

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

Институт – Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки – 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра – Электроэнергетических систем (ЭЭС)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование динамики автоматического управления частотой и перетоками мощности в ОЭС

УДК 621.311.018

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Шушеначев Егор Павлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова В. В.	К. Т. Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Потехина Н. В.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю. А.	К. Т. Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А. О	К. Т. Н.		

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения по программе

Код	Результат обучения
Общекультурные компетенции	
P1	Способность понимать и анализировать социальные и экономические проблемы и процессы; готовность применять базовые методы гуманитарных, социальных и экономических наук в различных видах профессиональной и социальной деятельности.
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информации в развитии современного общества, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации; использование современных технических средств и информационных технологий в профессиональной области для решения коммуникативных задач.
P3	Способность самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля; осознавать перспективность интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования; уметь критически оценивать свои достоинства и недостатки.
P4	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, демонстрируя навыки руководства коллективом исполнителей, в том числе над междисциплинарными проектами; уметь проявлять личную ответственность, приверженность профессиональной этике и нормам ведения профессиональной деятельности.
P5	Демонстрировать знание социальных, правовых, культурных и экологических аспектов профессиональной деятельности, знание вопросов охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и труда на электроэнергетических и электротехнических производствах.

Код	Результат обучения
Р6	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке; анализировать существующую и разрабатывать самостоятельно техническую документацию; четко излагать и защищать результаты профессиональной деятельности.
Общепрофессиональные компетенции	
Р7	Способность применять основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования в профессиональной деятельности с целью моделирования элементов, систем и объектов электроэнергетики и электротехники.
Р8	Способность применять стандартные методы расчета и средства автоматизации проектирования; принимать участие в выборе и проектировании элементов, систем и объектов электроэнергетики и электротехники в соответствии с техническими заданиями.
Р9	Способность применять современные методы разработки энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий; применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов на электроэнергетическом и электротехническом производствах.
Р10	Готовность обеспечивать соблюдение производственной и трудовой дисциплины на электроэнергетическом и электротехническом производствах; осваивать новые технологические процессы производства продукции; обеспечивать соблюдение заданных параметров технологического процесса и качества продукции.

Код	Результат обучения
P11	Способность проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P12	Способность проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом результатов; планировать экспериментальные исследования; применять методы стандартных испытаний электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники.
P13	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности на основе систематического изучения научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта, патентных исследований по соответствующему профилю подготовки.
P14	Способность к монтажу, регулировке, испытаниям, сдаче в эксплуатацию, наладке и опытной проверке электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P15	Готовность осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организации профилактических осмотров и текущего ремонта.
P16	Способность разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию, выполнять проектно-конструкторские работы в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; использовать нормативные документы по качеству, стандартизации и сертификации электроэнергетических и

Код	Результат обучения
	электротехнических объектов, организовывать метрологическое обеспечение; подготавливать документацию для создания системы менеджмента качества; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.
Специальные профессиональные компетенции Профиль «Электрические станции»	
P7	Способность моделировать режимы работы электроэнергетических станций и подстанций с использованием профессиональных программ; проводить экспериментальные исследования функционирования элементной базы системной автоматики.
P8	Способность определить параметры электрической станции; оценивать надёжность работы проектируемой станции.
P9	Способность оценивать влияние аварийных ситуаций в энергосистемах на безопасность жизнедеятельности людей; последствия от прекращения электроснабжения на функционирование предприятий и возможного ущерба.
P10	Способностью обеспечить соблюдение рассчитанных параметров при строительстве станции, отладке релейной защиты и противоаварийной автоматики; проводить работы по сертификации устройств автоматики энергосистем.
P11	Способностью планировать работу персонала и фондов оплаты труда при разработке электрической станции и включении её в электроэнергетическую систему.
P12	Способностью использовать современную аппаратуру для измерения режимных параметров.

Код	Результат обучения
P13	Готовностью к участию в исследовательских работах и внедрению результатов выполненных исследований по автоматизации энергообъектов.
P14	Готовностью к участию в работе по монтажу и наладке устройств на электростанции. Способностью к участию в натурных испытаниях и сдаче в эксплуатацию смонтированного оборудования электростанции.
P15	Способностью к обслуживанию устройств автоматики на электростанциях; способностью к оценке состояния и условий эксплуатации оборудования энергообъекта.
P16	Способностью к проведению анализа результатов работы и составлению отчетной документации.

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

Институт – Энергетический (ЭНИН)
Направление подготовки – 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра – Электроэнергетических систем (ЭЭС)

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ЭЭС

(Подпись) _____ (Дата) Сулайманов А. О.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Б	Шушеначеву Егору Павловичу

Тема работы:

Исследование динамики автоматического управления частотой и перетоками мощности в ОЭС	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 11.05.17 №3275/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.17
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <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>	Структурная схема математической модели системы автоматической регулировки частоты.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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</i>	1. Настройка АРЧМ энергосистем, работающих параллельно в составе ОЭС. 2. Исследование качества вторичного регулирования при совместном и раздельном регулировании частоты и активной мощности. 3. Исследование влияния соотношения мощностей энергосистем, работающих

<i>работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>		параллельно в ОЭС, на качество вторичного регулирования частоты и активной мощности.	
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		Структурные схемы моделируемых систем	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>			
Раздел		Консультант	
2		Исаев Юсуп Ниязбекович	
2.3, 2.4		Шутов Евгений Алексеевич	
2.5		Прохоров Антон Викторович	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:			

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.17
---	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова В. В.	К. Т. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Шушеначев Егор Павлович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 79 с., 23 рис., 17 табл., 25 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: электроэнергетика, вторичный регулятор, статическая характеристика, астатическая характеристика, методы регулирования частоты.

Объект исследования – система автоматического регулирования частоты и обменной мощности.

Целью работы является исследование процесса регулирования частоты и мощности в ОЭС.

В процессе исследования проводилась настройка АРЧМ энергосистем, работающих параллельно в составе ОЭС; исследование качества вторичного регулирования при совместном и раздельном регулировании частоты и активной мощности; исследование влияния соотношения мощностей энергосистем, работающих параллельно в ОЭС, на качество вторичного регулирования частоты и активной мощности.

В результате выполнения исследования на основании подбора коэффициентов вторичного регулятора было выяснено, что в ОЭС необходимо регулирование не только частоты, но и обменной мощности; высокие значения перетока мощности ведут к потере устойчивости параллельно работающих энергосистем; наилучшие результаты регулирования достигаются при совместном регулировании обеими энергосистемами частоты и обменной мощности; вторичное регулирование в ОЭС, в состав которой входит ЭС с наибольшим показателем резерва мощности, проходит быстрее по сравнению с другими рассматриваемыми случаями.

В будущем планируется исследовать влияние мощности связи на процесс вторичного регулирования в ОЭС; влияние структуры энергообъединения на регулирование; анализ переходных процессов в энергосистеме в зависимости от места приложения нагрузки.

Обозначения и сокращения

АОП – автоматическое ограничение перетоков;

АРП – автоматическое регулирование перетоков;

АРЧВ – автоматических регуляторов частоты вращения;

ГОС – гибкая обратная связь;

ГЭС – гидравлическая электростанция;

ДП – диспетчерский пункт;

МИЧО – механизм изменения числа оборотов;

ОЭС – объединенная энергосистема;

ТЭС – тепловая электростанция;

ЭС – энергосистема.

Оглавление

Введение.....	13
1 Регулирование частоты и активной мощности.....	15
1.1 Понятие частоты	15
1.2 Регулятор частоты вращения турбины	16
1.3 Статическая и астатическая характеристики регулирования.....	18
1.4 Понятия первичного и вторичного регулирования частоты	20
1.5 Методы регулирования частоты в энергосистеме.....	22
1.6 Регулирование по методу ведущего агрегата	22
1.7 Метод ведущей станции.....	24
1.8 Метод мнимостатических характеристик	25
1.9 Метод интегрального регулирования	26
2 Моделирование энергосистемы.....	30
2.1 Требования к регулированию частоты и мощности.....	30
2.2 Описание элементов моделируемых схем	30
2.3 Модель теплового агрегата с вторичным регулятором	34
2.4 Модель гидравлического агрегата с вторичным регулятором.....	36
2.5 Исследование вторичного регулирования в ОЭС	39
2.6 Исследование влияния соотношения мощностей энергосистем на вторичное регулирование в ОЭС.....	47
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	52
3.1 Структура работы в рамках научного исследования	52
3.2 Определение трудоемкости выполнения работ	53
3.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	54
3.4 Расчет материальных затрат НИИ.....	57
3.5 Основная и дополнительная заработная плата	58
3.6 Формирование бюджета затрат НИИ	61
3.7 Технология QuaD	62

4 Социальная ответственность	65
4.1 Профессиональная социальная безопасность	65
4.2 Экологическая безопасность	67
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	68
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
Заключение	72
Список использованных источников	74
Приложение А	77

Введение

Частота – основной качественный показатель электроэнергии [1], напрямую связанный с балансом генерируемой и потребляемой мощности. Для исправной работы потребителей необходимо ее поддержание на заданном уровне. С самого начала истории энергетики и по сей день сохранилась актуальность вопроса регулирования частоты.

Как известно, энергетического развития идет по пути объединения на параллельную работу все большего числа электростанций и энергосистем, что позволит существенно повысить надежность энергоснабжения потребителей за счет взаиморезервирования частей энергообъединений. При этом неизбежны определенные недостатки, такие как быстрое распространение нарушений нормального режима, произошедших в частях системы, что может перерасти в глобальные системные аварии. Именно поэтому к ОЭС предъявляются жесткие требования [12].

Предотвращение таких аварий возможно лишь в системе с высококачественным управлением. Однако, аварии в энергосистемах настолько быстротечны, что управление с участием человека часто оказывается не в состоянии справиться с возникшими задачами и должно дополняться автоматическим управлением.

Целью работы является исследование процесса регулирования частоты и мощности в ОЭС. Объект исследования – система автоматического регулирования частоты и обменной мощности. В состав работы входят следующие задачи:

- настройка АРЧМ энергосистем, работающих параллельно в составе ОЭС;
- исследование качества вторичного регулирования при совместном и раздельном регулировании частоты и активной мощности;

- исследование влияния соотношения мощностей энергосистем, работающих параллельно в ОЭС, на качество вторичного регулирования частоты и активной мощности.

В работе для моделирования был использован программный комплекс *Matlab* с модулем *Simulink*, который позволяет визуально, в виде структурных схем, моделировать системы высокого уровня сложности и отображать результаты исследований в виде графиков. На моделях тепловых и гидравлических агрегатов проведены расчеты переходных процессов изменения частоты при возникновении дополнительной нагрузки. Проведены исследования для энергообъединений, частями которых являются ТЭС и ГЭС.

Также работа системы автоматической регулировки частоты и мощности была рассмотрена с позиции социальной безопасности (экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях и так далее) и финансового менеджмента (оценка стоимости работы по созданию модели, анализ).

При моделировании энергосистем в основном были использованы материалы книги Стернинсона Л. Д. «Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах», Павлова Г. М и Меркурьева Г. В. «Автоматика энергосистем», а также учебные пособия Р. А. Вайнштейна и В. В. Шестаковой.

1 Регулирование частоты и активной мощности

1.1 Понятие частоты

В настоящее время всё производство, практически все распределение и большая часть потребления электроэнергии в энергосистемах выполняются на переменном токе. Поэтому параметры переменного тока – частота, величина и форма кривой напряжения – приобрели значение унифицированных параметров, в соответствии с которыми конструируются все источники, средства передачи и приемники электрической энергии.

Практически в мире сохранилось лишь два стандартных значения частоты для систем электроснабжения общего назначения – 50 Гц (Россия, Европа и др.) и 60 Гц (США, Канада).

В процессе эксплуатации все параметры переменного тока могут изменяться. Чем ближе они поддерживаются к расчетным для оборудования значениям, тем ближе режим к оптимальному. Таким образом частота, величина и форма кривой напряжения приобретают значение показателей, характеризующих качество продукции энергетической промышленности.

Строгие требования, предъявляемые к частоте, могут объясняются тем, что этот показатель в сети переменного тока напрямую связан с частотой вращения установок, преобразующих электрическую и механическую энергию. Отклонение величины частоты от номинального значения в ту или иную сторону существенно влияет на режим работы вращающегося механизма и приводит к нежелательным эффектам в работе оборудования электростанций и потребителей, снижению экономичности и надежности.

Регулирование частоты электрического тока в ЕЭС России осуществляется в соответствии с требованиями, установленными Стандартом ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» (в редакции от 29.07.2014) и национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно

работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и потоков активной мощности. Нормы и требования» [2].

1.2 Регулятор частоты вращения турбины

Частота вращения в гидравлических и паровых турбинах была одним из первых объектов автоматического регулирования. Вероятно, это связано с тем, что эти машины уже на ранних этапах были источником энергии для многих механизмов и должны были работать с переменной нагрузкой. После начала использования и передачи электроэнергии пришлось учитывать и полный сброс нагрузки из-за повреждения электропередачи. А после объединения генераторов переменного тока на параллельную работу появилась еще задача по поддержанию частоты во время синхронизации и распределения нагрузки между параллельно работающими синхронными генераторами [3].

На рисунке 1.1 представлен простейший регулятор частоты паровой турбины – центробежный маятник.

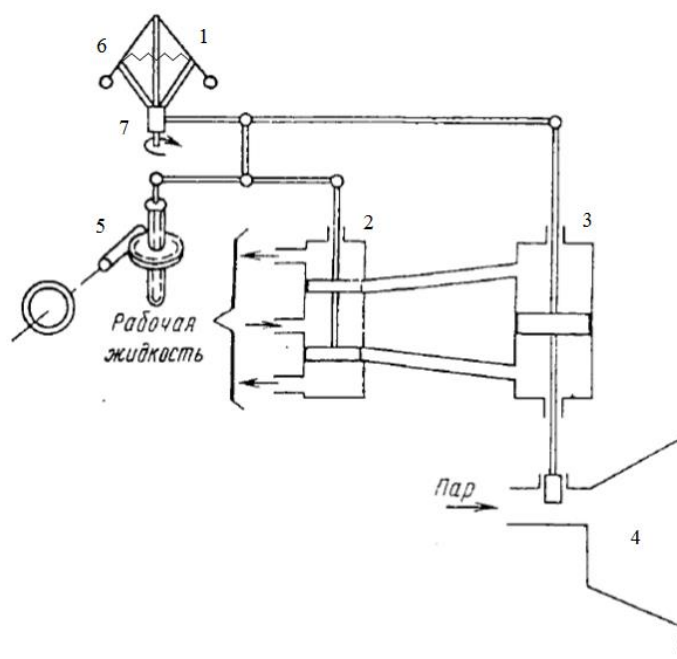


Рисунок 1.1 – Функциональная схема регулятора паровой турбины

Измерительный орган 1 представляет собой два грузика, между которыми закреплена пружина 6. Маятник вращается с частотой равной частоте вращения контролируемого механизма, при этом муфта 7 занимает нейтральное положение. Также, муфта механически связана с золотником 2, сервомотором 3 и МИЧО 5.

При отклонении частоты от номинального значения, грузики маятника начнут сходиться или расходиться, в зависимости от направления отклонения, тем самым создавая воздействие на муфту, которая через рычаги сдвинет золотник и, тем самым, откроет один из каналов для прохождения рабочей жидкости в сервомотор. Далее поршень сервомотора по действием давления жидкости переместится вверх или вниз, открывая или перекрывая соответственно подачу пара в турбину. После восстановления частоты муфта снова вернется в нейтральное положение, золотник перекроет каналы рабочей жидкости, поршень сервомотора станет недвижим, а значит величина подачи пара будет зафиксирована.

МИЧО включает в себя реверсивный электродвигатель, воздействие которого передается на пружину маятника. Изменение натяжения этой пружины приводит к изменению уставки. Назначение МИЧО – управление режимом агрегата: частотой вращения до включения генератора в энергосистему, частотой и нагрузкой при параллельной работе с энергосистемой. Управление агрегатом может быть ручным (оператор подает импульсы на МИЧО) или автоматическим (импульсы подаются от специального регулятора).

В настоящее время в системах регулирования используются электрические измерительные элементы, так как они обеспечивают большую точность, например, электрогидравлический регулятор. Но в данной работе будет рассматриваться именно центробежный маятник, в силу простоты его математического описания и наглядности представления.

1.3 Статическая и астатическая характеристики регулирования

Статическая характеристика – зависимость установившихся выходных значений величины от величины на входе системы [4].

В данной работе рассматривается зависимость регулируемого параметра (частоты вращения ω) от нагрузки генератора (P):

$$\omega + s \cdot P = 0, \quad (1.1)$$

где s – коэффициент статизма.

На рисунке 1.2 представлены астатическая (I) и статическая (II) характеристики регулятора частоты вращения.

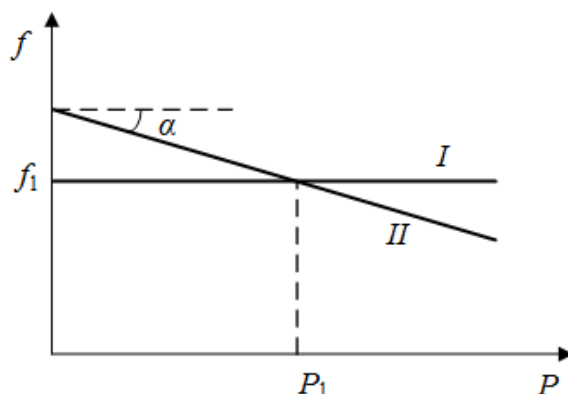


Рисунок 1.2 – Астатическая и статическая характеристики регулятора

Настройка регулятора на астатическую характеристику позволяет поддерживать частоту вращения агрегата постоянной независимо от величины нагрузки. Однако, возникает проблема, связанная с распределением нагрузки между агрегатами, при их включении на параллельную работу.

В случае статической характеристики, нагрузка влияет на частоту вращения (возрастание нагрузки ведет к снижению частоты и наоборот).

Для решения задачи распределения нагрузки между параллельно работающими агрегатами регулятор настраивают на статическую характеристику. Коэффициент статизма определяется как:

$$s = \text{tg } \alpha = \frac{\Delta \omega}{\Delta P}, \quad (1.2)$$

или

$$s = \frac{\Delta f}{\Delta P}. \quad (1.3)$$

Для удобства, статизм выражается в относительных единицах к номинальным значениям:

$$s^* = \frac{\Delta f \cdot P_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}} \cdot \Delta P} = \frac{\Delta f^*}{\Delta P^*}. \quad (1.4)$$

Если принять $\Delta P^* = 1$, то получим $s^* = \Delta f^*$ (величина статизма равна относительному изменению частоты при изменении нагрузки от холостого хода до номинального значения).

Астатическая характеристика – это частный случай статической, при условии:

$$s = 0. \quad (1.5)$$

Можно заметить, что для поддержания заданной частоты вращения агрегата необходимо настраивать регулятор астатически, но это не обеспечит однозначного распределения нагрузок. Поэтому настройку ведут по статическому закону [6].

Далее рассматривается случай с двумя параллельно работающими на общую нагрузку $P_{\text{н}}$ агрегатами, и находится распределение нагрузки между ними.

Пусть

$$s_1 = \frac{\Delta f_1}{\Delta P_1}; \quad (1.6)$$

$$s_2 = \frac{\Delta f_2}{\Delta P_2}. \quad (1.7)$$

В системе выявляется изменение нагрузки $\Delta P_{\text{н}}$. В силу параллельности работы агрегатов:

$$\Delta f = \Delta f_1 = \Delta f_2. \quad (1.8)$$

Тогда доля каждой станции в покрытия выявленной нагрузки:

$$\Delta P_1 = \frac{s}{s_1} \Delta P_H; \quad (1.9)$$

$$\Delta P_2 = \frac{s}{s_2} \Delta P_H, \quad (1.10)$$

где s – статизм данной системы.

Отсюда следует обратная пропорциональность статизма характеристики регулирования агрегата и нагрузки. Стоит также заметить, что система, с хотя бы одним агрегатом, имеющим астатическую характеристику, будет астатической, и, независимо от колебаний нагрузки, частота будет оставаться постоянной. Агрегаты, настроенные на статический закон регулирования, будут работать с постоянной нагрузкой, а возникающие изменения нагрузки системы будут восприниматься астатической машиной.

В случае системы более чем с одним астатическим агрегатом, распределение нагрузки будет носить неопределенный характер, что недопустимо.

Таким образом, регуляторы агрегатов должны быть настроены по статическому закону.

1.4 Понятия первичного и вторичного регулирования частоты

Первичное регулирование – процесс удержания частоты станции или системы в допустимых пределах при отклонении баланса между генерируемой и потребляемой мощностями, который осуществляется с помощью АРЧВ. Стоит отметить, что частота при этом не восстанавливается до номинального значения [2].

Вторичное регулирование – процесс нормализации перетоков мощности, а также возврат частоты до номинальной величины [5]. Под вторичным регулятором понимается МИЧО, который своими действиями

смещает статическую характеристику параллельно самой себе, тем самым регулируя мощность агрегата.

Также, в задачи вторичного регулирования входят АРП, а и при их превышении –АОП [5].

На рисунке 1.3 представлена схема регулятора частоты и мощности, оснащенная вторичным регулятором.

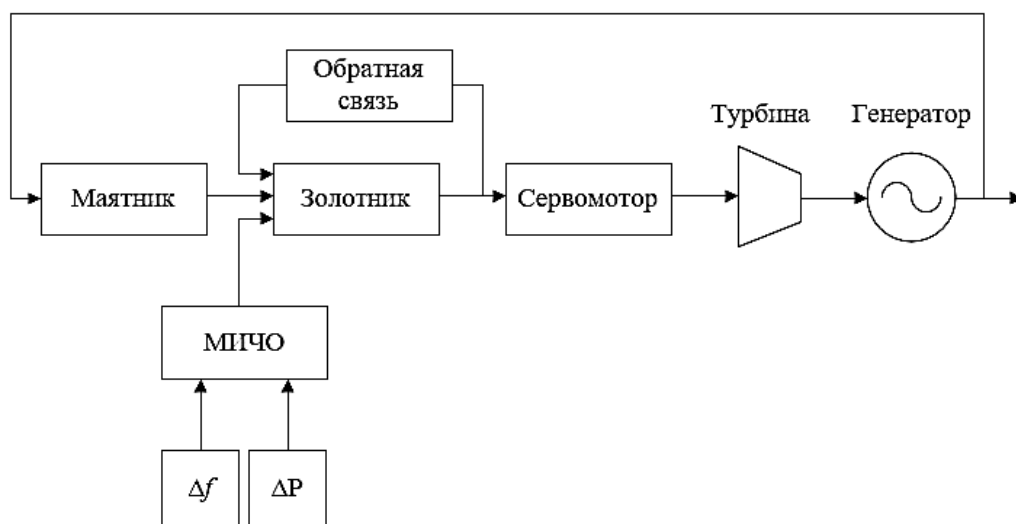


Рисунок 1.3 – Структурная схема регулятора частоты и мощности с вторичным регулятором

Существует условное деление регуляторов на первичный (АРЧВ) и вторичный (МИЧО). При их совместном подключении образуется общий регулятор, позволяющий управлять турбиной при изолированной и параллельной работе.

Уравнение агрегата, участвующего в регулировке частоты и мощности выглядит так:

$$k_f \cdot \Delta f + k_p \cdot \Delta P = 0, \quad (1.11)$$

где ΔP , Δf – величины отклонения мощности и частоты агрегата от заданных значений соответственно;

k_f – коэффициент регулировки по частоте;

k_p – коэффициент регулировки по мощности.

1.5 Методы регулирования частоты в энергосистеме

Как было выяснено ранее, по частоте судят о соответствии генерируемой и потребляемой мощности. И ее поддержание зависит напрямую от соблюдения баланса. Для этого службы, занимающиеся энергетическими режимами, составляют плановые графики нагрузок. Коррекция отклонения от планового графика поручается специальным станциям.

Отличие методов регулирования частоты состоит в том, как будет задаваться однозначность распределения нагрузки между агрегатами. Для этого вводят величину мощности в регулировочный закон, которую должен будет принять агрегат.

Существует два метода – регулировка по мгновенному (сигнал заданной величины записывается в регулировочном законе в явном виде) и интегральному отклонению частоты (сигнал заданной мощности выявляется с помощью интегрального отклонения частоты системы) [6].

Регулирование по мгновенному отклонению включает следующие методы:

- метод ведущего агрегата;
- метод ведущей станции;
- метод мнимостатических характеристик.

Ниже будет более подробно рассмотрен каждый из методов.

1.6 Регулирование по методу ведущего агрегата

В данном методе один из агрегатов энергосистемы (ведущий) настраивается по астатическому закону, при этом остальные агрегаты по

статическому. Опираясь на формулу (1.3) и условия записи характеристик, имеем:

- для ведущего агрегата:

$$\Delta f = 0; \quad (1.12)$$

- для других агрегатов:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta f + s_1 \cdot \Delta P_1 = 0 \\ \Delta f + s_2 \cdot \Delta P_2 = 0 \\ \dots\dots\dots \\ \Delta f + s_n \cdot \Delta P_n = 0 \end{array} \right. \quad (1.13)$$

Как оговаривалось в главе 1.3 данной работы: энергосистема будет астатической, так как в ней присутствует один агрегат с астатической характеристикой. Следовательно, независимо от колебаний величины нагрузки, частота рассматриваемой системы будет равна номинальному значению (50 Гц), при условии, что нагрузка колеблется в диапазоне регулирования ведущего агрегата.

Для упрощения, было принято, что все генераторы одинаковые, и настроены на статическую характеристику. Эквивалентуем их. Тогда в нормальном режиме ведущий агрегат воспримет нагрузку P_{A1} , а эквивалентный генератор $P_{\Sigma 1}$.

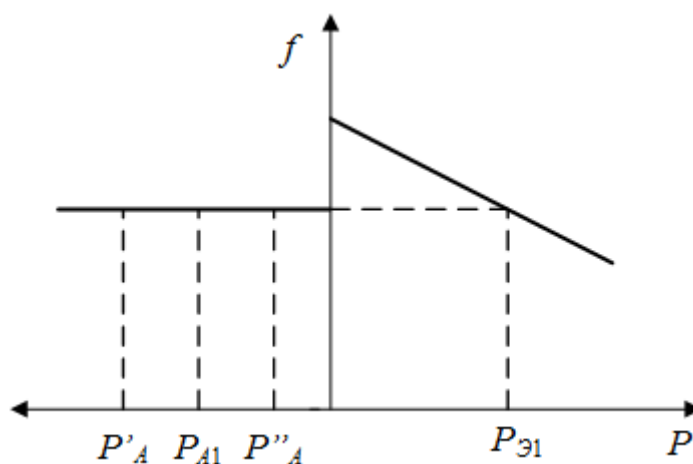


Рисунок 1.4 – Регулировка по методу ведущего агрегата

По рисунку 1.4 видно, что изменение нагрузки в ту или иную сторону не повлечет за собой просадку или повышение частоты. Это изменение воспримет только ведущий генератор. Режим работы эквивалентного агрегата сохранится.

Метод ведущего агрегата может использоваться в маленьких энергосистемах, в которых мощности одного агрегата хватит для погашения неплановых изменений нагрузки.

1.7 Метод ведущей станции

Рассмотренный ранее метод неприменим в больших энергосистемах, в связи с недостаточной мощностью одного агрегата для покрытия неплановых нагрузок. В этом случае используют одну или несколько станций, которые настраиваются астатически и носят название ведущих, а остальные станции – статически. Такое решение позволяет расширить регулировочный диапазон по мощности, а значит и по частоте. Процедура эквивалентирования и описание происходящих процессов аналогичны приведенным в прошлом методе.

Стоит заметить, теперь в системе более одного агрегата, работающего по астатической характеристике, следовательно, возникает неопределенность в распределении нагрузки между ними. Для ее устранения в регулировочный закон вводится заданная мощность, которую будет принимать на себя каждый агрегат. Тогда уравнение регулирования n -ого агрегата:

$$\Delta f + k_{Pn} \cdot (P_n + P_{зДn}) = 0, \quad (1.14)$$

где Δf – отклонение частоты,

k_{Pn} – коэффициент регулирования по мощности;

$P_n, P_{зДn}$ – фактическая и заданная мощности n -ого агрегата соответственно.

Для реализации описанного создаются каналы связи между ДП и станцией, участвующей в регулировании. По этим каналам от станций в ДП поступает сигнал, который пропорционален фактической мощности регулирующего агрегата. Далее на ДП происходит суммирование и расчет заданных значений мощности агрегатов:

$$k_{Дп} \cdot \sum^n P_n = P_{зДп}. \quad (1.16)$$

Диспетчер устанавливает коэффициент долевого участия таким образом, чтобы распределение нагрузок было наиболее экономически выгодным. Далее нововведенная информация поступает обратно на регулирующие станции, где она записывается в законе регулирования [6]. Можно заметить, что методы ведущего агрегата и ведущей станции являются частными случаями метода мнимостатических характеристик.

Недостаток метода мнимостатических характеристик состоит в том, что регулировка будет прекращаться при $\Delta f \neq 0$. Это обусловлено недостижимостью условия, отмеченного ранее, из-за погрешностей измерительных устройств, входящих в систему регулирования. Также, выход из строя канала связи хотя бы одной регулирующей станции повлечет за собой нарушение регулировочной системы, описанной в (1.15).

1.9 Метод интегрального регулирования

В данном методе регулировка частоты осуществляется посредством ввода в уравнение регулирования вторичного регулятора воздействия, пропорционального интегралу от отклонения частоты по времени [11]:

$$2\pi \int \Delta f \cdot dt = 2\pi \int (f - f_0) \cdot dt, \quad (1.17)$$

где f , f_0 – текущая и эталонная частота соответственно.

В формуле (1.17) производится замена, с использованием уравнения $\omega = 2\pi f$.

Тогда получается:

$$2\pi \int (f - f_0) \cdot dt = \int (\omega - \omega_0) \cdot dt = \varphi - \varphi_0 = \Delta\varphi, \quad (1.18)$$

где φ – угол, пройденный вектором, вращающимся с частотой ω за время интегрирования;

φ_0 – угол, пройденный вектором, вращающимся с частотой ω_0 за время интегрирования.

Отсюда следует, что на вторичный регулятор поступает сигнал, который пропорционален углу расхождения векторов напряжения с частотами f и f_0 .

Однозначность распределения нагрузки осуществляется в соответствии с:

$$k_\varphi \cdot (\varphi - \varphi_0) + (P - P_0) = k_\varphi \cdot \Delta\varphi + \Delta P = 0, \quad (1.19)$$

где P – фактическая величина мощности;

P_0 – величина генераторной мощности при $\varphi = \varphi_0$;

k_φ – коэффициент регулирования по углу.

Такой метод регулирования также может быть статическим и астатическим ($\Delta\varphi = 0$).

Далее рассматривается случай с двумя агрегатами, участвующими в регулировании. Пусть ЭДС i -ого генератора является началом отсчета угла рассогласования δ ЭДС рассматриваемых агрегатов, а φ_i и φ_j – углы векторов ЭДС i -ого и j -ого генераторов. Также, пусть угол сдвига одного вектора относительно другого равен δ_{ij} . Значит отклонение этих углов:

$$\begin{aligned} \Delta\varphi_i &= (\varphi_i - \varphi_0) \\ \Delta\varphi_j &= (\varphi_j - \varphi_0) \end{aligned} \quad (1.20)$$

После выражения φ_0 из первого уравнения системы (1.20) и подстановки его во второе, получится:

$$\Delta\varphi_j = (\varphi_j - \varphi_0) = \varphi_j - \varphi_i + \Delta\varphi_i = \Delta\varphi_i + \delta_{ij} \quad (1.21)$$

ротора, а угол δ_{ij} находится в пределах величины $\frac{\pi}{2}$. Таким образом $\delta_{ij} \ll \Delta\varphi_i$

Для n -ого числа агрегатов, участвующих в регулировании закон регулирования будет выглядеть так:

[illegible]

Если же просуммировать все уравнения системы, получим:

$$k_{\mathcal{S}_\Sigma} \cdot \Delta\varphi + \Delta P_\Sigma = 0, \quad (1.23)$$

где ΔP_{Σ} – общее изменение нагрузки всей энергосистемы;

k_{Σ} – суммарный коэффициент регулирования по углу.

Вопрос распределения нагрузки и поддержания частоты в энергосистеме будет описан, опираясь рисунок 1.5.

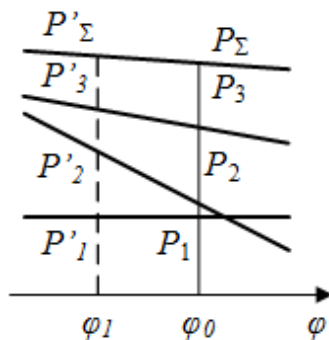


Рисунок 1.5 – Распределение нагрузок при интегральном
регулировании

В установившемся режиме нагрузка, которую примет на себя каждый агрегат и энергосистема, определятся точкой пересечения величины угла φ с характеристикой регулирования. Если нагрузка изменится от ΔP_{Σ} до $\Delta P'_{\Sigma}$, угол отклонится на $\Delta\varphi = \varphi_1 + \varphi_0$. В момент переходного процесса

$\Delta\varphi \neq const$, и будет наблюдаться изменение частоты. После принятия энергосистемой нагрузки и появления нового установившегося режима $\Delta\varphi = 2\pi \int (f - f_0) \cdot dt = const$, что говорит о равенстве частоты энергосистемы номинальной величине.

Можно заключить, что при таком методе регулирования частота системы поддерживается постоянной независимо от нагрузки.

На практике, интегральный регулятор вступает в действие со значительным запаздыванием по отношению к возмущающему фактору. Поэтому в закон регулирования (1.19) вводят дополнительно воздействие по мгновенному отклонению частоты:

$$k_f \cdot \Delta f + k_\varphi \cdot \Delta\varphi + \Delta P = 0, \quad (1.24)$$

где k_φ – коэффициент регулирования по углу;

k_f – коэффициент регулирования по частоте.

2 Моделирование энергосистемы

2.1 Требования к регулированию частоты и мощности

Для изолированно работающих энергосистем России и ЕЭС в соответствии с [2] к качеству регулирования частоты и перетоков мощности предъявляются следующие требования:

- частота должна находиться в пределах $50 \pm 0,2$ Гц не менее 95% времени суток, не выходя за предельно допустимые $50 \pm 0,4$ Гц;
- первичным регулированием должно обеспечиваться удержание кратковременного динамического отклонения частоты в пределах не более $50 \pm 0,8$ Гц;
- средствами вторичного регулирования режима должно обеспечиваться удержание средней величины частоты за любой час суток в нормальном режиме в пределах $50 \pm 0,01$ Гц (время регулирования не должно превышать 15 мин).

Также, в энергетических системах при осуществлении автоматического регулирования частоты и активной мощности перерегулирование не должно выходить за пределы зоны нечувствительности регулятора [8].

2.2 Описание элементов моделируемых схем

1) Генератор представляется блоком, в котором задана передаточная функция:

$$W(p) = \frac{1}{T_j \cdot p + k_n + k_c \cdot \frac{1}{p}} = \frac{1}{T_j \cdot p + D}, \quad (2.1)$$

где p – оператор дифференцирования;

T_j – постоянная времени агрегата;

k_n – коэффициент нагрузки (учитывает влияние изменения частоты на мощность);

k_c – коэффициент саморегулирования турбины;

D – коэффициент демпфирования.

2) Турбины:

- паровая турбина представляется следующими блоками:

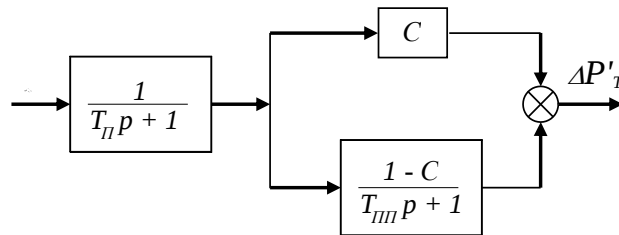


Рисунок 2.1 – Структурная схема паровой турбины с промежуточным перегревом пара

Здесь T_{II} – эквивалентная постоянная времени преобразования энергии промежуточных объемов пара в механическую энергию;

T_{III} – эквивалентная постоянная времени тракта промежуточного перегрева пара;

C – долевым коэффициент (его величина характеризует количество пара, не участвующего в промперегреве).

- гидравлическая турбина:

В ее блоке задана следующая передаточная функция:

$$W(p) = \frac{-T_{вод} \cdot p + 1}{\frac{T_{вод} \cdot p}{2} + 1}, \quad (2.2)$$

где $T_{вод}$ – постоянная времени напорного водовода.

В турбине данного типа учитывается гидравлический удар, который представляет собой переходный процесс в водоподводящем тракте турбины, за-за которого происходят перепады давления.

Вода с большой скоростью попадает на лопасть турбины, встречая тем самым сопротивление, и головная часть потока останавливается. При этом вода, текущая по трубам подачи энергоносителя, еще продолжает движение. Кинетическая энергия головной части потока переходит в потенциальную энергию упругой деформации жидкости и лопасти, в этой области создается повышенное давление (ударная волна). Волна начинает двигаться в направлении обратном течению воды, оказывая сопротивление ее потоку. Возникает перерыв потока, заставляющего гидротурбину вращаться. Таким образом, сразу после открытия аппарата подачи энергоносителя, мощность турбины снизится [10]. Для уменьшения проявления эффекта гидроудара ограничивают скорость потока воды в турбину, поэтому схема сервопривода оснащается гибкой обратной связью, способствующая плавному открытию окон аппарата подачи.

3) Структурные схемы АРЧВ:

- паровая турбина:

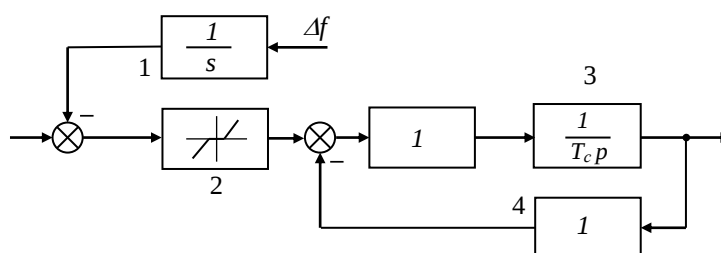


Рисунок 2.2 – Структурная схема АРЧВ паровой турбины

В блок 1 задана функция умножения, поступающего в него сигнала отклонения частоты на обратный коэффициент статизма регулятора s , который характеризует величину открытия окон золотника регулятора. Блок 2 описывает диапазон нечувствительности регулятора (мертвая зона). В блоке 3 заложена передаточная функция с постоянной времени сервопривода T_c , которая характеризуется временем, необходимым для прохождения поршнем пути от открытого до закрытого положения с максимальной скоростью. Также блок 3 охвачен жесткой обратной связью (блок 4).

- гидравлическая турбина:

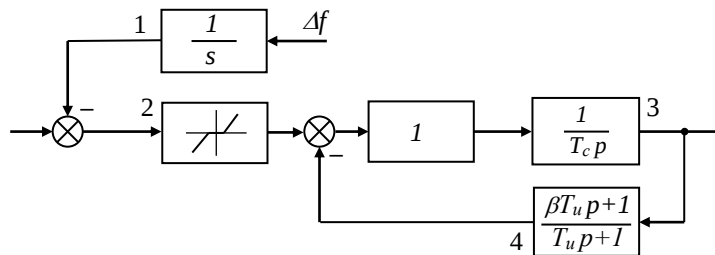


Рисунок 2.3 – Структурная схема АРЧВ гидравлической турбины

Эта схема отличается от предыдущей блоком 4. Теперь это блок комбинированной гибкой обратной связи, в котором β – коэффициент передачи канала гибкой обратной связи; T_u – постоянная времени комбинированной ГОС. Этот элемент позволяет смягчить гидравлический удар, так как демпфирует переходный процесс в водоподводящем тракте турбины.

4) Вторичный регулятор, в общем случае, осуществляет управление мощностью энергосистемы по двум параметрам – частоте и активной мощности и является АРЧМ. На него поступают сигналы пропорциональные отклонению частоты Δf и обменной мощности ΔP в системе с коэффициентами пропорциональности k_f и k_p соответственно.

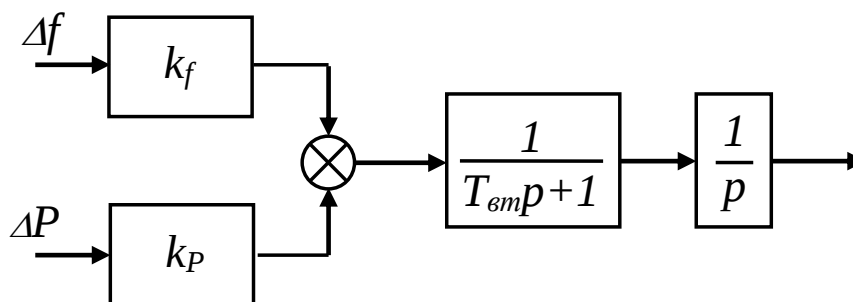


Рисунок 2.4 – Структурная схема вторичного регулятора

При прохождении сигналов через элементы регулятора существует запаздывание, которое учитывается апериодическим звеном с постоянной времени T_{BT} . В соответствии с [6] настройка вторичного регулятора зависит только от параметров того объекта, на который этот регулятор производит

свое непосредственное воздействие, а подбор коэффициентов осуществляется экспериментально.

2.3 Модель теплового агрегата с вторичным регулятором

Структурная схема модели теплового агрегата электростанции с первичным и вторичным регуляторами представлена на рисунке 1А (Приложение А). В Таблице 2.1 приведены исходные параметры элементов схемы. Давление пара перед паровой турбиной принимается постоянным.

Таблица 2.1 – Исходные данные для ТЭС

Коэффициент статизма, s	0,04 – 0,05 (о. е.) [2]
Постоянная времени генератора, T_j	5 – 8 (с) [7]
Постоянная времени турбины, T_T	0,1 – 0,3 (с) [7]
Постоянная времени промежуточного перегрева пара, $T_{ПП}$	2 – 10 (с) [7].
Доля пара без промперегрева, C	0,2 (о. е.) [5].
Коэффициент нагрузки, k_n	1 – 3 (о. е.) [3].
Постоянная времени сервопривода, T_c	0,1 – 0,2 (с) [6].
Мертвая зона гидравлического регулятора	0,15 (Гц) [2].
Постоянная времени вторичного регулятора T_{BT}	0,2 (с) [6].

Коэффициент саморегулирования турбин k_c мал, поэтому его можно не учитывать и считать коэффициент демпфирования D равным регулируемому эффекту нагрузки k_n [7].

На рисунке 2.5 в блоке ТЭС находится схема теплового агрегата.



Рисунок 2.5 – Общая схема исследуемой модели теплового агрегата

Ступенчатая нагрузка, подключаемая к агрегату, была принята равной 5% от его номинальной мощности.

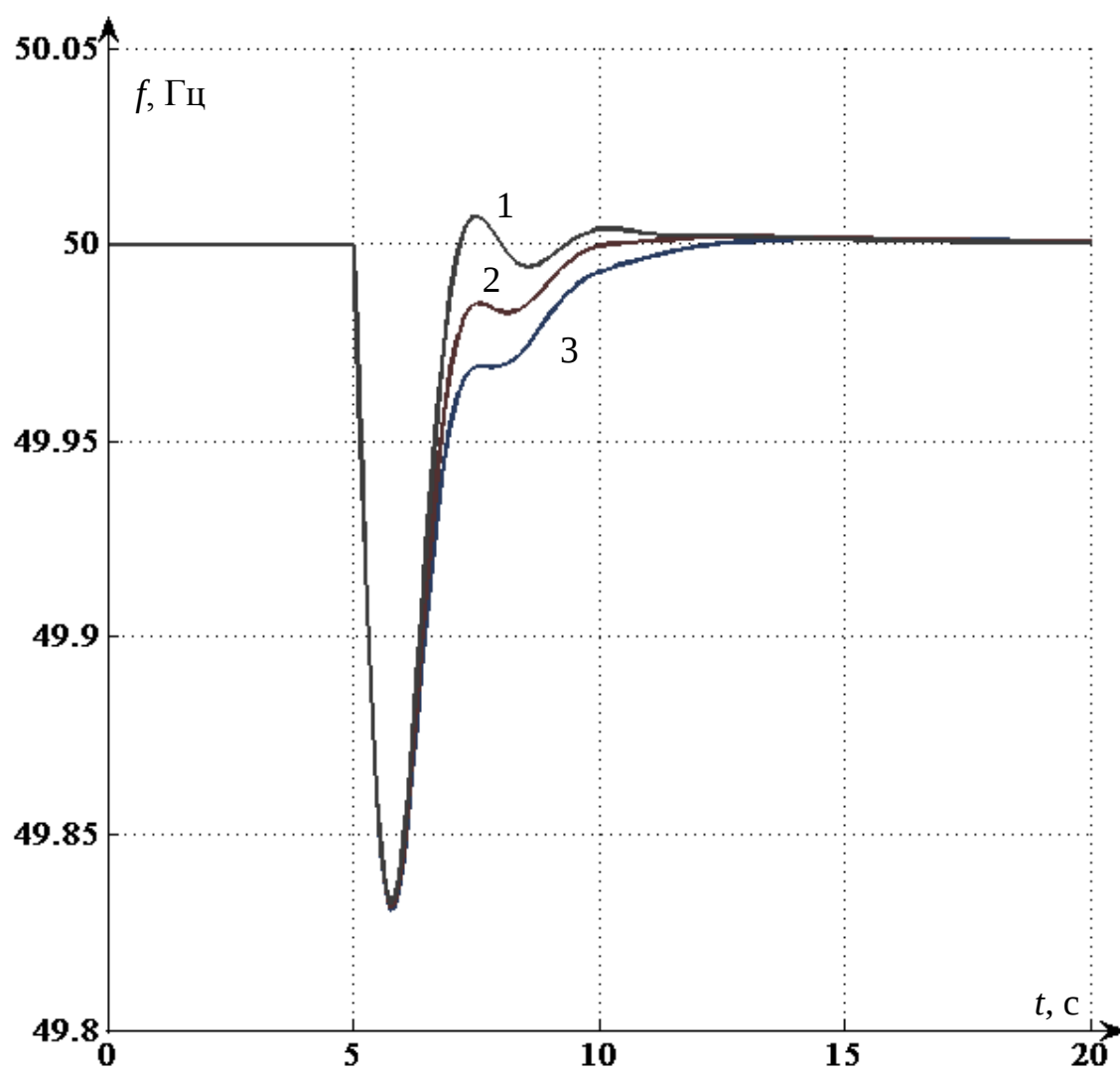


Рисунок 2.6 – Графики переходных процессов теплового агрегата при изменении величины коэффициента регулирования по частоте

В данном случае, вторичный регулятор занимается только регулированием частоты, так как отсутствует какой-либо переток обменной мощности.

Из графиков на рисунке 2.6 видно, что наиболее удачный процесс регулирования представлен кривой 2, а величина оптимального коэффициента регулирования k_f , в данной случае, равна 11 о. е., так как операция регулирования заканчивается уже на 5 секунде после появления дополнительной нагрузки. При установке коэффициента пропорциональности отклонения частоты равного 13 о. е. (кривая 1), наблюдается слабое перерегулирование, величина которого не превышает допустимое значение ($0,15 \cdot 0,5 = 0,075$ Гц), но, все же, не является желательным; при $k_f = 9$ о. е. (кривая 3) процесс восстановления частоты до номинального значения затягивается, по сравнению с другими рассматриваемыми.

2.4 Модель гидравлического агрегата с вторичным регулятором

Структурная схема модели гидравлического агрегата электростанции с первичным и вторичным регуляторами представлена на рисунке 2А (Приложение А). В Таблице 2.2 приведены параметры элементов схемы. Напор воды перед гидротурбиной принимается постоянным.



Рисунок 2.7 – Общая схема исследуемой модели гидравлического агрегата

Как и в предыдущем разделе, к агрегату прикладывается нагрузка величиной равной 5% от его номинальной мощности.

Анализируя полученные графики переходного процесса на рисунке 2.8, при различной величине коэффициента регулирования, можно заключить, что для данного случая неплохой результат представлен кривой 2. В этом случае величина k_f равна 0,015 о. е. При $k_f = 0,03$ о. е. (кривая 3) процесс восстановления частоты до номинального уровня протекает быстрее, чем во всех остальных случаях, однако, наблюдается перерегулирование, выходящее за допустимую величину ($> 0,075$ Гц). При $k_f = 0,005$ (кривая 1) о. е. время восстановления частоты превышает допустимую отметку и составляет 16,5 минут.

Таблица 2.2 – Исходные данные для ГЭС

Коэффициент статизма, s	0,045 – 0,06 (о. е.) [2]
Постоянная времени генератора, T_j	7 – 14 (с) [7]
Постоянная времени водовода, $T_{вод}$	1 – 2 (с) [3].
Постоянная времени ГОС, T_u	1 – 5 [3].
Коэффициент гибкой обратной связи, β	10 (о. е.) [3].
Коэффициент нагрузки, k_n	1 – 3 (о. е.) [3].
Постоянная времени сервопривода, $T_{серв}$	1 (с) [6].
Мертвая зона гидравлического регулятора	0,15 (Гц) [2].
Постоянная времени вторичного регулятора T_{BT}	0,2 (с) [6].

Таким образом значение оптимального коэффициента регулирования по частоте лежит в диапазоне от 0,03 о. е. до 0,015 о. е..

Сравнивая полученные графики переходных процессов для ТЭС и ГЭС, можно сделать вывод, что время устранения падения частоты в результате возникшей дополнительной нагрузки, в случае гидравлического агрегата, значительно больше. Это связано с применением в данной схеме гибкой обратной связи сервопривода, которая замедляет процесс увеличения подачи энергоносителя (в данном случае воды) в турбину, что необходимо для

демпфирования явления гидроудара, которое сокращает срок службы агрегата и не позволяет равномерно изменять мощность турбины [10].

В работе рассматривается лишь малое подведение дополнительной нагрузки, и, в силу неизменности давления пара, процесс регулирования теплового агрегата электростанции осуществляется в более короткие сроки и с меньшей просадкой по частоте по сравнению с гидравлическим агрегатом.

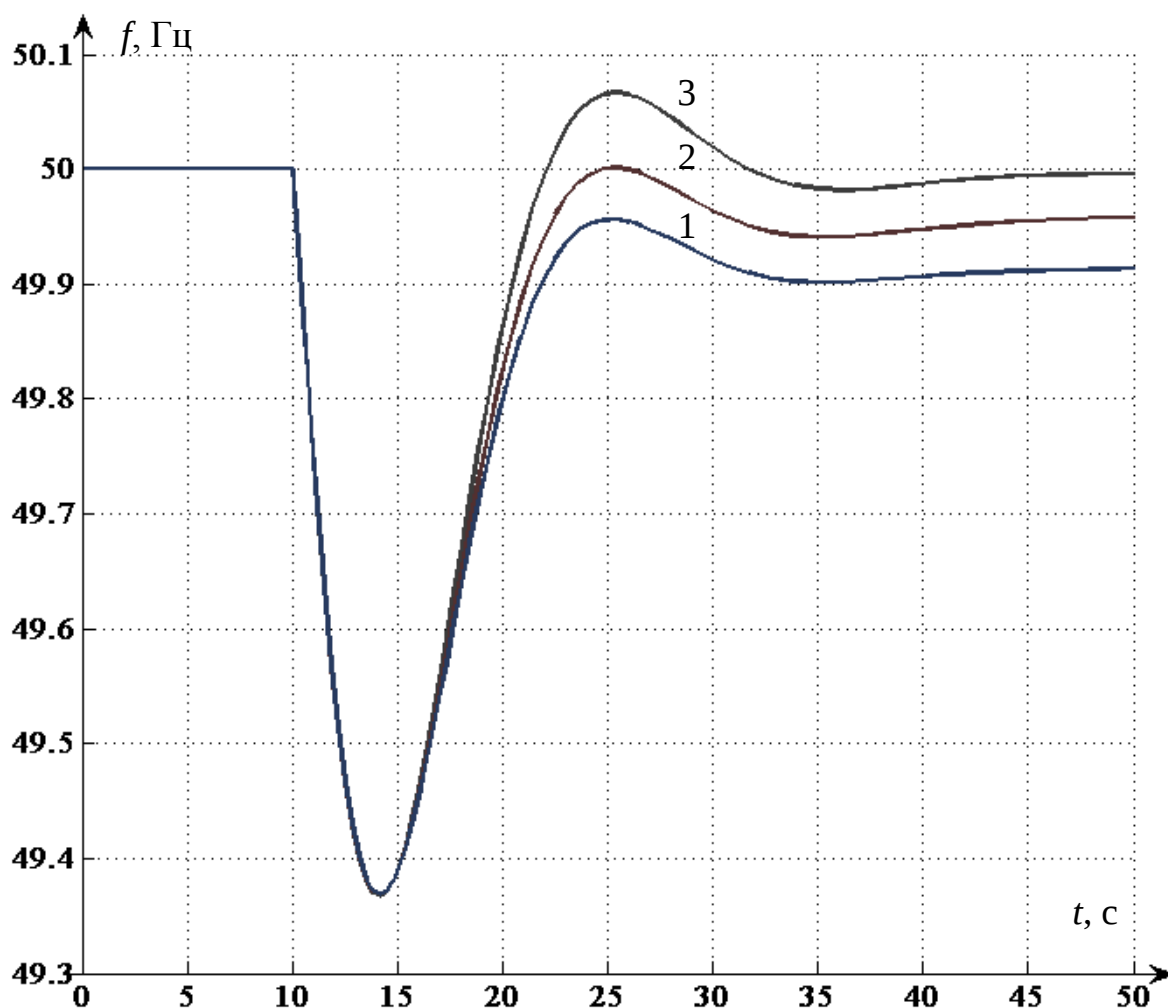


Рисунок 2.8 – График переходного процесса гидравлического агрегата при изменении величины коэффициента регулирования по частоте

Из [11] следует, что ТЭС более технологически сложна в сравнении с ГЭС. Мощность турбины напрямую связана с производительностью котла, которая в свою очередь зависит от управления подачей топлива, воды, воздуха. Регулирование на станциях такого типа происходит с задержкой, что

объясняется тепловой инерционностью котла. Относительно быстрое регулирование возможно только в узком диапазоне.

ГЭС имеет ряд особенностей, допускающих наиболее полную автоматизацию. Изменение нагрузки, запуск или остановка агрегата – все это не требует большого времени и не ведет к значительному снижению экономичности станции такого типа. Именно поэтому ГЭС традиционно используют для регулирования частоты и активной мощности.

2.5 Исследование вторичного регулирования в ОЭС

Одной из особенностей объединенных энергосистем является наличие межсистемных связей, по которым осуществляется переток обменной мощности. Линии связи обычно имеют ограниченную пропускную способность, однако, в данной работе этого учитываться не будет, поэтому примем, что вся обменная мощность будет проходить между энергосистемами беспрепятственно. Рассмотрим случай двух связанных энергосистем, каждая из которых состоит из гидравлических и тепловых электростанций. Используемая схема концентрированной энергосистемы была смоделирована в соответствии с [7], которая представлена на рисунке 3А (Приложение А).

Теперь схема, описывающая работу агрегатов представляет собой эквивалентированные ТЭС и ГЭС. Отличительным параметром является значение статизма, а также подключение электростанций различного типа к одному эквивалентному генератору энергосистемы. Не поясняя на данном этапе зависимость статизма энергосистемы от статизма отдельных агрегатов, будет принято – статизм ТЭС равным 0,16 о. е., а для ГЭС 0,3 о. е [7].

При моделировании не будет учитываться влияние межсистемных связей, поэтому вся обменная мощность будет проходить между энергосистемами беспрепятственно. Общая схема исследуемой модели представлена на рисунке 2.9.

В данном случае вторичный регулятор установлен только на ГЭС, ввиду особенностей, описанных ранее.

К блоку ЭС 2 подключается нагрузка величиной 0,05 о. е.

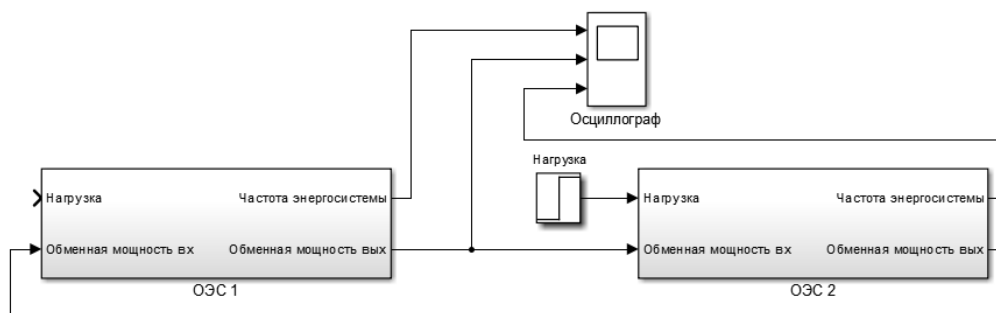


Рисунок 2.9 – Общая схема энергосистемы, состоящей из ТЭС и ГЭС

Ниже будет рассмотрено несколько случаев:

1) Пусть во вторичном регулировании участвует только ЭС 1. Полученные результаты моделирования отражены на рисунке 2.10.

Появления дополнительной нагрузки в ЭС 2 воспринялось и ЭС 1, которая по каналу межсистемной связи начала передавать свою генерируемую мощность. В обеих ЭС началась отработка первичного регулятора, который своими действиям пытается восстановить частоту по статическому закону. Далее на 24 секунде с начала моделирования в работу включился вторичный регулятор ЭС 1, ориентированный на полное восстановление частоты до номинального значения, и с 40 секунды, можно заметить, происходит процесс плавного устранения частотного отклонения.

В этом опыте время восстановления частоты составляет 6,3 минут. Наиболее оптимальный результат регулирования был достигнут после установления $k_f = 0,2$ о. е., $k_p = 0,008$ о. е..

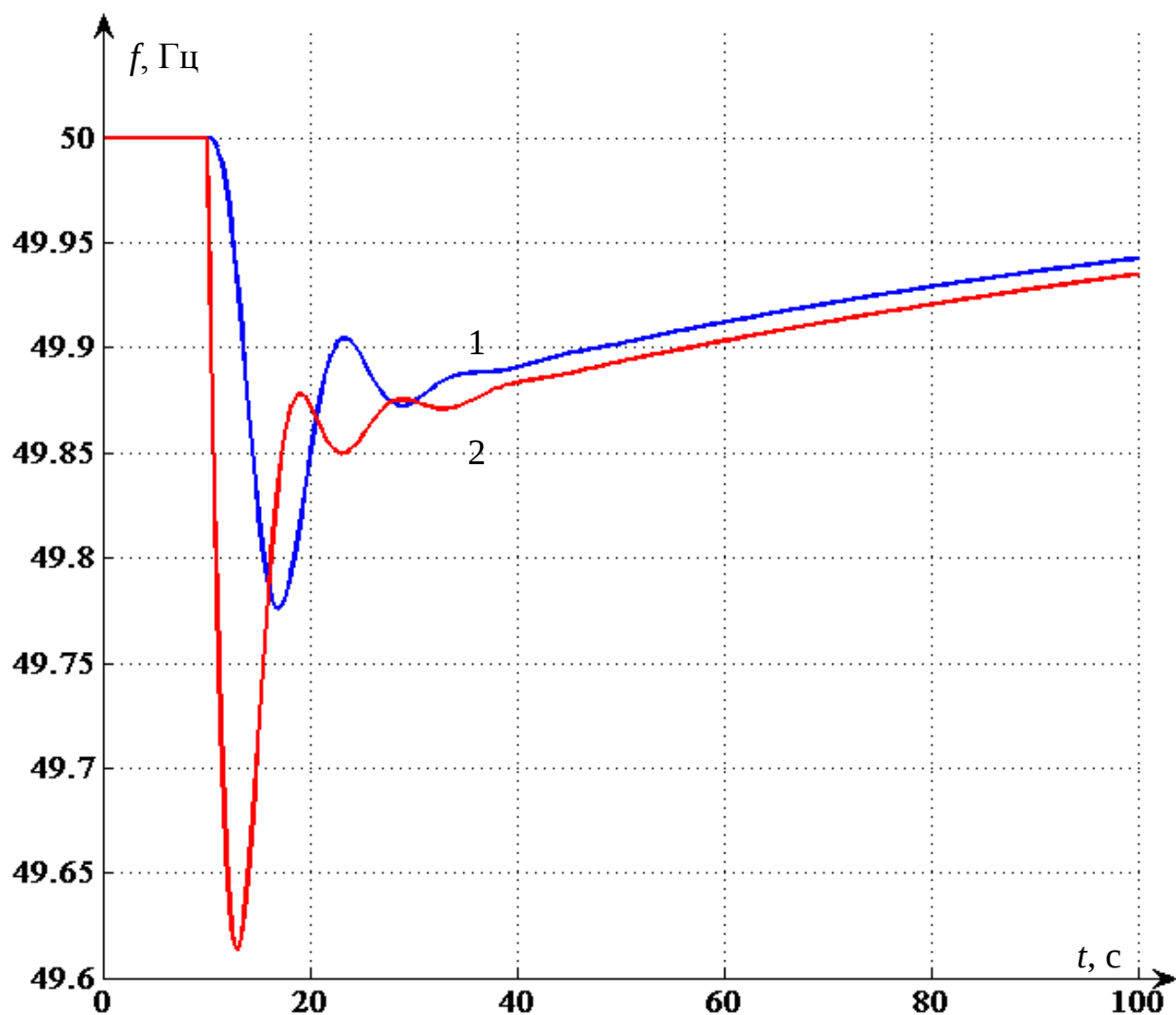


Рисунок 2.10 – График переходного процесса ЭС1 (кривая 1) и ЭС2 (кривая 2) при осуществлении вторичного регулирования ЭС 1

2) Пусть во вторичном регулировании участвует только ЭС 2. Описание происходящих процессов аналогично приведенному в предыдущем пункте.

Графики моделируемого переходного процесса на рисунке 2.10 и 2.11 схожи, однако время окончания регулирования, в данном случае, равно 5,2 минуты.

Наилучшие показатели регулировки достигаются при $k_f = 0,2$ о. е., $k_p = 0,005$ о.е..

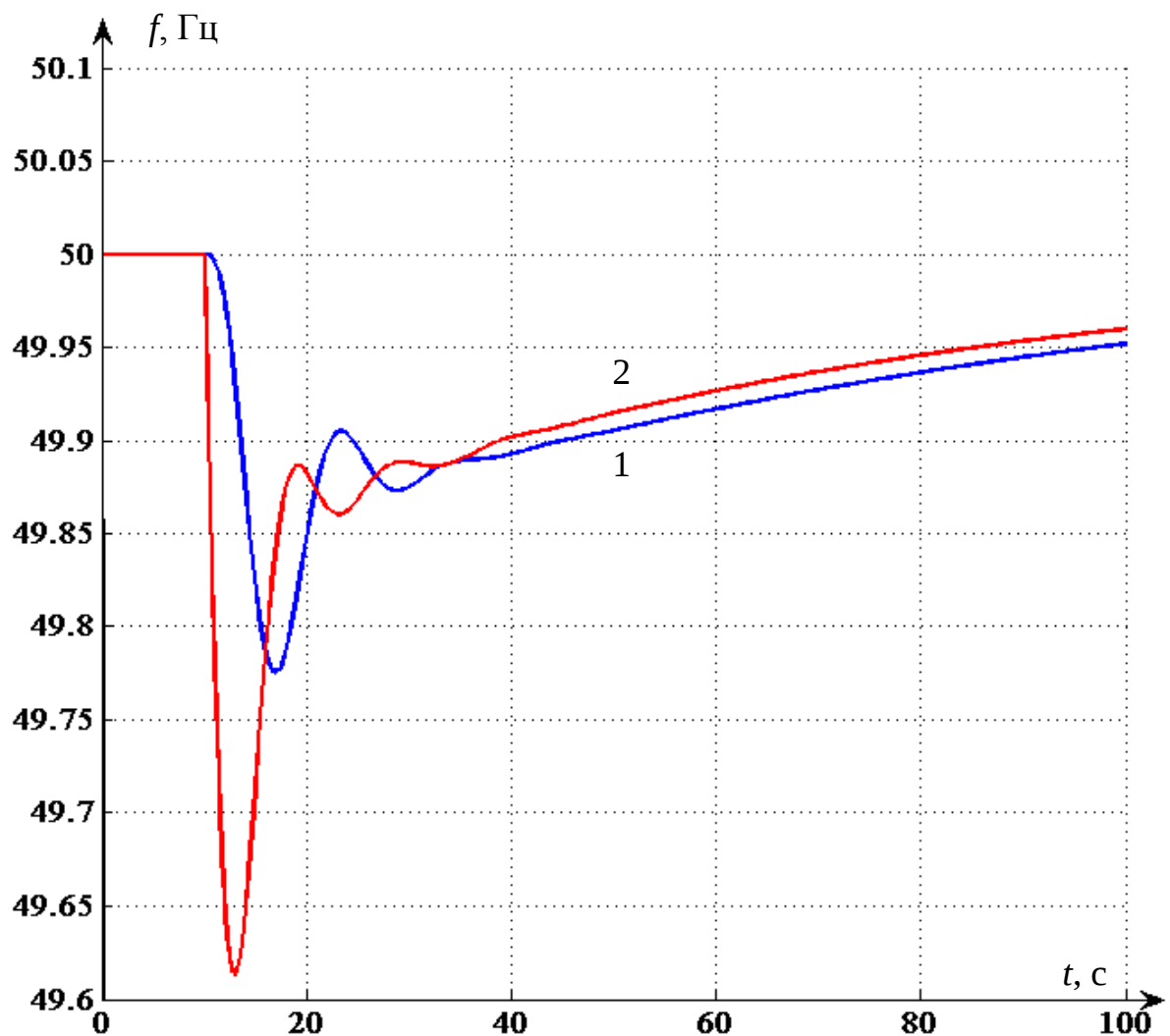


Рисунок 2.11 –График переходного процесса ЭС1 (кривая 1) и ЭС2 (кривая 2) при осуществлении вторичного регулирования ЭС 2

3) Теперь пусть во вторичном регулировании участвуют обе энергосистемы. Были подобраны следующие приемлемые значения коэффициентов регулирования для ЭС 1 равны $k_f = 0,1$ о. е., $k_p = 0,005$ о.е., для ЭС 2 $k_f = 0,15$ о. е., $k_p = -0,005$ о.е.. Время восстановления частоты всей энергосистемы составляет 3,5 минуты, что существенно меньше, чем в предыдущих случаях.

Анализируя проведенные опыты, видно, что графики переходных процессов на рисунке 2.12 с подобранными коэффициентами схожи между собой, однако можно с уверенностью сказать, что при активных вторичных

регуляторах обеих энергосистем, устранение возникшего небаланса мощности происходит быстрее.

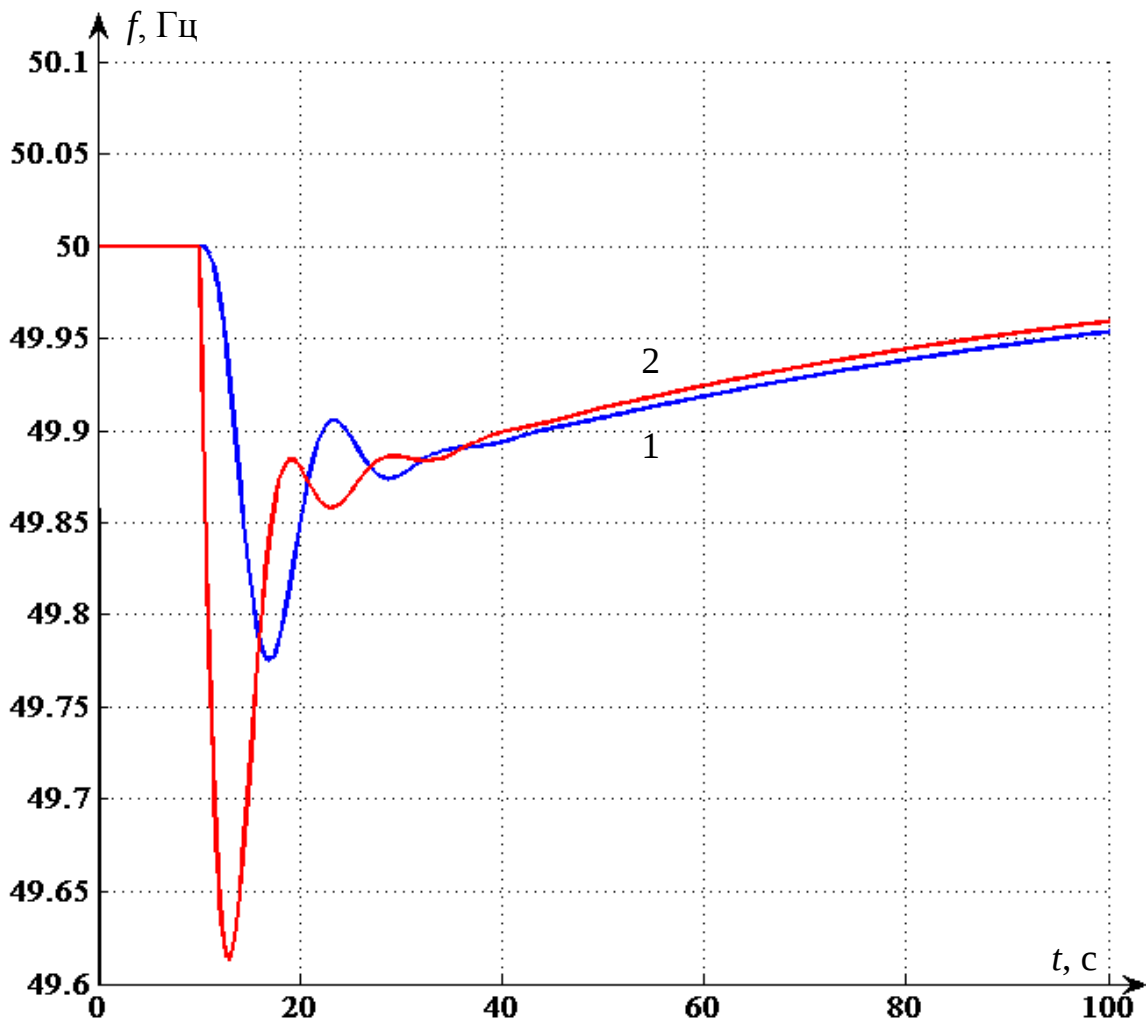


Рисунок 2.12 –График переходного процесса ЭС1 (кривая 1) и ЭС2 (кривая 2) при осуществлении регулирования обеими энергосистемами

4) Следующий случай посвящен разделному регулированию, когда ГЭС в ЭС 1 осуществляет только регулировку частоты во всей энергосистеме, а ГЭС в ЭС 2 ответственна только за регулирование обменной активной мощности.

В этом случае, после возникновения дополнительной нагрузки, в энергообъединении частота начнет снижаться. В действие вступят регуляторы частоты, что приведет к увеличению мощности ЭС 1.

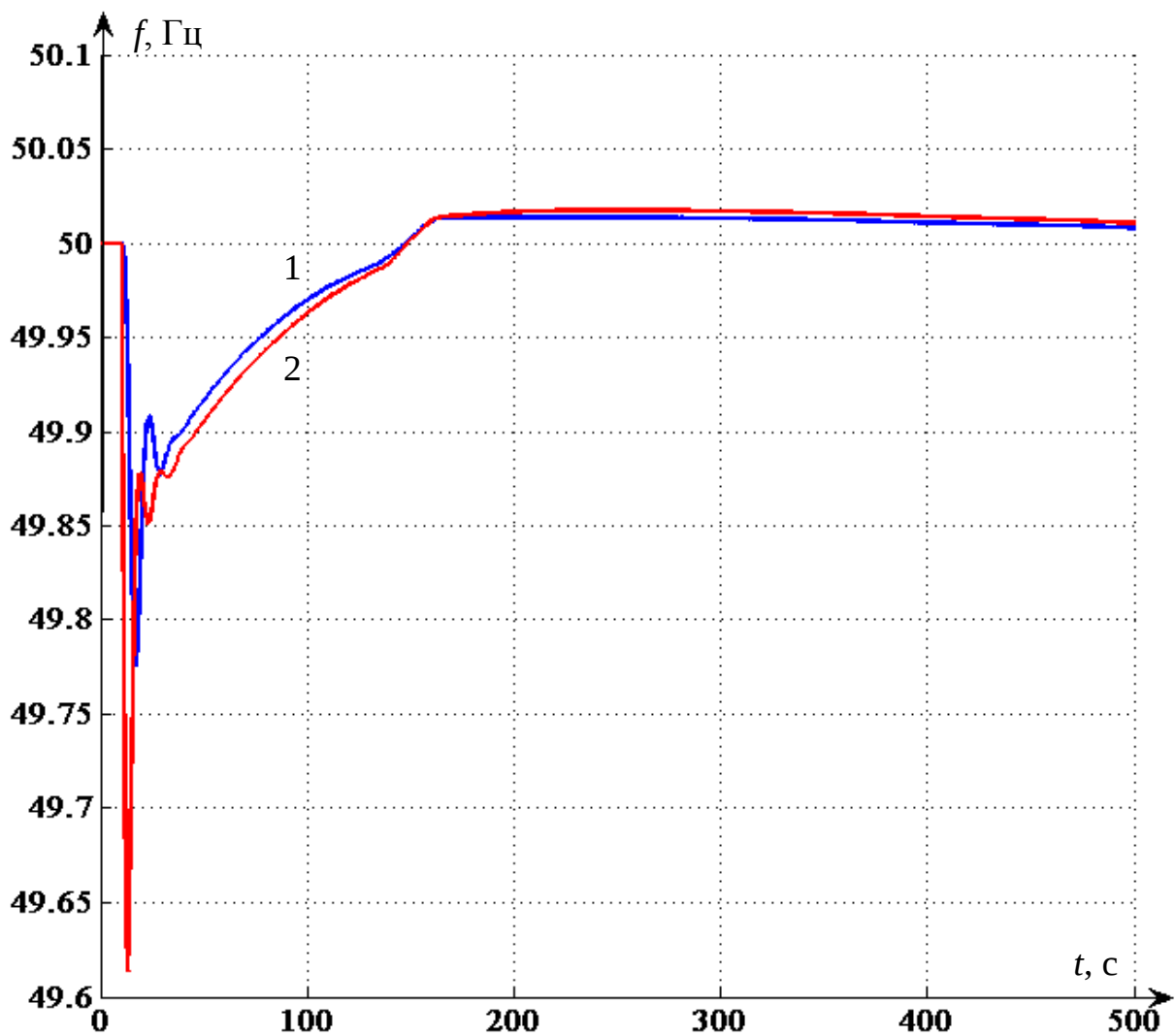


Рисунок 2.13 – График переходного процесса ЭС1 и ЭС2 (раздельное регулирование частоты и активной мощности)

Дополнительная генерируемая мощность из ЭС 1 будет поступать в ЭС2. Возникнет переток мощности между ЭС, следовательно, вступят в действие регуляторы обменной активной мощности в ЭС 2, которые будут пытаться удерживать величину обменного перетока на прежнем уровне.

Так как действие регуляторов является встречным, это может послужить возникновению качаний частоты и обменной мощности длительного характера [6].

Наилучший результат был получен после настройки коэффициента регулирования по частоте в ЭС 1 равным 0,3 о. е., и коэффициента регулирования активной мощности в ЭС 2 равным 0,002 о. е.. При этом

существует перерегулирование, которое по условию является допустимым, а величина частоты достигла требуемых значений только на 14 минуте. Однако данный метод неприемлем в условиях значительных колебаний нагрузки, так как в этом случае будут происходить еще большие качания обменной мощности, что увеличит длительность процесса регулирования [11].

5) Рассмотрим регулирование частоты со статизмом по обменной мощности. В этом случае закон регулирования будет выглядеть следующим образом:

$$\Delta f + k_p \Delta P = 0. \quad (2.3)$$

Дополнительная нагрузка, как и в предыдущих случаях, будет подключаться в ЭС 2. В результате частота ОЭС снизится, и регуляторы ЭС 1 и ЭС 2 вступят в действие, посылая регулирующий сигнал на орган подачи энергоносителя. Возникшая дополнительная мощность в ЭС 1 будет перетекать в ЭС 2 для покрытия нагрузки. Этот переток вызовет реакцию регуляторов обменной мощности. Пусть направление перетока мощности для принимающей стороны считается отрицательным, тогда уравнения регулирования для ЭС 1 и ЭС 2:

$$-\Delta f + k_{p1} \Delta P = 0; \quad (2.4)$$

$$-\Delta f - k_{p2} \Delta P = 0, \quad (2.5)$$

где k_{p1} и k_{p2} – коэффициенты регулирования обменной мощности ЭС 1 и ЭС 2 соответственно.

Интересной особенностью метода является то, что можно так задать коэффициенты вторичных регуляторов, что в действие придут лишь регуляторы системы, в которой произошло увеличение нагрузки. При этом должно выполняться условие:

$$k_{pi} = s_i, \quad (2.6)$$

где s_i – коэффициент статизма ЭС, в которой отсутствует изменение нагрузки;

k_{pi} – коэффициент регулирования обменной мощности.

Из (2.4) и (2.5) видно, что регулятор ЭС 1 будет подавать усиленный сигнал для увеличения обменной мощности, регулятор ЭС 2 ослабленный, чтобы уменьшить ее отток. На рисунке 2.14 отражен моделируемый переходный процесс.

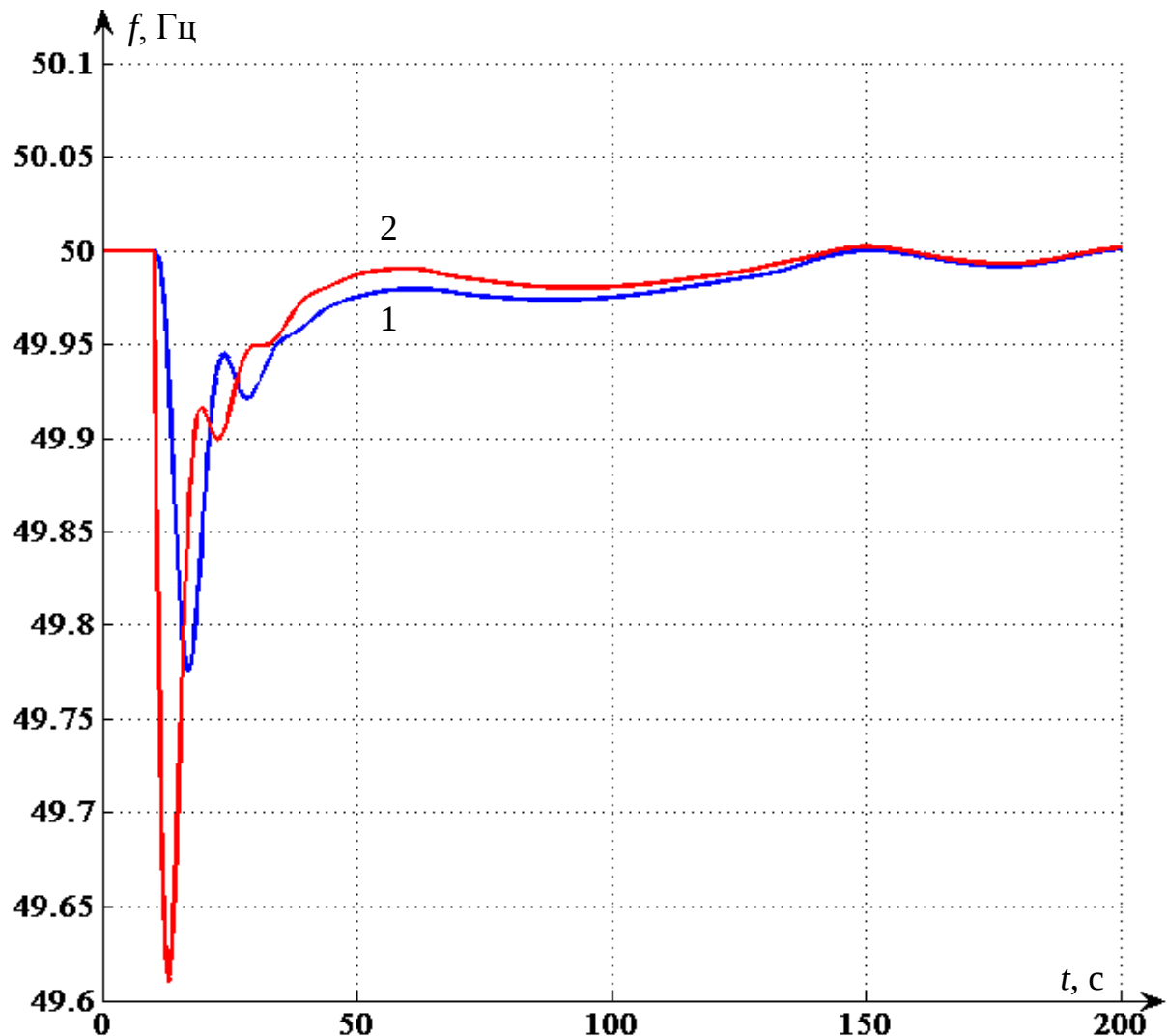


Рисунок 2.14 – График переходного процесса ЭС1 (кривая 1) и ЭС2 (кривая 2) (регулирование частоты со статизмом по обменной мощности)

Процесс регулирования был закончен на 4,1 минуте после появления дополнительной нагрузки в ОЭС. Наиболее подходящие коэффициенты регулирования обменной мощности равны $k_{p1} = 0,07$ о. е., $k_{p2} = -0,035$ о. е..

Таким образом был рассмотрен процесс регулирования частоты и обменной мощности в ОЭС при различных начальных условиях. Произвести оценку полученных результатов, в данном случае, можно только на основании длительности времени регулирования. Худшие результаты были получены при раздельном методе регулирования, так как частота достигла требуемого значения только на 14 минуте, при условии, что процесс вторичного регулирования должен осуществляться менее чем за 15 минут, что объясняется встречным действием регуляторов энергосистем. Лучший результат – при регулировании частоты и обменной мощности обеими энергосистемами (время восстановления частоты равно 3,5 минутам). Этот метод является одним из основных в современных энергосистемах [12].

В процессе подбора коэффициентов регулирования было выявлено, что задание условий с высоким значением перетока обменной мощности ведет к потере устойчивости параллельно работающих энергосистем.

2.6 Исследование влияния соотношения мощностей энергосистем на вторичное регулирование в ОЭС

В рассматриваемой математической модели ОЭС мощности энергосистем могут быть заданы через величину результирующего статизма s_c , который рассчитывается так [10]:

$$s_c = \frac{1}{k_c - k_n}, \quad (2.7)$$

где k_c – действующий коэффициент крутизны (характеризует результирующую реакцию системы на возникшее возмущение),

k_n – коэффициент нагрузки (в данной работе принимается равным 2).

Расчет результирующего статизма энергосистемы, с использованием экспериментальных данных из [10], представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет статизма энергосистемы с учетом резерва мощности

Резерв мощности ρ , о. е.	1,0	1,05	1,05 – 1,25	1,25 – 1,5	>1,5
Коэффициент крутизны k_c , о. е.	3,5 – 5	5 – 6,5	6,5 – 10	8,5 – 12,5	10 – 15
Расчет статизма по (2.6) s_c , %	67 – 33	33 – 22	22 – 13	15 – 10	13 – 7

Легко заметить, что при увеличении резерва мощности, значение статизма системы приближается к статизму одного агрегата.

Также статизм энергосистемы связан с одноименным параметром гидравлических и тепловых электростанций, входящих в нее, следующим уравнением [10]:

$$\frac{\alpha_{ТЭС} + \alpha_{ГЭС}}{s_c} = \frac{1}{s_{ТЭС}} + \frac{1}{s_{ГЭС}}, \quad (2.8)$$

где $s_{ТЭС}$ – статизм эквивалентных тепловых электростанций;

$s_{ГЭС}$ – статизм эквивалентных гидравлических электростанций;

$\alpha_{ТЭС}$ – долевая часть генерируемой мощности, приходящаяся на ТЭС;

$\alpha_{ГЭС}$ – долевая часть генерируемой мощности, приходящаяся на ГЭС.

Пусть в каждой ЭС 70 % мощности приходится на ТЭС, тогда 30 % – на ГЭС. Преобразуя формулу (2.8), можно получить, что:

$$s_{ТЭС} = \left(1 + \frac{\alpha_{ГЭС}}{\alpha_{ТЭС}}\right) \cdot s_c; \quad (2.9)$$

$$s_{ГЭС} = \left(1 + \frac{\alpha_{ТЭС}}{\alpha_{ГЭС}}\right) \cdot s_c. \quad (2.10)$$

Расчет величины статизма для тепловых и гидравлических электростанций, с учетом их долевого вклада в общую мощность

энергосистемы, а также резерва мощности энергосистем, представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет величины статизма электростанций

Номер ОЭС и кривой на рисунке 2.10	Номер ЭС	Резерв мощности ρ , о. е.	Статизм ЭС s_c , %	Статизм ТЭС $s_{ТЭС}$, %	Статизм ГЭС $s_{ГЭС}$, %
ОЭС 1 (Кривая 1)	ЭС 1	1,05	33	47	110
	ЭС 2	1	67	95	223
ОЭС 2 (Кривая 2)	ЭС 1	1,25	13	19	44
	ЭС 2	1	67	95	223
ОЭС 3 (Кривая 3)	ЭС 1	1,5	7	10	24
	ЭС 2	1	67	95	223

Результаты моделирования случаев, приведенных в таблице 4, изображены на рисунке 2.15. Для каждой модели ОЭС были подобраны наиболее подходящие коэффициенты регулирования по частоте и обменной мощности. После подбора коэффициентов, время регулирования частоты в ОЭС 1 – 3,3 минуты, в ОЭС 2 – 4 минуты, в ОЭС 3 – 4,8 минуты.

Анализируя полученные графики, можно заключить, что в ОЭС 3 просадка частоты в момент появления дополнительной нагрузки ниже, по сравнению с другими ОЭС, что обусловлено наибольшим запасом мощности. Чем больше резерв, тем более пологой будет статическая характеристика ОЭС, а значит система будет более устойчива к колебаниям нагрузки [9].

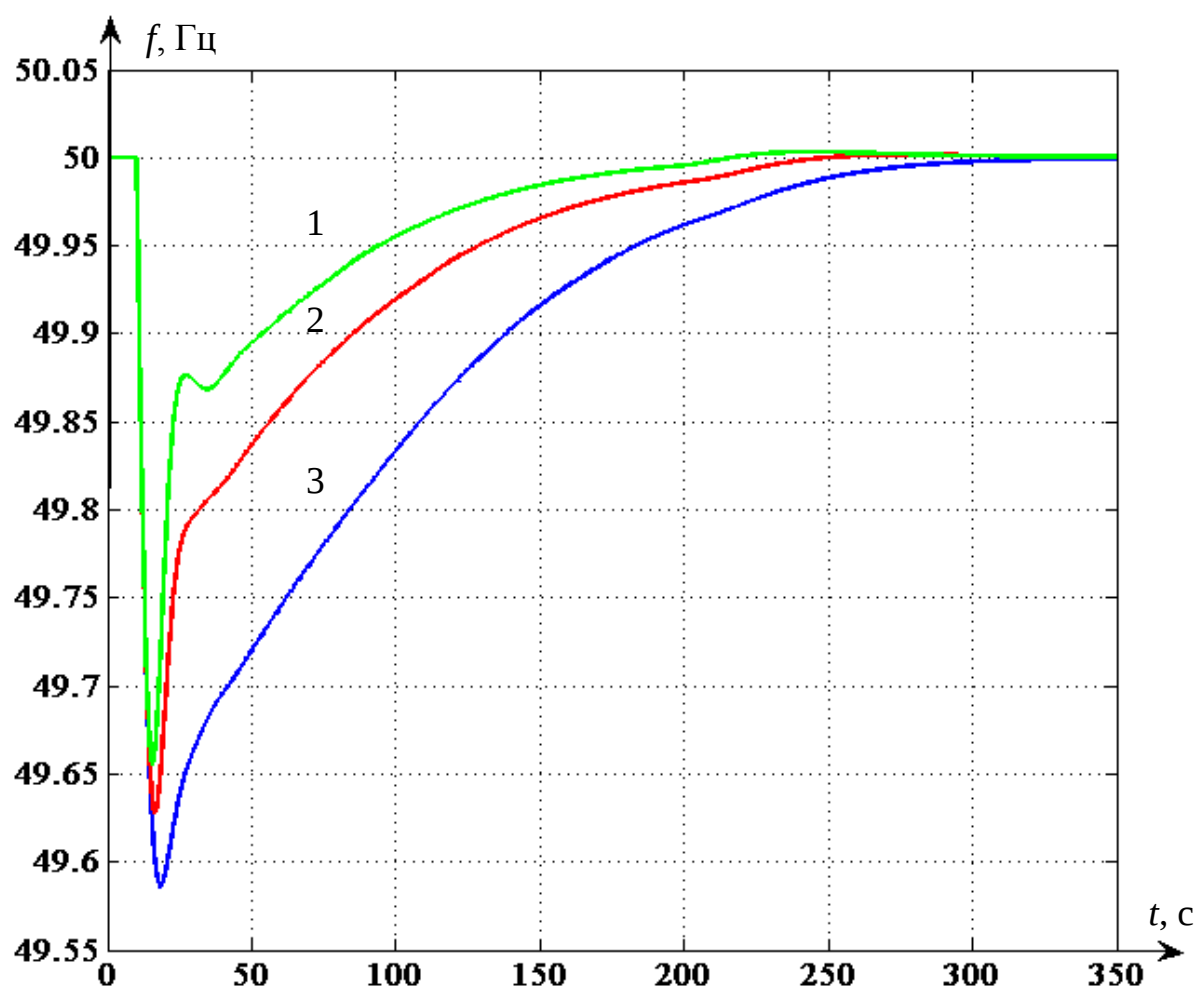


Рисунок 2.15 – График переходных процессов в ОЭС при различном соотношении мощностей ЭС

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Б	Шушеначеву Егору Павловичу

Институт	ЭНИН	Кафедра	Электроэнергетических систем
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов. 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	Оклад заработной платы ассистента – 17000 руб, научного руководителя – 26300 руб; Компьютер – 40000 руб; Программный комплекс <i>Matlab Simulink</i> – 222775 руб; Накладные расходы – 16%; Районный коэффициент – 30%. Премияльный коэффициент – 30%; Коэффициент дополнительной заработной платы – 20%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений	Отчисления во внебюджетные фонды – 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование комплекса работ (определение состава работы, определение действующих лиц, установление длительности работы)	Расчет временных показателей проведения исследования ТП. Составление календарного плана-графика
2. Определение трудоемкости выполнения работ	
3. Расчет бюджета для научно-технического исследования (определение материальных затрат, подсчет основной заработной платы исполнителей)	<i>QuaD</i> анализ перспективности проекта
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График Ганта
2. Оценочная карта *QuaD* анализа для модели АРЧМ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Потехина Н. В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Шушеначев Егор Павлович		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Структура работы в рамках научного исследования

Целью данного раздела является оценка проектировки системы автоматического регулирования частоты и мощности с точки зрения эффективности затрачиваемых ресурсов.

Для правильной разработки, а также определения трудоемкости выполнения НИР необходимо разбить ее на этапы. Структура данной НИР:

1. Подготовительный этап. Выбор темы, изучение и анализ информации по выбранной теме. Определение рабочей группы, в состав которой могут входить научные сотрудники, преподаватели и лаборанты.

2. Формирование теоретической части.

3. Проведение экспериментальных работ по теоретическим разделам.

4. Обработка полученных результатов экспериментов.

5. Выводы и предложения по теме, обобщение результатов разработки.

Составление технологического отчета.

6. Завершающий этап. Утверждение результатов работы. Подготовка отчетной документации.

Этапу данной НИР представлены в таблице 3.1.

Работу выполняли 2 человека: научный руководитель (НР) и ассистент (АС).

Таблица 3.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№	Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
1	Выдача задания	Составление и утверждение технического задания	НР
2	Выбор направления исследований	Подбор и изучение материалов по теме	НР, АС
3		Выбор направления исследований	НР
4	Теоретические и экспериментальные исследования	Теоретическое описание элементов модели энергосистемы	АС
5		Создание виртуальной модели энергосистемы	АС
6		Определение оптимальных параметров устройств регулирования	АС
7	Обсуждение результатов	Обработка полученных результатов	АС
8		Научное обоснование результатов и выводы	НР, АС
9	Составление отчета	Разработка плана по оформлению НИР	НР, АС
10		Оформление отчета НИР	АС
11	Защита отчета	Подготовка к защите	АС

3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

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

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, так как зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (3.1)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 % [1].

Продолжительность одной работы:

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (3.2)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (3.3)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22, \quad (3.4)$$

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

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

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

Временные показатели проведения данного научного исследования представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполн.		T_{pi} , дни		T_{ki} , дни	
	t_{mini} , чел-дни		t_{maxi} , чел-дни		$t_{\text{ож}}$, чел-дни		НР	АС	НР	АС	НР	АС
	НР	АС	НР	АС	НР	АС						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1. Составление и утверждение технического задания	1	-	3	-	2	-	+	-	2	-	3	-
2. Подбор и изучение материалов по теме	3	20	5	40	4	28	+	+	2	14	3	17
3. Выбор направления исследований	1	-	1	-	1	-	+	-	1	-	1	-
4. Теоретическое описание элементов модели энергосистемы	-	10	-	15	-	12	-	+	-	12	-	15
5. Создание виртуальной модели энергосистемы	-	10	-	17	-	13	-	-	-	13	-	16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
6. Определение оптимальных параметров устройств регулирования	-	17	-	23	-	20	-	+	-	20	-	25
7. Обработка полученных результатов	-	2	-	4	-	3	-	+	-	3	-	4
8. Научное обоснование результатов и выводы	2	2	5	5	3	3	+	+	1,5	1,5	2	2
9. Разработка плана по оформлению НИР	2	2	4	5	3	3	+	+	1,5	1,5	2	2
10. Оформление отчета НИР	-	10	-	15	-	12	-	+	-	12	-	15
11. Защита выпускной квалификационной работы	-	1	-	1	-	1	-	+	-	1	-	1

На основании таблицы 3.2 строится календарный план-график (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Календарный план-график проведения НИР (График Ганта)

№ раб.	Исп-ли	Т _{кп} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ																
			дек.		январ.		февр.			март			апрель			май			июн ь
			2	3	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
1	НР	3	□																
2	НР АС	3 17		□ ■															
3	НР	1				□													
4	АС	15					■	■	■										
5	АС	13						■	■	■	■	■							
6	АС	25							■	■	■	■	■	■	■				
7	АС	4										■							
8	НР АС	2 2												■	■				
9	НР АС	2 2													□ ■				
10	АС	15															■	■	■
11	АС	1																	■

3.4 Расчет материальных затрат НИР

Данная НИР проводилась без специального оборудования, но с использования конкретных материалов, и при расчете бюджета НИР будет использоваться следующая группировка затрат по статьям:

1. амортизация;
2. основная заработная плата исполнителей темы;
3. дополнительная заработная плата исполнителей темы;
4. отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
5. накладные расходы.

То есть, не учитываются статьи на специальное оборудование, затраты научные и производственные командировки, контрагентные расходы. Для проведения научно-исследовательской работы требуются следующие виды оборудования: компьютер, программное обеспечение.

Таблица 3.4 – Затраты на программное обеспечение

ПО	Ед. изм.	Кол-во материала, ед.	Цена за ед., руб.	Затраты, руб.
<i>Matlab Simulink</i>	шт	1	222775,0	222775,0
Итого	222775,0			

Таблица 3.5 – Затраты на оборудование

Материалы и оборудование	Ед. изм.	Кол-во материала, ед.	Цена за ед., руб.	Затраты, руб. амортизация
Компьютер	шт.	1	40000	10000
Итого	10000			

Гарантийный срок компьютера составляет приблизительно 2 года, программного обеспечения – 5 лет. Работа, произведенная АС, в период выполнения НИР, составляет 0,5 года.

Тогда амортизационные отчисления составят:

$$A = \frac{40000}{2 \cdot 2} + \frac{222775}{5 \cdot 2} = 32277,5 \text{ руб/год.} \quad (3.5)$$

3.5 Основная и дополнительная заработная плата

Основная заработная плата руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

1) оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, старший преподаватель, доцент, профессор. Базовый оклад Z_6 определяется исходя из размеров окладов, определенных штатным расписанием предприятия.

2) стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

3) иные выплаты (районный коэффициент).

НИР проводили 2 человека: научный руководитель работы и студент-ассистент. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИР (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (3.6)$$

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

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (3.7)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{47280 \cdot 10,4}{246} = 1998,8 \text{ руб}; \quad (3.8)$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{30600 \cdot 10,4}{246} = 1293,7 \text{ руб}; \quad (3.9)$$

где $Z_{\text{м}}$ – заработная плата работника за месячный, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя);

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно технического персонала, раб. дн.

Таблица 3.6 – Подсчет рабочих дней в году

Показатели рабочего времени	Руководитель	Ассистент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	66	66
Потери рабочего времени	48+5	48+5
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	246

Таблица 3.7 – Расчёт основной заработной платы

Исполн.	Оклад, руб	k_{np}	k_{∂}	k_p	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, раб. дн.
НР	26300	0,3	0,2	1,3	51285	1999	8	15992
АС	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1294	78	100932
Итого $Z_{\text{осн}}$								116924

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с

обеспечением гарантий и компенсаций. Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 15992 = 2078,9 \text{ руб}; \quad (3.10)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 122800 = 13121,2 \text{ руб}, \quad (3.11)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

В статье расходов «страховые отчисления» отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда и медицинского страхования от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (3.12)$$

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

Таблица 3.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Отчисления во внебюджетные фонды, руб.
Научный руководитель	15992	2079	5421,3
Студент-ассистент	100932	13121	34215,9
Итого			39637,2

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

$$З_{\text{накл}} = \sum_{n=1}^4 З_n \cdot k_{\text{нр}} \quad (3.13)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16% [13].

3.6 Формирование бюджета затрат НИР

Определение бюджета затрат на научно-исследовательскую работу по каждому варианту исполнения приведено в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Бюджет затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	НР	АС
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	15992	100932
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	2079	13121
3. Отчисления во внебюджетные фонды	5421	34216
4. Амортизация	0	32277,5
5. Накладные расходы	3758,7	25323,2
6. Бюджет затрат НИР	233120,4	

Таким образом, в данном разделе работы было описано экономическое обоснование проведенных исследований:

- составлена структура работы и на ее основе проведены расчеты трудоемкости НИР и ее бюджет;
- рассчитан бюджет затрат НИР, который составил 233120,4 руб;
- рассчитано время проведения НИР – 173 дня.

3.7 Технология QuaD

Технология *QuaD* (*Q*Uality *A*Dvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект [13]. В соответствии с технологией *QuaD* каждый показатель оценивается экспертным путем по стобалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная.

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$П_{\text{ср}} = \sum B_i \cdot Б_i, \quad (3.14)$$

где $П_{\text{ср}}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

$Б_i$ – средневзвешенное значение i -го показателя.

Результаты проведенного расчета приведены в таблице 3.10.

Значение $П_{\text{ср}}$ позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя $П_{\text{ср}}$ получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 59 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая [13].

Таблица 3.10 – Оценочная карта *QuaD* анализа для модели АРЧМ

Критерии оценки	Вес	Баллы	Отн. значение	Ср. взвешенное значение
1. Практическая применимость	0,10	90	0,90	9,00
2. Точность математического описания	0,20	60	0,60	12,00
3. Актуальность	0,15	80	0,80	12,00
4. Унифицированность	0,05	100	1,00	5,00
5. Потребность в ресурсах памяти	0,05	30	0,30	1,50
6. Устойчивость системы управления	0,30	70	0,70	21,00
7. Чувствительность к малым возмущениям частоты	0,05	97	0,97	4,85
8. Качество графического интерфейса	0,05	50	0,50	2,50
9. Простота эксплуатации	0,05	70	0,70	3,50
Итого	1,00	647	6,47	73,35

Таким образом, исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что исследовательская работа по созданию модели автоматической регулировки частоты и мощности обладает перспективностью выше среднего.

На данном этапе работы проектировка системы АРЧМ может показаться неэффективной из-за высоких материальных затрат и недостаточный показателей перспективности. Однако учитывая возможность дальнейшей разработки модели, уточнение математического описания и более практически ориентированное ее применение, позволяет использовать модель в качестве тестовой системы при настройке АРЧМ.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «Социальная ответственность»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Б	Шушеначеву Егору Павловичу

Институт	Уровень образования	Кафедра	Направление/специальность
Энергетический	Бакалавр	Электроэнергетических систем	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования
(вещество материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)

Объектом исследования является система АРЧМ, которая конструктивно представляет собой маятниковый механизм с системой рычагов и масляных поршневых устройств

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Профессиональная социальная безопасность (Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования; анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований; обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов).

Анализ опасных и вредных факторов при настройке АРЧМ (шум, вибрация, наличие подвижных частей оборудования)

Экологическая безопасность (Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду; анализ «жизненного цикла» объекта исследования; обоснование мероприятий по защите окружающей среды).

Оценить влияние работы системы АРЧМ на окружающую среду

Безопасность в чрезвычайных ситуациях (Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые может инициировать объект исследований; обоснование мероприятий по предотвращению и разработка порядка действия в случае возникновения чрезвычайных ситуаций).

Спрогнозировать возможные чрезвычайные ситуации, вызванные работой АРЧМ

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

(Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя).

Перечислить основные правовые нормы для персонала и организационные мероприятия, производимые при настройке АРЧМ

Перечень графического материала:

При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю. А.	К. Т. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Б	Шушеначев Егор Павлович		

4 Социальная ответственность

4.1 Профессиональная социальная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при разработке или эксплуатации проектируемого решения.

На основании [14] была составлена таблица 4.1, в которой отображены возможные вредные и опасные факторы, которые возможны при настройке систем автоматической регулировки частоты и мощности.

Таблица 4.1 – Вредные и опасные факторы при настройке АРЧМ

Факторы	
Вредные	Опасные
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Подвижные части производственного оборудования
Повышенный уровень вибрации	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	
Несоответствие микроклиматических условий	

При пусконаладочных работах по настройке системы АРЧМ вследствие работы генераторного оборудования возможно воздействие повышенного уровня шума и вибрации. По своей природе данные виды вредных факторов относят к физическим производственным факторам. Согласно [15] электростанция относится к категории вибрации - 3 тип «а», тогда нормы показателей вибрационной нагрузки на оператора в течение восьмичасовой рабочей смены на среднегеометрической частоте 50Гц должны не превышать виброускорение - 111 дБ, виброскорость – 87 дБ. Так как избежать общей вибрации не удастся, рекомендуется использовать индивидуальные средства защиты, например, обувь на антивибрационной подошве, антивибрационные сиденья и так далее [16].

Согласно [17] эквивалентный уровень шума в производственных помещениях не должен превышать 75 дБ А. Для защиты персонала от шума рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты, такие как вкладыши или наушники [16].

Также на территории электростанции персонал, участвующий в настройке АРЧМ подвергается опасности, находясь вблизи подвижных и вращающихся механизмов. Данный фактор является опасным и может быть угрозой для жизни человека. Для снижения опасности конструкции производственного оборудования должна исключать перемещение подвижных частей за пределы, предусмотренные конструкцией, все трубопроводы гидро- и паро- систем должны быть защищены ограждениями; элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями, представляющих опасность травмирования работающих; конструкция оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов, представляющих опасность для рабочих [18].

Кроме подвижных механизмов на электростанции повсюду расположены трубопроводы с веществом с высокой температурой (газ, пар, вода), около которых могут проводиться какие-либо работы. Работа по настройке АРЧМ систем относится к IIa категории работ. Допустимые [19] параметры микроклимата на рабочем месте представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Допустимые параметры микроклимата на рабочем месте

Период года	Температура воздуха, °C	Температура поверхностей, $t, ^\circ C$	Отн. влажность воздуха, $\varphi, \%$	Скорость движения воздуха, м/с	
				Если $t^o < t^o_{\text{опт}}$	Если $t^o > t^o_{\text{опт}}$
Хол.	17,0 – 23,0	16,0 – 24,0	15 – 75	0,2	0,4
Тепл.	18,0 – 27,0	14,0 – 27,0	15 – 75	0,2	0,5

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения (раскаленный или расплавленный металл, стекло, пламя и др.) не должны превышать 140 Вт/м². При этом облучению не должно подвергаться более 25% поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз.

При температуре выше указанных величин необходимо уменьшить время пребывания персонала в данном помещении до величины соответствующих [19]. Для предотвращения недопустимого превышения температуры необходимо обеспечить достаточную вентиляцию воздуха, а также возможно улучшение качества теплоизоляции трубопроводов.

Так как машинное отделение электростанции содержит в себе множество оборудования и различные трубопроводы, их размещение на стенах здания является причиной возможного недостаточного освещения рабочего места персонала. Описываемый вид работ можно отнести к категории средней точности, тогда согласно [20] параметры освещения должны быть как приведенные к таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры освещения

Освещенность при системе общего освещения, лк	Коэффициент пульсации, %	Показатель ослепленности	Коэффициент естественного освещения, %
300	20	40	4,0

Очевидно, что при несоответствии показателей освещенности помещения требуемым, необходимо улучшить качество освещения посредством установки нового осветительного оборудования.

4.2 Экологическая безопасность

Конструкция системы АРЧМ не представляет собой никакой опасности для окружающей среды, так как полностью отсутствуют какие-либо выбросы.

После окончания срока службы оборудования, система АРЧМ, как и любое другое производственное оборудование, подвергается процессу утилизации, а именно демонтаж, вывоз на металлоперерабатывающие заводы, прессовка, переплавление.

Единственным звеном, содержащим в себе определенное количество вредного вещества, а именно машинное масло, является система золотник – сервопривод, а также масляный катаракт. Согласно [21] предельно допустимая концентрация минерального нефтяного масла в воздухе рабочей зоны не должна превышать 5 миллиграмм на кубический метр. Если рассматривать вероятность попадания масла в водные сооружения, то согласно [21] содержание нефтяных отходов не должно превышать 0,3 миллиграмм на литр.

Для предотвращения или сведения к минимуму загрязнения водных объектов, а также выбросов вредных веществ, необходимо устранить причины загрязнения, повышать технический уровень эксплуатации очистных сооружений, осуществлять сбор и очистку маслосодержащих вод и постоянный контроль показателей состояния поверхностных и сточных вод.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пусть настройка всех коэффициентов системы прошла неверно и при корректировке частоты система управления стала неустойчивой. Следствием этого станет неустойчивой работа генератора, что повлечет за собой хаотичное изменение режимных параметров. Пусть частота в энергосистеме начнет неконтролируемо снижаться, тогда произойдет потеря устойчивости генератора и срабатывания автоматики предотвращения нарушения устойчивости, совместно с данным видом защиты могут сработать – релейная защита (при колебаниях тока и напряжения), автоматика ликвидации асинхронного режима (при нарушении синхронной работы генератора). Кроме вышеперечисленных защит, существуют другие средства противоаварийной автоматики, которые локализовано отключат поврежденный участок за время

менее 1 секунды. Таким образом, можно сделать вывод, что система автоматической регулировки частоты и мощности не может привести к какой-либо чрезвычайной ситуации.

Однако чрезвычайная ситуация может возникнуть в результате работы генерирующего оборудования. Согласно [22] турбинный зал относится к категории Г по взрывопожарной и пожарной опасности. Сегодня большое количество турбогенераторов выполняется с водородным охлаждением, которое предусматривает установку водородных батарей. Несмотря на то, что в системе предусмотрено множество предохранительных устройств, водород может проникнуть в турбинный зал. Взрыв водорода приведет к возгоранию смазочного масла, так как оно повсюду, это повлечет за собой очень быстрое распространение пожара. Такой вид чрезвычайной ситуации станет причиной полного отключения электростанции от сети. В данном положении можно говорить только о возможностях локализации и уменьшения ущерба от пожара, а не о быстрой и полной ликвидации. Все станции снабжены надежной системой защиты и сигнализации, а также первичными средствами пожаротушения, в качестве которых могут быть использованы порошковые и газовые установки пожаротушения. При возникновении пожаров поврежденное оборудование и аппараты автоматически отключаются устройствами релейной защиты.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основным видом работ, связанным с системой АРЧМ является ее настройка. Так как настройка проводится в условиях электростанции, персонал имеет право требовать соблюдения норм трудового законодательства Российской Федерации и безопасности труда, а именно:

- право на бесплатную прошедшую обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальную одежду, специальную обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами, которые устанавливаются в порядке, определяемом [23] при работе с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;

- право на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, которое осуществляется в соответствии с [24]. Если происходят несчастные случаи (травмы, смерть), то семье или самому работнику выплачивается компенсация в размере, зависящем от тяжести последствий;

- право на ежегодные дополнительные оплачиваемые отпуска, которые предоставляются работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, работникам, имеющим особый характер работы, предусмотренных Трудовым кодексом Российской Федерации;

- право на проведение в установленном порядке за счет средств организации обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических в течение трудовой деятельности в данной организации медицинских осмотров (обследований), а также внеочередных медицинских осмотров работников в соответствии с медицинскими рекомендациями.

Рабочей зоной для персонала, участвующего в настройке АРЧМ, является место около отключенного генератора, на котором установлена система АРЧМ. Перед началом работ должны соблюдаться некоторые требования:

- уровни физических, химических и биологических опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием в рабочую зону, а также воздействующих на работающего при непосредственном контакте с элементами конструкции, должны

соответствовать требованиям безопасности, установленным нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке [ГОСТ 12.2.049-80];

- в необходимых случаях конструкция производственного оборудования должна обеспечивать возможность удобства выполнения трудовых действий с применением средств индивидуальной защиты [ГОСТ 12.2.049-80];

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов [25];

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током [25].

Заключение

Генерация, распределение и потребление электрической энергии – все это высоко динамичный процесс, который подвержен случайным возмущениям, что говорит о невозможности его функционирования без автоматического управления.

С целью поддержания частоты в сети постоянной, сохранения баланса генерируемой и потребляемой мощности, а также возможности непрерывного регулирования режима была создана система АРЧМ.

В рамках поставленной цели выпускной квалификационной работы была собрана математическая модель ОЭС, на которой произведено исследование переходных процессов при регулировании частоты и обменной мощности. Первая глава посвящена математическому описанию процесса регулирования частоты и активной мощности на примере существующих методов. Во второй главе описываются передаточные функции элементов ОЭС, а также исследуется и проводится анализ переходных процессов в программном комплексе *Matlab* с модулем *Simulink*. Третья глава состоит из расчетов стоимости ресурсов, затраченных на исследование, а также анализа перспективности выполненной работы. В четвертой главе были рассмотрены вопросы профессиональной социальной и экологической безопасности, правовые и организационные мероприятия по обеспечению безопасности, а также анализ возможных чрезвычайных ситуаций.

В результате выполнения исследования можно заключить следующее:

- на основании подбора коэффициентов вторичного регулятора было выяснено, что в ОЭС необходимо регулирование не только частоты, но и обменной мощности;
- высокие значения перетока обменной мощности ведут к потере устойчивости параллельно работающих энергосистем;

- наилучшие результаты регулирования достигаются при совместном регулировании обеими энергосистемами частоты и обменной мощности;
- вторичное регулирование в ОЭС, в состав которой входят ЭС с наибольшим показателем резерва мощности, проходит быстрее по сравнению с другими рассматриваемыми случаями, и такая система является более устойчивой к колебаниям нагрузки.

Следует отметить, что данная работа является лишь начальным этапом исследования вопросов вторичного регулирования и относится по показателям технологии *QuaD* к проектам средней перспективности. Следующей частью исследования в этом направлении будет рассмотрение таких вопросов как:

- влияние мощности связи на процесс вторичного регулирования в ОЭС;
- влияние структуры энергообъединения на регулирование;
- анализ переходных процессов в энергосистеме в зависимости от места приложения нагрузки;
- принципы работы адаптивных регуляторов и их применение во вторичном регулировании.

Список использованных источников

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 16 с.
2. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. [Электронный ресурс]: стандарт организации СТО 59012820.27.100.003-2012/Открытое Акционерное Общество Системный оператор Единой энергетической системы. - 1 компьютерный файл (pdf; 236 Kb). - Москва, 2012.
3. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. М., Энергия, 1975. – 216 с. с ил.
4. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов I Под ред. А. Ф. Дьякова. М.: ИЗДВО НИ ЭНАС. 2000. 504 С.: ил.
5. Вайнштейн Р. А. Основы управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности: учебное пособие / Р. А. Вайнштейн, Н. В. Коломиец, В. В. Шестакова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – с
6. Павлов Г. М., Меркурьев Г. В. «Автоматика энергосистем»: Издание Центра подготовки кадров РАО «ЕЭС России», Санкт-Петербург, 2001.
7. Меркурьев Г. В. Устойчивость энергосистем / Г. В. Меркурьев, Ю. М. Шаргин. В 2-х т. – СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. – Т. 2. – 376 с.
8. Москалев А. Г. Автоматическое регулирование режима энергетической системы по частоте и активной мощности. М., Госэнергоиздат, 1960. – 241 с.

9. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Л. М. Горбунова, М. Г. Портной, Р. С. Рабинович и др.; Под ред. С. А. Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1985 г. – 448 с., ил.
10. Kundur, P., Power System Stability and Control, McGraw-Hill, New York, 1994.
11. Автоматика энергосистем: Учеб. для техникумов/ М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1991. 240 С.: ил.
12. Ришаг Х.Т. Регулирование частоты и мощности в объединенной энергосистеме: дис. к. т. н. Санкт-Петербург, 2005.
13. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
14. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
15. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
16. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
17. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
19. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
20. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
21. Постановление Министерства здравоохранения Российской Федерации от 30.04.2003 N7 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

22. РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО "ЕЭС России" с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности.

23. Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2008 №313-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с обеспечением возможности замены обязательной сертификации декларированием соответствия».

24. Федеральный закон Российской Федерации от 24.07.1998 №125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».

25. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014 – 488 с.

Приложение А

(Обязательное)

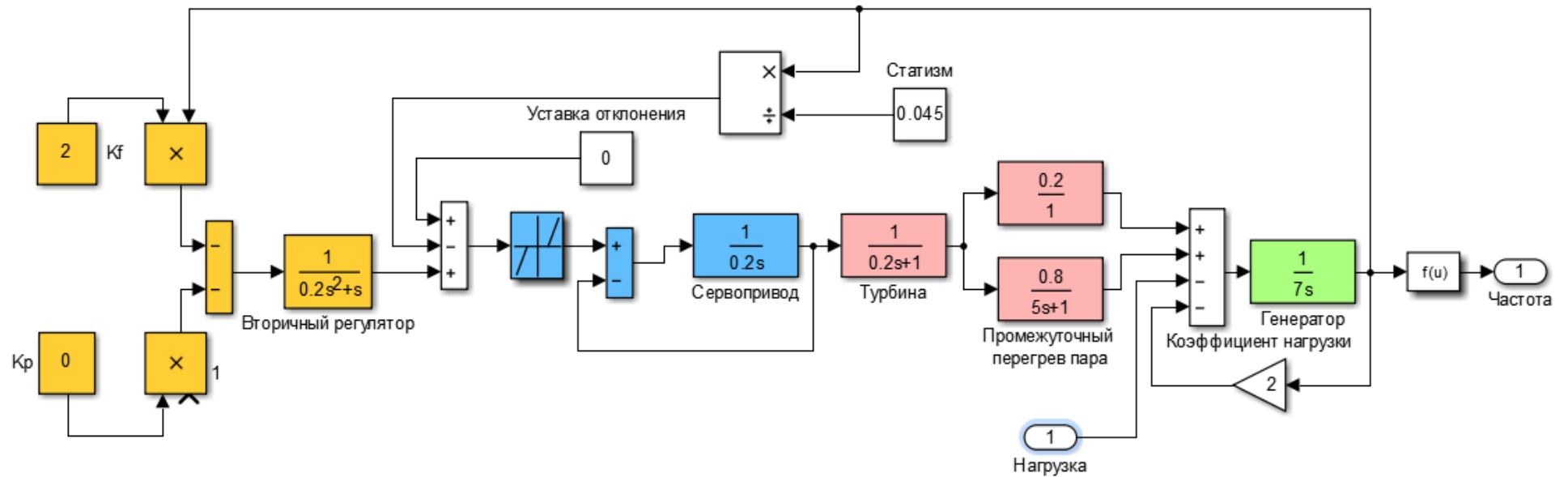


Рисунок 1А – Структурная схема теплового агрегата электростанции с первичным и вторичным регуляторами

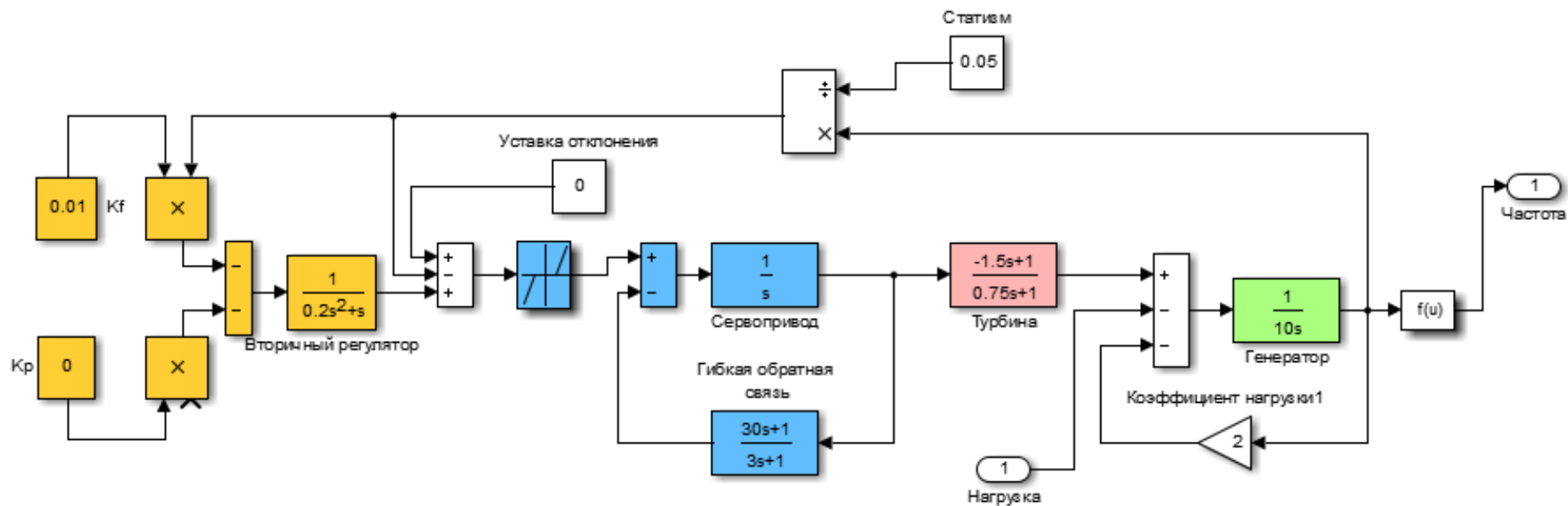


Рисунок 2А – Структурная схема гидравлического агрегата электростанции с первичным и вторичным регуляторами

