Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова»

На правах рукописи

Онисова Ольга Александровна

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЁННЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СТАНЦИЯМИ

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
кандидат технических наук, ст. науч. сотр.
Нудельман Года Семёнович

ЧЕБОКСАРЫ – 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....5

1 ЗАДАЧИ ПОСТРОЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЁННЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СТАНЦИЯМИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ.....15

1.1 Характеристика электроэнергетических систем с малыми распределёнными электрическими станциями.....15

1.2 Изменение режимов распределительных сетей при внедрении электростанций малой мощности.....18

1.3 Типы применяемых в распределительных сетях устройств релейной защиты и влияние на них электростанций малой мощности.....20

1.4 Анализ опыта решения задач релейной защиты при внедрении малых распределенных электростанций.....22

1.5 Постановка задачи.....24

1.6 Обоснование методов исследований.....30

1.7 Выводы по главе 1.....36

2 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В УСЛОВИЯХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ МАЛЫХ РАСПРЕДЕЛЁННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ.....37

2.1 Общие положения.....37

2.2 Анализ селективности и чувствительности резервных ступеней токовых защит.....37

2.3 Анализ чувствительности и селективности дистанционных защит.....41

2.4 Сопоставительный анализ чувствительности токовых и дистанционных защит.....49

2.5 Исследование характеристик электромеханических переходных процессов и разработка требований к быстродействию релейной защиты.....51

2.6 Анализ влияния характеристик электромеханических переходных процессов на работу релейной защиты.....55

2.7 Выводы по главе 2.....59

3 РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЁННЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ 62

3.1 Направление исследований 62

3.2 Систематизация расчётных условий для выбора параметров срабатывания максимальных токовых защит 62

3.3 Исследование и совершенствование способов выполнения органа направления мощности 68

3.4 Использование коммуникационных технологий для построения системы релейной защиты 76

3.5 Выводы по главе 3 79

4 ПОСТРОЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЁННЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СТАНЦИЯМИ 81

4.1 Общие принципы 81

4.2 Построение системы релейной защиты в соответствии с принятыми подходами к управлению электростанциями малой мощности в аварийных режимах 82

4.3 Рекомендации по построению системы РЗ при создании малой электростанции в системе электроснабжения комплекса по подготовке и переработке нефти и газа 95

4.4 Выводы по главе 4 101

5 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ 102

5.1 Актуальность задачи. Определение направления совершенствования делительной автоматики по напряжению 102

5.2 Изменения и взаимосвязь параметров режима при снижении напряжения в электрической сети 104

5.3 Разработка алгоритма делительной автоматики по напряжению с контролем реактивной мощности 107

5.4 Подход к выбору параметров срабатывания делительной автоматики по напряжению 109

5.5 Исследование работы делительной автоматики по напряжению 109

5.6 Выводы по главе 5 132

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 133

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ 136

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....138

ПРИЛОЖЕНИЕ А. МАТЕРИАЛЫ О ВНЕДРЕНИИ.....152

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. ПРИМЕРЫ ОБОБЩЁННЫХ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЁННЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ В ФОРМАТАХ ГРАФИЧЕСКИХ РЕДАКТОРОВ МОДЕЛИРУЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ PSCAD И RTDS.....155

ПРИЛОЖЕНИЕ В. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ 159

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И НАПРЯЖЕНИЯ 183

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. В последние годы в энергосистеме России всё активнее используются электростанции малой мощности, подключаемые на уровне распределительных сетей вблизи местной нагрузки, – малые распределённые электрические станции (Distributed Generation Units). Электростанции малой мощности (ЭСММ) находят все более широкое применение в промышленных системах электроснабжения; представляется перспективным их использование для повышения эффективности энергоснабжения коммунально-бытовых объектов (в частности, в рамках выполнения проектов по переводу существующих котельных в когенерационный режим работы); возможности малой энергетики начинают более активно использоваться для решения задачи энергоснабжения районов, удалённых от сетей централизованной энергосистемы.

По данным Российского энергетического агентства прирост генерирующей мощности потребителей в 2010-2012 гг. составил 36 % от прироста мощности традиционной энергетики [1]; в 2014 г. доля выработки электроэнергии электростанциями промышленных предприятий составила 5,5% в общем объёме производства электроэнергии [2]; наблюдается значительный рост числа заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям генерирующих установок потребителей [3, 4]. Положительная тенденция к дальнейшему увеличению количества малых распределённых электростанций в энергосистеме России подкреплена рядом объективных предпосылок, сформировавшихся на современном этапе развития энергетики [5-7]: растущий дефицит генерирующих и сетевых мощностей на фоне высокого износа оборудования энергосистемы; ограниченность инвестиций, выделяемых на реконструкцию существующих объектов энергетики и осуществление нового строительства; необходимость обеспечения энергией районов, удалённых от развитой сетевой инфраструктуры; снижение эффективности функционирования энергосистемы. В сложившихся условиях наиболее перспективным сценарием развития энергосистемы России представляется переход от преимущественно централизованной энергетики к совокупности централизованной и распределённой [7-11].

Серьёзные изменения в энергосистеме, связанные с развитием принципов децентрализованного производства энергии, требуют решения целого комплекса научно-исследовательских задач; среди этих задач одной из наиболее важных является построение релейной защиты (РЗ) как системы, призванной предотвращать развитие и минимизировать последствия аварийных режимов в энергосистеме, в том числе в условиях появления в ней новых элементов. Эта необходимость отмечается рядом специалистов, отражена в концепциях развития крупных энергокомпаний [12-15].

Подключение электростанций к распределительной сети приводит к изменению основных характеристик энергосистемы, на основе которых была сформирована общепринятая концепция построения РЗ. На уровне распределительной сети становится возможным многостороннее питание места повреждения, появляются новые, ранее нехарактерные виды возмущений и аварий, изменяются характеристики электромагнитных и электромеханических переходных процессов. Проблема построения РЗ существенным образом расширяется и усложняется; и при комплексном подходе включает решение двух групп задач:

– связанных с обеспечением требуемого технического совершенства РЗ электрических сетей, прилегающих к точке присоединения ЭСММ;

– связанных с созданием релейной защиты и автоматики (РЗА), устанавливаемой в точке присоединения ЭСММ к электрической сети.

Основные принципы построения РЗ распределительных сетей были заложены в работах Я.С. Гельфанда, В.А. Андреева, М.Л. Голубева, М.А. Шабада и ряда других авторов [16-19]. Развитию РЗ распределительных сетей посвящены работы Новочеркасской школы релейной защиты (В.И. Нагай и др.) [20], направленные на расширение возможностей распознавания сложных аварийных ситуаций и решение задач дальнего резервирования; работы, выполненные в Ивановском государственном энергетическом университете под руководством В.А. Шуина – по совершенствованию защит от однофазных замыканий на землю [21].

Опыт советского времени по построению РЗ при внедрении мини-ТЭЦ отражён в работах М.А. Шабада [22-24]; релейной защите и автоматике систем электроснабжения промышленных предприятий с малыми электростанциями посвящены работы А.В. Беляева [25, 26]. Технические аспекты внедрения малых электростанций, вопросы создания противоаварийной автоматики на уровне распределительной сети отражены в диссертационной работе и публикациях П.В. Илюшина [27, 28]. Системные вопросы, связанные с созданием в энергосистемах малых распределённых электростанций, рассматриваются Н.И. Воропаем, П.М. Ерохиным, Ю.Н. Кучеровым, А.Г. Фишовым [29-32].

Тем не менее, на данный момент времени проработка вопросов построения РЗ энергосистем в условиях внедрения в них ЭСММ представляется недостаточной; отсутствует теоретическая база для принятия обоснованных решений в части РЗ как при подключении малых электростанций к энергосистеме, так и на этапе планирования дальнейшего развития малой распределённой энергетики в России.

Целью работы является совершенствование системы релейной защиты, направленное на обеспечение эффективности её функционирования в условиях подключения к сети малых

распределённых электростанций. Для достижения указанной цели поставлены и решены следующие **основные задачи:**

1. Анализ проблемы построения РЗ распределительных электрических сетей с малыми распределёнными электростанциями.

2. Оценка эффективности функционирования существующей РЗ электрической сети, прилежащей к точке присоединения ЭСММ.

3. Разработка способов повышения технического совершенства РЗ электрической сети, прилежащей к точке присоединения ЭСММ.

4. Разработка принципов построения РЗА, устанавливаемой в точке присоединения ЭСММ.

5. Совершенствование принципов построения делительной автоматики, устанавливаемой в точке присоединения ЭСММ.

Объект и предмет исследований. Объектом исследования являются электрические распределительные сети с электростанциями малой мощности (газотурбинные установки, газопоршневые электростанции, дизельные электростанции на базе синхронных генераторов мощностью до 30 МВт, подключаемые к сети «напрямую»). Предмет исследований – система релейной защиты электрических распределительных сетей с электростанциями малой мощности.

Методы исследований. Для решения поставленных задач применялись методы системного анализа, теоретической электротехники, теоретических основ релейной защиты, математического моделирования электромагнитных и электромеханических переходных процессов. При выполнении работы использовались лицензионные программные и программно-аппаратные инструменты: программно-вычислительный комплекс расчёта электромагнитных и электромеханических переходных процессов PSCAD (Manitoba HVDC Research Centre, Канада), цифровые моделирующие комплексы реального времени RTDS (RTDS Technologies Inc., Канада) и eMEGAsim (OPAL-RT Technologies, Канада).

Научная новизна работы:

1. Результаты анализа проблем построения и эффективности функционирования РЗ электрической сети, прилежащей к точке присоединения ЭСММ.

2. Требования к быстродействию РЗ, определяемые условиями устойчивости генераторов ЭСММ.

3. Способ продольной дифференциальной токовой защиты линии электропередачи, основанный на использовании комплекта защиты, устанавливаемого с одного конца линии, и контролирующего токи своего и удалённого концов.

4. Принцип выполнения дистанционной защиты линии электропередачи с двухсторонним питанием, предусматривающий адаптивное изменение параметров срабатывания на основе удалённых измерений параметров доаварийного режима в узлах присоединения ЭСММ.

5. Подходы к управлению малыми распределёнными электростанциями в аварийных режимах, направленные на оптимизацию требований к РЗ распределительных сетей с ЭСММ; принципы построения комплекса РЗА в точке присоединения ЭСММ.

6. Принцип построения и алгоритм функционирования делительной автоматики, основанный на контроле взаимных соотношений напряжения, значения и направления реактивной мощности в точке присоединения ЭСММ.

Практическая значимость работы:

1. Требования к РЗ распределительных сетей с ЭСММ и рекомендации по составу функций защит, базирующиеся на предложенных подходах к управлению малыми распределёнными электростанциями в аварийных режимах, позволяющие разрабатывать технические решения по построению РЗ электрических сетей при подключении к ним ЭСММ.

2. Рекомендации по выбору расчётных схемно-режимных условий при проектировании токовых защит электрических сетей с ЭСММ от междуфазных коротких замыканий.

3. Рекомендации по выполнению органа направления мощности в составе направленной максимальной токовой защиты, позволяющие обеспечить её селективность в распределительных сетях с ЭСММ.

4. Структурные схемы продольной дифференциальной и дистанционной защит, основанных на использовании удалённых измерений параметров режима, предназначенные для совершенствования функций микропроцессорных устройств защиты.

5. Структурная схема и алгоритм делительной автоматики по напряжению, предназначенной для использования в точке присоединения ЭСММ, и позволяющей избежать излишних отключений станций при аварийных снижениях напряжения во внешней сети.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Результаты анализа эффективности функционирования РЗ электрической сети, прилежащей к точке присоединения ЭСММ.

2. Рекомендации по выполнению органа направления мощности в составе направленной максимальной токовой защиты распределительной сети с ЭСММ.

3. Принципы построения и структурные схемы продольной дифференциальной и дистанционной защит, использующих удалённые измерения параметров режима.

4. Подходы к управлению малыми распределёнными электростанциями в аварийных режимах, принципы построения комплекса РЗА в точке присоединения ЭСММ.

5. Требования к РЗ распределительной сети с ЭСММ и рекомендации по составу функций защит.

6. Принцип построения и алгоритм функционирования делительной автоматики по напряжению.

Достоверность и обоснованность результатов обеспечивается корректным использованием математического аппарата; качественным соответствием аналитических рассуждений и полученных путем моделирования результатов; применением апробированных ведущими научно-исследовательскими организациями и энергокомпаниями мира моделирующих комплексов (PSCAD, RTDS, eMEGAsim); а также обсуждением основных результатов с отечественными и зарубежными специалистами в рамках конференций и дискуссий по опубликованным статьям.

Реализация и внедрение результатов работы

Результаты выполненных исследований и разработок использованы в работе подкомитета С6 Российского национального комитета (РНК) СИГРЭ «Системы распределения энергии и распределённая генерация» при разработке концептуальных вопросов создания систем РЗА объектов малой генерации; в деятельности рабочей группы B5.43 «Coordination of Protection and Automation for Future Networks» Международного совета по большим энергосистемам CIGRE (в составе отчёта № 629 со ссылкой на материалы одной из работ автора); в научно-исследовательских и опытно-конструкторских работах, выполняемых в ОАО «ВНИИР»: «Технологическое присоединение Энергоблока «Первой очереди Комплекса по подготовке и переработке нефти и газа производительностью 1 млн. тонн сырой нефти в год» (Площадка 1) к электрическим сетям ОАО «МРСК Северо-Запада «Комиэнерго» (по заказу ООО «Енисей»), «Расчет режимов работы сетей 6-35 кВ для нужд ОАО «МОЭСК» (по заказу ОАО «МОЭСК»), «Технологическое присоединение ГТЭС «Городецкая» ООО «Росмикс» к электрическим сетям ОАО «МОЭСК» (по заказу ООО «ЦентрИнжЭнергоПроект») (Приложение А).

Научные результаты и положения диссертационной работы используются в учебном процессе в Чувашском государственном университете имени И.Н. Ульянова при подготовке магистров (направление 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника, программа «Автоматика энергосистем») и бакалавров (направление 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника, профиль «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем») в лекционных курсах, на лабораторных занятиях, а также при научном руководстве работой студентов.

Личный вклад автора. Основные задачи диссертационного исследования поставлены и решены соискателем самостоятельно:

1. Выполнен анализ проблемы построения релейной защиты распределительных электрических сетей с малыми распределёнными электростанциями.

2. Дана оценка эффективности функционирования существующей релейной защиты распределительных сетей при подключении к ним электростанций малой мощности.

3. Предложен принцип выполнения и структурная схема дистанционной защиты линии электропередачи с двухсторонним питанием.

4. Исследовано функционирование и даны рекомендации по выполнению органа направления мощности в составе направленной максимальной токовой защиты.

5. Введены в рассмотрение подходы к управлению малыми распределенными электростанциями в аварийных режимах.

6. Разработаны требования к релейной защите распределительных сетей с электростанциями малой мощности и рекомендации по составу и размещению функций защит.

7. Предложены принципы построения комплекса релейной защиты и автоматики (РЗА) в точке присоединения электростанции малой мощности.

8. Разработаны принцип построения, алгоритм функционирования и структурная схема делительной автоматики по напряжению.

Автором разработаны и реализованы на базе цифровых моделирующих комплексов математические модели электрических сетей с электростанциями малой мощности, используемые при решении задач диссертационной работы.

В составе коллектива авторов: предложен способ продольной дифференциальной защиты линии электропередачи, основанный на использовании комплекта защиты, устанавливаемого с одного конца защищаемой линии; даны рекомендации по проектированию токовых защит электрических сетей с электростанциями малой мощности.

Соответствие паспорту специальности. *Соответствие диссертации формуле специальности*: в соответствии с формулой специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» в диссертационной работе целью исследования является совершенствование теоретической и технической базы одной из областей электроэнергетики с целью обеспечения надежного производства, транспортировки и снабжения потребителей электрической энергией.

Соответствие диссертации области исследования специальности: отраженные в диссертации научные положения соответствуют области исследования специальности 05.14.02, а именно:

– к п. 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике» относятся разработанные автором на базе специализированных программных и програмно-аппаратных комплексов модели электрических сетей с малыми

распределёнными электрическими станциями; результаты исследований электрических режимов таких сетей, выполненных с использованием разработанных моделей.

– к п. 9 «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике» относятся результаты анализа проблем построения и эффективности функционирования РЗ электрической сети, прилежащей к точке присоединения ЭСММ; требования к быстродействию РЗ распределительных сетей; способ продольной дифференциальной токовой защиты линии электропередачи; принцип выполнения дистанционной защиты линии электропередачи; рекомендации по выполнению органа направления мощности, используемого в составе направленной максимальной токовой защиты; принципы построения комплекса РЗА в точке присоединения ЭСММ; рекомендации по составу функций защит распределительных сетей с ЭСММ; принцип построения делительной автоматики по напряжению.

Апробация работы. Основные научные положения и результаты докладывались и обсуждались на международных и всероссийских конференциях: Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем, 3-я Международная научно-техническая конференция (Санкт-Петербург, 2011 г.); Релейная защита и автоматика энергосистем – 2012, XXI конференция (Москва, 29-31 мая 2012 г.); РЕЛАВЭКСПО-2013 – релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России, II Международная научно-практическая конференция и выставка (Чебоксары, 23-26 апреля 2013 г.); Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем, 4-я Международная научно-техническая конференция (Екатеринбург, 2013 г.); Релейная защита и автоматика энергосистем – 2014, XXII Международная конференция (Москва, 27-29 мая 2014 г.); Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем, 5-я Международная научно-техническая конференция (Сочи, 2015 г.); Электроэнергетика глазами молодежи – 2015, VI Международная научно-техническая конференция (Иваново, 9-13 ноября 2015 г.).

Публикации. По материалам диссертационных исследований опубликовано 20 научных работ, в том числе 5 статей в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК РФ; 2 статьи в изданиях, индексируемых в SCOPUS; 1 патент на изобретение.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы из 156 наименования, четырёх приложений, 68 рисунков, 14 таблиц. Общий объем работы в 186 стр. включает: текст диссертации – 131 стр., список литературы – 14 стр. и приложения – 35 стр.

В первой главе рассматриваются основные характеристики объекта защиты – электроэнергетической системы с малыми распределёнными электрическими станциями. Анализируются изменения режимов распределительных сетей, вызванные внедрением ЭСММ. Приводится классификация распределительных сетей, рассматриваются типы применяемых в них защит и влияние на них ЭСММ. Приводится анализ зарубежного и отечественного опыта решения задач релейной защиты при подключении к распределительным сетям электростанций. Ставится задача и обозначается область диссертационного исследования, подчеркивается необходимость комплексного теоретически обоснованного подхода к решению задачи построения релейной защиты в новых условиях. Обосновываются методы исследований. Предлагается использование методов моделирования в качестве инструмента исследования процессов в электрических сетях с ЭСММ и апробации получаемых в диссертационной работе решений. Рассматриваются особенности математического описания моделей, реализованных в применяемых при выполнении работы программных и программно-аппаратных комплексах. Разрабатываются обобщённые модели электрических сетей с малыми распределёнными электростанциями; задаются количественные параметры обобщённых моделей.

Во второй главе осуществляются исследования эффективности функционирования РЗ распределительной сети, прилежащей к точке присоединения ЭСММ. Рассматриваются традиционно применяемые в распределительной сети защиты с относительной селективностью (токовая и дистанционная).

Исследуется влияние ЭСММ на чувствительность резервных ступеней максимальных токовых и дистанционных защит. Предлагается подход к оценке чувствительности защит, позволяющий выполнять сопоставительный анализ токового и дистанционного принципов в части чувствительности.

Анализируется возможность обеспечения селективности действия защит в распределительной сети с малыми распределёнными электростанциями. Акцент исследований сделан на оценку возможности создания селективной и быстродействующей защиты в условиях изменения режимов работы подключенных к сети источников.

Устанавливаются требования к быстродействию защит по условиям динамической устойчивости генераторов малых электростанций и выполняется оценка существующих защит в части соответствия этим требованиям.

Рассматриваются характеристики электромеханических переходных процессов в распределительной сети, вызванных изменениями скорости генераторов малых электростанций, и обобщаются их основные особенности, значимые для формирования требований к релейной защите.

Третья глава направлена на разработку способов повышения технического совершенства релейной защиты с учётом режимных особенностей, присущих распределительным сетям с малыми распределёнными электрическими станциями.

Систематизируются расчётные условия для выбора параметров срабатывания максимальных токовых защит (в том числе с зависимыми времятоковыми характеристиками).

Исследуются наиболее распространённые способы выполнения органа определения направления мощности (на основе «90-градусной» схемы; с контролем фазовых соотношений параметров обратной последовательности) и определяются особенности режимов распределительных сетей с электростанциями, влияющие на условия функционирования направленных защит. Даются рекомендации по выполнению органа направления мощности.

Анализируются возможности использования коммуникационных технологий для построения защит распределительной сети, определяется оптимальный объём информационных признаков, необходимых для повышения эффективности защиты. Предлагаются способы выполнения и структурные схемы защит, использующих удалённые измерения параметров режима.

В четвёртой главе разрабатываются принципы построения релейной защиты электрической сети с малыми распределёнными электрическими станциями. Определяются функции комплекса РЗА, устанавливаемого в узле присоединения ЭСММ к сети. Рассматриваются возможные подходы к управлению ЭСММ в аварийных режимах: отключение малых электростанций; выделение малых электростанций на местную нагрузку; сохранение параллельной работы малых электростанций между собой и с источниками внешней сети.

С учётом особенностей электрических режимов распределительных сетей с ЭСММ и принятого подхода к управлению в аварийных режимах этими электростанциями формируются требования к релейной защите. В соответствии с разработанными требованиями определяется состав и размещение базовых функций релейной защиты. Применение разработанных в главе решений проиллюстрировано на примере построения релейной защиты и автоматики системы электроснабжения комплекса по подготовке и переработке нефти и газа ООО «Енисей» при внедрении в неё собственной электростанции.

Пятая глава посвящена совершенствованию делительной защиты (автоматики) по напряжению. Рассматриваются особенности применения и существующие способы реализации делительной автоматики по напряжению на малых электростанциях. Выполняется исследование изменения параметров режимов при снижении напряжения в электрической сети с применением аналитических выражений и на базе динамической модели, при этом принимается во внимание влияние двигательной нагрузки на характеристики процессов. На основе полученных результатов предлагается принцип выполнения делительной автоматики по

напряжению, основанный на совместном контроле двух параметров – напряжения и реактивной мощности. Разрабатывается алгоритм делительной автоматики по напряжению и предлагается подход к настройке параметров её срабатывания. С применением технологии «быстрого прототипирования» (Rapid Prototyping) разрабатывается прототип (опытный образец) устройства. Осуществляются испытания прототипа с использованием цифровой динамической модели электрической сети с ЭСММ; модель реализована на базе программно-аппаратного комплекса реального времени RTDS. Даются рекомендации по области применения разработанного алгоритма.

Автор выражает признательность доктору технических наук, профессору А.В. Булычеву, оказавшему во время работы в ГОУ ВПО «ВоГТУ» и ОАО «ВНИИР» поддержку, влияние на выбор мной направления научной деятельности.

Автор благодарен канд. техн. наук Н.А. Дони, канд. техн. наук А.В. Жукову, канд. техн. наук П.В. Илюшину, докт. техн. наук Ю.Н. Кучерову за ценные предложения по существу работы.

1 ЗАДАЧИ ПОСТРОЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЁННЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СТАНЦИЯМИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

1.1 Характеристика электроэнергетических систем с малыми распределёнными электрическими станциями

Малые распределённые электрические станции представляют собой электростанции мощностью единицы-десятки мегаватт, подключенные на уровне распределительной сети 6…110 кВ (в ряде случаев – 220 кВ) в непосредственной близости от потребителей электрической энергии.

Обобщённая структура энергосистемы, содержащей наряду с крупными централизованными малые распределённые электростанции, приведена на рисунке 1.1. Системообразующие (330 кВ и выше) и питающие сети (220, 330 кВ) сети объединяют на параллельную работу энергосистемы (мощные электростанции), обеспечивая их функционирование как единого объекта; выполняют функции передачи электроэнергии к центрам питания распределительных сетей [33, 34]. С учётом выполняемых функций такие сети, как правило, имеют замкнутую конфигурацию. Распределительные сети (6 – 110 (220) кВ) создавались для передачи электроэнергии от центров питания к потребителям; эти сети, как правило, – разомкнутые с односторонним питанием (радиальные или магистральные) или работают в разомкнутом режиме [33]. Процесс частичной децентрализации генерирующих мощностей энергосистемы связан с подключением к распределительной сети как отдельных ЭСММ, так и целых областей с ЭСММ различного типа – т.н. микроэнергосистем (локальных энергосистем, микросетей – Micro Grid). ЭСММ (локальные энергосистемы) могут подключаться к распределительной сети 10 (6) кВ непосредственно или через разделительные трансформаторы; или к шинам низшего напряжения трансформаторов центров питания или распределительной сети. В этих условиях электроэнергетическая система (ЭЭС) приобретает новые характерные особенности:

– меняется традиционный механизм «производство – передача – распределение – потребление» электроэнергии: выработка энергии начинает осуществляться, в том числе и децентрализованно, в непосредственной близости от конечных потребителей;

– изменяются характеристики электрических режимов ЭЭС. Прежде всего, это проявляется на уровне распределительной сети: изменяются направления передачи потоков мощности в линиях электропередачи и понизительных трансформаторах; сетевые элементы начинают работать в условиях многостороннего питания; изменяются уровни и распределение

токов короткого замыкания; появляется возможность возникновения режимов качаний и асинхронных режимов;

– значимость распределительных сетей существенно изменяется: подобно централизованной энергосистеме они начинают выполнять нехарактерные для них ранее функции генерирования энергии и управления распределением потоков мощности;

– увеличивается разнообразие применяемых технологий генерирования (газотурбинные и газопоршневые установки, ветро-, гелиоэнергетика и т.д.).

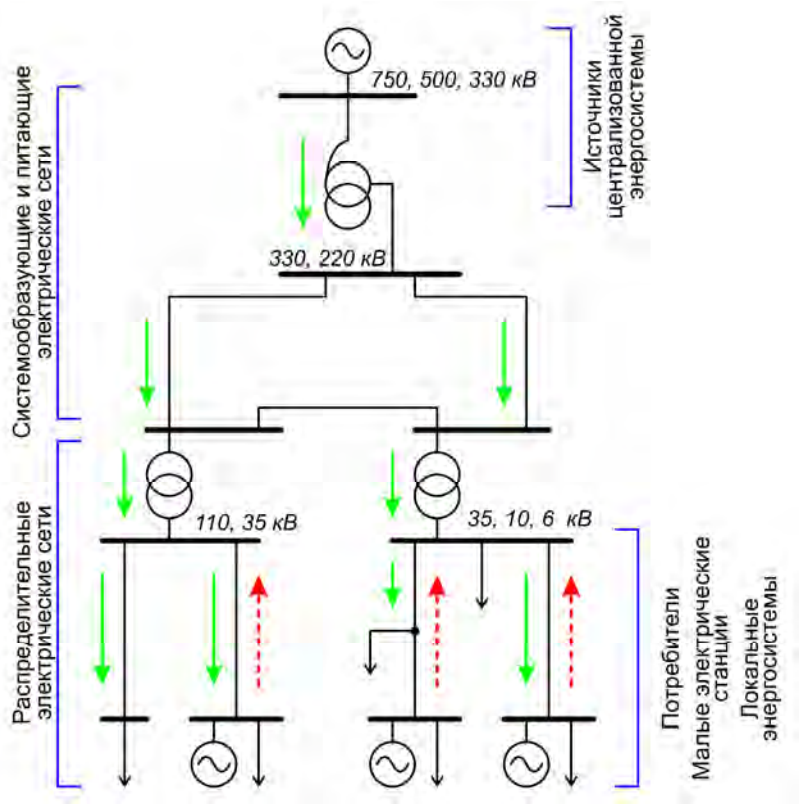


Рисунок 1.1 – Обобщённая структура электроэнергетической системы с малыми распределёнными электростанциями: зеленые стрелки отражают направления передачи потоков энергии до подключения ЭСММ; красные – при появлении ЭСММ в распределительной сети

Относительно ЭСММ (группы ЭСММ – эквивалентной ЭСММ) прилежащую электрическую сеть целесообразно условно разделить на внешнюю («вышестоящую») и внутреннюю («нижестоящую») (рисунок 1.2).

Особенности развития малой распределённой энергетики за рубежом и в России. Зарубежный опыт изменения генерирующего сектора электроэнергетики связан с приоритетным развитием малых распределённых электростанций на базе возобновляемых

источников энергии (ВИЭ) [11, 35-39], что обусловлено, в том числе, и ужесточающимися экологическими требованиями. Подключение таких электростанций к сети часто осуществляется с использованием инверторов и преобразователей частоты, ограничивающих рост токов короткого замыкания (КЗ).

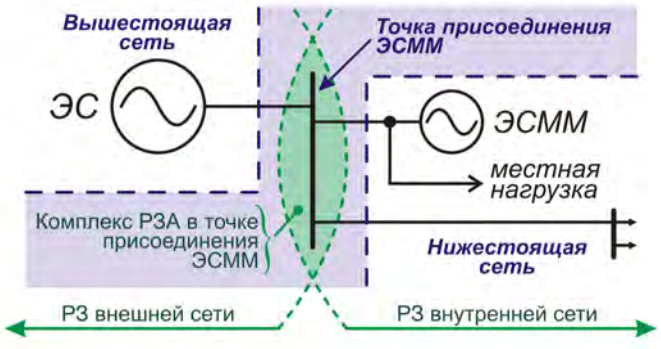


Рисунок 1.2 – Условное разделение электрической сети, прилежащей к точке присоединения ЭСММ: ЭС – эквивалентный источник внешней сети

Развитие малых распределенных электростанций в энергосистеме России имеет особенности [40-43]. Наибольшее распространение получают газотурбинные, газопоршневые и дизельные электростанции [41-43]. Процесс развития в основном осуществляется за счет создания собственных источников энергии крупными промышленными потребителями, в частности, предприятиями нефтегазовой отрасли.

Агрегаты ЭСММ обладают характеристиками, отличающими их от источников крупных электростанций, и оказывающими влияние на их поведение в статических и динамических режимах [26, 40, 44-46]:

– газотурбинные установки со свободной силовой турбиной (двух-, трехвальные), а также установки на базе двигателей внутреннего сгорания (дизельных и газопоршневых) характеризуются малыми значениями механических постоянных инерции – начиная от 1…2 с (т.е. в 2…4 раза меньше, чем у паротурбинных агрегатов той же мощности);

– установки с двигателями внутреннего сгорания имеют ограничения в части допустимых набросов мощности;

– для газотурбинных установок со свободной силовой турбиной характерно значительное повышение частоты при больших (близких к 100%) сбросах мощности (связано с большой массой и моментом инерции компрессора, находящегося на отдельном от силовой турбины валу), приводящее к их отключению технологическими защитами;

– современные генерирующие установки не всегда удовлетворяют требованиям действующих в настоящее время [47, 48] и действовавших ранее [49] стандартов, в

соответствии с которыми синхронные машины должны выдерживать короткие замыкания на выводах; это увеличивает риск их механических повреждений при внешних коротких замыканиях и в режимах несинхронных включений.

1.2 Изменение режимов распределительных сетей при внедрении электростанций малой мощности

Новые особенности, приобретенные ЭЭС при внедрении малых распределённых электростанций, обусловливают изменение её режимных свойств; в наибольшей степени это проявляется на уровне распределительной сети.

Изменение характеристик установившихся режимов. Направления потоков мощности в сети изменяются: становится возможной передача энергии от узлов потребителей (с собственными электростанциями) в сеть энергосистемы. Вследствие, как правило, неравномерной загрузки ЭСММ направления и значения потоков мощности становятся непостоянными.

Изменение характеристик переходных процессов:

1. Изменяются значения и распределение токов КЗ: в нижестоящей сети уровни токов короткого замыкания возрастают; при этом составляющая тока повреждения со стороны вышестоящей сети вследствие подключения «промежуточного» источника, напротив – уменьшается. При коротких замыканиях на сетевых элементах вышестоящей сети становится возможным многостороннее питание места повреждения. В связи с электрической близостью генераторов ЭСММ к сетевым элементам действующие значения токов КЗ могут значительно изменяться во время аварийного режима. При близких к шинам малых электростанций коротких замыканиях периодическая слагающая тока короткого замыкания от генераторов малой мощности достаточно быстро снижается (приближаясь к своему установившемуся значению через 0,1…0,5 с.) [25, 50-55]. Изменение составляющей тока КЗ от ЭСММ определяется, в том числе, типом системы возбуждения. Генераторы, оснащенные системой самовозбуждения, при близких КЗ не обеспечивают поддержание установившегося значения тока КЗ на примерно постоянном уровне; составляющая тока КЗ от таких генераторов может снижаться до уровня номинальных значений и ниже за время менее 0,5 с. [25].

2. Появляется риск возникновения режимов несинхронных включений при действии сетевых устройств автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резерва (АВР) [53, 54]. Подобные режимы также могут возникать при отключении на смежных линиях КЗ, связанных с разрывом/значительным ослаблением на время замыкания

электрической связи между параллельно работающими источниками. Режимы несинхронных включений приводят к появлению больших токов и воздействию на генераторы ЭСММ значительных электромагнитных моментов и повышенных электродинамических усилий, представляющих угрозу механической прочности генератора [53].

3. На уровне распределительной сети становится возможным возникновение синхронных качаний и асинхронных режимов. Ввиду небольших значений постоянных инерции агрегатов ЭСММ можно ожидать нарушения её синхронной динамической устойчивости при сравнительно небольшой длительности режима короткого замыкания.

4. Становится возможным, а в ряде случаев – опасным – аварийное отделение ЭСММ от энергосистемы (в зарубежной литературе такой режим получил название «*Loss of Mains*» или «*Islanding*» [55, 56]), возникающее при отключении линий электропередачи или других сетевых элементов, связывающих ЭСММ с источниками внешней энергосистемы. Режим в отделившемся фрагменте будет определяться соотношением мощности нагрузки в нем и мощности, генерируемой электростанциями. Во многих случаях ЭСММ «покрывают» лишь небольшую часть местной нагрузки и вследствие образовавшегося дефицита мощности режим после отделения будет характеризоваться значительным снижением частоты и/или напряжения. При приблизительном равенстве генерируемой мощности и мощности нагрузки существенных отклонений режимных параметров в отделившемся фрагменте не произойдёт. Тем не менее, при отсутствии необходимых решений по обеспечению автономной работы отделившегося фрагмента режим потери связи с внешней сетью может сопровождаться следующими негативными проявлениями:

– несинхронными включениями при действии устройств АПВ со стороны внешней энергосистемы;

– подпиткой короткого замыкания, отключенного со стороны внешней энергосистемы, током ЭСММ, что обусловливает невозможность оперативного восстановления электрической связи с централизованной энергосистемой;

– существенным снижением чувствительности релейной защиты к повреждениям в отделившемся от внешней сети фрагменте вследствие снижения величин токов короткого замыкания;

– снижением качества питающего напряжения; нарушением нормальной работы электроприемников при отклонениях параметров электрического режима от допустимых значений; риском отключения ЭСММ, не предназначенных для работы в автономном режиме, технологической автоматикой генераторов или их чувствительной релейной защитой.

1.3 Типы применяемых в распределительных сетях устройств релейной защиты и влияние на них электростанций малой мощности

Классификация распределительных электрических сетей. Распределительные электрические сети, на функционирование РЗ которых могут оказывать влияние ЭСММ, по назначению, классам напряжения, особенностям конфигурации, режимам работы линий и типам применяемых на присоединениях устройств релейной защиты можно разделить на три группы:

1. распределительные электрические сети промышленного и городского электроснабжения генераторного напряжения 6…10 кВ;
2. распределительные электрические сети региональных сетевых компаний напряжением 35 кВ;
3. межрегиональные распределительные электрические сети напряжением 110…220 кВ.

Типы устройств релейной защиты, применяемые в распределительных сетях 6…10 кВ. Распределительные электрические сети напряжением 6…10 кВ, как правило, имеют радиальную структуру с односторонним питанием сетевых элементов или работают в разомкнутом режиме. На линиях электропередачи (ЛЭП) должны предусматриваться защиты от междуфазных КЗ (выполненные обычно в двухфазном двухрелейном исполнении) и защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) с действием «на сигнал» [57]. От междуфазных КЗ, как правило, устанавливается максимальная токовая защита (МТЗ). На кабельных линиях, подключенных к шинам центра питания, дополнительно к МТЗ может также предусматриваться токовая отсечка (ТО) для обеспечения термической стойкости кабелей.

Распределительные сети 6…10 кВ в большинстве случаев работают с изолированной или компенсированной (в основном, в разветвлённых кабельных сетях) нейтралью. В качестве защиты от ОЗЗ, как правило, используются защиты, реагирующие на основную гармоническую составляющую тока нулевой последовательности; в последнее время некоторое применение начинают находить защиты, контролирующие высшие гармонические составляющие.

Генераторы ЭСММ подключаются к сети 6…10 кВ непосредственно (гальванически связаны с сетевыми элементами) или через разделительные трансформаторы. Распределительная сеть 6…10 кВ по отношению к ЭСММ, как правило, представляет собой нижестоящую сеть; однако в некоторых случаях посредством ЛЭП 6…10 кВ может осуществляться связь генераторов ЭСММ с источниками вышестоящей сети. Подключение генераторов может привести к необходимости изменения параметров срабатывания ТО на ЛЭП нижестоящей сети; в некоторых случаях – из-за увеличения тока КЗ – к необходимости установки ТО на кабельных линиях (если до подключения генераторов их применение не было

предусмотрено). Уменьшение составляющей тока КЗ со стороны эквивалентного источника внешней сети (ЭС) сопряжено со снижением эффективности защит дальнего резервирования, установленных со стороны центров питания (на вышестоящих ЛЭП); кроме того, в связи с появлением двухстороннего питания потребуется изменение параметров срабатывания этих защит и/или введение направленности их действия. Увеличение ёмкостных токов при подключении к сети генераторов ЭСММ незначительно, и, как правило, не приведет к необходимости изменения режимов заземления нейтрали и типов применяемых на ЛЭП защит от ОЗЗ.

В связи с подключением ЭСММ требуют рассмотрения вопросы обеспечения быстродействия защит, требуемого по условиям сохранения динамической устойчивости генераторов ЭСММ.

Типы устройств релейной защиты, применяемые в распределительных сетях 35 кВ. Распределительные сети напряжением 35 кВ, как правило, имеют радиальную или кольцевую с одним источником питания конфигурацию. В качестве защиты от междуфазных КЗ на ЛЭП предусматриваются ступенчатые токовые защиты (трёх или двухступенчатые), в некоторых случаях – дистанционные защиты. На ЛЭП с двухсторонним питанием или в кольцевой сети защиты при необходимости выполняются направленными. Как правило, распределительные сети 35 кВ работают с изолированной нейтралью. Защиты от ОЗЗ выполняются аналогично рассмотренному выше случаю.

Генераторы ЭСММ связаны с сетью 35 кВ через понизительные трансформаторы. Сеть 35 кВ по отношению к ЭСММ условно представляет собой вышестоящую сеть. Влияние генератора проявляется в виде снижения чувствительности защиты сети в режиме дальнего резервирования (при КЗ в нижестоящей сети), однако в меньшей степени, чем в сетях 6…10 кВ (при непосредственном подключении генераторов к сети).

В связи с тем, что через сеть 35 кВ может осуществляться связь ЭСММ с источниками внешней сети и между собой становится возможным возникновение синхронных качаний и асинхронных режимов в сети, требуется рассмотрение вопросов обеспечения необходимого быстродействия защит.

Типы устройств релейной защиты, применяемые в распределительных сетях 110 (220) кВ. Распределительные сети напряжением 110 (220) кВ могут иметь как радиальную конфигурацию (с односторонним или двухсторонним питанием), так и кольцевую или сложную замкнутую, опирающуюся на несколько центров питания, конфигурацию. На линиях с односторонним питанием в качестве защиты от междуфазных КЗ используются ступенчатые защиты: токовые или (чаще) дистанционные. На ЛЭП, имеющих двухстороннее питание, как

правило, устанавливаются направленные дистанционные защиты (в большинстве случаев – трёхступенчатые); в качестве дополнительной защиты используется ТО. При этом вопрос о выборе основной защиты ЛЭП, отходящих от электростанций энергосистемы, решается с учётом условий устойчивости, предусматривается блокировка срабатывания защит при качаниях.

Сети 110 (220) кВ работают с эффективно заземленной нейтралью. От однофазных коротких замыканий устанавливается ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (при необходимости – направленная).

Генераторы ЭСММ связаны с сетью 110 (220 кВ) через понизительные трансформаторы 110/6 (10) кВ и, как для случая сети 35 кВ, оказывают влияние преимущественно на резервные ступени токовых и дистанционных защит. При этом следует ожидать, что влияние ЭСММ, подключенных на стороне 6…10 кВ, будет проявляться незначительно (в особенности, для сети 220 кВ). Подключение ЭСММ может приводить к ужесточению требований к быстродействию защиты сети, обусловленных условиями устойчивости, а также связано с увеличением частоты скольжения при асинхронных режимах. При асинхронных режимах ЭСММ относительно эквивалентного источника сети 110 кВ центр электрических качаний, как правило, расположен на внутреннем сопротивлении генератора ЭСММ или на понижающем трансформаторе, т.е. процессы при асинхронных режимах и качаниях ЭСММ в большинстве случаев не оказывают влияние на функционирование быстродействующих защит внешней сети (первых ступеней дистанционной и токовой защит).

1.4 Анализ опыта решения задач релейной защиты при внедрении малых распределенных электростанций

Известен опыт советского времени по внедрению блок-станций и мини-ТЭЦ. Проработаны и опробованы практически решения по построению защиты генераторов малой мощности [22, 23], установлена целесообразность создания на таких объектах делительных защит (делительной автоматики); предложен состав и основы методики расчета параметров срабатывания делительных защит [24]. Рассматривались также вопросы выполнения сетевых АПВ и АВР, отмечена необходимость согласования времени их срабатывания с устройствами делительной защиты станции; показана целесообразность использования сетевой автоматики с контролем встречного напряжения [24].

Разработанные в тот период времени решения ориентированы на внедрение отдельных станций с паротурбинными агрегатами (практически не применяемыми в новых проектах), вопросы организации защиты прилежащей сети при этом практически не затрагиваются.

Практический опыт создания и эксплуатации релейной защиты в системах электроснабжения с современными ЭСММ получен на крупных промышленных предприятиях, объектах нефтегазовой отрасли [26, 46, 58]. Определен базовый состав функций защит для одноагрегатных и многоагрегатных электростанций в соответствии с требованиями ПУЭ и руководящих указаний по релейной защите [57, 59]. Рассмотрены некоторые особенности выполнения защит:

– необходимость быстрого отключения близких к шинам ЭСММ коротких замыканий с целью предотвращения нарушений устойчивости генераторов станции. Для этого в [26] предложено применение в прилежащей сети быстродействующих защит: неселективных токовых отсечек, дифференциальных защит, максимальных токовых защит с каналами связи – логических защит линий (ЛЗЛ);

– невозможность применения (в явном виде) логической защиты шин (ЛЗШ) [26], получившей широкое распространение в распределительных сетях. Предложено использование дифференциальной защиты шин (ДЗШ) – полной или неполной (с блокировкой от защит отходящих присоединений).

Предложенные рекомендации, общей целью которых являлось обеспечение условий для сохранения работы ЭСММ на местную нагрузку, охватывают ограниченный круг вопросов; влияние ЭСММ на защиты внешней сети рассматривается в недостаточной степени. В связи с этим на основе данных рекомендаций не может быть выработан комплексный подход к развитию системы РЗ в условиях увеличения масштабов внедрения ЭСММ.

Следует отметить, что в настоящее время при внедрении генерирующих установок оснащение генераторов набором защит часто рассматривается как достаточная мера по обеспечению надежности их работы в составе сети. При этом состав и параметры срабатывания защит определяются заводом-изготовителем, то есть без согласования с защитами элементов прилежащей сети [27, 28]. Такой подход приводит к избыточным отключениям генерирующих установок при большинстве внешних повреждений, нормально отключаемых действием защит соответствующих элементов, а также в условиях незначительных (не представляющих опасности для оборудования) отклонений режимных параметров от номинальных значений [27]; или – напротив – вследствие неучета параметров внешней сети может привести к отказу защиты.

Развиваемые отечественными научными школами направления совершенствования релейной защиты распределительных сетей ориентированы преимущественно на расширение возможностей распознавания сложных аварийных ситуаций, решение задач дальнего резервирования и, как правило, предполагают усовершенствование простых токовых защит [20, 60-71]; значительное внимание уделяется вопросам развития защит от однофазных замыканий

на землю [21, 72-74]. При этом практически не учитывается тенденция к децентрализации генерирующих мощностей, требующая расширения и усложнения круга решаемых задач.

За рубежом процесс развития малой распределенной энергетики, особенно в последнее десятилетие, проявлялся более масштабно. Был выработан ряд базовых требований к релейной защите при подключении к сети ЭСММ [75-80]. Изначально релейная защита была ориентирована на быстрое отключение генераторов ЭСММ от сети при внешних возмущениях и авариях, однако увеличение доли ЭСММ в составе генерирующих мощностей энергосистемы привело к необходимости корректировки такого подхода. Известен [75] ряд аварий, зафиксированных в зарубежных странах с высоким уровнем развития малой распределённой энергетики, имеющих схожие сценарии развития: отключение значительной доли ЭСММ при аварийных возмущениях или переходных процессах провоцировало (или усугубляло) общесистемный дефицит мощности, что, в свою очередь, приводило к значительному снижению частоты в энергорайоне. В настоящее время получает распространение практика задания требований к времени параллельной работы станции с сетью при отклонениях режимных параметров (*Fault Ride Through Characteristic*) [75, 79]. Наряду с этим зарубежными специалистами подчёркивается, что защита распределительных сетей с малыми электростанциями в настоящее время преимущественно строится по принципу формального переноса и упрощения решений, уже получивших распространение в питающих и системообразующих сетях, что приводит к ряду потенциальных и фактических проблем [75, 81]; отмечается необходимость совершенствования релейной защиты и ведется активная работа в этой сфере [81-83]. В то же время используемые и развиваемые за рубежом решения ориентированы в большей степени на внедрение станций на базе ВИЭ, учитывают специфику энергосистемы определенной страны и по этим причинам имеют ограниченное применение в условиях энергосистемы России – исторически централизованной и обладающей особенностями в части используемых видов первичных энергоресурсов, структуры и территориальной протяженности электрических сетей.

1.5 Постановка задачи

Направление исследования. Научные положения, развиваемые в рамках диссертационной работы, направлены на разработку комплексного теоретически обоснованного решения задачи совершенствования РЗ распределительных электрических сетей в условиях подключения к ним ЭСММ. Это предполагает рассмотрение двух групп задач:

1. Обеспечение требуемой эффективности функционирования РЗ электрических сетей, прилегающих к точке присоединения ЭСММ;

2. Построение релейной защиты и автоматики, устанавливаемой в узле присоединения ЭСММ к электрической сети.

Ограничение области исследований. С учётом особенностей развития малой энергетики в России в работе рассматриваются газотурбинные установки (ГТУ), газопоршневые электростанции (ГПЭС) и дизельные электростанции (ДЭС) на базе синхронных генераторов мощностью до 30 МВт, подключаемых к сети «напрямую». Следует заметить, что ряд разработанных положений будет справедлив и для электростанций средней мощности на базе парогазовых и газотурбинных установок, работающих преимущественно на уровне сетей 110…220 кВ (имеют ряд общих свойств с малыми распределёнными электростанциями), а также для электростанций на базе ВИЭ.

В работе не рассматриваются локальные энергосистемы и разветвлённые распределительные сети промышленных предприятий, схемы распределительных сетей с ответвительными подстанциями. Задачи решаются для наиболее распространённой радиальной конфигурации распределительной сети.

Подход к проведению исследований. Анализ существующего отечественного и зарубежного опыта решения задач релейной защиты при подключении к сети ЭСММ позволяет определить следующие основные особенности проведения исследований:

– решение задач РЗ должно опираться на особенности и перспективы развития малой энергетики в ЭЭС России, учитывая (но не копируя) зарубежный опыт;

– пути решения, связанные с формальным переносом на распределительные сети и упрощением решений, применяемых в сетях более высокого класса напряжения, представляются неперспективными (распределительные сети имеют свои характерные особенности электрических режимов).

С учётом изложенного при выполнении диссертационных исследований применяется системный подход, суть которого в контексте поставленной задачи поясняет рисунок 1.3. Исходную информационную базу составляют результаты исследования и систематизации качественных и предельных количественных характеристик электрических режимов, определяющих условия функционирования релейной защиты. На основе этого выполняется анализ эффективности функционирования существующей РЗ в прилежащей сети, уточняются ограничения и область применения традиционно используемых типов защит в новых условиях.

На основе сформированных требований осуществляется разработка решений по обеспечению эффективности функционирования РЗ в двух основных направлениях:

– повышение технического совершенства РЗ прилежащей сети (в первую очередь с использованием традиционно применяемых в распределительной сети защит с относительной селективностью);

– создание комплекса РЗА в узле присоединения ЭСММ к сети, определение и координация состава и размещения базовых функций защиты в узле присоединения ЭСММ и в близлежащей сети; совершенствование принципов делительной автоматики.



Рисунок 1.3 – Подход к проведению исследований

Для решения поставленных задач целесообразно рассматривать конфигурацию электрической системы в виде одной или нескольких ЭСММ, работающих в параллель с эквивалентным источником внешней сети (рисунок 1.4). Такая конфигурация соответствует наиболее распространенным схемам распределительных сетей (разомкнутые, изначально с односторонним питанием) и отражает основные закономерности изменения условий функционирования релейной защиты при подключении ЭСММ.

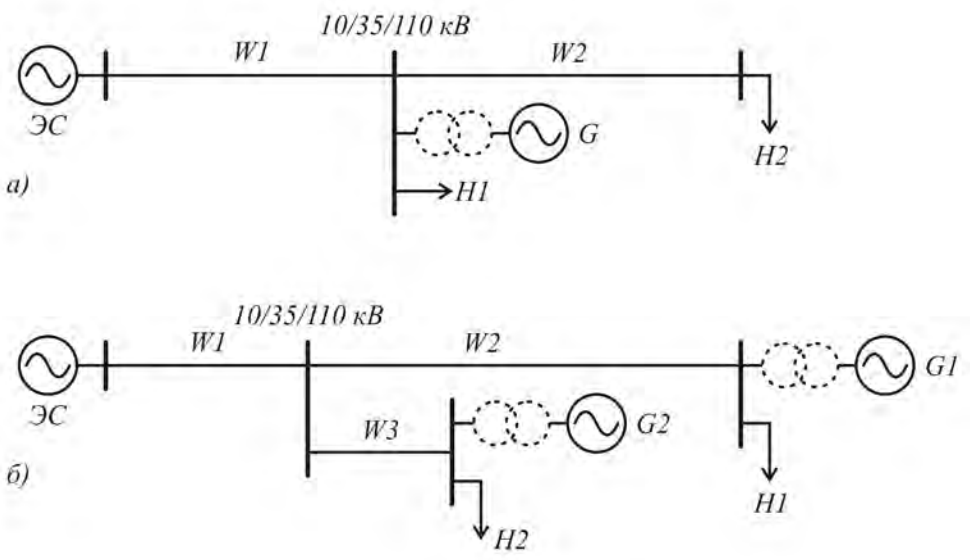


Рисунок 1.4 – Обобщенные конфигурации электрических сетей с ЭСММ: G, G1, G2 – генераторы малых электростанций; H1, H2 – обобщенные комплексные нагрузки; W1, W2, W3 – линии электропередачи

Сопротивления всех элементов схем, представленных на рисунке 1.4, приведены к одному (высшему) классу напряжения; сопротивление трансформатора, к шинам низшего напряжения которого подключается ЭСММ, включено в сопротивление эквивалентного источника электростанции. Применительно к конкретным задачам исследования учитывается наличие трансформаторов, схемы и группы соединения их обмоток. В процессе исследований осуществляется варьирование основных параметров моделей: мощностей эквивалентного источника энергосистемы и ЭСММ, сопротивления связи «ЭСММ – энергосистема», состава и параметров нагрузок. Значение мощности нагрузки принимается близким к максимальному для данного класса напряжения; длина линий – наибольшей при заданных значениях передаваемой мощности (короткие кабельные линии не рассматриваются). Учитываются режимы коротких замыканий через переходные сопротивления. Значения переходных сопротивлений могут быть приближенно оценены по одной из следующих формул [84]:

$$R_{\text{F}} = 1050\, L_{Д} / I_{Д}\,, \tag{1.1}$$

$$R_{\text{F}} = 2500\, L_{Д} / I_{Д}\,, \tag{1.2}$$

$$R_{\text{F}} = 28700\, L_{Д} / I_{Д}^{\,1,4}\,, \tag{1.3}$$

где $L_{Д}$ – длина дуги, м (при междуфазных КЗ; если не учитывать возможное удлинение дуги, примерно соответствует расстоянию между фазами ЛЭП); $I_{Д}$ – ток дуги, А.

В российской литературе к использованию обычно рекомендуется выражение (1.1).

Рассматриваемые схемы распределительных сетей удобно охарактеризовать коэффициентом, отражающим соотношение сопротивлений (мощностей) ЭСММ (Z_G) и эквивалентного источника внешней сети ($Z_{ЭС}$), рассчитанных (эквивалентированных) относительно выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, $k = \frac{Z_G}{Z_{ЭС}}$. Наибольший практический интерес представляет рассмотрение двух характерных граничных ситуаций:

– электростанция, работающая в сети с мощным источником ЭС ($k \geq 25$). Ситуация характерна для электростанций, связанных с источниками энергосистемы линиями 110 кВ при величинах токов короткого замыкания в сети 15…20 кА;

– электростанция, работающая в сети со «слабым» источником ЭС ($k = 0,5-1$); характерный пример: электростанция мощностью 20 МВт, связанная с сетью 35 кВ; уровень токов короткого замыкания в сети – 2…3 кА.

Основные базовые параметры элементов приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные параметры обобщенных моделей

Параметр	**Значение параметра**		
Класс напряжения сети, кВ	10	35	110
Длина линии электропередачи, км	5	15	25
Ток трехфазного короткого замыкания на шинах эквивалентного источника энергосистемы, кА	2-20		
Максимальная мощность ЭСММ, МВт	6	20	30
Максимальная мощность нагрузки, МВА	10	30	100
Доля двигателей в составе местной нагрузки, %	0-75		
Расчётное значение переходного сопротивления в месте КЗ, Ом	1	3,5	5
Минимальное соотношение сопротивлений источника ЭСММ и эквивалентного источника внешней сети, о.е.	0,5	0,7	1,7

При исследовании динамических режимов учитываются также следующие значимые особенности электрических сетей: малая величина постоянных инерции агрегатов ЭСММ, характерные значения электрических постоянных времени и сопротивлений обмоток статора и ротора генераторов ЭСММ, характеристики первичных двигателей и систем возбуждения ЭСММ, состав и параметры нагрузки распределительной сети.

Базовые параметры генератора ЭСММ и эквивалентного двигателя нагрузки приведены в таблицах 1.2 и 1.3.

Таблица 1.2 – Базовые параметры генератора ЭСММ (при переводе в относительные единицы за базисные приняты номинальные напряжение и мощность генератора)

Параметр	**Значение**
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	10,5
Коэффициент мощности cosφ, о.е.	0,8
Активное сопротивление обмотки статора R_a, о.е.	0,005
Синхронное реактивное сопротивление по продольной оси x_d, о.е.	2,4
Синхронное реактивное сопротивление по поперечной оси x_q, о.е	1,9
Переходное реактивное сопротивление по продольной оси x'_d, о.е.	0,24
Сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси x''_d, о.е.	0,16
Сверхпереходное реактивное сопротивление по поперечной оси x''_q, о.е.	0,18
Реактивное сопротивление обратной последовательности x_2, о.е.	0,2
Переходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора T'_{do}, с	2,7
Переходная постоянная времени по поперечной оси при разомкнутой обмотке статора T'_{qo}, с	0,8
Сверхпереходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора T''_{do}, с	0,035
Сверхпереходная постоянная времени по поперечной оси при разомкнутой обмотке статора T''_{qo}, с	0,07
Постоянная времени апериодической составляющей тока статора (при трёхфазном коротком замыкании на выводах машины) T_a, с	0,075
Механическая постоянная инерции агрегата «генератор-первичный двигатель» T_J, с	3 с

Таблица 1.3 – Параметры обобщенного электродвигателя нагрузки (при переводе в относительные единицы за базисные приняты номинальные напряжение и мощность электродвигателя; значения моментов отнесены к значению номинального момента)

Параметр	**Значение**
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	10,5
Номинальный коэффициент мощности $cos\varphi_{ном}$, о.е.	0,8
Максимальный момент M_{max}, о.е.	1,7
Пусковой момент $M_п$, о.е.	0,75
Пусковой ток $I_п$, о.е.	4,1
Статический момент сопротивления приводимого механизма $M_{ст}$, о.е.	0,5
Коэффициент загрузки $K_з$, о.е.	0,7
Механическая постоянная инерции τ, с	0,8

1.6 Обоснование методов исследований

При выполнении диссертационного исследования использовались аналитические методы, методы цифрового программного и программно-аппаратного моделирования, методы прототипирования (создания цифровых модельных опытных образцов).

Аналитические методы. Основаны на положениях системного анализа, теоретической электротехники, теоретических основ релейной защиты. Для получения необходимых аналитических выражений используется статическая модель (статическое описание) энергосистемы.

Статические модели описываются системой в общем случае нелинейных алгебраических уравнений вида $F(X)=0$ (здесь X – вектор переменных состояния), решаемых итерационными методами (метод Зейделя, метод Ньютона и его модификации) [85-88]. Для ряда задач, в которых допустимо не учитывать нелинейный характер параметров элементов, могут быть использованы топологические методы расчета линейных электрических цепей (наибольшее распространение среди которых получил метод узловых напряжений) и связанный с ними математический аппарат линейной алгебры. Ещё одно упрощение, принимаемое обычно при формировании статических моделей, заключается в допущении о симметрии фаз сети. Это упрощение позволяет отказаться от трёхфазного представления моделей и связанной с этим необходимости учёта взаимного влияния цепей фаз. Расчёты основываются на более простой однофазной эквивалентной модели. Несимметричные режимы, такие как обрывы фаз, одно- и двухфазные короткие замыкания, рассчитываются с использованием метода симметричных составляющих.

Матричное уравнение, описывающее симметричный режим линейной статической модели [86, 88]:

$$[\underline{U}]=[\underline{J}][\underline{Z}], \tag{1.4}$$

где $[\underline{Z}]$ – матрица узловых сопротивлений; $[\underline{U}]$ – вектор напряжений в узлах сети; $[\underline{J}]$ – вектор узловых токов.

Для несимметричных режимов уравнение (1.4) может быть представлено в виде совокупности уравнений для схем прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$\begin{bmatrix}\underline{U}_1\\ \underline{U}_2\\ \underline{U}_0\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\underline{Z}_1 & 0 & 0\\ 0 & \underline{Z}_2 & 0\\ 0 & 0 & \underline{Z}_0\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}\underline{J}_1\\ \underline{J}_2\\ \underline{J}_0\end{bmatrix}, \tag{1.5}$$

где $[\underline{Z}_1]$, $[\underline{Z}_2]$, $[\underline{Z}_0]$ – матрицы-блоки сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей соответственно; $[\underline{U}_1]$, $[\underline{U}_2]$, $[\underline{U}_0]$ – векторы-блоки напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей соответственно; $[\underline{J}_1]$, $[\underline{J}_2]$, $[\underline{J}_0]$ – векторы-блоки узловых токов прямой, обратной и нулевой последовательностей соответственно.

Методы математического моделирования. При проведении диссертационного исследования применялись специализированные программные и программно-аппаратные комплексы: PSCAD и RTDS. Программный комплекс PSCAD (компания-разработчик – Manitoba HVDC Research Centre, Канада) используется для исследования электромагнитных и электромеханических переходных процессов; программно-аппаратный комплекс RTDS – для испытаний физических образцов (прототипов) устройств, реализующих предложенные решения.

Математическое обеспечение используемых моделирующих комплексов основано на т.н. EMTP-алгоритмах (*EMTP – ElectroMagnetic Transients Program*), описанных в работах профессора Г. Доммеля (*Herman W. Dommel*) [89]. Переход от дифференциальных уравнений, описывающих статические элементы электрической сети с сосредоточенными параметрами, к разностным уравнениям осуществляется с использованием метода трапеций. При этом индуктивные и ёмкостные элементы могут быть представлены включенными параллельно постоянным сопротивлением и источником тока (рисунок 1.5, *а, б*). Значение тока источника рассчитывается на каждом шаге интегрирования. Описание резистивных элементов остается неизменным (рисунок 1.5, *в*).

Решение уравнений статических элементов основано на применении модели электрической сети в форме системы уравнений узловых напряжений. Так, токи ветвей простейшей электрической цепи (рисунок 1.6) с использованием приведенных схем замещения пассивных элементов могут быть вычислены следующим образом:

$$\begin{cases} i_{12}(t) = \dfrac{u_1(t) - u_2(t)}{R}; \\ i_{13}(t) = \dfrac{\Delta t}{2L}\left(u_1(t) - u_3(t)\right) + i_{13}(t - \Delta t); \\ i_{14}(t) = \dfrac{2C}{\Delta t}\left(u_1(t) - u_4(t)\right) + i_{14}(t - \Delta t). \end{cases} \quad (1.6)$$

Используя первый закон Кирхгофа, выражения (1.6) для электрической цепи, представленной на рисунке 1.6, могут быть приведены к виду:

$$\left(\frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L} + \frac{2C}{\Delta t}\right)u_1(t) - \frac{1}{R}u_2(t) - \frac{\Delta t}{2L}u_3(t) - \frac{2C}{\Delta t}u_4(t) = i_1(t) - i_{13}(t - \Delta t) + i_{13}(t - \Delta t).$$

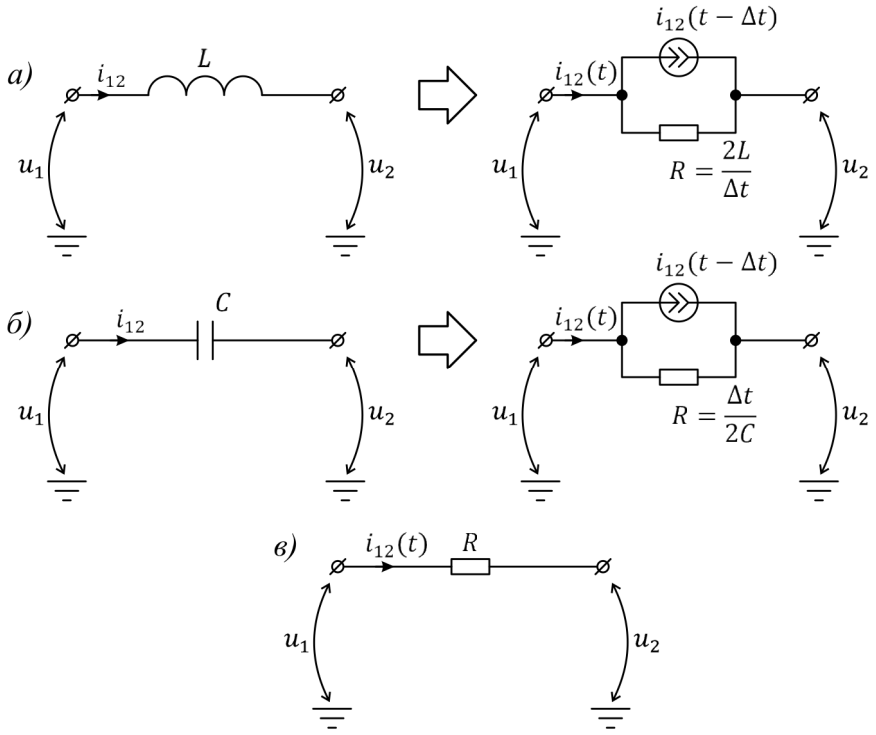


Рисунок 1.5 – Схемы замещения простых пассивных элементов

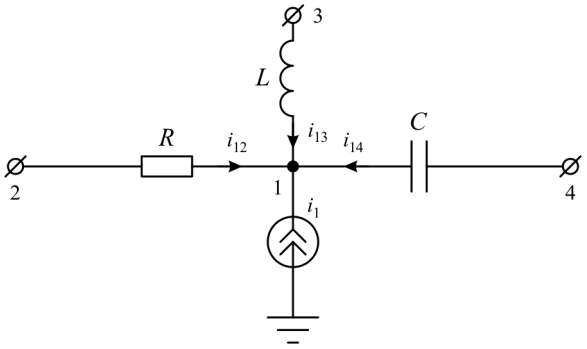


Рисунок 1.6 – Простейшая электрическая цепь

Таким образом, система уравнений, описывающая статические элементы электрической сети, может быть представлена матричным уравнением:

$$\left[G(\Delta t)\right]\cdot\left[\underline{U}(t)\right]=\left[\underline{J}(t)\right]-\left[\underline{J}(t-\Delta t)\right], \tag{1.7}$$

где $\left[G(\Delta t)\right]$ – матрица узловых проводимостей; Δt – шаг интегрирования; $\left[\underline{U}(t)\right]$ – вектор напряжений в узлах электрической сети в момент времени t; $\left[\underline{J}(t)\right]$ – вектор токов источников тока в момент времени t; $\left[\underline{J}(t-\Delta t)\right]$ – вектор токов источников тока в момент времени $(t-\Delta t)$.

Матрица узловых проводимостей в уравнении (1.7) является функцией шага интегрирования Δt; шаг моделирования принимается постоянным и обычно задается в интервале от 20 до 80 мкс [90].

Программно-аппаратный комплекс RTDS позволяет выполнять динамическое моделирование в режиме жёсткого реального времени. Аппаратная часть комплекса основана на многопроцессорной (многомашинной) вычислительной системе; за основу взята симметричная мультипроцессорная архитектура построения системы (Symmetric Multi-Processing – SMP) [91]. RTDS позволяет задействовать в процессе исследования не только «виртуальные» элементы, но и реальные физические устройства (например, средства релейной защиты и противоаварийной автоматики). Обмен информацией с подключенными к комплексу устройствами осуществляется с использованием аналоговых и дискретных входов/выходов, цифровых интерфейсов (МЭК 61850 8.1 – GOOSE, МЭК 61850 9.2 – SV, C37.118, DNP, PROFIBUS, Modbus, CAN, OPC). Реакция внешних устройств может быть учтена в работе моделируемой системы. Благодаря этим особенностям становится возможным осуществлять всесторонние испытания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики в условиях, максимально электрически близких к тем, которые имеют место в реальных энергосистемах.

Примеры обобщённых моделей в форматах графических редакторов PSCAD и RSCAD/Draft (RTDS) приведены в Приложении Б.

Прототипирование. Для осуществления исследований работы предложенной в диссертации делительной автоматики по напряжению применена технология так называемого быстрого прототипирования (Rapid Prototyping) [92, 93]. В соответствии с используемым подходом прототип (наиболее близкое к этому термину понятие в отечественной практике – опытный образец) устройства может быть реализован на базе цифрового моделирующего комплекса реального времени. Используемые при прототипировании инструменты позволяют реализовывать достаточно детальные алгоритмы устройств релейной защиты без выполнения трудоёмкого низкоуровнего программирования (которое, как правило, необходимо при реализации опытного образца на узкоспециализированной аппаратной платформе), обеспечивают функционирование этих алгоритмов в режиме «жёсткого» реального времени, а также обеспечивают взаимодействие с внешним оборудованием посредством необходимых цифровых и/или аналоговых интерфейсов.

Для создания прототипа используется программно-аппаратный комплекс eMEGAsim. Аппаратная часть комплекса eMEGAsim [94, 95] имеет стандартную архитектуру промышленного компьютера, реализующую технологию распределённых вычислений

посредством использования одной или нескольких вычислительных подсистем, каждая из которых содержит один или два многоядерных Intel- или AMD-процессора (рисунок 1.7). В целях снижения при вычислениях временных задержек обмен данными между ядрами

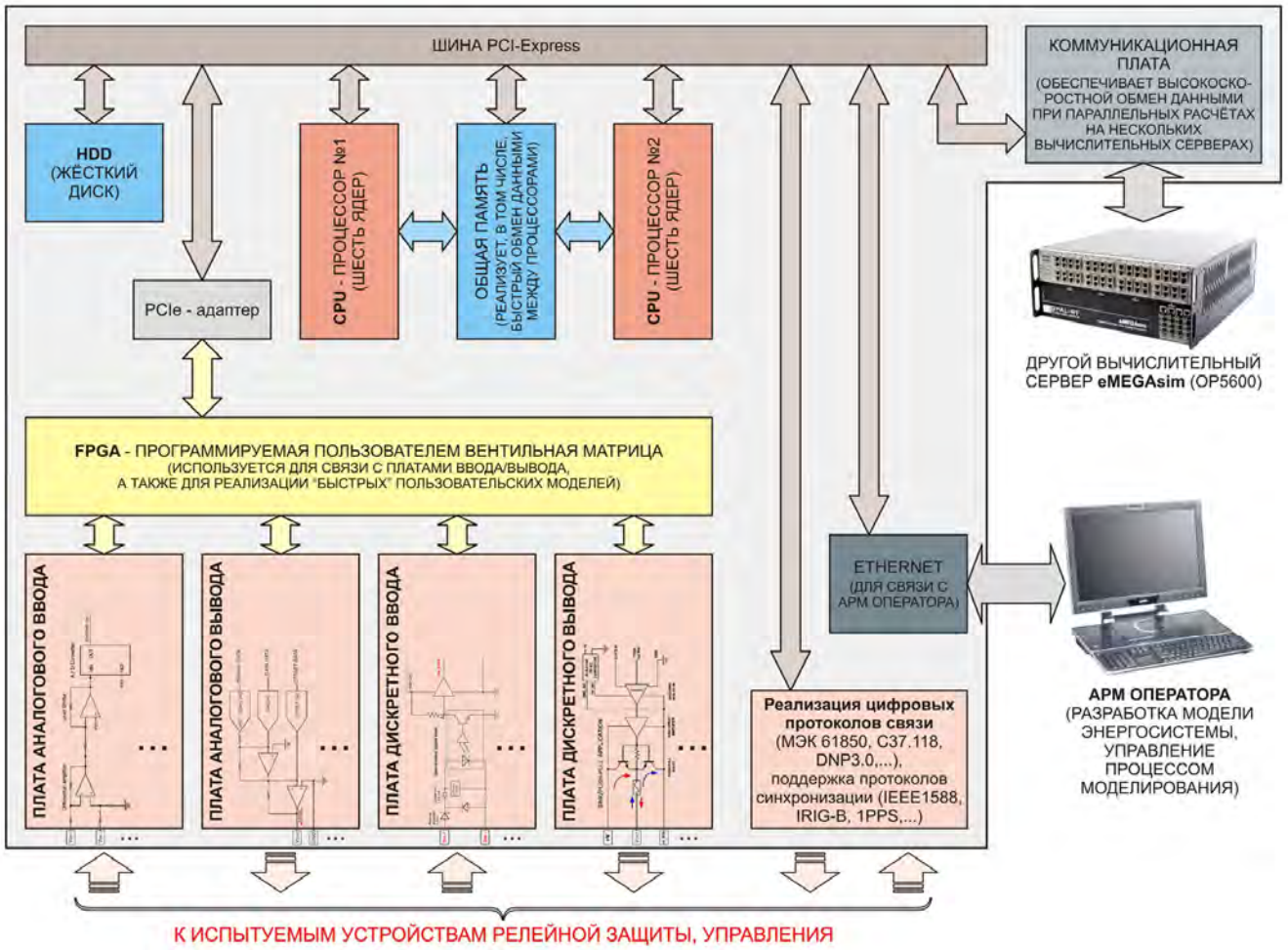


Рисунок 1.7 – Архитектура аппаратной части программно-аппаратного комплекса eMEGAsim

процессора осуществляется посредством встроенной оперативной памяти (кэш-памяти); между процессорами – через модули памяти, установленные на материнской плате. Связь процессоров с платами ввода/вывода осуществляется по скоростной PCI-шине через плату FPGA (программируемая матрица), используемую также для реализации т.н. «быстрых» (с малым шагом расчёта) вычислений.

В составе комплекса предусмотрены модули аналогового и цифрового ввода/вывода. Модули аналогового вывода предназначены для выдачи рассчитываемых вычислительной подсистемой мгновенных значений токов и напряжений на внешнее реальное оборудование. Применяемые в этих модулях цифро-аналоговые преобразователи (ЦАП) имеют разрядность 16 бит; выходной сигнал (16 каналов с «общим» проводом) – напряжение низкого (размах до 32 В)

уровня. Модули аналогового ввода (каждый содержит 16 дифференциальных каналов) служат для приёма аналоговых электрических сигналов от испытуемых устройств. Разрядность аналого-цифровых преобразователей (АЦП) – 16 бит. Диапазон входного напряжения – от ±20 до ±120 В (конфигурируется). Модули дискретного вывода требуются для выдачи дискретных сигналов на внешнее оборудование; реализованы с использованием гальванически изолированных от вычислительной подсистемы транзисторных ключей и содержат от шестнадцати до тридцати двух каналов; в некоторых вариантах исполнения комплекса реализована выдача сигналов ТТЛ-уровня (0/+5 В), модулированных однополярных сигналов. Модули дискретного ввода необходимы для приема информации о состоянии внешнего оборудования. Каналы дискретного ввода (от шестнадцати до тридцати двух на модуль) имеют оптронную развязку от внешних цепей.

Основные характеристики комплекса, используемого для разработки прототипа, приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Конфигурация программно-аппаратного комплекса eMEGAsim

Компонент комплекса	**Коли-чество**	**Характеристики**
Шасси	1	OP5600 HILbox Real-Time Simulator
Материнская плата	1	X8DTL-I-O Supermicro Motherboard, intel Xeon processor 5600/5500 series, with QPI up to 6.4 GT/s
Процессор	2	Intel Xeon QuadCore 2,4 GHz, 1333FSB, 8M (6 cores)
Модули памяти	4	2GB
Операционная система	1	Linux RedHat v2.6.29.6-opalrt-5 («сборка» производителя – OPAL-RT Technologies)
Плата FPGA	1	ML-605 (Virtex 6)
Плата аналогового ввода	1	OP5340 (16 бит, 16 дифференциальных каналов, опрос входов – до 500 000 выборок в секунду)
Плата аналогового вывода	1	OP5330 (16 бит, 16 каналов с общим проводом, вывод инф. – до 1 000 000 выборок в секунду)
Плата дискретного вывода	1	OP5353 (32 оптически изолированных канала, опрос входов – до 10 000 000 выборок в секунду)
Плата дискретного вывода	1	OP5354 (32 оптически изолированных канала, вывод инф. – до 40 000 000 выборок в секунду)
Коммуникационная плата	1	Intel EXPI9404PTL PT Quad Port Server Adapter

1.7 Выводы по главе 1

1. Дана характеристика объекта защиты; показано, что свойства электроэнергетической системы при внедрении в неё ЭСММ будут обусловлены: увеличением разнообразия применяемых технологий генерирования (в России – с более широким использованием газотурбинных, газопоршневых и дизельных электростанций); расширением функциональности распределительных сетей; усложнением режимов работы распредсетей: появлением условий многостороннего питания сетевых элементов, возможности возникновения качаний и асинхронных режимов, несинхронных включений, режимов аварийного отделения от энергосистемы фрагментов сети с малыми электростанциями.

2. На основе анализа существующего отечественного и зарубежного опыта выявлено отсутствие комплексного подхода к построению РЗ распределительных сетей при подключении к ним ЭСММ, установлена недостаточная изученность влияния ЭСММ на эффективность функционирования РЗ прилежащей распределительной сети.

3. Приведена классификация распределительных сетей и типов применяемых в них устройств РЗ; дана общая оценка влияния ЭСММ на эффективность функционирования защит прилежащей электрической сети: вследствие промежуточной подпитки от ЭСММ снижается эффективность резервных ступеней защит вышестоящей электрической сети; становится необходимым рассмотрение вопросов изменения параметров срабатывания защит, введения направленности их действия. Отмечено, что требования к РЗ распределительной сети начинают определяться также условиями устойчивости генераторов ЭСММ.

4. Обоснован вывод, что комплексное рассмотрение проблемы построения РЗ распределительной сети при подключении к ней ЭСММ требует решения двух основных групп задач: обеспечение требуемого технического совершенства РЗ электрических сетей, прилегающих к точке присоединения ЭСММ, и создание РЗА в узле присоединения ЭСММ к сети.

5. Разработаны и реализованы на базе специализированных программных и программно-аппаратных комплексов модели электроэнергетических систем с ЭСММ, ориентированные на решение задач диссертационного исследования. В качестве одного из инструментов исследования разработанных решений предложено применение технологии быстрого прототипирования.

Результаты работы над материалом главы нашли отражение в [55, 96-102, 103-105].

2 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В УСЛОВИЯХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ МАЛЫХ РАСПРЕДЕЛЁННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

2.1 Общие положения

В соответствии с принятым подходом (см. п. 1.5) исследования, составляющие материал данной главы, осуществлены с учётом особенностей электрических режимов, присущих распределительным сетям с ЭСММ как объекту защиты.

Рассматриваются наиболее широко применяемые в распределительных сетях защиты с относительной селективностью: токовые и дистанционные. Как отмечено в главе 1, в большей степени интерес представляет исследование резервных ступеней защит вышестоящей сети и анализ влияния на эффективность их функционирования промежуточной подпитки от ЭСММ. Следует отметить, что влияние промежуточной подпитки на функционирование защит достаточно подробно изучено, например, в [84, 106, 107]. В данной работе акцент исследований смещен на количественный анализ этого явления применительно к характерным параметрам распределительных сетей с ЭСММ.

Исследования защит осуществляются с целью установления их принципиального соответствия требованиям чувствительности, селективности и быстродействия в условиях появления в распределительной сети ЭСММ, в том числе при вызванных этим изменениях в характеристиках электромеханических переходных процессов.

2.2 Анализ селективности и чувствительности резервных ступеней токовых защит

Как отмечалось в первой главе, подключение ЭСММ не приводит к нарушению условий селективности действия МТЗ нижестоящей электрической сети. Тем не менее, если МТЗ имеют зависимую от тока выдержку времени, вследствие изменения значений токов КЗ может потребоваться пересмотр параметров их срабатывания. В части токовых защит вышестоящей сети для обеспечения селективности, как правило, требуется пересмотр параметров их срабатывания, в некоторых случаях – введение направленности действия.

Расчётные условия для выбора параметров срабатывания МТЗ, особенности применения МТЗ с зависимыми времятоковыми характеристиками, а также функционирование направленных максимальных токовых защит в распределительных сетях с ЭСММ будут рассмотрены в следующей главе.

Чувствительность МТЗ оценивается коэффициентом чувствительности. Для режима резервного действия коэффициент чувствительности определяется как отношение

минимального тока повреждения в конце резервируемого объекта к току срабатывания защиты и должен составлять не менее 1,2. Снижение коэффициента чувствительности МТЗ вышестоящей сети при подключении ЭСММ определяется снижением тока КЗ от источника внешней сети (если ток срабатывания защиты при этом не изменялся).

Однофазная схема замещения электрической сети с двухсторонним питанием (см. рисунок 1.4, *а*) для режимов коротких замыканий в конце линии W2 приведена на рисунке 2.1, *а*. На схеме приняты следующие обозначения: $\underline{E}_{\text{ЭС}}$, $\underline{Z}_{\text{ЭС}}$ – э.д.с. и сопротивление эквивалентного источника внешней сети *ЭС*; $\underline{E}_{\text{G}}$, $\underline{Z}_{\text{G}}$ – э.д.с. и сопротивление эквивалентного генератора малой электростанции *G*; $\underline{Z}_{\text{W1}}$ – сопротивление линии *W1*; $\underline{Z}_{\text{W2}}$ – сопротивление линии *W2*; R_{F} – активное переходное сопротивление в месте повреждения.

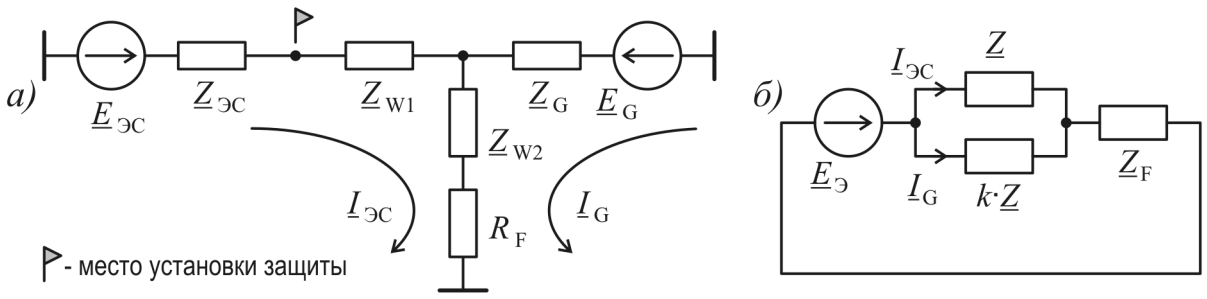


Рисунок 2.1 – Схемы замещения: а) однофазная электрической сети с двухсторонним питанием, б) эквивалентная

Приведенная схема замещения может быть описана следующей системой уравнений, составленной относительно токов в ветвях генератора и эквивалентного источника внешней сети:

$$\begin{cases} \underline{E}_{\text{ЭС}} = \underline{I}_{\text{ЭС}}(\underline{Z}_{\text{ЭС}} + \underline{Z}_{\text{W1}}) + (\underline{I}_{\text{ЭС}} + \underline{I}_{\text{G}})\underline{Z}_{\text{F}} \\ \underline{E}_{\text{G}} = \underline{I}_{\text{G}}\underline{Z}_{\text{G}} + (\underline{I}_{\text{ЭС}} + \underline{I}_{\text{G}})\underline{Z}_{\text{F}} \end{cases}, \tag{2.1}$$

где $\underline{Z}_{\text{F}} = \underline{Z}_{\text{W2}} + R_{\text{F}}$.

На основе анализа системы (2.1) может быть получено аналитическое выражение для замера токовой защиты, установленной со стороны ЭС:

$$\underline{I}_{\text{ЭС}} = E\frac{\underline{Z}_{\text{F}}\left(1 - k_{\text{e}}e^{j\delta}\right) + k\underline{Z}}{k\underline{Z}^{2} + \underline{Z}\underline{Z}_{\text{F}} + k\underline{Z}\underline{Z}_{\text{F}}}, \tag{2.2}$$

где $E = E_{\text{ЭС}}$; $k_{\text{e}} = \dfrac{E_{\text{G}}}{E_{\text{ЭС}}}$; $\underline{Z} = \underline{Z}_{\text{ЭС}} + \underline{Z}_{\text{W1}}$; δ – угол между векторами э.д.с. эквивалентных источников ЭСММ и внешней сети.

Ток в месте установки защиты при отсутствии ЭСММ ($\underline{Z}_{\mathrm{G}} = \infty$):

$$\underline{I}'_{ЭС} = \frac{E}{\underline{Z} + \underline{Z}_{\mathrm{F}}}.$$

Снижение чувствительности МТЗ, установленной со стороны источника ЭС, в режиме резервного действия определяется отношением модулей токов $\underline{I}'_{ЭС}$ и $\underline{I}_{\mathrm{ЭС}}$:

$$K_I = \frac{\mathrm{mod}(\underline{I}'_{\mathrm{ЭС}})}{\mathrm{mod}(\underline{I}_{\mathrm{ЭС}})} = \mathrm{mod}\left(\frac{k\underline{Z}^2 + \underline{Z}\underline{Z}_{\mathrm{F}} + k\underline{Z}\underline{Z}_{\mathrm{F}}}{(\underline{Z} + \underline{Z}_{\mathrm{F}})(\underline{Z}_{\mathrm{F}}\left(1 - k_{\mathrm{e}} e^{j\delta}\right) + k\underline{Z})} \right). \qquad (2.3)$$

Если принять $\underline{E}_{\mathrm{Э}} = \underline{E}_G = \underline{E}_{\mathrm{ЭС}}$, схему, представленную на рисунке 2.1, *а*, можно свести к эквивалентной схеме замещения (рисунок 2.1, *б*), наиболее наглядно отражающей распределение токов короткого замыкания в распределительной сети с ЭСММ. В соответствии с приведённой схемой могут быть получены упрощённые выражения для тока в месте установки защиты и коэффициента K_I:

$$\underline{I}_{\mathrm{ЭС}} = \frac{\underline{E}_{\mathrm{Э}} k\underline{Z}}{k\underline{Z}^2 + \underline{Z}\underline{Z}_{\mathrm{F}} + k\underline{Z}\underline{Z}_{\mathrm{F}}}, \qquad (2.4)$$

$$K_I = \mathrm{mod}\left(1 + \frac{\underline{Z}_{\mathrm{F}}}{\underline{Z} + \underline{Z}_{\mathrm{F}}} \frac{1}{k}\right). \qquad (2.5)$$

Слагаемое $\frac{\underline{Z}_{\mathrm{F}}}{\underline{Z} + \underline{Z}_{\mathrm{F}}} \frac{1}{k}$ в (2.5) отражает уменьшение составляющей тока короткого замыкания со стороны энергосистемы, вызванное подключением ЭСММ в промежуточном узле; множитель $\frac{1}{k}$ прямо пропорционален соотношению мощностей короткого замыкания генераторов ЭСММ и ЭС. Упрощенное выражение (2.5), не учитывающее зависимость токораспределения в схеме от соотношения э.д.с. генератора ЭСММ и ЭС, может быть использовано для практической оценки снижения чувствительности МТЗ.

В соответствии с (2.5) влияние ЭСММ определяется мощностью короткого замыкания эквивалентного источника ЭС, конфигурацией распределительной сети и мощностью генератора самой ЭСММ. Анализ выполнен для сетей 10, 35 и 110 кВ. Количественные параметры сетей приняты в соответствии с данными, приведенными в таблице 1.1. Анализировались режимы металлических КЗ и КЗ через переходные сопротивления. На рисунке 2.2 приведены зависимости значений коэффициента K_I от мощности подключаемой электростанции, построенные при минимальной мощности источника внешней сети и длинах линий, соответствующих максимальным значениям (сплошные линии). Для сравнения пунктирными линиями (см. рисунок 2.2) показаны те же зависимости, но построенные при

максимальной мощности источника внешней сети и малых длинах линий (для сетей 10, 35 и 110 кВ – 1, 3 и 10 км соответственно).

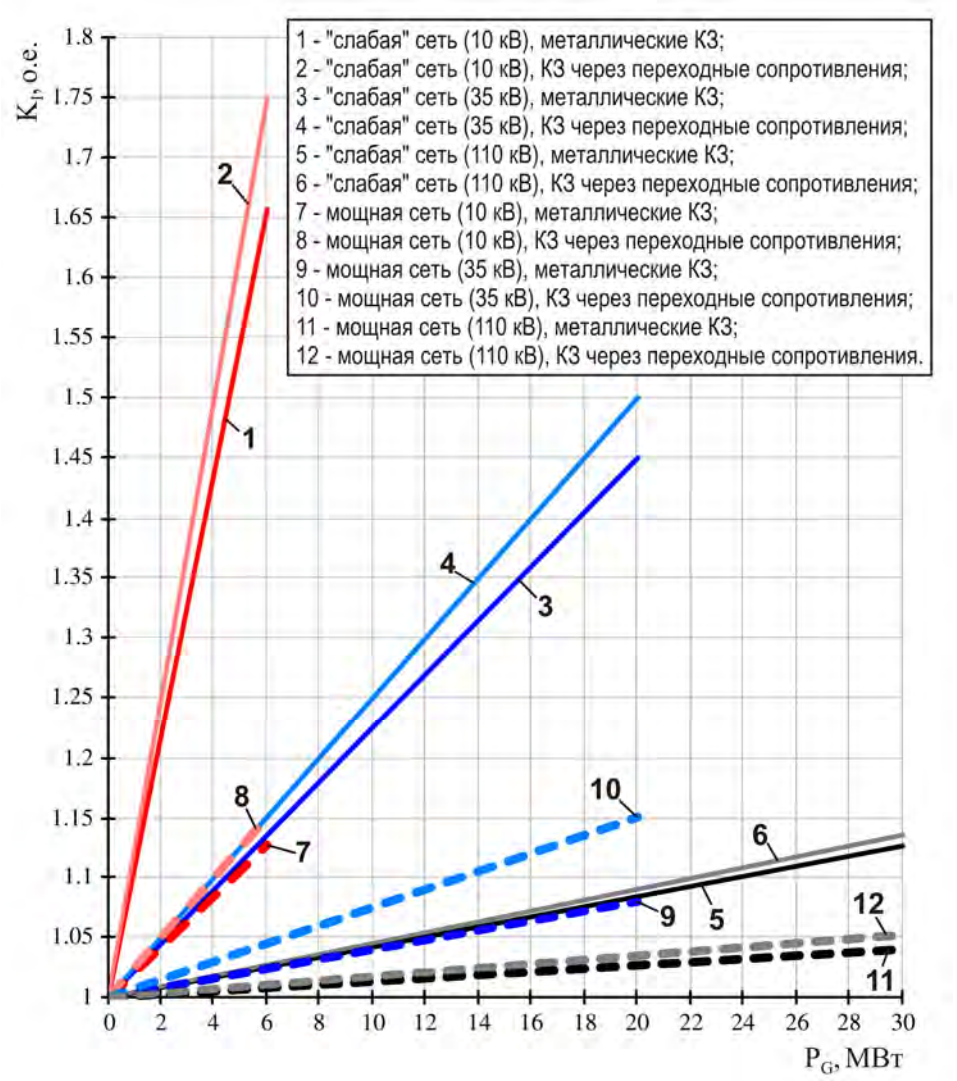


Рисунок 2.2 – Влияние мощности подключаемой электростанции на уменьшение составляющей тока короткого замыкания со стороны внешней сети:
P_G – активная мощность генератора подключенной ЭСММ

В сетях 10, 35 кВ со «слабым» источником (в которых максимальная мощность единичной электростанции может быть больше мощности источников внешней сети: $k = 0,5-1$) может иметь место уменьшение составляющей тока повреждения от внешней сети в 1,5-1,7 раза. В «слабых» сетях 110 кВ при принятой длине линии электропередачи 25 км составляющая аварийного тока от энергосистемы может уменьшаться до 1,15 раза.

В условиях сильной связи с энергосистемой (сеть с мощным источником) влияние подключенной в промежуточном узле малой электростанции проявляется в значительно меньшей степени. Так, подключенные на низшем уровне напряжения (6…10 кВ)

электростанции практически не оказывают влияния на распределение токов короткого замыкания в сети 110 кВ: при мощности подключенной электростанции, близкой к максимальной, составляющая аварийного тока от энергосистемы уменьшается не более чем на 5%; для сети 10 кВ составляющая тока от внешней сети при металлических КЗ уменьшается максимум в 1,15 раза.

2.3 Анализ чувствительности и селективности дистанционных защит

Анализ чувствительности резервных ступеней дистанционных защит. В соответствии со схемой замещения, приведённой на рисунке 2.1, *а*, сопротивление на зажимах дистанционной защиты, установленной со стороны ЭС:

$$\underline{Z}_{\text{ЭС Р}} = \frac{\underline{E}_{\text{ЭС}} - \underline{I}_{\text{ЭС}}\underline{Z}_{\text{ЭС}}}{\underline{I}_{\text{ЭС}}}. \qquad (2.6)$$

После подстановки (2.2) в (2.6):

$$\underline{Z}_{\text{ЭС Р}} = \underline{Z}_{\text{W1}} + \frac{\underline{Z}_{\text{F}} k_{\text{e}} e^{j\delta}\left(\underline{Z} + \underline{Z}_{\text{W1}}\right) + k\underline{Z}\underline{Z}_{\text{F}}}{\underline{Z}_{\text{F}}(1 - k_{\text{e}} e^{j\delta}) + k\underline{Z}}. \qquad (2.7)$$

На основе выражения (2.7) выполнен количественный анализ изменения зон «охвата» дистанционного замера применительно к характерным параметрам распределительной сети с ЭСММ. Далее приведены результаты исследований для двух граничных ситуаций:

– электростанция, работающая в сети с мощным источником ($U_{НОМ} = 110\ кВ$, $L_W = 10\ км$, $P_G = 30\ МВт$, $k = 25$);

– электростанция, работающая в сети со «слабым» источником ($U_{НОМ} = 35\ кВ$, $L_W = 15\ км$, $P_G = 20\ МВт$, $k = 1$).

На рисунках 2.3, 2.4 показаны области значений измеряемого защитой реактивного сопротивления при КЗ на линии W2 (варьировались параметры предшествующего повреждению режима и удалённость места короткого замыкания).

Подключенные к сети электростанции не оказывают значительного влияния на замер дистанционной защиты, установленной со стороны мощной энергосистемы (граница зоны действия защиты при металлических коротких замыканиях смещается, как правило, не более чем на 5-10%). Подключение мощной электростанций к «слабой» сети может привести к значительному уменьшению охвата соответствующей зоны защиты (при КЗ в конце линии замеряемое защитой сопротивление увеличивается в сравнении с фактическим более чем в 2 раза), следствием чего будет являться снижение эффективности защиты в режиме резервного действия (чувствительность дистанционной защиты к коротким замыканиям через большие

переходные сопротивления может оказаться недостаточной, защита может отработать с большей выдержкой времени, соответствующей зоне с бóльшим охватом).

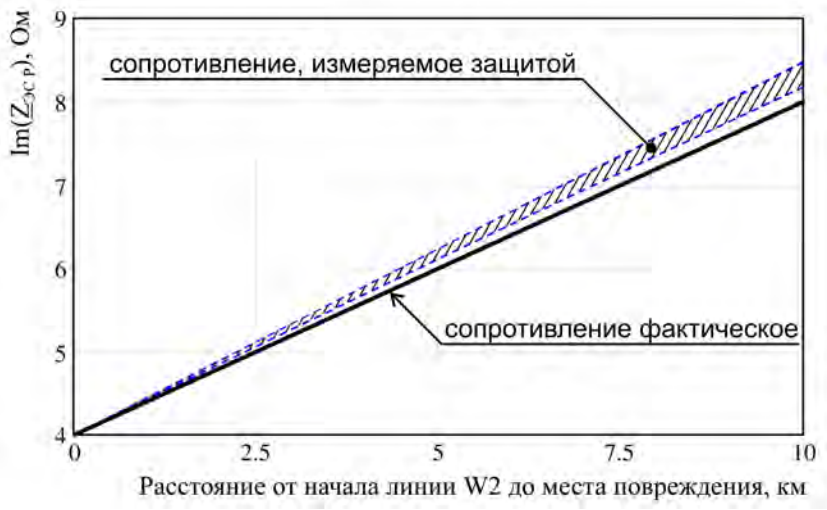


Рисунок 2.3 – Изменение замера сопротивления дистанционной защиты при подключении малой электростанции к мощной сети

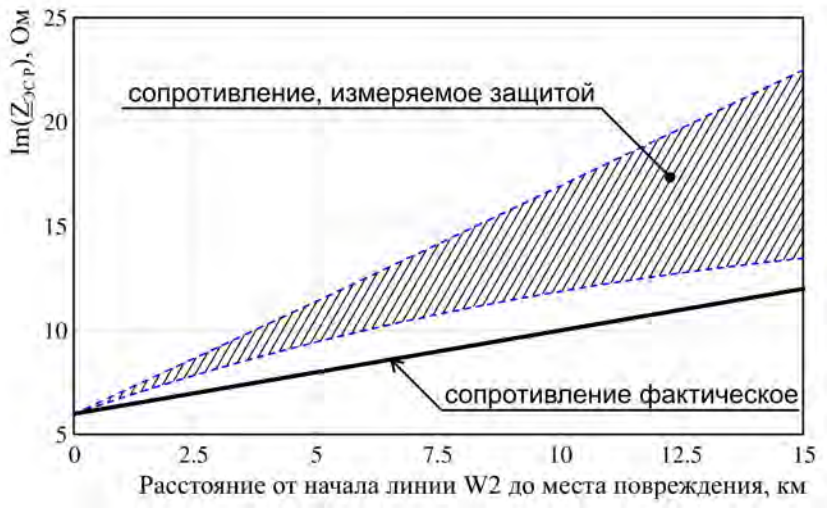


Рисунок 2.4 – Изменение замера сопротивления дистанционной защиты при подключении малой электростанции к «слабой» сети

Анализ условий селективности действия дистанционных защит в сети с двухсторонним питанием. Обеспечение селективности действия защит в общем случае достигается контролем или ограничением зон их действия, а также введением, при необходимости, выдержек времени срабатывания [108, 109]. С целью анализа возможности селективного отключения КЗ без выдержки времени представляет интерес проведение исследования применительно к первой ступени дистанционной защиты (расчётная зона действия – 80-85% длины линии).

При КЗ через переходное сопротивление на шинах противоположного конца линии W1 (см. рисунок 1.4, *а*) изменение «видимого» защитой сопротивления определяется коэффициентом токораспределения $\underline{k}_{\text{Т}}$:

$$\underline{Z}_{\text{ЭС Р}} = \underline{Z}_{\text{W1}} + R_{\text{F}}\underline{k}_{\text{Т}}. \qquad (2.8)$$

Коэффициент токораспределения в (2.8) (для рассматриваемого случая: $\underline{Z}_{\text{W2}} = 0$, $\underline{Z}_{\text{F}} = R_{\text{F}}$):

$$\underline{k}_{\text{Т}} = \frac{k_{\text{e}}e^{j\delta}\underline{Z} + k\underline{Z}}{R_{\text{F}}(1 - k_{\text{e}}e^{j\delta}) + k\underline{Z}}. \qquad (2.9)$$

При равенстве э.д.с. генератора ЭСММ и ЭС ($k_{\text{e}} = 1,\ \delta = 0$) коэффициент токораспределения представляет собой вещественное число и зависит от соотношения сопротивлений источника внешней сети и ЭСММ, эквивалентированных относительно точки присоединения ЭСММ:

$$k_{\text{Т}} = \frac{1+k}{k}. \qquad (2.10)$$

В соответствии с (2.10) может быть дана оценка максимальных значений коэффициента токораспределения; для сетей со «слабым» источником (значения k принимаются в соответствии с таблицей 1.1):

– сеть 10 кВ: $k_{\text{Т}} = 3$;

– сеть 35 кВ: $k_{\text{Т}} = 2,4$;

– сеть 110 кВ: $k_{\text{Т}} = 1,6$.

Следует заметить, что значения коэффициента токораспределения в сетях 110 кВ и выше с мощными электростанциями могут быть существенно больше (по модулю). Однако, аргумент комплексного коэффициента токораспределения, который зависит также от абсолютного значения мощности системы «за спиной» защиты и параметров доаварийного режима, бóльшие значения может принимать, напротив, в сети со «слабым» источником. При направлении передачи мощности в доаварийном режиме – к шинам ЭСММ, в режиме КЗ имеет место поворот вектора сопротивления в комплексной плоскости на отрицательный угол, что может привести к излишнему действию первой ступени защиты.

В качестве примера на рисунке 2.5 приведены значения измеряемого защитой сопротивления для сети 35 кВ со «слабым» источником ($U_{НОМ} = 35\,кВ$, $L_W = 15\,км$, $P_G = 20\,MBm$, $k = 1$ – см. выше). Здесь же показана полигональная характеристика срабатывания первой ступени дистанционной защиты. При максимальном значении мощности, передаваемой к шинам ЭСММ, аргумент $\underline{k}_{\text{Т}}$ составляет 20 градусов; при этом измеряемое

защитой сопротивление начинает попадать в зону срабатывания первой ступени при переходном сопротивлении в месте повреждения более 0,9 Ом.

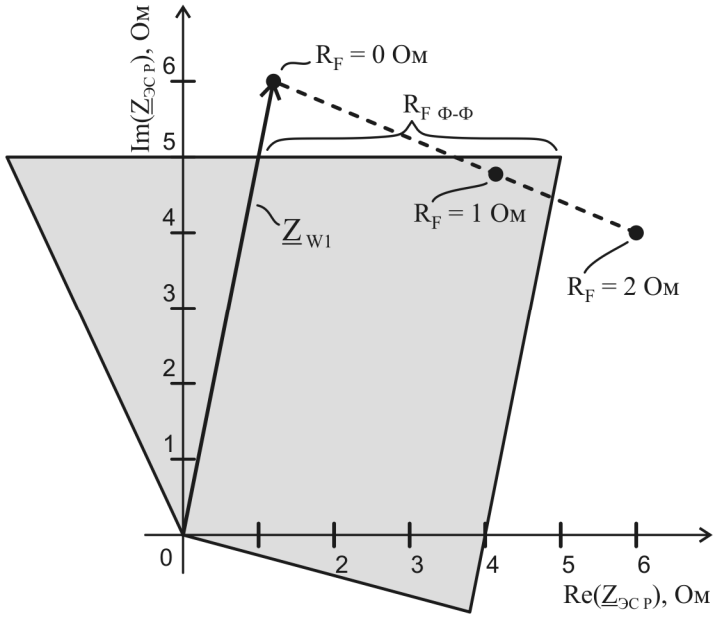


Рисунок 2.5 – Замеры дистанционной защиты на комплексной плоскости при КЗ через переходные сопротивления в конце линии W1: $R_{F\,Ф\text{-}Ф}$ = 4 Ом – уставка активного сопротивления в месте КЗ

Отстройка защиты от режимов внешних КЗ может обеспечиваться ограничением ширины характеристики срабатывания или наклоном её верхней границы вниз. Однако при этом уменьшается зона действия 1-й ступени (в особенности в режимах передачи мощности в направлении от шин ЭСММ в сторону ЭС), в ряде случаев – значительно. Это ограничивает возможности быстродействующего отключения КЗ на расчётных 80-85% длины линии.

Полученные результаты иллюстрируют, что в сети со «слабыми» источниками существенным фактором, искажающим фактическую область срабатывания дистанционной защиты, является влияние параметров доаварийного режима.

Анализ условий селективности действия защит в сети с многосторонним питанием. Перераспределение токов КЗ в сетях с многосторонним питанием (см. рисунок 1.4, *б*) определяется несколькими основными факторами: соотношением мощностей генераторов, параметрами предшествующего повреждению режима, конфигурацией сети и расположением точки короткого замыкания. Схема замещения рассматриваемой сети приведена на рисунке 2.6; следует отметить, что необходимость учёта влияния на замеры защит взаимных перетоков мощности между генераторами в общем случае не позволяет привести схему к двухмашинному эквиваленту.

Режим КЗ в рассматриваемой схеме удобно представить линейным матричным уравнением:

$$[\underline{U}] = [\underline{U}_{\text{ПР}}] - \left[\underline{Z}_{(\text{i,F})}\right] \frac{\underline{U}_{\text{ПР(F)}}}{\underline{Z}_{(\text{F,F})} + R_{\text{F}}}, \tag{2.11}$$

где $[\underline{U}]$ – матрица напряжений в узлах сети в режиме короткого замыкания, $[\underline{U}_{\text{ПР}}]$ – матрица напряжений в предшествующей режиме, $\left[\underline{Z}_{(\text{i,F})}\right]$ – матрица взаимных сопротивлений между i-м узлом сети и узлом короткого замыкания F, $\underline{U}_{\text{ПР(F)}}$ – значение напряжения в узле короткого замыкания в предшествующем режиме, $\underline{Z}_{(\text{F,F})}$ – собственное сопротивление узла короткого замыкания.

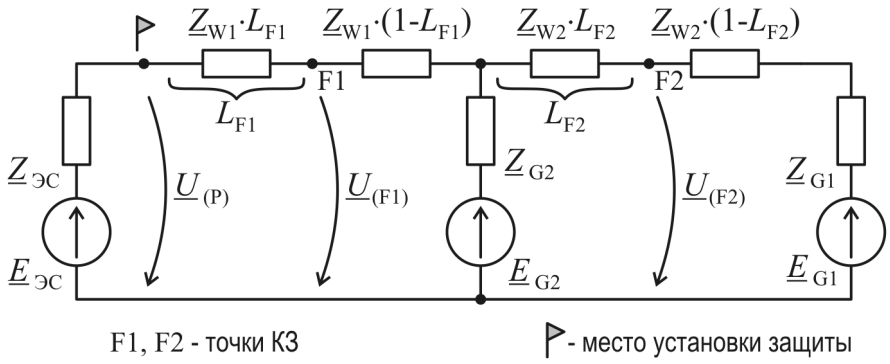


Рисунок 2.6 – Схема замещения электрической сети с многосторонним питанием

Значения напряжений в узлах сети в предшествующем режиме определяются следующим образом:

$$[\underline{U}_{\text{ПР}}] = [\underline{J}][\underline{Z}],$$

где $[\underline{J}]$ – вектор узловых токов, $[\underline{Z}]$ – матрица узловых сопротивлений.

Сопротивление, замеряемое установленной со стороны внешней сети дистанционной защитой:

$$\underline{Z}_{\text{ЭС Р}} = \frac{\underline{U}_{(\text{P})}\underline{Z}_{\text{ЭС}}}{\underline{E}_{\text{ЭС}} - \underline{U}_{(\text{P})}},$$

где $\underline{U}_{(\text{P})}$ – значение напряжения в месте установки защиты, определяемое путем решения уравнения (2.11).

В процессе исследований варьировались значения мощностей источников сети, параметры предшествующего повреждению режима, переходное сопротивление в месте повреждения.

На рисунке 2.7 в качестве одного из наиболее наглядных примеров представлены области замеров дистанционной защиты линии *W1* на комплексной плоскости в режимах коротких замыканий для распределительной сети 35 кВ со «слабым» источником ($U_{НОМ} = 35\,кВ$, $L_{W1} = 10\,км$, $L_{W2} = 15\,км$, $\underline{Z}_{ЭС} = 10e^{j75}\,Ом$, $\underline{Z}_{G1} = 1,5\underline{Z}_{ЭС}$, $\underline{Z}_{G2} = 2,5\underline{Z}_{ЭС}$) и распределительной сети 110 кВ с мощным источником ($U_{НОМ} = 110\,кВ$, $L_{W1} = 10\,км$, $L_{W2} = 15\,км$, $\underline{Z}_{ЭС} = 3,2e^{j75}\,Ом$, $\underline{Z}_{G1} = 25\underline{Z}_{ЭС}$, $\underline{Z}_{G2} = 35\underline{Z}_{ЭС}$).

Анализ полученных результатов показывает, что в «слабой» распределительной сети при соизмеримых мощностях источников в узлах имеет место перекрытие областей замеров защиты (более 50% площади; см. рисунок 2.7, *а*) при коротких замыканиях на линиях *W1* и *W2* в условиях изменения состояния генераторов малых электростанций (включены/отключены) и параметров предшествующего повреждению режима. Дистанционная защита, осуществляющая традиционный односторонний замер текущих параметров, в этих условиях потенциально не позволяет обеспечить селективное и быстрое (в пределах принятых 80-85% длины линии) отключение повреждений в таких сетях.

На рисунке 2.8, *а* приведены области замеров дистанционной защиты линии *W1* для рассматриваемой сети 35 кВ при зафиксированном (известном) значении замера сопротивления в предшествующем повреждению режиме (т.е. при использовании локальных измерений параметров предшествующего режима). В этом случае область замеров защиты при КЗ на линии *W1* формируется семейством годографов, пересекающихся в точке $R_F \to \infty$. Изменение взаимных перетоков мощности между источниками *G1* и *G2* (при этом параметры предшествующего режима в месте установки защиты могут не изменяться) приводит к смещению области замера защиты при КЗ на линии *W2* и перекрытию областей замеров для коротких замыканий на линиях *W1* и *W2*. При фиксировании значений перетоков мощности между всеми источниками сети в доаварийном режиме (т.е. при использовании удалённых измерений параметров предшествующего режима) удаётся в максимальной степени разграничить области замеров защиты при КЗ на линиях *W1* и *W2* (рисунок 2.8, *б*).

Проведенные исследования показали, что в сети с многосторонним питанием на селективность функционирования защит существенное влияние могут оказывать взаимные перетоки мощности в доаварийном режиме между источниками в сети.

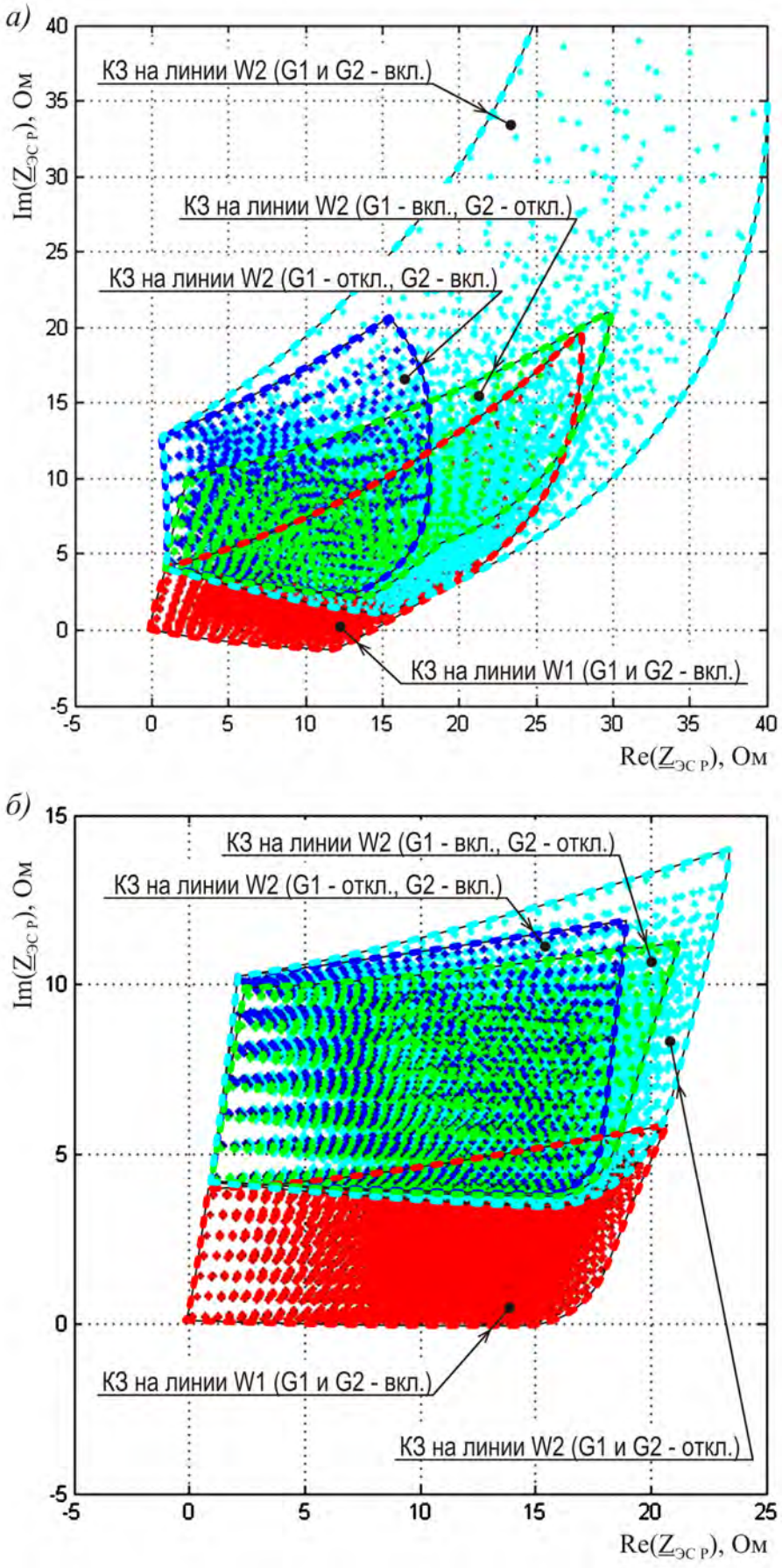


Рисунок 2.7 – Области замеров дистанционной защиты линии *W1* на комплексной плоскости:

а) слабая сеть 35 кВ, б) мощная сеть 110 кВ

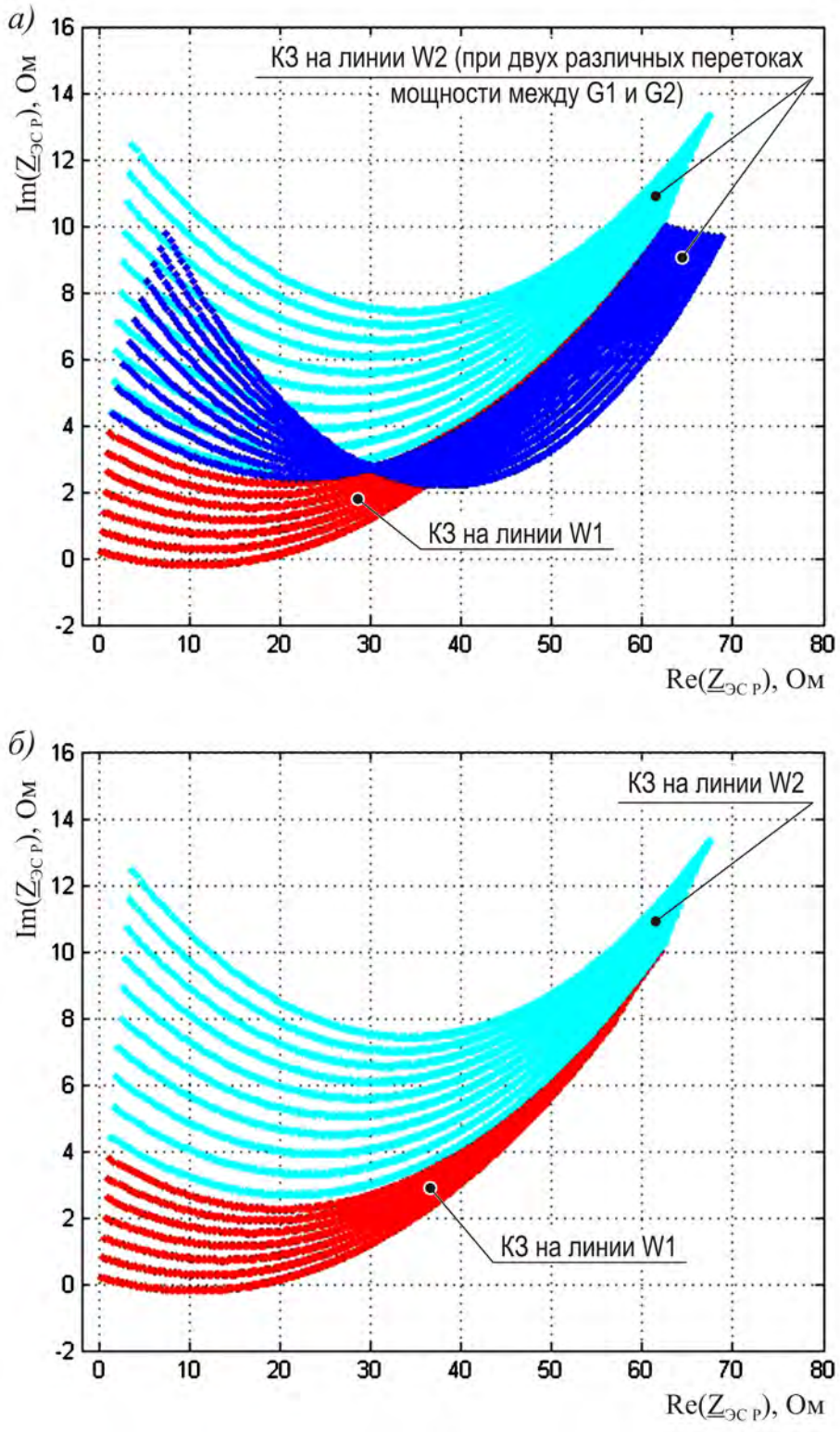


Рисунок 2.8 – Области замеров дистанционной защиты линии *W1* на комплексной плоскости: а) при фиксировании значения замера сопротивления в предшествующем повреждению режиме; б) при фиксировании значений перетоков мощности между всеми источниками сети

2.4 Сопоставительный анализ чувствительности токовых и дистанционных защит

Требования к чувствительности резервных ступеней защит. Влияние ЭСММ, подключенных в промежуточном узле распределительной сети, может приводить при определённых характеристиках сети к значительному снижению чувствительности существующих защит. Следствием этого является снижение эффективности защиты вышестоящей сети (в некоторых случаях – «потеря» свойств дальнего резервирования), увеличение времени отключения повреждения вследствие её каскадного действия (защита сможет «увидеть» КЗ только после отключения источника ЭСММ или после снижения составляющей тока от него). В связи с этим требуемая чувствительность защит в режиме резервного действия должна обеспечиваться с учётом подпитки от ЭСММ.

Подход к оценке чувствительности резервных ступеней защит. Для оценки чувствительности резервных ступеней максимальной токовой и дистанционной защит представляется целесообразным принять подход, заключающийся в использовании в качестве критерия такой оценки максимального значения мощности электростанции, подключаемой в промежуточном узле сети, при котором защитой внешней сети (в рассматриваемом случае – защитой со стороны ЭС) обеспечивается выявление повреждений в режиме резервного действия.

Ограничения применимости токового и дистанционного принципов в части чувствительности. Возможность выявления режима КЗ обеспечивается при выполнении следующих условий для токовой и дистанционной защит соответственно:

$$\begin{cases} I_{\text{ЭС}} = f(k_e, \delta, k) \geq I_{\text{МТЗ}} \\ k_{e\min} \leq k_e \leq k_{e\max} \\ \delta_{\min} \leq \delta \leq \delta_{\max} \end{cases}, \qquad \begin{cases} Z_{\text{ЭС Р}} = f(k_e, \delta, k) \leq Z_{\text{ДЗ}} \\ k_{e\min} \leq k_e \leq k_{e\max} \\ \delta_{\min} \leq \delta \leq \delta_{\max} \end{cases}, \tag{2.12}$$

где $I_{\text{МТЗ}}$, $Z_{\text{ДЗ}}$ – уставки токовой и дистанционной защит соответственно; $k_{e\min}$, $k_{e\max}$ – минимальное и максимальное значения соотношений модулей э.д.с. эквивалентных источников малой электростанции и внешней сети; $\delta_{\min}$, $\delta_{\max}$ – минимальное и максимальное значения угла между векторами этих э.д.с.

В исследованиях рассматривалась дистанционная защита, имеющая круговую характеристику с центром в начале координат, как обладающая меньшей чувствительностью в сравнении с дистанционной защитой с полигональной (многоугольной) характеристикой.

Исследования проводились для сетей 10, 35, 110 кВ; количественные параметры сетей приняты согласно таблице 1.1. Значения нагрузок и длины линий электропередачи приняты в соответствии с максимальными значениями. Для каждого значения мощности короткого

замыкания сети оценивалось предельное значение k (соответствующее максимальной мощности электростанции), при котором ещё выполняются требования к чувствительности защиты линии W1 в режиме резервного действия (коэффициент чувствительности защиты $K_Ч \geq 1,2$ [110, 111]). Результаты исследования представлены на рисунке 2.9 в виде семейства кривых.

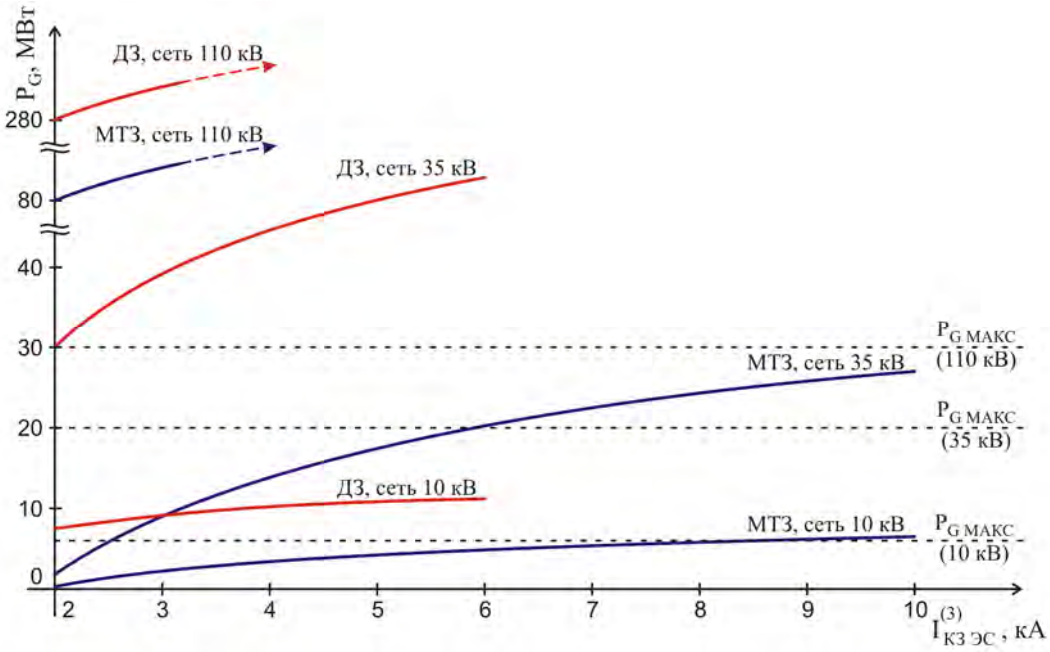


Рисунок 2.9 – Зависимость максимально допустимой по условию чувствительности защит мощности подключаемой к сети малой электростанции от тока короткого замыкания на шинах энергосистемы

В сетях 6…35 кВ максимальной токовой защитой может не обеспечиваться необходимая чувствительность: допустимая по условиям чувствительности мощность подключаемой электростанции в «слабых» сетях существенно ограничена по сравнению с максимальным значением ($P_{G\,МАКС}$). Дистанционная защита даже при максимальной принятой в исследованиях мощности малой электростанции позволяет выявить режим КЗ.

Количественные результаты, отраженные на рисунке 2.9, также позволяют сделать вывод о том, что подключение ЭСММ (даже при их мощности, близкой к максимальной) не приводит к недопустимому снижению чувствительности защит сетей 110 кВ, а также сетей 10, 35 кВ при мощной связи с энергосистемой (значение тока КЗ на шинах эквивалентного источника ЭС не ниже 9…10 кА).

2.5 Исследование характеристик электромеханических переходных процессов и разработка требований к быстродействию релейной защиты

Определение предельного времени отключения трёхфазного короткого замыкания на шинах малой электростанции по условиям устойчивости генераторов малых электростанций. Как отмечалось в главе 1, значения механических постоянных времени агрегатов ГТУ со свободной силовой турбиной, ГПЭС могут составлять менее 5 с; в связи с этим следует ожидать уменьшения (в сравнении со значениями, характерными для паротурбинных агрегатов) и допустимого по условиям устойчивости времени отключения коротких замыканий.

В первом приближении оценка предельного времени отключения КЗ по условию сохранения устойчивости малой электростанции может быть выполнена на основе уравнения механического движения ротора генератора с принятием допущения о неизменности механического момента турбины и переходной э.д.с. генератора [112]:

$$T_J \frac{d^2\delta_G}{dt^2} = P_M - P_{ЭМ}\,, \tag{2.13}$$

где T_J – механическая постоянная инерции агрегата «генератор – первичный двигатель»; δ_G – угол э.д.с. генератора относительно оси, вращающейся с синхронной частотой; P_M – механическая мощность турбины генератора; $P_{ЭМ}$ – электромагнитная мощность генератора.

Для случая близкого трёхфазного короткого замыкания ($P_{ЭМ} = 0$) уравнение (2.13) имеет аналитическое решение. Время достижения предельного значения угла отключения короткого замыкания будет определяться выражением:

$$t_{ДОП} = \sqrt{2T_J(\delta_{ПР} - \delta_0)/P_M}\,,$$

где δ_0 – значение угла э.д.с. генератора в исходном режиме; $\delta_{ПР}$ – предельный угол отключения короткого замыкания.

Угловые характеристики электромагнитной мощности эквивалентного генератора ЭСММ для двух граничных ситуаций приведены на рисунке 2.10. Предельное значение угла отключения короткого замыкания в соответствии с принятыми допущениями можно определить из условия равенства площадей ускорения ($S_У$) и торможения ($S_Т$) [112].

На рисунке 2.11 для рассматриваемых двух ситуаций приведены зависимости допустимого времени отключения близкого трехфазного короткого замыкания в функции значения механической постоянной инерции агрегата «генератор – первичный двигатель» T_J (полужирные линии).

Следует заметить, что приведенная графическая зависимость позволяет получить лишь приближенную (качественную) оценку влияния постоянной инерции электростанции на допустимое время отключения КЗ. В действительности существенное влияние на характер изменения скорости при КЗ оказывает работа систем регулирования скорости и возбуждения генератора, состав и параметры нагрузок распределительной сети.

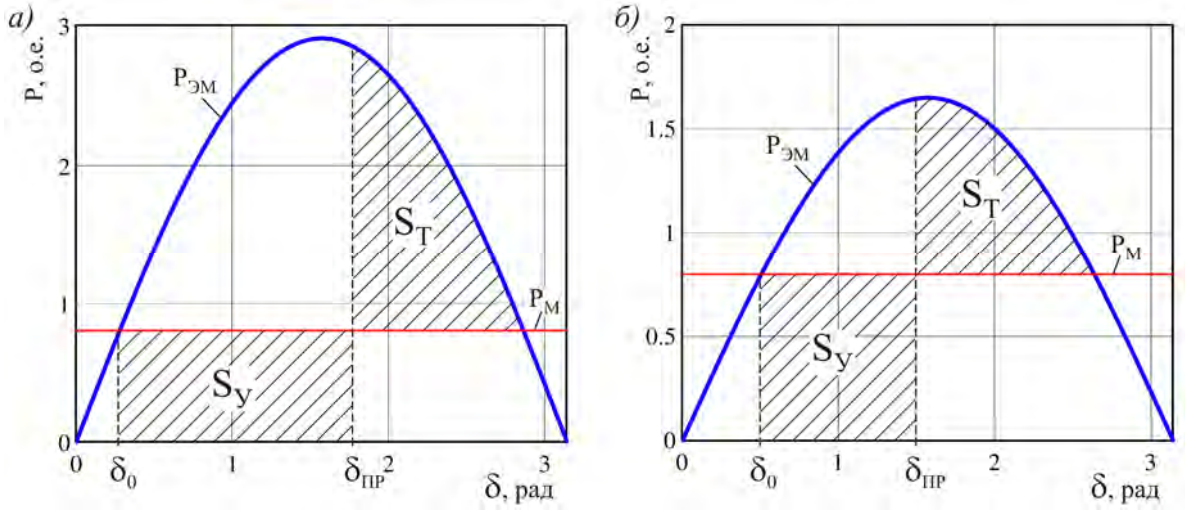


Рисунок 2.10 – Угловая характеристика мощности связи «электростанция – внешняя энергосистема»: а) электростанция, работающая в мощной сети;
б) электростанция, работающая в «слабой» сети

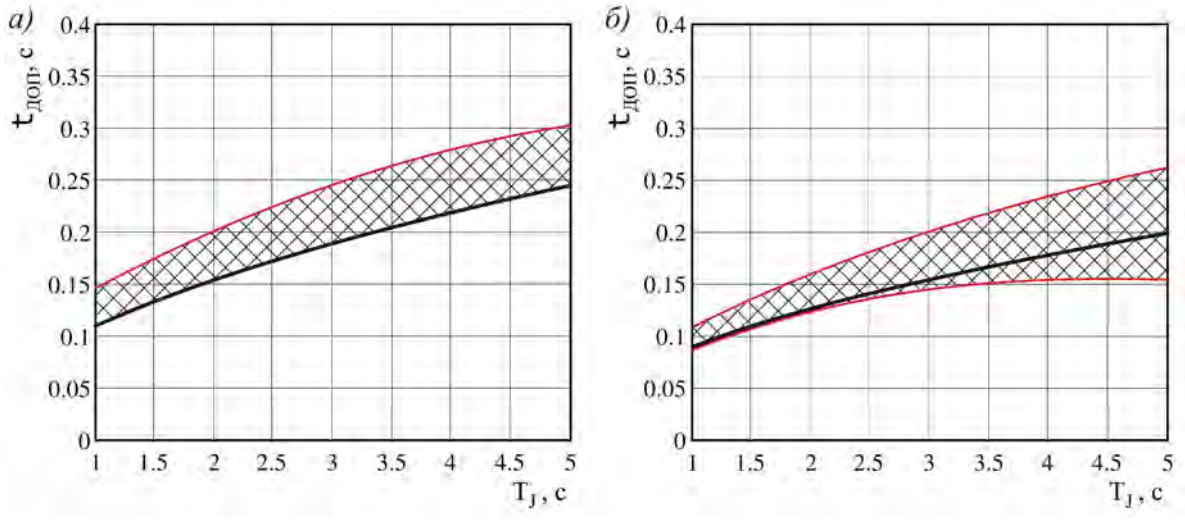


Рисунок 2.11 – Зависимость допустимого времени отключения короткого замыкания от значения механической постоянной инерции агрегата малой электростанции:
а) электростанция, работающая в мощной сети; б) электростанция, работающая в «слабой» сети

Далее приводятся характеристики переходных процессов при близких КЗ, полученные путем моделирования с использованием обобщённой модели (см. рисунок 1.4, *а*), и позволяющие провести анализ изменений параметров режимов во времени с учётом свойств первичных двигателей и систем регулирования генератора, параметров нагрузки. Также, как и выше, рассматривались две характерные граничные ситуации; варьировались следующие параметры: механическая постоянная инерции агрегата ЭСММ (1, 3, 5 с), мощность нагрузки (0, 100% P_G), доля двигателей в составе нагрузки (0, 70%); опыты проводились для моделей газотурбинных установок со свободной силовой турбиной с разными типами систем возбуждения (система независимого возбуждения, система самовозбуждения). Было принято, что до возмущения генератор ЭСММ работал в номинальном режиме.

Графики моделируемых процессов приведены в Приложении В. Полученные значения допустимого времени отключения короткого замыкания сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Максимально допустимые значения времени отключения близкого короткого замыкания

T_J, с	**Максимально допустимое время отключения, с**					
	Электростанция, работающая в мощной сети					
	система независимого возбуждения			система самовозбуждения		
	без нагрузки	статическая нагрузка	двигательная нагрузка	без нагрузки	статическая нагрузка	двигательная нагрузка
1	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,12
3	0,24	0,24	0,22	0,24	0,24	0,22
5	0,3	0,3	0,28	0,3	0,3	0,26
T_J, с	**Максимально допустимое время отключения, с**					
	Электростанция, работающая в «слабой» сети					
	система независимого возбуждения			система самовозбуждения		
	без нагрузки	статическая нагрузка	двигательная нагрузка	без нагрузки	статическая нагрузка	двигательная нагрузка
1	0,12	0,12	0,10	0,10	0,12	0,10
3	0,18	0,20	0,16	0,18	0,20	0,14
5	0,24	0,26	0,22	0,24	0,24	0,16

Проведённые исследования позволили «расширить» (для «слабой» сети, в том числе, в сторону уменьшения) диапазон возможных значений допустимого времени отключения близкого трёхфазного короткого замыкания (см. рисунок 2.11, заштрихованные области).

Разработка требований к быстродействию релейной защиты по условиям устойчивости генераторов малых электростанций. Установленное выше допустимое время локализации повреждения для электростанций с механической постоянной инерции агрегатов, равной 1-2 с, может составлять менее 0,15 с. В соответствии с [113] расчётная (по условиям

устойчивости) длительность КЗ в сети 220 кВ не должна превышать 0,16 с. Таким образом, требования к быстродействию защит распределительных сетей 6…110 кВ по условиям устойчивости ЭСММ должны быть даже жёстче, чем в сетях более высокого класса напряжения.

На основании проведённых исследований представляется целесообразным представить требования к быстродействию защиты в виде зависимости допустимого времени $t_{ДОП}$ отключения короткого замыкания от величины остаточного напряжения на шинах ЭСММ $U_{ОСТ}$.

Рисунок 2.12 иллюстрирует требования к $t_{ДОП}$ при действии основной защиты (с учётом времени действия коммутационного аппарата), сформированные по интегральной оценке результатов динамического моделирования. За расчётный случай принята «слабая» распределительная сеть при доле двигательной нагрузки 20 %. В соответствии с полученными результатами максимально допустимое время отключения повреждений при $T_J < 3\,c$ составит: при коротких замыканиях, приводящих к снижению напряжения на шинах ЭСММ ниже 30% номинального, – 0,12 с; менее 60% – 0,2 с; в остальных случаях – 0,5 с.

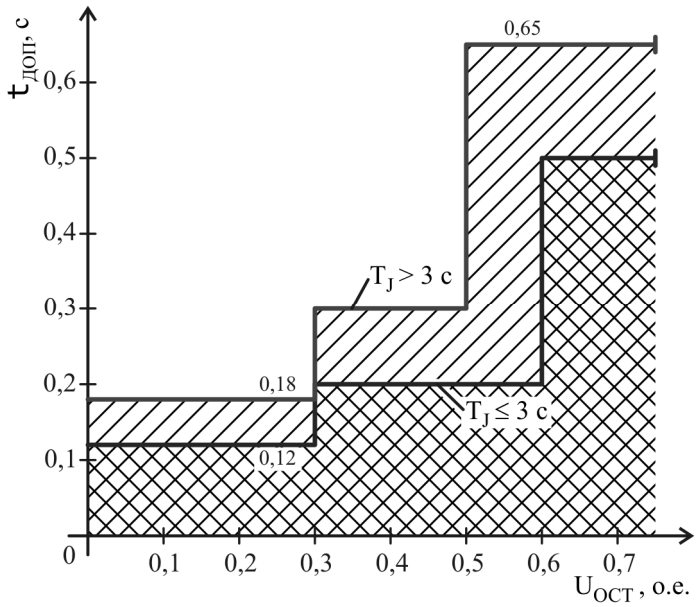


Рисунок 2.12 – Обобщённые требования к быстродействию релейной защиты распределительных сетей с электростанциями малой мощности

Увеличение доли двигательной нагрузки (выше 20%) приводит к изменению характеристик переходных процессов; значения допустимого времени отключения КЗ могут существенно варьироваться в зависимости от мощности и параметров электродвигателей, эквивалентного сопротивления сети в узлах подключения двигателей. В целом требования к

быстродействию защиты ужесточаются (см. таблицу 2.1); их количественную оценку становится целесообразным формировать применительно к каждой конкретной ситуации.

Оценка быстродействия существующих защит. Применение максимальных токовых защит (наиболее часто применяемый вид защиты распределительной сети), а также токовых отсечек с минимальной выдержкой времени не позволяет обеспечить время отключения повреждений, требуемое по условиям устойчивости. Токовая отсечка мгновенного действия защищает ограниченный участок линии.

Выдержки времени II и III зон ДЗ также выше, чем требуемые для отключения КЗ, приводящих к снижению напряжения менее 60% номинального. Следует, тем не менее, заметить, что задание требований к быстродействию защиты в виде ступенчатой характеристики позволит в ряде случаев использовать в качестве основных ступенчатые дистанционные защиты – при условии достаточного «охвата» первой зоны защиты. Кроме того, для ускорения действия II и III зон ДЗ могут применяться схемы с передачей разрешающих и блокирующих сигналов.

Таким образом, во многих случаях требуемое быстродействие может быть обеспечено только защитами с абсолютной селективностью на основе обмена информацией по проводным (медным, оптическим) или высокочастотным каналам связи.

Необходимость отключения близких КЗ за время менее 0,12 с накладывает требования на быстродействие алгоритма защиты: дополнительные (постоянные) замедления в логике алгоритма становятся недопустимыми.

2.6 Анализ влияния характеристик электромеханических переходных процессов на работу релейной защиты

Задача построения РЗ распределительной сети с ЭСММ усложняется необходимостью принимать во внимание электромеханические переходные процессы, возникающие при изменениях скорости генераторов ЭСММ; а также появление новых видов аварий, практически не характерных для ЭЭС, содержащих только крупные электростанции. Характеристики этих процессов необходимо учитывать как для анализа работы релейной защиты в условиях переходных процессов, так и с целью оценки сценариев и последствий развития аварий при затянутых, ложных или излишних срабатываниях релейной защиты.

Проведенные автором исследования электромеханических переходных процессов и аварий в энергосистемах с малыми распределёнными электростанциями нашли отражение в [105, 114-116]. Ниже приводятся наиболее характерные иллюстративные примеры полученных путем моделирования режимов, связанных с внедрением ЭСММ.

ЭСММ, работающая в мощной сети. Графики переходных процессов при трехфазном коротком замыкании длительностью 0,2 с вблизи шин ЭСММ приведены на рисунке 2.13. Возмущение приводит к нарушению динамической устойчивости электростанции и возникновению асинхронного режима, характеризующегося высокой частотой скольжения. Процесс завершается ресинхронизацией. За время КЗ скорость генератора успевает существенно возрасти.

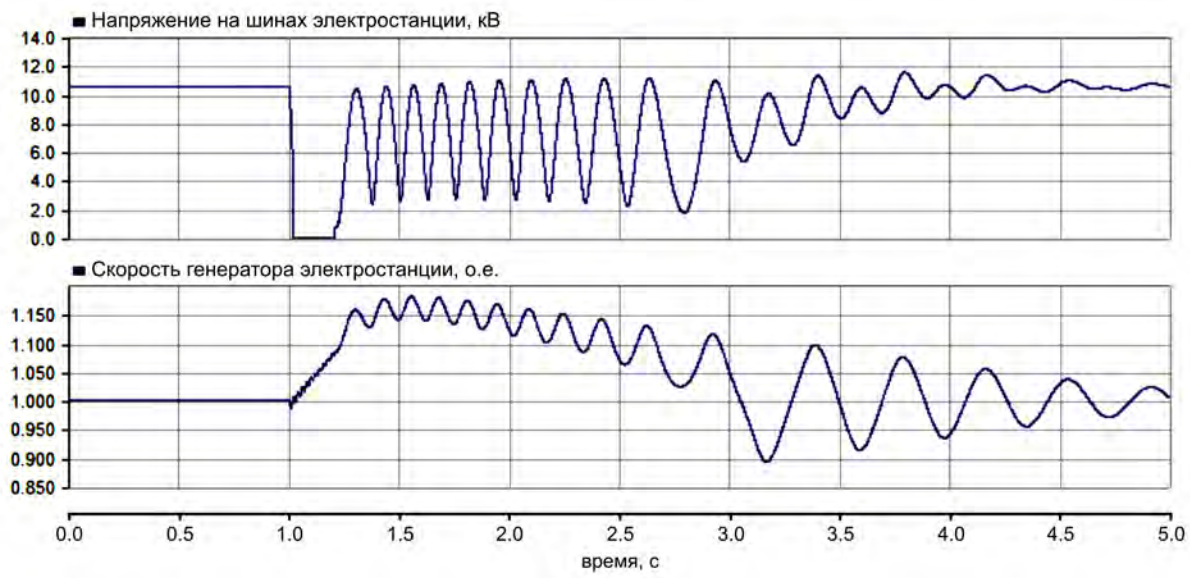


Рисунок 2.13 – Графики переходных процессов при асинхронном режиме ЭСММ относительно мощного источника внешней энергосистемы

Распределительная сеть с многосторонним питанием (*G1* – генератор с газопоршневым первичным двигателем, $T_J = 1,2\,c$; *G2* – генератор с первичным двигателем на базе газовой турбины, $T_J = 5\,c$). Трёхфазное короткое замыкание в прилежащей сети приводит к ускорению генераторов электростанций относительно внешней энергосистемы (рисунок 2.14). При этом скорость генераторов газопоршневой электростанции увеличивается в большей степени, что приводит к нарушению синхронизма между генераторами в пределах распределительной сети и развитию длительного многочастотного асинхронного режима.

Распределительная сеть со слабой связью с энергосистемой и большой долей двигательной нагрузки. При значительной доле двигательной нагрузки в системе (в рассмотренном примере – 70%) нарушение устойчивости двигателей в одном из узлов (эквивалентная группа двигателей *M1*, $t_J = 0,4\,c$) приводит к постепенному снижению напряжения и нарушению устойчивости двигателей в смежных узлах (эквивалентная группа двигателей *M2*, $t_J = 0,6\,c$) (рисунок 2.15).

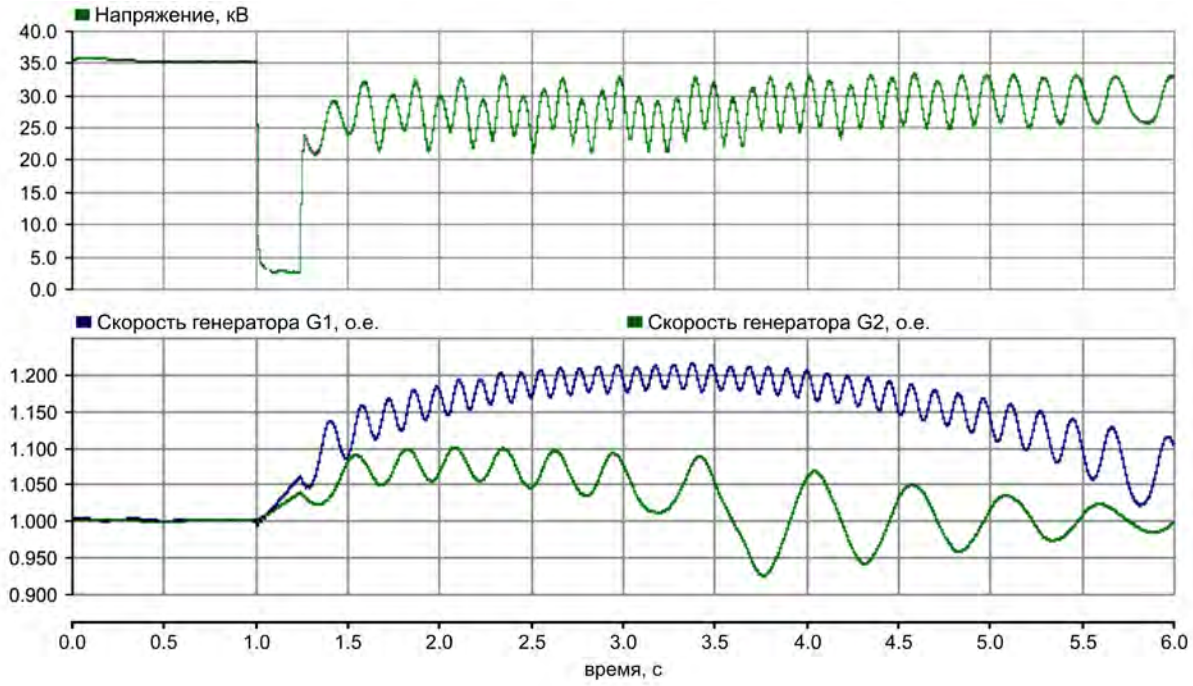


Рисунок 2.14 – Графики переходных процессов при многомашинном асинхронном режиме

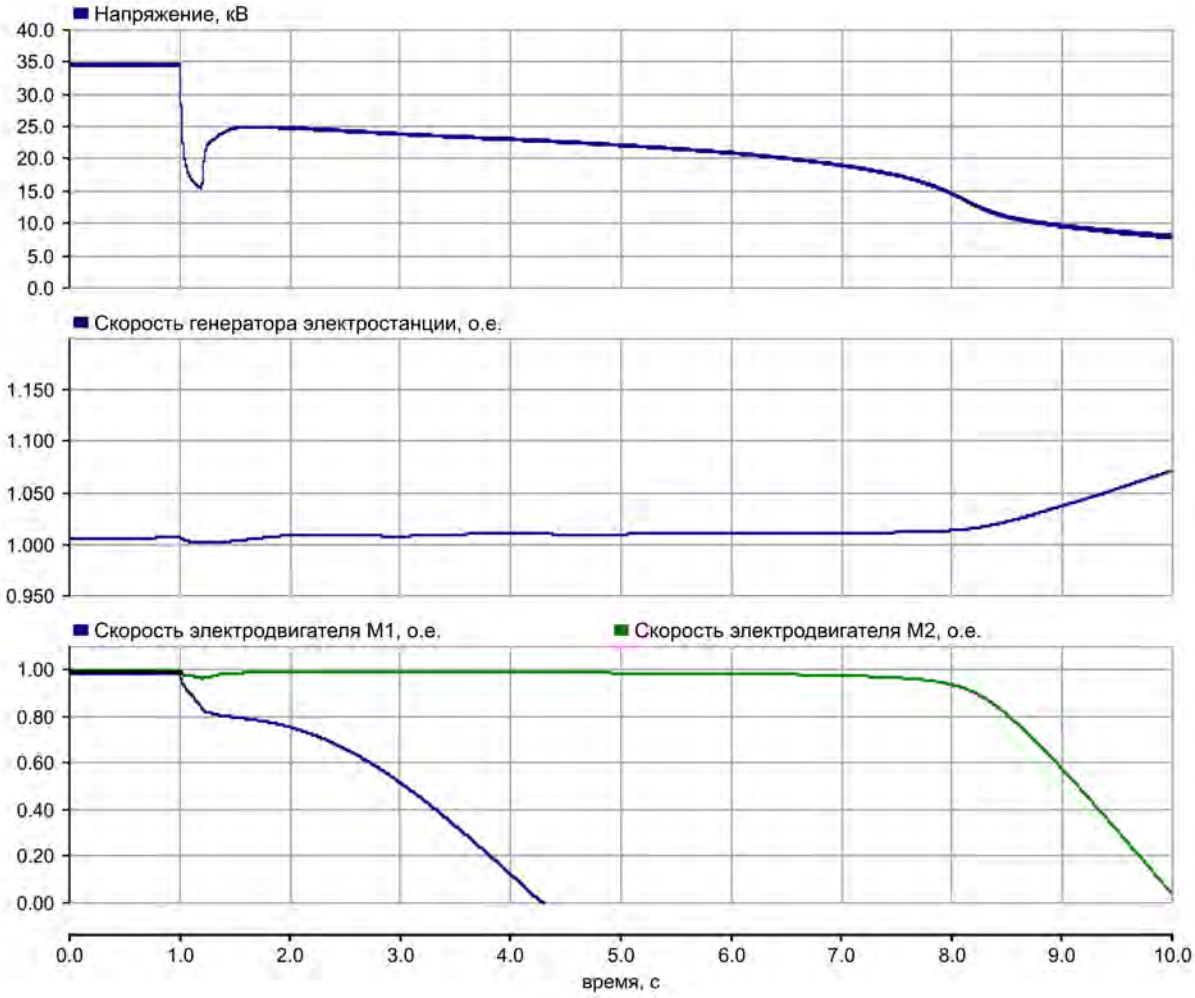


Рисунок 2.15 – Графики переходных процессов при нарушении устойчивости по напряжению

Аварийное отделение от энергосистемы. Характер процессов после отделения преимущественно определяется величиной возникшего небаланса мощности, составом и параметрами нагрузки в отделившемся фрагменте. При дефиците мощности 50% и коммунально-бытовом характере нагрузки (рисунок 2.16, *а*) происходит снижение частоты (здесь – со скоростью 3,5 Гц/с). После отделения фрагмента сети со значительной долей двигателей в составе нагрузки (60%) с той же величиной дефицита мощности (50%) имеет место снижение напряжения на шинах ЭСММ и уменьшение потребляемой нагрузкой активной мощности; частота после незначительного снижения, напротив, возрастает (рисунок 2.16, *б*).

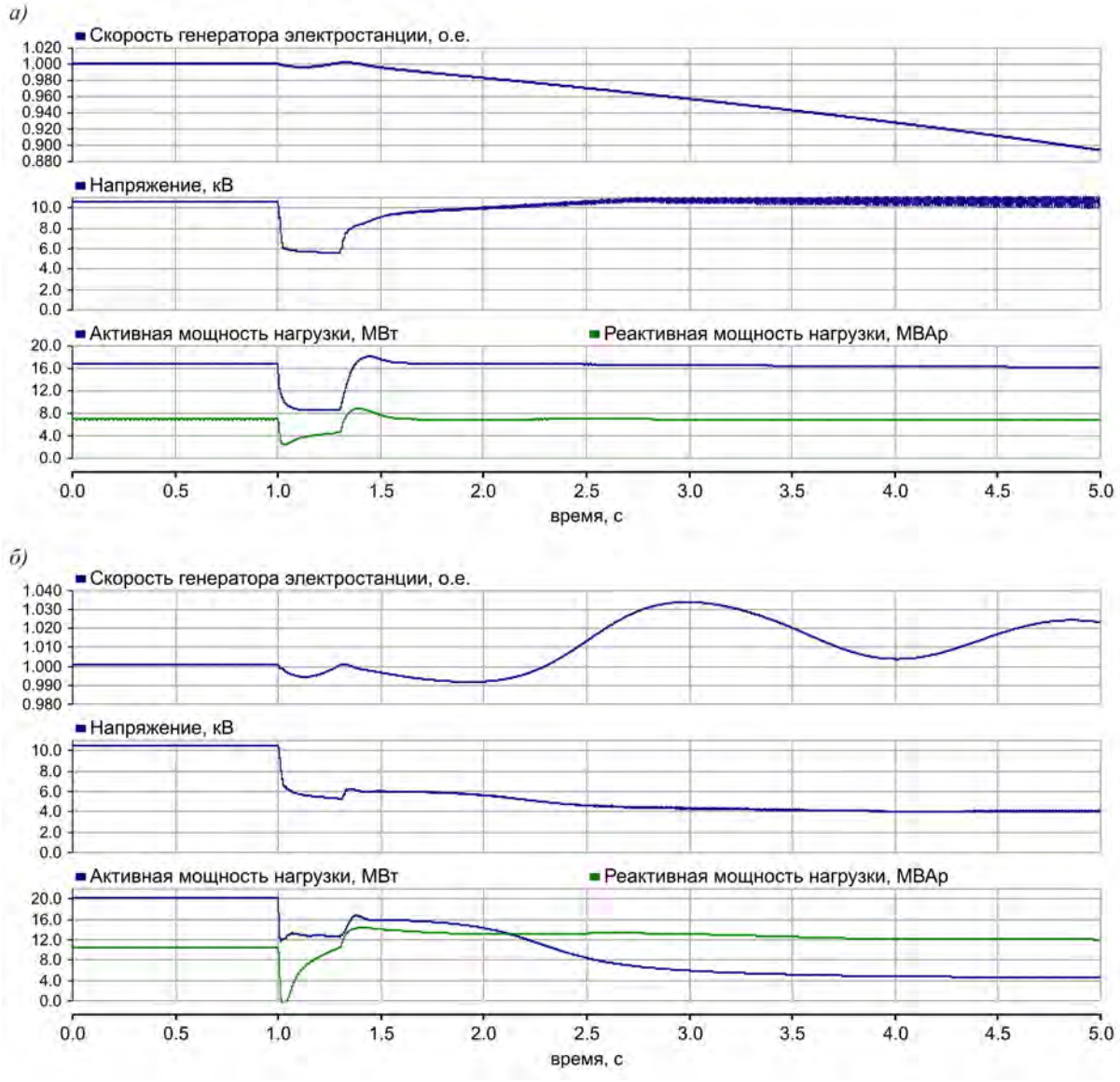


Рисунок 2.16 – Графики переходных процессов при аварийном отделении от энергосистемы: а) коммунально-бытовая нагрузка, б) двигательная нагрузка

Характеристики переходных процессов в электрических сетях с ЭСММ рассмотрены также в [28, 46, 117-119.]. В [120] рассматриваются переходные процессы в ЭЭС при возникновении больших дефицитов мощности (характерно для сетей с ЭСММ).

На основе проведенных исследований с учётом результатов, изложенных в [28, 46, 117-120], может быть выделен ряд значимых для определения требований к РЗ особенностей электромеханических переходных процессов в распределительных сетях с ЭСММ:

1. Асинхронные режимы в распределительной сети с ЭСММ характеризуются высокими скоростью развития и частотой скольжения (типичное значение – 10 Гц); скорость генератора может существенно возрастать уже во время аварийного возмущения (на 5-10 % от номинальной при близком КЗ длительностью порядка 0,15-0,2 с). Асинхронный режим отдельной электростанции относительно мощных источников внешней энергосистемы во многих случаях завершается ресинхронизации (для ряда ситуаций – через 1...2 цикла).

2. Для сетей, содержащих несколько ЭСММ, становятся характерными аварии, связанные с возникновением многочастотных асинхронных режимов.

3. Для энергорайонов со слабой сетевой инфраструктурой при значительной доле ЭСММ становятся характерными режимы, связанные с перегрузкой сетевого оборудования и его последующим отключением. При большой доле двигателей в сети возникают условия для развития аварий, вызванных нарушениями устойчивости по напряжению.

4. Характерными становятся аварии, связанные с образованием значительных локальных дефицитов мощности (>50%), возникающие при аварийном отделении фрагмента сети от внешней энергосистемы или при отключении существенной доли ЭСММ в изолированно работающем фрагменте ЭС (в т.н. микроэнергосистеме).

2.7 Выводы по главе 2

1. Проведённые исследования позволили количественно оценить влияние ЭСММ на эффективность функционирования РЗ прилежащей электрической сети, показать необходимость повышения технического совершенства релейной защиты распределительных сетей в связи с подключением к ним ЭСММ.

2. Выполнена оценка снижения чувствительности МТЗ вышестоящей сети при подключении ЭСММ. Получено аналитическое выражение, позволяющее выполнить практическую оценку снижения коэффициента чувствительности защиты в зависимости от мощности эквивалентного источника внешней сети и мощности подключаемой электростанции. Показано, что при подключении ЭСММ к радиальной распределительной сети со «слабым»

источником коэффициент чувствительности существующей МТЗ для режима резервного действия может снижаться до 1,5-1,7 раза.

3. Выполнена оценка чувствительности резервных ступеней ДЗ. Показано, что при подключении ЭСММ к сети 35 кВ со «слабым» источником «видимое» защитой сопротивление может увеличивается в сравнении с фактическим более чем в 2 раза; в то же время ЭСММ практически не оказывают влияния на функционирование ДЗ вышестоящих сетей 110 кВ и выше.

4. Для сопоставления по критерию чувствительности защит с относительной селективностью предложен подход, заключающийся в определении максимальной мощности подключаемых к электрической сети ЭСММ, при которой защита внешней сети удовлетворяет требованиям чувствительности. С использованием этого подхода показано, что в распределительных сетях со «слабым» источником (значение тока КЗ на шинах эквивалентного источника внешней сети менее 5…6 кА) при мощности ЭСММ, близкой к мощности эквивалентного источника внешней сети, чувствительность простых токовых защит может оказаться недостаточной; показана целесообразность и необходимость более широкого применения ДЗ в распределительной сети.

5. Выполнен анализ условий селективности действия дистанционных защит при подключении к электрической сети ЭСММ; рассматривалось изменение зоны действия быстродействующей (первой) ступени ДЗ внешней сети при КЗ через переходные сопротивления на шинах противоположного конца линии. Наличие «подпитки» от ЭСММ ограничивает возможности селективного и быстрого отключения повреждений в пределах расчётных 80-85% длины линии. Основным фактором, искажающим область срабатывания ДЗ, является влияние параметров доаварийного режима. Показано, что наличие информации о параметрах доаварийного режима позволяет повысить эффективность дистанционной защиты; в сетях с многосторонним питанием при соизмеримой мощности источников необходимо принимать во внимание влияние взаимных перетоков мощности между всеми источниками распределительной сети в доаварийном режиме.

6. Установлены требования к быстродействию РЗ распределительной сети по условиям устойчивости генераторов ЭСММ: предложено применять ступенчатую зависимость допустимого времени отключения КЗ от остаточного напряжения на шинах ЭСММ. Установлено, что отключение близких к шинам ЭСММ КЗ в ряде случаев необходимо осуществлять за время менее 0,12 с, т.е. требования к быстродействию защит распределительных сетей становятся даже жестче, чем в сетях более высокого класса напряжения. Отмечено, что быстродействие защит с относительной селективностью во многих случаях оказывается недостаточным.

7. Показано, что задача построения РЗ распределительной сети усложняется необходимостью принимать во внимание новые виды аварий и характеристики электромеханических переходных процессов, обусловленных подключением к сети ЭСММ. Анализ характеристик электромеханических переходных процессов показал необходимость принятия дополнительных мер по обеспечению устойчивости функционирования защит распределительной сети в условиях отклонений частоты, синхронных качаний и асинхронных режимов с высокой частотой скольжения.

Результаты работы над материалом главы нашли отражение в [105, 114-116, 121-124].

3 РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЁННЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

3.1 Направление исследований

Исследования, проводимые в данной главе, направлены на разработку способов повышения технического совершенства РЗ распределительных сетей с ЭСММ с учётом результатов оценки эффективности её функционирования, полученных в главе 2:

– систематизируются расчётные условия для выбора параметров срабатывания максимальных токовых защит;

– выполняются исследования функционирования направленных МТЗ, даются рекомендации по выполнению органа направления мощности;

– анализируются возможности использования коммуникационных технологий и удалённых измерений параметров режима для повышения эффективности функционирования защит.

3.2 Систематизация расчётных условий для выбора параметров срабатывания максимальных токовых защит

Общие положения. С появлением ЭСММ характеристики максимальных и минимальных режимов прилежащей сети изменяются. Эти изменения обусловливают необходимость проверки и корректировки параметров срабатывания защит.

Известные методики выбора параметров срабатывания токовых защит [108-110, 130] в целом остаются справедливыми. Тем не менее, при применении этих методик расчётные схемно-режимные условия должны быть переопределены с учётом особенностей режимов работы ЭСММ. Ряд особенностей, связанных непосредственно с подключением к сети ЭСММ, освещен в [26, 126]. Систематизируя их, можно выделить следующее:

– параметры срабатывания токовых отсечек отходящих линий рекомендуется выбирать с проверкой дополнительного условия, в соответствии с которым защитой должно обеспечиваться отключение коротких замыканий, приводящих к снижению напряжения на шинах ЭСММ до значений, меньших (0,6-0,65) номинального. При этом может быть допущено неселективное действие токовых отсечек;

– при использовании в составе защит генератора функции максимальной токовой защиты с коррекцией по напряжению возникают сложности ее согласования с максимальными токовыми защитами отходящих от шин электростанции присоединений;

– при питании от электростанции проверку чувствительности защит, действующих с выдержкой времени, в режимах близких коротких замыканий необходимо осуществлять по значению установившегося тока трёхфазного короткого замыкания (его величина оказывается меньше тока двухфазного короткого замыкания вследствие особенностей электромагнитных переходных процессов в обмотках генератора).

Следует заметить, что приведенные рекомендации были разработаны для конкретной ситуации – систем электроснабжения промышленных предприятий, на которых собственный источник устанавливался с целью обеспечения надежного электроснабжения ответственных электроприёмников.

Для решения задачи уточнения методики выбора параметров срабатывания МТЗ представляется целесообразным определить в обобщённом виде расчётные условия, необходимые для согласования и проверки чувствительности защит (максимальные и минимальные режимы электрической сети с ЭСММ).

С целью уменьшения времени, в течение которого энергосистема подвергается воздействию сверхтоков коротких замыканий (особенно, при коротких замыканиях на головных линиях), в сетях среднего напряжения могут быть использованы защиты с зависимыми времятоковыми характеристиками. Особенности использования и рекомендации по выбору параметров срабатывания защит с зависимыми времятоковыми характеристиками в условиях отсутствия в промежуточных узлах сети электростанций достаточно хорошо проработаны и приведены, например, в [110, 125, 127, 128]. Появление промежуточной подпитки может приводить к изменению фактических ступеней селективности защит и вносит особенности в выбор параметров срабатывания.

Определение расчётных схемно-режимных условий для выбора параметров срабатывания максимальных токовых защит. Рассматривалась радиальная распределительная сеть с подключенной в промежуточном узле электростанцией. При проведении анализа были приняты следующие количественные параметры схемы (см. рисунок 2.1, *а*): класс напряжения сети – 10 кВ, мощность источника внешней энергосистемы – близкая к минимальному значению ($\underline{Z}_{\text{ЭС}} = 2,3\,Ом$); мощность генератора ЭСММ – близкая к максимальной ($\underline{Z}_{\text{G}} = 2,35\,Ом$); длины линий электропередачи – близкие к максимальным для анализируемой сети ($L_{\text{W1}} = L_{\text{W2}} = 5\,км$).

Изменения токов в месте установки защит *P1* и *P2* для начального момента времени в зависимости от удалённости места повреждения иллюстрируются рисунком 3.1. Вследствие подключения электростанции токи в месте установки защиты *P2* увеличиваются; токи в месте

установки защиты *P1* при коротких замыканиях на линии W2 (в зоне резервного действия защиты *P1*) – уменьшаются (при принятых количественных данных – в 1,6 раза).

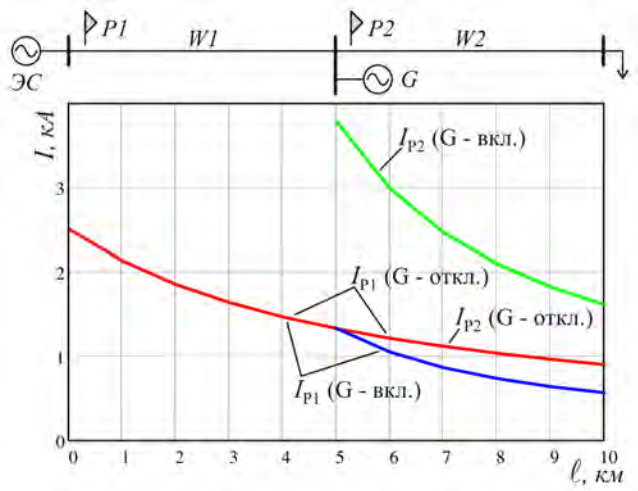


Рисунок 3.1 –Зависимость тока в месте установки защиты от удалённости места повреждения (для начального момента времени КЗ)

Как отмечалось в главе 1, периодическая слагающая аварийного тока от генераторов ЭСММ при близких к шинам электростанции коротких замыканиях с течением времени уменьшается, вызывая перераспределение токов в ветвях прилежащей сети. На рисунке 3.2 приведены кривые изменения токов в месте установки защиты *P1* в режимах коротких замыканий на линии *W2* для начального момента времени и через 0,5 с после возникновения КЗ (получены с использованием динамической модели рассматриваемой сети).

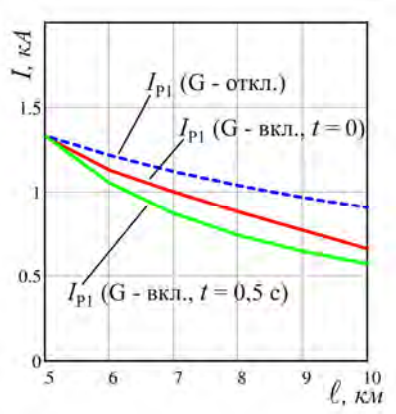


Рисунок 3.2 – Токи в месте установки защиты *P1* при КЗ на линии *W2* (в момент времени $t = 0{,}5\,c$ после возникновения КЗ)

В максимальной степени влияние генератора станции на ток в линии *W1* проявляется в начальный момент времени КЗ; через $t = 0{,}5\,c$ вследствие уменьшения подпитки места

повреждения генераторами ЭСММ ток в линии *W1* уменьшается уже не в 1,6, а в 1,35 раза (при принятых количественных параметрах элементов сети).

На основе результатов исследования этой и других ситуаций даны рекомендации по выбору расчётных условий для определения коэффициента чувствительности при проверке максимальных токовых защит, действующих с выдержкой времени (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Расчётные условия для определения коэффициента чувствительности максимальных токовых защит

Параметр	**Расчётный режим**
Коэффициент чувствительности защиты вышестоящего объекта (линия W1) в режиме основного действия	По отношению к существующим методикам – без изменений: двухфазное короткое замыкание в конце защищаемой линии; режим работы источников внешней сети – минимальный.
Коэффициент чувствительности защиты вышестоящего объекта (линия W1) в режиме резервного действия	начальный момент режима двухфазного короткого замыкания в конце нижестоящего объекта; режим работы источников внешней сети – минимальный; режим работы ЭСММ – максимальный.
Коэффициент чувствительности защит нижестоящих объектов (линия W2) в режимах основного/резервного действия	По отношению к существующим методикам – без изменений: двухфазное короткое замыкание в соответствующей точке; режим работы источников внешней сети – минимальный; ЭСММ отключена.
Коэффициент чувствительности защит нижестоящих объектов (линия W2) в режимах основного/резервного действия (если возможно «питание» этих объектов только от ЭСММ)	Установившийся режим двух- или трехфазного короткого замыкания (характеризующийся наименьшим значением тока); режим работы источников внешней сети – отключены; режим работы электростанции – минимальный.

Особенности выбора параметров срабатывания и применения защит с зависимыми времятоковыми характеристиками. Одна из наиболее часто применяемых зависимостей времени срабатывания *t* защиты от тока в общем виде определяется следующим выражением [125]:

$$t = \frac{k_t \beta}{\left(\frac{I}{I_{МТЗ}} \right)^{\alpha} - 1}, \qquad (3.1)$$

где k_t – «временной» коэффициент, путём подбора которого выполняется отстройка по времени рассматриваемой защиты от защит последующих объектов; $I_{МТЗ}$ – ток срабатывания

максимальной токовой защиты; I – ток в месте установки защиты; α, β – постоянные коэффициенты, определяющие форму зависимой характеристики.

Селективность действия МТЗ обеспечивается ограничением зоны действия и выбором времени срабатывания защиты [109, 110]. На рисунке 3.3, *а* приведены качественные зависимости времени действия защит с зависимыми времятоковыми характеристиками от удалённости точки повреждения. Согласование защит выполнялось в условиях отсутствия ЭСММ. С появлением дополнительного источника вследствие изменения величин токов КЗ в местах установки защит (см. рисунок 3.1) в соответствии с выражением (3.1) изменяется время срабатывания защит; при этом фактическая ступень селективности между защитами *Р1* и *Р2* увеличивается, между защитами *Р2* и *Р3* – уменьшается (рисунок 3.3, *б*).

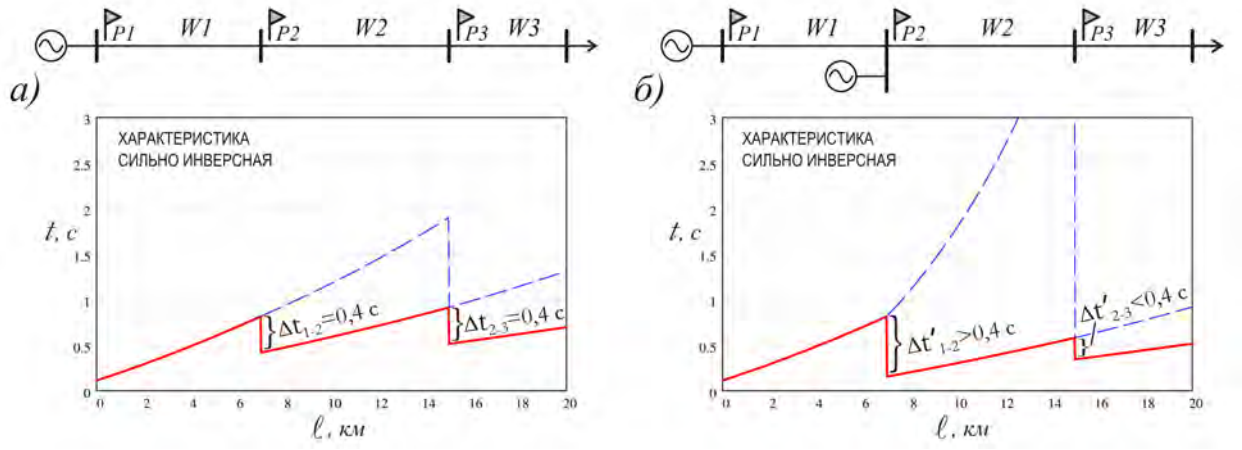


Рисунок 3.3 –Зависимость времени срабатывания защит от удалённости места повреждения (согласование защит выполнялось в условиях отсутствия малой электростанции):
а) малая электростанция отключена, б) малая электростанция включена

Подключение ЭСММ приводит к увеличению времени срабатывания защиты линии *Р1* в режиме резервного действия, что должно быть учтено при выборе типа зависимой характеристики. В ряде случаев для ограничения времени отключения в режиме резервного действия становится необходимым введение дополнительной ступени МТЗ с независимой выдержкой времени.

В результате исследований определены расчётные режимы для согласования защит с зависимыми времятоковыми характеристиками (таблица 3.2).

Пример настройки защит в соответствии с указанными в таблице 3.2 рекомендациями приведен на рисунке 3.4.

Таблица 3.2 – Расчётные условия для согласования защит с зависимыми времятоковыми характеристиками

Параметр срабатывания защиты	**Расчётный режим**
«временной» коэффициент k_t защит вышестоящего объекта (линия W1)	Трехфазное короткое замыкание в конце линии (т. К1); режим работы источников внешней сети – максимальный; ЭСММ отключена.
«временной» коэффициент k_t защит последующих объектов (линии W2, W3)	Трехфазное короткое замыкание в конце линии (т. К2); режим работы источников внешней сети – максимальный; режим работы ЭСММ – максимальный.
Тип зависимой характеристики вышестоящего объекта (линия W1)	Короткое замыкание в конце последующей линии (т. К2; режим резервного действия); режим работы источников внешней сети – минимальный; режим работы ЭСММ – максимальный.

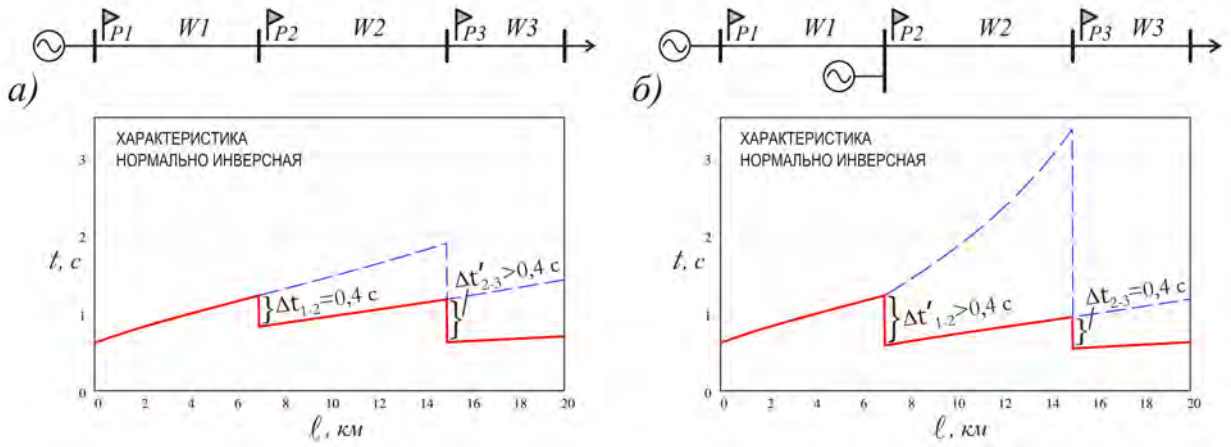


Рисунок 3.4 – Зависимость времени срабатывания защит от удалённости места повреждения (согласование защит выполнялось с учётом малой электростанции):
а) малая электростанция отключена, б) малая электростанция включена

Следует заметить, что подключение к сети ЭСММ накладывает ограничения на возможность применения защит с зависимыми от тока выдержками времени срабатывания. В ряде ситуаций, характеризующихся значительным изменением токов повреждения в режимах с подключенной и отключенной электростанцией, риском возникновения глубоких качаний применения МТЗ с зависимыми времятоковыми характеристиками следует избегать: их использование может приводить к значительным замедлениям действия или отказам защиты.

3.3 Исследование и совершенствование способов выполнения органа направления мощности

Общие положения. Содержание данного раздела составили материалы исследования наиболее распространенных способов определения направления мощности применительно к распределительной сети с электростанциями малой мощности, а также разработанные рекомендации по совершенствованию способов выполнения органов направления мощности (ОНМ) в защитах распределительных сетей в новых условиях.

Анализ функционирования органа направления мощности на основе «90-градусной» схемы. При выполнении органа направления мощности (ОНМ) защит распределительных сетей широкое распространение получила «90-градусная» схема [16, 109]. Далее рассмотрены особенности работы ОНМ на основе «90-градусной» схемы в составе направленной МТЗ.

На рисунке 3.5 приведен фрагмент схемы распределительной сети, содержащей местную электростанцию (эквивалентный генератор *G*), подключенную к шинам низшего напряжения (НН) тупиковой подстанции 110/10 кВ и работающую параллельно с источниками внешней сети (*ЭС*).

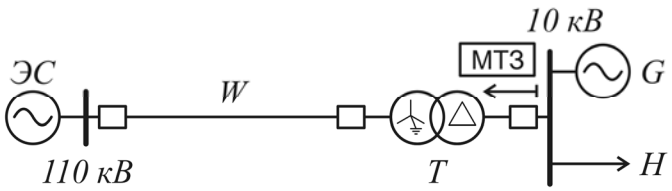


Рисунок 3.5 – Фрагмент схемы распределительной сети с малой электростанцией

ЭСММ, работающие параллельно с источниками внешней энергосистемы, во многих случаях обеспечивают электроснабжение только части местной нагрузки; основная же доля последней, в особенности в часы максимума, «покрывается» за счёт перетока мощности по связи с энергосистемой. В этих условиях ток срабатывания максимальной токовой защиты со стороны электростанции, отстроенный от максимального рабочего тока электростанции, может оказаться меньше, чем максимальный рабочий ток, направленный к шинам 10 кВ от источников энергосистемы. Это тем более вероятно, если поток мощности от местной электростанции в сеть энергосистемы по тем или иным причинам ограничен и ток срабатывания защиты с целью повышения чувствительности отстроен от тока, соответствующего максимально допустимой величине потока в сторону энергосистемы.

Следует заметить, что для обеспечения надежной работы направленной защиты рекомендуется осуществлять выбор тока ее срабатывания с учётом максимальной величины

рабочего тока в месте установки защиты не только в «прямом», но и в «обратном» направлении [109, 111]. Однако в отношении электрических сетей с ЭСММ эта рекомендация в большинстве случаев оказывается неприменимой: мощность источников электростанций, как правило, относительно невелика и в этих условиях выполнение такой рекомендации привело бы к недопустимому снижению чувствительности защиты.

Основные параметры рассматриваемой схемы приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры основных элементов электрической сети

Параметр	**Значение**
Ток короткого замыкания на шинах эквивалентного источника внешней сети *ЭС*, кА	15
Длина линии электропередачи *W*, км	10
Удельное сопротивление прямой последовательности линии электропередачи *W*, Ом	0,098+*j*0,4
Удельное сопротивление нулевой последовательности линии электропередачи *W*, Ом	0,25+*j*1,4
Мощность трансформатора *T*, МВА	25
Схема соединения обмоток трансформатора ВН/НН	«звезда с заземлённой нейтралью» / «треугольник»
Мощность эквивалентного генератора местной электростанции *G*, МВА	5
Максимальная мощность нагрузки *H*, МВА	15

На вводном выключателе (ВВ) низшего напряжения установлена МТЗ, направленная в сторону ЭС (далее МТЗ ВВ 10 кВ). Ток срабатывания защиты ($I_{СЗ} = 1,25$ о.е.) отстроен от максимального рабочего тока электростанции ($I_{МАКС\,G} = 1$ о.е.) и меньше, чем максимальный рабочий ток, направленный к шинам 10 кВ от источников внешней сети ($I_{МАКС\,ЭС} = 3$ о.е.).

– Работа направленной МТЗ в рабочих режимах:

При появлении в сети 10 кВ электростанции (см. рисунок 3.5) потоки активной и реактивной мощности, передаваемой по связи с энергосистемой, могут существенно варьироваться по значению и направлению. На рисунке 3.6 приведена диаграмма, иллюстрирующая возможные (соответствующие рабочим режимам рассматриваемой системы) положения на комплексной плоскости вектора тока в месте установки защиты. Существует вероятность возникновения анормальных рабочих режимов, в которых активная мощность передается от энергосистемы к нагрузке подстанции, а значительный по величине поток реактивной мощности направлен в обратную сторону: от шин 10 кВ – в сеть энергосистемы. При этом вектор тока попадает в зону срабатывания ОНМ (по углу), а его модуль может превышать ток срабатывания МТЗ. Выполнение этих двух условий приводит к ложному срабатыванию защиты в рабочем режиме системы. В реальной практике эксплуатации такие

режимы могут возникать при значительных снижениях напряжения во внешней сети, отключении индуктивной нагрузки в сети 10 кВ, некорректной работе систем возбуждения генераторов электростанции и эти режимы необходимо принимать во внимание при выборе тока срабатывания защиты и угла максимальной чувствительности.

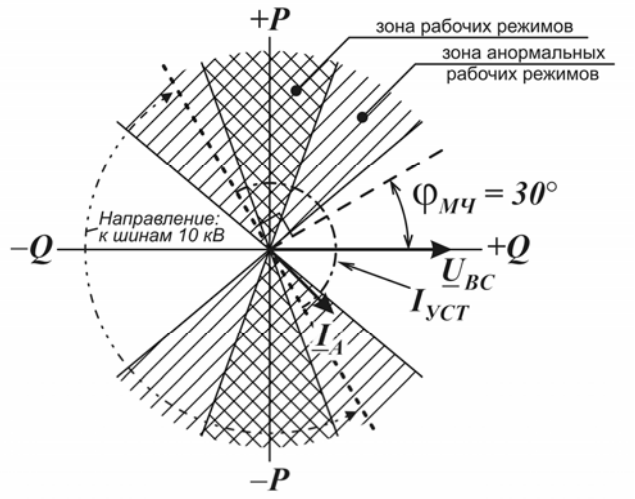


Рисунок 3.6 – Векторная диаграмма рабочих режимов рассматриваемой сети

– Работа направленной МТЗ в режимах повреждений:

Анализ электрических величин при симметричных КЗ осуществляется в соответствии с выражениями (1.4), при несимметричных – (1.5).

Симметричные составляющие напряжений прямой $\underline{U}_{1(F)}$, обратной $\underline{U}_{2(F)}$ и нулевой $\underline{U}_{0(F)}$ последовательностей в месте повреждения могут быть определены из выражения:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{1(F)} \\ \underline{U}_{2(F)} \\ \underline{U}_{0(F)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{U}_{пр(F)} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{Z}_{1(F,F)} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{2(F,F)} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{0(F,F)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{1(F)} \\ \underline{I}_{2(F)} \\ \underline{I}_{0(F)} \end{bmatrix}, \quad (3.2)$$

где $\underline{Z}_{1(F,F)}$, $\underline{Z}_{2(F,F)}$, $\underline{Z}_{0(F,F)}$ – собственные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей (соответственно) узла короткого замыкания; $\underline{I}_{1(F)}$, $\underline{I}_{2(F)}$, $\underline{I}_{0(F)}$ – симметричные составляющие тока прямой, обратной и нулевой последовательности (соответственно) в месте повреждения; $\underline{U}_{пр(F)}$ – значение напряжения в узле короткого замыкания в предшествующем повреждению режиме.

Симметричные составляющие тока в месте повреждения рассчитываются в соответствии с видом КЗ и соответствующими ему граничными условиями [129, 130]. Например, для двухфазного короткого замыкания:

$$\underline{I}_{1(\mathrm{F})} = \frac{\underline{U}_{пр(\mathrm{F})}}{\underline{Z}_{1(\mathrm{F,F})} + \underline{Z}_{2(\mathrm{F,F})} + R_{\mathrm{F}}},$$

$$\underline{I}_{2(\mathrm{F})} = -\underline{I}_{1(\mathrm{F})},$$

$$\underline{I}_{0(\mathrm{F})} = 0.$$

Расчёт симметричных составляющих токов ветвей осуществляется по рассчитанным в соответствии с выражениями (3.2), (1.5) напряжениям в узлах в режиме короткого замыкания и известным сопротивлениям ветвей. По известным симметричным составляющим токов и напряжений в месте установки защиты определяются их фазные значения.

Ниже описаны выявленные по результатам проведённых исследований режимы, в которых МТЗ с ОНМ на основе «90-градусной» схемы работает некорректно.

Выявлено излишнее срабатывание защиты при несимметричных коротких замыканиях в противоположном действию защиты направлении при срабатывании ОНМ, включённого на ток неповрежденной фазы. Срабатывание ОНМ, включенного на ток неповрежденной фазы, возможно при определённых параметрах предшествующего режима, виде и месте короткого замыкания [108, 109]. Вследствие того, что уставка «направленной» в сторону энергосистемы МТЗ ВВ 10 кВ по току меньше значения максимального рабочего тока, направленного к шинам 10 кВ, возможны пуск защиты и ее излишнее срабатывание, если выдержка времени защиты отходящего присоединения 10 кВ превышает выдержку времени направленной МТЗ ВВ 10 кВ.

На рисунке 3.7 приведена векторная диаграмма, характеризующая положения векторов тока в месте установки защиты относительно соответствующих поляризующих величин (линейных напряжений смежных фаз) при двухфазном КЗ на отходящей линии 10 кВ. Ток в предшествующем повреждению режиме: $\underline{I}_{ПР} = 2e^{-j101^{\circ}}$ *о.е.* Значения токов в режиме КЗ: $\underline{I}_A = 2{,}1e^{-j40{,}8^{\circ}}$ *о.е.*, $\underline{I}_B = 13{,}2e^{-j145{,}4^{\circ}}$ *о.е.*, $\underline{I}_C = 12{,}8e^{-j148{,}4^{\circ}}$ *о.е.* В предшествующем повреждению режиме поток мощности направлен к шинам 10 кВ, ток $I_{ПР}$ превышает значение тока срабатывания направленной МТЗ; в режиме двухфазного короткого замыкания угол тока неповрежденной фазы I_A. относительно соответствующего поляризующего напряжения $U_{ПОЛ}$ составит 40,8° и при значении угла максимальной чувствительности $\varphi_{МЧ}$ = 30° попадет в зону срабатывания ОНМ.

Выявлена возможность отказа в срабатывании защиты при коротких замыканиях в направлении ее действия. При работе ЭСММ в сети с мощным источником мощность короткого замыкания этих электростанций оказывается соизмеримой (или даже меньшей) с величинами потоков мощности, характерными для рабочих режимов сети, что обусловливает значительное влияние параметров предшествующего повреждению режима на функционирование релейной защиты. Применительно к рассматриваемому примеру это может

проявляться в некорректной работе органа направления мощности при коротких замыканиях на стороне ВН трансформатора 110/10 кВ. На рисунке 3.8 приведена диаграмма, иллюстрирующая положения векторов тока относительно поляризующих напряжений при двухфазном коротком замыкании на землю на выводах обмотки высшего напряжения трансформатора с переходным сопротивлением в месте КЗ, равным 15 Ом. Ток в предшествующем повреждению режиме: $\underline{I}_{ПР} = 2,4e^{-j102^{\circ}}$ *о.е.* Значения токов в режиме КЗ: $\underline{I}_A = 1,5e^{-j102,6^{\circ}}$ *о.е.*, $\underline{I}_B = 0,67e^{-j60,7^{\circ}}$ *о.е.*, $\underline{I}_C = 1,9e^{-j60,0^{\circ}}$ *о.е.* В предшествующем замыканию режиме значительный поток мощности направлен в противоположном действию защиты направлении (к шинам подстанции). В режиме короткого замыкания токи всех фаз по величине становятся меньше, чем в предшествующем повреждению режиме, и, кроме того, выходят за пределы зоны срабатывания ОНМ.

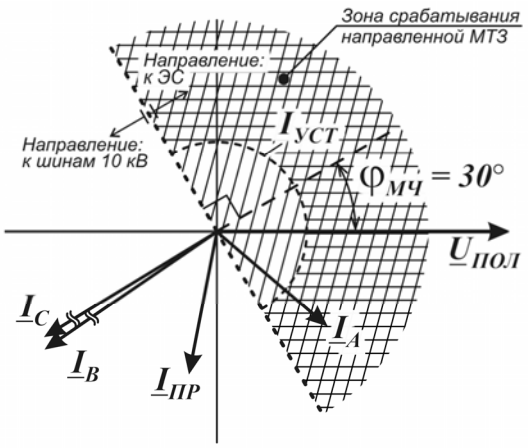


Рисунок 3.7 – Векторная диаграмма токов в режиме двухфазного КЗ

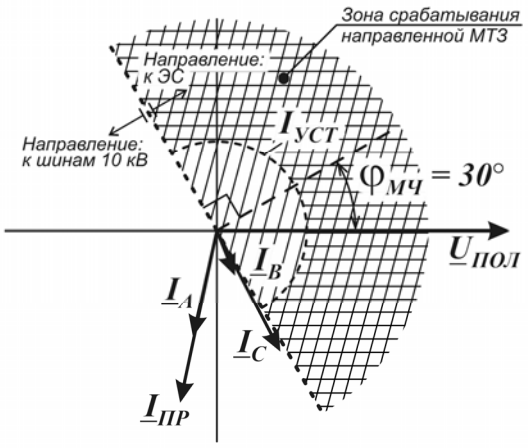


Рисунок 3.8 – Векторная диаграмма токов в режиме двухфазного короткого замыкания на землю через переходное сопротивление на стороне ВН трансформатора

Особенности применения органа направления мощности обратной последовательности. В условиях принятия допущения о симметрии рассматриваемой системы и вторичных цепей защиты, значения составляющих токов и напряжений обратной и нулевой последовательности в предшествующем повреждению режиме близки к нулю; это обусловливает определённые преимущества использования органа направления мощности обратной последовательности (ОНМ ОП), выражающиеся, в частности, в минимизации влияния на его функционирование параметров предшествующего режима. С учетом того, что ЭСММ, как правило, характеризуются относительно небольшой мощностью, т.е. представляют собой «слабую» систему, использование напряжения обратной последовательности в большинстве режимов позволяет получить надежный поляризующий сигнал. Измеряемый защитой фазовый угол не зависит от типа повреждения и параметров предшествующего режима и соответствует углу сопротивления обратной последовательности системы, расположенной «за спиной» защиты.

Следует заметить, что угол сопротивления прямой последовательности, напротив, является функцией типа повреждения и параметров предшествующего режима, и в значительной степени определяется углом эквивалентного сопротивления системы, расположенной «в прямом» по отношению к месту установки защиты направлении.

Использование фазовых соотношений тока и напряжения обратной последовательности позволяет надежно (в большинстве случаев) определять направление мощности короткого замыкания: для коротких замыканий «в прямом» и «в обратном» направлениях измеряемые углы отличаются практически на 180°. Тем не менее, при выборе алгоритма определения направления мощности, функционирующего на основе фазовых соотношений параметров обратной последовательности, необходимо принимать во внимание характерные преимущественно для электрических сетей с ЭСММ ситуации, в которых поведение направленной максимальной токовой защиты с ОНМ ОП имеет некоторые особенности. Так, представляет интерес рассмотрение режима однофазного короткого замыкания через большое переходное сопротивление на линии 110 кВ при отключенной ЭСММ (рисунок 3.9, *а*). Принято, что в предшествующем повреждению режиме значения токов превышают соответствующую уставку направленной МТЗ ВВ 10 кВ. Векторная диаграмма, иллюстрирующая фазовые углы полных токов фаз и их симметричных составляющих относительно соответствующих поляризующих величин (линейных напряжений, напряжений обратной и прямой последовательности), приведена на рисунке 3.9, *б*. Значения фазных токов в режиме КЗ: $\underline{I}_A = 2,4e^{-j80^\circ}\,o.e.$, $\underline{I}_B = 4,8e^{-j99^\circ}\,o.e.$, $\underline{I}_C = 3,2e^{-j148^\circ}\,o.e.$; симметричные составляющие тока прямой и обратной последовательностей: $\underline{I}_1 = 3,2e^{j158^\circ}\,o.e.$, $\underline{I}_2 = 1,7e^{j107,7^\circ}\,o.e.$

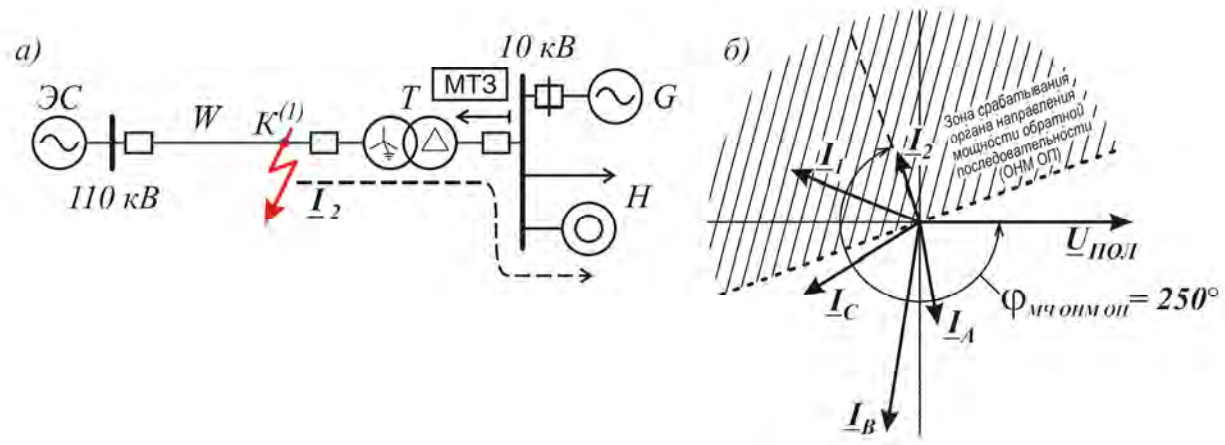


Рисунок 3.9 – Режим однофазного короткого замыкания через переходное сопротивление в сети 110 кВ: а) схема электрической сети; б) векторная диаграмма токов в месте установки защит.

В режиме короткого замыкания полные токи фаз в месте установки защиты направлены к нагрузке и превышают по величине ток срабатывания защиты ВВ 10 кВ. Можно предположить, что при отключенной на стороне 10 кВ генерации значения параметров обратной последовательности в месте установки защиты будут близки к нулю. Однако, для распределительных электрических сетей характерным является наличие вблизи местной электростанции соизмеримой по мощности нагрузки преимущественно двигательного характера. Величину сопротивления обратной последовательности асинхронной двигательной нагрузки можно приближенно оценить следующим образом [131]:

$$Z_{2_дв} \approx \frac{1}{I_n^*}, \text{ о.е.,} \qquad (3.3)$$

где I_n^* – кратность пускового тока электродвигателя, о.е. (как правило, принимает значения 5…7).

Сопротивление двигательной нагрузки $Z_{2_дв}$ имеет преимущественно индуктивный характер и близко по величине к сопротивлению обратной последовательности эквивалентного генератора местной электростанции. Таким образом, угол между током и напряжением обратной последовательности в рассматриваемом режиме соответствует направлению мощности к месту повреждения, т.е. выполняются условия для срабатывания направленной защиты в целом. Однако, в рассматриваемой ситуации (при отключенной электростанции в сети 10 кВ) отключение ВВ 10 кВ может оказаться нежелательным (быстрое восстановление электроснабжения нагрузки от внешней сети может быть предпочтительнее).

Рекомендации по совершенствованию способов выполнения органа направления мощности. При выборе способа выполнения органа направления мощности в распределительной сети с ЭСММ необходимо принимать во внимание следующие факторы:

– ток срабатывания максимальной токовой защиты по условиям чувствительности во многих случаях не может быть принят большим, чем значение рабочего тока в противоположном действию защиты направлении. В этих условиях повышаются требования к надежности работы ОНМ;

– значения токов короткого замыкания в направлении действия защиты, как правило, соизмеримы со значениями токов в предшествующем режиме, а в некоторых случаях меньше последних. Это обусловливает значительное влияние параметров предшествующего повреждению режима на значения параметров, измеряемых защитой в режиме повреждения.

Как показано выше, для распределительных сетей с ЭСММ характерны ситуации, когда применение традиционной «90-градусной» схемы приводит к снижению надежности функционирования направленной защиты. Следует избегать использования этой схемы в тех случаях, когда значение тока срабатывания направленной защиты по условиям её чувствительности не может быть выбрано большим, чем значение максимального рабочего тока в любом по отношению к защите направлении. В остальных ситуациях при применении «90-градусной» схемы необходимо принимать во внимание присущие ей известные недостатки: возможность неправильной работы ОНМ при несимметричных коротких замыканиях за трансформатором со схемой соединения «звезда – треугольник», некорректная работа в сети с низкоомным заземлением нейтрали при однофазных коротких замыканиях, когда суммарный ток от удаленного источника содержит преимущественно составляющую нулевой последовательности [132]. Последняя особенность ограничивает область применения «90-градусной» схемы в сетях с низкоомным режимом заземления нейтрали.

На основе вышеизложенного могут быть даны следующие рекомендации по совершенствованию способов выполнения ОНМ применительно к защитам распределительных сетей с ЭСММ:

1. Целесообразно выполнение ОНМ с контролем симметричных составляющих токов и напряжений:

– использование фазовых соотношений параметров прямой последовательности для определения направления мощности в симметричных режимах;

– использование фазовых соотношений параметров обратной последовательности для определения направления мощности при несимметричных повреждениях.

2. В сетях с большой долей двигательной нагрузки необходимо выполнять блокировку ОНМ ОП при отключенной ЭСММ «за спиной» защиты. Блокировка может быть выполнена

путем использования канала связи или по параметрам режима в месте установки направленной защиты. Предложенный автором способ выполнения блокировки рассмотрен в [133].

3.4 Использование коммуникационных технологий для построения системы релейной защиты

Задача создания эффективной релейной защиты в распределительной сети с малыми распределёнными электростанциями усложняется значительными изменениями параметров её режимов (и характерной для распределительных сетей в целом низкой степенью наблюдаемости). По этой причине направления совершенствования и разработка новых алгоритмов релейной защиты представляются во многом связанными с использованием возможностей коммуникационных технологий, позволяющих получать более полную информацию о режимах распределительной сети.

Информация, доступная устройству релейной защиты, в общем виде может быть классифицирована следующим образом:

– локальные измерения параметров текущего режима;

– локальные измерения параметров предшествующего режима;

– удалённые измерения параметров предшествующего режима;

– удалённые измерения параметров текущего режима.

Оценка объёма информации, необходимого для построения эффективной защиты применительно к распределительной сети с ЭСММ, может быть выполнена на основе исследований, представленных выше. Так, в главе 2 были выявлены и отражены ограничения традиционного дистанционного замера. Было показано, что в электрической сети с ЭСММ возможности обеспечения быстрого и селективного отключения КЗ ограничены. Установлено, что отклонения замеров дистанционной защиты относительно фактического сопротивления до места замыкания в сети со «слабыми» источниками в значительной степени определяются параметрами предшествующего повреждению режима. В п. 2.3 показано, что наличие информации о параметрах предшествующего режима удалённых источников (систем) позволит значительно повысить эффективность дистанционной защиты в сети с многосторонним питанием: при характерных количественных параметрах сетей становится возможным в необходимой с практической точки зрения степени разграничить области замеров для режимов КЗ в расчётной зоне и за её пределами; обеспечить отключение повреждений в пределах расчётной зоны действия быстродействующей ступени защиты (80-85% линии) без выдержки времени, т.е. расширить возможности по использованию дистанционной защиты в качестве основной. Это позволяет предложить применительно к таким сетям дистанционную защиту с

адаптивными параметрами срабатывания, настраиваемыми на основе удалённой информации о параметрах предшествующего режима в узлах подключения ЭСММ. Указанное, однако, не исключает необходимость постановки и решения задач, направленных на повышение эффективности одностороннего замера применительно к распределительным сетям с электростанциями (в особенности для линий с двухсторонним питанием), в том числе, путём использования информации о параметрах предшествующего режима.

Обобщённая схема предлагаемой к реализации дистанционной защиты с адаптивными параметрами срабатывания приведена на рисунке 3.10. Устройство защиты обеспечивает сбор и обработку информации (в общем случае – аналоговой и дискретной) о параметрах

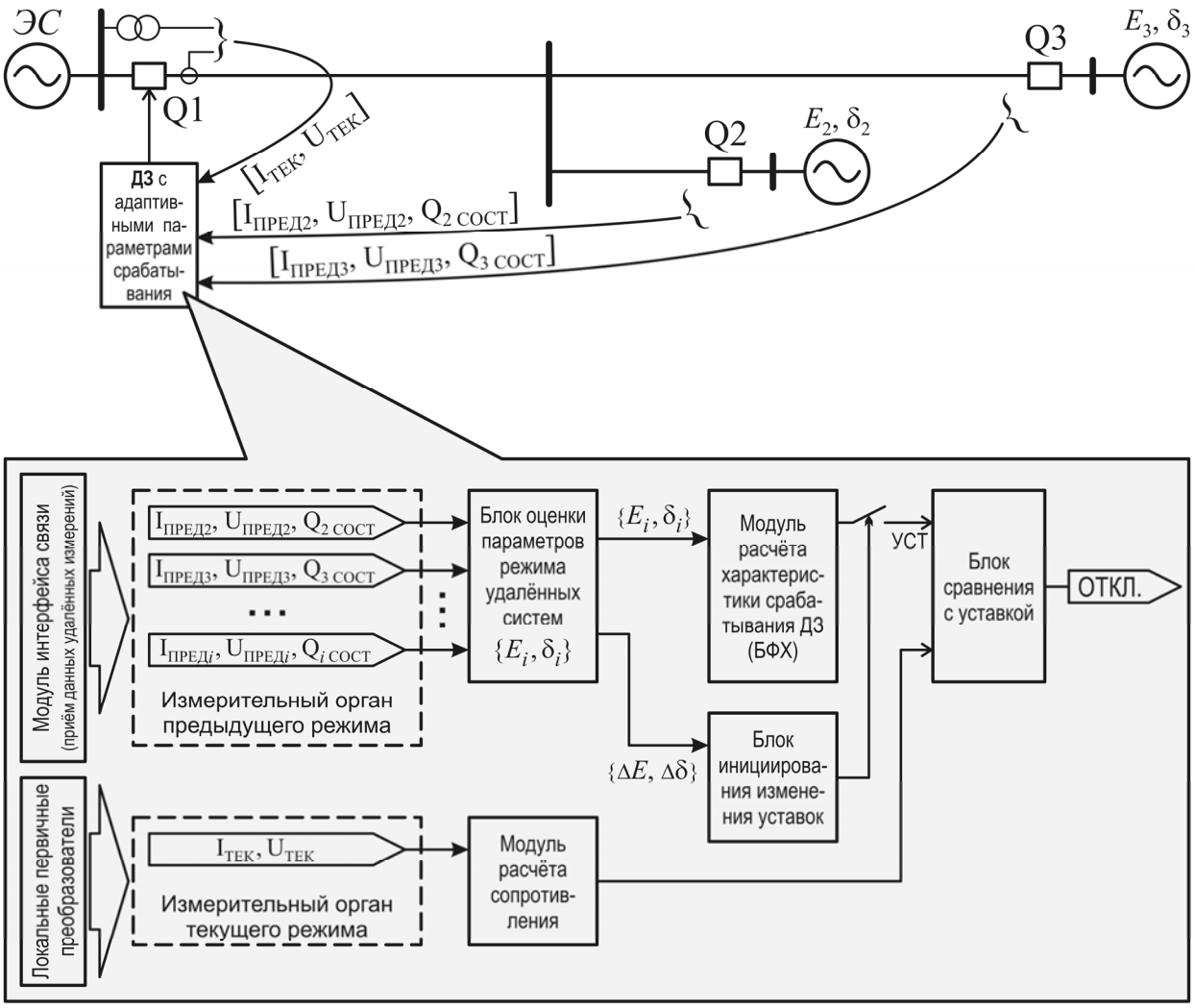


Рисунок 3.10 – Обобщённая схема реализации дистанционной защиты с адаптивными параметрами срабатывания

предшествующего режима удалённых систем; на основе полученной информации выполняется оценка модулей и фаз э.д.с. удалённых систем, результаты которой, в свою очередь,

используются для формирования «новой» характеристики срабатывания устройства. Изменение текущей характеристики срабатывания осуществляется по факту приращений на заранее заданную величину модулей (фаз) э.д.с. удалённых систем.

Т.к. удалённые измерения параметров режима применяются только при формировании характеристики срабатывания и непосредственно в алгоритме защиты не используются, предложенная реализация устройства не предъявляет жёстких требований к каналам связи (в части скорости передачи информации и пропускной способности). Передача информации может осуществляться по стандартным протоколам (например, Modbus). Удалённые измерения при применении в распределительной сети системы WAMS могут быть получены от локальных устройств векторных измерений PMU (такой способ позволит обеспечить более высокую скорость передачи информации в сравнении с предыдущим).

В ряде ситуаций, характеризующихся значительной мощностью источников, сложной конфигурацией электрической сети, максимальными требованиями к быстродействию защиты, становится необходимым использование удалённых измерений параметров текущего режима, связанное с применением дифференциального принципа, фактически предполагающего «включение» защиты на аварийные составляющие токов защищаемого объекта. Применительно к распределительным сетям представляется целесообразным упрощение общепринятой реализации дифференциальной защиты линий электропередачи: при участии автора был предложен способ реализации продольной дифференциальной защиты линии электропередачи на базе одного микропроцессорного терминала, размещенного со стороны внешней сети [132]. В составе устройства предусматриваются два комплекта измерительных токовых органов (ИО1, ИО2), один из которых предназначен для получения по проводному каналу связи цифровых сигналов о токе в линии со стороны малой электростанции (рисунок 3.11). Решение о срабатывании принимается блоком сравнения (БС) на основе сопоставления значений токов «своего» и удалённого концов защищаемого объекта; при возникновении условия срабатывания защиты команда отключения передается также на «свой» и противоположный концы линии. Предложенный способ позволяет упростить реализацию защиты и ее обслуживание, обеспечивает надежное отключение генераторов малых электростанций перед действием сетевого устройства АПВ.

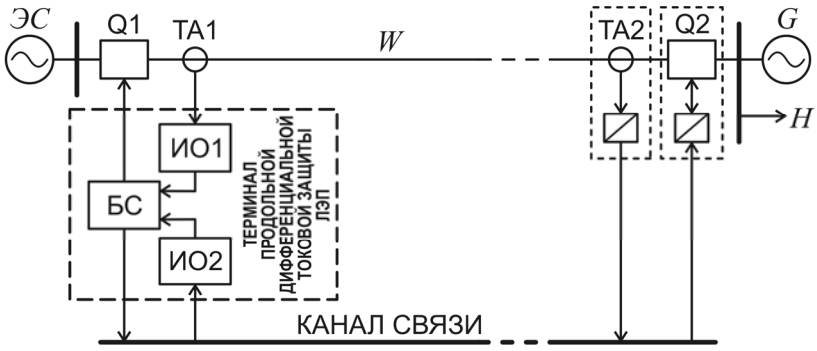


Рисунок 3.11 – Способ реализации продольной дифференциальной защиты линии электропередачи

3.5 Выводы по главе 3

1. Систематизированы расчётные условия для выбора параметров срабатывания максимальных токовых защит (в том числе, с зависимыми времятоковыми характеристиками) с учётом особенностей режимов распределительных сетей с ЭСММ.

2. На основе проведённых исследований функционирования направленных защит даны рекомендации по выполнению органа направления мощности защит распределительных сетей с ЭСММ: обосновано ограничение области применения «90-градусной» схемы включения органа направления мощности, предложено выполнять орган направления мощности на основе контроля параметров прямой и обратной последовательностей.

3. Выявлены особенности применения органа направления мощности обратной последовательности в распределительных сетях с ЭСММ: показано, при что большой доле асинхронных электродвигателей в составе нагрузки могут возникать условия для срабатывания ОНМ ОП в «прямом» направлении и направленной максимальной токовой защиты в целом даже при отключенном источнике «за спиной» защиты. Показано, что в ряде случаев целесообразно выполнять блокировку направленной (с ОНМ ОП) максимальной токовой защиты в таких режимах.

4. Показана необходимость привлечения дополнительной информации о режимах распределительной сети с ЭСММ для повышения эффективности РЗ. Предложены варианты построения защит с использованием коммуникационных технологий, позволяющие за счёт получения информации об удалённых измерениях параметров режима расширить область применения традиционных принципов защит на электрические сети с ЭСММ.

5. Предложен способ реализации продольной дифференциальной защиты линии электропередачи, основанный на использовании одного микропроцессорного терминала и

обеспечивающий необходимую эффективность функционирования защиты при упрощении её выполнения.

6. Предложен способ реализации дистанционной защиты, предусматривающий адаптивное изменение параметров её срабатывания на основе удалённых измерений параметров предшествующего режима в узлах подключения ЭСММ, повышающий эффективность функционирования традиционной ДЗ на базе одностороннего замера и расширяющий возможности её использования в сетях с ЭСММ в качестве основной.

Результаты работы над материалом главы нашли отражение в [123, 124, 133-137], использованы в деятельности рабочей группы B5.43 «Coordination of Protection and Automation for Future Networks» Международного совета по большим энергосистемам CIGRE и вошли в состав отчёта № 629 [138] со ссылкой на материалы одной из работ автора.

4 ПОСТРОЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЁННЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СТАНЦИЯМИ

4.1 Общие принципы

Задача решается для обобщённой схемы распределительной сети с ЭСММ (см. рисунок 1.4, *а*); на основе разработанных при этом подходов и укрупнённых решений могут быть получены частные решения для конкретных ситуаций, различающихся схемой, характеристиками оборудования, классом напряжения прилежащей сети, мощностью подключенных электростанций. Так, полученные в ходе работы над разделом материалы применены при разработке релейной защиты и автоматики системы электроснабжения ООО «Енисей» при внедрении в неё электростанции малой мощности.

Для целей исследований систему релейной защиты электрической сети с ЭСММ удобно формально разделить на РЗ внешней сети и РЗ внутренней сети (рисунок 4.1).

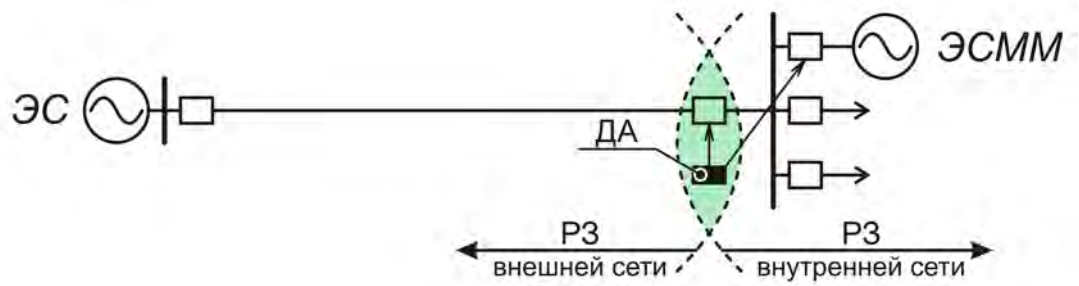


Рисунок 4.1 – Обобщенное представление релейной защиты электрической сети с ЭСММ

В точке присоединения ЭСММ становится необходимым создание комплекса релейной защиты и автоматики (далее – делительной автоматики, ДА), предназначенного для обеспечения безаварийной работы электростанций малой мощности и предотвращения их возможного негативного влияния на электрические режимы и работу релейной защиты внешней сети.

Вопросы создания ДА при внедрении ЭСММ приобретают большую важность: РЗ прилежащей сети, даже при выполнении мероприятий по её совершенствованию, не сможет в полной мере решить все задачи управления ЭСММ при возмущениях и в аварийных режимах. В общем случае на ДА целесообразно возложить следующие функции:

– отделение ЭСММ с местной нагрузкой или отключение генераторов ЭСММ;

– резервирование защиты внешней и внутренней сети;

– выполнение чувствительной защиты вышестоящих сетевых элементов со стороны ЭСММ.

В первой главе работы был сделан вывод о том, что разработка решений в части релейной защиты должна выполняться на основе требований, задающих уровень технического совершенства релейной защиты в условиях подключения к электрической сети ЭСММ. В настоящей главе выполняется разработка таких требований для комплекса РЗА в точке присоединения ЭСММ и для РЗ прилежащей сети; в соответствии с ними обосновывается состав и размещение базовых функций релейной защиты, уточняются возможность и область применения существующих защит в новых условиях.

Набор требований к РЗ определяется характеристиками электрических режимов распределительных сетей с ЭСММ (условиями функционирования релейной защиты). При разработке требований следует исходить из особенностей управления электростанциями малой мощности в аварийных режимах. Могут быть выделены три возможных подхода к управлению и обозначена область их применения (таблица 4.1).

Использование этих подходов позволит выработать оптимальные требования к РЗ в соответствии с уровнем развития малой энергетики в энергосистеме, особенностями и целями внедрения конкретной электростанции. Применение первых двух подходов позволяет упростить решение задачи построения системы релейной защиты, однако сопряжено с исследованием возможности применения существующих решений в части релейной защиты, с созданием делительной автоматики (защиты). Третий подход организационно и технически наиболее затратен: его применение требует совершенствования релейной защиты с учётом особенностей режимов, присущих распределительным сетям с ЭСММ.

Далее с применением обобщённой схемы ЭЭС с электростанцией малой мощности для трёх обозначенных в таблице 4.1 подходов разрабатываются принципы построения комплекса РЗА в точке присоединения ЭСММ, даются рекомендации по составу и размещению функций защит в прилежащей к точке присоединения ЭСММ электрической сети.

4.2 Построение системы релейной защиты в соответствии с принятыми подходами к управлению электростанциями малой мощности в аварийных режимах

Отключение электростанций малой мощности. Состав оборудования, принципы действия и параметры срабатывания устройств релейной защиты выбираются исходя из того, что электростанции малой мощности отключаются от электрической сети в аварийных режимах. Отключение ЭСММ осуществляется действием РЗ генераторов или ДА (обладающей большей чувствительностью [24, 139]), как правило, с минимальной выдержкой времени. Восстановление электроснабжения нагрузки предполагается осуществлять в первую очередь от внешней сети.

Таблица 4.1 – Подходы к управлению электростанциями малой мощности в аварийных режимах и область их применения

№	Подход	Область применения
1.	Отключение ЭСММ	– энергорайоны с небольшой долей ЭСММ; – электростанции мощностью не более 1-2 МВА (не «покрывающие» в необходимой степени мощность местной нагрузки или не предназначенные для работы в автономном режиме).
		Примечание: внедрение электростанций связано с решением задачи повышения экономической эффективности энергоснабжения потребителей, изначально получающих питание только от энергосистемы
2.	Выделение ЭСММ на местную нагрузку	– электростанции, обеспечивающие электроснабжение близких по мощности потребителей и предназначенные для работы в автономном режиме; – группы электростанций, обеспечивающих электроснабжение потребителей в микроэнергосистеме.
		Примечание: внедрение электростанций связано с решением задачи обеспечения надёжности электроснабжения потребителей, с созданием и развитием микроэнергосистем
3.	Сохранение параллельной работы ЭСММ между собой и с источниками внешней сети	– энергорайоны с большой долей ЭСММ в составе генерирующих мощностей (когда излишние отключения малых электростанций приводят к снижению запаса реактивной мощности в системе, к перегрузкам и отключению сетевого оборудования, усугубляя развитие аварийного процесса).
		Примечание: повышается роль электростанций малой мощности в решении системных задач обеспечения энергобезопасности, надежности и устойчивости энергосистемы

Быстрое отключение ЭСММ при внешних возмущениях позволяет минимизировать их влияние на характеристики переходных процессов и, следовательно, на работу релейной защиты и сетевой автоматики прилежащей сети; вследствие этого принятый подход позволяет использовать в ней преимущественно существующие (традиционно применяемые) решения по построению защиты.

Недостатком подхода является возможность излишних отключений генераторов ЭСММ при условно неопасных внешних возмущениях.

В ряде случаев допустимо выполнять согласование ДА с основными быстродействующими защитами смежных сетевых элементов. При этом (в соответствии с результатами проведённых в предыдущих разделах работы исследований) необходимо учитывать, что влияние генераторов ЭСММ на параметры электрического режима, тем более при их отключении с выдержкой времени, может приводить к невозможности успешного АПВ

вышестоящей связи (за счёт подпитки места КЗ током ЭСММ), возникновению синхронных качаний и асинхронных режимов, нарушению селективности, снижению чувствительности и каскадным действиям защит внешней сети. Решение о возможности согласования ДА с защитами прилежащей сети должно приниматься с учётом условий конкретной ситуации, в том числе, наличия/отсутствия ответвлений на линиях, особенностей схемы включения ЭСММ в сеть (через тупиковую, ответвительную или проходную ПС).

Основные требования к релейной защите:

1. ДА должна обеспечивать выявление следующих режимов:
   - повреждения во внешней сети (должна обеспечиваться требуемая чувствительность к КЗ на удалённых концах линий связи с энергосистемой);
   - аварии во внешней сети, связанные со снижением частоты и напряжения;
   - аварийное отделение фрагмента сети с ЭСММ от энергосистемы;
   - повреждения во внутренней сети, анормальные режимы, повреждения и аварии генераторов ЭСММ (в том числе, некорректная работа регуляторов возбуждения и скорости).

2. Должно предусматриваться действие ДА: с меньшей выдержкой времени – на отключение генераторов ЭСММ; с большей – на отключение вышестоящих выключателей (вводных, секционных), разрывающих связь с внешней сетью.

Время срабатывания ДА выбирается с учетом следующих условий:

- недопустимо возникновение в прилежащей сети глубоких синхронных качаний и асинхронных режимов, вызванных влиянием ЭСММ;
- отключение ЭСММ с выдержкой времени не должно приводить к невозможности согласования защит внешней и внутренней сети или к существенному увеличению времени их действия;
- недопустимы несинхронные включения ЭСММ.

В общем случае время срабатывания ДА принимается минимальным.

3. Селективность действия защит внешней и внутренней сети должна обеспечиваться с учётом подпитки места повреждения током ЭСММ и времени действия защиты со стороны ЭСММ (при значительной мощности ЭСММ потребуется пересмотр параметров срабатывания ряда защит внешней и внутренней сети – преимущественно быстродействующих токовых, а также защит с зависимыми времятоковыми характеристиками; при необходимости вводится направленность действия защит).

4. Требуемая чувствительность защит вышестоящих сетевых элементов должна обеспечиваться с учётом подпитки места повреждения током ЭСММ (до её отключения). В

отдельных случаях могут быть допущены каскадные действия защит внешней сети (при которых вышестоящая защита будет выявлять режим КЗ после отключения генераторов ЭСММ).

В соответствии с ранее представленными материалами (главы 1, 2) подключение ЭСММ в промежуточном узле сети (на проходной или ответвительной подстанции) может приводить к уменьшению составляющей тока КЗ в вышестоящем объекте в 1,5-2,5 раза. Возможными следствиями этого будут являться: «потеря» защитами прилежащей сети свойств ближнего и дальнего резервирования, замедление действия защит на время отключения генераторов ЭСММ.

Возможность выполнения требований к чувствительности определяется параметрами сети и мощностью подключенных ЭСММ и в ряде случаев может быть связана с применением более совершенных принципов РЗ, например, дистанционного вместо токового. Ограничения МТЗ и ДЗ в части чувствительности обобщены и приведены в п. 2.4.

5. К быстродействию РЗ внешней и внутренней сети дополнительные требования, обусловленные необходимостью сохранения динамической устойчивости ЭСММ, не предъявляются.

6. Сетевая автоматика (АПВ и АВР) должна выполняться с учётом необходимости предотвращения несинхронных включений ЭСММ (НСВ могут сопровождаться возникновением больших электромагнитных моментов, в ряде случаев превышающих значения моментов при трёхфазных КЗ на выводах машины в 2 и более раза, последующим возникновением глубоких синхронных качаний (см. гл. 1)).

В соответствии с разработанными требованиями сформирован следующий состав базовых функций защиты внешней и внутренней сети, ДА (рисунок 4.2, *а*):

1. Токовая или дистанционная защита от междуфазных коротких замыканий (выбор типа защиты определяется классом напряжения сети, принятой для этого класса практикой построения защиты, а также выявленными и приведёнными в главе 2 ограничениями в части чувствительности защит), токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю (в сетях с глухозаземленной нейтралью, с низкоомным заземлением нейтрали).

В большинстве случаев при подключении электростанций небольшой мощности могут применяться ненаправленные защиты; применение направленных защит становится необходимым при невозможности обеспечить селективность выбором параметров срабатывания.

2. АПВ с контролем наличия напряжения на линии по трём фазам или несинхронное автоматическое повторное включение (при условии согласования по времени защиты со стороны ЭСММ и рассматриваемого АПВ).

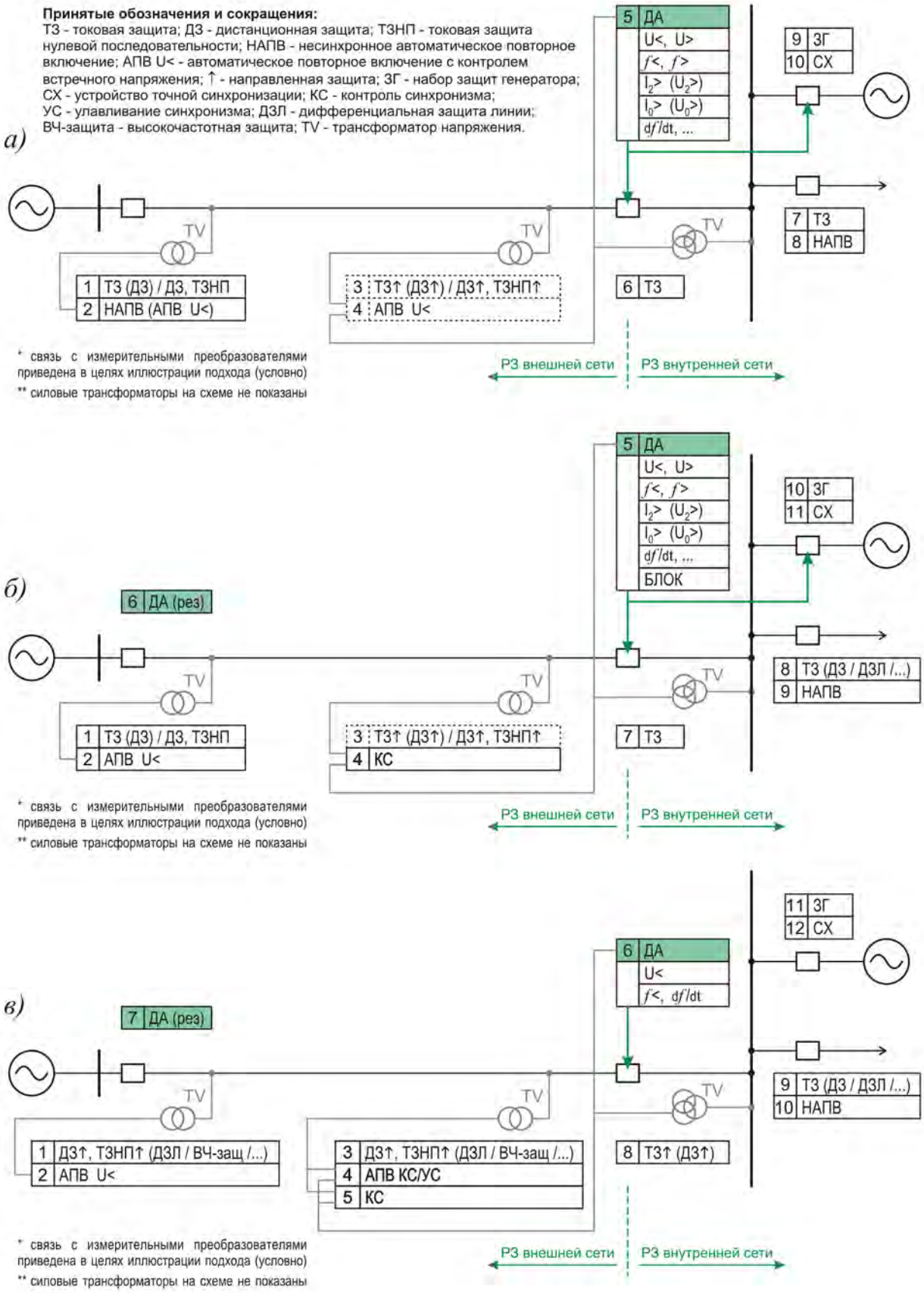


Рисунок 4.2 – Состав и размещение базовых функций релейной защиты для принятых подходов к управлению малыми электростанциями в аварийных режимах: а) отключение малых электростанций, б) выделение малых электростанций на местную нагрузку, в) сохранение параллельной работы малых электростанций между собой и с источниками внешней сети

3. Комплект направленных в сторону внешней ЭС ступенчатых защит: ТЗ (или ДЗ), ТЗНП.

При небольшой мощности электростанции (до 5 МВт) установка комплекта защит может не предусматриваться.

4. АПВ с контролем встречного напряжения на шинах со стороны ЭСММ. Необходимо для восстановления электроснабжения потребителей от внешней сети после отключения ЭСММ; предусматривается при установке со стороны малой электростанции комплекта ступенчатых защит линии.

5. Делительная автоматика. В состав ДА могут входить:

– пусковые органы (ПО) снижения напряжения ($U<$);

– ПО снижения частоты ($f<$);

– ПО повышения напряжения ($U>$);

– ПО повышения частоты ($f>$);

– ПО повышения тока и/или напряжения обратной последовательности ($I_2>/U_2>$);

– ПО повышения тока и/или напряжения нулевой последовательности ($I_0>/U_0>$);

– дополнительная защита, действующая при аварийном отделении от энергосистемы и выполняемая одним из следующих способов: по скорости изменения частоты, по приращению угла вектора напряжения, с непосредственной передачей сигнала отключения по факту отключения вышестоящего выключателя;

– контроль направления и/или величины потока мощности по связи с внешней сетью.

Состав функций ДА уточняется применительно к конкретной ситуации. Назначение основных ПО ДА описывается ниже.

ПО снижения напряжения и частоты позволяют выявлять аварии во внешней сети (в том числе, связанные с аварийным отделением от энергосистемы и возникновением локальных дефицитов мощности), ПО снижения напряжения – также режимы коротких замыканий. ПО, реагирующие на появление составляющих тока и/или напряжения обратной последовательности, повышают чувствительность защиты к режимам несимметричных коротких замыканий, позволяют выявлять неполнофазные режимы. ПО тока и/или напряжения нулевой последовательности могут быть дополнительно использованы в сетях с глухозаземленной нейтралью для повышения чувствительности защиты к режимам однофазных коротких замыканий; ПО напряжения нулевой последовательности – для выявления однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью. ПО, реагирующие на повышение напряжения/частоты, могут быть использованы для выявления аварийного отделения от энергосистемы с избытком мощности, при риске возникновения феррорезонанса,

а также для выявления процессов, вызванных некорректной работой систем регулирования частоты или напряжения генераторов ЭСММ. Дополнительная защита от аварийного отделения от энергосистемы необходима, как правило, если мощность ЭСММ соизмерима с мощностью нагрузки в отделившемся фрагменте; в этом случае режим аварийного отделения от энергосистемы не сопровождается значительными снижениями напряжения и частоты.

ПО ДА выполняются ненаправленными.

На основе разработанных выше требований установлены диапазоны возможных значений параметров срабатывания ПО ДА (таблица 4.2). ДА по напряжению целесообразно выполнять двухступенчатой: первая ступень действует при значительных снижениях напряжения без выдержки времени; вторая ступень – при меньших снижениях напряжения с выдержкой времени (см. таблицу 4.2). Время срабатывания второй ступени ДА по напряжению, а также время срабатывания ДА, реагирующей на симметричные составляющие тока и напряжения, должны обосновываться расчётами электрических режимов, проводимыми для каждой конкретной ситуации.

Таблица 4.2 – Диапазоны параметров срабатывания ДА

ПО	**Параметр срабатывания**
U*< *(две ступени)	I ступень: <0,6$U_{ном}$; 0,05 с
	II ступень: (0,6…0,8)$U_{ном}$; 0,2…0,5 с
***U*>**	(1,15…1,5)$U_{ном}$; 0,05…0,5 с
***f*<**	47-49,5 Гц; 0,05…0,2 с
***f*>**	51-52 Гц; 0,05…0,2 с
U_2>	(0,05…0,2) $U_{ном}$; 0,05…0,5 с
I_2>	(0,05…0,2)$I_{ном}$; 0,05…0,5 с
U_0>	(0,05…0,2) $U_{ном}$; 0,05…0,5 с
I_0>	(0,05…0,2) $I_{ном}$; 0,05…0,5 с
***df/dt*>**	(0,8…2,5) Гц/с; 0,05…0,2 с

6. Ненаправленная максимальная токовая защита.
7. Максимальная токовая защита.
8. Несинхронное автоматическое повторное включение.
9. Защиты генератора, состав которых определяется действующими требованиями [57].
10. Устройство точной синхронизации.

Выделение электростанций малой мощности на местную нагрузку. Состав оборудования, принципы действия и параметры срабатывания релейной защиты выбираются

исходя из того, что при возникновении аварийных режимов во внешней сети электростанции малой мощности выделяются на местную нагрузку. В соответствии с данным подходом стратегия управления энергорайоном при аварийных возмущениях предполагает разделение последнего на части, содержащие ЭСММ и близкую по мощности нагрузку. Выделение ЭСММ на местную нагрузку осуществляется действием ДА. Последующее восстановление параллельной работы электростанций выполняется после локализации аварийного возмущения и восстановления параметров режима во внешней сети до допустимых значений. В отдельных схемно-режимных ситуациях при невозможности сохранения устойчивой и надежной работы фрагментов сети, содержащих ЭСММ и местную нагрузку, может быть предусмотрено действие ДА на отключение генераторов ЭСММ.

Как и для предыдущего подхода могут быть преимущественно сохранены существующие (традиционно применяемые) решения по построению релейной защиты внешней сети.

В то же время становится необходимым совершенствование релейной защиты внутренней сети: основными задачами являются быстрое отключение близких к шинам электростанции коротких замыканий; недопущение излишних отключений генераторов ЭСММ действием их чувствительной релейной защиты или – вследствие незначительных (не опасных) отклонений режимных параметров – действием технологической автоматики.

Основные требования к РЗ:

1. ДА должна обеспечивать выявление следующих режимов:
   - повреждения во внешней сети (должна обеспечиваться требуемая чувствительность к КЗ на удаленных концах линий связи с энергосистемой);
   - аварии во внешней сети, связанные со снижением частоты и напряжения;
   - аварийное отделение фрагмента сети с ЭСММ от энергосистемы.

2. Действие ДА предусматривается с меньшей выдержкой времени на отключение вышестоящих выключателей (вводных, секционных), разрывающих связь с внешней сетью; с большей выдержкой времени ДА может действовать на отключение генераторов ЭСММ.

Время срабатывания ДА выбирается с учетом следующих условий:

- должна обеспечиваться возможность сохранения устойчивости в отделившемся фрагменте;
- недопустимо возникновение глубоких синхронных качаний и асинхронных режимов во внешней сети, вызванных влиянием ЭСММ;
- выделение ЭСММ на местную нагрузку с выдержкой времени не должно приводить к невозможности согласования защит внешней и внутренней сети;
- недопустимы несинхронные включения ЭСММ.

В общем случае время срабатывания ДА должно приниматься минимальным.

3. РЗ внутренней сети должна обеспечивать быстродействие, требуемое по условиям устойчивости генераторов ЭСММ. В качестве исходных могут быть приняты требования к быстродействию, разработанные в п. 2.5 (см. рисунок 2.12), которые должны быть уточнены применительно к конкретной ситуации.

4. Чувствительность релейной защиты внутренней сети должна обеспечиваться как при питании от внешней сети, так и в автономном режиме (при питании только от ЭСММ). Следует предусматривать использование нескольких групп параметров срабатывания, переключаемых по факту отделения от внешней сети.

5. Селективность действия защит внутренней сети должна обеспечиваться с учётом режимов работы ЭСММ. Требуется выполнение согласования защит генераторов от внешних повреждений с защитами внешней и внутренней сети, ДА.

6. Требования к быстродействию, чувствительности и селективности защит внешней сети в целом аналогичны приведённым при рассмотрении первого подхода.

7. Сетевая автоматика (АПВ и АВР) должна выполняться с учётом необходимости предотвращения несинхронных включений ЭСММ.

В соответствии с разработанными требованиями предложен следующий состав базовых функций защиты внешней и внутренней сети, ДА (рисунок 4.2, *б*):

1. Токовая или дистанционная защита от междуфазных коротких замыканий (выбор типа защиты определяется классом напряжения сети, принятой для этого класса практикой построения защиты, а также выявленными и приведёнными в главе 2 ограничениями в части чувствительности защит), токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю (в сетях с глухозаземленной нейтралью, с низкоомным заземлением нейтрали).

В большинстве случаев (при подключении электростанций небольшой мощности) могут быть использованы ненаправленные защиты; при невозможности обеспечить селективность выбором параметров срабатывания необходимо применение направленных защит.

2. АПВ с контролем встречного напряжения со стороны линии.

3. Комплект направленных в сторону внешней ЭС ступенчатых защит: ТЗ (или ДЗ), ТЗПН

Параметры срабатывания защит по току или сопротивлению выбираются с учётом максимального рабочего режима ЭСММ (или – в случае, если поток мощности от местной электростанции во внешнюю сеть по тем или иным причинам ограничен – от режима, соответствующего максимально допустимому значению потока в сторону внешней сети). При небольшой мощности электростанции (до 5 МВт) отдельная защита вышестоящих связей со

стороны этой электростанции может не предусматриваться; эти функции могут выполняться делительной автоматикой.

4. Контроль синхронизма (в составе автоматики управления выключателем).
5. ДА. В состав ДА могут входить:
   - ПО снижения напряжения ($U<$);
   - ПО снижения частоты ($f<$);
   - ПО повышения напряжения ($U>$);
   - ПО повышения частоты ($f>$);
   - ПО повышения тока и/или напряжения обратной последовательности ($I_2>/U_2>$);
   - ПО повышения тока и/или напряжения нулевой последовательности ($I_0>/U_0>$) (в сетях с глухозаземленной нейтралью);
   - дополнительная защита, действующая при аварийном отделении от энергосистемы и выполняемая одним из следующих способов: по скорости изменения частоты, по приращению угла вектора напряжения, с непосредственной передачей сигнала отключения по факту отключения вышестоящего выключателя;
   - контроль направления и/или величины потока мощности по связи с внешней сетью;
   - блокировка ДА при отключённой ЭСММ.

Состав функций ДА уточняется применительно к конкретной ситуации. Блокировка применяется, если могут возникать условия для срабатывания ДА при отключенной ЭСММ [133].

ПО ДА, действующие при повреждениях во внешней сети, следует выполнять с контролем направления мощности.

6. Резервный комплект ДА.
7. Максимальная токовая защита (в общем случае – ненаправленная).
8. Могут предусматриваться следующие типы защит:
   - максимальная токовая защита, допускающая быстрое неселективное отключение близких коротких замыканий, представляющих опасность для устойчивости ЭСММ;
   - токовая защита с передачей команд ускорения/блокировки по каналу связи;
   - дистанционная защита (при условии достаточного «охвата» защищаемого объекта ступенью с минимальной выдержкой времени);
   - дифференциальная защита.

Выбор типа защиты осуществляется в зависимости от условий конкретной ситуации.

9. Несинхронное автоматическое повторное включение.

10. Защиты генератора, состав которых определяется действующими требованиями [57].
11. Устройство точной синхронизации.

Сохранение параллельной работы электростанций малой мощности между собой и с источниками внешней сети. Состав оборудования, принципы действия и параметры срабатывания устройств релейной защиты выбираются с учётом сохранения параллельной работы электростанций малой мощности между собой и с источниками внешней сети в аварийных режимах.

Подход ориентирован на недопущение излишних отключений ЭСММ. При авариях во внешней сети выделение ЭСММ на местную нагрузку должно выполняться в общем случае с выдержкой времени, согласованной со временем действия основных защит и устройств противоаварийной автоматики сети. Вследствие того, что электрические режимы ЭЭС с ЭСММ имеют ряд особенностей (см. материал главы 2), выполнение этого требования не всегда допустимо: срабатывание ДА с большой выдержкой времени может привести к развитию многочастотного асинхронного режима, нарушениям устойчивости нагрузки в смежных узлах. По этой причине может потребоваться реализация опережающего деления сети с выдержкой времени, определяемой условиями устойчивости ЭСММ и фрагментов сети с ЭСММ после их аварийного отделения. В отдельных случаях, если результаты исследований электрических режимов показывают возможность быстрой ресинхронизации и отсутствие риска вторичных нарушений устойчивости, может быть допущено кратковременное существование асинхронного режима (это отмечено также в работах [28, 119]).

Применение рассматриваемого подхода требует повышения технического совершенства релейной защиты как внутренней, так и внешней сети с целью обеспечения требуемых селективности, чувствительности и быстродействия защит в условиях влияния ЭСММ на характеристики переходных процессов.

Основные требования к РЗ:

1. Релейная защита внешней и внутренней сети должна обеспечивать быстродействие, требуемое по условиям устойчивости генераторов ЭСММ. В качестве исходных могут быть приняты требования к быстродействию, разработанные в п. 2.5 (см. рисунок 2.12); применительно к конкретным ситуациям указанные требования должны быть уточнены.

2. Селективность действия и чувствительность защит внешней и внутренней сети должны обеспечиваться с учётом подпитки места повреждения током ЭСММ. Чувствительность релейной защиты внутренней сети должна обеспечиваться как при наличии питания от внешней сети, так и в автономном режиме при питании только от ЭСММ, что может

быть достигнуто использованием нескольких групп параметров срабатывания, переключаемых по факту отделения от внешней сети.

3. Должна обеспечиваться устойчивость функционирования релейной защиты внешней и внутренней сети в условиях электромеханических переходных процессов, обусловленных подключением к сети ЭСММ. На основе исследований, проведённых в главе 2, получены следующие требования, связанные с функционированием РЗ:

– ограничение дополнительной погрешности измерений токов и напряжений в условиях отклонения частоты от номинальной в диапазоне 40…60 Гц (5…65 Гц – в автономных энергосистемах);

– отсутствие ложных срабатываний защиты при глубоких синхронных качаниях и в асинхронных режимах с высокой частотой скольжения (как предельный расчётный случай следует рассматривать частоту скольжения 15 Гц).

4. Должно быть выполнено согласование защит генераторов ЭСММ от внешних КЗ с защитами внешней и внутренней сети.

5. ДА должна действовать на выделение ЭСММ на местную нагрузку при авариях во внешней сети, связанных со снижением частоты и напряжения, при затяжных внешних КЗ. Параметры срабатывания ДА определяются с учётом следующего:

а) необходимо минимизировать возможность излишних отключений ЭСММ при внешних возмущениях и авариях;

б) влияние ЭСММ не должно приводить к вторичным нарушениям устойчивости нагрузки и генераторов в смежных узлах сети;

в) должны обеспечиваться условия для сохранения устойчивости в отделившемся фрагменте.

В соответствии с условием (а) параметры срабатывания ДА должны быть согласованы с параметрами срабатывания основных защит и устройств противоаварийной автоматики внешней сети. Тем не менее, с учётом условий (б) и (в) в ряде случаев становится необходимым выполнять опережающее деление сети по факту снижения напряжения; решение должно обосновываться расчётами электрических режимов, выполненными с учетом характеристик нагрузок распределительной сети.

6. Сетевая автоматика (АПВ и АВР) должна выполняться с учётом необходимости предотвращения несинхронных включений ЭСММ.

В соответствии с разработанными требованиями предложен следующий состав базовых функций защиты внешней и внутренней сети, ДА (рисунок 4.2, *в*).

1. Направленные ступенчатые защиты: дистанционная защита (при необходимости – с передачей разрешающих/блокирующих сигналов) и токовая защита нулевой

последовательности (в сетях с глухозаземленной нейтралью, с низкоомным заземлением нейтрали) или защиты с абсолютной селективностью (с ВЧ-блокировкой, дифференциально-фазная или дифференциальная).

Выбор типа защиты определяется выявленными в исследованиях ограничениями защит с относительной селективностью в части быстродействия и селективности (см. материал главы 2). Дистанционная защита может применяться в качестве основной, как правило, в сетях с двухсторонним питанием при условии обеспечения ей отключения коротких замыканий со временем, соответствующим условиям устойчивости ЭСММ. В сетях с многосторонним питанием в качестве основных, как правило, необходимо применение защит с абсолютной селективностью.

2. АПВ с контролем встречного напряжения.

3. Направленные ступенчатые защиты – дистанционная защита (дистанционная защита с передачей разрешающих/блокирующих сигналов) и токовая защита нулевой последовательности (в сетях с глухозаземленной нейтралью, с низкоомным заземлением нейтрали) или второй полукомплект защиты с абсолютной селективностью.

4. АПВ с контролем или улавливанием синхронизма.

5. Контроль синхронизма (в составе автоматики управления выключателем).

6. ДА. В состав ДА могут входить:

   – ПО снижения напряжения ($U<$);

   – ПО снижения частоты ($f<$);

   – ПО скорости снижения частоты ($df/dt>$), если возможны режимы с высокой (более 5 Гц/с) скоростью снижения частоты.

ПО ДА по снижению напряжения выполняются с контролем направления мощности (направлены в сторону внешней сети) или с пуском от направленных защит (для основного комплекта – от защит со стороны ЭСММ).

7. Резервный комплект ДА (при необходимости).

8. Направленные в сторону внутренней сети максимальная токовая или дистанционная защиты.

9. Могут предусматриваться следующие типы защит:

   – максимальная токовая защита, допускающая быстрое неселективное отключение близких коротких замыканий, представляющих опасность для устойчивости ЭСММ;

   – токовая защита с передачей команд ускорения/блокировки по каналу связи;

   – дистанционная защита (при условии достаточного «охвата» защищаемого объекта ступенью с минимальной выдержкой времени);

   – дифференциальная защита.

Выбор типа защиты осуществляется в зависимости от условий конкретной ситуации.

10. Несинхронное АПВ.
11. Защиты генератора, состав которых определяется действующими требованиями [57].
12. Устройство точной синхронизации.

4.3 Рекомендации по построению системы РЗ при создании малой электростанции в системе электроснабжения комплекса по подготовке и переработке нефти и газа

На основе разработанных в настоящей главе решений были даны рекомендации по построению системы релейной защиты при выполнении проекта по разработке схемы выдачи мощности при технологическом присоединении энергоблока комплекса по подготовке и переработке нефти и газа ООО «Енисей».

Система электроснабжения предприятия ООО «Енисей» получает питание от шин 35 кВ ПС 220/35/10 кВ «Газлифт», подключается к ответвлению существующей линии электропередачи 35 кВ через секционирующий пункт 35 кВ (СП 35 кВ) (рисунок 4.3). Целью установки дополнительного источника являлось обеспечение требуемой надежности электроснабжения промышленного потребителя. В качестве такого источника используется газопоршневая электростанция с шестью генераторами единичной мощностью 3250 кВт и 3480 кВт, подключенная к шинам 6 кВ ПС «КППНГ» через разделительные трансформаторы 6,3/6,3 кВ.

Принятый подход к управлению ЭСММ ориентирован на её выделение в аварийных режимах на нагрузку ПС «КППНГ».

Существующая система РЗ включает дистанционные и токовые защиты ненаправленного действия, логическую защиту шин, несинхронное АПВ.

На основе проведенных расчётов токов короткого замыкания установлено, что подключение ЭСММ не оказывает значительного влияния на величину составляющей тока короткого замыкания со стороны внешней энергосистемы (при КЗ на шинах НН ПС «9В» и «7В» составляющая тока КЗ от ЭЭС уменьшается не более чем на 10%, при этом обеспечивается необходимая чувствительность ДЗ, установленной со стороны ПС «Газлифт») и на распределение токов короткого замыкания в отходящей от шин ПС «Газлифт» сети 35 кВ; это обусловлено, в частности, установкой разделительных трансформаторов со стороны ЭСММ. Таким образом, модернизация системы РЗ этих линий не потребовалась.

Расчеты переходных процессов выполнялись с использованием динамической модели, содержащей фрагмент схемы внешней сети 220 кВ, фрагмент сети 35 кВ (ПС «7В», «9В», СП «Енисей», ПС «КППНГ»), газопоршневую электростанцию, нагрузки потребителей. Агрегаты

электростанций представлены в модели с учетом систем возбуждения, автоматических регуляторов возбуждения, первичных двигателей и автоматических регуляторов скорости. Нагрузка каждой секции шин представлена двумя двигателями мощностью 630 кВт (ДА304-450Х-4МХ2; 630 кВт; насосы); двумя двигателями мощностью 200 кВт (DHSW-355LB-02A; 200 кВт; насосы); двигателями, представляющими собой эквиваленты двигательной нагрузки на стороне 0,4 кВ (коэффициент загрузки 0,7); статической нагрузкой.

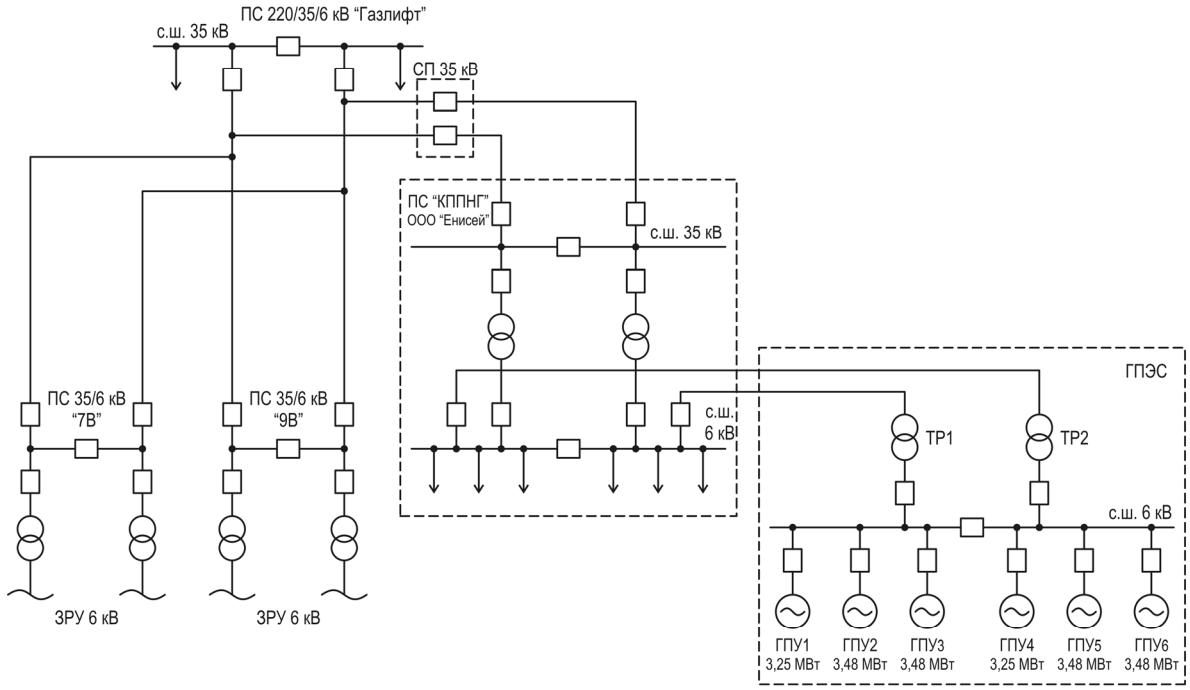


Рисунок 4.3 – Однолинейная электрическая схема системы электроснабжения комплекса по подготовке и переработке нефти и газа ООО «Енисей»

На рисунках 4.4, 4.5 приведены примеры ряда переходных процессов, моделируемых при исследовании устойчивости.

Допустимые значения времени отключения коротких замыканий, полученные по результатам исследования, приведены в таблице 4.3.

Состав и размещение базовых функций релейной защиты, рекомендованных для рассматриваемой схемы, приведены на рисунке 4.6.

В сети 35 кВ со стороны ПС «Газлифт» используются существующие устройства дистанционной защиты. Защита ВЛ от СП 35 кВ до ПС «КППНГ» выполняется на базе направленных дистанционных защит. При этом на СП 35 кВ предусматривается установка двух комплектов направленной дистанционной защиты: защита линии «Газлифт – 9В» и защита линии от СП 35 кВ до ПС «КППНГ». АПВ ВЛ «Газлифт – 9В» со стороны ПС «Газлифт» и ВЛ от СП 35 кВ до ПС «КППНГ» со стороны СП 35 кВ выполняются с контролем наличия

напряжения на линии. В составе автоматики управления выключателей СП 35 кВ, линейных выключателей со стороны ПС «КППНГ» предусматривается контроль синхронизма.

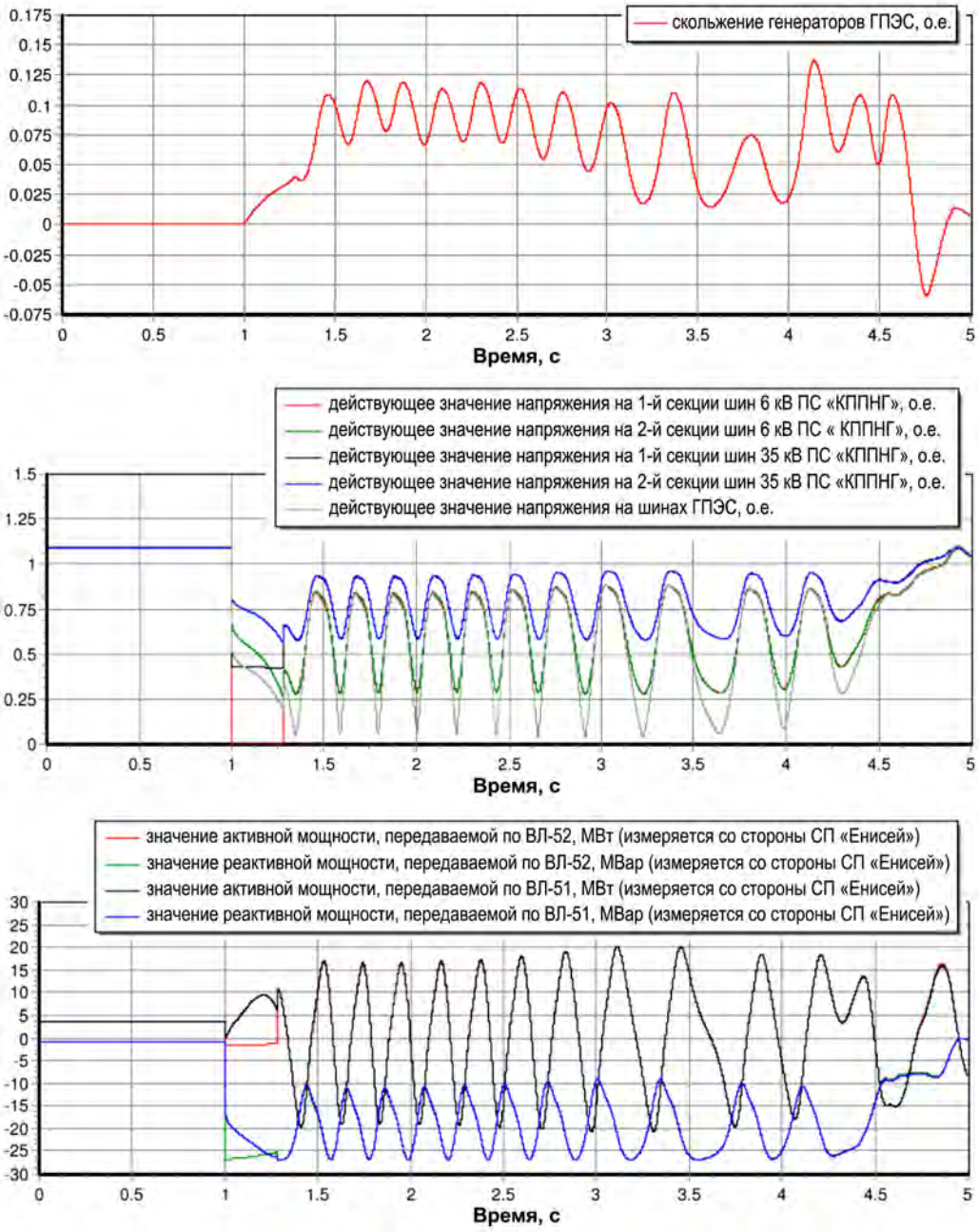


Рисунок 4.4 – Графики переходных процессов при трёхфазном КЗ вблизи шин 6 кВ ПС «КППНГ»; $t_{КЗ} = 0,26\ c$; устойчивость генераторов ГПЭС нарушается

Предусматривается создание ДА на ПС «КППНГ» и резервного комплекса ДА на СП 35 кВ. Требования к параметрам срабатывания ДА, установленные на основе результатов проведенных исследований электрических режимов, приведены в таблице 4.4.

По факту срабатывания ДА предусматривается отключение нагрузок действием специальной автоматики отключения нагрузки (САОН). Состав отключаемых потребителей задан в зависимости от числа включенных генераторов.

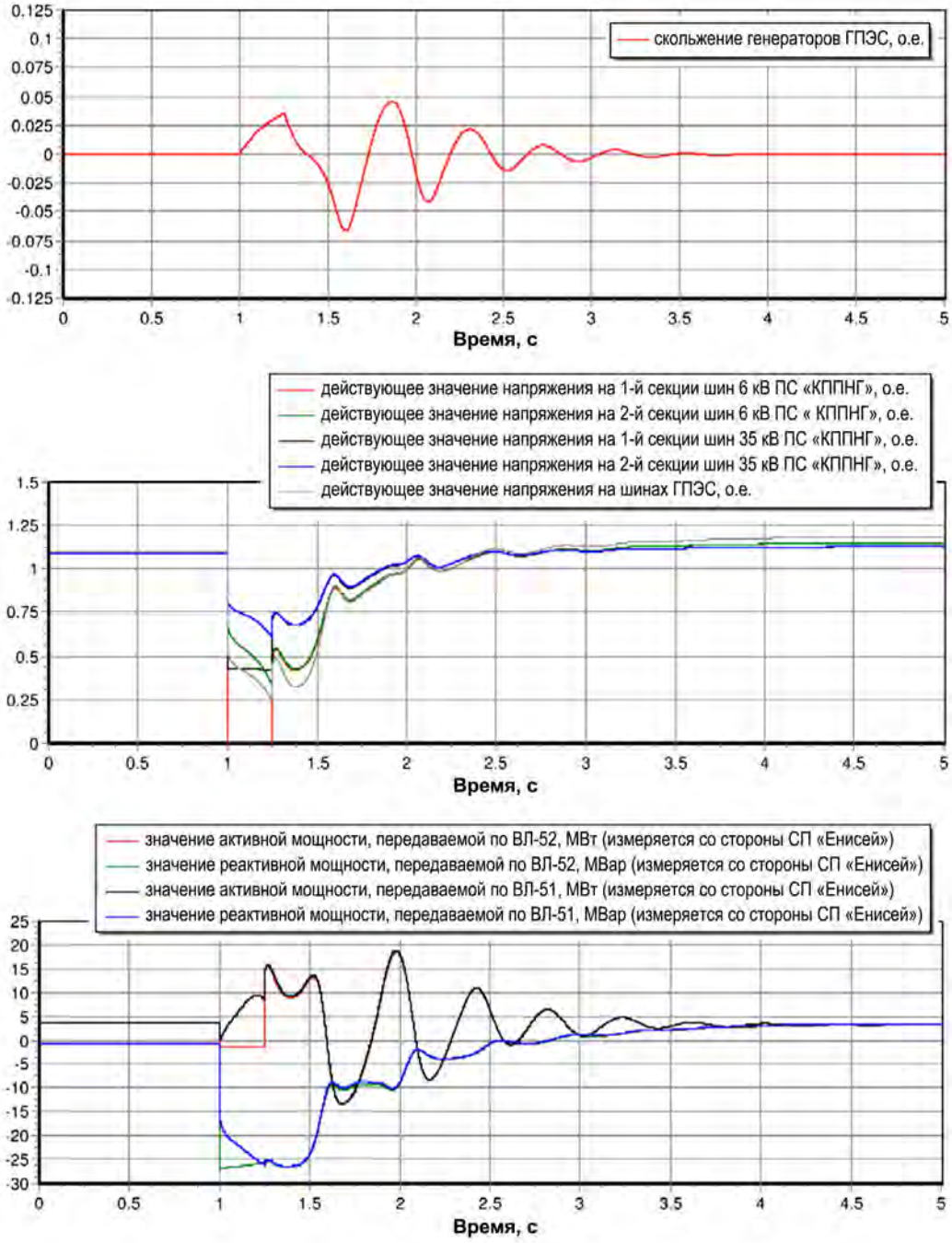


Рисунок 4.5 – Графики переходных процессов при трёхфазном КЗ вблизи шин 6 кВ ПС «КППНГ»; $t_{КЗ} = 0,24\,c$; устойчивость генераторов ГПЭС сохраняется

Таблица 4.3 –Допустимое время отключения коротких замыканий

Расчётное возмущение	**Допустимое время отключения КЗ, с**
Трёхфазное КЗ вблизи шин 6 кВ ПС «КППНГ»	0,22
Трёхфазное КЗ вблизи шин 35 кВ ПС «КППНГ» с последующим отключением линии 35 кВ от СП 35 кВ до ПС «КППНГ»	0,32
Трёхфазное КЗ вблизи шин СП 35 кВ с последующим отключением линии 35 кВ от СП 35 кВ до ПС «КППНГ»	0,68
Трёхфазное КЗ на шинах 35 кВ ПС «9В»	1,22
Трёхфазное КЗ на шинах 35 кВ ПС «7В»	–
Трёхфазное КЗ вблизи шин СП 35 кВ с последующим отключением ВЛ «Газлифт – 9В»	0,68
Трёхфазное КЗ вблизи шин 35 кВ ПС «Газлифт» с последующим отключением ВЛ «Газлифт – 9В»	0,6
Трёхфазное КЗ вблизи шин 35 кВ ПС «Газлифт» (на смежных ВЛ 35 кВ)	0,64
Трёхфазное КЗ вблизи шин 220 кВ ПС «Газлифт» с последующим отключением ВЛ «Газлифт-Усинская»	0,16

Таблица 4.4 – Параметры срабатывания ДА

Пусковой орган	*f*<	*df/dt*>	*U*<	U_2>	I_2>
Параметр срабатывания	48 Гц; 0,05 с	0,8 Гц/с; 0,05 с	0,6$U_{ном}$; 0,05 с 0,8$U_{ном}$; 0,3 с	0,1$U_{ном}$; 0,3 с	0,1$I_{ном}$; 0,3 с

На ПС «КППНГ» предусматривается замена логической защиты шин с двухсторонним питанием на дифференциальную защиту. На ВВ 6 кВ дополнительно предусматривается установка МТЗ, направленной в сторону внешней энергосистемы. Также рекомендовано изменение параметров срабатывания токовых отсечек линий, отходящих от шин 6 кВ (по условиям устойчивости генераторов электростанций токовой отсечкой должно обеспечиваться отключение коротких замыканий, приводящих к снижению напряжения на шинах малой электростанции до значений, меньших 60% номинального).

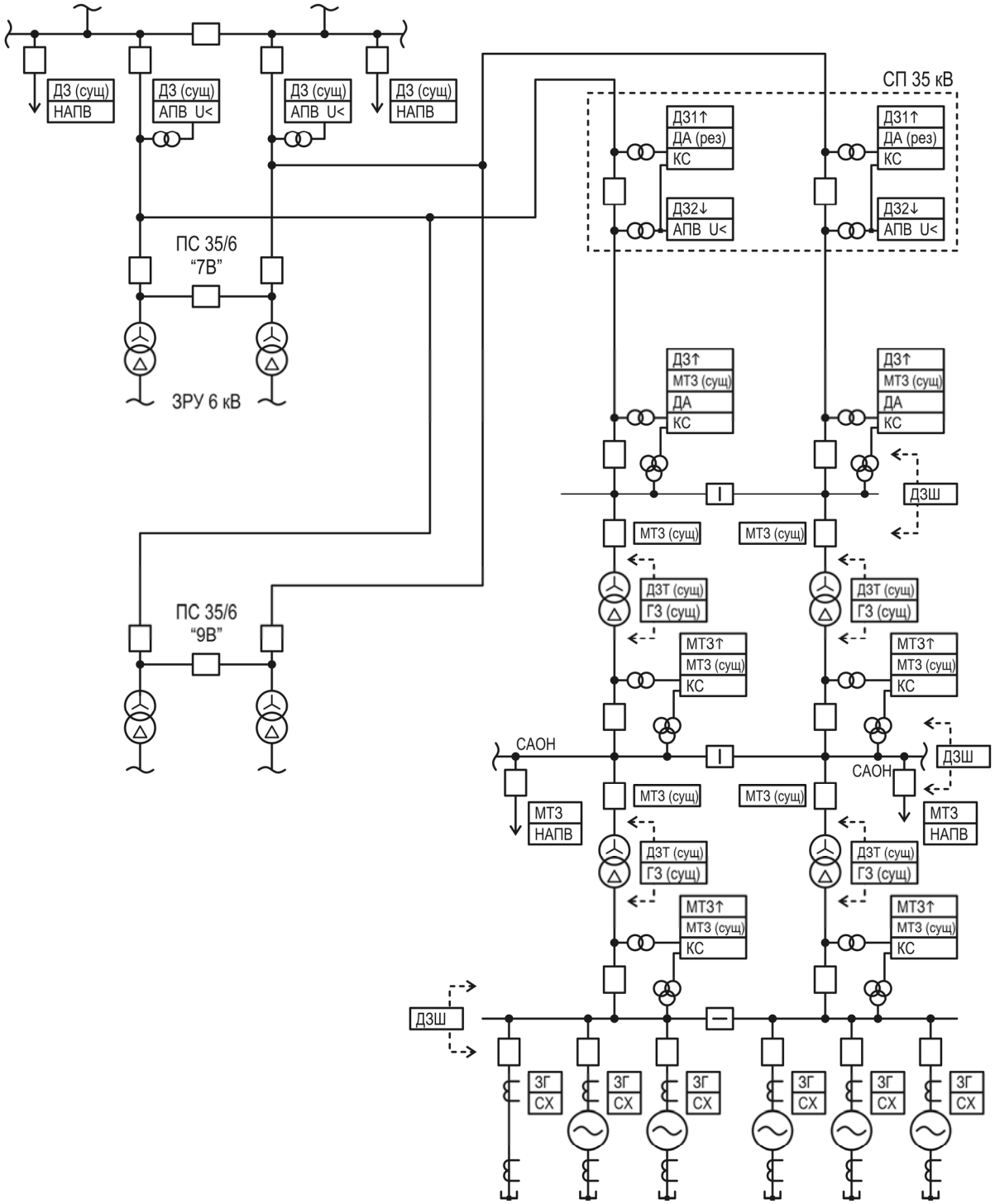


Рисунок 4.6 – Рекомендуемый состав и размещение базовых функций релейной защиты: МТЗ – максимальная токовая защита; ДЗ – дистанционная защита; НАПВ – несинхронное автоматическое повторное включение; АПВ U< – автоматическое повторное включение с контролем встречного напряжения; ↑ – направленная защита; ЗГ – набор защит генератора; СХ – устройство точной синхронизации; КС – контроль синхронизма; ДЗШ – дифференциальная защита шин; ГЗ – газовая защита; ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора; (сущ) – существующие защиты; САОН – специальная автоматика отключения нагрузки

4.4 Выводы по главе 4

1. Определены общие принципы построения РЗ распределительных сетей с ЭСММ. Обоснована необходимость создания и определены функции комплекса РЗА, устанавливаемого в точке присоединения ЭСММ.

2. Предложено при разработке требований к РЗ распределительных сетей с ЭСММ исходить не только из характеристик электрических режимов, обусловленных внедрением ЭСММ, но и из особенностей управления электростанциями малой мощности в аварийных режимах. С целью разработки оптимального набора требований к РЗ выделены три подхода к управлению ЭСММ в аварийных режимах: отключение ЭСММ, выделение ЭСММ на местную нагрузку, сохранение параллельной работы ЭСММ с источниками внешней сети; дана характеристика области применения этих подходов.

3. Для каждого из трёх подходов к управлению ЭСММ разработаны требования, задающие необходимый уровень технического совершенства релейной защиты распределительной сети с ЭСММ. Показано, что обеспечение устойчивой и надежной параллельной работы ЭСММ между собой и с источниками внешней энергосистемы связано со значительным повышением требований к РЗ.

4. В соответствии с разработанными требованиями к РЗ распределительных сетей с ЭСММ для каждого из трёх подходов определены алгоритмы функционирования, состав и диапазоны параметров срабатывания функций комплекса РЗА в точке присоединения ЭСММ, разработаны рекомендации по составу и размещению базовых функций РЗ электрической сети, прилежащей к точке присоединения ЭСММ.

5. Полученные в главе подходы и решения применены на практике при разработке релейной защиты и автоматики для конкретной ситуации – при внедрении электростанции малой мощности в систему электроснабжения ООО «Енисей».

Результаты работы над материалом главы нашли отражение в [105, 140-142].

5 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

5.1 Актуальность задачи. Определение направления совершенствования делительной автоматики по напряжению

Возмущения и аварии, возникающие в энергосистеме, могут вызвать необходимость отделения от неё электростанций, выполняемого специальной делительной защитой (делительной автоматикой) [24, 139, 143, 144]. Для крупных электростанций нормативными документами [145] предусматривается установка частотной делительной автоматики (ЧДА), выполняющей функции выделения электростанции на собственные нужды или сбалансированную нагрузку при снижении частоты в энергосистеме до 47,5-46 Гц [145, 146]. Изменение структуры генерирующих мощностей, связанное с созданием в энергосистеме электростанций малой мощности, влияя на параметры электрических режимов энергосистемы, требует пересмотра и дополнения существующих критериев и алгоритмов действия делительной автоматики. В главе 4 было отмечено, что в новых условиях следует предусматривать срабатывание ДА также при внешних возмущениях (коротких замыканиях, аварийном отделении от внешней энергосистемы). Анализ особенностей режимов (см. главы 1, 2) электрических сетей с ЭСММ показывает, что значительная доля аварийных режимов, требующих отделения ЭСММ от энергосистемы, связана со снижением напряжения. К таким режимам, в частности, относятся:

– затяжные внешние короткие замыкания;

– нарушения устойчивости по напряжению, характерные для «слабых» распределительных сетей;

– локальные дефициты мощности, связанные со снижением напряжения.

По указанной причине на электростанциях малой мощности в большинстве случаев становится необходимым использование делительной автоматики по напряжению (ДАН).

Следует заметить, что использование ДАН на объектах энергетики становится актуальным во многом по причине более широкого внедрения в распределительные сети ЭСММ, поэтому к настоящему моменту времени системно проработанные рекомендации по применению, реализации и настройке этого вида автоматики практически отсутствуют.

В последнее время вопросы создания ДАН поднимались применительно к большим распределительным сетям 110-220 кВ с парогазовыми электростанциями (работы [120, 147, 148]).

Существующий подход к реализации ДАН связан с использованием реле минимального напряжения или серийно выпускаемых терминалов. Характеристика срабатывания ДАН представляет собой ступенчатую зависимость $t = f(U)$ (как правило, одна или две ступени; рисунок 5.1). Настройка ступеней такой характеристики осуществляется исходя из наиболее тяжёлых режимов.

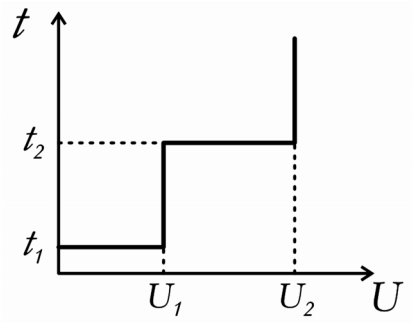


Рисунок 5.1 – Пример характеристики срабатывания ДАН

Важно заметить, что допустимое время отделения может существенно варьироваться вследствие недетерминированности режимов работы распределительной сети, значительного влияния на их характеристики электрически близкой соизмеримой по мощности нагрузки (особенно двигательного характера) [117]. По этой причине использование ступенчатой характеристики, подобной приведённой на рисунке 5.1, может приводить к излишним срабатываниям ДАН в условно неопасных режимах, что не всегда допустимо: в сетях с большой долей ЭСММ их излишние отключения могут усугублять последствия аварийного возмущения.

В условиях развития малой энергетики к ДАН должны предъявляться следующие требования:

– недопущение излишних отключений электростанций малой мощности при внешних возмущениях;

– недопущение нарушения устойчивости ЭСММ при параллельной работе с внешней сетью (если возникает риск развития вторичных нарушений устойчивости генераторов и электродвигателей в смежных узлах прилежащей сети);

– обеспечение условий для сохранения устойчивости в отделившемся от энергосистемы фрагменте сети.

Выполнение этих требований приводит к необходимости изменения принципов построения ДАН. Общее направление совершенствования ДАН должно быть связано с учётом изменения режимов работы распределительной сети (адаптивность) с целью исключения

необходимости отстройки параметров срабатывания ДАН от наиболее тяжёлых (предельных) режимов.

5.2 Изменения и взаимосвязь параметров режима при снижении напряжения в электрической сети

Исследование закономерностей изменения параметров режима при снижении напряжения связано с рассмотрением вопросов устойчивости электроэнергетической системы по напряжению. Общее определение устойчивости по напряжению может быть сформулировано следующим образом: система является устойчивой по напряжению, если после возмущения напряжение в этой системе возвращается к значению, соответствующему точке устойчивого равновесия (к исходному или близкому к исходному) [149, 150].

В соответствии с описанием статической модели энергосистемы (см. п. 1.6) нелинейная система уравнений баланса мощности может быть представлена в виде [151]:

$$\begin{cases} W_{\mathrm{P}}(\mathrm{X}, \mathrm{Y}) = 0 \\ W_{\mathrm{Q}}(\mathrm{X}, \mathrm{Y}) = 0 \end{cases}, \tag{5.1}$$

где W_{P}, W_{Q} – векторы-функции небалансов активной и реактивной мощности, соответственно; X – вектор переменных состояния (модули и фазы напряжений или ортогональные составляющие напряжений) – зависимых параметров режима; Y – вектор независимых параметров режима (мощности в узлах).

После линеаризации при заданном векторе независимых параметров режима ($\mathrm{Y} = \mathrm{const}$) система уравнений (5.1) примет вид:

$$\begin{bmatrix} W_{\mathrm{P}}(\mathrm{X}) \\ W_{\mathrm{Q}}(\mathrm{X}) \end{bmatrix} = \left[\frac{\partial W}{\partial X} \right] \Delta X , \tag{5.2}$$

где $\left[\frac{\partial W}{\partial X} \right]$ – матрица частных производных небалансов мощности по зависимым параметрам режима (матрица Якоби).

В полярной системе координат (когда зависимыми переменными являются модули U и фазы δ напряжений) (5.2) можно записать в виде:

$$\begin{bmatrix} W_{\mathrm{P}}(U, \delta) \\ W_{\mathrm{Q}}(U, \delta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial W_{\mathrm{P}}}{\partial \delta} & \frac{\partial W_{\mathrm{P}}}{\partial U} \\ \frac{\partial W_{\mathrm{Q}}}{\partial \delta} & \frac{\partial W_{\mathrm{Q}}}{\partial U} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix}. \tag{5.3}$$

В выражении (5.3) $\left[\frac{\partial W_{\mathrm{P}}}{\partial \delta}\right]$, $\left[\frac{\partial W_{\mathrm{P}}}{\partial U}\right]$, $\left[\frac{\partial W_{\mathrm{Q}}}{\partial \delta}\right]$, $\left[\frac{\partial W_{\mathrm{Q}}}{\partial U}\right]$ – квадратные (в общем случае) матрицы-блоки.

Условия сходимости решения нелинейной системы уравнений (5.1) определяются невырожденностью матрицы Якоби ($\det\left[\frac{\partial W}{\partial X}\right] \neq 0$). В [85, 151] описана связь условий устойчивости электроэнергетической системы со сходимостью решения уравнений установившегося режима: якобиан уравнений установившегося режима, записанных в форме баланса мощности (при соблюдении определённых условий), равен свободному члену характеристического уравнения переходных процессов в электроэнергетической системе и определяет условия статической апериодической устойчивости.

Если рассматривать только процессы, связанные со снижением напряжения (при $\Delta P = 0$), систему (5.3) можно записать:

$$\Delta U = \left[\frac{\partial W_{\mathrm{Q}}}{\partial U} - \frac{\partial W_{\mathrm{Q}}}{\partial \delta} \cdot \left(\frac{\partial W_{\mathrm{P}}}{\partial \delta}\right)^{-1} \cdot \frac{\partial W_{\mathrm{P}}}{\partial U}\right]^{-1} \cdot \Delta Q = W_{\mathrm{UQ}}\, \Delta Q . \qquad (5.4)$$

При функционировании системы в области устойчивости элементы матрицы W_{UQ} положительны; достижение предела статической устойчивости определяется условием сингулярности матрицы W_{UQ}.

Выражение (5.4) иллюстрирует взаимосвязь напряжения и реактивной мощности, а также позволяет сделать предварительный вывод о возможности выполнения ДАН с контролем реактивной мощности – наиболее значимого параметра, характеризующего «тяжесть» (близость к предельному по условиям устойчивости) режима энергосистемы при известном снижении напряжения.

Следует заметить, что процессы, связанные со снижением напряжения и нарушением устойчивости «по углу» в общем случае взаимосвязаны. Однако, нарушение устойчивости по напряжению (лавина напряжения) непосредственно может быть свойственно только энергорайонам, содержащим двигательную нагрузку.

Уравнение реактивной мощности неявнополюсного генератора в установившемся режиме имеет вид: $Q_{\mathrm{G}} = \frac{E_q U}{x_d}\cos\delta - \frac{U^2}{x_d}$ [152], где E_q – синхронная э.д.с. генератора по продольной оси; U – напряжение на выводах генератора; δ – угол между векторами E_q и U (внутренний угол генератора); x_d – синхронное реактивное сопротивление по продольной оси.

Асинхронный электродвигатель удобно представить Г-образной схемой замещения (рисунок 5.2), параметры x_k и r_2 которой зависят от режима работы электродвигателя [51, 153]. В соответствии с приведённой схемой замещения потребляемая двигателем реактивная мощность $Q_M = \frac{U^2 x_k s^2}{x_k^2 s^2 + r_2^2} + \frac{U^2}{x_\mu}$, где s – скольжение электродвигателя. В статических режимах при значениях скольжения, меньших критического, параметры Г-образной схемы эквивалентного асинхронного двигателя нагрузки (в базисных единицах электродвигателя) могут быть приняты следующими: $x_k = 0.368\ o.e.$, $r_2 = 0,0226\ o.e.$, $x_\mu = 2,95\ o.e.$ [153].

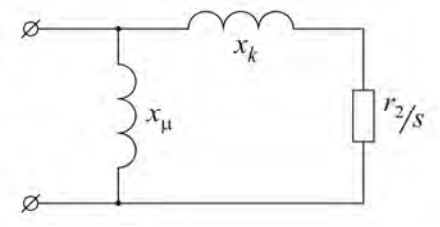


Рисунок 5.2 – Г-образная схема замещения асинхронного двигателя

На рисунке 5.3 показаны статические характеристики реактивной мощности по напряжению эквивалентных генератора и электродвигателя (мощность двигательной нагрузки – 75% номинальной мощности генератора). В сети с соизмеримой мощностью источников питания и двигательной нагрузки при снижении напряжения равенство значений потребляемой и генерируемой реактивной мощности наступает в точке неустойчивого равновесия системы (точка «*а*»); значение напряжения, соответствующее этой точке, может оказаться меньше, чем критическое значение напряжения $U_{\text{КР}}$ для электродвигателей. При переходе на ветвь «*а-б*» реактивная мощность источников оказывается меньше реактивной мощности электродвигателя; напряжение в системе продолжит снижаться.

Статический анализ позволил предварительно сделать вывод о целесообразности учёта в алгоритме ДАН баланса реактивной мощности в рассматриваемой сети. Для исследования изменений реактивной мощности и напряжения при переходных процессах выполнено моделирование с использованием динамической модели. Рассматривались процессы при аварийном отделении от внешней энергосистемы фрагмента сети, содержащего эквивалентный генератор мощностью 16 МВА и местную нагрузку (доля двигателей в составе нагрузки – 60 %). Принято, что отделению предшествует снижение напряжения во внешней сети «ступенькой» до заданного значения; отделяющийся фрагмент сети сбалансирован по активной мощности. Время отделения соответствует предельно допустимому по условиям устойчивости отделившегося фрагмента.

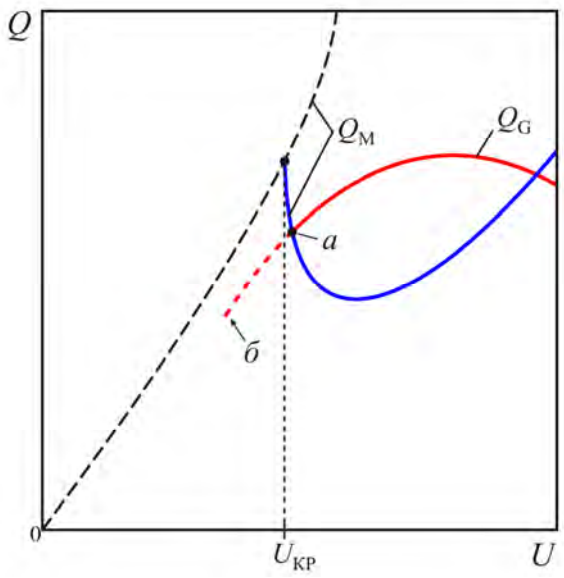


Рисунок 5.3 – Статические характеристики реактивной мощности генератора и двигателя по напряжению

Графики процессов, полученные в результате моделирования, приведены в Приложении Г.

В соответствии с результатами исследований построена зависимость (рисунок 5.4), отражающая связь реактивной мощности по связи «ЭСММ – эквивалентная энергосистема» в момент времени, соответствующий предельно допустимому времени отделения, с напряжением в месте установки автоматики: чем ниже значение напряжения, тем больший «запас» реактивной мощности необходим для обеспечения устойчивости отделившегося фрагмента.

5.3 Разработка алгоритма делительной автоматики по напряжению с контролем реактивной мощности

Исходя из результатов исследований ДАН может быть выполнена с контролем реактивной мощности по связи с внешней сетью с характеристикой срабатывания в виде зависимости реактивной мощности от напряжения (см. рисунок 5.4). Контроль значения реактивной мощности позволит определять момент времени отделения динамически, основываясь на характеристиках текущего электрического режима.

В соответствии с предложенным принципом разработан алгоритм функционирования ДАН. Упрощенная структурная схема варианта реализации алгоритма и соответствующая ему характеристика срабатывания защиты приведены на рисунке 5.5. ДАН содержит две ступени. При значительных снижениях напряжения (≈ 20% от номинального) срабатывание защиты происходит с фиксированной (минимальной) выдержкой времени. При бóльших значениях

остаточного напряжения решение о срабатывании принимается на основе измеряемых защитой величин напряжения и реактивной мощности в соответствии с условием: $Q < \frac{Q_{\text{MIN}} - Q_{\text{MAX}}}{U_{\text{II}} - U_{\text{I}}}(U - U_{\text{II}}) + Q_{MIN}$.

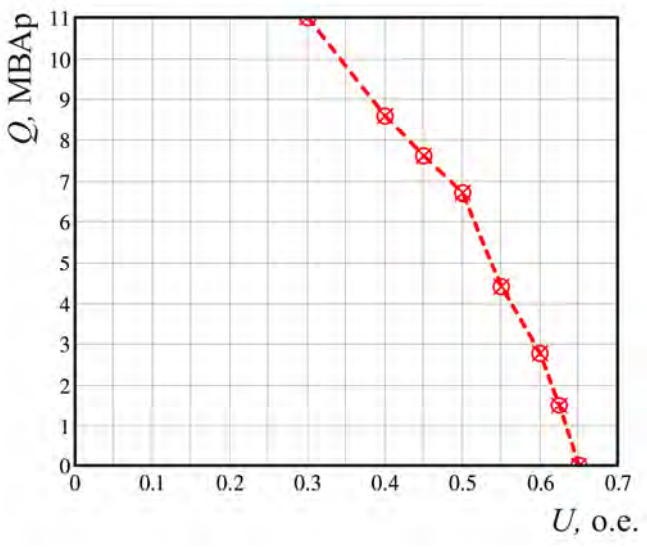


Рисунок 5.4 – Зависимость реактивной мощности в момент, соответствующий допустимому времени деления, от напряжения

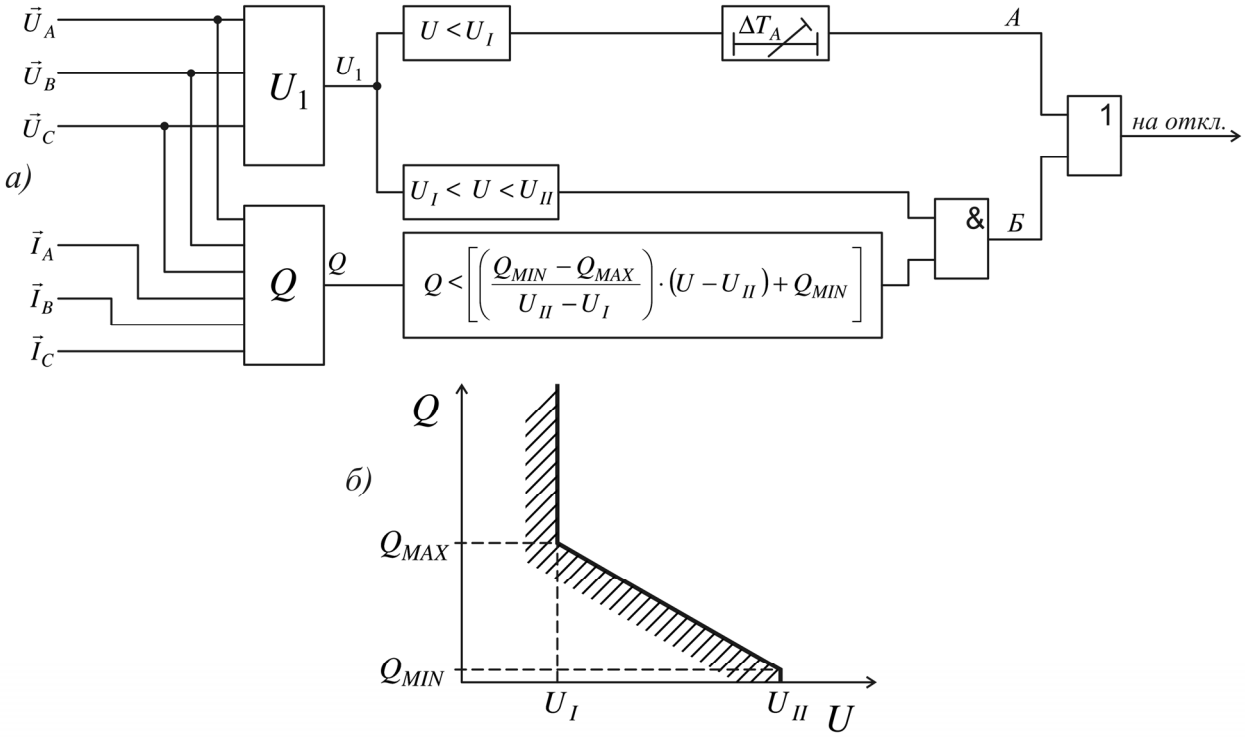


Рисунок 5.5 – ДАН: а) упрощенная структурная схема алгоритма;
б) характеристика срабатывания

В ряде случаев может быть целесообразным дополнение ДАН третьей ступенью, предназначенной для отделения ЭСММ при её переходе в режим потребления реактивной мощности (при значениях напряжения более 80% номинального).

5.4 Подход к выбору параметров срабатывания делительной автоматики по напряжению

Разработанный алгоритм ДАН требует выбора следующих параметров срабатывания:

– максимального значения реактивной мощности Q_{MAX};

– минимального значения реактивной мощности Q_{MIN};

– напряжения срабатывания первой ступени U_I;

– напряжения срабатывания второй ступени U_{II}.

Определение параметров срабатывания в общем случае должно быть основано на расчёте параметров электрических режимов при обязательном учёте в расчётной модели характеристик нагрузки рассматриваемой сети (основные влияющие параметры – состав нагрузки, постоянная инерции двигателей, эквивалентное сопротивление распределительной сети [154]).

На основе проведённых исследований выработан ряд практических рекомендаций по настройке ДАН.

Напряжение срабатывания первой ступени U_I целесообразно принимать равным 10-30% от номинального значения.

Значение Q_{MAX} целесообразно отстраивать от установившегося значения мощности короткого замыкания эквивалентного источника в отделяемом фрагменте (эквивалентного генератора ЭСММ $S_{\text{КЗ_G}}$):

$$Q_{\text{MAX}} = k_3 S_{\text{КЗ_G}},$$

где k_3 – коэффициент запаса, принимаемый в зависимости от доли асинхронных электродвигателей в составе нагрузки. При доле двигательной нагрузки более 60 % может быть принято значение коэффициента запаса $k_3 = 1{,}3 - 1{,}5$; напряжение срабатывания второй ступени U_{II} – равным 60-80% от номинального значения; значение Q_{MIN} – близким к нулю.

5.5 Исследование работы делительной автоматики по напряжению

Создание прототипа устройства ДАН на базе цифрового моделирующего комплекса реального времени. Прототип устройства ДАН, функционирующий согласно приведенному в

п. 5.3 алгоритму, создан на базе цифрового программно-аппаратного комплекса реального времени eMEGAsim; с использованием прототипа проведены испытания, необходимые для оценки функциональных особенностей предлагаемого решения.

На рисунке 5.6 приведена укрупненная структурная схема программной части прототипа устройства ДАН, включающая следующие основные функциональные элементы:

– блоки, реализующие взаимосвязь входных и выходных сигналов алгоритма с интерфейсными платами ввода/вывода: приём и преобразование (масштабирование) аналоговых сигналов, передачу дискретных сигналов о срабатывании ДАН;

– блок дискретного преобразования Фурье (ДПФ);

– блок расчёта напряжения прямой последовательности;

– блок вычисления реактивной мощности;

– блоки формирования характеристики срабатывания и анализа условий срабатывания I и II ступеней (БФХ);

– блок формирования сигналов срабатывания ДАН.

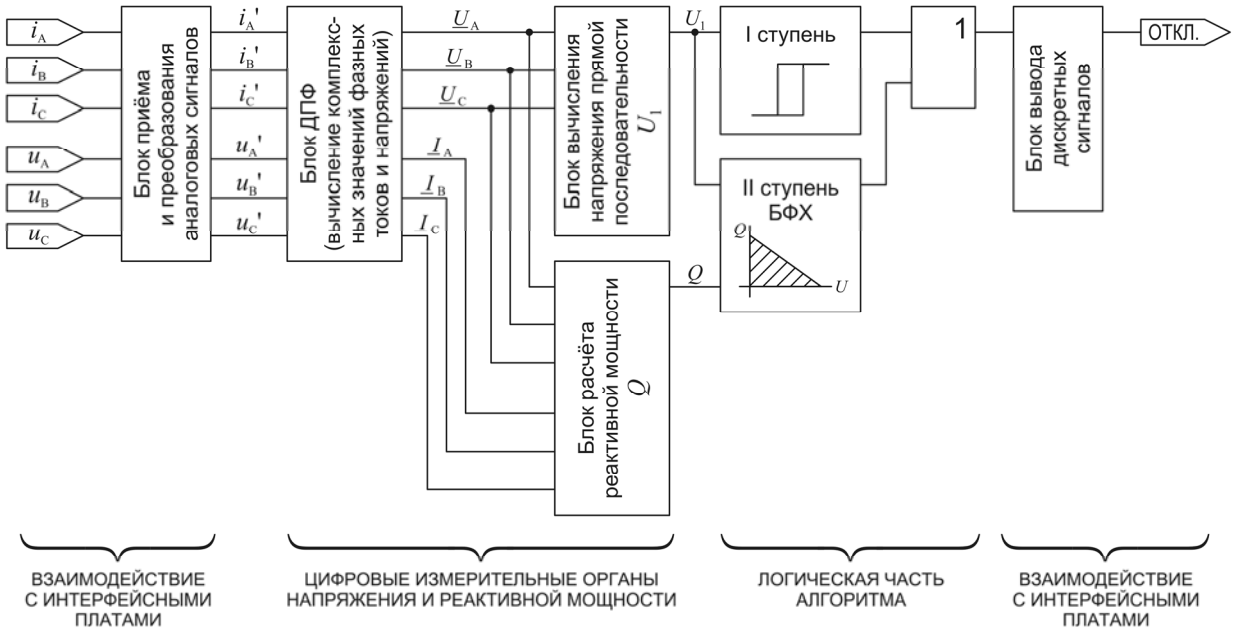


Рисунок 5.6 – Структурная схема программной части опытного образца ДАН

Описание испытательного стенда и методика проведения испытаний прототипа устройства ДАН. Испытания созданного прототипа выполнены с использованием программно-аппаратного моделирующего комплекса RTDS. Схема испытательного стенда приведена на рисунке 5.7, внешний вид – на рисунке 5.8.



Рисунок 5.7 – Схема испытательного стенда

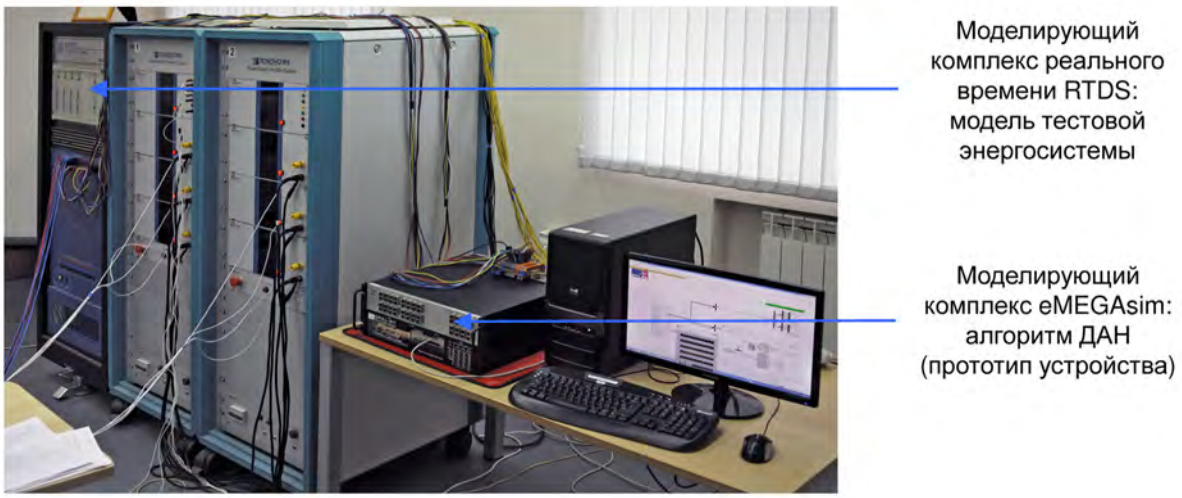


Рисунок 5.8 – Внешний вид испытательного стенда

С использованием комплекса RTDS осуществляется моделирование процессов в тестовой модели энергосистемы; соответствующие этим процессам (токам и напряжениям тестовой модели) низкоуровневые аналоговые сигналы выдаются на прототип, в котором реализован алгоритм функционирования ДАН. Обратно принимаются вырабатываемые испытуемым образцом дискретные сигналы, информирующие о работе прототипа (реализованного алгоритма).

Модель тестовой энергосистемы в формате графического редактора RTDS (RSCAD/Draft) приведена на рисунке 5.9. Параметры основных элементов модели приведены в таблице 5.1. Прототип устройства ДАН «установлен» на стороне НН Т 35/10 кВ (см. рисунок 5.9). Характеристика срабатывания ДАН (заданная для условий тестовой модели) приведена на рисунке 5.10.

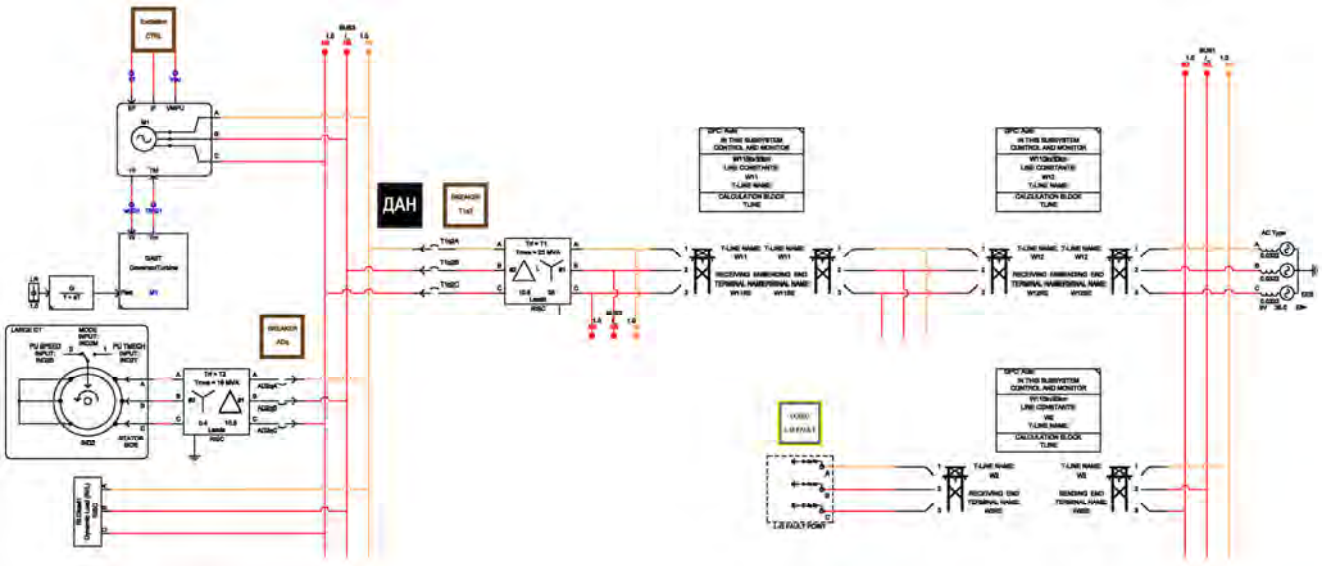


Рисунок 5.9 – Модель тестовой энергосистемы в формате графического редактора RTDS (RSCAD/Draft)

Таблица 5.1 – Параметры основных элементов электрической сети

Параметр	**Значение**
Ток короткого замыкания на шинах эквивалентного источника внешней сети *ЭС*, кА	2,5
Длина линии электропередачи *W*, км	30
Удельное сопротивление прямой последовательности линии электропередачи *W*, Ом	0,098+*j*0,4
Удельное сопротивление нулевой последовательности линии электропередачи *W*, Ом	0,25+*j*1,4
Мощность трансформатора *T*, МВА	25
Схема соединения обмоток трансформатора ВН/НН	«звезда с заземлённой нейтралью» / «треугольник»
Мощность эквивалентного генератора местной электростанции *G*, МВА	16
Максимальная мощность нагрузки *H*, МВА	16

Методика проведения испытаний включала в себя моделирование электрических режимов при аварийном выделении малой электростанции на местную нагрузку при разных видах

возмущений, параметрах предшествующего отделению режима, составе и параметрах нагрузки. Анализировались значения реактивной мощности $Q_{ДАН}$ и напряжения $U_{ДАН}$ в точке деления, время срабатывания ДАН. Зафиксированное значение времени срабатывания прототипа устройства $t_{ДАН}$ сравнивалось с фактически допустимым $t_{ФАКТ}$, а также со значением t_U, полученным при использовании настроенной под условия рассматриваемой ситуации характеристики $t = f(U)$ (рисунок 5.11).

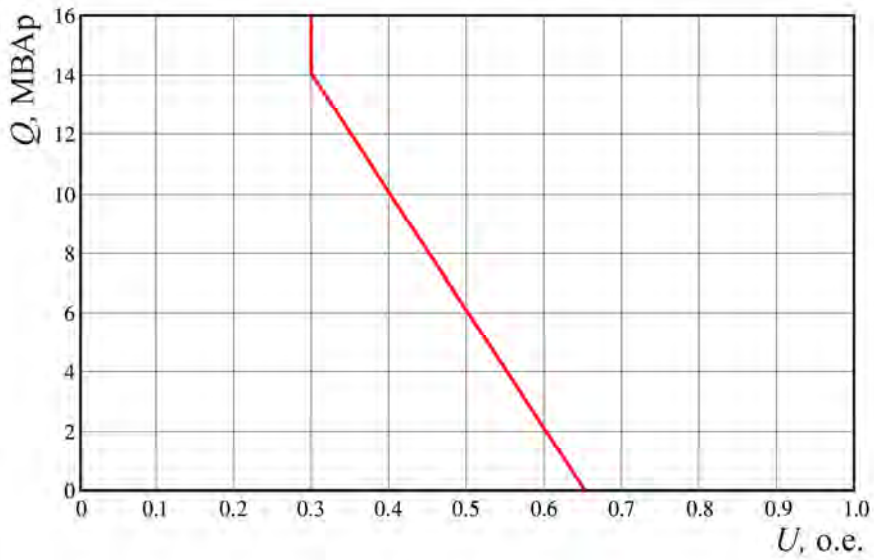


Рисунок 5.10 – Характеристика срабатывания ДАН

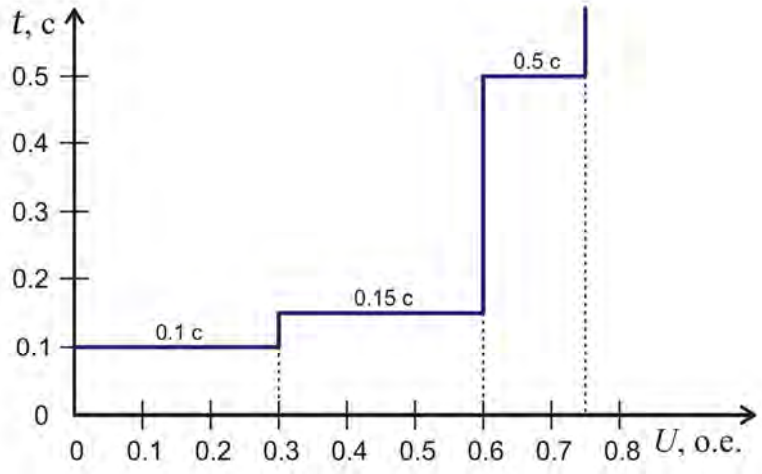


Рисунок 5.11 – Характеристика $t = f(U)$

Моделирование процессов при отделении. Анализ работы прототипа устройства ДАН. Графики процессов, соответствующих моделируемым режимам, приведены на рисунках 5.12 – 5.28; результаты исследования функционирования ДАН в аварийных режимах сведены в таблицу 5.2.

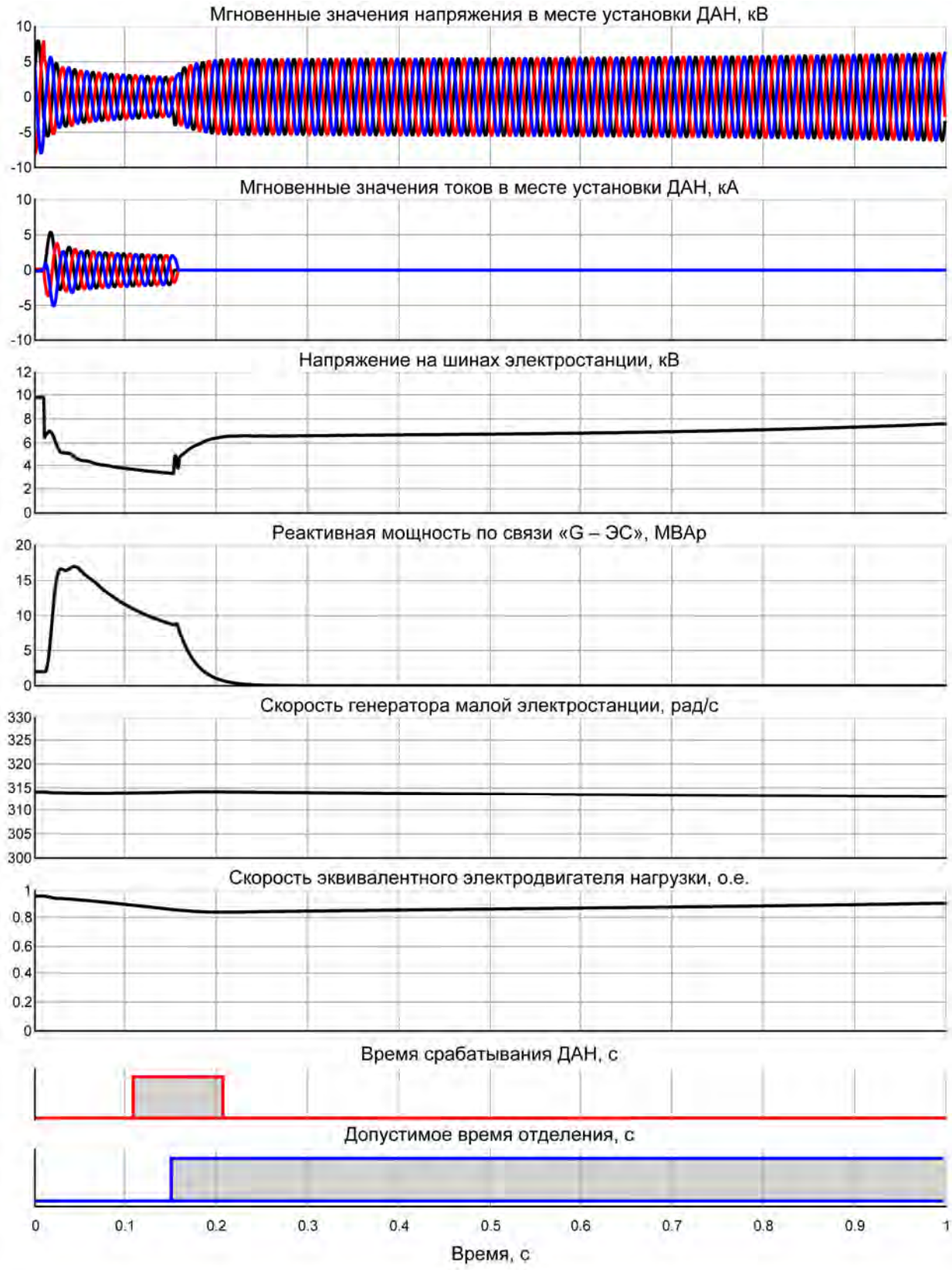

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
10
5
0
-5
-10
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
20
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
Время, с

Рисунок 5.12

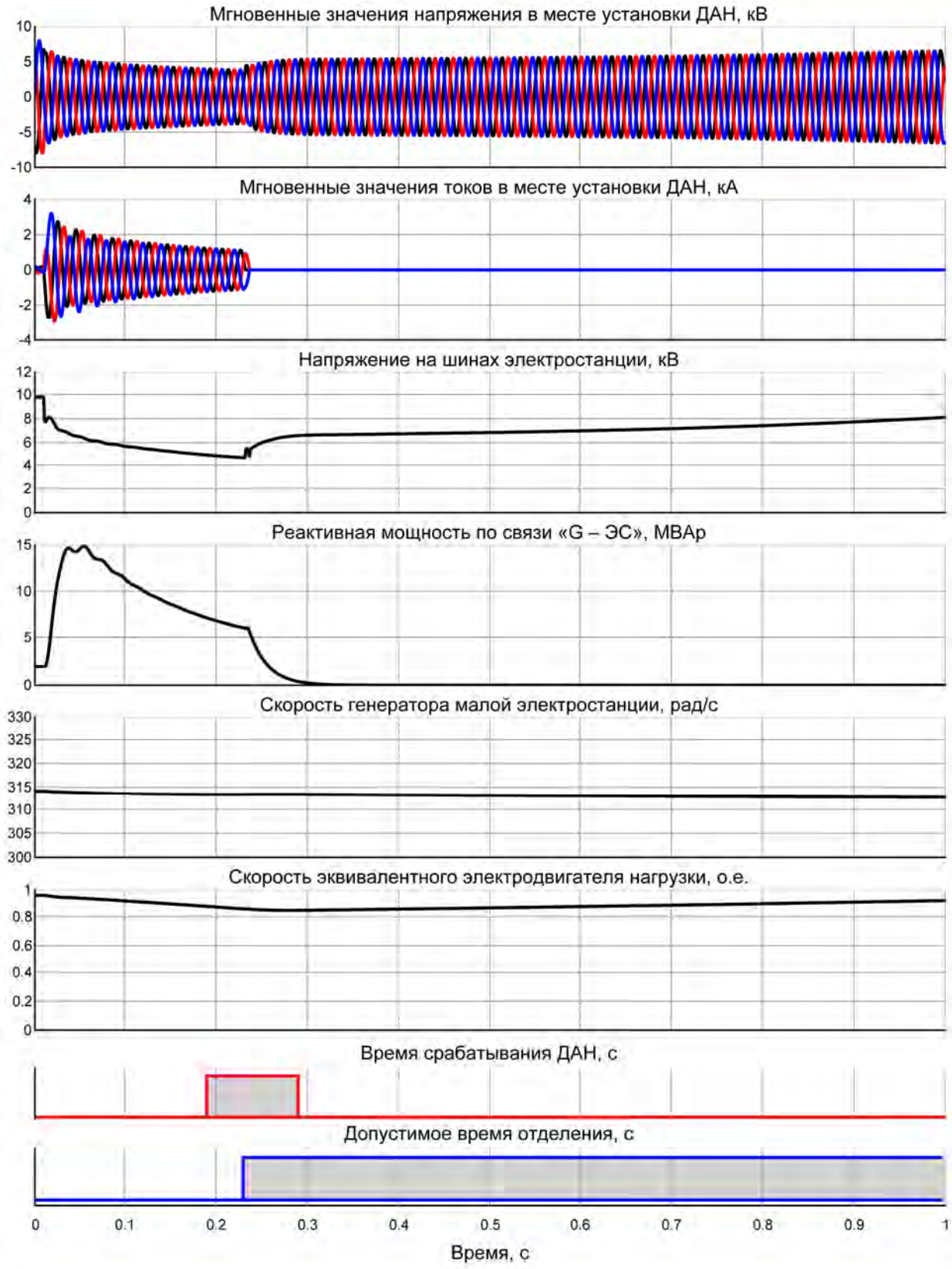

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
4
2
0
-2
-4
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
Время, с

Рисунок 5.13

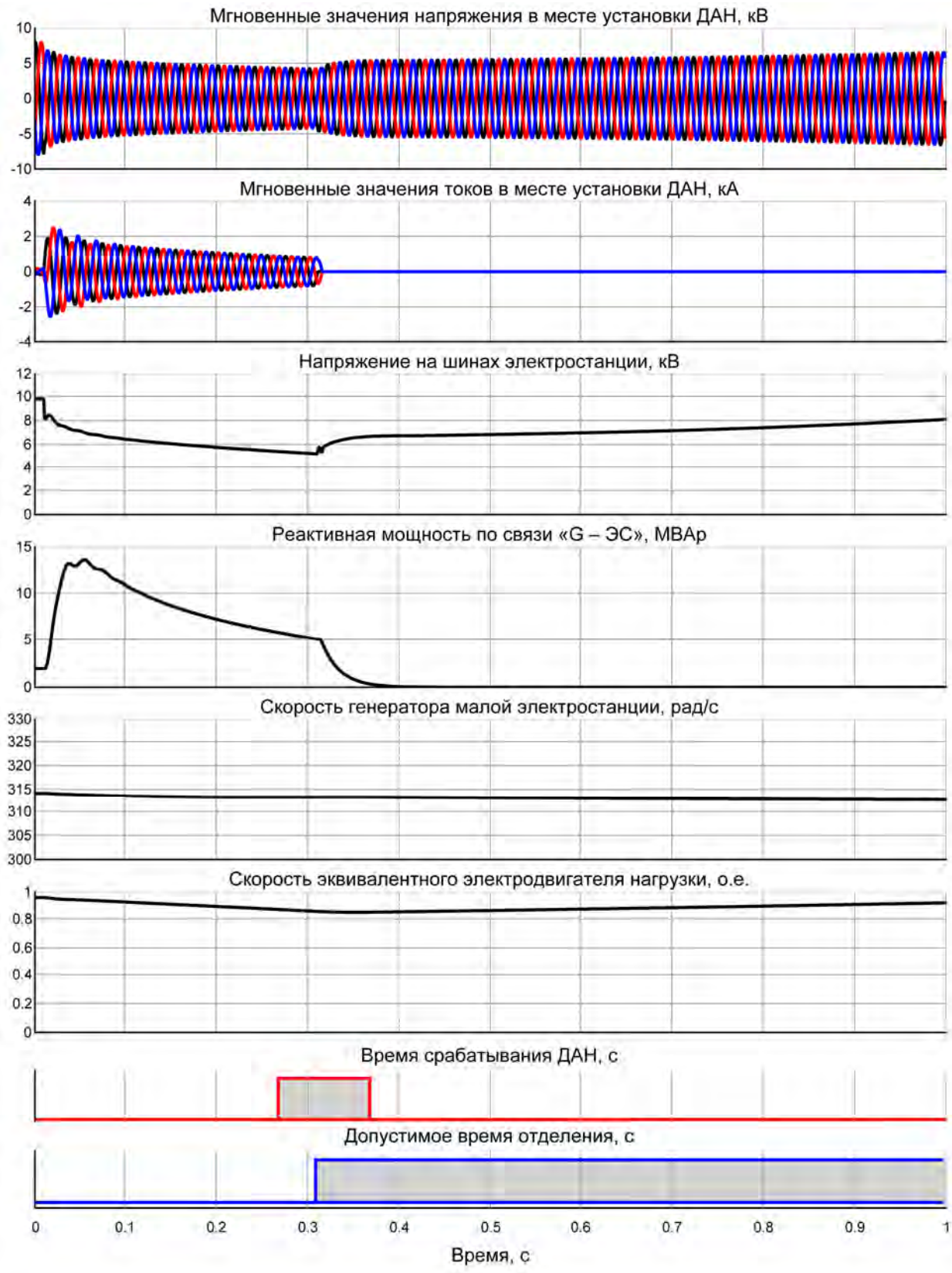

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
4
2
0
-2
-4
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
Время, с

Рисунок 5.14

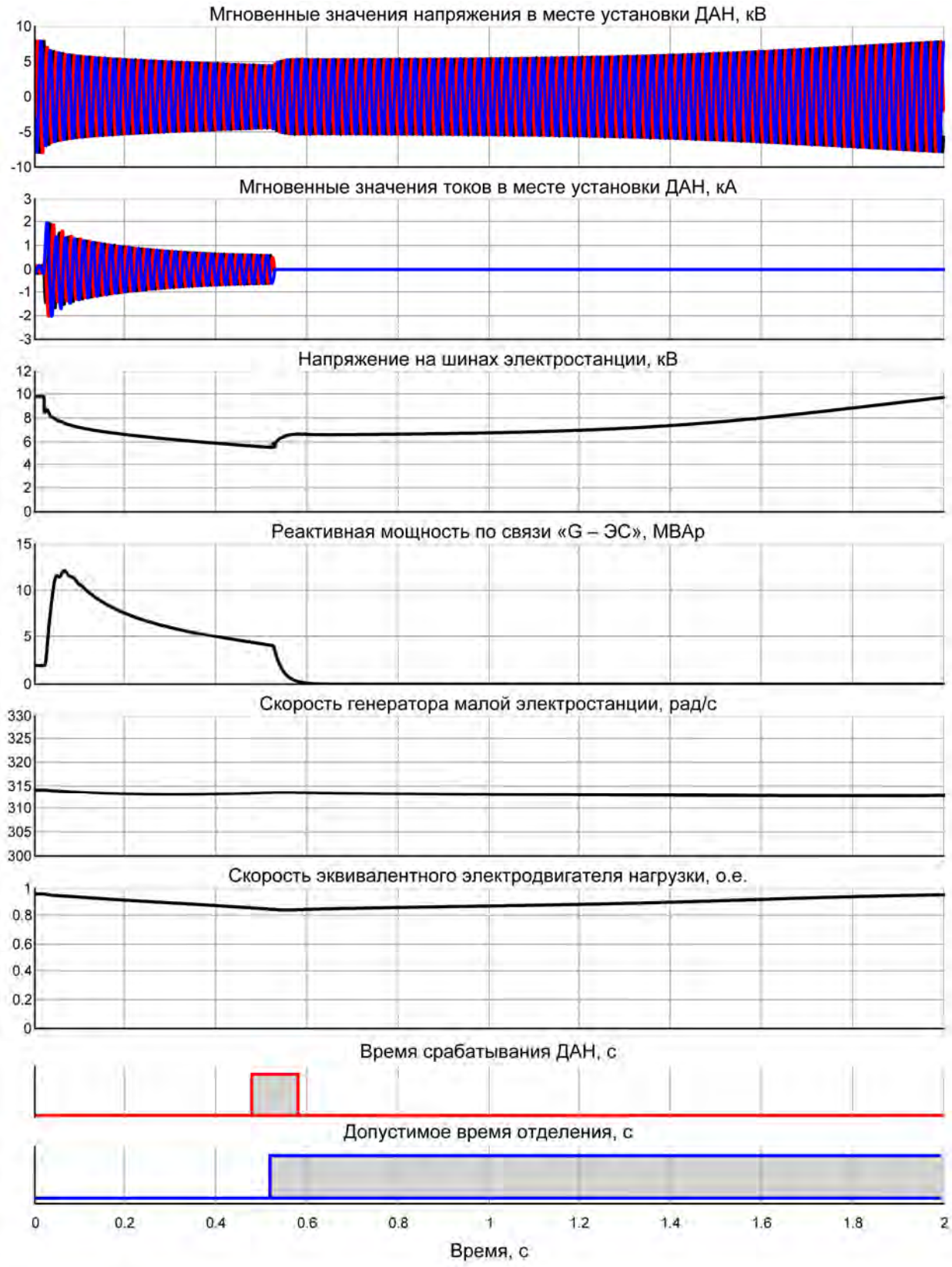

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
3
2
1
0
-1
-2
-3
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.2
0.4
0.6
0.8
1
1.2
1.4
1.6
1.8
2
Время, с

Рисунок 5.15

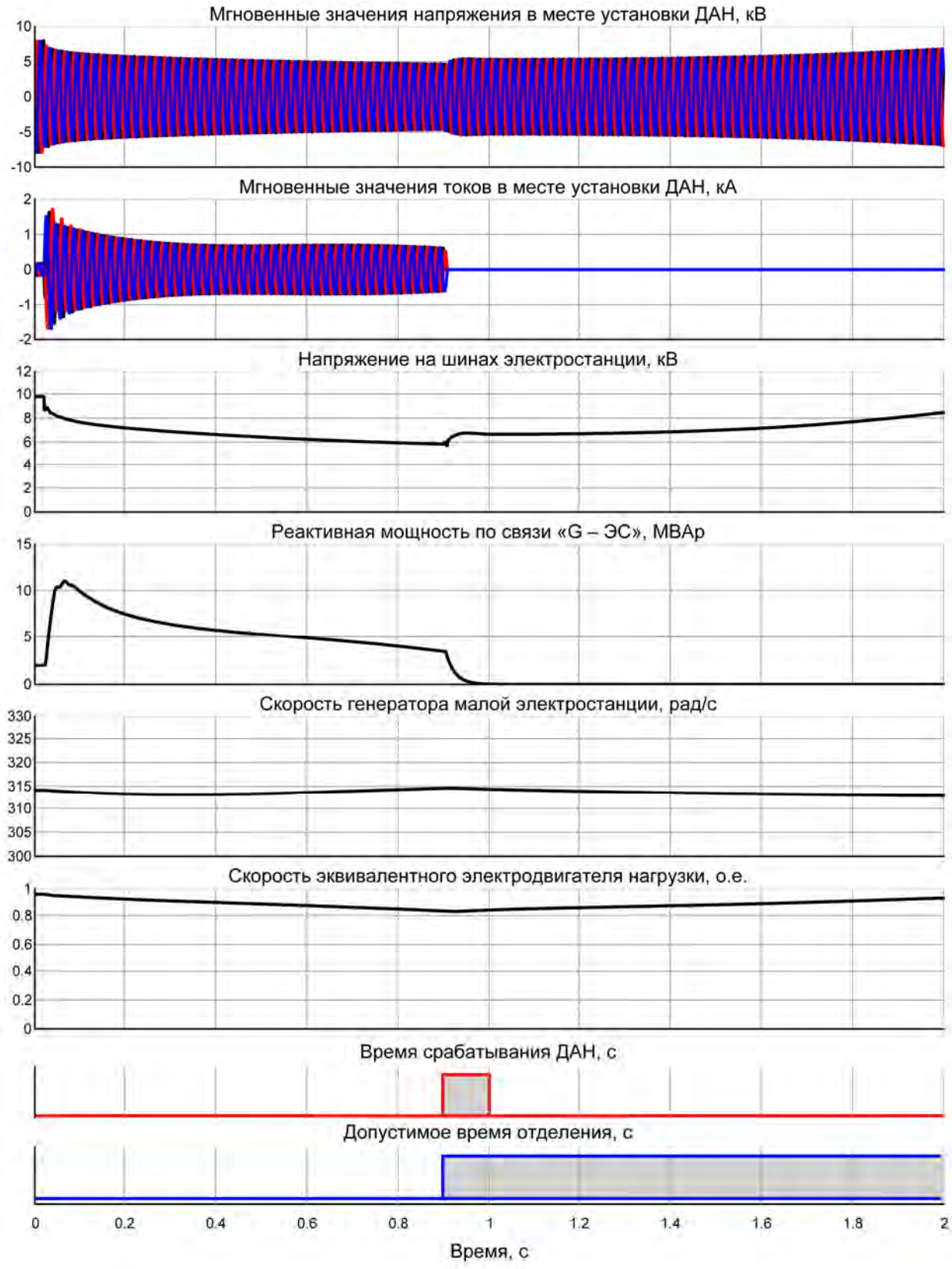

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
2
1
0
-1
-2
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.2
0.4
0.6
0.8
1
1.2
1.4
1.6
1.8
2
Время, с

Рисунок 5.16

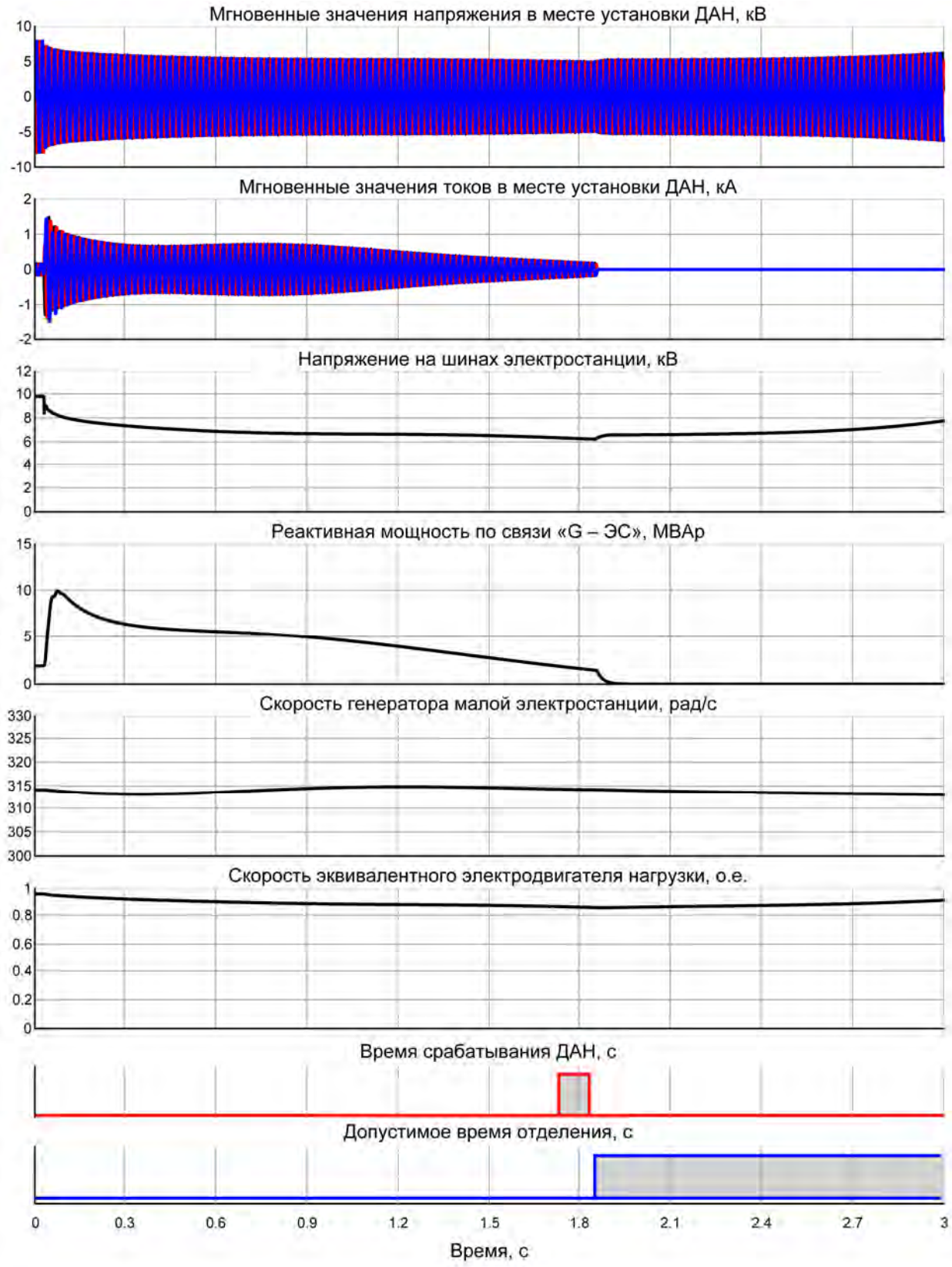

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
2
1
0
-1
-2
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.3
0.6
0.9
1.2
1.5
1.8
2.1
2.4
2.7
3
Время, с

Рисунок 5.17

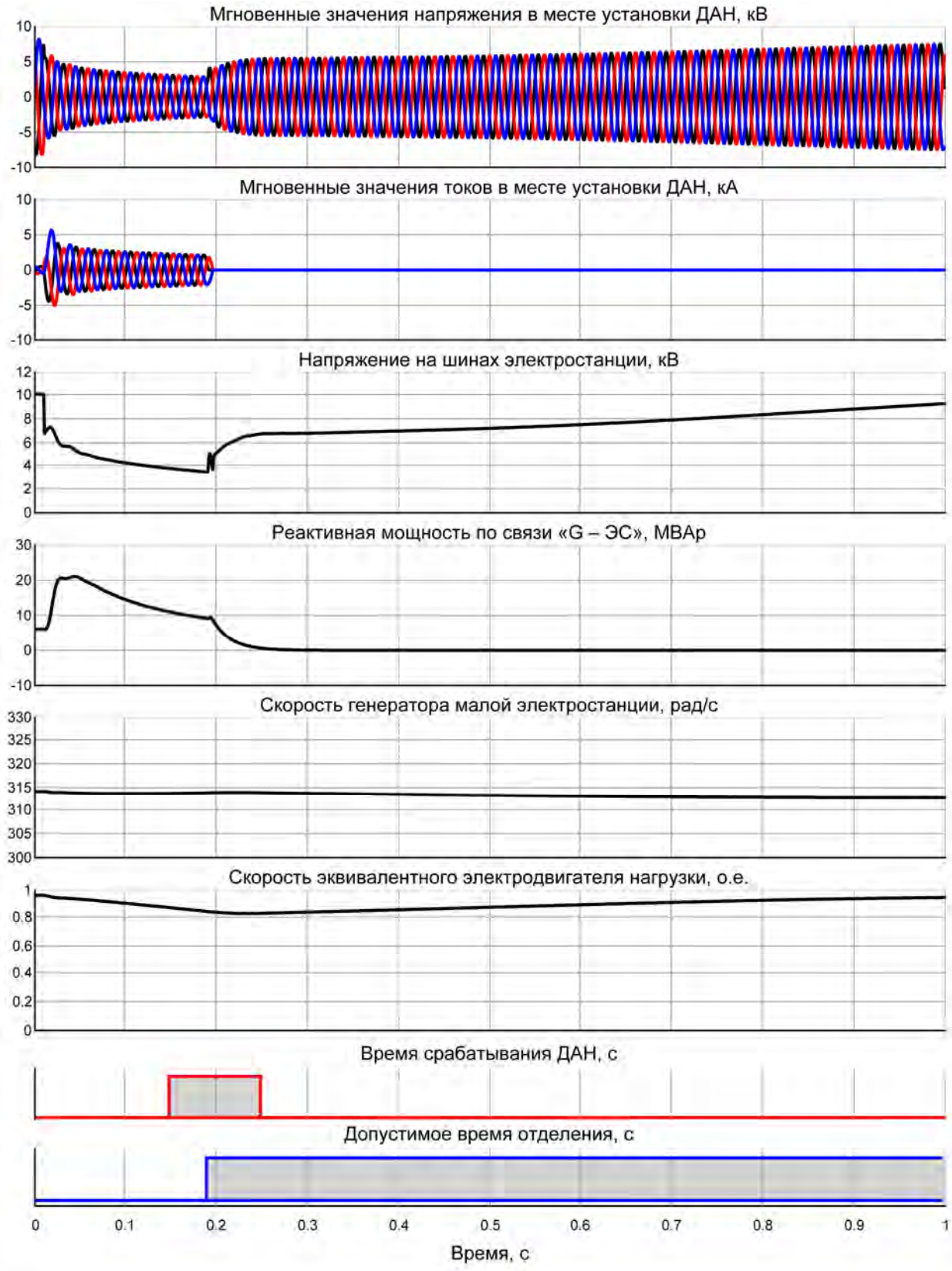

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
10
5
0
-5
-10
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
30
20
10
0
-10
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
Время, с

Рисунок 5.18

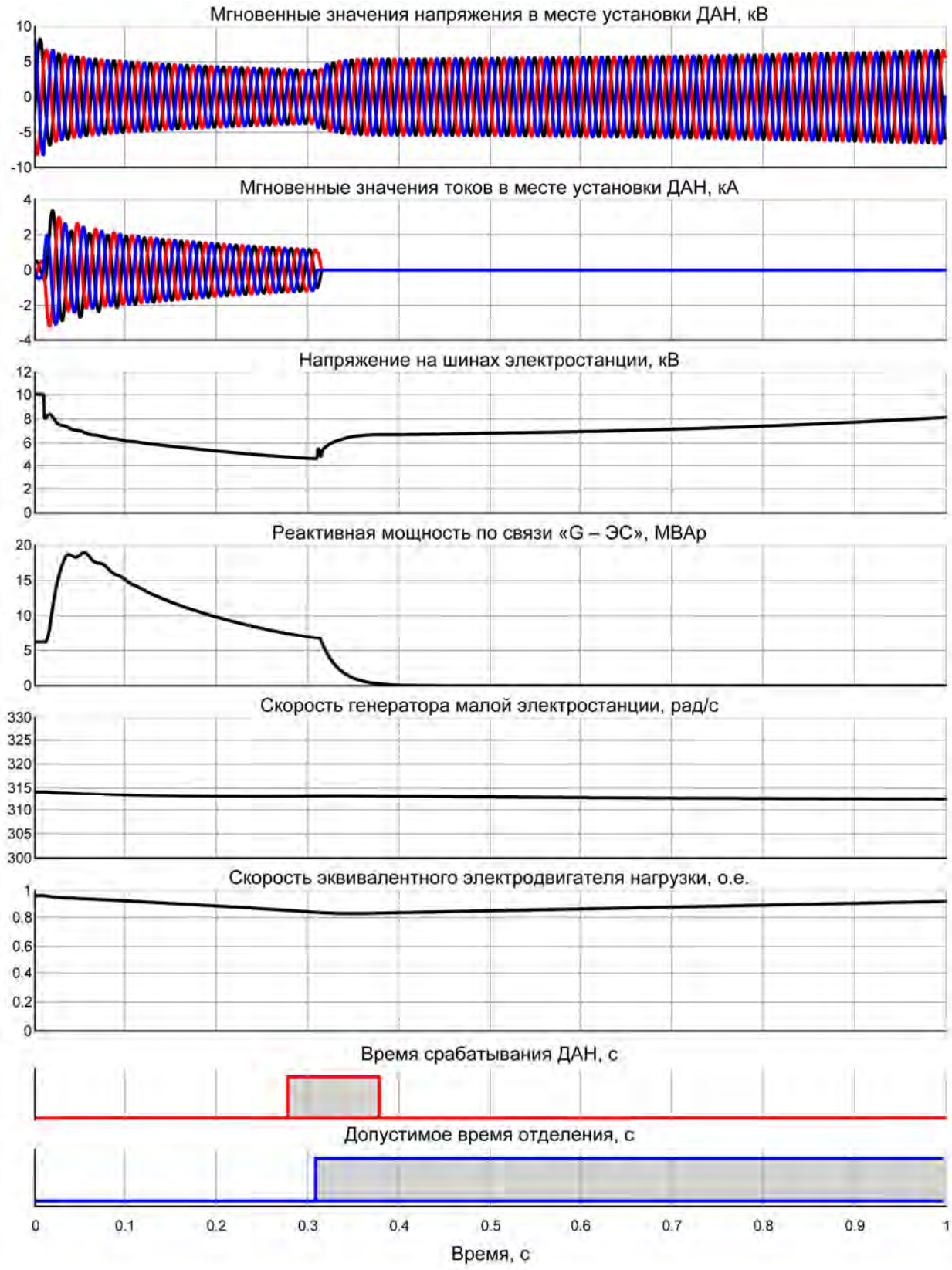

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
4
2
0
-2
-4
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
20
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
Время, с

Рисунок 5.19

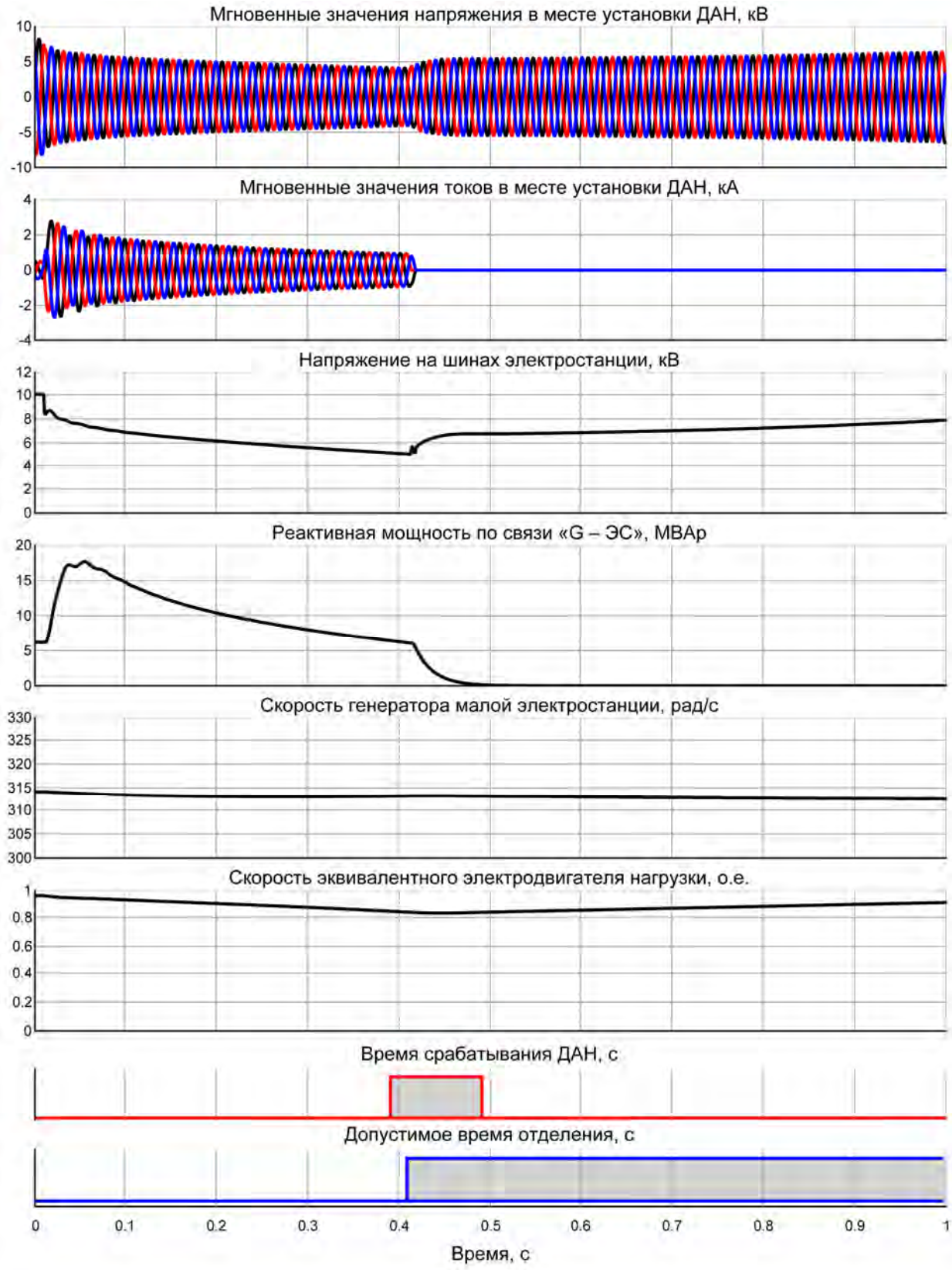

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
4
2
0
-2
-4
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
20
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
Время, с

Рисунок 5.20

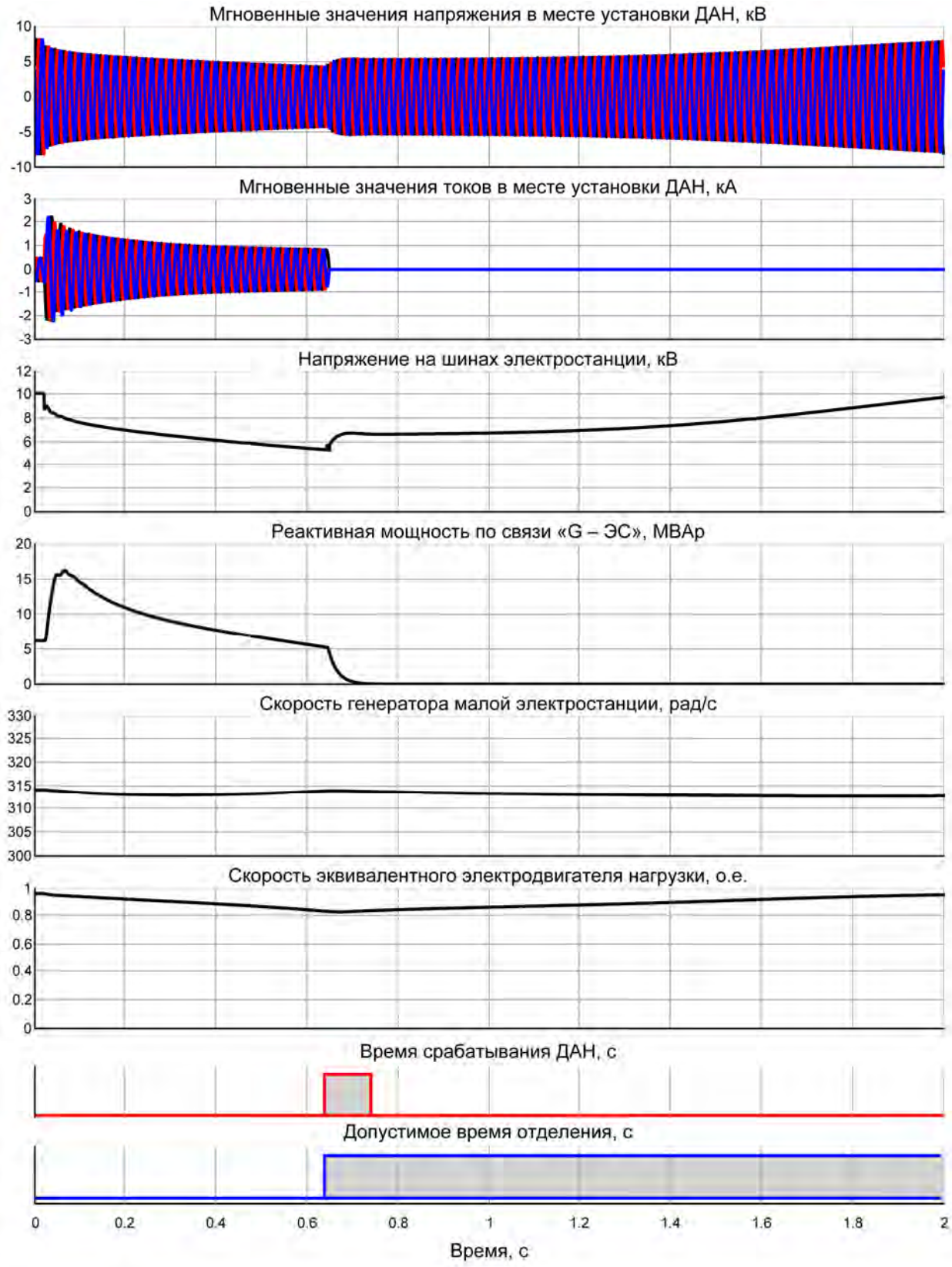

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
3
2
1
0
-1
-2
-3
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
20
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.2
0.4
0.6
0.8
1
1.2
1.4
1.6
1.8
2
Время, с

Рисунок 5.21

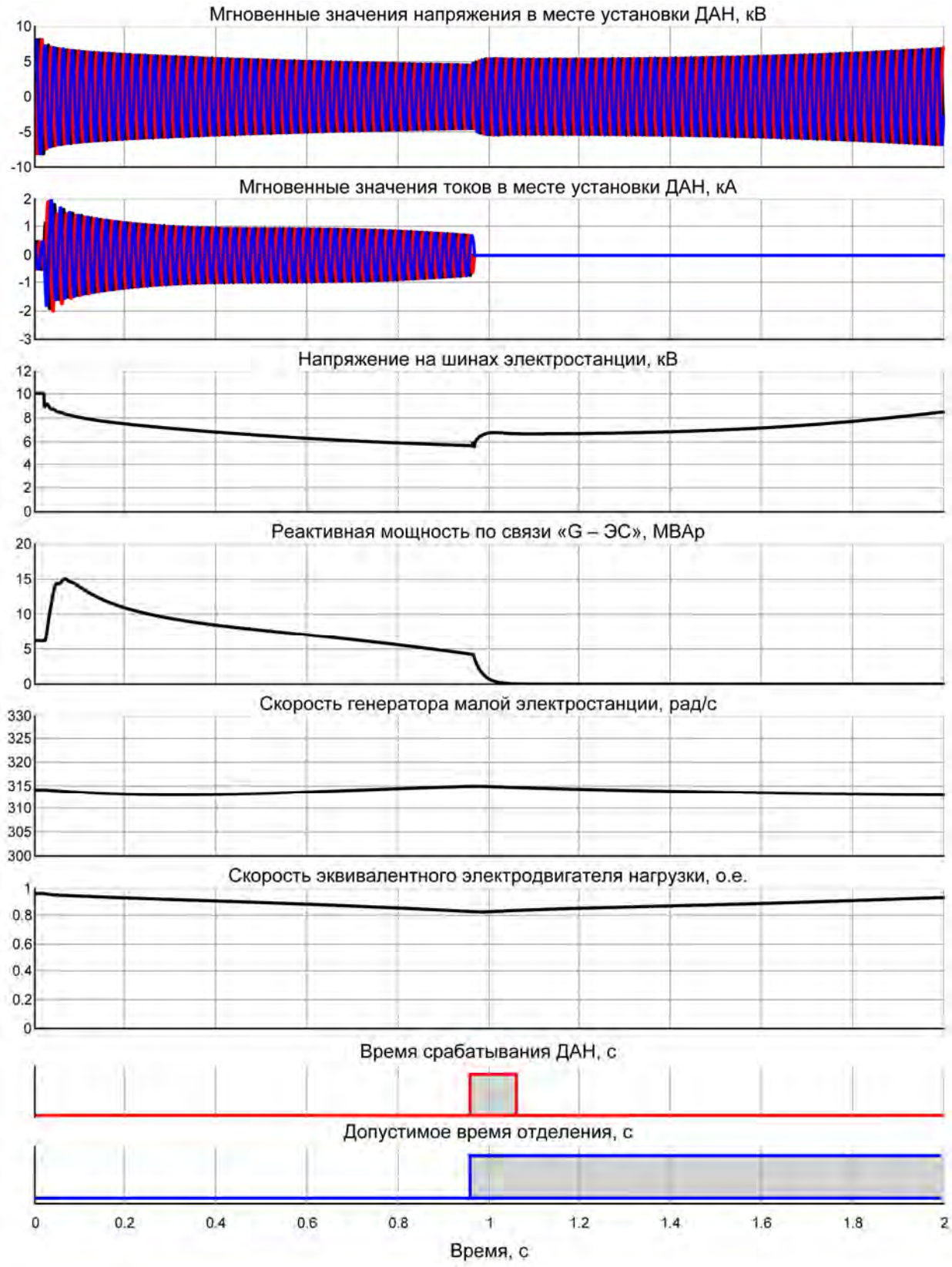

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
2
1
0
-1
-2
-3
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
20
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.2
0.4
0.6
0.8
1
1.2
1.4
1.6
1.8
2
Время, с

Рисунок 5.22

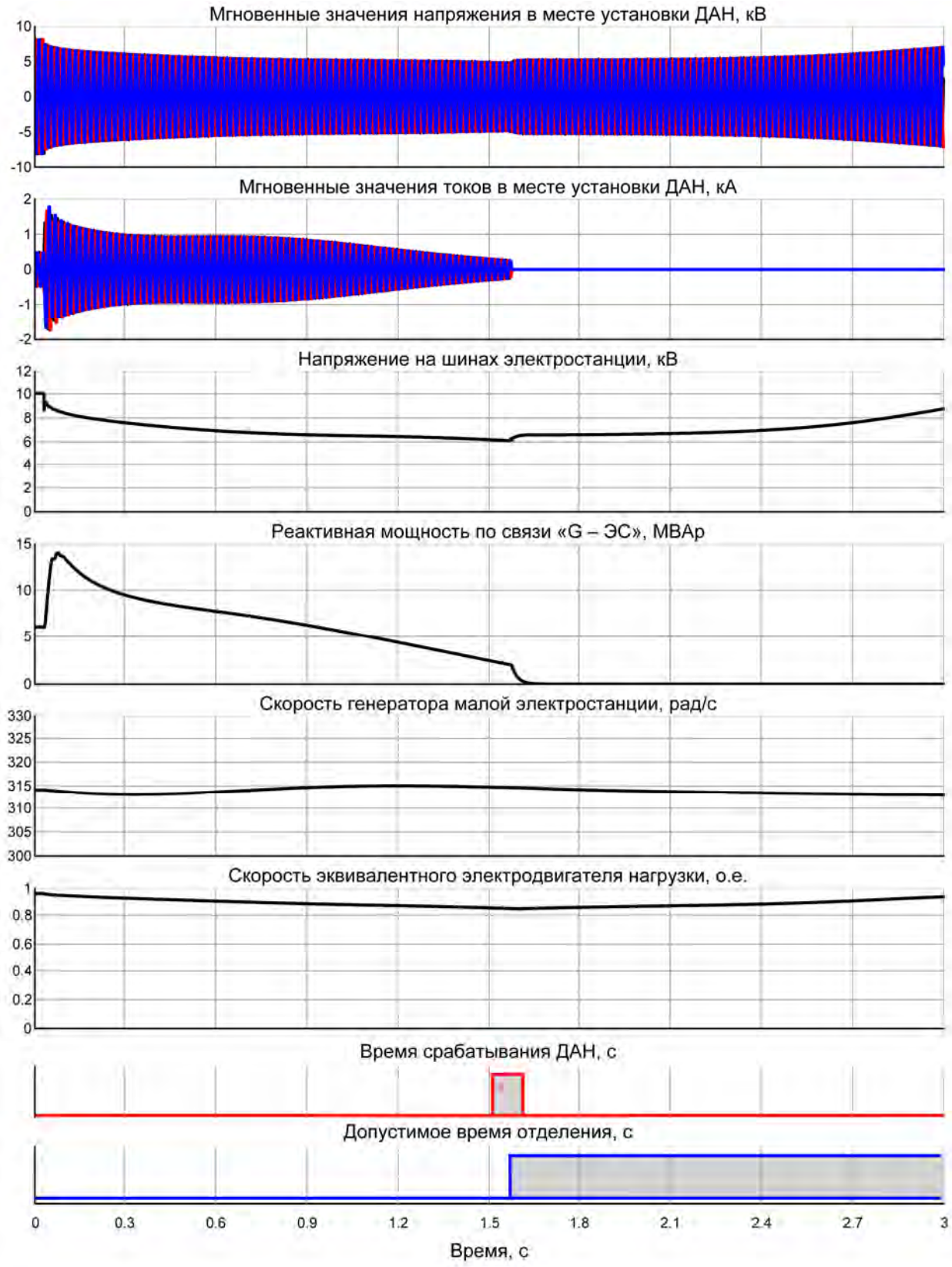

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
2
1
0
-1
-2
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.3
0.6
0.9
1.2
1.5
1.8
2.1
2.4
2.7
3
Время, с

Рисунок 5.23

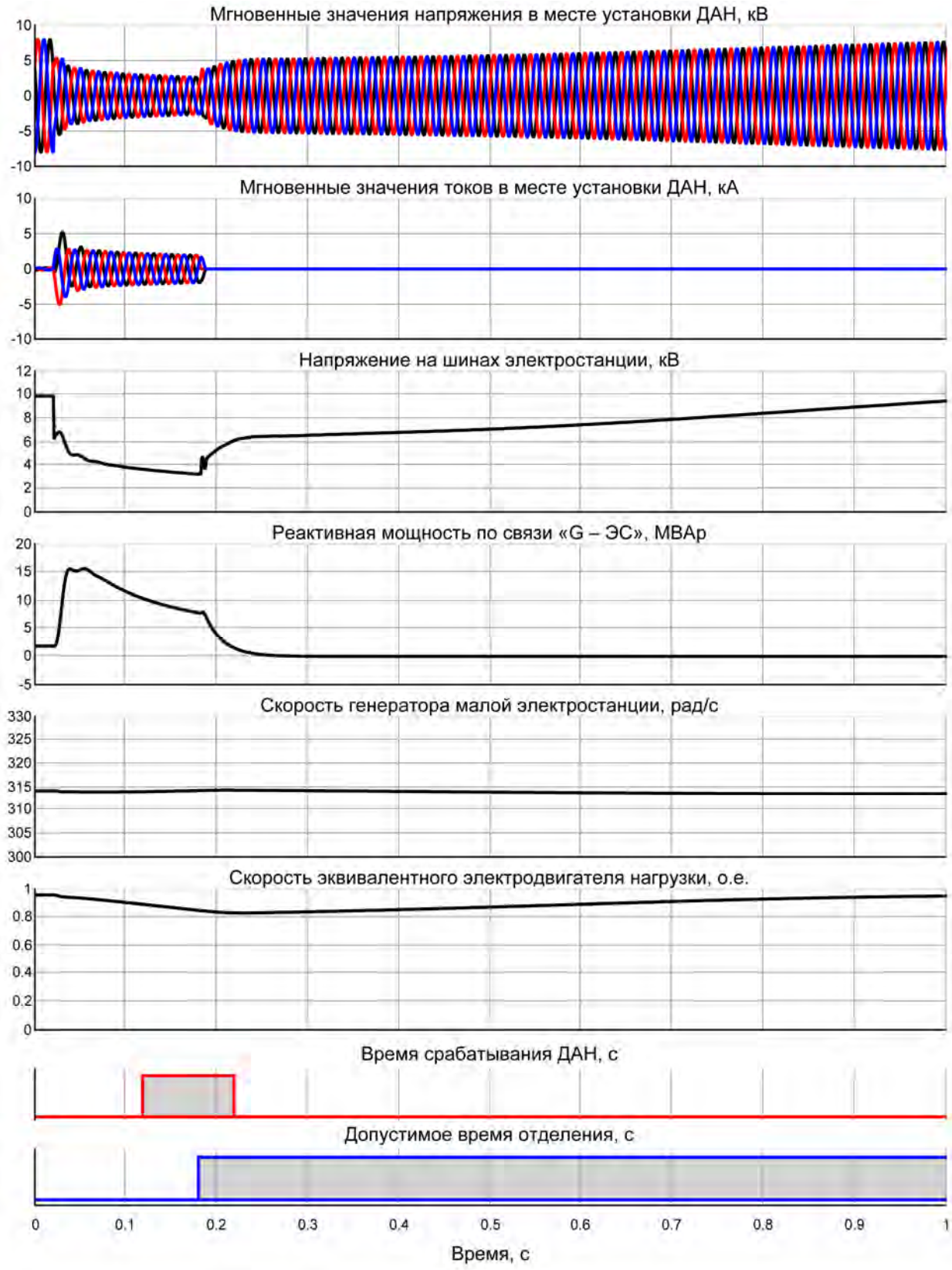

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
10
5
0
-5
-10
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
20
15
10
5
0
-5
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.1
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1
Время, с

Рисунок 5.24

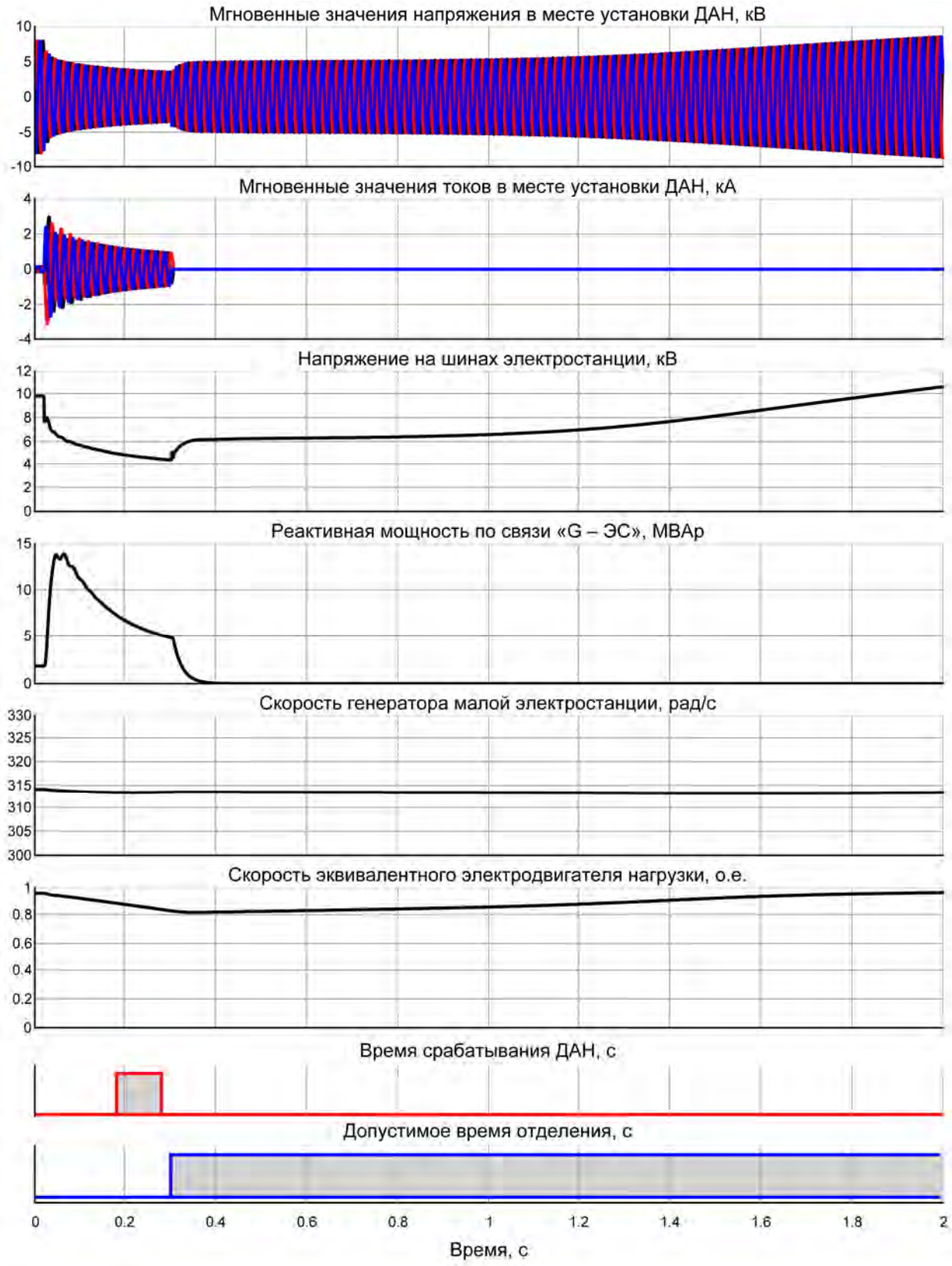

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
4
2
0
-2
-4
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.2
0.4
0.6
0.8
1
1.2
1.4
1.6
1.8
2
Время, с

Рисунок 5.25

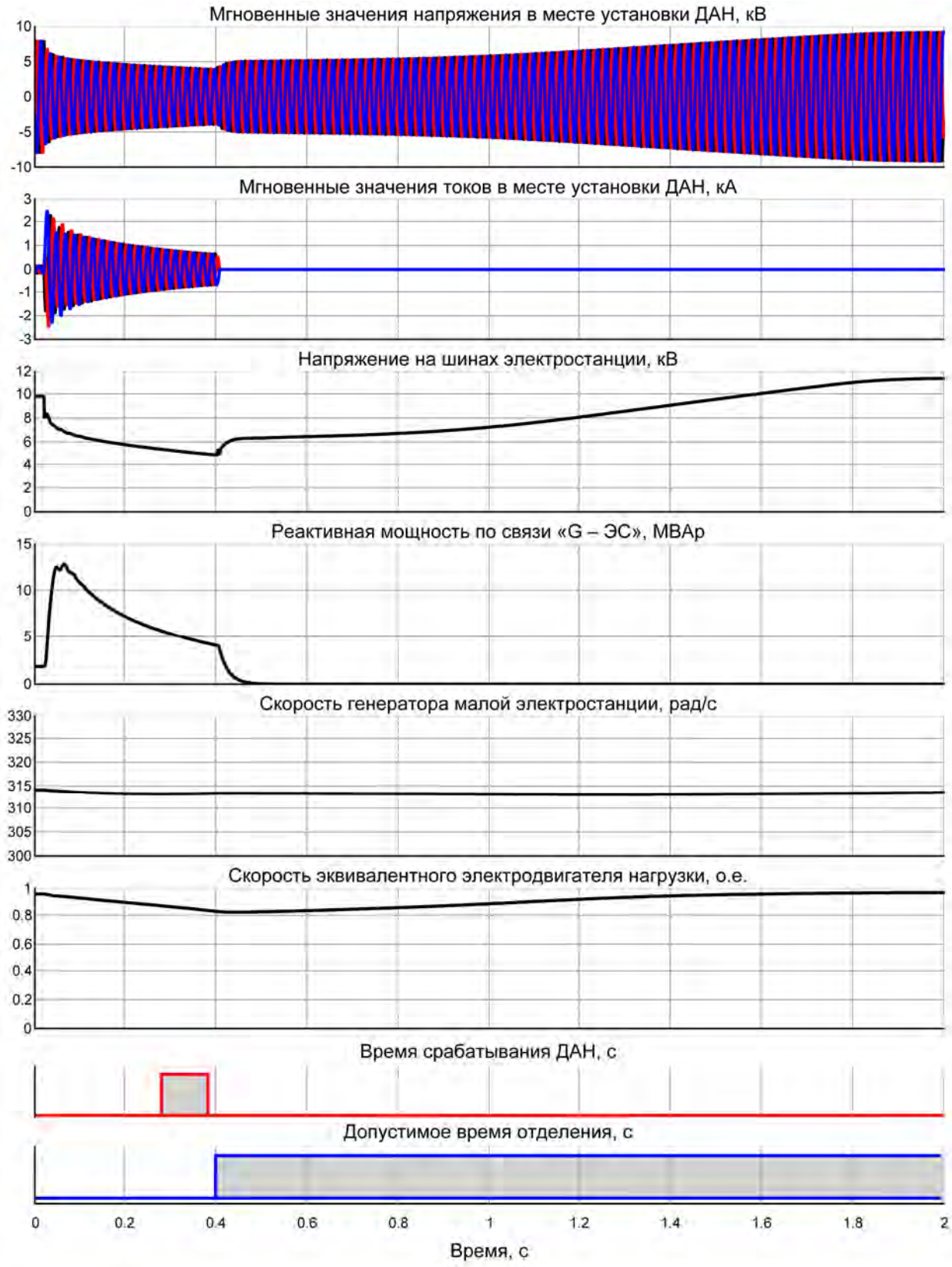

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
3
2
1
0
-1
-2
-3
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.2
0.4
0.6
0.8
1
1.2
1.4
1.6
1.8
2
Время, с

Рисунок 5.26

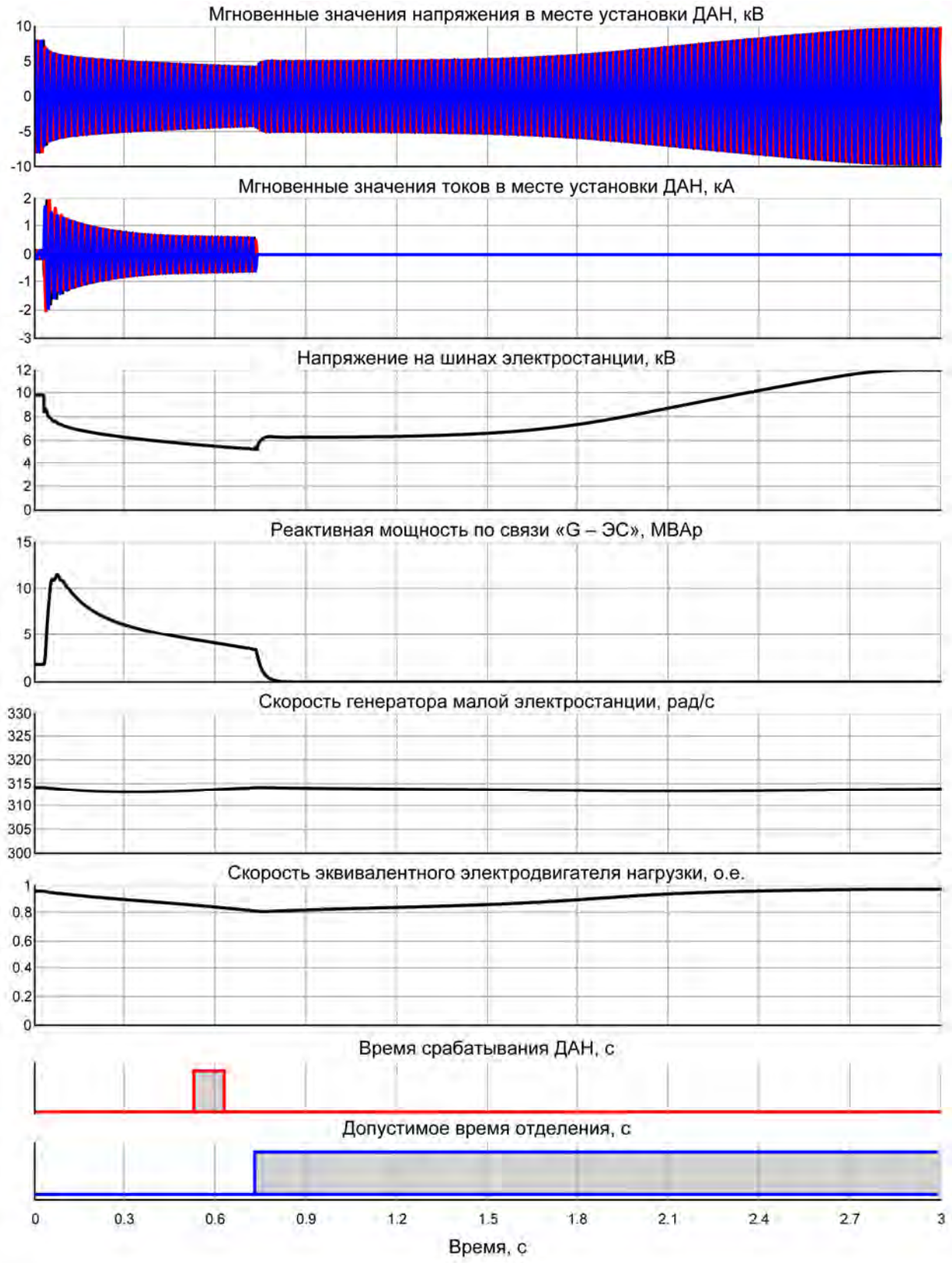

Мгновенные значения напряжения в месте установки ДАН, кВ
10
5
0
-5
-10
Мгновенные значения токов в месте установки ДАН, кА
2
1
0
-1
-2
-3
Напряжение на шинах электростанции, кВ
12
10
8
6
4
2
0
Реактивная мощность по связи «G – ЭС», МВАр
15
10
5
0
Скорость генератора малой электростанции, рад/с
330
325
320
315
310
305
300
Скорость эквивалентного электродвигателя нагрузки, о.е.
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0
Время срабатывания ДАН, с
Допустимое время отделения, с
0
0.3
0.6
0.9
1.2
1.5
1.8
2.1
2.4
2.7
3
Время, с

Рисунок 5.27

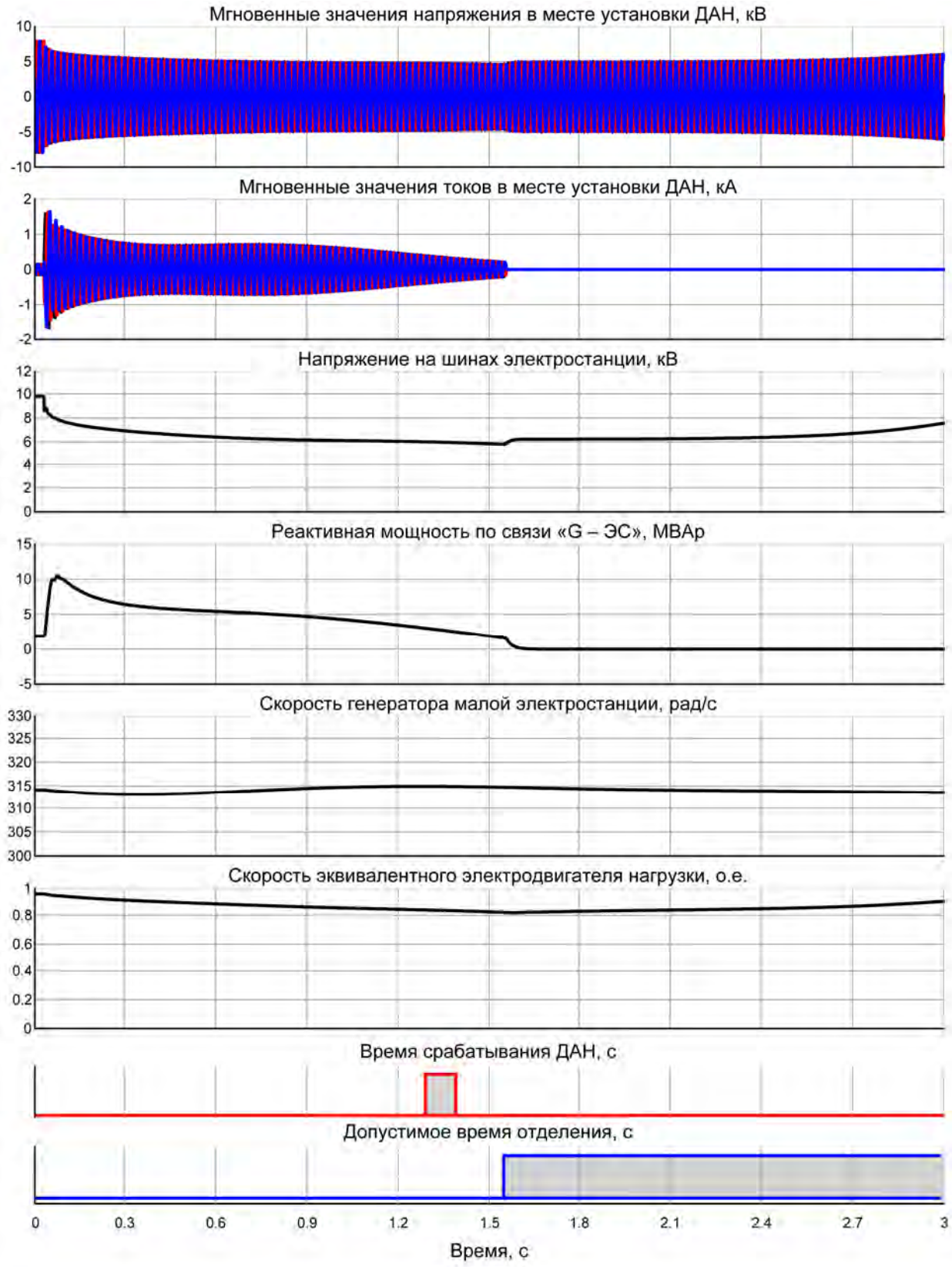


Рисунок 5.28

Время срабатывания прототипа устройства ДАН, реализующего предложенный алгоритм, в большинстве моделируемых режимов близко к фактически допустимому времени отделения, в то время как при использовании ДАН на основе характеристики $t = f(U)$, отделение

выполнялось бы с существенным запасом по времени: при относительно небольших снижениях напряжения (до 50-60% номинального) разница в сравнении с фактически допустимым временем составила в ряде режимов более одной секунды.

Таблица 5.2 – Результаты проверки ДАН

$U_{ДАН}$, кВ	$Q_{ДАН}$, МВАр	$t_{ДАН}$, с	t_U, с	$t_{ФАКТ}$, с	ссылка на рисунок
Доля двигателей в составе нагрузки – 60 %; в предшествующем режиме поток реактивной мощности от электростанции к энергосистеме – 2 МВАр					
3,4	8,7	0,1	0,15	0,14	5.12
4,7	6,2	0,18	0,15	0,22	5.13
5,2	5,2	0,26	0,15	0,3	5.14
5,5	4,1	0,46	0,15	0,5	5.15
5,8	3,55	0,88	0,15	0,88	5.16
6,2	1,5	1,7	0,5	1,82	5.17
Доля двигателей в составе нагрузки – 60 %; в предшествующем режиме поток реактивной мощности от электростанции к энергосистеме – 6 МВАр					
3,5	9,4	0,14	0,15	0,18	5.18
4,7	6,8	0,27	0,15	0,3	5.19
5,06	6,08	0,38	0,15	0,4	5.20
5,34	5,27	0,62	0,15	0,62	5.21
5,7	4,3	0,94	0,15	0,94	5.22
6,1	2,07	1,48	0,5	1,54	5.23
Доля двигателей в составе нагрузки – 40 %; в предшествующем режиме поток реактивной мощности от электростанции к энергосистеме – 2 МВАр					
3,25	7,75	0,1	0,15	0,16	5.24
4,43	4,9	0,16	0,15	0,28	5.25
4,9	4,2	0,26	0,15	0,38	5.26
5,27	3,55	0,5	0,15	0,7	5.27
5,8	1,5	1,26	0,6	1,52	5.28

Область применения разработанной ДАН. Целесообразно применение разработанной делительной автоматики по напряжению в «слабых» протяженных распределительных сетях с электростанциями; для отделения фрагментов сети с электростанциями малой мощности и большой долей двигательной нагрузки (промышленные системы электроснабжения, системы электроснабжения объектов нефтегазового комплекса); для выполнения опережающего отделения электростанций малой мощности от внешней энергосистемы.

5.6 Выводы по главе 5

1. Сформированы требования к делительной автоматике по напряжению применительно к электроэнергетическим системам с малыми распределёнными электростанциями; определено направление совершенствования делительной автоматики по напряжению: обеспечение её адаптивности к параметрам текущего электрического режима.

2. На основе анализа взаимосвязи параметров режима при снижениях напряжения применительно к электроэнергетическим системам с малыми распределёнными электростанциями предложен усовершенствованный принцип построения делительной автоматики по напряжению, основанный на контроле взаимных соотношений напряжения, значения и направления реактивной мощности в точке деления. В соответствии с предложенным принципом разработан алгоритм делительной автоматики по напряжению, определён подход к выбору её параметров срабатывания.

3. С применением технологии «быстрого прототипирования» на базе цифрового программно-аппаратного комплекса реального времени eMEGAsim разработан цифровой модельный прототип делительной автоматики по напряжению.

4. Проведены испытания цифрового модельного прототипа ДАН с использованием динамической модели реального времени электроэнергетической системы с малой электростанцией на базе моделирующего комплекса RTDS. Результаты испытаний подтвердили высокую эффективность предложенного принципа в сравнении с существующим, основанным на контроле одного параметра; показано, что использование в алгоритме делительной автоматики по напряжению дополнительно реактивной мощности позволяет адаптивно (с учётом характеристик текущего электрического режима) определять момент времени отделения. Определена область применения разработанного алгоритма.

Результаты работы над материалом главы нашли отражение в [97, 115, 116, 155, 156].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выполнен комплекс системных исследований по совершенствованию системы релейной защиты, направленному на обеспечение эффективности её функционирования в условиях подключения к сети малых распределённых электростанций.

2. Дана характеристика проблемы построения РЗ распределительной сети с малыми распределёнными электростанциями. Показано, что при внедрении ЭСММ электрические режимы распределительной сети усложняются: сетевые элементы начинают работать в условиях многостороннего питания, появляется возможность возникновения качаний и асинхронных режимов, несинхронных включений, режимов аварийного отделения фрагментов сети с ЭСММ от энергосистемы. В связи с этим усложняются условия функционирования РЗ. На основе анализа существующего отечественного и зарубежного опыта построения РЗ при подключении ЭСММ обоснована необходимость комплексного подхода, включающего решение двух основных групп задач: обеспечение требуемого технического совершенства РЗ электрических сетей, прилегающих к точке присоединения ЭСММ и создание РЗА в узле присоединения ЭСММ к сети.

3. Разработаны и реализованы на базе специализированных программных и программно-аппаратных комплексов модели электрических сетей с малыми распределёнными электростанциями; заданы возможные диапазоны изменения их параметров. Модели применены при исследованиях электрических режимов, а также при апробации предложенных в диссертационной работе решений.

4. Проведены исследования эффективности функционирования существующей РЗ электрической сети, прилежащей к точке присоединения ЭСММ. Получены аналитические выражения, отражающие влияние подключаемых к сети электростанций на чувствительность и селективность токовых и дистанционных защит, и выполнена количественная оценка изменения этих свойств защит для характерных параметров распределительных сетей с ЭСММ. Предложен подход к сопоставлению по критерию чувствительности защит с относительной селективностью, заключающийся в определении максимальной мощности подключаемых к электрической сети ЭСММ, при которой защита внешней сети удовлетворяет требованиям чувствительности; на основе этого подхода выполнен сопоставительный анализ максимальных токовых и дистанционных защит. Показана целесообразность использования информации о параметрах доаварийного режима для повышения эффективности дистанционных защит распределительных сетей с ЭСММ.

5. Установлены требования к быстродействию РЗ распределительной сети по условиям устойчивости генераторов ЭСММ. Предложено применять ступенчатую зависимость допустимого времени отключения КЗ от остаточного напряжения на шинах ЭСММ. Отключение близких к шинам ЭСММ КЗ в ряде случаев необходимо осуществлять за время менее 0,12 с; таким образом, требования к быстродействию защит распределительных сетей становятся более жесткими, чем в сетях более высокого класса напряжения.

6. Предложены способы повышения технического совершенства РЗ электрической сети, прилежащей к точке присоединения ЭСММ. Систематизированы расчётные условия для выбора параметров срабатывания максимальных токовых защит (в том числе, для токовых защит с зависимой от тока выдержкой времени срабатывания) с учётом особенностей режимов распределительных сетей с ЭСММ. Даны рекомендации по выполнению органа направления мощности в составе направленной максимальной токовой защиты распределительной сети с ЭСММ. Предложен принцип выполнения дистанционной защиты линии электропередачи, предусматривающий адаптивное изменение параметров срабатывания на основе удалённых измерений параметров доаварийного режима в узлах присоединения ЭСММ. Предложен способ продольной дифференциальной токовой защиты линии электропередачи, ориентированный на распределительные сети с ЭСММ, основанный на использовании одного комплекта, устанавливаемого с одного конца линии; способ защищен патентом РФ на изобретение.

7. С целью оптимизации требований к РЗ распределительной сети с ЭСММ введены в рассмотрение три подхода к управлению ЭСММ в аварийных режимах: отключение малых электростанций, выделение малых электростанций на местную нагрузку, сохранение параллельной работы малых электростанций с источниками внешней сети. В соответствии с этими подходами разработаны требования к релейной защите распределительной сети при подключении к ней ЭСММ; определены принципы построения, состав функций и диапазоны параметров срабатывания комплекса РЗА в точке присоединения электростанций; даны рекомендации по составу и размещению функций защит прилежащей к точке присоединения распределительной сети.

8. Усовершенствованы принципы построения делительной автоматики, устанавливаемой в точке присоединения ЭСММ: предложен принцип и разработан алгоритм делительной автоматики по напряжению, основанный на контроле взаимных соотношений напряжения, значения и направления реактивной мощности в точке деления. Определена область применения разработанной делительной автоматики по напряжению и предложен практический подход к выбору параметров её срабатывания. Исследование

функционирования разработанного алгоритма осуществлено с применением технологии цифрового моделирования в режиме реального времени путём создания и испытаний опытного образца устройства (цифрового модельного прототипа). Результаты испытаний подтвердили высокую эффективность предложенного принципа.

9. Результаты исследований использованы в деятельности подкомитета С6 Российского национального комитета (РНК) СИГРЭ «Системы распределения энергии и распределённая генерация» при разработке концептуальных вопросов создания систем РЗА объектов малой генерации; при выполнении научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в ОАО «ВНИИР». Научные результаты и положения диссертационной работы используются в учебном процессе в Чувашском государственном университете им. И.Н. Ульянова при подготовке магистров и бакалавров в лекционных курсах, на лабораторных занятиях, а также при научном руководстве работой студентов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АЦП – аналого-цифровой преобразователь;

БФХ – блок формирования характеристики (срабатывания);

ВВ – вводный выключатель;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧ – высокочастотный;

ГЗ – газовая защита;

ГПЭС – газопоршневая электростанция;

ГТУ – газотурбинная установка;

ДА – делительная автоматика;

ДАН – делительная автоматика по напряжению;

ДЗ – дистанционная защита;

ДЗЛ – дифференциальная защита линии;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗШ – дифференциальная защита шин;

ДПФ – дискретное преобразование Фурье;

ДЭС – дизельная электростанция;

ЗГ – (набор) защит генератора;

КЗ – короткое замыкание;

КС – контроль синхронизма;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НАПВ – несинхронное автоматическое повторное включение;

НСВ – несинхронное включение;

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;

ОНМ – орган направления мощности;

ОНМ ОП – орган направления мощности обратной последовательности;

ПО – пусковой орган;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗ – релейная защита;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РНК – Российский национальный комитет;

САОН – специальная автоматика отключения нагрузки;

СП – секционирующий пункт;

СХ – устройство точной синхронизации;

ТЗ – токовая защита;

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;

ТО – токовая отсечка;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

УС – улавливание синхронизма;

ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь;

ЧДА – частотная делительная автоматика;

ЭС – эквивалентный источник внешней сети;

ЭСММ – электрическая станция малой мощности;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

CIGRE – Conseil International des Grands Réseaux Electriques;

EMTP – ElectroMagnetic Transients Program;

FPGA – Field-Programmable Gate Array;

PSCAD – Power Systems Computer Aided Design;

RTDS – Real-Time Digital Simulator.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Новосёлова, О.А. Малая распределённая энергетика – новая парадигма в электроэнергетике. Материалы VIII профессионального форума энерготрейдеров России [Электронный ресурс] / О.А. Новосёлова; [Российское энергетическое агентство, ТП «Малая распределённая энергетика»]. – СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2013. – Режим доступа: http://nnhpe.spbstu.ru/wp-content/uploads/2015/01/Malaya_raspredelennaya_energetika.pdf.

2. Отчёт о функционировании ЕЭС России в 2014 году [Электронный ресурс]. – М.: ОАО «СО ЕЭС». – Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2015/ups_rep2014.pdf.

3. Догадкин, Д. Построение системы управления объектами распределённой генерации электрических сетей ОАО «МОЭСК» для обеспечения разгрузки питающих центров / Д. Догадкин, А. Смирнов, Д. Скупов // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2015. – № 2(29). – С. 44-46.

4. Бондаренко, А. Распределённая генерация: интерес повышается, роль возрастает [Электронный ресурс] / А. Бондаренко // Энергетика и ЖКХ. – 2014. – Режим доступа: http://ejnews.ru/interview/2014/02/12/Aleksandr_Bondarenko_Raspredelennaya_generatsiya_interes_povyishaetsya_rol_vozrastaet_20445.

5. Дьяков, А.Ф. Приоритеты расставлены / А.Ф. Дьяков // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2010. – № 1. – С. 16-22.

6. Миролюбова, Е. Тенденции генерирующего сектора энергетики / Е. Миролюбова // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2012. – № 3(12). – С. 12-14.

7. Малая распределенная энергетика поможет решить многие проблемы. Интервью с исполнительным директором Сибирской энергетической ассоциации, директором Сибирского филиала ЗАО «АПБЭ» В.Шаталовым // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2011. – №5(8). – С. 22-23.

8. Перминов, Э.М. Возобновляемая энергетика неисчерпаема и необходима / Э.М. Перминов // Энергия единой сети. – 2012. – № 3. – С.56-63.

9. Новосёлова, О. Малая генерация – путь к «интеллектуальным» энергосистемам / О. Новосёлова // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2011. – №5. – С.20-21.

10. Кожуховский, И.С. Малая генерация – путь к интеллектуальным энергосистемам [Электронный ресурс] / И.С. Кожуховский // Материалы международного электроэнергетического форума UPGRID. – М.: ФСК ЕЭС, 2012. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

11. Безруких, П.П. О роли ВИЭ в устойчивом развитии и энергоэффективности [Электронный ресурс] / П.П. Безруких // Материалы международного электроэнергетического форума UPGRID. – М.: ФСК ЕЭС, 2012. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

12. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью: [одобрено правлением ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» 28.04.2012]. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.

13. Нудельман, Г.С. Направления научных исследований в области релейной защиты и автоматики / Г.С. Нудельман, Д.Б. Гвоздев, А.В. Жуков // Релейщик. – 2014. – №4(20). – С. 16-18.

14. Нудельман, Г.С. Направления инновационного развития РЗА / Г.С. Нудельман, А.Н. Подшивалин // Релейщик. – 2015. – №3(23). – С. 18-22.

15. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. Приложение №1 к протоколу Правления ПАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр // Релейщик. – 2015. – №3(23). – С. 28-43.

16. Гельфанд, Я.С. Релейная защита распределительных сетей / Я.С. Гельфанд. – М.: Энергия, 1975. – 328 с.

17. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев. – 4-е изд. перераб. доп. – М.: Высшая школа, 2006. – 639 с.

18. Голубев, М.Л. Автоматическое повторное включение в распределительных сетях / М.Л. Голубев. – М.: Энергоиздат, 1982. – 96 с.

19. Шабад, М.А. Максимальная токовая защита / М.А. Шабад. – Л.: Энергоатомиздат, 1991. – 96 с.

20. Нагай, В.И. Защиты дальнего резервирования промежуточных подстанций радиальных воздушных линий / В.И. Нагай // Электричество. – 2002. – №4. – С. 2-7.

21. Шуин, В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. – М.: НТФ «Энергопресс», «Энергетик», 2001. – 104 с.

22. Шабад, М.А. Защита генераторов малой и средней мощности / М.А. Шабад. –2-е изд., доп. – М.: Энергия, 1973. – 96 с.

23. Шабад, М.А. Защита генераторов малой мощности / М.А. Шабад. – М.: Энергия, 1967. – 80 с.

24. Шабад, М.А. Делительные защиты, установленные на электростанциях небольшой мощности, работающих в энергосистеме / М.А. Шабад. – М.: Энергия, 1967. – 41 с.

25. Беляев, А.В. Некоторые особенности релейной защиты и автоматики на электростанциях малой энергетики / А.В. Беляев, Д.В. Жданов, Л.Л. Филин, М.А. Эдлин // Релейщик. – 2014. – №4(20). – С. 40-47.

26. Беляев, А.В. Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики (Часть 1) / А.В. Беляев; [Библиотека электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Выпуск 6 (138)]. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2010. – 84 с.

27. Илюшин, П.В. Подходы к решению задач РЗА и ПА при подключении к электрической сети объектов распределённой генерации / П.В. Илюшин // Релейщик. – 2014. – №4(20). – С. 52-59.

28. Илюшин, П.В. Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей / П.В. Илюшин, П.В. Чусовитин // Релейная защита и автоматизация. – 2014. – № 4(17). – С. 16-22.

29. Исмоилов, С.Т. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями / С.Т. Исмоилов, С.С. Труфакин, А.Г. Фишов // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: 4 международная научно-техническая конференция; [Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г.; аннотации докладов]. – Екатеринбург, 2013. – С. 99–100.

30. Буй, Д.Т. Восстановление системы электроснабжения с распределенной генерацией после крупной аварии / Д.Т. Буй, Н.И. Воропай // Промышленная энергетика. – 2011. – № 8. – С. 12–18.

31. Аптекарь, Д.И. Автоматика для электрических сетей с распределенной генерацией / Д.И. Аптекарь, В.В. Денисов, А.Г. Фишов, М.А. Шиллер // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 22 междунар. науч.-практ. конф.; [Москва, 27-29 мая 2014 г.]. – М., 2014. – С.264-270.

32. Соболева, М.А. Мониторинг устойчивости и управление распределенной генерацией по данным синхронизированных измерений в узлах ее подключения / М.А. Соболева, А.Г. Фишов, А.И. Дехтерев // Релейщик. – 2013. – №3(16). – С.18-22.

33. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

34. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

35. Перспективы развития мировой электроэнергетики до 2035 года. Прогноз информационного агентства по энергетике (EIA) Министерства энергетики США, 2010 год // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2011. – №2. – С.100-105.

36. Lenz, V. Erneuerbare Energien / V. Lenz, M. Kaltschmitt, S. Janczik // BWK. Das Energie-Fachmagazine. Springer VDI Verlag. – 2013. – Nr. 4 (65). – S. 80-93.

37. Masters, Gilbert M. Renewable and Efficient Electric Power Systems / Gilbert M. Masters. – New Jersey: Wiley-Interscience, 2004. – 654 p.

38. Hörenz, M. Maximale Flächenwirtschaftlichkeit von Windparks / M. Hörenz // Energy 2.0. – 2013. – Nr. 3. – S.26-29.

39. Николаев, В.Г. Состояние и перспективы развития мировой и отечественной ветроэнергетики. Часть 1. Мировая ветроэнергетика / В.Г. Николаев, С.В. Ганага, Э.М. Перминов; [Библиотека электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Выпуск 8 (164)]. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2012. – 124 с.

40. Дьяков, А.Ф. Малая энергетика России. Проблемы и перспективы / А.Ф. Дьяков; [Библиотека электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Специальный выпуск 2-3 (50-51)]. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 128 с.

41. Кучеров, Ю.Н. Особенности интеграции малых распределенных ТЭЦ в энергосистему [Электронный ресурс] / Ю.Н. Кучеров, Ю.Г. Федоров, Д.Н. Ярош [и др.] // CIGRE Session 45. Set of Papers – Paris: CIGRE, 2014 – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

42. Жмурко, В.Е. Использование мобильных электростанций для противоаварийного управления в энергосистемах / В.Е. Жмурко, П.В. Илюшин, Л.Н. Кандауров, М.А. Хвощинская // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2010. – №4. – С.46-52.

43. Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению / П.В. Илюшин // Энергоэксперт. – 2015. – №1(48). – С. 59-63.

44. Илюшин, П.В. О свойствах энергоустановок с газопоршневыми двигателями / П.В. Илюшин // Электрические станции. – 2009. – №11. – С. 42-45.

45. Илюшин, П.В. Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях / П.В. Илюшин // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2009. – №11. – С. 42-45.

46. Гуревич, Ю.Е. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя / Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2005. – 408 с.

47. ГОСТ 533-2000 (МЭК 34-3–88) Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 21 с.

48. ГОСТ Р 52776-2007 (МЭК 60034-1–2004) Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики. – М.: Стандартинформ, 2008. – 68 с.

49. ГОСТ 183-74 Машины электрические вращающиеся. Общие технические требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 27 с.

50. Иванов-Смоленский, А.В. Электрические машины: Учебник для вузов / А.В. Иванов-Смоленский. – М.: Энергия, 1980. – 928 с.

51. Важнов, А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока / А.И. Важнов. – Л.: Энергия, 1980. – 256 с.

52. Самойленко, В.О. Некоторые особенности релейной защиты и автоматики на электростанциях малой энергетики / В.О. Самойленко, О.Л. Коркунова, А.В. Паздерин, Н.Н. Новиков // Релейщик. – 2014. – №4(20). – С. 26-31.

53. Хачатуров, А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах / А.А. Хачатуров. – М.: Энергия, 1977. – 176 с.

54. Беркович, М.А. Автоматика энергосистем: Учеб. для техникумов / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.

55. Онисова, О.А. Использование коммуникационных технологий для реализации защиты от потери питающей сети / О.А. Онисова, О. Ринтамаки, И.С. Солонина // Релейщик. – 2010. – №2. – С. 44-47.

56. Bower, W. Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems [Электронный ресурс] / W. Bower, M. Ropp // Sandia National Laboratories Report SAND2002-3591. – 2002. – Режим доступа: http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2002/023591.pdf.

57. Правила устройства электроустановок. – 6-е и 7-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ДЕАН, 2015. – 701 с.

58. СТО Газпром 2-1.11-661-2012 Цифровые устройства релейной защиты и автоматики для систем электроснабжения. Технические требования: стандарт организации. – М.: ОАО «Газпром», 2014. – 58 с.

59. Руководящие указания по релейной защите. Вып.5. Защита блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор. – М.-Л.: Энергия, 1963. – 114 с.

60. Нагай, В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей / В.И. Нагай. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.

61. Нагай, В.И. Совершенствование направленных максимально-токовых защит для дальнего резервирования радиальных воздушных линий с трансформаторами на ответвлениях / В.И. Нагай, К.В. Чижов, С.В. Сарры, М.М. Котлов, Г.Г. Ольшанский // Электрические станции. – 1998. – №11. – С.39-43.

62. Нагай, В.И. Адаптивные измерительные органы аварийных составляющих резервных защит электрических распределительных сетей / В.И. Нагай, В.В. Нагай, И.В. Нагай // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф.; [Москва, 7–10 сентября 2009 г.]. – М.: Науч.-инж. инф. агентство, 2009. – С. 134–140.

63. Нагай, И.В. Дальнее резервирование в сетях 6–110 кВ. Проблемы и решения / И.В. Нагай // Новости электротехники. – 2010. – № 6(66). – С. 28-30.

64. Нагай, В.В. Оценка селекции режимов продольно-поперечной несимметрии в электрических распределительных сетях с эффективно-заземленной нейтралью / В.В. Нагай // Изв. вузов. Электромеханика. – 2004. – № 3. – С. 51–54.

65. Богдан, А.В. Адаптивная резервная токовая защита тупиковых линий с ответвлениями / А.В. Богдан, М.Я. Клецель, К.И. Никитин // Электричество. – 1991. – № 2. – С. 51-55.

66. Клецель, М.Я. Резервная защита линий, реагирующая на разность модулей фазных токов и их приращения / М.Я. Клецель, К.И. Никитин // Электричество. – 1993. – №10. – С. 23-26.

67. Лямец, Ю.Я. Распознаваемость повреждений электропередачи. Ч.1. Распознаваемость места повреждения / Ю.Я. Лямец, Г.С. Нудельман, А.О. Павлов, Е.Б. Ефимов, Я. Законьшек // Электричество. – 2001. – №2. – С. 16-23.

68. Лямец, Ю.Я. Распознаваемость повреждений электропередачи. Ч.2. Общие вопросы распознаваемости поврежденных фаз / Ю.Я. Лямец, Г.С. Нудельман, А.О. Павлов, Е.Б. Ефимов, Я. Законьшек // Электричество. – 2001. – №3. – С. 16-24.

69. Лямец, Ю.Я. Распознаваемость повреждений электропередачи. Ч.3. Распознаваемость междуфазных коротких замыканий / Ю.Я. Лямец, Г.С. Нудельман, А.О. Павлов, Е.Б. Ефимов, Я. Законьшек // Электричество. – 2001. – №12. – С. 9-22.

70. Способ токовой защиты [Текст]: пат. 2418347 Российская Федерация: МПК Н 02 Н 3/08 / А.Л. Куликов; заявитель и патентообладатель А.Л. Куликов – № 2010108843/07; заявл. 09.03.2010; опубл. 10.05.2011, Бюл. № 13.

71. Куликов, А.Л. Использование имитационного моделирования для обеспечения селективности токовых защит [Электронный ресурс] / А.Л. Куликов, А.Н. Клюкин // Релейная защита и автоматика энергосистем – 2012. XXI конференция. Сборник докладов. – М., 2012. – С. 127-137. – Режим доступа: http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b5_rus/materials/e-library/RZA-2012.pdf.

72. Кискачи, В.М. Селективность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник / В.М. Кискачи // Электричество. – 1967. – №9. – С. 24-29.

73. Способ диагностики и направленной защиты от однофазных замыканий в электрических сетях [Текст]: пат. 2402131 Российская Федерация: МПК Н 02 Н 3/18 / А.Л. Куликов, В.А. Шуин, А.А. Петрухин; заявители и патентообладатели А.Л. Куликов, В.А. Шуин, А.А. Петрухин – № 2009129679/07; заявл. 03.08.2009; опубл. 20.10.2010, Бюл. № 29.

74. Лачугин, В.Ф. Направленная импульсная защита от замыканий на землю / В.Ф. Лачугин // Энергетик. – 1997. – № 9. – С. 21.

75. The Impact of Renewables Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation // CIGRE Working Group B5.34 Report. – 2010. – 233 p.

76. Maeda, T. Experiences with Protection System for Distributed Generators and the Grid-Interconnection Code in Japan [Электронный ресурс] / T. Maeda, W. Taki, M. Usui // CIGRE Session 43. Set of Papers; [B5_201_2010]. – Paris, 2010. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

77. Zubiri, G.M. Impact on the power system protection of high penetration of wind farms technology [Электронный ресурс] / G. Molina Zubiri, S. Lopez Barba, I. De La Fuente del Castillo, M.A. Ordunez del Pino // CIGRE Session 43. Set of Papers; [B5-204_2010]. – Paris, 2010. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

78. The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation [Электронный ресурс] // CIGRE Session 43. Set of Papers; [B5_205_2010]. – Paris, 2010. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

79. Hermann, H.-J. Impact of renewable generation on protection and disconnecting solutions – German practice and experiences [Электронный ресурс] / H.-J. Hermann, H. Kühn, H. Föhring, A. Ludwig, F. Oechsle, P. Schenger // CIGRE Session 43. Set of Papers; [B5_208_2010]. – Paris, 2010. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

80. Araneda, J.C. Integrating Renewables / J.C. Araneda, R. Valpuesta // Transmission&Distribution. World. – 2014. – July. – P. 25-29.

81. Apostolov, A. Improving the Protection of Distribution Systems with DERs / A. Apostolov // PAC World. – 2015. – March. – P. 20-25.

82. An, C. Smart algorithms to accommodate distributed generation in the grid [Электронный ресурс] / C. An, G. Millar, G.J. Lliod // CIGRE Session 44. Set of Papers; [B5-116]. – Paris, 2012. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

83. Kanabar, M. Protection of Wind Energy / M. Kanabar, J. Cardenas, D. Menendez // PAC World. – 2015. – March. – P. 47-51.

84. Фабрикант, В.Л. Дистанционная защита: Учеб. пособие для вузов / В.Л. Фабрикант. – М.: Высшая школа, 1978. – 215 с.

85. Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем / В.И. Тарасов. – Новосибирск: Наука, 2002. – 344 с.

86. Идельчик, В.И. Расчёты установившихся режимов электрических систем / В.И. Идельчик. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.

87. Ежков, В.В. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: учеб. пособие для электроэнерг. спец. / В.В. Ежков, Г.К. Зарудский, Э.Н. Зуев [и др.]; под. ред. В.А. Строева. – М.: Высшая школа, 1999. – 352 с.

88. Бернас, С. Математические модели элементов электроэнергетических систем / С. Бернас, З. Цёк; перевод с польск. Э.В. Турского, Н.Н. Шелухина. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.

89. Dommel, H.W. EMTP Theory Book / H.W. Dommel. – 2nd. Edition. – Vancovuer, Canada: Microtran Power System Analysis Corporation, 1992.

90. Jalili-Marandi, V. Real-time Electromagnetic and Transient Stability Simulations for Active Distribution Networks [Электронный ресурс]/ V. Jalili-Marandi, F.J. Ayres, C. Dufour, J. Belanger; [Pares of International Conference on Power Systems Transients (IPST2013)]. – Vancouver, Canada, 2013. – Режим доступа: http://ipstconf.org/papers/Proc_IPST2013/13IPST097.pdf.

91. Богданов, А.В. Архитектуры и топологии многопроцессорных вычислительных систем / А.В. Богданов, В.В. Корхов, В.В. Мареев, Е.Н. Станкова. – М.: Интернет-университет информационных технологий ИНИТ.ру, 2004. – 176 с.

92. Hamblen, J.O. Rapid Prototyping of Digital Systems: A Tutorial Approach / J.O. Hamblen, M.D. Furman; 2nd corrected ed. – Boston, MA: Kluwer Academic Publishers, 2001. – 278 p.

93. Accelerating Sensor Development with Rapid Prototyping and Model-Based Design [Электронный ресурс] / M. Hein; [Hella Fahrzeugkomponenten GmbH]. – Natick, MA: The MathWorks, Inc. – Режим доступа: http://www.mathworks.com/company/newsletters/articles/accelerating-sensor-development-with-rapid-prototyping-and-model-based-design.html?s_tid=srchtitle.

94. Real-time Simulation Solutions for Power Grids and Power Electronics [Электронный ресурс]. – Канада, 2015. – 12 с. – Режим доступа: http://www.opal-rt.com/sites/default/files/OPAL_Brochure_ePOWERgrid_28_mai_2015_Web.pdf.

95. OPAL-RT System Description Document. – Montreal, Quebec, Canada: OPAL-RT Technologies Inc., 2012. – 24 p.

96. Линт, М.Г. Современные методы моделирования режимов энергосистем с применением программно-аппаратного комплекса RTDS / М.Г. Линт, Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Энергетик. – 2010. – № 8. – С. 23-26.

97. Нудельман, Г.С. Подготовка методической базы цифровых моделей реального времени для целей релейной защиты / Г.С. Нудельман, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // Электротехника. – 2011. – № 1. – С. 33-39.

98. Нудельман, Г.С. Моделирование режимов электроэнергетических систем в задачах релейной защиты и автоматики [Электронный ресурс] / Г.С. Нудельман, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. 3-я Международная научно-техническая конференция. Аннотации докладов;

[\Session 3\ PS1-S3-11 Нудельман Г С_Моделирование режимов электроэнергетических систем RU.pdf]. – СПб, 2011. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

99. Балашов, С.В. Применение современных методов моделирования для решения задач электроэнергетики / С.В. Балашов, А.В. Булычев, А.А. Наволочный, Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Автоматизация & IT в энергетике. – 2012. – № 4. – С. 5-9.

100. Колобродов, Е.Н. Технологии цифрового моделирования электроэнергетических систем в режиме реального времени / Е.Н. Колобродов, А.А. Наволочный, О.А. Онисова, Д.С. Рыбин, V. Ravinder, V. Lapointe // Релейщик. – 2013. – № 1. – С. 32-37.

101. Нудельман, Г.С. Перспективы применения технологий моделирования в развитии инновационных направлений электроэнергетики [Электронный ресурс] / Г.С. Нудельман, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // Релейная защита и автоматика энергосистем – 2014. Сборник докладов XXII конференции. – М., 2014. – С. 21-26. – Режим доступа: http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b5_rus/ materials/e-library/Сборник докладов РЗА - 2014.pdf.

102. Нудельман, Г.С. Использование комбинированных методов моделирования применительно к большим электроэнергетическим системам / Г.С. Нудельман, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // Релейщик. – 2015 – № 2 (22). – С. 12-16.

103. Onisova, O.A. Preparation of methodical basis for real-time digital models for relay-protection purposes / A.A. Navolochnyi, G.S. Nudel’man, O.A. Onisova // Russian Electrical Engineering. – 2011. – Vol. 82. – Issue 7. – pp.377-380.

104. Онисова, О.А. Моделирование электроэнергетических систем в режиме реального времени / Е.Н. Колобродов, А.А. Наволочный, О.А. Онисова, Д.С. Рыбин // РЕЛАВЭКСПО-2013: релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России. II Международная научно-практическая конференция и выставка. Сборник тезисов докладов. – Чебоксары: РИЦ «СРЗАУ», 2013. – С.13-14.

105. Онисова, О.А. Релейная защита и автоматика в условиях развития малой распределённой энергетики / Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2014. – №4. – С.106-114.

106. Атабеков, Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей / Г.И. Атабеков. – М.: Металлургиздат, 1957. – 344 с.

107. Циглер, Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение / Г. Циглер; пер. с англ.; под ред. А.Ф. Дьякова – М.: Энергоиздат, 2005 – 322 с.

108. Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.

109. Чернобровов, Н.В. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов / Н.В.Чернобровов, В.А.Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.

110. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.

111. Беркович, М.А. Основы техники релейной защиты / М.А. Беркович, В.В. Молчанов, В.А. Семёнов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 367 с.

112. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов / В.А. Веников. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1985. – 356 с.

113. СО 153-34.20.576-2003 Методические указания по устойчивости энергосистем: [утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 277]. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

114. Нудельман, Г.С. Исследование режимов электроэнергетических систем с распределенной генерацией [Электронный ресурс] /А.А. Наволочный, Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. 4-я Международная научно-техническая конференция. Сборник докладов; [\4 секция. Противоаварийное и режимное управление\07 С.4.1-11..pdf]. – Екатеринбург, 2013. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

115. Нудельман, Г.С. Делительная автоматика в электроэнергетических системах с распределённой генерацией: особенности, требования [Электронный ресурс] / А.А. Наволочный, Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Релейная защита и автоматика энергосистем – 2014. XXII Международная конференция (Москва, 27-29 мая 2014 г.). Сборник докладов; [выставка РЗА.pdf]. – М., 2014. – С.319-322. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

116. Онисова, О.А. Делительная защита в электроэнергетических системах, содержащих электростанции малой мощности / О.А. Онисова // Электрические станции. – 2014. – №6. – С.33-41.

117. Гуревич, Ю.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчётах устойчивости энергосистем и надёжности электроснабжения промышленных потребителей / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова. – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.

118. Горшкова, Н.А. Перспективные направления в автоматизации объектов распределенной генерации при их интеграции в распределительные сети / Н.А. Горшкова, Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 01(10). – С. 48-55.

119. Илюшин, П.В. Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на напряжении 6-10 кВ / П.В. Илюшин //

ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2011. – №6. – С.23-27.

120. Белослудцев, К.А. Возможные пути развития аварий, вызванных большим дефицитом мощности / К.А. Белослудцев, Ю.Е. Гуревич // Электрические станции. – 2004. – №9. – С.27-31.

121. Онисова, О.А. Устойчивость электроэнергетических систем с распределённой генерацией / А.А. Наволочный, Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // РЕЛАВЭКСПО-2013: релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России. II Международная научно-практическая конференция и выставка. Сборник тезисов докладов. – Чебоксары: РИЦ «СРЗАУ», 2013. – С.15-16.

122. Онисова, О.А. Направления развития релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределёнными электростанциями / О.А. Онисова // Релейщик. – 2014. – №4. – С.20-25.

123. Онисова, О.А. Анализ режимов коротких замыканий в распределительной сети с электростанцией малой мощности для выбора параметров срабатывания максимальных токовых защит / А.А. Николаев, О.А. Онисова // Труды Академии электротехнических наук Чувашской республики: материалы XII Республиканской научно-технической конференции молодых специалистов. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2015. – С. 15-17.

124. Онисова, О.А. Исследование режимов коротких замыканий в распределительной сети с электростанциями малой мощности для решения задач релейной защиты / А.А. Николаев, О.А. Онисова // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции: в 2 т. Т 2. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С.141-144.

125. Шабад, М.А. Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серий SPACOM и Re_500. Методические указания с примерами / М.А. Шабад. – М.: Санкт-Петербург, 2001.

126. Беляев, А.В. Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики (Часть 2) / А.В Беляев. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2010. – 84 с.

127. Гарке, В.Г. Развитие микропроцессорных устройств релейной защиты, автоматики и управления (МП РЗАУ) электроэнергетических систем [Электронный ресурс] / В.Г. Гарке // Сборник докладов XXI конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем»; [Сборник докладов XXI конференции Релейная защита и автоматика энергосистем 2012, 29-31 мая, Москв.pdf]. – М. – 2012. – С. 146-155. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

128. Соловьев, А.Л. Обратнозависимые времятоковые характеристики максимальных токовых защит от междуфазных КЗ в сетях 6-35 кВ / А.Л. Соловьев // Электрические станции – 2006. – №3. – С. 67-69.

129. Крючков, И.П. Расчёт коротких замыканий и выбор электрооборудования: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 416 с.

130. Бабарушкин, В.А. Расчёты на ЭВМ токов короткого замыкания. Лабораторный практикум по дисциплине «Переходные процессы в электрических системах» / В.А. Бабарушкин, А.Н. Алюнов. – Вологда.: ВоГТУ, 2003. – 28 с.

131. Александров, А.М. Выбор уставок срабатывания защиты асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ: методические указания с примерами / А.М. Александров. – СПб: ПЭИПК, 2007. – 76 с.

132. Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems / edited by Hector J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer, III. – Pullman, Washington: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2010. – 361 p.

133. Онисова, О.А. Особенности функционирования направленных максимальных токовых защит в электрических сетях с распределённой генерацией / О.А. Онисова // Энергетик. – 2015. – №1. – С.17-21.

134. Устройство для продольной дифференциальной токовой защит линии электропередачи [Текст]: пат. 2518051 Российская Федерация: МПК H 02 H 3/28 / Г.С. Нудельман, О.А. Онисова, А.В. Булычев; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Всероссийский научно-исследовательский проектно-конструкторский и технологический институт релестроения с опытным производством» – № 2012123296/07; заявл. 05.06.2012; опубл. 10.06.2014, Бюл. №16.

135. Онисова, О.А. Максимальная токовая защита в системах электроснабжения с распределённой генерацией / А.В. Булычев, А.А. Наволочный, Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Известия вузов. Электромеханика. – 2013. – №1 – С.75-78.

136. Онисова О.А. Релейная защита и автоматика в системах с распределённой генерацией [Электронный ресурс] / А.А. Наволочный, Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Релейная защита и автоматика энергосистем – 2012. Сборник докладов XXI конференции. – М., 2012. – С. 138-145. – Режим доступа: http://cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b5_rus/materials/e-library/RZA-2012.pdf.

137. Онисова, О.А. Влияние распределенной генерации на РЗА систем электроснабжения / О.А. Онисова // Релейщик. – 2012. – №1. – С.58-62.

138. Coordination of Protection and Automation for Future Networks. Brochure № 629 WG B5.43 CIGRE / M. Adamiak, V. Leitloff, A. Apostolov, A. Bartylak, T. Bi etc. – Paris, September 2015. – 108 p.

139. Шабад, М.А. Делительные защиты – автоматика деления при авариях / М.А. Шабад. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2006. – 64 с.

140. Онисова, О.А. Формирование основных требований к релейной защите электроэнергетических систем, содержащих малые распределенные электростанции [Электронный ресурс] / Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. 5-я Международная научно-техническая конференция. Сборник докладов; [\Секция 1.2. СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ РЗА\Секция 1.2. СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ РЗА\С.1.2-5.pdf]. – Сочи, 2015. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).

141. Онисова, О.А. О подходе к решению задач релейной защиты при внедрении в электроэнергетическую систему малых распределённых электростанций / Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных систем: материалы 11-й Всерос. научн.-техн. конф. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2015. – С. 402-404.

142. Онисова, О.А. Формирование основных требований к релейной защите электроэнергетических систем с малыми распределёнными электростанциями / Г.С. Нудельман, О.А. Онисова // Энергоэксперт. – 2015. – №4. – С.60-64.

143. Овчаренко, Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов / Н.И. Овчаренко; под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.

144. СТО 59012820.27.100.003-2012 Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования: [введен 05.12.2012]. – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2012. – 27 с.

145. СТО 59012820.29.240.001-2010 Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 21 с.

146. Семёнов, В.А. Противоаварийная автоматика в ЕЭС России / В.А. Семёнов; [Б-ка электротехника]. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2004. – 104 с.

147. Илюшин, П.В. Разработка и развитие принципов противоаварийного управления распределительными сетями мегаполиса: дис. … канд. техн. наук: 05.14.02 / Илюшин Павел Владимирович. – М., 2011. – 173 с.

148. Селезнева, Н.А. Делительная автоматика для ТЭЦ Международная / Н.А. Селезнева // Обмен опытом проектирования, наладки и эксплуатации устройств РЗА и ПА в энергосистемах Урала: XVI научно-техническая конференция. – Екатеринбург, 2010. – С. 68-69.

149. Kundur, P. Power System Stability and Control / P. Kundur. – New York: McGraw-Hill, Inc., 1994. – 1196 p.

150. Pal, M.K. Lecture Notes on Power System Stability / Mrinal K. Pal. – New Jersey, 2007. – 378 p.

151. Идельчик, В.И. Расчёты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 287 с.

152. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.

153. Гуревич, Ю.Е. Устойчивость нагрузки электрических систем / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, Э.А. Хачатрян. – М.: Энергоиздат, 1981. – 208 с.

154. Гуревич, Ю.Е. Влияние параметров нагрузки на динамическую устойчивость генераторов / Ю.Е. Гуревич // Электричество. – 1969. – № 1. – С. 18-22.

155. Onisova, O.A. Subdivision Protection in Electric Power Systems Containing Low-Power Electric Power Plants / O.A. Onisova // Power Technology and Engineering. – 2014. – Vol. 48. – Issue 4. – pp.322-330.

156. Онисова, О.А. Совместное использование двух моделирующих комплексов реального времени при разработке устройств релейной защиты, автоматики и управления / Е.Н. Колобродов, Д.Б. Крупнов, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // РЕЛАВЭКСПО-2015: релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России. III Международная научно-практическая конференция и выставка. Сборник тезисов докладов. – Чебоксары: НН ПРЕСС, 2015. – С.50-51.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

МАТЕРИАЛЫ О ВНЕДРЕНИИ

НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО
«РОССИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ МЕЖДУНАРОДНОГО СОВЕТА ПО БОЛЬШИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СИСТЕМАМ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ» (РНК СИГРЭ)

Китайгородский проезд, д. 7, стр. 3,
Москва, Россия, 109074.
ОГРН 1037704033817, ИНН 7704266666.
Тел.: (495) 627-85-70, E-mail: cigre@cigre.ru

УТВЕРЖДАЮ

Исполнительный директор

_____ Д.В. Петров

«15» сентября 2015 г.

РНК СИГРЭ

АКТ
о внедрении результатов диссертационного исследования
Онисовой Ольги Александровны

Настоящий акт составлен в том, что материалы кандидатской диссертации Онисовой Ольги Александровны, посвящённой совершенствованию релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределёнными электрическими станциями, использованы при разработке концептуальных вопросов создания систем РЗА объектов малой генерации, разрабатываемых подкомитетом С6 РНК СИГРЭ «Системы распределения электроэнергии и распределенная генерация», а именно:

- результаты исследования электрических режимов и функционирования релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределёнными электростанциями;
- теоретические положения в части построения (варианты состава базовых функций защит) и развития (алгоритм делительной защиты, способы определения направления мощности, способы выполнения защит с использованием каналов связи) релейной защиты при подключении малых электростанций к электрической сети.

Член технического комитета
НП «РНК СИГРЭ», д.т.н., с.н.с. Ю.Н. Кучеров

АБС Электро

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор ОАО «ВНИИР»

_____ Л.Г. Макеева

«28» 09 2015 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования Онисовой Ольги Александровны, посвящённого совершенствованию релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределенными электрическими станциями

Настоящий акт составлен в том, что результаты научных исследований, выполненных Онисовой О.А. при подготовке диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в деятельности ОАО «Всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский и технологический институт релестроения с опытным производством» при выполнении следующих научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектных работ:

- Технологическое присоединение ГТЭС «Городецкая» ООО «Росмикс» к электрическим сетям ОАО «МОЭСК». Заказчик – ООО «ЦентрИнжЭнергоПроект»;
- Расчёт режимов работы сетей 6-35 кВ для нужд ОАО «МОЭСК». Заказчик – ОАО «МОЭСК»

– в виде математических моделей объектов электроэнергетической системы, методик исследования схемно-режимных ситуаций;

- Технологическое присоединение Энергоблока «Первой очереди Комплекса по подготовке и переработке нефти и газа производительностью 1 млн. тонн сырой нефти в год» (Площадка 1) к электрическим сетям ОАО «МРСК Северо-Запада «Комиэнерго». Заказчик – ООО «Енисей»

– в части исследования электрических режимов и разработки технических предложений и рекомендаций по построению системы релейной защиты и автоматики.

Руководитель Департамента РЗА и АСУ Синичкин А.Ю.

ОАО «ВНИИР»

Россия, 428024, Чувашская Республика, г.Чебоксары, пр. И.Яковлева, 4
Тел.: +7 (8352) 39-0000, Факс: +7 (8352) 39-0001, 39-0003
E-mail: vniir@vniir.ru, www.abs-vniir.ru, www.abselectro.com

УТВЕРЖДАЮ
Ректор ФГБОУ ВПО «Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова»
_____ Александров А.Ю.
«19» апреля 2016 г.

СПРАВКА
о внедрении результатов диссертационной работы О.А. Онисовой «Совершенствование релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределёнными электрическими станциями»

Настоящая дана в том, что научные результаты диссертационной работы Онисовой Ольги Александровны «Совершенствование релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределёнными электрическими станциями» на соискание ученой степени кандидата технических наук используются в учебном процессе в Чувашском государственном университете имени И.Н. Ульянова при подготовке бакалавров (направление 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника, профиль «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем») и магистров (направление 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника, программа «Автоматика энергосистем»):

1) результаты анализа функционирования релейной защиты в электрических сетях с электростанциями малой мощности, способ продольной дифференциальной защиты, рекомендации по выполнению органа направления мощности в составе направленной максимальной токовой защиты – при проведении лекционных и лабораторных занятий по дисциплине «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»;

2) математические модели электрических сетей с электростанциями малой мощности, разработанные в процессе решения задач диссертационного исследования, – при проведении лекционных и лабораторных занятий по дисциплинам «Математическое моделирование энергетических и электротехнических систем», «Кибернетика энергосистем».

Научные положения диссертационной работы применены автором в процессе научного руководства работой студентов, что нашло отражение в докладах студентов на научных студенческих конференциях и конференциях молодых учёных.

Декан факультета энергетики и электротехники
кандидат технических наук, доцент В.Г. Ковалев

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова»
428015, Чувашская Республика, г. Чебоксары, Московский пр-т, д. 15.
Тел.: +7 (8352) 58-30-36; факс: +7 (8352) 45-02-79; e-mail: office@chuvsu.ru

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ПРИМЕРЫ ОБОБЩЁННЫХ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ
С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЁННЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ В ФОРМАТАХ ГРАФИЧЕСКИХ РЕДАКТОРОВ
МОДЕЛИРУЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ PSCAD И RTDS

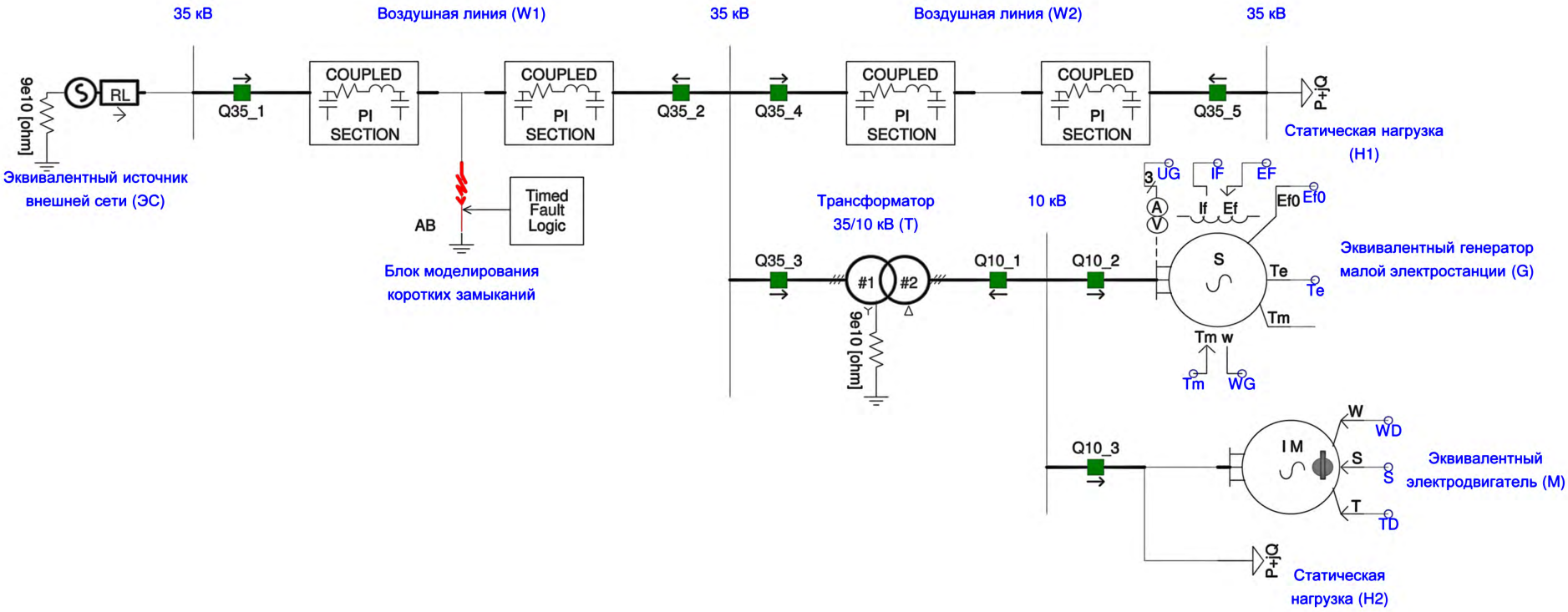


Рисунок Б.1 - Обобщённая модель распределительной сети с одной малой электростанцией
(в формате редактора программного моделирующего комплекса PSCAD)

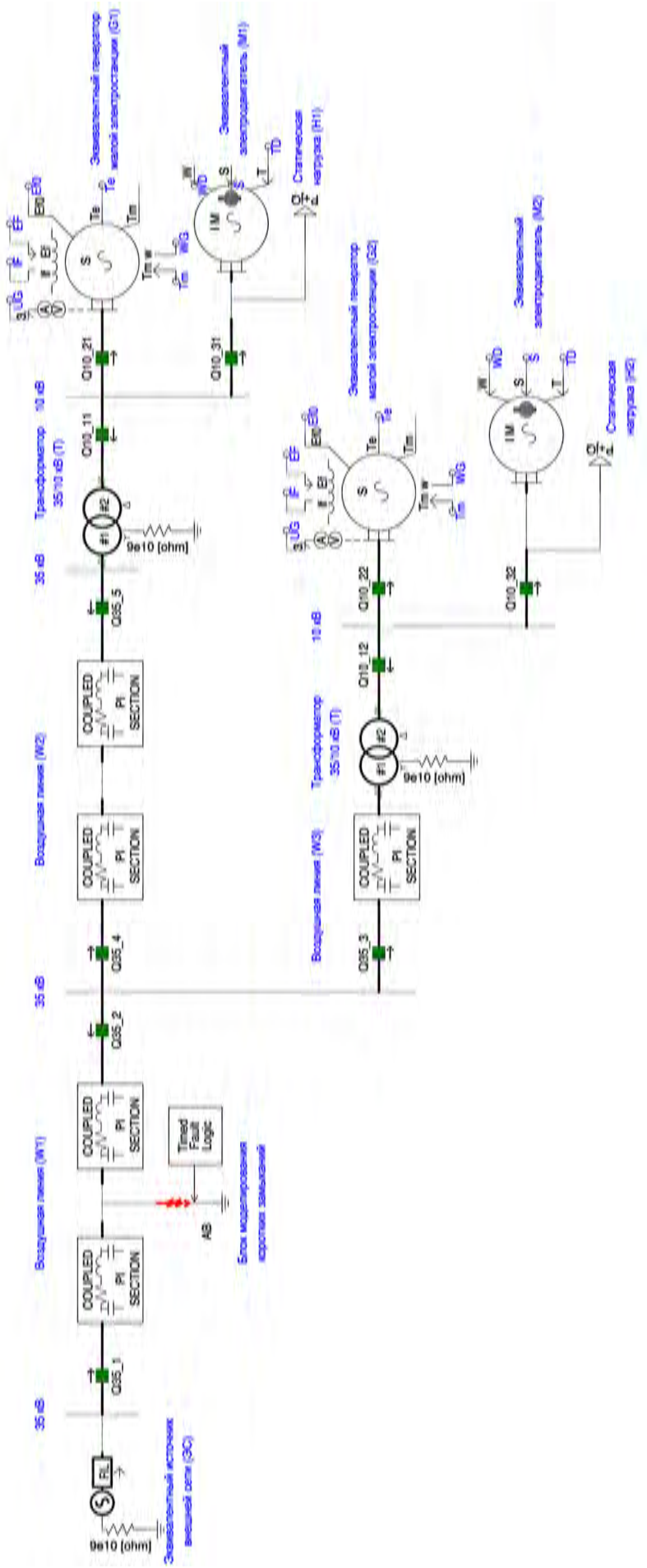


Рисунок Б.2 - Обобщённая модель распределительной сети с двумя малыми электростанциями (в формате редактора программного моделирующего комплекса PSCAD)

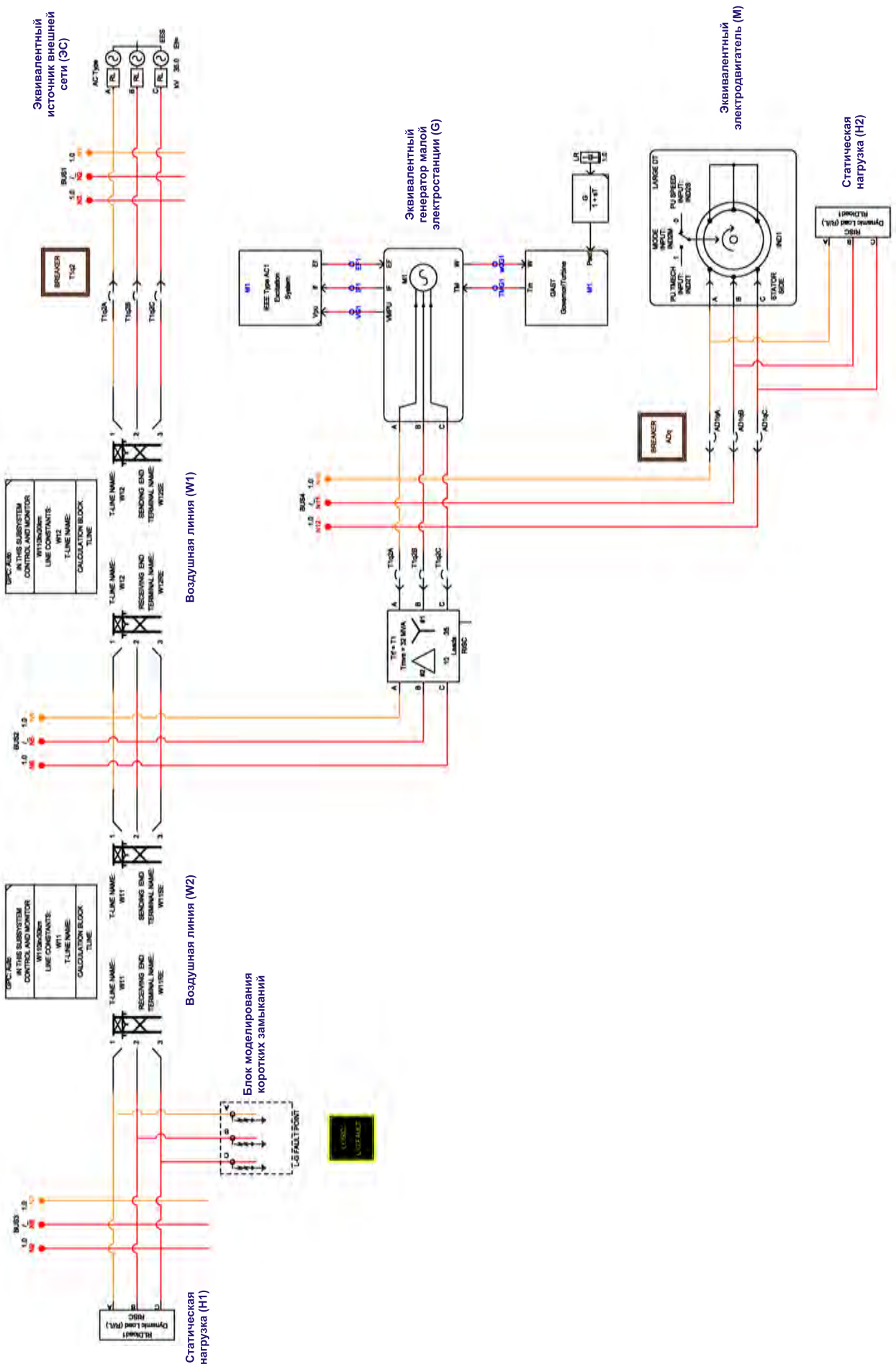


Рисунок Б.3 - Обобщённая модель распределительной сети с одной малой электростанцией
(в формате редактора программно-аппаратного моделирующего комплекса реального времени RTDS - RSCAD/Draft)

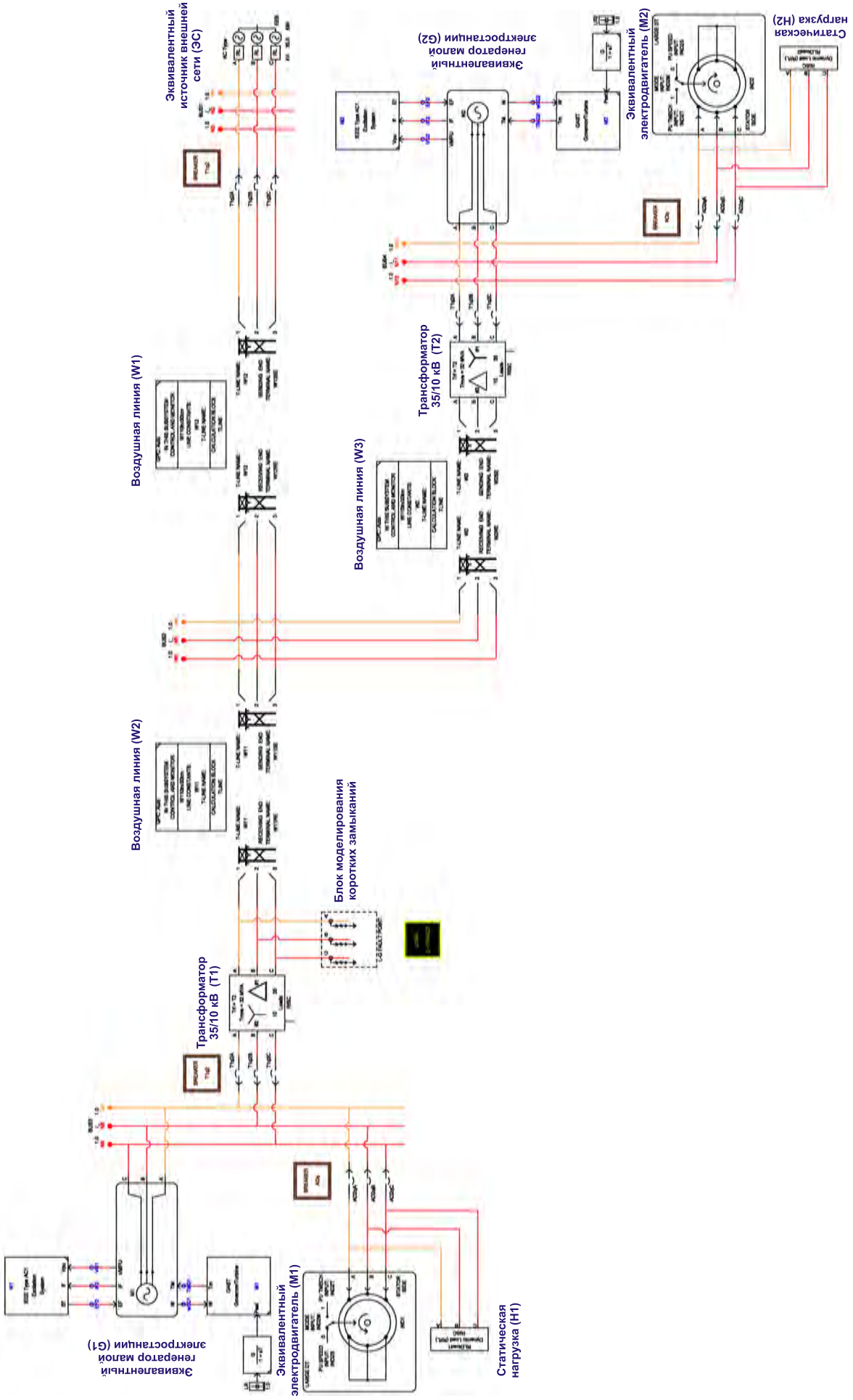


Рисунок Б.4 - Обобщённая модель распределительной сети с двумя малыми электростанциями
(в формате редактора программно-аппаратного моделирующего комплекса реального времени RTDS - RSCAD/Draft)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

СЕТЬ С МОЩНЫМ ИСТОЧНИКОМ

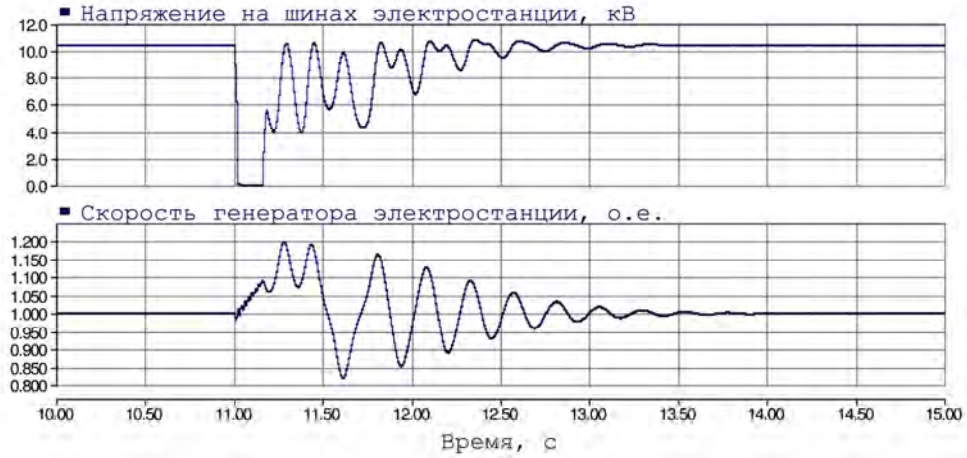


Рисунок В.1 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0{,}16\ c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

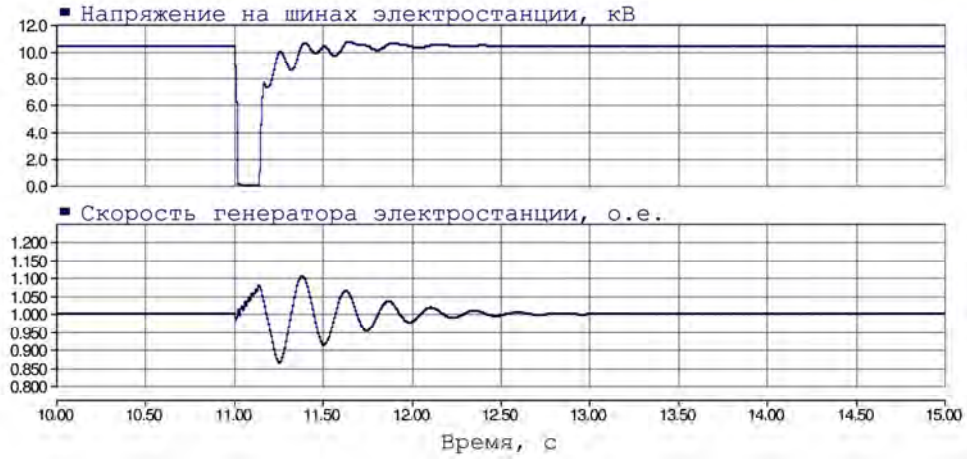


Рисунок В.2 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0{,}14\ c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

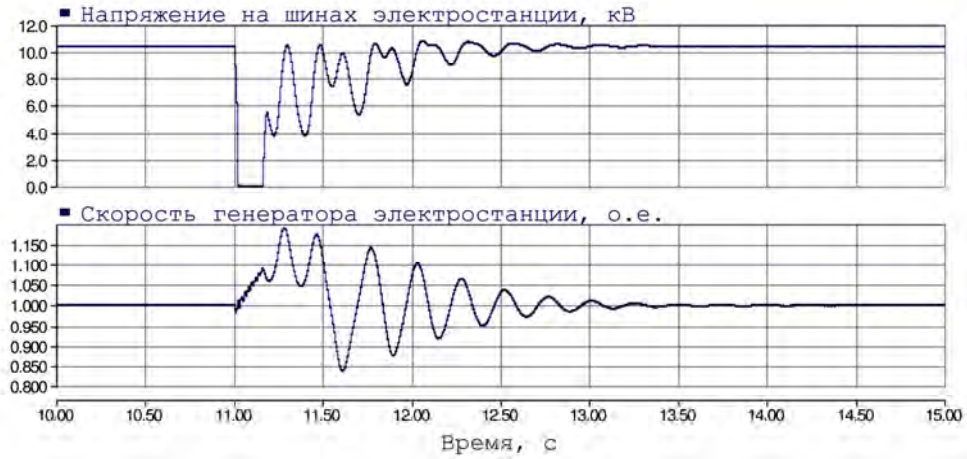


Рисунок В.3 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0{,}16\ c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

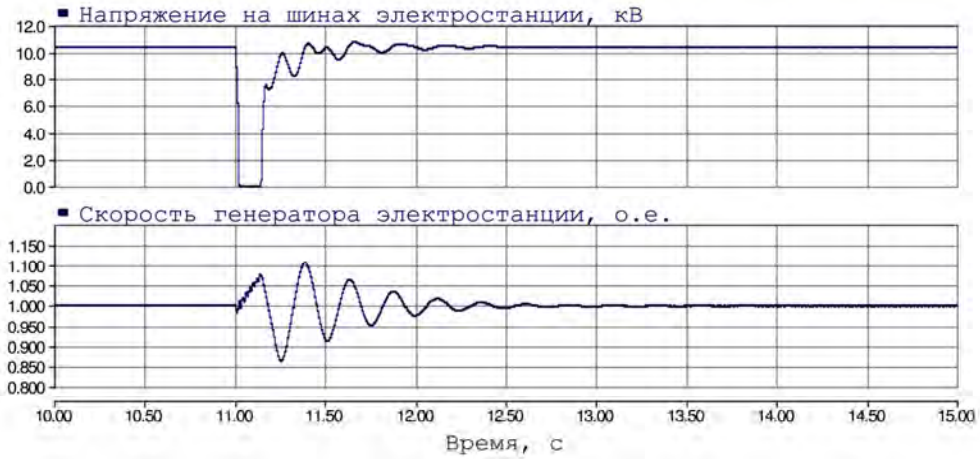


Рисунок В.4 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0{,}14\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

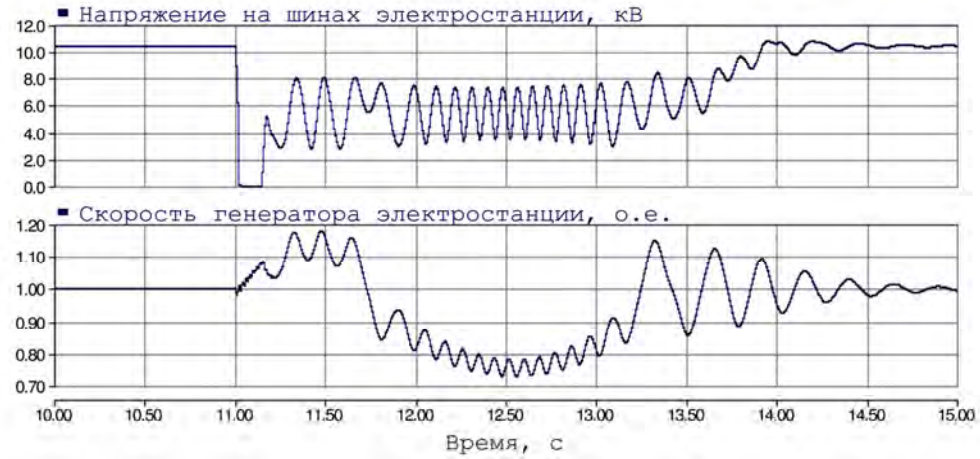


Рисунок В.5 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0{,}16\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

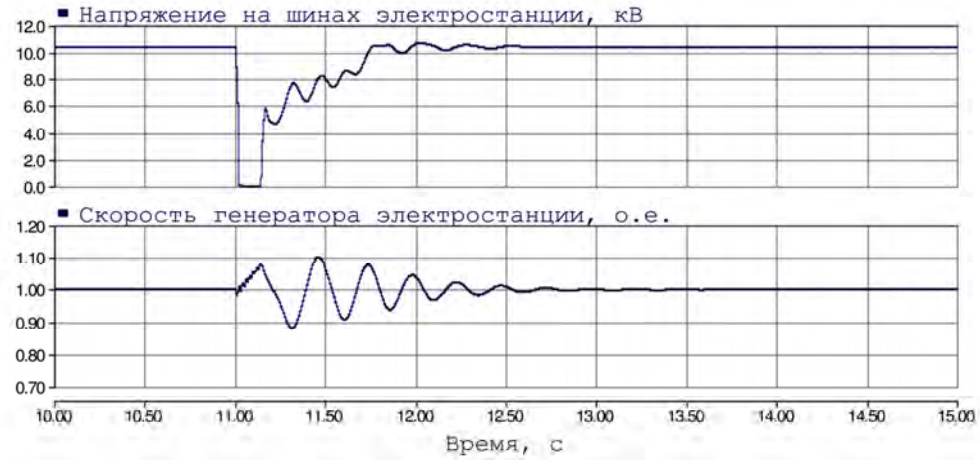


Рисунок В.6 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0{,}14\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

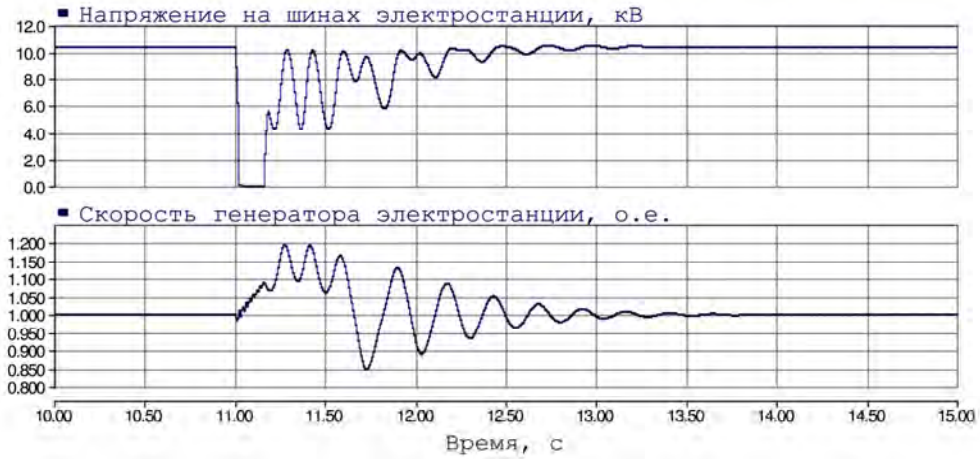


Рисунок В.7 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0{,}16\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается



Рисунок В.8 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0{,}14\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

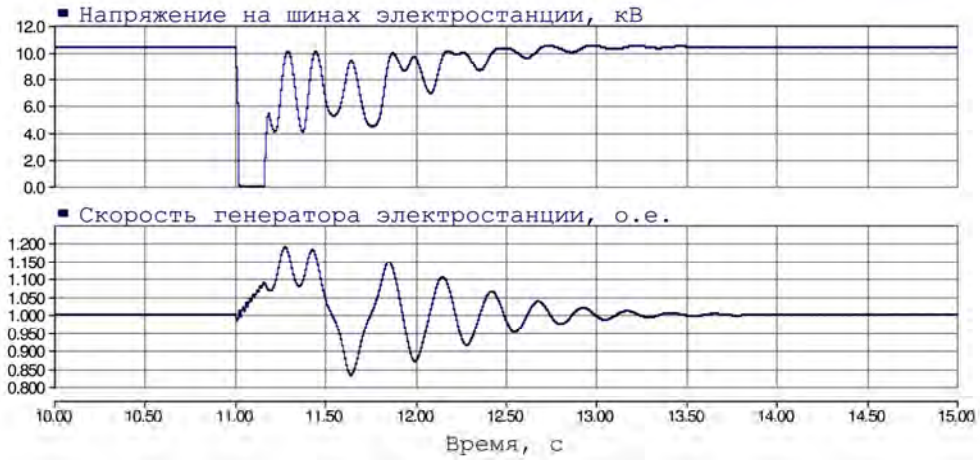


Рисунок В.9 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0{,}16\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается



Рисунок В.10 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0{,}14\ c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

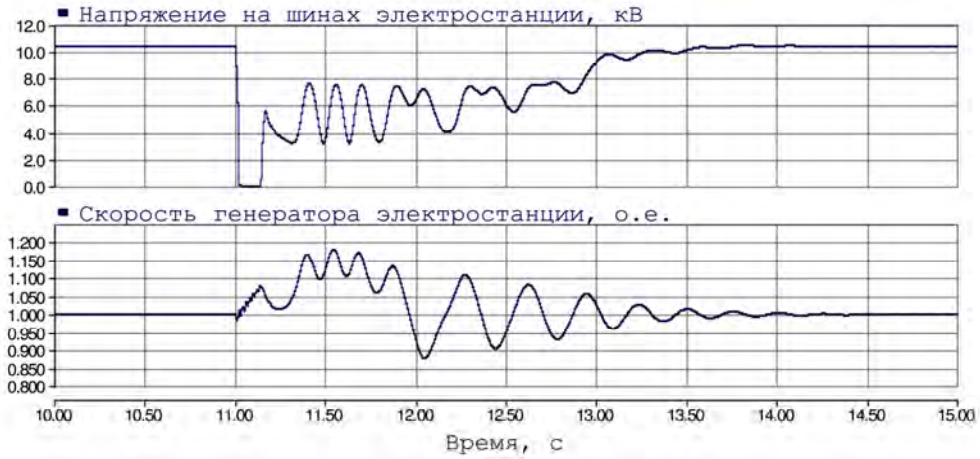


Рисунок В.11 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0{,}14\ c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

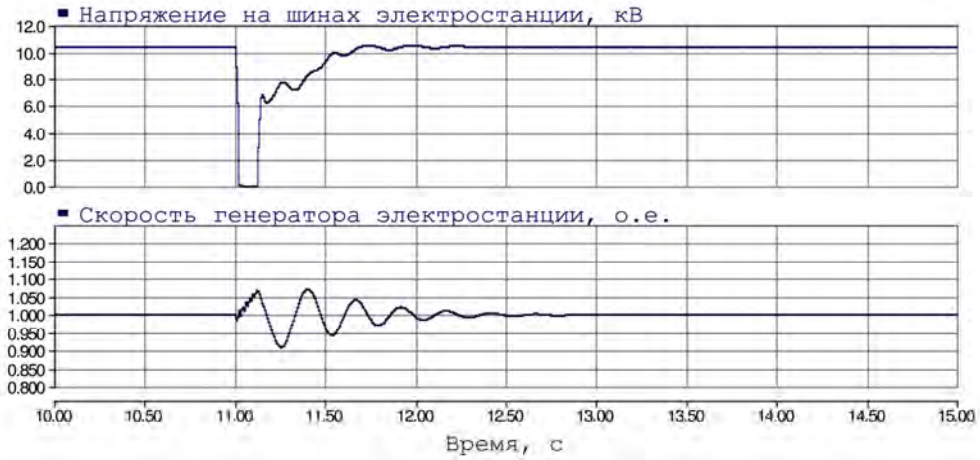


Рисунок В.12 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0{,}12\ c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

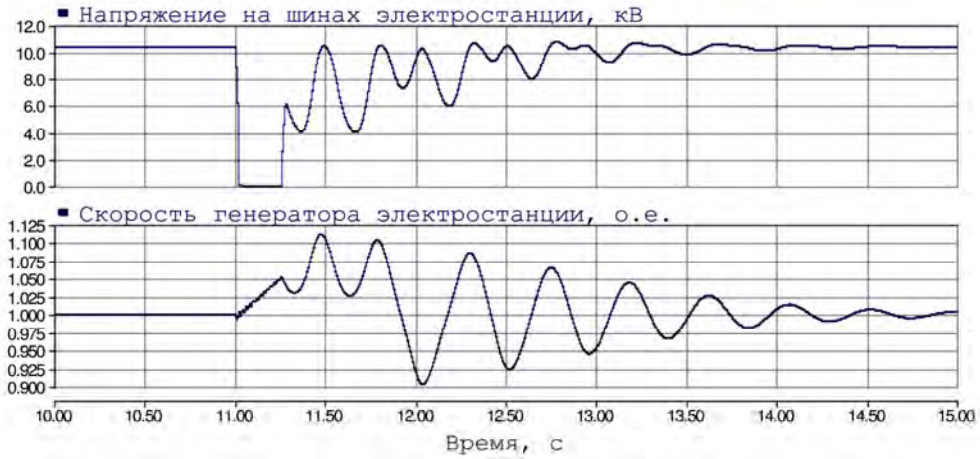


Рисунок В.13 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,26\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается



Рисунок В.14 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,24\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

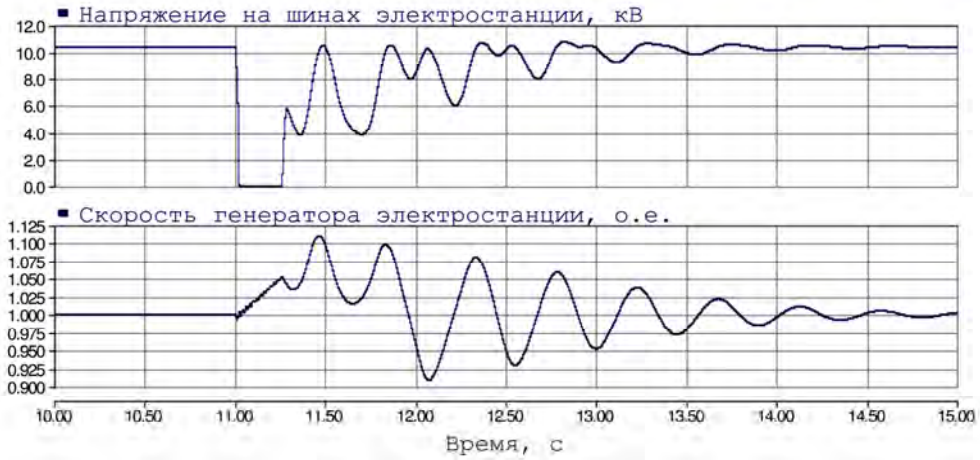


Рисунок В.15 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,26\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

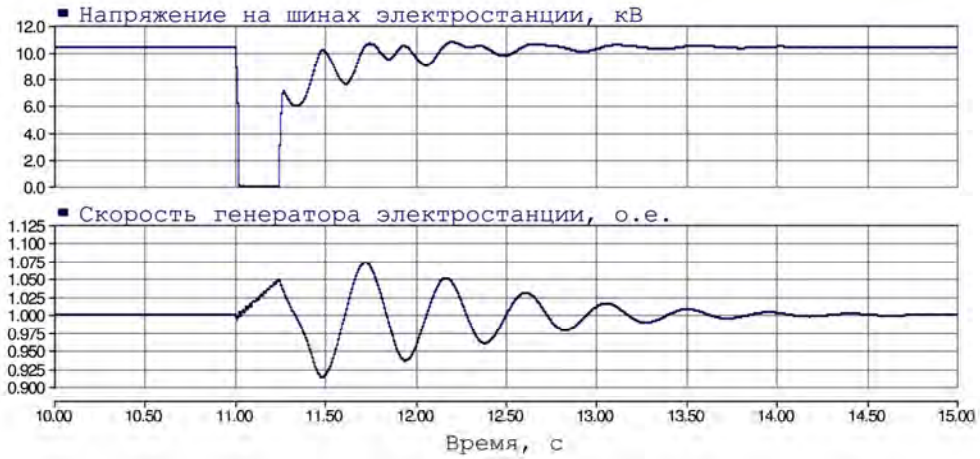


Рисунок В.16 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,24\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

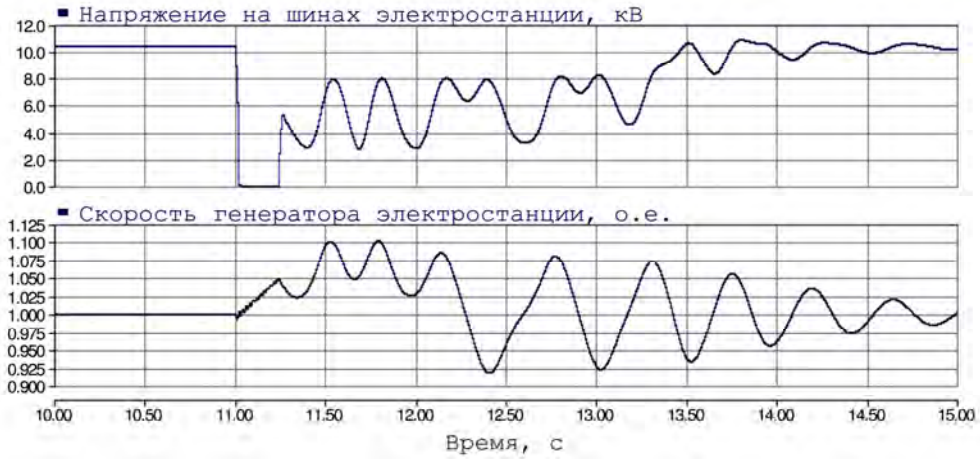


Рисунок В.17 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,24\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

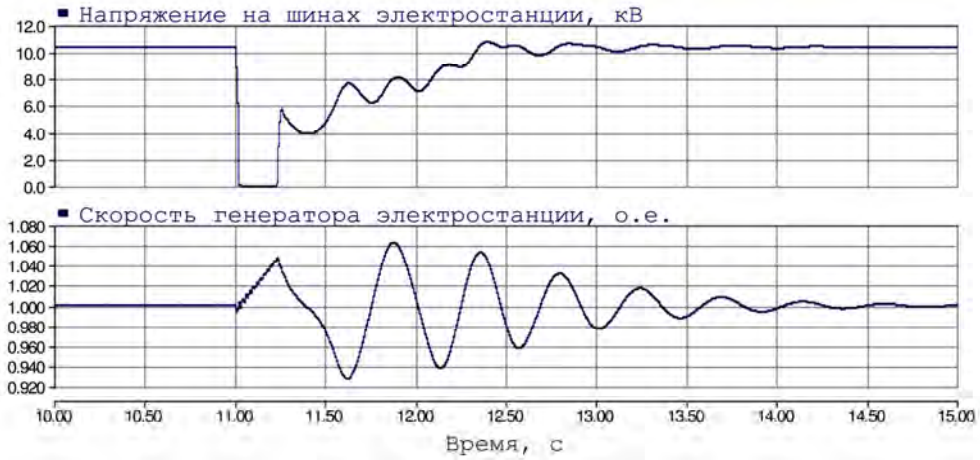


Рисунок В.18 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,22\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

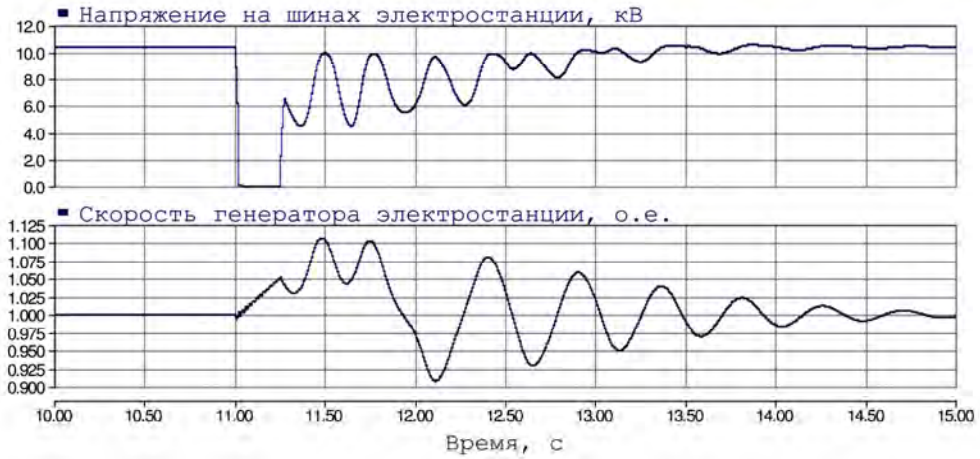


Рисунок В.19 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,26\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается



Рисунок В.20 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,24\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

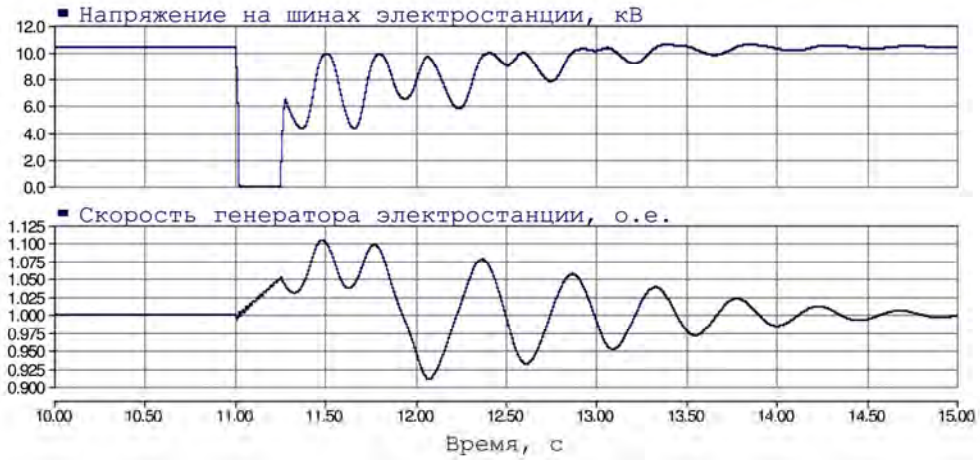


Рисунок В.21 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,26\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

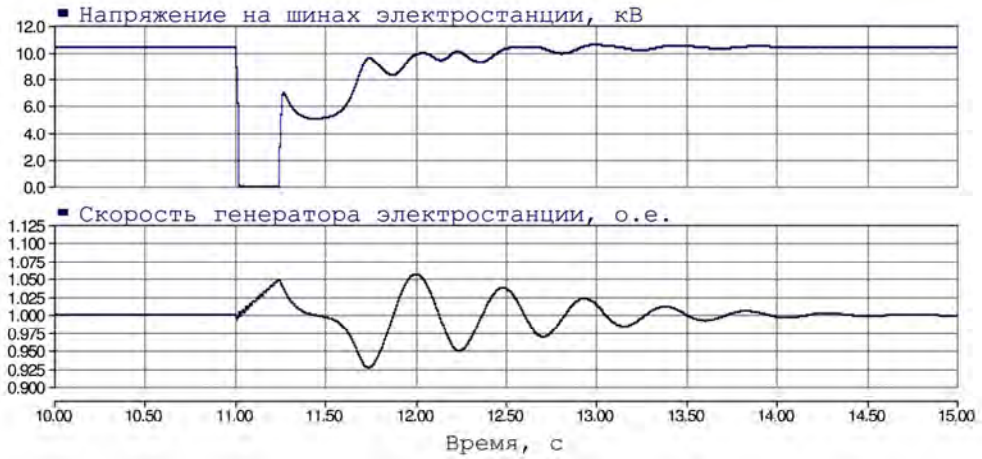


Рисунок В.22 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,24\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

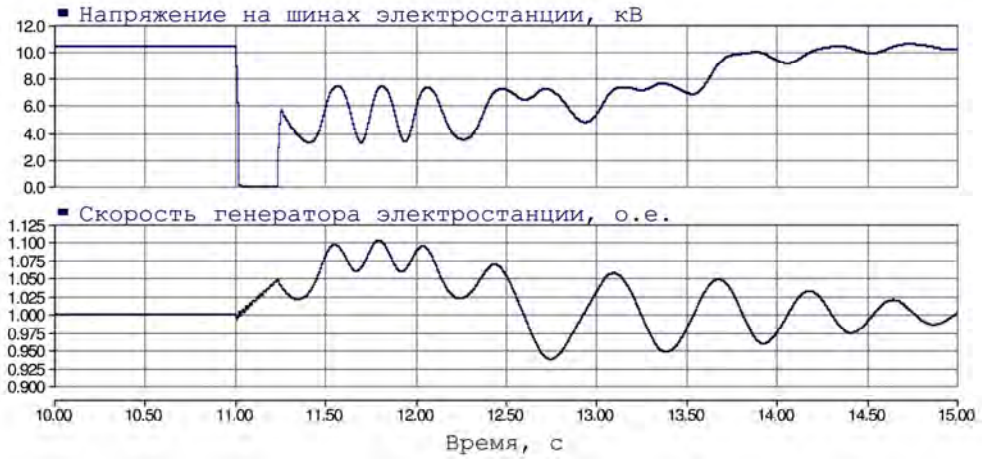


Рисунок В.23 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,24\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается



Рисунок В.24 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,22\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

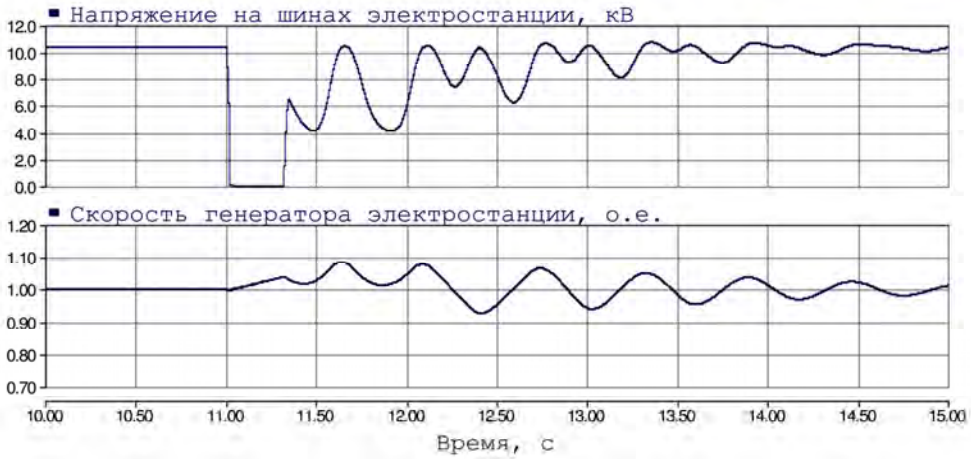


Рисунок В.25 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,32\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

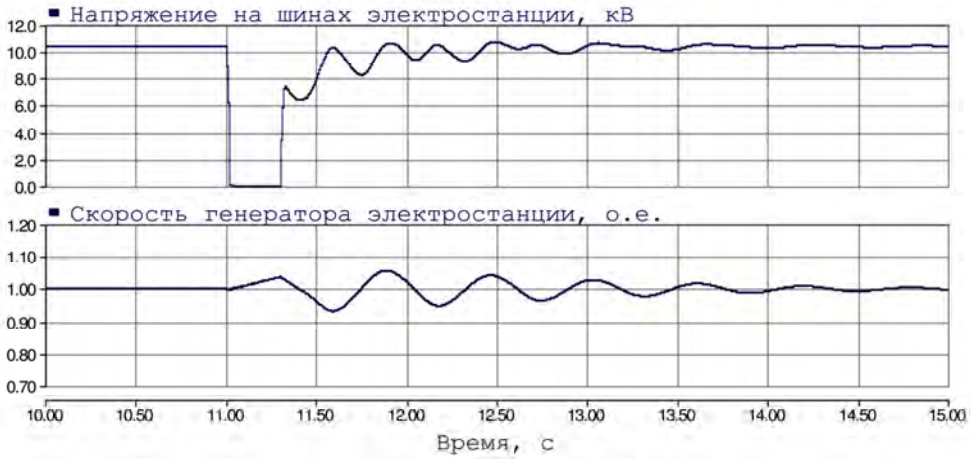


Рисунок В.26 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,3\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

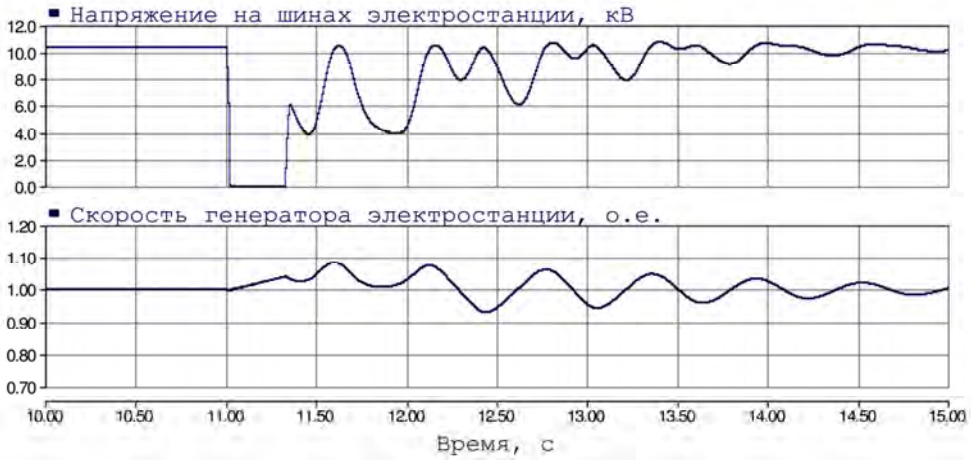


Рисунок В.27 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,32\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

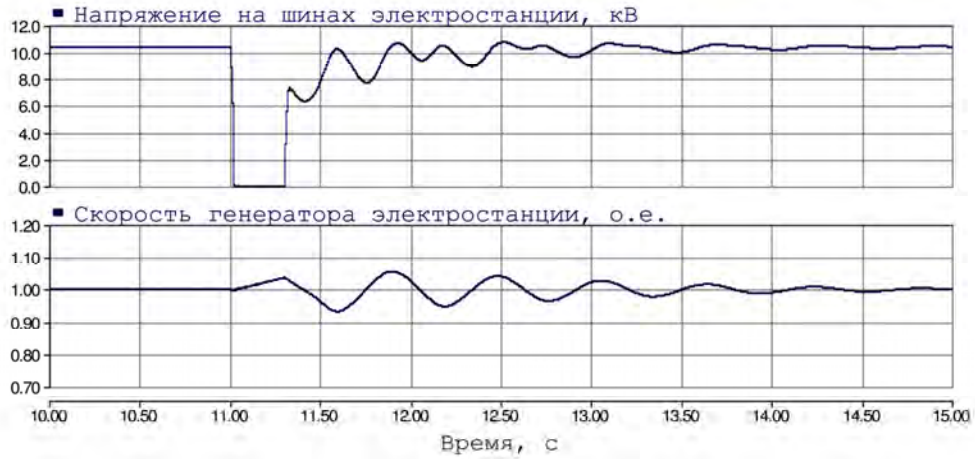


Рисунок В.28 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,3\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

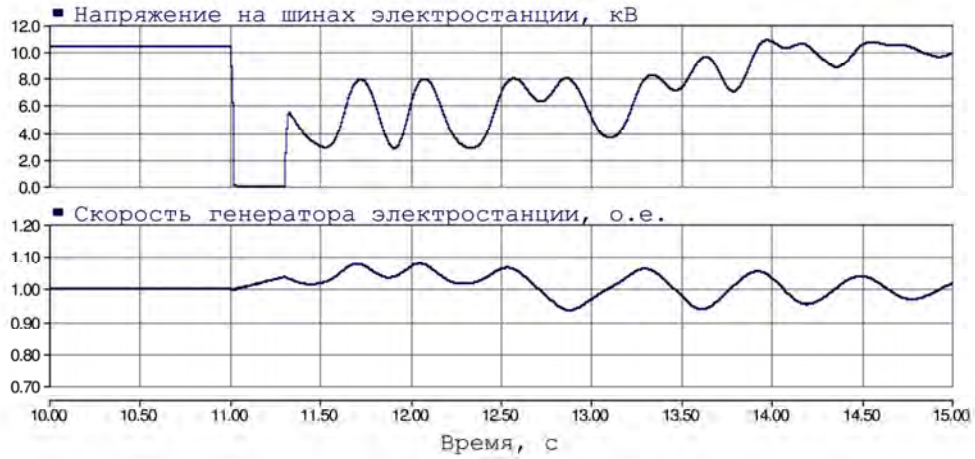


Рисунок В.29 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,3\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается



Рисунок В.30 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,28\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

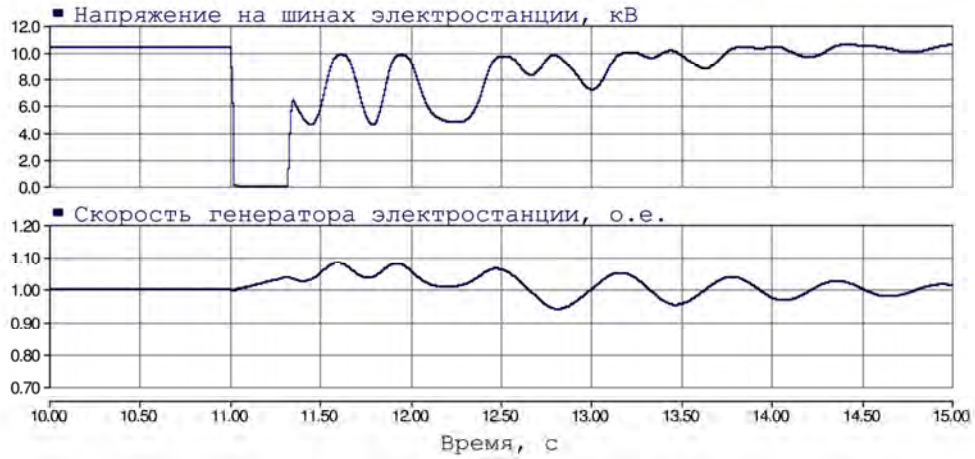


Рисунок В.31 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,32\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

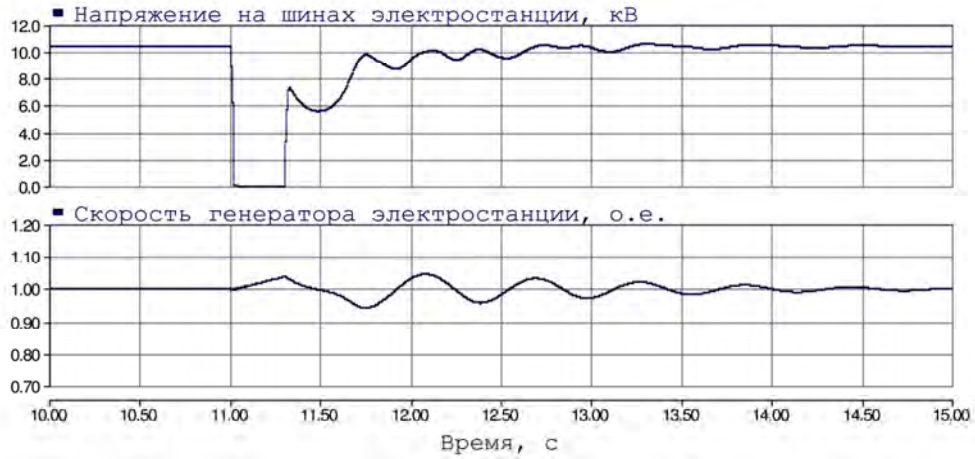


Рисунок В.32 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,3\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется



Рисунок В.33 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,32\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

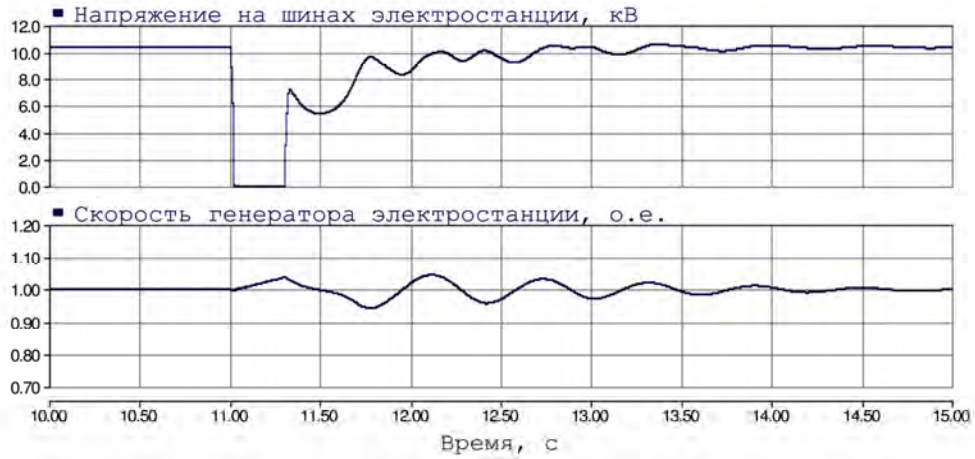


Рисунок В.34 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,3\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

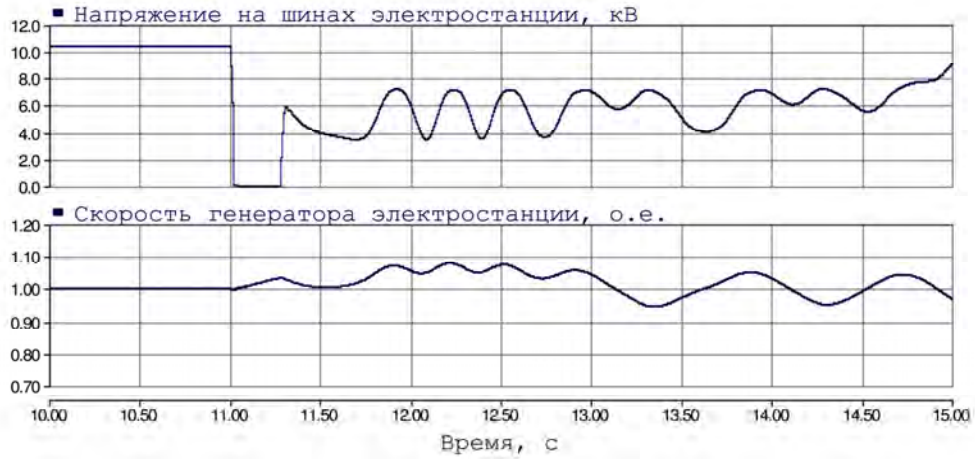


Рисунок В.35 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,28\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

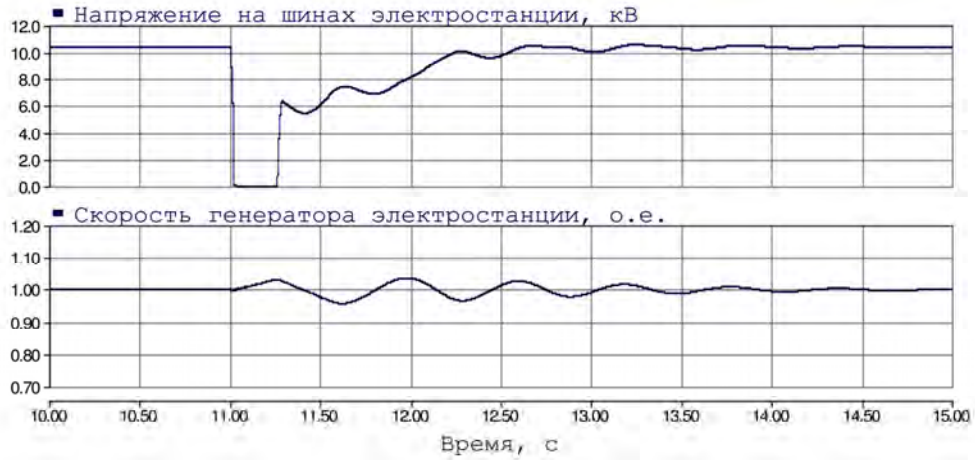


Рисунок В.36 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в мощной сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,26\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

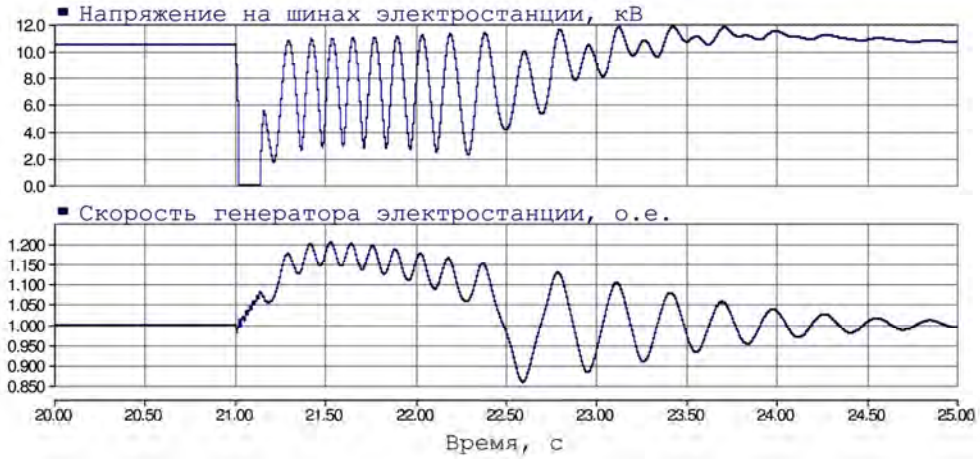


Рисунок В.37 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0{,}14\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

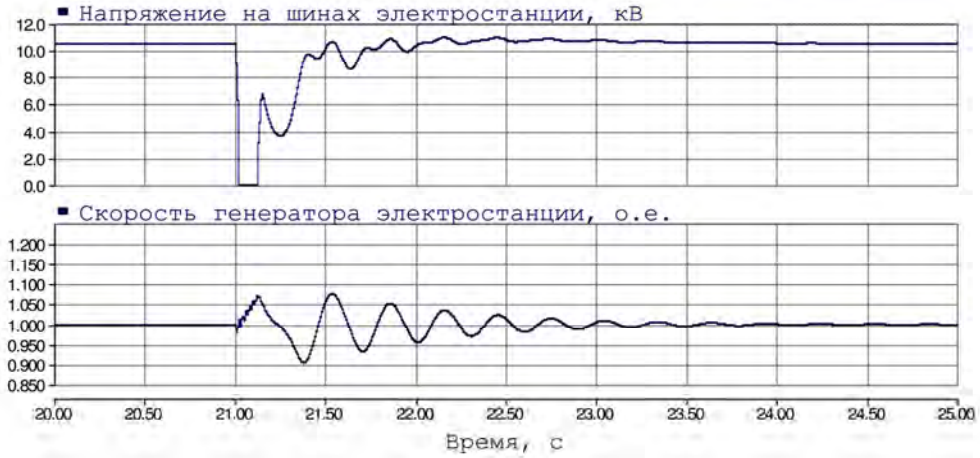


Рисунок В.38 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0{,}12\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

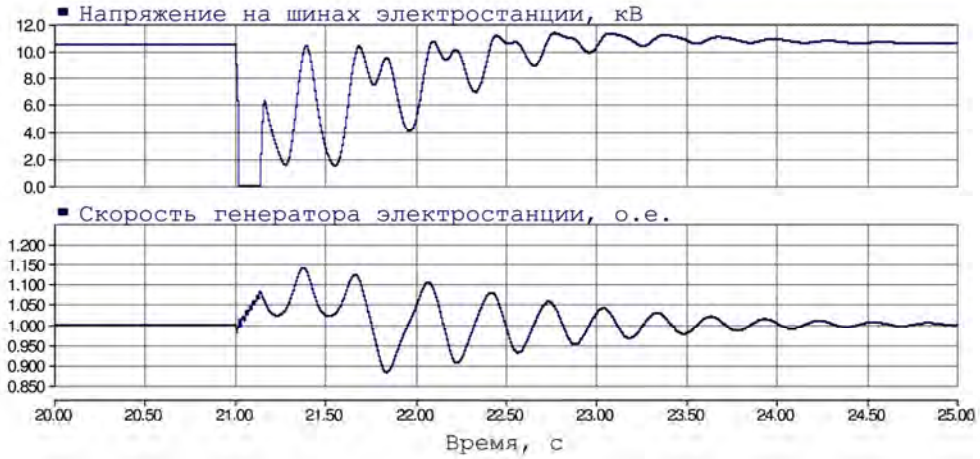


Рисунок В.39 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0{,}14\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

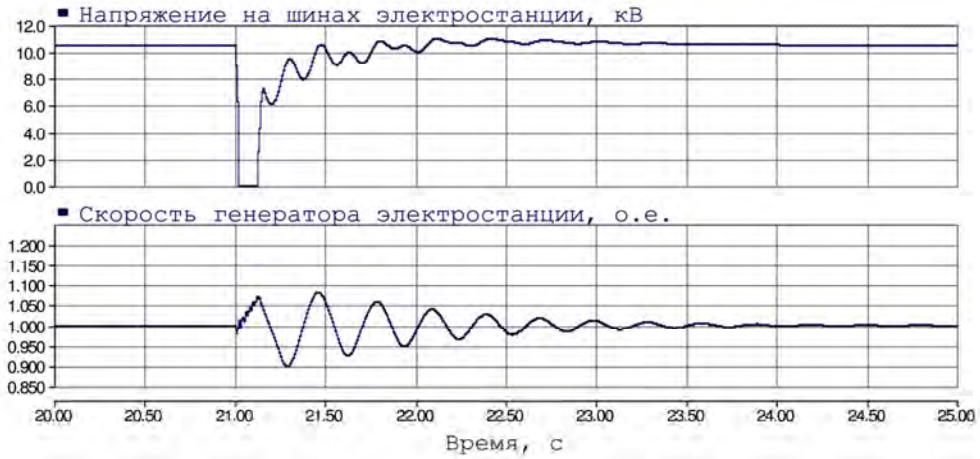


Рисунок В.40 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0{,}12\ c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

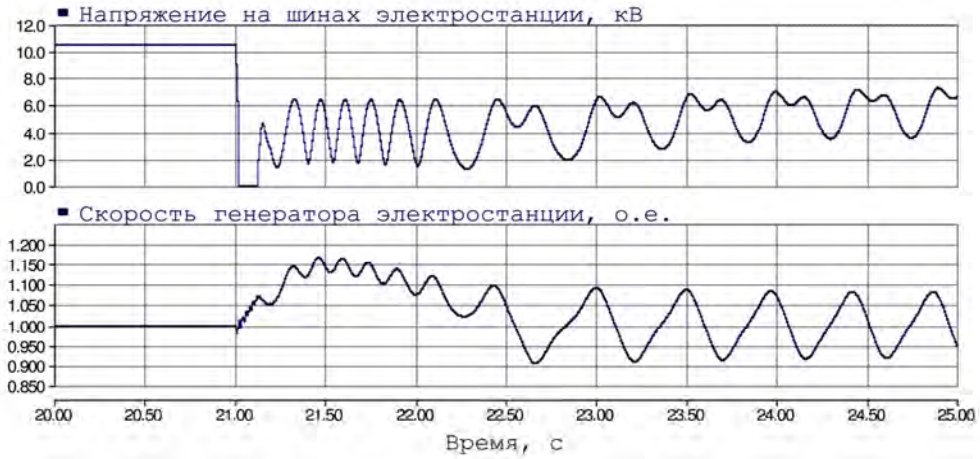


Рисунок В.41 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0{,}12\ c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

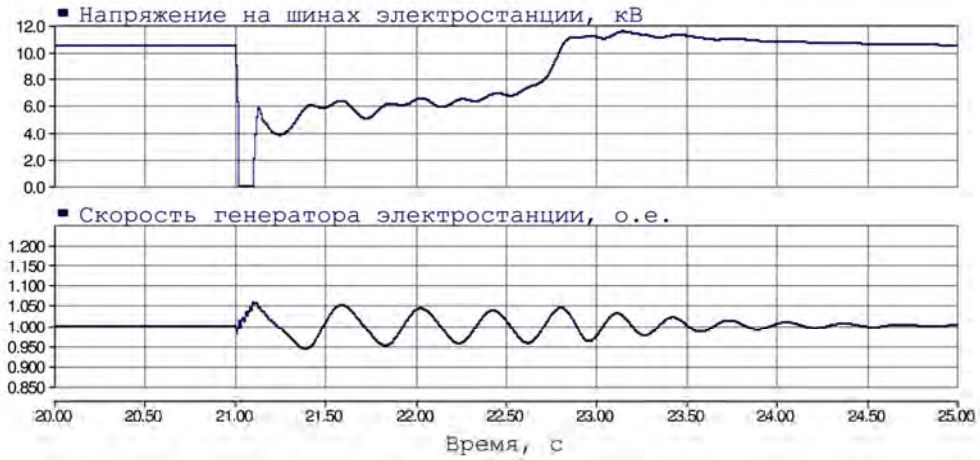


Рисунок В.42 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0{,}1\ c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

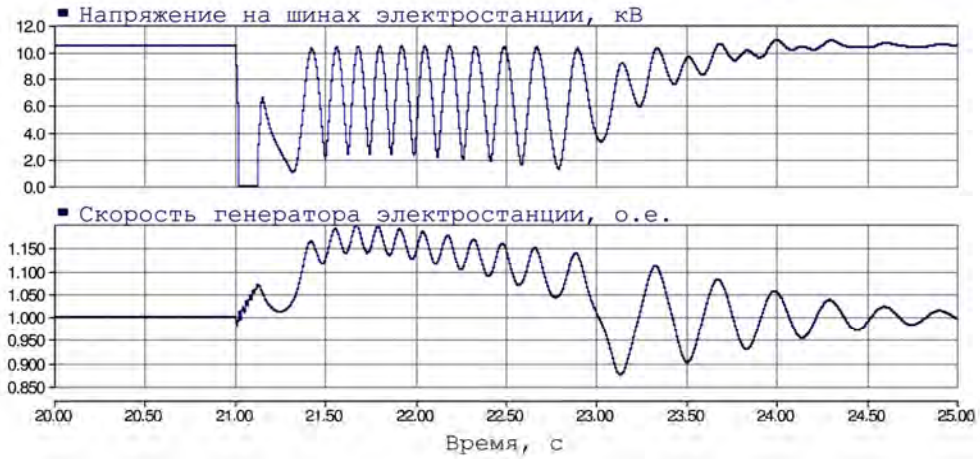


Рисунок В.43 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0{,}12\ c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

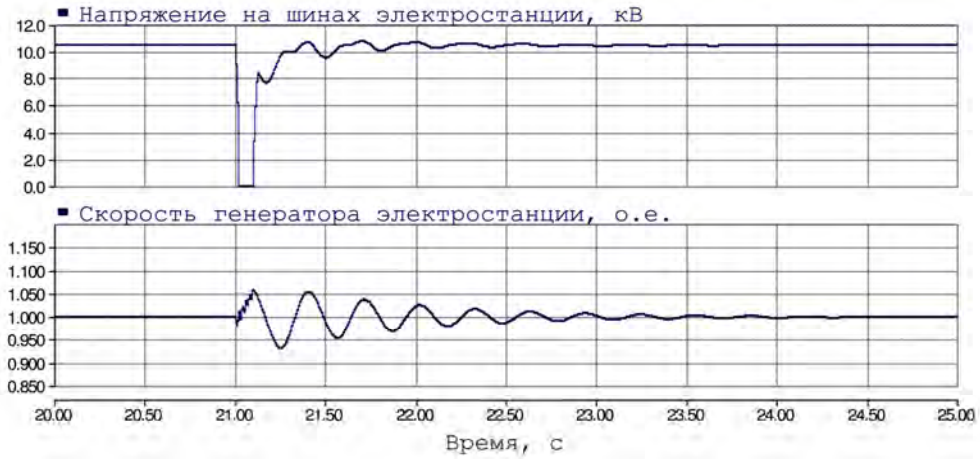


Рисунок В.44 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0{,}10\ c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

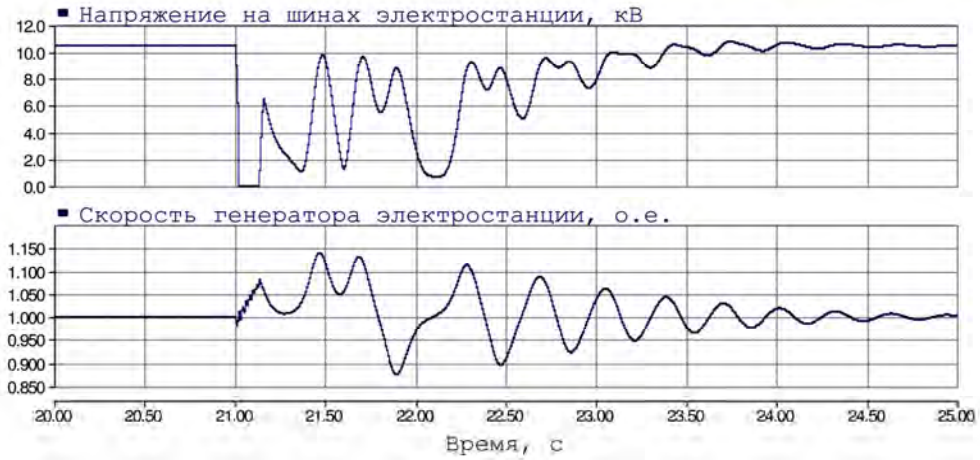


Рисунок В.45 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0{,}14\ c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

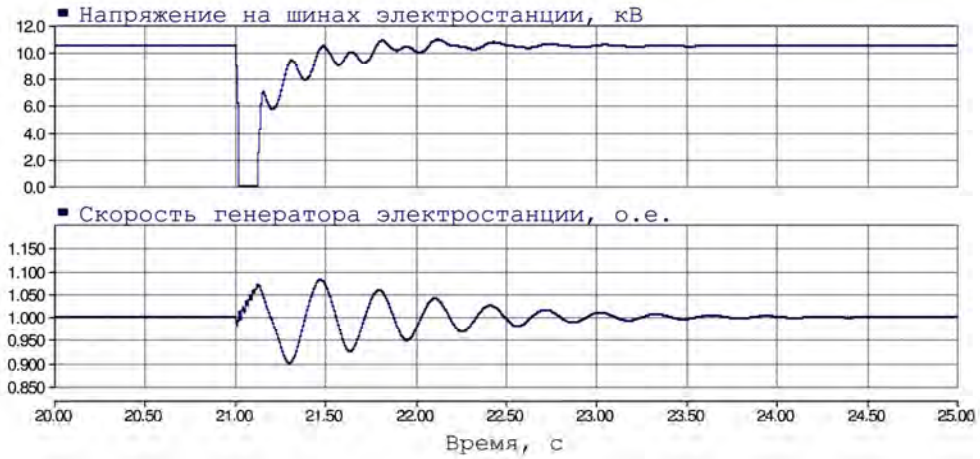


Рисунок В.46 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0{,}12\ c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

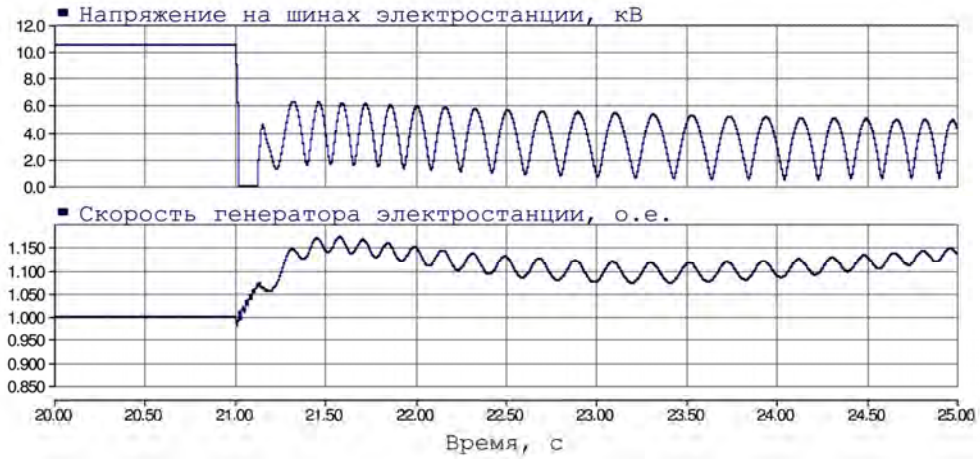


Рисунок В.47 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0{,}12\ c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

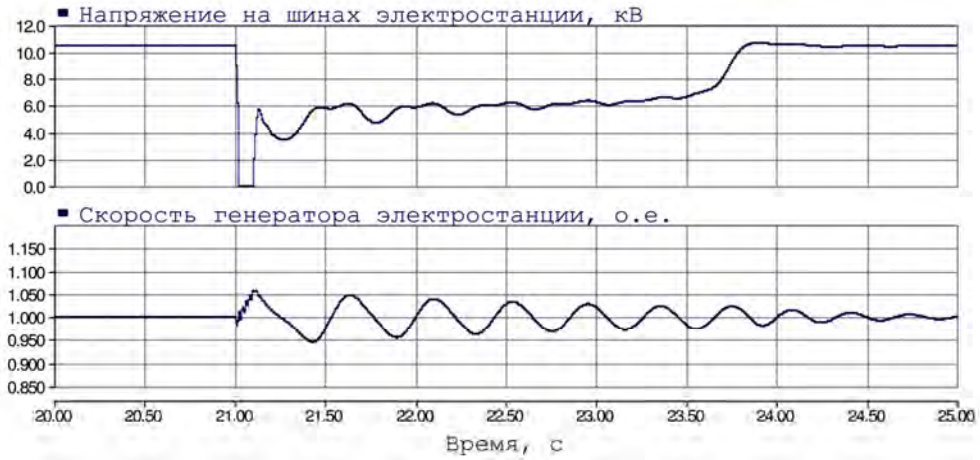


Рисунок В.48 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 1c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0{,}1\ c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

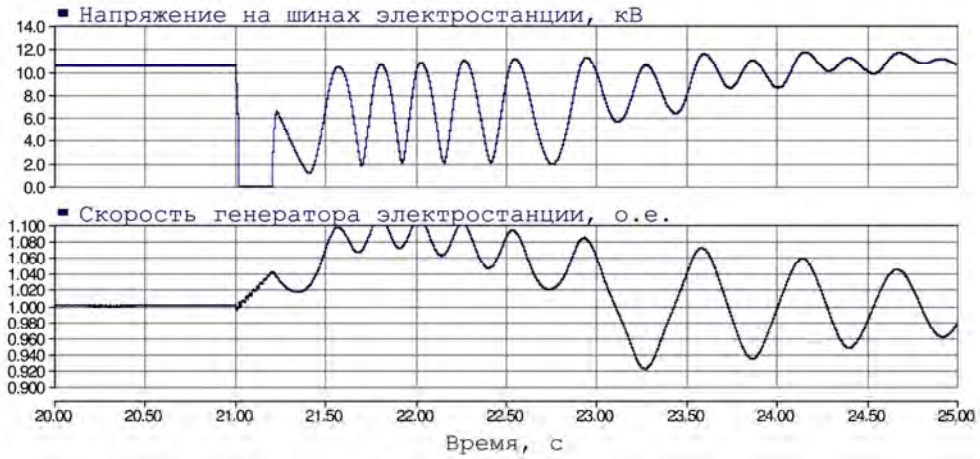


Рисунок В.49 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,2\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

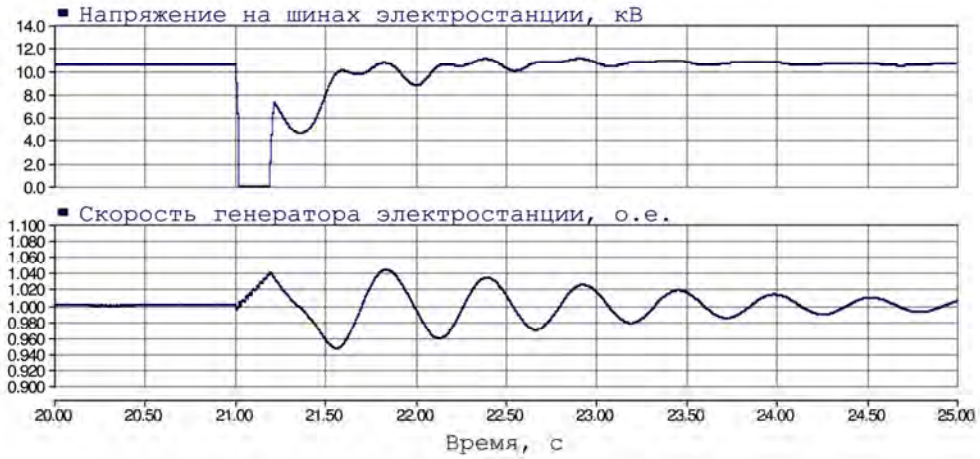


Рисунок В.50 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,18\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

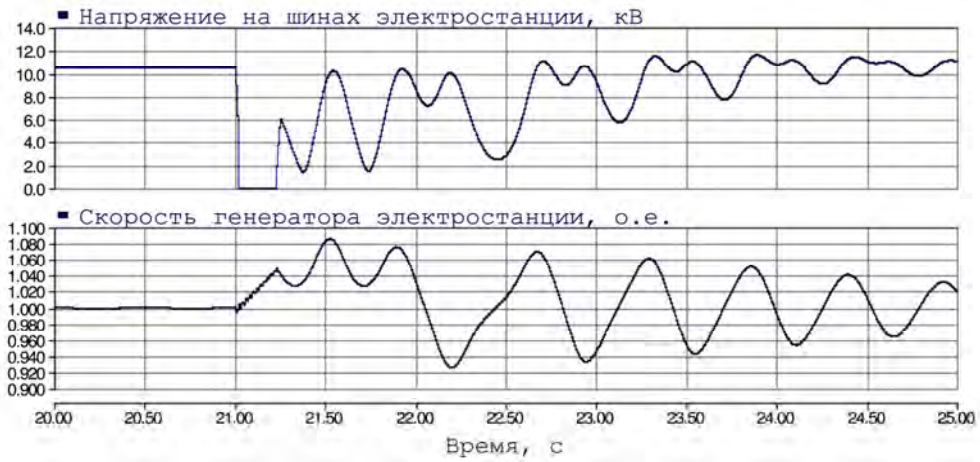


Рисунок В.51 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,22\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

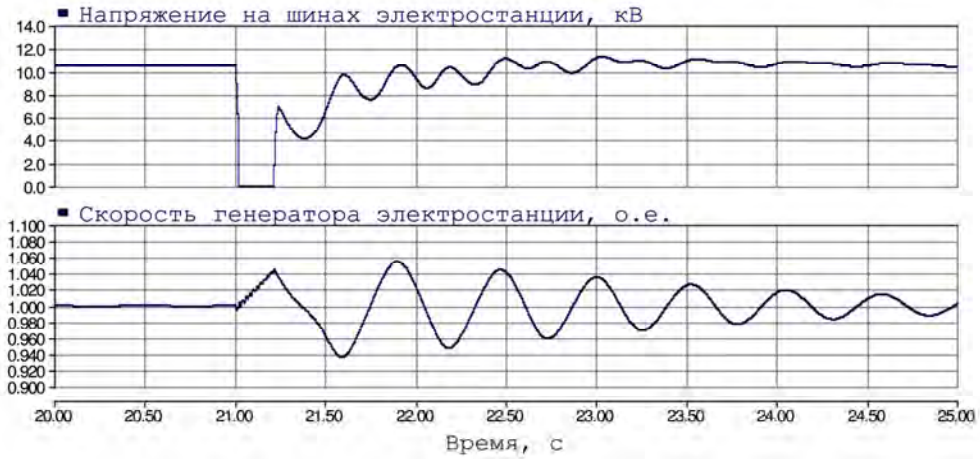


Рисунок В.52 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,20\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

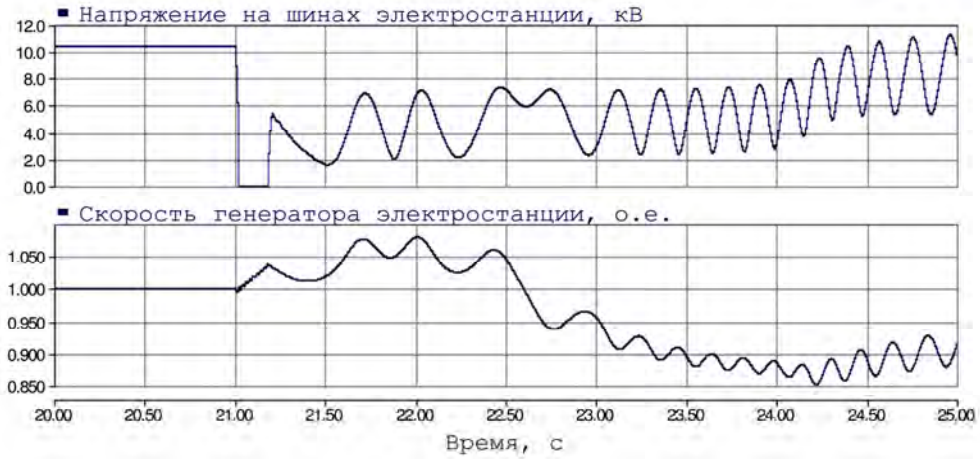


Рисунок В.53 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,18\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

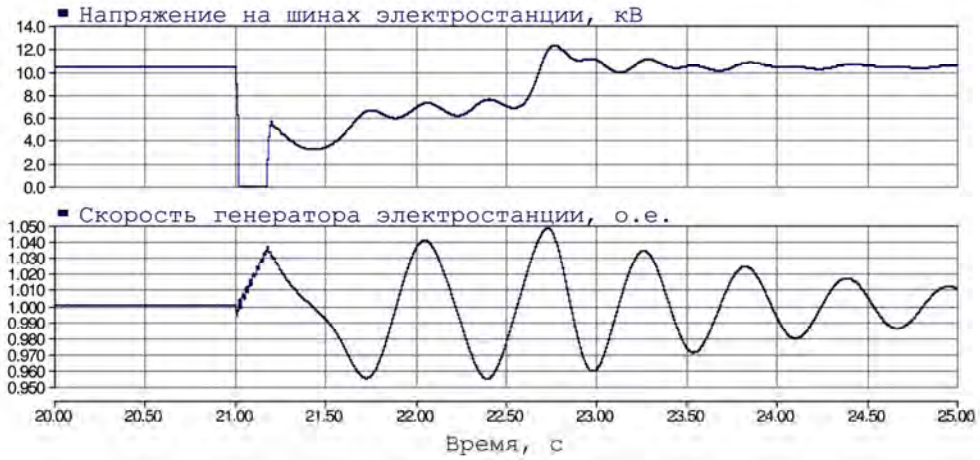


Рисунок В.54 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,16\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

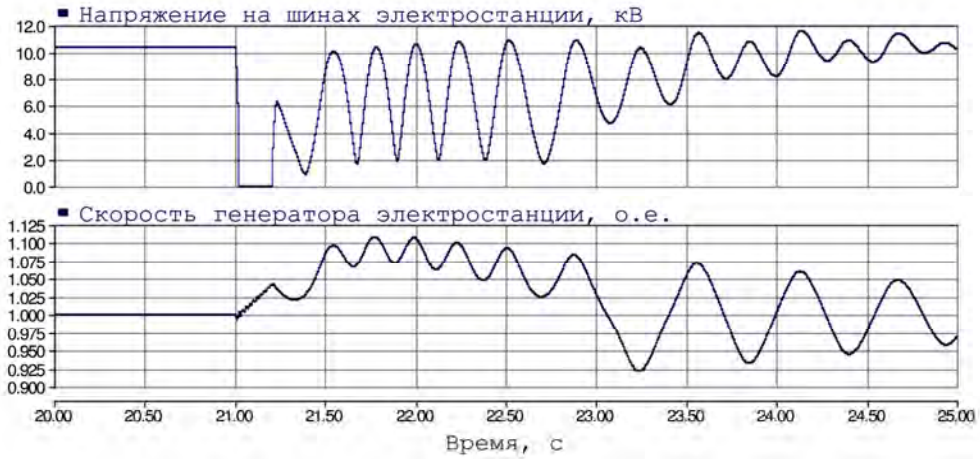


Рисунок В.55 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,2\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

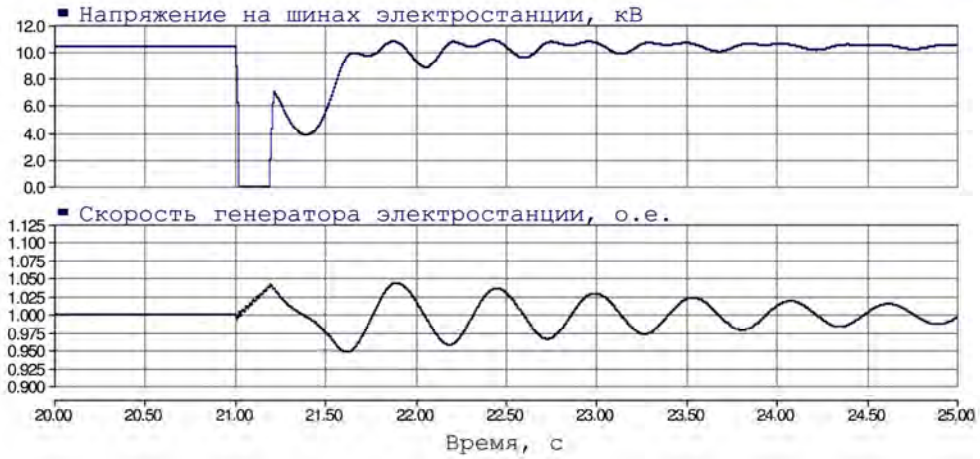


Рисунок В.56 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,18\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

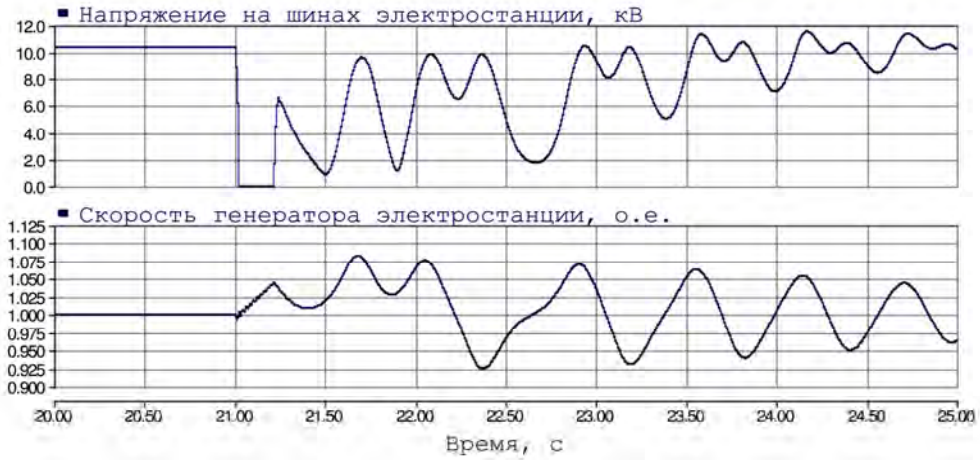


Рисунок В.57 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,22\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

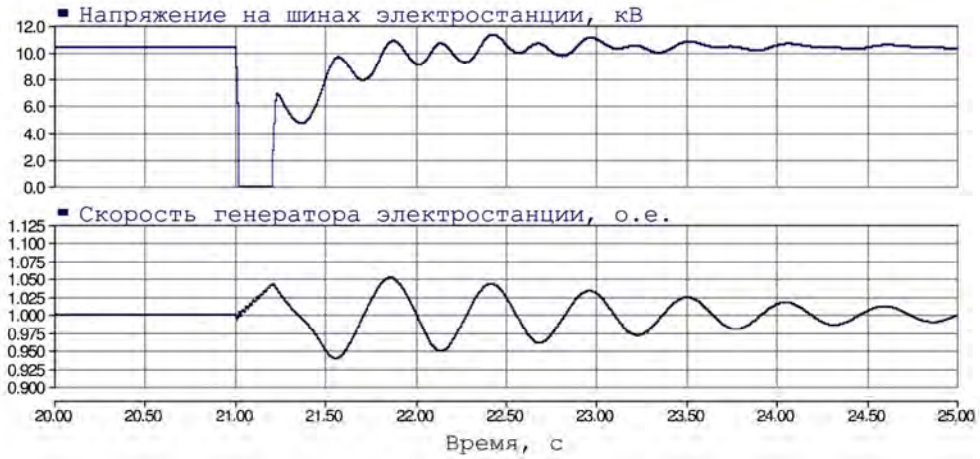


Рисунок В.58 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,20\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

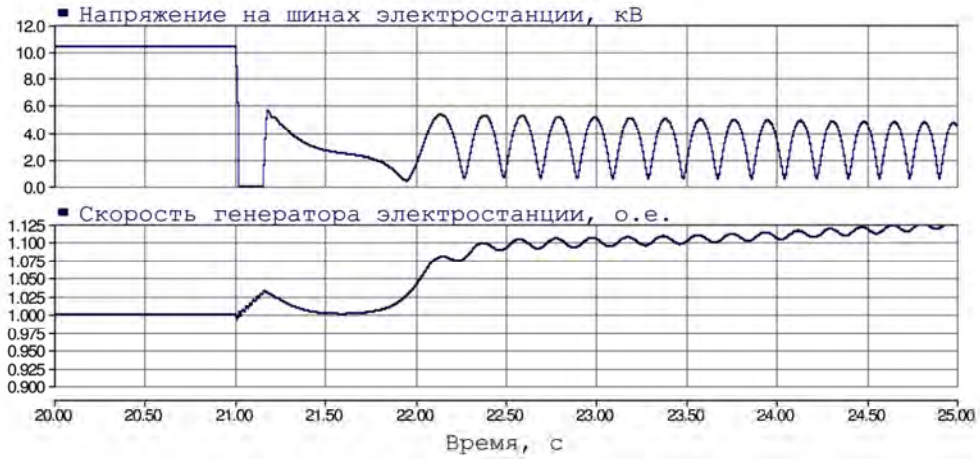


Рисунок В.59 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,16\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

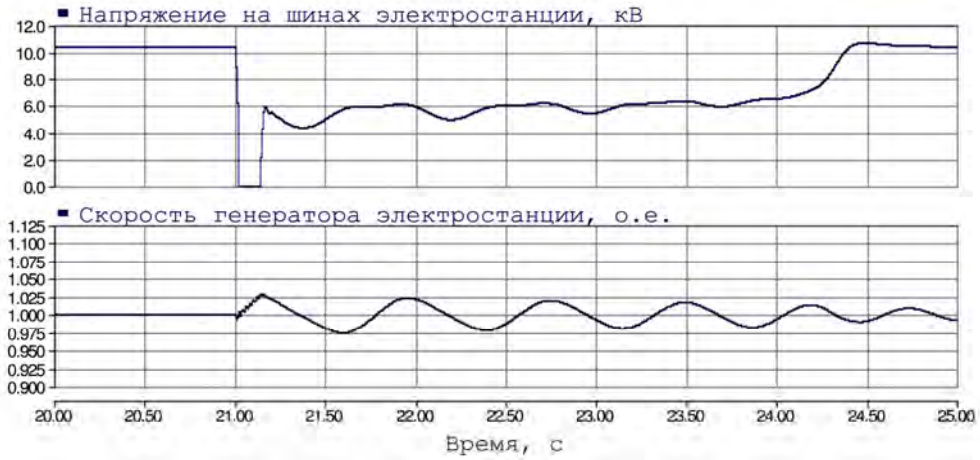


Рисунок В.60 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 3\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,14\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

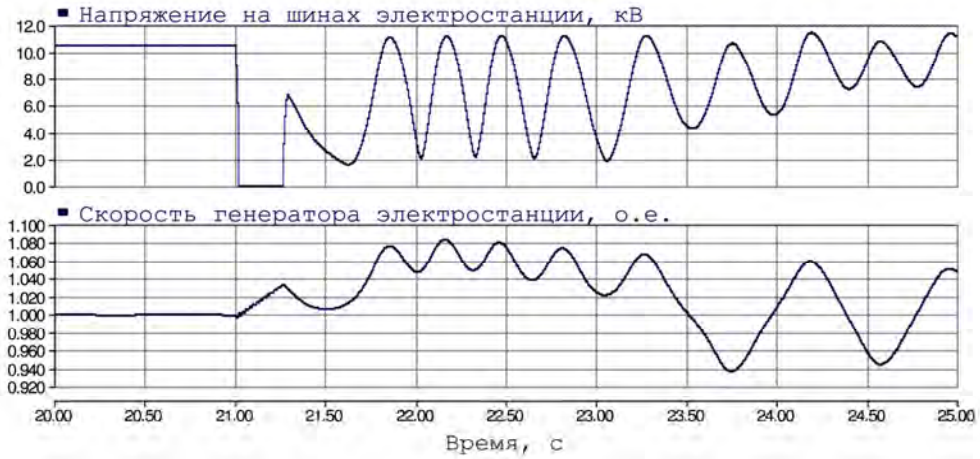


Рисунок В.61 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,26\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

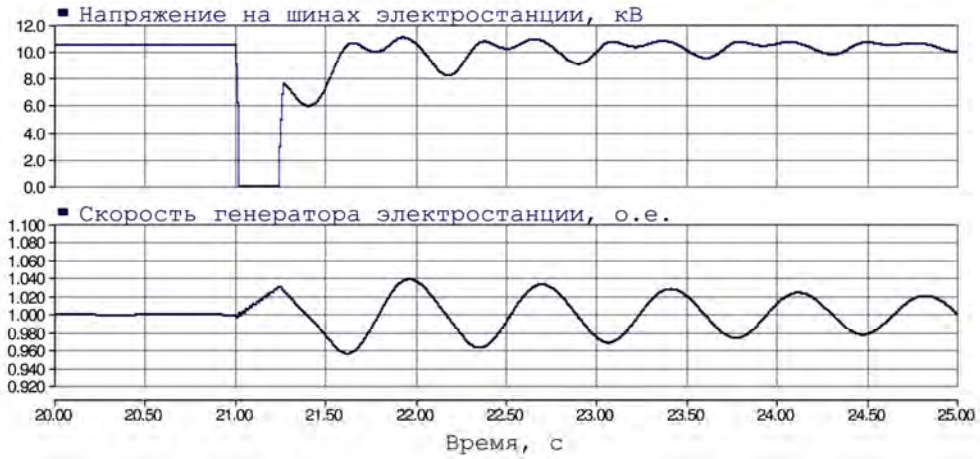


Рисунок В.62 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,24\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

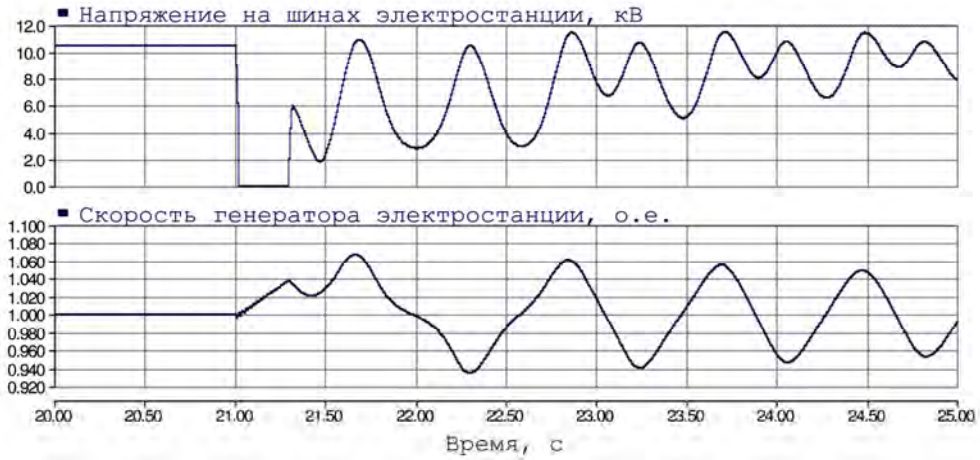


Рисунок В.63 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,28\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

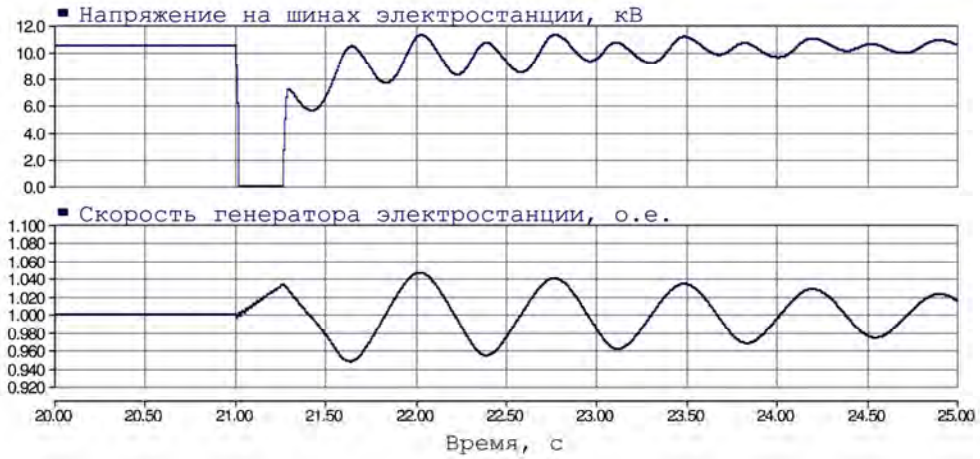


Рисунок В.64 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,26\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

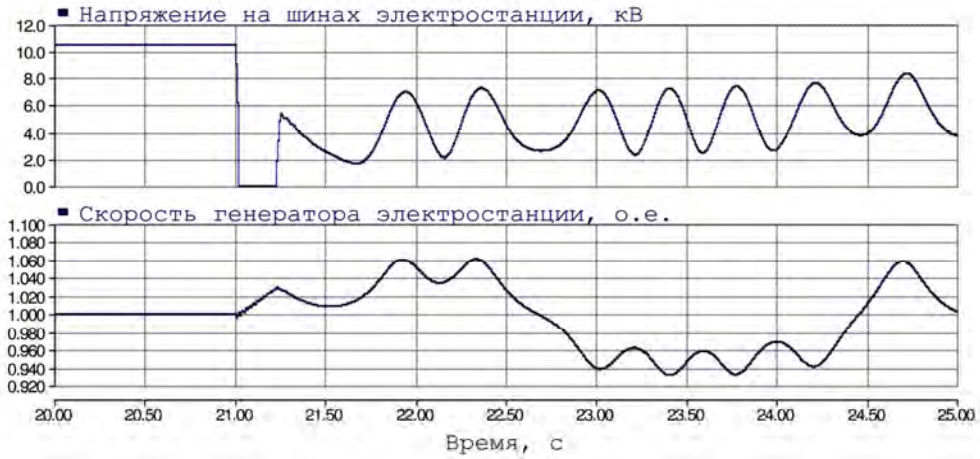


Рисунок В.65 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,24\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

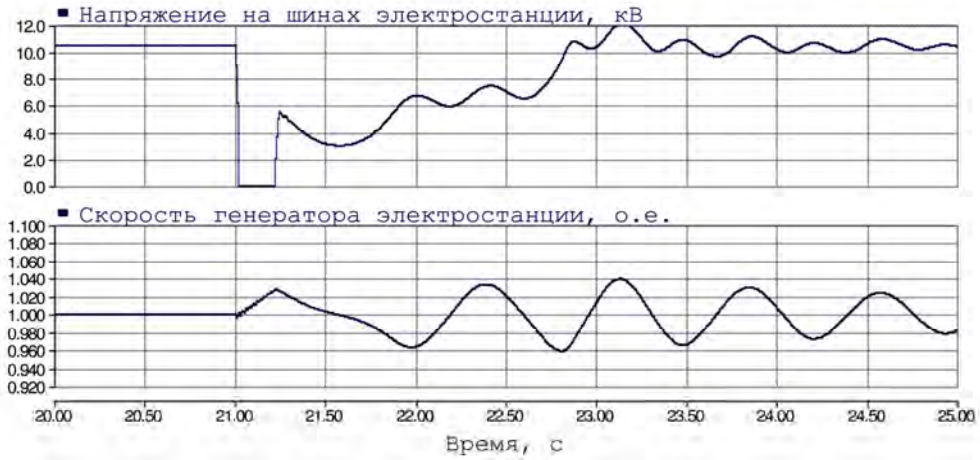


Рисунок В.66 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система независимого возбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,22\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

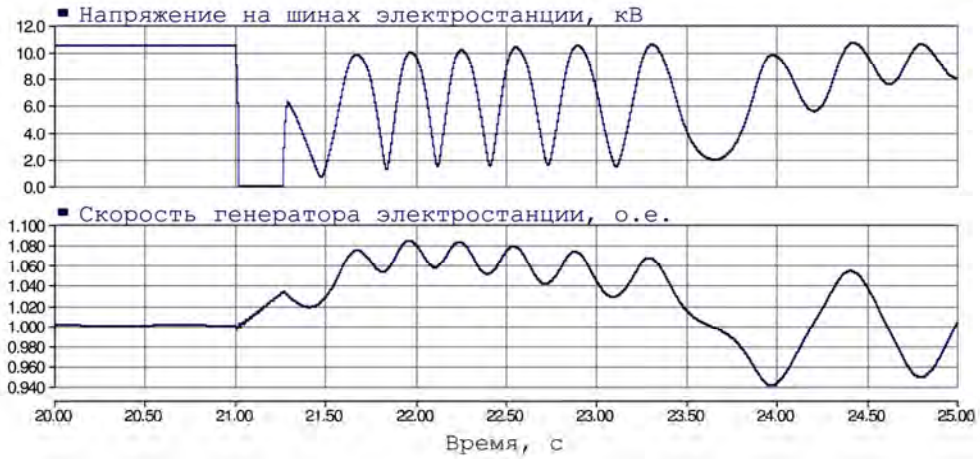


Рисунок В.67 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,26\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

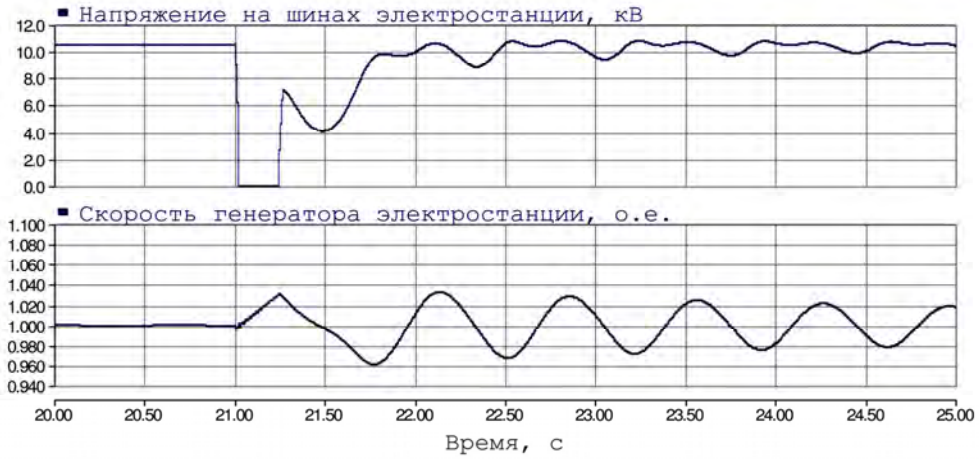


Рисунок В.68 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – отключена); $t_{КЗ} = 0,24\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

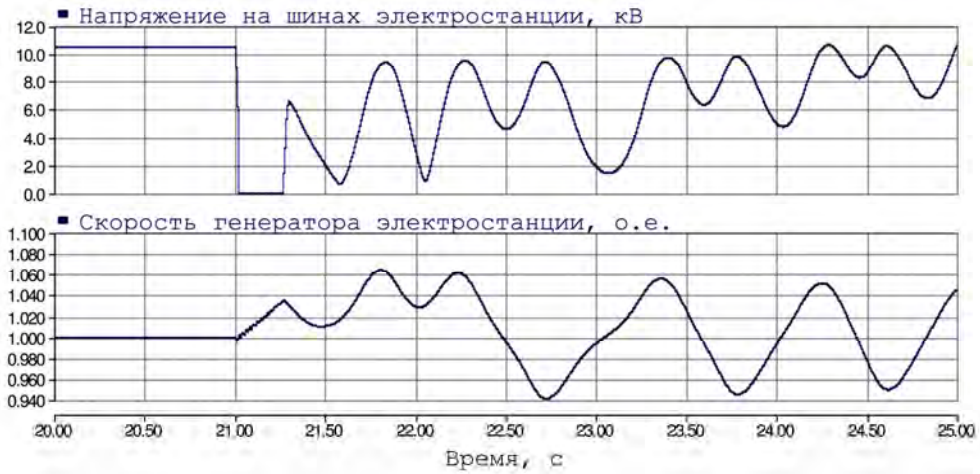


Рисунок В.69 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,26\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

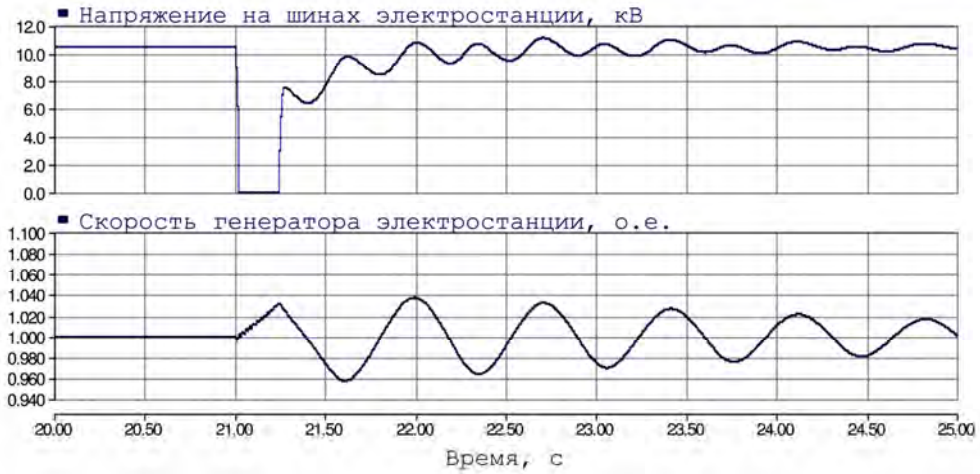


Рисунок В.70 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 0%); $t_{КЗ} = 0,24\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

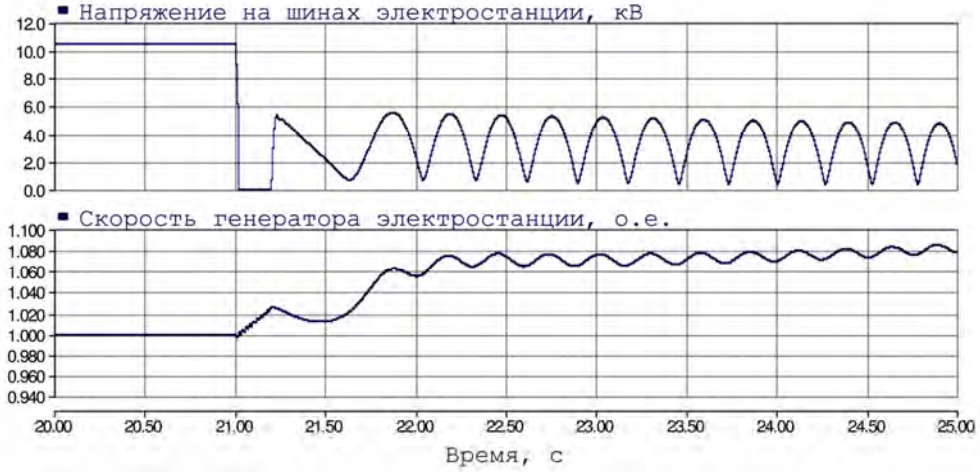


Рисунок В.71 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,18\,c$. Устойчивость генераторов электростанции нарушается

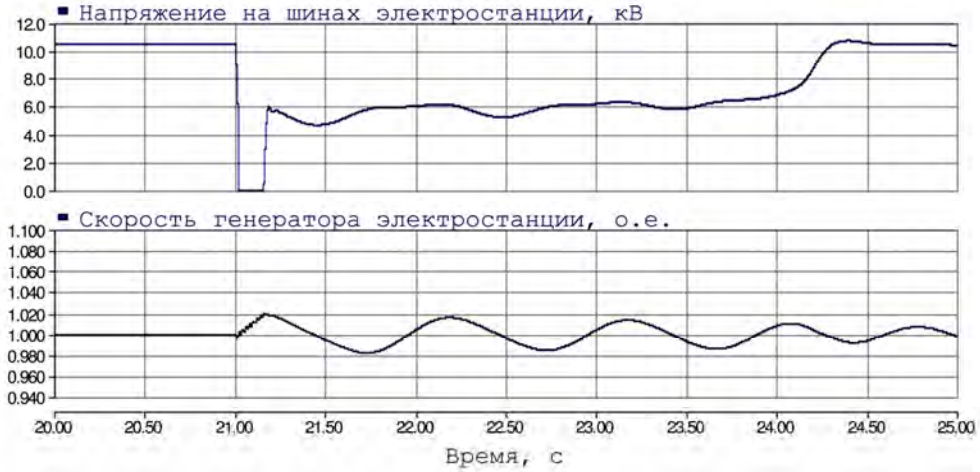


Рисунок В.72 – Графики переходных процессов при близком трёхфазном металлическом КЗ (электростанция в слабой сети; $T_J = 5\,c$, система самовозбуждения; нагрузка на шинах электростанции – включена; доля двигателей в составе нагрузки – 70%); $t_{КЗ} = 0,16\,c$. Устойчивость генераторов электростанции сохраняется

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И НАПРЯЖЕНИЯ

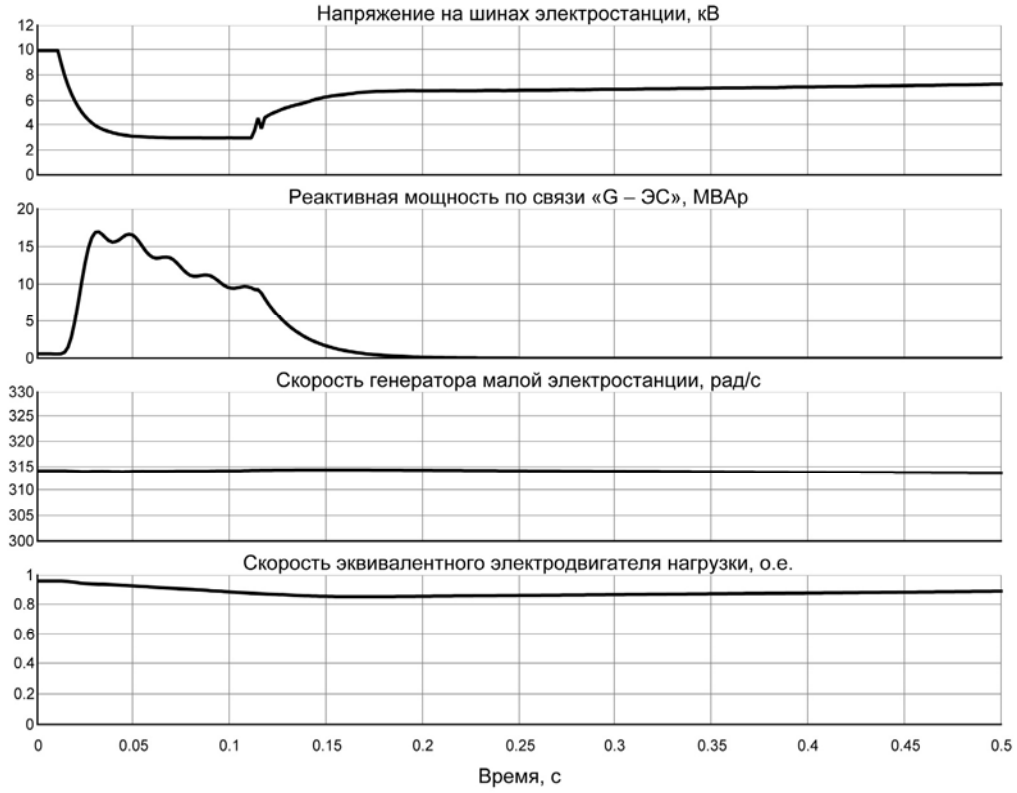


Рисунок Г.1

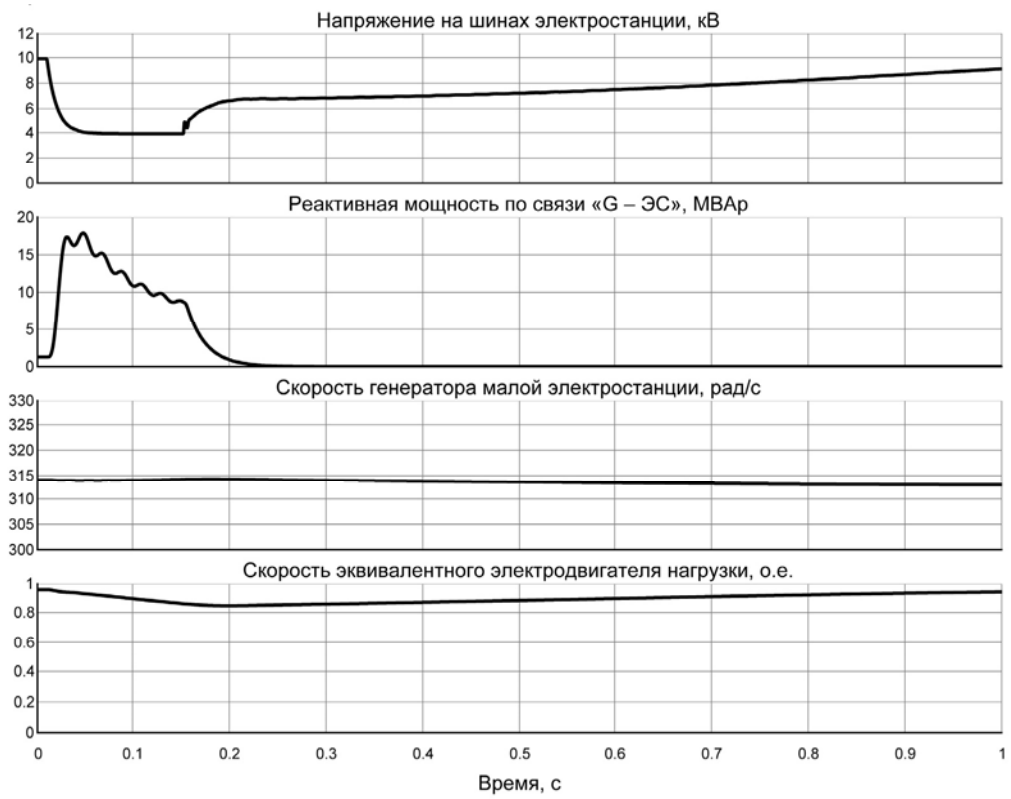


Рисунок Г.2

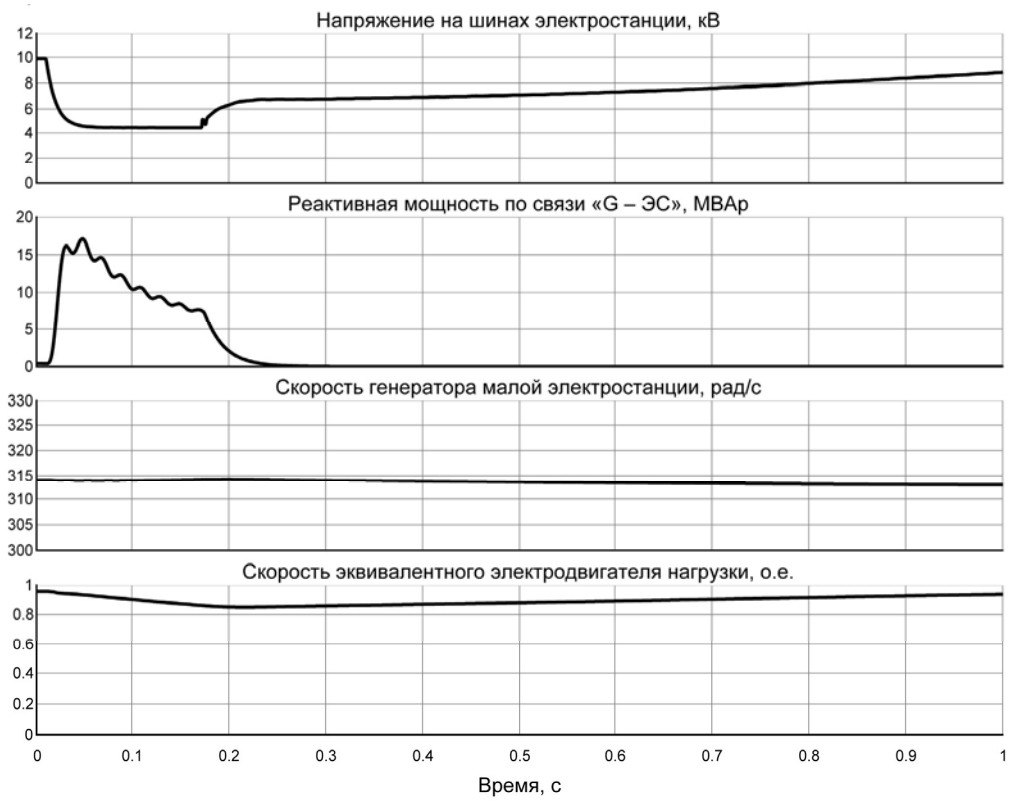


Рисунок Г.3

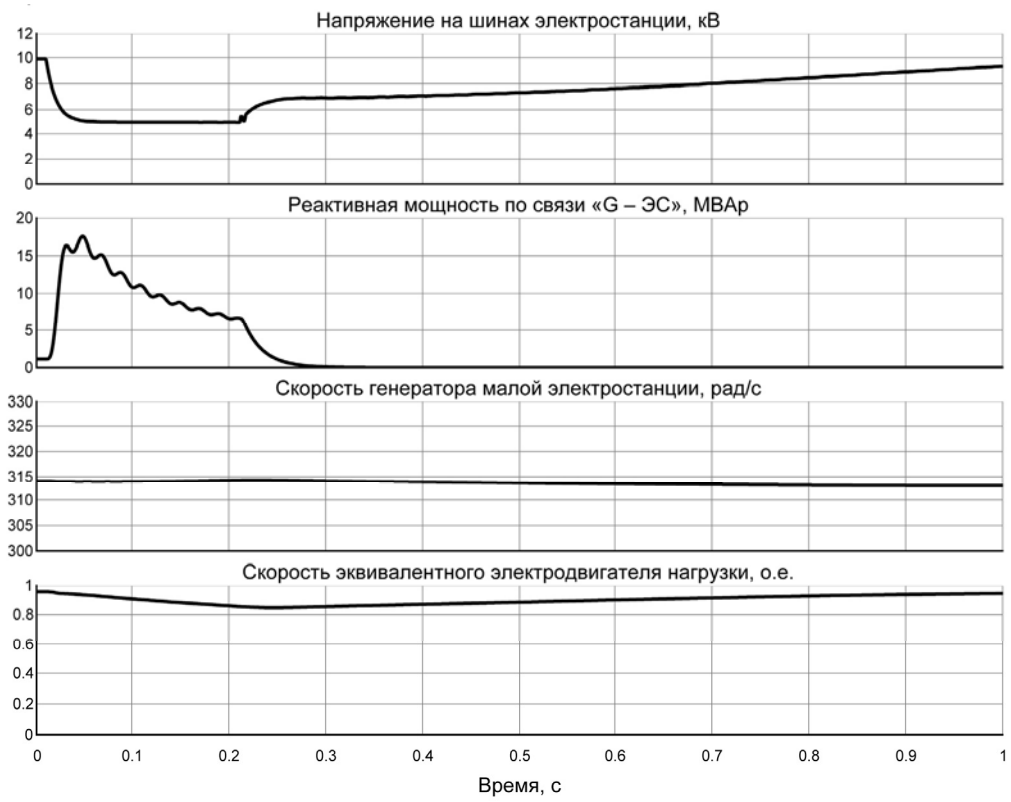


Рисунок Г.4

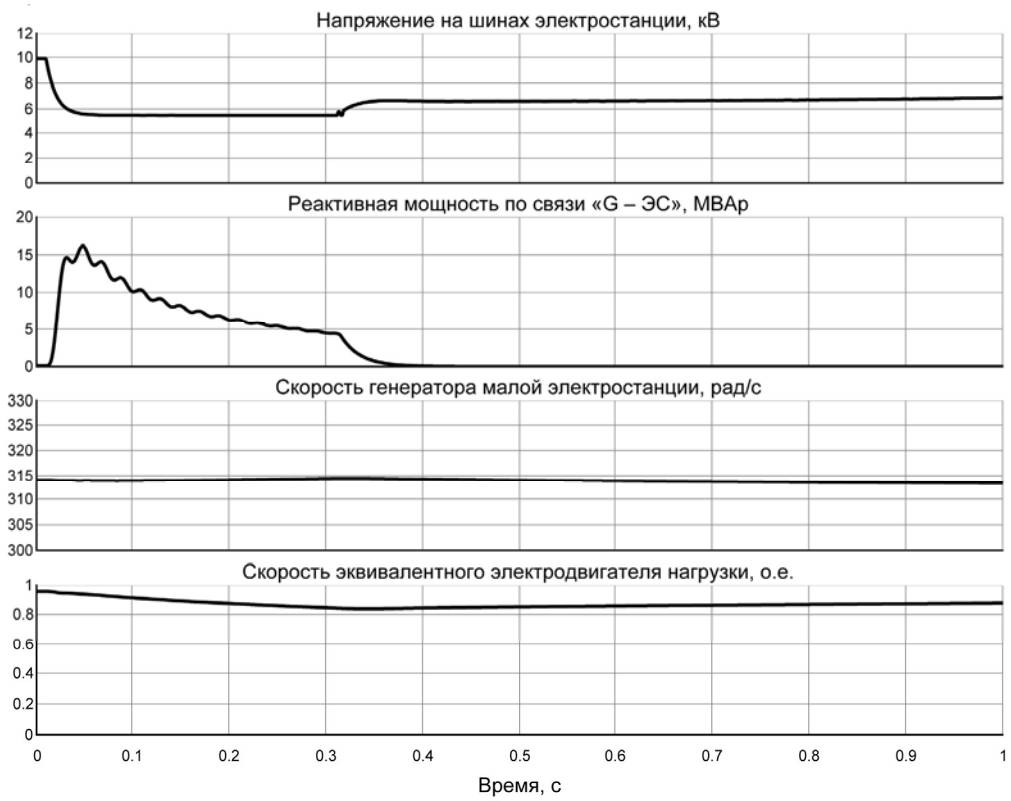


Рисунок Г.5

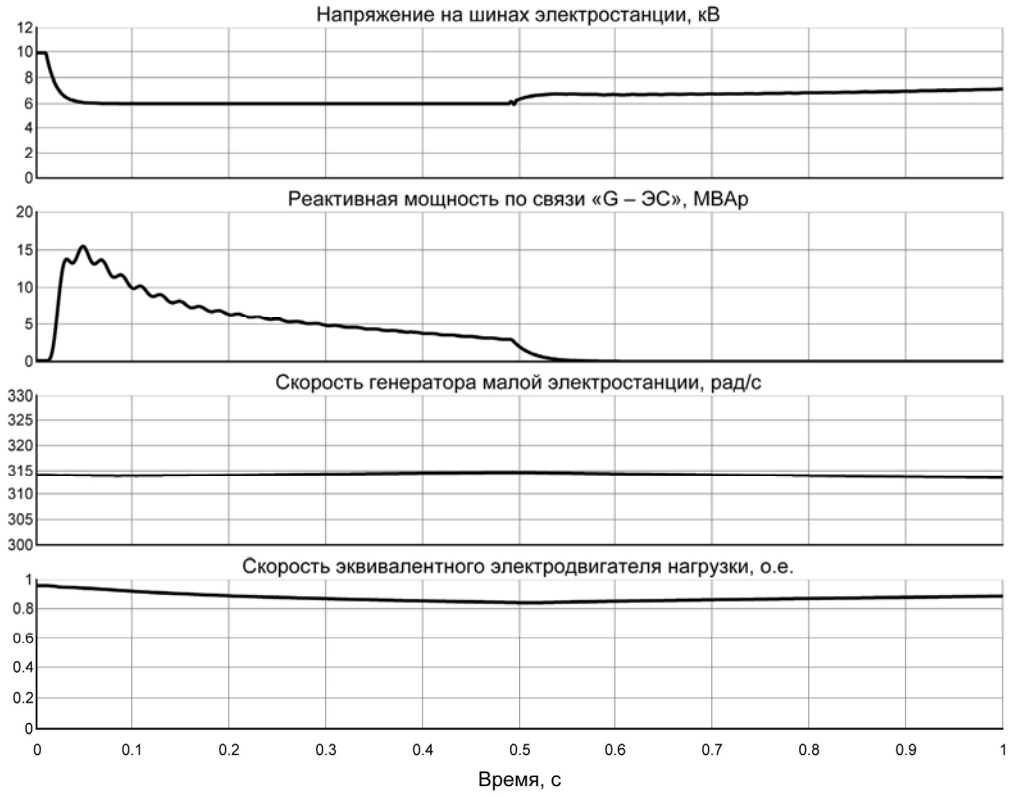


Рисунок Г.6

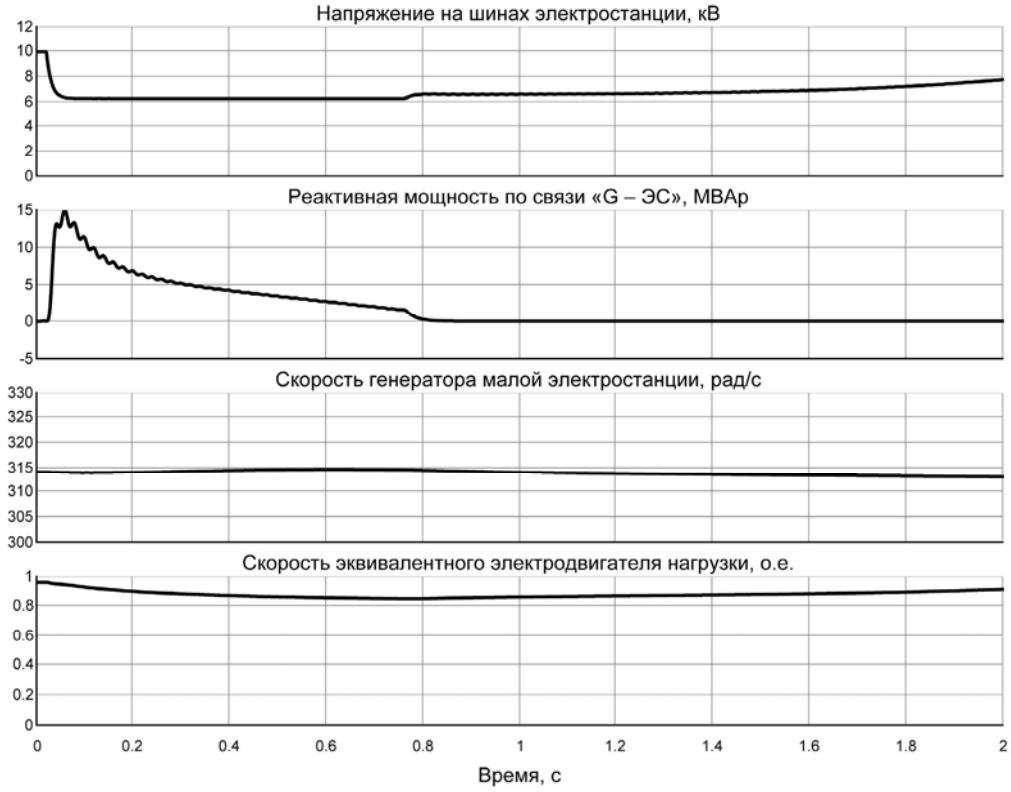


Рисунок Г.7

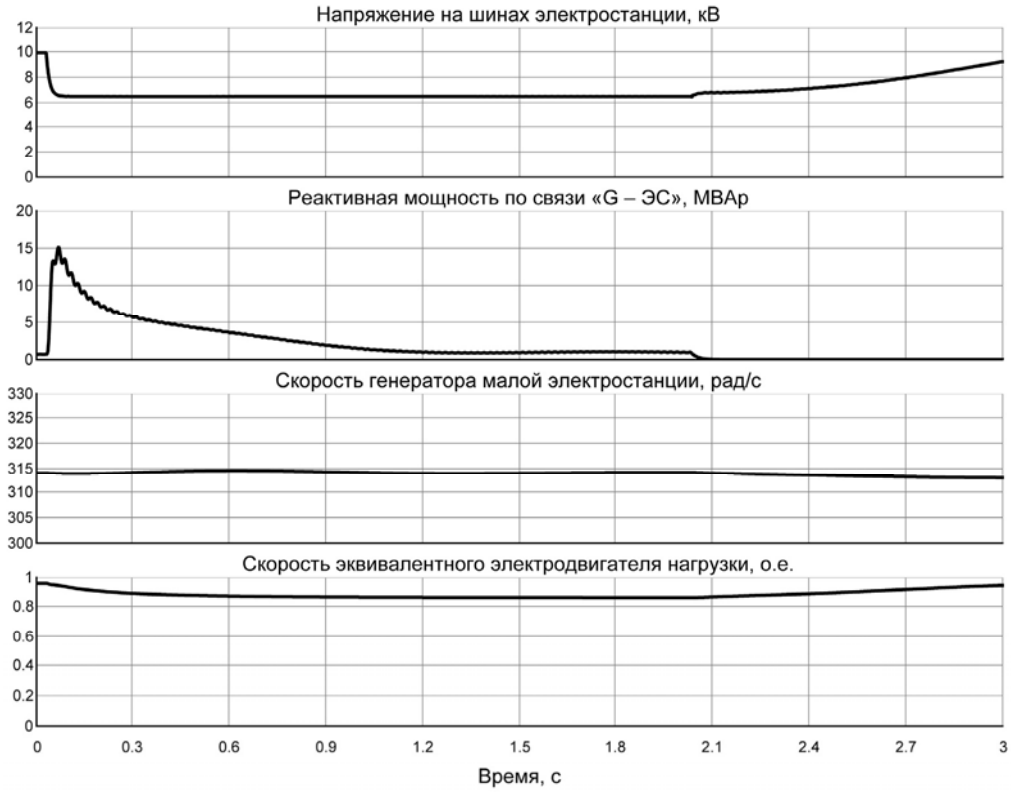


Рисунок Г.8