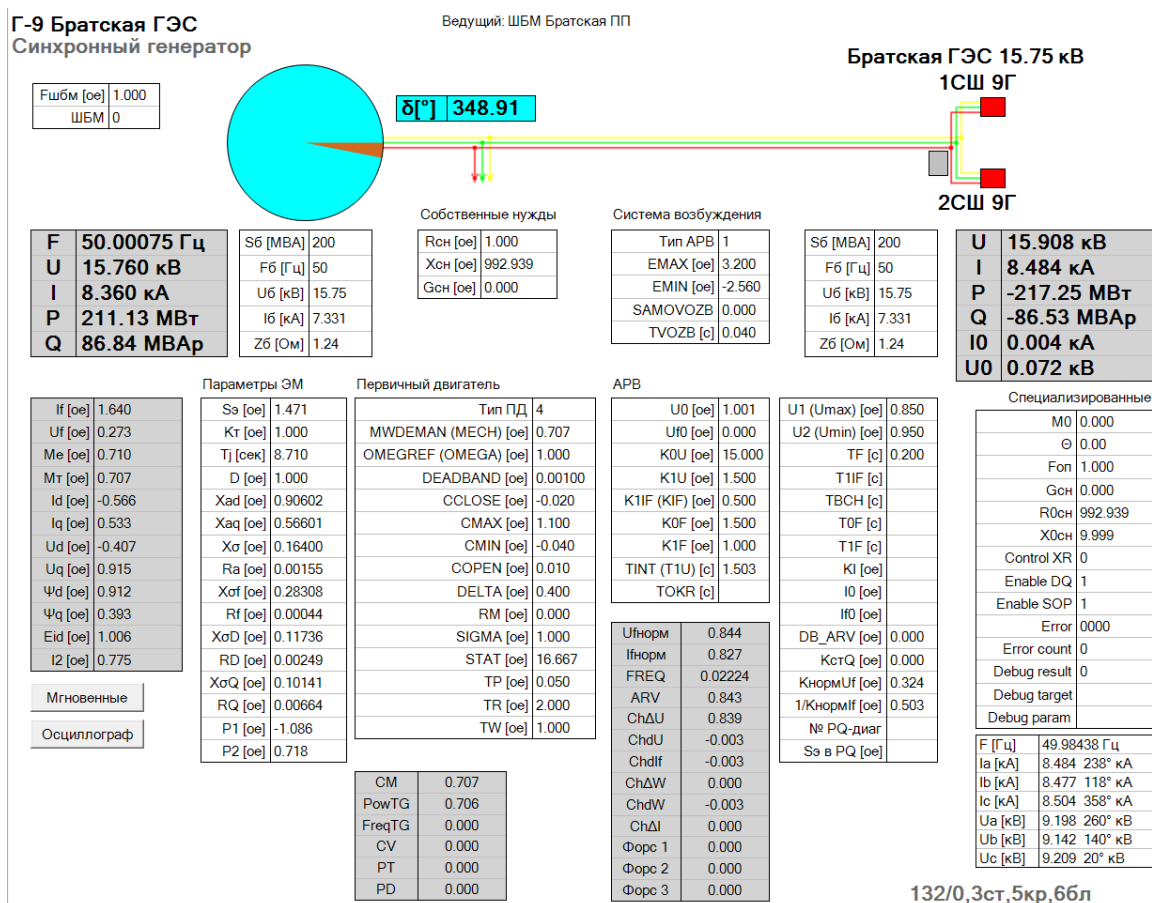


Рисунок 11 – Параметры генератора Г-9

3.3.1. Моделирование в ПВК EUROSTAG

Все синхронные машины (CM) в ПВК EUROSTAG представлены PU-моделью, исключаяющей регулирование реактивной мощности. Генератор Г-9 на Братской ГЭС задан в узле №60401062.

Для моделирования аварийного режима создаем сценарий динамики (рисунок 12).

ПАРАМЕТРЫ	ПАРАМЕТРЫ СЦЕНАРИЯ
TIME	ВРЕМЯ
99.9:FAULTATN:60401062	К.З. В УЗЛЕ
100.02:CLEARB :60401062	ОТКЛЮЧЕНИЕ К.З. В УЗЛЕ
200.:STOP	СТОП

Рисунок 12 – Сценарий динамики в ПВК EUROSTAG

3.3.2. Моделирование в ВМК РВ ЭЭС

Для моделирования трехфазного КЗ на выводах генератора Г-9 задаем аналогичный сценарий событий:

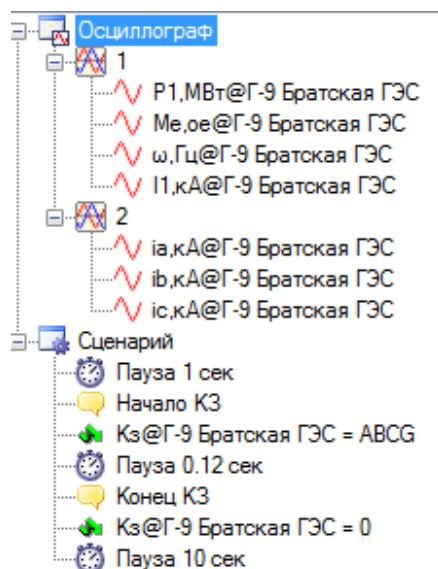
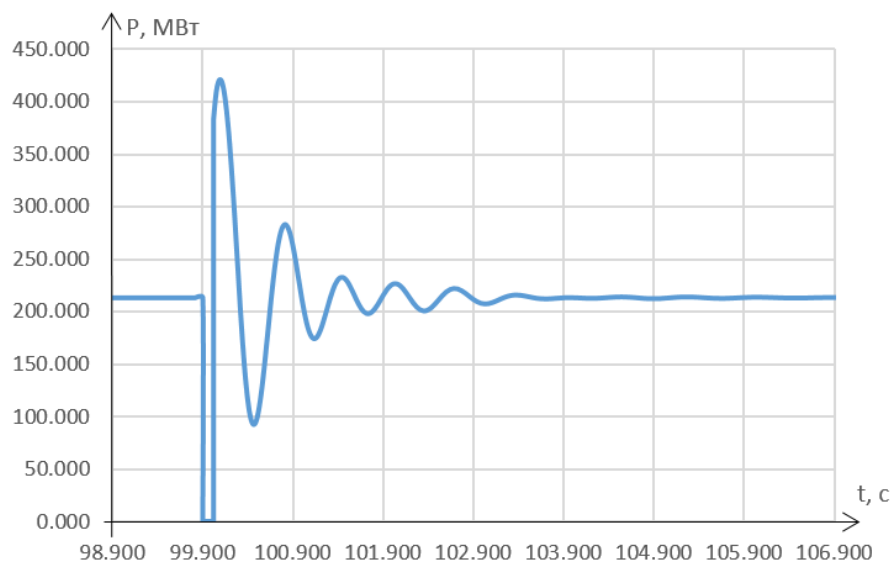


Рисунок 13 - Сценарий динамики в ВМК РВ ЭЭС

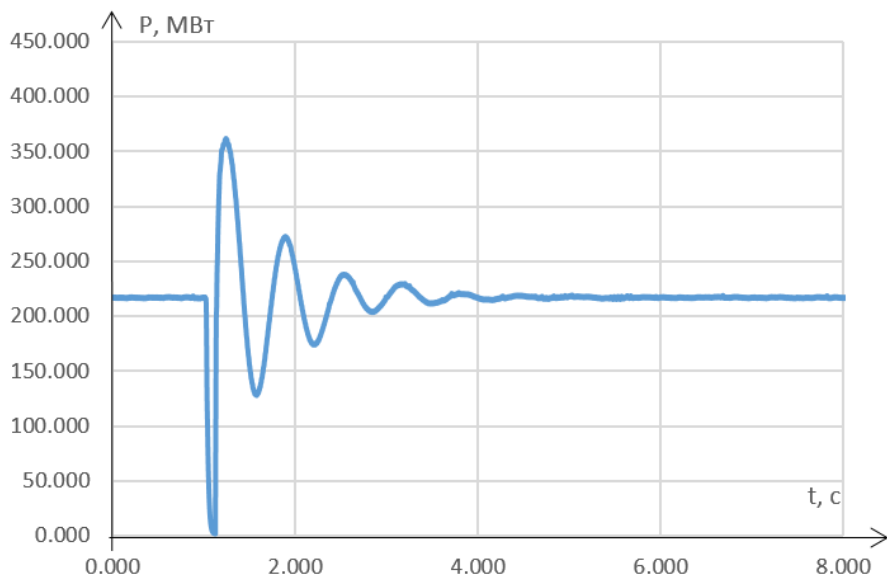
Контролируемыми параметрами являются выдаваемая активная мощность генератора, ток в ветви генератор-трансформатор, частота в узле генератора.

3.3.3. Анализ результатов верификации ПВК EUROSTAG

Результаты расчета представим графически, в виде осциллограмм (рисунки 14-16).



а)

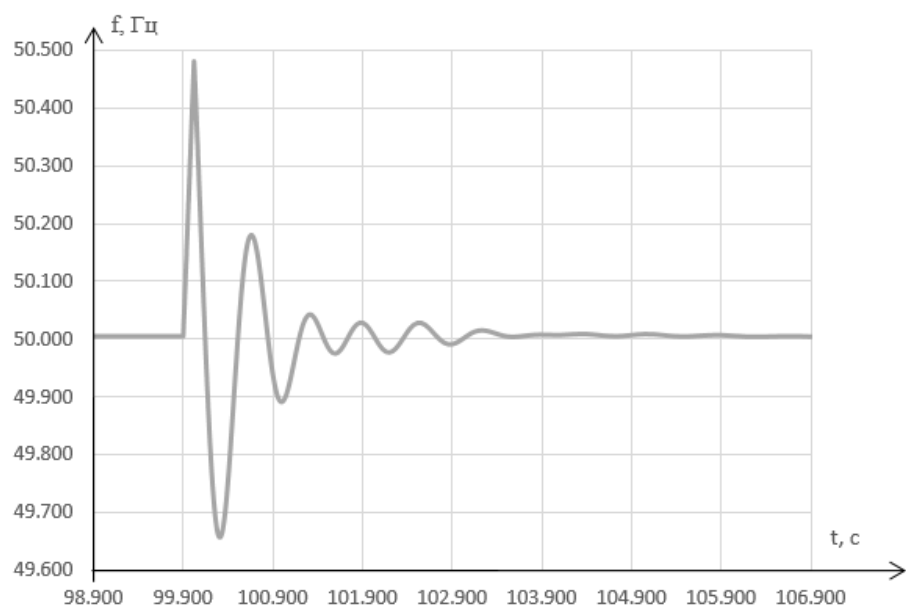


б)

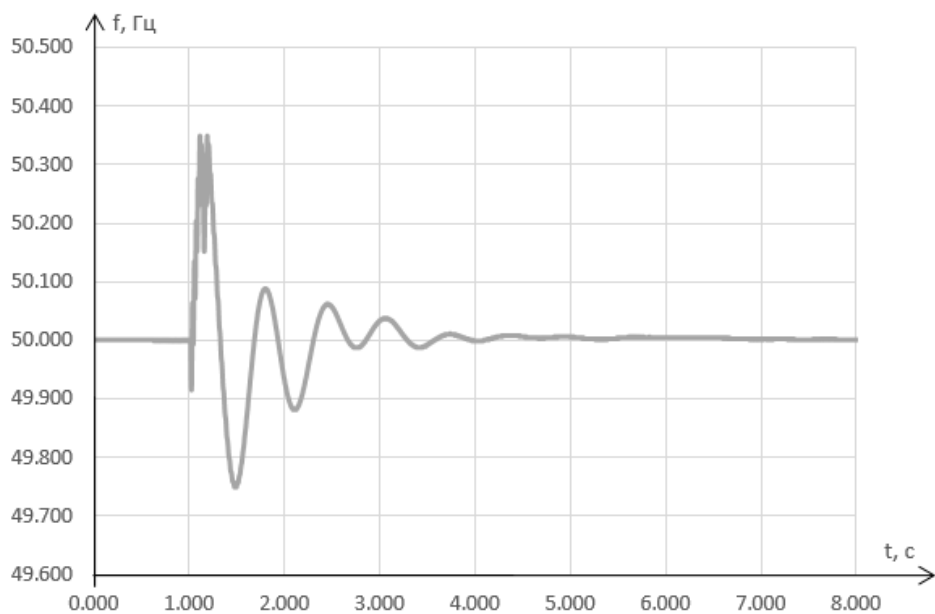
Рисунок 14 – Изменение выдаваемой активной мощности при трехфазном КЗ на выводах генератора Г-9

а) осциллограмма, полученная в ПВК EUROSTAG;

б) осциллограмма, полученная в ВМК РВ ЭЭС



а)

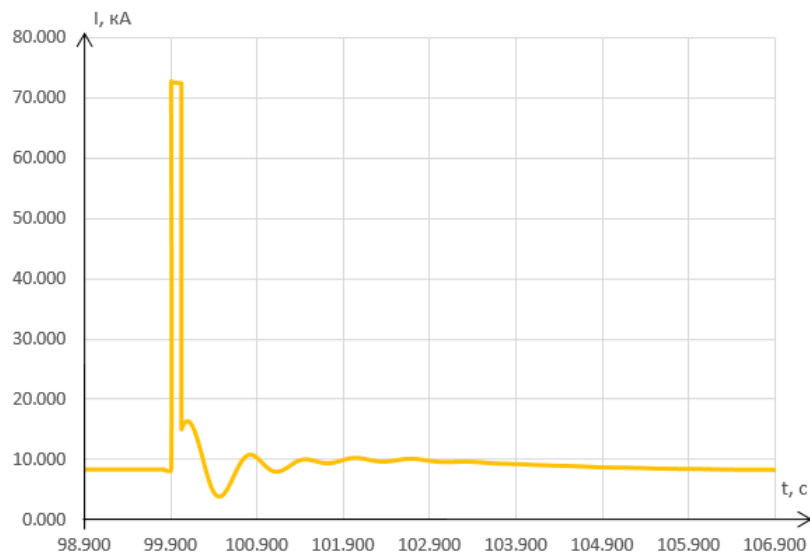


б)

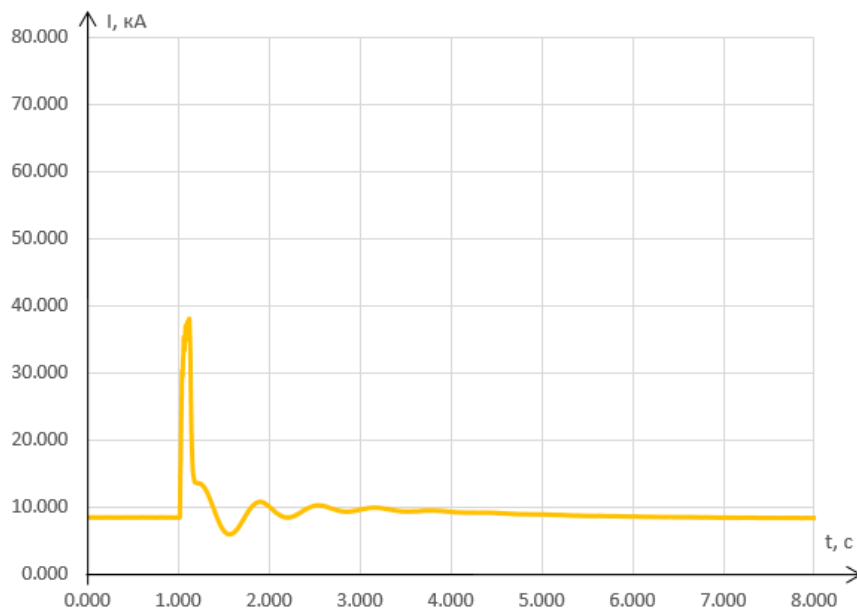
Рисунок 15 – Изменение частоты на выводах генератора Г-9

а) осциллограмма, полученная в ПВК EUROSTAG;

б) осциллограмма, полученная в ВМК РВ ЭЭС



а)



б)

Рисунок 16 – Изменение фазного тока на выводах генератора Г-9

а) осциллограмма, полученная в ПВК EUROSTAG;

б) осциллограмма, полученная в ВМК РВ ЭЭС

Сравнивая вышеприведенные осциллограммы по соответствующим параметрам, видно, что значения контролируемых величин совпадают в установившемся (доаварийном) режиме с незначительной инструментальной погрешностью, обусловленной ограниченностью разрядной сетки компьютера. С другой стороны, данные переходных процессов существенно отличаются в ПВК

EUROSTAG и ВМК РВ ЭЭС, что можно заметить невооруженным взглядом. Это связано с принципиально разным походом к решению системы дифференциальных уравнений в данных расчетных комплексах. ПВК EUROSTAG использует пошаговое интегрирование, когда на каждом этапе система уравнений является алгебраической. В этом случае мы имеем неизвестную методическую ошибку расчета, связанную с рядом применяемых ограничений и упрощений в математическом моделировании. С каждым новым моментом времени система основывается на результатах расчета предыдущего момента времени, что приемлемо для установившихся режимов, но недопустимо для переходных процессов. Так как в ВМК РВ ЭЭС расчет режимов происходит в реальном времени, на неограниченном интервале, с определенной инструментальной погрешностью с использованием непрерывного и неявного параллельного интегрирования, то расчет значений режимных параметров не зависит от предыдущих результатов расчета, нет неопределенности в результатах вычислений.

Для количественной оценки погрешности расчета приведем значения исследуемых параметров в характерных точках: значения в доаварийном режиме, наибольшие (пиковые) значения в переходном процессе, в послеаварийном квазиустановившемся режиме.

Таблица 2 – Верификация контролируемых режимных параметров

	Контролируемый параметр	ПВК EUROSTAG	ВМК РВ ЭЭС	Δ , %
Доаварийный режим	$P_{Г}$, МВт	213,028	213,385	0,167
	ω , Гц	50,005	50,001	0,008
	I , кА	8,420	8,498	0,918
Переходный процесс	$P_{Г}$, МВт	419,337	360,741	16,243
	ω , Гц	50,466	50,349	0,232
	I , кА	72,603	37,361	94,328
Послеаварийный квазиустановившийся режим	$P_{Г}$, МВт	213,304	216,157	1,320
	ω , Гц	50,004	50,001	0,006
	I , кА	8,382	8,426	0,522

Из таблицы 2 следует, что наибольшая погрешность по всем параметрам соответствует аварийному режиму, что подтверждает сделанные ранее выводы.

Следует отметить, что рассчитанные значения ударного тока КЗ различаются практически в 2 раза. Причиной такого радикального различия является довольно приближенный способ учета апериодической составляющей тока КЗ, с помощью корректирующего коэффициента (коэффициент апериодической составляющей), вычисляемого по формуле [18]:

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3}{\omega T_a}}, \quad (7)$$

где ω – угловая частота напряжения сети,

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока.

Использование данных короткого замыкания с недопустимой ошибкой расчета в последствие приведет к неправильной работе оборудования и его повреждению, выбранного по этим данным.

3.4. Верификация расчетов трехфазного КЗ на линии

Для исследования КЗ на линии выбираем воздушную линию (ВЛ) №239 220 кВ Братская ГЭС – БЛПК (рисунок 17):

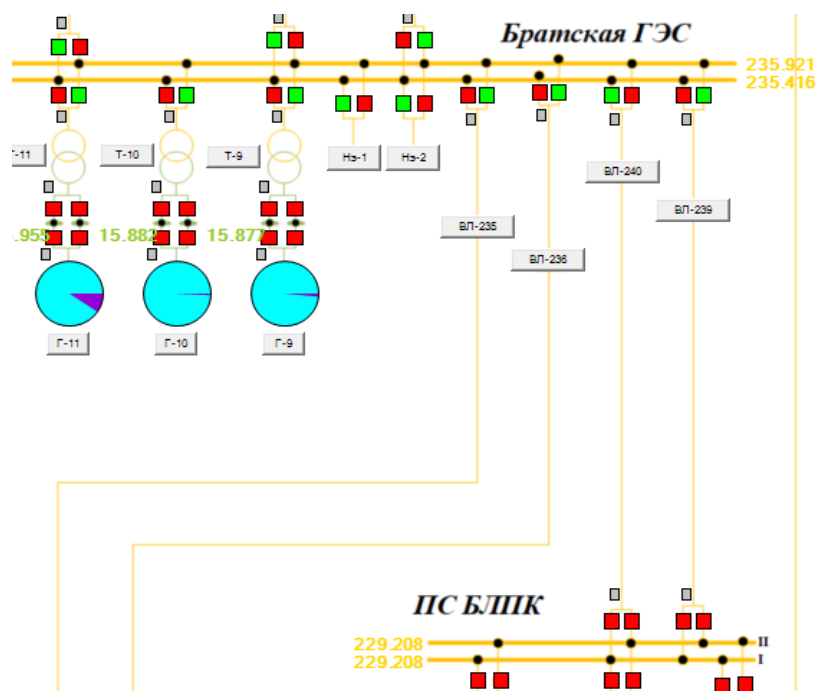


Рисунок 17 – Схема подключения ВЛ-239 (220 кВ)

Паспортные данные и текущие параметры линии №239 приведены на рисунке 18:

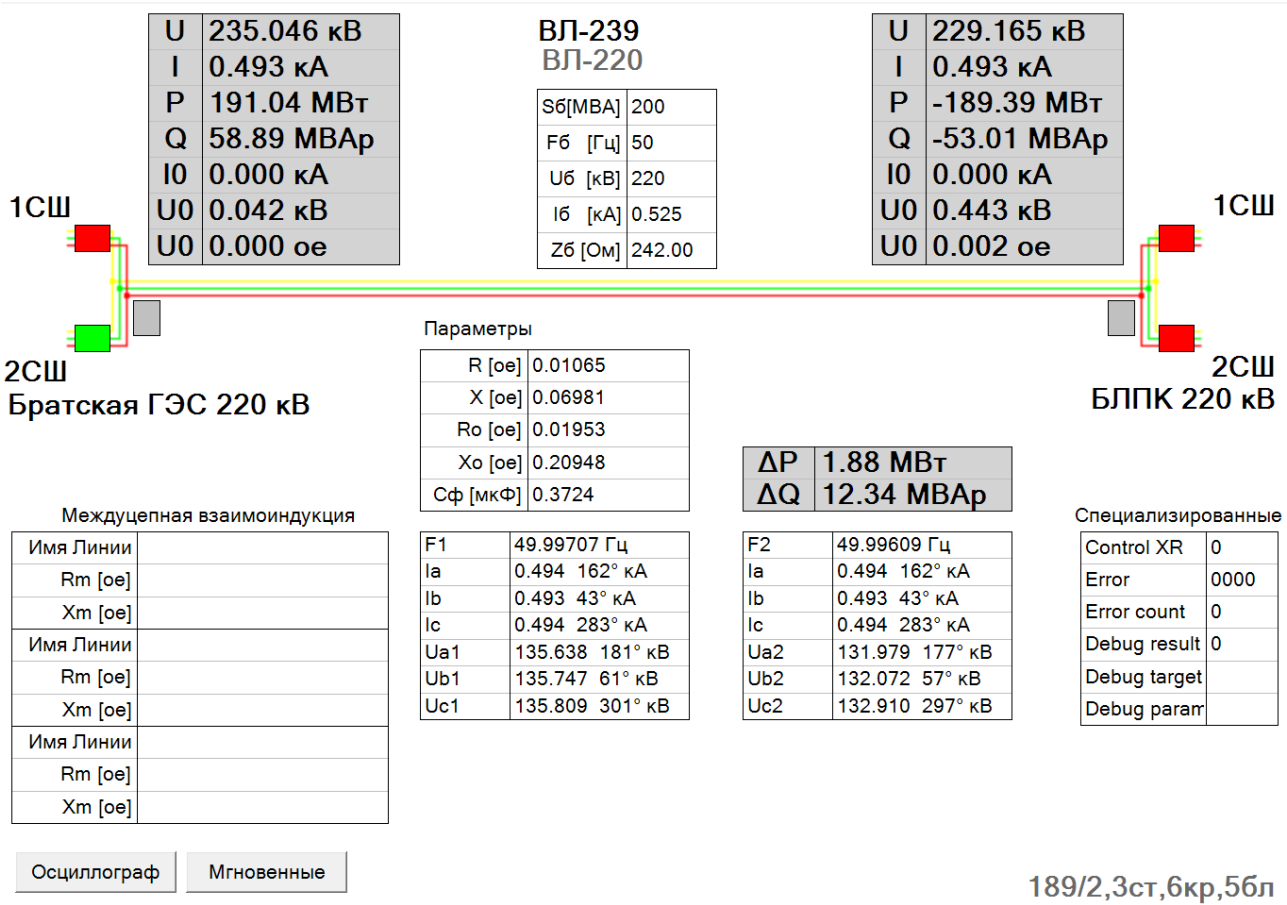


Рисунок 18 – Параметры линии ВЛ-239 (220 кВ)

3.4.1. Моделирование в ПВК EUROSTAG

ВЛ №239 (220 кВ) задана в ПВК EUROSTAG ветвью 60401071-60401078, где узел №60401071- шина Братской ГЭС, узел №60401078 - БЛПК.

Для моделирования короткого замыкания в конце линии, на шинах БЛПК, создаем следующий сценарий динамики:

ПАРАМЕТРЫ	ПАРАМЕТРЫ СЦЕНАРИЯ
TIME	ВРЕМЯ
99.9:FAULTATN:60401078	К.З. В УЗЛЕ
100.:CLEARB :60401078	ОТКЛЮЧЕНИЕ К.З. В УЗЛЕ
200.:STOP	СТОП

Рисунок 19 – Сценарий динамики в ПВК EUROSTAG

3.4.2. Моделирование в ВМК РВ ЭЭС

Для моделирования трехфазного КЗ в конце линии №239 (220 кВ) задаем аналогичный сценарий событий:

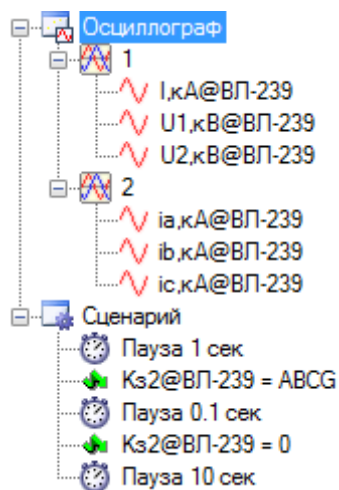
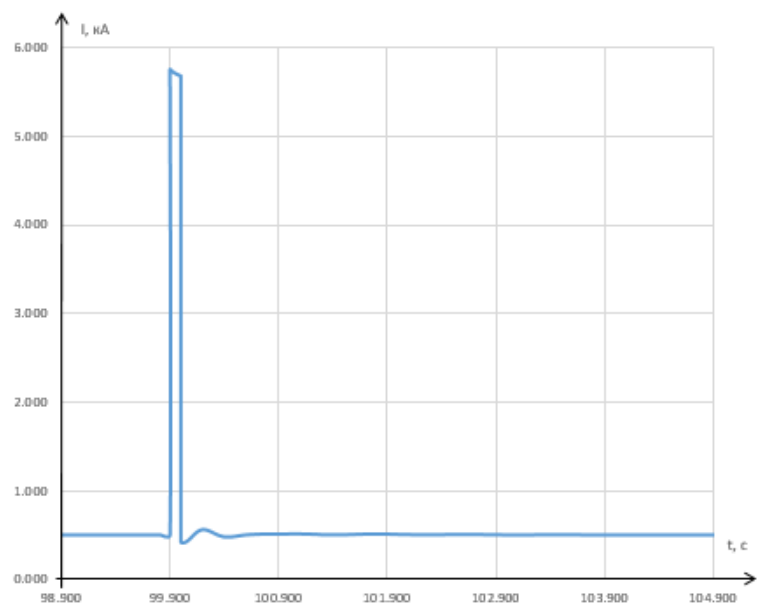


Рисунок 20 - Сценарий динамики в ВМК РВ ЭЭС

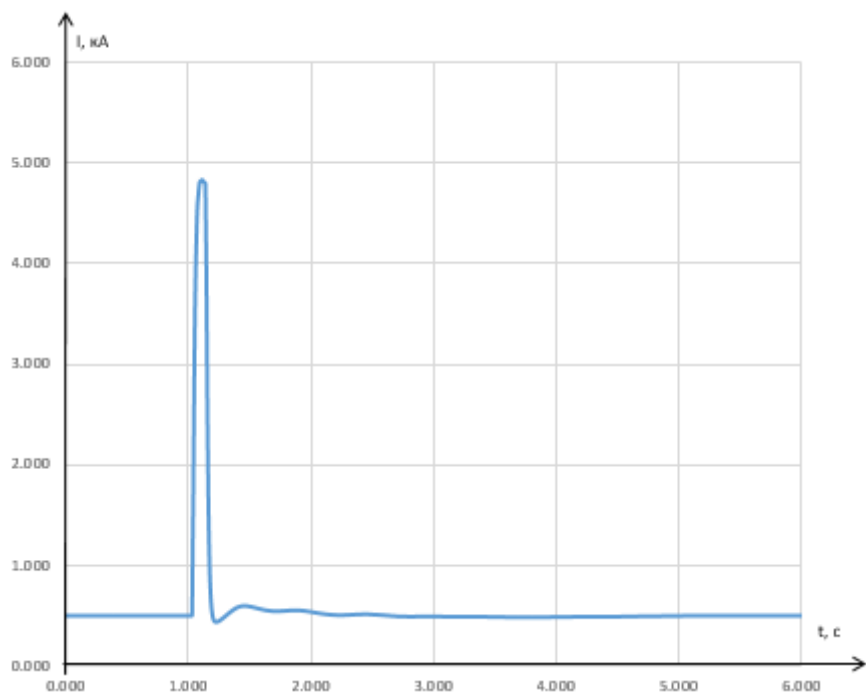
Контролируемыми параметрами являются фазный ток линии, напряжения на шинах подстанции БЛПК и Братской ГЭС.

3.4.3. Анализ результатов верификации ПВК EUROSTAG

Результаты расчета представлены в виде осциллограмм на рисунках 21-23.



а)

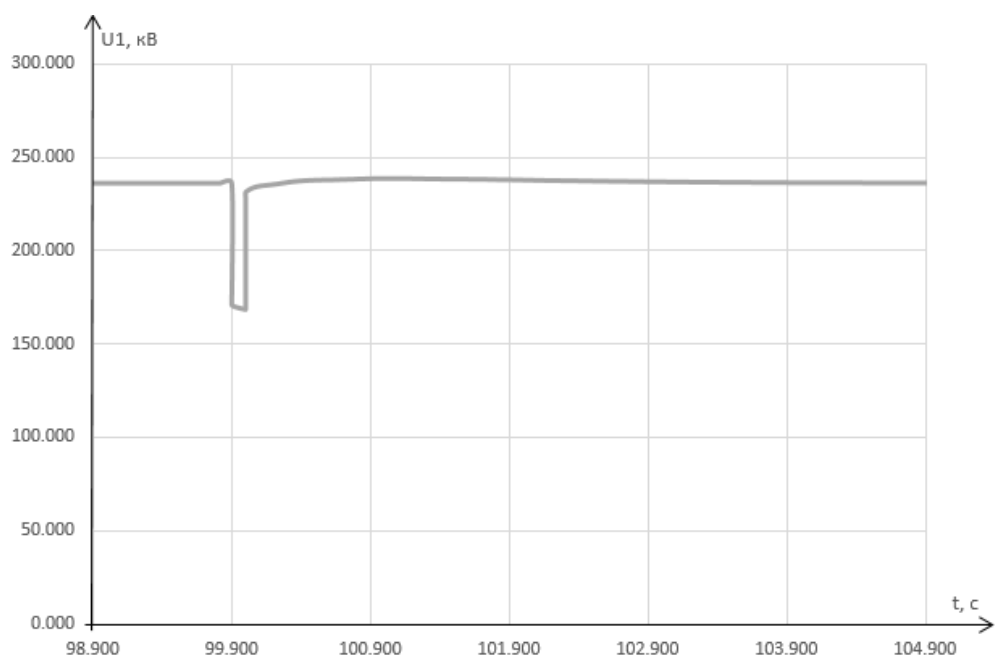


б)

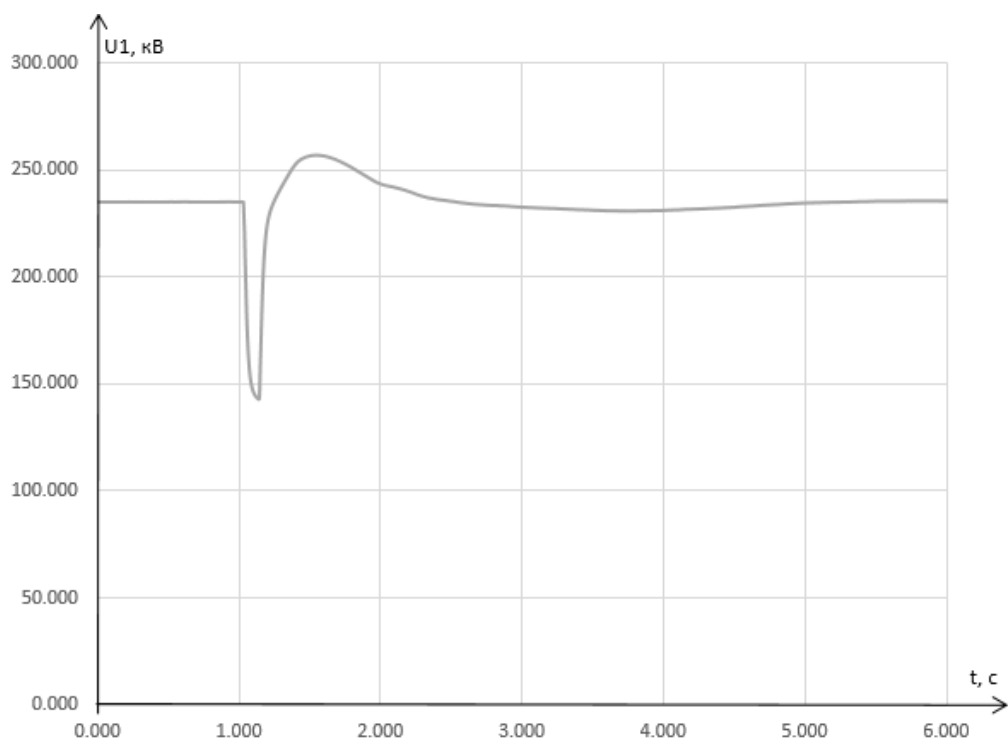
Рисунок 21 – Изменение фазного тока в линии ВЛ-239 (220 кВ)

а) осциллограмма, полученная в ПВК EUROSTAG;

б) осциллограмма, полученная в ВМК РВ ЭЭС



а)

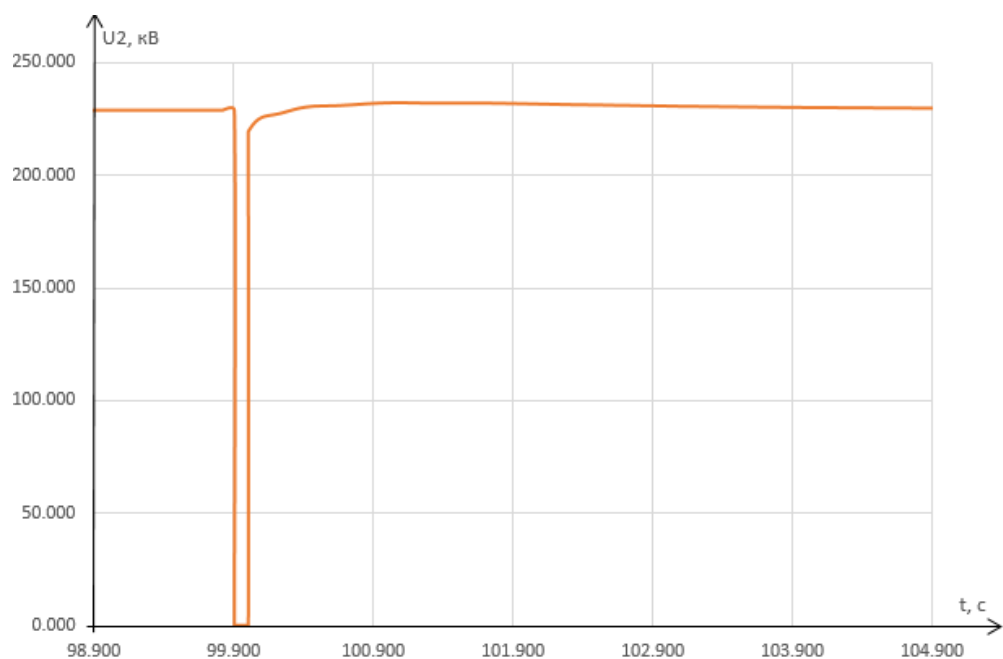


б)

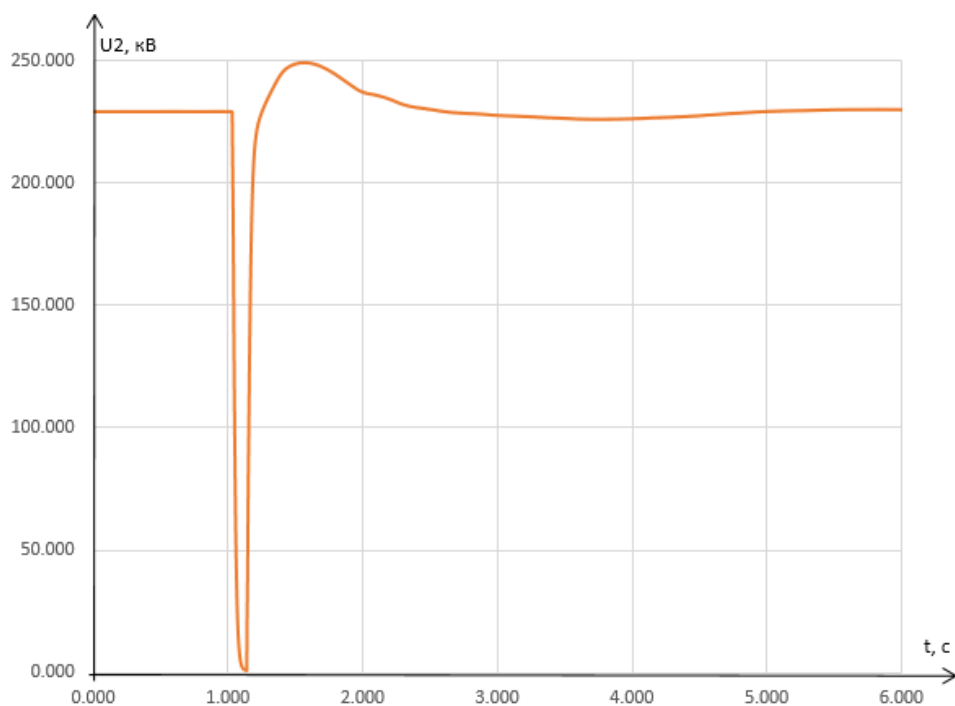
Рисунок 22 – Изменение напряжения на шинах БЛПК

а) осциллограмма, полученная в ПВК EUROSTAG;

б) осциллограмма, полученная в ВМК РВ ЭЭС



а)



б)

Рисунок 23 – Изменение напряжения на шинах БЛПК

а) осциллограмма, полученная в ПВК EUROSTAG;

б) осциллограмма, полученная в ВМК РВ ЭЭС

Для количественной оценки погрешности расчета приведем значения исследуемых параметров в характерных точках: значения в доаварийном режиме,

наибольшие значения контролируемых параметров (переходный процесс), в послеаварийном квазиустановившемся режиме.

Таблица 3 – Верификация контролируемых режимных параметров

	Контролируемый параметр	ПБК EUROSTAG	ВМК РВ ЭЭС	Δ , %
Доаварийный режим	I, кА	0,501	0,492	1,829
	U ₁ , кВ	235,979	235,073	0,385
	U ₂ , кВ	229,245	229,165	0,035
Переходный процесс	I, кА	5,740	4,800	19,583
	U ₁ , кВ	238,376	256,558	7,087
	U ₂ , кВ	232,520	249,065	6,643
Послеаварийный квазиустановившийся режим	I, кА	0,500	0,493	1,420
	U ₁ , кВ	236,061	235,503	0,237
	U ₂ , кВ	230,158	230,024	0,058

Аналогично опыту короткого замыкания на выводах генератора, осциллограмма фазного тока совпадает по форме, но отличается по максимальному (ударному) значению тока КЗ. В осциллограммах, полученных с помощью ПБК EUROSTAG, напряжения в конце и начале линии изменяются скачком, снижаясь до нуля. В реальных условиях это невозможно, так как даже при глухом коротком замыкании существует малое переходное сопротивление. В ВМК РВ ЭЭС напряжение падало постепенно, достигнув минимального значения 1,024 кВ на шинах БЛПК.

После отключения КЗ в ПБК EUROSTAG отсутствуют перенапряжения на осциллограммах, вследствие использования статических моделей элементов энергосистемы. Неучет перенапряжений может привести к повреждению и пробое изоляции элементов сети, а также к повреждению измерительных приборов, отключению электрооборудования.

Численная оценка относительной погрешности расчетов в ПБК показала, что наибольшая погрешность по всем параметрам соответствует аварийному режиму работы линии, аналогично опыту короткого замыкания на выводах генератора.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ

Введение

Целью данного раздела является экономическое планирование и оценка ресурсоэффективности научно-технического исследования (НТИ), состоящего в изучении средств регистрации аварийных процессов в ЭЭС, а также в верификации реальных и расчетных осциллограмм этих процессов.

В качестве аппаратуры для проведения экспериментов используется все-режимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), ПВК «Eurostag», а также пакет ПО Microsoft Office 2016 (Word, Exel, PowerPoint).

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- оценить коммерческий потенциал и перспективность проведения научных исследований;
- провести SWOT-анализ для выявления сильных и слабых сторон проекта;
- произвести планирование научно-исследовательских работ;
- определить бюджет научного проекта;
- определить ресурсоэффективность проекта.

Важность и значимость этого раздела очевидна, так как оборудование рассматривается не только по его функционированию и возможностям, но также и с экономической стороны, что, на данный момент, является одним из важных критериев при выборе аппаратуры. Таким образом, у нас есть возможность выбора по различным критериям и определения наиболее выгодного варианта.

Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсоснабжения

1. Потенциальные потребители результатов исследования.

В работе рассматриваются средства регистрации аварийных процессов в ЭЭС, а также известные верификации этих процессов и последствия для функционирования ЭЭС. Проблема аварий в сети - крайне актуальная проблема на сегодняшний день. Поэтому результат данного исследования будет интересен энергетическим компаниям и предприятиям, занимающимся разработкой рассматриваемого оборудования.

Кроме того, это может быть полезно научно-исследовательским институтам и ВУЗам в качестве теоретической информации или же для исследования реальных и расчетных характеристик переходных процессов.

Проведем сегментирование потенциальных потребителей для выявления и структурирования целевого рынка. Это поможет сформулировать торговое предложение для определенной группы людей или отрасли, в котором будут отражены те аспекты, которые важны и интересны именно для их сферы.

Результат сегментирования потребителей представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Карта сегментирования целевого рынка

	Анализ функционирования оборудования и ЭЭС	Изучение динамических свойств ЭЭС	Обучение диспетчерского персонала ЭЭС	Поиск более совершенной программы для моделирования процессов в ЭЭС
ВУЗы		+	+	
Научно-исследовательские институты	+	+	+	+
Энергетические компании	+		+	+
Энергетические предприятия	+		+	+

Итак, основные сегменты потребителей НТИ – научно-исследовательские институты, энергетические компании и предприятия. Данные сегменты имеют схожие цели использования данного НТИ, поэтому целесообразнее выбрать их для дальнейшего ориентира. Высшие учебные заведения наименее заинтересованы относительно других сегментов, так как для них актуальна только теоретическая значимость моделирования.

2. Анализ конкурентных технических решений.

Данный анализ направлен на оценку слабых и сильных сторон разработок конкурентов для последующей корректировки данного научного исследования.

Целесообразно проводить анализ конкурентных технических решений с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 5. Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырех конкурентных товаров и разработок. Оценка будет происходить по 5-ти бальной шкале, где 5 – наиболее сильная, а 1 – наиболее слабая позиция. Вес показателей в сумме должны составлять 1.

Так как в работе исследуется верификация аварийных режимов в энергосистеме, то сравним три существующих способа – математическое, программное и гибридное. В таблице 5 индексы 1, 2, и 3 показателей B_i , K_i соответствуют данным способам решения.

Анализ конкурентных решений определяется из формулы:

$$K = \sum_{i=1}^N B_i \cdot B_i, \quad (12)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента,

B_i – вес показателя,

B_i – балл i -го показателя.

Для каждого рассматриваемого способа решения рассчитаем показатель конкурентоспособности.

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_1	B_2	B_3	K_1	K_2	K_3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Точность моделирования	0,3	3	4	5	0,9	1,2	1,5
2. Время расчета	0,1	3	5	5	0,3	0,5	0,5
3. Повышение производительности труда пользователя	0,1	3	4	5	0,3	0,4	0,5
4. Функциональная мощность (предо-	0,1	2	4	5	0,2	0,4	0,5

ставляемые возможности)							
5. Различные способы представления полученных результатов	0,05	3	4	5	0,15	0,2	0,25
6. Простота эксплуатации	0,05	2	4	5	0,9	1,2	1,5
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность технологии	0,1	3	3	5	0,3	0,3	0,5
2. Цена	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
4. Уровень проникновения на рынок	0,05	3	3	5	0,15	0,15	0,25
Итого	1				3,1	3,95	4,9

Таким образом, по результатам анализа конкурентоспособности технического решения по оценочной карте видно, что гибридное моделирование имеет наибольший показатель среди других методов расчета. С экономической точки зрения основными преимуществами расчета с помощью ВМК РВ ЭЭС являются высокая конкурентоспособность, срок эксплуатации и уровень проникновения на рынок, а также остальные способы уступают этому способу моделирования по всем техническим критериям. Недостатком данного ПО является цена, обусловленная высокой стоимостью производства оборудования.

3. SWOT-анализ.

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Данный метод позволяет выявить сильные и слабые стороны проекта, а также проанализировать потенциальные угрозы извне и предположить пути их предотвращения. В данном случае, проанализируем сильные и слабые стороны использования гибридного моделирования.

Пересечения внутренних и внешних факторов позволяют определить основные исходы их сочетания, а также продемонстрировать корреляцию тех или иных внутренних факторов с различными условиями внешней, для проекта, среды. В таблице 6 представлены основные факторы, которые целесообразно учитывать в SWOT-анализе данного исследования.

Таблица 6 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Гибкость ввиду применения в стандартизированной отрасли. С2. Удобство и простота настройки и эксплуатации. С3. Актуальность разработки в стратегической отрасли. С4. Наличие полной информационной базы об используемом оборудовании. С5. Конкурентоспособность объекта. С6. Высокая точность моделирования	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Необходимость в подготовленных сотрудниках для обслуживания оборудования. Сл2. Отсутствие полного представления об объекте и исходных данных. Сл3. Постепенное устаревание программного обеспечения и необходимость в своевременном обновлении. Сл4. Высокая степень износа оборудования. Сл5. Высокая стоимость оборудования.
Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на объект из-за наличия более глубокой информации о нем и его возможностях. В2. Доработка оборудования производителем по надобности. В3. Выход на внешний рынок. В4. Использование оборудования отечественного производителя. В5. Поддержка со стороны государства из-за высокой значимости оборудования для обеспечения устойчивости энергосистемы.	1. Синтезирование всережимных моделей для всех элементов электроэнергетической системы. 2. Появление дополнительного спроса на продукт благодаря использованию высококвалифицированного научного труда. 3. Использование инновационной структуры ТПУ позволит повысить конкурентоспособность ПО и ускорить выход на рынок. 4. Использование высокоточного отечественного оборудования дает возможность пользоваться оборудованием даже при наложении санкций на внешние рынки.	1. Вследствие высокой стоимости комплекса возможны проблемы с финансированием. 2. Появление дополнительного спроса на новый продукт может привести к отсутствию у потенциальных потребителей квалифицированных кадров. 3. Несмотря на высокую стоимость оборудования, можно получить поддержку со стороны государства из-за высокой значимости оборудования. 4. Доработка оборудования производителем позволит увеличить срок службы оборудования.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на исследуемый объект из-за появления более развитых аналогов. У2. Вывод из рынка оборудования из-за признания его неэффективными. У3. Рост стоимости комплектующих оборудования. У4. Введение допол-	1. Понижение цены на комплектующие элементы оборудования, за счёт возможного появления аналогов. 2. Отсутствие спроса на технологии производства может замедлить срок выхода объекта на рынок и понизить квалификацию научного труда. 3. Развитая конкуренция производителей может привести к	1. Высокая стоимость объекта может привести к его непокупаемости. 2. Постоянная доработка объекта производителем для повышения его конкурентоспособности. 3. Вывод из рынка из-за отсутствия квалифицированных специалистов, умеющих обслуживать рассматриваемый объект.

нительных государственных требований к сертификации объекта. У5. Недостаток квалификации персонала	снижению конкурентоспособности продукта.	
---	--	--

В результате SWOT-анализа были оценены возможности использования ВМК РВ ЭЭС и его недостатки. Исходя из полученных результатов, проект не лишен слабостей, но их можно устранить путем использования сильных весомых сторон и возможностей.

Использование гибридного моделирования с помощью ВМК РВ ЭЭС осуществимо, однако необходимо серьезно подойти к поиску или обучению квалифицированных работников и сбору всех исходных данных и параметров среды внедрения проекта, а также быть готовым к появлению конкурентно способных аналогов объекта. Для того, чтобы поддерживать конкурентоспособность, необходимо своевременно вносить коррективы и доработки в возможности оборудования и совершенствовать его новыми функциями.

Планирование научно-технического исследования

1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований сформирована рабочая группа, состоящая из руководителя и инженера, являющихся исполнителями. В данном случае руководителем является Гусев А. С., а инженером Пирогова М. С.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Этапы работ

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор материалов и литературы	Руководитель, инженер

	3	Выбор программного обеспечения	Руководитель, инженер
	4	Утверждение плана работ	Руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер
Теоретическое исследование	6	Изучение средств регистрации аварийных режимов в ЭЭС	Инженер
	7	Исследование способов моделирования режимов работы ЭЭС	Инженер
	8	Изучение материалов и литературы	Инженер
	9	Анализ известных примеров верификации аварийных режимов в ЭЭС	Руководитель, инженер
Экспериментальное исследование	10	Расчет установившегося режима в ПВК «Eurostag»	Руководитель, Инженер
	11	Моделирование аварийных режимов в ПВК «Eurostag»	Руководитель, Инженер
	12	Моделирование аварийных режимов в ВМК РВ ЭЭС	Руководитель, Инженер
	13	Сравнение и анализ полученных результатов	Руководитель, Инженер
Обобщение и оценка результатов	14	Анализ полученных результатов и внесение корректив по экспериментам	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по НИР	15	Оценка итоговых результатов	Руководитель
	16	Составление отчета по проделанной работе	Инженер

2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости t_{oji} используется следующая формула:

$$t_{oji} = \frac{3t_{mini} + t_{maxi}}{5}, \quad (13)$$

где t_{oji} – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.,

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i}, \quad (14)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.,

$t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.,

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчета ожидаемой трудоемкости каждого из этапов работы приведены в таблице 8.

3. Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме исследования представляются протяженными во времени отрезками, ограниченными датами начала и окончания выполнения работ.

Для удобства построения графика, длительность всех этапов работ следует перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (15)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (16)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа.

Приведем пример расчета показателей для пункта №8 «Изучение материалов и литературы».

- ожидаемая трудоемкость выполнения работы:

$$t_{\text{ож рук.}} = 0;$$
$$t_{\text{ож инж.}} = \frac{3t_{\text{min}} + t_{\text{max}}}{5} = \frac{3 \cdot 5 + 7}{5} = 4,4 \text{ чел. – дн.};$$

- продолжительность работы:

$$T_{\text{р рук.}} = 0;$$
$$T_{\text{р инж.}} = \frac{t_{\text{ож инж.}}}{\text{ч}} = \frac{4,4}{1} = 4,4 \text{ дня.}$$

Согласно производственному календарю (для 6-дневной рабочей недели) в 2022 году 365 календарных дней, 299 рабочих дней, 66 выходных и праздничных дней. Таким образом, коэффициент календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22.$$

Продолжительность выполнения работы в календарных днях:

$$T_{\text{к рук.}} = T_{\text{к инж.}} = T_{\text{р рук.}} \cdot k_{\text{кал}} = 4,4 \cdot 1,22 = 5,37 \approx 6 \text{ дней.}$$

Рассчитанные показатели для остальных работ приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работы	Трудоемкость работ, чел.-дн.						Длительность работ, дни			
	$t_{\min}$		$t_{\max}$		$t_{\text{ож}}$		T_p , рабочие		T_k , календарные	
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1	-	4	-	1,4	0	1,4	0	2	0
Подбор материалов и литературы	7	7	30	30	10,2	10,2	5,1	5,1	7	7
Выбор программного обеспечения	5	5	10	10	5	5	2,5	2,5	4	4
Утверждение плана работ	1	1	5	5	1,6	1,6	0,8	0,8	1	1
Календарное планирование работ по теме	2	2	5	5	2,2	2,2	1,1	1,1	2	2
Изучение средств регистрации аварийных режимов в ЭЭС	5	5	7	7	4,4	4,4	2,2	2,2	3	3
Исследование способов моделирования режимов работы ЭЭС	0	7	0	14	0	7	0	7	0	9
Изучение материалов и литературы	0	5	0	7	0	4,4	0	4,4	0	6
Анализ известных примеров верификации аварийных режимов в ЭЭС	1	5	2	7	1	4,4	0,5	2,2	1	3
Расчет установившегося режима в ПВК «Eurostag»	1	3	2	6	1	3	0,5	1,5	1	2
Моделирование аварийных режимов в ПВК «Eurostag»	1	2	2	4	1	2	0,5	1	1	2
Моделирование аварийных режимов в ВМК РВ ЭЭС	1	2	2	3	1	1,8	0,5	0,9	1	2
Сравнение и анализ полученных результатов	1	2	3	7	1,2	2,6	0,6	1,3	1	2
Анализ полученных результатов и внесение корректив по экспериментам	2	2	5	5	2,2	2,2	1,1	1,1	2	2
Оценка итоговых результатов	5	0	7	0	4,4	1,8	4,4	1,8	6	3
Составление отчета по проделанной работе	0	10	0	14	0	8,8	0	8,8	0	11
Итого	33	58	84	133	37	62	22	42	32	59

По результатам расчета временных показателей составим диаграмму Ганта (рисунок 24).

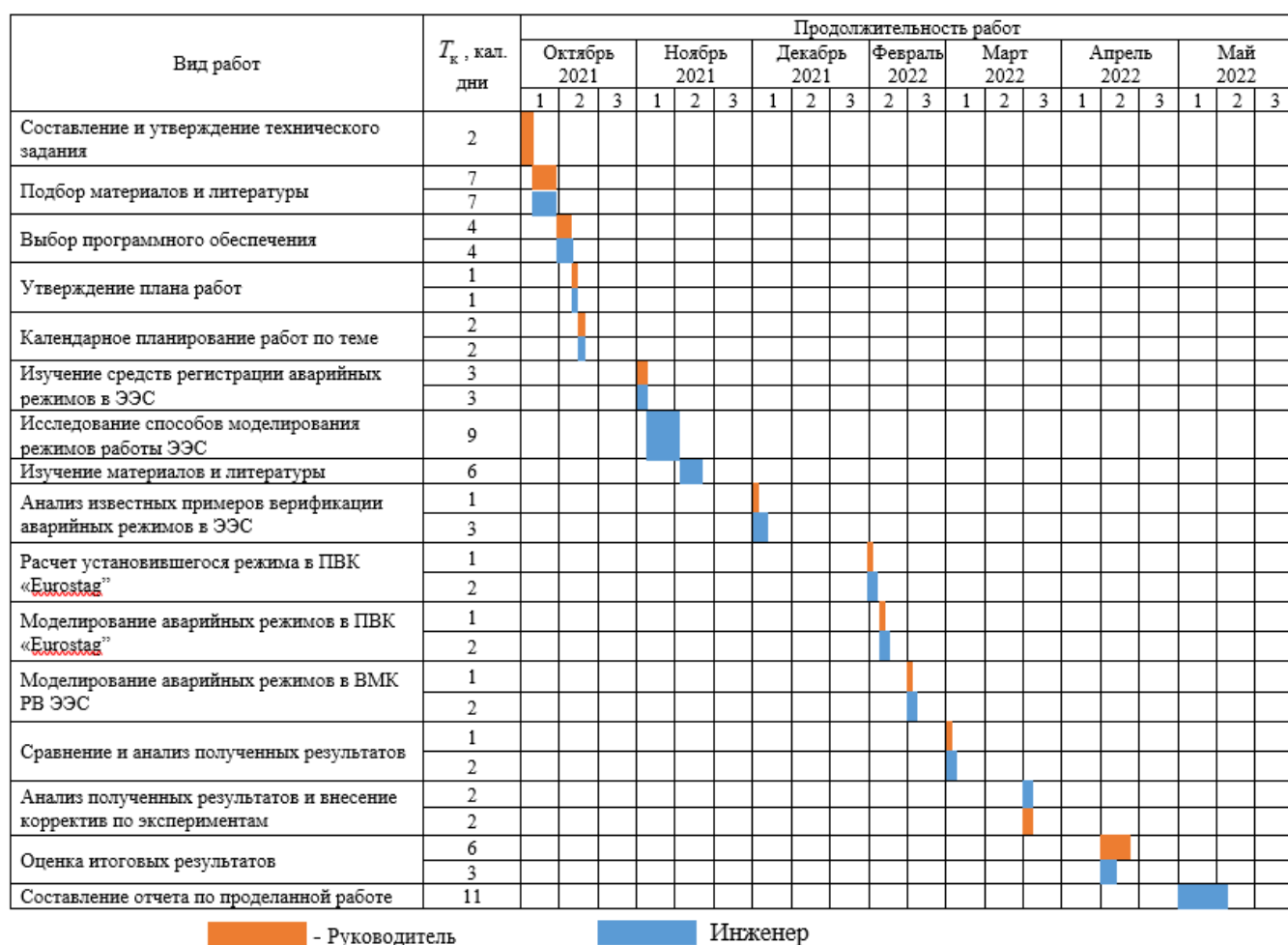


Рисунок 24 – Календарный план-график проведения НИ

Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В процессе планирования бюджета проекта необходимо обеспечить полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

Ниже представлена группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для НТИ и амортизационные отчисления;
- основная заработная плата исполнителей;

- дополнительная заработная плата исполнителей;
- страховые отчисления;
- накладные расходы.

1. Расчет материальных затрат НТИ

Стоимость материалов, используемых при разработке данного проекта, приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Материальные затраты на разработку проекта

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Скоросшиватель	штук	1	85	85
Бумага для принтера	упаковка	1	530	530
Картридж для принтера	штук	1	1400	1400
Итого:				2015

Исходя из данных, представленных в таблице 9, материальные затраты на выполнение проекта составили 2015 рублей.

2. Расчет затрат на специальное оборудование для НТИ

В данный раздел входят затраты, связанные с приобретением специального оборудования, которое необходимо для проведения работ по данной тем. К нему относятся приборы, устройства и механизмы, контрольно-измерительная аппаратура и т.д. Стоимость спецоборудования в ряде случаев берется по договорной цене или по действующим прейскурантам.

Так как данное оборудование используется длительное время, необходимо учесть стоимость амортизационных отчислений:

$$A_i = \frac{S \cdot N}{H \cdot 365}, \quad (17)$$

где A_i – амортизационные отчисления;

S – стоимость оборудования и программного обеспечения;

N – количество дней использования при проектировании;

H – предполагаемый срок службы оборудования и программного обеспечения.

Пример расчета затрат на амортизацию для ПО Microsoft Office 2016:

$$A_{\text{MS Office 2016}} = \frac{S \cdot N}{H \cdot 365} = \frac{4600 \cdot 37}{3 \cdot 365} = 155,43 \text{ руб.}$$

Затраты на все оборудование приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Амортизационные отчисления на оборудование и ПК

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во оборудования, ед.	Цена ед. оборудования, руб.	Амортизация, руб.
1	Персональный компьютер	1	30000	610,57
2	ВМК РВ ЭЭС	1	560000	613,70
3	Лицензия на ПО Microsoft Office 2016	1	4600	155,43
4	Лицензия на ПО Eurostag	1	206890	755,76
Итого:				2135,46

3. Основная заработная плата исполнителей

Данная статья включает в себя расчет основной заработной платы исполнителей, непосредственно занятых выполнением НТИ, в том числе премий, выплачиваемых ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20–30 % от тарифа или оклада.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок:

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}, \quad (18)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата,

$З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $З_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) исполнителей НТИ, рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (19)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного исполнителя,

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата исполнителя, руб.,

T_p – продолжительность работ, выполняемых исполнителем, раб. дн.

Среднедневная заработная плата исполнителя рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m M}{F_d}, \quad (20)$$

где Z_m – месячный должностной оклад исполнителя, руб.,

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ мес., 5-дневная неделя,

– при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ мес., 6-дневная неделя.

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителя, раб. дн. (таблица 11).

В таблице 11 приведен баланс рабочего времени каждого исполнителя НТИ:

Таблица 11 – Баланс рабочего времени для шестидневной рабочей недели

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
<i>Количество нерабочих дней:</i>		
Выходные дни и праздничные дни	66	66
<i>Потери рабочего времени:</i>		
Отпуск	48	48
Невыходы по болезни	7	7
Действительный годовой фонд рабочего времени	244	244

Заработная плата исполнителя за месяц:

$$Z_m = Z_{\text{тс}}(1 + k_{\text{пр}} + k_d)k_p, \quad (21)$$

где $Z_{\text{ТС}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.,

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{ТС}}$),

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок. Составляет примерно 0,2-0,5,

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $Z_{\text{ТС}}$ находится из произведения тарифной ставки исполнителя-работника 1-го разряда $T_{\text{с}i}$ на тарифный коэффициент $k_{\text{Т}}$ и учитывается по единой для бюджетных организации тарифной сетке.

Рассчитаем основную заработную плату инженера и руководителя.

Заработная плата руководителя за месяц:

$$Z_{\text{м рук.}} = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 38590 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 75250,5 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{дн рук.}} = \frac{Z_{\text{м рук.}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{75250,5 \cdot 10,4}{244} = 3207,4 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{осн рук.}} = Z_{\text{дн рук.}} \cdot T_{\text{р}} = 3207,4 \cdot 10 = 32074 \text{ руб.}$$

Заработная плата инженера за месяц:

$$Z_{\text{м инж.}} = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 12180 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 23751 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата инженера:

$$Z_{\text{дн инж.}} = \frac{Z_{\text{м инж.}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{23751 \cdot 10,4}{244} = 1012,3 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата инженера:

$$Z_{\text{осн инж.}} = Z_{\text{дн инж.}} \cdot T_{\text{р}} = 1012,3 \cdot 20 = 20246,8 \text{ руб.}$$

Результаты расчета основной заработной платы приведён в таблице 12:

Таблица 12 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{ТС}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	38590	0,3	0,2	1,3	75250,5	3207,4	10	32074

Инженер	12180	0,3	0,2	1,3	23751	1012,3	20	20246,8
Итого:								52320,8

4. Дополнительная заработная плата исполнителей

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта учитывают величину доплат за отклонение от нормальных условий труда, предусмотренных трудовым кодексом Российской Федерации, а также выплат, связанных с обеспечением компенсаций и гарантий.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (22)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принимаем равным 0,13.

Дополнительная заработная плата руководителя и инженера:

$$З_{\text{доп рук.}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн рук.}} = 0,13 \cdot 32074 = 4169,6 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп инж}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн инж.}} = 0,13 \cdot 20246,8 = 2632,1 \text{ руб.}$$

Общая заработная плата рассчитана в таблице 13:

Таблица 13 – Общая заработная плата исполнителей

Исполнители	$З_{\text{осн}}$, руб.	$З_{\text{доп}}$, руб.	$З_{\text{зп}}$, руб.
Руководитель	32704	4169,6	36243,6
Инженер	20246,8	2632,1	22878,9
Итого:	52320,8	6801,7	59122,5

5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда исполнителей.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (23)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30 %.

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$З_{\text{внеб рук.}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (32074 + 4169,6) = 10873,1 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{внеб инж.}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (20246,8 + 2632,1) = 6863,7 \text{ руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	$З_{\text{осн}}$, руб.	$З_{\text{доп}}$, руб.	$З_{\text{внеб}}$, руб.
Руководитель	32074	4169,6	10873,1
Инженер	20246,8	2632,1	6863,7
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 0,3			
Итого:	52320,8	6801,7	17736,8

6. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (З_{\text{мат}} + З_{\text{спец.об.}} + З_{\text{зп}} + З_{\text{внеб}}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (24)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Сумма накладных расходов:

$$З_{\text{накл}} = (2015 + 2135,46 + 59122,5 + 17736,8) \cdot 0,16 = 12961,56 \text{ руб.}$$

7. Формирование бюджета затрат НТИ

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НТИ	2015	Таблица 6
2. Затраты на спец. оборудование для НТИ (амортизация)	2135,46	Таблица 7
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей	52320,8	Таблица 9
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей	6801,7	Таблица 10
5. Отчисления во внебюджетные фонды	14728,2	Таблица 11
6. Накладные расходы	12961,56	16% от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	93971,32	Сумма ст. 1-6

Следовательно, основные затраты НТИ приходятся на затраты на заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды и на накладные расходы.

Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

С помощью интегрального критерия ресурсоэффективности определим ресурсоэффективность НТИ. Формула для его определения имеет следующий вид:

$$I_{pi} = \sum_i^n a_i b_i, \quad (25)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки,

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки,

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания,

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведён в таблице 16.

Таблица 16 – Оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Гибкость	0,25	5
2. Надежность	0,3	5
3. Простота эксплуатации	0,15	4
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,20	4
5. Экономичность	0,10	3
Итого:	1,00	4,4

Интегральный показатель ресурсоэффективности составляет:

$$I_p = 0,25 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,20 \cdot 4 + 0,1 \cdot 3 = 4,45.$$

Полученное значение интегрального показателя свидетельствует о достаточно хорошей эффективности реализации технического проекта.

Заключение

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент» были выявлены потенциальные потребители результатов исследования, основными из которых являются научно-исследовательские институты, энергетические компании и предприятия. Анализ конкурентоспособности показал, что наиболее эффективно выполнять моделирование режимов работы ЭЭС с помощью гибридного моделирования (ВМК РВ ЭЭС), так как эта программа позволяет получить наиболее достоверные результаты, имеет значительный срок экс-

плуатации и уровень проникновения на рынок. Недостатком данного ПО является стоимость оборудования.

Также был выполнен SWOT-анализ проекта, в ходе которого были выявлены потенциальные внутренние и внешние сильные и слабые стороны, возможности и угрозы. Из анализа выяснилось, что потенциальных сильных сторон у проекта больше, чем слабостей, что свидетельствует об перспективности исследования проекта, а большинство слабостей могут исправить возможности и сильные стороны проекта.

Планирование НИР показало, что в календарных днях длительность работ для руководителя составляет 32 дней, для инженера – 59 дней, так как основную часть выполняет инженер, а руководитель корректирует и помогает в случае возникновения трудностей. На основе временных показателей по каждой из этапов работ составлен календарный план-график, по которому можно увидеть, что самая продолжительная по времени работа – это исследование способов моделирования режимов работы ЭЭС и составление полного отчета по проделанной работе.

Также был сформирован бюджета затрат на проектирование, суммарные капиталовложения которого составили 93971,32 рублей, 62,9 % из которых составляют затраты на заработную плату.

Кроме того, был определен показатель ресурсоэффективности для данного проекта, значение которого говорит о достаточно высокой эффективности данного научно-исследовательского проекта.