

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка концепции построения адаптивной делительной автоматики (АДА) распределительной сети

УДК 621.316.1:681.513.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Г	Митрофаненко Антон Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Абеуов Ренат Болтабаевич	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сергейчик С.И	К.Т.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	К.Т.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Направление ООП: 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль: Электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надёжность

Кафедра, институт: кафедра «Электрические сети и электротехника», Энергетический институт

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Профессиональные компетенции	
P1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем.
P2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
P3	Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
P4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
P5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
Универсальные компетенции	
P7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
P8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники.
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
P10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
P11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
P12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетики и электротехники.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭСиЭ

_____ А.В. Прохоров
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5Г	Митрофаненко Антон Юрьевич

Тема работы:

Разработка концепции построения адаптивной делительной автоматики (АДА) распределительной сети	
Утверждена приказом	Дата 08.02.2017 № 685/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none">Исследуемая модель энергорайона с электростанцией малой мощностиИсходные параметры схемы: параметры генерирующих узлов; мощность нагрузки в узлах схемы; каталожные данные трансформаторов; параметры проводов ВЛСредство для расчетов режимов ПК RastrWin и исследования устойчивости ПК Мустанг, а также для математического моделирования Matlab
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Глава 1. Постановка проблемы и задачи исследования</p> <p>1.1. Основные проблемы эксплуатации энергорайонов с ЭСММ в составе энергосистем</p> <p>1.2. Проблемы обеспечения основных режимных параметров энергорайонов с ЭСММ</p> <p>1.3. Проблемы обеспечения устойчивости параллельной работы энергорайонов с ЭСММ с сетью</p> <p>1.4. Проблемы обеспечения технического перевооружения электрических сетей при технологическом присоединении энергорайонов с ЭСММ к электрическим сетям</p> <p>Глава 2. Способы и средства обеспечения устойчивой работы энергорайонов с ЭСММ</p> <p>2.1. Обзор существующих способов обеспечения устойчивой работы энергорайонов с ЭСММ</p> <p>2.2. Обзор существующих средств обеспечения устойчивой работы энергорайонов с ЭСММ</p> <p>2.3. Возможные пути повышения надёжности электроснабжения энергорайонов с ЭСММ</p> <p>Глава 3 Разработка общих требований к адаптивной делительной автоматике (АДА)</p> <p>3.1. Возможные пути повышения эффективности устройств делительной автоматики</p> <p>3.2. Формулирование общих принципов работы адаптивной делительной автоматики</p> <p>3.2. Формулирование общих принципов построения АДА</p> <p>Глава 4 Формулирование общих конструктивных решений по разработке АДА</p> <p>4.1. Разработка алгоритма работы АДА</p> <p>4.2. Разработка структурно-функциональной схемы АДА</p> <p>4.3. Моделирование работы АДА</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Демонстрационный материал (презентация в MS Power Point)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Основная часть</p>	<p>Р.Б. Абеуов, доцент кафедры ЭСиЭ</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>С.И. Сергейчик, доцент кафедры МЕН</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>А.Г. Дашковский, доцент кафедры ЭБЖ</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>В.М. Лемская, доцент кафедры ИЯ</p>

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Глава 1. Постановка проблемы и задачи исследования

- 1.1 Основные проблемы эксплуатации энергорайонов с ЭСММ в составе энергосистем
- 1.2 Проблемы обеспечения основных режимных параметров энергорайонов с ЭСММ
- 1.3 Проблемы обеспечения устойчивости параллельной работы энергорайонов с ЭСММ с сетью
- 1.4 Проблемы обеспечения технического перевооружения электрических сетей при технологическом присоединении энергорайонов с ЭСММ к электрическим сетям

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Абеуов Ренат Болтабаевич	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Г	Митрофаненко Антон Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5Г	Митрофаненко Антону Юрьевичу

Институт	Энергетический	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	магистратура	Направление	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Инициатор проекта: ПАО Роснефть - В исследовании задействованы 2 человека: руководитель проекта, инженер-разработчик;
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы амортизации – 0,5; Минимальная заработная плата : для инженера – 18 000 рублей, для руководителя – 35 000 рублей.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления по страховым взносам - 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка коммерческого потенциала научно-технического проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование и формирование бюджета проекта
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка технического уровня новшества</i>
2. <i>Смета затрат</i>
3. <i>График окупаемости</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сергейчик С.И	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Г	Митрофаненко Антон Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5Г	Митрофаненко Антону Юрьевичу

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроэнергетические системы
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Тема: «Разработка концепции построения адаптивной делительной автоматики (АДА) распределительной сети». Предметом исследования является разработка алгоритма работы, структурно-функциональной схемы, а также моделирование работы устройства АДА

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ вредных факторов (шум, статическое электричество, освещение, микроклимат) – действие на организм человека, нормирование, средства защиты – Электробезопасность: поражение электрическим током
2 Экологическая безопасность:	– воздействия объекта на литосферу (отходы и утилизация)
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> – Работа отдела охраны труда и социальной ответственности – Здоровье работников , условия труда

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Г	Митрофаненко А.Ю.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
 Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
 Уровень образования магистр
 Кафедра Электрические сети и электротехника
 Период выполнения осенний 2015/2016/, весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела/ вид работы	Максимальный балл раздела
10.2016	Анализ основных проблем эксплуатации энергорайонов с электростанциями малой мощности в составе энергосистем	5
11.2016	Изучение проблем обеспечения основных режимных параметров и устойчивости параллельной работы энергорайонов с ЭСММ, разбор аспектов технического перевооружения сетей при технологическом присоединении объектов малой генерации	8
12.2016	Поиск путей повышения надежности электроснабжения энергорайонов с ЭСММ, с предварительным ознакомлением существующих способов и средств обеспечения устойчивости энергорайонов с ЭСММ	10
10.02.2017	Обобщенный обзор существующих устройств делительной автоматики по специальной технической литературе, формулирование общих принципов работы и построения адаптивной делительной автоматики	10
25.03.2017	Разработка алгоритма работы адаптивной делительной автоматики, поиск проблем алгоритма, изучение источников по формированию алгоритмов адаптивной автоматики энергосистем	20
21.04.2017	Разработка структурно-функциональной схемы адаптивной делительной автоматики, разбор систем автоматики с нежесткой логикой, изучение и анализ таких устройств с по технической литературе и научным статьям	25
18.05.2017	Моделирование работы адаптивной делительной автоматики с помощью Matlab, моделирование режима работы энергорайона в составе энергосистемы при помощи программных комплексов RastrWin и Mustang	12
15.05.2017	Финансовый менеджмент	5
22.05.2017	Социальная ответственность	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Абеуов Ренат Болтабаевич	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрические сети и электротехника	А.В. Прохоров	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 149 с., 30 рис., 16 табл., 38 источников, 4 прил.

Ключевые слова: делительная автоматика, деление сетей, электростанция малой мощности, энергорайон

Объектом исследования является энергорайон с электростанцией малой мощности.

Цель работы – разработка автоматики выделения энергорайона с электростанцией малой мощности на сбалансированную нагрузку при возникновении системных аварий в энергосистеме.

В процессе исследования проводились расчеты в ПК RastrWin и Мустанг, а также в программе Matlab

В результате исследования разработан алгоритм и структурно-функциональная схема устройства адаптивной делительной автоматики

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: наличие вычислительного и распределительного модулей.

Степень внедрения: требует дополнительных технологических решений

Область применения: щит релейной защиты подстанции

Экономическая эффективность/значимость работы: внедрение устройства позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на технологическое присоединение и в целом повысить надёжность электроснабжения энергорайонов с электростанциями малой мощности в аварийных ситуациях приводящих к недопустимому снижению основных режимных параметров ЭЭС.

В разделе финансовый менеджмент представлен расчет ущерба до и после внедрения устройства адаптивной делительной автоматики.

В разделе социальная ответственность рассмотрена перечень вредных, опасных производственных факторов, а так же правовых и организационных вопросов по обеспечению безопасности в процессе работы.

Принятые сокращения

АВР – автоматическое включение резерва;
АВСН – автоматика выделения станции на собственные нужды;
АДА – адаптивная делительная автоматика;
АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;
АПВ – автоматика повторного включения;
АР – асинхронный режим;
АЧР – автоматика частотной разгрузки
ВЛ – воздушная линия;
ГТУ – газотурбинная установка;
ДА – делительная защита;
ДАН – делительная автоматика по напряжению;
ДАЧ – делительная автоматика по частоте;
ДУ – динамическая устойчивость;
КЗ – короткое замыкание;
ЛЭП – линии электропередач;
ОГ – отключение части генераторов;
ОН – отключение нагрузки;
ПС – подстанция;
ПК – программный комплекс;
РЗА – релейная защита и автоматика;
УВ – управляющее воздействие;
УР – установившийся режим;
УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;
ЦП – центр питания;
ЭДС – электродвижущая сила
ЭСММ – электростанция малой мощности

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	17
1.1 Основные проблемы эксплуатации энергорайонов с ЭСММ в составе энергосистем.....	17
1.2 Проблемы обеспечения основных режимных параметров.....	21
1.3 Проблемы обеспечения устойчивости параллельной работы энергорайонов с ЭСММ с энергосистемой.....	28
1.4 Проблемы обеспечения технического перевооружения электрических сетей при технологическом присоединении энергорайонов с ЭСММ к электрическим сетям	34
1.5 Заключение по разделу	39
2 СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ЭСММ.....	40
2.1 Обзор существующих способов обеспечения устойчивой работы генераторов ЭСММ	40
2.2 Обзор существующих средств обеспечения устойчивой работы энергорайонов с ЭСММ.....	46
2.3 Возможные пути повышения надежности работы энергорайонов	51
Заключение по разделу.....	56
3 РАЗРАБОТКА ОБЩИХ ТРЕБОВАНИЙ К АДАПТИВНОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКЕ.....	57
3.1 Возможные пути повышения эффективности устройств делительной автоматики	57
3.2 Формулирование общих принципов работы АДА.....	60
3.3 Формулирование общих принципов построения АДА	64
Заключение по разделу.....	75
4 ФОРМУЛИРОВАНИЕ ОБЩИХ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ АДАПТИВНОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКЕ.....	76
4.1 Разработка алгоритма работы АДА	76
4.2 Разработка структурно-функциональной схемы АДА.....	80
4.3 Моделирование работы АДА	92

Заключение по разделу.....	99
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	100
5.1 Целесообразность и обоснование разработки проекта	100
5.2 Оценка научно-технического уровня разработки.....	101
5.3 Организация и планирование проектных работ.....	103
5.4 Организация проектной работы.....	104
5.5 Расчет затрат на разработку	106
5.5.1 Расчет материальных затрат	107
5.5.2 Оплата труда.....	107
5.5.3 Отчисления во внебюджетные фонды.....	108
5.5.4 Амортизационные отчисления	109
5.5.5 Формирование бюджета затрат на разработку проекта.....	109
5.6 Определение экономической эффективности проекта	110
Заключение по разделу.....	114
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	115
6.1 Производственная безопасность.....	115
6.1.1 Повышение уровня шума	116
6.1.2 Микроклимат.....	117
6.1.3 Недостаток/отсутствие естественного света	118
6.1.4 Повышенная пульсация светового потока.....	118
6.1.5 Расчет искусственного освещения.....	119
6.1.6 Обеспечение электробезопасности техническими способами и средствами.....	124
6.2 Экологическая безопасность.....	128
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	133
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	136
Заключение по разделу.....	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	138
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	141
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	143

ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	147
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	167
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	169
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	171

ВВЕДЕНИЕ

Электростанции малой мощности (ЭСММ) в настоящее время находят широкое применение в системах электроснабжения. Представляется перспективным использование их для повышения надежности и эффективности энергоснабжения коммунально-бытовых объектов, начинает более активно использоваться малая энергетика и для решения задачи энергоснабжения энергорайонов, удалённых от распределительных сетей централизованной энергосистемы.

Текущие прогнозы связывают перспективы развития энергетики России с процессом внедрения разнообразных генерирующих установок, в том числе, с более широким использованием ЭСММ, подключаемых на уровне распределительной сети в близости от потребителя энергии.

Внедрение ЭСММ является одним из перспективных направлений развития современной электроэнергетики и одним из эффективных средств, помогающих справиться с интенсивным ростом нагрузки особенно в крупных городах и мегаполисах. Данный подход позволяет снижать перетоки активной и реактивной мощностей по распределительным сетям 6-220 кВ, что дает значительные экономические преимущества при интенсивном росте электропотребления: отсутствие необходимости в реконструкции распределительной сети и трансформаторных подстанций.

Внедрение ЭСММ сопровождается возникновением в распределительной сети ранее не характерных для нее электрических режимов. С увеличением количества таких станций и ростом доли генерируемой ими мощности их влияние на энергосистему приобретает системный масштаб, начиная в ряде случаев определять надежность и устойчивость работы крупных энергорайонов.

Изменения режимов работы в энергосистеме, связанные с развитием принципов децентрализованного производства электроэнергии, требуют решения целого ряда научно-исследовательских задач. Среди них, одной из

наиболее важных, является построение адаптивной автоматики, как системы, призванной предотвращать развитие и минимизировать последствия аварийных режимов в энергорайонах с ЭСММ.

Технические вопросы внедрения ЭСММ, вопросы создания противоаварийного управления на уровне распределительной сети, а также вопросы связанные с внедрением в энергосистему объектов распределенной генерации отражены в публикациях П.В. Илюшина, Г.С. Нудельмана, Ю.Н. Кучеровым и А.Г. Фишовым и др. Тем не менее, в настоящее время проработка вопросов построения автоматики энергосистем в условиях внедрения в них ЭСММ является недостаточной; отсутствует теоретическая база для принятия обоснованных решений в части противоаварийной автоматики, как при подключении ЭСММ к энергосистеме, так и на этапе планирования дальнейшего развития малой распределённой энергетики в России.

Целью работы является разработка концепции построения адаптивной делительной автоматики (АДА) распределительной сети. Для достижения поставленной цели в работе решены следующие задачи:

1. Изучение проблемы эксплуатации ЭСММ в составе энергосистем;
2. Обзор существующих способов и средств обеспечения устойчивой работы ЭСММ в составе энергосистем;
3. Разработка общих требований, а также формулировка общих принципов работы и построения АДА;
4. Разработка алгоритма работы и структурно-функциональной схемы АДА.

1 ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Основные проблемы эксплуатации энергорайонов с ЭСММ в составе энергосистем

На территории России наблюдается постоянный рост объектов малой генерации за счет газотурбинных установок (ГТУ), дизельных электростанций (ДЭС) и газопоршневых установок (ГПУ), которые, как правило, подключаются к распределительным электрическим сетям или к сетям электроснабжения промышленных предприятий и сооружаются собственниками нефтегазодобывающих, горнодобывающих, металлургических, и химических предприятий [1].

В большинстве случаев такое развитие малой генерации обосновано исключительно экономическими аспектами, а именно:

- необходимостью эффективной утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях, без сжигания его в факеле;
- возможностью использования вторичных энергоресурсов (шахтного газа, доменного и конвертерного газа и т.п.) с возможностью выработки тепловой и электрической энергии;
- возможностью использования вторичных энергоресурсов на средних и мелких предприятиях (утилизация биогаза на очистных сооружениях, утилизация отходов лесопереработки и сельского хозяйства и т.п.);
- возможностью сооружения когенерационных и тригенерационных установок на существующих муниципальных и производственных котельных при их реконструкции и модернизации;
- доступностью газовой инфраструктуры с необходимыми объемами поставки природного газа для строительства собственного объекта малой генерации;

серьезные технические проблемы, которые повлекли за собой и финансовые последствия [2].

То, что данная проблематика существует, говорит и тот факт, что регулярно в России проводятся всевозможные научно-технические и практические конференции, семинары и круглые столы, в том числе с участием зарубежных специалистов, имеющих богатый практический опыт интеграции объектов распределенной генерации в состав энергосистем других стран.

Из проблемных технических вопросов можно выделить следующие [3]:

- механические повреждения агрегатов ЭСММ из-за воздействия ударных токов при возникновении многофазных коротких замыканий (КЗ) или неуспешных автоматических повторных включений (АПВ) во внешней электрической сети;

- нарушения динамической устойчивости агрегатов ЭСММ (установки с свободными силовыми турбинами) при многофазных КЗ во внешней электрической сети;

- неселективные отключения генераторов при отсутствии угрозы механического или термического повреждения при возникновении и ликвидации КЗ защитами сетевых элементов;

- преждевременные отключения ГТУ технологической защитой при снижении частоты в энергосистеме или выделенном энергорайоне (переход компрессора в режим «помпажа» с возможным повреждением приводного газотурбинного двигателя);

- возникновение синхронных качаний агрегатов ЭСММ (незатухающие синхронные колебания активной мощности) обусловленные неправильной настройкой автоматического регулятора возбуждения (АРВ);

- невозможность обеспечения регулирования частоты вращения генераторов в двух состояниях: при параллельной работе с сетью и при автономной работе;

- неуспешные выделения агрегатов ЭСММ действием автоматики выделения на сбалансированную нагрузку (АВСН) в связи с отключением

агрегатов ЭСММ технологическими защитами при резких наборах / сбросах нагрузки;

- невозможность длительной работы после срабатывания АВСН из-за наличия ограничений по технологическому минимуму нагрузки на агрегатах ЭСММ (диапазон от единиц до десятков процентов от номинальной активной мощности);

- значительные сложности в обеспечении селективного отключения КЗ в сети, а также прямых пусков электродвигателей при изолированной работе ГТУ с тиристорными преобразователями частоты;

- повышенный износ регулирующих клапанов при отсутствии зоны нечувствительности в автоматических регуляторах частоты вращения (АРЧВ) агрегатов ЭСММ (исключение управляющих воздействия на турбину при малых отклонениях частоты сети вблизи ее номинального значения);

- отключение агрегатов ЭСММ защитой от повышения вибрации из-за возникновения крутильных субсинхронных колебаний при сбросе нагрузки мощными электродвигателями с тиристорными частотно-регулируемыми приводами при автономной работе объекта малой генерации.

В действительности существует несколько причин, почему постоянно проводится анализ проблемных вопросов, возникающих с ЭСММ [3]:

- возникновение трудностей при получении технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, согласовании проектных решений или в процессе эксплуатации агрегатов ЭСММ;

- снижение ожидаемой экономической эффективности от внедрения объекта малой генерации (удорожание проекта; увеличение удельных расходов топлива и т.п.);

- невозможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей от ЭСММ в автономном режиме работы;

- ускоренное истощение ресурса генерирующего оборудования с необходимостью проведения досрочного ремонта или технического обслуживания (повышенный износ, вследствие частых пусков/остановов);

- повреждение генерирующих установок при нормативных возмущениях в сетях энергосистемы.

Нередко причинами возникновения проблемных вопросов бывают:

- неправильный выбор вида, типа, мощности агрегатов ЭСММ на этапе проектирования;

- неправильный выбор режимов работы агрегатов ЭСММ;

- отсутствие принципиально важных пунктов требований в техническом задании на закупку агрегата ЭСММ и в технических требованиях к этим агрегатам;

- неполное или некачественное выполнение проекта схемы выдачи мощности объектов малой генерации без учета особенностей внешней распределительной сети и влияния нагрузки;

- неудовлетворительная организация эксплуатации агрегатов ЭСММ.

Однако, ЭСММ продолжают вводиться достаточно большими темпами и в больших объемах, подключаться на параллельную работу с энергосистемой и создавая тем самым определенные технологические трудности. Следовательно, их необходимо решать уже сегодня, пока не проявился отрицательный эффект, когда станут возможными массовые отключения потребителей электрической энергии по причине невыполнения определенных технико-технологических требований к интеграции объектов малой генерации в энергосистему.

Следовательно, решение данных вопросов должно стать для научно-технического сообщества приоритетной задачей, позволяющей содействовать обеспечению надежной, эффективной и безаварийной работы объектов малой генерации и энергорайонов, в которых они эксплуатируются.

1.2 Проблемы обеспечения основных режимных параметров

Электроэнергетический режим энергосистемы главным образом характеризуется такими параметрами, как частота электрического тока и

напряжение на шинах электростанций и подстанций. Для обеспечения функционирования энергосистемы осуществляется управление режимом энергосистемы, которое включает в себя мероприятия по поддержанию частоты электрического тока в диапазоне допустимых значений и поддержание допустимых уровней напряжения на электростанциях и подстанциях.

1.2.1 Проблемы поддержания частоты

Согласно [4], в ЕЭС России должно быть обеспечено поддержание значений частоты, усредненных на 20-секундном временном интервале в пределах $50,00 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) при допустимом отклонении частоты $50,0 \pm 0,2$ Гц с восстановлением нормального уровня частоты за время, не превышающее 15 минут.

Генерирующее оборудование электрических станций, за исключением атомных, должно работать в следующих регулировочных диапазонах:

А) длительно при изменении частоты 49,0 – 51,0 Гц;

Б) кратковременно в диапазоне частот электрического тока:

– 50,5 – 51,0 Гц – продолжительностью не менее трех минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 500 минут;

– 49,0 – 48,0 Гц – продолжительностью не менее пяти минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 750 минут;

– 48,0 – 47,0 Гц – продолжительностью не менее одной минуты, при суммарной продолжительности работы в течение всего срока эксплуатации не более 180 минут;

– 47,0 – 46,0 Гц – продолжительностью не менее десяти секунд, при суммарной продолжительности в течении всего срока эксплуатации не более 30 минут;

– 46,0 Гц – не менее одной секунды, при этом суммарная продолжительность за весь срок эксплуатации не более 30 минут.

Технологический минимум генерирующего оборудования определяется как нижний предел регулировочного диапазона исходя из требований устойчивости работы генераторов. При снижении частоты ниже 46,0 Гц работа генерирующего оборудования невозможна.

В дефицитных энергосистемах проблема обеспечения нормального значения частоты стоит достаточно остро, особенно в случае потери связи с энергосистемой. При этом мощности собственных генераторов критически недостаточно для поддержания режима, а резерва мощности зачастую нет. В таком случае необходимо деление сети и отключение большого количества нагрузок.

При системной аварии, повлекшей за собой недопустимое снижение частоты генераторы ЭСММ, подключенные к энергосистеме, будут втянуты в лавину частоты. При этом частота на шинах потребителей энергорайона так же примет недопустимое значение, что приведет к нарушению их электроснабжения.

В таком случае существует два варианта ликвидации аварийного режима. Первый вариант – действие автоматики разгрузки по частоте, которая ограничит нагрузку, как в энергосистеме, так и у части потребителей энергорайона с ЭСММ. Это приведет к недоотпуску электроэнергии потребителям, которые не пострадали бы при выделении ЭСММ на автономный режим работы. Вторым вариантом является отделение района ЭСММ от энергосистемы, что приведет к предотвращению развития системной аварии в данном энергорайоне и сохранению в работе всех потребителей электроэнергии. Однако в этом случае в выделенном энергорайоне нагрузка и генерация должны быть сбалансированы, либо величина небаланса мощности была такой, чтобы после выделения энергорайона с ЭСММ на изолированный режим работы не возникало глубокого снижения частоты, приводящего к лавине частоты.

Здесь же необходимо отметить зависимость активной и реактивной мощности комплексной нагрузки от частоты. На зависимость активной

мощности комплексной нагрузки от частоты оказывает существенное влияние доля мощности двигательной части от суммарной мощности узла нагрузки. Степень зависимости активной мощности двигателей от частоты, в свою очередь, зависит от крутизны моментно-скоростных характеристик механизмов, вращаемых двигателями.

.Характер зависимости реактивной мощности нагрузки от частоты и напряжения в значительной степени определяется двигательной частью, что рассмотрено выше. Дополнительное влияние на статические характеристики реактивной мощности оказывают также следующие факторы:

- нелинейность характеристик холостого хода не только двигателей, но и трансформаторов;
- изменение возбуждения синхронных двигателей при изменении частоты и напряжения;
- наличие и вид устройств компенсации реактивной мощности;
- изменение зарядной мощности линий пропорционально квадрату напряжения.

В отличие от статических характеристик активной мощности, характеристики реактивной мощности по частоте и напряжению весьма многообразны и практически не поддаются типизации.

1.2.2 Проблемы поддержания напряжения

Максимальное рабочее напряжение – максимальное пиковое значение рабочего напряжения или величина рабочего напряжения тока, включая повторяющиеся максимальные импульсы, генерируемые в оборудовании, но исключая внешние переходные процессы. Наибольшие рабочие напряжения электрооборудования и электрических сетей для некоторых классов напряжений представлены в таблице 1 [4].

Таблица 1 – Наибольшие рабочие напряжения для электрических сетей и электрооборудования

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
3	3,6	3,0	3,5
		3,15	3,5
		3,3	3,6
6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
35	40,5	35,0	40,5
110	126,0	110,0	126,0

Наименьшие напряжения определяются из условий сохранения устойчивой работы двигательной нагрузки, потребителей распределительной сети, двигателей собственных нужд электростанций, а также обеспечения допустимых уровней напряжения на шинах потребителей с точки зрения обеспечения качества электрической энергии.. В общем случае допустимое понижение напряжения в электрической сети составляет $0,7U_{ном}$. На шинах потребителей допустимое отклонение напряжение согласно [4] составляет $\pm 10\%$.

Регулирование напряжения осуществляется комплексом средств, ограничивающих отклонения напряжения у потребителей. Такими средствами являются: регулирование напряжения генераторов путем изменения возбуждения, применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) или линейных регуляторов и установка на подстанциях средств компенсации реактивной мощности.

Для обеспечения нормального уровня напряжения необходимо поддерживать баланс реактивной мощности в системе. Основная часть проблем регулирования напряжения приходится на аварийные и послеаварийные режимы. Поскольку оборудование большинства крупных станций, включая регуляторы возбуждения генераторов и гасителей поля, устарело, то

регулирование напряжения становится недостаточно быстрым и эффективным. Еще один фактор – выведение из работы РПН трансформаторов на подстанциях. Это связано с технологическим несовершенством устройств РПН старых трансформаторов, которых в энергосистеме большая часть. Таким образом, трансформаторы подстанций не участвуют в процессе регулирования частоты. Другая проблема регулирования напряжения – наличие нерегулируемых устройств компенсации реактивной мощности, таких как реакторы и батареи статических конденсаторов. В таких установках изменение значения выдаваемой мощности изменяется дискретно, либо вовсе остается постоянным, что негативно отражается на возможностях поддержания баланса реактивной мощности. При системном снижении напряжения страдают потребители электроэнергии во всей электрической сети и генераторы на электростанциях.

Значительная доля аварийных режимов, требующих отделения ЭСММ от энергосистемы, связана со снижением напряжения. К таким режимам, в частности, относятся:

- затяжные короткие замыкания во внешней сети;
- нарушения устойчивости по напряжению, характерные для «слабых» распределительных сетей;
- локальные дефициты мощности, связанные со снижением напряжения.

Исследование закономерностей изменения параметров режима при снижении напряжения связано с рассмотрением вопросов устойчивости энергосистемы 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 исходного равновесия (либо близкому к исходному). Нарушение устойчивости по напряжению (лавина напряжения) непосредственно может быть свойственно только энергорайонам, содержащим двигательную нагрузку.

На рисунке 2 показаны статические характеристики реактивной мощности по напряжению эквивалентных генератора и электродвигателя. 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 для электродвигателей. При переходе на ветвь «а-б» реактивная мощность источников оказывается меньше реактивной мощности электродвигателя; как следствие наступит «лавина напряжения».

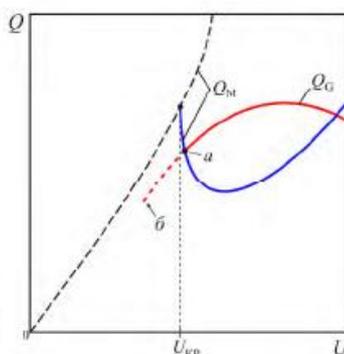


Рисунок 2 – Статические характеристики реактивной мощности генератора и двигателя по напряжению

Зависимость активной мощности комплексной нагрузки от напряжения определяется ее статической частью, так как активная мощность, потребляемая асинхронным двигателем в устойчивой области, очень слабо зависит от напряжения, а активная мощность синхронных двигателей при их устойчивой работе зависит от напряжения в еще меньшей степени.

Если статическую часть нагрузки представить в виде постоянной проводимости g_H , то ее мощность будет зависеть от напряжения во второй степени $P_H = U^2 g_H$. У некоторых видов статической нагрузки, например у ламп накаливания, степень зависимости активной мощности от напряжения меньше двух из-за изменения сопротивления нити лампы при изменении напряжения.

1.3 Проблемы обеспечения устойчивости параллельной работы энергорайонов с ЭСММ с энергосистемой

Устойчивость электроэнергетической системы – это способность восстанавливать исходное или близкое к нему состояние (режим) после его возмущения, которое проявляется как отклонение режимных параметров от нормальных значений. Основной частью источников электрической энергии являются синхронные генераторы, объединенные между собой электрическими связями и общностью режима, при этом роторы всех генераторов вращаются синхронно в нормальном режиме. Нормальный режим должен быть устойчив, т.е. энергосистема должна возвращаться в исходное состояние после отклонений от установившегося режима [5].

Отклонения установившегося режима могут быть связаны с изменением баланса мощности, как активной, так и реактивной, с возникновением КЗ и незапланированным отключением оборудования.

Для каждой энергосистемы существуют критические значения режимных параметров, характеризующие предел устойчивости. Надежное функционирование энергосистемы возможно только при наличии определенного запаса между нормальными и критическими значениями параметров энергосистемы. Для обеспечения устойчивости предусматривают ряд мероприятий для обеспечения достаточного запаса устойчивости при проектировании электроэнергетических систем.

В зависимости от характера возмущений различают статическую и динамическую устойчивость. Статическая устойчивость характеризует устойчивость энергосистемы при малых возмущениях, т.е. исследуемая энергосистема может рассматриваться как линейная. Динамическая устойчивость определяет поведение энергосистемы после сильных возмущений, возникающих вследствие КЗ, отключений линий электропередач и больших генерирующих мощностей, либо больших мощностей нагрузки. В

таком случае энергосистема рассматривается как нелинейная и расчет устойчивости усложняется.

1.3.1 Обеспечение статической устойчивости энергосистемы

В настоящее время проблема обеспечения статической устойчивости энергосистем обретает особую актуальность по причине постоянного усложнения их структуры и режимов.

При присоединении к энергосистеме новых генерирующих мощностей возникает необходимость обеспечения их устойчивой параллельной работы с энергосистемой. Зачастую присоединяемые к энергосистеме ЭСММ работают в составе энергорайонов, сбалансированных по нагрузке и генерации.. Такие энергорайоны , в основном, относятся к сфере нефтедобычи, и распределение электроэнергии происходит на низком (6–10 кВ) или среднем (35 кВ) напряжении. В этих энергорайонах преобладает двигательная нагрузка и основной проблемой является резкий сброс или наброс нагрузки на генераторы. .Наброс нагрузки возможен, при отключении одного из генераторов или секции шин распределительного устройства ЭСММ. При этом мощности оставшихся генераторов недостаточно для электроснабжения всего энергорайона.

Подключение ЭСММ к энергосистеме решает задачу обеспечения резервной мощности в энергорайоне, однако, в случае параллельной работы генераторов с энергосистемой возникает ряд новых проблем. Одной из таких проблем является нарушение устойчивости в энергосистеме, к которой подключена ЭСММ.

Разного рода возмущения, возникающие в энергосистеме, приводят к нарушению исходного установившегося режима и соответственно к колебаниям в генераторах ЭСММ, ввиду изменения баланса мощности. Такие колебания не должны влиять на нормальную работу генераторов ЭСММ и приводить к нарушениям электроснабжения потребителей энергорайона.

При более серьезных нарушениях режима и потере статической устойчивости в энергосистеме, генераторы на ЭСММ могут выпадать из

синхронизма, что приводит к нарушению нормального режима работы и потере электроснабжения потребителей.

Во всех случаях колебания роторов генераторов ЭСММ приводят к нарушению баланса моментов на валу турбины и электромагнитного момента ротора генератора. Вследствие этого возникают ускоряющие или тормозящие моменты на валу генератора, что может привести к недопустимым отклонениям параметров электрической сети даже без нарушения устойчивости. Ситуация усугубляется низкой устойчивостью нагрузки из-за преобладания у потребителей двигательной нагрузки и неполного оснащения двигателей системами регулирования возбуждения и самозапуска.

Другой проблемой является низкий запас по статической устойчивости в самой энергосистеме. Это возможно при наличии слабых связей с низкой пропускной способностью, и при полном или частичном отключении таких связей нарушается статическая устойчивость. Поскольку генераторы мощностью до 12 МВт имеют малую постоянную инерции, то они быстрее прочих выпадают из синхронизма, что приводит к еще большему ухудшению аварийной ситуации.

1.3.2 Особенности динамической устойчивости генераторов ЭСММ

Опасность нарушения динамической устойчивости возникает при больших возмущениях в энергосистеме, таких как КЗ, отключение мощных электропередач, отключения крупных блоков электростанций, не связанных с КЗ.

Динамическая устойчивость генератора оценивается с точки зрения сохранения режима выдачи мощности в сеть – без нарушения синхронизма в случае сильных возмущений в энергосистеме [6].

При наличии слабой связи между присоединяемой ЭСММ и энергосистемой или при наличии таких линий в энергосистеме возникает опасность нарушения динамической устойчивости.

Если отключается одна цепь линии слабой связи, то мощность, передаваемая по второй цепи, будет превышать предельно допустимую и при этом сопротивление электропередачи изменится, что приведет к изменению электромагнитного момента на валу генератора. Вследствие этого возникает избыточная мощность, и дальнейшее развитие такого режима приводит к нарушению синхронной работы генераторов ЭСММ с энергосистемой и возникновению асинхронного режима.

Под асинхронным режимом понимается работа генератора и энергосистемы при нарушении условий синхронной работы. Условием синхронной работы является равенство частот генератора и энергосистемы, при этом угол разности фаз должен быть постоянным, либо равен нулю. В случае нарушения этих условий в энергосистеме возникают уравнивающие токи, соизмеримые с током трехфазного короткого замыкания. При этом генераторы работают попеременно в двигательном и генераторном режимах, что недопустимо с точки зрения их нормальной работы. В самой тяжелой ситуации возникает устойчивый асинхронный ход, при котором существует угроза разрушения оборудования действием уравнивающих токов и нарушение функционирования энергосистемы как единого объекта.

Одной из серьезных причин нарушения динамической устойчивости являются КЗ. При замыкании в электрической сети, часть нагрузки, которую несет на себе генератор, мгновенно шунтируется. Таким образом, происходит резкий сброс нагрузки и вследствие инертности роторов генераторов возникает избыточная мощность и генераторы начинают разгоняться, что может привести к нарушению ДУ. Помимо этого при КЗ в системе снижение напряжения на шинах подстанций и потребителей ЭЭС, затрагивает так же и энергорайоны с ЭСММ из-за общности их режима.

С другой стороны, наличие генераторов на среднем или низком напряжении подстанции энергосистемы приводит к утяжелению режима КЗ в энергосистеме, поскольку генераторы ЭСММ выступают в качестве источников подпитки места КЗ, тем самым увеличивая значение тока КЗ. Увеличение тока

КЗ влечет за собой необходимость пересчета уставок релейной защиты и замены выключателей, чья отключающая способность становится ниже нового значения тока КЗ. Наличие подпитки тока КЗ на землю от ЭСММ во многом зависит от режима заземления нейтрали трансформаторов, через которые осуществляется подключение автономного энергорайона к энергосистеме.

1.3.3 Вторичные нарушения устойчивости в узлах нагрузки

Значительная часть агрегатов ЭСММ обладают механическими постоянными инерций, значительно меньшими, чем традиционные паротурбинные генераторы. Вследствие чего возникают трудности в обеспечении ДУ данных агрегатов. При этом нарушение ДУ и переход генераторов в АР может оказывать отрицательное влияние на потребителей электроэнергии, так как ЭСММ электрически близки к нагрузкам и могут вызывать вторичные нарушения устойчивости, что в большинстве случаев оказывается недопустимым по условиям основного технологического цикла промышленного производства.

У многовальных ГТУ при больших кратковременных сбросах электрической нагрузки генератора в результате КЗ ликвидируемых резервными устройствами РЗА (с выдержкой времени), и повышении скорости вращения ее ротора регулятор скорости системы автоматического управления прекращает подачу топлива в камеру сгорания, но компрессор, имеющий большой момент инерции, продолжает подавать воздух в силовую турбину. В итоге скорость вращения свободной силовой турбины и генератора может увеличиться настолько, что сработает технологическая защита по превышению скорости вращения и отключит агрегат ЭСММ [7].

При малых значениях моментов инерции соответственно снижаются пределы по ДУ генераторов при КЗ в сети, однако общее снижение ДУ энергосистемы при этом незначительно, так как суммарная мощность ГТУ со свободной силовой турбины, по крайней мере, в настоящее время невелика. Рисунок 2 иллюстрирует полученный по результатам исследований диапазон

значении допустимого по условиям устойчивости времени отключения близкого трехфазного КЗ в зависимости от величины постоянной инерции агрегата «генератор – первичный двигатель». При малых значениях T_J (1-2 с) допустимое время отключения близких КЗ должно быть менее 0,2 с – это усложняет условия работы релейной защиты и автоматики (РЗА).

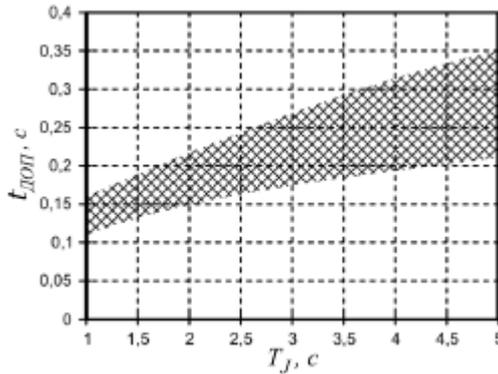


Рисунок 2 – Зависимость допустимого времени отключения КЗ от величины постоянной инерции

В соответствии с методическими указаниями по устойчивости устанавливаются группы нормативных возмущений, при которых должна обеспечиваться ДУ, а следовательно, агрегаты ЭСММ должны отвечать данным требованиям, но как правило это не так.

Низкая, по сравнению с паротурбинными генераторами динамическая устойчивость ГПЭС, ДЭС и ГТЭС является трудно преодолимым обстоятельством. Конструктивные ухищрения (создание управления, аналогичного по своему эффекту импульсной разгрузке паровых турбин) – в настоящее время является невозможным. Сейчас же необходимо в конкурентных условиях решать проблему ликвидации АР таких агрегатов ЭСММ.

Особенностями АР рассматриваемых агрегатов ЭСММ, работающих в составе распределительных сетей являются [7]:

- При нарушении синхронизма генераторы достигают больших скольжений, но достаточно высокое быстродействие регуляторов скорости повышает вероятность самопроизвольной ресинхронизации генераторов. Кроме

того, ресинхронизация облегчается тем, что амплитуда колебаний скольжения генераторов из-за малых значений механической постоянной инерции велика. Однако из-за большой разности частот продолжительность АР может быть значительной – несколько секунд, т.е. 5-10 поворотов или больше. Известно, что в результате КЗ генераторы на ЭСММ переходят в АР, попытка ресинхронизации с энергосистемой оказывается неуспешной, и АР переходит в многочастотный. Ресинхронизация может наступить только через 9 сек;

- АР в распределенной сети приводит к глубоким снижениям напряжения на потребительских подстанциях, и поэтому оказывает большое влияние на работу электроприемников – в первую очередь синхронные и асинхронные электродвигатели. Опрокидывание большого количества электродвигателей приводит к дополнительным снижениям напряжения и существенно затрудняет процесс ресинхронизации. Данный сценарий развития аварий характерен в первую очередь для промышленных предприятий с высокой долей двигательных нагрузок;

- Вероятность того, что АР на ЭСММ перейдет в многочастотный велика из-за существенной разницы в значениях механических постоянных инерций ГТУ и ПТУ. Кроме того, многочастотный АР наиболее часто наблюдается в узлах промышленной нагрузки, особенно при наличии большой доли асинхронных двигателей. Для таких режимов характерен перемещающийся электрический центр качаний, что затрудняет выявление АР и его ликвидацию.

1.4 Проблемы обеспечения технического перевооружения электрических сетей при технологическом присоединении энергорайонов с ЭСММ к электрическим сетям

Подключение энергорайона с ЭСММ к распределительной сети приводит к изменению основных характеристик энергосистемы. В распределительной сети появляются дополнительные источники подпитки

места замыкания, появляются нехарактерные виды возмущений и аварийных ситуаций, изменяются характеристики переходных процессов. Проблема построения системы РЗА существенно изменяется и усложняется, и как следствие появляется необходимость в решении следующих задач [8]:

– обеспечения требуемого технического совершенства противоаварийного управления электрических сетей, прилегающих к точке присоединения энергорайона с ЭСММ;

– создания системы РЗА, устанавливаемой в точке присоединения ЭСММ к электрической сети.

Особенным становится изменение режимов распределительных сетей при внедрении ЭСММ. Новые качества, приобретенные энергосистемой при внедрении ЭСММ, обуславливают изменение её режимных свойств – в некоторой степени это проявляется на уровне распределительной сети. В этих условиях происходит изменение характеристик установившихся режимов: изменяются направления потоков мощности, становится возможной электропередача от потребителей в энергосистему. Как следствие, становится неравномерной загрузка распределительной сети, направления и значения потоков мощности становятся непостоянными.

В таких условиях возникают следующие характеристик переходных процессов [9]:

- Изменяются значения и распределение токов КЗ. В распределительной сети уровни токов КЗ возрастают; при этом составляющая тока КЗ со стороны сети более высокого напряжения вследствие подключения дополнительного источника, наоборот – становятся меньше. При КЗ на сетевых элементах сети более высокого напряжения становится вероятным многосторонняя подпитка места повреждения. В связи с электрической близостью генераторов ЭСММ к сетевым элементам действующие значения токов КЗ могут значительно изменяться во время аварии. При близких КЗ от шин ЭСММ, периодическая составляющая тока КЗ от генераторов малой мощности достаточно быстро падает и приближаясь к установившемуся

значению через время 0,1–0,5 с [4]. Кроме того, снижение периодической составляющей тока КЗ от ЭСММ определяется, типом системы возбуждения. Генераторные установки с самовозбуждением при близких КЗ не обеспечивают поддержание требуемого установившегося значения тока КЗ на постоянном уровне; периодическая составляющая тока КЗ от таких генераторных установок снижается до номинального значения и ниже за время меньше 0,5 с. [4].

- Повышается риск возникновения режимов несинхронных включений при действии сетевых автоматов – АПВ и АВР [8]. Подобные режимы могут возникать при отключении на смежных линиях КЗ, связанных с разрывом, либо ослаблением электрической связи между параллельно работающими источниками. Режимы несинхронных включений приводят к появлению значительных уравнивающих токов и воздействию на генераторы ЭСММ больших электромагнитных и электродинамических усилий, представляющих опасность механической прочности генератора [5].

- В распределительной сети становится вероятным возникновение синхронных качаний и асинхронных режимов. Ввиду небольших значений постоянных инерции (T_J) генераторов ЭСММ возможно нарушение его синхронной динамической устойчивости при сравнительно небольшом времени протекания режима КЗ.

- Становится опасным, аварийное отделение энергорайона с ЭСММ от энергосистемы, возникающее при отключении ЛЭП или других сетевых элементов, связывающих ЭСММ с энергосистемой. Электрически режим в отделившемся энергорайоне будет определяться балансом мощности нагрузки и генераторной мощности, ЭСММ. Во многих случаях ЭСММ «покрывают» часть местной нагрузки и вследствие образовавшегося небаланса мощности режим после отделения будет характеризоваться значительным снижением частоты и/или напряжения (соответственно наступят лавины частоты и напряжения).

При близком балансе генерируемой мощности и мощности нагрузки, как правило, существенных отклонений режимных параметров в отделившемся

энергорайоне с ЭСММ не происходит. Тем не менее, при отсутствии необходимых решений по обеспечению изолированной работы отделившегося энергорайона режим потери связи с энергосистемой может сопровождаться следующими негативными проявлениями [9]:

- несинхронными включениями при действии сетевых устройств АПВ со стороны энергосистемы;

- подпитка места КЗ агрегатом ЭСММ энергорайона отключенного со стороны энергосистемы, что обуславливает невозможность оперативного восстановления электрической связи с энергосистемой;

- существенным снижением чувствительности и селективности РЗА к повреждениям в отделившемся от энергосистемы энергорайоне вследствие снижения величин токов КЗ;

- снижением показателей качества электрической энергии; нарушением нормальной работы электроприемников при отклонениях параметров электрического режима от допустимых значений (явление опрокидывания электродвигателей); риском отключения агрегата ЭСММ, не предназначенных для работы в изолированном режиме, технологической автоматикой турбоагрегатов.

У многих агрегатов ЭСММ уставки устройств РЗА выбираются без учета принципа селективности и с необоснованно завышенными требованиями в отношении допустимости параметров электрических режимов для указанных агрегатов. Данные защиты действуют на отключение генератора, в результате чего имеют место неоднократные случаи, когда генераторы отключаются устройствами РЗА при отсутствии угрозы механического или термического повреждения. Защиты генератора должны быть отстроены по времени от внешних КЗ, ликвидируемых устройствами РЗА электросетевых объектов. Уставки устройств РЗА для агрегатов ЭСММ определяются и настраиваются заводами-изготовителями и не подлежат изменению для сохранения гарантийных обязательств на генерирующую установку. При этом излишнее срабатывания РЗА этих генераторов (при КЗ в сети, ликвидируемых

устройствами РЗА элементов сети с расчетными выдержками времени), особенно в режимах максимальных нагрузок сети, создают предпосылки для развития опасных каскадных аварий в прилегающей сети.

Для примера приведем работу ГПЭС, где выбор уставок РЗА приводит к частым отключениям оборудования в режимах не опасных для генераторов [9]:

- Защита минимального напряжения (ЗМН) отключает генератор с выдержкой времени 0,3 с. с уставкой по напряжению $0,9U_{ном}$. При этом возможны отключения агрегатов ЭСММ даже при штатно ликвидируемых отдаленных КЗ в прилегающей сети. Следует отметить, что такое снижение напряжения никак не может сказаться на поршневом двигателе ГПЭС или ДЭС, при этом генераторы других типов и тех же мощностей защищаются от режимов перегрузки и режимов внешних КЗ защитами по току, отстроенными от внешних КЗ. Ток определяет нагрев генератора, и допустимая длительность аномального режима определяется величиной перегрузки, а не уровнем напряжения. ЗМН имеет смысл в отношении нагрева ротора генератора, так как при низких напряжениях ток возбуждения форсируется, но на тех генераторах, где защита от перегрева ротора необходима, она воздействует не на отключение генератора, а на снижение тока возбуждения. Стоит отметить, что отключение агрегатов происходит до срабатывания АОСН, утяжеляя режим работы сети.

- Защита по снижению частоты отключает генератор с выдержкой времени 0,3 с. с уставкой по частоте равной 49 Гц. При возникновении в сети аварийного дефицита мощности (отделение участка сети с недостаточной генерацией активной мощности от энергосистемы) отключения агрегатов будут происходить до срабатывания АЧР, утяжеляя развитие аварии. Кроме того, выбранные уставки не допускают возникновение синхронных качаний.

Таким образом, благодаря таким заводским настройкам нарушается одно из важных свойств РЗА – селективность.

1.5 Заключение по разделу

Приведен анализ объекта исследования – энергорайона с ЭСММ; показано, что характеристики энергосистемы при внедрении в неё ЭСММ будут определяться увеличением разнообразия генераторных установок, с более широким использованием ГТУ, ГПУ и ДЭС; расширением функциональных возможностей распределительных сетей; сложностью режимов работы распределительных сетей: появлением условий многостороннего питания сетевых элементов, возможности возникновения качаний и АР. Кроме того в разделе, приведен аспекты внедрения и развития объектов малой генерации.

Кроме того, можно сделать вывод, что ЭСММ с прилегающим энергорайоном при подключении к энергосистеме, приобретают актуальные проблемы характерные для больших энергосистем: нормированное значение напряжения на шинах и частоты в сети. Рассмотренные проблемы построения РЗА распределительной сети при подключении к ней ЭСММ, на примере существующих станций, показало отсутствие селективности в работе РЗА генераторных установок.

2 СПОСОБЫ И СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОРАЙОНОВ С ЭСММ

2.1 Обзор существующих способов обеспечения устойчивой работы генераторов ЭСММ

Под словом «способ» подразумевается «как» улучшить устойчивость энергосистемы. Пути повышения или сохранения устойчивости можно разделить на две группы [10]:

1. Конструктивное улучшение параметров основного оборудования энергосистем:

- уменьшение индуктивных сопротивлений (x_d , x'_d) и увеличение механической инерции (T_J) генераторов, двигателей;
- повышение номинальных напряжений сети энергосистемы;
- заземление нейтрали трансформаторов через активное или реактивное сопротивление.

2. Пути эксплуатационного характера:

- выбор архитектуры сети с учетом условий устойчивости;
- отключение части синхронных машин в аварийном режиме;
- регулирование режима работы синхронных машин по реактивной мощности;
- регулирование перетоков мощности по линиям электропередачи;
- разделение энергосистемы;
- отделение электростанции или части ее генераторов в аварийных режимах от энергосистемы.

Рассмотрим поподробнее некоторые из способов.

Параметры генераторов оказывают существенное влияние, как на статическую, так и на динамическую устойчивость. При использовании на генераторах АРВ с зоной нечувствительности, на статическую устойчивость

влияет величина синхронного индуктивного сопротивления x_d , а на динамическую устойчивость, переходное сопротивление x'_d и величина постоянной инерции T_j .

У турбогенераторов рассеяние ротора невелико и переходное индуктивное сопротивление составляет примерно 20-25%, увеличиваясь для машин весьма значительной мощности. У гидрогенераторов оно достигает 35%. Поскольку переходное сопротивление является сопротивлением рассеяния его уменьшение связано с большими трудностями. Так, например, уменьшение вдвое переходного индуктивного сопротивления приводит к удорожанию машины более чем на 50% [10].

Постоянная инерции существенно влияет на динамическую устойчивость машины. Чем больше T_j («тяжелее» машина), тем медленнее изменяется скорость ее ротора под действием избыточного момента. Это увеличивает предельно допустимое время существования аварийного режима, повышая устойчивость системы. Однако эксплуатируемые в настоящее время агрегаты ЭСММ имеют малую постоянная инерции и как следствие это не позволяет влиять на ДУ. В качестве выхода из данной ситуации видится использование на агрегатах ЭСММ импульсную разгрузку турбин, а также замена агрегатов на более «тяжелые» машины.

Параметры линий и их номинальное напряжение также оказывают существенное влияние на устойчивость системы. Рост номинального напряжения линии повышает $P_{пр}$ и это повышение тем больше, чем длиннее линия. Уменьшение реактивного сопротивления ЛЭП путем увеличения числа цепей экономически невыгодно и является обычно вынужденным мероприятием, применяемым при невозможности обеспечить ДУ другими способами. Уменьшение реактивного сопротивления ЛЭП можно достигнуть расщеплением провода. Однако в энергорайонах, где эксплуатируются агрегаты ЭСММ расщепление проводов является экономически невыгодным мероприятием.

Динамическую устойчивость можно улучшить, если нейтрали трансформаторов заземлить через небольшое сопротивление, не повышающее заметно напряжения на нейтрали. Увеличение сопротивления аварийного шунта, вводимого в комплексную схему, приводит к уменьшению сброса мощности во время КЗ и, следовательно, к улучшению динамической устойчивости. С увеличением индуктивного сопротивления, включенного в нейтраль трансформаторов, быстро возрастает результирующее индуктивное сопротивление нулевой последовательности и вместе с тем увеличивается устойчивость системы.

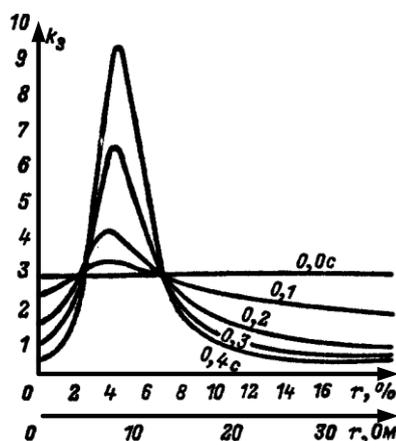


Рисунок 3 – Влияние активного сопротивления в нейтрали на устойчивость

Ухудшение устойчивости при больших сопротивлениях, характеризуется спадом кривых коэффициента запаса (рисунок 3). Оптимальное значение активных сопротивлений лежат в пределах 2,5-7%. При выборе сопротивлений в нейтрали необходимо считаться с возможностью возникновения потерь в цепи КЗ, обусловленных сопротивлением дуги и заземлением опор. Можно добавить также, что при сопротивлениях около 100-200% и выше может быть снова достигнуто повышение устойчивости [10].

Необходимо иметь в виду, что вследствие большого реактивного сопротивления нулевой последовательности ЛЭП характер заземления нейтрали трансформаторов не оказывает никакого влияния на устойчивость при замыканиях на землю в конце и начале линии (в зависимости от назначения

трансформатора – повышающий или понижающий). Также следует иметь в виду, что при замыкании в конце линии потери мощности в заземляющем сопротивлении воспринимаются в значительной мере на местные электростанции приемной системы, что при небольшой постоянной инерции этих станций может привести к ухудшению устойчивости системы в целом.

Схемы соединения электрической системы, выбор ее исходного режима существенно влияют на устойчивость. Одним из критериев, применяемых при оценке схемы системы, является понятие «жесткости» схемы. Жесткость в каком-либо узле схемы характеризуется изменением нагрузки, при которой величина и фаза напряжения будут изменяться на некоторое определенное значение, принимаемое за единицу. Жесткость зависит от относительных сопротивлений, связывающих узловые точки системы. Чем сильнее зафиксированы значения напряжений узлов по величине и фазе, чем теснее эти узлы связаны между собой, тем больше жесткость системы. Повышение жесткости схемы улучшает динамическую и статическую устойчивость. Однако повышение «жесткости» сети означает повышение уровня напряжений в центре питания (ЦП), что может нести негативные последствия для остальных потребителей подключенных к ЦП, а также возникают проблемы в работе РЗА. Данное мероприятие должно проводиться после согласования со всеми участниками рынка потребления электроэнергии подключенных к шинам ЦП.

Весьма быстрое отключение КЗ является эффективным способом улучшения динамической устойчивости электрических систем. Эффективность этого способа объясняется уменьшением длительности периода ускорения генераторов. Уменьшение времени отключения резко повышает допустимое значение передаваемой мощности, особенно при наиболее тяжелых видах КЗ. Кроме того, быстрое отключение уменьшает разрушения, вызываемые электрической дугой в точке КЗ, и способствует нормальной работе потребителей. Данное мероприятие достигается применением современных средств РЗА, а также быстродействующих выключателей.

Для поддержания напряжения в аварийных условиях находят применение регуляторы напряжения, под действием которого при возникновении КЗ возрастает напряжение, приложенное к обмотке возбуждения. Регулятор напряжения, реагирующий на снижение напряжения при КЗ, закорачивает резистор в цепи возбуждения возбудителя, и напряжение возбудителя начинает расти, что уменьшает степень затухания продольной составляющей ЭДС за переходным индуктивным сопротивлением. Эффективность регуляторов, относительно статической устойчивости, очень велика – их применение существенно увеличивает максимум характеристики мощности генераторов. Регуляторы, восстанавливая напряжение, значительно увеличивают устойчивость генераторов и нагрузки в послеаварийных режимах.

В настоящее время в качестве управляющих воздействий в средствах противоаварийной автоматики и релейной защиты для решения поставленных задач используются следующие средства [11]:

- Отключение нагрузки применяется для ограничения снижения частоты и напряжения, предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима и ограничения перегрузки оборудования. Следует учитывать, что отключение нагрузки связано с прямым недоотпуском электроэнергии потребителям, поэтому возможно реализовать автоматическое повторное включение с формированием запрета по режиму энергосистемы и режиму электроустановок потребителя. В районах электрических сетей с крупными синхронными двигателями рекомендуется осуществлять их отключение на начальной стадии аварийного процесса, чтобы не допустить нарушения их устойчивости и возникновения асинхронного хода.

Достоинствами отключения нагрузки являются быстрое изменение баланса мощности в сторону увеличения генерации и возможность дифференцированного подхода к отключению потребителей. Таким образом возможна реализация отключения меньшими ступенями и более точное регулирование баланса мощности.

Однако существенным недостатком является сложность энергосистемы и необходимость прокладки большого количества каналов связи для передачи команд, что связано с дополнительными затратами. Кроме того, ОН является наименее желательным воздействием поскольку снижает основной показатель надежности электроснабжения [12].

- Отключение генераторов применяется для предотвращения нарушений устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения повышения частоты, ограничения перегрузки оборудования и характеризуется текущим значением нагрузки отключаемых генераторов.

Достоинством отключения генераторов при большом избытке мощности в системе является большая величина ступеней отключения и простота реализации данного управляющего воздействия, однако это не позволяет дозировать управляющее воздействие. Так же ОГ позволяет разгружать электрические связи, не прибегая к отключению нагрузки и в случае неэффективности ОН.

- Деление сети на несинхронно работающие части применяется для предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения частоты, перегрузки оборудования, повышения эффективности действия отдельных видов противоаварийной автоматики.

Выделение электростанции или района со сбалансированной нагрузкой выполняется для предотвращения:

- нарушений технологических процессов у потребителей, чувствительных к изменению частоты и напряжения;
- лавины напряжения;
- потери собственных нужд электростанций или отдельных генераторов при нештатных аварийных ситуациях.

Деление системы производится отключением линий с запретом АПВ, трансформаторов или разделением шин электростанций и подстанций в одном из заранее подготовленных сечений.

Во всех случаях при делении сети существенно значение небаланса мощности, создаваемого им в разделенных частях. Значение небаланса должно оперативно или автоматически изменяться в целях обеспечения допустимых уровней режимных параметров.

При выборе сечений ДС рекомендуется минимизировать количество точек деления и объемы управляющего воздействия для обеспечения допустимого послеаварийного режима в разделившихся частях. Отключению подлежат все связи, входящие в сечение ДС. Реализация данного воздействия не должна приводить к недопустимым отклонениям режимных параметров и перегрузкам в разделившихся частях [13].

Деление сети позволяет сохранить в работе часть нагрузок, которые может покрыть выделяемая электростанция, и предотвратить потерю собственных нужд генераторов при недопустимом снижении частоты и напряжения. Так же ДС повышает эффективность использования таких средств сохранения устойчивости, как ОН и ОГ. Таким образом, деление сети повышает уровень надежности электроснабжения и живучести энергосистемы.

2.2 Обзор существующих средств обеспечения устойчивой работы энергорайонов с ЭСММ

Для решения задач обеспечения устойчивости согласно [4] автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством устройств и комплексов ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

При развитии системной аварии, приводящей к снижению частоты используется автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ), которая предназначена для обеспечения живучести энергосистемы при возникновении значительного дефицита активной мощности в отдельных ее частях с их аварийным отделением и глубоким (ниже 49,0 Гц) снижением частоты, создающих угрозу повреждения оборудования электростанций и нарушения работы энергопринимающих установок потребителей, а так же возникновения лавины частоты с полным прекращением электроснабжения [14].

Функция автоматической частотной разгрузки (АЧР) обеспечивает предотвращение недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей снижения частоты и ее последующего восстановления. Устройства АЧР должны действовать на отключение нагрузки очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц. АЧР функционально подразделяется на два устройства [4]:

- АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты;
- АЧР-2, предназначенные для восстановления частоты после действия АЧР-1 или при медленном ее снижении. Несовмещенная АЧР-2 действует для подъема частоты после работы АЧР-1, совмещенная – для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне.

Устройства частотной делительной автоматики (ЧДА) предназначены для предотвращения полного останова генераторов электростанций при недопустимом снижении частоты в энергосистеме и недостаточной эффективности АЧР.

Устройства ЧДА действуют на выделение электростанций на сбалансированную нагрузку или на питание собственных нужд. При этом действие ЧДА на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе, однако предпочтительным является образование небольшого избытка генерирующей мощности и повышение частоты. Величина небаланса активной мощности определяется

условиями обеспечения устойчивой работы генераторов с учетом действия АЧР.

Традиционно ЧДА рассчитывается в первую очередь на случаи плавного понижения частоты при сохранении допустимых уровней напряжения. Именно такие процессы имеют место, если в энергосистеме или большей ее части возникает аварийный дефицит мощности. Величина дефицита мощности в таких случаях не бывает слишком большими, даже при отключении крупных электростанций. Но необходимо иметь ввиду и другой возможный случай развития аварии, когда отделяется небольшой район, в котором дефицит мощности может быть как угодно велик. В этом случае имеют место значительные понижения напряжения, которые могут создавать как большие сбросы нагрузки, резко улучшающие протекание аварии, так и лавины напряжения, ведущие к полному нарушению работы и потребителей, и электростанций.

Отдельно стоит рассмотреть делительную автоматику по частоте (ДАЧ). Схемы такой автоматики аналогичны схемам устройств ЧДА. ДАЧ действует на выделение электростанции на сбалансированную нагрузку и позволяет сохранить в работе отдельные части энергосистемы при развитии системной аварии со снижением частоты. Так же создается возможность быстрой ликвидации аварии для энергорайона с электростанцией малой мощности и восстановление нормального значения частоты.

В случае снижения напряжения в энергосистеме ниже допустимых значений применяется автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН). Данная автоматика предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электроэнергии снижения напряжения. Устройства АОСН контролируют величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики с учетом его длительности. Для прогнозирования лавины напряжения возможно так же обеспечить контроль изменения

реактивной мощности, скорости снижения напряжения и тока ротора генератора.

АОСН размещается на подстанциях, на которых возможно недопустимое снижение напряжения. Допускается их совмещение с устройствами АОСЧ.

Действие устройства АОСН в качестве делительной автоматики по напряжению (ДАН) позволяет выделить энергорайон на сбалансированную нагрузку и предотвратить участие электростанции малой мощности в развитии лавины напряжения. При этом сохраняется электроснабжение потребителей энергорайона с электростанцией малой мощности.

При нарушении динамической устойчивости и возникновении асинхронного режима (АР) генераторов на электростанции применяется автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР), которая выявляет и ликвидирует АР отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

Выявление асинхронного режима осуществляется на основе анализа изменения электрического режима (ток, сопротивление, направление активной мощности), либо углов между векторами напряжений в узлах электрической сети.

АЛАР действует на ресинхронизацию с применением отключения нагрузки или генерации и на деление системы. Устройства, установленные на электрических станциях, применяют отключение генераторов для ликвидации АР, а для частей энергосистем применяется деление системы. Для электрических сетей напряжением 110-220 кВ действие на деление системы должно реализовываться не позднее четырех циклов асинхронного хода.

Необходимость установки устройств АЛАР на объектах малой генерации, должно определяться проектным решением. При этом ликвидация АР возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путем его отключения.

Быстрая ликвидация АР возможна в тех случаях, когда объект малой генерации внедряется только в целях выработки электрической энергии, без решения задачи обеспечения надежного электроснабжения потребителей в различных режимах работы прилегающей электрической сети и без жестких контрактных обязательств по поставке электрической э электрической энергии сторонним потребителям.

Вероятность самопроизвольной ресинхронизации объекта малой генерации в распределительной сети велика, поэтому, с учетом конкретных условий, целесообразно отстраивать срабатывание АЛАР по времени от ресинхронизации генераторов, если задержка срабатывания АЛАР не приводит к возникновению препятствующего ресинхронизации многочастотного АР агрегатов ЭСММ или к дополнительным нарушениям устойчивости двигателей в узлах нагрузки. Решается этот вопрос проведением расчетов переходных процессов в сети, причем следует учитывать, что характеристики АР в значительной степени зависят от параметров нагрузки в соседних узлах.

Исходя из опыта эксплуатации и выполнения расчетов ДУ для объектов малой генерации [17, 18], ЭЦК на ЭСММ находятся, как правило в повышающем трансформаторе или в самом генераторе, а применение АЛАР на ГТЭС, ГПЭС и ПГЭС представляется целесообразным и должно включаться в технические требования к закупаемым агрегатам ЭСММ.

Однако на практике бывают случаи, когда агрегаты уже приобретены, а следовательно, замена многовальных ГТУ на одновальные невозможна. При этом проводимые расчеты переходных процессов в сети показывают, что возникающие АР ресинхронизации не заканчиваются, а переходят в многочастотные, которые являются недопустимыми, так как вызывают нарушение устойчивости двигательной нагрузки, а быстрая ликвидация АР действием на отключение генераторов приводит к лавине напряжения в прилегающей сети. В таком случае возможна реализация следующих мероприятий:

- подключение к шинам генераторного напряжения исполнительных устройств, параметры которых изменяются во времени по заданному закону регулирования;

- применение на объектах малой генерации асинхронизированные генераторы и определенной настройкой алгоритмов и параметров фазовой форсировки возбуждения.

Кроме того, здесь также следует отметить опыт советского времени по внедрению мини-ТЭЦ. В то время проработаны практические решения по построению РЗиА агрегатов ЭСММ [18], установлена целесообразность создания и внедрения на таких объектах делительной защиты; определен состав и разработаны методические указания по расчету параметров срабатывания делительных защит [19]. Большое внимание уделялось вопросам выполнения сетевых автоматов (АПВ и АВР), дана необходимость согласования времени их срабатывания с устройствами делительной автоматики станции [20].

Однако эти разработки ориентированы прежде всего на внедрение отдельных станций с паротурбинными агрегатами, которые в настоящее время практически не применяются в проектах), в то время как вопросы перенастройки защит распределительной сети при этом не затрагиваются.

2.3 Возможные пути повышения надежности работы энергорайонов

При реализации алгоритмов ПАУ распределительных сетей целесообразно использовать потенциал ПА для решения задач обеспечения режимов работы ЭСММ [20]:

- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО): АОПЛ и АОПТ – соответственно линий электропередач и трансформаторов;
- автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН).

Современные мобильные ГТЭС могут осуществлять набор номинальной активной мощности 22,5 МВт с несколькими возможными скоростями (5, 10, 20

и 100 МВт/мин), а время с момента получения УВ до пуска принято не более одной минуты. С учетом времени пуска при минимальной скорости набора мощности генерирующая установка может набрать номинальную активную мощность (22,5 МВт) за 5,5 минут, а при максимальной скорости набора мощности 100 МВт/мин – за 74 секунды [18].

В основе работы газопоршневых генерирующих установок лежит принцип действия ДВС. У мощных ДВС – и дизельных, и газопоршневых – имеется известная особенность, состоящая в том, что скачкообразный наброс активной мощности на генератор, не вызывающий перегрузки, может тем не менее приводить к перегреву ДВС и к его отключению технологическими защитами, то есть быть недопустимым. Такая особенность ДВС связана с тем, что большей отдаваемой мощности (соответственно большей подачи воздуха в двигатель) должно соответствовать увеличение подачи воздуха в двигатель от компрессора. Однако нет возможности очень быстро увеличивать скорость вращения компрессора и, соответственно, его производительность. Это обстоятельство лимитирует величину скачкообразного наброса мощности.

С учетом данных обстоятельств в проектах ПА должно предусматриваться одновременное применение ОН потребителей и автоматическая загрузка генераторов ГПЭС (ДВС), так как реализация УВ на отключение нагрузки выполняется быстрее, чем автоматическая загрузка генераторов ГПЭС (ДВС). По мере запуска и набора мощности генерирующими установками должно предусматриваться включение части отключенной нагрузки в объеме набранной мощности генерирующими установками. Для этой части потребителей отключение электроэнергии становится непродолжительным, что позволяет снизить величину ущерба за счет минимизации времени отключения.

При внедрении АОПЛ с автоматической загрузкой генераторов объектов малой генерации следует обратить внимание на следующее:

- Установка АОПЛ требует установки и других устройств ПА на прилегающих объектах электрической сети;

- Система АОПЛ охватывает несколько объектов и требует организации системы связи;
- Система АОПЛ требует стыковки с существующими устройствами ПА и обеспечение возможности интеграции в перспективные устройства ПА;
- Необходимо обеспечить взаимодействие системы АОПЛ с диспетчером, в чьем оперативном управлении находится защищаемая ЛЭП.

В планах развития оперативно-технологического управления в распределительных сетевых компаниях в качестве целевой модели выбрана концепция сети с подстанциями 35–110 кВ без постоянного обслуживающего персонала, с организацией их обслуживания оперативно-выездными бригадами. При этом организация контроля над перегрузками трансформаторов и принятием своевременных мер по их устранению представляется труднореализуемым мероприятием, без применения средств автоматизации.

Учитывая данный подход, возможна установка устройств АОПТ или модернизация существующих с действием первых ступеней не на ОН, а на автоматическую загрузку генераторов, в тех энергорайонах, где агрегаты непосредственно подключаются к сетям 6-20 кВ, что характерно для районов с нефтегазовыми месторождениями и т.п.

Как показывают расчеты [21], область эффективного снижения активной мощности ГММ, работающих в распределительной сети, характеризуется следующими закономерностями:

- Зависимость величины положительного эффекта от глубины разгрузки имеет максимум при разгрузке на 20-50%;
- К разгрузке целесообразно прибегать, если генераторное напряжение снижено на 5-10% и более;
- В длительных режимах, когда электропотребление может рассматриваться независимым от напряжения, эффект разгрузки возрастает.

Возможность разгрузки генераторов по активной мощности лимитируется ростом токов в сети, питающей энергорайон, при этом рост тока

во внешней связи монотонен, и чем глубже разгрузка, тем больше переток активной мощности от внешней сети к потребителю.

Регулирующие эффекты нагрузки в некоторой мере влияют на величину эффекта от разгрузки генераторов по активной мощности. Повышение напряжения благодаря такой разгрузке увеличивает активную нагрузку и повышает дефицит мощности, то есть уменьшает эффект разгрузки. Поэтому в районах с преобладанием промышленных предприятий, то есть в условиях малых регулирующих эффектов по напряжению по сравнению с бытовой нагрузкой, эффект разгрузки генераторов местных электростанций более значительный.

На рисунке 5 представлена зависимость предела утяжеления режима от глубины разгрузки генератора по активной мощности.

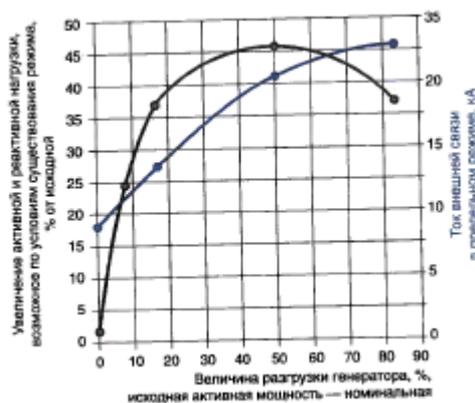


Рисунок 5 – Зависимость предела утяжеления режима от глубины разгрузки генератора по активной мощности

Как правило, вводимые в настоящее время в России объекты малой генерации не оснащаются со стороны заводов-изготовителей необходимыми средствами автоматизации. Поэтому для реализации указанных возможностей малой генерации требуется как минимум:

- Полностью автоматизировать процесс пуска агрегатов электростанции по команде от внешних устройств;
- Обеспечивать возможности выдачи дискретной и цифровой информации в локальные устройства ПА или системы ПАУ;

- Оснастить электростанции средствами приема команд в центральное устройство управления станцией для приема и реализации управляющих воздействий ПА;

- Обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности ГММ на скорость набора мощности, обеспечивающую разгрузку в необходимом объеме ЛЭП или трансформаторов.

Наряду с описанными устройствами, необходимо отметить делительную автоматику. Параметры ДА, обеспечивающей выделение электростанции на автономное электроснабжение ближайших потребителей и собственные нужды при аварийном состоянии энергосистемы, должны быть согласованы с процессами, характерными для используемых агрегатов ЭСММ и крупных промышленных потребителей в энергорайоне.

Если возможны случаи, когда рассматриваемая ЭСММ может оказаться вместе с местной нагрузкой отделенной от энергосистемы, то требуется разработка ПА, действующей при внезапной потере генерации, и мер по ее вводу в работу.

Опыт интеграции малой генерации в энергосистемы выявил ряд существенных проблем технического характера, связанных с особенностями конструкции таких объектов генерации, которые частично ограничивают возможности использования малой генерации для решения вышеперечисленных задач. Применение современных агрегатов ЭСММ сопряжено с рядом проблем, весьма существенных как для собственника объекта, так и для распределительных сетевых компаний. Эти проблемы рассмотрены в главе 1. Для полноценной реализации потенциала малой генерации необходимо обеспечить возможность работы генераторов как в изолированном режиме со сбалансированной нагрузкой выделенного района или крупного потребителя, так и с возможностью автоматической ресинхронизации с энергосистемой.

Заключение по разделу

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 прилегающей сети. 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; или – напротив – вследствие неучета параметров внешней сети может привести к отказу защиты.

Для повышения эффективности противоаварийного управления необходимо содействовать решению перечисленных выше проблемных вопросов, полностью автоматизировать запуск агрегатов ЭСММ, обеспечить расчетную настройку уставок регуляторов мощности и реализовать возможность приема и передачи команд от устройств ПА в общестанционное устройство управления.

3 РАЗРАБОТКА ОБЩИХ ТРЕБОВАНИЙ К АДАПТИВНОЙ ДЕЛИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИКЕ

3.1 Возможные пути повышения эффективности устройств делительной автоматики

Делительная автоматика (ДА) выполняет функции выделения отдельных энергорайонов от энергосистемы в случае возникновения опасного возмущения или развития аварийного режима.

Критерии и алгоритм действия существующих делительных защит, используемых в централизованных энергосистемах, а также на отдельных ЭСММ, достаточно подробно рассмотрены в литературе и нормативной документации [7, 8, 17]. Однако, изменение структуры генерирующих мощностей, связанное с активным развитием принципов распределенной генерации, может потребовать их дополнения и пересмотра.

ДА, устанавливаемая на ЭСММ, может выполнять функции отключения генератора или выделения локальной генерации на местную нагрузку. В настоящее время работа ДА предусматривается в следующих режимах [17]:

- 1) Режим потери связи с энергосистемой. Отключение сетевых элементов, связывающих локальные источники генерации с централизованной энергосистемой, может приводить к возникновению значительных дефицитов мощности в отделившемся фрагменте распределительной сети, вызывающих в свою очередь заметные снижения частоты или напряжения. Но даже при отсутствии дефицита мощности существует риск несинхронного включения вследствие действия устройств АПВ линий со стороны централизованной энергосистемы. С целью предотвращения указанных нежелательных последствий при потере связи с сетью внешней энергосистемы следует предусматривать отключение локальной генерации или ее выделение на сбалансированную нагрузку.

2) Внешние короткие замыкания. В ряде случаев отключение локальной электростанции или выделение на автономную работу фрагмента распределительной сети, содержащего локальную электростанцию и сбалансированную нагрузку, целесообразно осуществлять действием ДА (при условии ее достаточной чувствительности) по факту возникновения внешнего КЗ.

3) Системные аварии. При системных авариях, возникающих во внешней энергосистеме, также представляется целесообразным отделение фрагмента распределительной сети с локальной генерацией. В соответствии с существующими нормативными документами функции выделения электростанции на собственные нужды или сбалансированную нагрузку при системных авариях выполняются ЧДА, действующей при снижении частоты до 47,5-46 Гц.

В связи с тем, что агрегаты локальных электростанций, реализованные на базе газотурбинных и газопоршневых двигателей, характеризуются относительно небольшими значениями постоянных инерций (1-2 с), возникающий после отделения небаланс мощности может сопровождаться значительно более высокой скоростью снижения частоты, чем при общесистемном дефиците мощности.

При отключении «вышестоящих» связей с энергосистемой могут иметь место значительные небалансы мощности в отделившемся фрагменте. Режим после отключения может характеризоваться дефицитом не только активной, но и реактивной мощности и, может наблюдаться уменьшение потребляемой мощности (за счет саморазгрузки части потребителей электрической энергии), то есть происходит снижение небаланса активной мощности.

Следует заметить, что наиболее часто ситуации, требующие отделения малых электростанций на сбалансированную нагрузку, связаны с затяжными внешними КЗ, с возникновением значительных локальных дефицитов мощности. Кроме того, имеет место высокая вероятность развития аварии, связанных со снижением напряжения, в особенности, если фрагмент сети,

содержащий локальную электростанцию, соединен с магистральной сетью энергосистемы не напрямую, а через протяженную распределительную сеть, предел передаваемой мощности которой ограничивается не условиями устойчивости, а перегрузочной способностью оборудования.

Реализуемые в настоящее время алгоритмы ДА ЭСММ ориентированы на отключение этой станции при внешних возмущениях с минимальной выдержкой времени. Такой подход справедлив при малой доле в составе энергосистемы объектов малой генерации, в том числе и потому, что позволяет минимизировать ее влияние на функционирование РЗА внешней сети, не учитывающей наличие в распределительной сети собственных источников. ДА в этом случае выполняет также функции чувствительной (неселективной) РЗА вышестоящих сетевых элементов со стороны ЭСММ.

Делительная автоматика должна обеспечивать выявление следующих режимов:

- повреждения в распределительной сети (в этом случае должна обеспечиваться требуемая чувствительность к КЗ на удалённых концах линий связи с энергосистемой);
- снижение основных режимных параметров в энергосистеме (частоты и напряжение)
- аварийное отделение энергорайона с ЭСММ от распределительной сети энергосистемы;
- повреждения в сетях энергорайона, повреждения и аварийные режимы работы генераторов ЭСММ (в том числе, некорректная работа регуляторов возбуждения и скорости).

Время срабатывания ДА выбирается с учетом следующих условий:

- недопустимо возникновение в прилегающей сети синхронных качаний и асинхронных режимов, вызванных влиянием ЭСММ;
- отключение ЭСММ с выдержкой времени не должно противоречить селективности терминалов РЗА в энергорайоне и прилегающей распределительной сети;

– недопустимы несинхронные включения ЭСММ.

В общем случае время срабатывания ДА принимается минимальным.

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).

Решение новых задач управления малой генерацией потребует создания селективной быстродействующей защиты во внешней сети, совершенствования противоаварийного управления и реализации мероприятий по обеспечению надёжной и устойчивой работы локальных энергосистем генерацией в автономном режиме. Вопросы целесообразности отделения энергорайонов с генерацией от остальной части энергосистемы при авариях во внешней распределительной сети и внешних возмущениях, выборе мест установки и критериев действия ДА должны решаться для каждого конкретного случая на основе проведенных расчетов электрических режимов.

3.2 Формулирование общих принципов работы АДА

Выделение энергорайона с несбалансированной нагрузкой и генерацией ЭСММ приводит как правило к каскадному развитию аварии и полному обесточиванию района с посадкой станции на «ноль» [9].

Эффективным мероприятием сохранения работоспособности при авариях в системе, связанных со снижением частоты и напряжения являются делительные автоматики по частоте и напряжению (ЧДА и ДАН), предназначенные для отделения станции на сбалансированную нагрузку.

Однако все известные реализованные на практике мероприятия по выделению ЭСММ на нагрузку района средствами на «жесткой» релейной логике имеют ряд существенных недостатков и не учитывают ряд важных факторов:

- Не учитывается режим работы ЭСММ, соотношение между генерирующей и потребляемой мощностями района, что существенно влияет на динамику аварии;
- Не учитывается состояние схемы сети энергорайона и схемы станции;
- Невозможность предусмотреть в этих условиях правильности действий оперативного персонала, который вынужден работать в очень сжатые сроки на фоне быстроменяющихся параметров.

Для устранения приведенных недостатков наиболее эффективной могла бы стать адаптивная делительная автоматика (АДА) на базе программно-вычислительного комплекса.

В общем случае, основными функциями автоматики являются:

- Расчет управляющих воздействий (УВ) в своём энергорайоне с ЭСММ, передача в управляющие устройства результатов расчета УВ;
- Прием от системы сбора и передачи информации (ССПИ) доаварийной информации о схеме и режиме электрической сети;
- Прием от устройств нижнего уровня своего района (при необходимости) информации о располагаемых ресурсах управления, о готовности к функционированию;
- Настройку, при необходимости, параметров срабатывания пусковых устройств;
- Передачу команды на деление сети и отключение нагрузки при фиксации пусковыми органами аварийных возмущений.

Основными функциями АДА при срабатывании автоматики по снижению частоты являются:

- Непрерывное слежение за положением коммутационных аппаратов в схеме сети, числом работающих энергоблоков, включенных в работу ВЛ,

трансформаторов связи прилегающего района и формирование информации о ремонтном состоянии элементов сети и фактах аварийного отключения оборудования;

- Сбор данных по значениям активной мощности генерирующих источников ЭСММ, потребляющих мощностей, мощностей по транзитным линиям связи;

- Непрерывный расчёт управляющих воздействий с учетом значения частоты, скорости изменения частоты и заданной выдержки времени;

- Выдача УВ на оптимальное выделение ЭСММ на сбалансированную нагрузку, команд на отключение нагрузки с целью достижения баланса между генерацией и потреблением в энергорайоне с объектом малой генерации. При этом в отделившемся районе восстанавливаются значения частоты до близкого к 50 Гц и небаланса близкого к нулю;

- Обеспечение дежурного и эксплуатационного персонала информацией о текущей настройке и действии автоматики, значениях контролируемых параметров и состоянии аппаратных средств устройства, протоколирование и архивирование аварийных и текущих данных.

С учётом высокой вероятности возникновения возмущений и развития в распределительной сети аварий, связанных со снижением напряжения, особую значимость приобретают задачи исследования и разработки технических решений по выполнению деления по факту недопустимого снижения напряжения.

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

- недопущение излишних отключений ЭСММ 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 прилегающей сети);

– обеспечение условий для сохранения устойчивости в отделившемся от энергосистемы энергорайоне.

Использование делительной автоматики по напряжению (ДАН) на объектах энергетики становится актуальным именно благодаря более широкому внедрению в распределительные сети объектов малой генерации, поэтому к настоящему времени системно проработанные рекомендации по применению, реализации и настройке этой автоматики практически отсутствуют.

ДАН может быть реализован на базе серийно выпускаемых терминалов с использованием ступенчатой характеристики [14]. Настройка ступеней такой характеристики осуществляется на основе результатов исследования переходных процессов при внешних возмущениях с последующим выделением фрагмента сети с генерацией на автономную работу. Стоит отметить, что фактическое допустимое время отделения может существенно варьироваться вследствие недетерминированности режимов работы распределительной сети с генерацией, значительного влияния на их характеристики электрически близкой соизмеримой по мощности нагрузки (особенно двигательного характера). По этой причине использование ступенчатой характеристики всегда связано с возможностью излишних срабатываний ДА.

В такой ситуации становится актуальной задача совершенствования алгоритмов ДАН. В частности, представляется целесообразным динамически определять момент отделения, основываясь на характеристиках текущего режима. Наиболее значимым параметром режима, характеризующим возможность сохранения в отделившемся фрагменте сети устойчивости по напряжению, является баланс реактивной мощности. В основе алгоритма лежит качественная зависимость [14], отражающая связь реактивной мощности, контролируемой в месте деления в момент времени, соответствующий предельно допустимому времени срабатывания ДАН, с напряжением в месте установки автоматики: чем ниже величина напряжения, тем больше реактивной мощности необходимо для обеспечения устойчивости отделившегося

энергорайона. Адаптация момента срабатывания ДАН к текущему режиму особенно актуальна для систем электроснабжения с генерацией и значительной долей двигательной нагрузки.

3.3 Формулирование общих принципов построения АДА

Для начала необходимо сделать краткое описание наиболее часто применяемых устройств делительной автоматики. Более подробное описание устройств делительной автоматики дано в [8], [11] и [14].

В последние годы ДА стала использоваться для автоматического отделения от энергосистемы некоторых ТЭЦ и ГЭС (со сбалансированной нагрузкой), предназначенных для работы в качестве резервных источников в случае образования большого дефицита мощности и опасного снижения частоты в энергосистеме. Такая аварийная ситуация может иметь место в тех случаях, когда действиями автоматики частотной разгрузки (АЧР) не удалось восстановить частоту до значения, близкого к нормальному. В этих условиях возникает опасность дальнейшего снижения частоты и напряжения в энергосистеме и остановки агрегатов собственных нужд всех электростанций, работающих в энергосистеме. Для предотвращения этого опаснейшего процесса и предназначается ДА, с помощью, которой в подобной ситуации часть электростанции отделяется от энергосистемы с примерно сбалансированной нагрузкой и в том числе с нагрузкой собственных нужд.

Один из распространенных вариантов применения ДА на электростанциях, работающих параллельно с энергосистемой приведен на рисунке 6 [2].

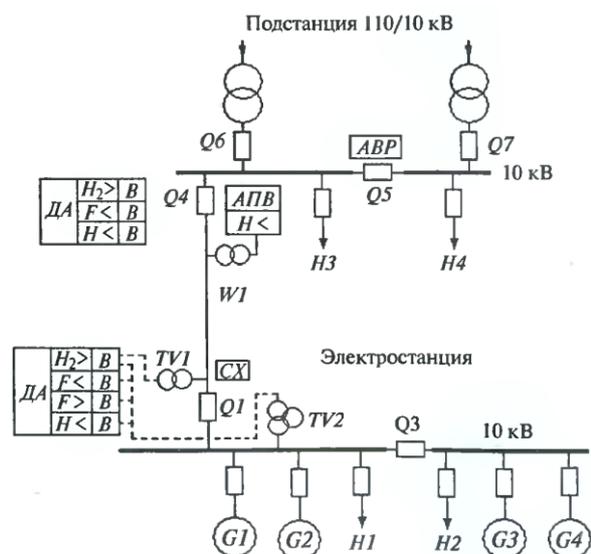


Рисунок 6 – Схема электростанции и линии связи с энергосистемой и устройствами ПА

Данная схема характеризуется следующими условиями: при потере подстанции 110/10 кВ питания со стороны энергосистемы, кроме своей нагрузки Н1 и Н2, будет нести дополнительную нагрузку Н3 и Н4. Если этот режим не предусмотрен при выборе мощности энергоблоков, то он будет сопровождаться аварийным снижением или лавиной напряжения и частоты. АПВ после отключения КЗ на линии W1 может привести к несинхронному включению генераторов и появлению асинхронного режима.

ДА действует при включенном выключателе Q1 на его отключение от следующих пусковых органов:

- Понижения частоты $F <$ (признак дефицита мощности в ЭС);
- Симметричного снижения напряжения $U <$ (признак близкого трехфазного КЗ или лавины напряжения);
- Появления напряжения обратной последовательности $U_2 >$ (признак несимметричного КЗ);
- Повышения частоты $F >$ (признак неправильной работы автоматики режимного управления, которая старается поддержать заданное значение мощности, передаваемой в ЭС при отключенном выключателе Q4 ЛЭП со стороны энергосистемы).

Все пусковые органы имеют индивидуальные выдержки времени. Приближенно для цифровых защит можно принимать:

- Уставку срабатывания по снижению частоты 47 – 48 Гц, по повышению частоты 51 – 52 Гц, время срабатывания 0,3 с;

- Уставку срабатывания по напряжению $(0,6 \div 0,7)U_{\text{ном}}$, время срабатывания принимается на ступень больше времени срабатывания быстродействующих защит отходящих от генераторных шин присоединений;

- Уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности, которая принимается минимальной, время срабатывания 0,3 с.

Для предотвращения не синхронного включения генераторов при отказе ДА устройство АПВ линии связи (выключатель Q4) выполняют с контролем и ожиданием снижения напряжения со стороны линии, причем по условию согласования уставку реле контроля принимают на 10 – 20 % меньше уставки срабатывания делительной защиты по напряжению. Время срабатывания АПВ принимают на ступень селективности больше наибольшего возможного времени действия делительной защиты. Для повышения надежности на выключателе Q4 устанавливают второй (резервный) комплект ДА.

Рассмотрим случаи работы ДА на электростанциях, получающих дополнительную мощность из энергосистемы. Как было написано выше, к энергосистеме подключается большое число электростанций, работающих изолированно. После включения на параллельную работу с энергосистемой рост нагрузок этих электростанций, как правило, покрывается за счет получения дополнительной мощности от энергосистемы.

Для предотвращения аварий, в случае образования дефицита мощности, Правила [4] предлагают ДА, действие которой заключается в отделении генераторов с частью нагрузки, соответствующей их мощности, от остальной нагрузки района. ДА здесь выполняется с пусковыми органами реагирующими на понижение частоты, скорость снижения частоты, снижение напряжения, появления симметричных составляющих тока или напряжения, изменения направления мощности.

Аналогичные уставки, описанным выше, применяются и для ДА электростанций получающих дополнительную мощность из ЭС. Кроме того, следует учесть, что постоянная инерции вращающихся агрегатов T_J наряду с дефицитом мощности определяет скорость снижения частоты (значение T_J доходит до величины 12 с и более).

Однако по снижению частоты до заданного значения не всегда можно судить о размере образовавшегося дефицита мощности. После действия делительной защиты может произойти отделение генераторов с нагрузкой, намного превосходящей их мощность, и даже действие АЧР не сможет обеспечить нормальную частоту. Для такой электростанции наиболее целесообразно выполнять делительную защиту, реагирующую на скорость изменения частоты df/dt . Скорость изменения частоты прямо пропорциональна величине дефицита мощности. Характер протекания процесса снижения частоты, как написано выше, зависит от размера образовавшегося дефицита мощности (ΔP), значений инерционных постоянных вращающихся масс генераторов, турбин и механизмов нагрузки (T_J), а также от регулирующего эффекта нагрузки (коэффициент K), то есть существует зависимость:

$$\frac{df}{dt} = \psi(\Delta P; T_J; K)$$

где K – частотный коэффициент нагрузки, представляющий собой отношение изменения нагрузки к изменению частоты, лежит в пределах $1 \div 3$.

Для восстановления нормальных (или близких к нормальному) параметров электрического режима (частота и напряжение) в отделившейся сети при отсутствии резерва генерирующей мощности, как известно, существует единственный способ – отключение части электроприемников. Это отключение должно производиться АЧР или делительной защитой (ДЗ), действующей при снижении частоты (напряжения) на отделение местных электростанций со сбалансированной нагрузкой от остальной нагрузки сети.

С точки зрения сохранения наиболее ответственных потребителей во всей отделившейся сети предпочтительнее произвести равномерную разгрузку

путем отключения от АЧР всех менее ответственных потребителей электроэнергии.

Однако можно предположить, что существуют такие критические значения скорости снижения частоты, при которых устройства АЧР окажутся неэффективными, и для сохранения агрегатов собственного расхода местных электростанций и наиболее ответственных потребителей этих станций единственно возможным явится применение быстродействующей делительной защиты по скорости снижения частоты [4].

Критерий целесообразности применения такой ДЗ возможно определить на основе следующих соображений. Нижний предел частоты, которая может быть кратковременно допущена в ЭС, составляет 40 – 45 Гц в зависимости от типов электростанций. На тепловых станциях среднего давления при частоте 45 Гц питательные электронасосы резко снижают, а иногда и совсем прекращают подачу воды в котлы; циркуляционные насосы при этом же значении частоты снижают производительность на 30 - 40 %. Снижение производительности агрегатов собственного расхода вызывает снижения активной мощности электростанции, что ведет к дальнейшему увеличению дефицита активной мощности и может вызвать лавинообразное снижение частоты и, как следствие, полный останов всех местных станций. Если в отделившейся сети имеются только ГЭС, то считается допустимым кратковременное снижение частоты ниже 45 Гц. При наличии ТЭС высокого давления критическая частота для питательных насосов может достигать 46 - 46,5 Гц. Проведенные опыты показали также, что в ряде случаев при понижении частоты до 45 Гц напряжение на шинах станций снижается до значения, близкого к критическому, когда может возникнуть явление лавины напряжения, вызывающее нарушение статической устойчивости энергосистемы.

С другой стороны, время отключения части нагрузки устройствами АЧР по ряду причин не может быть равно нулю. Это время складывается из выдержки времени для АЧР I (до 0,5 с), времени отключения выключателя, а также времени запаса. Таким образом, общее время отключения нагрузки

составляет 0,7 с. Верхний предел уставок по частоте АЧР I составляет 47 – 48 Гц. Первые комплекты АЧР должны произвести отключения так, чтобы за время отключения частота не снизилась ниже $f_{доп} = 45$ Гц. Это возможно при скорости снижения частоты, определяемой как:

$$\left(\frac{df}{dt}\right)_{крит} \leq \frac{f_{cp} - f_{доп}}{t_{откл}} \approx 3,5 \text{ Гц/с}$$

Таким образом, этим значением определяется искомый критерий целесообразности применения делительной защиты по скорости снижения частоты для отделения местной электростанции с собственным расходом и сбалансированной нагрузкой в случаях больших дефицитов мощности в отделившейся сети.

Если ожидаемая скорость снижения частоты всегда меньше критической, то допустимо и даже желательно применение устройств АЧР для выборочного отключения части электроприемников отделившейся сети. Если ожидаемая скорость снижения частоты может быть больше критической, целесообразно применение делительной защиты по скорости снижения частоты.

Если в распределительной сети с местными электростанциями ожидаемый дефицит мощности может меняться в широких пределах в зависимости от того, в какой точке произошло отделение сети от ЭС, то целесообразно сочетать устройства АЧР и ДЗ, которую следует выполнять реагирующей на скорость изменения частот. ДЗ по скорости изменения частоты может автоматически выбирать «точку деления» после аварийного отключения линии связи с энергосистемой (рисунок 8).

В Ленэнерго была разработана такая ДЗ [17] применительно к электростанции, первичная схема которой приведена на рисунке 8. Предположим, что по условиям работы потребителя (линии Л1, Л2, Л3) допустимо при аварийном отключении линии связи с системой ВЛ отключение до 50 % электроприемников без нарушения работы основного производства. В случае же образования большего дефицита мощности целесообразно отключить

генераторы с собственными нуждами и возложить восстановление электроснабжения на устройство АПВ линии связи ВЛ, т.е. осуществить АПВ района нагрузки.

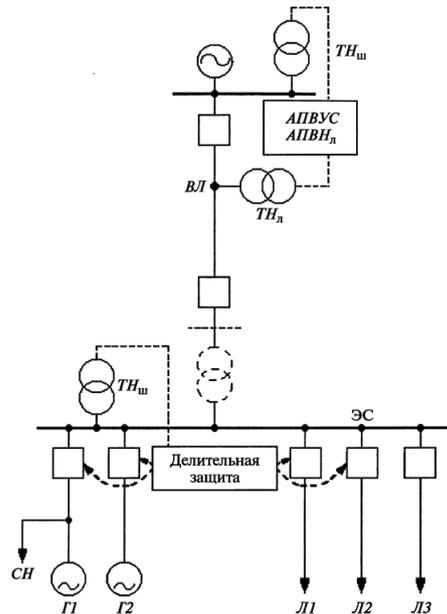


Рисунок 8 – Схема электростанции и линии связи с устройством ПА

Деление сети направленное на выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, при сохранении в работе электростанций и большей части нагрузки энергорайонов позволяет:

- исключить возможность останова ЭСММ, а также предотвратить массовое отключение потребителей энергорайонов, при недопустимом изменении основных режимных параметров энергосистемы в результате системных аварий;
- снизить риск нарушения параллельной работы генераторов ЭСММ, при аварийных режимах в энергосистеме, которые могут привести к нарушению устойчивости.
- исключить возможность подпитки места КЗ от ЭСММ, присоединяемых к энергосистеме;
- исключить необходимость замены существующих устройств сетевой автоматики на электросетевых объектах входящих в схему выдачи мощности электростанций на устройства автоматики с контролем синхронизма.

Проведённый анализ существующих устройств ДА показал, что в настоящее время для выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, во всех перечисленных ранее аварийных ситуациях, требуется установка нескольких устройств РЗиА, что приводит к увеличению капитальных вложений и требует большего количества мест в релейных залах подстанций для размещения этих устройств. Поскольку аварийные ситуации (снижение напряжения и частоты, нарушение статической и динамической устойчивости) являются характерными для большинства ЭЭС, к которым могут быть подключены энергорайоны с электростанциями малой мощности, то наиболее целесообразным видится разработка многофункционального устройства ДА, при этом оно должно отвечать следующим требованиям:

- устройство должно включать в себя все необходимые функции, позволяющие осуществлять эффективное выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, при различных аварийных ситуациях в энергосистеме;

- все функциональные блоки должны размещаться в одном шкафу;

- устройство должно иметь достаточное количество аналоговых входов и дискретных входов/выходов, а также отвечать всем требованиям, предъявляемым в настоящее время к устройствам РЗиА.

Устройство АДА должно быть построено по следующему принципу: управляющее воздействие вводится на основании текущей оценки параметров электрического режима – данный способ аналогичен системе автоматического управления с обратной связью, работающей на основании непрерывного сравнения фактического состояния с требуемым [8]. Таким образом, устройство приобретает функцию адаптивности за счет автоматической перенастройки противоаварийных УВ в зависимости от полученной информации о параметрах энергорайона и энергосистемы в режиме реального времени и обработки ее в доаварийном режиме, что позволит производить отключение необходимого объема нагрузки на ПС исключив тем самым избыточное отключение нагрузки

Важное значение имеет избирательность отключения нагрузки на подстанциях выделившегося энергорайона. Требования селективности автоматики известно и достаточно полно выполняется в части интересов энергоснабжающих организаций в части суммарного объема мощности отключаемой нагрузки, вместе с тем, в части интересов потребителей при отключениях на уровне 10 кВ это требование удовлетворяется не полностью, так как вместе с неответственной нагрузкой часто отключается и более ответственный потребитель. Идеальным решением здесь является реализация управляющих воздействий на уровне 0,4 кВ, за счет использования коммутационных аппаратов на основе автоматических выключателей с дистанционным управлением и оснащенные приемниками команд на отключение. Однако стоит отметить, что реализация такого мероприятия является экономически не выгодным.

В [11] предлагается использовать специальную автоматику отключения нагрузки (САОН) обеспечивающую дозированное отключение нагрузки. Организация работы устройства следующая: на каждую очередь заводится объем ОН с учетом критериев оптимального подбора (приоритет, цена воздействия и т.п.), таким образом создается таблица решений системы САОН. Автоматику целесообразно применять в энергорайонах, в которых под САОН заведены разнородные потребители, имеющие переменные графики нагрузок в цикле времени.

В работе [12] предлагается для формирования команд управления нагрузкой использовать весовые коэффициенты, подбор которых по своей сути представляет собой оптимизацию обобщенного параметра управления нагрузкой, то есть поиск наилучшего решения для каждого конкретного случая действия автоматики при одновременном снижении частоты и напряжения.

Для реализации описанных выше функций, адаптивная делительная автоматика должна иметь информационные каналы связи, а также иметь определенную функционирующую структуру. Для повышения эффективности

действия АДА информационные каналы связи должны осуществлять и передавать следующие виды информации:

1. Информацию о состоянии схемы и параметрах режима энергосистемы до наступления аварии. Электрическая схема характеризуется состоянием коммутационного и силового оборудования. Электрический режим в доаварийном состоянии характеризуется фактической загрузкой по мощности генераторов, перетоками мощности по ЛЭП и сечениям, углами между векторами напряжений по концам каких-либо ЛЭП, а также уровнями напряжений в узлах сети.

2. Информация о возникших возмущениях. (отключение сетевого элемента), как факт отключения от возникновения КЗ либо без КЗ, является важнейшей составляющей обеспечивающей правильность анализа и выбора управляющих воздействий.

3. Информация об аварийном небалансе мощности, который может возникнуть из-за аварийного или ошибочного отключения генераторов, нагрузок или отделения энергорайонов энергосистемы на изолированную работу с несбалансированной нагрузкой. В этом случае возникающий небаланс в первый момент времени можно оценить по ускорению движения роторов генераторов и скорости снижения частоты.

В общем случае функциональная часть АДА должна содержать следующие элементы [8,9]:

1. Элементы для измерения и фиксации параметров доаварийного режима. Данный элемент производит контроль предшествующего режима;

2. Пусковые органы (ПО) – элементы выявляющие факт возникновения возмущения, такими элементами являются органы фиксации отключения линии, отключения трансформатора, а также факт снижения частоты и напряжения.

3. Устройства автоматической дозировки воздействия (АДВ) – вычислительный комплекс, определяющий объем управляющих воздействий.

4. Исполнительные органы (ИО).

5. Средства для телепередачи информации:

- о доаварийном режиме;
- об аварийных возмущениях;
- о командах управления.

6. В зависимости от принятого способа обработки информации может использоваться устройство автоматического запоминания дозировки (АЗД).

Реализация адаптивной автоматики возможна способом «ДО», когда дозировка управляющих воздействий для определенного диапазона предшествующих режимов вычисляется заранее, и запоминаются устройством АЗД (рисунок 11). Далее, в зависимости от возникшего возмущения, выбирается та дозировка, которая в соответствии с выполненными ранее расчетами является наиболее оптимальной для данной ситуации. Преимущество этого способа заключается в отсутствии вычислительных устройств высокого быстродействия.

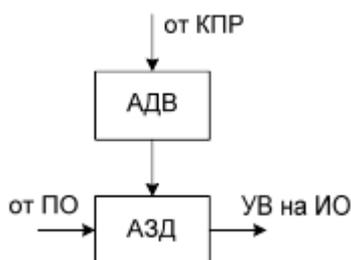


Рисунок 11 – Принципиальный способ выполнения АДВ способом «ДО»

Способ реализации «ДО» подразделяется на два вида, отличающихся технологией обработки информации: «I-ДО» и «II-ДО».

Способ «I-ДО» основан на использовании математической модели, энергорайона либо энергосистемы, в составе комплекса противоаварийного управления, с помощью которой производится расчет управляющих воздействий с последующей их передачей в устройство АЗД.

Способ «II-ДО» основывается на проведении большого объема предварительных расчетов различных схемно-режимных ситуаций, на основе которых заполняются таблицы дозировок управляющих воздействий. При

проведении предварительных Информация о схеме и режиме района противоаварийного управления по телеканалам передается в логико-вычислительное устройство (ЛВУ). В вычислительном устройстве по заложенным в нем расчетным программам формируются дозировки управляющих воздействий для каждого пускового органа, и вычисленные значения передаются на устройство АЗД.

Заключение по разделу

Увеличение доли малых генераций в составе энергосистемы создает предпосылки для пересмотра принципов и алгоритмов ДА с учетом появляющихся при этом особенностей электрических режимов.

Проведённый анализ существующих устройств ДА показал, что в настоящее время для выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, во всех перечисленных ранее аварийных ситуациях, требуется установка нескольких устройств РЗиА, что приводит к увеличению капитальных вложений и требует большего количества мест в релейных залах подстанций для размещения этих устройств. Поскольку аварийные ситуации (снижение напряжения и частоты, нарушение статической и динамической устойчивости) являются характерными для большинства энергосистем, к которым могут быть подключены энергорайоны с электростанциями малой мощности, то наиболее целесообразным видится разработка многофункционального устройства ДА, при этом оно должно отвечать следующим требованиям:

- устройство должно включать в себя все необходимые функции, позволяющие осуществлять эффективное выделение энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, при различных аварийных ситуациях в энергосистеме;

- все функциональные блоки должны размещаться в одном шкафу;

– устройство должно иметь достаточное количество аналоговых входов и дискретных входов/выходов, а также отвечать всем требованиям, предъявляемым в настоящее время к устройствам РЗ и ПА.

Разработка и внедрение такого многофункционального устройства делительной автоматики позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с ЭСММ на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на их технологические присоединения и в целом повысить надёжность электроснабжения этих энергорайонов в аварийных ситуациях.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Целесообразность и обоснование разработки проекта

Электростанции малой мощности (ЭСММ) находят все более широкое применение в промышленных системах электроснабжения; возможности малой энергетики начинают более активно использоваться для решения задачи энергоснабжения районов, удалённых от сетей централизованной энергосистемы. Внедрение ЭСММ сопровождается возникновением в распределительной сети ранее не характерных для нее электрических режимов; с увеличением количества таких станций и ростом доли генерируемой ими мощности их влияние на энергосистему приобретает системный масштаб, начиная в ряде случаев определять надежность и устойчивость работы крупных энергорайонов.

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 адаптивной автоматики как системы, призванной предотвращать развитие и минимизировать последствия аварийных режимов в энергосистеме на энергорайоны с ЭСММ.

Целью работы является разработка концепции построения адаптивной делительной автоматики (АДА) распределительной сети. Для достижения поставленной цели поставлены и решены следующие основные задачи: разработка алгоритма работы, структурно-функциональной схемы, а также моделирование работы устройства АДА.

5.2 Оценка научно-технического уровня разработки

Поскольку основу разрабатываемого устройства составляет делительная автоматика, поэтому его нужно сравнивать с обычной делительной защитой.

Сравнение произведем по основным и специальным функциям. Оценка технического уровня представлена в таблице 2

Таблица 2 – Оценка технического уровня новшества

Характеристики	Вес показателей	Новшество		Делительная защита	
		P_i	q_i	P_i	q_i
Полезный эффект новшества (интегральный показатель качества), Q		Q_n		Q_k	
1. Наличие вычислительного блока	0,6	да	1	нет	0
2. Срабатывание при авариях в ЭЭС	0,1	да	1	да	1
3. Наличие адаптивности	0,2	да	1	нет	0
4. Наличие информационных каналов	0,1	да	1	нет	0
Групповой показатель		1		0,1	
Показатель конкурентоспособности		$K_{ту} = \frac{Q_n}{Q_k} = 10$			

Разрабатываемое устройство позволяет при авариях в энергосистеме (снижение частоты и напряжения) выделять энергорайон с электростанцией малой мощности на сбалансированную нагрузку, в отличие от обычной делительной защиты, после срабатывания которой, энергорайон, в силу нарушения баланса мощности и срабатывания технологических защит генераторов, теряет электропитание. Оценка научного уровня представлена в таблице 3.

Новизна полученных или предполагаемых результатов: имеются похожие разработки для выделения энергоблоков крупных тепловых электростанций на определенную нагрузку с учетом собственных нужд станции..

Перспективность использования результатов: результаты проекта возможно внедрить в электроэнергетику, поскольку устройство позволяет сохранить в работу объект малой генерации при отделении его от энергосистемы (центра питания распределительной сети).

Таблица 3 – Оценка научного уровня разработки

Показатели	Значимость показателя	Достигнутый уровень	Значение i -го фактора
	d_i	$K_{дyi}$	$K_{дyi} \cdot d_i$
1. Новизна полученных или предполагаемых результатов	0,6	0,5	0,3
2. Перспективность использования результатов	0,1	0,5	0,05
3. Завершенность полученных результатов	0,1	0,7	0,07
4. Масштаб возможной реализации полученных результатов	0,2	0,1	0,02
Результативность	$K_{ны} = \sum(K_{дyi} \cdot d_i) = 0,44$		

Завершенность полученных результатов: полученные результаты требуют доработки и усовершенствований.

Масштаб возможной реализации полученных результатов: результаты работы возможно применить на всех энергорайонах с объектами малой генерации, подключенных к распределительной сети крупных энергосистем.

5.3 Организация и планирование проектных работ

Для выполнения научных исследований была сформирована рабочая группа, в состав которой входят руководитель и инженер. На каждый вид запланированных работ установлена соответствующая должность исполнителей.

Таблица 4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№ этапа	Содержание работ	Должность исполнителя
1	Постановка сути вопроса	Руководитель
2	Закупка канцелярских принадлежностей, а также программного обеспечения	Инженер
3	Создание модели ЭС и расчет установившегося режима в ПК Мустанг, с указанием параметров и необходимого оборудования	Руководитель, инженер

Продолжение таблицы 3

№ этапа	Содержание работ	Должность исполнителя
4	Исследование генераторов ЭС на динамическую устойчивость ПК Мустанг с использованием комплекса «Автоматика»	Инженер
5	Формирование проблем связанных с разработкой устройства, выделение функционирующих блок устройства	Руководитель, инженер
6	Подбор и анализ имеющихся источников литературы, касаемых проблем динамической устойчивости и противоаварийной автоматики	Инженер
7	Разработка алгоритма работы и структурной схемы устройства	Инженер
8	Оценка итогов полученных результатов	Руководитель, инженер

5.4 Организация проектной работы

Планирование заключается в составлении перечня работ, необходимых для достижения поставленной задачи, определении участников каждой работы и установлении продолжительности работ в рабочих днях

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

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

где: $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} . Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

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

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

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

Расчет трудоемкости и продолжительности работы для этапа 6:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 9}{5} = 5,4;$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} = \frac{5,4}{1} = 5,4.$$

Аналогично рассчитываются продолжительности работ и для других этапов, результаты расчётов сведены в таблицу 5.

Таблица 5– Трудоемкость выполнения работы

№ п/п	Перечень работ	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей $Ч_i$	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}
		t_{\min} , чел-дни	t_{\max} , чел-дни	$T_{ож}$, чел-дни		
1	Постановка сути вопроса	3	7	8,8	2	5

Продолжение таблицы 5

№ п/п	Перечень работ	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей $Ч_i$	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}
		t_{min} , чел-дни	t_{min} , чел-дни	$T_{ож.}$, чел-дни		
1	Постановка сути вопроса	3	7	8,8	2	5
2	Закупка офисного оборудования и канцелярских принадлежностей, а также программного обеспечения	4	8	10,4	1	11
3	Создание модели ЭС и расчет установившегося режима в ПК Мустанг, с указанием параметров и необходимого оборудования	3	8	5	2	6
4	Исследование генераторов ЭС на динамическую устойчивость с помощью ПК Мустанг с использованием комплекса «Автоматика»	7	18	14,4	1	15
5	Формирование проблем связанных с разработкой устройства, выделение функционирующих блок устройства	7	16	13,4	2	7
6	Подбор и анализ имеющихся источников литературы, касаемых проблем динамической устойчивости и противоаварийной автоматики	5	19	17,3	1	17
7	Разработка алгоритма работы и структурной схемы устройства	10	22	17,7	1	18
8	Оценка итогов полученных результатов	11	17	13,5	2	7

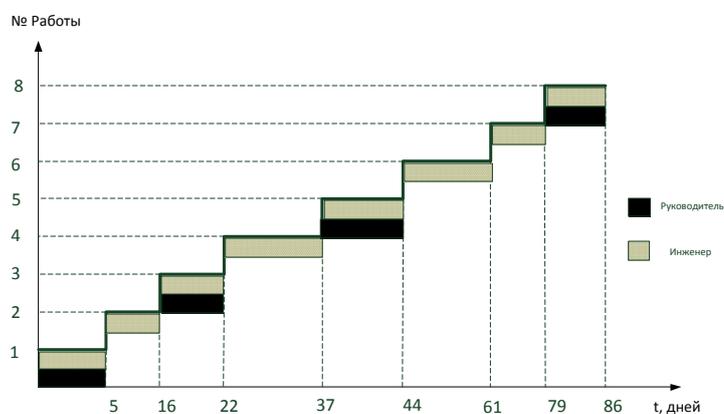


Рисунок 25 – Календарный план-график проведения работы

5.5 Расчет затрат на разработку

При планировании бюджета должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- 1) материальные затраты;
- 2) оплата труда;
- 3) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 4) амортизационные отчисления
- 5) накладные расходы.

5.5.1 Расчет материальных затрат

Таблица 6 – Канцелярские расходы

№	Наименование изделия	Количество (ед. штук, упаковок)	Цена единицы изделия, руб.	Общая стоимость изделия, руб.
1	бумага печатная А4	2	250	500
2	ручки и карандаши	10	25	250
3	бумага обычная	2	50	100
4	Прочие расходы	-	300	300
Итого:	1150 руб.			

5.5.2 Оплата труда

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 6.

Основная заработная плата работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (20 % от $Z_{осн}$).

Месячный должностной оклад работника:

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

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,3;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника: для инженера - 8000, для руководителя - 20000, на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетных организации тарифной сетке.

Пример для инженера:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 8000 \cdot (1 + 0.3 + 0.3) \cdot 1.3 = 16640 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн} = 16640/21 = 792,4 \text{ руб.}$$

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 7.

Таблица 7 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб.	$Z_{доп}$, руб	Итого к выплате, руб
Инженер	16640	790,4	86	67974,4	13594,88	81569,28
Руководитель	41600	1981	25	49525	9905	59430
Итого $Z_{зп}$	140999,28 руб					

5.5.3 Отчисления во внебюджетные фонды

Обязательные отчисления по установленным законодательством нормам в органы государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

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

На 2017 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка– 27,1%.

$$З_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot 140999,28 = 38210,8 \text{руб}$$

5.5.4 Амортизационные отчисления

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Расчет амортизации проводился следующим образом:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{2} = 0,5,$$

где H_A – норма амортизации;

n – срок полезного использования в количествах лет;

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m = \frac{0,5 \cdot 77,5}{12} \cdot 3 = 9,69 \text{ тыс.руб},$$

где I – итоговая сумма в тыс.руб.;

m – время использования в месяцах;

Таблица 8 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Ноутбук Lenovo G580 с ПО	1	42	42
2	МФУ Лазерное HP LaserJet	1	35,5	35,5
Итого:				77,5 тыс. руб.
Амортизация:				9,69 тыс. руб.

5.5.5 Формирование бюджета затрат на разработку проекта

Определение бюджета затрат на проектирование по каждому варианту исполнения приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Смета бюджета

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1150
2. Затраты по заработной плате исполнителей	140999,28
3. Отчисления во внебюджетные фонды	38210,8
4. Амортизация	9690
5. Накладные расходы, 10%	21116,68
6. НДС, 18%	38010,02
Итого	211166,76

При расчете прибыли учитывается коэффициент научного уровня. Тогда прибыль составит:

$$П = 211166,76 \cdot (10 + 0,44) = 2204580,97 \text{ руб.}$$

5.6 Определение экономической эффективности проекта

Эффективность устройства автоматики определяется предотвращённым ущербом за счёт внедрения данного устройств:

$$\mathcal{E} = Y^{ДО} - Y^{ПОСЛЕ}$$

где $Y^{ДО}$ – экономический ущерб до внедрения устройства;

$Y^{ПОСЛЕ}$ – экономический ущерб после внедрения устройства.

Ущерб при отсутствии в энергорайоне адаптивной делительной автоматики складывается из двух составляющих – ущерба от полного погашения электростанции и ущерба от недопуска продукции вследствие нарушения технологического процесса:

$$Y^{ДО} = Y_{откл} + Y_{тех. процесс}$$

Ущерб при наличии в энергорайоне адаптивной делительной автоматики состоит только из потерь электроснабжения не ответственных потребителей, вследствие выделения энергорайона на сбалансированную нагрузку:

$$Y^{ДО} = Y_{откл. нагр}$$

Технологический ущерб представляет собой финансовые потери при простое от добычи нефти. Известно, что энергорайон состоит из ЭСММ и трех электрических подстанций снабжающих электрической энергией три месторождения с суммарной суточной добычей 0,133 млн. баррелей. Баланс активной мощности в энергорайоне составляет 39,3 МВт, при этом 10,3 МВт поступают из энергосистемы. По статистике в энергосистеме в течении года происходит в среднем 4 аварии связанные с выделением энерорайона на изолированную работу. Расчет ущерба представлен в таблице 10. Смета разработки проекта с учетом сметы бюджета (таблица 9) представлены в таблице 11. В таблице 12 приведен расчет эффективности проекта, а на рисунке 26 приведен график окупаемости проекта.

Таблица 11 – Расчет ущерба

Наименование статьи	До установки	После установки
1. Потери активной мощности в результате аварии, МВт	34,3	10,3
2. Технологический ущерб, руб	38506160	–
3. Ущерб от нарушения электроснабжения, руб	296352000	88992000
4. Суммарный ущерб, руб	334858160	8899200
5. Эффективность при введении устройства, руб	245866160	
6. Эффективность при введении устройства, %	73	

Таблица 12 – Смета разработки и внедрения устройства

Наименование работы	Сметная стоимость, тыс. руб		Итого, тыс. руб
	Материалы	Стоимость работы	
Разработка логических схем алгоритма устройства	Из таблицы 8		211,17
Проверка работоспособности и функционирования алгоритмов			
Оформление технической документации, получение патента	5	150	155
Анализ и поиск подрядной организации		10	10
Изготовление терминала подрядной организацией	800	300	1100
Пусконаладочные работы, сдача в эксплуатацию	-	120	120
Оформление документации по эксплуатации	10	100	110
Социальные отчисления 30%	1051,9		
Амортизация 2,8%	98,18		
Непредвиденные расходы, 3%	105,19		
ИТОГО	3506,49		

Таблица 13 – Расчет эффективности проекта

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования, %	12
Расчетный период, лет	15
Период окупаемости, лет	1
Чистая прибыль, тыс. руб в год	171224,3
Дисконтированный доход, тыс. руб (на 15 лет)	994338,3
ЧДД, тыс. руб (на 15 год)	31282,04
Рентабельность	22,09

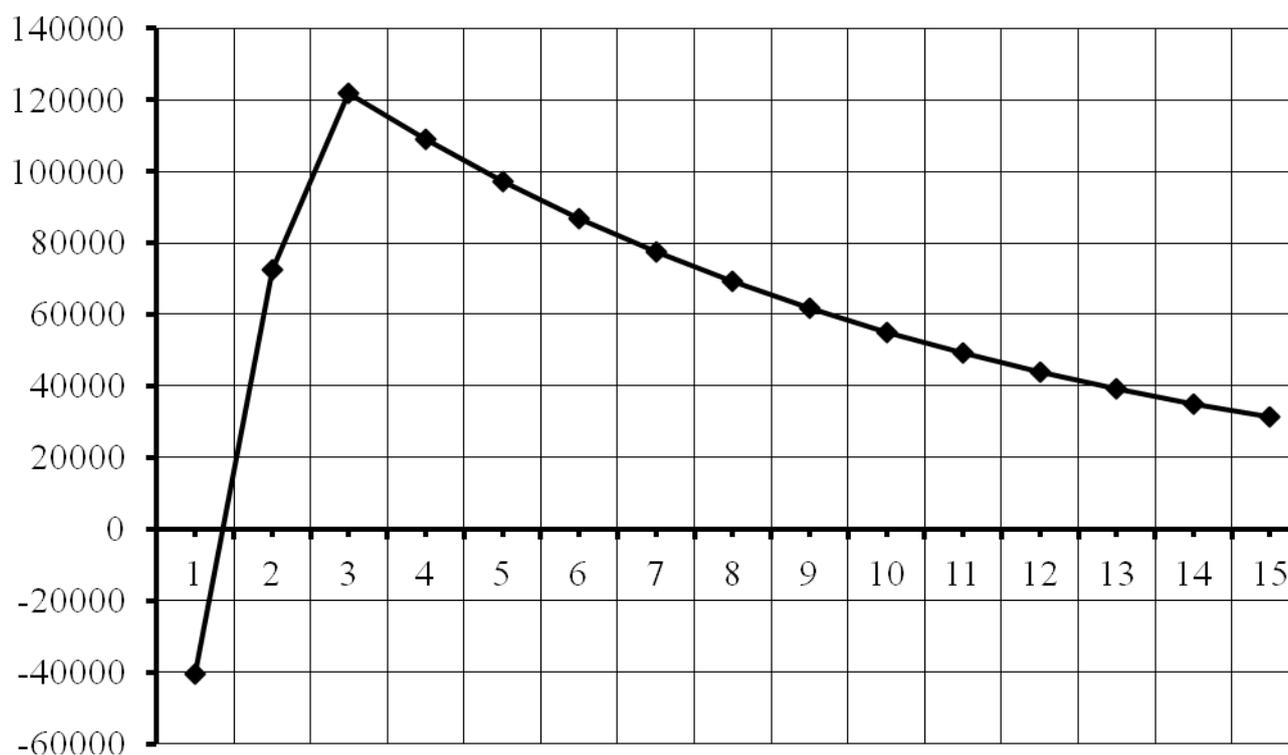


Рисунок 26 – График окупаемости проекта при его внедрении

Заключение по разделу

В данном разделе была получена оценка научно-технического уровня, произведено планирование проектной работы, а также подсчитаны смета проекта, стоимость ущерба и сметная стоимость внедрения устройства.

Внедрение устройства позволит существенно повысить эффективность выделения энергорайонов с электростанциями малой мощности на изолированную работу, уменьшить финансовые затраты на технологическое присоединение и в целом повысить надёжность электроснабжения энергорайонов с электростанциями малой мощности в аварийных ситуациях приводящих к недопустимому снижению основных режимных параметров ЭС.

