

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Суворов Алексей Александрович

**ВСЕРЕЖИМНАЯ ВЕРИФИКАЦИЯ СРЕДСТВ
МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Гусев Александр Сергеевич

Томск – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	7
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ВСЕРЕЖИМНОЙ ВЕРИФИКАЦИИ СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	16
1.1 Общая характеристика исследуемой проблемы	16
1.2 Свойства и возможности ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС	22
1.3 Выводы	29
ГЛАВА 2 СРЕДСТВА И КОНЦЕПЦИЯ ВСЕРЕЖИМНОЙ ВЕРИФИКАЦИИ ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ И ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ.....	31
2.1 Средства всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС	31
2.2 Концепция всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС	36
2.2 Выводы	37
ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ВСЕРЕЖИМНОЙ ВЕРИФИКАЦИИ ПРОГРАММНО- ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ И ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ.....	38
3.1 Методика реализации концепции всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС	38
3.2 Выводы	47
ГЛАВА 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СРЕДСТВ ВСЕРЕЖИМНОЙ ВЕРИФИКАЦИИ ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ РАСЧЁТА РЕЖИМОВ И ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ.....	48
4.1 Экспериментальная всережимная верификация МЭ - ВМК РВ ЭЭС	51
4.2 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag установившихся нормальных схемно-режимных состояний ЭЭС.....	55

4.3 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag и ПВК АРМ СРЗА токов коротких замыканий в ЭЭС.....	56
4.4 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag установившихся послеаварийных схемно-режимных состояний ЭЭС	68
4.5 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag предела статической апериодической устойчивости ЭЭС.....	79
4.6 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag статической колебательной устойчивости ЭЭС.....	81
4.7 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag динамической устойчивости ЭЭС	88
4.8 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag динамической устойчивости при однофазном автоматическом повторном включении	93
4.9 Верификация воспроизведения с помощью ПВК Eurostag процессов объединения отдельно работающих частей ЭЭС.....	98
4.10 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag коммутационных перенапряжений в ЭЭС.....	103
4.11 Выводы	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	108
Приложение А. Акты внедрения	123
Приложение Б. Результаты расчета установившегося нормального схемно-режимного состояния ТЭЭС	125
Приложение В. Сравнительный анализ результатов расчета токов коротких замыканий с помощью RTDS и МЭ – ВМК РВ ЭЭС	130

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

IEEE	- Institute of Electrical and Electronics Engineers (Институт инженеров электротехники и электроники);
PEGASE	- Pan European Grid Advanced Simulation and State Estimation (Разработка усовершенствованных методов оценивания состояния и моделирования Единой Европейской электроэнергетической сети);
PMU	- phasor measurement unit (система векторных измерений);
RTDS	- Real Time Digital Simulator (цифровой симулятор в реальном времени);
SCADA	- supervisory control and data acquisition (система автоматического контроля и сбора информации);
АПВ	- автоматическое повторное включение;
АРВ СД	- автоматический регулятор возбуждения сильного действия;
АРМ	- автоматизированное рабочее место;
АРЧМ	- автоматический регулятор частоты и мощности;
ВКС	- внешняя компьютерная сеть;
ВМК РВ ЭЭС	- Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем;
ГНМ	- генератор неограниченной мощности;
ГСП	- гибридный сопроцессор;
ДПНУ	- динамическая панель наблюдения и управления;
КЗ	- короткое замыкание;
КТУ	- коммутатор трехфазных узлов;
ЛКС	- локальная компьютерная сеть;
ЛПТ	- линия постоянного тока;
ЛЭП	- линия электропередачи;

МПУ	- микропроцессорный узел;
МЭ – ВМК РВ ЭЭС	- модельный эталон – экспериментального образца ВМК РВ ЭЭС;
ОАПВ	- однофазное автоматическое повторное включение;
ОИК	- оперативно-информационный комплекс;
ОПН	- ограничитель перенапряжений нелинейный;
ПВК	- программно-вычислительные комплексы;
ПД	- первичный двигатель;
ПО	- программное обеспечение;
ПП	- периферийный процессор;
ППК	- продольно-поперечный коммутатор;
ПС	- подстанция;
РАС	- регистратор аварийных событий;
РЗ	- релейная защита;
РМ	- реактивная мощность;
САУ	- система автоматического управления;
СГ	- синхронный генератор;
СК	- сетевой коммутатор;
СМНР	- система мониторинга переходных режимов;
СМ	- синхронная машина;
СП	- специализированный процессор;
СПО	- специализированное программное обеспечение;
СШ	- система шин;
ТИ	- телеизмерения;
ТиПА	- технологическая и противоаварийная автоматика;
ТКЗ	- ток короткого замыкания;
ТС	- телесигналы;
ТЭЭС	- Томская электроэнергетическая система;
УРОВ	- устройство резервирования отказа выключателя;

ЦП	- центральный процессор;
ЭМ	- электрическая машина;
ЭЭС	- электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Проблема и её актуальность. Надежность и эффективность решения широкого спектра задач проектирования, исследования, эксплуатации, совершенствования, развития электроэнергетических систем (ЭЭС) и соответственно их функционирования зависят от полноты и достоверности используемой при этом информации о едином непрерывном спектре нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом. Ввиду недопустимости натурных экспериментов в ЭЭС, особенно аварийных, и невозможности, из-за сложности, полноценного физического моделирования ЭЭС основным способом получения этой информации служит преимущественно математическое моделирование [1-7], полнота и достоверность которого определяются, прежде всего, адекватностью применяемых математических моделей оборудования и ЭЭС в целом. Однако такая математическая модель любой реальной ЭЭС, даже с учетом допустимого частичного эквивалентирования, всегда содержит жесткую, нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно большой размерности, аналитически нерешаемую и согласно теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений плохо обусловленную на ограничительных условиях применимости методов их численного интегрирования [8-20]. Обусловленность может быть улучшена лишь за счет снижения жесткости, дифференциального порядка и ограничения интервала решения, реализуемых только путем декомпозиции режимов и процессов в ЭЭС, упрощения математических моделей оборудования и ЭЭС в целом, ограничения интервала воспроизведения процессов [21-30]. При этом независимо от указанных упрощений и ограничений, всегда неизвестной остается присущая численному интегрированию дифференциальных уравнений методическая ошибка решения, определение которой в теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений отнесено к категории фундаментальных проблем [8-10, 22]. Указанные упрощения и ограничения в совокупности с неопределимой

методической ошибкой решения порождают неразрешимую в рамках методологически одностороннего сугубо численного подхода проблему полноты и достоверности такого моделирования. Поскольку данную проблематику неизбежно наследуют многочисленные программно-вычислительные комплексы (ПВК) расчета режимов и процессов в ЭЭС, в том числе многопроцессорные реального времени, необходимой становится их верификация, которая в настоящее время осуществляется путем сравнения результатов расчетов с имеющимися натурными данными. Необходимость верификации этих средств моделирования ЭЭС подтверждают опубликованные результаты такого рода сравнений, выполненных в последние годы в США, Европе и России, которые демонстрируют значительные различия [31-56]. Однако очевидно, что независимо от развитости средств измерения и регистрации режимов и процессов в ЭЭС (оперативно-информационных комплексов (ОИК), Supervisory control and data acquisition (SCADA), систем мониторинга переходных режимов (СМПР) и др.), получение необходимых для всережимной верификации натурных данных неосуществимо, ввиду широкого спектра возможных схемно-режимных состояний ЭЭС, а также нормальных, аномальных возмущений и неопределенной вероятности их сочетания и возникновения. Поэтому возможности верификации ПВК, ориентированной на использование натурных данных, являются принципиально и неприемлемо ограниченными. Существование и нерешенность обозначенной проблемы подтверждается также обобщённой статистикой системных аварий в мировой электроэнергетике, согласно которой 50% таких аварий происходит из-за неправильных действий релейной защиты, автоматики и диспетчерского персонала, связанных с использованием неполной и малодостоверной информации, получаемой с помощью различных ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС [57-61]. Актуальность и нерешенность проблемы верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС обозначены и в заключении экспертов IEEE (Institute of

Electrical and Electronics Engineers – Институт инженеров электротехники и электроники) [62].

В связи с вышеизложенным решение проблемы гарантированной всережимной верификации различных ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, которому посвящена данная работа, является весьма актуальным в мировой электроэнергетики. Поскольку обозначенная проблематика свойственна всем большим динамическим системам в США инициирован и с 1998 года в разных странах ежегодно проводится международный специализированный симпозиум «Гибридные системы: вычисление и управление» («Hybrid Systems: Computation and Control») [63].

Степень разработанности темы исследования. Ввиду актуальности проблемы получения достаточно полной и гарантированно достоверной информации по всему непрерывному спектру нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом, а также оценки этих характеристик, различным аспектам её решения посвящено множество работ отечественных и зарубежных ученых: Аюев Б.И., Веников В.А., Герасимов А.С., Гробовой А.А., Гусев А.С., Есипович А.Х., Жуков А.В., Куликов Ю.А., Смирнов А.Н., Строев В.А., Carreras B.A., Ciapessoni E., Kostrov D.N., Mittelstadt W.A., Phadke A., Sattinger W., Taylor C.W. и др. Несмотря на это, её эффективное решение по-прежнему остаётся актуальным.

Цель и задачи работы. Целью работы является создание средств гарантированной всережимной верификации различных ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС.

Для достижения данной цели в работе поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ свойств и возможностей современных ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС и обоснование необходимости их всережимной верификации, а также причин её неосуществимости в рамках существующего подхода.

2. Разработка концепции и средств гарантированной всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС.

3. Разработка методики реализации концепции всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС.

4. Проведение комплекса экспериментальных исследований, подтверждающих свойства и возможности разработанных концепции и средств всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, обеспечивающие успешное решение исследуемой проблемы и достижение цели диссертационной работы.

Идея работы. Радикальным решением проблемы получения полной и достоверной информации о нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессах в оборудовании и ЭЭС в целом является создание средств моделирования ЭЭС, обладающих свойствами бездекомпозиционного методически точного воспроизведения непрерывного значимого спектра нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов в реальном времени на неограниченном интервале с гарантированной приемлемой инструментальной погрешностью в оборудовании и ЭЭС в целом. Эвристически очевидно, что создание такого рода средств возможно только на основе комплексного подхода, представляющего в широком смысле гибридное моделирование, позволяющего для каждого аспекта решаемой сложной проблемы разрабатывать и применять наиболее эффективные методы, способы и средства, агрегирование которых обеспечит успешное решение проблемы в целом. Однако такое средство неизбежно образует уникальную сложную программно-техническую систему гибридного типа, промышленное изготовление и внедрение которой представляет собой весьма дорогостоящий и длительно реализуемый бизнес-проект, осуществление которого в настоящее время может рассматриваться как некоторая возможная перспектива. Вместе с тем созданный экспериментальный образец таких средств может служить модельным эталоном для получения полной и достоверной информации по всему значимому спектру

нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и любой реальной ЭЭС в целом, необходимой для всережимной верификации различных ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС. Данную идею позволяет реализовать экспериментальный образец разработанного в научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Томского политехнического университета Всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС), обладающего всеми вышеуказанными свойствами и возможностями, в результате чего может успешно использоваться для указанной ранее цели.

Научная новизна работы:

1) выявлены и обоснованы необходимость всережимной верификации существующих ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, а также причины её нереализуемости в рамках существующего подхода, ориентированного на использование натурных данных;

2) предложено альтернативное существующему направление решения проблемы всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, основанное на использовании в качестве источника необходимой для всережимной верификации информации о нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессах в оборудовании и ЭЭС в целом модельного эталона – экспериментального образца ВМК РВ ЭЭС (МЭ – ВМК РВ ЭЭС), созданного на основе комплексного подхода, представляющего в широком смысле гибридное моделирование;

3) обоснована и сформулирована концепция всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС и методика её осуществления;

4) выполнен комплекс экспериментальных исследований, подтверждающих свойства и возможности разработанных средств, позволяющие осуществлять гарантированную всережимную верификацию различных ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, обосновано определять уровень полноты и достоверности

результатов таких расчетов и оценивать влияние применяемых упрощений, ограничений и методической ошибки решения.

Теоретическую значимость работы определяют:

1) результаты выявления и обоснования необходимости всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, а также причин её нереализуемости в рамках существующего подхода, ориентированного на использование натурных данных, и направления решения данной проблемы, основанного на использовании в качестве источника достаточно достоверной всережимной информации МЭ – ВМК РВ ЭЭС;

2) обоснованная концепция всережимной верификации различных ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС;

3) сформулированная в соответствии с предложенной концепцией методика её реализации.

Практическая значимость работы. Разработанные средства всережимной верификации позволяют гарантированно оценивать полноту и достоверность получаемой с помощью ПВК информации о режимах и процессах в оборудовании и ЭЭС в целом, а также влияние на эти характеристики применяемых в данных средствах декомпозиций режимов и процессов, упрощений математических моделей, ограничений интервала воспроизведения и методической ошибки решения. Указанные результаты такой верификации позволяют обосновано оценивать надежность и эффективность решений различных задач проектирования, исследования, эксплуатации, совершенствования и развития ЭЭС, осуществляемых с использованием информации, получаемой с помощью многочисленных ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС.

Методы исследования: теория методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений и определяемые ею ограничительные условия применимости методов численного интегрирования обыкновенных дифференциальных уравнений, метод непрерывного неявного методически точного параллельного интегрирования дифференциальных уравнений, методы

математического и физического моделирования, методы объектно-ориентированного программирования для формирования сценариев верификации, методы экспериментальных исследований, в том числе с использованием ПВК АРМ СРЗА, ПВК Eurostag, Real Time Digital Simulator (RTDS) и прошедшего всесторонние лабораторные испытания и опытную эксплуатацию экспериментального образца многопроцессорного программно-технического комплекса гибридного типа - ВМК РВ ЭЭС.

Основные положения, выносимые на защиту:

1) выявление и обоснование причин существования проблемы всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, а также её неразрешимости в рамках существующего подхода, ориентированного на использование натурных данных;

2) направление решения проблемы всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, заключающееся в использовании адекватной натурным данным информации, получаемой с помощью модельного эталона, созданного на основе комплексного подхода, представляющего собой в широком смысле гибридное моделирование, позволяющего для каждого аспекта решаемой сложной проблемы разрабатывать и применять наиболее эффективные методы, способы и средства, агрегирование которых обеспечивает успешное решение обозначенной проблемы в целом;

3) обоснованные и сформулированные концепция всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС и методика её реализации;

4) результаты комплекса экспериментальных исследований, подтверждающие свойства и возможности разработанных средств, позволяющие обосновано определять полноту и достоверность расчетов режимов и процессов в ЭЭС с помощью различных ПВК, а также влияние на них применяемых упрощений, ограничений и методической ошибкой решения.

Достоверность результатов исследования базируется на определяемых теорией методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных

уравнений ограничительных условиях применимости методов их численного интегрирования, классических положениях и законах теоретической электротехники и математики, использовании метода непрерывного неявного методически точного интегрирования дифференциальных уравнений, а также теоретически обоснованных и всесторонне апробированных, в том числе независимыми исследованиями, математических моделей, и соответствиях имеющимся натурным данным.

Апробация результатов исследований. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались, обсуждались и демонстрировались на 13 международных и всероссийских научно-технических конференциях и конкурсах: IEEE Power & Energy Society International Conference on Innovative Smart Grid Technologies, Europe (Италия, г. Турин, 2017 г.); XI International Forum on Strategic Technology (г. Новосибирск: НГТУ, 2016 г.); 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 (г. Челябинск: ЮУрГУ, 2017 г.); V Международный молодежный форум «Интеллектуальные энергосистемы» (диплом I степени, г. Томск: ТПУ, 2017 г.); VII Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Казань: КГЭУ, 2016 г.); VII Международная научная конференция молодых ученых «Электротехника. Электротехнология. Энергетика» (г. Новосибирск: НГТУ, 2015 г.); VI Международная интернет-конференция «Инновационные технологии: теория, инструменты, практика» (диплом I степени, г. Пермь, 2014 г.); Общероссийский конкурс молодежных проектов в области энергетики «Энергия молодости» (диплом победителя, г. Москва, 2016 г.) и др.

Публикации. Все основные положения и результаты диссертационной работы отражены в 34 работах, в том числе в 9 статьях в рецензируемых изданиях перечня ВАК РФ, в 16 работах в изданиях, индексируемых базами данных Scopus и Web of Science, а также в двух патентах на изобретения.

Личный вклад автора. Представленные в диссертационной работе результаты анализа, выявления и обоснования проблемы всережимной

верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, а также разработка концепции решения данной проблемы, средств её реализации и их экспериментальные исследования, подтверждающие определяемые концепцией свойства и возможности, получены лично автором.

Реализация результатов работы. Актуальность результатов диссертационной работы для более надежного анализа нормальных, аварийных и послеаварийных режимов и процессов в магистральных сетях Томской ЭЭС, а также условий работы противоаварийной автоматики, в частности автоматики ликвидации асинхронного режима, в сложных переходных режимах, осуществляемого в настоящее время с помощью различных ПВК, подтверждена соответствующими актами их использования [приложение А].

Кроме этого, результаты диссертационной работы используются в рамках Гранта Российского научного фонда №18-79-10006 от 02.08.2018 г. «Исследование проблемы достоверности расчетов режимов и процессов в электроэнергетических системах с активно-адаптивными сетями и распределенной генерацией и разработка методики их всережимной верификации» и государственного контракта: Гос. задание «Наука» №13.5852.2017/БЧ от 01.02.2017 г. «Разработка концепции всережимной верификации расчётов режимов и процессов в электроэнергетических системах и средств её реализации».

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы из 131 наименования, содержащих 134 страницы, 12 таблиц, 63 рисунка, а также трех приложений на 12 страницах.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ВСЕРЕЖИМНОЙ ВЕРИФИКАЦИИ СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1.1 Общая характеристика исследуемой проблемы

Надежность и эффективность решения широкого спектра задач исследования, проектирования, эксплуатации, совершенствования и развития электроэнергетических систем (ЭЭС), являющихся важнейшими инфраструктурами государств и представляющих собой самые сложные технические динамические системы, соответственно их функционирования зависит от полноты и достоверности используемой при этом информации о едином непрерывном спектре квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы. Известная специфика и сложность современных ЭЭС практически исключают возможность получения всей необходимой информации, особенно аварийного характера, натурным путем и посредством физического моделирования [1]. Поэтому основным способом ее получения служит, преимущественно, математическое моделирование [1-7], полнота, достоверность и оперативность которого определяются двумя факторами:

- полнотой и достоверностью применяемых математических моделей всего значимого оборудования (синхронных и асинхронных электрических машин, систем возбуждения, первичных двигателей и их систем регулирования, линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов и др.) и ЭЭС в целом;
- способностью используемых средств осуществлять решение совокупной математической модели ЭЭС с гарантированной приемлемой точностью и при необходимости оперативностью, в том числе в реальном времени, на интервале протекания квазиустановившихся и переходных процессов, в общем случае неограниченном.

Достигнутый уровень физико-математического представления и описания процессов в элементах и оборудовании в целом, позволяет синтезировать полные и достоверные всережимные математические модели для всех видов и типов оборудования, соответственно ЭЭС в целом, бездекомпозиционно описывающие весь непрерывный спектр значимых квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС. Однако получаемая при этом модель любой реальной ЭЭС, даже с учетом допустимого частичного эквивалентирования, всегда содержит жесткую, нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно большой размерности, аналитически нерешаемую и плохо обусловленную на условиях применимости методов численного интегрирования обыкновенных дифференциальных уравнений, неизбежно используемых во всех существующих программно-вычислительных комплексах (ПВК) расчета режимов и процессов в ЭЭС, в том числе многопроцессорных реального времени. В качестве аппроксимирующего алгебраического уравнения на каждом шаге численного интегрирования чаще всего используется усеченный ряд Тейлора, обычно в пределах 4-го порядка. Использование других рядов и аппроксимаций усложняет расчеты, а существенных преимуществ, в общем случае, не дает. Согласно теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений, применение методов их численного интегрирования ограничивается условиями [8-20, 22, 64]:

1. Решение дифференциального уравнения должно удовлетворять условию Липшица [8, 10, 14]:

$$\left| f(t, y_n) - f(t, y_j) \right| \leq L |y_n - y_j|, \quad (1.1)$$

где y_n, y_j –любая пара значений из области решения дифференциального уравнения $\frac{dy}{dt} = f(t, y)$; L – константа Липшица, определяемая нормой матрицы

Якоби $\left\| \frac{\partial f}{\partial t} \right\|$.

Данное условие косвенно регламентирует жесткость решаемых дифференциальных уравнений, которые считаются таковыми, если их локальный коэффициент жесткости [16, 17]:

$$S(t) = \frac{\max_{n=1, \dots, m} |\operatorname{Re} \lambda_n|}{\min_{n=1, \dots, m} |\operatorname{Re} \lambda_n|} \geq 10, \quad (1.2)$$

где $\rho = \max_{n=1, \dots, m} (\min_{n=1, \dots, m} |\operatorname{Re} \lambda_n|)$ - спектральный радиус матрицы Якоби решаемой системы дифференциальных уравнений, а λ_n - собственное значение этой матрицы.

Физической интерпретацией отношения спектральных радиусов и соответственно локального коэффициента жесткости служит $S = \frac{T_{\max}}{T_{\min}} \geq 10$, где $T_{\max}$, $T_{\min}$ - максимальная и минимальная постоянные времени решаемой системы дифференциальных уравнений.

Между тем, достаточно полная и достоверная всережимная модель любой реальной ЭЭС, образует систему, жесткость которой превышает 10^3 и её удовлетворительное численное решение оказывается маловероятным [15]. Для снижения жесткости необходимо исключать малые постоянные времени и соответственно существенно упрощать модель ЭЭС.

2. Применение усеченного ряда Тейлора априори предполагает разложимость решения в данный ряд в окрестности каждой точки дискретизации

$$y(t) = \sum_{p=0}^n \frac{y^p(t_n)}{p!} (t - t_n)^p + r_n(t), \quad (1.3)$$

где $y^p(t_n) = \frac{d^p y}{dt^p} \Big|_{t=t_n}$; p - порядок согласованности (аппроксимации); $t_n = t_0 + nh$, - точки дискретизации; $n = 0, 1, \dots, N-1$; t_0 - начало интервала интегрирования; h - шаг дискретизации (интегрирования); $r_n(t)$ - остаточный член.

Однако доказано, что далеко не все, даже весьма простые, функции удовлетворяют этому условию [13]. Кроме того, его доказательство для адекватной математической модели реальной ЭЭС практически неразрешимая задача и такая проверка никогда не делается. Поэтому использование старшего члена остаточного ряда для оценки погрешности вычислительного процесса оказывается далеко не всегда обоснованным [13].

3. Методы дискретизации для дифференциальных уравнений должны быть согласованными:

$$d = \max |\tilde{y}(t_n) - y(t_n)| \rightarrow O(h^p), \quad (1.4)$$

где d - локальная ошибка аппроксимации; $O(h^p)$ - ошибка за счет отбрасывания членов ряда Тейлора при его усечении; $\tilde{y}(t_n)$ - решение дифференциального уравнения $\frac{dy}{dt} = f(t, y)$ в точке t_n , полученное путем численного интегрирования; $y(t_n)$ - действительное решение дифференциального уравнения $\frac{dy}{dt} = f(t, y)$ в точке t_n .

Выполнение данного условия, как и предыдущего, также является неопределенным и маловероятным.

4. Решение дифференциального уравнения должно быть ограничено, как минимум, условием нуль-устойчивости, гарантирующим устойчивое развитие погрешности, в соответствии с которым корни ξ_i характеристического полинома аппроксимирующего выражения (1.5) должны удовлетворять требованиям: для всех корней $|\xi_i| \leq 1$, корни $|\xi_i| = 1$ должны быть обязательно простыми [8, 10, 19].

$$P(\xi) = \sum_{v=0}^k a_v \xi^v, \quad (1.5)$$

где k - порядок метода численного интегрирования; a_v - коэффициенты характеристического полинома; $i = 0, 1, \dots, k-1$.

Кроме того, для достижения более сильной, теоретически абсолютной, устойчивости многошаговый метод должен быть неявным и не выше второго порядка, что обычно также не соблюдается.

5. В соответствии с теоремой Далквиста интервал воспроизведения процессов всегда ограничен [10, 18]:

$$|\tilde{y}(t_n) - y(t_n)| \leq \frac{G}{1 - \left| h \frac{b_k}{a_k} \right| \cdot M} \left[\left(1 + \left| h \frac{b_k}{a_k} \right| \cdot M \right) d + \frac{t_n}{|a_k|} \left(\frac{\sigma}{h} + Kh^p \right) \right] \cdot e^{Ght_n}, \quad (1.6)$$

где a_k, b_k – коэффициенты, определяемые аппроксимирующим многочленом конкретного метода численного интегрирования, причем если $b_k = 0$ и $a_k \neq 0$ то метод явный, а если $b_k \neq 0$ и $a_k \neq 0$ то метод неявный; $\sigma = \max |\sigma_n|$ – ошибка округления, определяемая разрядной сеткой используемого компьютера; G, M, K – постоянные, определяемые неравенствами: $|\lambda_n M| < 1$, $\frac{|\tilde{y}_n - y_n|}{d} < G$, $|y^{(p+1)}(t)| < K$.

Согласно данной теореме интервал решения сокращается при увеличении жесткости, локальной ошибки аппроксимации и порядка аппроксимирующего выражения.

Вышеприведенные условия являются теоретическими доказательствами того, что всережимная математическая модель любой реальной ЭЭС оказывается плохо обусловленной на ограничительных условиях применимости методов численного интегрирования и, как правило, удовлетворительна решена быть не может. Единственным способом улучшения обусловленности является снижение жесткости и дифференциального порядка системы уравнений, а также ограничение интервала решения, реализуемые только путем значительных упрощений и ограничений:

- декомпозиции единого и непрерывного спектра квазиустановившихся и переходных процессов в ЭЭС, согласно которой условно выделяются и отдельно рассчитываются с помощью различных моделей и методов установившиеся и переходные процессы, причем последние в свою очередь

подразделяются на электромагнитные, электромеханические процессы и их стадии;

- использовании, вместо трехфазных, в различной мере упрощенных однолинейных моделей, обычно с предельным упрощением моделей электросетевых элементов, которые представляются статическими моделями в виде соответствующих алгебраических уравнений, и метода симметричных составляющих;
- ограничении интервала воспроизведения процессов.

При этом, независимо от указанных упрощений и ограничений, неизвестными остаются действительные локальные ошибки аппроксимации, закон их трансформации от шага к шагу и методическая ошибка решения в целом, определение которых в теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений отнесено к категории фундаментальных проблем [8, 9, 20, 22]. Для ориентировочной оценки ошибки численного решения применяются полуэмпирические формулы [11, 12]. Такого рода обоснованная, проверенная на практике расчетов переходных процессов в ЭЭС и рекомендованная для использования формула приведена в [21, 65]:

$$\varepsilon = \sum_{n=1}^m e^{\lambda_n h_n} (d_n + \sigma_n), \quad (1.7)$$

где λ_n - собственное значение матрицы Якоби решаемой системы дифференциальных уравнений, являющееся по существу коэффициентом чувствительности к ошибке на n -ом шаге решения; m – общее число пошаговых вычислений в решаемой системе уравнений на интервале воспроизведения процессов.

Для примера можно задать практически идеальные условия численного решения математической модели средней по величине ЭЭС, дифференциальный порядок системы уравнений которой примерно $N \approx 5 \cdot 10^3$: ограниченный интервал решения, обычно $t_u \leq 20$ с; предельно малый и пока нереализуемый шаг интегрирования $h_n = 10^{-5} \text{ с} = \text{const}$; нежесткая система уравнений $\lambda_n = 0$;

беспрецедентно малая методическая ошибка на каждом шаге численного интегрирования $d_n = 10^{-10}$; бесконечно большая разрядная сетка компьютера $\sigma_n = 0$ и при этом результат решения оказывается совершенно неприемлемым:

$$\varepsilon = \frac{t_n}{h_n} \cdot N \cdot d_n \approx \frac{20}{10^{-5}} \cdot 5 \cdot 10^3 \cdot 10^{-10} \cdot 100\% \approx 100\%. \quad (1.8)$$

Из вышеизложенного следует, что совокупность обозначенных упрощений, ограничений и неизвестная методическая ошибка решения приводят к низкой и неопределённой достоверности такого рода численных расчетов. Очевидно также, что все это наследуется средствами их реализации и определяет свойства и возможности используемых в настоящее время в мировой электроэнергетике многочисленных ПВК расчета режимов и процессов в реальных ЭЭС.

Использование в многопроцессорных комплексах реального времени (RTDS [66, 67], Arene [68], Hypersim [69], Netomac [70], RT-LAB [71] и др.) всережимных математических моделей всего значимого оборудования приводит, по вышеуказанным причинам, к неприемлемому сокращению размерности моделируемой ЭЭС и ограничивается дополнительно необходимостью синхронного обмена данными между процессорами [72].

1.2 Свойства и возможности ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС

Вышеобозначенной проблематикой определяются декомпозиционная специализация многочисленных ПВК расчета режимов и процессов в реальных ЭЭС: ПВК расчета нормальных установившихся режимов, ПВК расчета режимов и процессов, ПВК расчета установившихся аварийных режимов, а также их свойства и возможности.

В ПВК расчета нормальных установившихся режимов используются статические модели всех элементов ЭЭС в виде соответствующих алгебраических уравнений, исключаяющие регулирование напряжения и реактивной мощности (РМ) синхронных машин (СМ), что приводит к погрешности в её потокораспределении. Результаты таких расчетов используются в качестве

начальных условий в ПВК расчета режимов и процессов, в которых все сетевые элементы воспроизводятся статическими моделями и расчеты выполняются по однолинейным схемам с применением метода симметричных составляющих для несимметричных режимов без учета гармонического спектра. Применяются в разной степени упрощенные математические модели электрических машин (ЭМ). В частности, в одном из наиболее распространенных в электроэнергетике, особенно российской, средств анализа режимов и процессов в ЭЭС ПВК Eurostag [6, 73] используются достаточно адекватные модели систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), а также первичных двигателей (ПД) и автоматических регуляторов частоты и мощности (АРЧМ), но в модели ЭМ не учитываются трансформаторные ЭДС в уравнениях статорной цепи, и соответственно [74]:

$$\Psi_a = -2 \cdot \frac{u \cdot e^{\pm \Delta \omega t}}{\omega \pm \Delta \omega} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (1.9)$$

где u - напряжение статора; ω - синхронная частота; $\pm \Delta \omega$ - отклонение частоты от синхронной; Ψ_a - потокосцепление статорной цепи, обусловленное апериодической составляющей тока; T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока.

Согласно (1.9) погрешность расчета зависит от частоты и неучета трансформаторных ЭДС, при этом необходимо исключать активное сопротивление статора и ЭДС скольжения [75].

В итоге частичный учет переходных процессов и неизвестная методическая ошибка порождают проблему неопределенной достоверности расчетов переходных процессов, особенно электромагнитной стадии, в частности токов коротких замыканий (ТКЗ). Поэтому для их определения, как правило, используются различные ПВК расчета установившихся аварийных схемно-режимных состояний ЭЭС, среди которых распространённым в российской энергетике является ПВК АРМ СРЗА, позволяющие определять сверхпереходную, переходную и установившуюся составляющие ТКЗ. При этом

используются однолинейные расчетные схемы, расчет токов и напряжений в несимметричных режимах выполняется методом симметричных составляющих для основной гармоники, СМ задаются в виде постоянной ЭДС за сопротивлением. В этом случае ЭДС СМ (сверхпереходную или переходную) и внутренний угол считают неизменными в ходе всего расчета и принимают численно равными значениям в момент, предшествующий короткому замыканию (КЗ).

Поскольку с помощью точно решаемой системы алгебраических уравнений воспроизводятся только установившиеся значения ТКЗ, то единственной возможностью учета апериодической составляющей является использования корректирующего коэффициента, вычисляемого по формуле [76-78]:

$$K_{y\partial} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{\omega T_a}}. \quad (1.10)$$

При расчете данного коэффициента в сложных схемах используют эквивалентную постоянную времени [79, 80]. Однако её определение в реальной ЭЭС чрезвычайно сложная задача, решение которой не обеспечивает существенного повышения достоверности в расчетах ударного ТКЗ. Поэтому для практических расчетов не прибегают к определению эквивалентной постоянной времени, а принимают для нее обобщенное значение, и соответствующий ударный коэффициент, в зависимости от места КЗ [81, 82]. Также существует проблема точного необходимого эквивалентирования реальных ЭЭС относительно точки КЗ. Кроме этого, недостатком таких преобразований является то, что в общем случае мощности источников и приемников энергии в исходной схеме не равны соответствующим мощностям в эквивалентной схеме [83].

Таким образом, неизбежно применяемые упрощения, ограничения и неизвестная методическая ошибка порождают проблему полноты и достоверности информации, получаемой с помощью распространенных в настоящее время ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, и определяют актуальность верификации этой информации.

Различным аспектам и результатам такого рода верификаций посвящен ряд отечественных и зарубежных работ:

1. The BPA Power plant model validation project (Проект по верификации моделей, США), Bonneville Power Administration, U.S. Department of Energy [31-37].
2. PEGASE (Pan European Grid Advanced Simulation and State Estimation) «Разработка усовершенствованных методов оценивания состояния и моделирования Единой Европейской электроэнергетической сети» [38].
3. Верификация расчетов режимов и процессов при ресинхронизации первой и второй зон Европейской энергосистемы (UCTE), включающей в себя подробные модели энергосистем Хорватии, Боснии и Герцеговины и оставшейся части UCTE [39].
4. Разработка методики верификации цифровой модели энергосистемы Швейцарии, энергокомпания ENTRANS [40].
5. Верификация цифровых моделей энергообъединений в рамках проекта «Технико-экономическое обоснование синхронного объединения энергосистем UCTE и ЕЭС/ОЭС» [41-45].
6. Верификация расчетов режимов и процессов в ЭЭС Словении [46].
7. Верификация цифровых динамических моделей крупных энергообъединений по данным системы мониторинга переходных режимов [47-49].

Опубликованные в данных работах результаты верификаций демонстрируют отличие получаемой путем моделирования информации о режимах и процессах в ЭЭС от реальных данных, что подтверждает вышеобозначенную проблематику и её причины. В частности, одна из тщательно подготовленных и проведенных верификаций связана с анализом в США крупной системной аварии в Западной энергосистеме с отключением более 30 ГВт нагрузки (7,5 миллионов потребителей) [84], выполненным с помощью ПВК Extended Transient Midterm Stability Program. Предаварийный режим был

сформирован с максимально возможной точностью с помощью данных Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) и предварительно выверенных баз данных параметров и настроек всего значимого оборудования. Верификация производилась путем сравнения результатов моделирования с данными систем векторных измерений (Phasor Measurement Unit - PMU). Результаты этой верификации, представленные на рисунке 1а [31], оказались неудовлетворительными, причем погрешность моделирования возрастает по мере увеличения интервала решения системы дифференциальных уравнений и соответственно числа пошаговых вычислений. Более того, ориентация при настройке системы автоматического управления (САУ) линии постоянного тока (ЛПТ) на результаты такого моделирования (рисунок 1б) привела к каскадному развитию аварии [31], несмотря на проведенную ранее адаптацию упрощенной модели ЛПТ на основе данных её детального исследования на тестовой схеме [85].

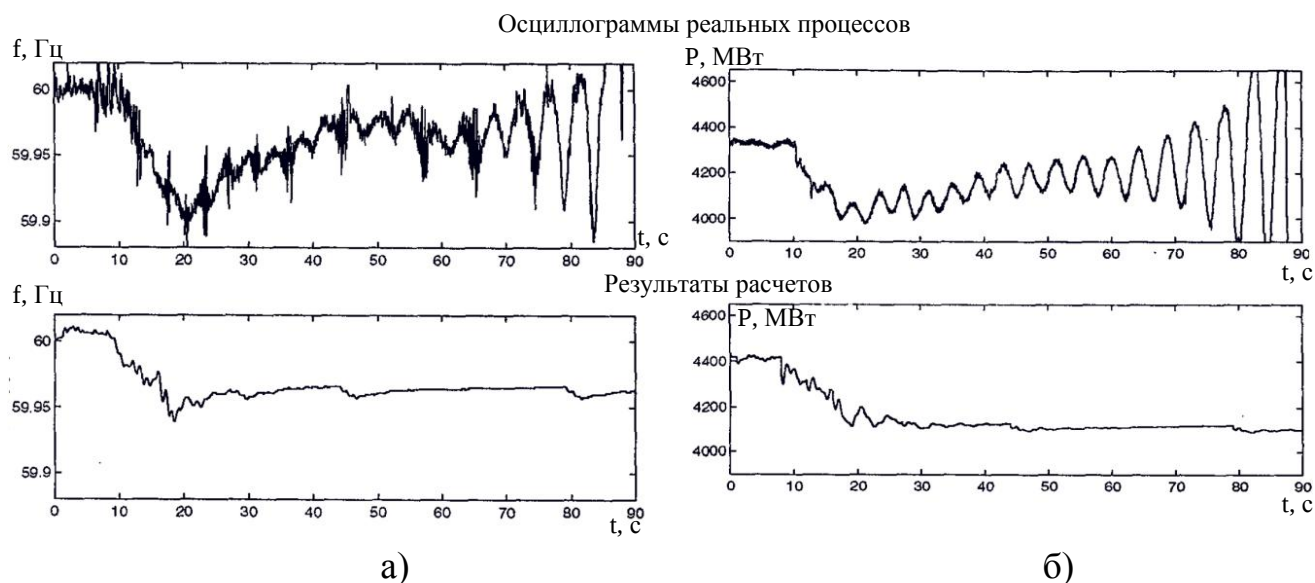


Рисунок 1 – Осциллограммы переходных процессов в аварийном режиме: изменение частоты на шинах электростанции «Grand Coulee» (а); изменение перетока мощности в ЛПТ (б)

Результаты аналогичным образом проведенной в России верификации расчетов процессов при аварийном отключении блока 1000 МВт Южноукраинской АЭС представлены на рисунке 2 [48, 49].

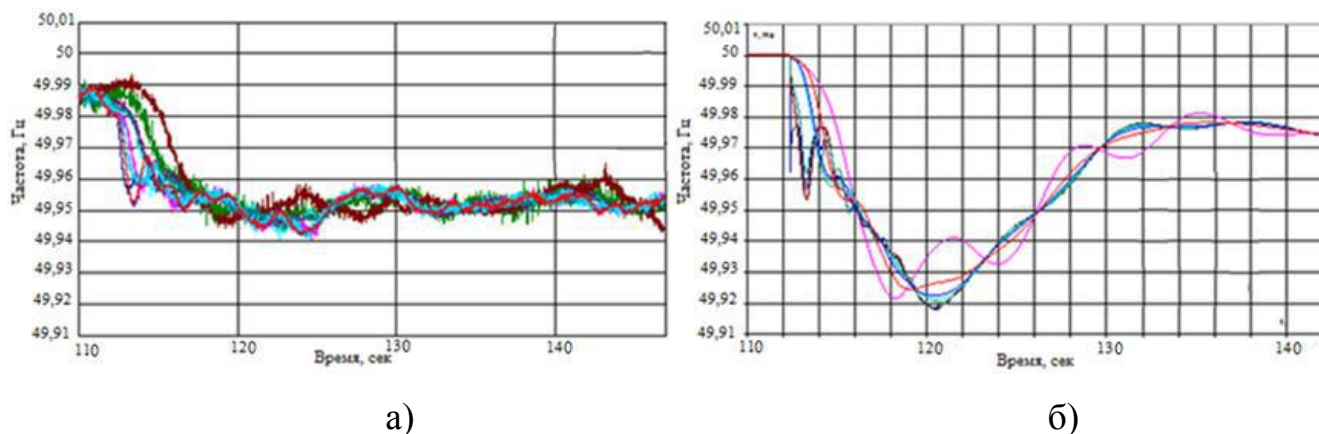


Рисунок 2 - Изменение частоты на станциях ЕЭС/ОЭС (Назаровская, Костромская, Хмельницкая и Рефтинская) при отключении энергоблока Южноукраинской АЭС: осциллограмма реального процесса (а); результаты расчетов на ПВК (б)

Применяемая в обозначенных работах адаптация результатов расчета к натурным данным заключается в различном варьировании параметров моделей, в основном статических характеристик нагрузок и регуляторов. При этом удастся получить лишь приближенное воспроизведение реального процесса, отражающее его общий тренд [46, 48]. Кроме того, такая адаптация носит частный характер [32, 86].

Поскольку адаптация результатов расчетов режимов и процессов в ЭЭС реальной размерности не даёт удовлетворительных результатов, единственным направлением в попытке повысить достоверность моделирования, которое отмечается во многих работах, остаётся адаптация отдельных математических моделей оборудования или групп однотипного оборудования путем оценки «отклика» математической модели на конкретное возмущение, записанное с помощью PMU, и соответствующая корректировка параметров модели (fast-

responding generator method – метод быстрого отклика генератора, применяется для адаптации математической модели турбо- и гидрогенераторов [32, 33, 37], ветрогенераторов [35, 36, 51], солнечных электростанций [52] и др.). Необходимость такой «подгонки» математических моделей возникает из-за неизбежного их упрощения и ограничения для применения в совокупной математической модели ЭЭС реальной размерности, связанного с вышерассмотренной проблематикой, а её результаты нераспространимы на весь спектр режимов и процессов в ЭЭС [32, 86].

Проведенный анализ отечественных и зарубежных исследований показывает, что в рамках существующего подхода верификация ПВК расчета режимов и процессов в реальных ЭЭС ориентирована на использование натурных данных. Однако применяемые упрощения, ограничения и неизвестная методическая ошибка решения в ПВК обуславливают неприемлемость распространения результатов верификации воспроизведения отдельного процесса на моделирование других процессов, а тем более на весь единый непрерывный спектр всевозможных нормальных и аномальных процессов и даже на весьма ограниченную часть этого спектра. Необходима верификация и адаптация каждого результата моделирования, которая неосуществима из-за отсутствия в обозримой перспективе необходимых для этого натурных данных. Кроме этого, очевидным является также вопрос обоснованности применяемой адаптации. Из вышеизложенного следует, что в рамках существующего подхода проблема всережимной верификации используемых в настоящее время многочисленных ПВК, подразумевающая оценку достоверности расчетов нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом, неразрешима.

Альтернативным существующему вышеобозначенному подходу является направление решения проблемы всережимной верификации ПВК, основанное на использовании полной и достоверной информации, получаемой с помощью модельного эталона. Создание таких средств возможно только на основе

комплексного подхода, представляющего в широком смысле гибридное моделирование, позволяющего для каждого аспекта решаемой сложной проблемы разрабатывать и применять наиболее эффективные методы, способы и средства, агрегирование которых обеспечивает успешное решение проблемы в целом.

1.3 Выводы

1. Достаточно полная и достоверная математическая модель любой реальной ЭЭС всегда содержит жесткую нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно большой размерности аналитически нерешаемую и согласно теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений плохо обусловленную на условиях применимости методов их численного интегрирования, что делает маловероятным её удовлетворительное решение. Единственным способом улучшения обусловленности является снижение жесткости и дифференциального порядка системы уравнений, а также ограничение интервала решения, реализуемые только путем упрощений и ограничений, которые в совокупности с неопределимой методической ошибкой численного интегрирования, порождают проблему полноты и достоверности таких расчетов режимов и процессов в ЭЭС, неразрешимую в рамках существующего методологически одностороннего сугубо численного подхода.

2. Поскольку указанную в п.1 проблематику неизбежно наследуют все существующие ПВК расчета режимов и процессов в реальных ЭЭС, актуальной и необходимой становится всережимная верификация этих средств, что убедительно подтверждают опубликованные результаты проведенных в США, Европе и России верификаций современных ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, выполненных с использованием имеющейся натурной информации.

3. Ввиду отсутствия в настоящее время и обозримой перспективе необходимых для всережимной верификации натурных данных о процессах в оборудовании и ЭЭС в целом в связи с большой их сложностью и необозримого разнообразия возможных нормальных и аномальных схемно-режимных состояний и возмущений, а также неопределенной вероятности их сочетания и

возникновения, соответственно процессов в оборудовании и ЭЭС в целом, единственным направлением решения обозначенной проблемы может быть только альтернативное существующему, основанное на использовании адекватной натурным данным информации, получаемой с помощью модельного эталона, созданного в соответствии с комплексным подходом.

ГЛАВА 2 СРЕДСТВА И КОНЦЕПЦИЯ ВСЕРЕЖИМНОЙ ВЕРИФИКАЦИИ ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ И ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

2.1 Средства всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС

Доказанная в предыдущей главе неразрешимость проблемы всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС в рамках существующего подхода, ориентированного на использование натурных данных, обуславливает альтернативное направление решения данной проблемы, основанное на применении всережимной информации, получаемой с помощью модельного эталона. Эвристически очевидно, что создание такого рода средств возможно только на основе комплексного подхода, представляющего в широком смысле гибридное моделирование:

- для исключения необходимости декомпозиции режимов и процессов в ЭЭС, упрощений математических моделей оборудования и ЭЭС в целом, ограничений интервала воспроизведения процессов, а также методической ошибки, применяется метод непрерывного неявного параллельного методически точного интегрирования дифференциальных уравнений, в том числе в реальном времени [75];
- для максимально достоверного воспроизведения коммутационных процессов, а также обеспечения естественного взаимодействия математически моделируемого оборудования, снимающего ограничения на размерность моделируемой ЭЭС, всё вышеуказанное осуществляется на модельном физическом уровне, а для взаимодействия математического и модельного физического уровней используется преобразование соответствующих непрерывных математических переменных в модельные физические;
- для эффективного осуществления всех необходимых информационно-управляющих функций и обеспечения высоких эксплуатационно-технических

характеристик используются цифро-аналоговое, аналого-цифровое преобразования информации, IT-технологии и современные достижения интегральной микроэлектроники и микропроцессорной техники.

Промышленное освоение такого средства ввиду его сравнительно высокой сложности и стоимости в настоящее время является неопределённым, но его экспериментальный образец может успешно использоваться для указанной ранее цели.

Конкретизация и обоснование общих положений определяют принципы создания средств, необходимых для всережимной верификации:

1. Синтезируются и применяются адекватные всережимные математические модели для каждого вида основного и вспомогательного оборудования ЭЭС, бездекомпозиционно полно и достоверно описывающие единый непрерывный спектр квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и соответственно ЭЭС в целом при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы.

2. Разрабатываются и используются средства, обеспечивающие:

- 2.1) непрерывное параллельное методически точное интегрирование на неограниченном интервале в реальном времени образуемых трехфазными всережимными математическими моделями основного оборудования ЭЭС жестких, нелинейных систем дифференциальных уравнений с гарантированной приемлемой инструментальной погрешностью;

- 2.2) преобразование непрерывных математических переменных фазных токов моделируемого оборудования ЭЭС в соответствующие им модельные физические токи и осуществление воспроизведения всевозможных трехфазных продольных и поперечных коммутаций, а также естественного формирования узлов моделируемых трехфазных схем ЭЭС на модельном физическом уровне;

- 2.3) адекватное моделирование различных видов и типов значимого сопутствующего и вспомогательного оборудования: первичных двигателей, систем возбуждения, приводимых механизмов, средств релейной защиты (РЗ),

технологической и противоаварийной автоматики (ТиПА), в том числе с учетом их конкретных реализаций;

2.4) автоматизированное и автоматическое, в том числе функциональное, управление параметрами и настройками моделируемого оборудования, коммутационными элементами и моделированием в целом;

2.5) все необходимые виды современного представления, отображения, обработки, коммуникации и хранения информации.

3. Пункты 1, 2.1, 2.2, 2.3 с учетом пунктов 2.4, 2.5 реализуются путем разработки универсальных для каждого вида основного и сопутствующего оборудования ЭЭС специализированных процессоров (СП), содержащих гибридные сопроцессоры (ГСП) и микропроцессорные узлы (МПУ). Реализация пунктов 2.4 и 2.5 осуществляется с помощью многоуровневой информационно-управляющей системы, объединяющей посредством локальной компьютерной сети (ЛКС) и сетевых коммутаторов (СК) Сервер с установленным специализированным программным обеспечением (СПО), информационно-взаимосвязанные МПУ СП, а также профессионально-ориентированное программное обеспечение (ПО) автоматизированного рабочего места (АРМ) клиента (пользователя).

3.1) Предназначенные для осуществления пунктов 1, 2.1 и 2.2 ГСП СП реализуются в виде параллельных цифро-аналоговых структур на базе интегральных микроэлектронных элементов, в которых коммутации трехфазных модельных физических входов-выходов выполняются продольно-поперечными коммутаторами (ППК) с использованием интегральных цифро-управляемых униполярных аналоговых ключей;

3.2) МПУ СП содержат центральный процессор (ЦП) и функционально ориентированные периферийные процессоры (ПП), с помощью которых осуществляются информационно-управляющие коммуникации с Сервером в рамках МПУ СП, автоматическое и интерактивное, в том числе функциональное, управление параметрами и настройками математических моделей данного СП,

ППК, а также адекватное моделирование различных видов и типов значимого сопутствующего и вспомогательного оборудования, преобразование и различное представление результатов моделирования;

3.3) Сервер предназначен для обработки, коммуникации, хранения результатов моделирования и базы данных моделируемой ЭЭС, моделирования системных средств автоматики, взаимодействия по ЛКС с МПУ и по внешним компьютерным сетям (ВКС) с ПО АРМ клиентов и внешними программно-техническими средствами, в том числе с ОИК, системой мониторинга переходных режимов (СМНР), SCADA, а также с верифицируемым ПВК;

3.4) профессионально-ориентированное ПО АРМ клиента взаимодействует с Сервером и устанавливается на компьютеры пользователей в ВКС без ограничений, основное содержание которого составляет многочисленный и разнообразный современный программный инструментарий автоматизированного интерактивного и автоматического управления моделированием, а также представления, преобразования, отображения и коммуникаций результатов моделирования, необходимых для решения проблемы всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС.

4. Формируются определяемые топологией моделируемой ЭЭС трехфазные функциональные взаимосвязи входов-выходов СП с помощью их ППК и коммутатора трехфазных узлов (КТУ).

5. Пункты 1 - 4 реализуются на базе современных достижений интегральной микроэлектроники, микропроцессорной техники и IT-технологий, обеспечивающих высокие эксплуатационно-технические характеристики, необходимые для эффективного решения проблемы всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС.

В соответствии с приведенными принципами в научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Томского политехнического университета создан экспериментальный образец Всережимного моделирующего комплекса реального времени

электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС) [87, 88], используемый в качестве модельного эталона, представляющий собой изображенную на рисунке 3 параллельную многопроцессорную программно-техническую систему реального времени гибридного типа, объединяющую адаптируемую совокупность СП всего значимого оборудования моделируемой ЭЭС и информационно-управляющую систему.

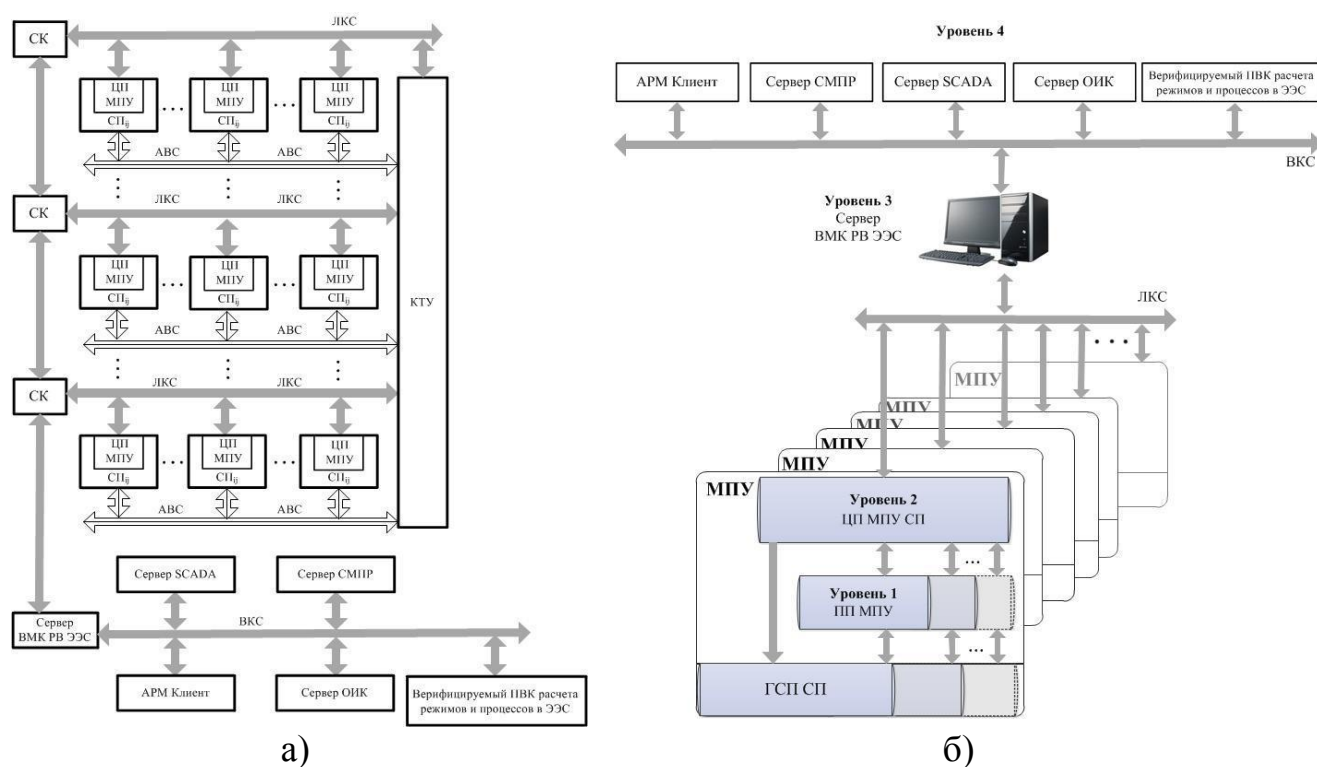


Рисунок 3 - Структурные схемы ВМК РВ ЭЭС (а) и его многоуровневой информационно-управляющей системы (б)

Согласно результатам многочисленных экспериментальных исследований каждого СП и ВМК РВ ЭЭС в целом [89-92], а также опытной эксплуатацией в Тюменской и Томской ЭЭС [93-95], воспроизведение всего значимого в электроэнергетике спектра (0-1000 Гц) [96] квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом, включая коммутационные перенапряжения, осуществляется с гарантированной приемлемой инструментальной погрешностью $\leq 1\%$.

Вышеизложенное позволяет обосновано считать, что свойства и возможности созданного экспериментального образца ВМК РВ ЭЭС обеспечивают возможность получения полной и достоверной информации по всему значимому спектру квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и любой реальной ЭЭС в целом, необходимой для всережимной верификации различных ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, в связи с чем для её осуществления разработана соответствующая концепция.

2.2 Концепция всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС

Обоснованное направление решения проблемы всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС определяет необходимые для его реализации положения концепции:

1. Для осуществления всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС в качестве источника полной и достоверной информации используется МЭ – ВМК РВ ЭЭС, обеспечивающий бездекомпозиционное воспроизведение единого непрерывного спектра нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов в реальном времени на неограниченном интервале с гарантированной приемлемой точностью в конкретном оборудовании и моделируемой трехфазной ЭЭС в целом.

2. В верифицируемом ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС в рамках его возможностей и МЭ – ВМК РВ ЭЭС формируется идентичная по топологии, составу и параметрам оборудования моделируемая ЭЭС.

3. Разрабатываются сценарии воспроизведения необходимых для верификации ПВК нормальных и аномальных режимов и процессов, в общем случае охватывающие весь значимый спектр квазиустановившихся и переходных процессов, включая коммутационные перенапряжения, требуемых для оценки условий и обеспечения надежности и эффективности функционирования силового оборудования, средств РЗ, ТиПА и ЭЭС в целом на этапах их проектирования, исследования, эксплуатации, развития и совершенствования.

4. Реализуются в верифицируемом ПВК и МЭ – ВМК РВ ЭЭС указанные в пункте 3 сценарии, результаты воспроизведения которых используются для оценки полноты и достоверности расчетов режимов и процессов в ЭЭС.

2.2 Выводы

Разработанная концепция всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС позволяет осуществлять её с гарантированной приемлемой точностью на основе полной и достоверной информации, получаемой с помощью МЭ – ВМК РВ ЭЭС, обладающего свойствами бездекомпозиционного методически точного воспроизведения непрерывного значимого спектра квазиустановившихся и переходных процессов в реальном времени на неограниченном интервале с гарантированной приемлемой инструментальной погрешностью. МЭ – ВМК РВ ЭЭС представляет собой уникальную сложную программно-техническую систему гибридного типа, промышленное изготовление и внедрение которого в настоящее время может рассматриваться как некоторая перспектива. Но такого рода средство позволяет достоверно получать всю необходимую информацию о значимом спектре квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и ЭЭС в целом, в результате чего может успешно использоваться для всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС.

ГЛАВА 3 МЕТОДИКА ВСЕРЕЖИМНОЙ ВЕРИФИКАЦИИ ПРОГРАММНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ И ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

3.1 Методика реализации концепции всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС

Данной общей методикой определяются последовательность и содержание действий по всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, которые применительно к конкретной реальной ЭЭС конкретизируются лишь формированием в МЭ – ВМК РВ ЭЭС и верифицируемом ПВК, в рамках его возможностей, исходного схемно-режимного состояния этой ЭЭС, поскольку оцениваемые режимы и процессы в конкретном оборудовании и ЭЭС в целом в различной мере индивидуальны. С учетом вышеизложенного и в соответствии с рассмотренной в предыдущей главе концепцией всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС методику её реализации образуют следующие действия:

1. На основе нормальной электрической схемы конкретной ЭЭС и её базы данных параметров оборудования и настроек технологической автоматики в МЭ – ВМК РВ ЭЭС и верифицируемом ПВК, в рамках его возможностей, воспроизводится исходное схемно-режимное состояние моделируемой ЭЭС. При наличии данных телесигналов (ТС) и телеизмерений (ТИ) ОИК моделируемой ЭЭС воспроизведение выполняется с использованием этой информации.

2. Для воспроизведения исходного схемно-режимного состояния моделируемой ЭЭС в МЭ - ВМК РВ ЭЭС по данным, сформированным на основе ТС и ТИ ОИК моделируемой ЭЭС, в том числе контрольно-диспетчерских замеров, разработаны программные процедуры АРМ клиента МЭ - ВМК РВ ЭЭС, осуществляющие импорт по ВКС посредством протокола ТСР/ІР ТС и ТИ базы данных ОИК моделируемой ЭЭС в базу данных Сервера МЭ - ВМК РВ ЭЭС. После этого осуществляется установка исходного схемно-режимного состояния

моделируемой ЭЭС, в котором состояние выключателей, режимы генераторов и нагрузки определяются импортированными в базу данных МЭ - ВМК РВ ЭЭС файлами, сгенерированными на основе данных ТС и ТИ ОИК. При этом конкретное распределение активной и реактивной мощности между синхронными, асинхронными электродвигателями и обобщенными нагрузками осуществляется по единому для всех сценариев квазистатики автоматически выполняемому алгоритму на основе уравнения баланса этих мощностей и токов в соответствующих узлах.

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 электропередачи (ЛЭП), трансформаторах и рассчитанные данные автоматически заносятся в базу данных.

При воспроизведении на МЭ - ВМК РВ ЭЭС квазиустановившихся схемно-режимных состояний моделируемой ЭЭС по текущим или ретроспективным данным ТС и ТИ ОИК возможные ошибочные данные ТИ ОИК корректируются автоматически разработанными и запатентованными [97] программными процедурами, сформированными на основе уравнений балансов токов, активных и реактивных мощностей в смежных узлах с учетом потерь мощности и падений напряжений в ЛЭП и трансформаторах между этими узлами и значений напряжений в данных узлах. Достоверизация данных ОИК производится по следующим критериям:

2.1 Критерии диапазонов. Если значения ОИК находятся вне, заранее определенных диапазонов, то информация по этим данным помечается в базе данных МЭ - ВМК РВ ЭЭС как недостоверная и заносится в файл ошибок.

2.2 Критерии балансов токов и мощностей в узле. Проверка производится для токов, активных и реактивных мощностей как сумма значений измерений по связям, подключенным к одному узлу. Сначала анализируются состояния выключателей, с учетом шиносоединительных выключателей и выключателей

обходных систем шин. Если приведенная погрешность (отношение полученного небаланса суммирования в узле к максимальному значению, входящему в данную сумму) баланса токов или мощностей превышает 5% (примерное среднестатистическое значение погрешности), то информация по всем измерителям, образующим небаланс, помечается в базе данных МЭ - ВМК РВ ЭЭС как недостоверная и заносится в файл ошибок.

2.3 Оценка достоверности активной мощности в ЛЭП и трансформаторах. Проверка заключается в определении потерь активной мощности со всех сторон ЛЭП и трансформаторов. Если при расчете балансов мощностей в узлах значения мощностей отметились как недостоверные, то производится коррекция данных ОИК на основе рассчитанных потерь. Так как проверка производится для всех ЛЭП и трансформаторов, то в результате выявляются элементы ЭЭС с недостоверными данными ОИК.

2.4 Оценка достоверности реактивной мощности в ЛЭП и трансформаторах. Проверка производится аналогично проверке достоверности по активной мощности.

2.5 Оценка достоверности токов в ЛЭП и трансформаторах. При возникновении небаланса токов в узле автоматически осуществляется сравнение тока ЛЭП в исследуемом узле с током на противоположном конце ЛЭП и при необходимости осуществляется корректировка значения, в том числе с учетом схемы замещения данной ЛЭП. Для трансформаторов осуществляется расчет токов в исследуемом узле с учетом коэффициентов трансформации.

2.6 Оценка достоверности напряжений в ЛЭП и трансформаторах. Проверка заключается в определении падений напряжения в ЛЭП и трансформаторах с учетом коэффициентов трансформации.

По результатам проверки достоверности данных ОИК и выявления ошибок производится интерактивная (с помощью специализированных динамических панелей наблюдения и управления (ДПНУ) АРМ клиента МЭ - ВМК РВ ЭЭС) или автоматическая корректировка недостоверных данных ОИК.

3. Теоретически обоснованные и практически подтвержденные свойства и возможности МЭ – ВМК РВ ЭЭС исключают необходимость собственно его всережимной верификации, тем не менее поскольку МЭ - ВМК РВ ЭЭС обеспечивает бездекомпозиционное методически точное воспроизведение единого непрерывного спектра квазиустановившихся и переходных процессов в реальном времени на неограниченном интервале с гарантированной инструментальной погрешностью $<1\%$, воспроизведение какого-либо квазиустановившегося процесса, в частности в соответствии с п.1 при $f \approx 50$ Гц, является текущим результатом такого моделирования, то результаты верификации квазиустановившегося процесса распространяемы на весь значимый спектр квазиустановившихся и переходных процессов, включая коммутационные перенапряжения. В связи с вышеизложенным в АРМ клиента МЭ - ВМК РВ ЭЭС выполняются сравнение и визуализация воспроизведения исходного схемно-режимного состояния моделируемой ЭЭС с данными ОИК, результаты которых гарантировано всережимно верифицируют МЭ – ВМК РВ ЭЭС.

4. Основой верификационного спектра квазиустановившихся и переходных процессов являются рассчитываемые с помощью ПВК режимы и процессы, информация о которых необходима для надежного и эффективного решения наиболее важных для исследования, проектирования и эксплуатации задач:

- 1) определение термической и электродинамической стойкости оборудования;
- 2) оценка условий работы изоляции по напряжению, включая коммутационные, в том числе для определения мест установки и оценки условий работы ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН);
- 3) оценка качества электроэнергии по частоте, напряжению, фазной несимметрии и коэффициенту гармоник;
- 4) определение потерь электроэнергии;

- 5) оценка статической апериодической и колебательной устойчивости ЭЭС;
- 6) настройка средств РЗ, ТиПА оборудования и ЭЭС в целом;
- 7) оценка динамической устойчивости ЭЭС.

В соответствии с указанными задачами воспроизводятся и верифицируются рассчитываемые с помощью ПВК для этих задач режимы и процессы:

- 1) квазиустановившиеся и переходные процессы, характеризующиеся максимальными значениями токов в токоведущих частях;
- 2) квазиустановившиеся и переходные процессы, характеризующиеся максимальными значениями напряжений, в том числе перенапряжениями;
- 3) квазиустановившиеся процессы, характеризующиеся:
 - 3.1) существенными изменениями частоты при возникновении небаланса активной мощности в ЭЭС,
 - 3.2) существенными изменениями напряжений и значительными перетоками реактивной мощности в ЭЭС,
 - 3.3) возникновением значительной фазной несимметрии, связанной в основном с несимметрией нагрузки,
 - 3.4) существенным коэффициентом гармоник, связанным с наличием нелинейных нагрузок, функционированием различных силовых полупроводниковых преобразователей и др.;
- 4) квазиустановившиеся процессы, характеризующиеся максимальными перетоками активной и реактивной мощности в ЭЭС;
- 5) квазиустановившиеся и переходные процессы, с учетом различных траекторий утяжеления режимов, необходимые для определения:
 - 5.1) предела статической апериодической устойчивости ЭЭС,
 - 5.2) статической колебательной устойчивости ЭЭС;
- 6) квазиустановившиеся и переходные процессы, необходимые для настройки различных видов и типов РЗ, ТиПА;

7) квазиустановившиеся и переходные процессы, в том числе при расчетно-нормативных возмущениях [98], используемые для анализа динамической устойчивости ЭЭС.

5. Формируются сценарии воспроизведения верификационного спектра, ориентированные на свойства и возможности верифицируемых ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, в которых согласно применяемой декомпозиции условно выделяются и отдельно рассчитываются с помощью различных моделей и методов установившиеся режимы и различные стадии переходных процессов, а также на процессы, которые, в силу ранее указанных причин, рассчитываются с наименьшей достоверностью. Кроме этого, в верификационных сценариях также учитывается адаптированный для указанных декомпозиций перечень решаемых конкретных практических задач в электроэнергетике:

5.1. Верификационные сценарии оценки достоверности расчетов установившихся режимов, используемых для решения различных задач, связанных с нормальными (пп.3, 4, 5), аварийными (пп.1, 2, 6) и послеаварийными (пп.3, 4, 5) схемно-режимными состояниями ЭЭС:

5.1.1. Наиболее обоснованным и надежным верификационным сценарием оценки достоверности расчетов установившихся нормальных схемно-режимных состояний ЭЭС является сценарий воспроизведения режима на основе контрольных диспетчерских замеров, сформированных по данным ТС и ТИ ОИК моделируемой ЭЭС, воспроизводимый для верификации собственно модельного эталона, который путем соответствующих модификаций трансформируется для верификационных сценариев оценки достоверности расчетов установившихся аварийных и послеаварийных схемно-режимных состояний моделируемой ЭЭС. При этом контролируются значения токов и напряжений в ЭЭС, перетоки активной, реактивной мощности и взаимные углы синхронных машин (СМ), а также по данным МЭ – ВМК РВ ЭЭС фазная несимметрия и коэффициент гармоник.

5.1.2. При расчётах различных установившихся аварийных схемно-режимных состояний ЭЭС наиболее актуальной для верификации является достоверность определения максимальных значений токов коротких замыканий (ТКЗ), обычно трехфазных коротких замыканий (КЗ), а также наиболее вероятных однофазных КЗ [99]. В доминирующих ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, в которых декларируется возможность определения ТКЗ, используются упрощенные математические модели ЭМ и не учитываются переходные процессы в сетевых элементах, моделируемых алгебраическими уравнениями на основе однолинейных схем замещения, что в совокупности исключает достоверное воспроизведение апериодической составляющей ТКЗ и максимального значения полного ТКЗ [81, 82]. Поэтому для определения степени влияния различных значений и характера апериодической составляющей на ТКЗ воспроизводятся КЗ на выводах генератора, при котором влияние сети на ТКЗ со стороны генератора исключается, и в удаленных точках сети, когда это влияние существенно.

5.1.3. Установившиеся послеаварийные схемно-режимные состояния ЭЭС являются следствием предшествующих им аварийных режимов, поэтому верификационный сценарий их оценки заключается в последовательном воспроизведении исходного установившегося режима ЭЭС, возникшего из-за аварийного возмущения переходного процесса и послеаварийного схемно-режимного состояния ЭЭС. При этом контролируются значения токов и напряжений в моделируемой ЭЭС, перетоки активной и реактивной мощности, частота, а также взаимные углы СМ.

5.1.4. Верификационный сценарий оценки достоверности расчетов установившихся режимов, используемых для определения предела статической апериодической устойчивости, заключается в утяжелении режима по траектории, представляющей одновременное одинаковое увеличение генерации и потребления активной мощности [98]. При этом его достижение контролируется по значениям взаимных углов СМ, по значениям угла между векторами

напряжений в узловых точках исследуемого сечения, по значениям напряжений в узлах мощной двигательной нагрузки.

5.2. Верификационные сценарии оценки достоверности расчетов электромеханических переходных процессов, выполняемых с помощью существующих ПВК, для определения статической колебательной устойчивости ЭЭС, анализа динамической устойчивости ЭЭС и необходимых для выбора эффективных мероприятий, в том числе противоаварийных, по обеспечению требуемого качества и надежности электроснабжения:

5.2.1. В связи с разнообразием факторов, условий и соответственно процессов, приводящих к нарушению статической колебательной устойчивости [99-103], их полная верификация является предметом отдельных исследований, поэтому верификационный сценарий оценки достоверности расчетов переходных процессов, используемых для определения статической колебательной устойчивости, ориентирован на наиболее значимый в настоящее время анализ колебательной устойчивости, связанный с работой автоматических систем регулирования, особенно автоматических регуляторов возбуждения сильного действия (АРВ СД), а также частоты и мощности [104, 105]. Данный анализ может выполняться либо методами теории автоматического управления [106-110], либо по результатам расчета переходного процесса при малых возмущениях [99, 111]. Ввиду неприменимости классических математических методов теории автоматического управления для оценки колебательной устойчивости реальных ЭЭС, эта оценка осуществляется по результатам расчета на ПВК соответствующих переходных процессов, вызванных малыми возмущениями. Для этого в режимах, близких к предельным по значениям внутренних углов СМ с учетом нормативного запаса, создаются изменения нагрузки [111], приводящие к изменениям взаимных углов генераторов (10° - 30°) [99]. Оценка колебательной устойчивости осуществляется по осциллограммам изменения взаимных углов, напряжения возбуждения, активной и реактивной мощности, частоты и напряжения статора СМ.

5.2.2. Среди различных нормативных возмущений, порождающих процессы используемые для анализа динамической устойчивости, актуальными для верификации являются процессы с наибольшей вероятностью приводящие к её нарушению, которые обычно связаны с возмущениями III группы [99], являющимися следствием наложения или последовательности событий, возникающих чаще всего при металлическом трехфазном КЗ, электрически близко расположенном к шинам электростанции, и наибольшей возможной загрузке электропередачи с отказом выключателя и последующей ликвидацией КЗ действием устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). При этом происходит значительное снижение электрической мощности генераторов электростанции из-за существенного снижения напряжения, а из-за увеличенного времени ликвидации КЗ, обусловленного УРОВ, за счет возникшей дополнительной кинетической энергии роторов генераторов и соответствующего увеличения взаимного угла генераторов, резко возрастает вероятность нарушения устойчивости. При этом контроль взаимного угла генераторов продолжается и после нарушения синхронной работы ЭЭС, в связи с возможной ресинхронизацией.

5.2.3. Высокая вероятность неустойчивых однофазных КЗ на высоковольтных ЛЭП [81, 99, 112] определила целесообразность и распространенность применения однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ), в связи с чем актуальным является верификационный сценарий оценки достоверности расчетов процессов с учетом действия ОАПВ, включающий формирование максимального нагрузочного режима высоковольтной ЛЭП, на которой происходит однофазное КЗ длительностью, определяемой предельным временем его отключения, и действием ОАПВ. При этом по осциллограммам изменения взаимных углов СМ оценивается динамическая и результирующая устойчивость ЭЭС.

5.2.4. Верификационный сценарий воспроизведения процессов, возникающих при объединении отдельно работающих частей и ЭЭС в целом при

различных углах между напряжениями на подстанциях объединения, позволяющий по осциллограммам токов, напряжений и угла между ними определить приемлемые условия объединения, достоверность которых, с учетом возможных последствий, весьма актуальна [113, 114].

5.3. Верификационный сценарий оценки достоверности расчетов, используемых для определения условий работы изоляции по напряжению, основывается на воспроизведении процессов, сопровождающихся максимальными значениями перенапряжений, включая коммутационные, необходимые также для определения мест установки ОПН и условий их работы. Поскольку наиболее значительные коммутационные перенапряжения возникают обычно при отключении фазы высоковольтной ЛЭП (с учетом момента коммутации) [115-119], на которой произошло однофазное металлическое КЗ, то данный процесс выбран для верификационного сценария оценки достоверности их расчетов.

3.2 Выводы

1. Разработана методика реализации концепции всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, учитывающая свойства и возможности существующих ПВК и МЭ – ВМК РВ ЭЭС, а также перечень и конкретику практического использования верифицированной информации.

2. Выполняемая согласно данной методике всережимная верификация позволяет обосновано оценивать полноту и достоверность расчетов режимов и процессов в ЭЭС с помощью верифицируемых ПВК.

ГЛАВА 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СРЕДСТВ ВСЕРЕЖИМНОЙ ВЕРИФИКАЦИИ ПРОГРАММНО- ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ РАСЧЁТА РЕЖИМОВ И ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Экспериментальные исследования выполнены согласно разработанным концепции всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС и методике её реализации применительно к распространенным, особенно в России, ПВК Eurostag расчета режимов и процессов в ЭЭС и ПВК АРМ СРЗА расчета установившихся аварийных режимов в ЭЭС на примере выполнения этих расчетов для Томской ЭЭС (ТЭЭС), ДПНУ схемы моделирования которой, сформированной на основе её нормальной электрической схемы, в МЭ – ВМК РВ ЭЭС приведена на рисунке 4. Для обеспечения универсальности все присоединения выполнены с двумя выключателями на каждую фазу. Исходное схемно-режимное состояние ТЭЭС воспроизводится на основе данных контрольно-диспетчерских замеров, сформированных на базе ТС и ТИ ОИК ТЭЭС.

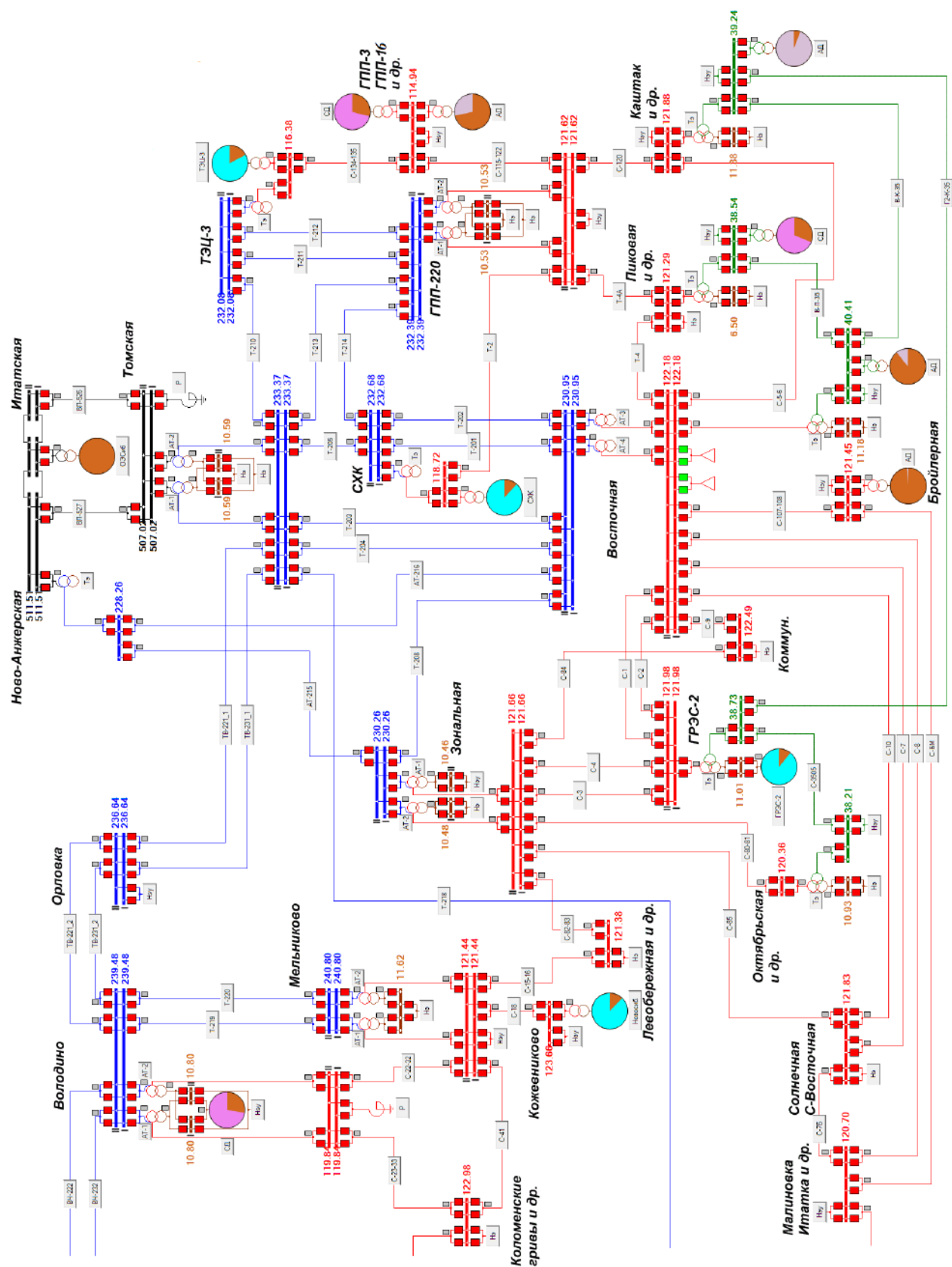


Рисунок 4 – ДШНУ ТЭЭС

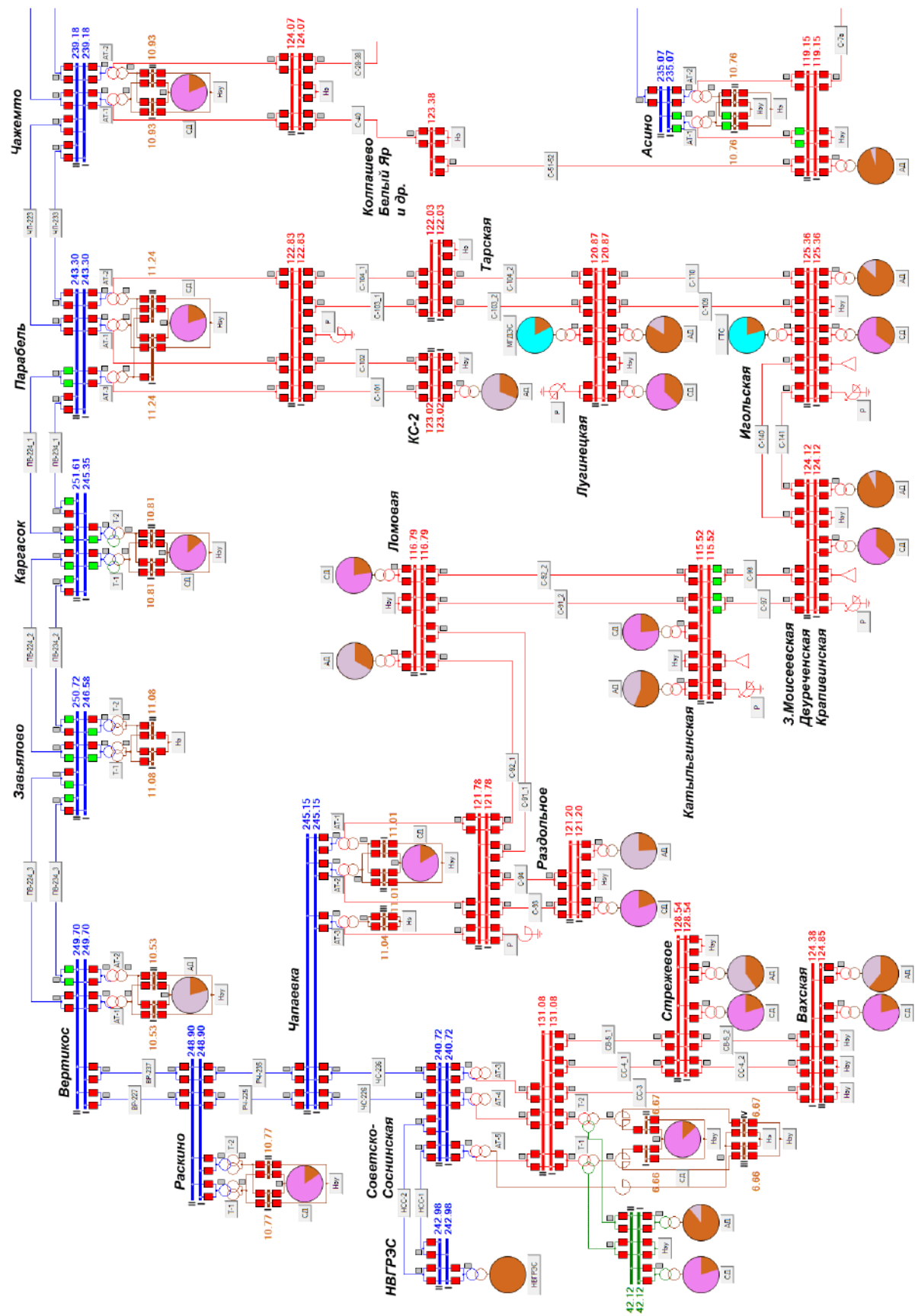


Рисунок 4 – Продолжение

4.1 Экспериментальная всережимная верификация МЭ - ВМК РВ ЭЭС

Результаты данной верификации, выполненной согласно п.3 методики всережимной верификации, представлены на рисунках 5-8. Соответствие воспроизведения в пределах погрешности ОИК $\leq 5\%$ [120].

Наименование подстанции	U _{ВМК} , кВ	U _{оик} , кВ	ΔU , %
Володино	229.46	230	0.22
Асино	229.76	230	0.28
Восточная	226.33	224	0.81
ГПП-220	228.45	226.5	1.12
Зональная	225.87	226	0.03
Мельниково	229.92	240	3.84
Орловка	229.86	220.3	4.55
Парабель	225.37	231	2.26
Чаженто	228.30	240	4.70
Асино	115.05	114	1.04
Володино	111.71	114	1.64
Восточная	118.15	120	1.09
ГПП-220	117.73	117.2	0.09
Зональная	117.64	117	0.81
Мельниково	114.79	119	3.26
Парабель	115.39	119	3.57
Чаженто	112.76	117	3.63
Восточная	36.25	37	2.49
Асино	10.47	10.4	0.28
Володино	9.74	10.3	4.90
Восточная	10.20	10.5	2.90
ГПП-220	10.14	10.22	1.17
Зональная	10.12	10.17	0.36
Мельниково	10.45	11	4.60
Парабель	9.89	10.3	3.75
Чаженто	10.17	10.6	4.28

Рисунок 5 – Фрагмент ДПНУ напряжений

Наим. ЛЭП	P1вмк, МВт	P1оик, МВт	ΔP1, %	P2вмк, МВт	P2оик, МВт	ΔP2, %	Iвмк, кА	Iоик, кА	ΔI, %
T-201	52.01	50	4.01	-51.88	-50	3.77	0.148	0.144	3.01
T-202	62.73	62	1.18	-62.62	-62	0.99	0.185	0.184	0.46
T-203	39.15	37	5.81	-39.06	-38	2.79	0.156	0.156	0.22
T-204	32.64	31	5.28	-32.50	-32	1.57	0.131	0.13	0.54
T-208	-64.30	-65	1.07	64.37	64	0.57	0.164	0.164	0.02
T-211	25.27	27	6.42	-25.30	-29	2.75	0.082	0.096	4.57
T-212	24.48	24	1.99	-24.47	-20	2.35	0.067	0.055	1.74
T-213	8.16	9	1.30	-8.10	-9	2.99	0.089	0.091	1.78
T-214	-17.70	-17	4.10	17.72	17	4.22	0.072	0.073	0.82
AT-215	38.20	38	0.54	-38.06	-38	0.16	0.110	0.111	0.72
AT-216	24.53	24	2.20	-24.49	-24	2.02	0.081	0.081	0.46
T-218	33.74	33	2.25	-33.51	-33	1.55	0.086	0.086	0.21
T-219	-8.68	-8.7	0.23	8.69	8	4.67	0.024	0.024	1.45
T-220	-8.34	-8	4.20	8.36	8	4.49	0.025	0.024	4.12
ТВ-221_2	-89.64	-90	0.40	90.42	90	0.46	0.231	0.23	0.29
ТВ-231_2	-89.86	-90	0.16	90.99	90	1.10	0.230	0.23	0.15
ВЧ-222	65.70	67	1.94	-64.64	-64	0.99	0.166	0.166	0.03
ВЧ-232	66.20	66	0.31	-65.07	-64	1.68	0.167	0.165	0.96
ЧП-223	-51.82	-53.7	3.49	52.41	52	0.79	0.132	0.132	0.23
ЧП-233	-52.09	-52	0.17	52.68	52	1.30	0.133	0.132	0.72
C-1	-17.44	-17	2.60	17.51	17	2.99	0.104	0.1	3.80
C-2	-20.16	-20	0.78	20.18	20	0.92	0.128	0.128	0.11
C-3	-22.78	-22	3.53	22.88	21	8.95	0.151	0.151	0.14
C-4	-22.43	-23	2.48	22.49	23	2.23	0.156	0.16	2.29
C-5-6	-70.61	-70	0.88	70.76	70	1.08	0.577	0.576	0.11
C-7	9.81	10	1.89	-9.80	-10	2.02	0.065	0.063	3.74
C-8	7.50	7	7.21	-7.44	-7	6.32	0.056	0.055	1.35
C-9	-9.47	-9.5	0.36	9.50	9	5.56	0.058	0.058	0.58
C-10	3.23	3.98	1.92	-3.22	-3.1	3.90	0.028	0.029	5.00
C-22-32	-9.67	0	0.00	9.75	10	2.52	0.100	0.101	1.04
C-23-33	31.42	0	0.00	-30.55	-30	1.83	0.181	0.181	0.18
C-28-38	-8.14	-7.7	5.68	8.18	8	2.27	0.078	0.076	2.01
C-40	16.94	17	0.33	-16.61	-16	3.80	0.088	0.088	0.48
C-51-52	11.17	11	1.53	-10.57	-10.6	0.26	0.056	0.056	0.46
C-80-81	-47.22	-48	1.62	47.37	47	0.78	0.286	0.286	0.14
C-82-83	84.47	84	0.55	-83.64	-84	0.43	0.423	0.442	4.33
C-84	6.13	6	2.22	-6.15	-6	2.52	0.033	0.033	0.96
C-85	2.46	2.5	1.53	-2.46	-2.5	1.52	0.012	0.014	3.04
C-103_1	36.36	37.9	4.06	-35.39	-35	1.10	0.183	0.185	0.95
C-104_1	36.47	38.2	4.52	-35.54	-35	1.56	0.183	0.184	0.41
C-107-108	13.21	13	1.58	-13.19	-13	1.43	0.110	0.108	1.45
C-115-122	-18.83	-19	0.91	20.80	21	0.94	0.131	0.131	0.22
C-120	8.80	8.8	0.05	-8.73	-8.7	0.31	0.043	0.044	2.44
T-2	-21.27	-21	1.27	21.96	22	0.17	0.115	0.115	0.27
T-4	5.36	5.3	1.09	-5.22	-5.2	0.29	0.063	0.062	1.28
T-4A	13.31	13	2.38	-13.07	-13	0.57	0.079	0.08	0.69

Рисунок 6 – Фрагмент ДПНУ токов, перетоков активной мощности ЛЭП

Наим. ЛЭП	Q1вмкМВАр	Q1оик.МВАр	$\Delta Q1, \%$	Q2вмкМвар	Q2оик.Мвар	$\Delta Q2, \%$
T-201	26.45	26	1.73	25.77	26.46	2.62
T-202	36.50	36	1.40	-35.67	-35.62	0.15
T-203	48.05	48	0.11	-46.93	-47.56	1.33
T-204	41.01	42	2.35	-39.96	-40.32	0.89
T-208	3.30	4	7.62	-2.75	-2.84	3.09
T-211	23.46	25	6.17	-23.41	-19.78	8.34
T-212	5.74	6	4.41	-5.72	-7.51	3.86
T-213	35.13	35	0.39	-34.89	-34.92	0.09
T-214	-22.89	-23	0.49	-22.97	-22.81	0.69
AT-215	21.77	22	1.06	-20.49	-20.5	0.07
AT-216	21.03	21	0.13	-20.36	-20.33	0.17
T-218	-6.58	-7	6.00	-7.21	-7.28	0.96
T-219	4.61	4.6	0.17	-4.53	-4.3	5.24
T-220	5.44	5.2	4.64	-5.39	-5.51	2.14
TB-221_2	16.55	16.6	0.33	-12.61	-12.64	0.23
TB-231_2	17.12	17	0.69	-13.17	-12.96	1.59
BЧ-222	-5.98	-6	0.38	11.17	11.25	0.72
BЧ-232	-5.88	-6	1.96	11.09	11.21	1.03
C-1	-12.60	-12	5.00	12.74	12.05	5.71
C-2	-16.96	-16	5.97	17.09	16.58	3.07
C-3	-21.06	-21	0.30	21.25	20.52	3.56
C-4	-22.17	-22	0.75	22.38	23.49	4.74
C-5-6	-93.82	-94	0.19	94.48	94.92	0.46
C-7	8.53	9	5.23	-8.49	-8.97	5.32
C-8	8.50	8.6	1.21	-8.34	-8.55	2.47
C-9	-6.95	-7	0.66	-7.02	-6.98	0.58
C-10	5.38	4.6	6.88	-5.35	-4.82	5.91
C-22-32	-16.83	-16.8	0.16	17.44	17.36	0.49
C-23-33	-16.12	-16	0.76	18.23	18.07	0.90
C-28-38	12.78	12.5	2.26	-12.64	-12.59	0.39
C-40	3.29	3	9.58	-2.65	-2.53	4.61
C-80-81	-33.10	-33	0.30	-33.44	-33.4	0.12
C-82-83	16.52	16.5	0.15	-11.30	-11.29	0.11
C-84	2.98	3	0.52	-2.98	-3.21	7.11
C-85	0.65	-0.8	9.32	-0.65	-0.64	0.83
C-101	5.40	4.6	7.48	-5.40	-4.16	9.69
C-102	-1.83	-1.6	4.64	1.83	1.4	1.02
C-103_1	-4.47	-4.4	1.53	7.29	7.38	1.16
C-104_1	-4.30	-4.1	4.92	7.22	7.24	0.28
C-107-108	17.89	17.7	1.05	-17.86	-17.75	0.61
C-115-122	-16.17	-15.7	3.00	16.91	16.79	0.70
C-120	-0.91	-1.1	7.54	1.29	1.52	4.96
T-2	9.55	9.2	3.76	-7.52	-7.35	2.38
T-4	11.69	11.6	0.76	-10.96	-10.94	0.17
T-4A	9.27	9.3	0.30	8.18	8.26	1.02

Рисунок 7 – Фрагмент ДПНУ перетоков реактивной мощности ЛЭП

Наим. Транс.	Р _{акт.нн} , МВт	Р _{акт.вн} , МВт	ΔР _{акт} , %	Р _{акт.сн} , МВт	Р _{акт.сн} , МВт	ΔР _{сн} , %	Р _{акт.нн} , МВт	Р _{акт.нн} , МВт	ΔР _{нн} , %
АТ-2 Асино	33.06	33	0.19	-28.88	-29	0.41	-4.18	-4.1	1.87
АТ-1 Томская	160.64	161	0.22	-157.73	-158	0.17	-2.42	-2.5	3.20
АТ-2 Томская	160.37	161	0.39	-157.43	-160	1.61	-2.47	-2.34	5.46
АТ-1 ГПП-220	20.60	20	2.98	-18.60	-18	3.32	-2.07	-2	3.71
АТ-2 ГПП-220	20.32	20	1.61	-18.27	-18	1.48	-2.09	-2.12	1.60
АТ-3 Восточная	70.02	70	0.02	-67.38	-70	3.75	-2.25	-2.22	1.28
АТ-4 Восточная	71.19	70	1.70	-68.87	-70	1.61	-1.81	-1.8	0.47
АТ-1 Зональная	55.56	55	1.02	-52.69	-52	1.33	-2.79	-2.8	0.43
АТ-2 Зональная	44.58	45	0.93	-42.14	-41	2.78	-2.38	-2.4	0.65
АТ-1 Мельниково	7.52	8	6.06	-5.64	-6	5.04	-1.94	-1.97	1.68
АТ-2 Мельниково	8.52	8	6.48	-6.27	-6	4.51	-2.25	-2.25	0.12
АТ-1 Володино	16.21	16	1.33	-10.91	-11	0.81	-5.25	-5.25	0.06
АТ-2 Володино	16.20	17	4.69	-10.70	-10	5.00	-5.41	-5.46	0.97
АТ-1 Чаженто	11.34	11	3.06	-6.50	-7	5.19	-4.88	-4.9	0.31
АТ-2 Чаженто	11.74	11	6.70	-6.72	-6	5.99	-5.06	-5.2	2.73
АТ-1 Парбель	35.71	35	2.02	-27.53	-27	1.96	-8.02	-8	0.30
АТ-2 Парбель	36.06	35	3.04	-27.99	-25	5.98	-7.86	-8	1.75
АТ-3 Парбель	36.93	36	2.58	-27.44	-27	1.62	-9.42	-9.4	0.21
Александров-Итат	69.42	69	0.60	-63.93	-64	0.12	-1.94	-1.9	2.24
Т СХК	-77.21	-78	1.02	79.49	79	0.62	-2.13	-2.1	1.41
Тэ ТЭЦ-3	-42.95	-46	6.64	44.89	46	2.40	-2.07	-2	3.35
Тэ ГРЭС-2	-79.14	-80	1.08	-24.56	-24	2.32	103.79	103	0.77
Тэ Каштак	67.20	66	1.82	-32.45	-33	1.65	-34.35	-34	1.03
Тэ Пиковая	17.61	17	3.56	-15.12	-16	5.50	-2.51	-2.5	0.26
Тэ Восточная	56.66	56	1.19	-28.26	-29	2.56	-27.52	-27	1.94

а)

Наим. Транс.	Q _{акт.нн} , МВар	Q _{акт.вн} , МВар	ΔQ _{акт} , %	Q _{акт.сн} , МВар	Q _{акт.сн} , МВар	ΔQ _{сн} , %	Q _{акт.нн} , МВар	Q _{акт.нн} , МВар	ΔQ _{нн} , %
АТ-2 Асино	7.63	7.6	0.45	-3.83	-3.7	3.48	-2.96	-2.94	0.66
АТ-1 Томская	94.41	94	0.44	-65.97	-66	0.04	-0.97	-0.92	5.32
АТ-2 Томская	95.28	94	1.37	-66.18	-66	0.28	-1.51	-1.35	1.71
АТ-1 ГПП-220	34.57	35	1.24	-34.55	-34.3	0.74	-0.75	-0.7	5.48
АТ-2 ГПП-220	31.40	31	1.30	-31.37	-31.6	0.72	-0.44	-0.7	5.53
АТ-3 Восточная	11.15	11.2	0.49	-10.42	-10	4.24	-0.35	0	0.00
АТ-4 Восточная	10.44	10.6	1.53	-9.65	-10	3.53	-0.27	0	0.00
АТ-1 Зональная	58.66	58.5	0.28	-52.23	-52.15	0.16	-2.59	-2.5	3.77
АТ-2 Зональная	50.03	50	0.06	-47.08	-46.5	1.25	-0.23	-0.17	5.53
АТ-1 Мельниково	8.79	9	2.36	-9.36	-9	4.02	-0.60	-0.5	5.18
АТ-2 Мельниково	9.96	10	0.38	-10.27	-10.3	0.25	-0.30	-0.22	5.56
АТ-1 Володино	24.79	24	3.30	-17.60	-17.5	0.59	-5.46	-5.5	0.65
АТ-2 Володино	25.15	24	4.80	-18.07	-18.05	0.09	-5.40	-5.4	0.02
АТ-1 Чаженто	10.45	10	4.53	-4.73	-4.8	1.43	-5.25	-5.1	2.86
АТ-2 Чаженто	10.29	10	2.92	-4.24	-4.1	3.49	-5.63	-5.7	1.23
АТ-1 Парбель	9.62	9	4.93	-3.34	-3.43	2.64	-3.36	-3.36	0.10
АТ-2 Парбель	9.69	9	4.64	-3.74	-3.75	0.14	-2.97	-2.95	0.51
АТ-3 Парбель	10.48	10	4.75	-3.63	-3.5	3.65	-3.66	-3.6	1.65
Александров-Итат	27.02	27	0.06	-18.25	-18	1.41	-0.30	-0.4	4.97
Т СХК	-30.38	-30	1.27	-34.69	-34.5	0.54	-0.53	0	0.00
Тэ ТЭЦ-3	31.68	31	2.21	-31.96	-31.55	1.30	-0.24	0	0.00
Тэ ГРЭС-2	-45.25	-45	0.56	-1.73	-1.7	1.49	-53.92	-53.4	0.98
Тэ Каштак	73.43	73	0.59	-47.52	-47	1.11	-12.32	-12.4	0.66
Тэ Пиковая	7.48	7	5.90	-7.61	-7.5	1.44	-14.69	-14.5	1.28
Тэ Восточная	59.40	60	0.99	-43.91	-43.9	0.01	-1.51	-1.6	5.91

б)

Рисунок 8 – Фрагменты ДПНУ перетоков активной (а) и реактивной (б) мощностей трансформаторов

4.2 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag установившихся нормальных схемно-режимных состояний ЭЭС

Результаты расчета согласно верификационному сценарию п.5.1.1 нормального схемно-режимного состояния ТЭЭС ввиду их значительного объема представлены в приложении Б. Уровень несоответствия значений напряжений и перетоков активной мощности данным МЭ – ВМК РВ ЭЭС и контрольно-диспетчерских замеров на базе ОИК ТЭЭС составляет $\leq 5\%$. Вместе с тем, несоответствия токов, реактивной мощности (РМ) и взаимных углов СМ более значительны. Данное обстоятельство связано с использованием PU-модели СМ, исключающей регулирование РМ.

Влияние фазной несимметрии и нелинейных искажений, не учитываемых в ПВК Eurostag, на достоверность расчетов установившихся нормальных схемно-режимных состояний ЭЭС, воспроизведенное в МЭ – ВМК РВ ЭЭС путем задания различной нагрузки по фазам на подстанции (ПС) Каштак и нелинейного закона изменения нагрузки на ПС Октябрьская ЭЭС, отражено на рисунках 9 и 10.

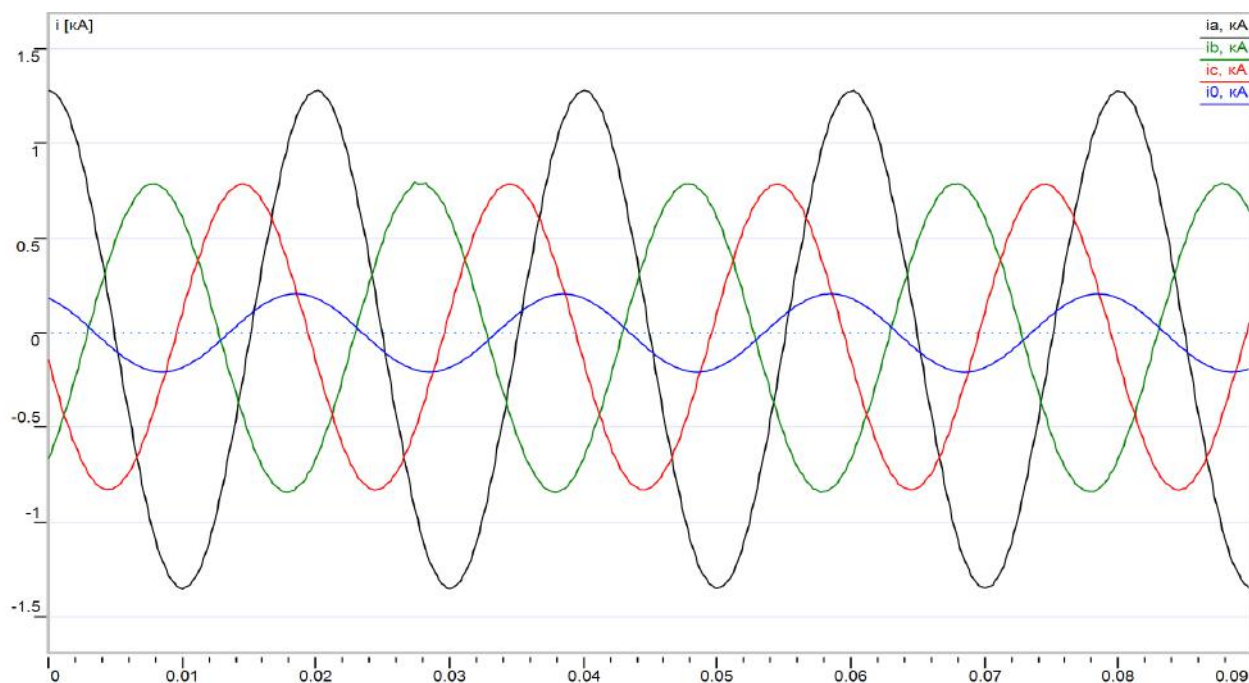


Рисунок 9 - Осциллограммы мгновенных значений токов ЛЭП 110 кВ С-5-6 со стороны ПС Каштак при наличии фазной несимметрии

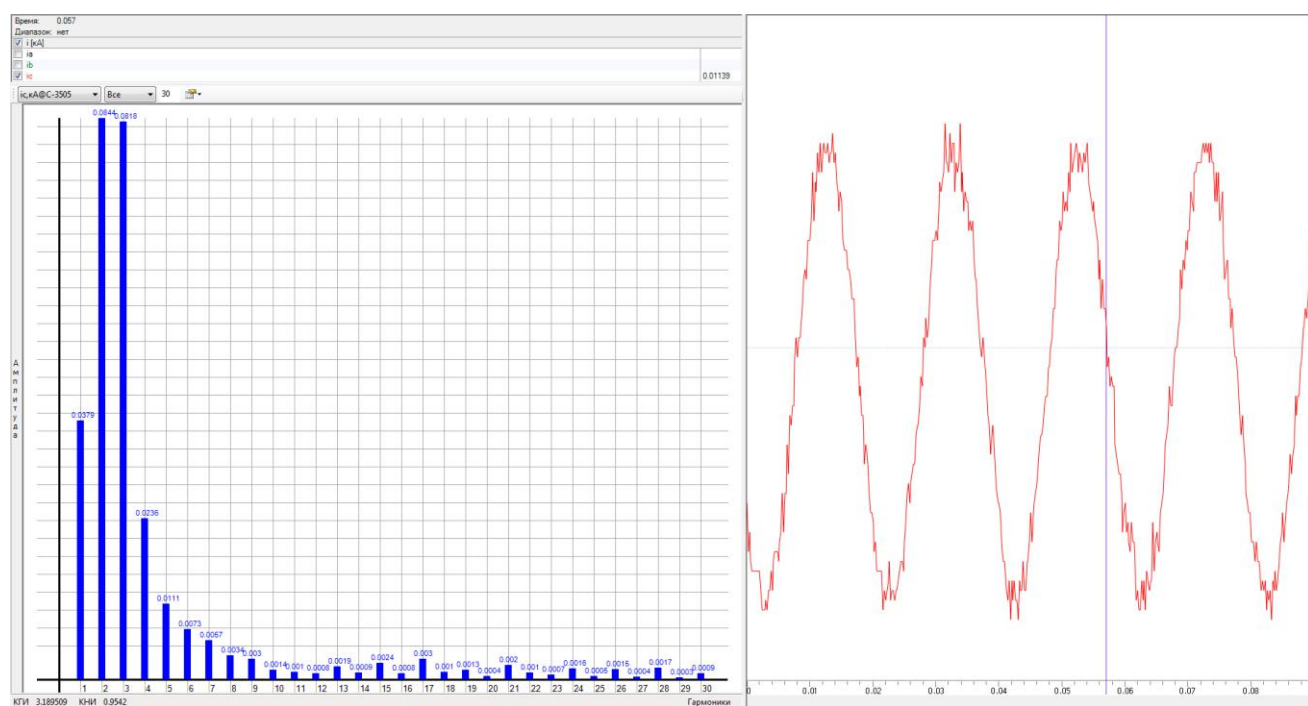


Рисунок 10 - Осциллограмма мгновенных значений тока фазы С ЛЭП 35 кВ С-3505 со стороны ПС Октябрьская при наличии нелинейных искажений и график их значений

4.3 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag и ПВК АРМ СРЗА токов коротких замыканий в ЭЭС

Результаты экспериментальных исследований верификации расчетов токов коротких замыканий (ТКЗ), в частности ударных токов трехфазных коротких замыканий (КЗ), согласно сценарию п.5.1.2 представлены в таблице 1. При этом, ввиду отсутствия возможности расчета исходного установившегося режима в ПВК АРМ СРЗА [121], сверхпереходные ЭДС и их фазы рассчитывались и задавались по данным предаварийного режима, воспроизведенного в МЭ - ВМК РВ ЭЭС.

Таблица 1 - Действующие значения ударных токов трехфазных КЗ

Место повреждения по мере электрического удаления точки КЗ от источников	Действующее значение ударного тока КЗ, А			$\Delta I_{уд}, \%$ Eurostag	$\Delta I_{уд}, \%$ АРМ СРЗА
	ВМК РВ ЭЭС	Eurostag	АРМ СРЗА		
КЗ на шинах 110 кВ ТЭЦ-3	6872,37	4734	6449,13	31,12	6,16
КЗ на шинах 110 кВ СХК	7714,53	5415	6386,25	29,81	17,22
КЗ на ЛЭП 220 кВ АТ-215 ПС Ново-Анжерская	3144,50	2044	3259,18	35,00	-3,65
КЗ на ЛЭП 220 кВ Т-211 ПС ГПП-220	3005,91	2144	3186,20	28,67	-6,00
КЗ на ЛЭП 220 кВ Т-214 ПС СХК	4770,14	3676	4289,80	22,94	10,07
КЗ на ЛЭП 220 кВ ЧП-223 ПС Парабель	1306,03	859	1440,02	34,23	-10,26
КЗ на ЛЭП 220 кВ ТВ-221_2 ПС Володино	2583,06	1889	2896,06	26,87	-12,12
КЗ на ЛЭП 220 кВ Т-218 ПС Асино	4398,20	3199	5218,96	27,27	-18,66
КЗ на ЛЭП 110 кВ С-40 ПС Колпашево	2069,70	1464	2458,74	29,27	-18,80
КЗ на ЛЭП 110 кВ С-7Б ПС Итатка	3137,43	2336	2223,52	25,54	29,13
КЗ на ЛЭП 110 кВ С-7А ПС Асино	3409,67	2623	4711,45	23,07	-38,18

Анализ результатов верификации ПВК Eurostag:

1. Количественную оценку влияния неучёта трансформаторных ЭДС в ПВК Eurostag на величину ударного тока иллюстрируют представленные на рисунках 11 и 12 осциллограммы тока трехфазного КЗ на выводах генератора ТЭЦ-3 при постоянных напряжении возбуждения и моменте турбины ($M_T=0,33$ о.е.), исключающих влияние систем автоматического регулирования возбуждения и первичного двигателя.

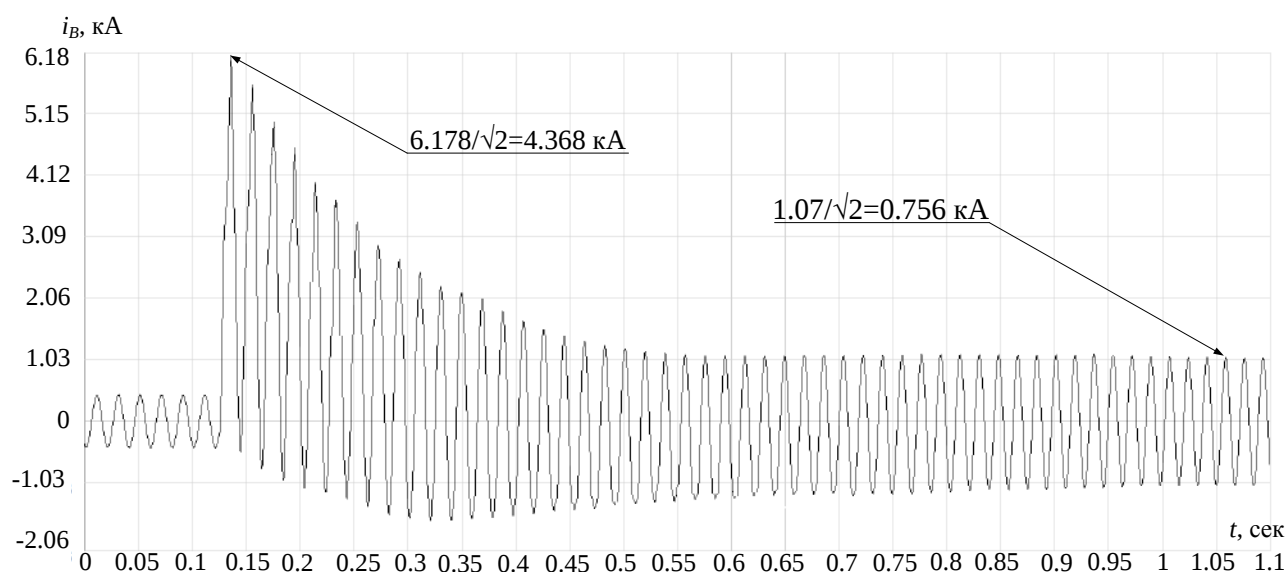


Рисунок 11 - Осциллограмма фазного тока при трехфазном КЗ на выводах генератора ТЭЦ-3 (МЭ - ВМК РВ ЭЭС)

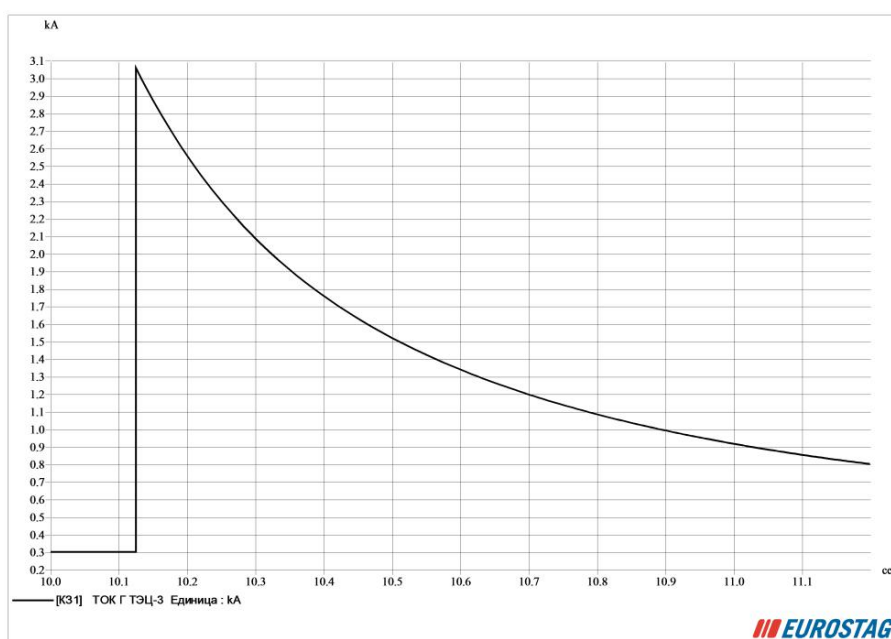


Рисунок 12 - Осциллограмма результатов расчета действующего значения тока трехфазного КЗ на выводах генератора ТЭЦ-3

Погрешность расчета ударного тока составляет 31% и из рисунка 13, на котором построен по данным МЭ – ВМК РВ ЭЭС процесс затухания амплитуды трансформаторных ЭДС по осям d и q , следует, что по мере их затухания эта погрешность снижается до 10%. Кроме того, исключение трансформаторных ЭДС искажает характер нарастания ТКЗ, максимальное значение которого формируется не в момент КЗ, а согласно рисунку 11 через $t=0,011$ с.

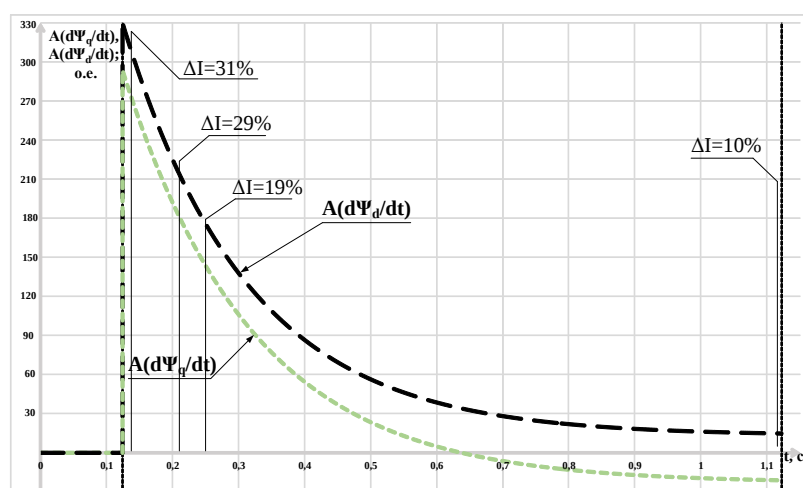


Рисунок 13 - График изменения амплитуды трансформаторных ЭДС по осям d и q при трехфазном КЗ на выводах генератора ТЭЦ-3 и связанная с их исключением погрешность расчета ТКЗ

Поскольку в данном случае формирование ТКЗ определяется генератором и не зависит от процессов в сети, этот эксперимент позволяет верифицировать только его моделирование, минимизируя ранее обозначенную проблематику численного интегрирования. Для дополнительного подтверждения последнего обстоятельства аналогичный эксперимент выполнен с помощью RTDS, в котором, как и в МЭ – ВМК РВ ЭЭС, используется всережимная математическая модель ЭМ, в том числе генераторов. Результаты моделирования (рисунок 14) идентичны полученным с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС. Более детальный сравнительный анализ результатов расчета различных видов ТКЗ с помощью обозначенных комплексов представлен в приложении В.

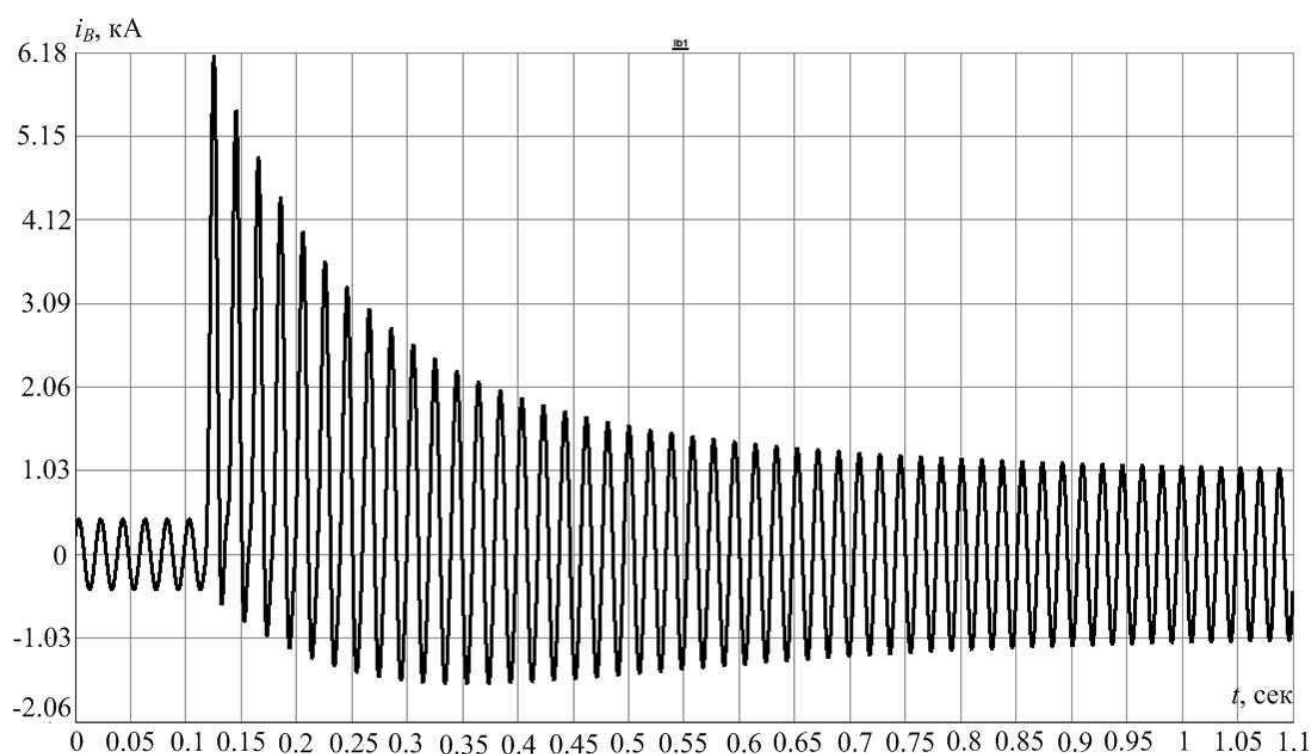
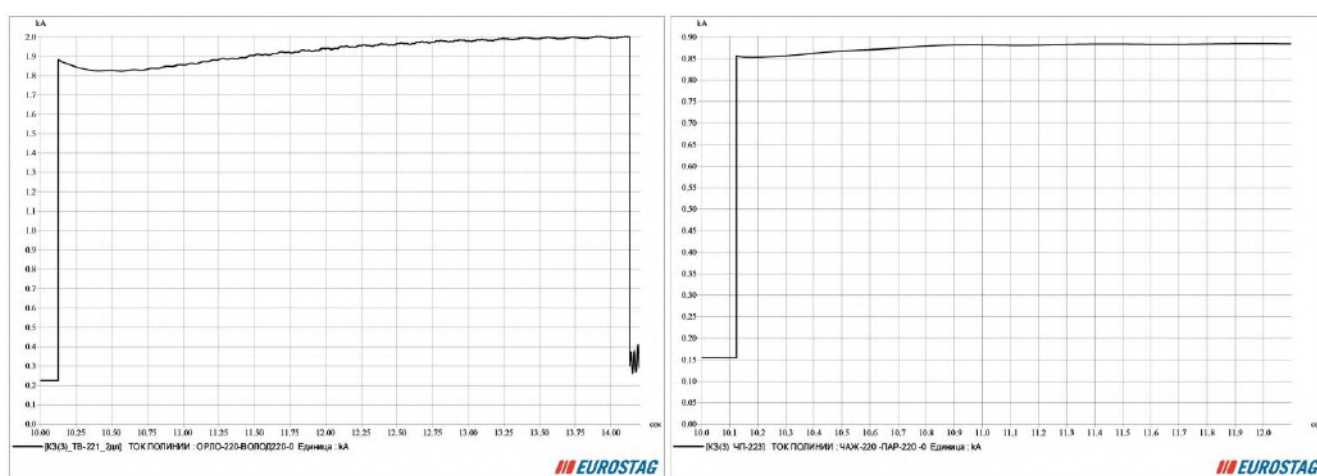


Рисунок 14 - Осциллограмма фазного тока при трехфазном КЗ на выводах генератора ТЭЦ-3 (RTDS)

2. Согласно полученным результатам относительная погрешность расчета ударного тока по мере удаления точки КЗ от источников изменяется индивидуальным образом в соответствии с непрерывным динамическим взаимодействием всех элементов ЭЭС, участвующих в его формировании.

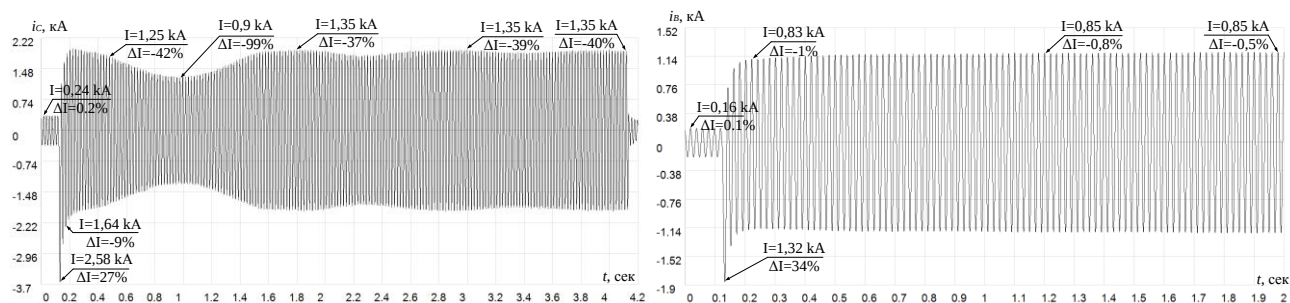
3. Влияние длительности переходного процесса на погрешность расчета ТКЗ демонстрируют осциллограммы, приведенные на рисунках 15 и 16, на последнем из которых отмечены действующие значения ТКЗ и их изменения по сравнению с рассчитанными в ПВК Eurostag. Формирующаяся на интервале решения совокупная ошибка установившегося значения ТКЗ из-за вышеобозначенных погрешностей расчета переходных процессов значительна при длительных процессах. При прочих равных условиях, но быстром затухании переходных процессов, установившиеся величины ТКЗ практически совпадают (рисунок 16б).



а)

б)

Рисунок 15 - Осциллограммы результатов расчета действующих значений токов трехфазного КЗ ЛЭП 220 кВ ТВ-221_2 ПС Володино (а) и ЛЭП 220 кВ ЧП-223 ПС Парабель (б)



а)

б)

Рисунок 16 - Осциллограммы фазного тока трехфазного КЗ ЛЭП 220 кВ ТВ-221_2 ПС Володино (а) и ЛЭП 220 кВ ЧП-223 ПС Парабель (б) (МЭ - ВМК РВ ЭЭС)

Анализ результатов расчета ТКЗ с помощью ПВК АРМ СРЗА, представленных в таблице 1, показывает:

1. Величина погрешности ударного тока связана с существенной приближенностью учета апериодической составляющей обобщенным коэффициентом. В частности, если постоянную времени апериодической составляющей определить по осциллограмме МЭ – ВМК РВ ЭЭС на рисунке 17 и использовать для расчета этого коэффициента (уравнение 1.10), то погрешность ударного тока снизится с 10,07% до 1,53%.

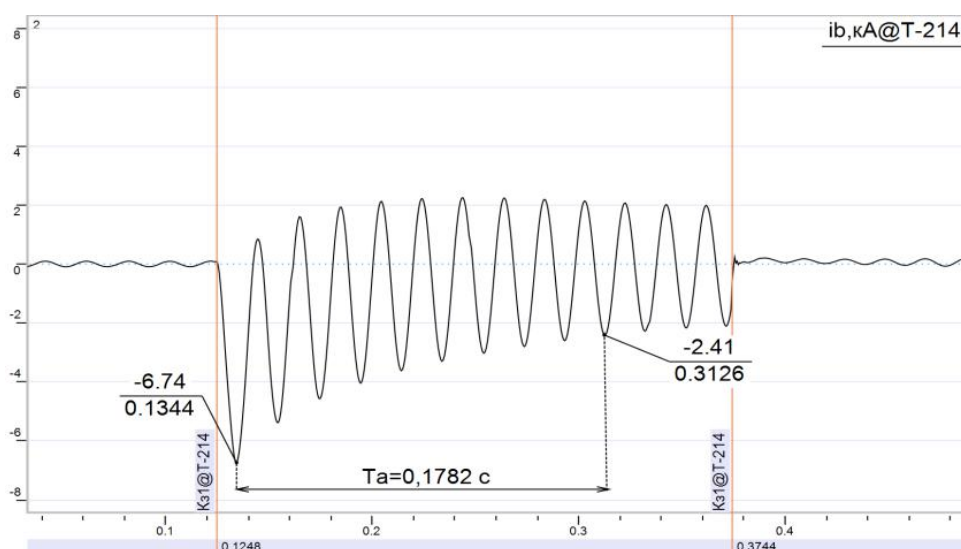
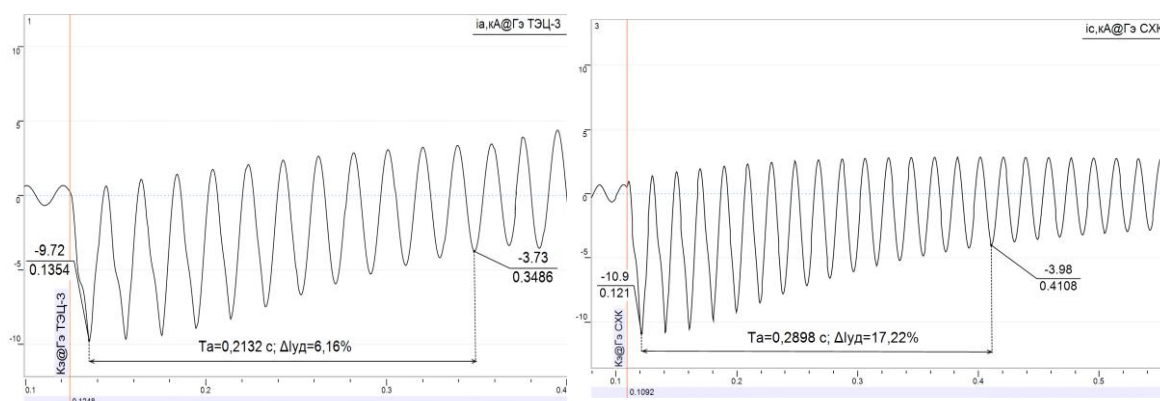


Рисунок 17 - Осциллограмма фазного тока ЛЭП 220 кВ Т-214 при трехфазном КЗ ПС СХК (МЭ - ВМК РВ ЭЭС)

2. При трехфазном КЗ на выводах генератора влияние сети на апериодическую составляющую исключается и величина ударного коэффициента может быть примерно принята максимально возможной величине $K_{y0} \approx 2$. При этом погрешность расчета ударного тока с помощью ПВК АРМ СРЗА меньше, чем с использованием ПВК Eurostag (таблица 1, КЗ на шинах ТЭЦ-3 и СХК). Однако при $K_{y0} \approx 2$ погрешность расчета ударного тока с помощью ПВК АРМ СРЗА увеличивается по мере большего влияния апериодической составляющей, которую не учитывают при расчете ЭДС по данным предаварийного режима согласно принципу постоянства потокосцеплений (рисунок 18).



а)

б)

Рисунок 18 - Осциллограмма фазного тока при трехфазном КЗ на выводах генератора ТЭЦ-3 (а) и СХК (б) (МЭ - ВМК РВ ЭЭС)

Верификация достоверности расчетов токов несимметричных КЗ представлена для наиболее вероятных однофазных КЗ в аналогичных трехфазным КЗ точках. При этом оценивались максимальные токи поврежденной фазы и нулевой последовательности, а также погрешности, связанные с учетом междофазного взаимовлияния и гармоник. Согласно приведенным в таблице 2 результатам, погрешности расчетов максимальных значений токов поврежденной фазы и нулевой последовательности в основном более значительны по сравнению с расчетами токов трехфазных КЗ.

Таблица 2 - Действующие значения максимальных токов однофазных КЗ

Место повреждения по мере электрического удаления точки КЗ от источников		Действующее значение максимального ТКЗ, А			$\Delta I_{уд}, \%$ АРМ СРЗА	$\Delta I_{уд}, \%$ Eurostag
		ВМК РВ ЭЭС	Eurostag	АРМ СРЗА		
КЗ на шинах 110 кВ ТЭЦ-3	I_A	5644,83	4865,73	5144	13,8	8,87
КЗ на шинах 110 кВ СХК	I_A	5827,97	4863,91	5769	16,54	1
КЗ на ЛЭП 220 кВ АТ-215 ПС Ново-Анжерская	I_A	1404,31	2516,92	1366	-79,23	2,73
	$3I_0$	1023,18	2269,5	1043	-121,81	-1,95
КЗ на ЛЭП 220 кВ Т-211 ПС ГПП-220	I_A	2723,07	3739,78	1704	-37,34	37,42
	$3I_0$	2374,46	3652,56	1539	-53,83	35,19
КЗ на ЛЭП 220 кВ Т-214 ПС СХК	I_A	3780,19	4476,7	3052	-18,43	19,26
	$3I_0$	3352,39	4895	3192	-46,02	4,78
КЗ на ЛЭП 220 кВ ЧП-223 ПС Парабель	I_A	895,9	1262,02	400	-40,87	55,35
	$3I_0$	370,81	469,92	435	-26,73	-17,31
КЗ на ЛЭП 220 кВ ТВ-221_2 ПС Володино	I_A	1342,09	2089,72	1084	-55,71	19,23
	$3I_0$	365,22	1496,98	1287	-309,88	-252,39
КЗ на ЛЭП 220 кВ Т-218 ПС Асино	I_A	2419,72	4288,02	1989	-77,21	17,8
	$3I_0$	938,33	2091,5	2274	-122,9	-142,35
КЗ на ЛЭП 110 кВ С-40 ПС Колпашево	I_A	791,25	1761,64	1060	-122,64	-33,96
	$3I_0$	680,1	1572,77	951	-131,26	-39,83
КЗ на ЛЭП 110 кВ С-7Б ПС Итатка	I_A	1776,96	2238,96	1888	-26	-6,25
	$3I_0$	905,1	1253,41	1614	-38,48	-78,32

Результаты моделирования однофазных КЗ в воспроизводимом по имеющимся данным ТС и ТИ ОИК схемно-режимном состоянии ТЭЭС сопоставлены также с имеющимися записями регистраторов аварийных событий (РАС) типа «Черный ящик»:

- однофазное короткое замыкание (BG) на ЛЭП 220 кВ ВЧ-232 ПС Володино с временем отключения КЗ со стороны ПС Володино – 0,144 с, со стороны ПС Чажемто – 0,916 с, успешное автоматическое повторное включение (АПВ) на ПС Чажемто – 5,1 с, на ПС Володино – 5,4 с;
- однофазное короткое замыкание (AG) на ЛЭП 220 кВ ПВ-224_1 ПС Каргасок с временем отключения КЗ со стороны ПС Парабель – 0,95 с, успешное АПВ на ПС Парабель – 4,9 с.

Фрагменты верификации предаварийных режимов ТЭЭС для этих КЗ представлены в таблицах 3 и 4 соответственно, в которых P_1 и P_2 – мощности по концам ЛЭП.

Таблица 3 - Напряжения и перетоки активной мощности предаварийного режима BG ЛЭП 220 кВ ВЧ-232 ПС Володино

Подстанция	$U_{\text{вмк}},$ кВ	$U_{\text{еип}},$ кВ	ЛЭП	$P_{1\text{вмк}},$ МВт	$P_{1\text{еип}},$ МВт	$P_{2\text{вмк}},$ МВт	$P_{2\text{еип}},$ МВт
Томская	507	513	Т-202	57,4	55,4	-56,8	-55,3
Володино	231	231	Т-201	47,7	44,04	-46,8	-44
Восточная	230	228	Т-205	-9,1	-9	9,19	9,1
Зональная	221	223	Т-214	-8,7	-7,7	9,2	8,7
Парабель	237	236	ТВ-221_2	-70,9	-71,3	71,8	71,9
Томская	224	227	ТВ-231_2	-70,4	-71,3	72,4	71,9
Чажемто	236	235	ТВ-221_1	73,3	72,6	-72,3	-72
Володино	114	116	ТВ-231_1	73,3	72,6	-72,5	-72
Восточная	117	116	ВЧ-222	55,5	55,2	-54,5	-54,3
ГПП-220	115	114	ВЧ-232	55,5	55,2	-54,9	-54,3
Зональная	116	116	ЧП-223	-54,4	-54,8	55,3	54,9
Парабель	117	118	ЧП-233	-54,3	-54,8	55,5	54,9
Чажемто	117	119	С-82-83	71,2	67	-68,9	-65,3

Таблица 4 - Напряжения и перетоки активной мощности предаварийного режима АГ ЛЭП 220 кВ ПВ-224_1 ПС Кургасок

Подстанция	$U_{\text{ВМК}}$ кВ	$U_{\text{евг}}$ кВ	ЛЭП	$P_{1\text{ВМК}}$ МВт	$P_{1\text{евг}}$ МВт	$P_{2\text{ВМК}}$ МВт	$P_{2\text{евг}}$ МВт
Томская	518	519	Т-211	24	24,87	-22	-24,8
Томская	226	227	Т-212	17,9	15,87	-16,9	-15,8
Володино	234	233	Т-214	-9,1	-9,85	10,1	9,85
Вертикос	247	247	ТВ-221_2	-74	-75,4	74,9	76,18
Зональная	223	223	ТВ-231_2	-74,2	-75,4	75,1	76,18
Парабель	244	244	ТВ-221_1	77,4	78	-76,5	-77,3
Чажемто	241	238	ТВ-231_1	77,6	78	-76,9	-77,3
Восточная	117	115	ВЧ-222	57,2	58,6	-56,2	-57,5
Зональная	117	116	ЧП-233	57,7	58,6	-56,6	-57,5
Парабель	123	125	ВЧ-232	4,2	4,1	-4,19	-4,1
Чажемто	120	121	ПВ-224_1	-111	-114	115	117

Результаты моделирования указанных аварий приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Действующие значения максимальных токов однофазных КЗ

Место однофазного КЗ		Действующее значение максимального ТКЗ, А			
		РАС	ВМК РВ ЭЭС	АРМ СРЗА	Eurostag
КЗ фазы В на ЛЭП 220 кВ ВЧ-232 ПС Володино	I_B	1026,01	1019,65	845,5	198
	$3I_0$	1244,51	1134,91	854,4	261
КЗ фазы А на ЛЭП 220 кВ ПВ-224_1 ПС Кургасок	I_A	1247,34	1197,13	1642,94	1200
	$3I_0$	862,67	785,88	1719,48	453

Кроме этого, на рисунках 19-22 сопоставлены осциллограммы фазных токов и напряжений, полученные с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС и РАС, установленных на ПС Чажемто и ПС Парабель.

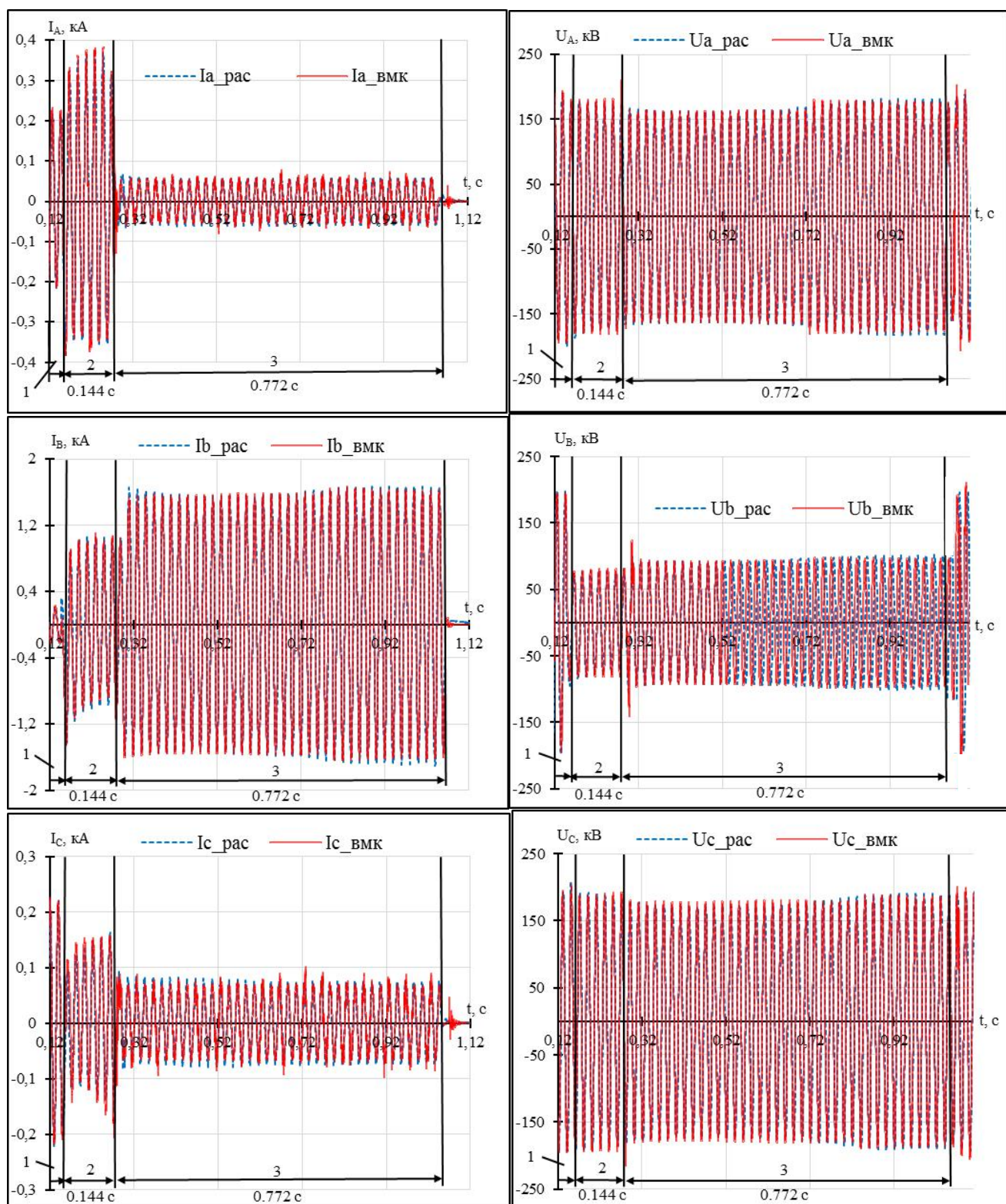


Рисунок 19 - Осциллограммы фазных токов и напряжений при КЗ фазы В на землю (ВГ) ЛЭП 220 кВ ВЧ-232 ПС Володино, полученные с помощью МЭ – ВМК РВ ЭЭС и РАС, где 1 – предаварийный режим, 2 – отключение на ПС Володино, 3 – отключение на ПС Чажемто

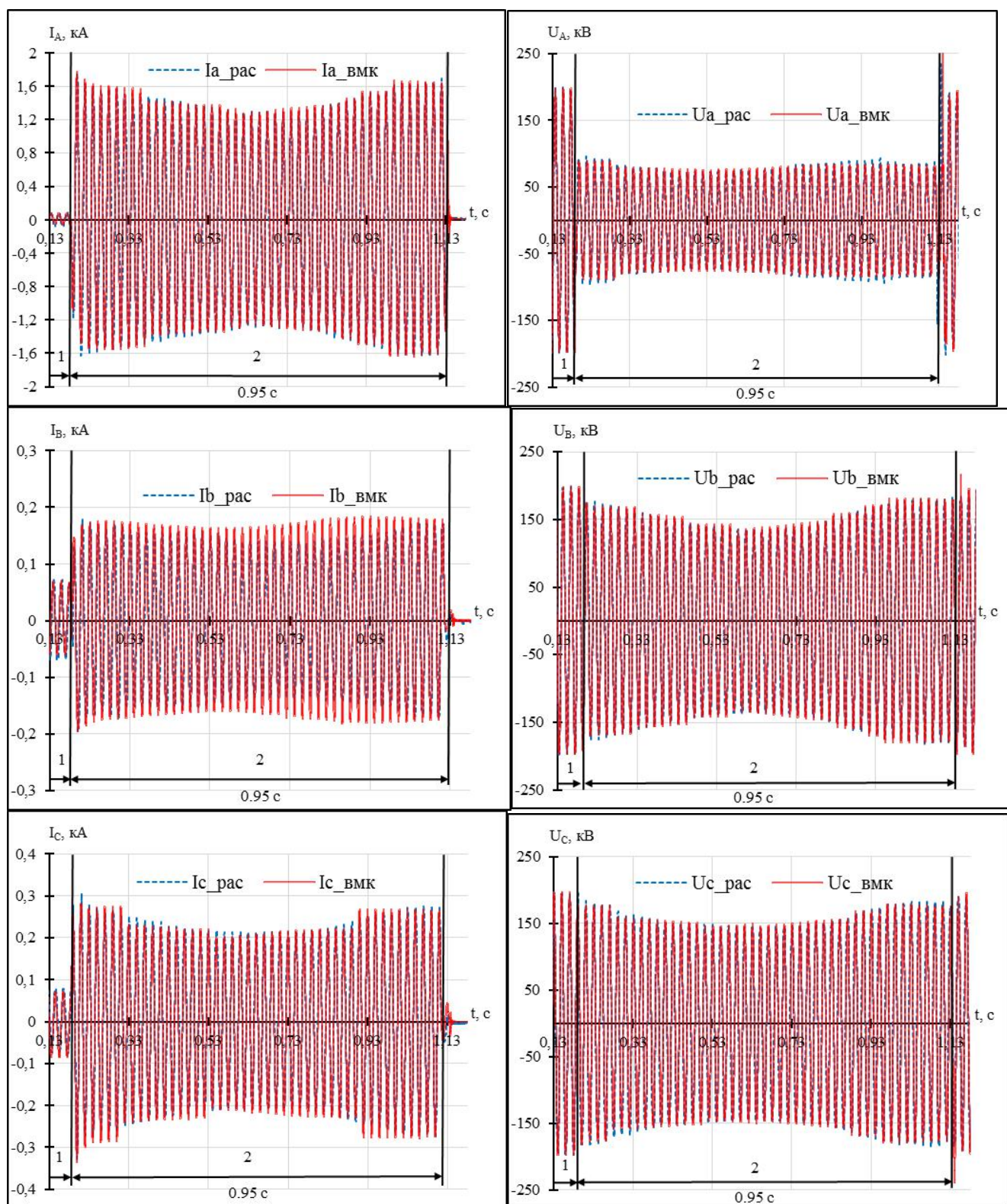


Рисунок 20 - Осциллограммы фазных токов и напряжений при КЗ фазы А на землю (AG) ЛЭП 220 кВ ПВ-224_1 ПС Каргасок, полученные с помощью МЭ – ВМК РВ ЭЭС и РАС, где 1 – предаварийный режим, 2 – отключение на ПС Парабель

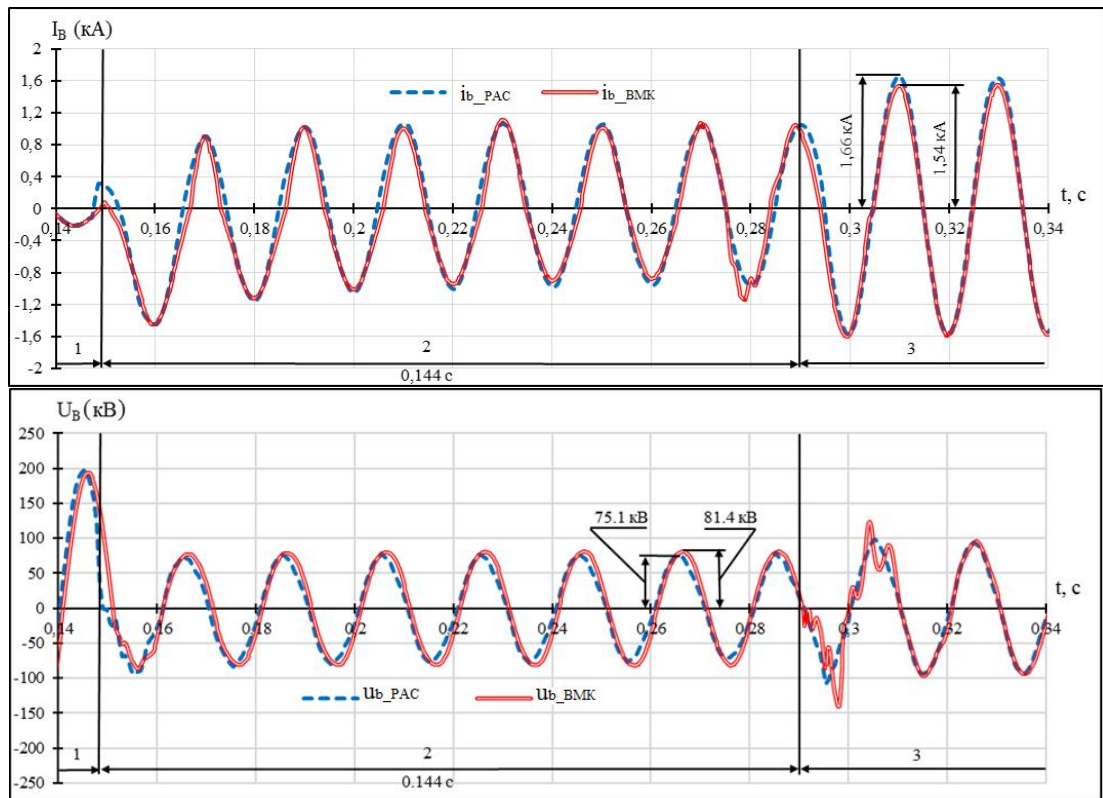


Рисунок 21 - Осциллограммы тока и напряжения поврежденной фазы В ЛЭП 220 кВ ВЧ-232 в детализирующем масштабе

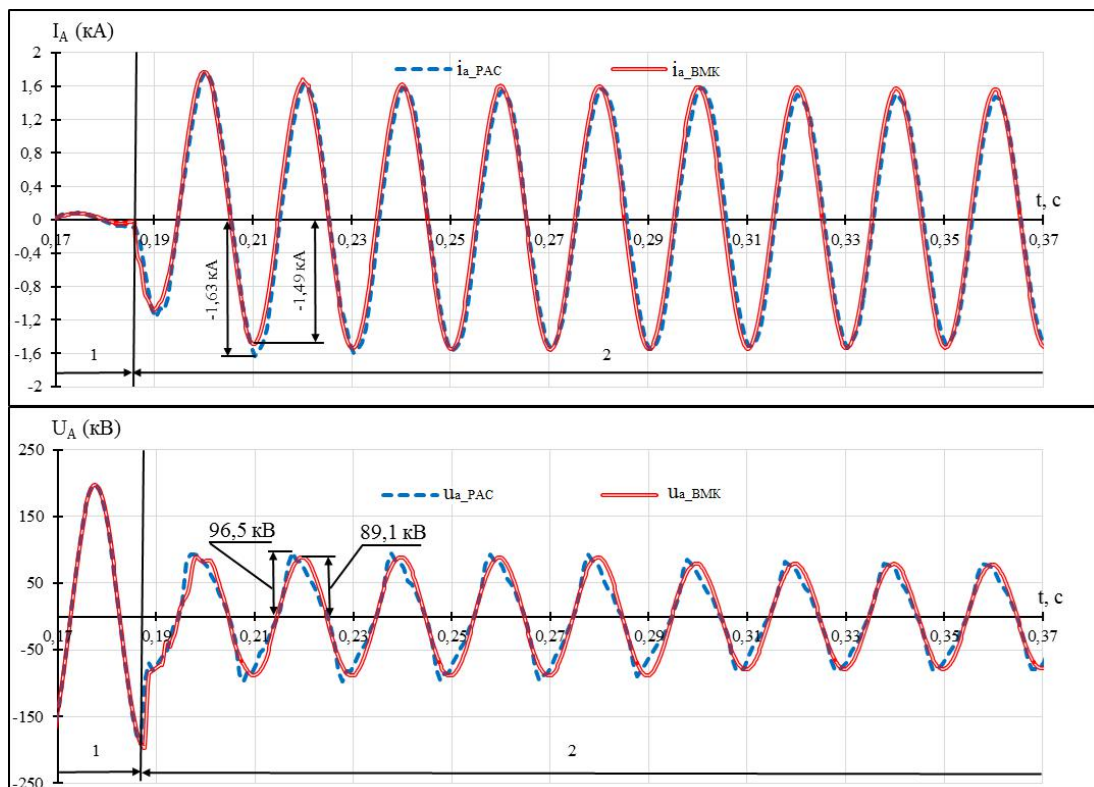


Рисунок 22 - Осциллограммы тока и напряжения поврежденной фазы А ЛЭП 220 кВ ПВ-224_1 в детализирующем масштабе

Все результаты верификации воспроизведения нормальных предаварийных режимов в рамках среднестатистической погрешности ОИК $\leq 5\%$. Максимальные значения ТКЗ, рассчитанных с помощью ПВК Eurostag и ПВК АРМ СРЗА, существенно отличаются от данных РАС из-за ранее указанных причин, а результаты моделирования переходных процессов с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС содержат незначительные ($\leq 9\%$) отличия от натурных осциллограмм в течение всего переходного процесса, обусловленные в основном следующими причинами:

- точностью параметров нулевой последовательности ЛЭП, связанной с некоторой неопределенностью исходных данных [79, 122];
- амплитудной и фазовой погрешностью РАС, формируемой измерительными трансформаторами тока и напряжения, а также входными согласующими цепями [123].

4.4 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag установившихся послеаварийных схемно-режимных состояний ЭЭС

Для оценки достоверности расчетов послеаварийных схемно-режимных состояний ТЭЭС воспроизведены послеаварийные режимы, сформировавшиеся в результате однофазных КЗ, рассмотренных в предыдущем разделе, приведших к остановке части двигательной нагрузки ТЭЭС. На рисунках 23 – 38 приведены осциллограммы токов и напряжений при указанных КЗ, полученные с помощью РАС, МЭ - ВМК РВ ЭЭС и ПВК Eurostag, на которых обозначены их соответствующие действующие значения. В таблицах 6 – 9 представлены режимные параметры, наиболее существенно изменившиеся в ходе переходного процесса.

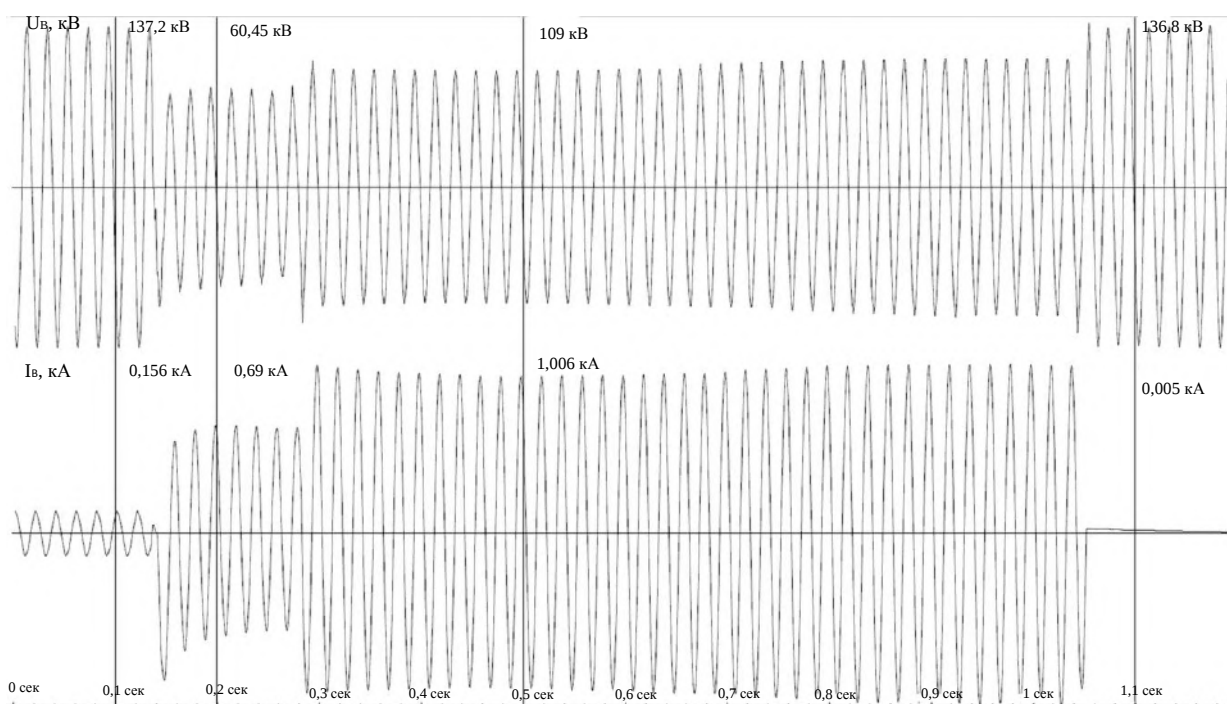


Рисунок 23 - Осциллограммы напряжения на ПС Чажемто и тока ЛЭП ВЧ-232 поврежденной фазы В на интервале 0-1,18 с при однофазном КЗ на ЛЭП ВЧ-232, записанные РАС на ПС Чажемто

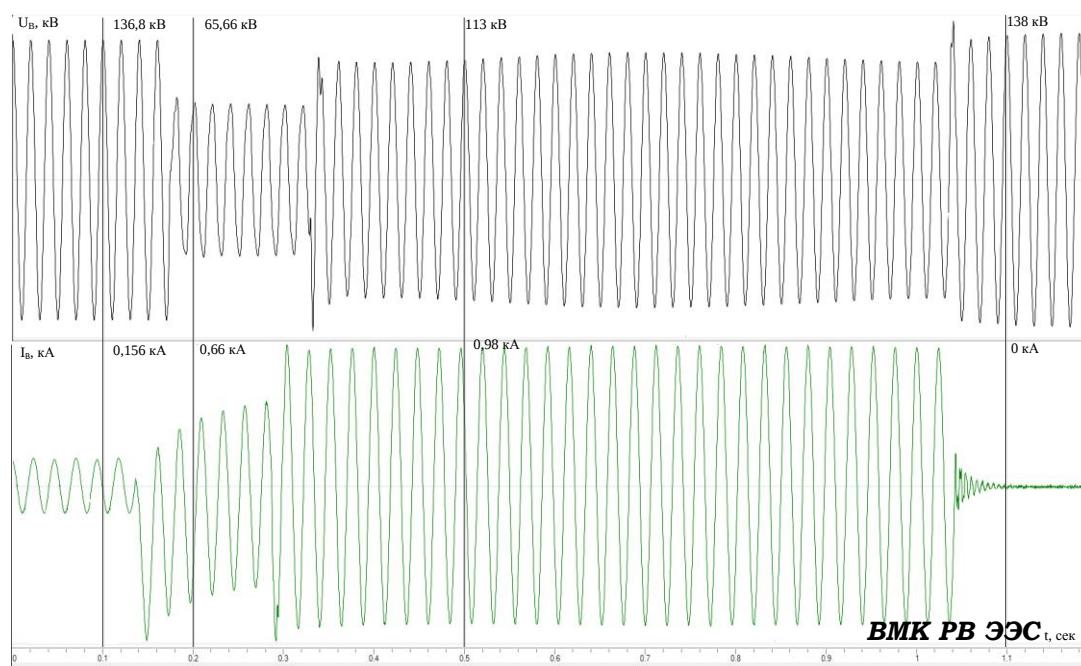


Рисунок 24 - Осциллограммы напряжения на ПС Чажемто и тока ЛЭП ВЧ-232 поврежденной фазы В на интервале 0-1,18 с при однофазном КЗ на ЛЭП ВЧ-232

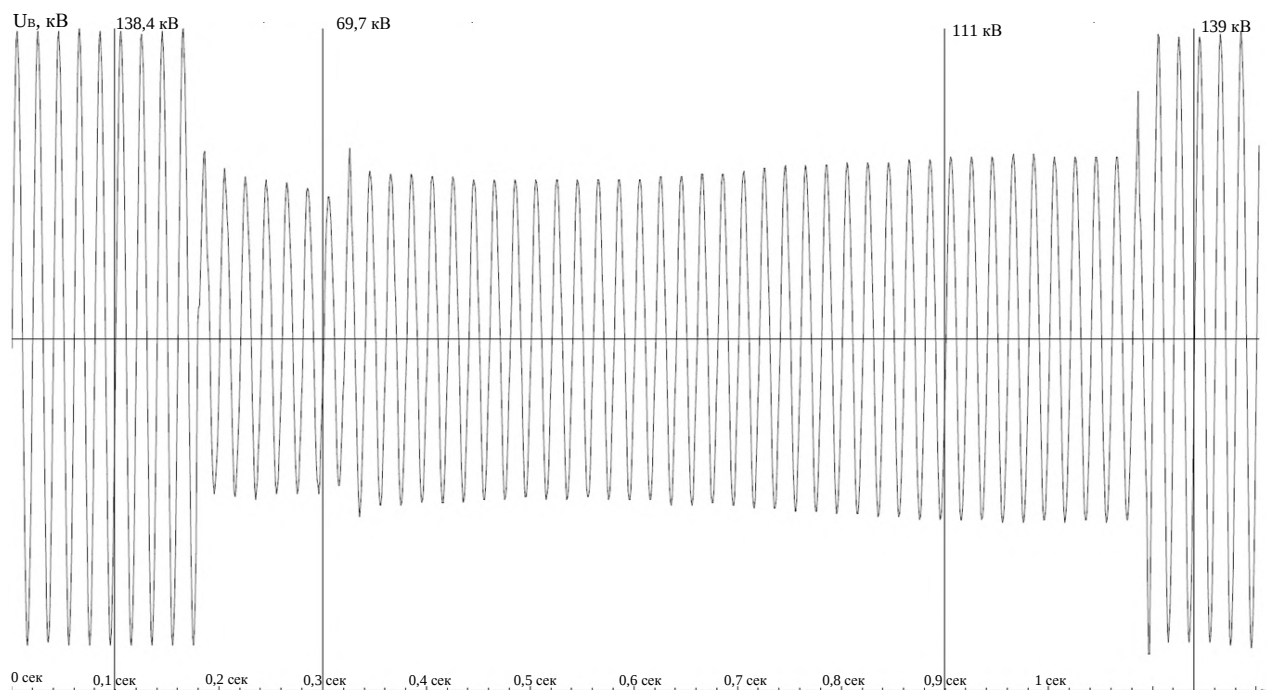


Рисунок 25 - Осциллограммы напряжения поврежденной фазы В на ПС Парабель на интервале 0-1,18 с при однофазном КЗ на ЛЭП ВЧ-232, записанные РАС на ПС Парабель

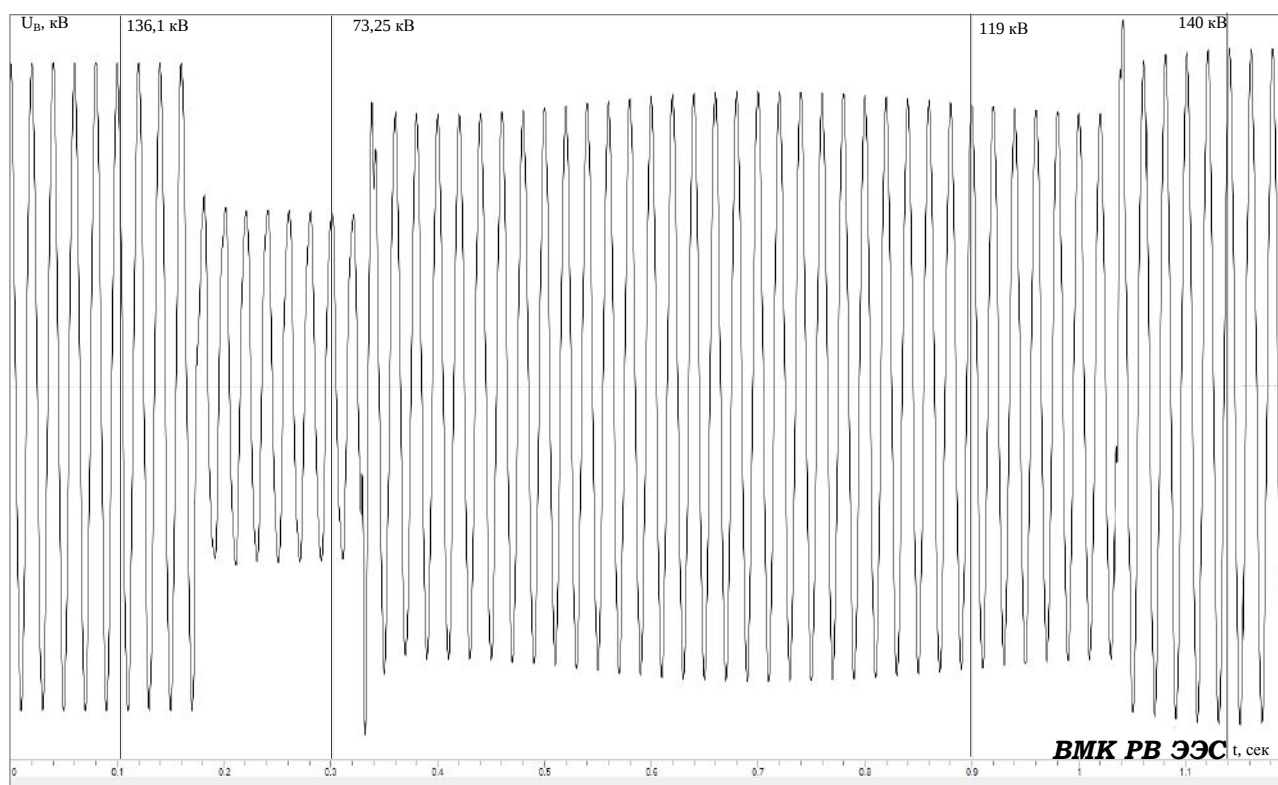


Рисунок 26 - Осциллограммы напряжения поврежденной фазы В на ПС Парабель на интервале 0-1,18 с при однофазном КЗ на ЛЭП ВЧ-232

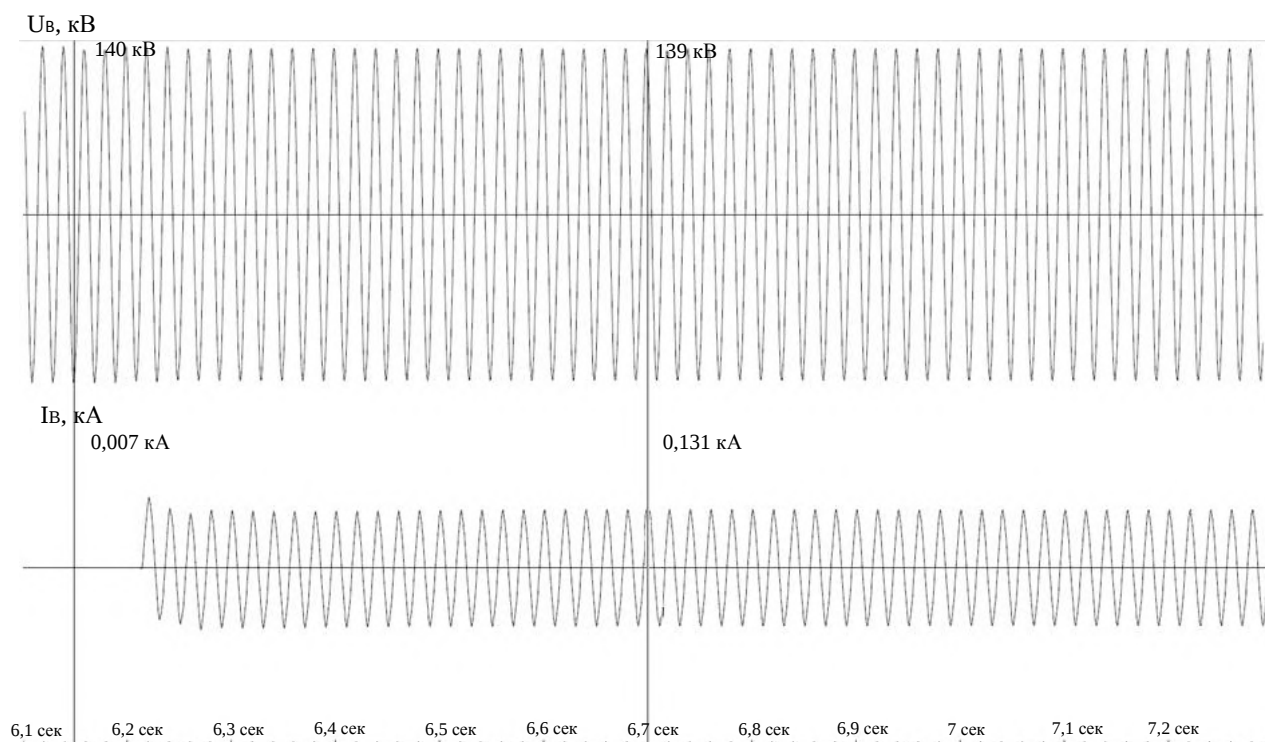


Рисунок 27 - Осциллограммы напряжения на ПС Чажемто и тока ЛЭП ВЧ-232 поврежденной фазы В на интервале 6,1-7,28 с при однофазном КЗ на ЛЭП ВЧ-232, записанные РАС на ПС Чажемто

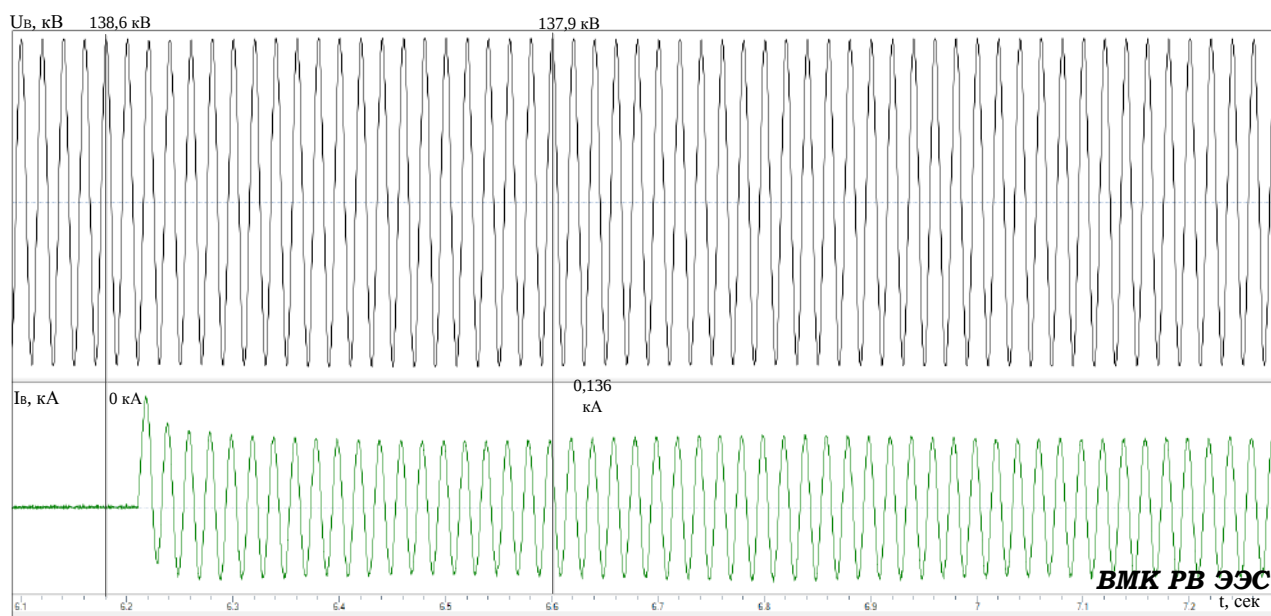


Рисунок 28 - Осциллограммы напряжения на ПС Чажемто и тока ЛЭП ВЧ-232 поврежденной фазы В на интервале 6,1-7,28 с при однофазном КЗ на ЛЭП ВЧ-232

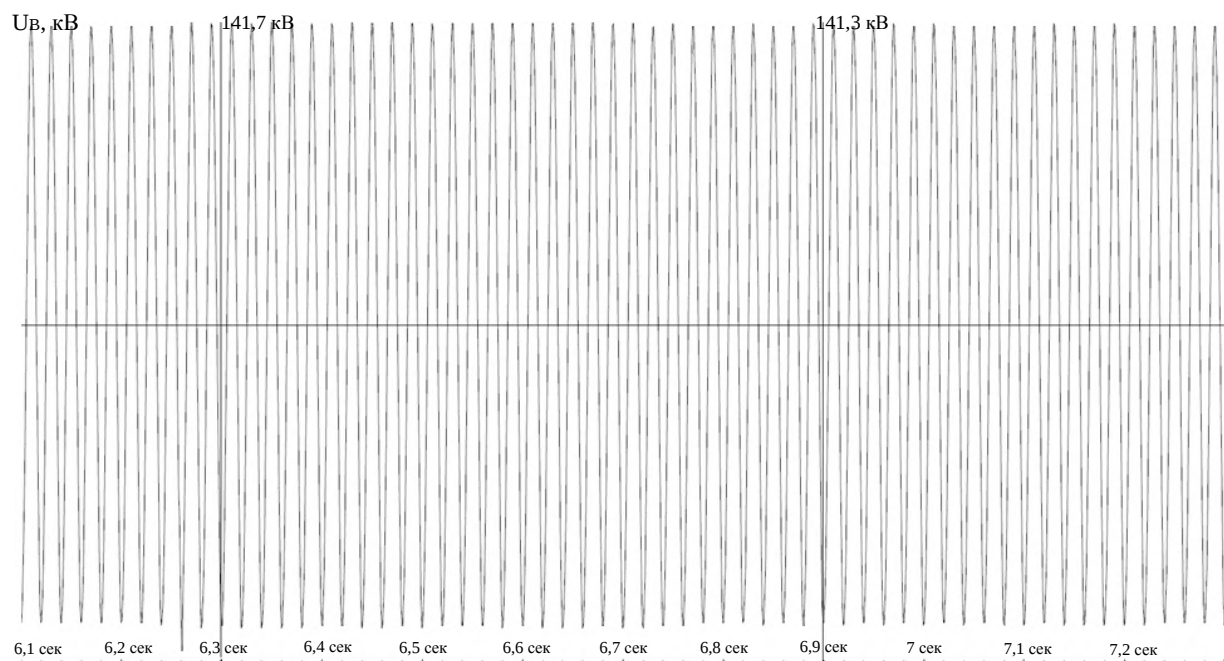


Рисунок 29 - Осциллограммы напряжения поврежденной фазы В на ПС Парабель на интервале 6,1-7,28 с при однофазном КЗ на ЛЭП ВЧ-232, записанные РАС на ПС Парабель

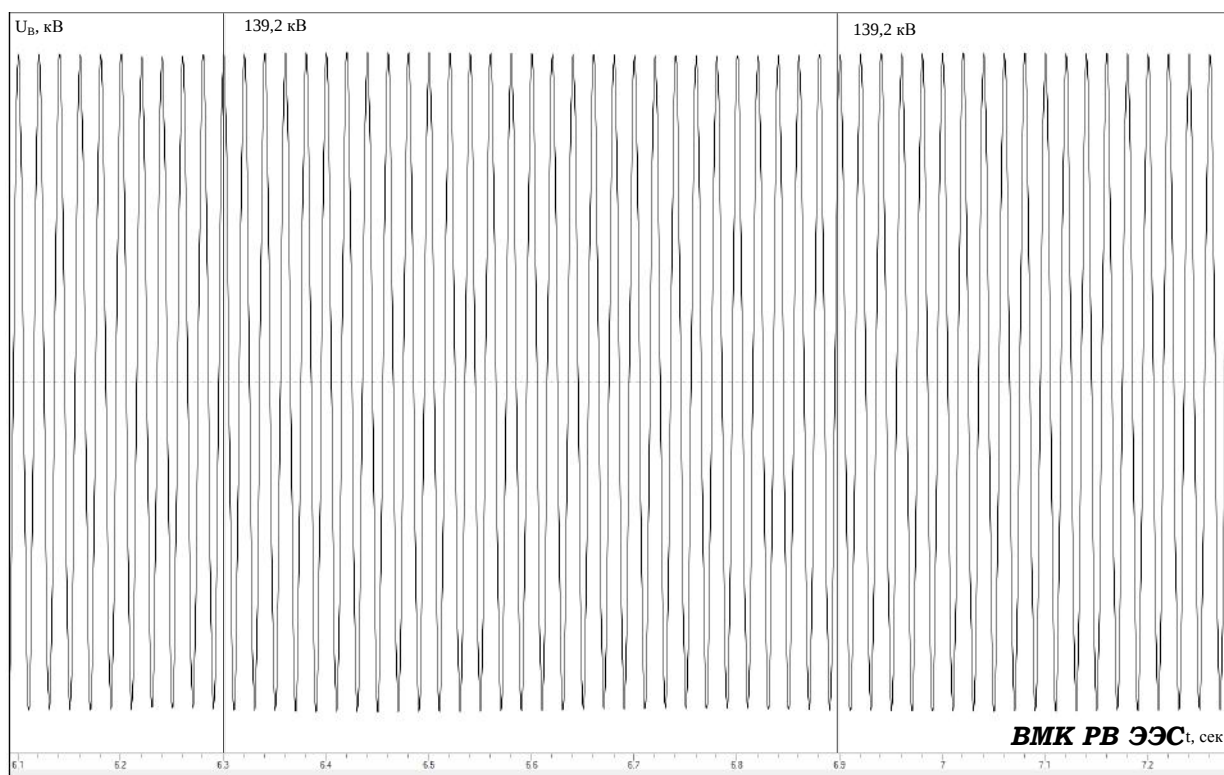


Рисунок 30 - Осциллограммы напряжения поврежденной фазы В на ПС Парабель на интервале 6,1-7,28 с при однофазном КЗ на ЛЭП ВЧ-232

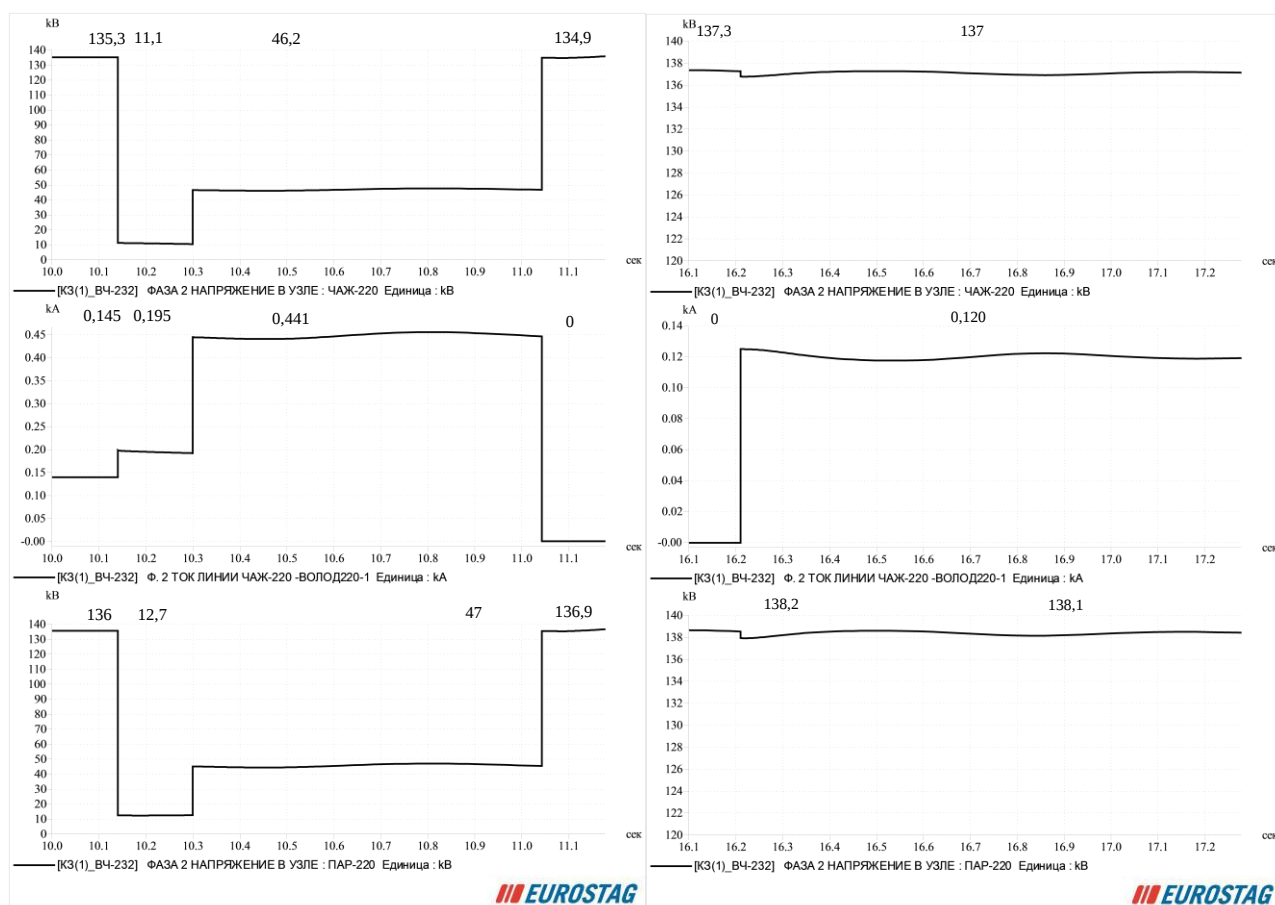


Рисунок 31 - Осциллограммы результатов расчета на интервале 0-1,18 с (а) и 6,1-7,28 с (б) действующих значений напряжений на ПС Чажемто, ПС Парабель и тока поврежденной фазы В при однофазном КЗ на ЛЭП ВЧ-232

Таблица 6 - Напряжения в доаварийном и послеаварийном режимах ТЭЭС в случае однофазного КЗ на ЛЭП ВЧ-232

Напряжение на ПС, кВ	Данные МЭ - ВМК РВ ЭЭС		Данные ПВК Eurostag	
	Доаварийный режим	Послеаварийный режим	Доаварийный режим	Послеаварийный режим
Парабель-220	237,36	241,9	236	239,6
Чажемто-220	236,51	240,3	235	237,4
Володино-220	231,16	233,7	231	232,9
Зональная-220	221,3	222,1	223	225
Томская-220	224,4	225	227	229

Таблица 7 - Перетоки активной мощности в доаварийном и послеаварийном режимах ТЭЭС в случае однофазного КЗ на ЛЭП ВЧ-232

Перетоки активной мощности, МВт	Данные МЭ - ВМК РВ ЭЭС		Данные ПВК Eurostag	
	Доаварийный режим	Послеаварийный режим	Доаварийный режим	Послеаварийный режим
ПС Парабель, С-103+С-104	87	68	86	67
ПС Парабель, ЧП-223+ЧП-233	108	88	108	88
ПС Володино, ВЧ-222+ВЧ-232	114	96	111	94
ПС Томская, ТВ-221+ТВ-231	145	129	145	128

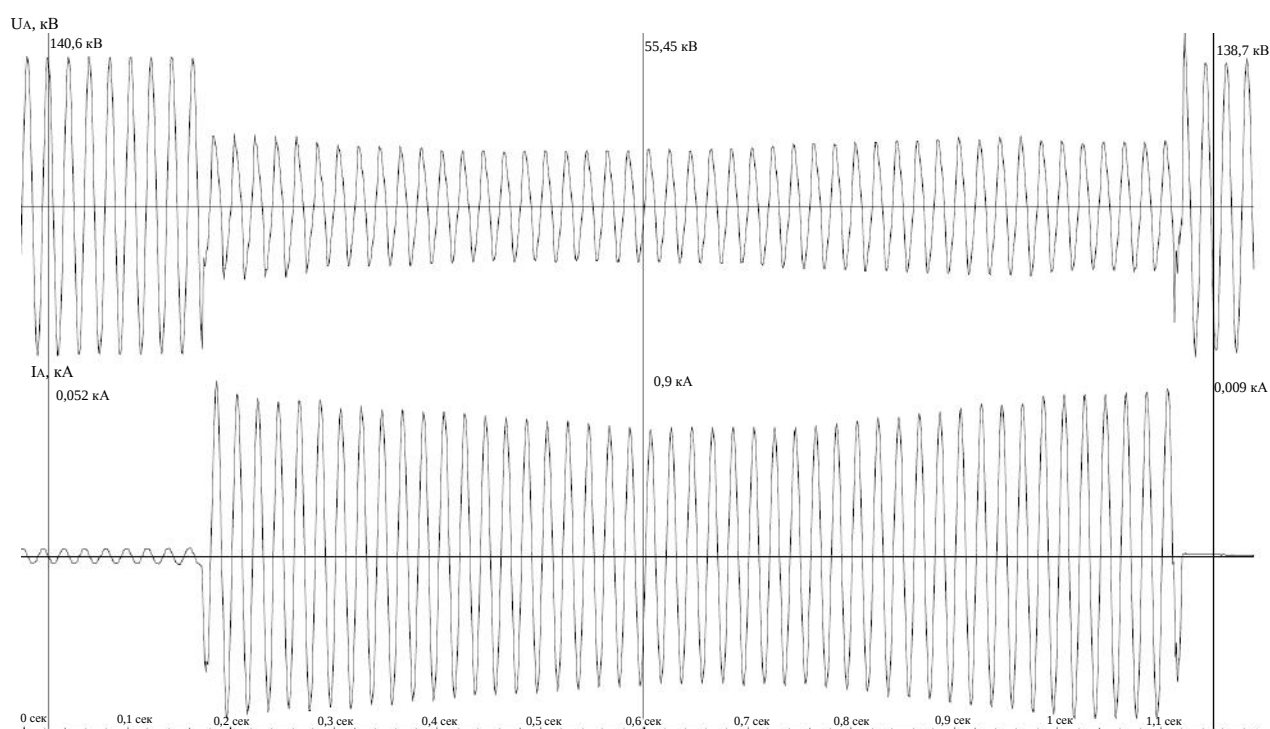


Рисунок 32 - Осциллограммы напряжения на ПС Парабель и тока ЛЭП ПВ-224_1 поврежденной фазы А на интервале 0-1,18 с при однофазном КЗ на ЛЭП ПВ-224_1, записанные РАС на ПС Парабель

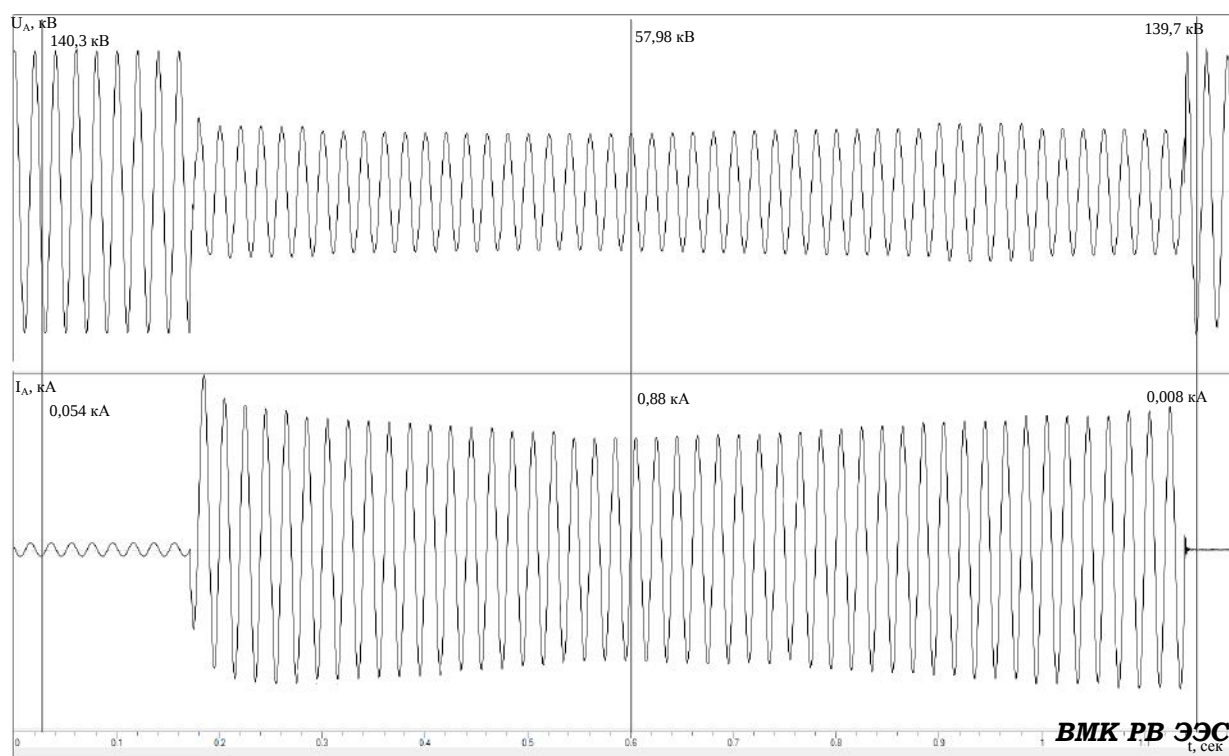


Рисунок 33 - Осциллограммы напряжения на ПС Парабель и тока ЛЭП ПВ-224_1 поврежденной фазы А на интервале 0-1,18 с при однофазном КЗ на ЛЭП ПВ-224_1

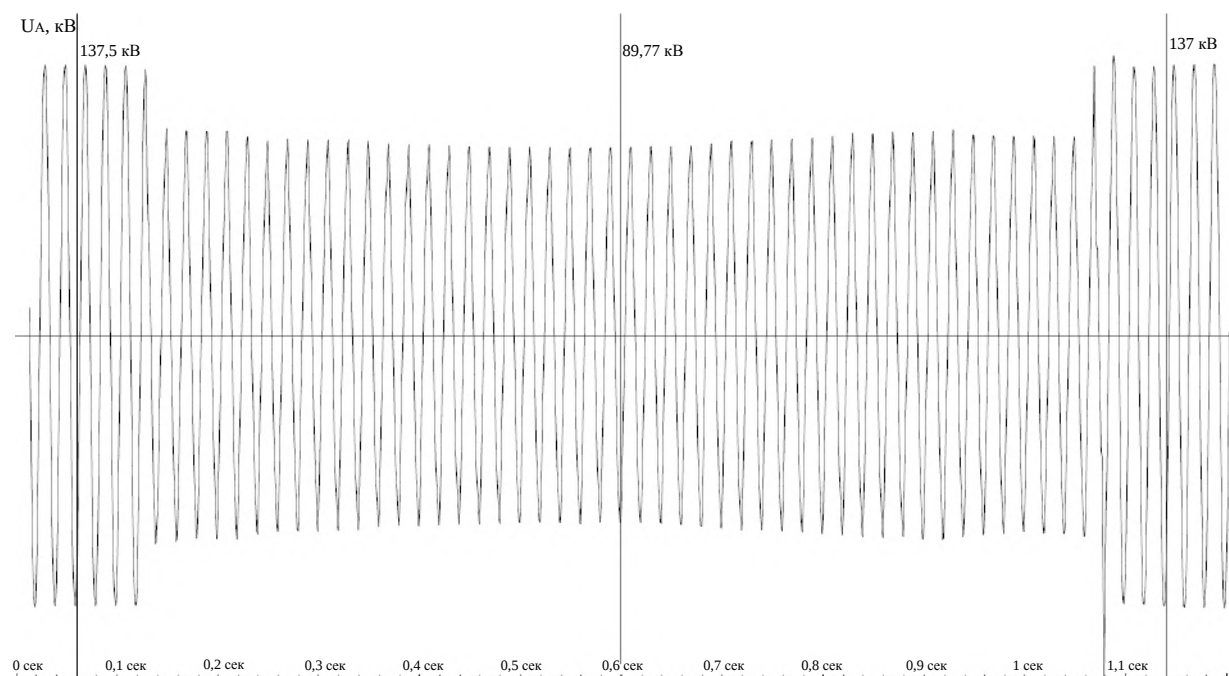


Рисунок 34 - Осциллограммы напряжения поврежденной фазы А на ПС Чажемто на интервале 0-1,18 с при однофазном КЗ на ЛЭП ПВ-224_1, записанные РАС на ПС Чажемто

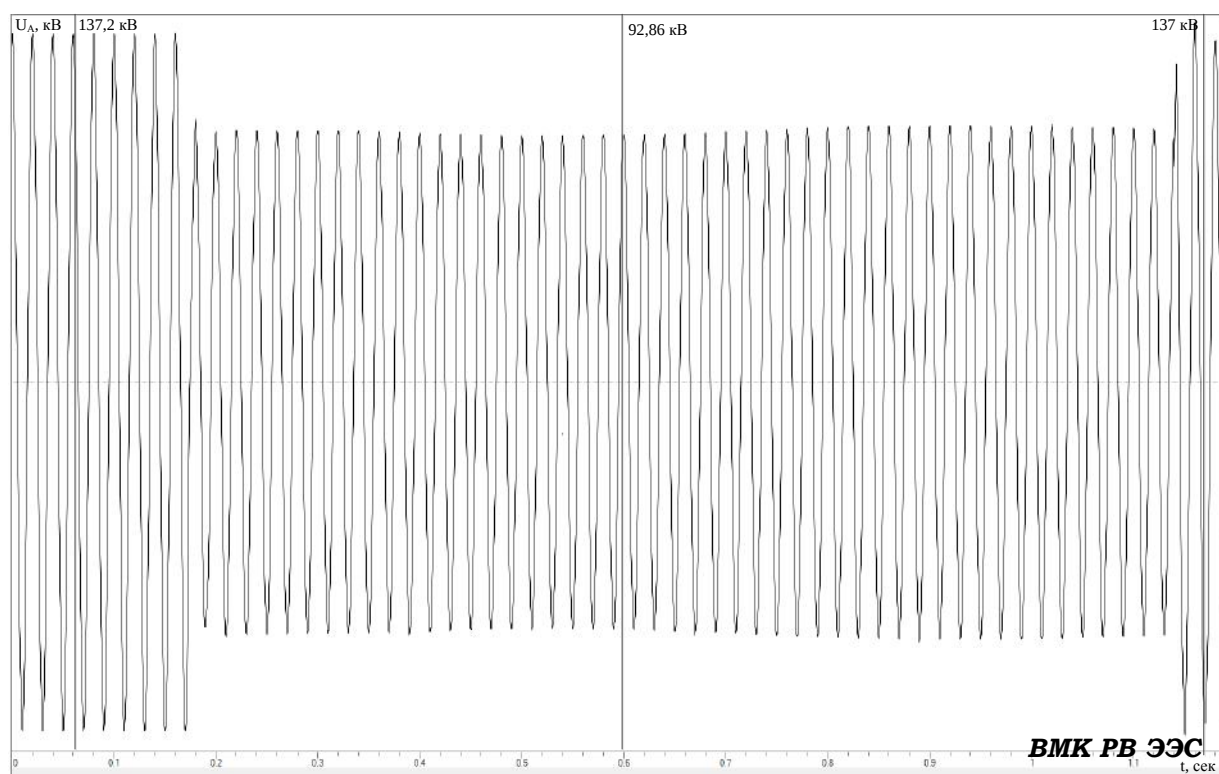


Рисунок 35 - Осциллограммы напряжения поврежденной фазы А на ПС Чажемто на интервале 0-1,18 с при однофазном КЗ на ЛЭП ПВ-224_1

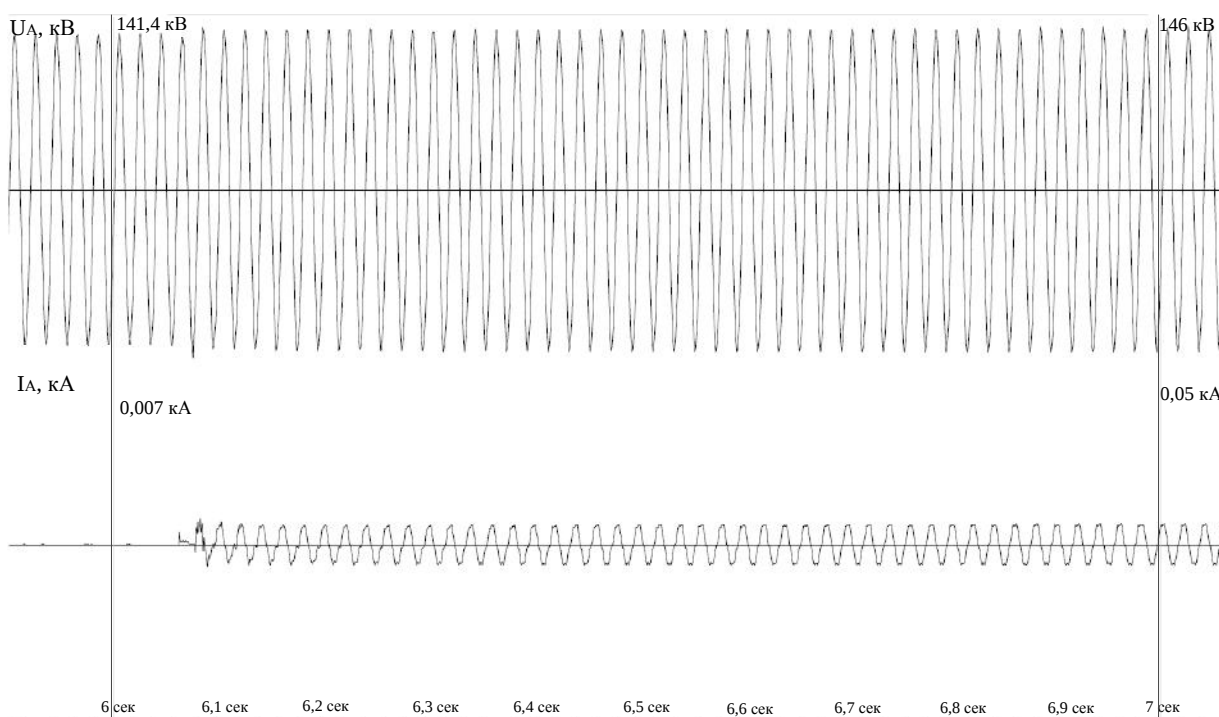


Рисунок 36 - Осциллограммы напряжения на ПС Парабель и тока ЛЭП ПВ-224_1 поврежденной фазы А на интервале 5,9-7 с при однофазном КЗ на ЛЭП ПВ-224_1, записанные РАС на ПС Парабель

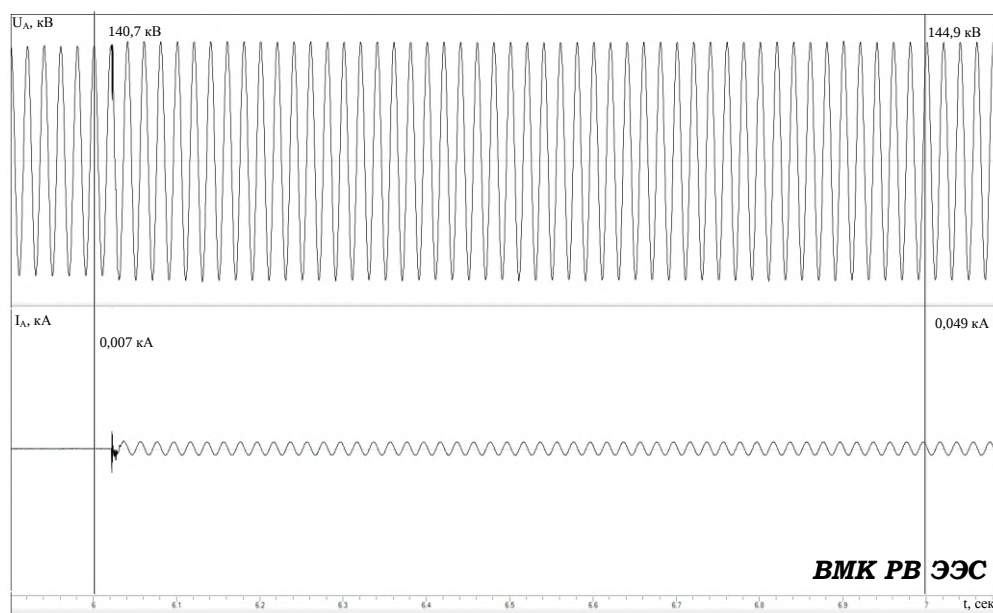
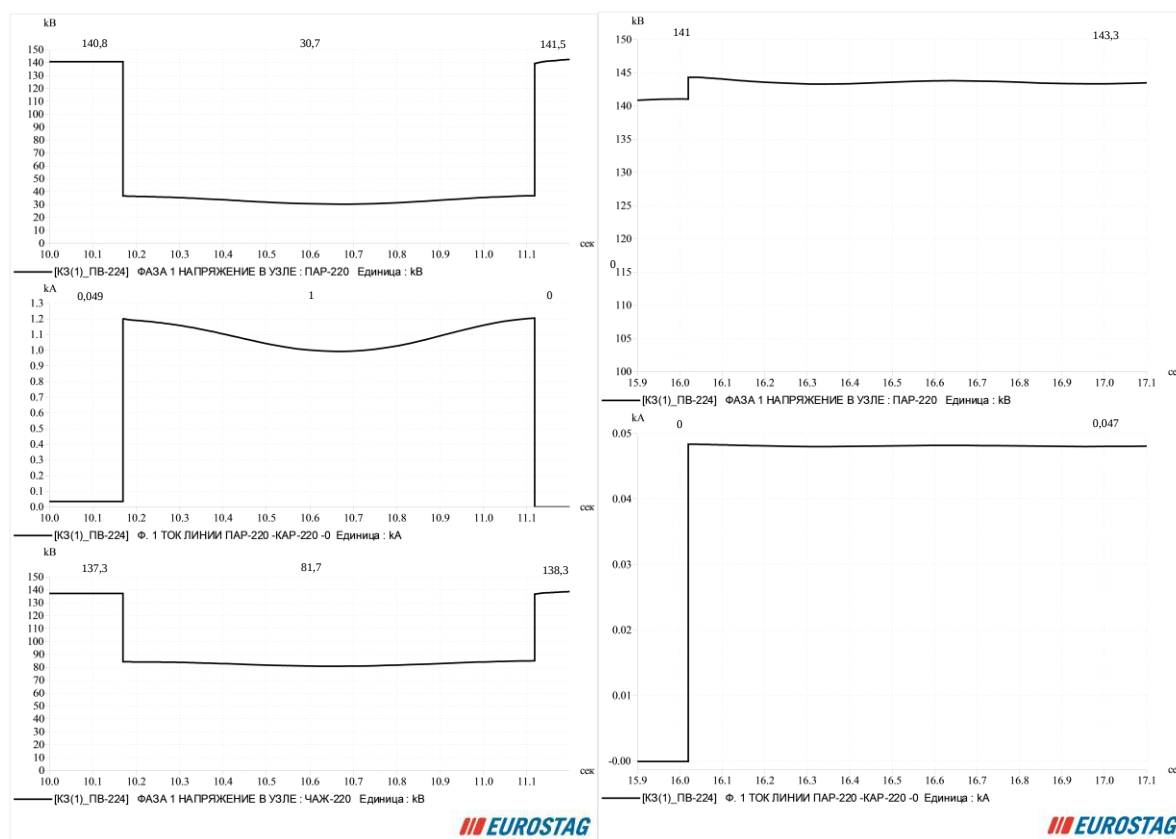


Рисунок 37 - Осциллограммы напряжения на ПС Парабель и тока ЛЭП ПВ-224_1 поврежденной фазы А на интервале 5,9-7 с при однофазном КЗ на ЛЭП ПВ-224_1



а)

б)

Рисунок 38 - Осциллограммы результатов расчета на интервале 0-1,18 с (а) и 5,9-7 с (б) действующих значений напряжений на ПС Парабель, ПС Чажемто и тока поврежденной фазы А при однофазном КЗ на ЛЭП ПВ-224_1

Таблица 8 - Напряжения в доаварийном и послеаварийном режимах ТЭЭС в случае однофазного КЗ на ЛЭП ПВ-224_1

Напряжение на ПС, кВ	Данные МЭ - ВМК РВ ЭЭС		Данные ПВК Eurostag	
	Доаварийный режим	Послеаварийный режим	Доаварийный режим	Послеаварийный режим
Парабель-220	244,1	251	244	248,5
Чажемто-220	241,7	246	238	241
Володино-220	234,9	237,4	233	234
Зональная-220	223,3	223	223	224
Томская-220	226,5	227,3	227	228

Таблица 9 - Перетоки активной мощности в доаварийном и послеаварийном режимах ТЭЭС в случае однофазного КЗ на ЛЭП ПВ-224_1

Перетоки активной мощности, МВт	Данные МЭ - ВМК РВ ЭЭС		Данные ПВК Eurostag	
	Доаварийный режим	Послеаварийный режим	Доаварийный режим	Послеаварийный режим
ПС Парабель, С-103+С-104	80	78	80	78
ПС Парабель, ЧП-223+ЧП-233	115	84	117	83
ПС Володино, ВЧ-222+ВЧ-232	115	88	117	90
ПС Томская, ТВ-221+ТВ-231	156	130	156	129

Представленные результаты показывают соответствие напряжений и перетоков активной мощности в верифицируемых режимах, несмотря на существенные различия переходных процессов, рассчитанных с помощью ПВК Eurostag и воспроизведенных с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС, а также записанных РАС. Однако имеются расхождения в перетоках РМ, токах ЛЭП и взаимных углах СМ, связанные с различным распределением РМ в ТЭЭС в исходном режиме и в течение переходного процесса, которое обусловлено совокупностью применяемых упрощений и ограничений, а также неизвестной методической ошибкой решения.

4.5 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag предела статической апериодической устойчивости ЭЭС

Исследуемым сечением при утяжелении режима для оценки достоверности расчетов предела статической апериодической устойчивости выбрана межсистемная ЛЭП 500 кВ ПС Итатская – ПС Томская (ВЛ-526). Осциллограммы контролируемых режимных переменных в предельном по устойчивости режиме ТЭЭС приведены на рисунке 39, а результаты их верификации представлены в таблице 10.

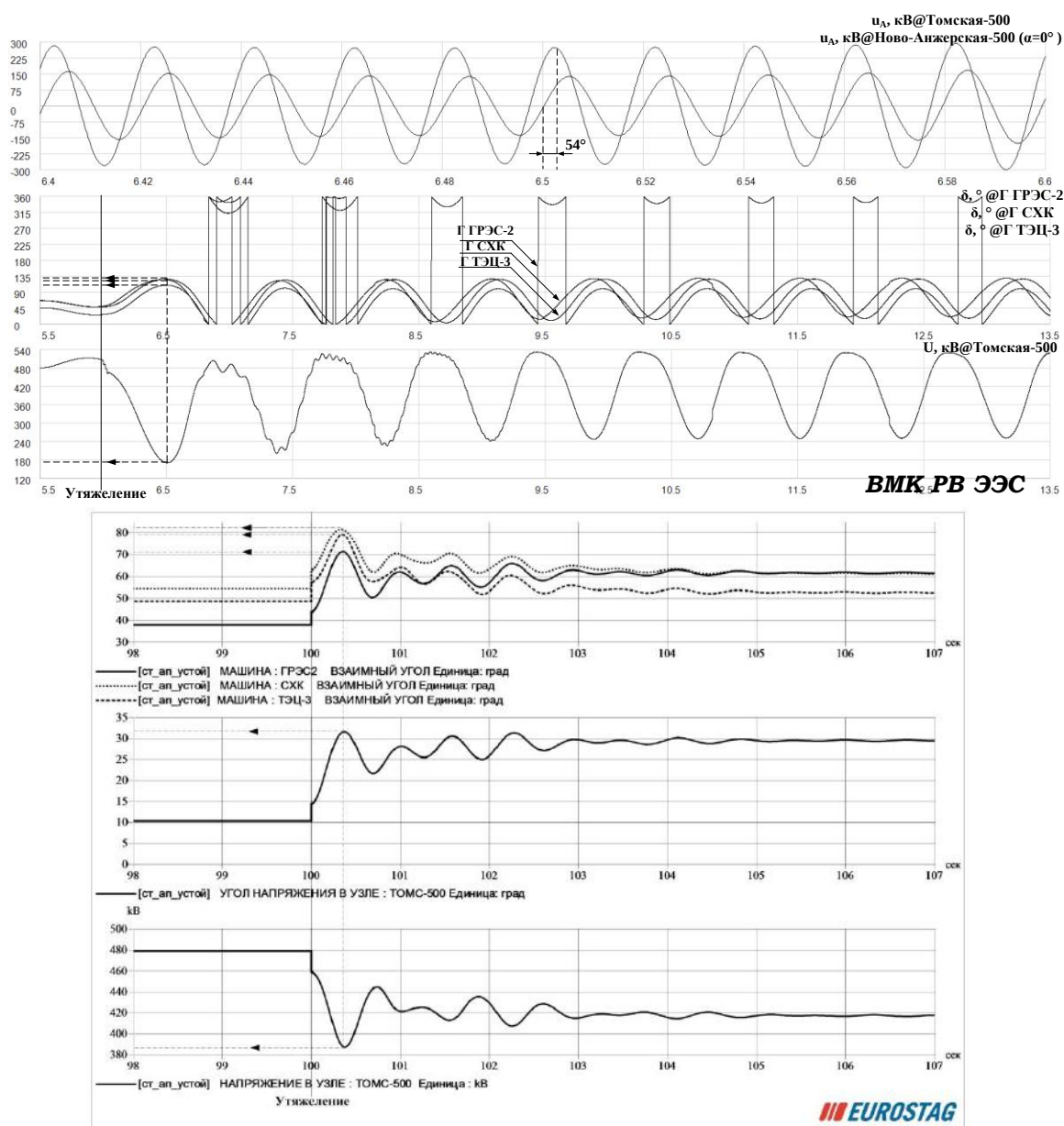


Рисунок 39 - Осциллограммы взаимных углов генераторов, напряжения на ПС Томская-500

Таблица 10 - Контролируемые режимные переменные в предельном режиме

Электрическая станция	Взаимный угол δ , град.		$\Delta\delta$, град.	Угол напряжения на ПС Томская-500 α , град.		$\Delta\alpha$, град.	Напряжения на ПС Томская-500, кВ		ΔU , кВ
	ВМК РВ ЭЭС	Eurostag		ВМК РВ ЭЭС	Eurostag		ВМК РВ ЭЭС	Eurostag	
Г ГРЭС-2	108,7	71,5	37,2	54	31,5	22,5	171	387	-216
Г ТЭЦ-3	125,9	81,5	44,4						
Г СХК	126,2	79,3	46,9						

Согласно представленным результатам при одинаковом утяжелении режима процессы, рассчитанные с помощью ПВК Eurostag и воспроизведенные с помощью МЭ – ВМК РВ ЭЭС, принципиально различаются и нарушение статической апериодической устойчивости ТЭЭС в данном эксперименте с использованием ПВК Eurostag не выявляется. При этом наибольшие различия получены в амплитуде и фазе напряжения на ПС Томская-500 и обусловлены несоответствием потокораспределения РМ в сети и загрузки ЭМ по РМ (рисунок 40, таблица 11) при их идентичной активной мощности в предельном режиме и исходном установившемся режиме, связанным с причинами, ранее указанными в п.4.2. В частности при утяжелении режима загрузка генераторов по РМ происходит индивидуально, в соответствии с их коэффициентами чувствительности к различным изменениям в сети, которые при статическом и динамическом её моделировании значительно отличаются.

Таблица 11 - Реактивные мощности ЭМ и их разность

Наименование электрической машины	РМ, МВар МЭ - ВМК РВ ЭЭС	РМ, МВар ПВК Eurostag	ΔR_M , %
Г ГРЭС-2	335	257	23,3
Г ТЭЦ-3	190	144	24,2
Г СХК	211	125	40,8
СД ГПП-3	27,5	23,6	14,2
СД Пиковая	10,7	11,3	-5,6
АД ГПП-3	-25	-44	-76
АД Каштак	-12	-22	-83,3

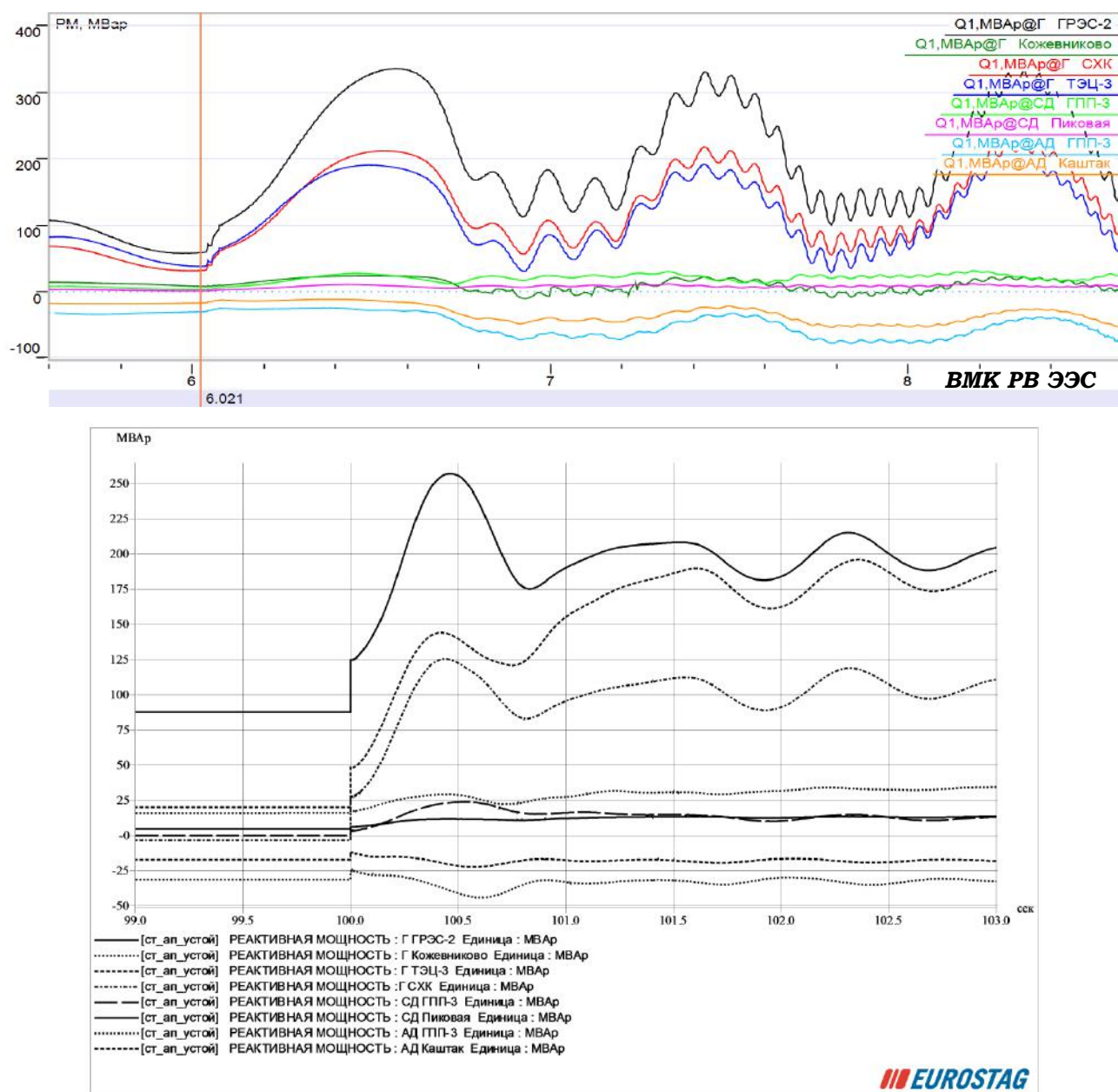


Рисунок 40 - Осциллограммы загрузки РМ ЭМ ТЭЭС

4.6 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag статической колебательной устойчивости ЭЭС

Согласно методике расчетов переходных процессов, используемых для определения статической колебательной устойчивости, осуществляется 5% увеличение мощности нагрузки на ПС Крапивнинская. При этом у контролируемого генератора, оснащенного АРВ СД, в ПВК Eurostag и МЭ - ВМК РВ ЭЭС исходно задаются одинаковые среднестатистические параметры

настройки АРВ СД, указанные в таблице 12 под №1. Результаты обозначенного моделирования приведены на рисунке 41.

Таблица 12 – Параметры настройки АРВ СД синхронного генератора

№ сочетания	K_U	K_{1U}	K_{1F}	K_F	K_{1F}
1	25	1,2	0,5	1,2	2,4
2	25	3	0,7	1,2	2,4
3	30	3	0,7	1,2	2,4

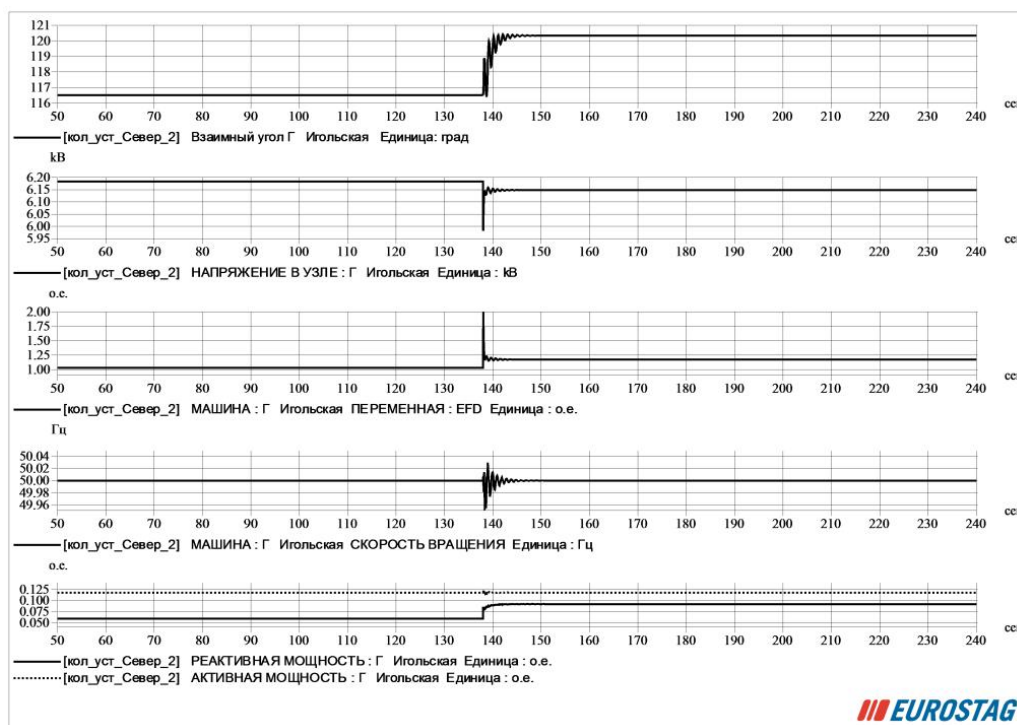
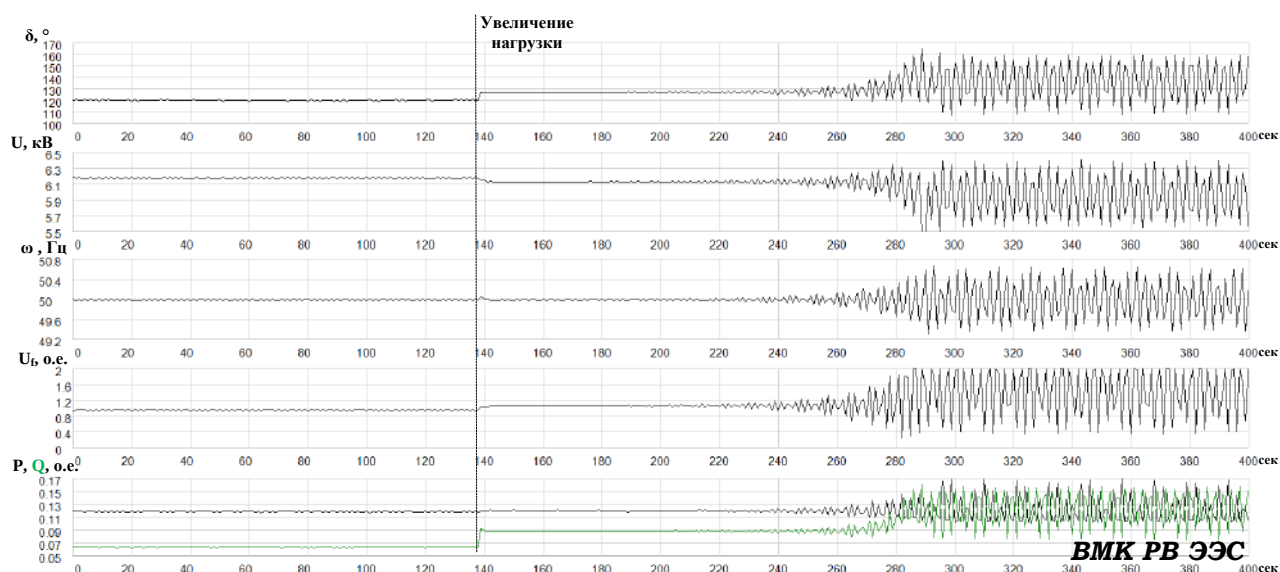


Рисунок 41 – Осциллограммы процессов генератора Игольская при первом сочетании параметров настройки АРВ СД

Согласно воспроизведенным с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС процессам возникают синхронные качания, которые отсутствуют в аналогичных осциллограммах, полученных с использованием ПВК Eurostag, по следующим причинам:

1. Напряжение статора генератора на осциллограмме ПВК Eurostag при увеличении нагрузки изменяется мгновенно (рисунок 42), из-за упрощенных моделей ЭМ и сетевых элементов, поэтому действие АРВ СД не проявляется после снижения напряжения до уровня $\Delta U=0,18$ кВ, соответствующего новому потокораспределению при увеличившейся нагрузке, а соответствующая реакция основного канала по отклонению напряжения формирует напряжение возбуждения предельного значения. Непрерывное функционирование АРВ СД в МЭ – ВМК РВ ЭЭС (рисунок 43) способствует меньшей просадки напряжения на выводах генератора $\Delta U=0,03$ кВ. Поэтому, несмотря на идентичные в обоих средствах математические модели автоматических систем регулирования, в частности АРВ СД, от адекватности которых также зависят результаты оценки статической колебательной устойчивости [104, 107, 124, 125], полнота и достоверность расчета режимных параметров, на изменение которых реагируют автоматические системы регулирования, определяют характер протекания переходных процессов, и, соответственно, полноту и достоверность оценки статической колебательной устойчивости.

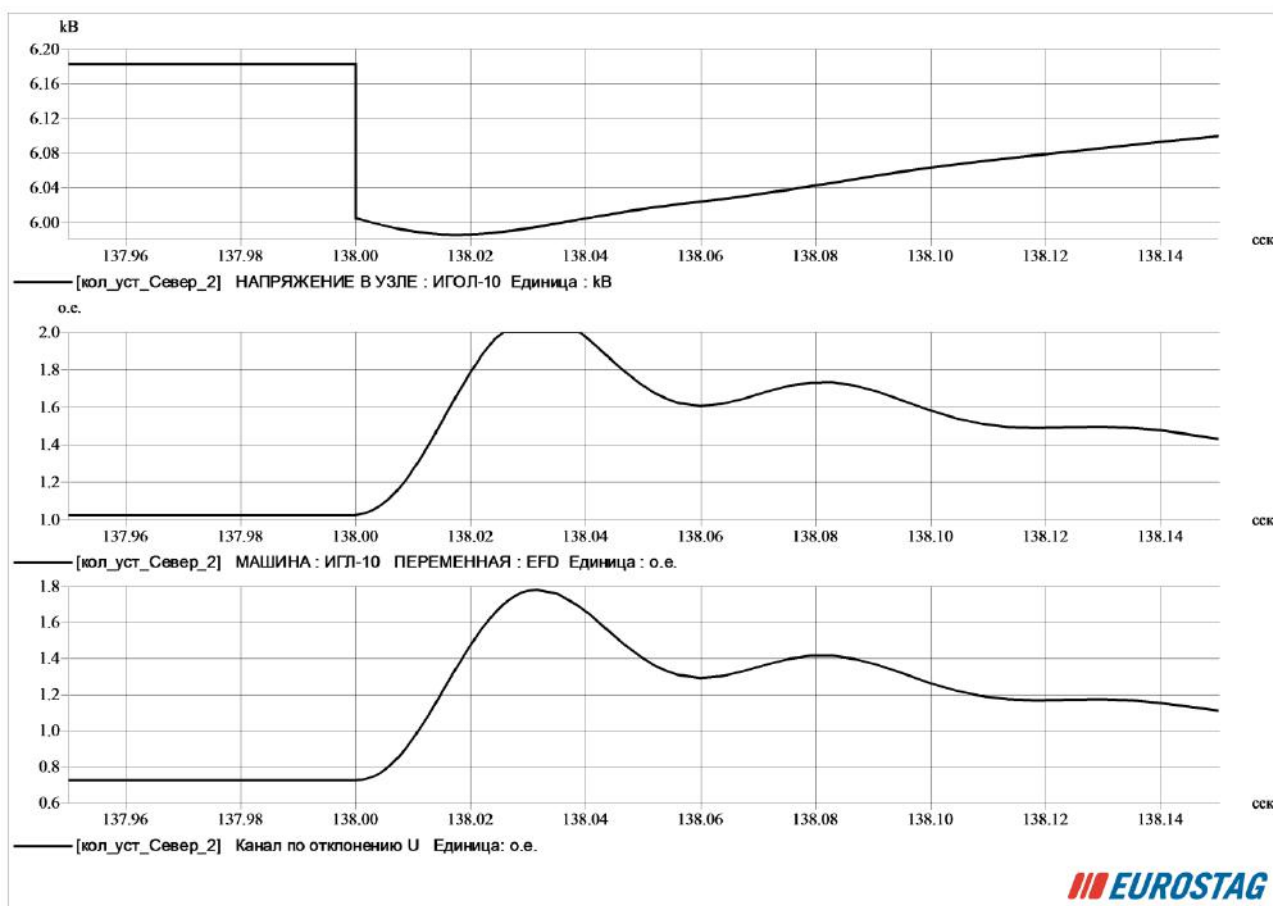


Рисунок 42 - Осциллограммы напряжения статора, напряжения возбуждения (EFD) и сигнала канала по отклонению напряжения АРВ СД генератора Игольская

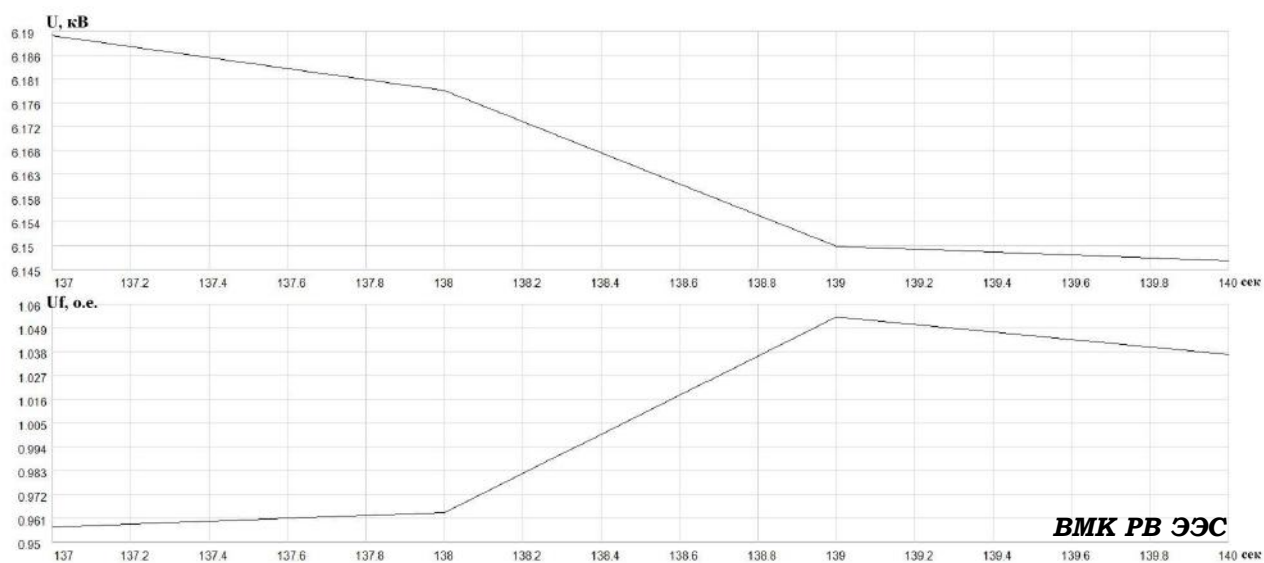


Рисунок 43 - Осциллограммы напряжения статора и напряжения возбуждения генератора Игольская

2. Влияние трансформаторной ЭДС на переходный процесс изменения переменных уравнений напряжения статора по осям d и q демонстрируют представленные на рисунках 44-45 осциллограммы.

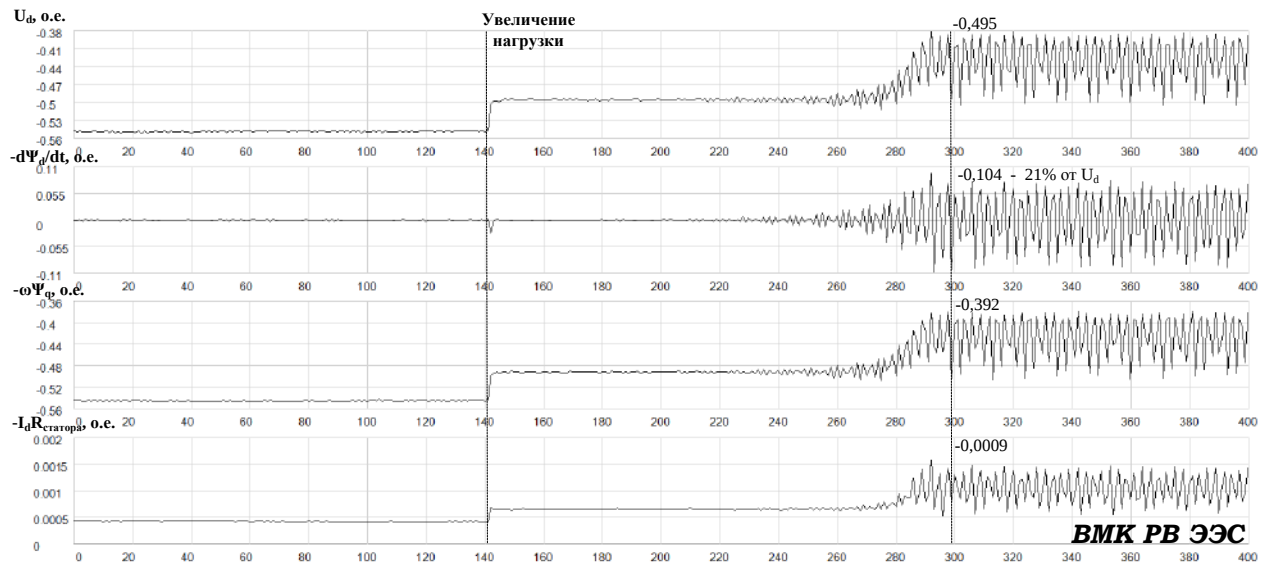


Рисунок 44 – Осциллограммы изменения переменных уравнения напряжения статора по оси d , генератора Игольская

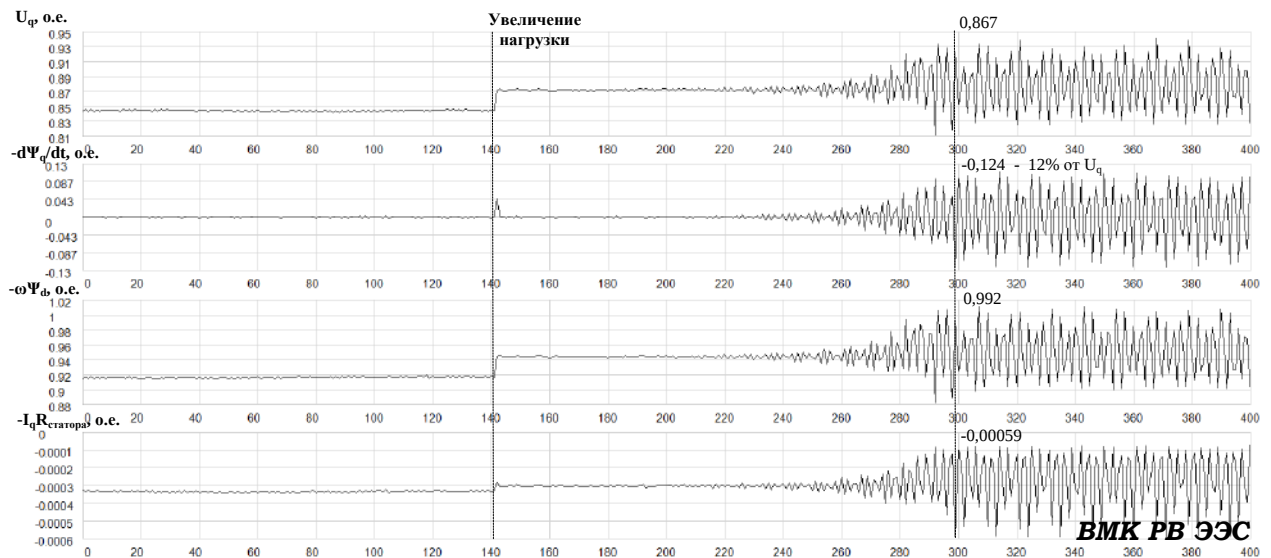


Рисунок 45 - Осциллограммы изменения переменных уравнения напряжения статора по оси q , генератора Игольская

Погрешность расчета напряжения статора по оси d при исключении трансформаторной ЭДС составляет 21%, а по оси q – 12%, в связи с большим

количеством контуров по оси d . Наибольшая амплитуда колебаний, свойственна трансформаторной ЭДС, которая преимущественно определяет трансформацию колебаний между контурами ротора и статора, приводящую к их возникновению в напряжении статора и соответствующему действию АРВ СД, способствующему возникновению синхронных качаний генератора. Поэтому, неучет трансформаторной ЭДС приводит к существенному искажению воспроизведения переходных процессов при малых возмущениях [126, 127], усиливаемому некорректным функционированием автоматических систем регулирования, не позволяющему, в большинстве случаев, осуществить достоверную оценку статической колебательной устойчивости.

3. Значительные и постоянные по величине индуктивные сопротивления статических моделей сетевых элементов только для одного значения частоты (50 Гц), искажают распространение колебаний, особенно низкочастотных, что в совокупности с низкой вероятностью их возникновения в ЭМ при их упрощенном моделировании, существенно снижает возможность колебаний при малых возмущениях.

Минимизация возникающих качаний достигается соответствующей настройкой АРВ СД на основе оценки изменения величины и скорости используемых в законе регулирования режимных переменных, в частности приведенной в таблице 12 под №2. Результаты моделирования вышеобозначенных процессов при различных настройках АРВ СД генератора (№2 и №3 таблица 12), полученные с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС, представлены на рисунках 46 и 47. Неадекватная конкретным условиям настройка АРВ СД (№3 таблица 12) приводит к возникновению синхронных качаний с нарастающей амплитудой и нарушению колебательной устойчивости (рисунок 47). Характер переходных процессов при этих экспериментах с помощью ПВК Eurostag практически не меняется (рисунок 48).

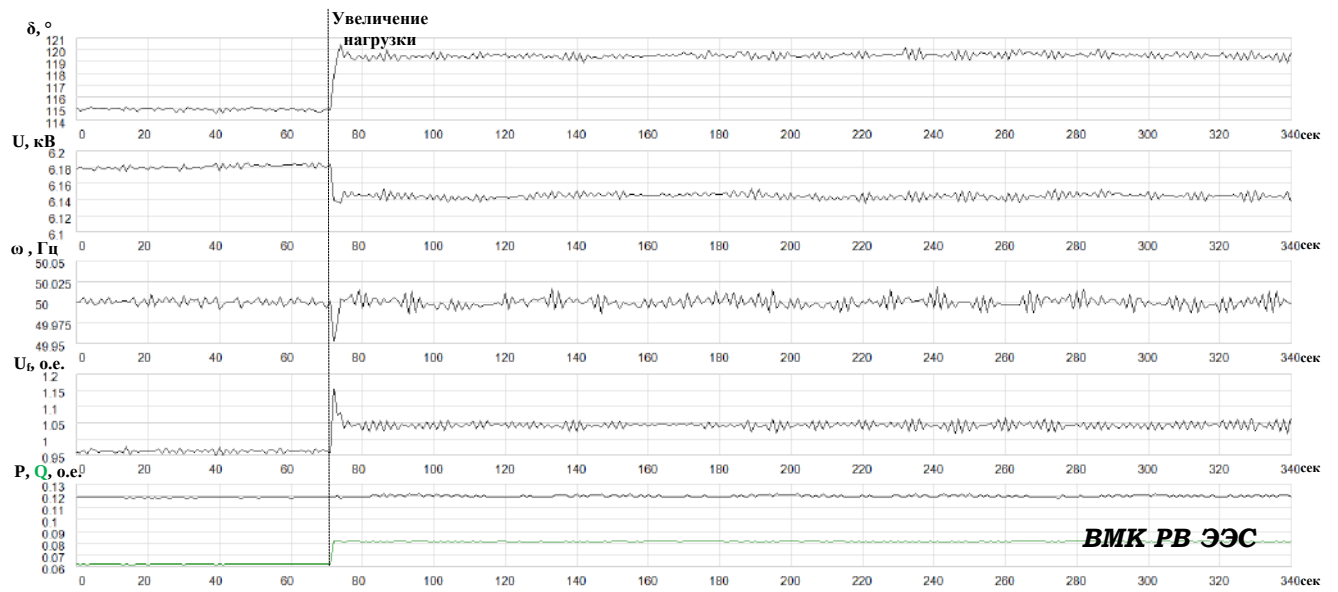


Рисунок 46 - Осциллограммы процессов генератора Игольская при второй настройке АРВ СД

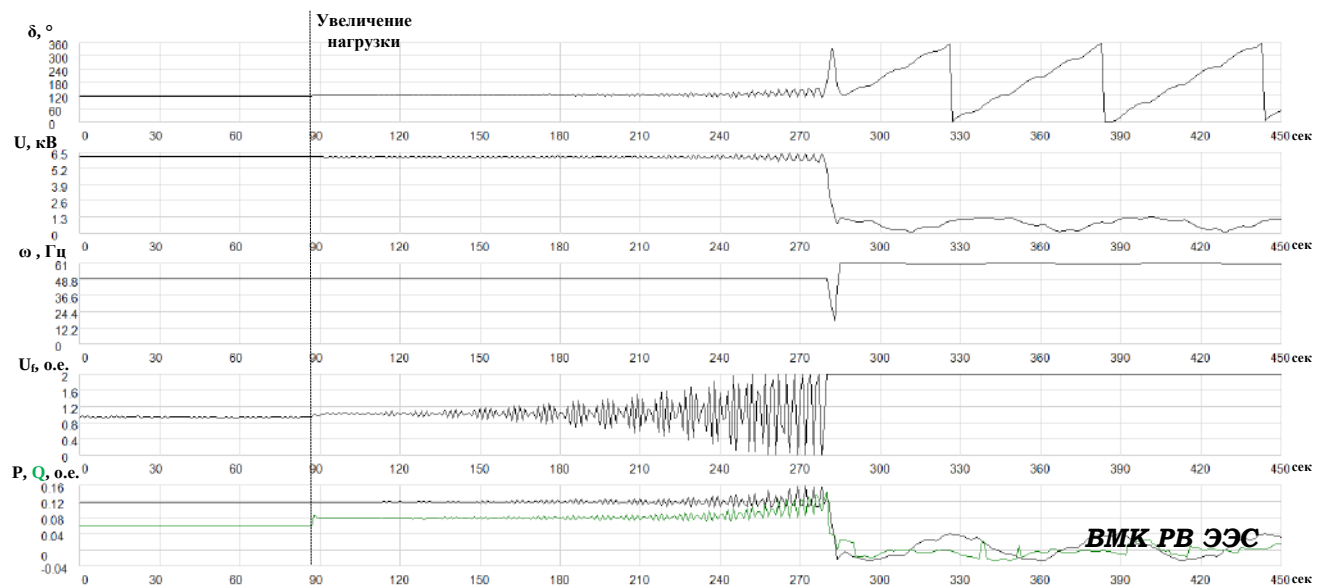
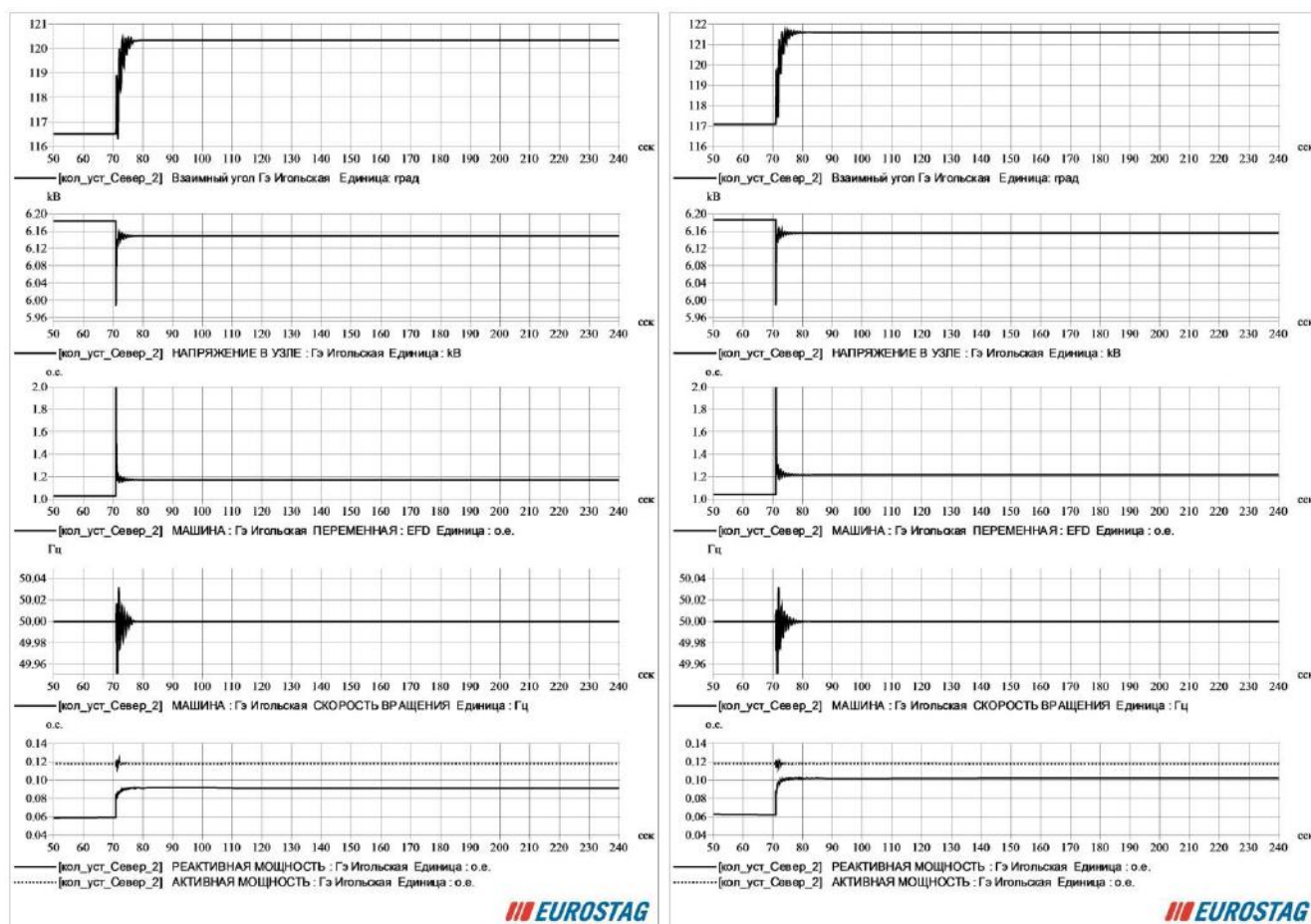


Рисунок 47 - Осциллограммы процессов генератора Игольская при третьей настройке АРВ СД



а)

б)

Рисунок 48 – Осциллограммы процессов генератора Игольская при второй (а) и третьей (б) настройках АРВ СД

4.7 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag динамической устойчивости ЭЭС

Оценка достоверности расчетов динамической устойчивости в соответствии со сценарием п.5.2.2 осуществлена согласно Методическим указаниям по устойчивости энергосистем [98] путем моделирования процессов при наиболее тяжелом возмущении: металлическое трехфазное КЗ на ЛЭП 220 кВ Т-204 ПС Восточная с наибольшим временем его ликвидации, связанным с отказом выключателя и действием УРОВ. Результаты моделирования этих процессов с

помощью ПВК Eurostag и МЭ - ВМК РВ ЭЭС, представленные на рисунке 49, существенно различаются.

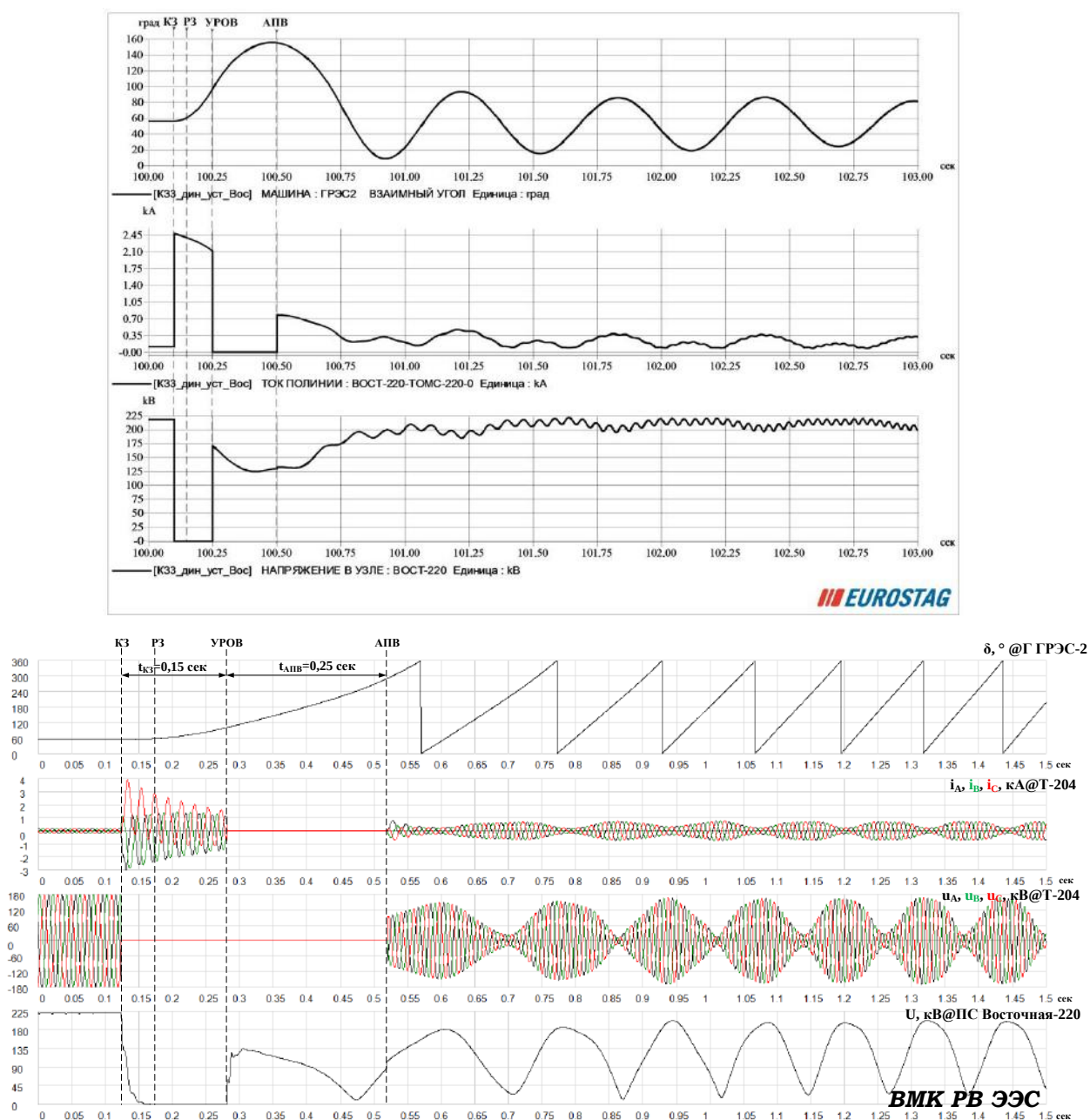


Рисунок 49 - Осциллограммы процессов в генераторе ГРЭС-2 (электрически близко расположенного к месту КЗ) и ЛЭП Т-204 при трехфазном КЗ на ЛЭП Т-204 ПС Восточная

Возникающие при КЗ аperiodические токи в контурах ротора и статора (рисунок 50) создают магнитные поля, приводящие на начальном этапе к

торможению ротора [103]. На осциллограммах рисунка 50 в течение трех периодов содержатся участки, на которых электромагнитный момент превышает момент турбины, вызывая кратковременные снижения частоты вращения. В противоположность этому, рассчитываемые с помощью ПВК Eurostag без учета трансформаторных ЭДС свободные токи в контурах ротора и статора образуют электромагнитный момент, приводящий к непрерывному росту частоты вращения на всем интервале до ликвидации КЗ (рисунок 51). Кроме этого, при моночастотном расчете исключено влияние спектра гармоник на электромагнитный момент.

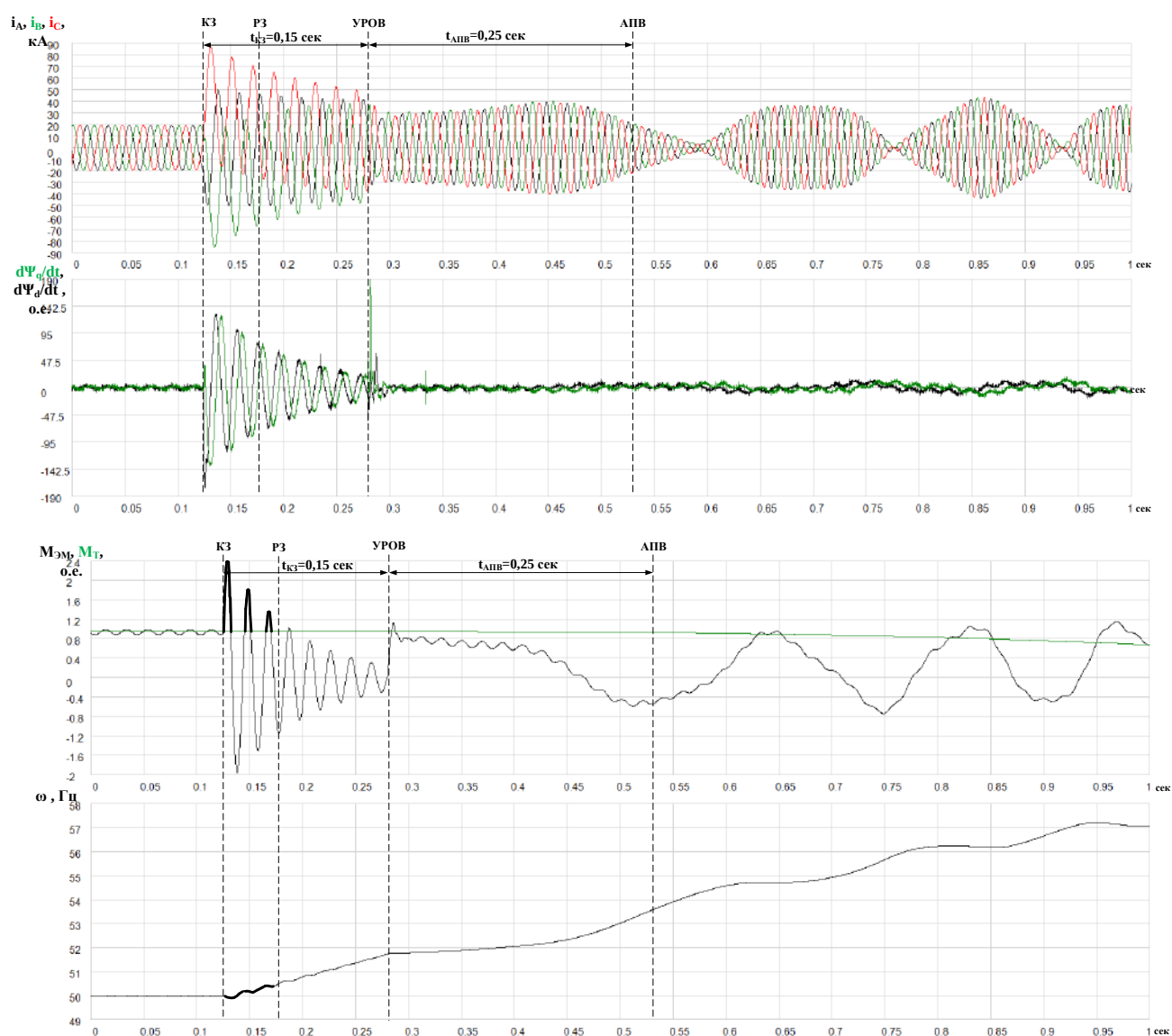


Рисунок 50 - Осциллограммы процессов генератора ГРЭС-2 при трехфазном КЗ на ЛЭП Т-204 ПС Восточная (МЭ - ВМК РВ ЭЭС)

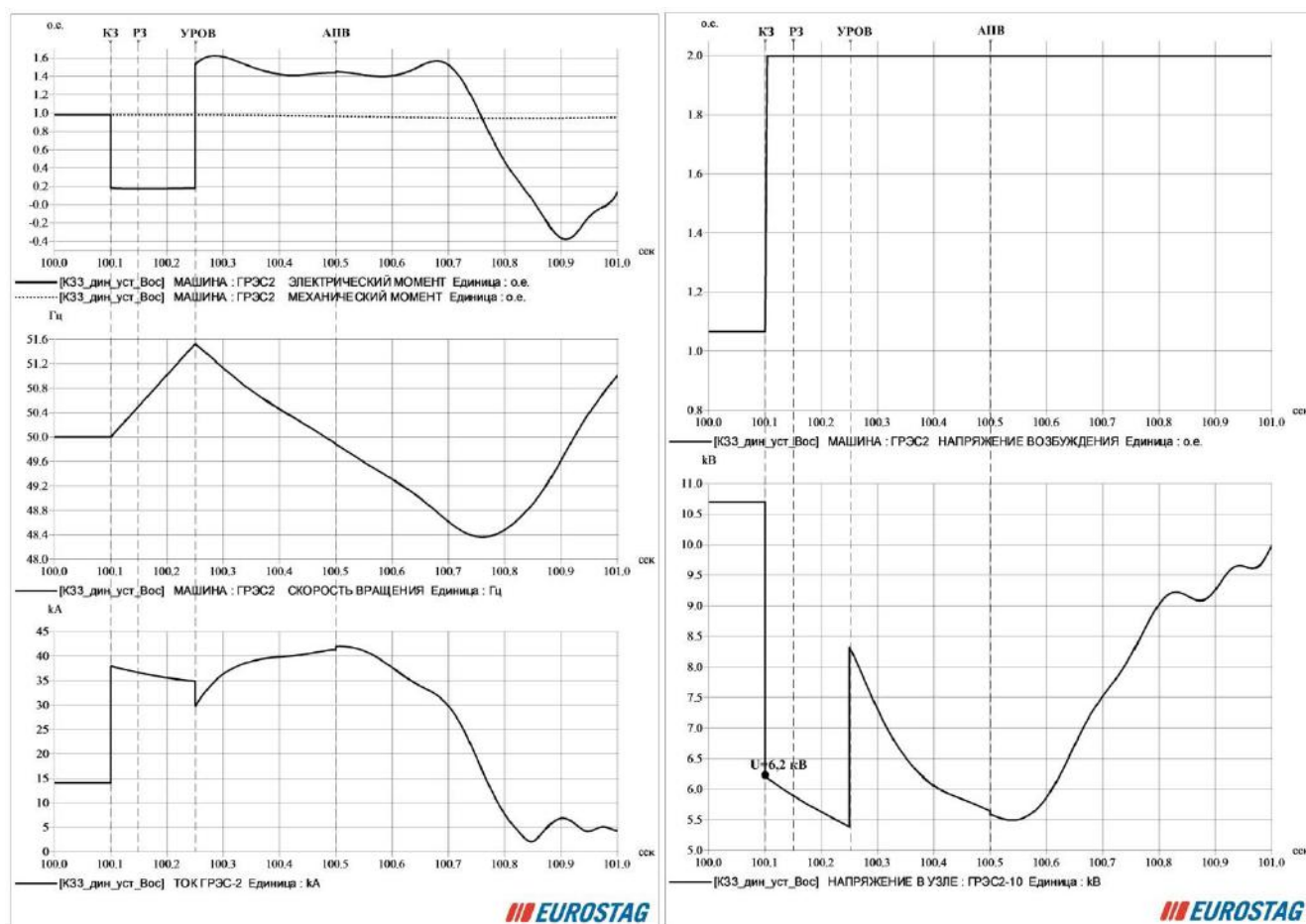


Рисунок 51 - Осциллограммы процессов генератора ГРЭС-2 при трехфазном КЗ на ЛЭП Т-204 ПС Восточная

Упрощенное представление в ПВК Eurostag ЭМ и сетевых элементов приводит к отличающимся от расчета без упрощений величине и характеру токов и напряжений, и соответственно определяющих динамический переход - электромагнитных моментов, которые зависят от затухания свободных составляющих в ЭМ и сетевых элементах. В частности, снижение напряжения статора генератора (рисунок 52) до идентичного значения на осциллограмме рисунка 51 происходит за 0,022 секунды, а к моменту ликвидации КЗ погрешность составляет 6,6%.

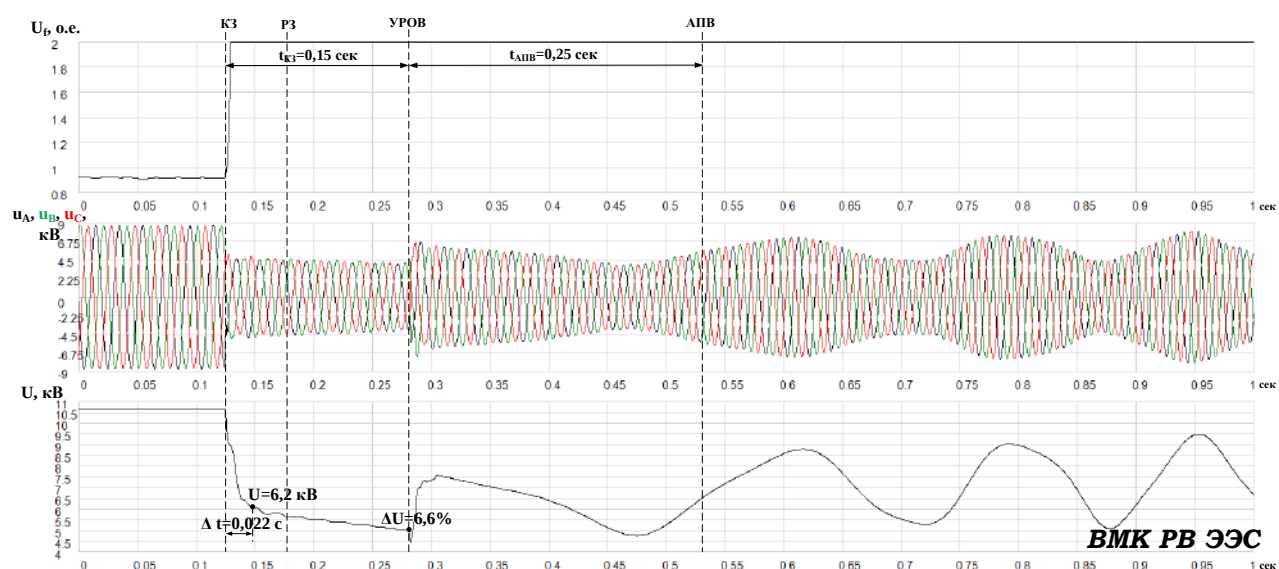


Рисунок 52 - Осциллограммы напряжений возбуждения и статора генератора ГРЭС-2 при трехфазном КЗ на ЛЭП Т-204 ПС Восточная

При отключении КЗ возникающие в контурах ЭМ свободные токи обратных знаков, которым соответствует всплеск трансформаторных ЭДС на рисунке 50, приводят к уменьшению электромагнитного момента и ускорению вращения ротора. На рисунке 50 величина электромагнитного момента после отключения КЗ составляет 1,15 о.е., а на рисунке 51 - 1,62 о.е., что связано, в том числе, с увеличением электромагнитного момента за счет влияния ЭДС скольжения при исключении противоположно направленной ей трансформаторной ЭДС [21]. Это в совокупности со сформировавшейся к данной стадии переходного процесса погрешности электромагнитного момента приводит к последующему торможению ротора (рисунок 51). Дополнительно погрешность вносит исключение влияния зависящих от частоты реактивных сопротивлений сетевых элементов на формирование потокораспределений РМ и уровней напряжения.

Таким образом, поскольку на каждой стадии переходного процесса преобладающими являются определенные явления (затухание свободных составляющих, изменения частоты, взаимных углов СМ и др.) [127], то достоверность расчета следующего этапа зависит от предыдущего, а упрощенное

воспроизведение процессов, особенно значимых при КЗ и в момент его ликвидации, а также неучет их взаимовлияния, приводит к искаженному формированию токов и напряжений в течение всего переходного процесса и снижению возможности достоверной оценки динамической устойчивости ЭЭС с помощью ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС. Кроме этого, расчет быстротекущих процессов связан с необходимостью использования минимального шага численного интегрирования, приводящего к увеличению количества пошаговых вычислений и, как правило, накоплению методической ошибки решения.

4.8 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag динамической устойчивости при однофазном автоматическом повторном включении

Согласно верификационному сценарию п.5.2.3 для оценки достоверности расчетов динамической устойчивости с успешным однофазным автоматическим повторным включением (ОАПВ) выполнено моделирование однофазного КЗ на ЛЭП 500 кВ ВЛ-526 ПС Томская, действия высокочастотной дифференциально-фазной защиты (40 мс) и успешного ОАПВ с учетом времени срабатывания установленных на данной ЛЭП элегазовых выключателей (60 мс), условия деионизации среды на линиях 500 кВ с шунтирующими реакторами (1,2 с) и среднестатистического времени запаса (0,5 с) [128]. Полученные осциллограммы демонстрируют различный характер протекания переходных процессов (рисунок 53): наступление асинхронного режима на осциллограммах МЭ - ВМК РВ ЭЭС и его отсутствие на осциллограммах ПВК Eurostag. Кроме этого, из-за статического однолинейного представления сетевых элементов осциллограмма тока поврежденной фазы ПВК Eurostag не отражает электростатического влияния неповрежденных фаз, поэтому оценка уменьшения цикла ОАПВ оказывается невозможной [129, 130].

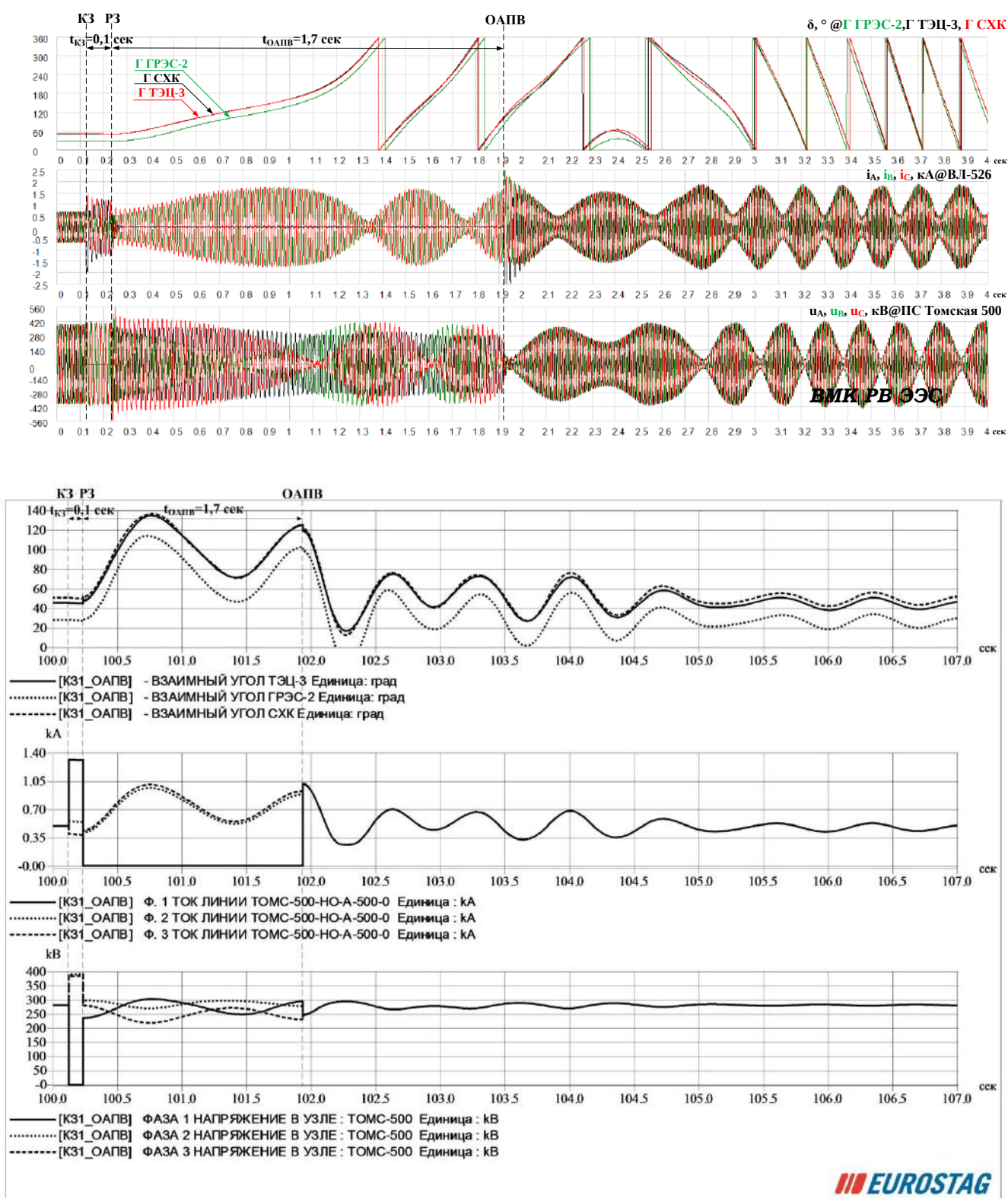
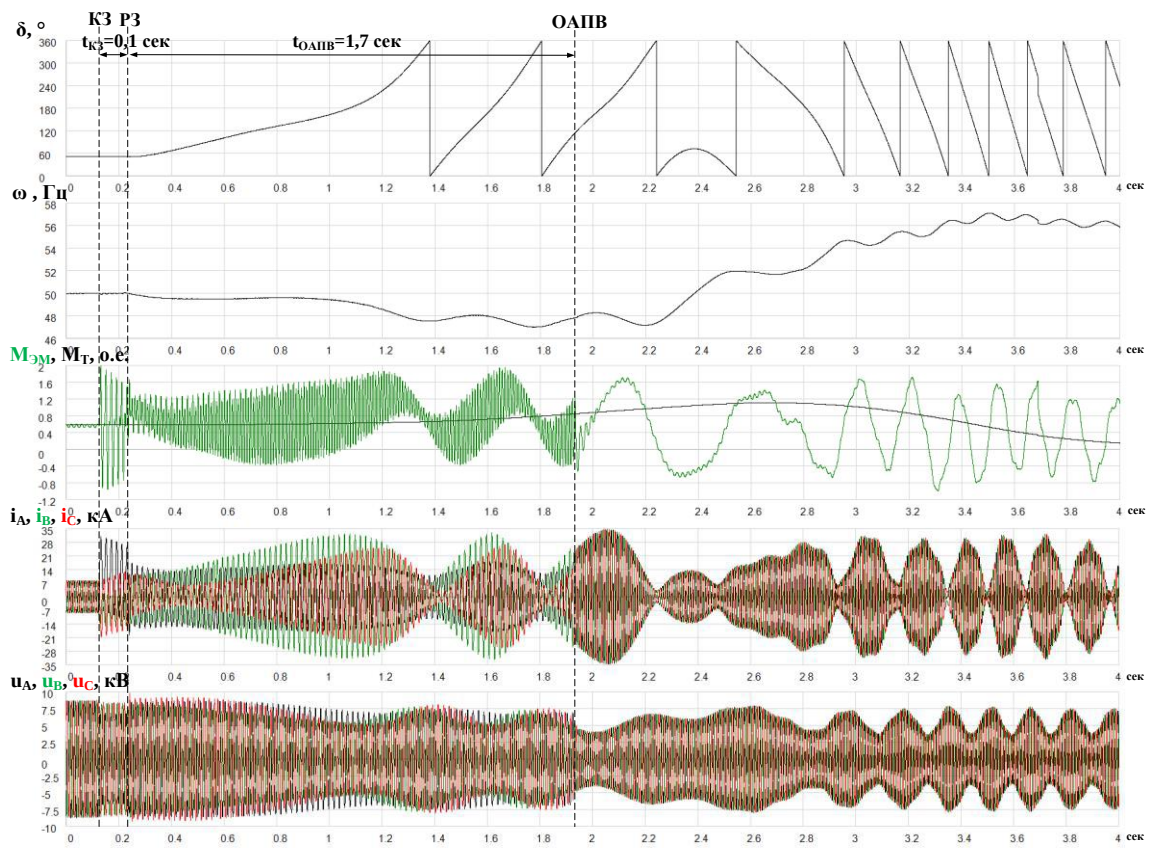
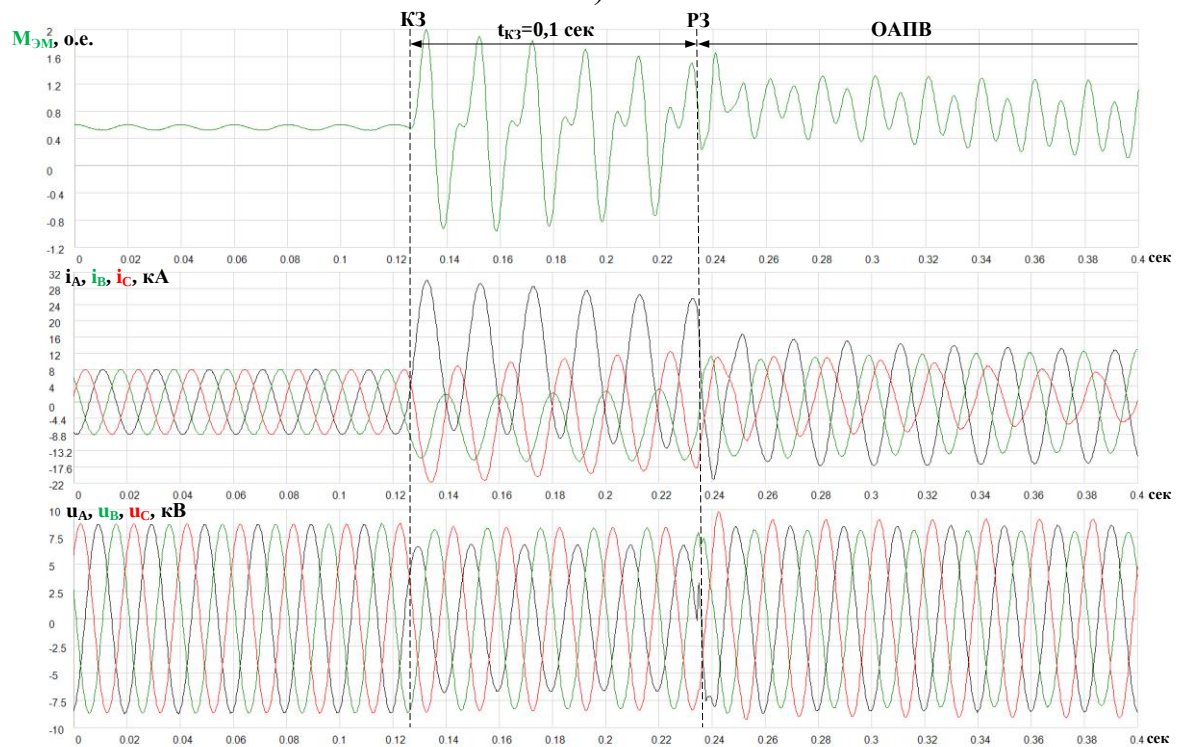


Рисунок 53 - Осциллограммы процессов в основных генераторах ТЭЭС (ГРЭС-2, ТЭС-3 и СХК) и ЛЭП ВЛ-526 при однофазном КЗ ЛЭП 500 кВ ВЛ-526 ПС Томская и успешном ОАПВ

Обозначенные различия подтверждаются также анализом процессов в каждом из генераторов, в частности ТЭЦ-3 (рисунки 54 и 55). Статическое представление сетевых элементов, применение метода симметричных составляющих для одного значения частоты, исключение трансформаторных ЭДС и междофазных взаимодействий не позволяют с помощью ПВК Eurostag полно и достоверно воспроизвести возникающие при однофазном КЗ апериодические и гармонические составляющие токов в контурах ЭМ и ЭЭС в целом и их влияние, приводящее к увеличению величины электромагнитного момента (рисунки 54а и 55) и его искажению в несимметричном режиме (рисунок 54б). В частности, отличие в максимальном значении тока обратной последовательности, вызывающего дополнительное торможение ротора, составило 25%. Кроме этого воспроизводимые с помощью ПВК Eurostag процессы изменения токов, напряжений и электромагнитного момента также отличаются от полученных с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС из-за обозначенных применяемых упрощений и ограничений. Так, например, осциллограммы МЭ – ВМК РВ ЭЭС (рисунок 54) в отличие от осциллограмм ПВК Eurostag (рисунок 55) отражают процесс торможения ротора и проворот в несимметричном режиме, а успешное ОАПВ и восстановление симметрии системы уже не предотвращает развитие асинхронного режима. Через $t \approx 2,24$ с происходит остановка значительной части двигательной нагрузки, приводящая к увеличению частоты, которое на осциллограммах ПВК Eurostag также отсутствует.



а)



б)

Рисунок 54 – Осциллограммы процессов в различных масштабах (а) и (б) генератора ТЭЦ-3, наиболее близко расположенного к месту однофазного КЗ на ЛЭП ВЛ-526 ПС Томская (МЭ - ВМК РВ ЭЭС)

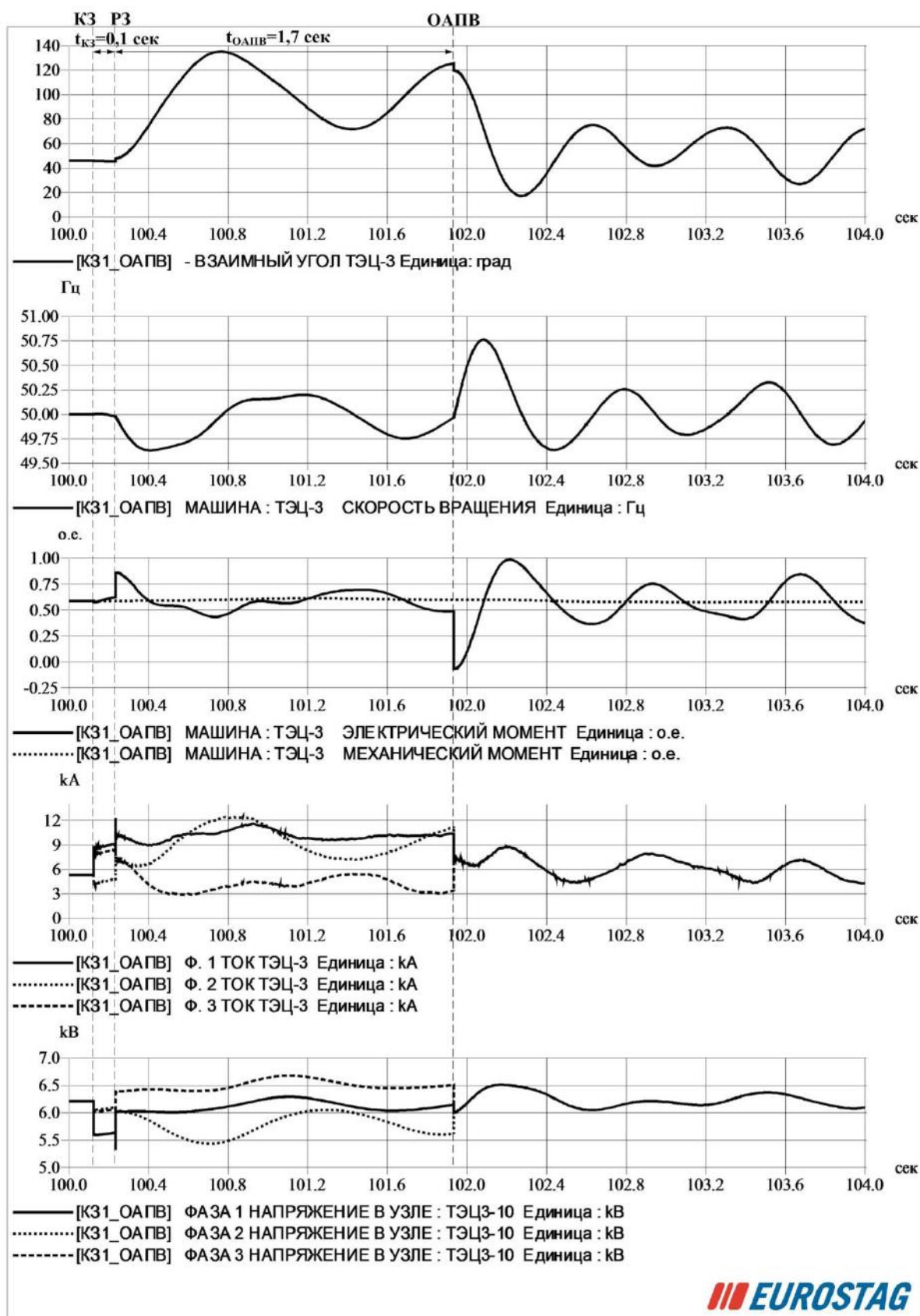


Рисунок 55 - Осциллограммы процессов генератора ТЭЦ-3 при однофазном КЗ на ЛЭП ВЛ-526 ПС Томская и успешном ОАПВ

4.9 Верификация воспроизведения с помощью ПВК Eurostag процессов объединения раздельно работающих частей ЭЭС

Для оценки достоверности воспроизведения процессов объединения раздельно работающих частей ТЭЭС: Южной и Северной (сценарий п.5.2.4) выполнено моделирование этих процессов при углах между напряжениями на 1 системе шин (СШ) и 2СШ ПС Парабель: $\delta_1=12^\circ$ (рисунки 56 и 57), $\delta_2=47^\circ$ (рисунки 58 и 59) и $\delta_3=72^\circ$ (рисунки 60 и 61). Осциллограммы воспроизведенных процессов демонстрируют рост погрешности их расчета с помощью ПВК Eurostag по мере увеличения δ и соответственно уравнительного напряжения, в частности значений уравнительного тока ЛЭП С-103_1: 4,6% и через 4 с 0,1% при $\delta_1=12^\circ$, 28,4% и через 4 с 9,9% при $\delta_1=47^\circ$, а при $\delta_3=72^\circ$ процессы воспроизводимые с помощью ПВК Eurostag и МЭ - ВМК РВ ЭЭС различаются радикально. Эти различия в результатах моделирования связаны, как уже неоднократно отмечалось, с применяемыми в ПВК Eurostag упрощениями и ограничениями, особенно с использованием статических моделей сетевых элементов, искажающих распространение колебаний токов, напряжений и вызываемых ими процессов в генераторах и ЭМ в целом.

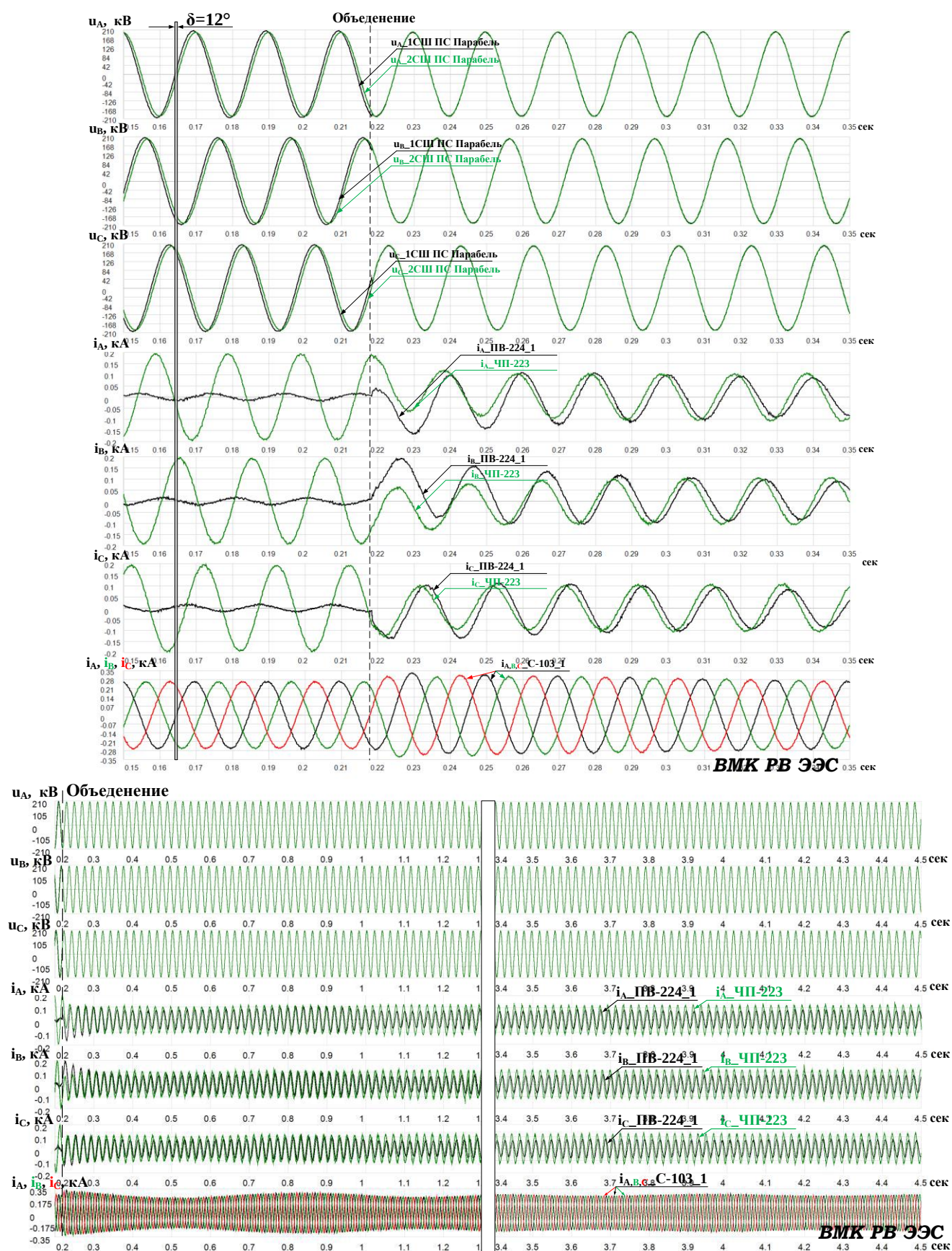


Рисунок 56 – Осциллограммы в различных масштабах процессов объединения
Южной и Северной частей ТЭЭС при $\delta_I=12^\circ$

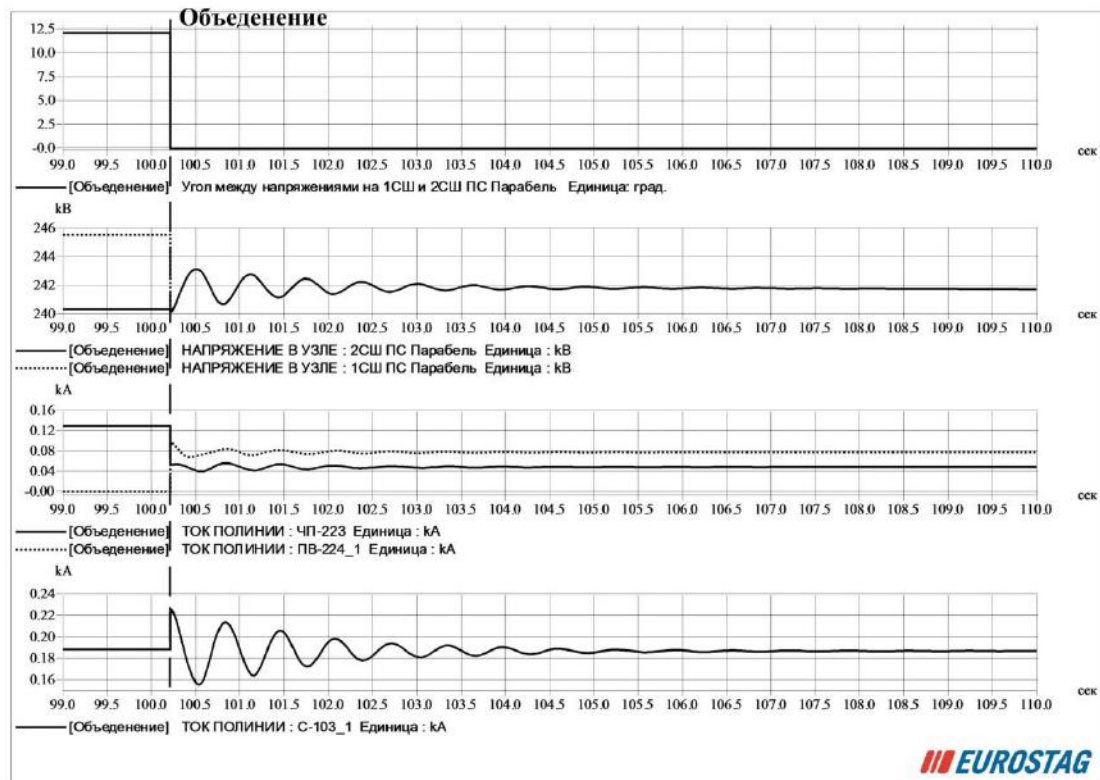


Рисунок 57 – Осциллограммы процессов объединения Южной и Северной частей
ТЭЭС при $\delta_1 = 12^\circ$

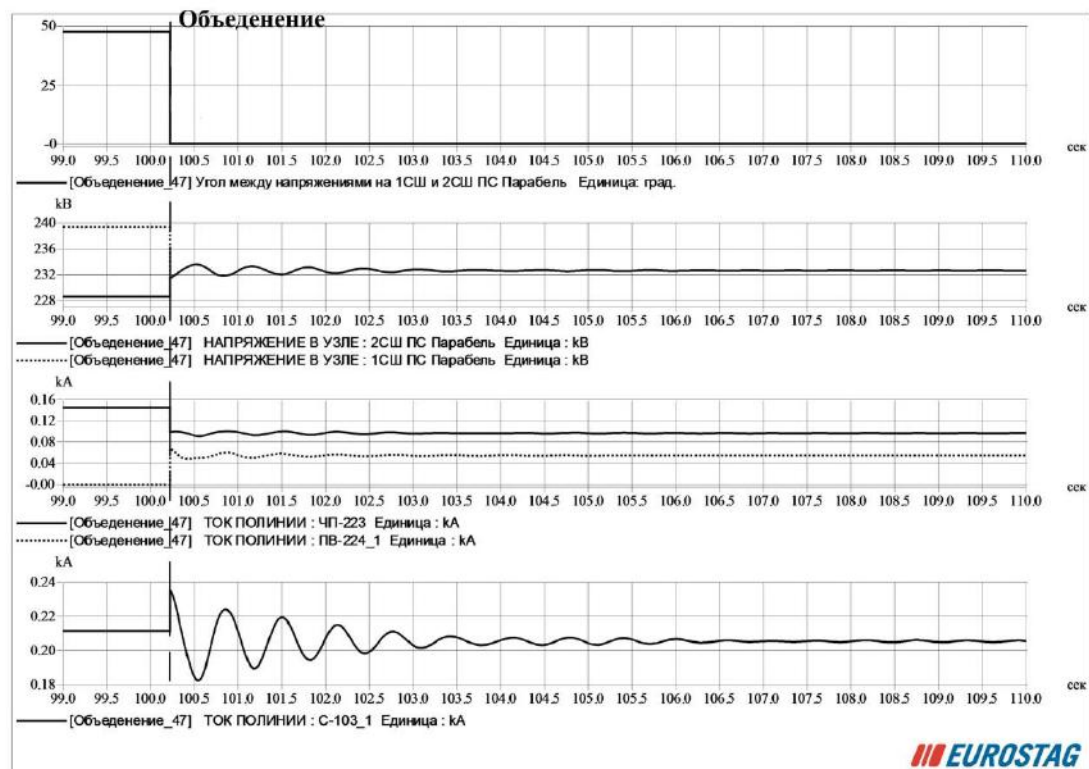


Рисунок 58 – Осциллограммы процессов объединения Южной и Северной частей
ТЭЭС при $\delta_2 = 47^\circ$

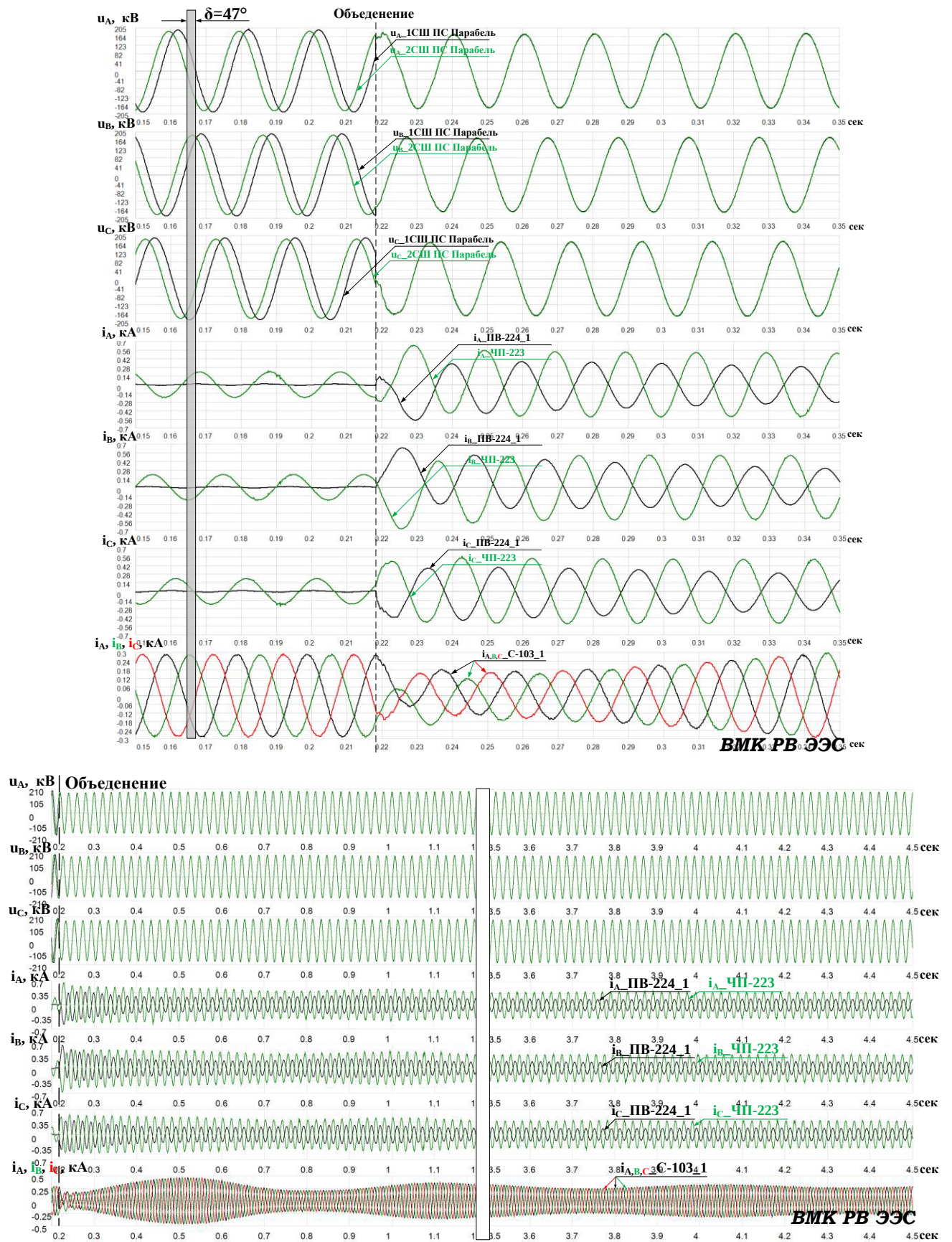


Рисунок 59 – Осциллограммы в различных масштабах процессов объединения
Южной и Северной частей ТЭЭС при $\delta_2=47^\circ$

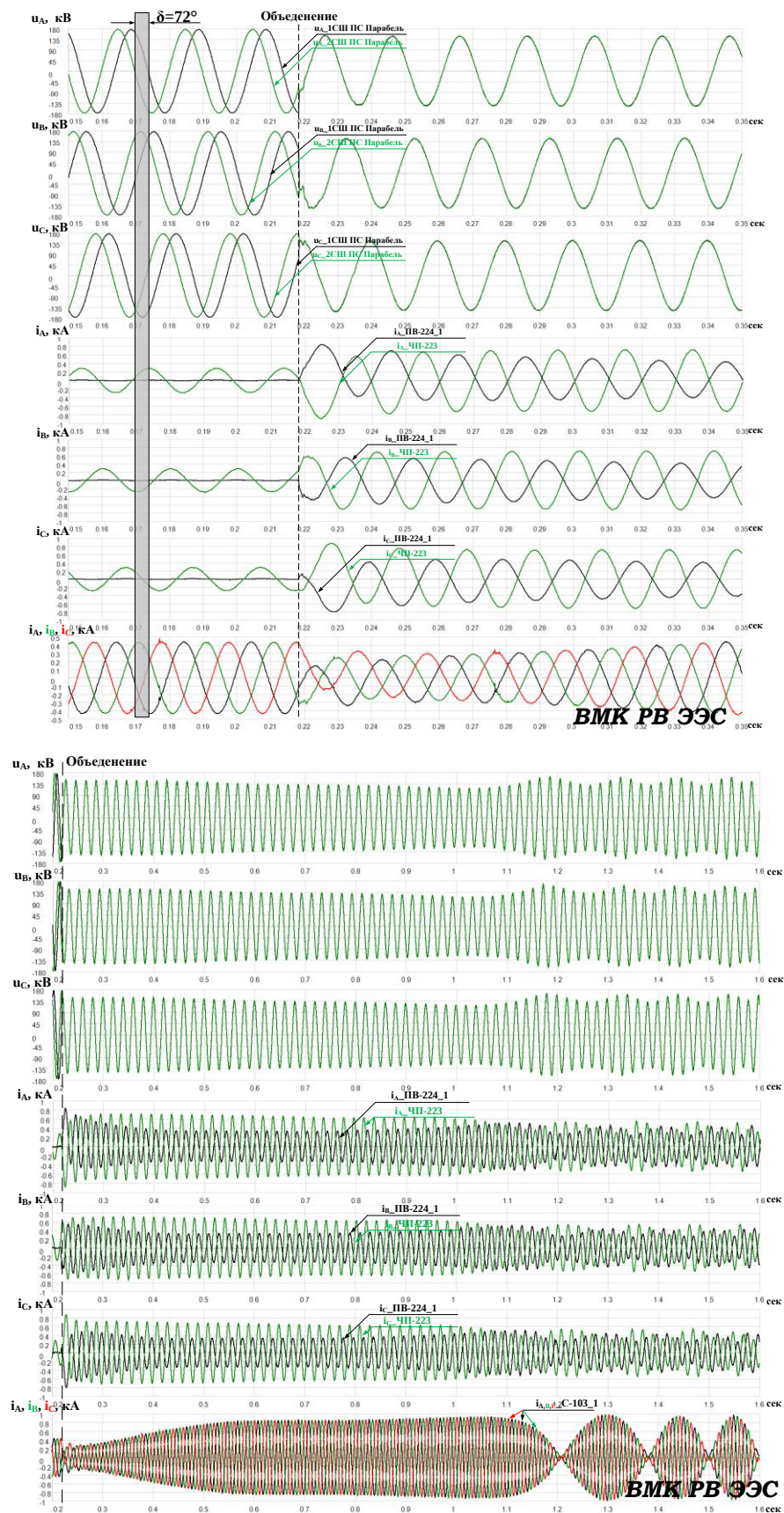


Рисунок 60 – Осциллограммы в различных масштабах процессов объединения Южной и Северной частей ТЭС при $\delta_3 = 72^\circ$

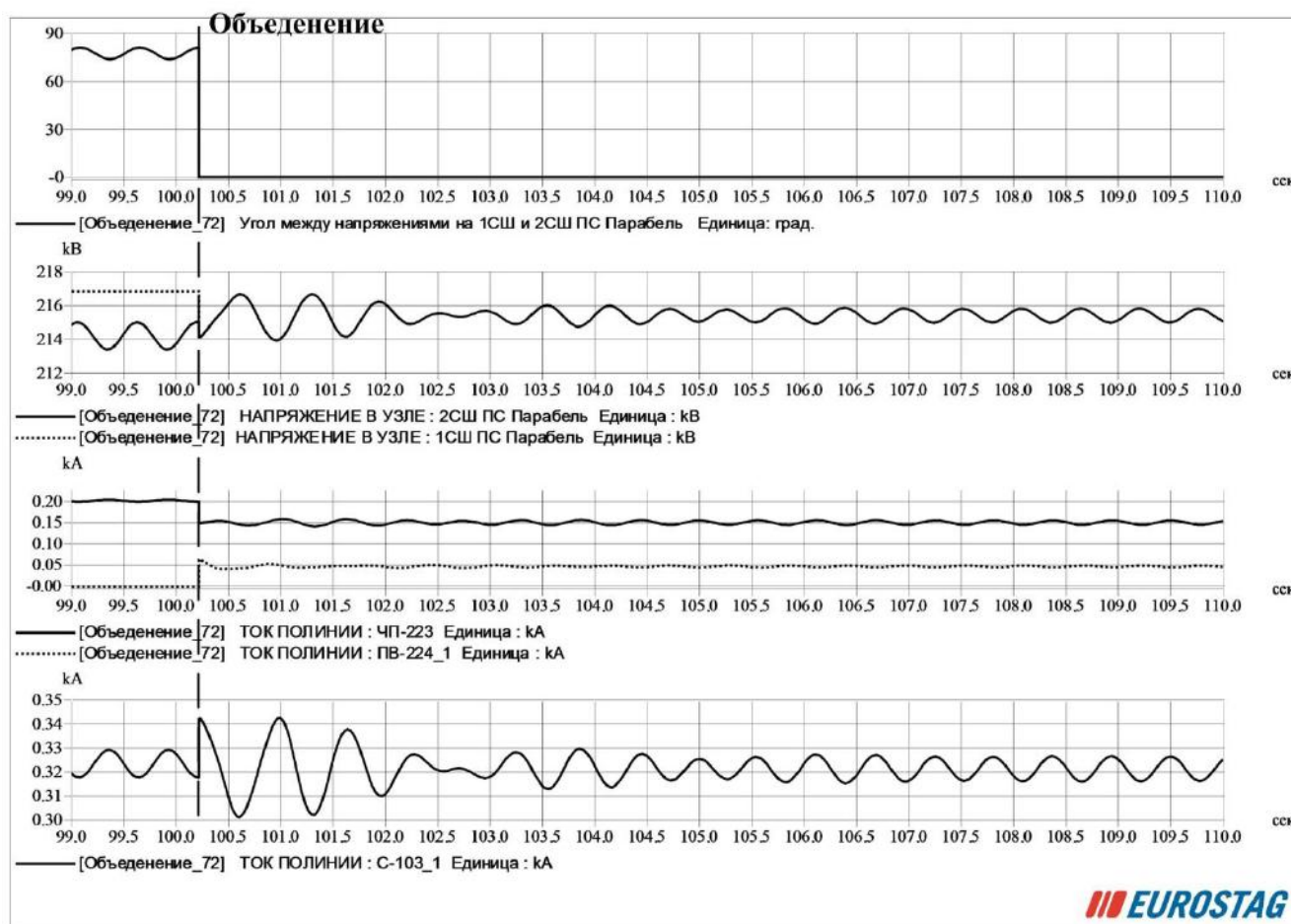
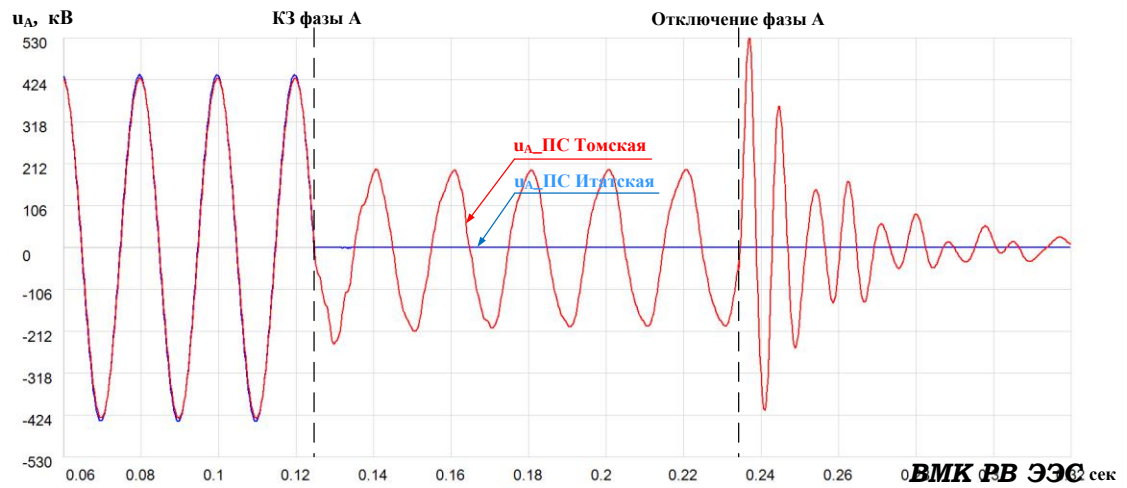


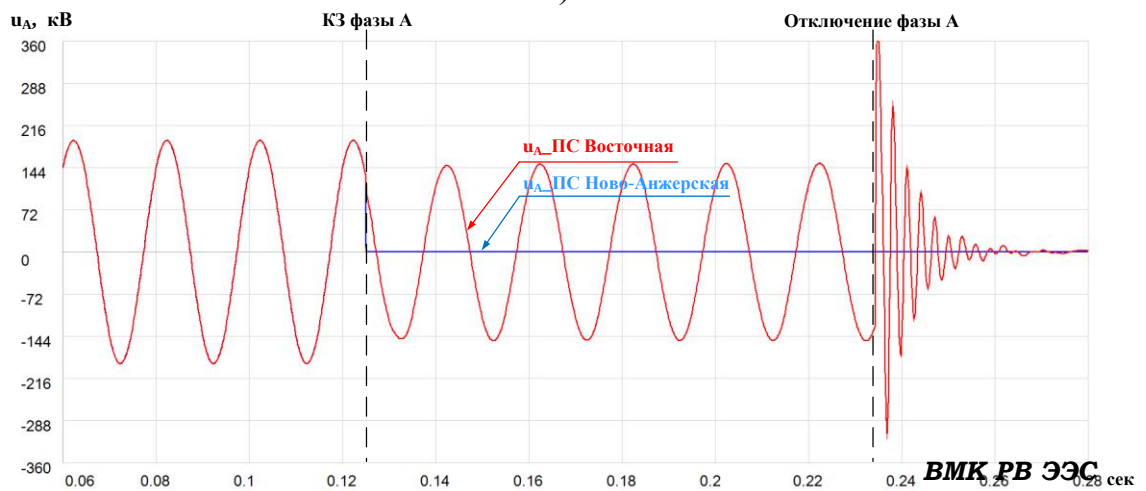
Рисунок 61 – Осциллограммы процессов объединения Южной и Северной частей ТЭЭС при $\delta_3 = 72^\circ$

4.10 Верификация расчетов с помощью ПВК Eurostag коммутационных перенапряжений в ЭЭС

Моделирование коммутационных перенапряжений, характеризующихся значительной длительностью и амплитудой, а также достаточно высокой вероятностью возникновения, выполняется путем отключения однофазных КЗ на ЛЭП 500 кВ ВЛ-526 ПС Итатская и ЛЭП 220 кВ АТ-216 ПС Ново-Анжерская с учетом момента коммутации (сценарий п.5.3). Полученные осциллограммы (рисунки 62 и 63) демонстрируют принципиально различный характер переходных процессов: полное отсутствие коммутационных перенапряжений на осциллограммах, полученных с помощью ПВК Eurostag, обусловленное использованием статических моделей сетевых элементов.

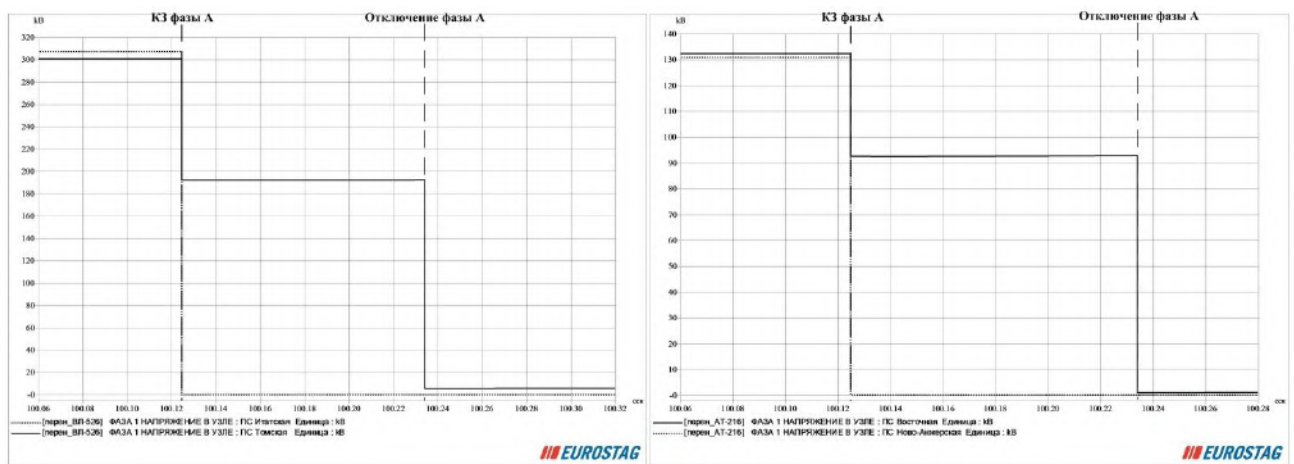


а)



б)

Рисунок 62 – Осциллограммы процессов поврежденной фазы ВЛ-526 (а) и АТ-216 (б)



а)

б)

Рисунок 63 – Действующие значения напряжений поврежденной фазы по концам ЛЭП ВЛ-526 (а) и АТ-216 (б)

4.11 Выводы

Результаты экспериментальных исследований разработанных средств всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС подтвердили теоретически и практически обоснованные свойства и возможности этих средств, позволяющие осуществлять гарантированную всережимную верификацию существующих ПВК, в частности, выполненную на примере ПВК Eurostag и ПВК АРМ СРЗА:

1. Верификация расчетов установившихся нормальных и послеаварийных схемно-режимных состояний ЭЭС с помощью ПВК Eurostag продемонстрировала их приемлемость для напряжений в узлах и перетоков активной мощности (погрешность $\leq 5\%$). Различия в определении токов, перетоков РМ и взаимных углов СМ более значительны, главным образом из-за исключения влияния систем возбуждения и настроек АРВ на загрузку СМ по РМ.

2. Погрешность воспроизведения ТКЗ, особенно максимальных значений, в ПВК Eurostag зависит от места и вида КЗ и составляет, как правило, $\geq 20\%$ из-за упрощений математической модели ЭМ, в основном связанных с исключением трансформаторных ЭДС и учетом при этом ЭДС скольжения и активного сопротивления статора, а также использованием статических моделей сетевых элементов, исключаящих влияние апериодических составляющих.

3. Расчет ТКЗ, особенно ударных значений, с помощью ПВК АРМ СРЗА также осуществляется с погрешностью, зависящей от места, вида КЗ, низкой достоверности обобщенного ударного коэффициента и исключения учета апериодической составляющей в ЭДС СМ предаварийного режима.

4. Погрешность расчетов статической апериодической устойчивости ЭЭС в ПВК Eurostag составляет $\approx 31\%$ и обусловлена неадекватными нагрузками ЭМ по РМ и её сетевом потокораспределении из-за использования статических моделей сетевых элементов.

5. Верификация расчетов статической колебательной устойчивости ЭЭС, выполняемых с помощью ПВК Eurostag, выявила значительные их отличия от

процессов, воспроизводимых с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС, из-за искажений возникновения и распространения колебаний, особенно низкочастотных, связанных с упрощением моделей ЭМ и использованием статических моделей сетевых элементов.

6. Расчеты динамической устойчивости ЭЭС, особенно при ОАПВ, выполненные с помощью ПВК Eurostag, принципиально различаются с процессами, воспроизводимыми с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС, из-за совокупности обозначенных в п.5 причин.

7. Верификация расчетов переходных процессов при объединении раздельно работающих частей ТЭЭС, выполненных с помощью ПВК Eurostag, подтвердила рост погрешности вплоть до радикальной при увеличении возмущения, определяемого величиной угла между напряжениями на подстанциях объединения.

8. Коммутационные перенапряжения ввиду использования статических моделей сетевых элементов в ПВК Eurostag не воспроизводятся.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной диссертационной работы получены теоретически обоснованные и экспериментально подтвержденные решения актуальных для электроэнергетики задач:

1) выявлены и обоснованы причины существования проблемы всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, а также её неразрешимости в рамках применяемого подхода, ориентированного на использование натурных данных;

2) предложено альтернативное направление решения данной проблемы, заключающееся в использовании адекватной натурным данным всережимной информации, получаемой с помощью созданного на основе комплексного подхода МЭ – ВМК РВ ЭЭС, обеспечивающего гарантированно полное и достоверное воспроизведение единого непрерывного спектра квазиустановившихся и переходных процессов в реальном времени на неограниченном интервале в оборудовании и ЭЭС в целом;

3) обоснованы и сформулированы концепция всережимной верификации ПВК расчета режимов и процессов в ЭЭС, а также методика её реализации;

4) выполнен комплекс экспериментальных исследований, подтверждающих свойства и возможности разработанных средств, позволяющих обосновано определять полноту и достоверность расчетов режимов и процессов в ЭЭС с помощью ПВК, а также оказываемое на них влияние применяемых упрощений, ограничений и методической ошибки решения, соответственно адекватность принимаемых с помощью таких расчетов решений различных задач проектирования, исследования, эксплуатации, совершенствования и развития ЭЭС.

Совокупность полученных теоретических, экспериментальных результатов и их научная, практическая значимость свидетельствуют об успешном решении поставленных задач и достижении цели диссертационной работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Веников, В.А. Теория подобия и моделирования / В.А. Веников. – М.: Высш. Школа, 1976. – 479 с.
2. Guo, H. A critical review of cascading failure analysis and modeling of power system / H. Guo, C. Zheng, H.H. – C. Iu, T. Fernando // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. Vol. 80. - P. 9-22.
3. Negnevitsky, M. Development of an intelligent system for preventing large-scale emergencies in systems / M. Negnevitsky, N. Voropai, V. Kurbatsky, N. Tomin, D. Panasetsky // IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES). – Vancouver, Canada. – 2013. – P. 1–5.
4. Nayak, O. Power electronics spark new simulation challenges / O. Nayak, S. Santoso, P. Buchanan // IEEE Computer Applications in Power. – 2012. – Vol. 15 (4). – P. 35–46.
5. Kaijian, O. MMC-HVDC simulation and testing based on real-time digital simulator and physical control system / Kaijian O., Hong R., Zexiang C., Haiping G. // IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics. – 2014. – Vol. 2(4). – P. 1109–1116.
6. Stubbe, M. STAG - a new unified software program for the study of the dynamic behavior of electrical power systems / M. Stubbe, A. Bihain, J. Deuse, J. C. Baader // IEEE Transactions on Power Systems. – 1989. – Vol. 4 (1). – P. 129–138.
7. Qi, D. Defense schema against large disturbances in China Southern PowerGrid / D. Qi // Electra. – 2011. – Vol. 257. – P. 4–16.
8. Холл, Дж. Современные численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений / Дж. Холл, Дж. Уатт: пер. с англ.; под ред. А.Д. Горбунова. – М.: Мир, 1979. – 312 с.
9. Бородулин, М.Ю. Точность численного интегрирования дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы в электрических цепях / Бородулин М.Ю., Дижур Д.П., Кадомский Д.Е. // Электричество. – 1988.– №6. – С. 46–51.

10. Бабушка, И. Численные процессы решения дифференциальных уравнений / И. Бабушка, Э. Витасек, М. Прагер: пер. с англ.; под ред. Г.И. Марчука. – М.: Мир, 1969. – 368 с.
11. Вержбицкий, В.М. Численные методы (математический анализ и обыкновенные дифференциальные уравнения) / В.М. Вержбицкий. – М.: Высш. шк., 2001. – 382 с.
12. Вержбицкий, В.М. Основы численных методов: учебник для ВУЗов / Вержбицкий В.М. – М.: Высш. шк., 2002. – 853 с.
13. Хеминг, Р.В. Численные методы / Р.В. Хеминг: пер. с англ.; под ред. Р.С. Гутера. – М: Наука, 1968. – 400 с.
14. Деккер, К. Устойчивость методов Рунге-Кутты для жестких нелинейных дифференциальных уравнений / К. Деккер, Я. Вервер: пер. с англ. – Москва: Мир, 1988. – 332 с.
15. Хайрер, Э. Решение обыкновенных дифференциальных уравнений. Жесткие и алгебро-дифференциальные задачи / Э. Хайрер, Г. Ваннер: пер. с англ. – М.: Мир, 1999. – 612 с.
16. Ракитский, Ю.В. Численные методы решения жестких систем / Ю.В. Ракитский, С.М. Устинов, И.Г. Черноруцкий. – М.: Наука, 1979. – 208 с.
17. Lambert, J. D. Computational methods in ordinary differential equations / J. D. Lambert. – New York: John Wiley and Sons Ltd., 1973. – 278 p.
18. Dahlquist, G. Convergence and stability in the numerical integration of ordinary differential equations / G. Dahlquist // Math. Scand. – 1959. – Vol. 4. – P. 33–53.
19. Слободская, В.А. Краткий курс высшей математики. / В.А. Слободская. – М.: Высш. шк., 1969. – 544 с.
20. Butcher, J. C. Numerical methods for ordinary differential equations: early days in the birth of numerical analysis / J. C. Butcher. - 2nd ed. - USA: John Wiley & Sons, 2008. – 425 p.

21. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. - М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
22. Watson, N. Power systems electromagnetic transients simulation / N. Watson, J. Arrillaga. - 2nd edn. – London, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2007. - 449 p.
23. Kundur, P. Power system stability and control / P. Kundur. – New York: McGraw-Hill Inc., 1994. – 1199 p.
24. Snider, L. Today's power system simulation challenge: High-performance, scalable, upgradable and affordable COTS-based real-time digital simulators / L. Snider, J. Bélanger, G. Nanjundaiah // 2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India. – New Delhi, India. - 2010. – P. 1–10.
25. Forsyth, P.A. Testing firing pulse controls for a VSC based HVDC scheme with a real time timestep $< 3 \mu\text{s}$ / P.A Forsyth., T.L. Maguire, D. Shearer, D. Rydmell // International Conference on Power Systems Transients. – Kyoto, Japan. - 2009. – P. 1–5.
26. Нудельман, Г.С. Применение технологий моделирования в развитии инновационных направлений электроэнергетики / Г.С. Нудельман, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // Релейщик. – 2014. – №2(18). – С. 16–19.
27. Yang, B.-M. Verification of hybrid real time HVDC simulator in Cheju-Haenam HVDC systems / B. Yang, C. Kim, G. Jung, Y. Moon // Journal Electrical Engineering Technology – 2006. – Vol. 1. – P. 23–27.
28. Liu, Z.H. Modeling and simulation research of large-scale AC/DC hybrid power grid based on ADPSS / Z.H. Liu, Y. Wang, J.M. Chen, Y.R. Guo, X.G. Wang, Z.Q. LI, D.X. Du, X. Li // 2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). – Kowloon, Hong Kong. - 2014. – P.1–6.
29. Zhang, Y. Development and analysis of applicability of a hybrid transient simulation platform combining TSA and EMT elements / Y. Zhang, A.M. Gole, W.

Wu, B. Zhang, H. Sun // IEEE Transaction on power system. – 2013. – Vol. 5(1). – P. 357–366.

30. Cole, S. Robust modeling against model-solver interactions for high-fidelity simulation of VSC HVDC systems in Eurostag / S. Cole, B. Haut // IEEE Transactions on power systems. – 2013. – Vol. 28(3). – P. 2635–2638.

31. Kosterev, D. Model validation for the August 10, 1996 WSCC System Outage / D. Kosterev, C. Taylor, W. Mittelstadt // IEEE Transactions on Power Systems. – 1999. - Vol. 14(3). – P. 967 – 979.

32. Huang, Z. Model validation of power system components using hybrid dynamic simulation / Z. Huang, T. Nguyen, D. Kosterev, R. Guttromson // IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition. – Dallas, USA. – 2006. – P. 1-8.

33. Kosterev, D. Hydro turbine-governor model validation in Pacific Northwest / D. Kosterev // IEEE Transactions on power systems. – 2004. - Vol. 19 (2). – P.1144-1149.

34. Cai, J. Current status and experience of WAMS implementation in North America / J. Cai, Z. Huang, J. Hauer, K. Martin // IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific. – Dalian, China. – 2005. – P. 1-7.

35. Muljadi, E. Understanding dynamic model validation of a wind turbine generator and a wind power plant / E. Muljadi, Y. Zhang, V. Gevorgian, D. Kosterev // 2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). - Milwaukee, USA. – 2016. - P. 1-5.

36. Zhang, Y. Wind power plant model validation using synchrophasor measurements at the point of interconnection / Y. Zhang, E. Muljadi, D. Kosterev, M. Singh // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2015. – Vol.6 (3). – P. 984-992.

37. Overholt, P. Improving reliability through better models: using synchrophasor data to validate power plant models / P. Overholt, D. Kosterev, J. Eto, S.

Yang, B. Lesieutre // IEEE Power and Energy Magazine. – 2014. – Vol. 12 (3). – P. 44-51.

38. Villella, F. PEGASE Pan-European test-beds for testing of algorithms on very large scale power systems / F. Villella, S. Leclerc, I. Erlich, S. Rapoport // 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). - Berlin, Germany. – 2012. – P. 1-9.

39. Stojšavljević, M. Monitoring of power system dynamics during reconnection of 1st and 2nd UCTE synchronous zones / M. Stojšavljević, D. Nemec, I. Toljan // Proceedings of the CIGRE Paris Session. – Paris, France. - 2006. - P.1-9.

40. Sattinger, W. Dynamic modeling and stability calculations approach / W. Sattinger // International scientific Conference Monitoring of power system dynamic performance. – Moscow, Russia. – 2006. - P. 1-8.

41. Материалы Проекта синхронного объединения энергосистем IPS/UPS и UCTE [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=ips_ups_ucte (дата обращения: 03.08.2018).

42. Grobovoy, A. Realization of the East-West Interconnection project should be started with a full-scale experiment / A. Grobovoy, A. Rabotin, N. Lizalek, M. Stubbe, A. Germond // CIGRE Conference «For synchronous operation of the East-West Interconnection». – Saint-Petersburg, Russia. – 2003.

43. Grobovoy, A. Full-scale experiment in the Siberian Interconnected Power System / A. A. Grobovoy, Y. Sheglov, A. Germond, N. Bondareva, B. Trémérie // IEEE/PES-CIGRE Symposium. Montreal, Canada. – 2003.

44. Grobovoy, A. Full Scale Experiment of the East-West Interconnection / A. A. Grobovoy, B.J. Trémérie, N. Bondareva, M. Stubbe, A. Germond // 2004 Fault and Disturbance Analysis Conference. - Atlanta, USA. - 2004.

45. Bondareva, N. Comparison of the results of full-scale experiment and long term dynamics simulation in the Siberian Interconnected Power System / N. Bondareva, D. Kolotovkin, R. Cherkaoui, A. Germond, A. Grobovoy, M. Stubbe // Bulk Power System Dynamics and Control. - Cortina d'Ampezzo, Italy. – 2004. – P. 1-3.

46. Kopse, D. Applying a wide-area measurement system to validate the dynamic model of a part of European power system / D. Kopse, U. Rudez, R. Mihalic // Electric Power Systems Research. – 2015. – Vol. 119. – P. 1-10.
47. Смирнов, А.Н. Верификация цифровых динамических моделей крупных энергообъединений по данным СМПП: дисс. на соискание степени канд. техн. наук / Смирнов Андрей Николаевич – Санкт-Петербург, 2013. – 202 с.
48. Герасимов, А. С. Об опыте верификации цифровых и физических моделей энергосистем / А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, А.Н. Смирнов // Электрические станции. – 2010. – №11. – С. 11-19.
49. Аюев, Б.И. Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС / Б.И. Аюев, А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, Ю.А. Куликов // Электричество. – 2008. – №5. – С. 2–7.
50. Transtrum, M. Information geometry for model verification in energy systems / M. Transtrum, A. Saric, A. Stankovic // 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC). - Genoa, Italy. – 2016. – P. 1-7.
51. Wang, Y. Comprehensive modeling and parameter identification of wind farms based on wide-area measurement systems / Y. Wang, L. Chao, L. Zhu, G. Zhang, X. Li, Y. Chen // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. – 2016. – Vol. 4 (3). – P. 383-393.
52. Zhao, D. Hybrid data simulation based model validation method for solar PV plant / D. Zhao, C. Li, J. Ma, M. Qian, Y. Liu, L. Zhang, L. Zhu // International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015). - Beijing, China. – 2015. – P. 1-6.
53. Ciapessoni, E. Cascading simulation techniques in Europe: The PRACTICE experience / E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Pitto // IEEE PES General Meeting. - Vancouver, Canada. – 2013. - P. 1-6.
54. Ciapessoni, E. Cascadings in large power systems: benchmarking static vs. time domain simulation / E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Pitto // IEEE PES General Meeting. - Washington, USA. – 2014. - P. 1-5.

55. Ciapessoni, E. Risk evaluation in power system contingency analyses / E. Ciapessoni, D. Cirio, E. Gaglioti, S. Massucco, A. Pitto, F. Silvestro // CIGRE Session. - Paris, France. - 2010. – P. 1-6.
56. Ciapessoni, E. A risk-based methodology for operational risk assessment and control of power systems / E. Ciapessoni, D. Cirio, S. Massucco, A. Pitto // 17th Power System Computation Conference. - Stockholm, Sweden. - 2011. – P. 1-6.
57. Кузьмичев, В.А. Ретроспективный анализ работы устройств РЗА в ЕНЭС / В.А. Кузьмичев, Е.В. Коновалова, С.Н. Сахаров, А.Ю. Захаренков // Релейная защита и автоматизация. - 2012. - №1(6). - С. 60-65.
58. Воропай, Н.И. Анализ статистики отказов РЗА на микропроцессорной базе с точки зрения их учета при моделировании каскадных аварий / Н.И. Воропай, Н.Е. Саратова // Доклады 3-ей Международной Научно-технической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование». - Екатеринбург, Россия. - 2008.
59. Atputharajah, A. Power system blackouts—Literature review / A. Atputharajah, T. Saha // International Conference Industrial Information System. - Sri Lanka, Sri Lanka. – 2009. - P. 460–465.
60. Horowitz, S. Blackouts and relaying considerations — Relaying philosophies and the future of relay systems / S. Horowitz, A. Phadke // IEEE Power Energy Magazine. - 2006. – Vol. 4(5). - P. 60–67.
61. Andersson, G. Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance / G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, N. Hatziargyriou and et al // IEEE Transactions on power systems. – 2005. - Vol. 20(4). – P. 1922-1928.
62. IEEE Working group on understanding, prediction, mitigation and restoration of cascading failures. Benchmarking and validation of cascading failure analysis tools / IEEE Transactions on power systems. - 2016. – Vol. 31(6). - P. 4887-4900.

63. Hybrid Systems: Computation and Control [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.hscconference.org> (дата обращения: 03.08.2018).

64. Суворов, А.А. Проблема верификации средств моделирования электроэнергетических систем и концепция ее решения / А.А. Суворов, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, М.В. Андреев // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. - 2017 - №. 1. - С. 11-23.

65. Погосян, Т.А. Погрешность расчетов электромеханических переходных процессов в электрических системах / Т.А. Погосян // Электричество. - 1984. - №3. - С. 54-56.

66. McLaren, P.G. A real time digital simulator for testing relays / P.G. McLaren, R. Kuffel, R. Wierckx, J. Giesbrecht, L. Arendt // IEEE Transaction on Power Delivery. – 1992. – Vol. 7. - P. 207–210.

67. Kuffel, R. RTDS - a fully digital power system simulator operating in real time / R. Kuffel, J. Giesbrecht, T. Maguire, R.P. Wierckx, P. McLaren // First International Conference Digital Power System Simulators (ICDS 1995). - Singapore, Singapore. - 1995. - P. 19.

68. Devaux, O. An advanced and powerful real-time digital transient network analyzer / O. Devaux, L. Levacher, O. Huet // IEEE Transaction on Power Delivery. – 1998. – Vol. 13. - P. 421–426.

69. Do, V.Q. HYPERSIM an integrated real-time simulator for power network and control systems / V.Q. Do, J.C. Soumagne, G. Sybille et al. // International Conference Digital Power System Simulators (ICDS 1999). - Vasteras, Sweden. - 1999. - P. 1–6.

70. Krebs, R. NETOMAC real-time simulator – a new generation of standard test modules for enhanced relay testing / R. Krebs, O. Ruhle // IEEE International Conference on Development in Power System Protection. – Amsterdam, Netherlands. - 2004. - Vol. 2. - P. 669–674.

71. Bélanger, J. A modern and open real-time digital simulator of contemporary power systems / J. Bélanger, L.A. Snider, J.N. Paquin, C. Pirolli, W. Li //

International Conference on Power Systems Transients (IPST'2009). - Kyoto, Japan. - 2009. - P. 1–10.

72. Chen, Y. Multi-FPGA digital hardware design for detailed large-scale real-time electromagnetic transient simulation of power system / Y. Chen, V. Dinavahi // IET Generation, Transmission and Distribution. – 2013. - Vol. 7(5). - P. 451-463.

73. Fillatre, O. A powerful tool for simulation of unbalanced phenomena / O. Fillatre, C. Evrard, P. Paschini, A. Bihain, K. Karoui, J.P. Antoine // Fourth International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management. - Hong-Kong, China. – 1997. – P. 1-6.

74. Трещев, И.И. Методы исследования машин переменного тока / И.И. Трещев. - М.: Энергия, 1969. - 235 с.

75. Груздев, И.А. Применение аналоговых вычислительных машин в энергетических системах. Методы исследования переходных процессов / И.А. Груздев, К.П. Кадомская, Л.А. Кучумов. - М.: Энергия, 1970. - 400 с.

76. IEC 60909 Short-circuit current calculation in three-phase A.C. systems. – IEC, 2001. – 10 p.

77. ANSI IEEE Standart C37.5 (US) IEEE Guide for calculation of fault currents for application of A.C. high voltage circuit breakers rated on a total current basis. - Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 1979. – 23 p.

78. ГОСТ 30323-95 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Издательство стандартов, 1993. – 30 с.

79. Крючков, И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крюčkова, В.А. Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.

80. Knight, G. Comparison of ANSI and IEC 909 short-circuit current calculation procedures / G. Knight, H. Sieling // IEEE Transaction on Industry Applications. – 1993. - 29(3). - P. 625-630.

81. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А. Ульянов. - М.: Энергия, 1970. - 520 с.
82. Schlabbach, J. Short-circuit currents / J. Schlabbach. - London, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2008. – 336 p.
83. Зевеке, Г.В. Основы теории цепей / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил, С.В. Страхов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
84. Disturbance report for the power system outage that occurred on the western interconnection on August 10th, 1996 at 15:48 PAST / Western systems Coordinating Council (WSCC). – Salt Lake City: The Council, 1996. – 120 p.
85. Hammad, A. Controls modeling and verification for the Pacific Intertie HVDC 4-Terminal Scheme / A. Hammad, R. Minghetti et al. // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1993. - Vol. 8(1). - P. 367-375.
86. Ramasubramanian, D. Converter model for representing converter interfaced generation in large scale grid simulations / D. Ramasubramanian, Z. Yu, R. Ayyanar, V. Vittal, J. Undrill // IEEE Transactions on Power Systems. - 2017. – Vol. 32(1). - P. 765-773.
87. Гусев, А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем / А.С. Гусев // Известия Вузов. Проблемы энергетики. - 2008. № 9.10/1. - С. 164–170.
88. Андреев, М.В. Концепция и базовая структура всережимного моделирующего комплекса / М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, А.А. Суворов, Н.Ю. Рубан, Р.А. Уфа // Газовая промышленность. - 2017. - № 5 (752). - С. 18-27.
89. Уфа, Р.А. Проблема адекватного моделирования функционирования вставок постоянного тока в электроэнергетических системах и средства её решения (часть 1) / Р.А. Уфа, А.С. Гусев, А.С. Васильев, А.О. Сулайманов, А.А. Суворов // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2017. – №5. – С. 32–46.

90. Андреев, М.В. Исследование влияния управляемых шунтирующих реакторов на режимы работы системы электроснабжения Эльгинского горнодобывающего комбината / М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, Н.Ю. Рубан, А.О. Сулайманов, А.А. Суворов, Р.А. Уфа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. - Т. 327. №7. - С. 46–57.
91. Borovikov, Y. S. A hybrid simulation model for VSC HVDC / Y.S. Borovikov, A.S. Gusev, A.O. Sulaymanov, R.A. Ufa, A.S. Vasilev, M. V. Andreev, N.Y. Ruban, A.A. Suvorov // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2016 – Vol.7 (5). – P. 2242-2249.
92. Суворов, А.А. Проблема достоверности расчетов токов коротких замыканий в электроэнергетических системах и средства их всережимной верификации / А.А. Суворов, А.С. Гусев, М.В. Андреев, С.А. Ставицкий // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2018. - №2. - С. 13-25.
93. Andreev, M. Application of Hybrid real-time power system simulator for research and setting a momentary and sustained fast turbine valving control / M. Andreev, Y. Borovikov, A. Gusev, A. Sulaymanov, N. Ruban, A. Suvorov, R. Ufa // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2018. – Vol. 12(1). - P. 133 – 141.
94. Suvorov, A. Increase in simulation accuracy of self-starting motors used for relay protection and automatic equipment / A. Suvorov, Y. Borovikov, A. Gusev, A. Sulaymanov, M. Andreev, N. Ruban, R. Ufa // Electrical Engineering. – 2017. - Vol. 99(3). - P. 959-968.
95. Андреев, М.В. Практическое применение всережимного моделирующего комплекса электроэнергетических систем / М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, А.А. Суворов, Н.Ю. Рубан, Р.А. Уфа // Газовая промышленность. - 2017. - № 6 (753). - С. 94-104.
96. Караев, Р.И. Переходные процессы в линиях большой протяженности / Р.И. Караев. - М.: Энергия, 1978. – 191 с.

97. Андреев, М.В. Достоверизация телеизмерений оперативно-информационного комплекса электроэнергетических систем / М.В. Андреев, А.А. Суворов, С.А. Ставицкий. - РОСПАТЕНТ. - Свидетельство №2017663132. - 24.11.2017.
98. СО 153-34.20.576-2003 Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 14 с.
99. Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
100. Веников, В.А. Самовозбуждение и самораскачивание в электрических системах / В.А. Веников, Н.Д. Анисимова, А.И. Долгинов и др. - М.: Высшая школа, 1964. – 197 с.
101. Литкенс, И.В. Колебательные свойства электрических систем / И.В. Литкенс, В.И. Пуго. - М.: Энергоатомиздат, 1988. – 216 с.
102. Рюденберг, Р. Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок / Р. Рюденберг: пер. с нем.; 3-е изд., перер. - Л.: Энергия. Ленинградское отделение, 1980. – 578 с.
103. Важнов, А.И. Электрические машины: учебник для ВУЗов / А.И. Важнов. - Л.: Энергия, 1969. – 768 с.
104. Литкенс, И.В. Учет взаимного влияния регулирования возбуждения и скорости турбоагрегата при анализе статической устойчивости электрической системы / И.В. Литкенс, С.Г. Отморский, В.И. Пуго, С.С. Усова // Электричество. – 1992.– №9. – С. 8–14.
105. Баринов, В.А. Развитие математических моделей и методов для решения задач управления режимами работы и развития энергосистем / В.А. Баринов, Л.Г. Мамиконянц, В.А. Строев // Электричество. – 2005. - № 7. – С. 8-22.
106. Груздев, И. Д. Определение настроек АРВ для совокупности режимов энергосистемы / И.Д. Груздев, Е.Л. Торопцев, С.М. Устинов // Электричество. - 1986. - № 4. - С. 11–15.

107. Литкенс, И. В. Выбор настроек АРВ в многомашинной энергосистеме / И.В. Литкенс, Н.Г. Филинская // Электричество. - 1986. - № 4. - С. 15-19.

108. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики: учебник для вузов / Под ред. В. А. Веникова. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Высшая школа, 1981. – 288 с.

109. Цукерник, Л. В. Многообразие видов нарушения статической устойчивости электроэнергетических систем / Л.В. Цукерник // Вопросы устойчивости электрических систем. Сборник научных трудов института Энергосетьпроект. – 1985. - С. 11-12.

110. Гуриков, О.В. Разработка методики настройки системных стабилизаторов зарубежного типа с использованием частотных методов анализа / О.В. Гуриков, А.С. Зеленин, Д.А. Кабанов // Электрические станции. - 2015. - №12. - С. 9-17.

111. Веников, В.А. Статическая устойчивость как частный случай динамической устойчивости электрических систем / В.А. Веников, Р.Э. Мариносян // Электричество. - 1981. - №6. - С. 6-9.

112. Мелешкин, Г.А. Устойчивость энергосистем: монография / Г.А. Мелешкин, Г.В. Меркурьев. - Книга 1. - СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. – 369 с.

113. Воропай, Н.И. Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др.; Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.

114. Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на период 2016 - 2020 годы. Ретроспективный анализ функционирования электроэнергетики Томской области в 2010 – 2014 гг. 329/143-ЭЭС: книга 1 / ЗАО «Сибирский энергетический научно-технический центр». – Новосибирск, 2015. - 155 с.

115. Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: изоляция и перенапряжения в электрических системах: учебник для вузов / В.В Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С Пинталь; под общ. ред. В.П. Ларионова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 464 с.

116. Кадомская, К.П. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: учебник / К.П. Кадомская, Ю.А. Лавров, А.А. Рейхердт – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. – 368 с.

117. Dingxie, G. Comparison and analysis on over-voltage and insulation coordination of UHV AC transmission system between China and Japan / G. Dingxie, Z. Peihong, D. Min, Xx Muhong, H. Huiwen // IEEE Power and Energy Society General Meeting. - Providence, USA. – 2010. - P. 1-7.

118. Zheng, J. A new multi-gap spark switch connected with frequency-dependent network for EHV overvoltage protection applications / J. Zheng, L. Xie, Y. Zhao, L. Wang, Z. Guan // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. - 2012. – Vol. 19. - P. 1369 - 1376.

119. Xue, S. Study of self-excitation over-voltage and switching over-voltage and their suppression measure in ultra-high long distance transmission lines / S. Xue, J. He, L. Xu, J. Sun // Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPE EC). - Wuhan, China. – 2011. - P. 1-4.

120. Макоклюев Б.И. Информационные системы для решения технологических задач на энергообъектах / Б.И. Макоклюев, А.С. Полижаров // Энергетик. - №8. - 2007. - С. 35-36.

121. АРМ СРЗА [Электронный ресурс]. - Компания ПК Бриз. - Режим доступа: <http://www.pk-briz.ru> (дата обращения: 03.08.2018).

122. Carson, T. Wave propagations in overhead wires ground return / T. Carson // Bell System Tech. Journ. – 1926. – Vol. 5(10). - P. 539-554.

123. Андреев, М.В. Исследование измерительной части цифровых устройств релейной защиты / М.В. Андреев, Н.Ю. Рубан, А.А. Суворов, Р.А. Уфа // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. - 2017. - №5. - С. 92-98.

124. Есипович, А.Х. Технология настройки цифровых АРВ сильного действия отечественной структуры / А.Х. Есипович, Д. А. Кабанов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. - №1 (74). – С.113-126.

125. Филиппова, Н.Г. Развитие и совершенствование методов анализа статической устойчивости и синтеза динамических свойств объединенных энергосистем / Н.Г. Филиппова // Электричество. - 2007. - № 9. - С. 26-33.

126. Веников, В. А. Об упрощенном анализе переходных процессов в электрических системах при малых возмущениях / В.А. Веников, Е.Д. Карасев, В.А. Строев // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1977. - № 6. – С. 77-84.

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

128. Богорад, А.М. Автоматическое повторное включение в энергосистемах / А.М. Богорад, Ю.Г. Назаров. - М.: Энергия, 1969. – 336 с.

129. Расковалов, Ю.В. О времени горения дуги на отключённой фазе ВЛ 500 кВ в цикле ОАПВ / Ю.В. Расковалов, Е.А. Лир // Электрические станции. - №12. – 2009. – С. 36-39.

130. Ефремов, В.А. ОАПВ: опыт разработки и применения / В.А. Ефремов // Релейная защита и автоматизация. - 2014. - №3. - С. 40-43.

131. Андреюк, В.А. Соотношение между внешними и внутренними параметрами синхронной машины / В.А. Андреюк // Электрические станции. - №11. - 2010. - С. 20-22.

Приложение А. Акты внедрения

АКТ

об использовании результатов диссертационной работы
«Всережимная верификация средств моделирования электроэнергетических
систем»

Суворова Алексея Александровича

Результаты данной диссертационной работы актуальны для более полного и достоверного анализа нормальных, аварийных и послеаварийных режимов и процессов в Единой национальной электрической сети Томской области, а также условий работы силового оборудования, релейной защиты и автоматики, осуществляемого в настоящее время с помощью различных программно-вычислительных комплексов.

Зам. генерального директора
ОАО «Томские магистральные сети»



Ю.А. Карманов

УТВЕРЖДАЮ
 Генеральный директор АО «ИАЭС»
 А.К. Ландман
 2018 г.



АКТ

об использовании результатов диссертационной работы
 «Всережимная верификация средств моделирования
 электроэнергетических систем»
 Суворова Алексея Александровича

Теоретические и практические результаты диссертационной работы А.А. Суворова, представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук, используются для оценки корректности функционирования устройств автоматики ликвидации асинхронных режимов (АЛАР). Особенную ценность представила предоставляемая разработанными средствами возможность проверки работы устройств в сложных переходных режимах, например, при переходе системы из режима короткого замыкания в асинхронный режим. Это позволило показать правильность функционирования алгоритмов работы первой и второй ступеней АЛАР, используемых в комплексе противоаварийной автоматики многофункциональном (КПА-М), разработанном акционерным обществом "Институт автоматизации энергетических систем" (АО "ИАЭС").

Заместитель генерального директора



Петров А.Э.

Заведующий отделом ТАЭС



Глазырин В.Е.

Приложение Б. Результаты расчета установившегося нормального схемно-режимного состояния ТЭЭС

Таблица Б.1 - Напряжения в узлах и токи в ЛЭП

Наименование узла тестовой ЭЭС	Напряжение, кВ		ΔU , %	Диспетчерское наименование ЛЭП	Ток, кА		ΔI , %
	Eurostag	ВМК РВ ЭЭС			Eurostag	ВМК РВ ЭЭС	
Ново-Анжерская-500	530,97	531,91	0,18	ВЛ-526	0,146	0,122	19,67
Томская-500	515,62	521,8	1,18	ВЛ-527	0,392	0,358	9,50
Каргасок-220	245,04	245	0,02	Т-218	0,082	0,099	17,17
Завьялово-220	244,94	246	0,43	Т-203	0,171	0,176	2,84
Вертикос-220	244,5	247	1,01	Т-204	0,171	0,176	2,84
Раскино-220	244,15	248,24	1,65	Т-213	0,13	0,149	12,75
Чапаевка-220	242,38	245	1,07	ТВ-221-1	0,23	0,25	8,00
НВГРЭС-220	241,82	243,96	0,88	ТВ-231-1	0,23	0,251	8,37
Советско-Сосниская-220	239,76	241,7	0,80	Т-205	0,074	0,069	7,25
Парабель-220	238,34	244,62	2,57	Т-211	0,05	0,046	8,70
Томская-220	236,99	236,75	0,10	Т-212	0,05	0,047	6,38
Асино-220	236,79	237,9	0,47	Т-210	0,149	0,11	35,45
Чажемто-220	236,4	241	1,91	Т-214	0,042	0,042	0,00
Орловка-220	235,41	236	0,25	С134-135	0,287	0,227	26,43
ГПП220-220	235,09	235,75	0,28	Т-202	0,153	0,177	13,56
ТЭЦ3-220	235,06	235,5	0,19	Т-201	0,127	0,144	11,81
СХК-220	234,87	235,86	0,42	Т-2	0,091	0,115	20,87
Восточная-220	234,62	234,16	0,20	С115-122	0,044	0,066	33,33
Володино-220	234,56	237,94	1,42	С-120	0,048	0,05	4,00
Ново-Анжерская-220	234,35	233,87	0,21	Т-4А	0,068	0,07	2,86
Мельниково-220	233,64	238	1,83	Т-208	0,224	0,208	7,69
Зональная-220	233,63	233,8	0,07	АТ-216	0,027	0,02	35,00
Советско-Сосниская-110	128,01	131,75	2,84	АТ-215	0,061	0,06	1,67
Стрежевое-110	125,29	126,75	1,15	С107-108	0,189	0,19	0,53
Игольская-110	124,66	123,42	1,00	С-5-6	0,596	0,601	0,83
Чапаевка-110	123,4	122,1	1,06	С-9	0,041	0,051	19,61
Моисеевская-110	122,8	122	0,66	С-8	0,061	0,069	11,59
Раздольное-110	122,69	121,5	0,98	Т-4	0,068	0,055	23,64
ГРЭС2-110	122,26	124,8	2,04	С-10	0,036	0,044	18,18
Зональная-110	121,76	123,33	1,27	С-7	0,034	0,044	22,73
Восточная-110	121,74	123,88	1,73	ВП-35	0,18	0,26	30,77
Кожевниково-110	121,65	121,83	0,15	С-84	0,043	0,051	15,69
Солнечная-110	121,57	123,5	1,56	С-82-83	0,45	0,462	2,60
Коммунальная-110	121,55	123,8	1,82	С-80-81	0,243	0,238	2,10
Октябрьская-110	121,43	122,7	1,04	С-85	0,031	0,021	47,62
Бройлерная-110	121,13	123,18	1,66	С-1	0,134	0,105	27,62
Каштак-110	120,93	122	0,88	С-2	0,134	0,117	14,53
Каргасок-110	120,86	124,66	3,05	С-3	0,112	0,146	23,29
Вахская-110	120,79	124,7	3,14	С-4	0,112	0,148	24,32
ТЭЦ3-110	120,78	118,84	1,63	Г2-К-35	0,28	0,294	4,76
СХК-110	120,34	121,01	0,55	С-3505	0,051	0,081	37,04
Малиновка-110	120,05	122,24	1,79	С-БМ	0,05	0,049	2,04
Лугинецкая-110	119,36	119,4	0,03	ТВ-221-2	0,228	0,249	8,43

Продолжение таблицы Б.1

ГПП220-110	119,18	121,92	2,25	ТВ-231_2	0,228	0,248	8,06
Асино-110	118,98	120,75	1,47	Т-219	0,024	0,027	11,11
Мельниково-110	118,5	118	0,42	Т-220	0,024	0,027	11,11
Парабель-110	118,39	121,3	2,40	ВЧ-222	0,179	0,174	2,87
Тарская-110	118,34	120,51	1,80	ВЧ-232	0,179	0,175	2,29
КС2-110	118,33	121,45	2,57	С-23-33	0,16	0,177	9,60
Чажемто-110	118,11	120,01	1,58	С-22-32	0,045	0,051	11,76
Володино-110	118,08	118,14	0,05	С-41	0,026	0,025	4,00
Ломовая-110	117,39	115,83	1,35	С-15-16	0,14	0,12	16,67
Коломенские гривы-110	117,3	119,35	1,72	С-18	0,074	0,083	10,84
ГПП3-110	116,33	115,64	0,60	С-28-38	0,116	0,116	0,00
Катыльгинская-110	115,69	113,6	1,84	ЧП-223	0,157	0,136	15,44
Леврбережная-110	115,67	116,8	0,97	ЧП-223	0,157	0,137	14,60
Колпашево-110	115,49	119,5	3,36	С-40	0,093	0,097	4,12
Пиковая-110	115,36	119,77	3,68	С-51-52	0,075	0,074	1,35
Советско-Сосниская-35	41,9	42,3	0,95	С-7А	0,036	0,055	34,55
Октябрьская-35	40,5	39,02	3,79	С-7Б	0,058	0,061	4,92
ГРЭС2-35	40,38	40,27	0,27	ПВ-234-1	0,053	0,048	10,42
Восточная-35	38,74	40,09	3,37	С-101	0,025	0,038	34,21
Пиковая-35	37,85	38,46	1,59	С-102	0,025	0,034	26,47
Каштак-35	37,16	38,33	3,05	С-103-1	0,215	0,188	14,36
Октябрьская-10	11,58	11,18	3,58	С-104-1	0,215	0,186	15,59
Ново-Анжерская-10	11,55	11,76	1,79	С-103-2	0,208	0,177	17,51
ГРЭС2-10	11,45	11,63	1,55	С-103-2	0,208	0,177	17,51
Стрежовое-10	11,39	11,7	2,65	С-109	0,151	0,124	21,77
Раздольное-10	11,15	10,91	2,20	С-110	0,151	0,126	19,84
Завьялово-10	11,11	11,14	0,27	С-140	0,077	0,073	5,48
Восточная-10	11,07	11,12	0,45	С-141	0,077	0,074	4,05
Вертикос-10	11,07	10,92	1,37	С-97	0,03	0,025	20,00
Восточная-10	11,06	10,86	1,84	С-98	0,03	0,024	25,00
Кожевниково-10	11,06	10,82	2,22	ПВ-224-1	0,022	0,021	4,76
Чапаевка-10	11,02	11,04	0,18	ПВ-224-2	0,026	0,029	10,34
Бройлерная-10	11,01	11,12	0,99	ПВ-234_3	0,019	0,018	5,56
ТЭЦ3-10	10,98	10,98	0,00	ПВ-224-3	0,036	0,031	16,13
Вахская-10	10,98	11,33	3,09	ВР-227	0,031	0,049	36,73
СХК-10	10,94	10,94	0,00	ВР-237	0,031	0,05	38,00
Каргасок-10	10,92	10,93	0,09	РЧ-225	0,057	0,08	28,75
Парабель-10	10,86	11,03	1,54	РЧ-235	0,057	0,083	31,33
Раскино-10	10,83	10,85	0,18	ЧС-226	0,135	0,16	15,63
Пиковая-10	10,81	10,93	1,10	ЧС-236	0,135	0,161	16,15
КС2-10	10,76	11,02	2,36	НСС-1	0,256	0,296	13,51
Ломовая-10	10,67	10,62	0,47	НСС-2	0,256	0,292	12,33
Каштак-10	10,62	10,97	3,19	СС-3	0,084	0,081	3,70
Зональная-10	10,54	10,65	1,03	СС-4-1	0,147	0,139	5,76
Катыльгинская-10	10,52	10,36	1,54	СВ-5_1	0,137	0,135	1,48
Асино-10	10,49	10,88	3,58	СС-4-2	0,074	0,072	2,78
ГПП3-10	10,47	10,57	0,95	СВ-5_2	0,068	0,065	4,62
Чажемто-10	10,45	10,85	3,69	С-91-1	0,085	0,083	2,41
Мельниково-10	10,27	10,41	1,34	С-92-1	0,085	0,082	3,66

Продолжение таблицы Б.1

ГПП220-10	10,08	10,31	2,23	С-93	0,063	0,06	5,00
Володино-10	10	10,26	2,53	С-94	0,063	0,065	3,08
Советско-Сосниская-6	6,83	6,71	1,79	С-91_2	0,05	0,052	3,85
Игольская-6	6,8	6,75	0,74	С-92_2	0,05	0,049	2,04
Лугинецкая-6	6,51	6,51	0,00	ПВ-234-2	0,032	0,029	10,34
Пиковая-6	6,84	6,74	1,48	ПВ-234-1	0,032	0,038	15,79

Таблица Б.2 - Перетоки активной и реактивной мощности в ЛЭП

Диспетчерское наименование ЛЭП	Активная мощность, МВт		ΔP , %	Реактивная мощность, МВар		ΔQ , %
	Eurostag	ВМК РВ ЭЭС		Eurostag	ВМК РВ ЭЭС	
ВЛ-526	71,57	73,04	2,01	91,44	71,98	27,04
ВЛ-527	296,53	303,1	2,17	205,03	168,46	21,71
Т-218	32,21	33,22	3,04	11,87	19,96	40,53
Т-203	53,79	52,98	1,53	46,06	46,24	0,39
Т-204	53,79	52,88	1,72	46,06	44,6	3,27
Т-213	4,86	4,7	3,40	13,37	19,4	31,08
ТВ-221-1	95,09	99,41	4,35	24,51	28,8	14,90
ТВ-231-1	95,09	99,11	4,06	24,51	29,16	15,95
Т-205	19,86	19,54	1,64	23,31	19,31	20,71
Т-211	19,11	19,94	4,16	6,82	11,02	38,11
Т-212	19,11	19,7	2,99	6,82	13,28	48,64
Т-210	5,3	5,58	5,02	60,84	41,51	46,57
Т-214	16,35	16,7	2,10	5,88	9,48	37,97
С134-135	50,46	50,8	0,67	32,5	18,3	77,60
Т-202	62,54	64,02	2,31	25,38	35,35	35,12
Т-201	51,59	52,08	0,94	16,22	25	43,22
Т-2	18,73	19,53	4,10	2,72	4,79	43,22
С115-122	6,91	6,48	6,64	5,84	13,24	55,89
С-120	8,37	8,11	3,21	5,54	4,07	36,12
Т-4А	12,95	12,39	4,52	5,72	3,26	75,46
Т-208	86,21	88,34	2,41	30,84	19,23	60,37
АТ-216	8,61	8,37	2,87	6,86	5,9	16,27
АТ-215	24,91	26,05	4,38	0,48	0,89	46,07
С107-108	17,2	16,43	4,69	36,18	36,66	1,31
С-5-6	85,69	90,71	5,53	92,77	115,15	19,44
С-9	8,59	8,7	1,26	1,62	1,25	29,60
С-8	7,19	6,86	4,81	10,79	12,09	10,75
Т-4	5,73	5,7	0,53	13,12	8,05	62,98
С-10	7,18	7,35	2,31	2,38	3,8	37,37
С-7	6,66	6,4	4,06	2,56	4,75	46,11
ВП-35	2,09	2	4,50	11,61	17,42	33,35
С-84	9,04	9,01	0,33	0,97	2,18	55,50
С-82-83	90,13	91,26	1,24	31,74	35,42	10,39
С-80-81	51,45	50,59	1,70	4,47	3,27	36,70
С-85	4,67	4,5	3,78	4,7	3,34	40,72
С-1	26,12	25,08	4,15	11,52	6,17	86,71
С-2	26,12	25,4	2,83	11,5	12,43	7,48

Продолжение таблицы Б.2

С-3	22,99	24,62	6,62	16,08	15,54	3,47
С-4	22,99	24,62	6,62	16,08	17,86	9,97
Г2-К-35	18,19	18,91	3,81	7,39	8	7,63
С-3505	3,38	3,42	1,17	1,1	1,37	19,71
С-БМ	6,27	6,34	1,10	8,55	8,75	2,29
ТВ-221-2	92,88	96,46	3,71	21,81	35,47	38,51
ТВ-231_2	92,88	97,04	4,29	21,81	36,04	39,48
Т-219	9,97	9,57	4,18	0,57	2,1	72,86
Т-220	9,97	9,44	5,61	0,57	2,75	79,27
ВЧ-222	67,12	67,93	1,19	28,83	25,82	11,66
ВЧ-232	67,12	68,73	2,34	28,83	25,55	12,84
С-23-33	31,5	30,91	1,91	9,17	19,62	53,26
С-22-32	9,19	9,32	1,39	1,59	4,13	61,50
С-41	5,17	4,84	6,82	1,68	1,69	0,59
С-15-16	7,98	8,01	0,37	27,77	24	15,71
С-18	15,1	15,96	5,39	3,44	4,05	15,06
С-28-38	12,09	12,85	5,91	20,36	21,82	6,69
ЧП-223	58,09	56,08	3,58	28,25	26,79	5,45
ЧП-223	58,09	56,11	3,53	28,25	26,47	6,72
С-40	18,81	19,53	3,69	2,93	5,16	43,22
С-51-52	15,05	15,20	0,99	4,09	4,23	3,31
С-7А	2,3	2,31	0,43	7,25	12,15	40,33
С-7Б	5,9	5,64	4,61	10,74	11,49	6,53
ПВ-234-1	0,01	0,01	0,00	21,95	20,26	8,34
С-101	3,75	3,9	3,85	3,45	4,7	26,60
С-102	3,75	3,92	4,34	3,45	4,4	21,59
С-103-1	42,46	40,5	4,84	12,48	8,02	55,61
С-104-1	42,46	40,4	5,10	12,48	8,01	55,81
С-103-2	40,07	38,25	4,76	14,62	11,65	25,49
С-103-2	40,07	38,25	4,76	14,62	11,65	25,49
С-109	24,81	23,43	5,89	18,98	12,01	58,03
С-110	24,81	23,43	5,89	18,98	12,18	55,83
С-140	15,76	15,3	3,01	5,33	4,13	29,06
С-141	15,76	15,28	3,14	5,33	4,82	10,58
С-97	0,02	0,02	0,00	6,3	3,07	105,21
С-98	0,02	0,02	0,00	6,3	3,05	106,56
ПВ-224-1	0,01	0,01	0,00	9,25	8,82	4,88
ПВ-224-2	8,92	8,9	0,22	6,79	9,24	26,52
ПВ-234_3	0,01	0,01	0,00	8,03	7,4	8,51
ПВ-224-3	10,14	10,9	6,97	11,53	19,59	41,14
ВР-227	8,47	9,03	6,20	10,08	15,21	33,73
ВР-237	8,47	8,98	5,68	10,08	16,38	38,46
РЧ-225	11,42	11,7	2,39	21,08	27,88	24,39
РЧ-235	11,42	11,7	2,39	21,08	29,27	27,98
ЧС-226	46,21	46,4	0,41	31,39	36,72	14,52
ЧС-236	46,21	46,35	0,30	31,39	37,02	15,21
НСС-1	107,42	111,9	4,00	10,75	13,97	23,05
НСС-2	107,42	111,2	3,40	10,75	15,57	30,96
СС-3	17,05	16,7	2,10	7,33	9,91	26,03

Продолжение таблицы Б.2

СС-4-1	29,29	28,7	2,06	14,14	16,66	15,13
СВ-5_1	28,64	27,8	3,02	10,39	14,14	26,52
СС-4-2	12,92	12,5	3,36	9,39	10,84	13,38
СВ-5_2	12,75	12,82	0,55	7,26	8,36	13,16
С-91-1	18,22	17,5	4,11	4,92	4,08	20,59
С-92-1	18,22	17,51	4,05	3,92	3,78	3,70
С-93	13,39	12,9	3,80	2,19	3,1	29,35
С-94	13,39	13,10	2,21	2,19	4,4	50,23
С-91_2	10,24	9,84	4,07	3,07	3,16	2,85
С-92_2	10,24	9,84	4,07	1,07	2,65	59,62
ПВ-234-2	0,01	0,01	0,00	13,2	12,12	8,91
ПВ-234-1	0,01	0,01	0,00	13,2	12,48	5,77

Таблица Б.3 - Взаимные углы СМ

Наименование СМ	Взаимный угол, град.		$\Delta\delta$, град.
	Eurostag	ВМК РВ ЭЭС	
Г ТЭЦ-3	58,54	45,92	-12,62
Г СХК	53,72	43,25	-10,47
Г ГРЭС-2	31,36	25,28	-6,08
Г Кожевниково	52,09	40,26	-11,83
Г Лугинецкая	69,81	50,11	-19,70
Г Игольская	87,38	55,25	-32,13
СД ГПП-3	37,13	58,4	21,27
СД Пиковая	31,66	59,71	28,05
СД Володино	45,36	60,81	15,45
СД Чажемто	58,79	61,67	2,88
СД Парабель	51,31	55,89	4,58
СД Лугинецкая	51,26	60,11	8,85
СД Игольская	54,08	61,91	7,83
СД Моисеевская	56,68	62,35	5,68
СД Каргасок	32,37	45,62	13,25
СД Раскино	36,45	41,03	4,58
СД Чапаевка	27,22	46,19	18,97
СД Советско-Соснинская	38,67	46,1	7,44
СД Стрежевое	27,40	67,64	40,24
СД Вахская	34,00	65,67	31,67
СД Раздольное	24,40	67,38	42,98
СД Ломовая	48,92	69,21	20,29
СД Кательгинская	34,35	68,82	34,48

Приложение В. Сравнительный анализ результатов расчета токов коротких замыканий с помощью RTDS и МЭ – ВМК РВ ЭЭС

Исследуемая тестовая схема (рисунок В.1) содержит основные элементы ЭЭС с идентичными всережимными математическими моделями и их параметрами в обоих комплексах: синхронный генератор (СГ) и его системы автоматического регулирования возбуждения и первичного двигателя, аналогично моделируемый генератор неограниченной мощности (ГНМ), блочные трансформаторы ($110\text{-}Y_0/10\text{-}\Delta$), ЛЭП и нагрузка. Для задания аналогичных МЭ - ВМК РВ ЭЭС параметров математической модели СГ в RTDS использовалась методика пересчета внутренних параметров синхронной машины во внешние, предложенная в [131]. Моделировались трехфазное и однофазное КЗ в узле 2, осциллографировались фазные токи и напряжения ЛЭП в узле 1. Полученные осциллограммы (рисунки В.2-В.5) демонстрируют совпадение переходных процессов. Это подтверждает обоснованные в главе 1 выводы о зависимости ошибки численного интегрирования от количества пошаговых вычислений, связанных с жесткостью и дифференциальным порядком математической модели. Поскольку исследуемая тестовая схема незначительного объема, проблемы, присущие программно-аппаратным и программно-вычислительным комплексам (RTDS, Arene, Hypersim, Netomac, RT-LAB, Eurostag, PowerFactory и др.) при моделировании более сложных схем ЭЭС (накопление ошибки численного интегрирования, несинхронный обмен, потеря данных и др.), в данном случае существенно не проявляются. Вышеизложенное также подтверждается проведенными сравнениями результатов расчета режимов и процессов в реальной ЭЭС с натурными данными векторных измерений, которые иллюстрируют совпадение на начальной стадии переходных процессов и последующее расхождение [53-56].

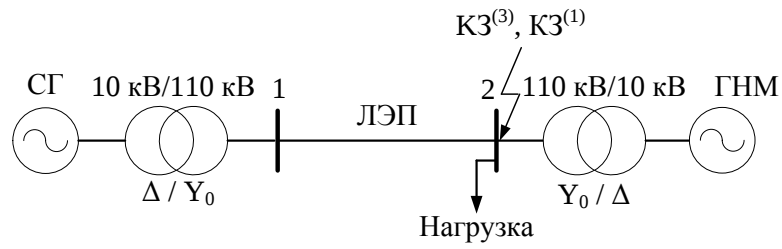
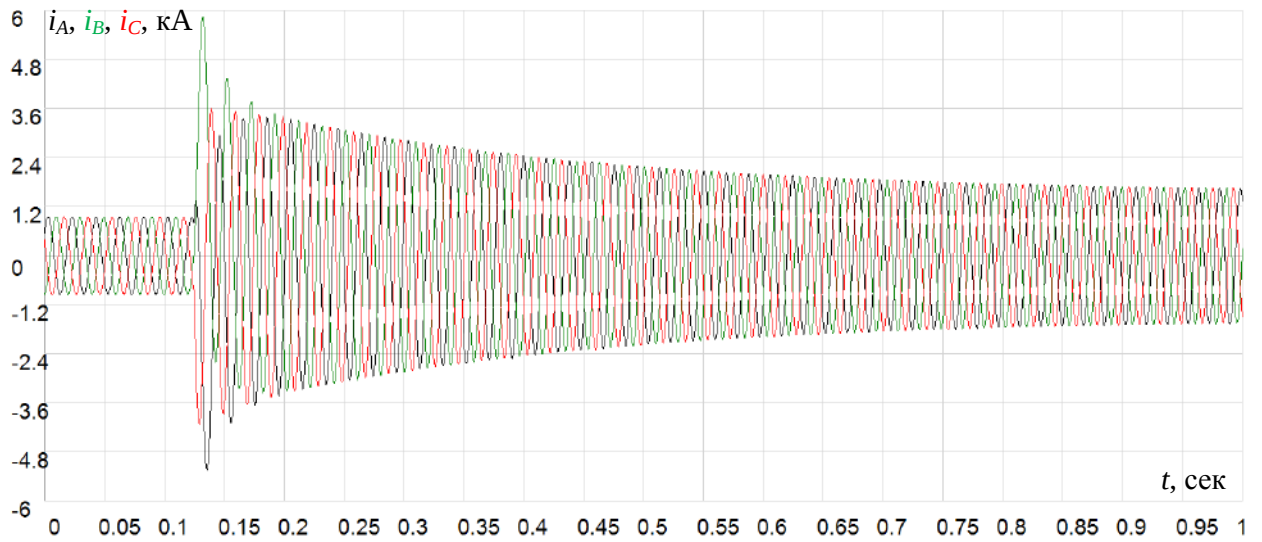
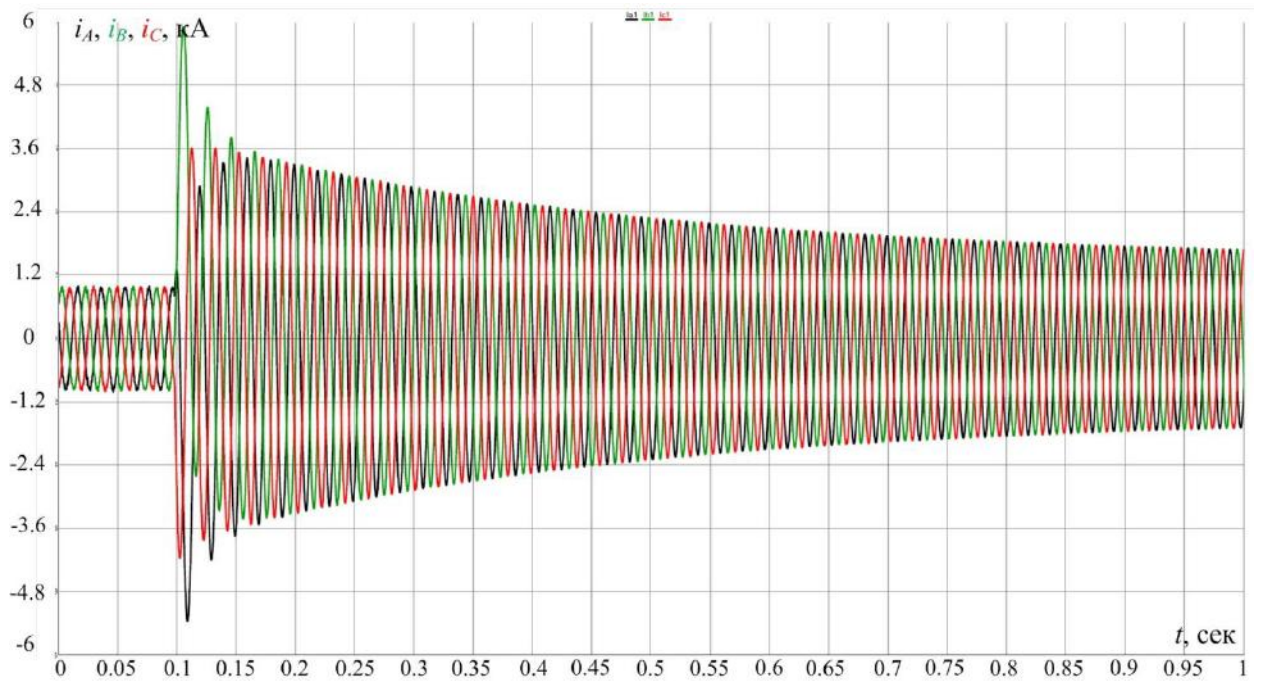


Рисунок В.1 – Тестовая схема в однолинейном исполнении

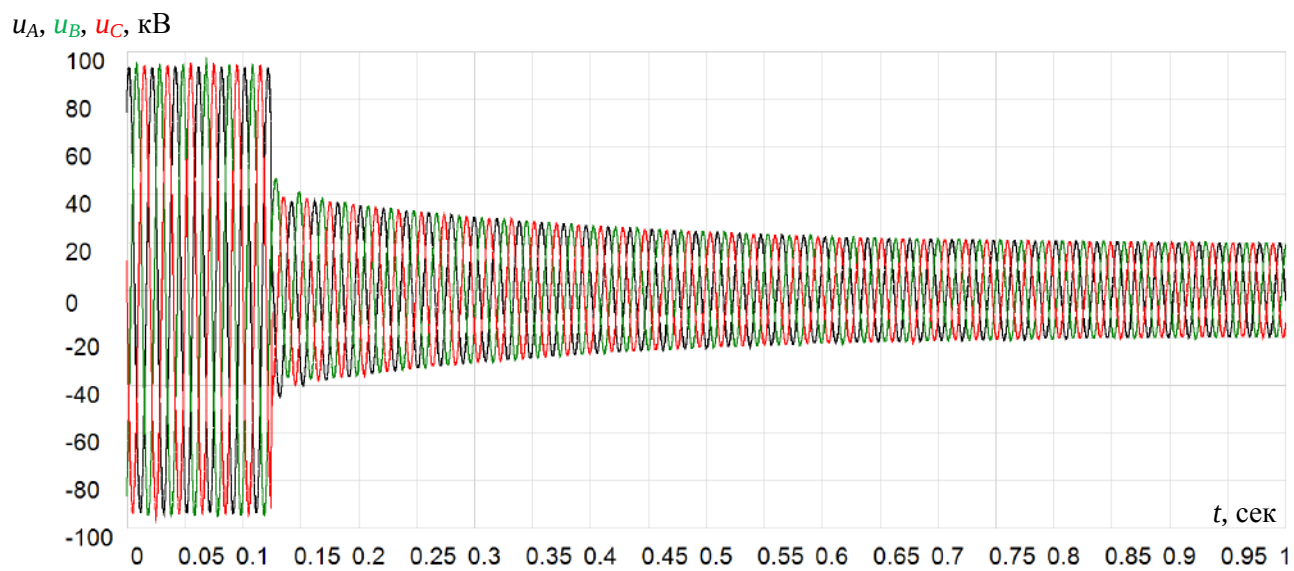


а)

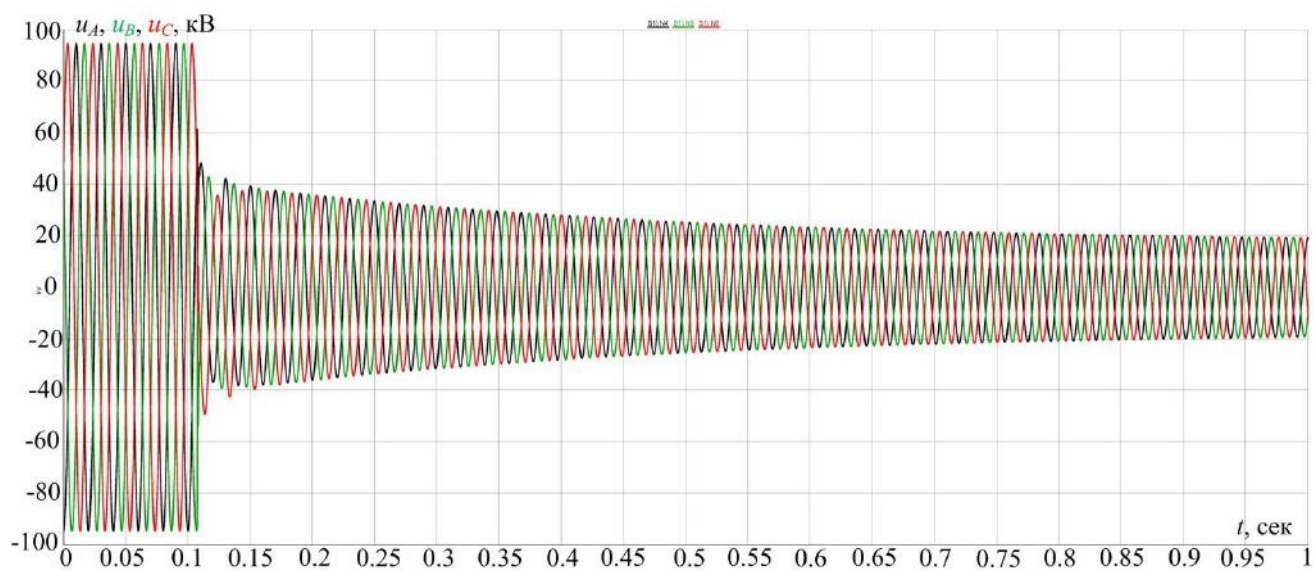


б)

Рисунок В.2 – Осциллограммы фазных токов генератора при трехфазном КЗ, полученные с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС (а); RTDS (б)

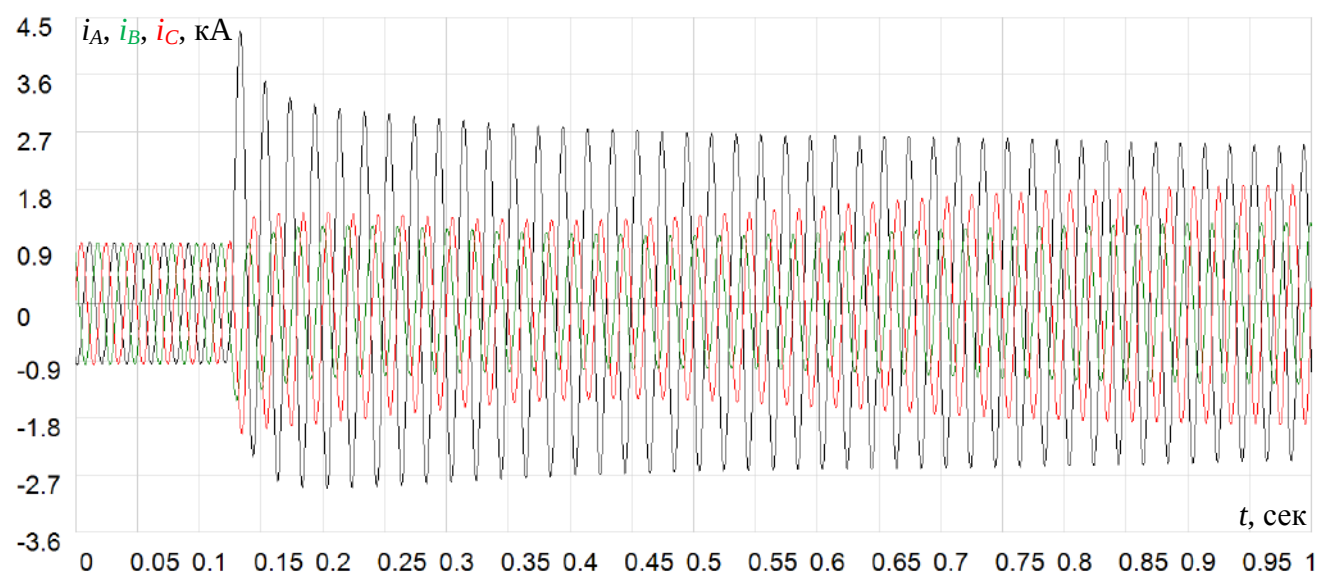


а)

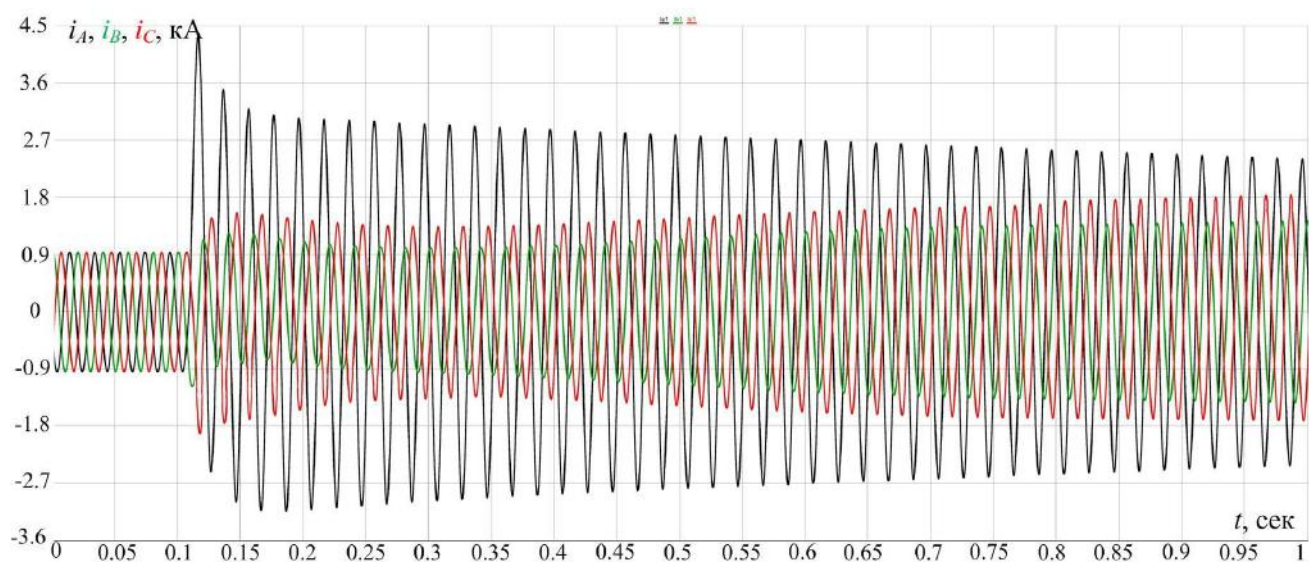


б)

Рисунок В.3 – Осциллограммы фазных напряжений генератора при трехфазном КЗ, полученные с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС (а); RTDS (б)



а)



б)

Рисунок В.4 – Осциллограммы фазных токов генератора при однофазном КЗ, полученные с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС (а); RTDS (б)

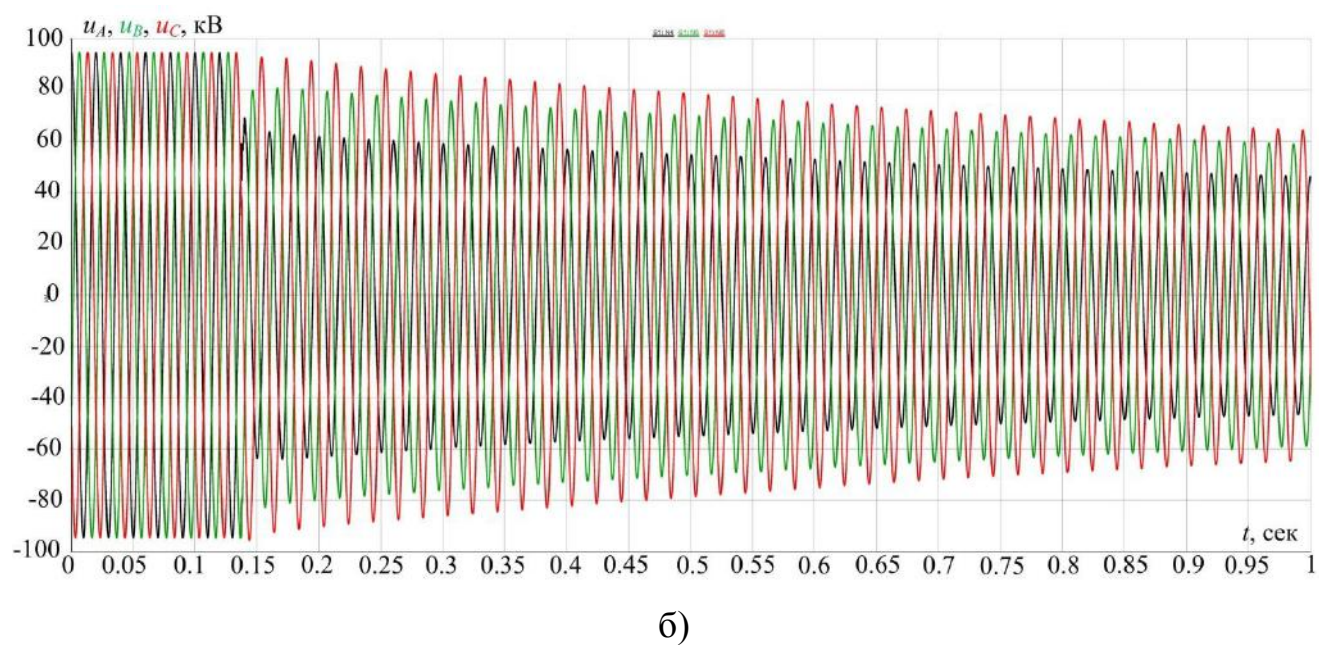
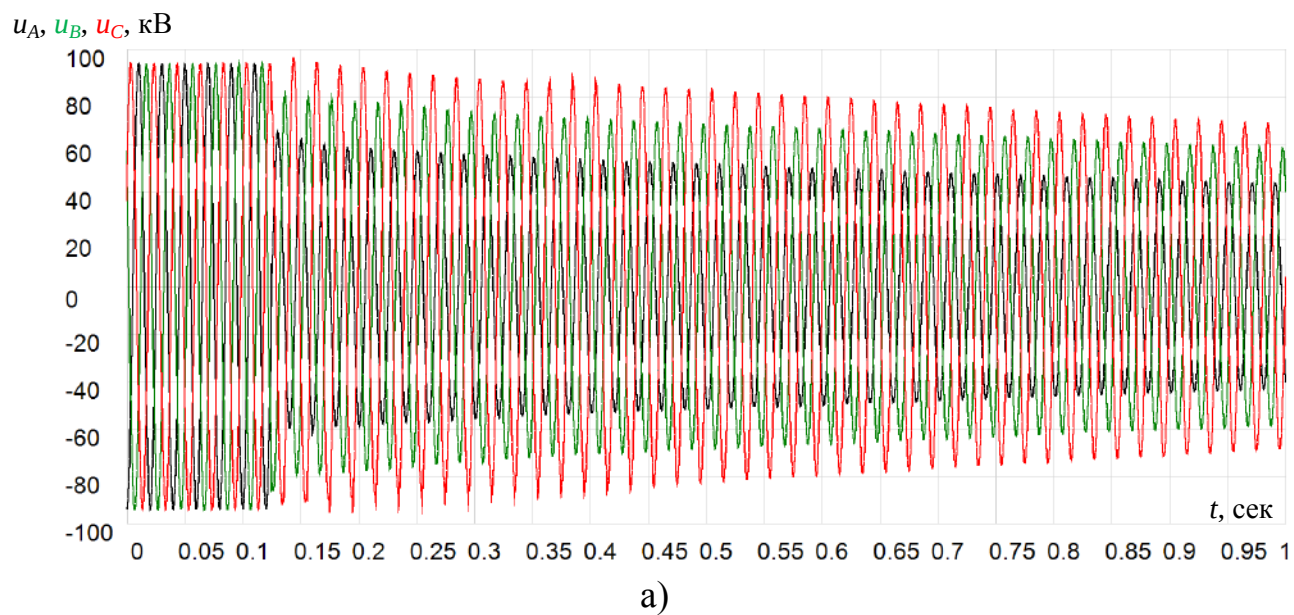


Рисунок В.5 – Осциллограммы фазных напряжений генератора при однофазном КЗ, полученные с помощью МЭ - ВМК РВ ЭЭС (а); RTDS (б)