

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

На правах рукописи



Косарев Борис Андреевич

**МЕТОДИКИ УПРАВЛЕНИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫМИ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

05.09.03 - Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор В.К. Федоров

Омск, 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	5
Глава 1. ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ.....	11
1.1. Распределенная генерация – основное направление развития отечественной и мировой энергетики.....	11
1.2. Компьютерные модели электротехнических систем с распределенной генерацией.....	16
1.3. Методики управления электротехническими системами с распределенной генерацией.....	19
1.4. Методики минимизации потерь при транспорте электроэнергии, основанные на геометрическом расположении источника питания и нагрузки.....	26
1.5. Цель и задачи диссертационного исследования.....	28
Выводы.....	30
Глава 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ.....	32
2.1 Модель децентрализованной электротехнической системы жилых зданий.....	32
2.1.1 Выбор схемы электротехнической системы и расчет параметров её элементов.....	32
2.1.2 Результаты моделирования установившегося режима работы.....	48
2.2 Модель децентрализованной электротехнической системы промышленного предприятия.....	54
2.2.1 Выбор схемы электротехнической системы и расчет параметров её элементов.....	54
2.2.2 Результаты моделирования установившегося режима работы...	63
Выводы.....	67

Глава 3. АНАЛИЗ ОТКЛОНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ ОТ НОМИНАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ.....	70
3.1 Баланс мощности в электротехнических системах с распределенной генерацией.....	70
3.2 Хаотические колебания напряжения и частоты.....	72
3.3 Стабилизация значений напряжения и частоты, подавление хаотических колебаний в электротехнических системах с распределенной генерацией.....	82
3.3.1 Методика устранения отклонений напряжения и частоты, подавления хаотических колебаний.....	82
3.3.2 Расчет подавляющего хаотические колебания управляющего воздействия.....	94
3.3.3 Апробация методики управления напряжением и частотой, подавления хаотических колебаний.....	98
3.3.3.1 Управление децентрализованной электротехнической системой жилых зданий.....	114
3.3.3.2 Управление децентрализованной электротехнической системой промышленного предприятия.....	119
Выводы.....	126
Глава 4. МИНИМИЗАЦИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ.....	128
4.1. Выбор места расположения источников питания в электротехнической системе с распределенной генерацией.....	128
4.2. Организация «умной» электротехнической системы с распределенной генерацией.....	129
4.3. Методика уменьшения потерь при передаче электроэнергии в электротехнических системах с распределенной генерацией.....	131

4.4. Перераспределение источников питания по группам потребителей в децентрализованной электротехнической системе промышленного микрорайона города.....	136
4.5. Оценка экономической эффективности перераспределения источников питания по группам потребителей.....	142
4.6. Потери при передаче электроэнергии в электротехнических системах с распределенной генерацией с различным числом источников питания.....	144
Выводы.....	149
Заключение.....	150
Сокращения и условные обозначения.....	156
Библиографический список.....	158
Приложение 1.....	174
Приложение 2.....	177
Приложение 3.....	184
Приложение 4.....	185

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Согласно Постановлению Правительства РФ от 28 марта 2019 г. N 335 "О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. N 321" в паспорте государственной программы РФ «Развитие энергетики» в числе перспектив развития топливно-энергетического комплекса отмечена высокая роль децентрализованных электротехнических систем (ДЭС) с распределенной генерацией (РГ). Очевидными преимуществами ДЭС с РГ является адаптивное использование доступных энергоресурсов, уменьшение потерь электроэнергии при передаче потребителю по сравнению с централизованными электротехническими системами и возможность направлять излишки электроэнергии в энергохранилища или внешнюю сеть. Основными проблемами ДЭС с РГ является дисбаланс генерируемой и потребляемой мощностей, вызывающий отклонение сетевого напряжения и частоты от допустимых значений, возможность возникновения устойчивых хаотических колебаний режимных параметров, дополнительные потери мощности в питающих линиях за счет смещения центров электрических нагрузок (ЦЭН). В этой связи актуальными задачами для ДЭС с РГ являются поддержание сетевого напряжения и частоты в диапазоне допустимых значений, детектирование и подавление хаотических колебаний режимных параметров, минимизация потерь электроэнергии в питающих линиях. Данные задачи могут быть решены путем разработки методик управления ДЭС с РГ, направленных на стабилизацию режимных параметров в пределах допустимых значений, в том числе при возникновении хаотических колебаний, а также на уменьшение потерь мощности при электропередаче. Апробацию методик управления ДЭС с РГ целесообразно осуществлять методами имитационного компьютерного моделирования. В качестве предполагаемых результатов от внедрения методик управления ДЭС с РГ

ожидается стабилизация значений показателей качества электроэнергии, повышение режимной устойчивости электросистемы и пропускной способности линий электропередачи.

Степень разработанности. Большой вклад в создание и развитие ДЭТС внесли отечественные ученые Безруких П.П., Булатов Ю.Н., Волкова И.О., Воропай Н.И., Директор Л.Б., Зайченко В.М., Илюшин П.В., Крюков А.В., Кубарьков Ю.П., Куликов А.Л., Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Федоров В.К., Фишов А.Г. и зарубежные ученые J. Dekker, T. Sadamoto, C. Sandels, C. Sandroni, R.H. Tan, T. Ishizaki и др.

Тематика исследований включает вопросы разработки методик управления ДЭТС с РГ, однако не затрагивает такие проблемы как выявление и подавление хаотических колебаний режимных параметров и уменьшение потерь мощности при электропередаче. Существующие компьютерные модели ДЭТС с РГ следует дополнить детализацией схем замещения типовых электроприемников.

Таким образом, задачи моделирования и разработки методик управления ДЭТС с РГ являются актуальными.

Цель диссертационной работы – разработка и исследование методик управления децентрализованными электротехническими системами с распределенной генерацией.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Провести анализ существующих компьютерных моделей и методик управления ДЭТС с РГ.
2. Разработать методику управления ДЭТС с РГ, позволяющую повысить качество электрической энергии, выявлять и подавлять хаотические колебания режимных параметров.
3. Разработать методику управления ДЭТС с РГ, позволяющую уменьшить потери мощности при передаче электроэнергии.

4. Разработать компьютерные модели ДЭТС с РГ, позволяющие апробировать методики управления и рассчитывать основные электрические параметры ДЭТС с РГ.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является ДЭТС с РГ. Предметом исследования являются модели, алгоритмы и методики управления ДЭТС с РГ.

Научная новизна:

1. Разработаны имитационные компьютерные модели ДЭТС с РГ промышленного предприятия и ДЭТС с РГ жилых зданий для апробации методик управления и расчета режимных параметров, отличающиеся детализацией схем замещения нагрузки потребителей.

2. Разработана методика управления, направленная на поддержание установившегося отклонения напряжения и частоты ДЭТС с РГ в заданном диапазоне, отличающаяся тем, что позволяет выявлять и подавлять хаотические колебания режимных параметров.

3. Разработана методика управления, направленная на снижение потерь мощности при передаче электроэнергии в ДЭТС с РГ, отличающаяся тем, что позволяет компенсировать смещения центров электрических нагрузок путем динамического перераспределения источников питания по группам потребителей.

Новизна технических решений подтверждена свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2019619453, № 2019665189, № 2020615877.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Полученные соискателем основные научные результаты соответствуют пункту 1 «Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, изучение системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем», пункту 3 «Разработка, структурный и параметрический синтез электротехнических комплексов и систем, их оптимизация, а также разработка

алгоритмов эффективного управления» паспорта специальности 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы.

Практическая ценность работы заключается:

1. В возможности подавления хаотических колебаний режимных параметров ДЭТС с РГ.
2. В уменьшении потерь мощности при передаче электроэнергии в ДЭТС с РГ.
3. В разработке имитационных компьютерных моделей ДЭТС с РГ промышленного предприятия и ДЭТС с РГ жилых зданий, позволяющих рассчитывать параметры режима, апробировать методики управления.

Практическая ценность работы подтверждена свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2019619453, № 2019665189, № 2020615877.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Имитационные компьютерные модели ДЭТС с РГ промышленного предприятия и ДЭТС с РГ жилых зданий для апробации методик управления и расчета режимных параметров.
2. Методика управления ДЭТС с РГ, направленная на повышение качества электроэнергии, выявление и подавление хаотических колебаний режимных параметров.
3. Методика управления ДЭТС с РГ, направленная на уменьшение потерь мощности при передаче электроэнергии.

Методология и методы исследования. Методология исследования основана на применении основных положений теории электротехнических комплексов и систем, принципов управления объектами электротехнических комплексов и систем промышленного и бытового назначения, теории электрических машин. В качестве методов исследования использовано объектно-ориентированное программирование, имитационное компьютерное моделирование. Верификация моделей выполнена на основе экспериментальных измерений.

Достоверность результатов диссертационной работы и выводов подтверждается корректностью поставленных задач, обоснованностью принятых допущений при разработке методик управления, апробацией разработанных методик управления путем компьютерного моделирования в программах для ЭВМ, прошедших регистрацию в Федеральной службе по интеллектуальной собственности.

Реализация и внедрение результатов работы.

1. Разработанные методики управления ДЭТС с РГ признаны эффективными и внедрены в производственную деятельность Омской ТЭЦ – 4.
2. Результаты диссертационной работы внедрены в учебную деятельность в ФГБОУ ВО «Омский государственный технический университет».

Апробация работы.

Основные научные результаты и положения диссертации докладывались и обсуждались на следующих конференциях:

1. XI студенческая научно-практическая конференция «Приборостроение и информационные технологии», посвященная 60-летию образования Омского научно-исследовательского института приборостроения (Омск, 2018 г.).
2. Всероссийская (с международным участием) научно-практическая конференция «Актуальные вопросы энергетики» (Омск, 2019 – 2020 гг.).
3. XIII Международная IEEE научно-техническая конференция «Динамика систем, механизмов и машин» (Омск, 2019 г.).
4. XII студенческая научно-практическая конференция «Приборостроение и информационные технологии», посвященная 61-летию образования Омского научно-исследовательского института приборостроения (Омск, 2019 г.).

Также результаты работы были представлены на омском научно-практическом семинаре «Современные проблемы радиофизики и радиотехники» (Омск, 2019 – 2020 гг.).

Материалы диссертационной работы в полном объеме докладывались и обсуждались на научно-техническом семинаре кафедры «Электрическая техника» ОмГТУ (Омск, 2020 г.).

Публикации. Материалы диссертации опубликованы в 18 научных работах, из них 6 в периодических изданиях по перечню ВАК РФ, и одна статья, индексируемая в Scopus. Получены 3 свидетельства о регистрации программы для ЭВМ в Федеральной службе по интеллектуальной собственности.

Личный вклад автора состоит в анализе существующих компьютерных моделей и методик управления ДЭТС, выявлении их основных недостатков и нерешенных задач; постановке цели, задач исследования и методологии их решения; разработке методик эффективного управления и компьютерных моделей ДЭТС, формировании основных научных результатов и положений, изложенных в диссертации. В работах в соавторстве личный вклад соискателя составляет значение не менее 75%.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа содержит введение, четыре главы, основные выводы по результатам научных исследований, библиографический список, список сокращений и условных обозначений и приложения. Общий объем диссертации 185 страниц, в том числе 66 рисунков, 19 таблиц, список использованной литературы из 123 наименований и приложение из 12 страниц.

Глава 1. ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

1.1 Распределенная генерация – основное направление развития отечественной и мировой энергетики

В настоящее время одним из перспективных направлений развития мировой и отечественной энергетики является развитие распределенной генерации электроэнергии [1, 2]. Но прежде чем говорить о преимуществах ДЭТС - необходимо дать определение распределенной генерации. Понятие РГ несколько размыто. В некоторых исследованиях под РГ понимается организация автономных электротехнических систем (ЭТС), особенно это касается удаленных от магистральных линий районов [3, 4, 5]. Другие работы очерчивают область РГ через объемы производимой энергии [6]. Также к РГ относят ЭТС, построенные на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), так называемой «зеленой энергетики» [7, 8]. Компромиссным вариантом определения понятия РГ представляется следующее. Распределенная генерация – это производство энергии энергоустановками мощностью не более 25 МВт (20 Гкал/ч) с возможностью работы как в автономном режиме, так и с интеграцией в единую ДЭТС с РГ для поставок энергии не обладающим собственными мощностями потребителям и для повышения надежности и устойчивости ЭТС.

Среди основных преимуществ ДЭТС с РГ следует отметить следующие:

- повышение надежности за счет увеличения числа источников питания;
- уменьшение потерь на передачу и распределение энергии;
- возможность использования всех доступных типов энергоресурсов;
- минимизацию сроков построения и сдачи в эксплуатацию энергоустановок РГ.

В случае интеграции ДЭТС с РГ и централизованной системы электроснабжения уменьшается нагрузка на линии электропередачи, увеличивается их пропускная способность. С другой стороны, энергорайон с РГ имеет возможность резервирования централизованной системой электроснабжения для исключения случаев утяжеления режимов ДЭТС с РГ при суточном или сезонном изменении величины нагрузки, а также при ремонтно - профилактических работах или аварийных ситуациях. Отмеченные положительные стороны РГ по - разному стимулируют развитие распределенной энергетики в мире и России.

Отечественная энергетика пошла по пути синтеза централизованной и распределенной генерации энергии [9]. Причиной является ограничение по увеличению мощности нагрузки на магистрали ЕЭС, стремление снизить затраты на электроэнергию, потребность в увеличении надежности электроснабжения. При строительстве ДЭТС с РГ в основном используются газопоршневые, газотурбинные и дизельные установки [10], что объясняется высоким уровнем развития сектора нефтегазодобывающей промышленности, а также изменениями в законодательно - правовой сфере страны. В 2009 г. было подписано постановление Правительства «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», согласно которому установленный объем сжигаемого газа от добытого должен составлять не более 5 %. С 2012 г. началось повышение платы за сверхлимитное сжигание попутного газа с коэффициентом 4,5 – 6. Это послужило импульсом для массовой закупки нефтегазовыми компаниями газопоршневых и газотурбинных установок и организации собственных генерационных мощностей [11]. В настоящее время более одной трети потребности в электроэнергии нефтегазовых компаний Северо-Западного региона страны покрывается собственными когенерационными мощностями.

В европейской части России осуществлен перевод тепловых электростанций на сжигание газа вместо угля, что положительно сказывается на

экологической обстановке страны и соответствует проекту Энергетической стратегии России на период до 2035 года [12].

Использование «зеленой энергетики» (ВИЭ) представляется целесообразным при организации гибридных энергетических комплексов тепло- и электроснабжения потребителей удаленных северных регионов страны, в которых генерация тепловой и электрической энергии базируется на привезенном дизельном топливе [13].

Немаловажным фактором, определяющим степень использования ВИЭ в распределенной энергетике страны, является территориальное распределение «возобновляемых ресурсов». В регионах черноморского побережья и северного Кавказа следует ожидать развития «солнечной» энергетики. По данным на 2015 год на Крымском полуострове действует 5 солнечных электростанций (СЭС) суммарной установленной мощностью 297 МВт. В 2020 году в Ставропольском крае вышла на полную проектную мощность 100 МВт Старомарьевская СЭС. Ветровые ресурсы северных и восточных прибрежных регионов России перспективны для ветряных электростанций (ВЭС). По данным ЕЭС на 1 января 2020 года суммарная установленная мощность ВЭС составляет 184,12 МВт. Камчатский край обладает значительными геотермальными ресурсами и в настоящее время в регионе функционируют геотермальная электростанция (ГеоЭС) суммарной мощностью 77,6 МВт (Мутновская, Верхне-Мутновская, Паужетская и Менделеевская ГеоЭС). По данным ЕЭС на 2018 год доля ВИЭ от общего объема генерации энергии составляет 0,6 % (1,4 ГВт), к 2025 году объем планируется увеличить до 2,4 % (6 ГВт).

Мировые тенденции развития энергетики заключаются в интегрировании высокоэффективных ВИЭ во многомашинные ЭТС, управляемые «виртуальными» электростанциями. Очевиден высокий темп наращивания объемов РГ. Согласно [14] в США общая установленная мощность РГ составляет 220 ГВт, темпы прироста 5 ГВт в год. В странах Европейского Союза РГ составляет около 10 % от общего объема производимой энергии. В таблице 1 приведено соотношение вводимых новых объемов централизованной и

распределенной генерации энергии на основе ВИЭ в мире согласно данным агентства Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

Таблица 1 – Общемировая динамика введения в эксплуатацию новых генерационных мощностей

Дата ввода электрической мощности	Централизованная генерация, ГВт	Распределенная генерация, ГВт
2013 г.	141	143
2015 г.	110	164
2020 г.	91	208
2030 г.	64	279

Из таблицы следует, что ежегодно увеличивается разница между количеством мощностей традиционной централизованной энергетики и РГ на базе ВИЭ. Можно предположить в долгосрочной перспективе преобладание РГ на базе ВИЭ, преодолевшей стохастический характер производства энергии при помощи энергоемких хранилищ, над централизованным электроснабжением, причем централизованная генерация будет представлена гидроэлектростанциями.

Рассмотрим недостатки распределенной энергетики. Главным недостатком большинства РГ на базе ВИЭ является стохастический характер производства энергии, что вызывает необходимость использования емких энергохранилищ для увеличения стабильности электроснабжения потребителей или резервирования не менее 50 % мощности при помощи ДЭС. Малая гидроэнергетика, являющаяся безусловно «зеленой» и обеспечивающей стабильную генерацию мощности, не является универсальной в связи с необходимостью наличия речных ресурсов, или не является рентабельной из-за наличия гидроэлектростанций централизованной системы.

Наиболее эффективной и конкурентоспособной на сегодняшний день представляется РГ на основе газотурбинных и газопоршневых установок (ГТУ, ГПУ). Однако многомашинная ЭТС (две и более энергоустановки) на базе ГТУ или ГПУ также обладает рядом негативных черт [15]:

- возможность реверсивных перетоков мощности;
- необходима система регулирования напряжения и частоты;
- малые инерционные постоянные агрегатов увеличивают вероятность возникновения асинхронных режимов;
- вероятностный характер изменения активными потребителями объемов и генерации и потребления электроэнергии.

Первые три недостатка успешно устраняются средствами релейной защиты и автоматики [16 - 19].

Вопрос изменения режима работы электросистемы активного потребителя (ЭАП) рассмотрим подробно.

Активный потребитель (prosumer) – это потребитель, который может производить электроэнергию как для собственных нужд, так и направлять избыток мощности во внешнюю сеть [20]. Взаимодействие активного потребителя и внешней электросистемы распределенной или централизованной генерации является сложным процессом, управлять которым эффективно при помощи «умной сети» (smart grid) [21, 22]. Основой «умной сети» являются алгоритмы управления, которые в настоящее время интенсивно исследуются и совершенствуются [23].

При этом вопрос взаимодействия активного потребителя и внешней электросистемы представляется проработанным недостаточно, так как в алгоритмах управления не рассматривается возможность возникновения устойчивых хаотических колебаний [24 - 27].

Хаотические колебания в системе электроснабжения представляют собой непредсказуемые изменения значений мощности, частоты и напряжения и являются аварийным режимом работы [28]. Одной из основных причин возникновения хаотического режима работы является наличие в ДЭС с РГ нелинейных элементов и нескольких источников питания, которые при появлении сильного возмущения способствуют возникновению хаотических колебаний [29, 30]. Обладающей нелинейной крутопадающей вольт-амперной характеристикой нагрузкой для промышленных предприятий являются мощные тиристорные

преобразователи, частотно-регулируемый электропривод, для коммунально-жилищного сектора – частотные преобразователи в источниках питания электроприборов.

Поэтому сильное возмущение режима работы ДЭТС с РГ (несинхронное подключение генератора ЭАП на параллельную работу с общей сетью, короткое замыкание на линии электропередачи и многие другие варианты), может привести к возникновению устойчивых хаотических колебаний.

Таким образом, ДЭТС с РГ на основе ГТУ и ГПУ, являющихся наиболее перспективной технологией РГ, требуют разработки методик управления, учитывающих возможность возникновения аварийного режима функционирования – устойчивых хаотических колебаний режимных параметров.

Для исследования режимов работы ДЭТС с РГ, включая хаотические режимы функционирования, целесообразно использование методов имитационного компьютерного моделирования. Разработка и отладка компьютерных моделей ДЭТС с РГ для увеличения степени достоверности результатов моделирования должна быть выполнена с детализацией схем замещения каждого типа электроприемника, приведением методик расчета значений параметров.

1.2 Компьютерные модели электротехнических систем с распределенной генерацией

Стремительное развитие технологий альтернативных источников энергии [31, 32] создает возможность децентрализации ЭТС при условии существования экономического эффекта с ценологической точки зрения. Внедрение РГ эффективно как в ЭТС жилых зданий, так и промышленных предприятий [33]. РГ

позволяет уменьшить потери тепловой и электрической энергии, увеличить пропускную способность линий электропередач. Для организации ДЭТС с РГ требуется предварительная оценка режимов и качества электроснабжения проектируемой электросистемы. Одним из наиболее удобных инструментов оценки проектируемой ДЭТС с РГ является ее имитационное моделирование [34, 35]. Анализ литературы показывает, что создано значительное количество имитационных моделей ДЭТС с РГ жилых зданий и промышленных предприятий.

ДЭТС рассмотрена в работе [36] на примере имитационного моделирования электросистемы в современном программном пакете SympowerSystems (MatLab). Имитационная модель включает МикроГЭС и частный многоквартирный дом. В данной работе рассмотрена устойчивость режимов работы МикроГЭС при изменяющейся с течением суток нагрузке. Схемы замещения отдельных видов электроприемников не рассмотрены, электроприемники представлены в виде активно-индуктивных нагрузок, расчет параметров схем замещения электроприемников и других элементов системы электроснабжения не приведен, не рассмотрена возможность оценки качества электроэнергии.

В работе [37] моделирование электросистемы выполнено в программном пакете MATLAB. Рассмотрен график нагрузок характерных электроприемников офиса. Расчет параметров схем замещения электроприемников и других элементов системы электроснабжения не приведен.

Влияние нелинейных нагрузок на показатели качества электроэнергии ЭТС подробно рассмотрено в работе [38]. Приведены имитационные S-модели. Однако нагрузка системы электроснабжения показана условно, без детализации на конкретные виды бытовых или промышленных электроприемников.

Децентрализация ЭТС рассмотрена в работе [39] на примере индивидуального жилищного строительства (ИЖС). Имитационное моделирование ЭТС ИЖС выполнено в программном пакете SympowerSystems (MatLab). Рассмотрены основные бытовые электроприборы (телевизор, компьютер, драйверы энергосберегающих ламп, холодильник, стиральная машина и т.п.). Показана возможность оценки качества электроэнергии в виде расчета

суммарных коэффициентов гармонических искажений напряжения и тока. Однако представляется недостаточно проработанным вопрос моделирования электропривода бытовых приборов, в структуру которого, как правило, входит частотный преобразователь. Базовым элементом частотного преобразователя является полупроводниковый электронный ключ (тиристор, транзистор), обладающий нелинейной вольт-амперной характеристикой. Известно, что нелинейная нагрузка является причиной гармонических искажений. Поэтому при моделировании ЭТС с целью оценки основных параметров, в частности, качества электроэнергии, необходимо включать в имитационную модель частотно регулируемый электропривод. Также следует отметить, что в работе не приведен расчет параметров схем замещения электроприемников и других элементов ЭТС.

В работе [40] выполнено компьютерное моделирование многомашинной ДЭТС с РГ горно-обогатительной фабрики. Система электроснабжения состоит из 8 гидрогенераторов мощностью 103,5 МВА и соответствующей генерируемой мощности электропередаче и двигательной нагрузки. В результате моделирования получены графики изменения величины активной и реактивной мощности на главной понизительной подстанции предприятия при включении конденсаторной установки. Расчет значений параметров схем замещения основных элементов ЭТС предприятия не приведен.

В [41] методом структурного компьютерного моделирования исследована ДЭТС предприятия 110/10/0,4 кВ, содержащего резервный источник питания. В компьютерной модели уделено внимание детализации линий электропередач и трансформаторных подстанций. Однако цеховая нагрузка показана условно в виде статического активно-индуктивного сопротивления, что не позволяет, в частности, оценить динамику изменения напряжения при пуске асинхронных двигателей. Также отмечено положительное влияние резервного источника питания, включение которого позволяет увеличить диапазон регулирования напряжения под нагрузкой при помощи тиристорно-трансформаторного регулятора мощности и напряжения с 5 % до 10 % от номинального.

Таким образом, разработанные модели ДЭТС обладают рядом недостатков: не представлены основные виды электроприемников, схемы замещения отдельных электроприемников некорректны, не приведен расчет параметров схем замещения электроприемников и других элементов электросистем, не рассмотрена методика измерения основных параметров системы. В этой связи существует необходимость обобщения полученных ранее результатов и создания имитационной модели ДЭТС с РГ, учитывающей вышеперечисленные недостатки.

1.3 Методики управления электротехническими системами с распределенной генерацией

ДЭТС с РГ являются сложно структурированными многомашинными системами кибернетического типа, в которых возможно осуществлять контроль их основных параметров и прогнозировать поведения при тех или иных управляющих воздействиях.

Среди основных задач, подлежащих решению при управлении электросистемами данного типа можно указать следующие:

1. Поддержание баланса генерируемой и потребляемой мощностей.
2. Стабилизация значений напряжения и частоты в допустимом диапазоне.
3. Детектирование и подавление хаотических режимов работы.
4. Поиск путей минимизации потерь мощности при передаче электроэнергии.

Поддержание баланса генерируемой и потребляемой мощностей взаимосвязаны с отклонениями напряжения и частоты электросистемы.

Дефицит активной мощности в ДЭС с РГ приводит к уменьшению значения частоты напряжения во всех точках системы. Дефицит по активной мощности более 30 % вызывает лавинообразное снижение значения частоты («лавиная частоты»). Согласно [42] предельно допустимые значения отклонения частоты сетевого напряжения в точках подключения нагрузки потребителя не должны превышать 0,4 Гц.

Дефицит реактивной мощности в узлах электросистемы приводит к снижению напряжения на шинах нагрузки. Согласно [42] предельно допустимые значения отклонения величины сетевого напряжения в точках подключения нагрузки потребителя не должны превышать 10 %.

В ДЭС с РГ способ регулирования частоты и напряжения определяет: технология получения электроэнергии от первичного источника, соотношение количества установок генерации различной технологии, возможность перехода в «островной» режим работы отдельных энергорайонов или подключения к централизованной системе электроснабжения.

Технологию получения электроэнергии с использованием силовых полупроводниковых преобразователей частоты называют электронной генерацией, а с использованием синхронных генераторов – синхронной генерацией.

Электронная генерация основывается на технологии ВИЭ. В качестве ВИЭ традиционно в ДЭС с РГ используют СЭС, ветряные электростанции, геотермальные источники, мини-гидроэлектростанции и другие типы источников (рисунок 1.1).

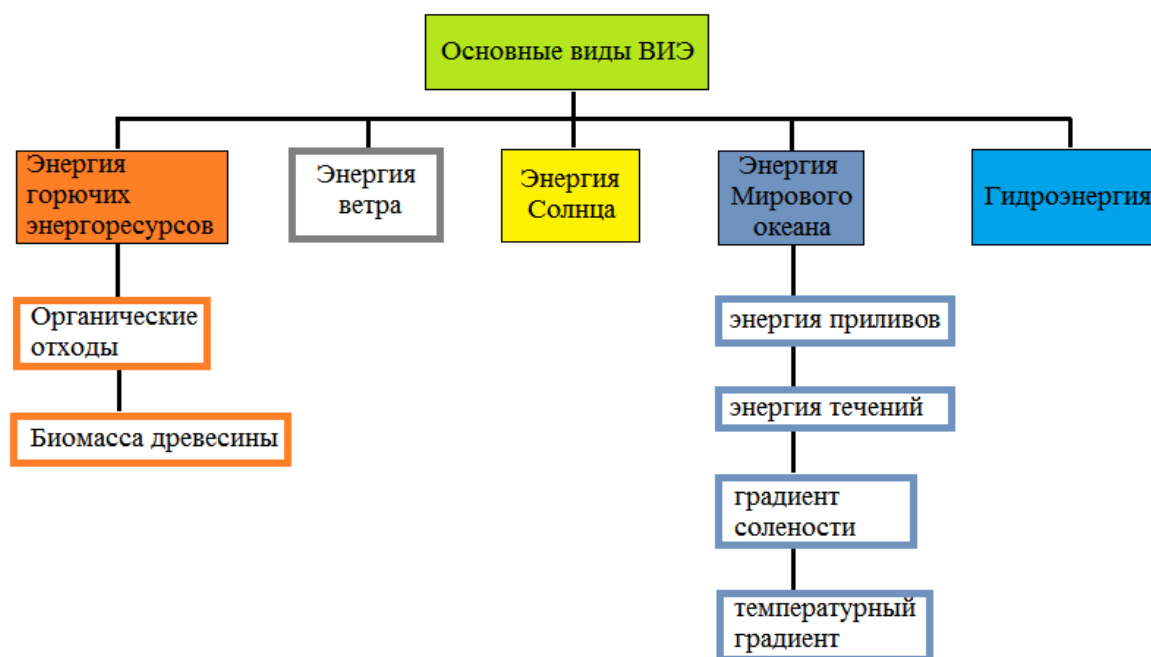


Рисунок 1.1 – Основные виды возобновляемых источников энергии [43]

Управление частотой в случае электронной генерации осуществляется в ДЭТС с РГ за счет регулируемой балластной нагрузки, использования высокочастотных накопителей энергии, в частности, суперконденсаторов. При синхронной генерации объемы выдаваемой генератором во внешнюю сеть мощности задаются регулированием механической мощности первичного двигателя, в частности, количеством рабочего тела в газотурбинных установках.

Для поддержания величины напряжения в узлах ДЭТС с РГ в допустимых пределах применяются конденсаторные установки контакторного или тиристорного типа, а также синхронные компенсаторы. При синхронной генерации уровень напряжения может корректироваться изменением величины тока возбуждения синхронного генератора.

Ввиду стохастического характера ВИЭ для повышения уровня надежности электроснабжения потребителей используют гибридные энергетические комплексы (ГЭК) [44].

ГЭК состоит из ВИЭ и дизельной электростанции (ДЭС) с возможностью включения на параллельную работу по шине переменного или постоянного тока,

нагрузки потребителя. Для регулирования баланса мощности ГЭК используется балластная нагрузка. Источник бесперебойного питания сглаживает пульсации выходной мощности ВИЭ и аккумулирует электроэнергию (рисунок 1.2).

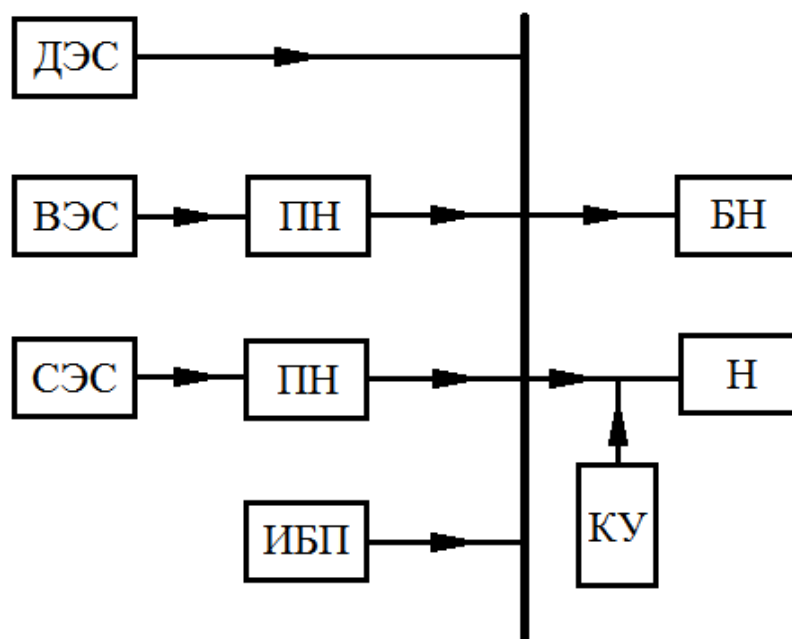


Рисунок 1.2 – Структурная схема гибридного энергетического комплекса:

ДЭС - дизельная электростанция; ВЭС – ветряная электростанция; СЭС – солнечная электростанция; ПН – преобразователь напряжения; ИБП – источник бесперебойного питания; БН – балластная нагрузка; Н – полезная нагрузка; КУ – компенсирующее устройство

По условиям устойчивости электроснабжения потребителя выходные мощности ДЭС и ВИЭ должны соотноситься $1/5$. На стадии проектирования это соотношение уточняется через поиск экстремальных значений коэффициента использования установленной мощности ГЭК и себестоимости производимой электроэнергии [45].

Причиной нормальных переходных процессов в ДЭС с РГ является непрерывное изменение во времени величины нагрузки («дыхание» нагрузки), связанное с технологическими циклами для промышленного предприятия и с социально-бытовыми процессами для торгово-развлекательных комплексов

жилищно-коммунальных объектов. При этом баланс мощности восстанавливается системами автоматического регулирования частоты вращения, возбуждения (АРЧВ, АРВ) для синхронной генерации и перераспределением потока генерируемой мощности между балластной и полезной нагрузкой, накопителем энергии в случае ВИЭ. Очевидно, что гибридные ЭТС требуют для стабилизации возмущений применения алгоритмов оптимизации [46].

Вынужденный и аварийный режимы ДЭТС с РГ, возникающие соответственно по причине ремонтно-профилактических работ или аварии, могут быть стабилизированы реконфигурацией схемы электросистемы [47], а также средствами релейной защиты и автоматики [48].

Причиной дисбаланса генерируемой и потребляемой мощностей в ДЭТС с РГ может явиться отсутствие централизованного диспетчерского контроля режима. Так как само понятие РГ подразумевает наличие в ЭТС не менее двух источников питания и возможность деления на автономные энергорайоны, как правило, ДЭТС с РГ содержит активных потребителей. Любой потребитель, имеющий собственную установку генерации (активный потребитель) увеличивая или уменьшая уровень выработки электроэнергии, переходя в «островной» режим работы, вызывает переходные электромеханические процессы, которые могут завершиться отклонениями напряжения и частоты от допустимых значений [49]. Перспективным способом контроля и поддержания основных параметров электроэнергии ДСЭ является использование мультиагентных систем автоматического управления (МАСУ) [50,51], технологической основой которых является ЭВМ или группа ЭВМ, осуществляющая дистанционный контроль и управление параметрами ДСЭ при помощи дистанционно управляемых измерительных и коммутационных устройств («умная сеть»). Таким образом, МАСУ – программа, отвечающая за управление «умной» электросистемой с распределенной генерацией. Программа управления разбивается на подпрограммы (сеть агентов), которые решают локальные задачи управления. Структура МАСУ показана на рисунке 1.3.

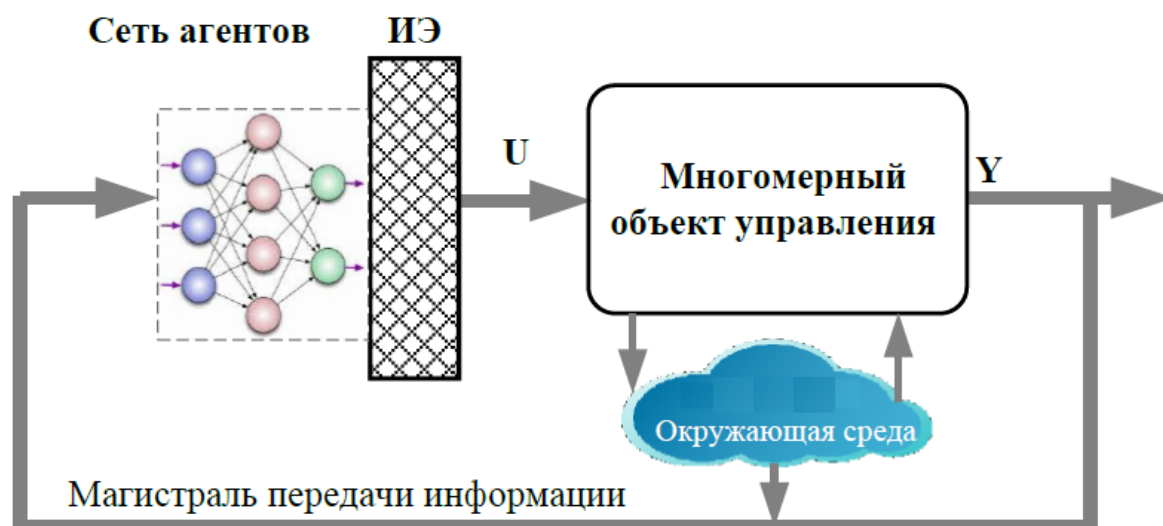


Рисунок 1.3 – Архитектура МАСУ: ИЭ - исполнительные элементы; U - вектор управляющих воздействий; Y - вектор выходных параметров [52].

Существуют следующие основные виды агентов:

1. Агент - координатор, который анализирует информацию, поступающую от всех агентов.
2. Агент диагностирования: взаимодействует с агентом - координатором при выходе параметров контролируемого элемента электросистемы за допустимые значения.
3. Агент управления электроустановкой, который может быть разделен на подпрограммы управления мощностью, частотой и амплитудой напряжения.
4. Агент, прогнозирующий спрос на электроэнергию.
5. Агент энергетического хранилища (аккумулялирования энергии).

Перечисленные виды агентов функционируют согласно событийному сценарию, заданному в подпрограмме агента координатора. Среди недостатков МАСУ следует отметить отсутствие в событийных сценариях алгоритмов детектирования и подавления аварийного режима работы ДЭТС с РГ - хаотических колебаний.

В работе [53] МАСУ используется для реконфигурации ДЭТС с РГ, в частности, для перехода в «островной» режим или включения на параллельную работу с внешней сетью при возникновении аварийных режимов работы. В работе

не рассматривается методика поддержания значений напряжения и частоты в допустимых пределах, детектирования и подавления хаотических режимов функционирования ДЭТС с РГ.

Одним из возможных аварийных режимов ДЭТС с РГ является хаотический режим. Хаотический режим функционирования ДЭТС с РГ заключается в непредсказуемом изменении значений режимных параметров. Причиной возникновения хаотических колебаний является сильное возмущение режима, которое при условии наличия нелинейной нагрузки через бифуркацию значений режимных параметров приобретает устойчивый аperiodический характер. Детектирование хаотических колебаний рассмотрено в [54] на примере ДЭТС с РГ. В работе показана возможность расчета значения старшего показателя Ляпунова методом синхронизированных векторных измерений и его использования как индикатора хаотического режима работы электросистемы. В статье не рассмотрены способы подавления хаотических колебаний и поддержание значений напряжения и частоты в допустимых пределах.

В работе [55] показана возможность подавления хаотических колебаний в электросистеме с тремя синхронными генераторами путем малых управляющих воздействий на угол поворота ротора генератора. Методика управления значениями напряжения и частоты электросистемы не рассмотрена.

Одной из задач, возникающих при проектировании и управлении ДЭТС с РГ является выбор рационального местоположения источников питания (ИП), что определяет уровень потерь электроэнергии при ее передаче от источника до потребителя. Известно, что рациональным местоположением ИП является ЦЭН. Однако с течением времени изменяется величина нагрузки потребителей и ЦЭН смещается. Таким образом, существует проблема поддержания минимального расстояния между ЦЭН и ИП с целью минимизации потерь электроэнергии при ее передаче.

Таким образом, большинство существующих методик управления ДЭТС с РГ не учитывает возможность возникновения хаотических колебаний. Исследования, допускающие возникновение хаотических колебаний в

многомашинных ДЭТС не рассматривают возможность подавления хаотических режимов функционирования или приводят выводы рекомендательного характера на основе обобщенных математических моделей.

1.4 Методики минимизации потерь при транспорте электроэнергии, основанные на геометрическом расположении источника питания и нагрузки

Если рассматривать ДЭТС с РГ достаточно большой площади (например, микрорайон), то она будет содержать число ИП соразмерно суммарной мощности электроприемников (ЭП) системы. При этом возникает задача расположения ИП в ДЭТС с РГ таким образом, чтобы минимизировать затраты на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения. Координаты таких точек называют ЦЭН [56].

Существуют различные методики расчета ЦЭН для систем с централизованной генерацией энергии, в которых ЦЭН – координаты расположения питающих подстанций. Данные методики применимы в распределенной энергетике, если под питающими подстанциями подразумевать установки генерации.

Рассмотрим метод потенциальных функций [57]. Используя метод потенциальных функций, выполняется разбиение картограммы нагрузок ДЭТС на области, ограниченные эквипотенциальными линиями, по формуле:

$$П(x, y) = \sum_{i=1}^n \left[P_i \cdot e^{-\alpha \cdot [(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2]} \right], \quad (1.1)$$

где n – количество ЭП, x_i и y_i – координаты ЭП, P_i – мощность ЭП, α – коэффициент контрастности рельефа.

Экстремумы функции $\Pi(x, y)$ принимаются за оптимальное расположение ИП. ЭП разбиваются на группы соответственно координатам оптимального расположения ИП. К недостатку метода в разрезе РГ следует отнести не учет возможности динамической интеграции рассматриваемой электросистемы с другими электросистемами в процессе функционирования ДЭТС с РГ.

В работе [58] для минимизации потерь при реконфигурации сети в аварийном режиме используется метод «колонии муравьев». Метод позволяет находить оптимальную с точки зрения потерь при передаче электроэнергии конфигурацию сети. В качестве пути, по которому «муравей» достигает из данной точки цели, рассматриваются активные потери. Вероятность размыкания k -ой точки сети $p_k(t)$ при формировании новой конфигурации определяется следующим выражением:

$$p_{k(t)} = \begin{cases} \frac{\eta(t)^\beta / \tau(t)}{\sum_{n \in J(l)_k} \eta(s)^\beta / \tau(s)}, & \text{если } s \in J(l)_k \\ 0, & \text{в противном случае} \end{cases} \quad (1.2)$$

где $\tau(t)$ - переток активной мощности в выбранном контуре сети t , $\eta(t)$ – величина, обратная активным потерям, выбранным в контуре сети t , β – коэффициент приоритета выбранного контура сети, $\tau(s)$ - переток активной мощности в контуре сети s , $\eta(s)$ – величина, обратная активным потерям в контуре сети s , $J_k(l)$ – матрица-столбец возможных контуров сети для k -ой точки. Среди недостатков следует отметить невозможность применения данной методики при изменяющемся характере нагрузки из-за возникающей неоднозначности величины активных потерь в одном и том же контуре сети.

В работе [59] решены задачи выбора оптимального размещения установок РГ с точки зрения технико-экономических показателей, таких как пропускная способность системы, технология генерации и удаленность от потребителя, допустимая площадь размещения электроустановки и др. Оптимизация выполнена с использованием генетического алгоритма. Целью данного исследования является расчет оптимальной структуры ДЭТС с РГ, в том числе

размещения ИП и потребителей. Вопросы перераспределения ИП по группам потребителей не рассмотрены.

Таким образом, существующие методики уменьшения потерь при канализации электроэнергии не учитывают особенность ДЭС с РГ – возможность перераспределения ИП по группам потребителей.

1.5 Цель и задачи диссертационного исследования

Анализ результатов исследований ДЭС с РГ, посвященных вопросам моделирования и управления многомашинными электросистемами, позволяет сделать следующие выводы:

1. Современные методики управления ДЭС с РГ не учитывают возможность возникновения хаотических колебаний. Исследования, допускающие возникновение хаотических колебаний в ДЭС с РГ, не рассматривают возможность подавления хаотических режимов функционирования или приводят выводы рекомендательного характера на основе обобщенных математических моделей.

2. Компьютерное моделирование ДЭС с РГ является эффективным инструментом для апробации методик управления, учитывающих возможность возникновения хаотических колебаний, направленных на уменьшение нагрузочных потерь ЭТС с РГ.

3. В существующих компьютерных моделях ДЭС с РГ не представлены основные виды электроприемников, схемы замещения отдельных электроприемников некорректны, не приведен расчет параметров схем замещения электроприемников.

4. Существующие методики уменьшения нагрузочных потерь мощности в электротехнической системе ориентированы на централизованную модель электроснабжения и не учитывают особенность ДЭТС с РГ – возможность перераспределения ИП по группам потребителей.

На основании проведенного анализа результатов исследований ДЭТС с РГ, сформулирована цель диссертационной работы - разработка методик управления децентрализованными электротехническими системами и компьютерных моделей данных систем.

Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

1. Провести анализ существующих компьютерных моделей и методик управления ДЭТС с РГ.
2. Разработать методику управления ДЭТС с РГ, позволяющую повысить качество электрической энергии, выявить и подавить хаотические колебания режимных параметров.
3. Разработать методику управления ДЭТС с РГ, позволяющую уменьшить потери мощности при передаче электроэнергии.
4. Разработать компьютерные модели ДЭТС с РГ, позволяющие апробировать методики управления и рассчитывать основные электрические параметры ДЭТС с РГ.

Выводы

1. Отечественная и зарубежная энергетика активно наращивает объемы распределенной генерации энергии. Среди многообразия технологий генерации энергии в малых и средних объемах (до 25 МВт) наиболее эффективным и рентабельным решением является использование ГТУ и ГПУ. ДЭС с ГТУ, ГПУ требуют разработки методик управления, учитывающих возможность возникновения аварийного режима функционирования ДЭС с РГ – устойчивых хаотических колебаний режимных параметров.

2. Большинство современных методик управления ДЭС с РГ не учитывает возможность возникновения хаотических колебаний. Исследования, допускающие возникновение хаотических колебаний в ДЭС с РГ, не рассматривают возможность подавления хаотических режимов функционирования или приводят выводы рекомендательного характера на основе обобщенных математических моделей.

3. Для апробации методик управления ДЭС с РГ, учитывающих возможность возникновения хаотических колебаний, наиболее эффективным представляется использование компьютерных моделей ДЭС с РГ.

4. Существующие компьютерные модели ДЭС с РГ обладают рядом недостатков: не представлены основные виды электроприемников, схемы замещения отдельных электроприемников некорректны, не приведен расчет параметров схем замещения электроприемников, не рассмотрена методика измерения основных параметров системы.

5. Потери на транспорт электроэнергии являются отличительной чертой централизованных систем электроснабжения. В связи с этим, существующие методики уменьшения потерь при канализации электроэнергии ориентированы на централизованную модель электроснабжения и не учитывают особенность ДЭС с РГ – возможность перераспределения ИП по группам потребителей.

6. На основании проведенного анализа результатов исследований ДЭТС с РГ, сформулирована цель диссертационной работы - разработка методик управления децентрализованными электротехническими системами и компьютерных моделей данных систем. Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- провести анализ существующих компьютерных моделей и методик управления ДЭТС с РГ;

- разработать методику управления ДЭТС с РГ, позволяющую повысить качество электрической энергии, детектировать и подавлять хаотические режимы функционирования;

- разработать методику управления ДЭТС с РГ, позволяющую уменьшить потери при передаче и распределении электроэнергии;

- разработать компьютерные модели ДЭТС с РГ, позволяющие реализовать разработанные методики управления и рассчитывать основные электрические параметры ДЭТС с РГ.

ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

2.1 Модель децентрализованной электротехнической системы жилых зданий

2.1.1 Выбор схемы электротехнической системы и расчет параметров её элементов

ДЭТС с РГ жилых зданий состоит из двух одномашинных электросистем активных потребителей с возможностью автономной работы (рисунок 2.1).

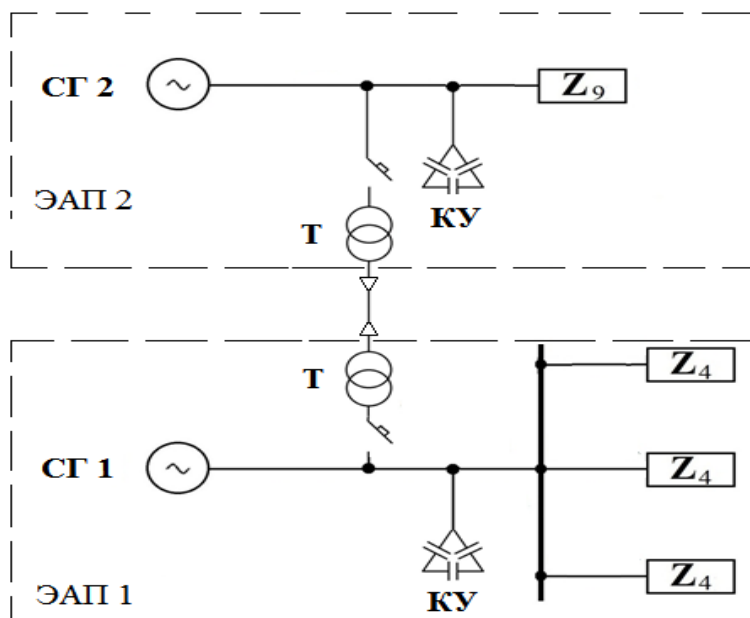


Рисунок 2.1 - Принципиальная схема ДЭТС с РГ жилых зданий: СГ1, СГ2 – синхронные генераторы; Т – силовой трансформатор 6/0,4 кВ; КУ – компенсирующие устройства; Z_9 – блок нагрузки 9 жилых зданий; Z_4 – блок нагрузки 4 жилых зданий; ЭАП – электросистема активного потребителя

Внешний вид компьютерной модели ДЭТС с РГ жилых зданий показан на рисунке 2.2 [60,61, Приложение 1].

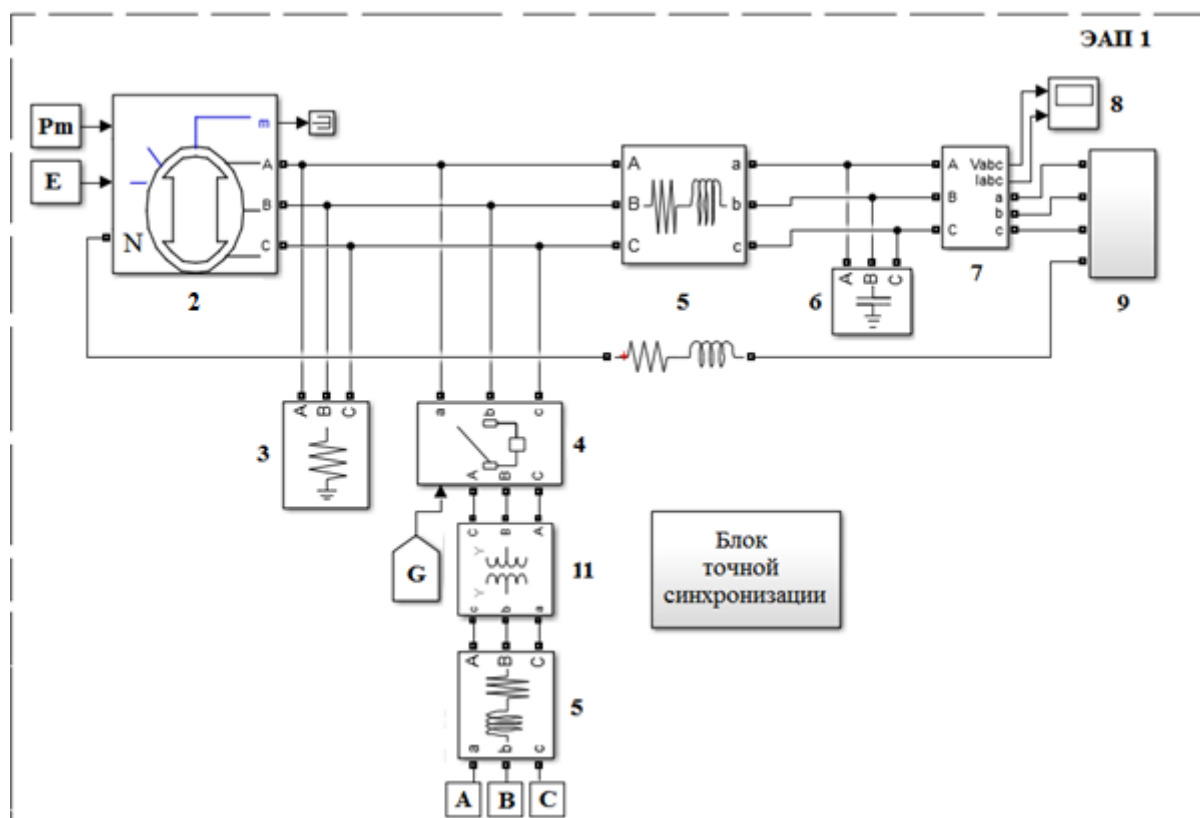


Рисунок 2.2 – Имитационная модель ДЭТС с РГ жилых зданий: 1, 2 - синхронные генераторы; 3 - активная нагрузка (собственные нужды генератора); 4 - управляемый выключатель; 5 - трехфазная линия электропередачи, 6 - компенсирующее устройство; 7 - блок измерения напряжения и тока; 8 - осциллограф; 9 - блок нагрузки 9 жилых зданий; 10 - блок нагрузки 4 жилых зданий; ЭАП - электросистема активного потребителя; 11 – силовой трансформатор 6/0,4 кВ

Также при выборе величины напряжения синхронного генератора учтены критерии организации электропередачи в зависимости от расстояния и передаваемой мощности [63,64].

Значения параметров обмотки статора соответствуют допустимым диапазонам [65,66].

Таблица 2.1 – Параметры синхронных генераторов компьютерной модели

Параметры s-модели	Генератор 1	Генератор 2
Номинальная мощность, кВА	250	75
Номинальное напряжение, кВ	0,4	0,4
Номинальная частота, Гц	50	50
Момент инерции, кг·м ²	4	1
Инерционная постоянная, с	0,197	0,164
Демпфирующий коэффициент	6,77	6,51
Активное сопротивление статора, Ом	0,0051	0,032
Индуктивность, Гн	0,0028	0,0085
Механическая мощность, Вт	181033	60720
Амплитуда ЭДС, В	565,38	569,479

Значения механической мощности первичного двигателя P_m и амплитуды ЭДС E найдены при помощи опции блока Powergui Machine Initialization [67].

Блок 3 (Three-Phase Series RLC Load) имитирует потери активной мощности на собственные нужды генератора, которые составляют 10 % от номинальной мощности генерирующей установки [68].

Блок 4 представляет управляемый трехфазный выключатель Three-Phase Breaker с отмеченным полем External (внешнее управление), при помощи которого выполняется объединение автономных ЭАП в единую ДЭТС с РГ.

При моделировании включение синхронных генераторов на параллельную работу осуществляется методом точной синхронизации. Метод точной синхронизации подразумевает соответствие в момент включения частот, амплитуды и фаз напряжений генератора и внешней сети [69]. Условия точной синхронизации выполняются при помощи логических операторов Relational Operator, позволяющих сравнивать значения амплитуды и фазы (блок Fourier), частоты генератора и внешней сети (рисунок 2.3).

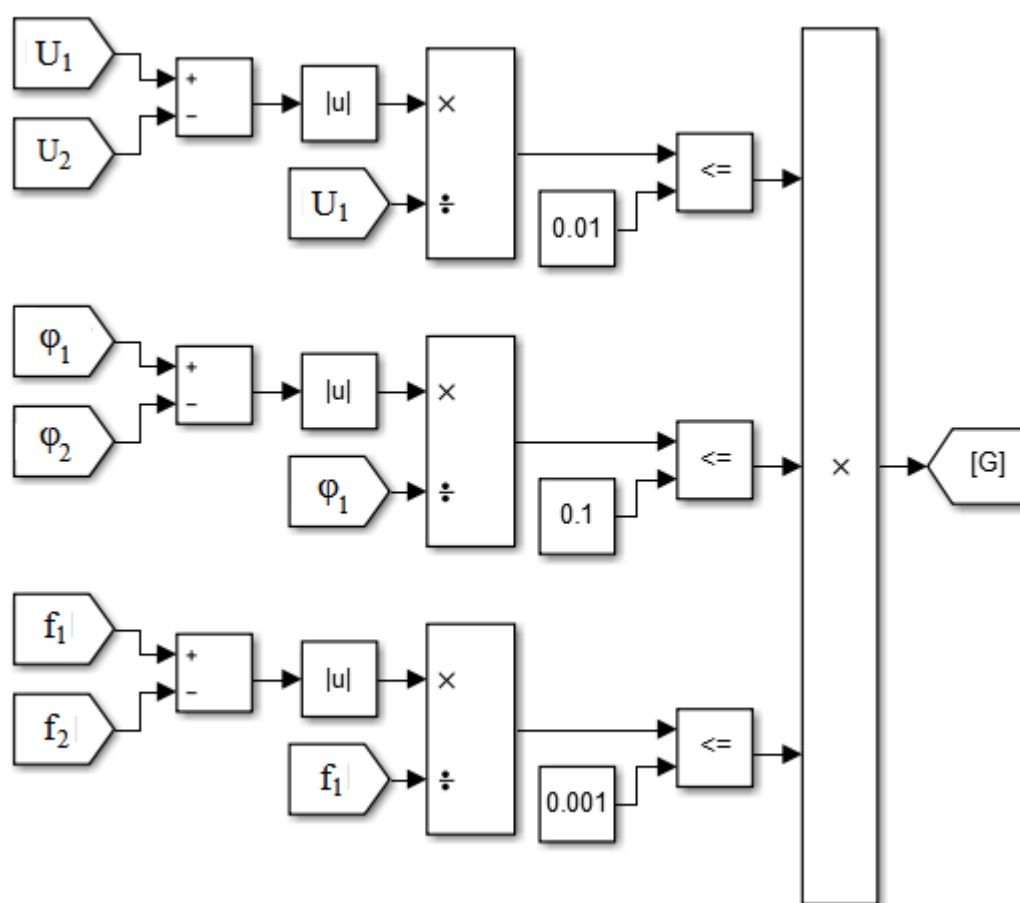


Рисунок 2.3 – Структурная схема блока точной синхронизации: U_1 и U_2 , φ_1 и φ_2 , f_1 и f_2 – амплитуды, фазы и частоты напряжений в точке подключений электросистем; $|u|$ - блок, возвращающий абсолютную величину входного сигнала; G – сигнал выполнения (нарушения) условий точной синхронизации

Для соответствия моделируемого процесса синхронизации существующим автоматическим системам включения генераторов на параллельную работу с

сетью логические операторы модели допускают следующие погрешности [70]: различие амплитуд напряжений сети и генератора не более 1%; различие фаз напряжений сети и генератора не более 10%; различие частот сети и генератора не более 0,1%.

Сигнал G при выполнении условий точной синхронизации представляет собой логическую единицу, которая переводит управляемый выключатель во включенное положение.

Структурные схемы блоков измерения амплитуды, фазы, частоты напряжения для блока точной синхронизации могут быть реализованы на основе вольтметра или мультиметра (рисунок 2.4, рисунок 2.5).

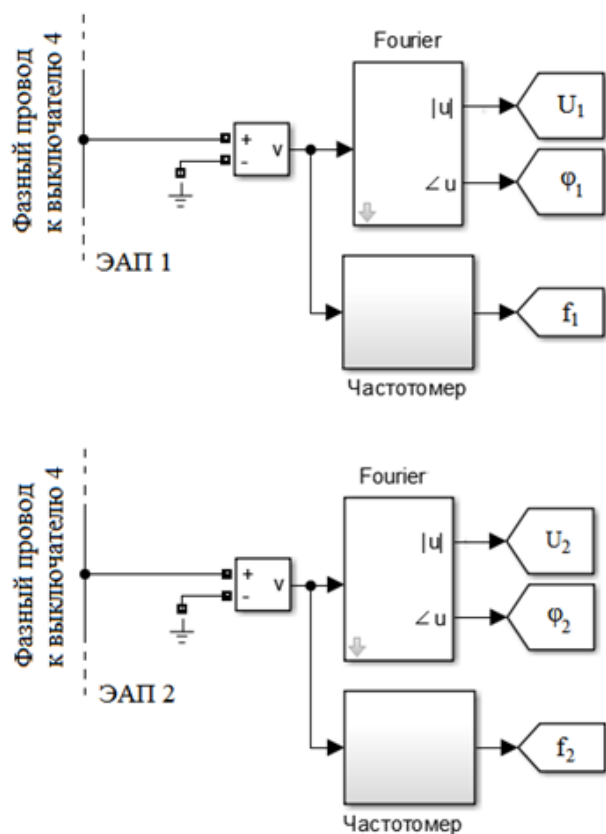


Рисунок 2.4 – Измерение амплитуды, фазы, частоты напряжения при помощи вольтметра: Fourier - блок, возвращающий значения амплитуды и фазы сигнала; U_1 и U_2 , φ_1 и φ_2 , f_1 и f_2 - амплитуды, фазы и частоты напряжений в точке подключений электросистем

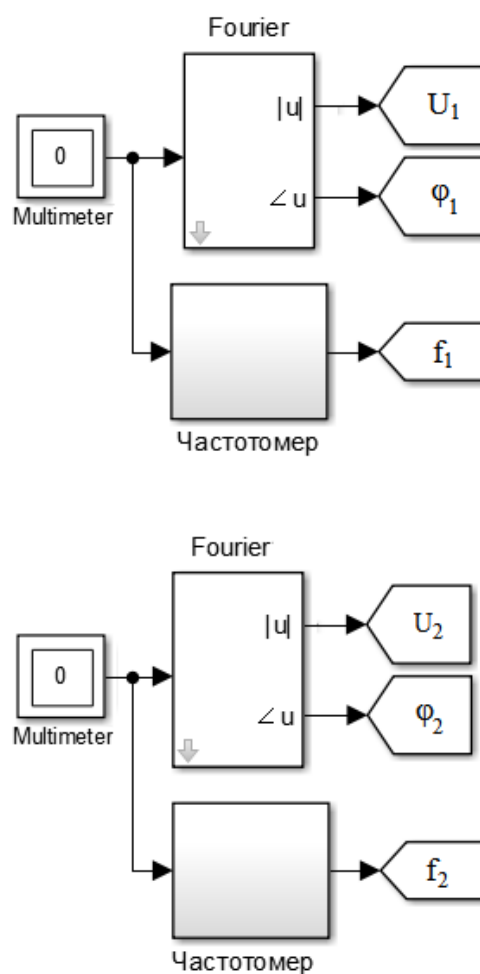


Рисунок 2.5 – Измерение амплитуды, фазы, частоты напряжения при помощи мультиметра: Fourier - блок, возвращающий значения амплитуды и фазы сигнала; U_1 и U_2 , φ_1 и φ_2 , f_1 и f_2 – амплитуды, фазы и частоты напряжений в точке подключений электросистем

Распределительные линии ДЭТС с РГ выполнены воздушными линиями электропередач (блок 5 – трехфазная или однофазная линия электропередачи).

Оценка токовой нагрузки проводов линий электропередач выполнена по формуле:

$$I_{\phi} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}}, \quad (2.2)$$

где I_{ϕ} – фазный ток, S – полная мощность силового трансформатора, $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение.

Значения активного и реактивного сопротивления линии (в окне задания параметров Resistance R и Inductance L соответственно) рассчитываются по формулам:

$$R = R_{y\partial} \cdot L, \quad (2.3)$$

$$X = X_{y\partial} \cdot L, \quad (2.4)$$

где $R_{y\partial}$, $X_{y\partial}$ – удельные активные и реактивные сопротивления проводов линии соответственно, L – длина линии (длина линий электропередачи в модели не превышает 2 км).

Для части системы со стороны высокого напряжения выбрана марка провода СИП-3 1×16 с $R_{y\partial} = 1,91$ Ом, $X_{y\partial} = 0,299$ Ом, допустимая токовая нагрузка 100 А. Для части системы со стороны низкого напряжения выбрана марка провода СИП-2 1×50 с $R_{y\partial} = 0,822$ Ом, $X_{y\partial} = 0,0794$ Ом, допустимая токовая нагрузка 195 А.

В модели используется установка поперечной емкостной компенсации (УПЕК) (блок 6 Three-Phase Series RLC Load) мощностью 21 кВар. Расчет величины реактивной мощности УПЕК выполнен исходя из значений действующего (0,83) и заданного коэффициентов мощности (0,95) согласно [71].

Блок 7 (Three-Phase VI Measurement) измеряет межфазные (phase-to-phase) или фазные (phase-to-ground) напряжения и токи, осциллограммы которых снимает осциллограф 8 (Scope).

Блок 11 силовой трехфазный трансформатор 6/0,4 кВ. Расчет и значение параметров трансформатора приведены в таблице 2.2, соответствуют номинальным данным ТМ-63.

Таблица 2.2 – Расчетные значения параметров трансформатора ТМ-63

Расчетные параметры	Формулы для расчета	Результаты расчета
Номинальная мощность фазы трансформатора, ВА	$S_{\text{нф}} = \frac{S_{\text{н}}}{3}$	21000
Номинальное фазное напряжение первичной обмотки, В	$U_{1\text{нф}} = \frac{U_{1\text{н}}}{\sqrt{3}}$	3464
Номинальный фазный ток первичной обмотки, А	$I_{1\text{нф}} = \frac{S_{\text{нф}}}{U_{1\text{нф}}}$	6,06
Фазный ток холостого хода, А	$I_{\phi .x.x} = \frac{I_{1\text{нф}} \cdot I_{x.x}}{100}$	0,15
Полное сопротивление ветви намагничивания, Ом	$Z_{x.x} = \frac{U_{1\text{нф}}}{I_{\phi .x.x}}$	22860
Мощность потерь холостого хода на фазу, Вт	$P_{\phi .x.x} = \frac{P_{x.x}}{3}$	66,67
Коэффициент мощности холостого хода	$\cos \varphi_{x.x} = \frac{P_{\phi .x.x}}{U_{1\text{нф}} \cdot I_{\phi .x.x}}$	0,13
Активное сопротивление ветви намагничивания, Ом	$R_M = Z_{x.x} \cdot \cos \varphi_{x.x}$	2902
Реактивное сопротивление ветви намагничивания, Ом	$X_M = Z_{x.x} \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{x.x}}$	22670
Фазное напряжение короткого замыкания, В	$I_{\phi .\kappa .\text{з}} = \frac{U_{1\text{нф}} \cdot U_{\kappa .\text{з}}}{100}$	155,89
Полное сопротивление короткого замыкания, Ом	$Z_{\kappa .\text{з}} = \frac{U_{\phi .\kappa .\text{з}}}{I_{1\text{нф}}}$	25,71
Мощность потерь короткого замыкания на фазу, Вт	$P_{\phi .\kappa .\text{з}} = \frac{P_{\kappa .\text{з}}}{3}$	433,33
Коэффициент мощности короткого замыкания	$\cos \varphi_{\kappa .\text{з}} = \frac{P_{\phi .\kappa .\text{з}}}{U_{\phi .\kappa .\text{з}} \cdot I_{1\text{нф}}}$	0,46
Активное сопротивление короткого замыкания, Ом	$R_{\kappa .\text{з}} = Z_{\kappa .\text{з}} \cdot \cos \varphi_{\kappa .\text{з}}$	11,79
Реактивное сопротивление короткого замыкания, Ом	$X_{\kappa .\text{з}} = Z_{\kappa .\text{з}} \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\kappa .\text{з}}}$	22,85
Расчет параметров в относительных единицах (о.е.)		
Базисное сопротивление, Ом	$Z_{\text{б}} = \frac{U_{1\text{нф}}}{I_{1\text{нф}}}$	571,43
Активное сопротивление ветви намагничивания, о.е.	$R_{M(o.e)} = \frac{R_M}{Z_{\text{б}}}$	5,08
Реактивное сопротивление ветви намагничивания, о.е.	$X_{M(o.e)} = \frac{X_M}{Z_{\text{б}}}$	39,68
Активное сопротивление первичной и вторичной обмоток, о.е.	$R_{1(o.e)} = R_{2(o.e)} = \frac{R_{\kappa .\text{з}}}{2 \cdot Z_{\text{б}}}$	0,01
Индуктивное сопротивление первичной и вторичной обмоток, о.е.	$X_{1(o.e)} = X_{2(o.e)} = \frac{X_{\kappa .\text{з}}}{2 \cdot Z_{\text{б}}}$	0,02

В состав s-модели жилого здания включены следующие бытовые электроприборы: утюг 2 кВт; чайник 1,5 кВт; стиральная машина 0,37 кВт; насос

2,2 кВт; осветительная нагрузка (LED лампа 8 Вт) 0,12 кВт; телевизор 0,34 кВт; персональный компьютер (ПК) 0,2 кВт; ноутбук 0,2 кВт; холодильник 0,3 кВт [72].

Рассмотрим схемы замещения данных электроприборов и их расчет.

Схемой замещения утюга и чайника является активное сопротивление R , которое рассчитывается через активную мощность P и действующее значение напряжения U по следующей формуле:

$$R = \frac{U^2}{P}, \quad (2.5)$$

где U – действующее значение фазного напряжения, P – активная мощность электроприбора.

При $U = 220$ В для утюга мощностью 2 кВт имеем $R = 24,2$ Ом, а для чайника мощностью 1,5 кВт – $R = 32,3$ Ом.

Схемы замещения осветительной нагрузки, телевизора, ПК, ноутбука и их расчет описаны в работе [73]. Подробно рассмотрим схемы замещения осветительной нагрузки и телевизора, которые представим в виде импульсных источников питания.

Схема замещения импульсного источника питания телевизора и осветительной нагрузки приведена на рисунке 2.6.

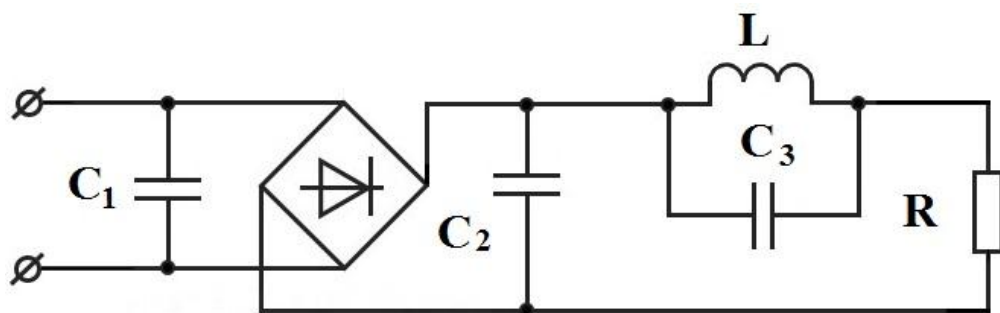


Рисунок 2.6 – Схема замещения импульсного источника питания

На рисунке: C_1 – конденсатор подавления ВЧ – помех; C_2 – конденсатор, сглаживающий выходное напряжение мостовой схемы; R – эквивалент нагрузки электроприемника и ВЧ-преобразователя; L – C_3 – контур, корректирующий коэффициент мощности электроприемника.

Эквивалент нагрузки электроприемника и ВЧ-преобразователя рассчитывается по формуле:

$$R_L = \frac{C \cdot U_{dc}^2}{P_n}, \quad (2.6)$$

где U_{dc} – выходное напряжение мостовой схемы, P_n – активная мощность электроприемника, C – коэффициент сглаживания выпрямленного напряжения.

Значения элементов схемы замещения осветительной нагрузки, телевизора, ПК и ноутбука были выбраны из рекомендуемых диапазонов [73] и скорректированы при отладке s-моделей электроприемников в программе MatLab (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Параметры бытовых электроприборов

Вид электроприемника	P , Вт	R , кОм	C_1 , мкФ	C_2 , мкФ	C_3 , мкФ	L , мГн
Светодиодная лампа	8	8,5	0,55	3,2	–	–
Телевизор	300	0,31	0,15	607	0,83	35
ПК	250	0,37	0,62	3,2	0,9	30
Ноутбук	200	0,484	0,62	3,2	0,9	30

Обязательной частью бытовых электроприборов, таких как холодильник, насос, стиральная машина является электродвигатель. Поэтому при создании s-моделей данных электроприемников необходим расчет параметров схемы замещения электродвигателя [74]. Одним из распространенных типов двигателя, использующихся в бытовых электроприборах, является асинхронный двигатель.

S-модели бытовых электроприборов рассчитаны по номинальным параметрам следующих двигателей: АИРЕ90L4K2 (насос), АИРЕ56В2 (холодильник), АИР63А2 (стиральная машина). Расчетные параметры электродвигателей приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Параметры электродвигателей компьютерной модели

Расчетные параметры двигателя	Формулы для расчета	Результаты расчета		
		Насос	Холодильник	Стиральная машина
Номинальное фазное напряжение, В	$U_{\phi} = \frac{U}{\sqrt{3}}$	219,4	219,4	219,4
Синхронная скорость, об./мин.	$n_1 = \frac{60 \cdot f_1}{\rho}$	3000	3000	3000
Номинальное скольжение, о.е.	$s_H = \frac{n_1 - n_2}{n_1}$	0,067	0,067	0,09
Критическое скольжение, о.е.	$s_{кр} = s_H \cdot (m_{\max} + \sqrt{m_{\max}^2 - 1})$	0,22	0,21	0,37
Синхронная скорость, рад/с	$\omega_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_1}{\rho}$	157,1	314,16	314,16
Номинальная скорость вращения вала, рад/с	$\omega_n = \frac{\pi \cdot n_n}{\rho}$	146,6	293,22	285,89
Номинальный момент, Н·м	$M_n = \frac{P_n}{\omega_n}$	15	0,61	1,29
Максимальный момент, Н·м	$M_{\max} = m_{\max} \cdot M_n$	27	1,04	2,86
Пусковой момент, Н·м	$M_{II} = m_{II} \cdot M_n$	25,51	0,31	2,85
Механические потери, Вт	$P_{\text{мех}} = 0,03 \cdot P_n$	66	5,4	11,1
Коэффициент приведения	C	1,013	1,026	1,03

Окончание таблицы 2.4

Приведенное активное сопротивление ротора, Ом	$R_p = \frac{1}{3} \cdot \frac{P_n + \Pi_{мех}}{I_n^2 \cdot \frac{1-s_n}{s_n}}$	0,28	1,72	13,08
Активное сопротивление статора, Ом	$R_c = \frac{U_\phi \cdot \cos \varphi \cdot (1-\eta)}{I_n} - C^2 \cdot R_p - \frac{\Pi_{мех}}{3 \cdot I_n^2}$	3,18	52,99	33,04
Приведенная индуктивность рассеяния статора (ротора), Гн	$L_{cp} = L_{pn} = \frac{U_\phi}{4 \cdot \pi \cdot f_1 \cdot (1+C^2) \cdot k_I \cdot I_n}$	0,002	0,028	0,03
Индуктивность статора, Гн	$L_c = \frac{U_\phi}{2 \cdot \pi \cdot f_1 \cdot I_n \cdot \sqrt{1-\cos \varphi} - \frac{2}{3} \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot f_1 \cdot M_{макс}}{P \cdot U_\phi} \cdot \frac{s_n}{s_{кр}}}$	0,16	1,12	1,22
Индуктивность цепи намагничивания, Гн	$L_M = L_c - L_{cp}$	0,16	1,09	1,19

В качестве схемы замещения холодильника (например, Nord с линейным компрессором) и насоса (например, Гном 16-16 с напором воды 16 м) выбран однофазный асинхронный конденсаторный двигатель. При моделировании использовалась s-модель Capacitor-start (для холодильника) и Capacitor-start-run (для насоса).

Также в число электроприемников жилого здания был включен электропривод стиральной машины. В состав электропривода входит преобразовательное устройство, электродвигатель, механическое передаточное устройство (в случае «direct drive» отсутствует), исполнительный орган (барабан с бельем).

В современных стиральных машинах используется замкнутый электропривод с преобразовательным устройством в виде преобразователя частоты (рисунок 2.7).

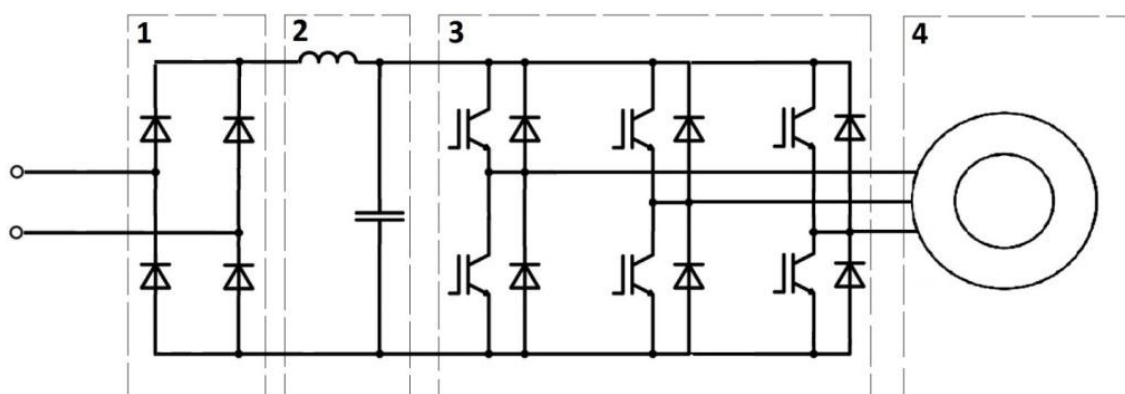


Рисунок 2.7 – Структурная схема преобразователя частоты:

1 - мостовой выпрямитель; 2 - звено постоянного тока;

3 - инверторный преобразователь; 4 - электродвигатель

Рассмотрим алгоритм работы электропривода с преобразователем частоты. Переменное фазное напряжение преобразуется мостовым выпрямителем 1 (схема Гретца) в постоянное (пульсирующее). Звено постоянного тока 2 (LC-фильтр) сглаживает пульсации напряжения и тока. Трехфазный инверторный преобразователь 3 выполняет широтно-импульсную модуляцию напряжения на обмотках статора согласно управляющему сигналу (скалярное или векторное управление), поступающему от микроконтроллера через драйвер на электронные ключи. В данном случае, в преобразователе стиральной машины используются в ключевом режиме IGBT транзисторы. Датчик скорости, момента на валу и т.п. осуществляют обратную связь между нагрузкой двигателя 4 и алгоритмом управления инверторным преобразователем 3.

В качестве электродвигателя стиральной машины используют асинхронный трехфазный двигатель, коллекторный или бесколлекторный двигатели. В данной работе выбран трехфазный асинхронный двигатель АИР63А2.

При моделировании трехфазного асинхронного двигателя стиральной машины использовалась s-модель *Asynchronous Machine*.

Подсистема-модели электропривода стиральной машины с частотным регулированием [75] представлена на рисунке 2.8.

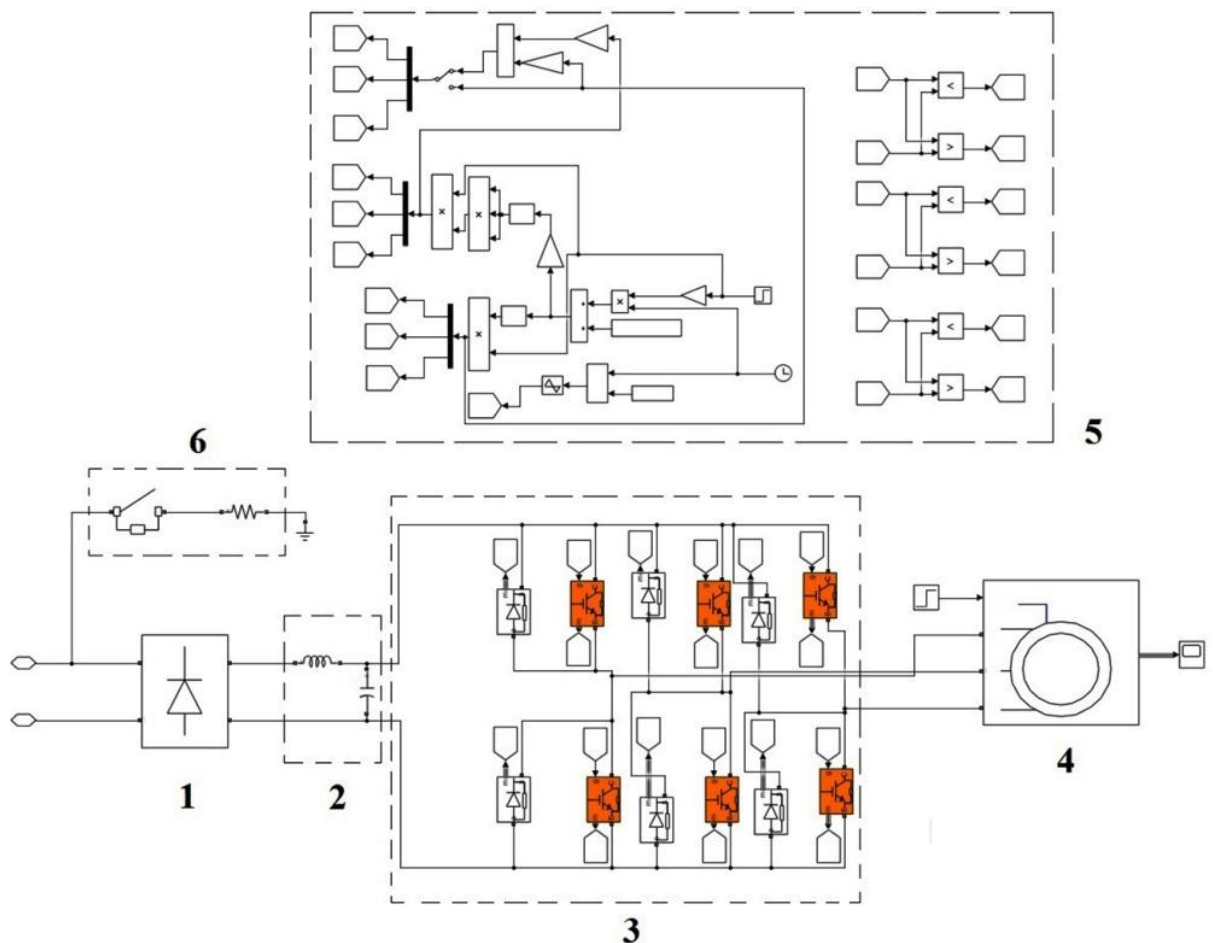


Рисунок 2.8 – Подсистема s-модели электропривода стиральной машины: 1 – мостовой выпрямитель; 2 – звено постоянного тока; 3 – инверторный преобразователь; 4 – трехфазный асинхронный двигатель; 5 – блок управления; 6 – водонагреватель

Структура подсистемы соответствует алгоритму работы электропривода стиральной машины, описанному выше. Следует отметить, что блок управления 5 организует аналоговую широтно-импульсную модуляцию (ШИМ), в которой управляющий сигнал формируется путем сравнения компаратором пилообразного сигнала высокой частоты (2 кГц) с модулирующим синусоидальным сигналом.

Подсистема s-модели жилого здания представляет собой параллельное включение рассмотренных s-моделей бытовых электроприборов [76]. Для удобства изменения при моделировании суммарной нагрузки жилого здания и ее характера подключение электроприборов к питающей фазе выполнено через блок Breaker (выключатель).

Таким образом, для моделирования ДЭТС с РГ жилых зданий выбрана двухмашинная электроэнергетическая система, нагрузка которой состоит из электросистем 21 жилого здания. Выполнена детализация нагрузки жилых зданий и основных элементов системы электроснабжения, выполнен расчет значений параметров их схем замещения. На основании результатов расчета в программном пакете SymPowerSystems (MatLab) разработана компьютерная модель ДЭТС с РГ жилых зданий.

2.1.2 Результаты моделирования установившегося режима работы

Результаты моделирования установившегося режима работы ДЭТС с РГ жилых зданий представлены в виде схемы распределения потоков мощности (рисунок 2.9).

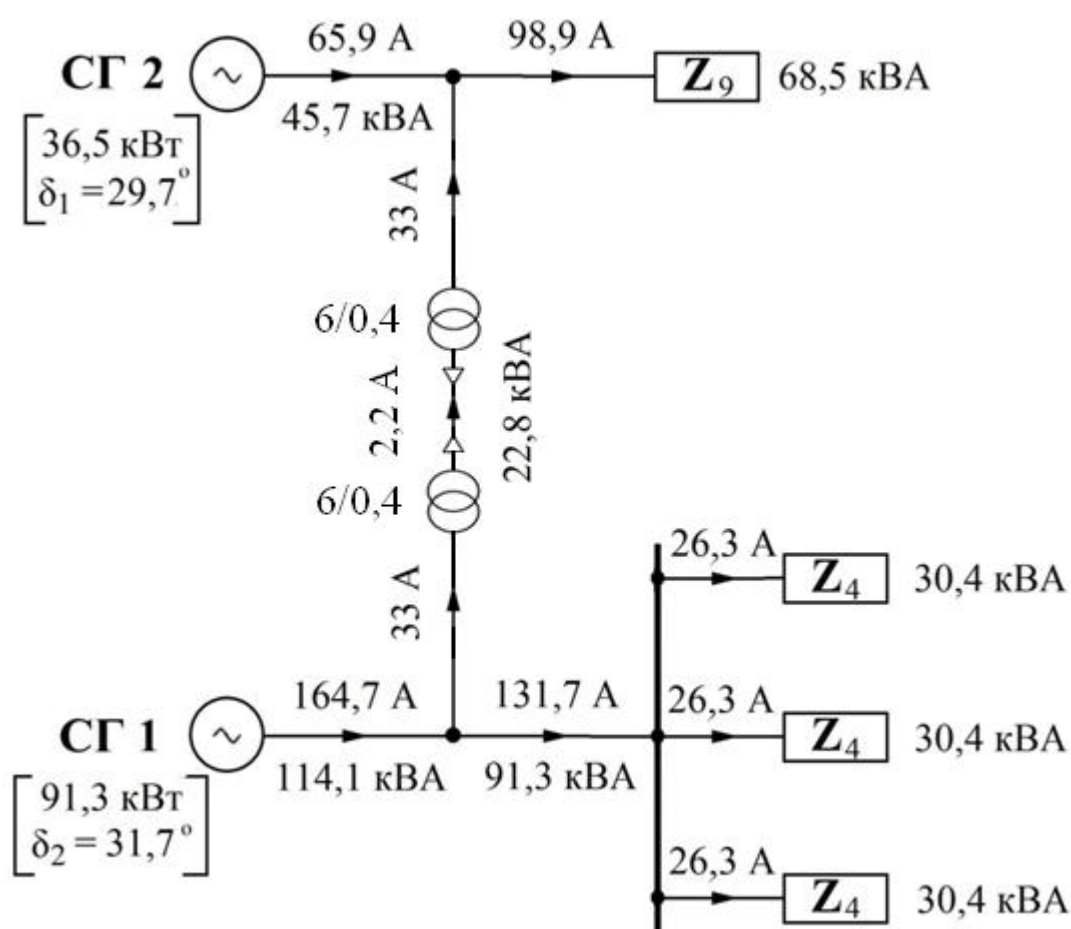


Рисунок 2.9 – Схема распределения потоков мощности в ДЭТС с РГ жилых зданий: СГ1, СГ2 – синхронные генераторы активных потребителей; Z₉ – нагрузка 9 жилых зданий; Z₄ – нагрузка 4 жилых зданий

На схеме приведено распределение потоков мощности в двухмашинной ЭТС, показаны значения токов в фазных проводниках (нагрузка распределена по фазам симметрично), мощность нагрузки активных потребителей. В квадратных

скобках указаны значения активной мощности и углы нагрузки синхронных генераторов, соответствующих установившемуся режиму работы. Обменная мощность в межсистемной связи покрывает часть нагрузки активного потребителя с источником питания меньшей мощности (СГ 2).

Также при помощи компьютерной модели при несимметричной нагрузке измерены действующие значения фазных напряжений и токов, сняты осциллограммы и выполнен анализ гармонических искажений напряжения и тока в точке присоединения нагрузки 9 жилых зданий.

Значения токов и напряжений, активных и реактивных мощностей в точке присоединения нагрузки 9 жилых зданий сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Значения токов и напряжений, активных и реактивных мощностей электросистемы 9 жилых зданий

$U_a, \text{В}$	$U_b, \text{В}$	$U_c, \text{В}$	$U_{ab}, \text{В}$	$U_{bc}, \text{В}$	$U_{ac}, \text{В}$	$I_a, \text{А}$	$I_b, \text{А}$
216,5	216,9	220,2	377,1	377,9	377,3	58,6	59,3
$I_c, \text{А}$	$I_n, \text{А}$	$P_a, \text{Вт}$	$P_b, \text{Вт}$	$P_c, \text{Вт}$	$Q_a, \text{Вар}$	$Q_b, \text{Вар}$	$Q_c, \text{Вар}$
36,3	28,3	11293,2	11368,1	6418,4	5557,5	5773,9	4539,5

В таблице 2.4: U_a, U_b, U_c – фазные напряжения; U_{ab}, U_{bc}, U_{ac} – межфазные напряжения; I_a, I_b, I_c – фазные (линейные) токи; I_n – ток в нулевом проводе; P_a, P_b, P_c и Q_a, Q_b, Q_c – активные и реактивные мощности электросистемы.

Из таблицы 2.5 можно сделать вывод о незначительной несимметрии напряжений в электросистеме, которая объясняется неравномерным распределением мощности нагрузки по фазам. В имитационной модели несимметрия по напряжению достигнута произвольным выбором характера и величины нагрузки для каждого жилого здания.

Осциллограммы тока и напряжения в точке присоединения нагрузки 9 жилых зданий показаны на рисунке 2.10 и рисунке 2.11.

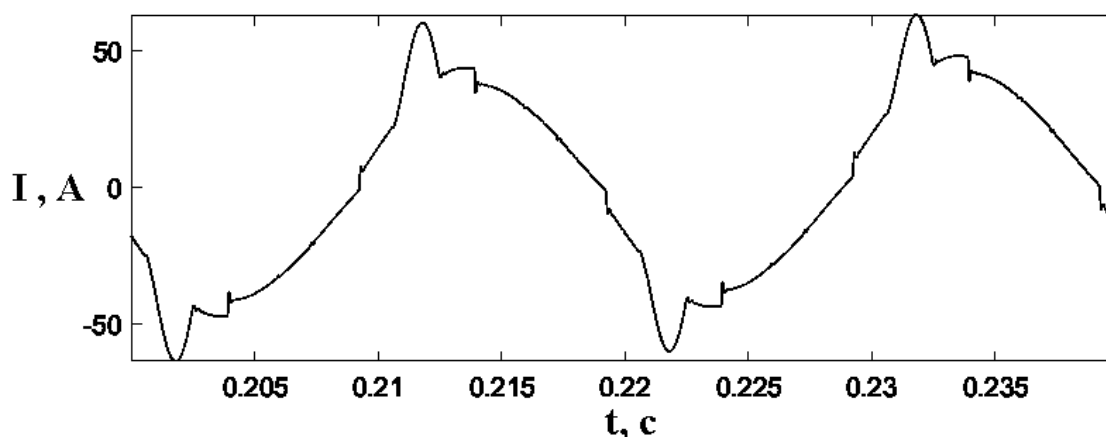


Рисунок 2.10 – Осциллограмма тока электросистемы 9 жилых зданий

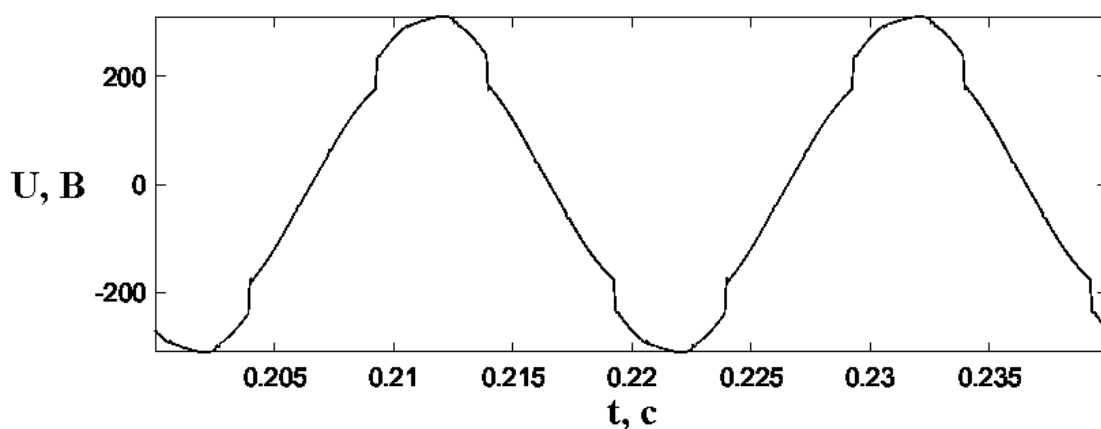


Рисунок 2.11 – Осциллограмма напряжения электросистемы 9 жилых зданий

Из осциллограмм следует, что в ДЭТС с РГ присутствуют гармонические искажения синусоидальной формы тока и напряжения. Причиной гармонических искажений является нелинейная нагрузка, а именно, импульсные источники питания электроприборов и частотно регулируемый электропривод.

При помощи Фурье анализа осциллограмм напряжения и тока получены коэффициенты искажения синусоидальности кривых и спектры гармоник [77]. Коэффициенты искажения синусоидальности кривой по напряжению и по току составляют соответственно 8.88 % и 21.67 %.

Спектр гармонических составляющих напряжения представлен в основном нечетными гармониками 3 (7.31 %), 5 (1.58 %), 7 (3.16 %), 9 (0.39 %), 11 (1.98 %), 13 (0.24 %) порядков.

Спектр гармонических составляющих тока представлен в основном нечетными гармониками 3 (16.50 %), 5 (8.88 %), 7 (5.81 %), 9 (6.07 %), 11 (5.53 %), 13 (2.64 %) порядков.

Результаты моделирования гармонических искажений ДЭТС с РГ согласуются с экспериментальными результатами, полученными при контроле гармонических искажений напряжения и тока в действующей ЭТС 9 коттеджей.

Гармонические искажения напряжения и тока измерены при помощи специализированного прибора контроля качества электроэнергии класса А МІ 2892 (рисунок 2.12).



Рисунок 2.12 – Внешний вид специализированного прибора контроля качества электроэнергии класса А МІ 2892

Рассмотрим порядок проведения измерений гармонических искажений. Прибор МІ 2892 имеет входы по току и по напряжению (4+4 шт.), которые при

помощи измерительных клещей подключают к вторичной обмотке силового трансформатора, являющегося центром питания нагрузки жилых зданий (рисунок 2). Во время подключения (отключения) измерительных клещей МІ 2892 на шинах трансформатора должно отсутствовать напряжение. После подключения активируется режим измерения гармонических составляющих и суммарного коэффициента гармонических искажений (THD).

Схема подключения прибора МІ 2892 к электросистеме 9 коттеджей показана на рисунке 2.13.

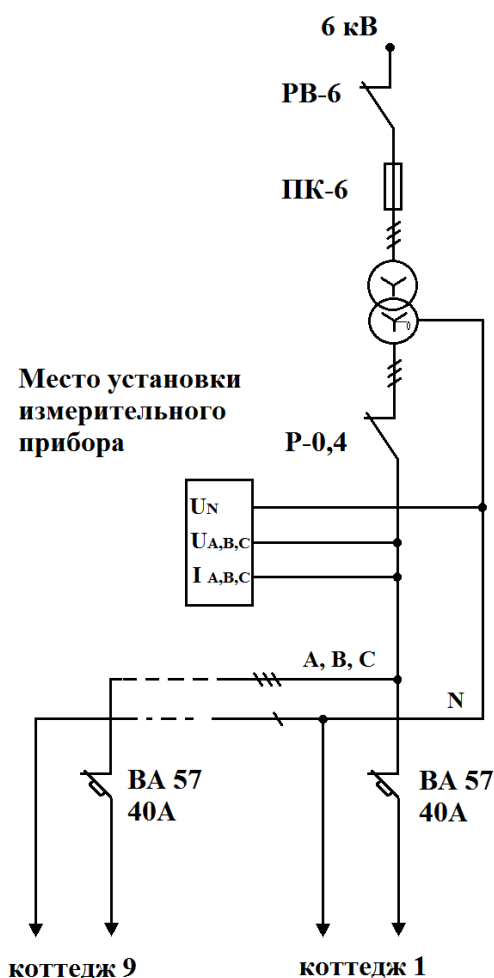


Рисунок 2.13 – Схема подключения прибора «Анализатор качества электроэнергии класса А МІ 2892» к электросистеме 9 коттеджей

Результаты измерений гармонических искажений напряжения и тока в электросистеме жилых зданий приведены в Приложении 2.

Таким образом, выполнено компьютерное моделирование установившегося режима работы ДЭТС жилых зданий. Компьютерные модели ДЭТС с РГ позволяют рассчитать значение и распределение потоков мощности, комплексы тока и напряжения, частоту в любой точке электросистемы, угол нагрузки генераторов в зависимости от заданной мощности первичных двигателей и ЭДС. Также при помощи компьютерных моделей можно оценивать гармонические искажения напряжения и тока (спектры гармоник и коэффициенты искажения синусоидальности кривых).

Результаты моделирования следующие:

1. Параметры режима:

Заданным активным мощностям синхронных генераторов, 36,5 кВт и 91,3 кВт, соответствуют углы нагрузки $29,7^\circ$ и $31,7^\circ$, полные мощности генерации 45,7 кВА и 114,1 кВА; переток мощности по межсистемной связи (обменная мощность) составляет 22,8 кВА и потребляется нагрузкой 9 жилых зданий; фазный ток в фидере 9 жилых зданий равен 98,9 А, в фидере 12 жилых зданий равен 131,7 А; фазный ток в ответвлении на нагрузку 4 жилых зданий равен 26,3 А;

2. Гармонические искажения напряжения и тока:

Коэффициенты искажения синусоидальности кривой по напряжению и по току составляют соответственно 8.88 % и 21.67 %. Спектр гармонических составляющих напряжения представлен в основном нечетными гармониками 3 (7.31 %), 5 (1.58 %), 7 (3.16 %), 9 (0.39 %), 11 (1.98 %), 13 (0.24 %) порядков. Спектр гармонических составляющих тока представлен в основном нечетными гармониками 3 (16.50 %), 5 (8.88 %), 7 (5.81 %), 9 (6.07 %), 11 (5.53 %), 13 (2.64 %) порядков.

Модельные значения коэффициентов искажения синусоидальности кривых, спектры гармоник напряжения и тока соответствуют результатам измерений показателей качества электроэнергии, выполненным в действующих ЭТС жилых зданий.

2.2 Модель децентрализованной электротехнической системы промышленного предприятия

2.2.1 Выбор схемы электротехнической системы и расчет параметров её элементов

Для моделирования ДЭТС с РГ промышленного предприятия выбрана электротехническая система основного оборудования отходящей линии для предварительной подготовки нефти (рисунок 2.14).

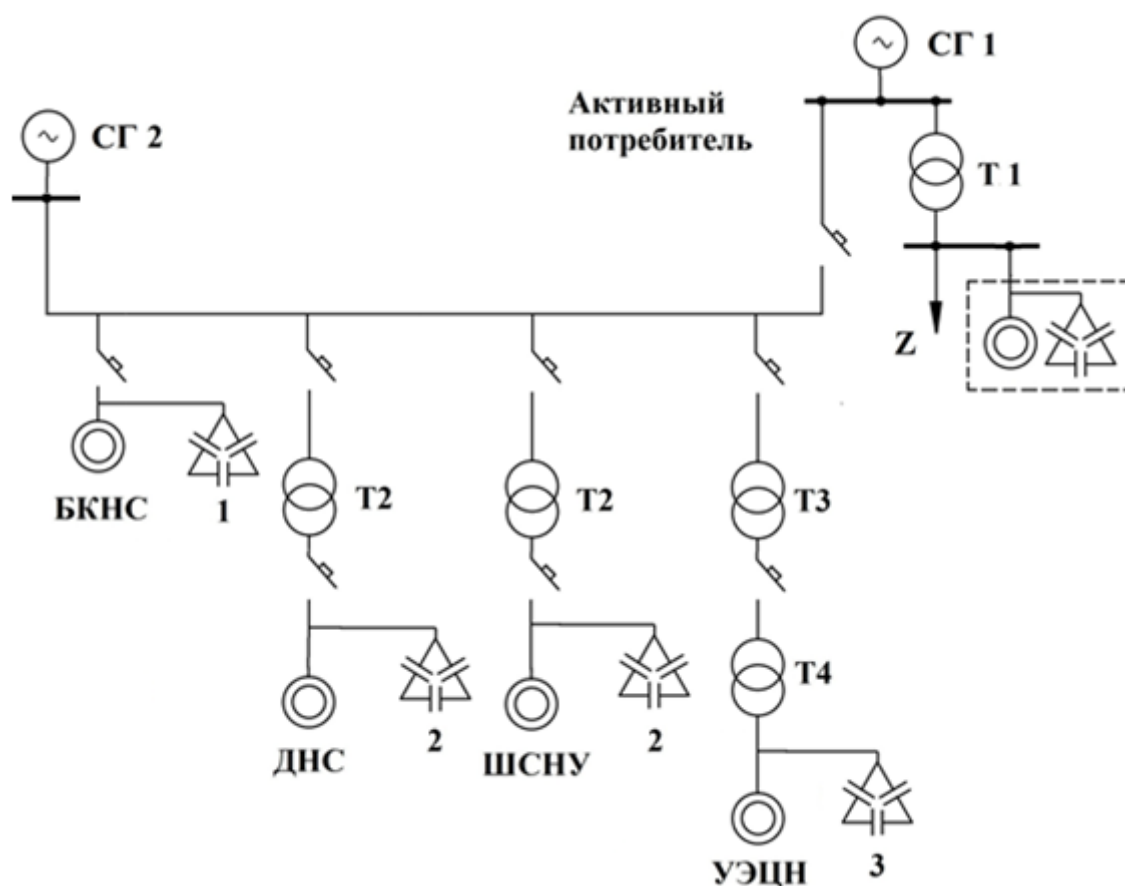


Рисунок 2.14 – Принципиальная схема ДЭТС с РГ нефтегазоперерабатывающего предприятия: СГ1, СГ2 – синхронные генераторы; Т1, Т2, Т3 – силовые трансформаторы 6/0,4; Т4 – силовой трансформатор 0,4/2; 1-3 – установки поперечной емкостной компенсации

Схема электросистемы отходящей линии предусматривает возможность включения на параллельную работу электросистемы активного потребителя.

В программном пакете MatLab разработана соответствующая s-модель децентрализованной системы электроснабжения промышленного предприятия [78]. Внешний вид компьютерной модели показан на рисунке 2.15

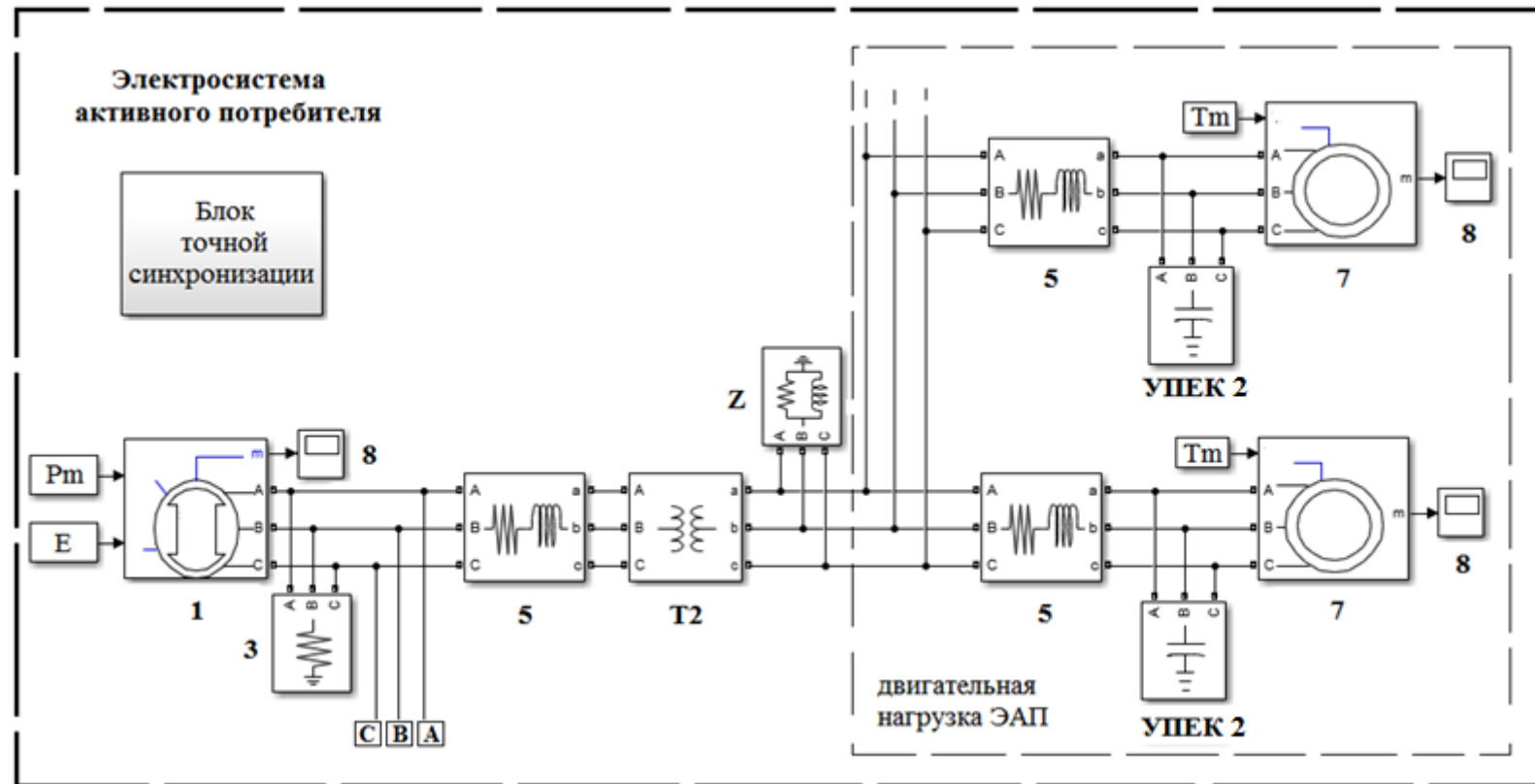
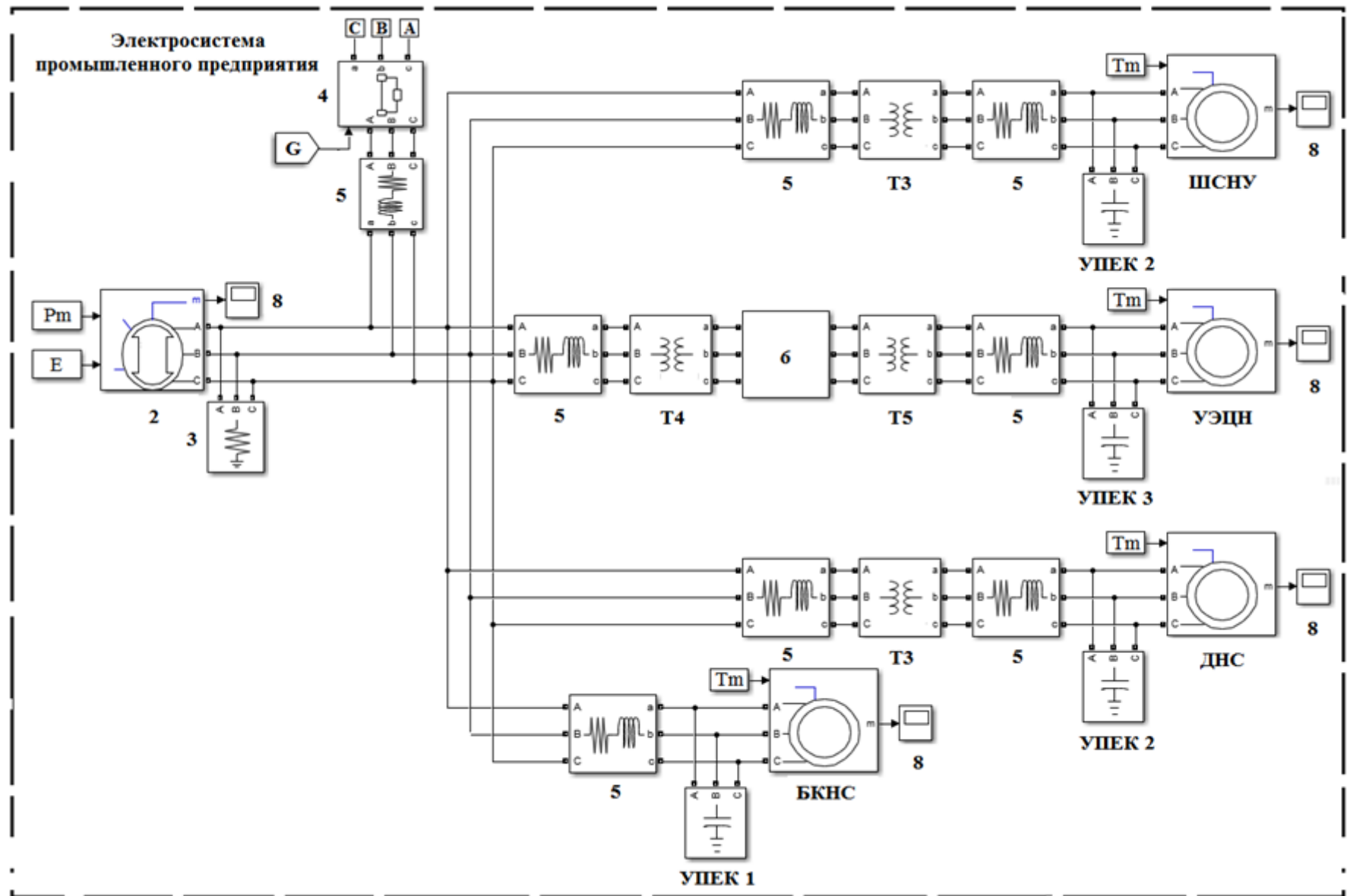


Рисунок 2.15 – Структурная схема s-модели: 1, 2 – синхронные генераторы; 3 – активная нагрузка (собственные нужды генератора); 4 – управляемый выключатель; 5 – линия электропередачи; 6 – низковольтный преобразователь частоты; 7 – асинхронный двигатель ВАО-72-2; 8 – осциллограф; T1 – T5 – силовые трансформаторы; УПЕК 1 – УПЕК 3 – установки поперечной емкостной компенсации



Окончание рисунка 2.15

В качестве генерирующих установок ДЭС выбраны синхронные генераторы (блоки 1,2 Synchronous Machine), параметры которых представлены в таблице 2.6 и соответствуют [62, 65,79].

Таблица 2.6 – Параметры синхронных генераторов компьютерной модели

Параметры s-модели	Генератор 1	Генератор 2
Номинальная мощность, кВА	787,5	3125
Номинальное напряжение, кВ	6,3	6,3
Номинальная частота, Гц	50	50
Момент инерции, кг·м ²	400	390
Инерционная постоянная, с	0,368	6,159
Демпфирующий коэффициент	8,33	32,75
Активное сопротивление статора, Ом	0,186	0,0318
Индуктивность, Гн	0,202	0,0578
Механическая мощность, кВт	651,98	1000,8
Амплитуда ЭДС, В	6613,6	6932,6

Значения механической мощности первичного двигателя P_m и амплитуды ЭДС E найдены при помощи опции блока Powergui Machine Initialization. Нагрузка отходящей линии представлена асинхронными двигателями (АД) блочной кустовой и дожимной насосных станций (БКНС и ДНС), штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ) и установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН). Расчет параметров АД, используемых при моделировании, приведен в таблице 2.7 [80].

Таблица 2.7 – Значения параметров асинхронного двигателя для блока
Asynchronous Machine SI Units

Параметр	Ед. изм.	Значение		
		БКНС (BA04-450)	ДНС, ПСНУ (BA02-72-2)	УЭПН (ПЭД90-123)
Номинальная полная мощность, P_n	ВА	460000	36000	125000
Номинальное линейное напряжение, V_n	В	6000	380	1950
Номинальная частота, f_n	Гц	50	50	50
Активное сопротивление статора, R_s	Ом	1,95	0,21	2,47
Приведенная индуктивность рассеяния статора, LI_s	Гн	0,01	0,00045	0,0034
Приведенное активное сопротивление ротора, R_r	Ом	0,83	0,09	1,17
Приведенная индуктивность рассеяния ротора, LI_r	Гн	0,01	0,00045	0,0034
Индуктивность контура намагничивания, L_m	Гн	0,47	0,03	0,18
Момент инерции ротора, J	кг·м ²	10	0,3	0,88
Коэффициент трения ротора, F	Н·м· с	0,06	0,03	0,04
Число пар полюсов, p	-	2	2	1

С целью увеличения коэффициента мощности АД в модели используются индивидуальные и централизованные установки поперечной компенсации (УПЕК) 1 – 4. Расчет величины реактивной мощности УПЕК выполнен исходя из значений действующих (0,79 – 0,86) и заданных коэффициентов мощности (0,9 – 0,95) согласно [81]. Так как в среднем длина кабеля погружного электродвигателя составляет 2-3 км и в отходящей линии используется радиальная схема питающей сети, для увеличения уровня напряжения на клеммах центробежного насоса применена установка внутрискважинной компенсации реактивной мощности 4

[82]. Мощности конденсаторных установок модели отходящей линии приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Значения параметров конденсаторной установки для блока Three-Phase Series RLC Load

Порядковый номер конденсаторной установки	1	2	3
	БКНС	ДНС, ШСНУ	УЭЦН
Коррекция $\cos\varphi$	0,86→0,9	0,79→0,95	0,84→0,9
Мощность КУ, кВар	50	10	15

Большинство асинхронных двигателей отходящей линии подключено к шинам СГ 2 через понижающие трансформаторы ТЗ 6/0,4 и Т4 6/0,4. Для управления погружным двигателем УЭЦН используется низковольтный преобразователь частоты (НПЧ), представленный в модели блоками Universal Bridge и PWM Generator. Поэтому наземное электрооборудование УЭЦН включает понижающий трансформатор Т4 6/0,4 и повышающий трансформатор Т5 0,4/2. Используемые при моделировании параметры силовых трансформаторов рассчитаны согласно [83] (таблица 2.9).

Таблица 2.9 – Значения параметров трансформатора для блока Three-Phase Transformer

Параметр	Ед. изм.	Значение			
		ТМ-1000	(ТМГ-40) Т2	(ТМ-160) Т3	(ТМШН-100) Т4
Номинальная полная мощность, P _n	кВ А	1000	40	160	100
Номинальная частота, f _n	Гц	50	50	50	50
Номинальное линейное напряжение первичной обмотки, V1 Ph-Ph	кВ	6	6	6	0,4
Номинальное линейное напряжение вторичной обмотки, V2 Ph-Ph	кВ	0,4	0,4	0,4	2
Активное сопротивление первичной и вторичной обмоток, R1 и R2	о.е.	0,006	0,012	0,008	0,01
Индуктивное сопротивление первичной и вторичной обмоток, L1 и L2	о.е.	0,022	0,019	0,02	0,026
Активное сопротивление ветви намагничивания, R _m	о.е.	200	2,6	7,79	14,79
Индуктивное сопротивление ветви намагничивания, L _m	о.е.	267	19,83	52,05	69,88

Питающая и распределительные сети ДЭТС с РГ выполнены воздушными и кабельными линиями электропередач (ЛЭП). Так как уровень напряжения не превышает 6 кВ, кабельные линии в модели представлены в виде активного сопротивления, воздушные – в виде активно-индуктивного сопротивления [84]. Марка, длина используемых при расчете проводов и кабелей, параметры схем замещения при моделировании приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Значения параметров линии электропередач для блока Three-Phase Series RLC Branch

Активный потребитель	БКНС	ДНС, ШСНУ		УЭЦН	
ВЛ 6 кВ	ВЛ 6 кВ	ВЛ 6 кВ	ВЛ 0,4 кВ	ВЛ 6 кВ	КЛ 2 кВ
СИП-3 1х35 $r_0 = 0,868$ $x_0 = 0,37$ $L = 1$	СИП-3 1х16 $r_0 = 1,91$ $x_0 = 0,39$ $L = 0,5$	СИП-3 1х16 $r_0 = 1,91$ $x_0 = 0,39$ $L = 1$	СИП-2 3х16 $r_0 = 1,91$ $x_0 = 0,39$ $L = 1,5$	СИП-3 1х16 $r_0 = 1,91$ $x_0 = 0,39$ $L = 2$	КПБП 3х16 $r_0 = 1,15$ $L = 3$

Здесь: ВЛ – воздушная ЛЭП, КЛ – кабельная ЛЭП, r_0 и x_0 – удельное активное и реактивное сопротивления ЛЭП (Ом/км), L – длина ЛЭП (км).

Электросистема активного потребителя состоит из неявнополюсного синхронного генератора СГ, понижающего трансформатора Т1 и нагрузки (рисунок 2.12).

Двигательная нагрузка составляет 60 % от общей нагрузки активного потребителя и представлена в модели асинхронными двигателями ВАО2-72-2 (таблица 2.6) суммарной мощностью 600 кВА. Для повышения коэффициента мощности двигателей использована индивидуальная компенсация реактивной мощности (таблица 2.7). Статическая часть нагрузки задана комплексным сопротивлением.

Таким образом, для моделирования ДЭТС с РГ промышленного предприятия выбрана двухмашинная система. Выполнена детализация нагрузки и основных элементов ДЭТС с РГ, выполнен расчет значений параметров их схем замещения. На основании результатов расчета в программном пакете SymPowerSystems (MatLab) разработана компьютерная модель ДЭТС с РГ промышленного предприятия.

2.2.2 Результаты моделирования установившегося режима работы

Результаты моделирования установившегося режима работы ДЭТС с РГ представлены в виде схемы распределения потоков мощности (рисунок 2.16).

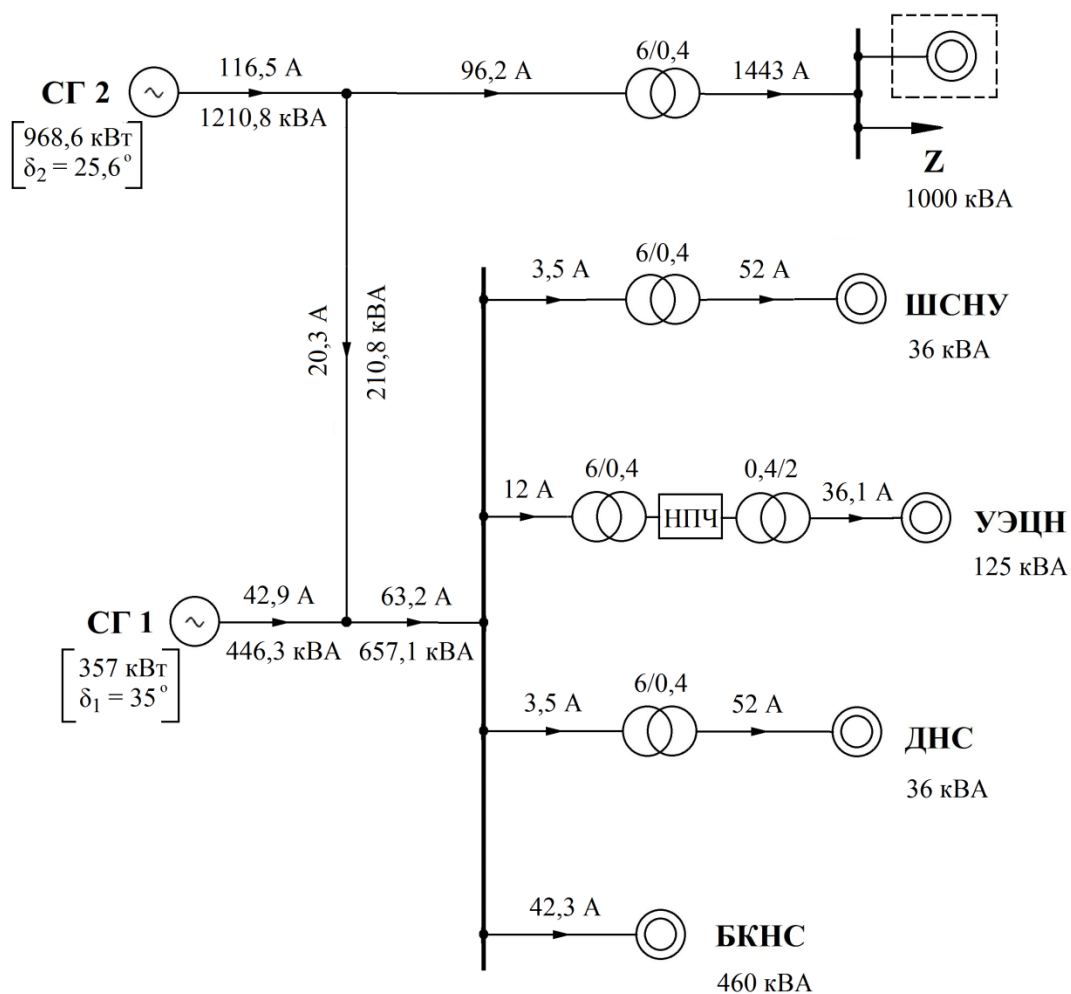


Рисунок 2.16 – Схема распределения потоков мощности в ДЭТС с РГ промышленного предприятия и активного потребителя: СГ1, СГ2 – синхронные генераторы промышленного предприятия и активного потребителя; Z – статическая часть нагрузки ЭАП; ШСНУ – штанговая скважинная насосная установка; установка электроприводного центробежного насоса; ДНС – дожимная насосная станция; БКНС – блочная кустовая насосная станция

На схеме приведено распределение потоков мощности в двухмашинной ЭТС, показаны значения токов в фазных проводниках, мощность нагрузки ЭАП и ЭТС нефтегазодобывающего предприятия. В квадратных скобках указаны значения активной мощности и углы нагрузки синхронных генераторов, соответствующих установившемуся режиму работы. По межсистемной связи активным потребителем передается мощность, покрывающая часть нагрузки промышленного предприятия.

Также при помощи имитационной модели выполнен анализ гармонических искажений напряжения и тока в точке присоединения нагрузки УЭЦН (рисунок 2.16, трансформатор Т4 со стороны высокого напряжения), получены осциллограммы напряжения и тока, спектры гармоник (рисунок 2.17, рисунок 2.18).

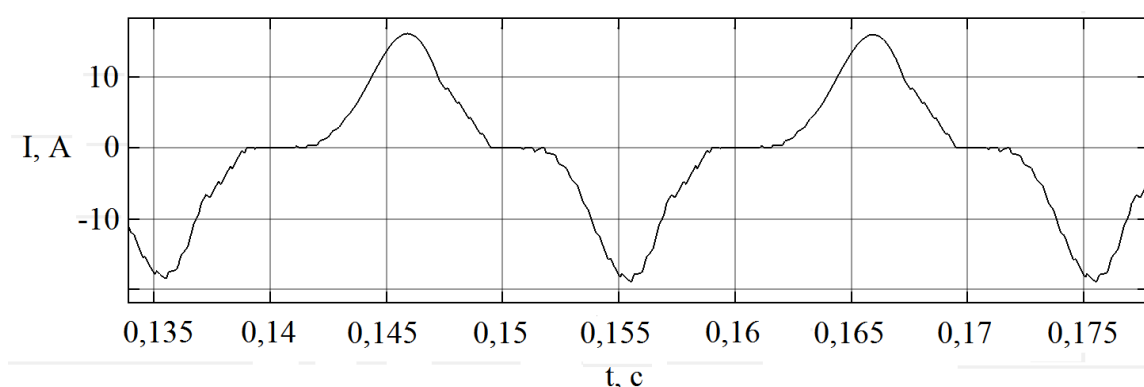


Рисунок 2.17 – Осциллограмма тока на фазном проводе трансформатора 6/0,4 со стороны ВН (линия питания УЭЦН)

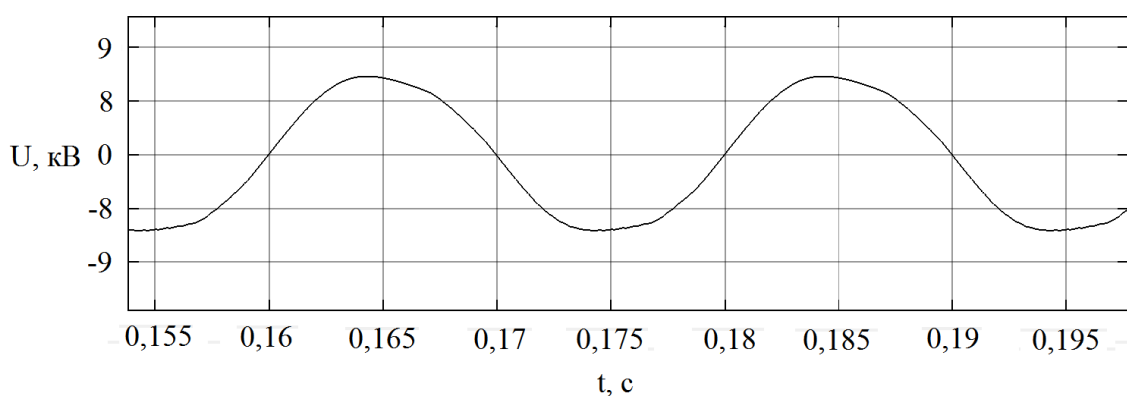


Рисунок 2.18 – Осциллограмма напряжения на шинах трансформатора 6/0,4 со стороны ВН (линия питания УЭЦН)

Из осциллограмм следует, что в системе присутствуют гармонические искажения синусоидальной формы кривой тока и напряжения. Причиной гармонических искажений является нелинейная нагрузка, в частности, частотно регулируемый электропривод УЭЦН.

При помощи Фурье анализа осциллограмм напряжения и тока получены коэффициенты искажения синусоидальности кривых и спектры гармоник. Коэффициенты искажения синусоидальности кривой по напряжению и по току составляют соответственно 7,34 % и 44,33 %.

Спектр гармонических составляющих тока представлен следующими гармониками: 2 (1,2 %), 3 (41,21 %), 4 (0,17 %), 5 (5,89 %), 7 (2,82 %), 9 (1,94 %), 11 (1,41 %), 13 (0,6 %) порядков.

Спектр гармонических составляющих напряжения представлен следующими гармониками: 2 (0,23 %), 3 (4,44 %), 4 (0,03 %), 5 (0,34 %), 7 (0,52 %), 9 (0,29 %), 11 (0,08 %), 13 (0,06 %) порядков.

Результаты моделирования согласуются с экспериментальными результатами, полученными при контроле гармонических искажений напряжения и тока на действующем месторождении, а также теоретическими исследованиями. Присутствие в спектрах неканонических четных гармоник объясняется возможностью возникновения резонансных явлений между индуктивной

нагрузкой насосных установок и установками поперечной емкостной компенсации [85,86].

Таким образом, разработанная компьютерная модель двухмашинной ДЭТС с РГ промышленного предприятия позволяет рассчитать значение и распределение потоков мощности, комплексы тока и напряжения, частоту в любой точке электросистемы, угол нагрузки генераторов в зависимости от заданной мощности первичных двигателей и ЭДС. Также при помощи компьютерной модели можно оценивать гармонические искажения напряжения и тока (спектры гармоник и коэффициенты искажения синусоидальности кривых).

Результаты моделирования следующие:

1. Параметры режима:

Заданным активным мощностям синхронных генераторов 968,6 кВт и 357 кВт соответствуют углы нагрузки $25,6^\circ$ и 35° , полные мощности генерации 1210,8 кВА и 446,3 кВА; переток мощности по межсистемной связи (обменная мощность) составляет 210,8 кВА и потребляется нагрузкой промышленного предприятия; фазный ток в фидере промышленного предприятия равен 63,2 А; фазный ток питающих линий электрооборудования промышленного предприятия составляет для: ШСНУ 52 А; УЭЦН 36,1 А; ДНС 3,5 А (6 кВ), 52 А (0,4 кВ); БКНС 42,3 А; в электросистеме активного потребителя фазный ток питающей линии со стороны высокого напряжения равен 96,2 А, со стороны низкого напряжения равен 1443 А;

2. Гармонические искажения напряжения и тока в точке присоединения нагрузки УЭЦН со стороны 6 кВ:

Коэффициенты искажения синусоидальности кривой по напряжению и по току составляют соответственно 7,34 % и 44,33 %. Спектр гармонических составляющих тока представлен следующими гармониками: 2 (1,2 %) 3 (41,21 %), 4 (0,17 %), 5 (5,89 %), 7 (2,82 %), 9 (1,94 %), 11 (1,41 %), 13 (0,6 %) порядков. Спектр гармонических составляющих напряжения представлен следующими гармониками: 2 (0,23 %), 3 (4,44 %), 4 (0,03 %), 5 (0,34 %), 7 (0,52 %), 9 (0,29 %), 11 (0,08 %), 13 (0,06 %) порядков.

Модельные значения коэффициентов искажения синусоидальности кривых, спектры гармоник напряжения и тока соответствуют результатам измерений показателей качества электроэнергии, выполненным в действующих ЭТС жилых зданий и промышленного предприятия.

Выводы

1. Для моделирования ДЭТС с РГ жилых зданий и промышленного предприятия выбрана двухмашинная ЭТС. Выполнена детализация нагрузки и основных элементов электротехнической системы, выполнен расчет значений параметров их схем замещения. На основании результатов расчета в программном пакете SymPowerSystems (MatLab) разработаны компьютерные модели ДЭТС с РГ жилых зданий и промышленного предприятия.

2. Компьютерные модели ДЭТС с РГ позволяют рассчитать значение и распределение потоков мощности, комплексы тока и напряжения, частоту в любой точке электросистемы, угол нагрузки генераторов в зависимости от заданной мощности первичных двигателей и ЭДС. Также при помощи компьютерных моделей можно оценивать гармонические искажения напряжения и тока (спектры гармоник и коэффициенты искажения синусоидальности кривых).

3. Результаты моделирования ДЭТС с РГ жилых зданий следующие:

- параметры режима:

Заданным активным мощностям синхронных генераторов, 36,5 кВт и 91,3 кВт, соответствуют углы нагрузки $29,7^\circ$ и $31,7^\circ$, полные мощности генерации 45,7 кВА и 114,1 кВА; переток мощности по межсистемной связи (обменная мощность) составляет 22,8 кВА и потребляется нагрузкой 9 жилых зданий; фазный ток в фидере 9 жилых зданий равен 98,9 А, в фидере 12 жилых зданий

равен 131,7 А; фазный ток в ответвлении на нагрузку 4 жилых зданий равен 26,3 А.

- гармонические искажения напряжения и тока в точке присоединения нагрузки 9 жилых зданий:

Коэффициенты искажения синусоидальности кривой по напряжению и по току составляют соответственно 8.88 % и 21.67 %. Спектр гармонических составляющих напряжения представлен в основном нечетными гармониками 3 (7.31 %), 5 (1.58 %), 7 (3.16 %), 9 (0.39 %), 11 (1.98 %), 13 (0.24 %) порядков. Спектр гармонических составляющих тока представлен в основном нечетными гармониками 3 (16.50 %), 5 (8.88 %), 7 (5.81 %), 9 (6.07 %), 11 (5.53 %), 13 (2.64 %) порядков.

Результаты моделирования гармонических искажений ДЭТС с РГ согласуются с экспериментальными результатами, полученными при контроле гармонических искажений напряжения и тока в действующей электротехнической системе 9 коттеджей.

4. Результаты моделирования ДЭТС с РГ промышленного предприятия следующие:

- параметры режима:

Заданным активным мощностям синхронных генераторов 968,6 кВт и 357 кВт соответствуют углы нагрузки $25,6^\circ$ и 35° , полные мощности генерации 1210,8 кВА и 446,3 кВА; переток мощности по межсистемной связи (обменная мощность) составляет 210,8 кВА и потребляется нагрузкой промышленного предприятия; фазный ток в фидере промышленного предприятия равен 63,2 А; фазный ток питающих линий электрооборудования промышленного предприятия составляет для: ШСНУ 52 А; УЭЦН 36,1 А; ДНС 3,5 А (6 кВ), 52 А (0,4 кВ); БКНС 42,3 А; в ЭАП фазный ток питающей линии со стороны высокого напряжения равен 96,2 А, со стороны низкого напряжения равен 1443 А;

- гармонические искажения напряжения и тока в точке присоединения нагрузки со стороны 6 кВ:

Коэффициенты искажения синусоидальности кривой по напряжению и по току составляют соответственно 7,34 % и 44,33 %. Спектр гармонических составляющих тока представлен следующими гармониками: 2 (1,2 %), 3 (41,21 %), 4 (0,17 %), 5 (5,89 %), 7 (2,82 %), 9 (1,94 %), 11 (1,41 %), 13 (0,6 %) порядков. Спектр гармонических составляющих напряжения представлен следующими гармониками: 2 (0,23 %), 3 (4,44 %), 4 (0,03 %), 5 (0,34 %), 7 (0,52 %), 9 (0,29 %), 11 (0,08 %), 13 (0,06 %) порядков.

Значения коэффициентов искажения синусоидальности кривых, спектры гармоник напряжения и тока модели ДЭТС с РГ промышленного предприятия соответствуют результатам измерений показателей качества электроэнергии, выполненным в действующей электротехнической системе нефтегазодобывающего предприятия.

Глава 3. АНАЛИЗ ОТКЛОНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ ОТ НОМИНАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

3.1 Баланс мощности в электротехнических системах с распределенной генерацией

Отклонения напряжения и частоты определяются в ДЭТС с РГ балансом активной и реактивной мощности.

Баланс активной мощности в системе можно представить следующим равенством [57]:

$$\sum P_{\text{и}} = \sum P_{\text{н}} + \sum P_{\text{п}}, \quad (3.1)$$

где $\sum P_{\text{и}}$ - генерируемая источниками активная мощность, $\sum P_{\text{н}}$ - потребляемая нагрузкой активная мощность, $\sum P_{\text{п}}$ - суммарные потери активной мощности.

При этом балансу активной мощности в любой момент времени будут соответствовать конкретные значения напряжения и частоты в узлах электросистемы. При возникновении возмущений, вызванных изменением слагаемых в выражении (3.1) в системе возникают взаимосвязанные отклонения частоты и напряжения [57]:

$$\Delta P_{\text{и}} = \frac{\partial \sum P_{\text{н}}}{\partial f} \cdot \Delta f + \frac{\partial \sum P_{\text{п}}}{\partial U} \cdot \Delta U, \quad (3.2)$$

где $\Delta P_{\text{и}}$ – изменение генерируемой активной мощности, $\sum P_{\text{н}}$ – активная мощность нагрузки, Δf – отклонение частоты сетевого напряжения и тока, $\sum P_{\text{п}}$ – потери активной мощности на элементах электросистемы, ΔU – отклонение напряжения.

Тогда согласно выражению (3.2) уменьшение или увеличение генерируемой активной мощности ΔP_H будет приводить соответственно к повышению или понижению частоты и напряжения во всех узлах электросистемы.

Увеличение или уменьшение величины активной мощности в источниках на основе электронной генерации осуществляется за счет регулируемой балластной нагрузки, использования высокочастотных аккумуляторных батарей. При синхронной генерации объемы выдаваемой генератором во внешнюю сеть мощности задаются регулированием количества рабочего тела в газотурбинных установках при помощи автоматических регуляторов частоты вращения (АРЧВ).

Баланс реактивной мощности в системе электроснабжения соответствует следующему выражению [57]:

$$\sum Q_{CG} + \sum Q_{КУ} + \sum Q_{ИРМ} = \sum Q_{АД} + \sum Q_{ТР} + \sum Q_{ПРМ}, \quad (3.3)$$

где $\sum Q_{CG}$ - реактивная мощность синхронных генераторов, $\sum Q_{КУ}$ - реактивная мощность компенсирующих устройств (синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов), $\sum Q_{ИРМ}$ - прочие источники реактивной мощности (линии электропередач др.), $\sum Q_{АД}$ - реактивная мощность, потребляемая асинхронными двигателями, $\sum Q_{ТР}$ - реактивная мощность, потребляемая трансформаторами, $\sum Q_{ПРМ}$ - прочие потребители реактивной мощности (реакторы и др.). При возникновении возмущений, вызванных изменением слагаемых в выражении (3.3) значение напряжения в узлах системы может уменьшаться (дефицит реактивной мощности) или увеличиваться (избыток реактивной мощности)

Для поддержания величины напряжения в узлах электросистемы в допустимых пределах применяются конденсаторные установки контакторного или тиристорного типа, а также синхронные компенсаторы. В случае синхронной генерации уровень напряжения может корректироваться при помощи автоматических регуляторов возбуждения.

3.2 Хаотические колебания напряжения и частоты

Жилые здания и промышленные предприятия, как правило, имеют в своем составе нелинейную нагрузку, например, импульсные вторичные источники питания бытовых электроприборов, мощные тиристорные преобразователи промышленных электроустановок [87,89]. При нелинейности существует возможность возникновения в ДЭТС с РГ колебаний хаотического характера [90,91]. Условиями возникновения хаотических колебаний является размерность фазового пространства системы большая трех и экспоненциальная неустойчивость траектории, возникающая при некоторых значениях параметров [92,93].

В условиях развитых информационных коммуникаций РГ предполагает возможность интеграции источников питания в систему «умный город» [94]. Объединение источников в общую сеть эффективно с ценологической точки зрения в виду изменяющегося характера нагрузки и вероятности ремонтно-профилактических работ систем и аварийных режимов работы [95]. Объединенные источники питания и нагрузка нелинейного характера образуют многопараметрическую нелинейную электрическую цепь с размерностью фазового пространства большей трех. Такая цепь содержит широкие области параметров, в которых возможно возникновение хаотических колебаний [96].

Хаотические колебания в ДЭТС с РГ представляют собой непредсказуемое изменение режимных параметров, которое приводит к порче электрооборудования, ускоренному старению изоляции проводов питающих и распределительных линий, появлению дополнительных потерь при передаче и трансформации энергии. В связи с этим вопрос возникновения хаотических колебаний в ДЭТС с РГ является актуальным.

Хаотические колебания являются одним из установившихся режимов работы ДЭТС с РГ. Рассмотрим виды установившихся режимов работы ДЭТС с

РГ и покажем возможность возникновения хаотического режима функционирования и его подавления.

Режимы работы ДЭТС с РГ можно разделить на установившиеся и переходные процессы. В классическом понимании любой переходный процесс электротехнической системы должен закончиться установившимися периодическими колебаниями или положением равновесия. Однако в виду наличия нелинейных элементов системы, таких как мостовые выпрямители, инверторные преобразователи, ДЭТС с РГ является нелинейной электрической цепью (НЭЦ). Согласно современной теории и методов анализа колебательных НЭЦ, в ДЭТС с РГ возможны следующие установившиеся режимы работы: положение равновесия, периодические колебания, квазипериодические и хаотические колебания.

Положение равновесия наступает ДЭТС с РГ при аварийном или плановом прерывании электроснабжения потребителей (рисунок 3.1).

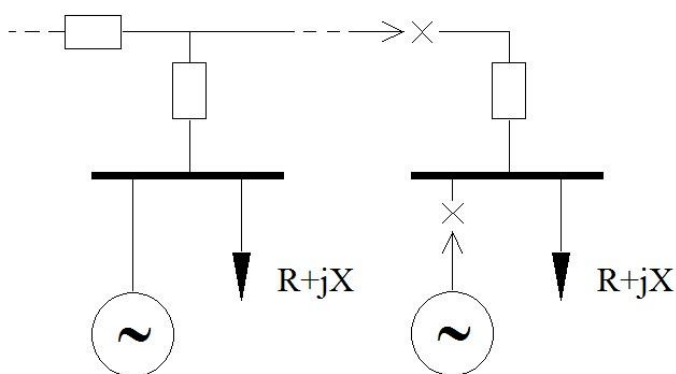


Рисунок 3.1 – Прерывание электроснабжения одного из потребителей в ДЭТС с РГ

При прерывании электроснабжения в системе возникает переходный процесс из-за наличия реактивных элементов электрической цепи. В зависимости от соотношения активной и реактивной составляющих переходный процесс протекает в виде затухающих гармонических колебаний (3.4) или величины токов и напряжений затухают экспоненциально (3.5) и (3.6).

$$I(t) = I_0 \cdot e^{-\beta \cdot t} \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi_0), \quad (3.4)$$

где I_0 – начальное значение тока, β – коэффициент затухания, ω – угловая частота, φ_0 – угол смещения фазы.

$$i(t) = A \cdot e^{-\beta_1 \cdot t} + B \cdot e^{-\beta_2 \cdot t}, \quad (3.5)$$

$$\beta_{1,2} = \beta \pm \sqrt{\beta^2 - \frac{1}{L \cdot C}}, \quad (3.6)$$

где A, B – константы, L – индуктивность, C – емкость.

На рисунке 3.2 приведены соответствующие графики переходных процессов для тока нагрузки ДЭТС с РГ.

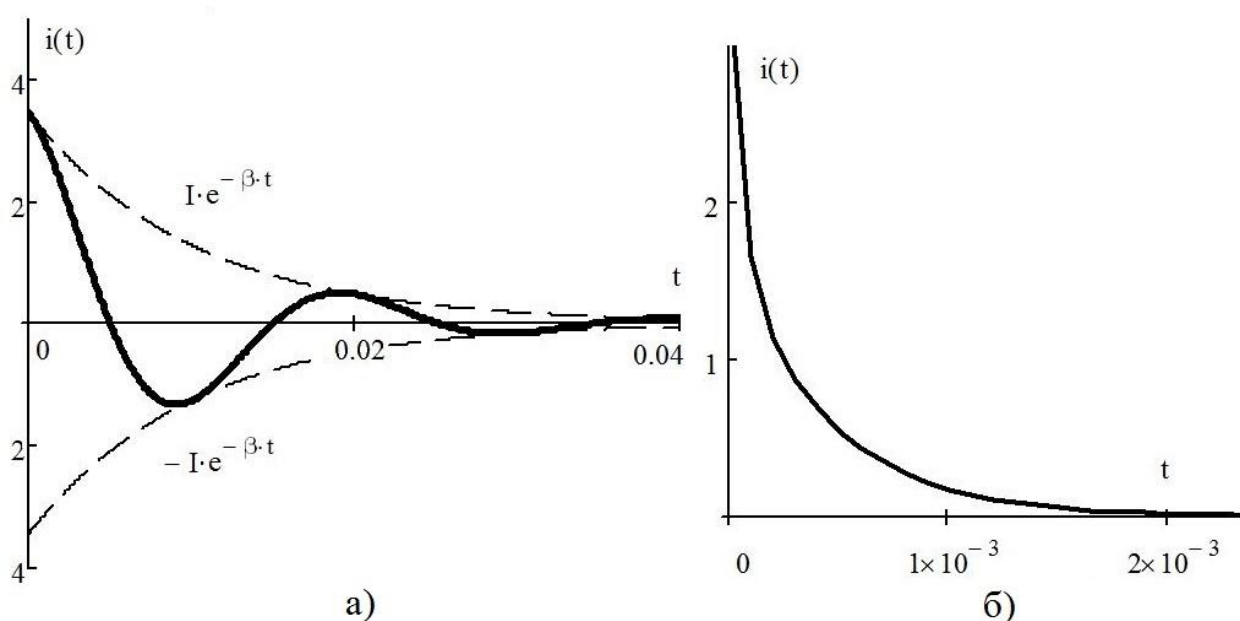


Рисунок 3.2 – Переходный процесс при прерывании электроснабжения:

а) затухающие гармонические колебания;

б) затухание по экспоненте

Периодические синусоидальные колебания напряжения и тока являются номинальным режимом работы ДЭТС с РГ (рисунок 3.3).

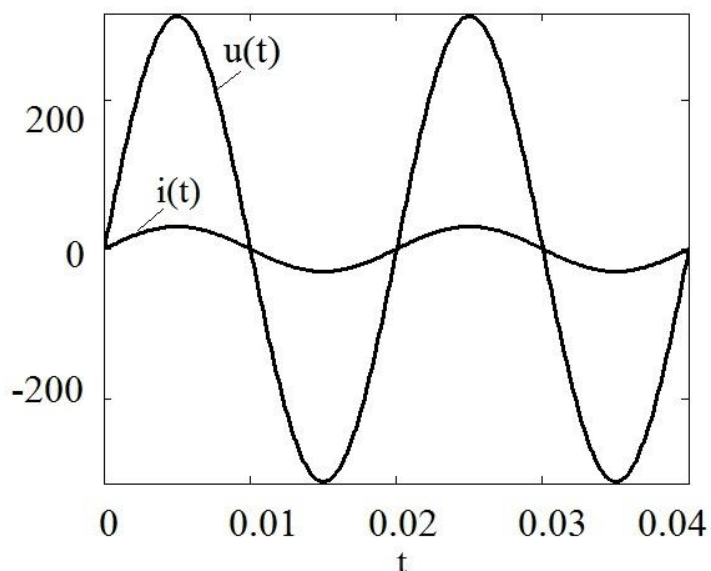


Рисунок 3.3 – Периодические колебания напряжения и тока в ДЭТС с РГ (активная нагрузка)

Частота периодических колебаний и напряжение задается источником питания и определяются балансом потребляемой и генерируемой мощности (3.1, 3.3).

При увеличении (уменьшении) генерируемой мощности частота колебаний и напряжение во всех узлах сети увеличивается (уменьшается). При увеличении (уменьшении) величины потребления активной мощности частота колебаний и напряжение уменьшается (увеличивается).

Рассмотрим возможность возникновения квазипериодических и хаотических режимов работы ДЭТС с РГ, отключенной от внешней сети с РГ (отсутствует необходимость выдачи энергии во внешнюю сеть). При этом размерность динамической модели ДЭТС окажется минимальной и область значений параметров, при которых возможны квазипериодические и хаотические колебания будет максимально сужена. Поэтому возникновение квазипериодического и хаотического режимов работы при данных условиях подтвердит возможность их появления в динамических системах большей размерности (если источники питания и потребители объединены в общую сеть).

На рисунке 3.4 приведена схема замещения отключенной от общей сети распределенной генерации ДЭТС.

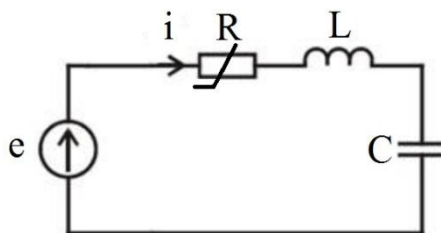


Рисунок 3.4 – Схема замещения ДЭТС

Нагрузка представлена последовательно соединенными емкостью C , индуктивностью L и резистором R .

Как правило, нагрузка содержит нелинейные элементы. Пусть резистор R имеет нелинейную вольт-амперную характеристику:

$$u_R = R \cdot (i^3 + i), \quad (3.7)$$

где u_R – падение напряжения на резисторе, i – ток в резисторе, R – коэффициент.

Для оценки режима работы ДЭТС найдем зависимость напряжения на емкости C от времени. Составим по второму закону Кирхгофа уравнение для контура источник питания - нагрузка:

$$u_R + u_L + u_C = e, \quad (3.8)$$

где u_R , u_L , u_C – соответственно падение напряжения на резисторе, индуктивности и емкости, e - синусоидальная ЭДС.

Выразим слагаемые в левой части выражения (3.8) через u_C , используя (3.7) и выражения $i = C \cdot \frac{du_C}{dt}$, $u_L = L \cdot \frac{di}{dt}$:

$$C \cdot L \cdot \frac{d^2 u_C}{dt^2} + R \cdot C \cdot \left(C^2 \cdot \left(\frac{du_C}{dt} \right)^3 + \frac{du_C}{dt} \right) + u_C = E \cdot \sin(\omega \cdot t) \quad (3.9)$$

Введем в дифференциальное уравнение (3.9) коэффициенты A_1, A_2, A_3, A_4, A_5 для удобства отображения набора параметров, соответствующих рассматриваемому режиму работы системы:

$$A_1 \cdot \frac{d^2 u_C}{dt^2} + A_2 \cdot \left(A_3 \cdot \left(\frac{du_C}{dt} \right)^3 + \frac{du_C}{dt} \right) + u_C = A_4 \cdot \sin(A_5 t) \quad (3.10)$$

Для численного решения дифференциального уравнения будем использовать метод Рунге-Кутты 4-го порядка.

При наборе параметров $[5 \cdot 10^{-6}; 5 \cdot 10^{-3}; 2,5 \cdot 10^{-9}; 220\sqrt{2}; 3]$ возникают квазипериодические колебания, а именно, режим периодической амплитудной модуляции напряжения на емкости в виде биений (рисунок 3.5).

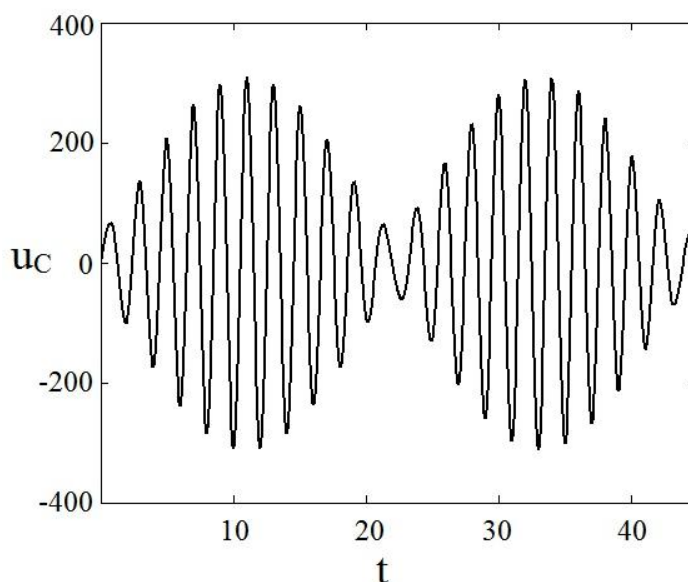


Рисунок 3.5 – Квазипериодические колебания напряжения на емкости

При значениях параметров $[5 \cdot 10^{-4}; 5 \cdot 10^{-3}; 2,5 \cdot 10^{-9}; 220\sqrt{2}; 314,2]$ в системе возникают колебания случайного характера (рисунок 3.6).

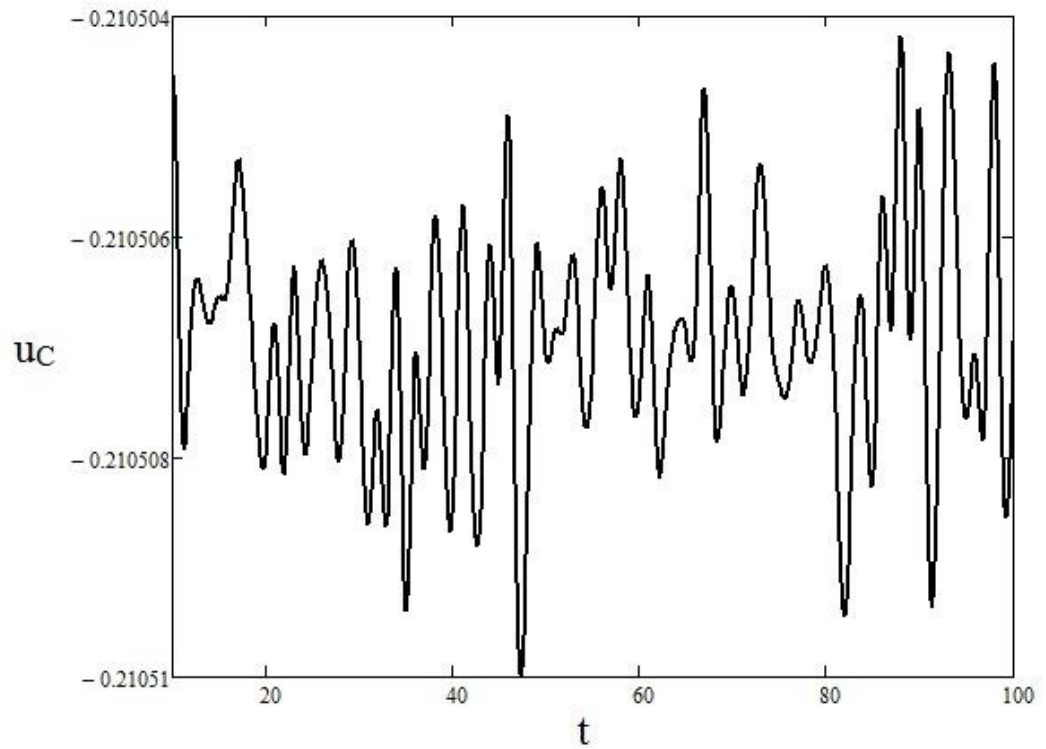


Рисунок 3.6 – Хаотические колебания напряжения на емкости

Высокая чувствительность решений дифференциального уравнения (6) к изменению начальных условий указывает на хаотический режим работы ДЭТС.

При наборе параметров $[5 \cdot 10^{-5}; 5 \cdot 10^{-3}; 2,5 \cdot 10^{-9}; 220\sqrt{2}; 314.2]$ хаотические колебания теряют устойчивость (рисунок 3.7).

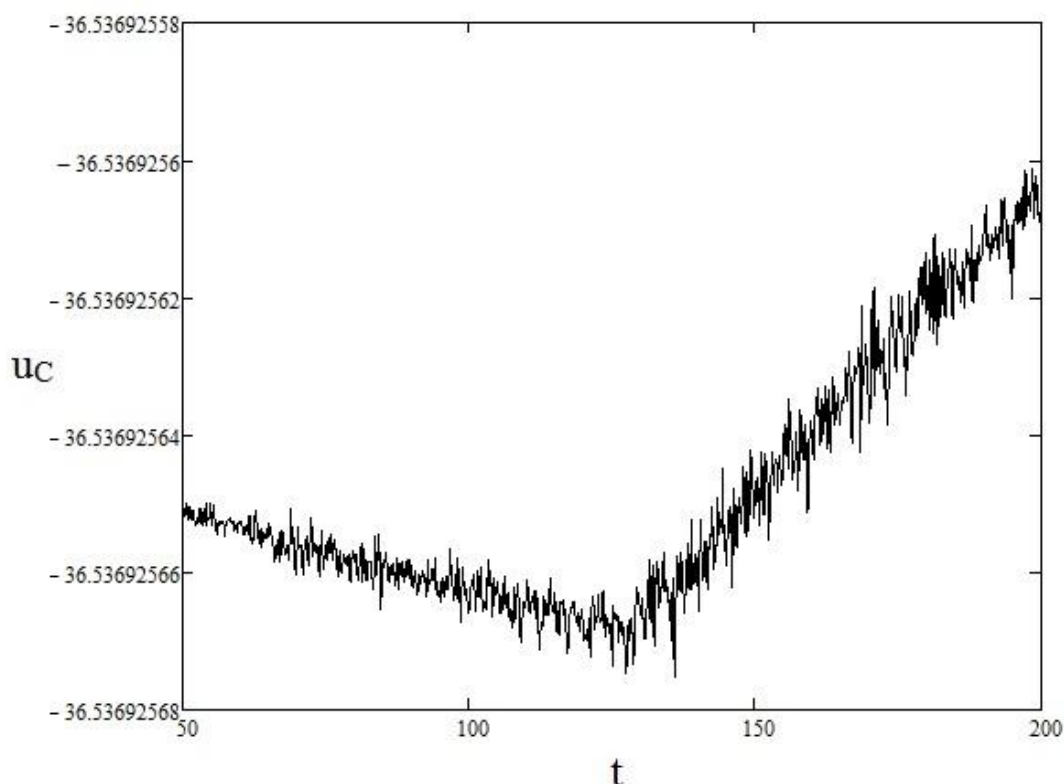


Рисунок 3.7 – Потеря устойчивости хаотического режима работы ДЭТС

В теории хаотических режимов детерминированных нелинейных цепей хаос – один из видов установившегося состояния электротехнической системы. Динамическая модель ДЭТС при хаотическом режиме работы обладает непредсказуемой траекторией решения и экспоненциальной зависимостью от точности задания начальных условий. В фазовом пространстве хаотические траектории решения группируются в области (подпространства), называемые хаотическими аттракторами. Локализация траекторий объясняется диссипацией энергии на элементах электротехнической системы и присутствием нелинейности [97].

Хаотический режим работы возникает при определенных значениях бифуркационных параметров при условии, что траектория системы экспоненциально неустойчива [98]. В рассмотренных выше хаотических колебаниях бифуркационным параметром оказался коэффициент A_1 , а

неустойчивость режима работы системы заключалась в наличии нелинейного сопротивления и определенном сочетании значений R, L, C .

Для предотвращения возникновения хаотических колебаний необходима их идентификация, а затем, стабилизация. Идентификацию хаотических колебаний можно выполнить через характеристические показатели Ляпунова (наличие хотя бы одного положительного показателя), построением фазового портрета траекторий движения системы (хаотические аттракторы), построением спектров частот (спектр частот хаотических колебаний непрерывный ниже частоты внешнего воздействия).

Устранение хаотических колебаний в ДЭТС с РГ осуществляется воздействием на параметры системы. Например, стабилизация хаотических колебаний может быть выполнена воздействием на режимы работы отдельных источников питания системы [99]. При этом стабилизирующее воздействие определяется по критерию устойчивости Рауса-Гурвица.

Динамическая модель, описываемая дифференциальным уравнением (3.10), переходит от хаотических колебаний к периодическим (рисунок 3.8) при значениях параметров $[5 \cdot 10^{-6}; 5 \cdot 10^{-3}; 2,5 \cdot 10^{-9}; 220\sqrt{2}; 314,2]$.

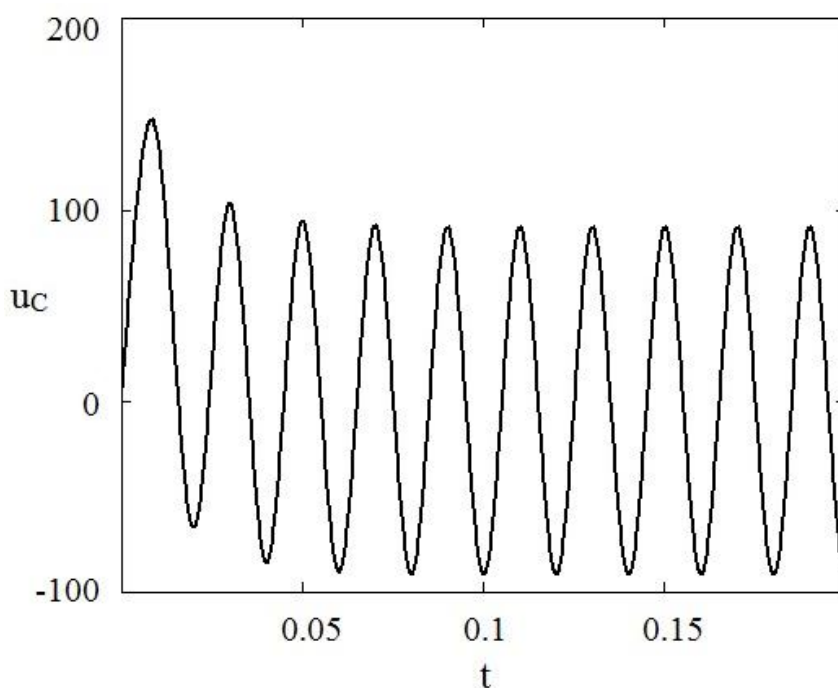


Рисунок 3.8 – Периодические колебания напряжения на емкости

Таким образом, показана возможность возникновения хаотических колебаний в ДЭС с РГ. Для этого были рассмотрены основные виды установившихся режимов работы ДЭС: положение равновесия, периодические колебания, квазипериодические и хаотические колебания.

Положение равновесия наступает ДЭС при аварийном или плановом прерывании электроснабжения потребителей после окончания переходных процессов. В зависимости от соотношения активного и реактивного сопротивлений переходные процессы протекают по экспоненциальному или гармоническому закону.

Периодические колебания являются номинальным режимом работы электротехнической системы. При этом напряжение и частота в узлах системы определяются балансом мощностей.

Квазипериодические и хаотические колебания рассмотрены на примере системы электроснабжения потребителя, изолированной от общей сети распределенной генерации. Для системы составлена динамическая модель на основе второго закона Кирхгофа.

При значениях параметров модели $[5 \cdot 10^{-6}; 5 \cdot 10^{-3}; 2,5 \cdot 10^{-9}; 220\sqrt{2}; 3]$ траектория системы квазипериодическая (биения).

При наборе параметров $[5 \cdot 10^{-4}; 5 \cdot 10^{-3}; 2,5 \cdot 10^{-9}; 220\sqrt{2}; 314,2]$ возникают устойчивые хаотические колебания. Замечена потеря устойчивости хаотического режима при $[5 \cdot 10^{-5}; 5 \cdot 10^{-3}; 2,5 \cdot 10^{-9}; 220\sqrt{2}; 314,2]$.

Причина возникновения хаотического режима работы системы - принятие ее параметрами значений, называемых бифуркационными. Условие возникновения хаотического режима работы системы - экспоненциальная неустойчивость ее траектории.

Устранение хаотических колебаний в системе с распределенной генерацией осуществляется воздействием на ее параметры.

В рассмотренной ДЭС режим периодических колебаний достигнут при значениях параметров $[5 \cdot 10^{-6}; 5 \cdot 10^{-3}; 2,5 \cdot 10^{-9}; 220\sqrt{2}; 314,2]$.

3.3 Стабилизация значений напряжения и частоты, подавление хаотических колебаний в электротехнических системах с распределенной генерацией

3.3.1 Методика устранения отклонений напряжения и частоты, подавления хаотических колебаний

Методика устранения отклонений напряжения и частоты, подавления хаотических колебаний разработана для ДЭТС с РГ, состоящей из способных функционировать автономно ЭАП [100]. Контроль режимных параметров и управляющие воздействия осуществляются на уровне отдельной ЭАП и объединенной электросистемы. При этом ЭАП может быть подключена к общей сети с РГ (потребление или генерация) или находиться в «островном» режиме работы (рисунок 3.9). «Островной» режим работы ЭАП соответствует изолированной работе электросистемы активного потребителя с частичным или полным продолжением электроснабжения нагрузки [15, 17].

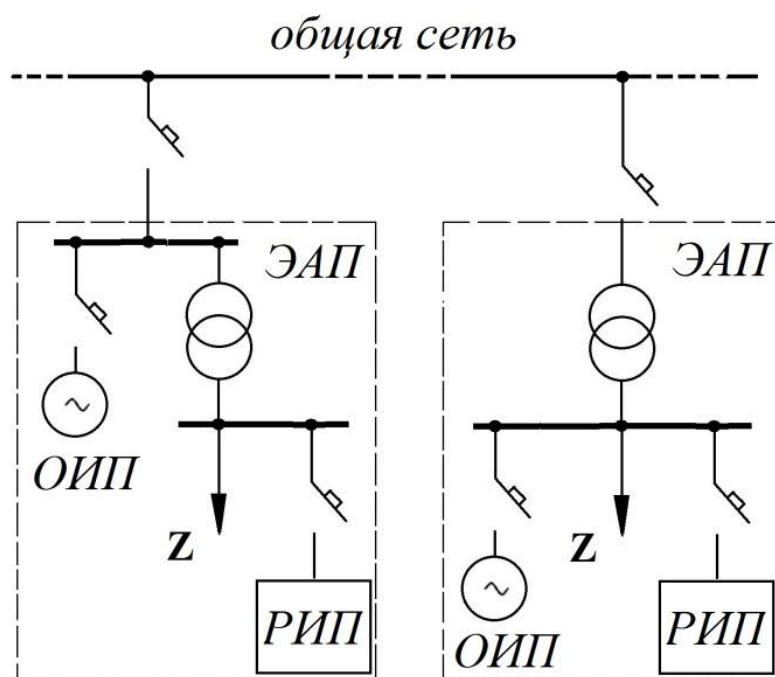


Рисунок 3.9 – Фрагмент структурной схемы ДЭС с РГ:

ЭАП – электросистема активного потребителя, ОИП – основной источник питания, РИП – резервный источник питания или энергохранилище

Контроль режимных параметров (U , f) и балансирование ДЭС с РГ следует выполнять в реальном масштабе времени при помощи интеллектуальной системы управления (ИСУ). В островном режиме работы ЭАП стабилизация f , U выполняется при помощи регуляторов напряжения и частоты. Причем настройки регуляторов напряжения и частоты задаются ИСУ. В случае сбоя ИСУ сохраняется возможность перехода регуляторов в автоматический режим.

При подключении (отключении) ЭАП к общей сети для поддержания номинальных значений сетевого напряжения и частоты ИСУ выполняет проверку баланса генерируемой и потребляемой активной мощности в общей сети.

В точках присоединения нагрузки активных потребителей осуществляется контроль и регулирование уровня напряжения при помощи коммутируемых компенсирующих устройств, управляемых ИСУ. В случае сбоя ИСУ сохраняется возможность перехода компенсирующих устройств в автоматический режим работы.

В качестве технологической основы ИСУ следует использовать ЭВМ с системой контроля и сбора данных типа SCADA. Связь между отдельными элементами системы и ЭВМ (коммуникационная система) организуется через оптоволокно или радиопередающие устройства с высоким уровнем информационной защиты. Контроль значений режимных параметров ЭАП можно выполнять посредством устройств синхронизированных векторных измерений (WAMS) или аналогичных измерительных систем. Реконфигурацию ДЭТС с РГ в процессе поддержания номинального режима работы согласно методике управления рекомендуется осуществлять посредством современных комплектных распределительных устройств – реклоузеров [101].

Методика управления ДЭТС с РГ при объединении ЭАП по шине переменного тока состоит из следующих операций [102, Приложение 1]:

1. Задание параметров эталонной синусоиды напряжения (U_m – амплитуда, $f_{ном}$ – номинальная частота);

2. Формирование массива значений эталонной синусоиды:

2.1. Вычисление периода эталонной синусоиды $T = \frac{1}{f_{ном}}$;

2.2. Разбиение периода T на n равных отрезков (n – целое число). Длина отрезка (шага) ΔT составляет $\frac{T}{n} = \frac{1}{f_{ном} \cdot n}$;

Согласно нормам качества электрической энергии предельно допустимое отклонение частоты составляет 0,4 % от номинального значения 50 Гц. Тогда предельно допустимое отклонение значения периода T составляет 1/6300 с. Поэтому в методике выбрано значение шага $\Delta T \geq \frac{2}{6300}$ с.

2.3. Вычисление значений эталонной синусоиды $U_{э}(t) = U_m \cdot \sin\left(2\pi \cdot f_{ном} \cdot t\right)$ на интервале $\left(\frac{1}{4 \cdot f_{ном}}; \frac{1}{4 \cdot f_{ном}} + 3000 \cdot T\right)$ с шагом ΔT ;

Согласно нормам качества электрической энергии для сетей общего пользования выбирают установившееся отклонение напряжения среднее за 1

минуту, поэтому в методике рассматриваются значения напряжения на интервале длительностью $3000 \cdot T$ (количество точек $3000 \cdot (n+1)$).

3. Определение максимального и минимального значений фазного напряжения U_{ϕ}^i в течение времени $T + \frac{1}{6300}$ (учтена возможность увеличения периода T за счет предельно допустимого отклонения частоты от номинального значения).

Предельно допустимое установившиеся отклонение напряжения составляет 10 % от номинального согласно нормам качества электрической энергии. Поэтому при $\frac{|U_{\phi}^i - U_{\phi}^i|}{U_{\phi}^i} \geq 0,1$ следует пункт 5, иначе следует пункт 4.

4. Для значений фазного напряжения $U_{\phi}^i = U_{\phi \max}$, $U_{\phi}^{i+1} = U_{\phi \max}$ принять соответственно моменты времен T_i , T_{i+1} . Если $\left| \frac{1}{T_{i+1} - T_i} - f_{\text{ном}} \right| \geq 0,4$, то поступает сигнал регулировки частоты (уменьшение величины генерируемой активной мощности при положительном значении $\frac{1}{T_{i+1} - T_i} - f_{\text{ном}}$, увеличение величины генерируемой активной мощности при отрицательном значении $\frac{1}{T_{i+1} - T_i} - f_{\text{ном}}$), иначе следует пункт 1.

5. Операция детектирования режима биений заключается в следующем. При значении фазного напряжения $U_{\phi} = U_{\phi \max}$ принять момент времени $t = 0$ и запоминать значения фазного напряжения через каждые ΔT с. до момента времени $3000 \cdot T$ с. (количество точек $3000 \cdot (n+1)$). Для $U_{\phi} = U_{\phi \min}$ запомнить момент времени T_6 . При соответствии массивов U_{ϕ} и $U_{\phi \max} \cos(\frac{\pi t}{T_6})$ детектируется режим биений и выполняется пункт 6, иначе следует пункт 7.

6. Переход ЭАП в автономный режим работы. Тестирование основных источников питания ЭАП. При соответствии параметров ОИП номинальным выполняется подключение ЭАП к общей сети. При несоответствии параметров ОИП номинальным выполняется отключение ОИП от соответствующей электросистемы и подключение резервного источника питания (РИП). В случае

отсутствия РИП выполняется оценка запаса по мощности общей сети. Если мощность общей сети может быть увеличена до требуемого значения без потери устойчивости, то ЭАП с вышедшим из строя источником питания подключается к общей сети. Если мощность общей сети не может быть увеличена до требуемого значения без потери устойчивости, тогда электроснабжение ЭАП с вышедшим из строя ОИП прерывается.

7. Детектирование хаотического режима работы ДЭТС с РГ выполняется при помощи вычисления значения старшего показателя Ляпунова. Положительное значение старшего показателя соответствует хаотическим колебаниям режимных параметров.

Преобладание синхронной генерации над электронной в ДЭТС с РГ, а также предпочтительность с точки зрения надежности электроснабжения гибридных электростанций [103] позволяет использовать следующую формулу для расчета старшего показателя Ляпунова λ [104]:

$$\lambda = \frac{1}{N \Delta T} \cdot \sum_{k=1}^N \ln \left| \Delta \delta^{-k \Delta T} \right|, \quad (3.11)$$

где N – число точек измерения, ΔT – шаг дискретизации, $\Delta \delta$ – отклонение угла ротора синхронного генератора.

При положительном значении λ детектируется режим хаотических колебаний и выполняется пункт 9, иначе выполняется пункт 8.

8. Для значений фазного напряжения $U_{\phi}^i = U_{\phi \max}$, $U_{\phi}^{i+1} = U_{\phi \max}$ принять соответственно моменты времен T_i , T_{i+1} . Если $\left| \frac{1}{T_{i+1} - T_i} - f_{\text{ном}} \right| \geq 0,4$, то выполняется регулирование частоты, напряжения и следует пункт 1, иначе выполняется регулирование напряжения и следует пункт 1.

9. Операция подавления хаотических колебаний заключается в следующем. ЭАП переходят в автономный (островной) режим работы. После завершения переходных процессов, ЭАП подключаются к общей сети. При отрицательном значении старшего показателя Ляпунова следует пункт 1. При наличии положительного старшего показателя Ляпунова на ДЭТС с РГ оказывается

управляющее воздействие, подавляющее хаотические колебания (выбор и расчет управляющего воздействия приводится ниже), после чего следует пункт 1.

Методика управления напряжением и частотой, подавления хаотических колебаний показана в виде функциональной схемы на рисунке 3.10 [105].

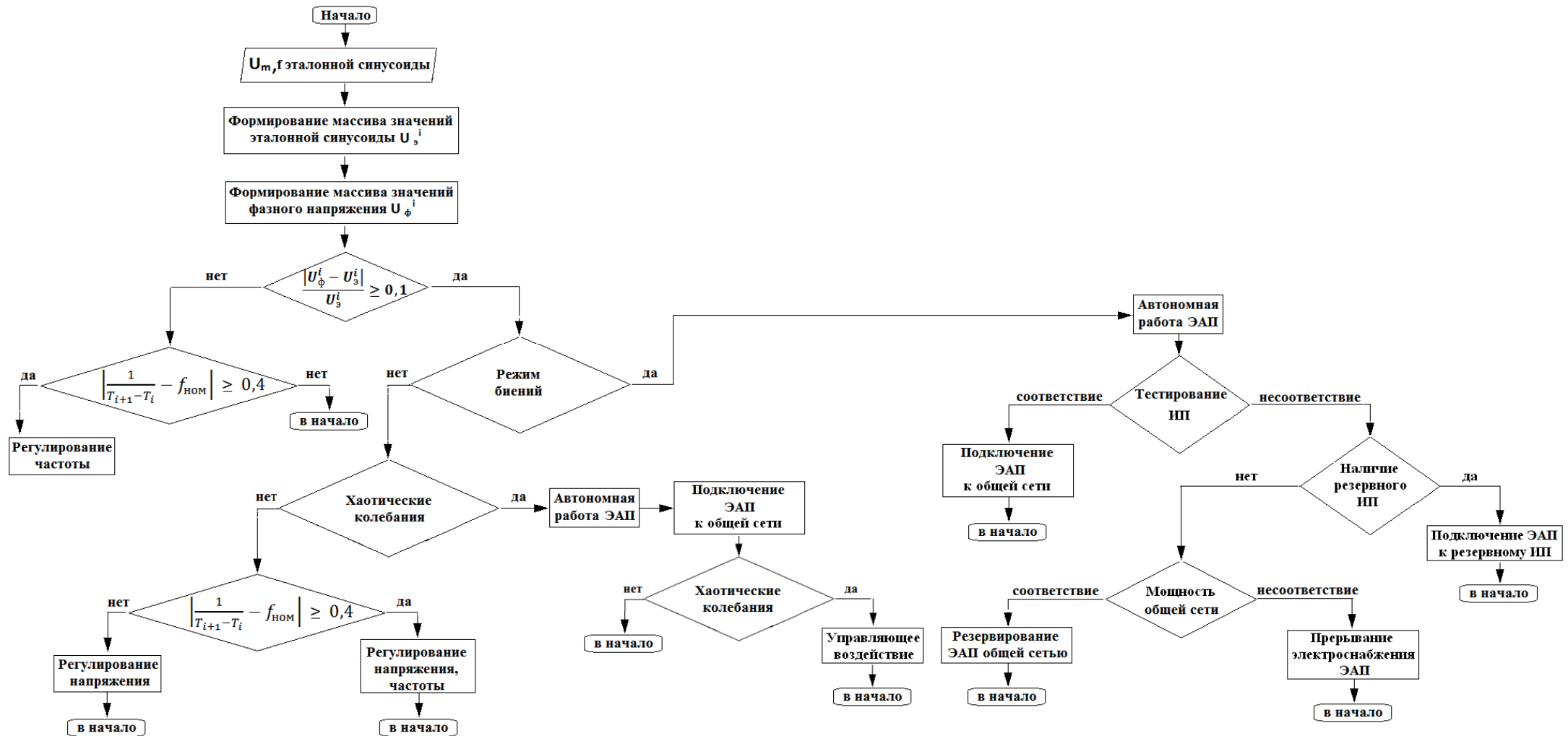


Рисунок 3.10 – Функциональная схема выполнения методики устранения отклонений напряжения и частоты, подавления хаотических колебаний

Покажем расчет управляющего воздействия, направленного на подавление хаотических колебаний в ДЭТС с РГ. Если электросистему представить в виде системы дифференциальных уравнений, описывающей электромеханические переходные процессы, то управляющее воздействие должно изменять значения параметров электросистемы таким образом, чтобы траектория решения являлась асимптотически устойчивой.

Рассмотрим расчет управляющего воздействия при возникновении хаотических колебаний в двухмашинной электросистеме. Представим двухмашинную электросистему в виде Т-образной схемы замещения (рисунок 3.11).

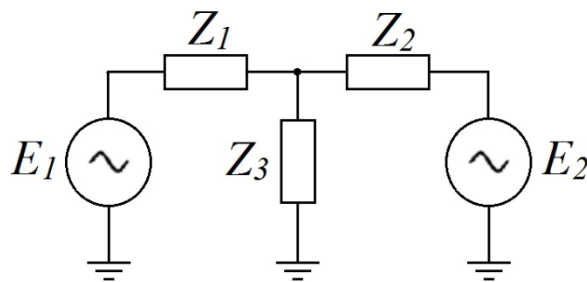


Рисунок 3.11 – Т-образная схема замещения двухмашинной электросистемы

Электромеханические переходные процессы в электросистеме с двумя синхронными генераторами с пассивной частью, представленной в форме обобщенных параметров, описываются системой нелинейных дифференциальных уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \omega_1 = \frac{d\delta_1}{dt}, \\ J_1 \frac{d\omega_1}{dt} + D_1 \frac{d\delta_1}{dt} = P_{T1} - P_1, \\ \omega_2 = \frac{d\delta_2}{dt}, \\ J_2 \frac{d\omega_2}{dt} + D_2 \frac{d\delta_2}{dt} = P_{T2} - P_2 \end{array} \right. \quad (3.12)$$

где δ_1 и δ_2 - углы поворота роторов генераторов относительно синхронной оси, ω_1 и ω_2 - угловые частоты вращения роторов, J_1 и J_2 - моменты инерции роторов, D_1 и D_2 - демпфирующие коэффициенты, P_{T1} и P_{T2} -

механические мощности турбин, P_1 и P_2 – электромагнитные мощности генераторов.

Согласно [105] для двухмашинной электросистемы с пассивной частью, представленной в виде Т-образной схемы замещения, электромагнитные мощности генераторов соответствуют выражениям:

$$P_1 = E_1^2 B_{11} \sin \alpha_{11} - E_1 E_2 B_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \quad (3.13)$$

$$P_2 = E_2^2 B_{22} \sin \alpha_{22} - E_1 E_2 B_{21} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}), \quad (3.14)$$

где E_1 и E_2 – ЭДС генераторов, B_{11} и B_{22} – собственные проводимости ветвей с источниками ЭДС в Т-образной схеме замещения, B_{12} и B_{21} – взаимные проводимости ветвей между точками подключения ЭДС в Т-образной схеме замещения, α_{11} , α_{22} , α_{12} , α_{21} – дополняющие углы согласно Т-образной схеме замещения,

$$B_{11} = \frac{Z_2 + Z_3}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_3 + Z_2 Z_3} = g_{11} + j b_{11}, \quad (3.15)$$

$$B_{22} = \frac{Z_1 + Z_3}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_3 + Z_2 Z_3} = g_{22} + j b_{22}, \quad (3.16)$$

$$B_{12} = B_{21} = \frac{Z_3}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_3 + Z_2 Z_3} = g_{12} + j b_{12}, \quad (3.17)$$

$$\alpha_{11} = 90^\circ - \arctg \frac{b_{11}}{g_{11}}, \quad (3.18)$$

$$\alpha_{22} = 90^\circ - \arctg \frac{b_{22}}{g_{22}}, \quad (3.19)$$

$$\alpha_{12} = \alpha_{21} = 90^\circ - \arctg \frac{b_{12}}{g_{12}}. \quad (3.20)$$

Выполнив подстановку в систему (3.12), получим:

$$\begin{cases} \omega_1 = \frac{d\delta_1}{dt}, \\ J_1 \frac{d\omega_1}{dt} + D_1 \frac{d\delta_1}{dt} = P_{T1} - E_1^2 B_{11} \sin \alpha_{11} - E_1 E_2 B_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \\ \omega_2 = \frac{d\delta_2}{dt}, \\ J_2 \frac{d\omega_2}{dt} + D_2 \frac{d\delta_2}{dt} = P_{T2} - E_2^2 B_{22} \sin \alpha_{22} - E_1 E_2 B_{21} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}), \end{cases} \quad (3.21)$$

Увеличим порядок дифференциальных уравнений, выразив угловые частоты генераторов в системе уравнений (3.21) через углы поворота роторов:

$$\begin{cases} J_1 \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} + D_1 \frac{d\delta_1}{dt} = P_{T1} - E_1^2 B_{11} \sin \alpha_{11} - E_1 E_2 B_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}), \\ J_2 \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} + D_2 \frac{d\delta_2}{dt} = P_{T2} - E_2^2 B_{22} \sin \alpha_{22} - E_1 E_2 B_{21} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}). \end{cases} \quad (3.22)$$

Исследуем устойчивость решения системы дифференциальных уравнений (3.22) методом малых колебаний. Принимаем, что в окрестности некоторой точки установившегося режима $(\delta_0; P_0)$ происходят малые отклонения абсолютных и относительных углов роторов $\Delta\delta_1$ и $\Delta\delta_2$, $\Delta\delta_{12}$ и $\Delta\delta_{21}$ соответственно.

Дифференциальные уравнения системы нелинейные за счет синусоидальной зависимости электромагнитных мощностей генераторов P_1 и P_2 от относительных углов δ_{12} и δ_{21} . Учитывая, что относительные углы поворота роторов δ_{12} и δ_{21} противоположны по знаку, $B_{12} = B_{21}$, имеем:

$$P_1 = E_1^2 B_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 B_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) \quad (3.23)$$

$$P_2 = E_2^2 B_{22} \sin \alpha_{22} - E_1 E_2 B_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{21}) \quad (3.24)$$

Выполним линеаризацию электромагнитных мощностей генераторов в окрестности точки установившегося режима $(\delta_0; P_0)$:

$$\Delta P_1 = \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12} = E_1 E_2 B_{12} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}) \Delta\delta_{12} \quad (3.25)$$

$$\Delta P_2 = \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12} = -E_1 E_2 B_{12} \cos(\delta_{12} + \alpha_{21}) \Delta\delta_{12} \quad (3.26)$$

Подставим выражения (3.25), (3.26) в систему дифференциальных уравнений (3.22), заменив углы поворота роторов генераторов на их малые отклонения:

$$\begin{cases} J_1 \frac{d^2 \Delta\delta_1}{dt^2} + D_1 \frac{d\Delta\delta_1}{dt} = -\frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12} \\ J_2 \frac{d^2 \Delta\delta_2}{dt^2} + D_2 \frac{d\Delta\delta_2}{dt} = -\frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12} \end{cases} \quad (3.27)$$

Выполним перенос правых частей уравнений системы (3.27), предварительно разделив на моменты инерции роторов:

$$\begin{cases} \frac{d^2 \Delta\delta_1}{dt^2} + \frac{D_1}{J_1} \frac{d\Delta\delta_1}{dt} + \frac{1}{J_1} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12} = 0 \\ \frac{d^2 \Delta\delta_2}{dt^2} + \frac{D_2}{J_2} \frac{d\Delta\delta_2}{dt} + \frac{1}{J_2} \frac{dP_2}{d\delta_{12}} \Delta\delta_{12} = 0 \end{cases} \quad (3.28)$$

Так как устойчивость многомашинной электросистемы зависит от закона изменения относительных углов поворота роторов, то вычитанием уравнений системы исключим абсолютные углы поворота роторов $\Delta\delta_1$ и $\Delta\delta_2$:

$$\frac{d^2\Delta\delta_{12}}{dt^2} + \left(\frac{D_1}{J_1} - \frac{D_2}{J_2}\right) \frac{d\Delta\delta_{12}}{dt} + \left(\frac{1}{J_1} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{J_2} \frac{dP_2}{d\delta_{12}}\right) \Delta\delta_{12} = 0 \quad (3.29)$$

Итак, в окрестности точки покоя электросистема с распределенной генерацией описывается однородным линейным дифференциальным уравнением второго порядка (3.29). Для определения области значений параметров, в которой двухмашинная электросистема сможет перейти от хаотических колебаний к номинальным периодическим, воспользуемся критерием устойчивости Ляпунова по линейному приближению: положение равновесия нелинейной системы асимптотически устойчиво, если все корни характеристического уравнения линеаризованной системы имеют отрицательную вещественную часть.

Пусть $K_{12} = \frac{D_1}{J_1} - \frac{D_2}{J_2}$, $L_{12} = \frac{1}{J_1} \frac{dP_1}{d\delta_{12}} - \frac{1}{J_2} \frac{dP_2}{d\delta_{12}}$. Составим характеристическое уравнение линеаризованной системы по выражению (3.29) и найдем его корни:

$$p^2 + K_{12}p + L_{12} = 0 \quad (3.30)$$

$$p_{1,2} = -K_{12} \pm \sqrt{K_{12}^2 - 4L_{12}} \quad (3.31)$$

Тогда для асимптотической устойчивости решения системы необходимо выполнение следующих условий:

$$\left\{ \begin{array}{l} K_{12} > 0 \\ \left[\begin{array}{l} K_{12}^2 - 4L_{12} \gg 0 \\ K_{12} > \sqrt{K_{12}^2 - 4L_{12}} \end{array} \right. \\ K_{12}^2 - 4L_{12} < 0 \end{array} \right. \quad (3.32)$$

Система неравенств (3.32) может быть представлена в виде совокупности двух систем (условий):

$$\left[\begin{cases} K_{12} > 0 \\ K_{12}^2 - 4L_{12} \gg 0 \\ K_{12} > \sqrt{K_{12}^2 - 4L_{12}} \\ \begin{cases} K_{12} > 0 \\ K_{12}^2 - 4L_{12} < 0 \end{cases} \end{cases} \right. \quad (3.33)$$

Для подавления хаотических колебаний выбираем из совокупности (3.33) вторую систему неравенств как наиболее простую с точки зрения алгебраических преобразований:

$$\begin{cases} K_{12} > 0 \\ K_{12}^2 - 4L_{12} < 0 \end{cases} \quad (3.34)$$

Выразив K_{12} , L_{12} через параметры схемы замещения двухмашинной электросистемы, получим условия асимптотической устойчивости:

$$\begin{cases} \frac{D_1}{J_1} - \frac{D_2}{J_2} > 0 \\ \left(\frac{D_1}{J_1} - \frac{D_2}{J_2} \right)^2 - 4E_1 E_2 B_{12} \left(\frac{\cos(\delta_{12} - \alpha_{12})}{J_1} + \frac{\cos(\delta_{12} + \alpha_{12})}{J_2} \right) < 0 \end{cases} \quad (3.35)$$

На основании условий асимптотической устойчивости электросистемы (3.35) можно сделать выводы, что для подавления хаотических колебаний управляющее воздействие должно изменять демпфирующие коэффициенты генераторов или относительные углы поворота роторов относительно синхронной оси. Изменять сопротивление демпферных контуров генераторов следует путем введения дополнительного переменного сопротивления. Изменять угол поворота ротора генераторов можно при помощи статических компенсаторов реактивной мощности.

3.3.2 Расчет подавляющего хаотические колебания управляющего воздействия

Для компьютерного моделирования выберем в качестве управляющего воздействия, направленного на подавление хаотических колебаний в двухмашинной ДЭТС, изменение значения демпфирующего коэффициента одного из генераторов.

Для упрощения и наглядности расчетов решим систему неравенств (3.35) относительно демпфирующего коэффициента первого генератора D_1 . Пусть:

$$a = \frac{1}{J_1} \quad (3.36)$$

$$b = \frac{D_2}{J_2} \quad (3.37)$$

$$c = 4E_1E_2B_{12} \left(\frac{\cos(\delta_{12}-\alpha_{12})}{J_1} + \frac{\cos(\delta_{12}+\alpha_{12})}{J_2} \right) \quad (3.38)$$

Тогда система неравенств (3.35) примет вид:

$$\begin{cases} aD_1 - b > 0 \\ (aD_1 - b)^2 - c < 0 \end{cases} \quad (3.39)$$

Первое неравенство системы (3.39) является линейным, второе – квадратным. После простейших преобразований получим в явном виде решение каждого неравенства отдельно:

$$\begin{cases} D_1 > \frac{b}{a} \\ \frac{b-\sqrt{c}}{a} < D_1 < \frac{b+\sqrt{c}}{a} \end{cases} \quad (3.40)$$

Общее решение системы неравенств (3.40):

$$\frac{b}{a} < D_1 < \frac{b+\sqrt{c}}{a} \quad (3.41)$$

Возвратив значения переменных a , b и c (выражения 3.36-3.38), получим диапазон значений демпфирующего коэффициента первого генератора, при которых ДЭТС переходит от хаотических к периодическим колебаниям:

$$\frac{J_1 D_2}{J_2} < D_1 < J_1 \left(\frac{D_2}{J_2} + 2 \sqrt{E_1 E_2 B_{12} \left(\frac{\cos(\delta_{12} - \alpha_{12})}{J_1} + \frac{\cos(\delta_{12} + \alpha_{12})}{J_2} \right)} \right) \quad (3.42)$$

Расчет подавляющего хаотические колебания воздействия (3.42) требует предварительного определения для синхронных генераторов максимально передаваемых мощностей и демпфирующих коэффициентов.

Предельная мощность, которую может передать синхронный генератор, рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{max} = \frac{UE}{X}, \quad (3.43)$$

где U – напряжение на шинах нагрузки электросистемы, E – синхронная ЭДС генератора, X – эквивалентное индуктивное сопротивление модели электросистемы, учитывающее полное индуктивное сопротивление якоря генератора, линии электропередач и силовых трансформаторов.

При помощи опции Machine Initialization в блоке Powergui для заданной выходной мощности s-модели синхронного генератора определяется соответствующее значение ЭДС генератора. Значение индуктивной составляющей может быть выбрано согласно справочным данным [107] или при помощи библиотеки s-моделей синхронных генераторов (опция Preset model).

Для s-модели синхронного генератора Simplified Synchronous Machine расчет демпфирующего коэффициента выполняется согласно формуле [108,109]:

$$D = 4z\sqrt{\omega_0 \cdot J \cdot P_{max} \cdot 0.5}, \quad (3.44)$$

где z – коэффициент затухания возмущения режима, ω_0 – синхронная скорость, J – момент инерции, P_{max} – максимально возможная передаваемая генератором мощность.

Для Т-образной схемы замещения пассивной части ДЭТС с РГ расчет взаимной проводимости B_{12} , дополняющего угла α_{12} , максимально возможных передаваемых генератором мощностей P_{1max} и P_{2max} , демпфирующих коэффициентов D_1 и D_2 , относительного угла поворота роторов генераторов δ_{12} выполнен при помощи математических операторов Simulink (рисунок 3.12).

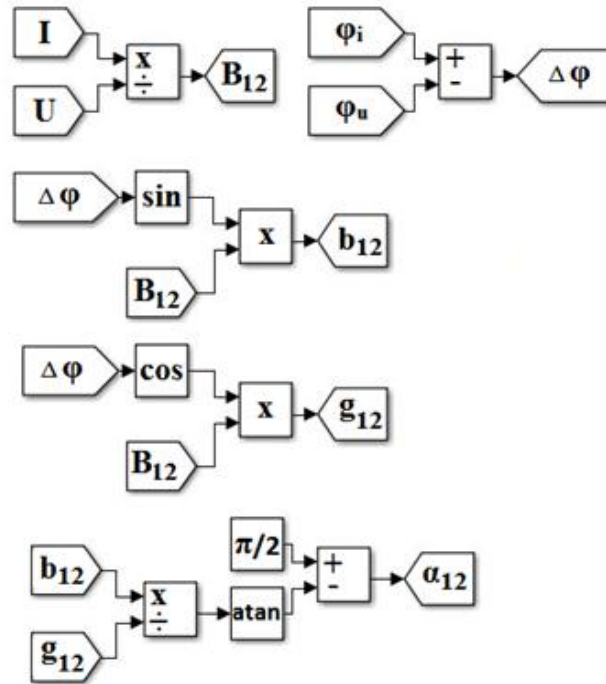


Рисунок 3.12 – Расчет взаимной проводимости и дополняющего угла для Т-образной схемы замещения пассивной части ДЭТС: U , I – амплитуды напряжения и тока между точками подключения синхронных генераторов; B_{12} – взаимная проводимость; φ_u , φ_i – фазовые углы напряжения и тока; $\Delta\varphi$ – угол сдвига фаз напряжения и тока; b_{12} , g_{12} – активная и реактивная проводимости; α_{12} – дополняющий угол

Амплитуды, фазовые углы напряжения и тока в точке подключения генераторов измерены при помощи блоков, использующих преобразование Фурье (рисунок 3.13, рисунок 3.14, рисунок 3.15).

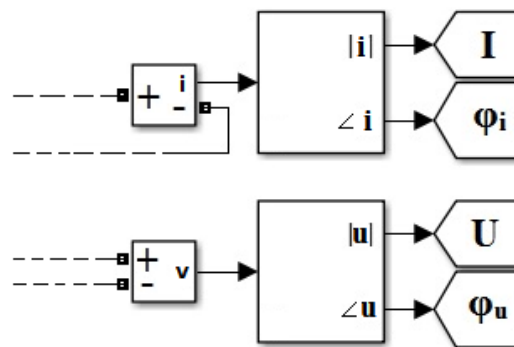


Рисунок 3.13 - Структурная схема s-модели для определения амплитуд, фазовых углов напряжения и тока при помощи блока Fourier

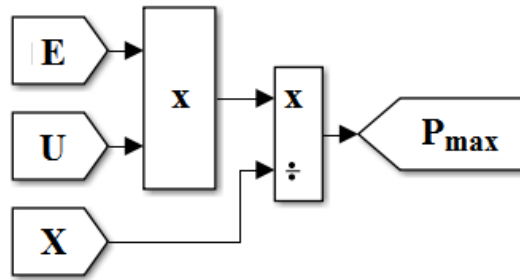


Рисунок 3.14 – Расчет максимально возможной передаваемой генератором мощности

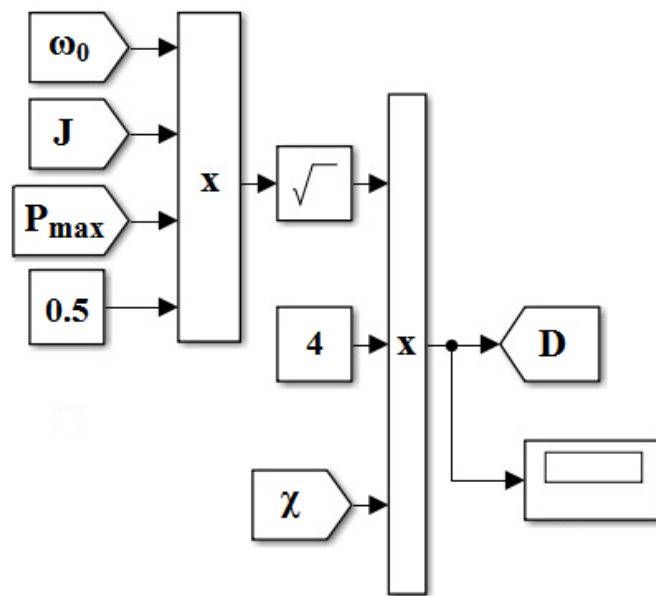


Рисунок 3.15 – Расчет демпфирующих коэффициентов синхронных генераторов

Относительный угол поворота роторов генераторов δ_{12} рассчитывается по разности углов нагрузки δ_1 и δ_2 . Угол нагрузки отдельного генератора вычисляется как разность углов смещения фазного напряжения и фазного ЭДС при помощи блоков Bus Selector и Fourier.

3.3.3 Аprobация методики управления напряжением и частотой, подавления хаотических колебаний

Апробируем методику управления напряжением и частотой, подавления хаотических колебаний при помощи компьютерного моделирования ДЭС с РГ жилых зданий и нефтегазодобывающего предприятия в программном пакете SymPowerSystems (MatLab).

Рассмотрим общую структуру S-модели (модель электросистемы, выполненная в программном пакете Simulink (MatLab)), состав и принцип работы блоков управления и измерения.

S-модель состоит из двух ЭАП, связанных через управляемые выключатели Circuit Breaker, блоков измерения и управления, построенных на логических операторах (рисунок 3.16).

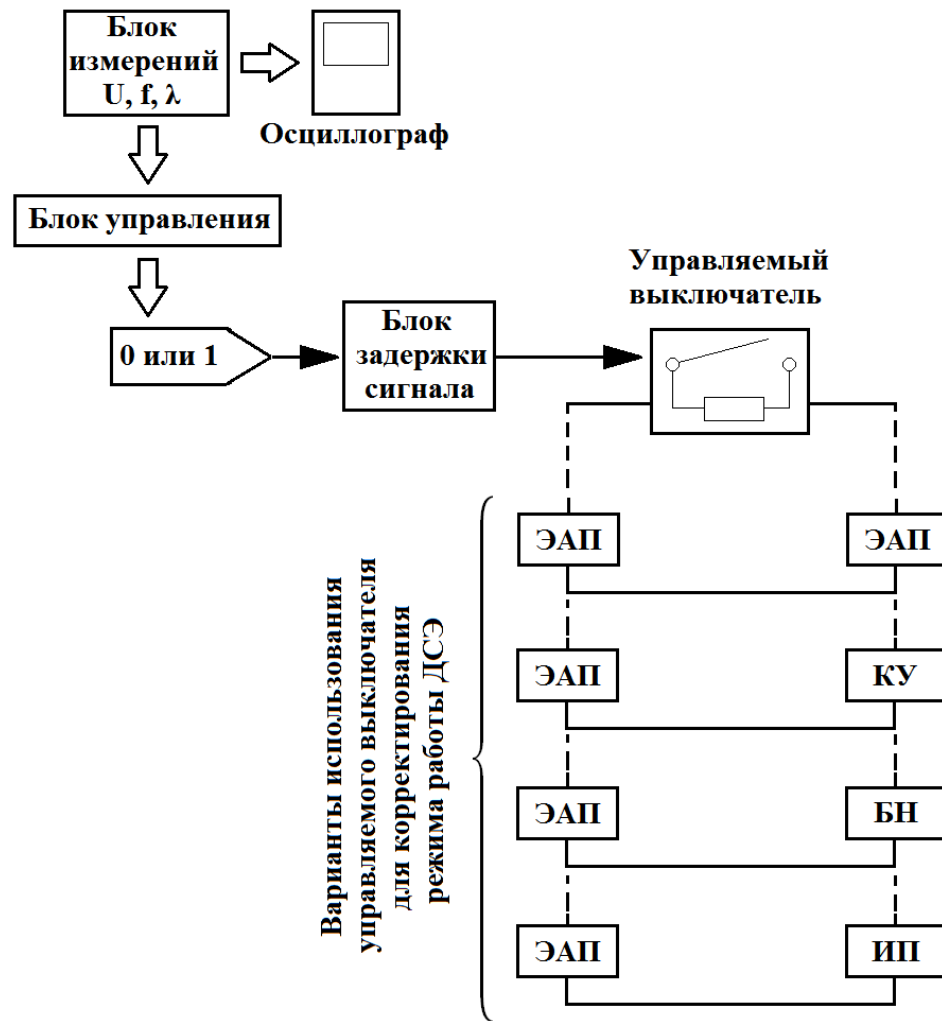


Рисунок 3.16 – Общая структурная схема s-модели ДЭТС с РГ относительно операций контроля и управления режимными параметрами:

ЭАП – электросистема активного потребителя; КУ – компенсирующее устройство; БН – балластная нагрузка; ИП – источник питания

Перед расчетом s-модели задаются значения параметров элементов и конфигурация электросистемы, при которых возникает отклонение режима от номинального. Во время расчета блок измерений определяет значения напряжения, частоты и старшего показателя Ляпунова, при помощи которых блок управления детектирует режим работы и формирует управляющее воздействие на выключатели согласно рассмотренной выше методике (рис.3.10). Посредством осциллографа Scope выводятся осциллограммы напряжения.

Рассмотрим подробно структурную схему и работу блока измерений (рисунок 3.17).

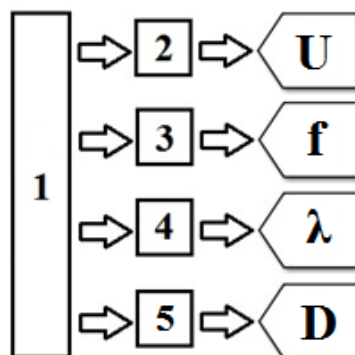


Рисунок 3.17 – Структурная схема блока измерений:

1 – дублированная s-модель ДЭТС с РГ; 2 – блок вольтметра; 3 – блок частотомера; 4 и 5 – m-файлы расчета старшего показателя Ляпунова и детектирования режима биений; U, f, λ – значения напряжения, частоты и показателя Ляпунова; D – сигнал детектирования режима биений

Измерения напряжения и частоты, расчет показателя Ляпунова осуществляются по данным дублированной s-модели ДЭТС с РГ для предотвращения закливания процесса расчета при симуляции. При этом на управляемые выключатели модели подаются константы (0 или 1) согласно выбранному режиму работы. При помощи блоков измерения напряжения Voltage Measurement и переадресации Go to организуется подача данных измерений с дублированной s-модели в блоки вольтметра, частотомера. Также путем использования блока to Workspace в рабочее поле Simulink передаются массивы значений угла поворота ротора генератора и напряжения для расчета показателя Ляпунова и детектирования режима биений (рисунок 3.18).

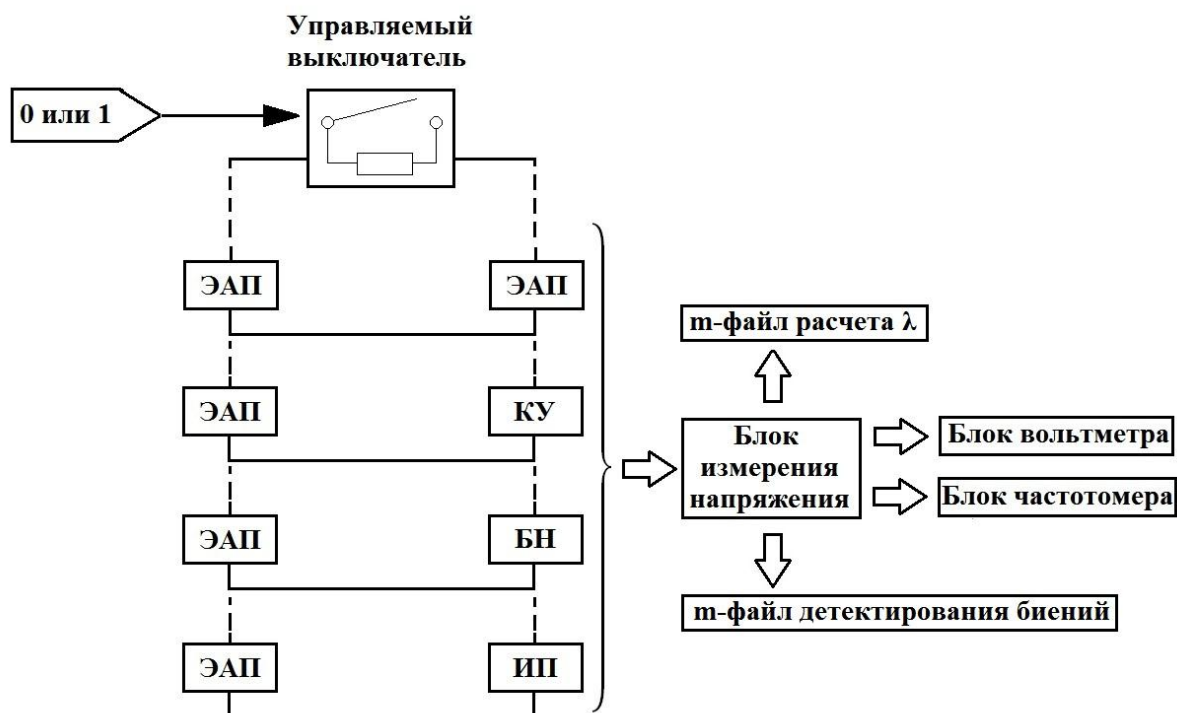


Рисунок 3.18 – Структурная схема дублированной s-модели ДЭТС с РГ

В дублированной модели константы «0» и «1» посредством ключей 6 отключают источник питания 3 с номинальными значениями параметров и включают источник питания 2 с отклонением выходных параметров от предельно допустимых значений. Блок 7 приводит сигнал к логическому и направляет на блоки вольтметра и частотомера.

Рассмотрим блок вольтметра (рисунок 3.19).

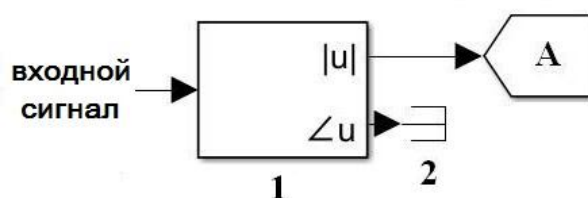


Рисунок 3.19 – Блок вольтметра: 1 – блок Voltage Measurement; 2 – блок вычисления модуля и фазы напряжения; 3 – terminator

Блок 1 вычисляет амплитуду напряжения (сигнал A). В данном блоке необходимо корректировать значение графы fundamental frequency по данным

частотомера. Элемент 2 (terminator) используется для исключения сообщений о неиспользуемых портах в процессе компиляции и расчета s-модели ДЭТС с РГ.

Измерение частоты дублированной s-модели ДЭТС с РГ выполнено блоком частотомера (рисунок 3.20).

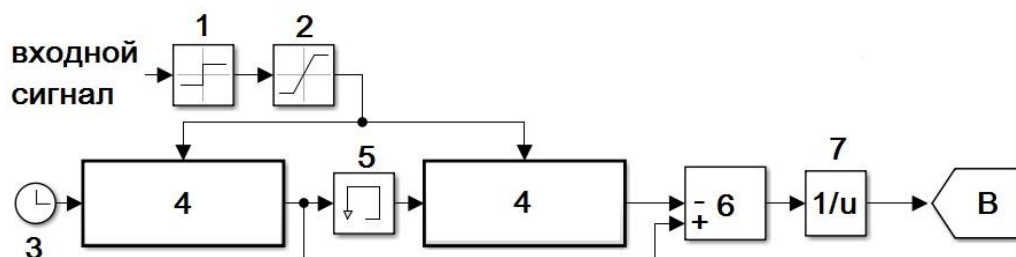


Рисунок 3.20 – Блок частотомера: 1 – математический оператор Sign; 2 – ограничение уровня входного сигнала (Saturation); 3 – блок задания локального времени Clock; 4 – блок Triggered Subsystem; 5 – блок Memory (задержка сигнала); 6 – блок вычитания; 7 – блок вычисления обратной величины

В блоке частотомера при помощи логических операторов Triggered Subsystem (4), Memory (5) входной сигнал разделяется на исходный и задержанный. По разности исходного и задержанного сигналов (блок 6) определяется период колебаний. Затем математический оператор деления (7) вычисляет частоту колебаний (сигнал В).

Рассмотрим расчет старшего показателя Ляпунова λ согласно формуле (3.11) в MatLab.

Отклонение на временном интервале относительного угла поворота ротора генератора $\Delta\delta$ вычисляется следующим образом. При помощи блоков Bus Selector, Subtract относительный угол вычисляется как разность абсолютных углов поворота ротора двух генераторов δ_1 и δ_2 . Блок to Workspace (формат сохранения данных Time Series) формирует в рабочей области соответствующий $\Delta\delta$ массив значений rotor_angle (рисунок 3.21).

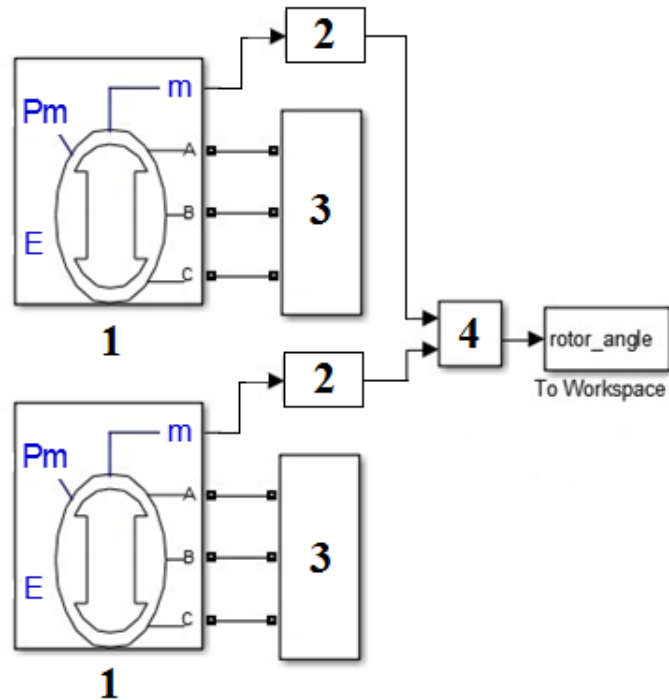


Рисунок 3.21 – Вычисление относительного угла поворота ротора генераторов: 1 – синхронный генератор; 2 – блок вычисления абсолютного угла поворота ротора генератора; 3 – нагрузка; 4 – блок вычитания сигналов

Подсистема блока вычисления абсолютного угла поворота ротора генератора показана на рисунке 3.22.

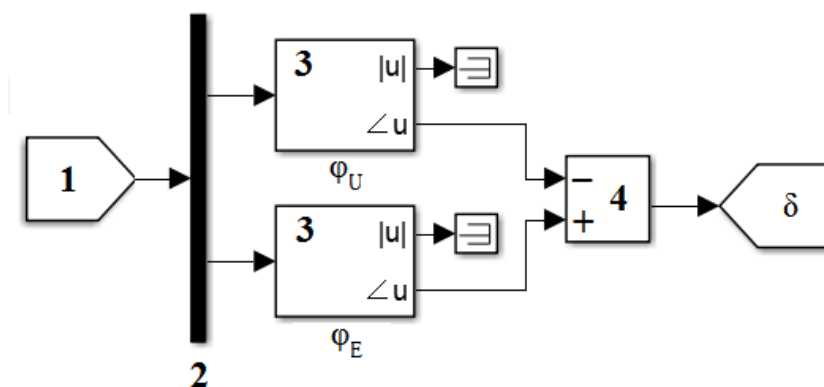


Рисунок 3.22 – Вычисление абсолютного угла поворота ротора генератора: 1 - мультиканальный информационный порт синхронного генератора; 2 – блок выбора информационного канала Bus Selector; 3 – блок определения амплитуды и фазы сигнала Fourier; 4 - блок вычитания сигналов

Subtract

Блоки 2 Bus Selector и 3 Fourier позволяют выбрать и вычислить из информационного порта генератора фазу напряжения φ_U и ЭДС φ_E . При помощи блока 4 Subtract высчитывается абсолютный угол поворота ротора генератора (угол нагрузки) δ как разность фаз ЭДС и напряжения.

На основе массива значений rotor_angle.data в командном окне MatLab согласно (3.11) вычисляется старший показатель Ляпунова (рисунок 3.23).

```
>> N=556571;
dT=2.874750705212285*10^(-6);
k=1:N;
>> Lambda=(1/(N*dT))*sum(log(abs(rotor_angle1.data(k).^(dT*k'))))

Lambda =

    0.4400
```

Рисунок 3.23 – Программный код m-файла для расчета старшего показателя Ляпунова: N – число точек измерения; dT – шаг дискретизации; k – порядковый номер точки измерения; Lambda – старший показатель Ляпунова

Для выбранного интервала времени измерения количество числа точек измерения N и шаг дискретизации dT можно определить при помощи вкладки Uniform Time Vector в окне представления массива rotor_angle.data (рисунок 3.24).

Start time:	<input type="text" value="0.0"/>
End time:	<input type="text" value="10.0"/>
Time interval:	1.2909888974954814E-4
Number of samples:	77461

Рисунок 3.24 – Фрагмент окна Define Uniform Time Vector

Значение старшего показателя Ляпунова инициирует сигнал С, который при помощи логического оператора сравнения ставится в соответствие с нулем или единицей в зависимости от режима работы ДЭТС.

Покажем методику детектирования биений напряжения сети при помощи цифровой обработки сигнала в SymPowerSystems (MatLab). При помощи блоков Voltage measurement и to Workspace в рабочую область возвращается матрица значений напряжения U в контролируемой точке сети. В командном окне выполняется команда сглаживания абсолютной величины U «smooth», что позволяет выделить огибающую биений (рисунок 3.25).

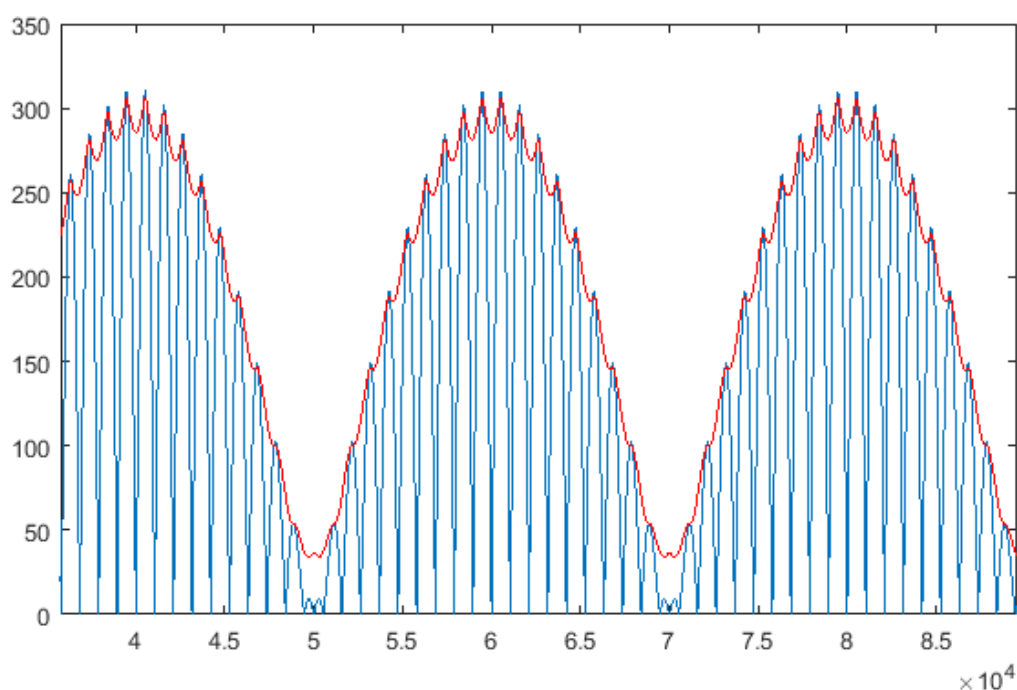


Рисунок 3.25 – Выделение огибающей сетевого напряжения

По огибающей определяется соответствие величины отклонения напряжения U предельно допустимому значению и формируется управляющий сигнал D (рисунок 3.26).

```

>> u(1,1:length(U.data)) = U.data(:, :, :);
>> c=1.5;
>> Um=220*sqrt(2);
u_fil = smooth(abs(u),3000)*1.5;
maximum = max(u_fil(1000:end-1000));
minimum = min(u_fil(1000:end-1000));
delta = (maximum - minimum)/2;
if (delta > 0.1*Um)
    D = 0;
else
    D = 1;
end
figure(1);
plot(abs(u));
hold on
plot(u_fil, 'r-');
hold off

```

Рисунок 3.26 – Программный код m-файла для детектирования режима биений сетевого напряжения

Таким образом, блок измерений формирует сигналы амплитуды напряжения U , частоты f , значения старшего показателя Ляпунова λ , биений D . После чего сигналы U , f , λ и D поступают в блок управления.

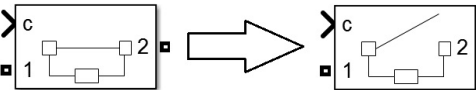
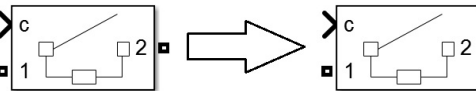
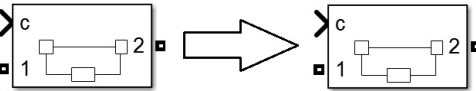
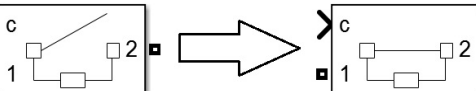
Приведенные в методике управления способы регулирования напряжения и частоты для различных режимов функционирования ДЭТС с РГ, за исключением режима хаотических колебаний - являются общеизвестными, классическими [110]. В связи с этим, если в ДЭТС с РГ отсутствуют хаотические колебания, при моделировании выбраны наиболее просто реализуемые управляющие воздействия. Отклонения напряжения, частоты корректируются отключением (включением) балластной нагрузки и компенсирующего устройства. При возникновении режима биений источник питания с отклонением частоты отключается, подключается источник питания с номинальным значением частоты. Отклонение частоты задается в блоке управления s-моделью синхронного генератора. Для подавления хаотического режима работы в двухмашинной ДЭТС один из генераторов заменяется на

генератор со значением демпферного сопротивления, при котором выполняются условия (3.35).

Рассмотрим структуру и принцип работы блока управления ДЭТС с РГ.

Принцип работы блока управления заключается в соотнесении значений U , f , λ и D с допустимыми значениями при помощи логических операторов сравнения. Результат сравнения в виде двоичного сигнала (0 или 1) поступает на вход управления выключателей Breaker, при помощи которых осуществляется реконфигурация ДЭТС с РГ и отключение, включение отдельных элементов. Изменение положения выключателя в зависимости от значения управляющего сигнала показано в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Изменение положения выключателя Breaker в зависимости от сигнала управления

Сигнал управления на входе «С»	Изменение положения выключателя
0	
0	
1	
1	

Структурная схема двухмашинной ДЭТС показана на рисунке 3.27.

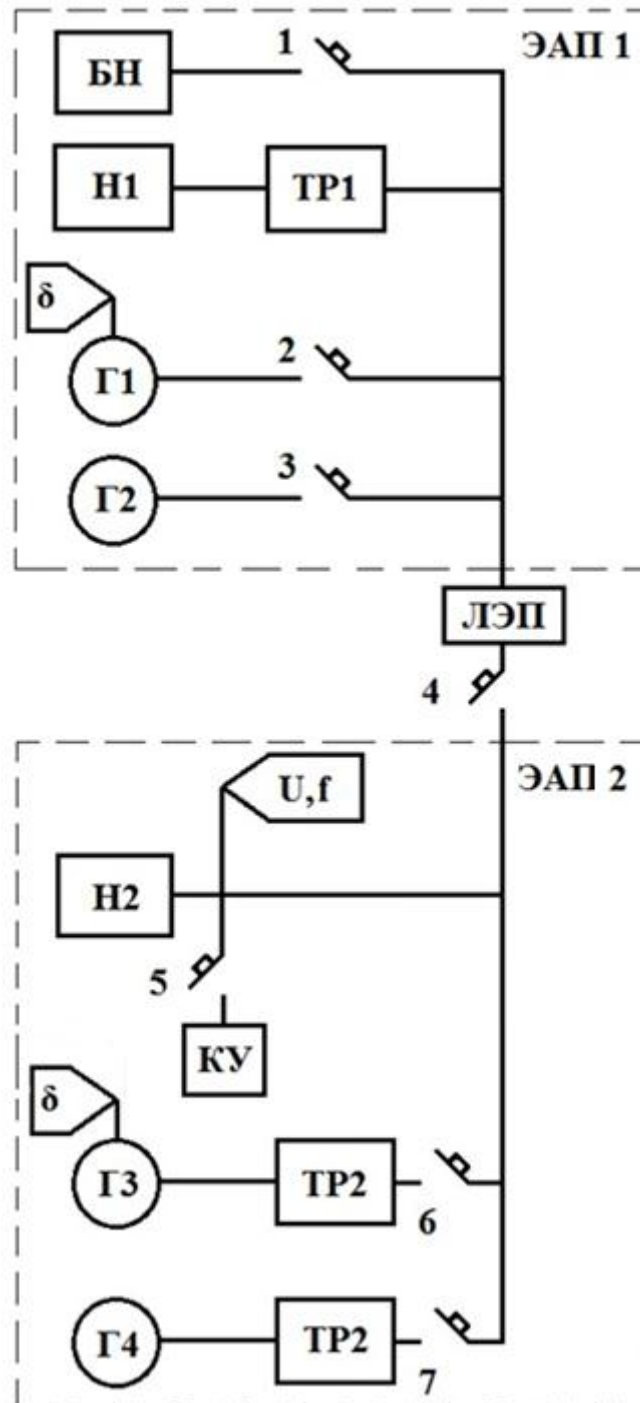


Рисунок 3.27 – Структурная схема двухмашинной ДЭТС:

Н1, Н2 – нагрузка активного потребителя; ТР1, ТР2 – силовые трансформаторы; Г1, Г2, Г3, Г4 – синхронные генераторы; КУ – коммутируемое компенсирующее устройство; БН – балластная нагрузка; ЛЭП – линия электропередачи

Блок управления двухмашинной ДЭТС разработан на основе событийного сценария ИСУ и таблицы истинности (Таблица 3.2, Таблица 3.3).

Таблица 3.2 – Событийный сценарий ИСУ для двухмашинной ДЭС

Значение контролируемых режимных параметров	Состояние управляемых выключателей:	
	о – отключенное положение; в – включенное положение	
$\frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} > 0,1; f - f_{\text{НОМ}} \ll 0,4$	исходное	1о/2в/3о/4в/5в/6в/7о
	целевое	1о/2в/3о/4в/5о/6в/7о
$\frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} < -0,1; f - f_{\text{НОМ}} \ll 0,4$	исходное	1о/2в/3о/4в/5о/6в/7о
	целевое	1о/2в/3о/4в/5в/6в/7о
$\frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \ll 0,1; f - f_{\text{НОМ}} > 0,4$	исходное	1о/2в/3о/4в/5о/6в/7о
	целевое	1в/2в/3о/4в/5о/6в/7о
$\frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \ll 0,1; f - f_{\text{НОМ}} < -0,4$	исходное	1в/2в/3о/4в/5о/6в/7о
	целевое	1о/2в/3о/4в/5о/6в/7о
$\frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} > 0,1; f - f_{\text{НОМ}} > 0,4$	исходное	1о/2в/3о/4в/5в/6в/7о
	целевое	<p>1. D = 1: 1о/2в/3о/4о/5в/6в/7о; 2. $f - f_{\text{НОМ}} > 0,4$: 1о/2в/3о/4в/5в/6о/7в; 3. $f - f_{\text{НОМ}} \leq 0,4$: 1о/2о/3в/4в/5в/6в/7о.</p> <p>II. $\lambda > 0$: 1о/2в/3о/4о/5в/6в/7о, 1о/2в/3о/4в/5в/6в/7о; 2. $\lambda > 0$: 1о/2о/3в/4в/5в/6в/7о; 3. $\lambda < 0$: 1в/2в/3о/4в/5о/6в/7о.</p> <p>III. D=0, $\lambda < 0$: 1в/2в/3о/4в/5о/6в/7о.</p>

Окончание таблицы 3.2

	исходное	1в/2в/3о/4в/5о/6в/7о
$\frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} < -0,1; f - f_{\text{НОМ}} < -0,4$	целевое	<p>1. D = 1: 1в/2в/3о/4о/5о/6в/7о; 2. $f - f_{\text{НОМ}} > 0,4$: 1в/2в/3о/4в/5о/6о/7в; 3. $f - f_{\text{НОМ}} \leq 0,4$: 1в/2о/3в/4в/5о/6в/7о.</p> <p>II. $\begin{cases} 1. \lambda > 0: 1в/2в/3о/4о/5о/6в/7о, \\ 1в/2в/3о/4в/5о/6в/7о; \\ 2. \lambda > 0: 1в/2о/3в/4в/5о/6в/7о; \\ 3. \lambda < 0: 1о/2в/3о/4в/5в/6в/7о. \end{cases}$</p> <p>III. D=0, $\lambda < 0$: 1о/2в/3о/4в/5в/6в/7о.</p>

Таблица 3.3 – Таблица истинности для состояния управляемых выключателей ДЭТС с РГ в зависимости от значений контролируемых режимных параметров

Тип режима работы		Периодические колебания				Биения (I)			Хаос (II)				III	Биения (I)			Хаос (II)				III
Параметры	D	0	0	0	0	1	-	-	0	-	0	0	0	1	-	-	0	-	0	0	0
	λ	0	0	0	0	0	-	-	1	-	1	0	0	0	-	-	1	-	1	0	0
	U _{min}	0	1	0	0	0	-	-	0	-	-	0	0	1	-	-	1	-	-	1	1
	U _{max}	1	0	0	0	1	-	-	1	-	-	1	1	0	-	-	0	-	-	0	0
	f _{min}	0	0	0	1	0	-	-	0	-	-	0	0	1	-	-	1	-	-	1	1
	f _{max}	0	0	1	0	1	-	-	1	-	-	1	1	0	-	-	0	-	-	0	0
Управляющее воздействие	Выкл. 1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
	Выкл. 2	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1
	Выкл. 3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0
	Выкл. 4	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1
	Выкл. 5	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
	Выкл. 6	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
	Выкл. 7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0

Событийный сценарий и таблица истинности отражают вид и последовательность управляющих воздействий ИСУ в зависимости от значений контролируемых режимных параметров.

При помощи таблицы истинности сформирован блок управления режимом работы ДЭТС с РГ жилых зданий (рисунок 3.28).

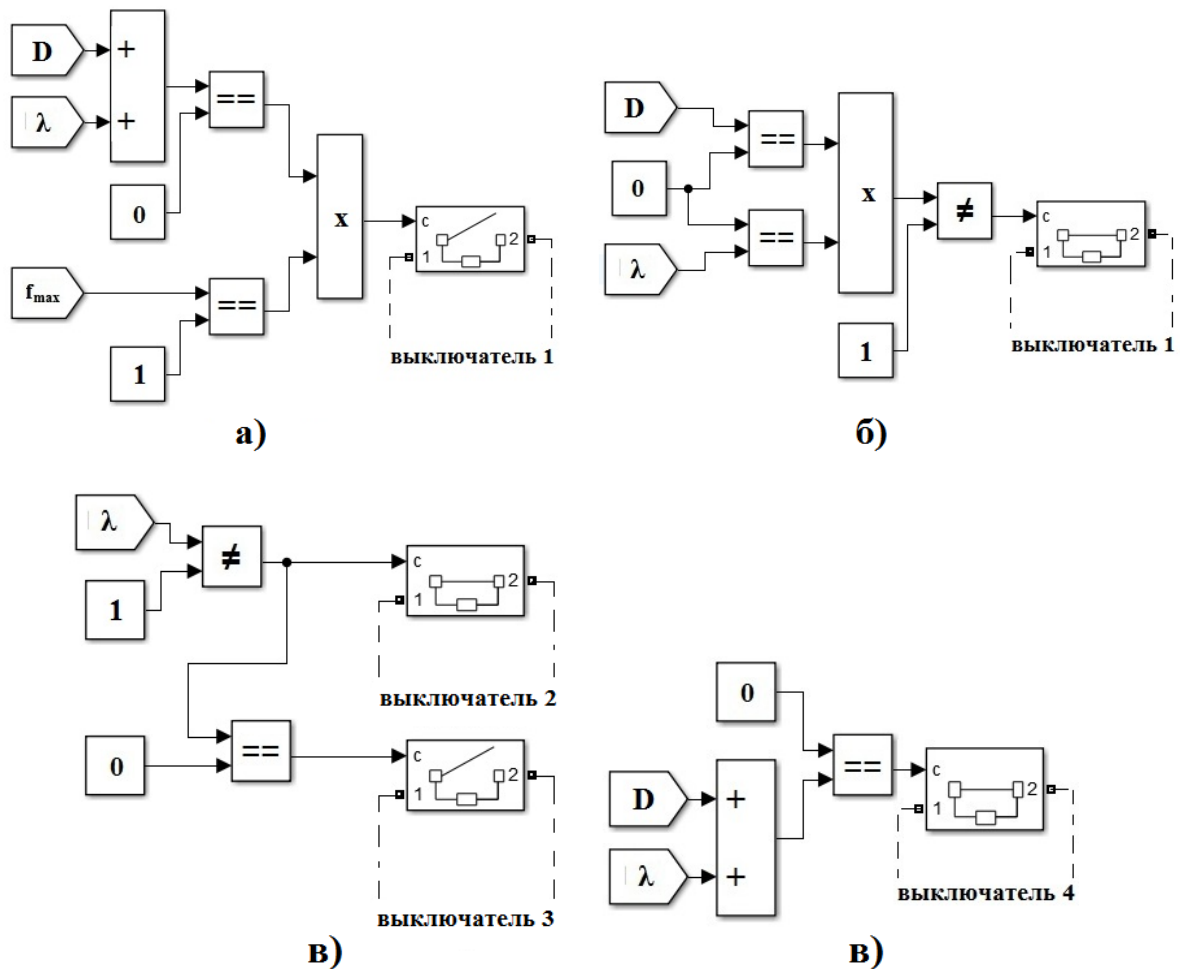
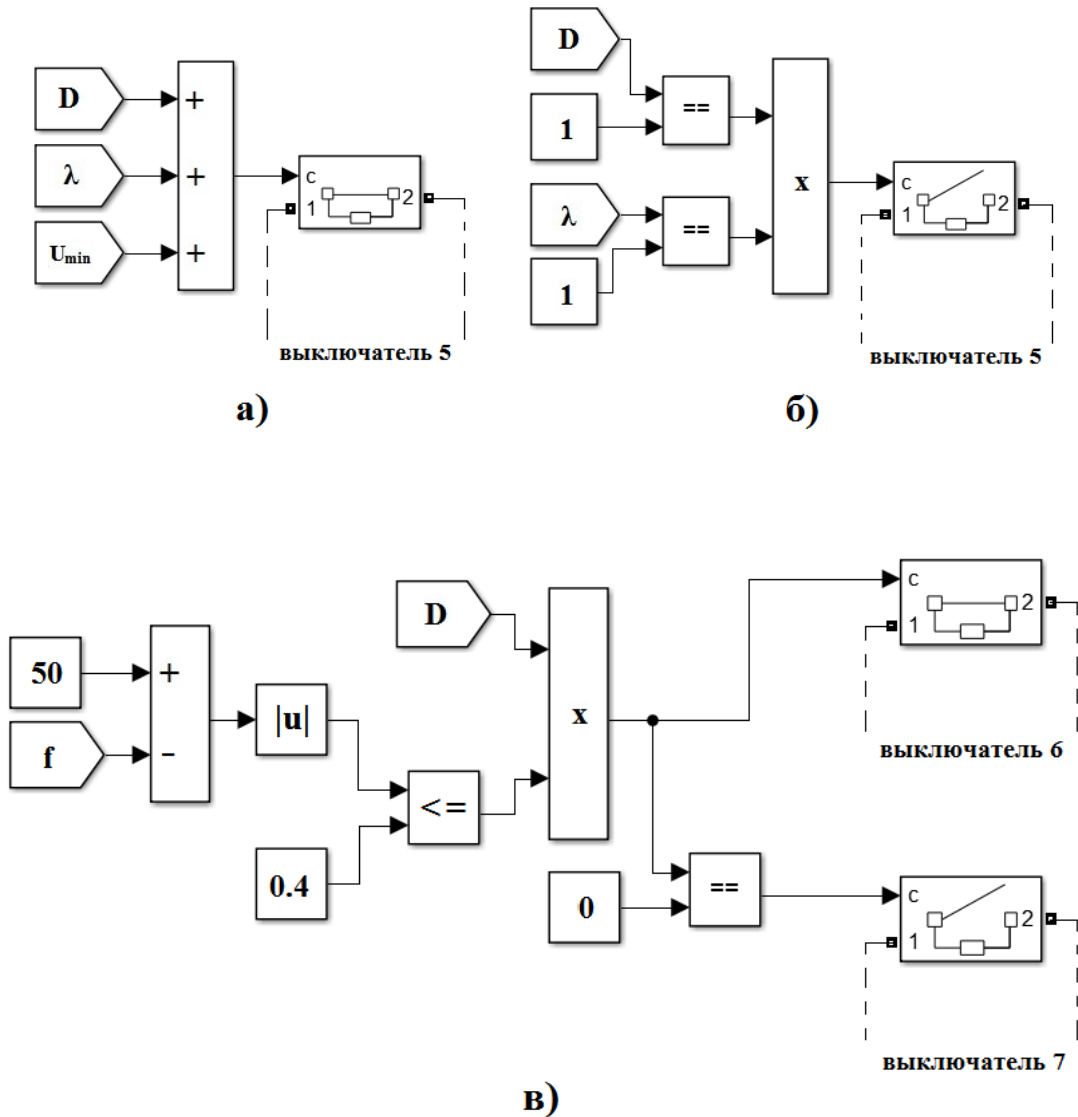


Рисунок 3.28 - S-модель блока управления выключателями ДЭТС с РГ промышленного предприятия и активного потребителя: а) напряжение и частота превышают допустимые максимальные значения, несоответствие напряжения или частоты допустимым значениям; б) напряжение и частота меньше допустимых минимальных значений; в) структура управления выключателем не зависит от моделируемого режима работы



Окончание рисунка 3.28

Согласно событийному сценарию ИСУ при моделировании может осуществляться дублирование генераторов с целью коррекции таких параметров s-моделей синхронных машин как коэффициент демпфирования и заданная частота. Для поддержания установившегося режима работы в момент переподключения генераторы работают на соответствующую дублированную нагрузку (дублированная ЭАП).

Методика управления напряжением и частотой, подавления хаотических колебаний апробирована на примере ДСЭ с РГ жилых зданий и ДСЭ с РГ нефтегазодобывающего предприятия и активного потребителя.

3.3.3.1 Управление децентрализованной электротехнической системой жилых зданий

Общий вид s-модели, соответствующей структурной схеме двухмашинной ДЭТС с РГ жилых зданий показан на рисунке 3.29

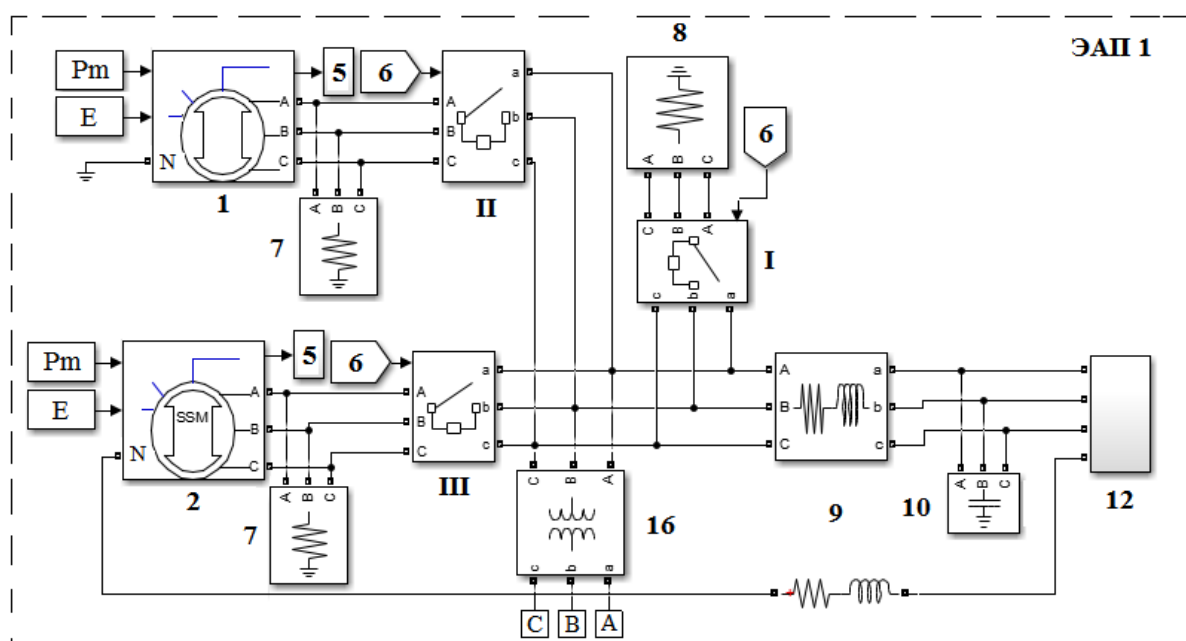
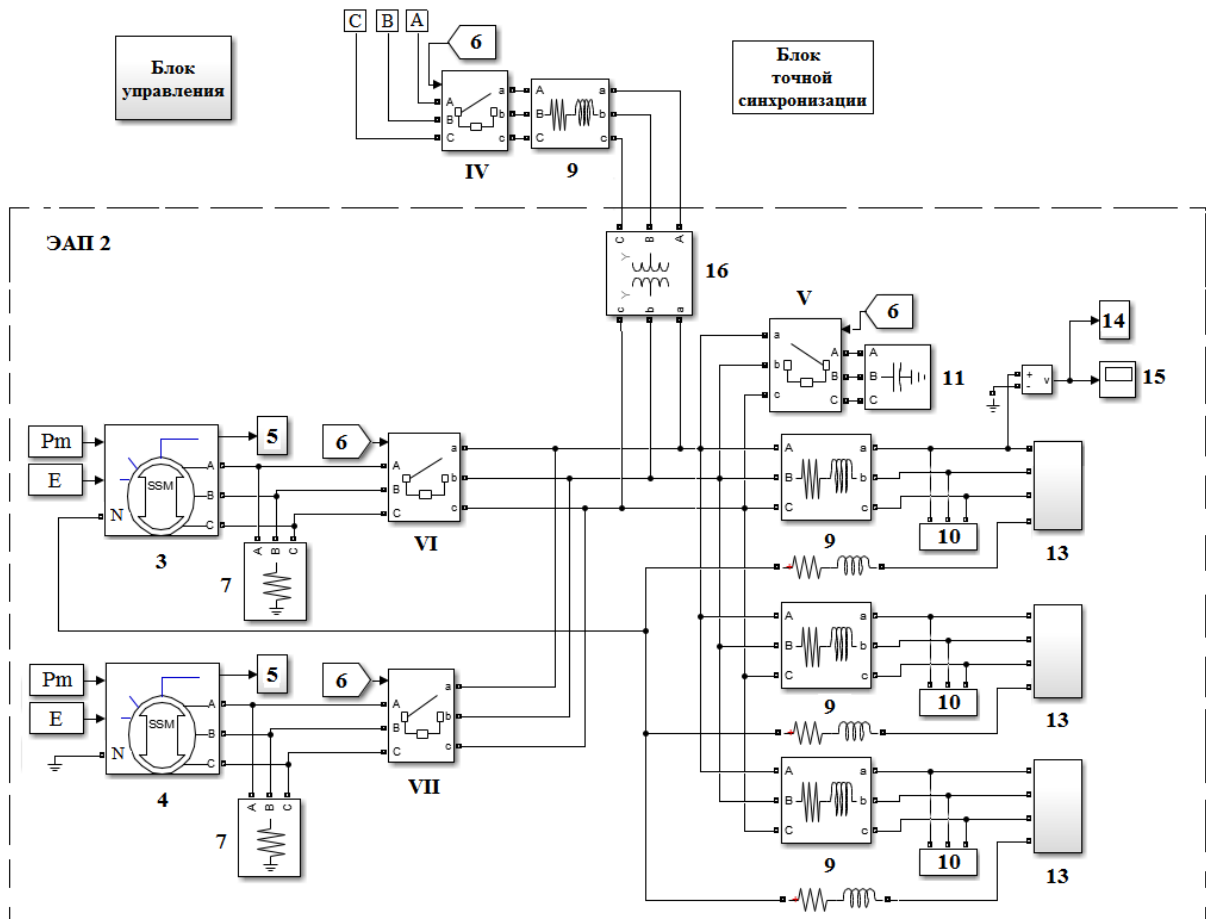


Рисунок 3.29 – S- модель ДЭТС с РГ жилых зданий: 1, 2, 3, 4 – синхронные генераторы; 5 – блок измерения угла поворота ротора; 6 – сигнал управления; 7 – активная нагрузка (собственные нужды генератора); 8 – балластная нагрузка; 9 – ЛЭП (трехфазная или однофазная); 10,11 – компенсирующие устройства; 12 – нагрузка 9 жилых зданий; 13 – нагрузка 12 жилых зданий, 14 – блок измерений напряжения и частоты; 15 – осциллограф; силовой трансформатор 6/0,4 кВ



Окончание рисунка 3.29

Значения параметров основных элементов s-модели и их расчет подробно рассмотрены во второй главе. Рассмотрим моделирование отклонения режима работы ДЭТС с РГ жилых зданий от номинального.

Для создания в электросистеме дефицита активной мощности 10 % выбрано значение балластной нагрузки (блок 8) 26 кВт. Для создания в электросистеме дефицита реактивной мощности 40 % выбрана мощность компенсирующего устройства (блок 11) 78 кВар. Режим биений имитируется заданием уставки по частоте в параметрах синхронного генератора (блок 2) 45 Гц. Для создания хаотических колебаний в ДЭТС с РГ выполняется переход ЭАП от островного режима к параллельному режиму работы без использования блока точной синхронизации.

Ниже приведены осциллограммы напряжения для основных случаев отклонения режима работы ДЭТС с РГ жилых зданий от номинального (рисунок 3.30 -3.33).

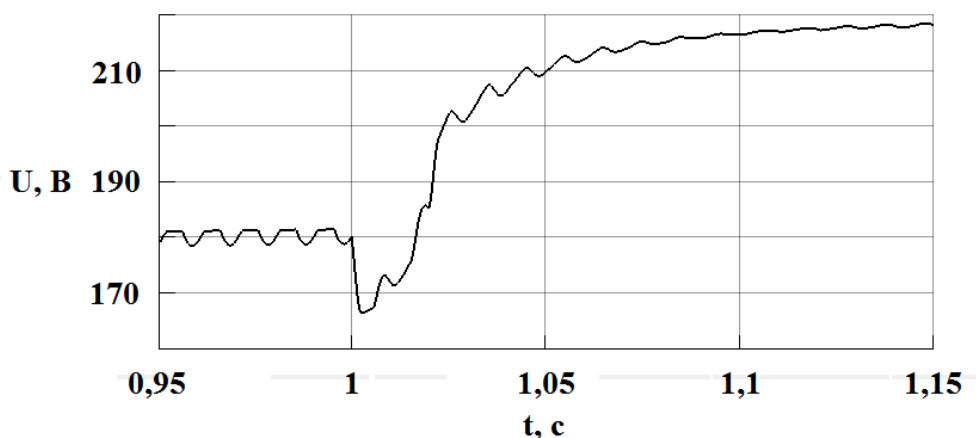


Рисунок 3.30 – Регулирование напряжения при подключении КУ мощностью 78 кВар

На рисунке 3.30 показано устранение ИСУ отклонения по напряжению более 10 % от номинального. Действующее значение фазного напряжения в точке подключения нагрузки 4 жилых зданий 182 В (блок 13) корректируется до 218 В при подключении компенсирующего устройства (блок 11).

Предельно допустимый диапазон значений фазного напряжения для питающих линий 0,4 кВ согласно нормам качества электрической энергии 198 – 242 В, значит, действующее значение напряжения 218 В соответствует нормам качества электроэнергии. Методика управления показывает удовлетворительные результаты по регулированию установившегося отклонения напряжения.

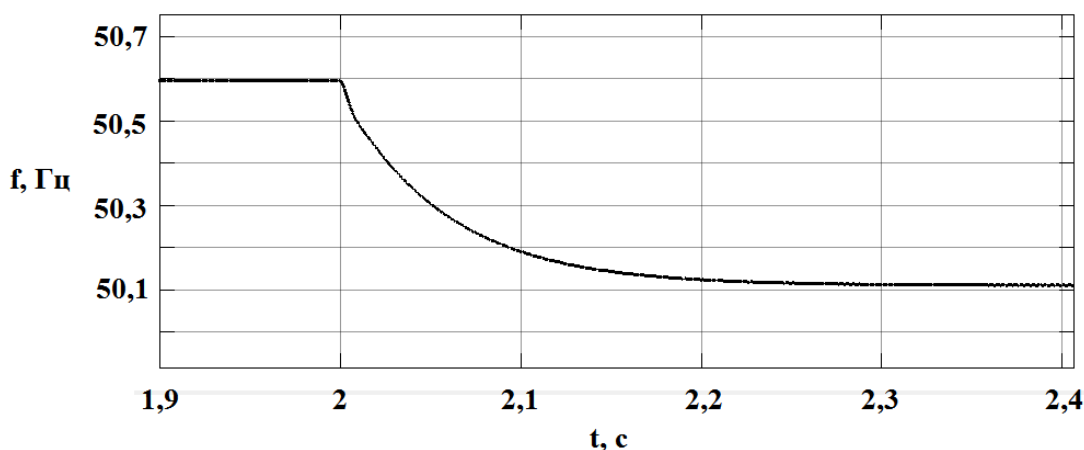


Рисунок 3.31 – Регулирование частоты напряжения при подключении БН мощностью 26 кВт

На рисунке 3.31 показано устранение ИСУ отклонения по частоте более 0,4 Гц. Значение частоты напряжения в точке подключения нагрузки 4 жилых зданий (блок 13) регулируется от 50,6 Гц до 50,1 Гц при подключении балластной нагрузки 26 кВт (блок 8).

Предельно допустимый диапазон значений частоты в точке подключения нагрузки согласно нормам качества электрической энергии 49,6 – 50,4 Гц, значит, значение частоты в узле нагрузки 50,1 Гц соответствует нормам качества электроэнергии. Методика управления показывает удовлетворительные результаты по регулированию отклонения частоты.

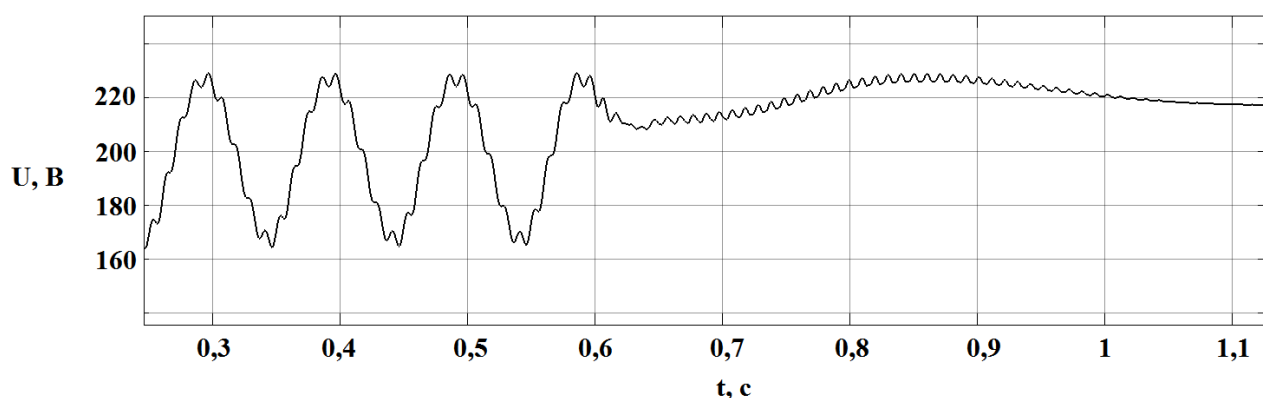


Рисунок 3.32 – Детектирование и подавление режима биений

На рисунке 3.32 показано устранение ИСУ режима биений. Подавление биений выполняется изменением уставки генератора 2 по частоте 45 Гц на номинальную 50 Гц путем замены блока 2 на блок 1.

После подачи управляющего воздействия квазипериодические колебания напряжения затухают через переходный процесс. Из рисунка видно, что действующее значение напряжения стабилизируется в диапазоне значений 210 – 230 В, что соответствует нормам качества электроэнергии в системах электроснабжения. Следовательно, методика управления показывает удовлетворительные результаты по детектированию и подавлению режима биений.

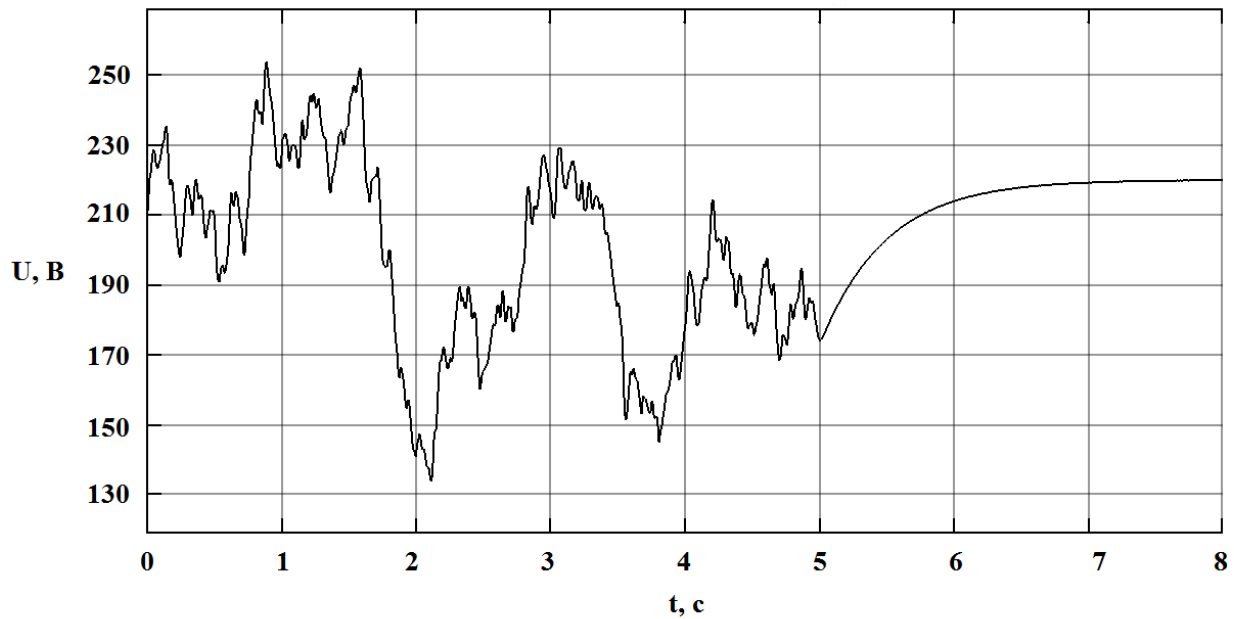


Рисунок 3.33 – Детектирование и подавление хаотического режима работы

На рисунке показано подавление ИСУ режима хаотических колебаний. Устранение хаотических колебаний выполняется изменением значения демпферного коэффициента генератора 2 путем замены блока 2 на блок 1. Для демпферных коэффициентов $D_1 = 6,51$ и $D_2 = 6,77$, моментов инерции роторов $J_1 = 1 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$ и $J_2 = 4 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$, ЭДС генераторов $E_1 = 1,424 \text{ о.е.}$, $E_2 = 1,413 \text{ о.е.}$, взаимной проводимости Т-образной схемы замещения пассивной части ДСЭ $B_{12} = 0,254 \text{ о.е.}$, дополняющего угла $\alpha_{12} = 1,408 \text{ рад.}$ и относительного угла поворота ротора двух генераторов $\delta_{12} = 0,267 \text{ рад.}$ после расчета согласно (3.42) имеем $D_1 \in (1,69; 2,26)$ – интервал значений демпферного коэффициента генератора 1 при неизменном значении демпферного коэффициента D_2 . Для подавления хаотических колебаний значение демпферного коэффициента генератора 1 принято 2,2.

После подачи управляющего воздействия хаотические колебания напряжения стабилизируются в диапазоне 210 – 230 В. Для фазного напряжения питающей линии 0,4 кВ данный диапазон значений соответствует нормам качества электроэнергии. Таким образом, методика управления

показывает удовлетворительные результаты по детектированию и подавлению хаотических колебаний.

3.3.3.2 Управление децентрализованной электротехнической системой промышленного предприятия

Общий вид s-модели, соответствующей структурной схеме двухмашинной ДЭТС с РГ промышленного предприятия и активного потребителя с общей шиной переменного тока показан на рисунке 3.34.

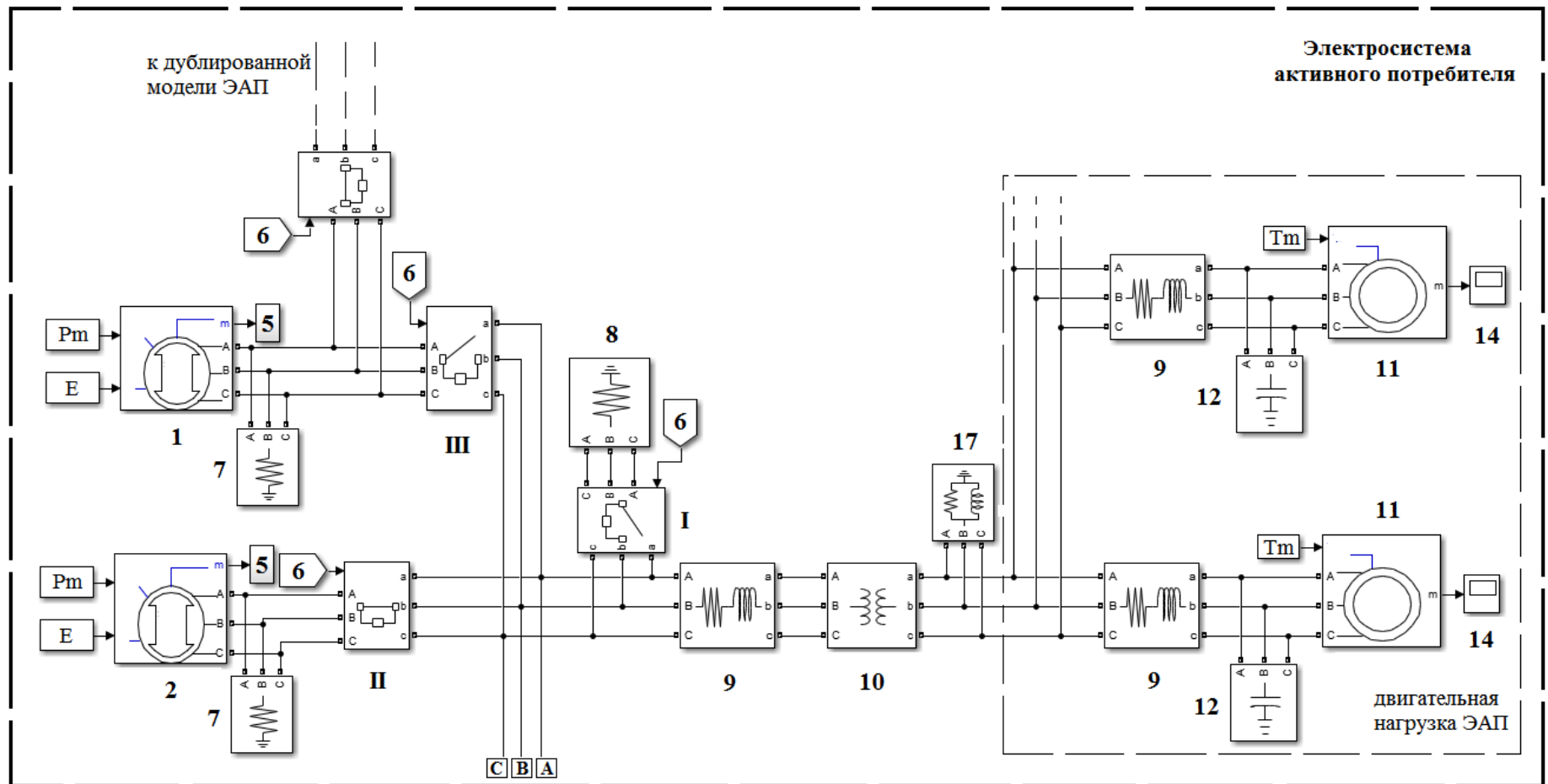


Рисунок 3.34 – S- модель ДЭТС с РГ промышленного предприятия и активного потребителя: 1, 2, 3, 4 – синхронные генераторы; 5 – блок измерения угла поворота ротора; 6 – сигнал управления; 7 – активная нагрузка (собственные нужды генератора); 8 – балластная нагрузка; 9 – ЛЭП (трехфазная или однофазная); 10 – силовой трансформатор; 11 – асинхронный двигатель; 12, 13 – компенсирующие устройства; 14 – осциллограф; 15 - блок измерений напряжения и частоты; 16 – частотный преобразователь; 17 - статическая нагрузка ЭАП; 18 - вольтметр

Продолжение рисунка 3.34

Значения параметров основных элементов s-модели и их расчет подробно рассмотрены во второй главе. Рассмотрим моделирование отклонения режима работы ДЭТС с РГ промышленного предприятия от номинального.

Для создания в электросистеме дефицита активной мощности 20 % выбрано значение балластной нагрузки (блок 8) 626 кВт. Для создания в электросистеме дефицита реактивной мощности 40 % выбрана мощность компенсирующего устройства (блок 13) 1408,5 кВар. Режим биений имитируется заданием установки по частоте в параметрах синхронного генератора (блок 2) 45 Гц. Для создания хаотических колебаний в ДЭТС с РГ выполняется переход ЭАП от островного режима к параллельному режиму работы с электросистемой промышленного предприятия без использования блока точной синхронизации.

Ниже приведены осциллограммы напряжения для основных случаев отклонения режима работы ДЭТС с РГ промышленного предприятия и активного потребителя от номинального (рисунок 3.35 – 3.3).

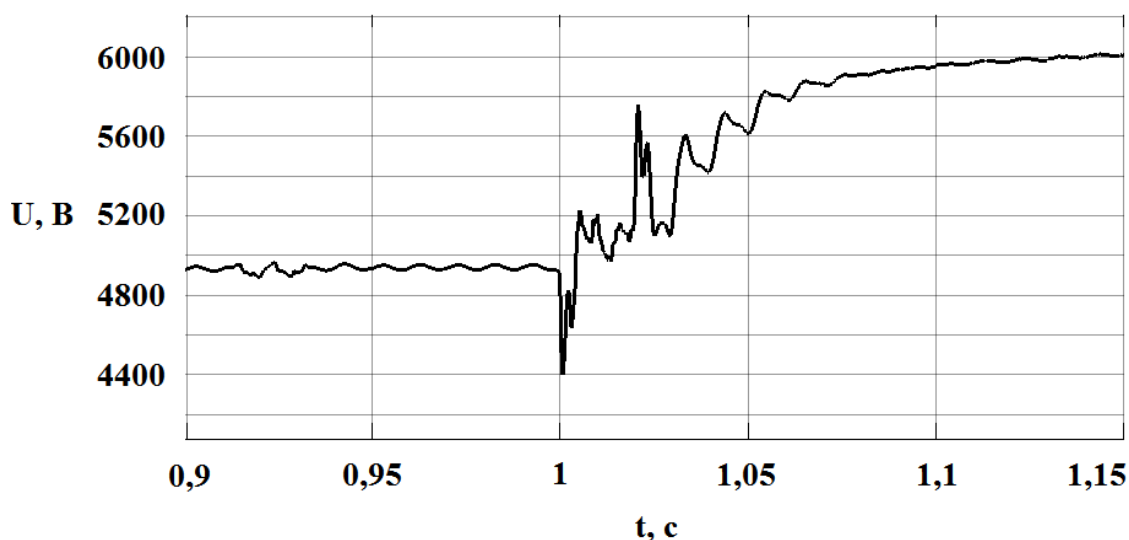


Рисунок 3.35 - Регулирование напряжения при подключении КУ мощностью 1408,5 кВар

На рисунке 3.35 показано устранение ИСУ отклонения по напряжению более 10 %. Действующее значение напряжения 4947 В в точке подключения

нагрузки промышленного предприятия корректируется до 6007 В при подключении компенсирующего устройства (блок 13).

Предельно допустимый диапазон значений напряжения 6 кВ согласно нормам качества электрической энергии 5400 – 6600 В, значит, действующее значение напряжения 6007 В соответствует нормам качества электроэнергии. Методика управления показывает удовлетворительные результаты по регулированию установившегося отклонения напряжения.

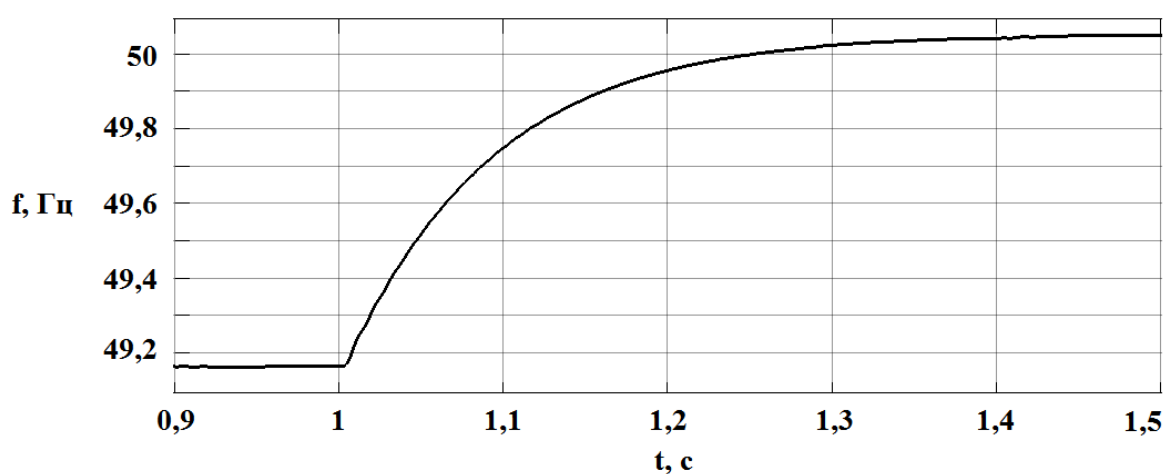


Рисунок 3.36 - Регулирование частоты напряжения при отключении БН мощностью 626 кВт

На рисунке 3.36 показано устранение ИСУ отклонения по частоте более 0,4 Гц. Значение частоты напряжения в точке подключения нагрузки промышленного предприятия регулируется от 49,16 Гц до 50,05 Гц при отключении балластной нагрузки (блок 8).

Предельно допустимый диапазон значений частоты в точке подключения нагрузки согласно нормам качества электрической энергии 49,6 – 50,4 Гц, значит, значение частоты в узле нагрузки 50,05 Гц соответствует нормам качества электроэнергии. Методика управления показывает удовлетворительные результаты по регулированию отклонения частоты.

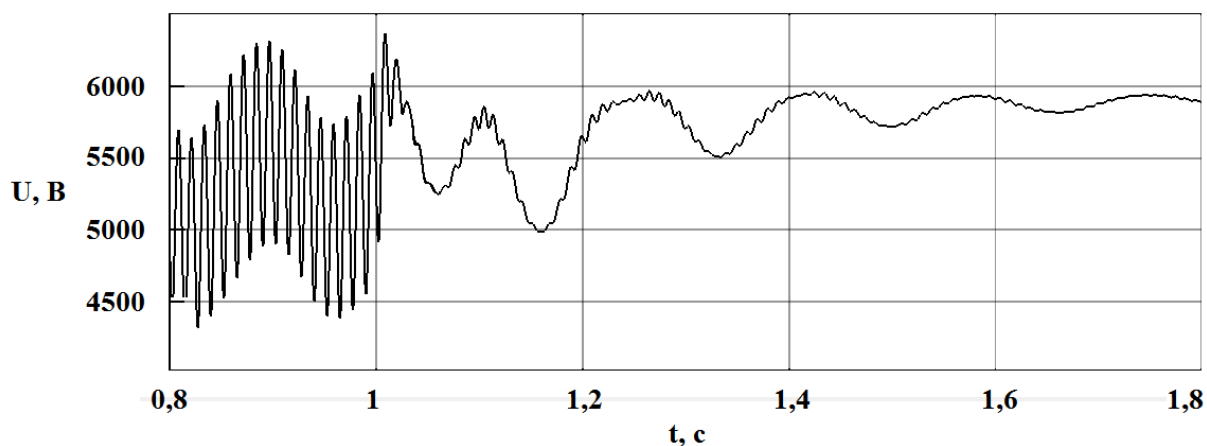


Рисунок 3.37 - Детектирование и подавление режима биений

На рисунке 3.37 показано устранение ИСУ режима биений. Подавление биений выполняется изменением уставки генератора 2 по частоте 45 Гц на номинальную 50 Гц путем замены блока 2 на блок 1. После подачи управляющего воздействия квазипериодические колебания напряжения затухают через переходный процесс. Из рисунка видно, что действующее значение напряжения стабилизируется в диапазоне значений 5500 – 6000 В, что соответствует нормам качества электроэнергии в системах электроснабжения. Следовательно, методика управления показывает удовлетворительные результаты по детектированию и подавлению режима биений.

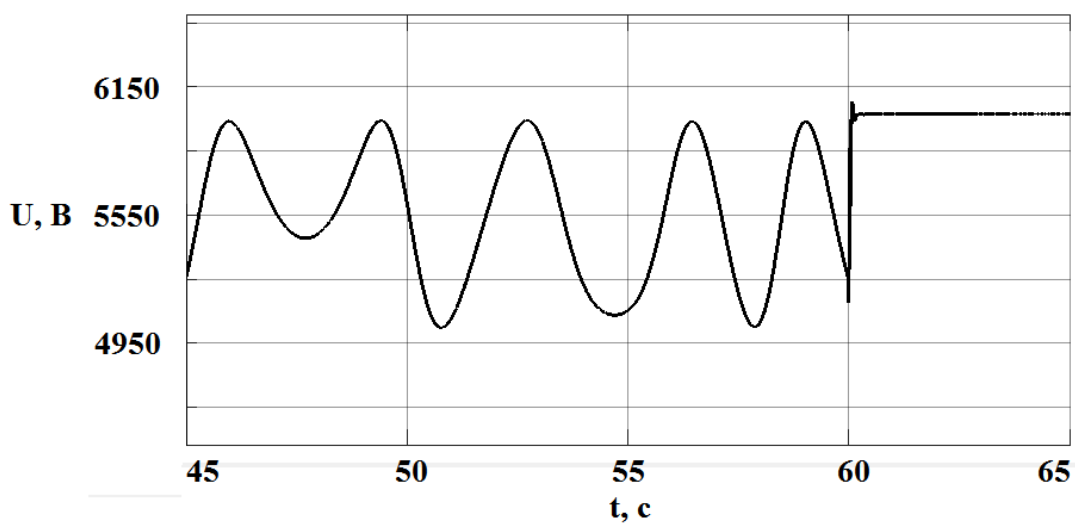


Рисунок 3.38 – Детектирование и подавление хаотического режима работы

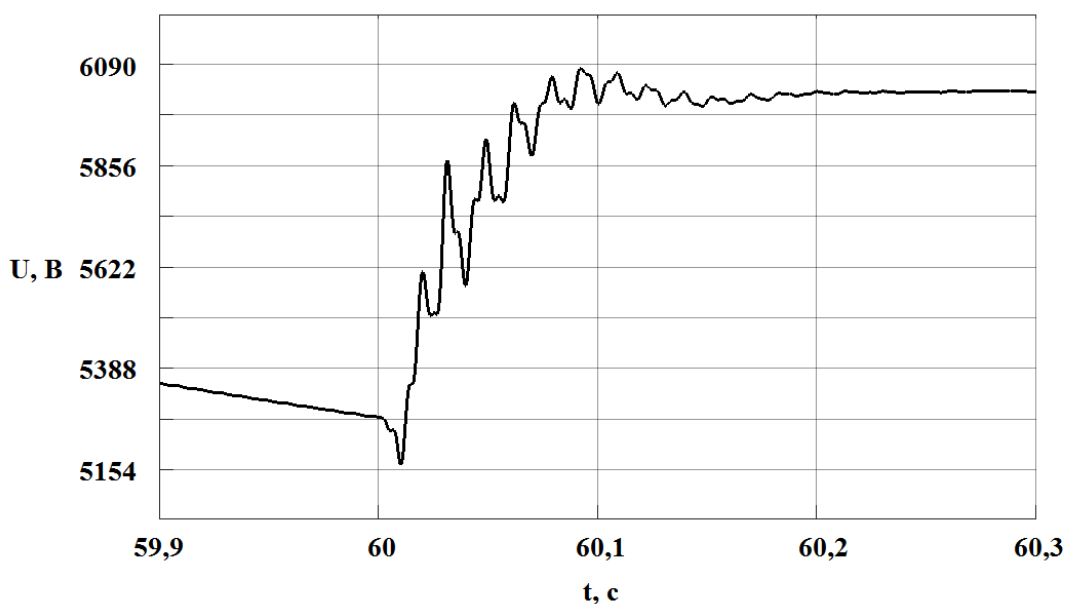


Рисунок 3.39 – Переходный процесс изменения напряжения в момент подачи управляющего воздействия

На рисунке 3.38 и рисунке 3.39 (увеличенный масштаб) показано подавление ИСУ режима хаотических колебаний. Устранение хаотических колебаний выполняется изменением значения демпферного коэффициента генератора 1. Для демпферных коэффициентов $D_1 = 8,33$ и $D_2 = 32,75$, моментов инерции роторов $J_1 = 400 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$ и $J_2 = 390 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$, ЭДС генераторов $E_1 = 1,049 \text{ о.е.}$, $E_2 = 1,100 \text{ о.е.}$, взаимной проводимости Т-образной схемы замещения ДЭТС $B_{12} = 1,053 \text{ о.е.}$, дополняющего угла $\alpha_{12} = 1,07 \text{ рад.}$ и относительного угла поворота ротора двух генераторов $\delta_{12} = 0,048 \text{ рад.}$ после расчета согласно (Расчет подавляющего хаотические колебания управляющего воздействия) имеем $D_1 \in (33,59; 63,83)$ – интервал значений демпферного коэффициента генератора 1 при неизменном значении демпферного коэффициента D_2 . Для подавления хаотических колебаний значение демпферного коэффициента генератора 1 принято 34. После подачи управляющего воздействия хаотические колебания напряжения стабилизируются в диапазоне 5973 – 6090 В. Для уровня напряжения 6 кВ данный диапазон значений соответствует нормам качества электроэнергии. Таким образом, методика управления показывает удовлетворительные результаты по детектированию и подавлению хаотических колебаний.

Выводы

1. Рассмотрены причины отклонений напряжения и частоты в ДЭТС с РГ и способы их минимизации.

2. Разработана методика детектирования и подавления хаотических колебаний в ДЭТС с РГ, учитывающая требования к показателям качества электрической энергии.

3. Приведен расчет критериев для управляющего воздействия, направленного на подавление хаотических колебаний в ДЭТС с РГ. Согласно расчету для подавления хаотических колебаний в двухмашинных ДЭТС жилых зданий и промышленного предприятия диапазон значений демпферного коэффициента одного из генераторов 1,69 - 2,26 и 33,59 – 63,83 соответственно.

4. Работа методики управления апробирована на примере ДЭТС с РГ жилых зданий и ДЭТС с РГ нефтегазодобывающего предприятия при помощи имитационного компьютерного моделирования для следующих случаев: отклонения значения фазного напряжения от предельно допустимого; отклонения частоты фазного напряжения от предельно допустимой; режима биений; хаотического режима.

Результаты моделирования для ДЭТС с РГ жилых зданий следующие. Действующее значение фазного напряжения в точке подключения нагрузки 182 В корректируется до 218 В при подключении КУ мощностью 78 кВар, значение частоты регулируется от 50,6 Гц до 50,1 Гц при подключении БН 26 кВт. При подавлении режима биений и хаотических колебаний значение напряжения стабилизируется в диапазоне 210-230 В.

Результаты моделирования для ДЭТС с РГ промышленного предприятия следующие. Действующее значение фазного напряжения в точке подключения нагрузки 4947 В корректируется до 6007 В при подключении КУ мощностью 1408,5 кВар, значение частоты регулируется от 49,16 Гц до 50,05 Гц при отключении БН 626 кВт. При подавлении режима биений напряжение

стабилизируется в диапазоне 5500 - 6000 В. При подавлении хаотических колебаний напряжение стабилизируется в диапазоне 5973 – 6090 В.

Результаты моделирования указывают на удовлетворительную работу методики управления ДЭТС с РГ, после подачи управляющего воздействия флуктуации значений режимных параметров ДЭТС стабилизируются в допустимых диапазонах.

Глава 4. МИНИМИЗАЦИЯ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

4.1 Выбор места расположения источников питания в электротехнической системе с распределенной генерацией

РГ подразумевает расположение ИП в непосредственной близости от потребителя с целью минимизации потерь энергии при ее передаче [111,112]. Если рассматривать ДЭТС с РГ достаточно большой площади (например, микрорайон), то она будет содержать число ИП соразмерно суммарной мощности потребителей. При этом возникает задача расположения ИП в электросистеме с РГ таким образом, чтобы минимизировать затраты на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения. Координаты таких точек являются ЦЭН.

Существуют различные методы расчета ЦЭН для электротехнических систем с централизованной генерацией энергии, в которых ЦЭН – координаты расположения питающих подстанций (метод потенциальных функций и др.). Данные методы применимы к ДЭТС, если под питающими подстанциями подразумевать установки генерации.

Для большинства электросистем нагрузка входящих в их состав потребителей не является постоянной величиной и изменяется в течение суток, в зависимости от сезона года и т.п. В долгосрочной перспективе может изменяться и число потребителей (например, строительство заводов). При этом должны изменяться координаты ЦЭН. Поэтому в случае централизованного электроснабжения расположить питающие подстанции в ЦЭН затруднительно, их стараются смещать в сторону высоковольтных линий.

В отличие от централизованного электроснабжения ДЭТС с РГ при оптимальном соотношении числа и мощности установок генерации и потребителей позволяет располагать ИП непосредственно в ЦЭН. В идеале, на каждого потребителя приходится отдельный ИП и потери при передаче энергии будут стремиться к нулю, но возрастут затраты на приобретение и обслуживание ИП. К тому же, наиболее коммерчески доступной технологией генерации являются двигатели внутреннего сгорания, КПД которых зависит от вырабатываемой мощности и при недозагрузке значительно снижается. Поэтому очевидно, что задача создания ДЭТС с РГ, в которой ИП всегда будут располагаться в ЦЭН, является многофакторной, требует непрерывного сбора данных о состоянии системы и возможности дистанционного управления ее элементами в автоматическом режиме. Решением данной задачи является создание «умной сети» (smart grid), использующей направленную на минимизацию нагрузочных потерь методику управления [113].

Рассмотрим вопросы организации «умной сети» в ДЭТС с РГ и методику управления, направленную на минимизацию потерь при передаче электроэнергии.

4.2 Организация «умной» электротехнической системы с распределенной генерацией

Перспективным вариантом организации «умной сети» может послужить создание ДЭТС с РГ с элементами, объединенными при помощи беспроводной связи в единую централизованную информационную среду [114, 115]. Для этого на каждом элементе системы, подлежащем контролю и управлению, необходимо разместить примитивное радиопередающее и радиоприемное устройства со встроенной SIM-картой. Затем на основе сотовой связи

организовать сообщение между отдельными территориально разрозненными элементами с некоторым центром управления в виде группы ЭВМ (центральный компьютер), оптимизирующей работу электросистемы в автоматическом или полуавтоматическом режиме (присутствие инженерно-технического персонала) [116]. Каждая SIM-карта имеет регистрационный номер, который будет служить однозначным определением координат элемента электросистемы для центрального компьютера. Прием и передача СМС-сообщений, содержащих представленную в виде двоичного кода информацию о состоянии элементов электросистемы и команды центрального компьютера, будут организованы на основе местного оператора сотовой связи. Принимаемые от центрального компьютера команды в виде СМС-сообщений двоичного кода при помощи несложных схемотехнических решений будут преобразовываться в управляющий сигнал и контролировать работу элементов электросистемы, в частности, работу установок генерации.

Таким образом, «умная сеть» электросистемы может быть организована при помощи беспроводной связи на основе действующих сотовых операторов. Одним из преимуществ такого подхода является отсутствие материальных и трудовых затрат на организацию линий связи между отдельными компонентами электросистемы и центральным компьютером.

С точки зрения информационной безопасности и надежности беспроводная связь уступает оптоволоконной. Однако отсутствие необходимости прокладки кабельных линий связи между отдельными элементами электросистемы и центральным компьютером, широкая распространенность беспроводной связи делает ее более перспективной.

4.3 Методика уменьшения потерь при передаче электроэнергии в электротехнических системах с распределенной генерацией

Рассмотрим методику управления, направленную на уменьшение потерь при передаче электроэнергии в ДЭС с РГ [117].

Основная идея методики заключается в сокращении расстояния между ЦЭН группы потребителей и соответствующим ей ИП за счет подключения потребителей к ИП, находящемуся на меньшем расстоянии от ЦЭН. Сокращение длины питающих линий между ЦЭН группы потребителей и соответствующим ей ИП уменьшает потери при канализации электроэнергии. Для контроля смещения ЦЭН измерение мощности нагрузки потребителей осуществляется в режиме реального времени или через заданный временной интервал. При смещении ЦЭН групп потребителей происходит перераспределение ИП по критерию минимальной длины питающих линий.

Сбор данных о величине мощности нагрузки потребителей, возможности подключения ИП и выбор распределения ИП между группами потребителей осуществляется центральным компьютером «умной сети». Рассмотрим подробнее методику динамического перераспределения ИП по группам потребителей, заложенную в алгоритм функционирования центрального компьютера.

Методика работы центрального компьютера «умной сети» представлена в виде блок-схемы на рисунке 4.1 [118].

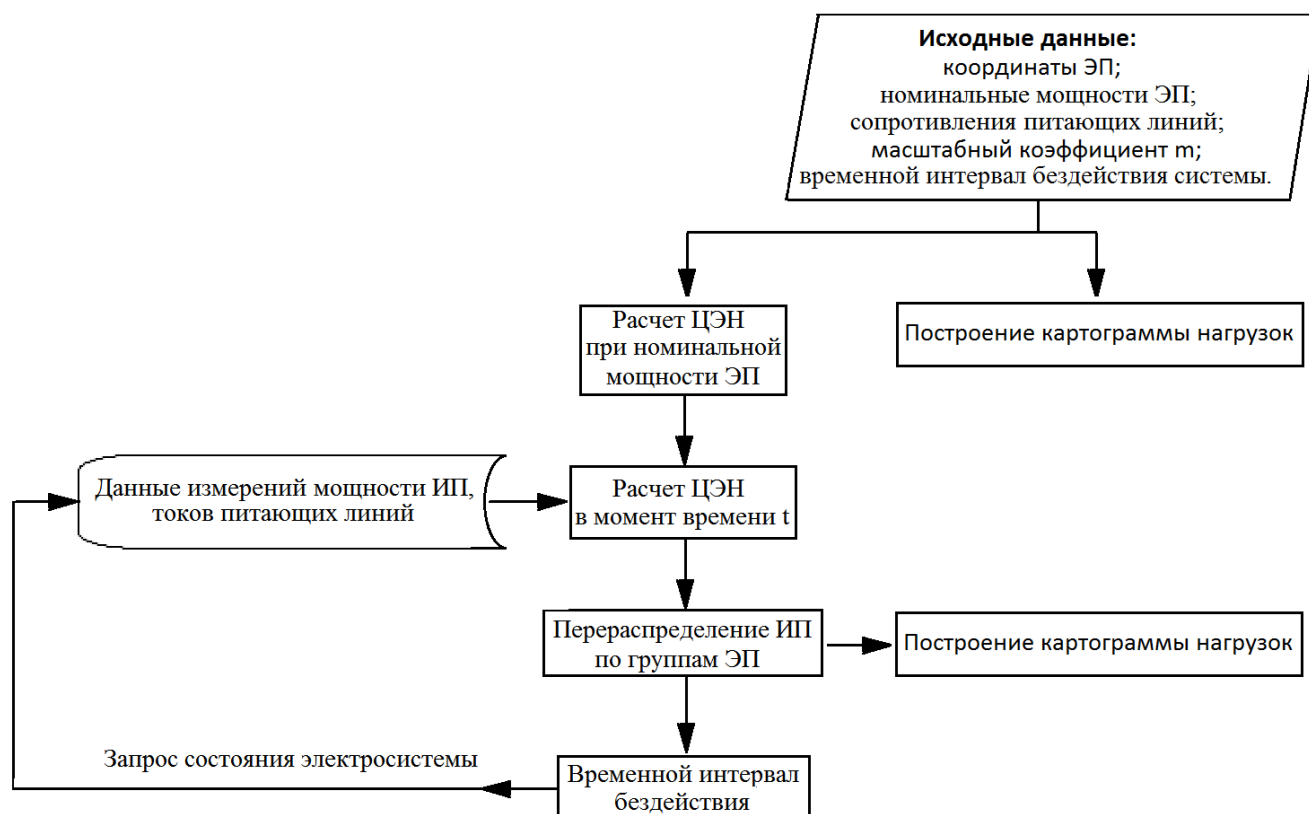


Рисунок 4.1 – Блок-схема динамического перераспределения ИП в ДЭТС с РГ

Первоначально при пуско-наладке «умной сети» инженерно-технический персонал указывает следующие исходные данные: координаты потребителей, координаты установок генерации, масштабный коэффициент, временной интервал бездействия системы. Далее центральный компьютер «умной сети» запрашивает базу данных графиков нагрузок потребителей. После чего следует цикл операций, направленных на снижение потерь мощности при передаче электроэнергии.

Рассмотрим подробно цикл операций по снижению потерь мощности при передаче электроэнергии в ДЭТС с РГ:

1. Задание координат потребителей в группах:

$$K_n = \begin{pmatrix} x_1 & y_1 \\ \vdots & \vdots \\ x_N & y_N \end{pmatrix}, \quad (4.1)$$

где K_n – матрица координат потребителей; $(x; y)$ – координаты отдельного потребителя; n – порядковый номер группы потребителей, N – количество потребителей в группе.

2. Задание координат источников питания ИП:

$$ИП_n = \begin{pmatrix} x_1 & y_1 \\ \vdots & \vdots \\ x_N & y_N \end{pmatrix}, \quad (4.2)$$

где $ИП_n$ – матрица координат источников питания; $(x; y)$ – координаты отдельного ИП; n – порядковый номер ИП, N – количество ИП в электросистеме.

3. Измерение в момент времени t значений мощности потребителей и токов питающих линий:

$$P_{tn} = \begin{pmatrix} P_{t1} \\ \vdots \\ P_{tN} \end{pmatrix}, \quad (4.3)$$

$$I_{tn} = \begin{pmatrix} I_{t1} \\ \vdots \\ I_{tK} \end{pmatrix} \quad (4.4)$$

где P_{tn} – матрица значений мощности потребителей n -ой группы в момент времени t , I_{tn} – матрица значений токов питающих линий в момент времени t , K – количество групп потребителей.

4. Расчет ЦЭН групп потребителей в момент времени t :

$$\begin{aligned} & \text{ЦЭН}_{tn}(x_{tn}; y_{tn}) \\ x_{tn} &= \frac{\sum_{i=1}^N P_{tn}^i \cdot K_n^{i,1}}{\sum_{i=1}^N P_{tn}^i}, \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$y_{tn} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{tn}^i \cdot K_n^{i,2}}{\sum_{i=1}^N P_{tn}^i}. \quad (4.6)$$

5. В соответствие n -ой группе потребителей ставится ИП k -ой группы, если:

- расстояние от ЦЭН_{tn} до $ИП_k$ $L_{tk} = \sqrt{(x_{tn} - x_k)^2 + (y_{tn} - y_k)^2}$ является наименьшим в электросистеме по сравнению с расстоянием от ЦЭН_{tn} до любого другого ИП $L = \sqrt{(x_{tn} - x)^2 + (y_{tn} - y)^2}$, включая $ИП_n$ (рисунок 4.2);

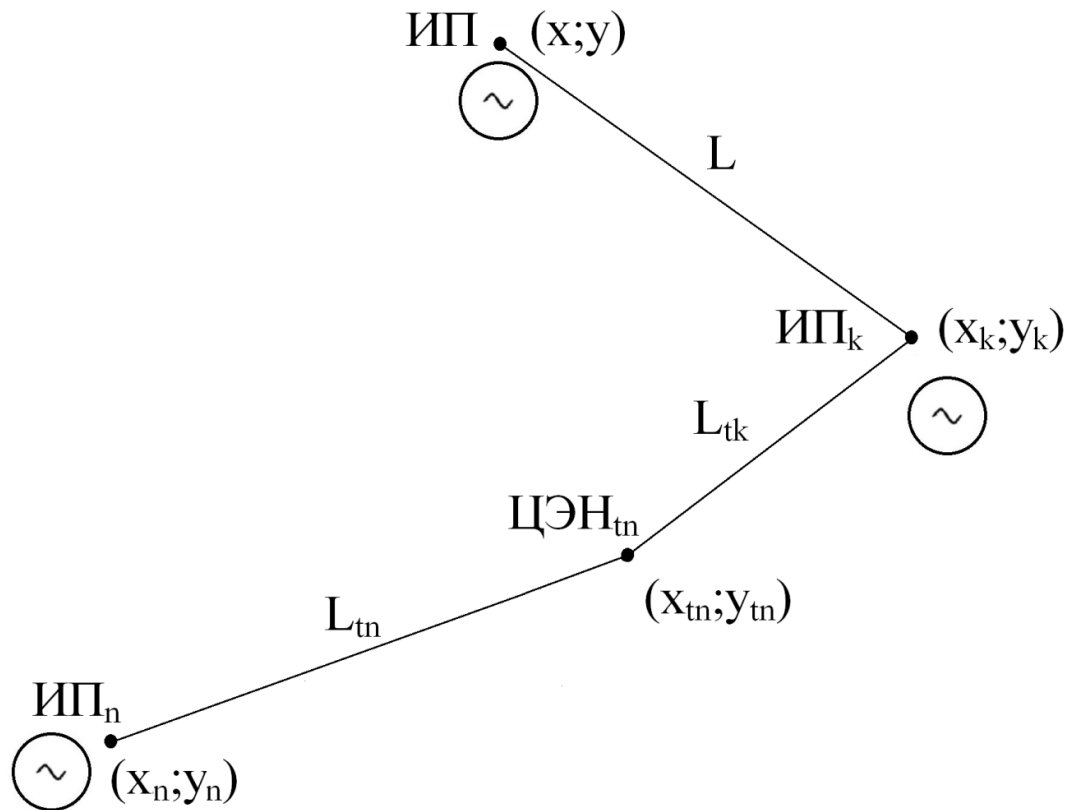


Рисунок 4.2 – Смещение центра электрических нагрузок в момент времени t

- максимальная мощность источника питания k -ой группы P_{max_k} (соответствующая 20 % запасу по статической устойчивости для синхронного генератора) не меньше суммы мощностей ЭП k -ой и n -ой групп $\sum P_{tk} + \sum P_{tn}$:

$$P_{max_k} \gg \sum P_{tk} + \sum P_{tn} \quad (4.7)$$

После завершения операции перераспределения ИП по ЦЭН следует временной интервал бездействия центрального компьютера, который задается инженерно-техническим персоналом. По истечению временного интервала бездействия центральный компьютер запрашивает состояние элементов электросистемы и повторяет вышеперечисленные операции методики (5 – 7 пункты).

Если допустить возможность организации подключения произвольно выбранного потребителя к любому ИП электросистемы, то описанную выше методику следует дополнить методом эквипотенциальных функций [119]. Используя метод эквипотенциальных функций, выполняется деление

картограммы электросистемы на области, ограниченные эквипотенциальными линиями, по формуле:

$$П(x, y) = \sum_{i=1}^n \left[P_i \cdot e^{-\alpha \cdot [(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2]} \right], \quad (4.9)$$

где n – количество потребителей, x_i и y_i – координаты потребителей, P_i – мощность потребителей, α – коэффициент контрастности рельефа.

Экстремумы функции $П(x; y)$ принимаются за оптимальное расположение ИП. Потребители разбиваются на группы соответственно координатам оптимального расположения ИП. Далее следует цикл из пунктов методики 4-8. Разбиение потребителей электросистемы на группы повторяется до достижения максимального снижения потерь мощности. Очевидно, что для решения такой многовариантной задачи потребуется значительная вычислительная мощность ЭВМ. При увеличении числа потребителей необходимо будет использовать современные методы нелинейного программирования, такие как метод генетического алгоритма и искусственные нейронные сети, которые позволяют значительно сократить время перебора вариантов [120].

На основе вышеизложенной методики разработана программа для ЭВМ [121, Приложение 1], позволяющая после ввода исходных данных ДЭТС с РГ (пункты методики 1-4):

- вычислить координаты ЦЭН групп потребителей в момент времени t ;
- соотнести номера групп потребителей и ИП согласно минимальному значению потерь мощности при передаче электроэнергии;
- рассчитать картограмму электрических нагрузок электросистемы.

Методика и программа апробированы на примере уменьшения потерь на передачу мощности в ДЭТС с РГ промышленного микрорайона города.

4.4 Перераспределение источников питания по группам потребителей в децентрализованной электротехнической системе промышленного микрорайона города

В качестве примера реализации методики динамического перераспределения ИП рассмотрим ДЭТС с РГ промышленного микрорайона города. Основные потребители района, их мощности (P) и координаты (x , y) приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Координаты потребителей на схеме плана микрорайона с указанием величины нагрузки в утреннее и вечернее время

№	Наименование	P_1 (утро), кВт	P_2 (вечер), кВт	координаты	
				x , м	y , м
1	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1050	2275
2	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1050	2125
3	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1200	2275
4	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1200	2125
5	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1350	2275
6	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1350	2125
7	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1500	2275
8	Многоквартирный дом (5 этажей)	100	400	1500	2125

Окончание таблицы 4.1

9	Многоквартирный дом (10 этажей)	100	800	1650	2275
10	Многоквартирный дом (10 этажей)	100	800	1650	2125
11	Больница	200	200	250	2175
12	Санаторий	200	200	250	2025
13	Плавательный бассейн	150	150	725	2050
14	Торговый комплекс	50	100	1250	1925
15	Кинотеатр	50	100	1500	1925
16	Школа	100	100	3050	1750
17	Хлебозавод	100	100	2950	1550
18	Бетонный завод	50	5	2275	550
19	Кирпичный завод	1600	1000	1100	50
20	Фотоэлектрическая установка	1300	1300	1650	700
21	Гибридная электростанция	6000	6000	800	2150
22	Солнечная электростанция	6000	6000	1450	2300

Пусть потребители микрорайона разделены на следующие группы. Потребители 1 - 15 подключены к гибридной электростанции 21, состоящей из ветряной электростанции с установленной мощностью 3 МВт и дублирующей инверторной дизельной электростанции мощностью 3 МВт. Потребители 16 – 19 подключены к централизованной системе электроснабжения с ГПП 35/10 кВ, находящейся на территории кирпичного завода. Потребитель 20 – активный потребитель (тепличное хозяйство), использующий в качестве источника питания для собственных нужд и для поставок электроэнергии во внешнюю сеть фотоэлектрическую установку мощностью 1300 кВт. Потребитель 22 - активный потребитель (дачное хозяйство), использующий в качестве источника питания для собственных нужд и для поставок электроэнергии во внешнюю сеть фотоэлектрические установки суммарной мощностью 6000 кВт [122].

Рассмотрим построение картограммы нагрузок микрорайона и последующие операции методики перераспределения ИП по группам потребителей.

Операция построения картограммы нагрузок выполняется построением для каждого потребителя на схеме плана района круга, площадь которого пропорциональна мощности, по следующей формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (4.10)$$

где P_i – мощность i -го потребителя, m – масштабный коэффициент мощности.

Схема плана микрорайона и картограмма нагрузок потребителей показаны на рисунке 4.3.

Таблица 4.2 – Координаты ИП и ЦЭН групп потребителей микрорайона

Группа потребителей	Координаты ЦЭН, м		Номер ИП, координаты ИП, м	
	Утреннее время	Вечернее время	Утреннее время	Вечернее время
1 - 15	(1095;2151)	(1298;2179)	21 (800;2150)	22 (1450;2300)
16 - 19	(1340;237)	(1650;507)	19 (1100;50)	20 (1650;700)

Таблица 4.3 – Расстояние между ИП и ЦЭН групп потребителей в утреннее и вечернее время

Группа потребителей	Расстояние между ЦЭН и ИП, м		
	ИП	Утро	Вечер
1 - 15	19	2101	2138
	20	1554	1520
	21	295	499
	22	385	194
16 - 19	19	304	715
	20	557	193
	21	1988	1850
	22	2066	1804

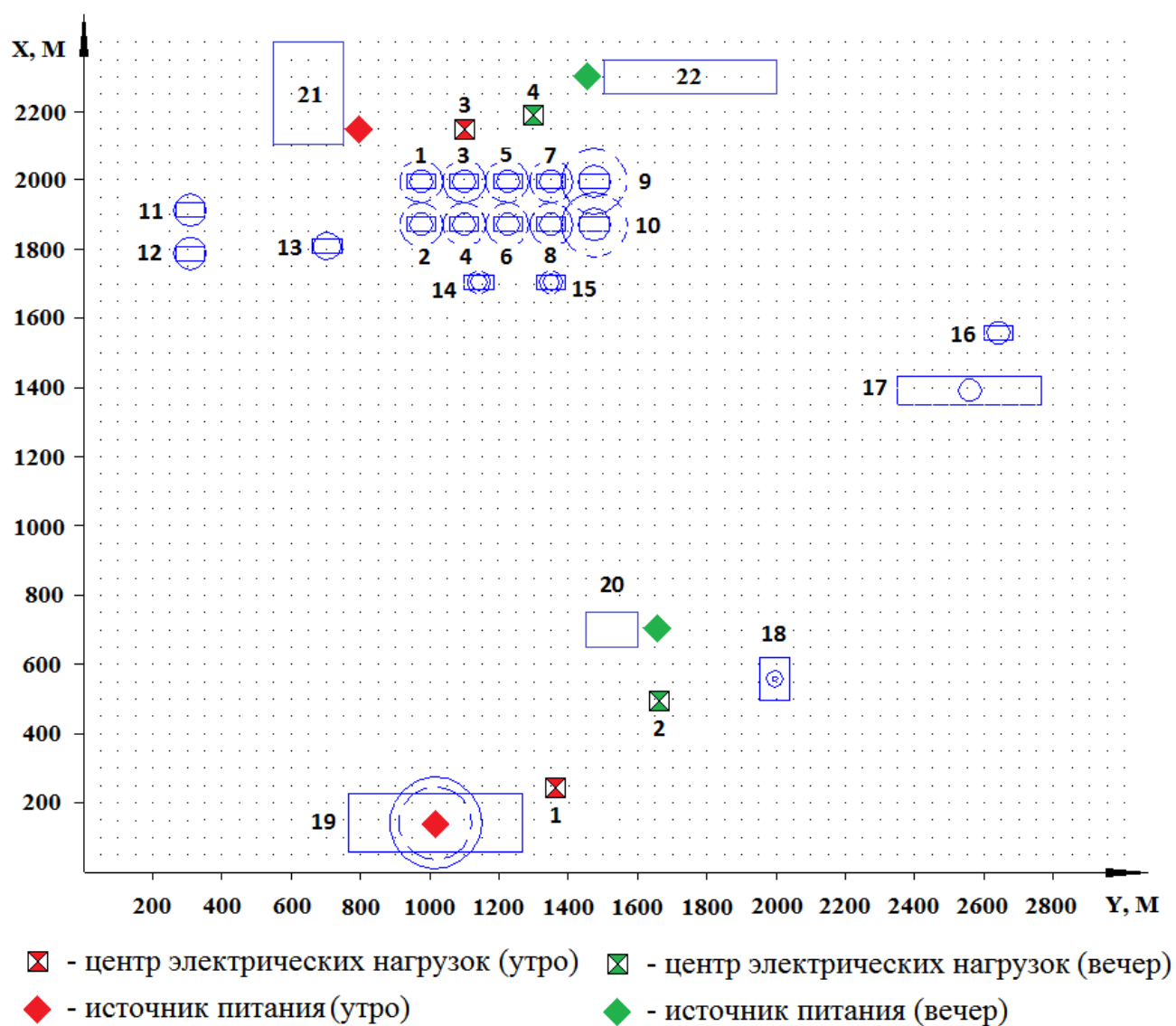


Рисунок 4.4 – Схема плана промышленного микрорайона города и картограмма нагрузок потребителей с перераспределением ИП при смещении ЦЭН

Примечание: 1. Штриховой линией указаны мощности нагрузок потребителей в вечернее время. 2. Цена деления сетки 50 метров. 3. Масштабный коэффициент мощности 0,02 кВт/м².

4.5 Оценка экономической эффективности перераспределения источников питания по группам потребителей

Оценим экономическую эффективность от использования в алгоритмах управления «умными» ДЭТС с РГ методики динамического перераспределения ИП по группам потребителей.

Расчет снижения потерь мощности ΔP_n после перераспределения ИП по группам потребителей может быть выполнен по формуле [123]:

$$\Delta P_n = 3 \cdot I_{tn}^2 \cdot r_{0n} \cdot \Delta L_n, \quad (4.11)$$

где I_{tn} – фазный ток в питающей линии n-ой группы ЭП, r_{0n} – значение удельного сопротивления питающей линии n-ой группы ЭП, $\Delta L_n = L_{tn} - L_{tk}$ – разница расстояний между ЦЭН n-ой группы ЭП и ИП до и после перераспределения источников питания (рисунок 4.2).

Фазный ток в питающей линии n-ой группы ЭП в момент времени t рассчитывается по формуле:

$$I_m = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi}, \quad (4.12)$$

где I_{tn} – фазный ток, P – активная мощность потребителя, U_n – линейное напряжение, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Годовая финансовая прибыль за счет снижения потерь мощности в питающих линиях при внедрении методики динамического перераспределения ИП рассчитывается по формуле [123]:

$$\Pi = 8760 \cdot \Delta P_n \cdot \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot D, \quad (4.13)$$

где Π – годовая финансовая прибыль, ΔP_n – потери мощности в линиях, T_M – продолжительность максимальной нагрузки, D – тариф электроэнергии.

Результаты расчетов представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчета снижения потерь мощности и получения финансовой прибыли при использовании методики перераспределения ИП

Группа потребителей	Параметры электропередачи	Результаты расчета			
		$I_{\text{tn}}, \text{ A}$	$\Delta L_{\text{n}}, \text{ м}$	$\Delta P_{\text{n}}, \text{ кВт}$	$\Pi, \text{ тыс.руб.}$
1-15	$U_{\text{л}} = 10 \text{ кВ}$ $P = 705 \text{ кВт}$ $\cos\varphi = 0,95$ $r_0 = 1,91 \text{ Ом/км}$ (СИП-3 1x16, одноцепная линия) $L_{21} = 499 \text{ м}$ $L_{22} = 194 \text{ м}$ $T_{\text{М}} = 4380 \text{ ч}$ $D = 4,67 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$	42,8	305	3,2	41
16-19	$U_{\text{л}} = 10 \text{ кВ}$ $P = 5550 \text{ кВт}$ $\cos\varphi = 0,95$ $r_0 = 0,641 \text{ Ом/км}$ (СИП-3 1x50, двухцепная линия) $L_{19} = 715 \text{ м}$ $L_{20} = 193 \text{ м}$ $T_{\text{М}} = 4380 \text{ ч}$ $D = 4,67 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$	168,6	522	57	1476

Из результатов расчета следует, что использование методики перераспределения ИП по группам потребителей при управлении ДЭТС с РГ промышленного микрорайона города позволяет снизить годовые потери

мощности в питающих линиях. Суммарные годовые потери мощности снижаются на 60,2 кВт на сумму 1517000 руб. при принятом в расчетах тарифе 4,67 руб./кВт·ч. Если учесть, что город в зависимости от численности населения может включать от десятка до сотни микрорайонов, то годовая финансовая прибыль будет составлять от десятков до сотен миллионов рублей.

Использование предложенной методики управления с технологической точки зрения требует возможности реконфигурации ДЭТС с РГ. Базовым элементом, позволяющим реконфигурировать электросистему согласно заданному алгоритму по данным телеметрического контроля параметров, является реклоузер. Для рассмотренного промышленного микрорайона следует использовать реклоузеры отечественного производства с ориентировочной стоимостью 300000 руб. Потребители микрорайона разделены на две группы, в одной из которых используется одноцепная, а в другой двухцепная линии электропередачи. Поэтому для реконфигурации системы потребуется 4 реклоузера суммарной стоимостью 1200000 руб. Учитывая финансовую прибыль при использовании разработанной методики, срок окупаемости внедряемого оборудования составит 10 месяцев.

4.6 Потери при передаче электроэнергии в электротехнических системах с распределенной генерацией с различным числом источников питания

Заметим, что эффективность применения методики динамического перераспределения зависит от количества групп потребителей и источников питания. Сравним потери мощности в питающих линиях промышленного микрорайона при централизованной электротехнической системе и ДЭТС с различным числом групп потребителей.

Картограмма микрорайона для централизованной электротехнической системы приведена на рисунке 4.5.

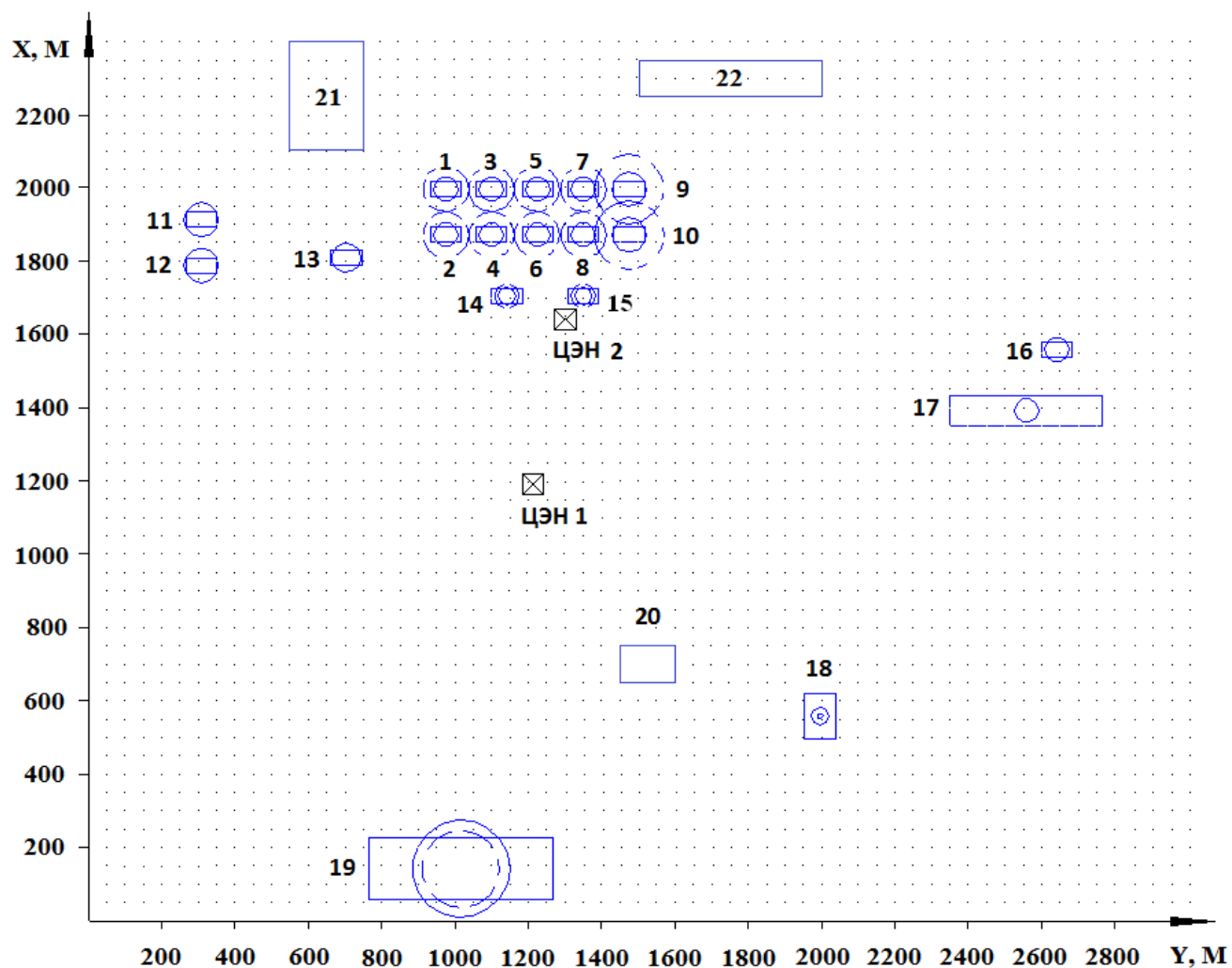


Рисунок 4.5 – Схема плана промышленного микрорайона города и картограмма нагрузок потребителей для централизованной электротехнической системы

Примечание: 1. Штриховой линией указаны мощности нагрузок потребителей в вечернее время. 2. Цена деления сетки 50 метров. 3. Масштабный коэффициент мощности $0,02 \text{ кВт/м}^2$; ЦЭН 1 и ЦЭН 2 – центры электрических нагрузок в утреннее и вечернее время соответственно.

Из рисунка видно, что смещение ЦЭН с течением времени составляет 650 м. Тогда согласно формулам (4.11 – 4.13) имеем потери мощности 80,5 кВт

(двухцепная линия электропередач), годовую стоимость потерь электроэнергии 4860 тыс. руб.

Для оценки потерь при ДЭТС с РГ воспользуемся данными, полученными при обосновании экономической эффективности методики перераспределения ИП (таблица 4.4, рисунок 4.4), а также дополнительно рассмотрим вариант организации электроснабжения микрорайона с увеличенным числом групп потребителей.

Пусть потребители разделены на следующие группы: 1-10, 14, 15; 11-13; 16-17; 18; 19. ИП размещены в ЦЭН при величине нагрузки в утреннее время. Построим картограмму микрорайона города с указанием ЦЭН в утреннее и вечернее время (рисунок 4.6).

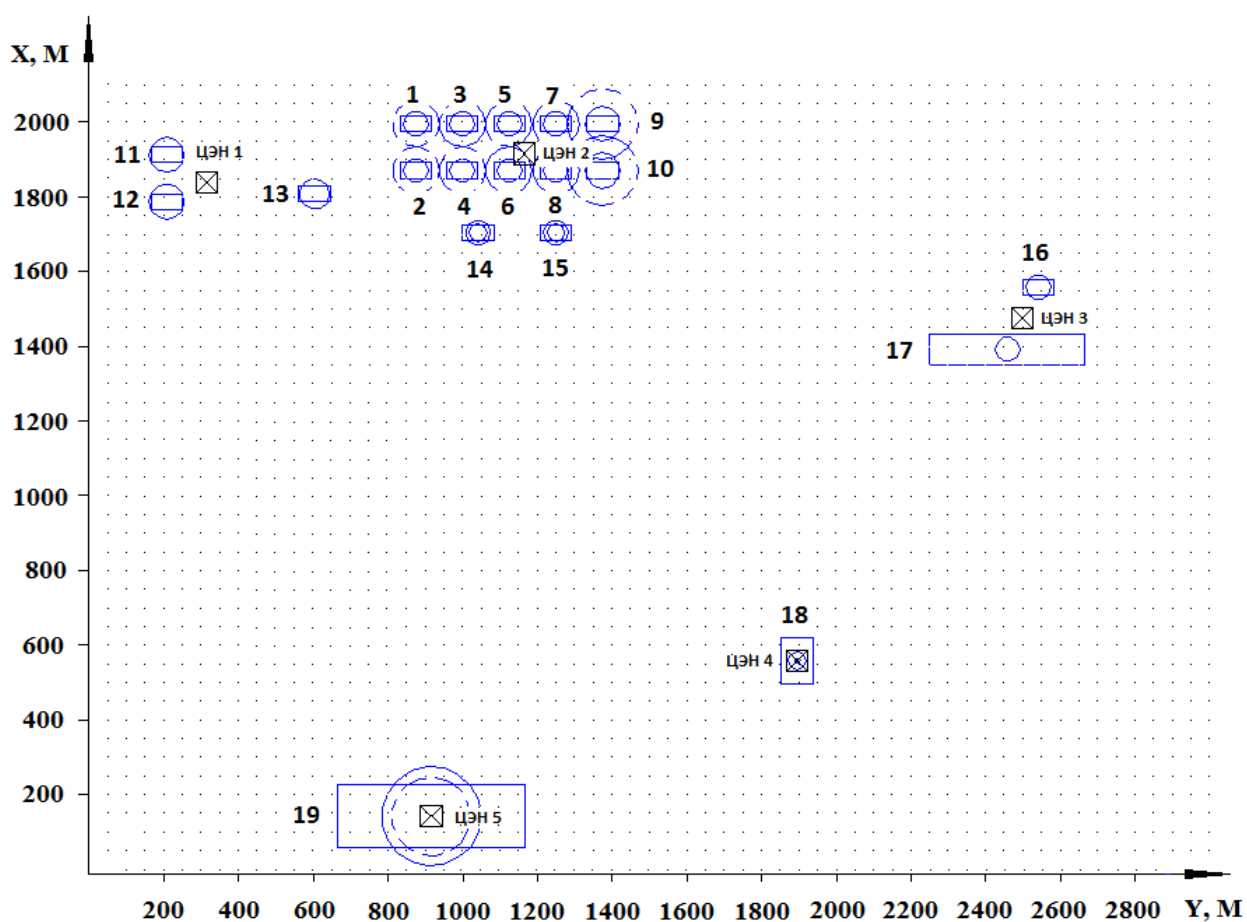


Рисунок 4.6 – Схема плана промышленного микрорайона города и картограмма нагрузок при увеличенном числе групп потребителей

Примечание: 1. Штриховой линией указаны мощности нагрузок потребителей в вечернее время. 2. Цена деления сетки 50 метров. 3. Масштабный коэффициент мощности 0,02 кВт/м²; ЦЭН1 и ЦЭН2 – центры электрических нагрузок в утреннее и вечернее время соответственно.

При выбранном масштабе картограммы ЦЭН групп потребителей микрорайона в утреннее и вечернее время совпадают. Оценим эффективность применения динамического перераспределения ИП, представив результаты расчетов в виде таблицы 4.5.

Таблица 4.5 – Смещение ЦЭН и потери в питающих линиях при различном числе ИП

Количество групп потребителей	Номера групп потребителей	ЦЭН (утро)	ЦЭН (вечер)	Смещение ЦЭН, м	Потери, тыс. руб./год
5	11,12,13	379,5;2086	379,5;2086	0	0
	1-10,14,15	1398;2179	1399;2189	10,1	1,6
	16,17	3000;1650	3000;1650	0	0
	18	2275;550	2275;550	0	0
	19	1100;50	1106;52.5	6,4	1
2	1-15	(1095;2151)	(1298;2179)	101	41
	16-19	(1340;237)	(1650;507)	111	1476
1	1-19	900;1100	1000;1650	661,1	4860

Из данных таблицы можно сделать вывод, что с увеличением числа групп потребителей уменьшается величина смещения ЦЭН и соответственно уменьшаются потери мощности, которые можно было бы избежать, применив методику динамического перераспределения ИП. Также с увеличением числа групп потребителей увеличивается количество необходимых для

реконфигурации распределительных устройств. Таким образом, экономическая эффективность применения метода динамического перераспределения ИП при увеличении числа групп потребителей уменьшается. Это следует учитывать при внедрении методики динамического перераспределения ИП в алгоритмы управления ДЭТС с РГ на стадии проекта, используя в расчетах формулы (4.11 – 4.13).

В последние годы в ЕЭС Российской Федерации введено в эксплуатацию значительное количество объектов РГ. Интенсивное развитие ДЭТС с РГ наблюдается и в зарубежных странах. Развитие распределенной энергетики требует разработки сложнейших систем управления, которые должны заменить на уровне распределительной сети системного оператора и функционировать в автоматическом режиме, осуществляя контроль и управление режимом ДЭТС с РГ. В перспективе следует ожидать доминирование РГ над централизованным электроснабжением и увеличение доли нелинейной нагрузки потребителя. В ДЭТС с РГ с нелинейным характером нагрузки существует высокая вероятность возникновения аварийного режима работы – хаотических колебаний режимных параметров. Методики управления ДЭТС с РГ, предложенные в диссертационной работе, позволяют детектировать и подавлять хаотический режим работы многомашинных электросистем, повышая надежность электроснабжения и режимную устойчивость, а также существенно уменьшить потери мощности при электропередаче. Разработанные компьютерные модели ДЭТС с РГ, рассмотренные в диссертационной работе, должны найти широкое применение на этапах проектирования ДЭТС, имитации аварийных режимов работы или планировании структурных изменений в ДЭТС, позволяя определить режимные параметры и оценить качество электроэнергии.

Выводы

1. Разработана методика расчета динамического перераспределения ИП по группам потребителей в ДЭТС с РГ, позволяющая минимизировать потери мощности при электропередаче.

2. Предложена организация управления ДЭТС с РГ с динамическим перераспределением ИП на основе беспроводной связи и центрального компьютера («умная система»).

3. Разработанная методика апробирована на примере ДЭТС с РГ промышленного микрорайона города. Результаты расчета показали, что годовая финансовая прибыль от использования разработанной методики составляет 1517 тыс. руб. Использование разработанной методики в действующих ДЭТС с РГ требует внедрения оборудования сетевой автоматики – реклоузеров. Для рассмотренного промышленного микрорайона срок окупаемости внедряемого распределительного оборудования составляет 10 месяцев.

4. Показано, что экономическая эффективность применения метода динамического перераспределения ИП при увеличении числа групп потребителей уменьшается. Для ДЭТС с РГ промышленного микрорайона города годовая финансовая прибыль составляет 2,6 тыс. руб. при разбиении потребителей на 5 групп, 1517 тыс. руб. при разбиении потребителей на 2 группы. Это следует учитывать при внедрении методики динамического перераспределения ИП в алгоритмы управления ДЭТС с РГ на стадии проектирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе поставлены и решены актуальные задачи разработки методик управления ДЭТС с РГ, учитывающих возможность возникновения хаотических колебаний режимных параметров. Для апробации методик управления разработаны компьютерные модели ДЭТС с РГ промышленного предприятия и жилых зданий. Также в работе предложена методика управления ДЭТС с РГ, позволяющая минимизировать потери мощности при электропередаче.

Основные результаты исследований заключаются в следующем:

1. На основании анализа научной литературы сделаны следующие выводы:

Отечественная и зарубежная энергетика активно наращивает объемы распределенной генерации энергии. Среди многообразия технологий генерации энергии в малых и средних объемах (до 25 МВт) наиболее эффективным и рентабельным решением является использование ГТУ и ГПУ. ДЭТС с ГТУ, ГПУ требуют разработки методик управления, учитывающих возможность возникновения аварийного режима работы системы – устойчивых хаотических колебаний режимных параметров.

Большинство современных методик управления ДЭТС с РГ не учитывает вероятность возникновения хаотических колебаний. Исследования, допускающие возникновение хаотических колебаний в ДЭТС, не рассматривают методы подавления хаотических режимов работы или приводят выводы рекомендательного характера на основе обобщенных математических моделей.

Для апробации методик управления ДЭТС с РГ, учитывающих возможность возникновения хаотических колебаний, наиболее эффективным представляется использование компьютерных моделей электросистем.

Существующие компьютерные модели ДЭТС обладают рядом недостатков: не представлены основные виды электроприемников, схемы замещения отдельных электроприемников некорректны, не приведен расчет параметров схем замещения электроприемников, не рассмотрена методика измерения основных параметров системы.

Потери на транспорт электроэнергии являются отличительной чертой централизованных электротехнических систем. В связи с этим, существующие методики минимизации потерь при передаче электроэнергии ориентированы на централизованную модель электроснабжения и не учитывают особенность ДЭТС с РГ – возможность перераспределения источников питания по группам потребителей.

2. Разработаны компьютерные модели ДЭТС с РГ жилых зданий и промышленного предприятия, содержащие ГТУ и ГПУ. В моделях выполнена детализация нагрузки и основных элементов электросистемы, произведен расчет значений параметров их схем замещения.

Компьютерные модели ДЭТС с РГ позволяют рассчитать значение и распределение потоков мощности, комплексы тока и напряжения, частоту в любой точке электросистемы, угол нагрузки генераторов в зависимости от заданной мощности первичных двигателей и ЭДС. Также при помощи компьютерных моделей можно оценивать гармонические искажения напряжения и тока (спектры гармоник и коэффициенты искажения синусоидальности кривых).

Результаты моделирования ДЭТС с РГ жилых зданий следующие:

- параметры режима:

Заданным активным мощностям синхронных генераторов, 36,5 кВт и 91,3 кВт, соответствуют углы нагрузки $29,7^\circ$ и $31,7^\circ$, полные мощности генерации 45,7 кВА и 114,1 кВА; переток мощности по межсистемной связи (обменная мощность) составляет 22,8 кВА и потребляется нагрузкой 9 жилых зданий; фазный ток в фидере 9 жилых зданий равен 98,9 А, в фидере 12 жилых зданий равен 131,7 А; фазный ток в ответвлении на нагрузку 4 жилых зданий равен 26,3 А.

- гармонические искажения напряжения и тока в точке присоединения нагрузки 9 жилых зданий:

Коэффициенты искажения синусоидальности кривой по напряжению и по току составляют соответственно 8.88 % и 21.67 %. Спектр гармонических составляющих напряжения представлен в основном нечетными гармониками 3 (7.31 %), 5 (1.58 %), 7 (3.16 %), 9 (0.39 %), 11 (1.98 %), 13 (0.24 %) порядков. Спектр гармонических составляющих тока представлен в основном нечетными гармониками 3 (16.50 %), 5 (8.88 %), 7 (5.81 %), 9 (6.07 %), 11 (5.53 %), 13 (2.64 %) порядков.

Результаты моделирования ДЭТС с РГ промышленного предприятия следующие:

- параметры режима:

Заданным активным мощностям синхронных генераторов 968,6 кВт и 357 кВт соответствуют углы нагрузки $25,6^\circ$ и 35° , полные мощности генерации 1210,8 кВА и 446,3 кВА; переток мощности по межсистемной связи (обменная мощность) составляет 210,8 кВА и потребляется нагрузкой промышленного предприятия; фазный ток в фидере промышленного предприятия равен 63,2 А; фазный ток питающих линий электрооборудования промышленного предприятия составляет для: ШСНУ 52 А; УЭЦН 36,1 А; ДНС 3,5 А (6 кВ), 52 А (0,4 кВ); БКНС 42,3 А; в ЭАП фазный ток питающей линии со стороны высокого напряжения равен 96,2 А, со стороны низкого напряжения равен 1443 А;

- гармонические искажения напряжения и тока в точке присоединения нагрузки со стороны 6 кВ:

Коэффициенты искажения синусоидальности кривой по напряжению и по току составляют соответственно 7,34 % и 44,33 %. Спектр гармонических составляющих тока представлен следующими гармониками: 2 (1,2 %), 3 (41,21 %), 4 (0,17 %), 5 (5,89 %), 7 (2,82 %), 9 (1,94 %), 11 (1,41 %), 13 (0,6 %) порядков. Спектр гармонических составляющих напряжения представлен следующими гармониками: 2 (0,23 %), 3 (4,44 %), 4 (0,03 %), 5 (0,34 %), 7 (0,52 %), 9 (0,29 %), 11 (0,08 %), 13 (0,06 %) порядков.

Модельные значения коэффициентов искажения синусоидальности кривых, спектры гармоник напряжения и тока соответствуют результатам измерений показателей качества электроэнергии, выполненным в действующих системах электроснабжения жилых зданий и промышленного предприятия.

3. Рассмотрены причины отклонений напряжения и частоты в ДЭТС с РГ и способы их минимизации.

Разработана методика управления ДЭТС с РГ, учитывающая возможность возникновения хаотических колебаний режимных параметров. Приведен расчет управляющего воздействия, направленного на подавление хаотических колебаний в ДЭТС с РГ. Согласно расчету для подавления хаотических колебаний в двухмашинных ДЭТС жилых зданий и промышленного предприятия диапазон значений демпферного коэффициента одного из генераторов 1,69 - 2,26 и 33,59 – 63,83 соответственно.

Методика управления апробирована при помощи компьютерных моделей ДЭТС с РГ жилых зданий и промышленного предприятия для следующих случаев: отклонения значения фазного напряжения от предельно допустимого; отклонения частоты фазного напряжения от предельно допустимой; режима биений; хаотического режима.

Результаты моделирования для ДЭТС с РГ жилых зданий следующие. Действующее значение фазного напряжения в точке подключения нагрузки 182 В корректируется до 218 В при подключении КУ мощностью 78 кВар, значение частоты регулируется от 50,6 Гц до 50,1 Гц при подключении БН 26 кВт. При подавлении режима биений и хаотических колебаний значение напряжения стабилизируется в диапазоне 210-230 В.

Результаты моделирования для ДЭТС с РГ промышленного предприятия следующие. Действующее значение фазного напряжения в точке подключения нагрузки 4947 В корректируется до 6007 В при подключении КУ мощностью 1408,5 кВар, значение частоты регулируется от 49,16 Гц до 50,05 Гц при отключении БН 626 кВт. При подавлении режима биений напряжение стабилизируется в диапазоне 5500 - 6000 В. При подавлении хаотических колебаний напряжение стабилизируются в диапазоне 5973 – 6090 В.

Результаты моделирования указывают на удовлетворительную работу методики управления, после подачи управляющего воздействия флуктуации значений режимных параметров ДЭТС с РГ стабилизируются в допустимых диапазонах.

4. Разработана методика расчета динамического перераспределения ИП по группам потребителей в ДЭТС с РГ, позволяющая снизить потери при передаче электроэнергии.

Предложена организация управления ДЭТС с РГ с динамическим перераспределением ИП на основе беспроводной связи и центрального компьютера («умная система»).

Разработанная методика апробирована на примере ДЭТС с РГ промышленного микрорайона города. Результаты расчета показали, что годовая финансовая прибыль от использования разработанной методики составляет 1517 тыс. руб. Использование разработанной методики в действующих ДЭТС с РГ требует внедрения оборудования сетевой автоматики – реклоузеров. Для рассмотренного промышленного микрорайона срок окупаемости внедряемого распределительного оборудования составляет 10 месяцев.

Показано, что экономическая эффективность применения метода динамического перераспределения ИП при увеличении числа групп потребителей уменьшается. Для ДЭТС с РГ промышленного микрорайона города годовая финансовая прибыль составляет 2,6 тыс. руб. при разбиении потребителей на 5 групп, 1517 тыс. руб. при разбиении потребителей на 2 группы. Это следует учитывать при внедрении методики динамического перераспределения ИП в алгоритмы управления ДЭТС с РГ на стадии проектирования.

5. В последние годы в ЕЭС Российской Федерации введено в эксплуатацию значительное количество объектов РГ. Интенсивное развитие ДЭТС с РГ наблюдается и в зарубежных странах. Развитие распределенной энергетики требует разработки сложнейших систем управления, которые должны заменить на уровне распределительной сети системного оператора и функционировать в автоматическом режиме, осуществляя контроль и

управление режимом ДЭТС с РГ. Следует ожидать доминирование РГ над централизованным электроснабжением и увеличение доли нелинейной нагрузки потребителя. В ДЭТС с РГ с нелинейным характером нагрузки существует высокая вероятность возникновения аварийного режима работы – хаотических колебаний режимных параметров. Методики управления ДЭТС с РГ, предложенные в диссертационной работе, позволят детектировать и подавлять хаотический режим работы многомашинных электросистем, повышая надежность электроснабжения и режимную устойчивость, а также существенно уменьшить потери мощности при электропередаче. Разработанные компьютерные модели ДЭТС с РГ, рассмотренные в диссертационной работе, должны найти широкое применение на этапах проектирования ДЭТС с РГ, имитации аварийных режимов работы или планировании структурных изменений в ДЭТС с РГ, позволяя определить режимные параметры и оценить качество электроэнергии.

Перспективы дальнейшей разработки темы диссертационной работы заключаются в совершенствовании методик управления ДЭТС с РГ, учитывающих возможность возникновения хаотических колебаний, с целью повышения качества электроэнергии и режимной устойчивости многомашинных электросистем, а также поиске новых путей уменьшения нагрузочных потерь мощности в ДЭТС с РГ.

СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

ДЭТС	децентрализованная электротехническая система
РГ	распределенная генерация
ЦЭН	центр электрических нагрузок
ЭТС	электротехническая система
ВИЭ	возобновляемый источник энергии
ЕЭС	Единая электроэнергетическая система
СЭС	солнечная электростанция
ВЭС	ветряная электростанция
ГеоЭС	геотермальная электростанция
ГТУ	газотурбинная установка
ГПУ	газопоршневая установка
ЭАП	электросистема активного потребителя
МикроГЭС	гидроэлектростанция до 100 кВт
ИЖС	индивидуальное жилищное строительство
ГЭК	гибридный энергетический комплекс
ДЭС	дизельная электростанция
ПН	преобразователь напряжения
ИБП	источник бесперебойного питания
БН	балластная нагрузка
КУ	компенсирующее устройство
АРЧВ	автоматический регулятор частоты вращения
АРВ	автоматический регулятор возбуждения
МАСУ	мультиагентная система управления
ИП	источник питания
ЭП	электроприемник
СГ	синхронный генератор
УПЕК	установка поперечной емкостной компенсации

ПК	персональный компьютер
ШИМ	шиотно-импульсная модуляция
АД	асинхронный двигатель
БКНС	блочная кустовая насосная станция
ДНС	дожимная насосная станция
ШСНУ	штанговая скважинная насосная установка
УЭЦН	установка электроприводного центробежного насоса
НПЧ	низковольтный преобразователь частоты
ЛЭП	линия электропередачи
НЭЦ	нелинейная электрическая цепь
ОИП	основной источник питания
ИСУ	интеллектуальная система управления
РИП	резервный источник питания

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Воропай, Н. И.** Будущие электроэнергетические системы - тенденции и проблемы / Н. И. Воропай, А. Б. Осак // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2015. – № 4. – С. 2–4.
2. **Леонов, Е. Н.** Распределенная энергетика как перспектива развития электротехнических систем / Е. Н. Леонов // Главный энергетик.- 2018.– № 1–2, С. 84–95.
3. **Hansen, C. J.** An economic evaluation of small-scale distributed electricity generation technologies / C. J. Hansen, J. Bower.- Oxford: Oxford University, 2003. - 59 p. — ISBN 1-901-795-30 -6.
4. **Лукутин, Б. В.** Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: моногр. / Б. В. Лукутин, О. А. Суржикова, Е. Б. Шандарова. — М. : Энергоатомиздат, 2008. – 231 с. — ISBN 978-5-283-03272-9.
5. **Марченко, О. В.** Исследование экономической эффективности ветроэнергетических установок в составе децентрализованных систем электроснабжения / О.В. Марченко, С.В. Соломин // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2010. – № 1(81), С. 126–131.
6. **Гуревич, Ю. Е.** Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: моногр. / Ю. Е. Гуревич, П. В. Илюшин. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с. — ISBN 978-5-00036-226-6.
7. **Сурков, М. А.** Мировые тенденции в области построения автономных систем электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии / М. А. Сурков, Б. В. Лукутин, Е. Ж. Сарсикеев, В. Р. Киушкина // Наукоеведение : электрон. журн. – 2012. – Вып. № 4. – URL: <http://naukovedenie.ru/PDF/42tvn412.pdf>.

8. **Joerss, W.** Decentralised power generation in the liberalized EU energy markets/ W. Joerss, B. H. Joergensen, P. Loeffler [et. al.]. — Hardcover: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2003. — 259 p. — ISBN 978-3-540-40133-9.

9. **Илюшин, П. В.** Преимущества и общесистемные эффекты от интеграции объектов распределенной генерации в распределительные сети / П. В. Илюшин // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. — 2020. — № 1. — С. 17–23.

10. **Илюшин, П. В.** Анализ показателей надежности современных объектов распределенной генерации / П. В. Илюшин, В.О. Самойленко // Промышленная энергетика. — 2019. — № 1. — С. 8–16.

11. **Смородова, О. В.** Энергоэффективное использование попутного нефтяного газа / О. В. Смородова // Инновационная наука. — 2016. - №4–3. — С.154-156.

12. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации : Федер. закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ (последняя ред.): [принят Государственной Думой 11 ноября 2009 г. : одобрен Советом Федерации 18 ноября 2009 г.] // КонсультантПлюс : справ.-правовая система. — Режим доступа: по подписке.

13. **Дмитриенко, В. Н.** Выбор мощности генерирующего оборудования автономной солнечно-дизельной электростанции мегаваттного класса /В. Н. Дмитриенко, Б. В. Лукутин // Фундаментальные исследования. — 2015. — № 4. — С. 61–66.

14. **Стенников, В. А.** Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция / В. А. Стенников, В. Н. Воропай Н. И. — URL: http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/4-2.pdf (дата обращения: 11.10.2020).

15. **Илюшин, П. В.** Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией : моногр. / П. В. Илюшин, А. Л. Куликов. — Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. — 364 с. — ISBN 978-5-00036-236-5.

16. **Кучеров, Ю. Н.** Анализ общих технических требований к распределённым источникам энергии при их интеграции в энергосистему / Ю.Н. Кучеров, П. К. Березовский, Ф. В. Веселов, П. В. Илюшин // Электрические станции. – 2016. – № 3 (1016). – С. 2-10.

17. **Марченко, А. И.** Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической сети / А. И. Марченко, А. Г. Фишов // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2017. – № 5. – С. 8–18.

18. **Гежа, Е. Н.** Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети / Е. Н. Гежа, В. Е. Глазырин, Г. В. Глазырин, Е. С. Ивкин, А. И. Марченко, Р. Ю. Семендяев, О. В. Сердюков, А. Г. Фишов // Релейщик. – 2018. – № 2. – С. 24-31.

19. **Илюшин, П. В.** Проблемные технические вопросы работы объектов распределенной генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению / П. В. Илюшин // Энергоэксперт. – 2015. – № 1. – С. 58-62.

20. **Шарыгин, М. В.** Защита и автоматика систем электроснабжения с активными промышленными потребителями: моногр. / М. В. Шарыгин, А. Л. Куликов. - Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2017. – 284 с. — ISBN 978-5-00036-179-5.

21. **Балабанов, М. С.** Экологические аспекты в энергосберегающей политике на этапе создания в России интеллектуальных энергосистем с активноадаптивной сетью / М. С. Балабанов, С. В. Бабошкина, Р. Н. Хамитов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 11. – С. 141–152.

22. **Kakran, S.** Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: a review / S. Kakran, S. Chanana. – DOI : 10.1016/j.rser.2017.07.045 // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 81 (1). – P. 524–535.

23. **Khokhar, S.** MATLAB/Simulink based modeling and simulation of power quality disturbances / S. Khokhar, A.A.M. Zin, A. S. Mokhtar, N. Ismail — DOI : 10.1109/CENCON.2014.6967545 // Proc. IEEE Conf. on Energy Conversion (CENCON). – 2014 – P. 445-450.

24. **Raju, L.** Multi agent systems based distributed control and automation of micro-grid using MACSimJX / L. Raju, R.S. Milton, S. Mahadevan. — DOI : 10.1109/isco.2016.7726873 // 10th International Conference on Intelligent Systems and Control (ISCO). – 2016. – P. 1–6.

25. **Marah, R.** Algorithms for Smart Grid management / R. Marah, A. E. Hibaoui. — DOI: 10.1016/j.scs.2018.01.041 // Sustainable Cities and Society. – 2018. – Vol. 38. – P. 627–635.

26. **Han, Y.** MAS-based Distributed Coordinated Control and Optimization in Microgrid and Microgrid Clusters: A Comprehensive Overview / K. Zhang, H. Li, E. A. A. Coelho, J. M. Guerrero. - DOI: 10.1109/TPEL.2017.2761438 // IEEE Transactions on Power Electronics. – 2018. – Vol. 33. – Iss. 8. – P. 6488–6508.

27. **Harmouch, F. Z.** Survey of multiagents systems application in Microgrids / F. Z. Harmouch, N. Krami, D. Benhaddou, N. Hmina, E. Zayer, E. H. Margoum. — DOI : 10.1109/eitech.2016.7519604 // International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT). – 2016. – P. 270–275.

28. Детерминированный хаос в нелинейных электрических цепях и системах: учеб. пособие / В. К. Федоров, В. К. Грунин, П. В. Рысев, Е. Ю. Свешникова ; под общ. ред. В. К. Федорова. — Омск: Омский научный вестник, 2006. – 131 с. — ISBN 5-8149-0207-8.

29. **Chiang, H. D.** Chaos in a simple power system / H. D. Chiang, C. W. Liu, P. P. Varaiya, F. F. Wu, M. G. Lauby. - DOI: 10.1109/59.260940 // IEEE Transactions on Power Systems. – 1993. – Vol. 8. – Iss. 4. – P. 1407-1417.

30. **Yu, Y.** Power system instability and chaos / Y. Yu, H. Jia, P. Li, J. Su. — DOI: 10.1016/S0378-7796(02)00229-8 // Electric power systems research. – 2003. – Vol. 65. – Iss. 3. – P. 187–195.

31. **Зиновьев, Е. В.** Возможность применения альтернативных источников энергии в Омском регионе / Е. В. Зиновьев, Д. Г. Мумладзе, А. А. Бубенчиков, Т. В. Бубенчикова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2018. – № 1 (67). – С. 70–73.

32. **Slingerland, S.** Energy conservation and electricity sector liberalization in the Netherlands and UK: case studies on the development of cogeneration of heat and

power, wind energy and demand-side management as energy conversation options / S. Slingerland. - DOI: 10.1504/IJGEI.2003.002384 // International Journal of Global Energy Issues. – 2003. – Vol. 19. – № 1. – P. 95–114.

33. Micro Cogeneration: Towards Decentralized Energy Systems / M. Pehnt, M. Cames, C. Fisher [et al.]. – Heidelberg: Springer-Verlag, 2006. -346 p. — ISBN 3-540-30821-0.

34. **Веников, В. А.** Теория подобия и моделирования: применительно к задачам электроэнергетики : учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности "Кибернетика электрических систем" / В. А. Веников, Г. В. Веников. - Изд. 4-е. - Москва: Либроком, 2014. – 439 с. — ISBN 978-5-397-04140-9.

35. **Асиев, А. Т.** Автономные системы электроснабжения в отдаленных районах: обоснование целесообразности использования и методы оценки показателей качества электроэнергии на основе имитационного моделирования / А. Т. Асиев // Прикаспийский журнал: управление и высокие технологии. - 2017. – № 3 (39). – С. 80–94.

36. **Бастрон, А. В.** Моделирование автономной системы электроснабжения многоквартирного сельского дома от микроГЭС / А. В. Бастрон, Н. В. Коровайкин, Л. П. Костюченко // Ползуновский вестник. – 2012. – № 4. – С. 78–82.

37. **Sandels, C.** Modeling office building consumer load with a combined physical and behavioral approach: Simulation and validation / C. Sandels, D. Broden, J. Widen, L. Nordstrom, E. Andersson. - DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.141 // Applied Energy. – 2016. – Vol. – 162. – P. 472–485.

38. **Luszcz, J.** Power quality issues in distributed generation / J. Luszcz. – Rijeka: IntechOpen, 2015. – Chapter 3. – P. 83–107.

39. **Авербух, М. А.** Влияние нелинейной и несимметричной нагрузки на систему электроснабжения жилых микрорайонов / М. А. Авербух, Е. В. Жилин // Промышленная энергетика. – 2017. – № 12. – С.40–45.

40. **Трофимов, Ю. Ю.** Моделирование режимов работы систем электроснабжения горных предприятий / Ю. Ю. Трофимов, А. Н. Егоров //

Международный студенческий научный вестник: электрон. журн. – 2017. – Вып. № 4-2. – С.166–170. -URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=17373>.

41. **Соснина, Е. Н.** Моделирование системы электроснабжения с питанием группы потребителей от трансформатора с тиристорным регулятором напряжения и мощности / Е. Н. Соснина, Р. Ш. Бедретдинов // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. Математическое моделирование. Оптимальное управление. – 2013. – № 5 (1). – С. 224–230.

42. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: межгосударственный стандарт: изд. офиц. : утв. и введен в действие Приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 22 июля 2013 г. № 400-ст: введ. впервые: дата введ. 2014-07-01 / разработ. ООО «ЛИНВИТ» и Техническим комитетом по стандартизации ТК 30 «Электромагнитная совместимость технических средств». — М.: Стандартинформ, 2014.— 20 с.

43. Автономные системы электроснабжения на базе возобновляемых источников энергии: метод. указания к лаб. работам / ОмГУПС ; сост.: В. Д. Авилов, Е. А. Третьяков, П. Г. Петров, А. В. Краузе — Омск: Изд-во ОмГУПС, 2012. – 35 с.

44. **Лукутин, Б. В.** Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями / Б. В. Лукутин, И. О. Муравлев, И. А. Плотников. – Томск: Томский политехнический университет, 2015. – 128 с.

45. **Дмитриенко, В. Н.** Оптимизация установленной мощности фотоэлектростанций в составе дизельных систем электроснабжения северных поселков/ В.Н. Дмитриенко, Б.В. Лукутин // Научное обозрение. Технические науки. – 2018. – № 6. – С. 16–21.

46. **Доброго, К. В.** Модель электрической нагрузки жилищно-коммунального объекта для исследования систем «генератор – накопитель – потребитель» методом Монте-Карло / К. В. Доброго // Наука и техника. – 2017. – Т. 16, № 2. – С. 160–170.

47. **Фишов, А. Г.** Децентрализованная реконфигурация электрической сети с microgrid с использованием реклоузеров / А. Г. Фишов, А. Х. Гуломзода, Л. С. Касобов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – Т. 24, № 2 (151). – С. 382–395.

48. **Илюшин, П. В.** Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей / П. В. Илюшин, П. В. Чусовитин // Релейная защита и автоматизация. – 2014, - №4. – С. 16–23.

49. **Куликов, Ю. А.** Переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / Ю. А. Куликов. – 2-е изд. — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 284 с. — ISBN 5-7782-0723-9.

50. **Черемисин, В. Т.** Совершенствование методов и средств управления транспортом и распределением электроэнергии в системах электроснабжения стационарных потребителей железных дорог: моногр. / В. Т. Черемисин, Е. А. Третьяков ; Омский гос. ун-т путей сообщения. — Омск, 2017. – 169 с. — ISBN 978-5-949-41156-8.

51. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях / Н. Карджаубаев // Энергетическая безопасность: сборник научных статей II Международного молодежного конгресса (Курск, 28–29 ноября 2017 г.) / НГТУ [и др.] — Курск: Изд-во ЗАО «Университетская книга», 2017. – С. 29–32.

52. **Булатов, Ю. Н.** Интеллектуальные системы управления установками распределенной генерацией / Ю. Н. Булатов // Вестник ИрГТУ, 2017. – Том 21, № 10. – С. 78–94.

53. **Фишов, А. Г.** Реконфигурация электрических сетей с распределенной генерацией и мультиагентным управлением / А. Г. Фишов, Б. Б. Мукатов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326, № 9. – С.143-152.

54. **Рысев, П. В.** Идентификация и моделирование хаотических режимов в электроэнергетических системах / П. В. Рысев, Д. В. Рысев, В. К. Федоров, К. С. Шульга, С. Ю. Прусс // Динамика систем, механизмов и машин. – 2017. – Т. 5, № 3. – С. 101–107.

55. **Рысев, П. В.** Управление режимами детерминированного хаоса в нелинейных электроэнергетических системах / П. В. Рысев, Е. Ю. Свешникова, А. С. Никишкин, Д. В. Федоров // Омский научный вестник. – 2009. – № 1 (77). – С. 113–117.

56. **Сюсюкин, А. И.** Основы электроснабжения предприятий. В 2 ч. Ч. 2 / А. И. Сюсюкин. — Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 167 с.

57. **Кудрин, Б. И.** Электроснабжение: учебник для студ. учреждений высш. проф. образования / Б. И. Кудрин. – 2-е изд. — М.: Издат. центр «Академия», 2012. – 352 с. — ISBN 978-5-7695-9307-9.

58. Distributed Optimization by Ant Colonies / A. Coloni, M. Dorigo, V. Maniezzo // Proc. of the First European Conf. on Artificial Life (Paris, 11–13-th December 1991). — Paris : Elsevier Publishing, 1991. – P.134–142.

59. **Тарасенко, В. В.** Генетический алгоритм выбора распределенной генерации / В. В. Тарасенко // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. – 2010. – №14. – С. 15–19.

60. **Косарев, Б. А.** Модель электротехнической системы с распределенной генерацией / Б. А. Косарев, В. К. Федоров. — DOI : 10.25206/1813-8225-2019-167-64-71 // Омский научный вестник. – 2019. – № 5 (167). – С. 64–71.

61. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019619453 Российская Федерация. Модель расчета параметров трехфазной четырехпроводной электротехнической системы с распределенной генерацией: № 2019618488 : заявл. 10.07.2019 : опубл. (зарег.) 17.07.2019 / Б. А. Косарев ; заявитель АО «ОНИИП». – 1 с.

62. **Герман-Галкин, С. Г.** Электрические машины: Лабораторные работы на ПК / С. Г. Герман-Галкин, Г. А. Кардонов. — СПб.: Корона принт, 2003. – 256 с. — ISBN 5-7931-0203-5.

63. Особенности проектирования электротехнических систем с распределенной генерацией / Б. А. Косарев, Г. А. Кошук, О. А. Лысенко, В. К. Федоров // Актуальные вопросы энергетики: материалы Всероссийской науч.-

практ. конф. с междунар. участием (Омск, 21 мая 2019) / ОмГТУ. — Омск: Изд-во ОмГТУ, 2019. — С. 113–116.

64. Применение систем конструкторского проектирования при расчете электротехнических систем с распределенной генерацией / Б. А. Косарев, Г. А. Кошук, В. К. Федоров // Приборостроение и информационные технологии: материалы XI ежегодной студенческой науч.-практ. конф., посвященной 60-летию образования Омского научно-исследовательского института приборостроения (Омск, 29 ноября 2018) / АО «ОНИИП» [и др.]. — Омск: ОНИИП, 2019. — С. 83–87.

65. **Кобозев, В. А.** Электрические машины. В 2 ч. Ч. 2. Электрические машины переменного тока: учеб. пособие / В. А. Кобозев — Ставрополь: Сервис школа, 2015. — 208 с. — ISBN 978-5-93078-832-7.

66. **Копылов, И. П.** Справочник по электрическим машинам: В 2 т. Т. 1 / Под общ. Ред. И. П. Копылова и Б. К. Клокова. — М: Энергоатомиздат, 1988. — 456 с. — ISBN 5-283-00500-3.

67. **Зарудная, А. П.** Особенности применения пакета MATLAB/Simulink для анализа статической устойчивости синхронных генераторов в энергосистеме / А. П. Зарудная, К. Е. Горшков // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. — 2017. — Т. 17, № 3. — С. 43–54.

68. **Коломиец, Н. В.** Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / Н. В. Коломиец, Н. Р. Пономарчук, В. В. Шестакова; Томский политехнический университет. — Томск : Изд-во ТПУ, 2007. — 143 с.

69. **Веников, В. А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах: учеб. для электроэнергет. спец. вузов / В. А. Веников. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Высшая школа, 1985. — 536 с.

70. **Гайсаров, Р. В.** Режимы работы электрооборудования электрических станций и подстанций. В 2 ч. Ч. 1. Режимы работы синхронных генераторов и компенсаторов / Р. В. Гайсаров. — Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. — 42 с.

71. **Марикин, А. Н.** Устройство поперечной компенсации реактивной мощности с изменяющейся индуктивностью / А. Н. Марикин, А. В.

Мирощенко, С. В. Кузьмин // Известия Петербургского университета путей сообщения. – 2015. – Т. 44. – № 3. – С. 77–84.

72. **Косарев, Б. А.** Оценка качества электроэнергии в системе электроснабжения с активным потребителем / Б. А. Косарев, В. К. Федоров, Р. Н. Хамитов. — DOI : 10.34831/EP.2020.80.84.001 // Промышленная энергетика. – 2020. – № 9. – С. 2-8.

73. **Цырук, С. А.** Моделирование основных источников несинусоидальности в бытовых электросетях / С. А. Цырук, С. А. Янченко, Е. Н. Рыжкова // Вестник МЭИ. - 2013. – № 3. – С. 67–71.

74. **Черных, И. В.** Моделирование электротехнических устройств в MatLab. SimPower Systems и Simulink / И.В. Черных. — М.: ДМК Пресс, 2008. – 288 с. — ISBN 5-94074-395-1.

75. Создание модели частотно-регулируемого электропривода с блоком суперконденсаторов / О. А. Лысенко, А. Е. Белодедов, П. В. Беляев // Актуальные вопросы энергетики: материалы Международной науч.- практ. конф. (Омск, 17 мая 2017) / ОмГТУ. — Омск: Изд-во ОмГТУ, 2017. – С. 269-271.

76. Моделирование электротехнической системы с распределенной генерацией / Б. А. Косарев // Современные проблемы радиофизики и радиотехники: сборник докладов Омского научного семинара / отв. ред. С.В. Кривальцевич. – Вып. 8. – Омск: ОНИИП, 2020. – С. 36-43.

77. Оценка качества электроэнергии электротехнической системы с распределенной генерацией без использования корректирующих устройств/ Б. А. Косарев, Г. А. Кошук, В. В. Троценко, В. К. Федоров // Динамика систем, механизмов и машин: материалы XIII Междунар. IEEE науч.-технич. конф. (Омск, 5–7 ноября 2019 г.) / ОмГТУ [и др.]. — Омск: Изд-во ОмГТУ, 2019. – Т. 7, № 2. – С. 44-50.

78. **Косарев, Б. А.** Моделирование включения активного потребителя на параллельную работу с системой электроснабжения нефтегазоперерабатывающего предприятия / Б. А. Косарев, В. К. Федоров, Р. Н. Хамитов. — DOI: 10.18799/24131830/2020/8/2776 // Известия Томского

политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 8. – С. 144–153.

79. **Кошук, Г. А.** Выбор оптимального напряжения источника энергии для системы электроснабжения с распределенной генерацией / Г. А. Кошук, Б. А. Косарев, В. К. Федоров. — DOI : 10.25206/1813-8225-2018-162-115-118 // Омский научный вестник. – 2018. – № 6 (162). – С. 115-118.

80. **Беспалов, В. Я.** Математическая модель асинхронного двигателя в обобщенной ортогональной системе координат /В. Я. Беспалов, Ю. А. Мощинский, А. П. Петров // Электричество. – 2002. – № 8. – С. 33–39.

81. Оценка снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя / А. В. Кузнецов, И. В. Аргентова, М. И. Буянкин, Н. В. Даскал // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: VII Междунар. науч.-техн. конф. (Ульяновск, 21-22 апреля 2017 г.): сб. науч. тр. Т. 2. – Ульяновск: УлГТУ, 2017. – С. 260-265.

82. **Копырин, В. А.** Влияние внутрискважинного компенсатора на падение напряжения в элементах электротехнического комплекса добывающей скважины / В. А. Копырин, О. В. Смирнов, А. Л. Портнягин, Р. Н. Хамитов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 9. – С. 117–124.

83. **Новаш, И. В.** Расчет параметров модели трехфазного трансформатора из библиотеки MatLab-Simulink с учетом насыщения магнитопровода / И. В. Новаш, Ю. В. Румянцев // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2015. – № 9. – С. 12–24.

84. Кабельные и воздушные линии электропередачи: учеб. пособие / Н. П. Бадалян, Г. П. Колесник, Д. П. Андрианов, Ю. С. Чебрякова. – Владимир: Изд-во ВлГУ, 2019. – 260 с. – ISBN 978-5-9984-0973-8.

85. **Алферов, И. В.** Влияние конденсаторных установок на перетоки мощности высших гармоник в автономной энергосистеме / И. В. Алферов, В. М. Зырянов, Н. А. Митрофанов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. – 22. – № 8. – С. 95–103.

86. Фильтрокомпенсирующие устройства для систем электроснабжения нефтеперерабатывающих предприятий / Н. Р. Прозоров, Д. Э. Егоров, В. В. Новиков, В. П. Довгун. // Управление качеством электрической энергии: сб. докл. междунар. научно-практ. конф. (Москва, 5-7 декабря 2018 г.) — Москва: ООО Центр полиграфических услуг «Радуга», 2018. — С.151-156.

87. Способы нормализации напряжения высших гармоник предприятий с мощной нелинейной нагрузкой / А. В. Дед, Д. А. Рогозина, Н. Т. Беденко, А. В. Феськов // Актуальные вопросы энергетики: материалы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием (Омск, 17 мая 2018 г.) / ОмГТУ. — Омск: Изд-во ОмГТУ, 2018. — С. 92-98.

88. **Yanchenko, S.** Modeling harmonic amplification effects of modern household devices / S. Yanchenko, A. Kulikov, S. Tsyruk // Electric Power Systems Research. — 2018. — № 163, P. 28-37.

89. **Боярская, Н. П.** Анализ качества электроэнергии в сетях АПК / Н. П. Боярская, В. П. Довгун, С. А. Темербаев, С. Н. Шахматов // Вестник КрасГАУ. - 2012. — №3. — С. 169-182.

90. **Федоров, В. К.** Формирование устойчивых структур в нелинейных электрических системах / В. К. Федоров // Проблемы нелинейной электротехники: тез. докл. Киев, 1984. — С. 8–10.

91. **Кощук, Г. А.** Возможность возникновения хаотических режимов работы электротехнической системы с распределенной генерацией / Г. А. Кощук, Б. А. Косарев, А. А. Охотников, В. К. Федоров. — DOI: 10.25206/1813-8225-2019-168-58-62 // Омский научный вестник. — 2019. — № 6 (168). — С. 58-62.

92. **Федоров, В. К.** Функциональная устойчивость и чувствительность электроэнергетических систем / В. К. Федоров // Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук. — 1984. — Вып. 1, № 4. — С. 120–124.

93. **Федоров, В. К.** Введение в теорию хаотических режимов нелинейных электрических цепей и систем / В. К. Федоров. — Омск: ОмПИ, 1992. — 44 с.

94. **Sha, A.** Topological Considerations on Decentralised Energy Exchange in the Smart Grid / A. Sha, M. Aiello // *Procedia Computer Science*. – 2018. – Vol. 130.– P. 720–727.

95. **Howell, S.** Towards the next generation of smart grids: Semantic and holonic multi-agent management of distributed energy resources / S. Howell, Y. Rezgui, J. L. Hippolyte [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. - 2017. – Vol. 77. – P. 193–214.

96. **Косарев, Б. А.** Хаотические режимы работы децентрализованных систем электроснабжения / Б. А. Косарев, В. К. Федоров, Р. Н. Хамитов // *Актуальные вопросы энергетики*. – 2020. – № 1(2). – С. 27-31.

97. Исследование хаотических процессов в нелинейных электрических системах / А. В. Максимова, П. В. Рысев, И. Л. Захаров // *Инновации. Интеллект. Культура: материалы XXIII Всероссийской (с междунар. участием) науч.-практ. конф. молодых ученых и студентов (Тобольск, 12 февраля 2016 г.) / ОмГТУ [и др.]*.– Омск: Изд-во Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 84–87.

98. **Федоров, В. К.** Вторая вариация энтропии как аналог функции Ляпунова в статистическом анализе функциональной устойчивости электроэнергетических систем / В. К. Федоров, П. В. Рысев, Д. В. Рысев, С. Ю. Прусс, Д. В. Федоров, В. В. Федянин // *Динамика систем, механизмов и машин*. – 2017. – Т. 5 – № 3. – С. 123–127.

99. **Рысев, Д. В.** Моделирование процессов в нелинейной диссипативной системе двух автономных генераторов с различными типами связи / Д. В. Рысев, П. В. Рысев // *Омский научный вестник*. - 2006.- № 9(46). – С. 112-116.

100. **Косарев, Б. А.** Устранение отклонений напряжения и частоты, подавление хаотических колебаний в электротехнической системе с распределенной генерацией / Б. А. Косарев, В. К. Федоров. — DOI: 10.25206/1813-8225-2019-168-52-57 // *Омский научный вестник*. – 2019. – №6 (168). – С. 52-57.

101. «Умная» электротехническая система с распределенной генерацией: алгоритм контроля частоты и напряжения сети / Б. А. Косарев //

Приборостроение и информационные технологии: материалы XII ежегодной студенческой науч.-практ. конф., посвященной 61-ой годовщине образования Омского научно-исследовательского института приборостроения (Омск, 13 декабря 2019) / АО «ОНИИП» [и др.]. — Омск: ОНИИП, 2020. — С. 42-46.

102. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019665189 Российская Федерация. Устранение отклонений напряжения и частоты, подавление хаотических колебаний в электротехнической системе с распределенной генерацией: № 2019663698 : заявл. 1.11.2019 : опубл. (зарег.) 20.11.2019 / Б. А. Косарев ; заявитель АО «ОНИИП». — 1 с.

103. **Sawle, Y.** Review of hybrid renewable energy systems with comparative analysis of off-grid hybrid system / Y. Sawle, S. C. Gupta, A. K. Bohre // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. — 2018. — V. 81. — Iss. 2. — P. 2217–2235.

104. **Wolf, A.** Determining Lyapunov exponents from a time series / A. Wolf, J. B. Swift, H. L. Swinney, J. A. Vastano // *Physica D: Nonlinear Phenomena*. — 1985. — Vol. 16, Iss. 3. — P. 285–317.

105. **Косарев, Б. А.** Методика управления системой электроснабжения с синхронной генерацией / Б. А. Косарев, В. К. Федоров, Р. Н. Хамитов // *Актуальные вопросы энергетики*. — 2020. — № 1(2). — С. 48-52.

106. **Хрущев, Ю.В.** Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю. В. Хрущев, К. И. Заповодников, А. Ю. Юшков; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. — 160 с.

107. **Герасимов, В. Г.,** Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов). — 10-е изд., стереот. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — ISBN 978-5-383-00338-1 - Текст : электронный // ЭБС "Консультант студента" : [сайт]. — URL : <https://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383003381.html> (дата обращения: 11.10.2020). — Режим доступа : по подписке.

108. **Schlemmer, E.** Damping of synchronous machines -analytical estimations versus finite element results / E. Schlemmer // ICCEP. – 2009. – P.751-754.

109. **Забелло, Е.** Применение прикладных программ в расчетах режимов и устойчивости работы собственных генерирующих источников при их параллельной работе с энергосистемой / Е. Забелло, В. Тополев // Энергетика и ТЭК. Наука для практики. – 2011. – № 9/10. – С. 20–22.

110. **Богданов, В. А.** Электрические системы: Автоматизированные системы управления режимами энергосистем. Учебник для вузов / В. А. Богданов, В. А. Веников, Я. Н. Лугинский, Г. А. Черня. Под ред. В. А. Веникова. — М.: Высш. школа, 1979. – 447 с.

111. **Guan, T.** Optimal configuration and operation of multi-energy complementary distributed energy systems / Guan T., Lin H., Sun Q. [et al.] // Energy Procedia. – 2018 – Vol. 152. – P. 77–82.

112. **Железко, Ю. С.** Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. — М.: ЭНАС, 2009. – 456 с. — ISBN 978-5-93196-958-9.

113. **Kakran, S.** Smart operations of smart grids integrated with distributed generation / S. Kakran, S. Chanana // A review: Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2018. – Vol. 81, Part 1. – P. 524–535.

114. **Fishov, A.** Stability Monitoring and Control of Generation Based on the Synchronized Measurements in Nodes of Its Connection / A. Fishov, M. Shiller, A. Dekhterev [et al.] // Journal of Energy and Power Engineering. – 2015. – Vol. 9. — P. 59–67.

115. **Ivanin, O. A., Director L. B.** The Use of Artificial Neural Networks for Forecasting the Electric Demand of Stand-Alone Consumers / O. A. Ivanin, L. B. Director // Thermal Engineering. – 2018. – Vol. 65, no. 5. – P. 258–265.

116. **Корж, И. А.** Выбор материалов для беспроводных датчиков горючих газов с низким энергопотреблением / И. А. Корж, Б. А. Косарев // Техника радиосвязи. – 2018. – Вып. 3 (38). – С. 72–81.

117. **Косарев, Б. А.** Динамическое перераспределение источников питания в электротехнической системе с распределенной генерацией / Б. А. Косарев, Г. А. Кошук, Л. Г. Полынцев, В. К. Федоров. — DOI: 10.25206/1813-8225-2019-164-50-55 // Омский научный вестник. – 2019. – № 2 (164). – С. 50-55.

118. **Косарев, Б. А.** Оптимизация функционирования электротехнической системы с распределенной генерацией/ Б. А. Косарев, Г. А. Кошук, В. К. Федоров, О. А. Лысенко // Актуальные вопросы энергетики. – 2019. – № 1(1). – С. 99-103.

119. **Кривенко, А. В.** Повышение бесперебойности систем электроснабжения при территориально рассредоточенных нагрузках / А. В. Кривенко // Записки Горного института. – 2006. – Т.167(1). – С. 175–177.

120. **Тарасенко, В. В.** Генетический алгоритм выбора распределенной генерации / В. В. Тарасенко // Вестник ЮУрГУ. – № 14. – 2010. – С.15–19.

121. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020615877 Российская Федерация. Динамическое перераспределение источников питания по центрам электрических нагрузок в электротехнической системе с распределенной генерацией: № 2020614985 : заявл. 15.05.2020 : опубл. (зарег.) 3.06.2020 / Б. А. Косарев ; заявитель АО «ОНИИП». — 1 с.

122. **Обухов, С. Г.** Двухконтурный накопитель энергии для гибридных энергетических систем с возобновляемыми источниками энергии / С.Г. Обухов, И. А. Плотников, Ибрагим Ахмед, В. Г. Масолов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 1. – С. 64–76.

123. **Сибикин, Ю. Д.** Основы проектирования электроснабжения промышленных и гражданских зданий / Ю. Д. Сибикин. – 6-е изд., перераб. — М: Директ–Медиа, 2016.- 508 с. — ISBN 978-5-4475-8608-9.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Свидетельства о регистрации программ в Федеральной службе по
интеллектуальной собственности

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019619453

**Модель расчета параметров трехфазной четырехпроводной
электротехнической системы с распределенной генерацией**

Правообладатель: *Акционерное общество «Омский
научно-исследовательский институт приборостроения» (RU)*

Автор: *Косарев Борис Андреевич (RU)*

Заявка № **2019618488**
Дата поступления **10 июля 2019 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **17 июля 2019 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019665189

Устранение отклонений напряжения и частоты, подавление хаотических колебаний в электротехнической системе с распределенной генерацией

Правообладатель: *Акционерное общество «Омский научно-исследовательский институт приборостроения» (RU)*

Авторы: *Косарев Борис Андреевич (RU), Михайлов Павел Вадимович (RU)*



Заявка № 2019663698

Дата поступления 01 ноября 2019 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 20 ноября 2019 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020615877

Динамическое перераспределение источников питания по
центрам электрических нагрузок в электротехнической
системе с распределенной генерацией

Правообладатель: *Акционерное общество «Омский
научно-исследовательский институт приборостроения» (RU)*

Автор: *Косарев Борис Андреевич (RU)*



Заявка № 2020614985

Дата поступления 15 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 03 июня 2020 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Результаты измерений спектров гармонических составляющих напряжения и тока в системе электрообеспечения коттеджей

Таблица 1. Коэффициенты гармонических составляющих тока в 3-х фазах , n = 2 - 6

№ п/п	$K_{IA(2)}$, %	$K_{IB(2)}$, %	$K_{IC(2)}$, %	$K_{IA(3)}$, %	$K_{IB(3)}$, %	$K_{IC(3)}$, %	$K_{IA(4)}$, %	$K_{IB(4)}$, %	$K_{IC(4)}$, %	$K_{IA(5)}$, %	$K_{IB(5)}$, %	$K_{IC(5)}$, %	$K_{IA(6)}$, %	$K_{IB(6)}$, %	$K_{IC(6)}$, %
1	0,2	0,2	0,1	16,6	16,3	16,5	0	0	0	8,8	8,3	8,4	0	0,1	0
2	0,2	0,1	0,1	16,7	16,1	16,4	0	0,1	0	8,7	8,2	8	0	0	0
3	0,1	0,2	0,2	16,8	16,8	16,7	0	0,1	0	8,4	8,3	8,6	0	0	0
4	0,1	0,1	0,2	16,6	16,6	16,5	0	0	0	8,6	8,8	8,2	0	0	0
5	0,2	0,1	0,2	16	16,8	16,2	0	0	0	8,8	8,1	8,5	0	0	0
6	0,2	0,1	0,2	16,3	16,5	16,5	0	0	0,1	8,1	8,5	8,4	0	0	0
7	0,2	0,1	0,2	16,2	16,6	16,3	0	0,1	0	8,4	8,1	8,5	0	0	0
8	0,2	0,2	0,1	16,1	16,1	16,5	0	0	0,1	8,7	8,5	8,9	0	0	0
9	0,1	0,1	0,2	16,8	16,3	16,4	0	0	0	8,1	8,5	8,5	0	0	0
10	0,1	0,1	0,2	16,3	16	16,1	0	0	0	8,8	8,6	8,5	0,1	0,1	0
11	0,2	0,1	0,2	16,5	16,2	16,5	0,1	0	0	8,6	8,6	8,4	0	0	0
12	0,2	0,1	0,2	16,5	16,4	16,3	0,1	0	0	8,3	8,4	8,2	0	0	0
13	0,2	0,2	0,1	16,3	16,6	16,2	0	0	0,1	8,9	8,3	8,6	0	0	0

Окончание таблицы 1

14	0,1	0,1	0,1	16,2	16,4	16,5	0,1	0	0	8	8,4	8,5	0,1	0	0
15	0,1	0,2	0,2	16,3	16,5	16,6	0,1	0	0,1	8,5	8,1	8	0	0	0
16	0,2	0,1	0,1	16,1	16,2	16,6	0	0,1	0	8,6	8,8	8,9	0	0	0
17	0,2	0,1	0,1	16,1	16,4	16,5	0	0	0,1	8,6	8,2	8,2	0	0	0
18	0,2	0,2	0,1	16,2	16,2	16,1	0	0,1	0	8,7	8,9	8,1	0	0,1	0
19	0,1	0,1	0,1	16,4	16	16,1	0,1	0	0	8,8	8,6	8,6	0	0	0
20	0,2	0,1	0,2	16,5	16,3	16,1	0	0	0	8,7	8,3	8,1	0	0	0
21	0,2	0,1	0,2	16,4	16,2	16,3	0	0	0	8,8	8,2	8,9	0	0	0
22	0,1	0,1	0,1	16	16,3	16,1	0	0,1	0	8,5	8,1	8,3	0	0	0
23	0,2	0,2	0,2	16,4	17	16,2	0	0,1	0	8,5	8,1	8,3	0	0	0,1
24	0,1	0,2	0,2	16,2	16,5	16,3	0	0	0	8,5	8,5	8,4	0	0	0
25	0,1	0,1	0,2	16,2	16,4	16,3	0	0	0	8,4	8,1	8,1	0	0	0
26	0,2	0,2	0,2	16,4	16,3	16,3	0	0	0	8,7	8	8,3	0	0	0
27	0,2	0,1	0,2	16,4	16,3	16,5	0	0	0	8,8	8,4	8	0	0,1	0
28	0,2	0,2	0,2	16,5	16,3	16,3	0	0,1	0	8,6	8,2	8	0	0	0

Таблица 2. Коэффициенты гармонических составляющих тока в 3-х фазах , n = 7 - 11

№ п/п	$K_{IA(7)}$ %	$K_{IB(7)}$ %	$K_{IC(7)}$ %	$K_{IA(8)}$ %	$K_{IB(8)}$ %	$K_{IC(8)}$ %	$K_{IA(9)}$ %	$K_{IB(9)}$ %	$K_{IC(9)}$ %	$K_{IA(10)}$ %	$K_{IB(10)}$ %	$K_{IC(10)}$ %	$K_{IA(11)}$ %	$K_{IB(11)}$ %	$K_{IC(11)}$ %
1	4,3	4,3	4,2	0	0	0	6,5	6,5	6,2	0	0	0,1	5,3	5	5,5
2	4,6	4	4,2	0	0	0	6,6	6,5	6,1	0	0	0	5	5,8	5,4
3	4,7	4,1	4,9	0	0	0	6,8	6,7	6,3	0	0	0	5,2	5,5	5,5
4	4,3	4,9	4,8	0	0	0	6,4	6,4	6,2	0	0	0	5,4	5,8	5,2
5	4,2	4,9	4,8	0	0	0	6,3	6,6	6,3	0	0	0	5,3	5,9	5,2
6	4,9	4	4,8	0	0	0	6,8	6,7	6,2	0	0	0	5,3	5,7	5,3
7	4,1	4,2	4,6	0	0	0	6,2	6	6,4	0	0	0	5,2	5,6	5,5
8	4,2	4,5	4,7	0	0	0	6,2	6,8	6,4	0	0	0	5,2	5,8	5,7
9	4,9	4,9	4,8	0	0	0	6,8	6,8	6,3	0	0	0	5,2	5,7	5,3
10	4,6	4,9	4,6	0	0	0	6,7	6	6,4	0,1	0	0	5,3	5,8	5,4
11	4,8	4	4,6	0	0	0	6,8	6,1	6,5	0	0,1	0	5,2	5,8	5,4
12	4,9	4,5	4,4	0	0	0	6	6,1	6,4	0	0	0	5,1	5,6	5,4
13	4,8	4,8	4,4	0	0	0	6	6	6,3	0	0	0	5,1	5,6	5,5
14	4,7	4,1	4,5	0	0	0	6,9	6,2	6,4	0	0	0	5,2	5,8	5,9
15	4,5	4,4	4,6	0	0	0	6,9	6,5	6,3	0	0	0	5,1	5,7	5,6
16	4,5	4,4	4,6	0	0	0	6	6,8	6,3	0	0	0	5,3	5,8	5,5
17	4,5	4,5	4,7	0	0	0	6	6,9	6,4	0,1	0	0,1	5,2	5,7	5,4
18	4,5	4,5	4,8	0	0	0	6,5	6,3	6,4	0	0	0	5,3	5,7	5,6
19	4,2	4	4,9	0	0	0	0,6	0,5	0,3	0	0	0	5,3	5,7	5,5
20	4,1	4,4	4,7	0	0	0	0,9	0,5	0,3	0	0,1	0	5,1	5,3	5,6
21	4,3	4,6	4,6	0	0	0	6,8	6,3	6,3	0	0	0	5,1	5,4	5,6

Окончание таблицы 2

22	4,2	4,5	4,8	0	0	0	6,6	6,2	6,3	0	0	0	5,2	5,4	5,4
23	4,2	4,5	4	0	0	0	6,7	6,5	6,4	0	0,1	0	5,3	5,4	5,7
24	4,3	4,5	4,8	0	0	0	6,7	6,4	6,2	0	0	0	5,2	5,4	5,7
25	4,7	4,2	4,8	0	0	0	6	6,5	6,4	0	0	0	5,1	5,7	5,7
26	4,7	4	4,8	0	0	0	6,1	6,3	6,2	0	0	0,1	5,2	5,4	5,7
27	4,7	4,8	4,6	0	0	0	6,1	6,3	6,2	0	0	0	5,2	5,3	5,6
28	4,8	4	4,6	0	0	0	6,1	6,4	6,2	0	0	0	5,1	5,2	5,7

Таблица 3. Коэффициенты гармонических составляющих напряжения в 3-х фазах , n = 2 - 6

№ п/п	$K_{UA(2)}$, %	$K_{UB(2)}$, %	$K_{UC(2)}$, %	$K_{UA(3)}$, %	$K_{UB(3)}$, %	$K_{UC(3)}$, %	$K_{UA(4)}$, %	$K_{UB(4)}$, %	$K_{UC(4)}$, %	$K_{UA(5)}$, %	$K_{UB(5)}$, %	$K_{UC(5)}$, %	$K_{UA(6)}$, %	$K_{UB(6)}$, %	$K_{UC(6)}$, %
1	0	0	0	7,3	7,1	7,4	0	0	0	1,4	1,4	1,4	0	0	0
2	0	0	0	7,3	7,1	7,3	0	0	0	1,5	1,6	1,6	0	0	0
3	0	0	0	7,1	7	7,3	0	0	0	1,3	1,7	1,7	0	0	0
4	0	0	0	7,2	7,1	7,5	0	0	0	1,5	1,4	1,6	0	0	0
5	0	0	0	7,3	7,1	7,5	0	0	0	1,2	1,5	1,4	0	0	0
6	0	0	0	7,3	7,2	7,7	0	0	0	1,4	1,5	1,5	0	0	0
7	0	0	0	7,1	7,1	7,4	0	0	0	1,5	1,7	1,5	0	0	0
8	0	0	0	7,1	7	7,3	0	0	0	1,5	1,5	1,6	0	0	0
9	0	0	0	7,3	7,1	7,5	0	0	0	1,4	1,5	1,4	0	0	0
10	0	0	0	7,3	7,1	7,5	0	0	0	1,4	1,4	1,4	0	0	0
11	0	0	0	7,2	7	7,4	0	0	0	1,7	1,7	1,5	0	0	0
12	0	0	0	7,1	7	7,3	0	0	0	1,4	1,5	1,5	0	0	0

Окончание таблицы 3

13	0	0	0	7	7	7,3	0	0	0	1,4	1,6	1,6	0	0	0
14	0	0	0	7,2	7,2	7,6	0	0	0	1,5	1,6	1,5	0	0	0
15	0	0	0	7,3	7,3	7,8	0	0	0	1,6	1,4	1,6	0	0	0
16	0	0	0	7,3	7,3	7,8	0	0	0	1,6	1,5	1,6	0	0	0
17	0	0	0	7,3	7,2	7,8	0	0	0	1,6	1,4	1,5	0	0	0
18	0	0	0	7,5	7,3	7,8	0	0	0	1,5	1,6	1,4	0	0	0
19	0	0	0	7,6	7,3	7,9	0	0	0	1,4	1,6	1,5	0	0	0
20	0	0	0	7,3	7,2	7,8	0	0	0	1,4	1,5	1,6	0	0	0
21	0	0	0	7,3	7,2	7,7	0	0	0	1,4	1,4	1,6	0	0	0
22	0	0	0	7,6	7,4	7,9	0	0	0	1,5	1,5	1,7	0	0	0
23	0	0	0	7,4	7,3	7,7	0	0	0	1,5	1,4	1,6	0	0	0
24	0	0	0	7,1	7,9	7,2	0	0	0	1,5	1,6	1,5	0	0	0
25	0	0	0	7,9	7,9	7,2	0	0	0	1,4	1,6	1,7	0	0	0
26	0	0	0	7	7,9	7,2	0	0	0	1,5	1,4	1,6	0	0	0
27	0	0	0	7,8	7,8	7,2	0	0	0	1,5	1,6	1,6	0	0	0
28	0	0	0	7	7,9	7,2	0	0	0	1,5	1,6	1,5	0	0	0

Таблица 4. Коэффициенты гармонических составляющих напряжения в 3-х фазах , n = 7 - 11

№ п/п	$K_{UA(7)}$ %	$K_{UB(7)}$ %	$K_{UC(7)}$ %	$K_{UA(8)}$ %	$K_{UB(8)}$ %	$K_{UC(8)}$ %	$K_{UA(9)}$ %	$K_{UB(9)}$ %	$K_{UC(9)}$ %	$K_{UA(10)}$ %	$K_{UB(10)}$ %	$K_{UC(10)}$ %	$K_{UA(11)}$ %	$K_{UB(11)}$ %	$K_{UC(11)}$ %
1	3,2	3,3	3,3	0	0	0	0,4	0,4	0,4	0	0	0	1,9	2,2	2,1
2	3,1	3,3	3,1	0	0	0	0,5	0,5	0,4	0	0	0	2,1	2,2	2,1
3	3,1	3,3	3,3	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0	0	0	2,1	2,2	2,1
4	3,1	3,4	3,3	0	0	0	0,4	0,6	0,4	0	0	0	2,1	2,2	2,1
5	3,1	3,2	3,2	0	0	0	0,4	0,5	0,4	0	0	0	2,1	2,1	2,1
6	3,1	3,4	3,2	0	0	0	0,4	0,4	0,4	0	0	0	2,1	2,1	2,1
7	3,2	3,3	3,3	0	0	0	0,5	0,4	0,5	0	0	0	2	2,2	2,1
8	3,2	3,3	3,2	0	0	0	0,4	0,5	0,5	0	0	0	2	2,2	2,1
9	3,2	3,1	3,3	0	0	0	0,4	0,6	0,5	0	0	0	2,1	2,2	2,2
10	3,1	3,3	3,1	0	0	0	0,4	0,5	0,5	0	0	0	2,1	2,2	2,2
11	3,1	3,3	3,2	0	0	0	0,4	0,5	0,5	0	0	0	2,1	2,2	2,2
12	3,2	3,2	3,2	0	0	0	0,4	0,5	0,4	0	0	0	2	2,2	2,2
13	3,1	3,3	3,3	0	0	0	0,4	0,5	0,5	0	0	0	2	2,2	2,1
14	3,3	3,3	3,2	0	0	0	0,3	0,5	0,5	0	0	0	2,1	2,2	2,1
15	3,2	3,2	3,2	0	0	0	0,4	0,6	0,5	0	0	0	2,1	2,1	2,1
16	3,3	3,4	3,2	0	0	0	0,4	0,6	0,5	0	0	0	2,1	2,1	2,1
17	3,1	3,3	3,2	0	0	0	0,4	0,6	0,4	0	0	0	2,1	2,1	2,1
18	3,2	3,3	3,3	0	0	0	0,3	0,5	0,4	0	0	0	2,1	2,2	2,1
19	3,2	3,2	3,2	0	0	0	0,3	0,5	0,4	0	0	0	2,1	2,1	2,1
20	3,2	3,2	3,3	0	0	0	0,4	0,6	0,5	0	0	0	2,1	2,1	2,1

Окончание таблицы 4

21	3,2	3,1	3,1	0	0	0	0,4	0,4	0,5	0	0	0	2	2,1	2,2
22	3,2	3,1	3,1	0	0	0	0,4	0,5	0,5	0	0	0	2,1	2,1	2,1
23	3,2	3,1	3,1	0	0	0	0,4	0,4	0,4	0	0	0	2,1	2,1	2,1
24	3,2	3,3	3,1	0	0	0	0,5	0,5	0,4	0	0	0	2	2,1	2,1
25	3,2	3,2	3,3	0	0	0	0,5	0,5	0,4	0	0	0	2	2,2	2,1
26	3,1	3,2	3,2	0	0	0	0,4	0,5	0,4	0	0	0	2	2,1	2,2
27	3,2	3,2	3,1	0	0	0	0,4	0,5	0,4	0	0	0	2	2,1	2,2
28	3,2	3,3	3,1	0	0	0	0,4	0,6	0,4	0	0	0	2	2,1	2,2

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Утверждаю
Директор ООО «Научно-
производственный центр
Термаль»

А.Г. Шкаев
К.Т.Н.
« 8 » 2010 г.



Акт

о внедрении результатов диссертационной работы научного сотрудника АО «ОНИИП» Косарева Б.А. на тему: «Методики управления децентрализованными электротехническими системами с распределённой генерацией», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.09.03-Электротехнические комплексы и системы

Мы, нижеподписавшиеся, начальник электротехнической лаборатории к.т.н. А.Г. Шкаев и ведущий инженер В.В. Захаренко составили настоящий акт о том, что ООО «Научно-производственный центр Термаль» внедрило следующие результаты диссертационной работы Косарева Б.А. в производственную деятельность Омской ТЭЦ-4:

1. Имитационные модели децентрализованных электротехнических систем с распределенной генерацией используются для расчета режимов детерминированного хаоса электротехнической системы при моделировании аварийных режимов.
2. Методики управления многомашинными электротехническими системами используется для выявления и подавления хаотических колебаний режимных параметров, которые могут привести к возникновению резонансных режимов.

Начальник электротехнической
лаборатории, к.т.н.

А.Г. Шкаев

Ведущий инженер

В.В. Захаренко

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по образовательной
деятельности
Омского государственного
технического университета

А.С. Полянский
«___» _____ 2020г.



АКТ

использования в учебном процессе материалов кандидатской диссертации «Методики управления децентрализованными электротехническими системами с распределенной генерацией» соискателя кафедры «Электрическая техника» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Омский государственный технический университет» Косарева Бориса Андреевича.

Результаты научных исследований Косарева Б.А., отраженные в кандидатской диссертации, используются при подготовке бакалавров по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и магистров по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» на практических занятиях, а также при выполнении учебной научно-исследовательской работы студентов, курсовых и выпускных квалификационных работ.

Алгоритмы работы многофункционального логического устройства сравнения, реализующего дополнительные функции индикации режимов работы и моментов времени изменения режима, косвенного определения частотного рассогласования сигналов задания и обратной связи, используется на практических занятиях и при выполнении студентами компьютерных лабораторных работ при изучении дисциплин «Релейная защита» и «Электрооборудование».

Начальник учебно-методического
управления

Декан Энергетического института

Н.А. Прокудина

А.А. Татевосян

9.10.2020