ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



БУЛАТОВ ЮРИЙ НИКОЛАЕВИЧ

МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С НИЗКИМ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Специальность 2.4.3 – Электроэнергетика

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант – доктор технических наук, профессор
Крюков Андрей Васильевич

Братск – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ..... 8

1 ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ..... 23

1.1. Генерирующая установка как объект регулирования и развитие методов настройки автоматических регуляторов синхронных генераторов.... 23

1.2. Интеллектуальные технологии управления в электроэнергетике 29

1.3. Особенности применения генерирующих установок в промышленных системах электроснабжения..... 33

1.4. Режимы работы и задачи управления систем электроснабжения с распределенной генерацией 37

1.5. Постановка задач диссертации 41

Выводы по главе 1..... 42

2 МЕТОДЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИИ С СИСТЕМАМИ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ..... 44

2.1. Имитационные модели генерирующих установок с системами автоматического регулирования..... 44

2.2. Метод идентификации модели генерирующей установки с применением вейвлет-преобразования на основе экспериментальных данных 53

2.3. Использование искусственных нейронных сетей, генетического алгоритма и системы нечеткого логического вывода для построения модели генерирующей установки объектов распределённой генерации..... 66

Выводы по главе 2..... 73

3 ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С НИЗКИМ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ..... 75

3.1. Работа генерирующей установки на нелинейную и несимметричную нагрузку 75
3.1.1. Исследование режима работы синхронного генератора малой мощности с несимметричной нагрузкой 79
3.1.2. Исследование работы синхронного генератора малой мощности на нелинейную нагрузку 87
3.1.3. Исследование совместного воздействия несимметричной и нелинейной нагрузки на работу синхронного генератора 91
3.2. Применение энергороутеров в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии 97
3.2.1. Твердотельные трансформаторы 99
3.2.2. Установившиеся и переходные режимы электрических сетей с энергетическими роутерами 104
3.2.3. Аварийные режимы в системах электроснабжения с энергетическими роутерами 107
3.2.4. Исследование режимов совместной работы энергороутеров и накопителей электроэнергии 110
3.2.5. Исследование режимов работы системы электроснабжения с двумя энергороутерами 117
3.2.6. Применение энергороутеров для подключения зарядных станций электромобилей 121
Выводы по главе 3 133
4 МЕТОДЫ НАСТРОЙКИ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕГУЛЯТОРАМИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК 135
4.1 Метод согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения ротора синхронного генератора с применением генетического алгоритма 135
4.1.1. Исследование метода согласованной настройки на модели системы электроснабжения с турбогенераторной установкой 145

4.2. Нейро-нечёткая система управления автоматическими регуляторами возбуждения и частоты вращения ротора генератора генерирующей установки объектов распределённой генерации.... 150
4.2.1. Адаптивная система управления настройкой автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения 150
4.2.2. Программа адаптивной настройки автоматического регулятора частоты вращения..... 156
4.2.3. Моделирование адаптивного блока согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения 160
Выводы по главе 4..... 164
5 ПРОГНОСТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ..... 165
5.1. Применение инерционно-форсирующего звена в регуляторах синхронных генераторов..... 165
5.1.1. Расчет постоянной времени инерционно-форсирующего звена регуляторов..... 170
5.2. Самонастраивающиеся прогностические регуляторы напряжения и частоты генерирующих установок..... 174
5.2.1. Самонастраивающийся прогностический автоматический регулятор частоты вращения 174
5.2.2. Моделирование самонастраивающихся прогностических автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения 179
5.2.3. Исследование работы самонастраивающегося прогностического регулятора частоты вращения для газотурбинной установки 188
5.2.4. Исследование совместной работы генерирующей установки с прогностическими регуляторами и накопителей электроэнергии в системе электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии.. 193
5.2.5. Исследование работы самонастраивающегося прогностического регулятора частоты вращения на физической модели..... 202

5.2.6. Исследование работы самонастраивающихся прогностических автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения на физической модели 205
5.3. Влияние настройки прогностичесих регуляторов генерирующей установки на качество электроэнергии в системе электроснабжения 210
5.3.1. Исследование влияния согласованной настройки прогностических регуляторов возбуждения и частоты вращения генерирующей установки на качество электроэнергии 210
5.3.2. Устранение фликера в сетях с генерирующими установками малой мощности с помощью локальных согласованно настроенных и прогностических регуляторов возбуждения и частоты вращения 217
5.4. Групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты генерирующих установок и их влияние на качество электроэнергии 224
5.4.1. Групповые прогностические регуляторы генерирующих установок объектов распределенной генерации 224
5.4.2. Описание имитационных моделей групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты 226
5.4.3. Исследование работы групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты малой гидроэлектростанции в условиях пониженного качества электроэнергии 230
5.4.4. Устранение фликера в сетях с генерирующими установками малой мощности с помощью групповых прогностических регуляторов 235
5.5. Исследование устойчивости работы прогностических регуляторов при изменении параметра настройки в широких пределах 240
5.5.1. Устойчивость линейных прогностических алгоритмов в регуляторах возбуждения и частоты вращения 240
5.5.2.Устойчивость прогностических алгоритмов в групповых регуляторах 245

5.6. Применение прогностических регуляторов частоты вращения ротора для асинхронных генераторов двойного питания в условиях низкого качества электроэнергии 254
5.6.1. Описание моделей исследуемой электрической сети и систем автоматического регулирования асинхронного генератора двойного питания 254
5.6.2. Исследование эффективности прогностического регулятора частоты вращения для асинхронного генератора двойного питания в условиях низкого качества электроэнергии ... 258
5.6.3. Исследование эффективности самонастраивающегося прогностического регулятора частоты вращения для асинхронного генератора двойного питания в условиях низкого качества электроэнергии 262
Выводы по главе 5 271
6 ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ 275
6.1. Методы определения запаса устойчивости в электроэнергетической системе с распределенной генерацией 275
6.1.1. Определение областей статической апериодической устойчивости электроэнергетической системы с распределенной генерацией 275
6.1.2. Методы расчета запаса статической апериодической устойчивости в электроэнергетических системах с распределенной генерацией 282
6.2. Методы противоаварийного управления генерирующими установками объектов распределенной генерации 293
6.2.1. Методы ввода режима электроэнергетической системы с распределенной генерацией в область устойчивости 293

6.2.2. Решение проблемы дальней границы при вводе режима в область статической апериодической устойчивости 297
6.2.3. Метод противоаварийного управления генерирующими установками объектов распределенной генерации с использованием уравнений предельных режимов и нечеткой системы управления настройкой регуляторов 299
6.2.4. Противоаварийное управление генерирующими установками с прогностическими регуляторами 307
Выводы по главе 6..... 311
ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 312
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ..... 318
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... 320
Приложение А Программный комплекс идентификации и оптимальной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения синхронных генераторов..... 369
Приложение В Описание компьютерной модели системы электроснабжения промышленного предприятия и ее настройка по данным реальных измерений 375
Приложение С Технико-экономическое обоснование применения метода согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения ротора синхронного генератора малой мощности 397
Приложение D Акты использования и внедрения результатов диссертационной работы..... 412
Приложение Е Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ и патент на изобретение..... 419

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы. Современная электроэнергетика развивается с использованием технологий цифровых систем, комплексов мониторинга, диагностики и управления на основе концепций кибер-физических систем, энергетического интернета – «Энерджинет», Цифровой трансформации 2030, предполагающих применение интеллектуальных технологий на уровне сетевых объектов среднего и низкого напряжений. Эти концепции развития электроэнергетических систем (ЭЭС) предусматривают использование объектов распределенной генерации (РГ) мощностью до 25 МВт, собственниками которых могут быть как генерирующие компании, так и отдельные потребители электроэнергии (например, промышленные предприятия). При этом под объектом РГ понимается электростанция, состоящая из одной или нескольких генерирующих установок. Также предполагается широкое использование накопителей электроэнергии (НЭ) для совместного с объектами РГ участия в рынке электроэнергии, оказания системных услуг, взаимного резервирования и повышения надежности электроснабжения потребителей.

Распределенная энергетика как явление в России уже состоялась и будет только активно развиваться. Решениям задач применения технологий РГ в России посвящены работы В.К. Аверьянова, М.О. Арсентьева, Ф.Л. Быка, Н.И. Воропая, П.В. Илюшина, Б.Б. Кобеца, А.Л. Куликова, А.В. Праховника, А.В. Федяева, А.Г. Фишова и многих других ученых.

Широкое распространение получили генерирующие установки объектов РГ на базе синхронных генераторов. При объединении между собой генерирующих установок объектов РГ может образовываться сетевой кластер (microgrid) для повышения надежности электроснабжения потребителей или в системах низкого качества электроэнергии. Для объектов РГ с генерирующими установками и их объединений существуют аналогичные, как и для больших ЭЭС проблемы, связанные с обеспечением устойчивости параллельной работы генераторов при различных возмущениях. При этом существенным фактором, определяющим

устойчивость работы генераторов малой мощности, является относительно маленький момент инерции. В результате для нарушения устойчивости требуется возмущение меньшее, чем для генераторов большой мощности. Ситуация еще больше усугубляется, если генератор работает в системе с низким качеством электроэнергии. Это может привести к отключению защитами генерирующих установок и к прекращению электроснабжения (в изолированных системах) или ограничению мощности потребителей электроэнергии, и как следствие, к большим ущербам. Поэтому крайне важно, чтобы генерирующие установки и их объединения были способны гибко приспосабливаться к постоянно изменяющимся условиям и режимам работы систем электроснабжения (СЭС). Это возможно при разработке и использовании новых или модернизированных систем регулирования генераторов, методов и алгоритмов их настройки. Таким образом, обеспечение устойчивой работы генерирующих установок объектов РГ при различных возмущениях, в том числе и в условиях низкого качества электроэнергии, а также разработка их систем управления, обеспечивающих гибкость и живучесть, является актуальной научно-технической проблемой, имеющей важное народно-хозяйственное значение для экономики России.

Устойчивую и стабильную работу генерирующих установок объектов РГ, работающих в промышленных СЭС, возможно обеспечить путем развития методов настройки и синтеза автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ) ротора генератора. Необходимо отметить, что в пиковых и аварийных режимах, а также в условиях низкого качества электроэнергии особенно могут проявляться взаимные влияния АРВ и АРЧВ синхронных генераторов. В связи с этим для генерирующих установок объектов РГ с малой постоянной инерции задачи взаимосвязанной настройки АРВ и АРЧВ являются актуальными. Принципам построения и методов настройки параметров регуляторов генераторов, а также исследованию устойчивости и электромеханических переходных процессов синхронных машин и их систем посвящено множество научных работ. Большой вклад внесли ученые: М.В. Андреев, А.Н. Беляев, М.М. Ботвинник, В.В. Бушуев, В.А. Веников,

Н.И. Воропай, А.З. Гамм, А.С. Герасимов, Г.Р. Герценберг, А.А. Горев, И.А. Груздев, О.В. Гуриков, А.Н. Дойников, А.Х. Есипович, П.С. Жданов, А.С. Зеккель, И.В. Игнатьев, Д.А. Кабанов, Т.Г. Климова, С.А. Лебедев, М.Л. Левинштейн, И.В. Литкенс, А.Г. Логинов, Н.И. Овчаренко, А.В. Паздерин, М.И. Покровский, А.А. Рагозин, Ю.Н. Руденко, С.В. Смоловик, Д.В. Сорокин, В.А. Строев, Е.И. Ушаков, О.В. Щербачев, А.А. Юрганов, R.H. Park, G. Cron, P.M. Anderson, A.A. Fouad, P. Kondur, D. Concordia, M.A. Pai и многие другие. Однако в современных условиях развития науки и техники, а также в виду увеличения используемых объектов РГ в ЭЭС требуется пересмотр систем регулирования и методов их настройки для синхронных генераторов малой мощности. Необходима разработка новых систем автоматического управления генерирующими установками с учетом специфики, условий работы и влияния потребителей электроэнергии. Например, одним из достаточно емких потребителей электроэнергии является железнодорожный транспорт. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке электрическая сеть имеет непосредственную связь с тяговыми подстанциями (ТП) железных дорог. При резкопеременной тяговой нагрузке показатели качества электроэнергии (ПКЭ) в СЭС нетяговых потребителей могут выходить за допустимые ГОСТ-32144-2013 пределы. Поэтому эксплуатируются СЭС с низким качеством электроэнергии. Также в современных СЭС увеличилось число электроприемников с нелинейной вольт-амперной характеристикой и использование различных преобразователей на основе силовой электроники, работающих на высокой частоте. Все это определяет актуальность задач управления режимами СЭС и генерирующими установками объектов РГ, работающих в условиях низкого качества электроэнергии.

Степень разработанности темы исследования. Большой вклад в решение задач управления качеством электроэнергии и режимами ЭЭС (СЭС) с распределенной генерацией, в том числе с применением интеллектуальных технологий, внесли: В.А. Баринов, Л.Л. Богатырев, О.М. Бударгин, В.Н. Вариводов, Н.И. Воропай, В.Г. Гольдштейн, В.В. Дорофеев, В.П. Закарюкин,

П.В. Илюшин, Б.Б. Кобец, А.В. Крюков, А.Л. Куликов, В.Г. Курбацкий, Ю.Н. Кучеров, Е.И. Логинов, А.А. Макаров, Э.Б. Наумов, А.А. Осинцев, А.В. Паздерин, Б.В. Папков, В.Н. Рябченко, В.Н. Седунов, К.В. Суслов, Н.В. Томин, А.Г. Фишов, Ю.Г. Шакарян, C.W. Gelling, N.D. Hatziargyriou, S.A. Papathanassiou, Z. Styczynski и многие другие ученые. Их работы создали базу для применения существующих и разработки новых технических решений для надежного применения генерирующих установок объектов РГ в ЭЭС (СЭС). Однако задачи настройки и синтеза систем автоматического регулирования (САР) генерирующих установок объектов РГ, работающих в условиях низкого качества электроэнергии, недостаточно изучены.

Объект исследования: генерирующие установки объектов распределенной генерации с системами автоматического регулирования, работающие в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии.

Предмет исследования: методы настройки и алгоритмы систем автоматического регулирования и противоаварийного управления генерирующими установками объектов распределенной генерации.

Цель работы: разработка методов настройки, алгоритмов систем автоматического регулирования и интеллектуального управления генерирующими установками объектов распределенной генерации, функционирующих в условиях низкого качества электроэнергии.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе сформулированы и решены следующие **задачи:**

1. Разработка имитационных моделей генерирующих установок объектов РГ с системами автоматического регулирования.

2. Разработка метода идентификации модели генерирующей установки, работающей на основе синхронного генератора.

3. Оценка влияния низкого качества электроэнергии в СЭС на синхронные генераторы малой мощности.

4. Оценка возможности использования вставок постоянного тока (ВПТ) и энергетических роутеров в СЭС с низким качеством электроэнергии для подключения генерирующих установок объектов РГ.

5. Разработка методов настройки и построения алгоритмов систем автоматического регулирования генерирующих установок с использованием интеллектуальных технологий.

6. Разработка алгоритмов функционирования и методов настройки автоматических регуляторов синхронных генераторов малой мощности с прогнозирующими свойствами, и исследование их влияния на показатели качества процессов регулирования и качества электроэнергии в СЭС, в том числе при широком изменении параметра настройки этих регуляторов.

7. Разработка методов устранения фликера и улучшения качества электроэнергии в части несимметрии и несинусоидальности напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией.

8. Разработка на базе уравнений предельных режимов метода оценки запаса устойчивости ЭЭС с генерирующими установками объектов РГ и метода противоаварийного управления таких систем для обеспечения плавного динамического перехода в послеаварийных режимах.

Научная новизна работы:

1. Разработан метод идентификации модели генерирующей установки на основе экспериментальных данных, отличающийся от известных применением вейвлет-преобразования для выделения шумов регуляторов и использованием искусственных нейронных сетей с системой нечеткого логического вывода для уточнения модели в условиях низкого качества электроэнергии и изменяющихся режимов работы системы электроснабжения.

2. Реализован новый метод оптимизации параметров настройки АРВ и АРЧВ синхронных генераторов малой мощности с учетом взаимного влияния этих регуляторов и использованием адаптивного генетического алгоритма.

3. Разработаны алгоритмы функционирования локальных и групповых самонастраивающихся прогностических регуляторов напряжения и частоты генерирующих установок объектов распределенной генерации.

4. Разработаны структура, алгоритм работы и имитационная модель нового АРЧВ с самонастраивающимся инерционно-форсирующим звеном для асинхронного генератора двойного питания, позволяющего эффективно регулировать скорость вращения ротора и частоту в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии.

5. Предложены методы устранения фликера, улучшения качества электроэнергии по несимметрии, несинусоидальности и отклонению напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией, отличающиеся от известных соответственно использованием согласованной настройки АРВ и АРЧВ синхронных генераторов, а также ВПТ и управляемых энергетических роутеров с накопителями электроэнергии.

6. Разработан метод адаптивного управления настройками АРВ и АРЧВ синхронных генераторов, отличающийся от известных совместным использованием искусственных нейронных сетей, нечёткого логического вывода и метода согласованной настройки регуляторов.

7. Предложен метод противоаварийного управления генерирующими установками объектов РГ, отличающийся от известных применением модифицированных уравнений предельных режимов ЭЭС и обеспечением плавного динамического перехода с помощью интеллектуальной системы управления настройкой регуляторов синхронных генераторов.

Теоретическая и практическая значимость.

Получены новые научные данные о процессах, закономерностях и режимах работы СЭС с распределенной генерацией в условиях пониженного качества электроэнергии. Представленные в диссертационной работе методы и алгоритмы реализованы в виде программ для ЭВМ. На разработанный способ автоматического регулирования частоты синхронного генератора малой мощности и регулятор для его реализации получен патент РФ. Практическая значимость работы при этом

определяется тем, что с использованием разработанных методов, алгоритмов и программного обеспечения возможно решение следующих задач: определение областей допустимой работы генерирующих установок в условиях низкого качества электроэнергии; идентификация моделей генерирующих установок на основе экспериментальных данных; улучшение качества электроэнергии в СЭС с генераторами малой мощности; расчет запаса устойчивости и надежный ввод режима ЭЭС в область устойчивости; адаптивное управление генерирующими установками и др. Практическую значимость также определяют разработанные имитационные модели, которые возможно использовать в проведении дальнейших исследований.

Автоматические регуляторы, способы синтеза и настройки которых разработаны, имеют простую структуру, используют только доступные для измерения параметры, легко реализуются и могут использоваться как локальные и групповые регуляторы возбуждения синхронных генераторов и частоты вращения их роторов для обеспечения гибкой, адаптивной и устойчивой работы.

Реализация результатов работы. Результаты диссертационного исследования используются в ООО «ЕвросибЭнерго-Гидрогенерация» в виде программного комплекса для расчета согласованной настройки АРВ и АРЧВ синхронных генераторов гидроэлектростанций, а также в виде моделей прогностических АРВ и АРЧВ и рекомендаций по их настройке.

Представленные в работе методы улучшения качества электроэнергии и расчета запаса статической апериодической устойчивости использованы при анализе режимов работы распределительных электрических сетей в филиале Иркутской электросетевой компании «Северные электрические сети».

Результаты работы переданы для использования в АО «ХОЛДИНГ ЭРСО» в виде моделей и результатов моделирования энергетического роутера на основе высокочастотного трансформатора и преобразовательного оборудования для подключения потребителей к системе электроснабжения с низким качеством электроэнергии. Разработанные модели локальных и групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты генерирующих установок используются в АО

«ХОЛДИНГ ЭРСО» в исследовательских целях при моделировании регуляторов мощности синхронных генераторов и двигателей малой мощности.

Результаты диссертационной работы переданы для использования в ПАО «Мосэнерго» в виде разработанных методов настройки АРВ и АРЧВ синхронных турбогенераторов, а также в виде моделей прогностических АРВ и АРЧВ, которые используются в исследовательских целях с возможностью применения для турбогенераторов тепловых электростанций.

Результаты диссертационной работы приняты к использованию в проектной деятельности электротехнической лаборатории отдела учета и качества электроэнергии (ЭТЛ ОУКЭ) научно-исследовательского и проектно-изыскательского республиканского унитарного предприятия «Белэнергосетьпроект» (г. Минск, Республика Беларусь).

Результаты диссертации внедрены и используются в учебном процессе по дисциплинам «Основы теории автоматического управления», «Математическое и компьютерное моделирование в электроэнергетике», «Имитационное моделирование в электроэнергетике» в ФГБОУ ВО «Братский государственный университет» и по дисциплинам «Управление качеством электроэнергии», «Управление электроэнергетическими системами в нормальных и аварийных режимах», «Распределенная генерация» в ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет».

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Согласованная настройка АРВ и АРЧВ синхронных генераторов малой мощности позволяет улучшить показатели качества регулирования напряжения и частоты в нормальных и аварийных режимах и повысить запас устойчивости. В среднем использование только согласованной настройки регуляторов позволяет снизить перерегулирование напряжения на 5% и время переходного процесса для напряжения в 3 раза, а для частоты вращения ротора в 1,4 раза в зависимости от тяжести возмущения.

2. Дополнение алгоритмов автоматического регулирования напряжения и частоты самонастраивающимся инерционно-форсирующим звеном улучшает

показатели качества переходных процессов и обеспечивает устойчивость генерирующих установок объектов малой распределенной генерации при их групповом регулировании. В среднем определено, что использование в АРВ и АРЧВ самонастраивающегося инерционно-форсирующего звена позволяет снизить перерегулирование напряжения на 12% и время переходного процесса для напряжения в 2 раза, а для частоты вращения ротора в 6 раз в зависимости от тяжести возмущения. При этом устраняется колебательность для напряжения и частоты в переходном процессе.

3. Неоптимальная настройка регуляторов генерирующих установок объектов малой распределенной генерации снижает устойчивость и может вызывать фликер при подключении в электрической сети нагрузки сопостовимой с генератором мощности. Согласованная настройка АРВ и АРЧВ синхронных генераторов и их групповое регулирование на основе самонастраивающегося инерционно-форсирующего звена повышает устойчивость, улучшает качество электроэнергии по несимметрии, несинусоидальности напряжения и фликеру.

4. Метод адаптивного управления настройкой АРВ и АРЧВ синхронных генераторов на основе искусственных нейронных сетей, системы нечёткого логического вывода и согласованной настройки регуляторов позволяет улучшить показатели качества регулирования напряжения и частоты в переходном процессе. В среднем адаптивное управление настройкой АРВ и АРЧВ позволяет снизить перерегулирование напряжения на 2,5% и время переходного процесса для напряжения в 5 раз, а для частоты вращения ротора в 3 раза в зависимости от тяжести возмущения.

5. Обеспечить плавный динамический переход при разгрузке генерирующих установок объектов распределенной генерации в результате противоаварийного управления позволяют нейро-нечеткая система управления согласованной настройкой АРВ и АРЧВ генераторов и самонастраивающееся инерционно-форсирующее звено в регуляторах.

Соответствие диссертационной работы паспорту научной специальности 2.4.3 Электроэнергетика. Соответствуют следующие пункты паспорта:

• П.14. Разработка методов расчета и моделирования установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем и сетей, включая технико-экономическое обоснование технических решений, разработка методов управления режимами их работы (соответствует пункту 7 научной новизны);

• П.16. Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике (соответствует пунктам 2, 3, 4, 6 и 7 научной новизны);

• П.19. Разработка методов и устройств контроля, анализа и управления качеством электроэнергии (соответствует пункту 5 научной новизны);

• П.20. Разработка методов использования информационных и телекоммуникационных технологий и систем, искусственного интеллекта в электроэнергетике, включая проблемы разработки и применения информационно-измерительных, геоинформационных и управляющих систем для оперативного и ретроспективного мониторинга, анализа, прогнозирования и управления электропотреблением, режимами, надежностью, уровнем потерь энергии и качеством электроэнергии (соответствует пунктам 1, 2 и 6 научной новизны).

Достоверность результатов научных исследований. Достоверность результатов диссертационного исследования подтверждается их соответствием законам электротехники и теории автоматического управления. При этом применялись корректные и адекватные математические и имитационные модели, описывающие исследуемые процессы в различных режимах работы ЭЭС. Выполнено сравнение результатов физического и имитационного моделирования с измерениями в реальных системах электроснабжения.

Методология и методы исследования. Использованы методы математического, имитационного и физического моделирования электроэнергетических систем, методы анализа электромеханических переходных

процессов, методы автоматического регулирования и цифровой обработки сигналов. Имитационное моделирование выполнялось в системе MATLAB с использованием разработанных и стандартных блоков библиотек Simulink и SimPowerSystems.

Проверка и исследование предложенных методов и алгоритмов основывалась на вычислительных экспериментах, проводимых применительно к имитационным моделям, а также на экспериментальных исследованиях, выполненных на физической модели генерирующей установки.

Связь работы с научными программами, планами, темами, грантами. Результаты диссертационной работы были использованы при проведении энергетического обследования и инвентаризации объектов центральной производственной площадки Хиагдинского месторождения в рамках НИР «Определение возможных режимов работы турбогенераторной установки энергокомплекса. Моделирование работы турбогенераторной установки энергокомплекса с использованием программного обеспечения» (ФГБОУ ВО «ЗабГУ», 2018 г.).

Диссертационная работа частично выполнена в рамках НИР «Исследование режимов работы, качества электроэнергии и систем управления в электроэнергетических системах» (ФГБОУ ВО «БрГУ», 2021-2025 гг., Приказ №674 от 28.12.2020 г. код научной темы № 06-У-2101).

Диссертационная работа частично выполнена в рамках НИР «Методы математического моделирования и управления кибер-физическими энергетическими системами: теория и приложения» (ФГБОУ ВО «ИрНИТУ», 2021-2022 гг., код научной темы № FZZS-2020-0039).

Личный вклад автора

Диссертация является законченной научной работой и результатом самостоятельных исследований автора и совместных с другими исследователями. Личный вклад автора в совместных работах состоит в разработке моделей генерирующих установок объектов РГ с системами автоматического регулирования, в разработве алгоритмов и методов настройки и управления АРВ и АРЧВ

генераторов, а также в анализе, обсуждении данных и обобщении результатов моделирования. Личное участие автора подтверждено опубликованными работами и свидетельствами о результатах интеллектуальной деятельности (3 свидетельства о регистрации программ для ЭВМ и 1 патент на изобретение) и апробациями на научных конференциях, список которых приводится ниже. Положения, выносимые на защиту, результаты, определяющие научную новизну, и выводы диссертационной работы сформулированы автором самостоятельно. Диссертационная работа написана автором самостоятельно.

Апробация работы

Результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих семинарах и конференциях: Всероссийская научно-техническая конференция «Естественные и инженерные науки – развитию регионов Сибири» (Братск, 2014, 2017-2019 гг., 2021-2025 гг.), Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием «Молодежь и современные информационные технологии» (Томск, 2009 г.), Конференция-конкурс научной молодежи «Системные исследования в энергетике» ИСЭМ СО РАН (Иркутск, 2009 г.), Международная научная конференция «Идентификация, измерение характеристик и имитация случайных сигналов (состояние, перспективы развития)» (Новосибирск, 2009 г.), Всероссийская конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (Иркутск, 2015, 2019, 2020 гг.), Международная научно-практической конференция «Транспортная инфраструктура Сибирского региона» (Иркутск, 2016, 2017, 2019, 2020 гг.), Международная молодёжная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» (Казань, 2016 г.; Самара, 2017 г.; Иркутск, 2019 г., Ставрополь 2020 г.), Всероссийская Байкальская с международным участием конференция «Информационные и математические технологии в науке и управлении» (Иркутск, 2017 г.), International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) (Челябинск, 2016 г.; Санкт-Петербург, 2017 г.; Москва, 2018 г.; Сочи, 2019 г.; 2020 г., 2022 г.),

Международный молодёжный форум «Интеллектуальные энергосистемы» (Томск, 2017 г.), Международный научный семинар «Критические инфраструктуры: ситуационное управление, интеллектуальные, агентные, облачные вычисления и кибербезопасность» (International workshop «Critical infrastructures: contingency management, intelligent, agent-based, cloud computing and cyber security») (Байкальск, 2018 г.), International Conference on Harmonics and Quality of Power (Ljubljana, 2018 г.; Naples, Italy 2022 г.), Международный научный семинар им. Ю.Н.Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (Байкал 2018 г., Казань 2020 г., Алушта 2022 г., Байкал 2023 г., Архангельск 2024 г., Новосибирск 2025 г.), Всероссийская молодежная научно-практическая конференция с международным участием «Интеллектуальная энергетика на транспорте и в промышленности» (Омск, 2018 г.), International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (Владивосток, 2018-2021 гг.), International Russian Automation Conference (RusAutoCon) (Сочи, 2018-2020 гг., 2022 г.), International Ural Conference on Green Energy (UralCon) (Челябинск, 2018-2021 гг.), Всероссийская научная конференция с международным участием «Информационные технологии в моделировании и управлении: подходы, методы, решения» (Тольятти, 2019 г.), International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering «Elektroenergetika 2019» (Stara Lesna, 2019 г.), International Conference «Modern Electric Power Systems 2019» (Wroclaw, 2019 г.), International Symposium on Innovation and Sustainability of Modern Railway (Иркутск, 2019 г.), Международный семинар «Критические инфраструктуры в цифровом мире» (International workshop «Critical infrastructures in the digital world») (Байкальск, 2019-2021 гг., Большое Голоустное 2022 г.), Всероссийская молодежная конференция с международным участием «Системные исследования в энергетике – 2019» (Иркутск, 2019 г.), Международная научно-практическая конференция «Авиамашиностроение и транспорт Сибири» (Иркутск, 2019 г.), Международная конференция «Энергетика XXI века: устойчивое развитие и интеллектуальное управление» (ENERGY-21: Sustainable Development & Smart Management) (Иркутск, 2020 г.), Всероссийская

научно-практическая конференция «Энергетика и энергосбережение: теория и практика» (Кемерово, 2020 г.), Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC) (Екатеренбург, 2020 г., Новосибирск, 2021 г.), International Colloquium on Intelligent Grid Metrology (SMAGRIMET) (2020 г.), Международная научно-практическая конференция «Материаловедение, машиностроение и энергетика: проблемы и перспективы развития» (Барнаул, 2020 г.), International scientific and practical conference «Actual problems of the energy complex: mining, production, transmission, processing and environmental protection» (Москва, 2020 г.), International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems (SMARTGREENS) (Прага, 2021 г.; 2022 г.), International Scientific Electric Power Conference (ISEPC) (Санкт-Петербург, 2021 г.), Международная научно-практическая конференция «Развивая энергетическую повестку будущего» (Санкт-Петербург, 2021 г.), Международный симпозиум «Устойчивая энергетика и энергомашиностроение – 2021: SUSE-2021» (Казань, 2021 г.), International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET) (Кейптаун (Африка), 2021 г.), Международная научно-практическая конференция «Инновационные производственные технологии и ресурсосберегающая энергетика» (Омск, 2021 г.), International Conference on Power Science and Engineering (ICPSE 2021) (Турция, 2021 г.; 2022 г.), Международная научно-техническая конференция «Smart Energy Systems 2021» (SES-2021) (Казань, 2021 г.), XIV International Scientific Conference “INTERAGROMASH" (2021 г.), International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE) (Турция, 2022 г.), Belarusian-Ural-Siberian Smart Energy Conference (BUSSEC) (Екатеринбург, 2023 г.), Всероссийская школа молодых ученых «Цифровизация, декарбонизация и децентрализация современной электроэнергетики» (Севастополь, 2024 г.).

Результаты диссертационной работы докладывались на совместном заседании Секции «Активные системы распределения электроэнергии и распределенные энергетические ресурсы» НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам НТП в энергетике Научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике (г. Москва, Протокол №3 от 14.03.2023 г.).

Диссертационная работа докладывалась и обсуждалась на Международном Семинаре «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», проводимом Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН (оз. Байкал, о. Ольхон, пос.Хужир, 9–15 июля 2023 г.).

Публикации. Результаты диссертации опубликованы в 117 работах, из них: 42 – в изданиях из перечня, рекомендованного ВАК (из которых 29 по специальности 2.4.3 Электроэнергетика и 10 из них имеют 1 категорию), 44 – в изданиях индексируемых наукометрическими базами Scopus и Web of Science (из которых 9 имеют квартиль 1 и 2), 17 публикаций включены в Белый список (из которых 11 имеют уровень 1 и 2), 8 монографий, 19 – в сборниках и материалах конференций; получено 3 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ и патент на изобретение.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, 6 глав, заключения, списка сокращений, списка литературы, содержащего 417 наименований, и 5 приложений. Материал изложен на 422 страницах, включающий 40 таблиц, 328 рисунков и 54 страницы приложений.

1 ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В 1 главе рассматривается генерирующая установка (ГУ), как объект регулирования, а также приводится обзор методов настройки АРВ и АРЧВ синхронных генераторов (СГ). Представлен краткий обзор интеллектуальных технологий управления с оценкой их применения в электроэнергетике. Рассматриваются основные проблемы обеспечения качества электроэнергии и возможные режимы работы в СЭС с распределенной генерацией. В заключении приводится постановка задач диссертации.

1.1. Генерирующая установка как объект регулирования и развитие методов настройки автоматических регуляторов синхронных генераторов

Эффективная работа ГУ объектов распределенной генерации, работающих как изолированно, так и в составе ЭЭС для питания промышленной нагрузки, невозможна без применения развитых САР [1, 2]. Схема САР напряжения и частоты ГУ, реализованной на основе СГ и первичного двигателя на базе паровых, гидравлических, газовых и других турбин, показана на рис. 1.1.

Регулирование напряжения и частоты у СГ осуществляется с помощью АРВ и АРЧВ, построенных на различных принципах [3, 4]. Для СГ, работающих параллельно с ЭЭС, необходимо использовать АРВ сильного действия (АРВ-СД). В последнее время появились и широко используются микропроцессорные АРВ-СД [5, 6], которые в целом реализуют пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) закон регулирования напряжения.

В связи с тем, что объектом исследования является генерирующие установки на базе синхронных генераторов, питающих промышленную нагрузку, далее приводится краткое описание и развитие методов настройки АРВ сильного действия и АРЧВ таких генераторов.

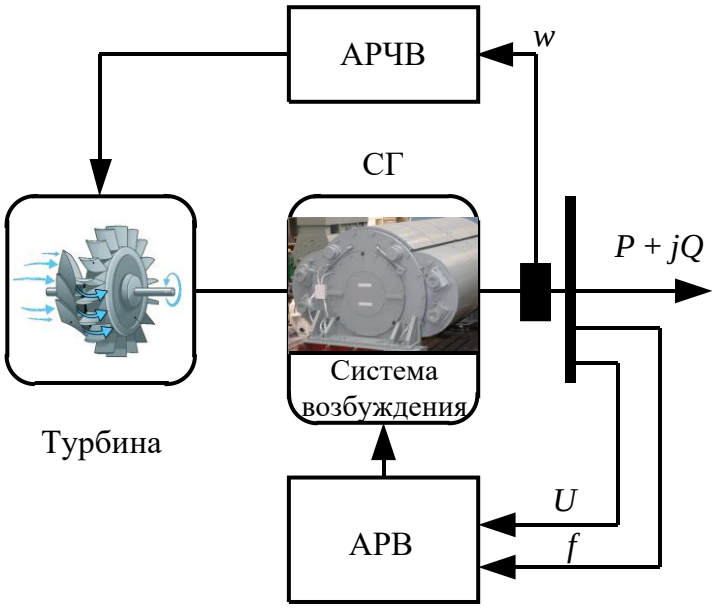


Рисунок 1.1 – Схема САР генерирующей установки

В условиях изменяющейся схемно-режимной ситуации в ЭЭС (СЭС) требуется разработка адаптивной системы регулирования. В работах [7, 8] такие системы предлагались на основе определения только параметров настройки канала АРВ по частоте. Развитие методов настройки АРВ связано с развитием алгоритмов расчёта колебательной устойчивости ЭЭС, в которых применялись частотные методы, реализующие процедуру D-разбиения для двух параметров настройки АРВ [9-14]. Эти алгоритмы, реализованные в программах для ЭВМ, использовались для решения задачи регулирования в одном узле ЭЭС. Так же анализировалось влияние режима ЭЭС и параметров настройки на области колебательной устойчивости. Затем развивались алгоритмы настройки АРВ в направлении совместной оптимизации параметров АРВ-СД нескольких станций [15, 16]. Для оценки эффективности АРВ использовалась степень устойчивости системы.

Применение метода D-разбиения ограничено для поиска настроек АРВ в сложных многомашинных ЭЭС [17, 18]. Поэтому методы поиска настроек АРВ, основанные на алгоритме D-разбиения были усовершенствованы в части оптимизации настроек АРВ-СД [19-21]. Развитие частотных методов позволило разработать адаптивные алгоритмы настройки [22, 23].

Большое распространение получил метод настройки, основанный на замене всей внешней сети эквивалентной схемой «линия – шины бесконечной мощности» (А.А. Юрганов, В.А. Кожевников) [24, 25]. Кроме того, А.С. Зеккель предложил метод последовательной настройки АРВ, основанный на использовании интегрального критерия полной энергии [26, 27].

Развитие методов настройки АРВ генераторов на основе экспериментальных частотных характеристик ЭЭС приведено в работах [28-30]. Экспериментальные частотные характеристики позволяют определять коэффициенты настройки АРВ в режиме реального времени.

В статье [31] рассматривается метод координированной настройки регуляторов возбуждения в многомашинной системе на основе данных векторных измерений.

В статье [32] рассматриваются методы многопараметрической оптимизации, используемые для поиска параметров настройки АРВ. Выполнено сравнение алгоритмов оптимизации (симплексный алгоритм, генетический алгоритм и др.).

В статье [33] для задачи АРВ предлагается микроконтроллер, использующий алгоритм на основе стратегии обобщенного прогнозируемого управления. Показано, что использование стратегии самонастройки для регулирования напряжения хорошо справляется с проблемой демпфирования колебаний напряжения при изменении режимов работы ЭЭС.

В работе [34] для расчета параметров настройки АРВ используется искусственная нейронная сеть Элмана, позволяющая создать адаптивный регулятор.

В статье [35] рассматривается построение нейрорегулятора для системы возбуждения синхронного генератора на основе метода подражающего нейроуправления. В результате удалось получить существенное улучшение качества переходного процесса по напряжению в системе «синхронный генератор – статическая нагрузка» и добиться автоматизации процессов синтеза и настройки АРВ за счет применения нейросетевых технологий.

Разработаны АРВ на базе нечёткой логики (АРВ-НЛ) с проведенными исследованиями на физических [36] и математических моделях [37]. В статье [38] авторы предложили метод проектирования самонастраивающейся системы возбуждения с нечеткой логикой, которая сочетает в себе функции АРВ и системного стабилизатора. Разработан новый алгоритм онлайн-обучения, который модифицирует базу нечетких правил.

В работе [39] предлагается метод оптимизации стабилизатора энергосистемы на основе технологии робастного управления. Авторы проводят сравнения между обычным российским АРВ-СД и предлагаемым робастным стабилизатором. Результаты моделирования показывают эффективность робастного стабилизатора за счет улучшения характеристик и надежности.

В ряде работ [40-44] предлагаются адаптивные регуляторы возбуждения, исследования по применению которых показывают их высокую эффективность при изменении режима работы энергосистемы.

Микропроцессорные устройства и промышленные контроллеры в настоящее время также используются для задач АРЧВ. В 1991 г. был сдан в промышленную эксплуатацию АРЧВ на микропроцессоре [45].

Традиционные методы настройки АРЧВ генераторов [46, 47] используют линеаризованные модели с учетом только канала воздействия на турбину. Однако одновременное регулирование частотой и возбуждением генератора позволяет улучшить динамические свойства ЭЭС [48]. Необходимо отметить, что профессор В.А. Веников указывал на необходимость взаимосвязанного управления скоростью и возбуждением турбогенератора [49].

В одной из работ зарубежных авторов предлагается использовать H^{∞} метод оптимального управления для повышения производительности синхронных турбогенераторов [50]. Подход заключается в использовании контроллера H^{∞} в дополнение к автоматическому регулятору напряжения и регулятору частоты вращения, которые устанавливаются в качестве стандартного оборудования на большинстве турбогенераторных установок.

Дополнительное управление децентрализованным робастным регулятором, используемое в турбогенераторе, предложено в статье [51]. Результаты имитационных испытаний турбогенератора показывают, что стабильность генератора повышается за счет ограничения помех путем внедрения децентрализованного робастного регулирования.

В статье [52] предлагается распределенный модельный контроллер прогнозирования для турбогенератора, параметры которого определяются на основе моделей турбины и синхронного генератора, идентифицируемых в режиме реального времени. По результатам исследований в [52] отмечено, что предлагаемый распределенный модельный контроллер прогнозирования гасит колебания частоты и напряжения генератора с удовлетворительным качеством по сравнению с типичной структурой управления с ПИД-регуляторами.

В работе [53] представлены оценка скорости вращения и косвенный метод управления скоростью на основе микропроцессорной системы для турбогенератора, подключенного к электрической сети через вставку постоянного тока (ВПТ), в которой используется диодный выпрямитель. В результате трехфазное напряжение на клеммах генератора имеет несинусоидальную форму и оценка скорости по напряжению с помощью обычного метода имеет значительную ошибку, которая аналогична расчетному фазовому углу в условиях искаженного угла сети. Поэтому в дополнение к общей настройке САР скорости турбогенератора в [53] предлагается косвенный метод управления скоростью с использованием управления электроэнергией на стороне сети. Метод оценки скорости использует метод цифровой фазовой автоподстройки частоты, который использует наблюдатель состояния для обнаружения положительной последовательности напряжения.

Развитие методов настройки и реализации АРЧВ также привели к разработкам нейро-нечетких систем для управления турбогенератором [54-57]. В работе [54] для реализации нейро-нечеткого АРЧВ предлагается использовать адаптивную систему нейро-нечеткого вывода (ANFIS). При этом авторы отмечают, что динамическая модель, полученная с использованием ANFIS,

описывает поведение турбины для стабилизации ее рабочей точки при любых возмущениях.

В работе [55] представлен регулятор турбогенератора на базе нечеткой логики. С помощью этого контроллера напряжение и частота турбогенератора быстро и точно достигают желаемых значений.

Для улучшения регулирующей способности турбогенераторных агрегатов в различных условиях эксплуатации в работе [56] предложена стратегия управления подключением к сети и изолированным режимом работы агрегата на основе нечеткого ПИД-регулятора с использованием алгоритма оптимизации роя частиц с целью улучшения динамической чувствительности агрегата, в котором параметры ПИД могут адаптироваться в режиме реального времени.

Для регулирования частоты при больших колебаниях нагрузки автономно работающего синхронного генератора микро-ГЭС в работе [57] предлагается использовать самонастраивающийся нечеткий ПИ-регулятор. Экспериментальная реализация предлагаемого регулятора частоты вращения генератора была выполнена с использованием платы контроллера DSpace DS1104.

Таким образом, краткий обзор методов настройки и современных технологий реализации АРВ и АРЧВ показывает, что применение интеллектуальных технологий и адаптивных алгоритмов для регулирования напряжения и частоты у синхронных генераторов является перспективным. Такой подход позволит построить и применять самонастраивающиеся АРВ и АРЧВ генераторов, что является весьма актуальным в условиях все большего ввода в эксплуатацию объектов распределенной генерации. Кроме того необходимость использования согласованного управления напряжением и частотой широко проявляется в пиковых и аварийных режимах и особенно для установок малой мощности, что требует пересмотра алгоритмов настройки и регулирования АРВ и АРЧВ синхронных генераторов.

1.2. Интеллектуальные технологии управления в электроэнергетике

Интеллектуализация техногенеза связана с внедрением компонентов, обладающих интеллектуальными свойствами [58]. Кроме интеллектуализации технических объектов расширяется использование интеллектуальных информационных технологий (ИИТ) [59]. Целями ИИТ являются [58-61]:

- расширение круга задач, решаемых с помощью компьютеров;
- повышение уровня интеллектуальной поддержки специалиста.

Появляются решения в области искусственного интеллекта для создания интеллектуальных систем управления (ИСУ). В работе [62] предложена структура ИСУ, состоящая из: датчиков, определяющих управляемые сигналы и состояние объекта управления (ОУ); управляющих устройств, позволяющих управлять процессами моделирования ситуации и выбора алгоритмов управления, а также осуществляющих управление объектом. В состав предлагаемой структуры ИСУ также входят блоки памяти, база стратегических решений и собственно база ОУ с основными свойствами. Перечисленные блоки и системы, как правило, присущи всем ИСУ.

Можно выделить следующие положения, определяющие концепцию построения ИСУ [63-65]:

- ситуационное управление;
- иерархический принцип построения системы;
- обоснованное использование интеллектуальных технологий;
- адекватное соответствие степени интеллектуальности факторам неопределенности, действующим на систему.

Обзор многочисленных работ по развитию интеллектуальных методов управления показывает большой интерес к возможности интеграции различных интеллектуальных технологий. В качестве такой интеграции можно отметить: комплексное применение технологий экспертных систем и нейросетевых структур для одновременного обеспечения высокой функциональной гибкости и быстродействия [66]; нейросетевые способы реализации ассоциативной памяти

для повышения быстродействия [67, 68]; совместное использование технологий экспертных систем и нечеткой логики для сокращения объема базы знаний [69, 70]; комбинированные технологии нечетких нейросетевых структур для оптимизации, обучения и моделирования интеллектуальных систем [71-75]. Кроме перечисленных взаимодействующих интеллектуальных технологий, необходимо также отметить мультиагентные системы [76-80], позволяющие сочетать (интегрировать) в себе все возможные принципы построения ИСУ.

В настоящее время при решении задач электроэнергетики широко используются интеллектуальные технологии [81-96]. В работах [97-99] предложены различные способы применения нечетких множеств в оптимизации управления сложной энергосистемой с использованием генетического алгоритма (ГА). Необходимо отметить, что ГА успешно применяется для поиска параметров настройки регуляторов энергообъектов [100-111], а также в самих регуляторах, использующих технологии искусственного интеллекта [73, 112-114].

Модели и системы на основе искусственного интеллекта (ИИ) могут использоваться для интеллектуализации существующих средств автоматического управления режимами ЭЭС. Перспективным подходом является использование моделей машинного обучения, обученных выполнять автоматическое управление на основе своевременного распознавания характерных параметров ЭЭС [115-119]. Это дает возможность перейти от классической оптимизационной задачи к задаче классификации, что позволяет значительно сократить время расчёта с сохранением приемлемой точности.

В ряде выполненных работ авторами по применению ИСУ предлагается мультиагентный подход, с использованием агентов, связанных с энергетическими объектами [120-129], и в том числе без применения центрального (координирующего) агента [130-132].

Для создания интеллектуальной системы управления качеством электроэнергии и режимами работы СЭС с установками РГ и другими активными сетевыми элементами наиболее перспективным является применение

мультиагентных систем управления (МАСУ), состоящих из простых и интеллектуальных агентов.

Применение интеллектуальных технологий позволяет говорить о возможности создания интеллектуальных СЭС [133] с целью получения следующих результатов:

- надежность и качество обслуживания потребителей электроэнергии [134, 135];
- полное использование генерирующих мощностей;
- оптимальная стоимость электроэнергии;
- повышение живучести СЭС и ЭЭС;
- повышение эффективности энергопотребления;
- улучшение доступности сети для владельцев генерирующих установок;
- улучшение экологической обстановки за счет внедрения ВИЭ.

На рис. 1.2 представлен пример структуры интеллектуальной СЭС, связанной с ЭЭС с помощью ВПТ. Важными компонентами интеллектуальных СЭС и ЭЭС являются генерирующие установки объектов РГ. Кроме этого могут применяться [136, 137]: накопители энергии и реклоузеры, вольтодобавочные трансформаторы, автоматизированные батареи конденсаторов, статические тиристорные компенсаторы и др.

Концепция интеллектуальных СЭС базируется на идеях энергетического интернета – «Энерджинет» [138, 139]. При этом микросети связываются с национальной электрической сетью через распределительные сети с помощью цифровых электрических подстанций [140]. Функционирование энергосистемы будет осуществляться путем обеспечения свободных двусторонних перетоков электроэнергии между всеми субъектами сети. Электроэнергия в микросетях сможет направляться как к потребителям, так и обратно в сеть в зависимости от условий спросов и предложений. Управление энергетическими и финансовыми потоками станет возможно за счет реализации концепции виртуальной электростанции (Virtual Power Plant) [141], которая объединит рассредоточенные генерирующие установки и накопители электроэнергии (НЭ) для их совместного

участия в рынке электроэнергии, оказания системных услуг и взаимного резервирования.

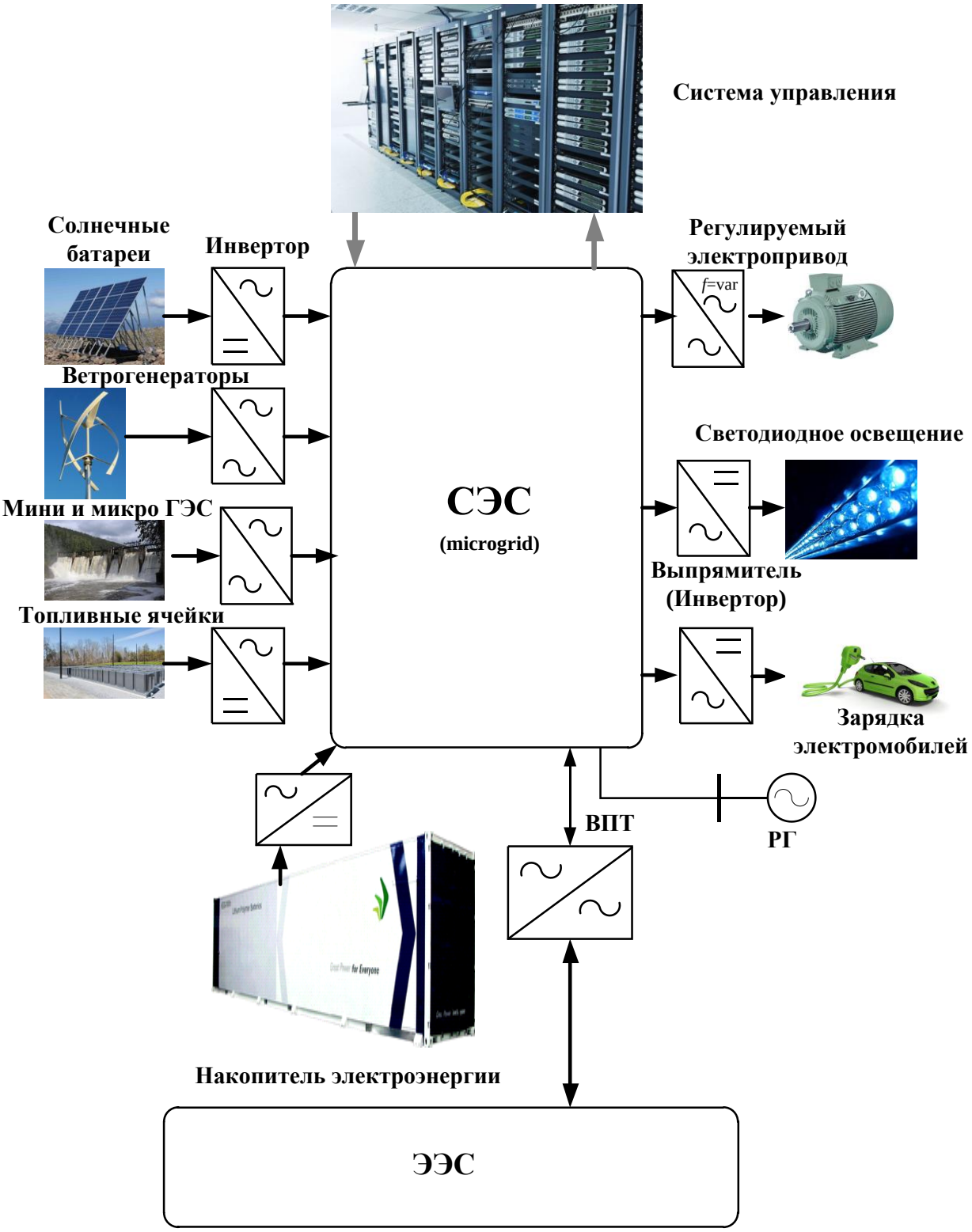


Рисунок 1.2 – Структура интеллектуальной СЭС

Для подключения ВИЭ и НЭ в интеллектуальных электрических сетях низкого напряжения могут применяться энергетические роутеры (ЭР) [142-159].

Исследования [157] показывают, что использование ЭР улучшает качество электроэнергии в СЭС нетяговых потребителей, подключенных к обмоткам среднего напряжения тяговых подстанций (ТП).

Таким образом, интеллектуальная СЭС призвана обеспечить повышение надёжности, энергоэффективности и качества электроэнергии. Использование ГУ объектов РГ требует учета их влияния на качество электроэнергии и режимы работы. При большом разнообразии генерирующих установок как по принципу действия, так и по мощности, необходимо проведение комплексных исследований на моделях таких систем с целью разработки и реализации методов интеллектуального управления.

1.3. Особенности применения генерирующих установок в промышленных системах электроснабжения

В промышленных СЭС могут применяться дизель-генераторные установки; мини- и микро- ГЭС; мини-ТЭЦ; газотурбинные установки; газопоршневые установки, накопители электроэнергии и др. В виду того, что большое количество современные СЭС работают с пониженным качеством электроэнергии, особенно в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке страны, что подтверждается соответствующими замерами, представляет большой интерес исследования поведения генерирующих установок и влияние на них пониженного качества электроэнергии. В качестве примера, можно рассмотреть районы электроснабжения, запитанные от тяговых трансформаторов. В таких СЭС наблюдаются значительные отклонения, несимметрия и несинусоидальность напряжения (рис. 1.3). Инструментальные измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) показывают, что на шинах высокого напряжения ТП Транссиба средние за сутки значения коэффициентов несимметрии по обратной последовательности k_{2U} достигают 3…4 %, а максимальные – 6…7 %; аналогичные данные по суммарным коэффициентам гармонических составляющих k_U (5…6 % и 8…10 %) [160].

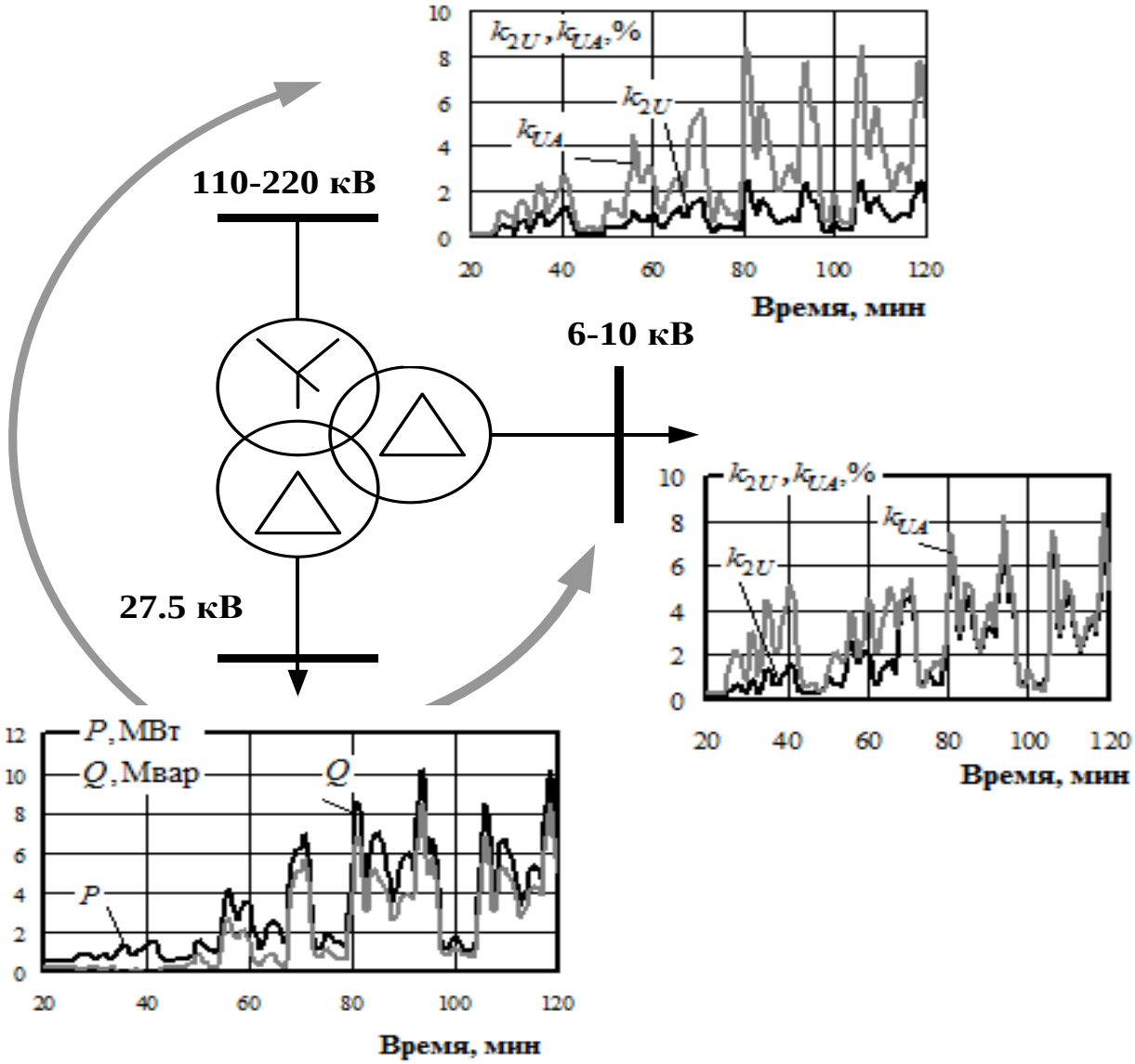


Рисунок 1.3 – Влияние тяговой нагрузки на ПКЭ

Несимметрия и несинусоидальность напряжения в современных СЭС, особенно в ОЭС Сибири, где системообразующие сети непосредственно имеют связь с ТП и размещено множество крупных нелинейных потребителей электроэнергии, являются преобладающими и постоянно действующими факторами. В связи с этим в работе рассматриваются именно эти показатели. Данные факторы необходимо учитывать при решении вопросов размещения генерирующих установок объектов РГ, поскольку значительные несимметрия и несинусоидальность будут приводить к дополнительным потерям мощности и нагревам генераторов и, в конечном итоге, к преждевременному выходу ГУ из строя. В связи с этим возможно пдключение РГ через ВПТ (рис.1.4). Выбор схемы

подключения РГ должен выполняться на основе анализа качества электроэнергии в СЭС и при значительном искажении качества следует подключать генерирующие установки через ВПТ.

Необходимо отметить, что при подключении ГУ в сети возникают реверсивные потоки мощности, зависящие от режима генерации и потребления в узлах нагрузки, что требует проведения реконструкции устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) с применением более сложных защит в прилегающей электрической сети.

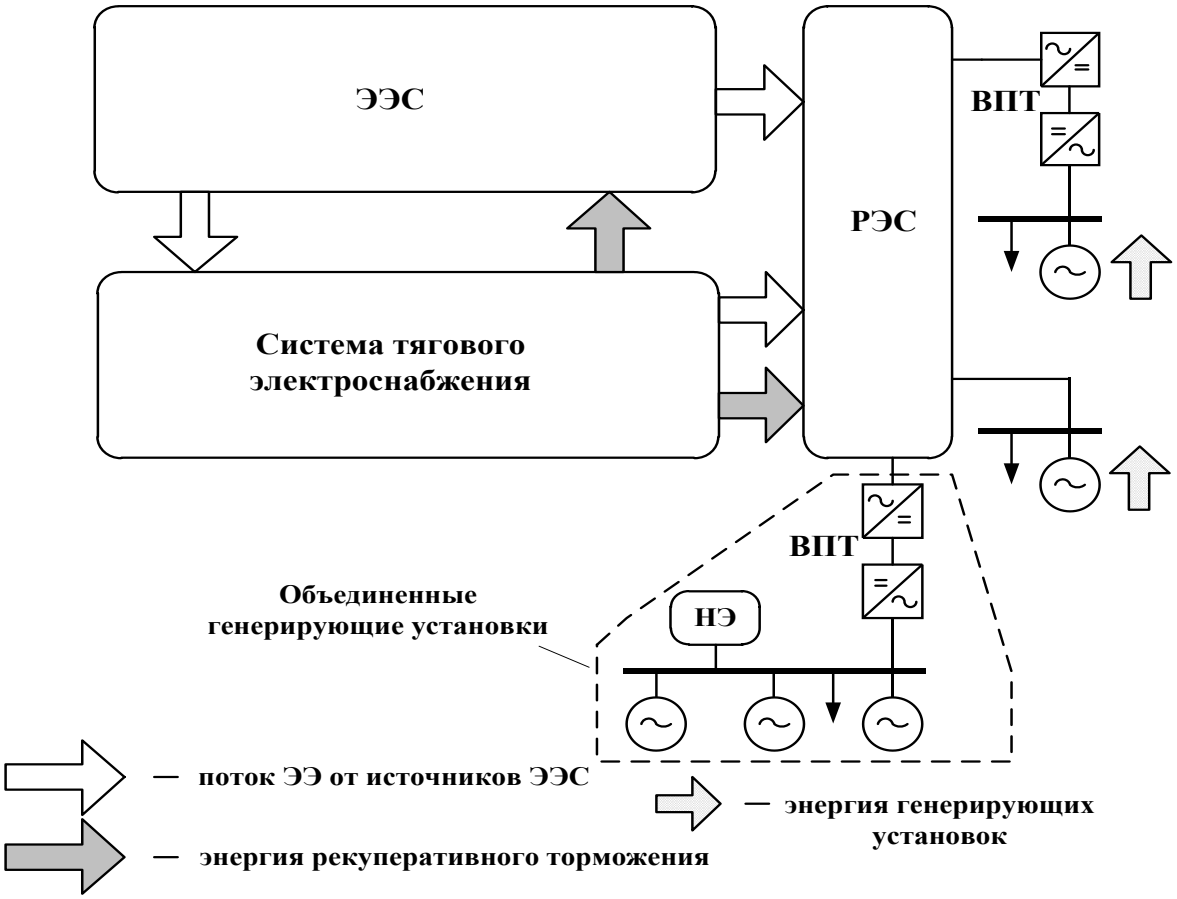


Рисунок 1.4 – Структурная схема СЭС железной дороги с РГ

Элементы, входящие в состав современных СЭС, могут негативно сказываться на ПКЭ. В работе [161] авторами показано, как новые свойства активно-адаптивных сетей могут влиять на качество электроэнергии; при этом можно выделить следующие наиболее существенные источники искажения качества электроэнергии в современных СЭС [161]: частотно-регулируемые

приводы, в том числе в бытовой и коммунальной нагрузке; ветровые и солнечные электростанции; системы возбуждения генераторов; бытовые электронные устройства. При таком составе источников искажений возможно увеличение доли интергармоник в спектре тока и напряжения.

Далее рассмотрим подробнее проблемы, возникающие при использовании ГУ объектов РГ в СЭС и приводящие к ухудшению качества электроэнергии. Применение РГ может неоднозначно влиять на ПКЭ [162-165] и приводит к дополнительным проблемам при управлении режимами СЭС [166-181]:

- возникает проблема синхронизации большого количества малых генераторов;
- более остро возникает проблема устойчивости энергосистемы с большим количеством разнообразных генерирующих установок;
- возможно повышение напряжения в распределительной сети;
- необходимо обеспечение возможной изолированной работы всех типов генерирующих установок объектов РГ;
- из-за избытка мощности в СЭС могут возникнуть проблемы регулирования частоты;
- проблемы возникновения фликера в сетях с малыми генераторами;
- проблемы реконфигурации сети с большим числом ГУ;
- подключение ГУ к распределительной сети увеличивает токи КЗ, что может потребовать замены коммутационных аппаратов, изменения настроек и усложнения РЗА;
- использование РГ усложняет диспетчерское управление;
- усложнение энергосистемы и рыночного пространства с точки зрения управления, регулирования и контроля из-за появления тысяч малых генераторов;
- снижение надежности энергоснабжения – в случае ошибок в технической интеграции распределенных источников в централизованную энергосистему;
- необходимость изменения традиционного принципа централизованного планирования и перспективного развития в электроэнергетике и т.д.

Анализ проблемных вопросов при интеграции в ЭЭС генерирующих установок объектов РГ достаточно подробно представлен в работе [181], где также приводятся положительные аспекты интеграции РГ и пути решения возникающих проблем.

Рассмотренные особенности РГ требуют изучения свойств различных установок, разработки их имитационных моделей для исследований работы в различных режимах.

Таким образом, использование РГ в СЭС может создавать определенные технические проблемы и дополительные задачи по управлению режимами. Эти задачи решаемы, но требуют усложнения диспетчерского и автоматического управления СЭС с распределенной генерацией. Представляет также большой интерес исследования, направленные на выявление влияния пониженного качества электроэнергии на различные ГУ с современными САР. Актуальным вопросом остается влияние самих ГУ объектов РГ на качество электроэнергии в СЭС, а также на возможности повышения качества электроэнергии за счет скоординированного (или интеллектуального) управления ГУ объектов РГ.

1.4. Режимы работы и задачи управления систем электроснабжения с распределенной генерацией

Режимом работы СЭС нужно рассматривать, как ее состояние, определяемое параметрами мощностей, напряжений, токов и частоты. При этом для СЭС с объектами РГ можно выделить 4 основных режима работы: нормальный, утяжеленный (предаварийный), аварийный и послеаварийный.

Управление режимами СЭС с объектами РГ должно обеспечивать выполнение трех основных требований: экономичность работы, надежность электроснабжения потребителей и нормативное качество электроэнергии. При этом общую задачу управления режимами СЭС с ГУ объектов РГ можно определить как задачу обеспечения потребности в электроэнергии с наибольшим экономическим эффектом.

Необходимо отметить, что в силу применения объектов РГ в СЭС можно выделить возможность существования следующих трех режимов:

- режим параллельной работы с ЭЭС большой мощности;
- изолированный режим работы с отсутсвием связи с ЭЭС;
- комбинированный режим, когда возможна параллельная и изолированная работа.

Комбинированный режим является наиболее сложным режимом работы, так как ГУ объектов РГ должны быть оснащены дополнительными автоматическими средствами для идентификации текущего режима и осуществления корректного перехода из параллельного режима в изолированный и обратно. Комбинированный режим также называют островным [181]. Основное отличие изолированного режима от островного в том, что СЭС с несколькими или одной ГУ и нагрузкой постоянно работает отдельно от ЭЭС. Необходимо отметить, что комбинированный режим при потере электроснабжения от питающей ЭЭС позволяет сохранить электроснабжение всех или части потребителей.

Интеграция объектов РГ в СЭС приводит к изменению параметров всех режимов работы сети. При воздействии различных факторов, утяжеляющих режим (например, при отключении линий электропередачи или силовых трансформаторов), процессы могут изменяться как в лучшую сторону, так и в худшую, по сравнению со схемно-режимными условиями до интеграции объектов РГ [179].

Параллельная работа генерирующих установок объектов РГ с ЭЭС значительно усложняет расчет статической и динамической устойчивости. Особенности работы различных генерирующих установок таковы, что требуются технологические ограничения по работе генераторов при низком уровне загрузки и в условиях пониженного качества электроэнергии. Также необходимо учитывать особенности выработки электроэнергии установками на базе ВИЭ, зависищями от окружающей среды. Следовательно, необходимо проводить комплексный расчетный анализ возможности надежной работы СЭС с объектами РГ во всех возможных режимах работы.

Для исследования и расчета режимов работы СЭС с объектами РГ необходимо иметь полное представление о параметрах и характеристиках генерирующего оборудования, его устройств защиты и автоматики, а также какие аварийные режимы работы возможны в конкретной СЭС, приводящие к отключению генерирующих установок.

Можно выделить следующие задачи, которые решаются при расчете режимов работы СЭС с ГУ объектов РГ [179]:

- определение «узких» мест СЭС, возникающих при внедрении объектов РГ;
- определение оптимальных узлов подключения объектов РГ;
- определение влияния технологических ограничений на режимы совместного функционирования традиционных генерирующих установок и установок на базе ВИЭ;
- влияние переменного графика выработки электроэнергии на станциях на базе ВИЭ на устойчивую работу СЭС;
- управление режимами.

Для управления нормальными и послеаварийными режимами необходима однозначная оценка их статической устойчивости, экономичности, управляемости и допустимости. В настоящее время получили развитие математические методы решения задачи управления на базе эквивалентных моделей и методов анализа режимов ЭЭС. В ЭЭС расчет запаса по статической устойчивости предполагает сравнение по каким-либо показателям рассматриваемого режима и режима, находящегося на границе устойчивости (предельного) [180], определяемого утяжелением режима. При этом расстановка устройств, позволяющих корректировать параметры установившихся и аварийных режимов в заданном направлении, является достаточно сложной задачей, требующей учета множества факторов.

Внедрение генерирующих установок в системы электроснабжения придает новые свойства и создает новые проблемы в распределительных сетях. Одной из важных задач при этом становится управление нормальными, аварийными и послеаварийными режимами. Возникает целый комплекс новых вопросов,

связанных с управлением уровнями напряжений в узлах распределительной сети, минимизацией потерь, выделением РГ на сбалансированную нагрузку при авариях, т.е. переход в островной режим и др. При этом необходимо для каждой конкретной СЭС учитывать ее специфические свойства, такие как схема распределительной сети (радиальная или кольцевая), соотношение параметров сети и многое другое.

Использование объектов РГ также значительно усложняет задачу управления режимами работы ЭЭС в связи с неопределенностью режима, чувствительностью генерирующих установок к внешним воздействиям и, как следствие, частыми отключениями [182].

В целом система управления режимами ЭЭС включает в себя, как правило, автоматическую часть и часть, находящуюся под управлением человека. Автоматическим управлением решаются задачи управления текущими режимами, автоматической ликвидации аварий. В нормальном режиме СЭС с генерирующими установками должны выполняться все требования к режиму.

В аварийном режиме, которому предшествует утяжеленный режим, должны решаться задачи минимизации потерь от ограничения электропотребления и повреждения электрооборудования. Из-за быстроты протекания процессов в аварийном режиме управление осуществляется устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В послеаварийном режиме необходимо решать задачи предотвращения развития аварии. Необходимо как можно быстрее выполнить возврат системы к нормальному режиму.

При оптимизации режимов работы СЭС с объектами РГ усложняются задачи выбора оптимального состава работающих на мощных традиционных электростанциях агрегатов, а также распределения нагрузки между электростанциями, объектами РГ и их агрегатами с учетом всех ограничений. Так как от правильного решения перечисленных задач зависит эффективность экономии топлива и ресурсов, надежность и продолжительность работы агрегатов традиционных электростанций и объектов РГ, то выбор состава агрегатов и их мощностей, а также мест размещения объектов РГ является актуальным.

Внутристанционная оптимизация также играет важную роль в экономичности внутристанционных режимов. В автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП) электростанций задача оптимизации является одной из главных при управлении нормальными режимами.

Перечисленные задачи и особенности режимов СЭС с объектами РГ требуют проведения исследований их свойств на математических и компьютерных (имитационных) моделях. Требуется разработка новых структур и алгоритмов функционирования САР ГУ малой мощности, методов настройки (автонастройки для большей адаптивности) этих систем с использованием интеллектуальных технологий или технологий искусственного интеллекта.

1.5. Постановка задач диссертации

Использование генерирующих установок объектов РГ у потребителей электроэнергии позволяет не сооружать дополнительные линии электропередачи (ЛЭП), подстанции, а также минимизировать потери при передаче электроэнергии. Однако, распределенная генерация изменяет перетоки мощности в электрической сети и усложняет требования к устройствам релейной защиты и автоматики. То есть появление РГ в СЭС, в распределительных сетях придает им новые свойства с новыми проблемами. Здесь важной задачей становится управление нормальными, аварийными и послеаварийными режимами СЭС с РГ.

Применение объектов распределенной генерации в СЭС предполагает двунаправленную передачу электроэнергии по одним и тем же линиям связям. В этом случае остро встает вопрос об управлении перетоками мощности в распределительных сетях и обеспечении качества электроэнергии.

Проблемы внедрения и эксплуатации ГУ объектов РГ в СЭС, работающих в условиях низкого качества электрической энергии, определяют актуальность настоящего диссертационного исследования.

Для эффективного управления режимами и качеством электроэнергии в ЭЭС (СЭС) с объектами РГ в контексте развития интеллектуальных

электрических сетей требуется решить комплекс научно-технических задач с целью проведения исследования:

1. Разработать имитационные модели ГУ объектов РГ с системами автоматического регулирования.

2. Разработать метод идентификации модели ГУ.

3. Дать оценку влияния качества электроэнергии на синхронные генераторы малой мощности.

4. Оценить возможность использования вставок постоянного тока (ВПТ) и энергетических роутеров для подключения ГУ объектов РГ в условиях низкого качества электроэнергии.

5. Разработать методы настройки и построения алгоритмов САР генерирующих установок с использованием интеллектуальных технологий.

6. Разработать алгоритмы функционирования и методы настройки автоматических регуляторов генераторов малой мощности с прогнозирующими свойствами, и исследовать их влияние на показатели качества процессов регулирования и качества электроэнергии.

7. Разработать методы улучшения качества электроэнергии в части устранения фликера в электрических сетях с распределенной генерацией.

8. Разработать на базе уравнений предельных режимов метод оценки запаса устойчивости ЭЭС с генерирующими установками объектов РГ и метод противоаварийного управления таких систем для обеспечения плавного динамического перехода в послеаварийных режимах.

Выводы по главе 1

1. Приводится обзор развития методов настройки АРВ и АРЧВ синхронных генераторов. Обзор литературы показывает, что применение интеллектуальных технологий и адаптивных алгоритмов для регулирования напряжения и частоты у синхронных генераторов является перспективным. Такой подход позволит построить самонастраивающиеся АРВ и АРЧВ генераторов, что является весьма актуальным. При этом необходимость использования согласованного управления

напряжением и частотой широко проявляется в пиковых и аварийных режимах и особенно для установок малой мощности.

2. Рассмотрены интеллектуальные технологии управления в электроэнергетике. Наиболее перспективным является применение мультиагентных технологий для управления распределенных генерирующих установок и НЭ. Учитывая большое разнообразие генерирующих установок и их влияние на качество электроэнергии и режимы работы, необходимо проведение комплексных исследований на моделях таких систем с целью разработки и реализации методов интеллектуального управления на основе ГА, ИНС и систем нечеткого логического вывода.

3. Выбор схемы подключения генерирующих установок объеков РГ должен выполняться на основе анализа качества электроэнергии и при его значительном искажении следует подключать ГУ через ВПТ или энергетические роутеры.

4. Внедрение объектов РГ в СЭС придает им новые свойства и создает новые проблемы в распределительных сетях. Одной из важных задач является управление режимами. Поэтому необходимо изучение свойств СЭС с объектами РГ для разработки новых алгоритмов САР и методов их настройки с целью регулирования напряжения и частоты с высокой точностью, обеспечивающей минимальное перерегулирование и время переходного процесса.

2 МЕТОДЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЁННОЙ ГЕНЕРАЦИИ С СИСТЕМАМИ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Во второй главе представлены имитационные модели генерирующих установок объектов распределённой генерации с системами автоматического регулирования, а также метод идентификации модели ГУ с применением вейвлет-преобразования на основе экспериментальных данных, реализованный в программном комплексе. Приводится метод совместного использования искусственных нейронных сетей (ИНС), генетического алгоритма (ГА) и системы нечеткого логического вывода (СНЛВ) для построения цифровой модели генерирующей установки. Исследования на имитационной и физической моделях показали высокую эффективность применения ИНС, СНЛВ и ГА для построения цифровых моделей по экспериментальным данным.

2.1. Имитационные модели генерирующих установок с системами автоматического регулирования

Большими ресурсами для проведения вычислитеьных экспериментов и имитационного моделирования СЭС с объектами РГ обладает система MATLAB. Ниже приводится описание, схемы и разработанные имитационные модели в MATLAB различных типов генерирующх установок с системами автоматического регулирования.

1) Турбогенераторная установка (ТГУ), представленная на рис.2.1, состоит из синхронного генератора, паровой турбины, системы возбуждения, АРВ и АРЧВ.

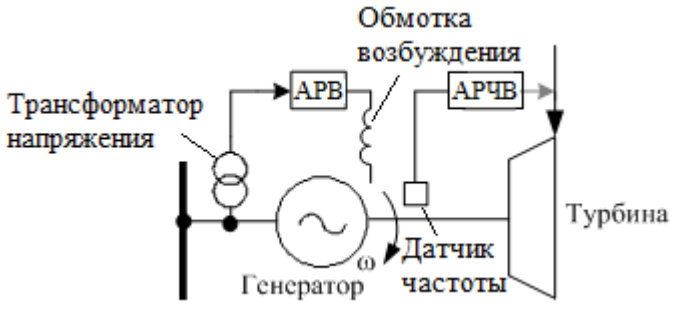


Рисунок 2.1 – Схема ТГУ

Схема имитационной модели ТГУ показана на рис.2.2, которая состоит из следующих блоков: Synchronous Machine (синхронная машина), Steam turbine (паровая турбина), Exciter (система возбуждения синхронной машины), различные измерительные блоки, блок нагрузки и блоки Automatic regulator of rotor speed (АРЧВ), блок MARE (АРВ).

Параметры модели синхронной машины задаются в диалоговом окне (рис. 2.3). При моделировании использовались параметры, представленные в табл. 2.1.

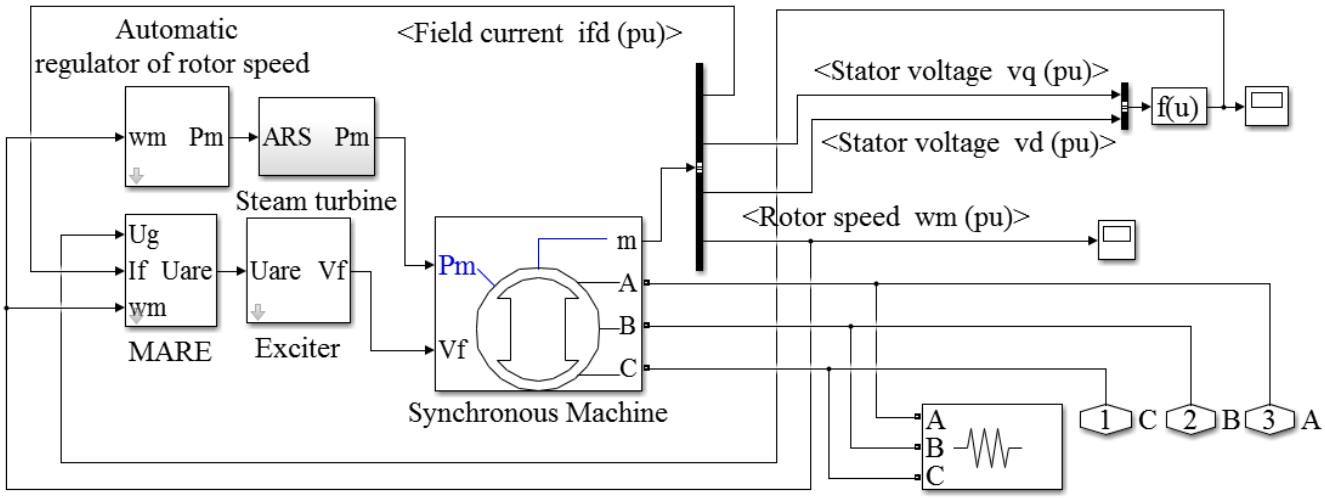


Рисунок 2.2 – Схема модели ТГУ в MATLAB

Таблица 2.1 – Параметры модели генератора ТГУ

Параметр	Величина
Номинальная мощность $S_{ном}$, МВ·А	3,125
Напряжение U, В	10000
Частота f, Гц	50
Сопротивление обмотки возбуждения R_f, о.е.	0,00206
Индуктивность обмотки возбуждения ротора L_{lfd}, о.е.	0,511
Активное сопротивление статора R_s, о.е.	0,008979
Индуктивность рассеяния статора L_l, о.е.	0,05
Взаимная индуктивность статора по поперечной оси L_{mq}, о.е.	1,72
Взаимная индуктивность статора по продольной оси L_{md}, о.е.	2,35
Сопротивление демпферной обмотки по поперечной оси R'_{kq1}, о.е.	0,0287
Сопротивление демпферной обмотки по продольной оси R'_{kd}, о.е.	0,0652
Индуктивность демпферной обмотки по поперечной оси L'_{kq1}, о.е.	0,2553
Индуктивность демпферной обмотки по продольной оси L'_{kd}, о.е.	0,5134
Момент инерции J, кг·м^2	1300
Коэффициент трения F, о.е.	0,009238
Число пар полюсов p, шт.	1

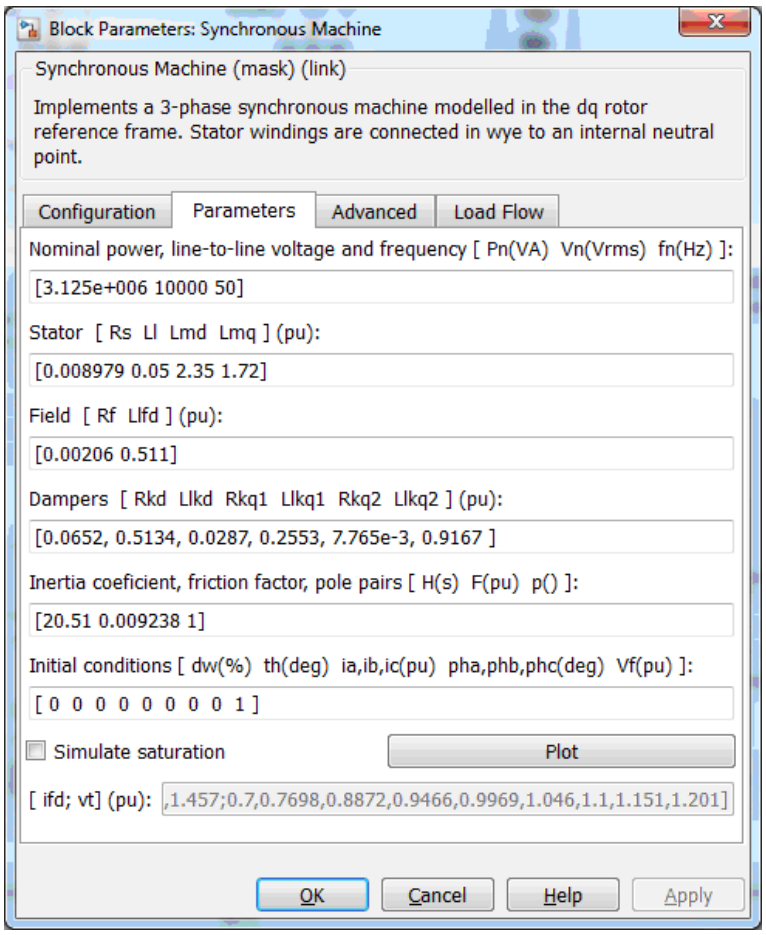


Рисунок 2.3 – Окно параметров модели генератора ТГУ

Величина инерционной постоянной генератора ТГУ, используемая при моделировании, определяется по выражению [183]:

$$H = \frac{0{,}5 \cdot J \cdot \omega_1^2}{S_{ном}}, \qquad (2.1)$$

где J – момент инерции ротора, кг·м^2; $S_{ном}$ – номинальная мощность генератора, В·А;

$\omega_1 = \frac{2\pi \cdot f}{p}$ – базисная угловая частота, рад/с; p – число пар полюсов; $f = 50$ Гц.

В соответсвии с параметрами ТГУ, представленными в табл.2.1, инерционная постоянная будет равна:

$$H = \frac{0{,}5 \cdot 1300 \cdot 314^2}{3125000} = 20{,}51\text{с}.$$

Для паровой турбины может быть определена следующая передаточная функция [185–187]:

$$W(s)=\frac{P_{\text{T}}}{\mu}=\frac{1}{T_{\text{T}}s+1},$$

где s – оператор Лапласа; T_{T} – постоянная времени турбины; μ – открытие регулирующего органа; P_{T} – мощность турбины.

Соответствующее уравнение, описывающее динамику процесса изменения мощности и момента на валу турбины при изменении расхода пара:

$$T_T \cdot \frac{dP_T}{dt}+P_T=\mu.$$

Структурная схема модели турбины показана на рис.2.4.

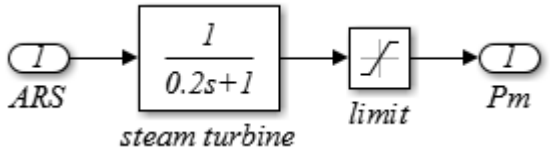


Рисунок 2.4 – Структурная схема модели турбины

Передаточная функция для турбины с промежуточным отбором пара (при постоянной времени турбины $T_{\text{T}}=0,2$ с) определяется так [185]:

$$W(s)=\frac{1}{0,2s+1}\cdot\left(0,9+\frac{0,2}{4s+1}\right).$$

Схема используемой имитационной модели системы возбуждения представлена на рис. 2.5. Сигнал, поступающий от АРВ U_{AVR}, является входным сигналом системы возбуждения. Обозначим U_{AVR1} – сигнал на выходе усилителя. Тогда соответственно усилитель и возбудитель системы возбуждения СГ с учетом принятых допущений можно описать следующими дифференциальными уравнениями:

$$T_a \cdot \frac{dU_{AVR1}}{dt}+U_{AVR1}=k_a \cdot U_{AVR},$$

$$T_e \cdot \frac{dV_f}{dt}+k_e \cdot V_f=U_{AVR1}.$$



Рисунок 2.5 – Структурная схема системы возбуждения

При моделировании принимались следующие значения параметров усилителя и возбудителя: $k_a = 1$; $T_a = 0{,}01$ с; $T_e = 0{,}025$ с; $k_e = 1$.

Схема модели АРВ представлена на рис. 2.6 [188]. Модель АРВ построена с использованием блоков передаточных функций (Transfer Fcn), безинерционных усилителей (Gain) и сумматоров. На схеме обозначено следующее: k_{0u}, k_{1u}, k_{0w}, k_{1w}, k_{1If} – параметры настройки регулятора; T_S – постоянная времени общего стабилизирующего канала (при моделировании принималась равной 0,5 с).

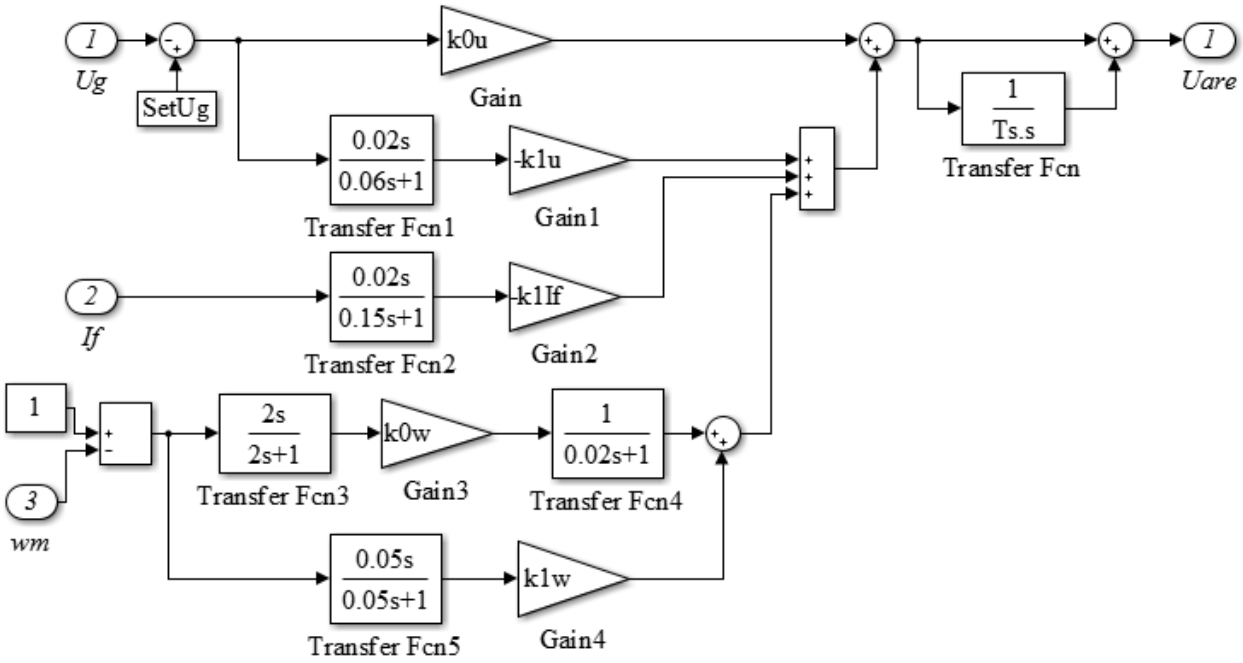


Рисунок 2.6 – Схема имитационной модели АРВ

Схема используемой имитационной модели АРЧВ представлена на рис. 2.7 [188]. Управляющее воздействие АРЧВ на изменение механической мощности турбогенератора P_m описывается следующим уравнением:

$$P_m = P + \Delta\omega \cdot \left(K_p + \frac{K_i}{T_i s} + K_d \cdot \frac{T_d s}{T_d s + 1} \right) \cdot \frac{K_a}{T_a s + 1},$$

где P – начальная мощность; $\Delta\omega$ – отклонение частоты; K_p, K_i и K_d – коэффициенты настройки регулятора; K_a – коэффициент усилителя; T_i – постоянная времени интегрирующего звена; T_d – постоянная времени дифференцирующего звена; T_a –постоянная времени усилителя. В работе использовались следующие параметры: $T_i = 0{,}1$ с, $T_d = 1$ с, $K_a = 1$, $T_a = 0{,}01$ с.

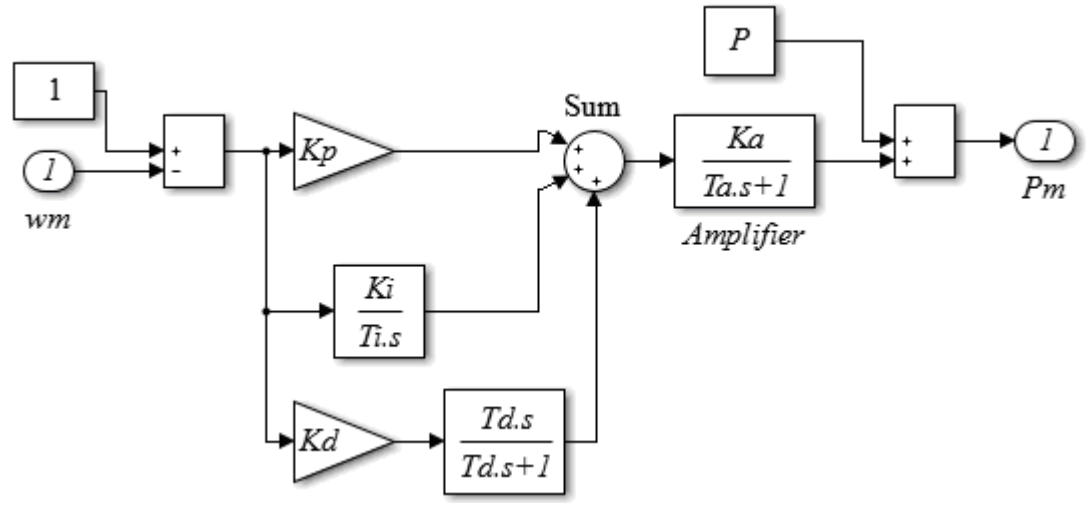


Рисунок 2.7 – Схема имитационной модели автоматического регулятора частоты вращения

2) Имитационная модель дизель-генераторной установки (ДГУ).

На рис. 2.8 показана схема модели дизельного двигателя

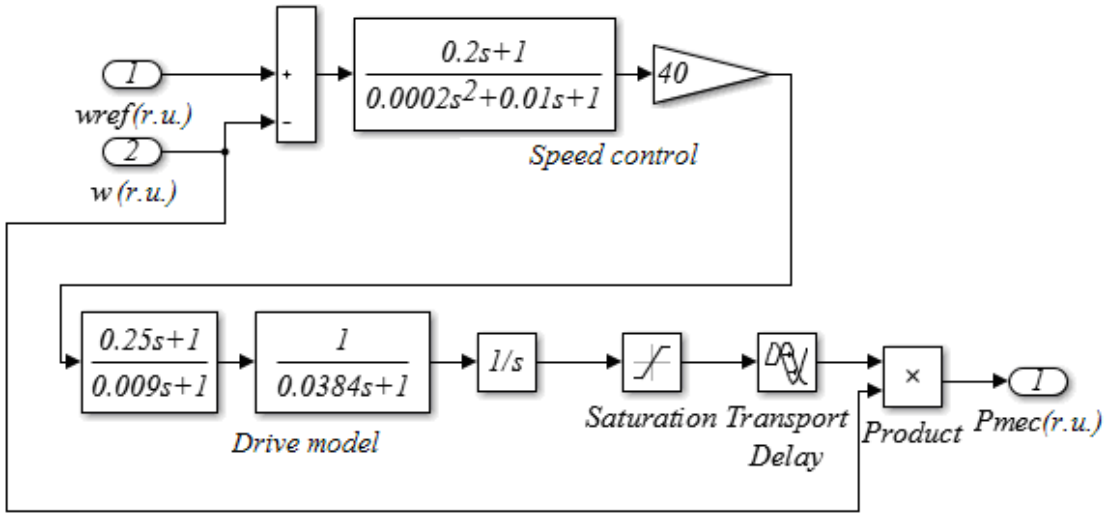


Рисунок 2.8 – Структурная схема модели дизельного двигателя

Регулятор скорости в модели представлен следующей передаточной функцией [189]:

$$W_{PC} = \frac{K \cdot (T_1 s + 1)}{T_2 s^2 + T_3 s + 1},$$

где K – коэффициент усиления; T_1, T_2, T_3 – постоянные времени.

Модель привода представлена передаточной функцией [189]:

$W_{П} = \frac{T_4 s + 1}{T_5 s + 1} \cdot \frac{1}{T_6 s + 1} \cdot \frac{1}{s}$, где T_4, T_5, T_6 – постоянные времени.

Двигатель моделируется звеном с запаздыванием $W_{Дв} = e^{-T_7 s}$.

При моделировании принимались следующие параметры [190]: K = 40; T_1 = 0,2 с; T_2 = 0,0002 с; T_3 = 0,01 с; T_4 = 0,25 с; T_5 = 0,009 с; T_6 = 0,0384 с; T_7 = 0,024 с.

Механическая выходная мощность двигателя ограничивается от 0 до 1,1 о.е. Таким образом, крутящий момент дизельного двигателя определяется по следующему закону: $T_e = \Delta\omega \cdot W_{РС} \cdot W_{П} \cdot W_{Дв}$.

Параметры используемого генератора представлены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры синхронного генератора

Наименование параметра	Величина
Напряжение U,В	10000
Номинальная мощность $S_{ном}$, МВ·А	0,63
Частота f, Гц	50
Сопротивление обмотки возбуждения R_f, о.е.	0,00206
Индуктивность обмотки возбуждения ротора L_{lfd}, о.е.	0,511
Активное сопротивление статора R_s, о.е.	0,008979
Индуктивность рассеяния статора L_l, о.е.	0,05
Взаимная индуктивность статора по поперечной оси L_{mq}, о.е.	1,72
Взаимная индуктивность статора по продольной оси L_{md}, о.е.	2,35
Сопротивление демпферной обмотки по поперечной оси R'_{kq1}, о.е.	0,02545
Сопротивление демпферной обмотки по продольной оси R'_{kd}, о.е.	0,2826
Индуктивность демпферной обмотки по поперечной оси L'_{kq1}, о.е.	0,2392
Индуктивность демпферной обмотки по продольной оси L'_{kd}, о.е.	3,738
Момент инерции J, кг·м^2	400
Коэффициент трения F, о.е.	0,009238
Число пар полюсов p, шт.	2

Система возбуждения генератора ДГУ моделировалась с использованием стандартного блока системы возбуждения синхронной машины в MATLAB [191].

Величина инерционной постоянной в соответствии с параметрами табл.2.2 определяется так: $H = \frac{0{,}5 \cdot 400 \cdot 157^2}{630000} = 7{,}83$с.

3) Имитационная модель гидроагрегата.

Схема имитационной модели гидротурбины педставлена на рис. 2.9 [192]. В ее состав входят следующие блоки: направляющий аппарат (Directing device);

гидротурбина (Hydraulic Turbine); АРЧВ (ПИД-регулятор); механизм управления турбиной (Mechanism of control of the Turbine) и главный сервомотор (Servomotor), структурная схема модели которого представлена на рис. 2.10.

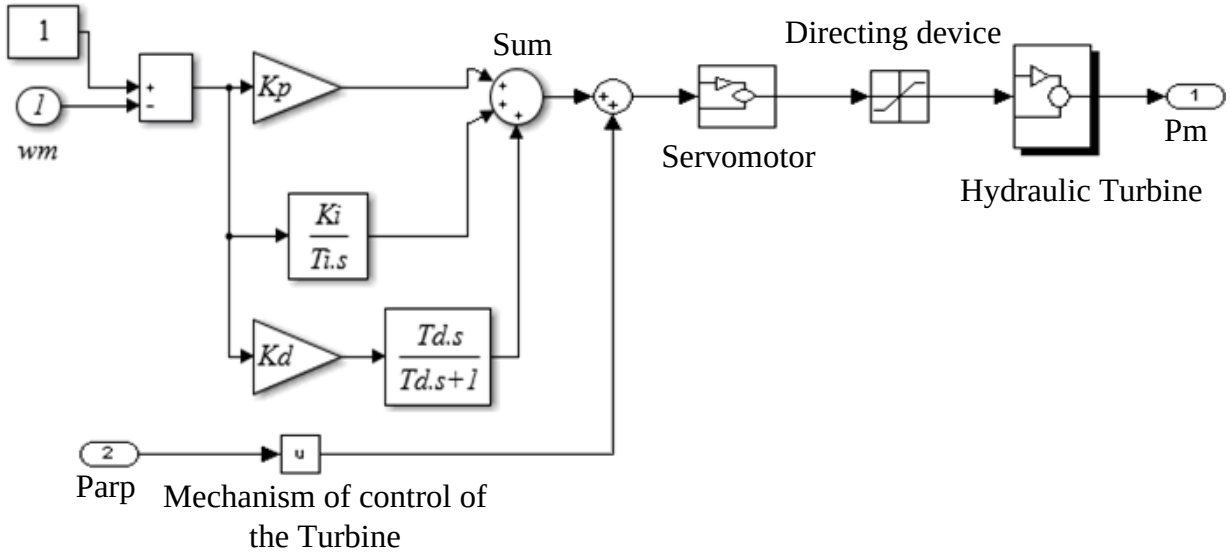


Рисунок 2.9 – Структурная схема модели гидротурбины с АРЧВ

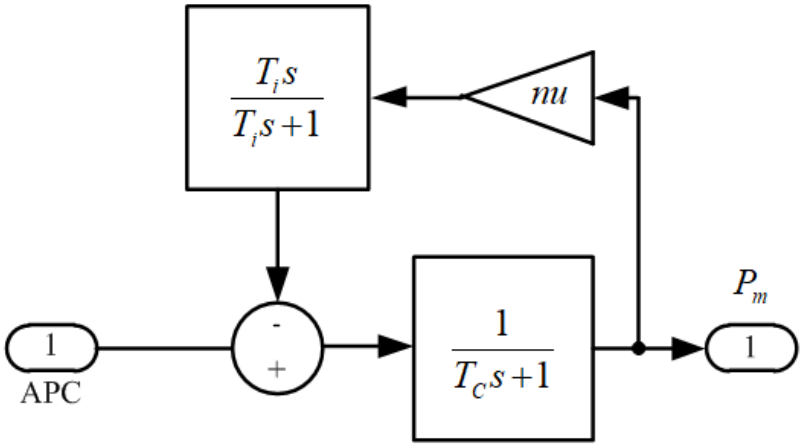


Рисунок 2.10 – Схема модели главного сервомотора

Постоянная времени сервомотора принималась равной T_C=0,25 с. Параметры изодромного регулятора: nu = 10 о.е.; T_i = 0,1 с.

Гидротурбина учитывалась следующей передаточной функцией [135]:

$$W_{\text{Т}}(s) = \frac{1 - a_{HA} T_{\text{В}} s}{1 + 0{,}5 a_{HA} T_{\text{В}} s},$$

где a_{HA} – положение направляющего аппарата (диапазон изменения 0…1); $T_{\text{В}}$ – постоянная времени турбины (при моделировании принималась 0,344 с).

На рис.2.11 показана схема имитационной модели гидроагрегата.

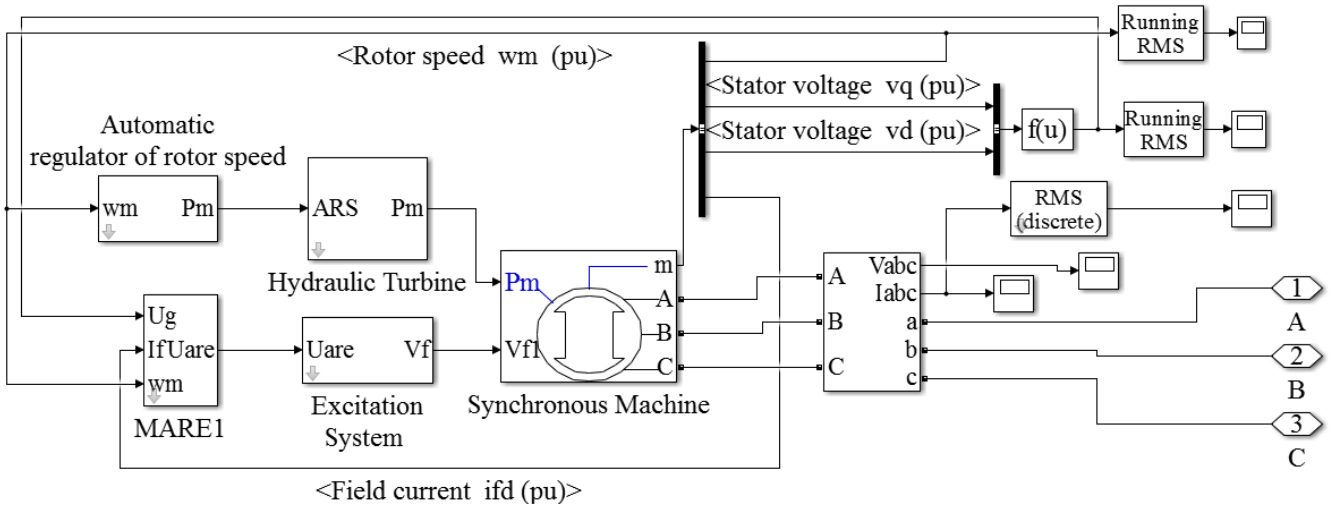


Рисунок 2.11 – Схема имитационной модели гидроагрегата

4) Модель газотурбинной установки (ГТУ).

Большое применение находят многовальные ГТУ, имеющие лучшие характеристики, чем у одновальных [193-195].

Моделирование ГТУ может выполняться разной степени детализации [196-199]. Однако для многих моделей требуются экспериментальные характеристики [199-201]. В связи с этим в работе рассматривается двухвальная ГТУ (рис. 2.12) [193]. Мощность рассматриваемой ГТУ составляла 2,5 МВт, частота вращения силовой турбины – 5500 об/мин, а ротора генератора – 1000 об/мин.

При моделировании постоянная времени турбины T_j принималась равной 1,99 с, а камеры сгорания – 0,01 с, коэффициент редуктора K_r равнялся 5,56, а коэффициент K_t – 0,55.

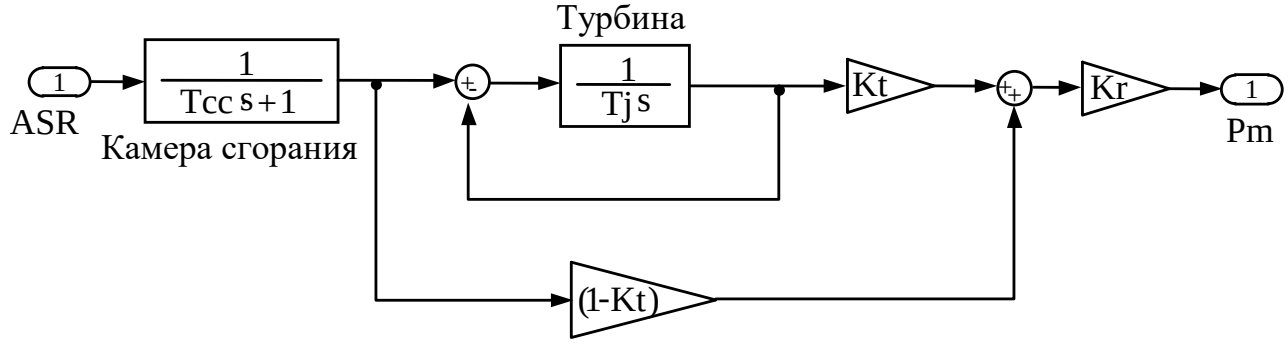


Рисунок 2.12 – Структурная схема модели двухвальной газовой турбины

Представленные имитационные модели генерирующих установок с автоматическими регуляторами используются в описанных ниже исследованиях.

2.2. Метод идентификации модели генерирующей установки с применением вейвлет-преобразования на основе экспериментальных данных

Существует множество методов и алгоритмов построения экспериментальных моделей, среди которых выделяются непараметрические, представленные в форме частотных характеристик (ЧХ). Непараметрическая идентификация рассматривает объект как "черный ящик" и основывается на предварительной информации о процессе. При этом спектральные характеристики исследуемого объекта могут быть получены с помощью аппарата дискретного преобразования Фурье (ДПФ) [28].

Используя ДПФ, можно найти комплексный передаточный коэффициент системы, как отношение преобразования Фурье выходного сигнала к преобразованию Фурье входного сигнала

$$W(j\omega) = \frac{X(j\omega)}{Y(j\omega)}, \tag{2.2}$$

где $Y(j\omega)$ – спектр входного сигнала; $X(j\omega)$ – спектр выходного сигнала.

По комплексному передаточному коэффициенту (2.2) можно рассчитать модуль, фазу и построить амплитудно-частотную и фазово-частотную характеристики (АЧХ и ФЧХ):

$$A(\omega) = \sqrt{\mathrm{Re}^2\left[W(j\omega)\right] + \mathrm{Im}^2\left[W(j\omega)\right]}, \tag{2.3}$$

$$\phi(\omega) = \mathrm{arctg}\left(\frac{\mathrm{Im}\left[W(j\omega)\right]}{\mathrm{Re}\left[W(j\omega)\right]}\right). \tag{2.4}$$

Регулируемую генерирующую установку можно описать в виде структуры замкнутой системы, состоящей из последовательного соединения регулятора, характеризующегося известным комплексным передаточным коэффициентом $W_p(j\omega)$, и объекта с экспериментально определяемым комплексным передаточным коэффициентом $W_{об}(j\omega)$ согласно выражению (2.2), объединенных посредством отрицательной обратной связи. Характеристическое уравнение описанной системы может быть определено следующим образом [202]:

$$D(j\omega) = W_{об}(j\omega) \cdot W_p(j\omega) + 1. \quad (2.5)$$

Если представить комплексный передаточный коэффициент регулятора в виде $W_p(j\omega) = \frac{B(j\omega)}{C(j\omega)}$ и осуществить преобразования, то получится следующий характеристический полином замкнутой САР:

$$D(j\omega) = W_{об}(j\omega) \cdot B(j\omega) + C(j\omega). \quad (2.6)$$

Устойчивость генерирующей установки можно оценить по показателю скорости изменения фазы характеристического полинома (2.6) при изменении частоты. Этот показатель был предложен Бушуевым В.В. для оценки устойчивости сложных ЭЭС [203]:

$$V(\omega) = \left[\frac{d\varphi_D(\omega)}{d\omega} \right]^{-1}, \quad (2.7)$$

где $\varphi_D(\omega)$ – ФЧХ, определяемая по характеристическому годографу системы.

Характеристический полином (2.6) также применим в системах с несколькими взаимосвязанными каналами регулирования. В таких случаях используются матричные передаточные функции.

Для достижения высокой точности оценки динамических свойств системы рекомендуется применять широкополосные сигналы. Белый или розовый шум, обладающий мощностью на всех частотах [204], оказывается весьма перспективным выбором, особенно с учетом успешного их применения при настройке систем автоматического регулирования [205].

Нарушение нормальной работы генерирующей установки нежелательно, поэтому предлагаемый метод идентификации базируется на пассивном подходе. В этом контексте в качестве тестового воздействия для получения комплексного передаточного коэффициента объекта можно использовать паразитные шумы регулятора [206]. Для решения этой задачи можно эффективно использовать цифровые методы обработки сигналов, такие как вейвлет-преобразование.

Для идентификации модели ГУ необходимо её представить структурной схемой, изображенной на рис. 2.13. В рамках этой структуры для формирования экспериментальных комплексных передаточных коэффициентов будут задействованы

два управляющих воздействия от регуляторов, а также две регулируемые переменные: частота вращения ротора ω_g и напряжение генератора U_g.

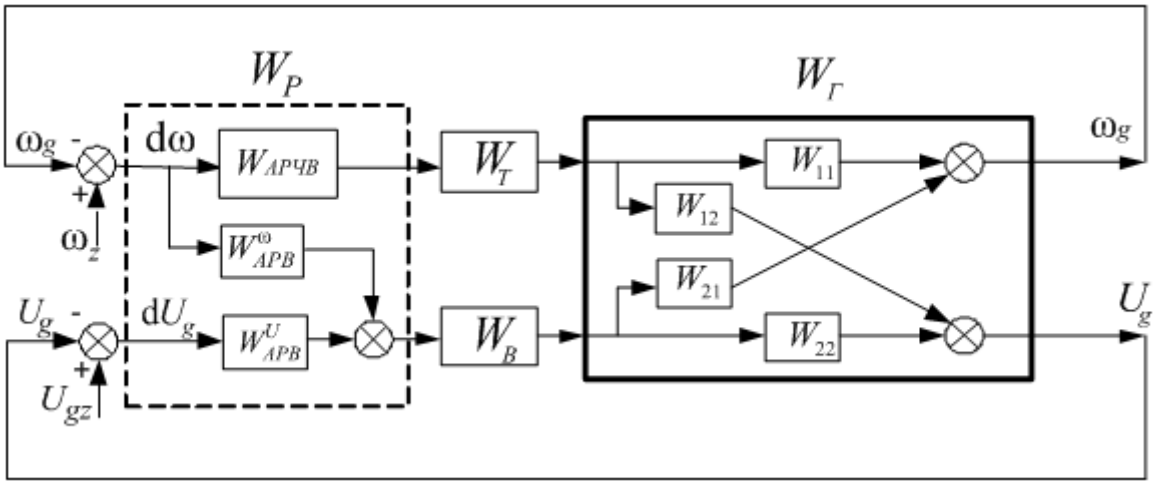


Рисунок 2.13 – Структурная схема регулируемой ГУ

Блоки АРВ и АРЧВ можно представить следующими комплексными передаточными коэффициентами:

- для АРЧВ

$$W_{АРЧВ} = \left(k_p + \frac{k_i}{0{,}1\,j\omega} + \frac{k_d\,j\omega}{j\omega + 1} \right) \cdot \frac{1}{0{,}01\,j\omega + 1}, \qquad (2.8)$$

где k_p, k_i, k_d – параметры настройки АРЧВ; $j\omega$ – комплекс частоты;

- для АРВ

$$W^{\omega}_{APB} = \frac{1 + 0{,}5\,j\omega}{0{,}5\,j\omega} \cdot \left[\frac{2\,k_{0\omega}\,j\omega}{(2\,j\omega + 1)\,(0{,}02\,j\omega + 1)} + \frac{0{,}05\,k_{1\omega}\,j\omega}{0{,}05\,j\omega + 1} \right]; \qquad (2.9)$$

$$W^{U}_{APB} = \frac{1 + 0{,}5\,j\omega}{0{,}5\,j\omega} \cdot \left(k_{0u} - \frac{0{,}02\,k_{1u}\,j\omega}{0{,}06\,j\omega + 1} \right), \qquad (2.10)$$

где k_{0u}, k_{1u}, $k_{0\omega}$ и $k_{1\omega}$ – параметры настройки АРВ.

Алгоритм предложенного метода пассивной идентификации модели ГУ с системами автоматического регулирования частоты и напряжения иллюстрируется блок-схемой на рис. 2.14. Для создания комплексных передаточных коэффициентов многомерной модели регулируемой ГУ предлагается использовать шум регуляторов, процесс выделения которого для целей идентификации, представлен в виде блок-схемы на рис. 2.15.

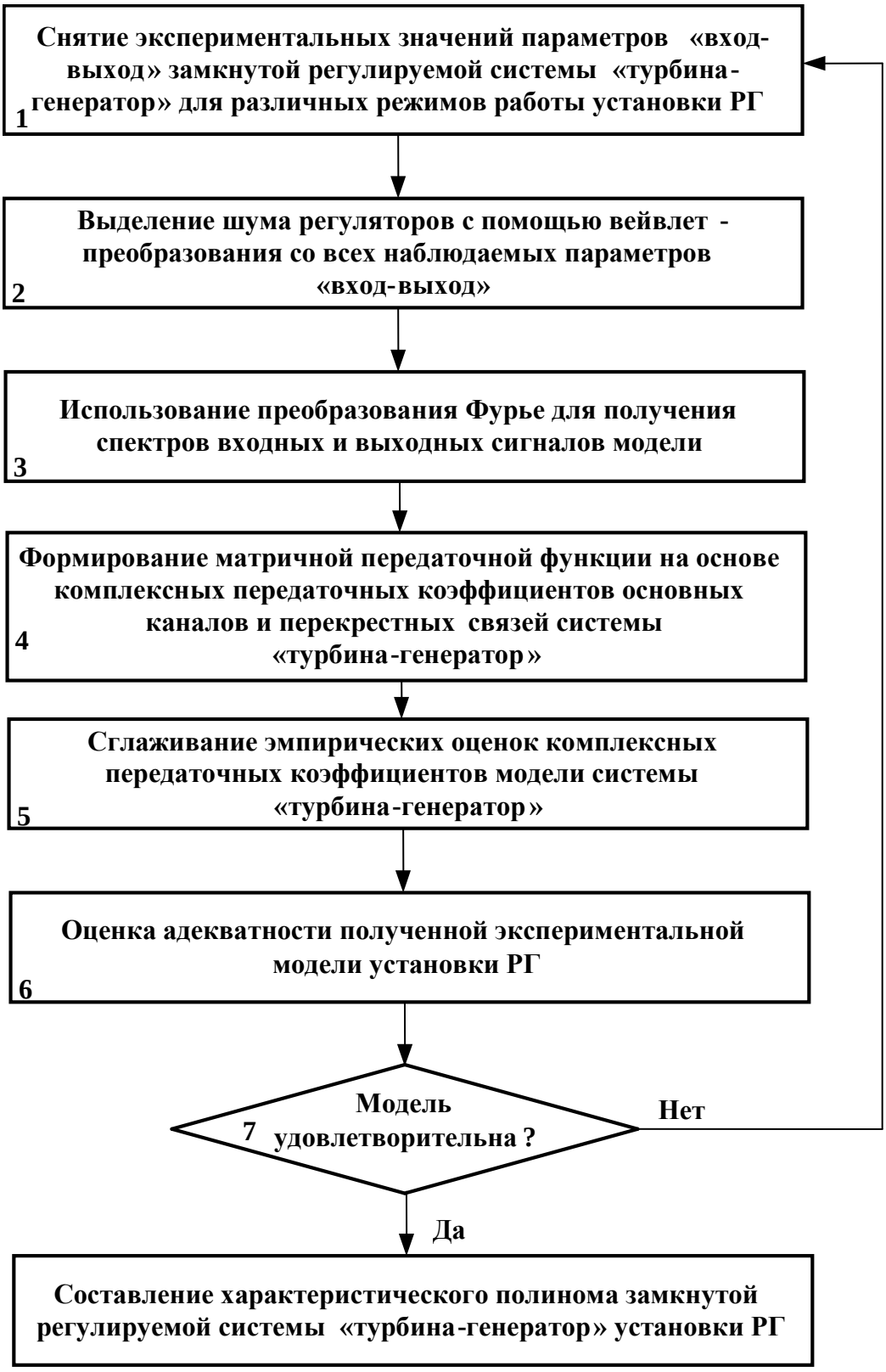


Рисунок 2.14 – Блок-схема алгоритма идентификации

Теория вейвлетов представляет собой мощный альтернативный инструмент по сравнению с анализом Фурье, предоставляющий более гибкий набор методов для обработки сигналов, используемых при выделении шума [207-209].

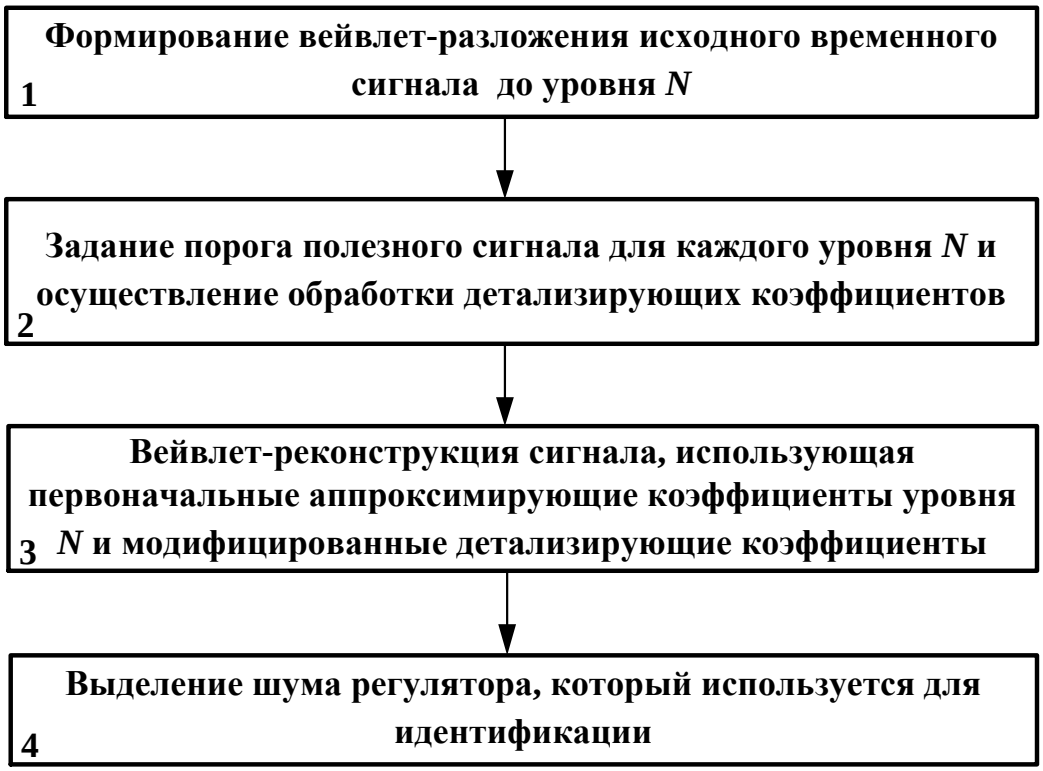


Рисунок 2.15 – Блок-схема алгоритма выделения шума

Паразитный шум автоматических регуляторов можно выделить по выражению:

$$f_v(t) = f(t) - f_w(t), \qquad (2.11)$$

где $f_v(t)$ – шум; $f(t)$ – исходный сигнал, содержащий шум; $f_w(t)$ – полезная составляющая сигнала, получаемая в результате вейвлет-преобразования.

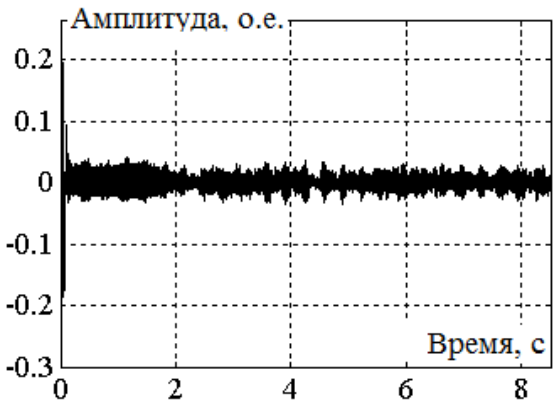
Эффективность использования данного алгоритма показана на рис. 2.16. На наличие шума указывают неровности линий на скейлингграмме (рис. 2.16, г).



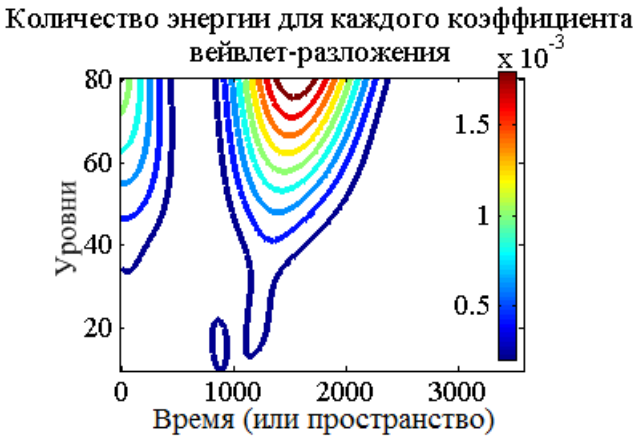
(а)



(б)



(в)



(г)

Рисунок 2.16 – Результаты работы алгоритма выделения шума: а – исходныйсигнал; б – полезный сигнал; в – шум; г – скейлингграмма

Для рассматриваемой системы требуется определить матричную передаточную функцию генератора $W_Г = \begin{vmatrix} W_{11} & W_{12} \\ W_{21} & W_{22} \end{vmatrix}$ (рис.2.13). Обозначим Y_1 и Y_2 – спектры шумов выходных сигналов, а U_1 и U_2 – спектры шумов входных сигналов. Тогда для двух нагрузочных режимов можно определить комплексные передаточные коэффициенты генератора из следующих систем уравнений:

$$\begin{cases} Y_1 = W_{11} \cdot U_1 + W_{12} \cdot U_2, \\ Y_2 = W_{21} \cdot U_1 + W_{22} \cdot U_2 \end{cases};$$

$$\begin{cases} Y_1' = W_{11} \cdot U_1' + W_{12} \cdot U_2', \\ Y_2' = W_{21} \cdot U_1' + W_{22} \cdot U_2' \end{cases}.$$

Из полученных систем уравнений определим комплексные передаточные коэффициенты генератора:

$$W_{11} = \frac{Y_1 - U_2 \cdot W_{21}}{U_1}, \tag{2.12}$$

$$W_{22} = \frac{Y_2' - U_1' \cdot W_{12}}{U_2'}, \tag{2.13}$$

$$W_{12} = \frac{\left(Y_2 - \frac{Y_2' \cdot U_2}{U_2'} \right)}{\left(U_1 - \frac{U_1' \cdot U_2}{U_2'} \right)}, \tag{2.14}$$

$$W_{21} = \frac{\left(Y_1' - \frac{Y_1 \cdot U_1'}{y_1} \right)}{\left(U_2' - \frac{U_2 \cdot U_1'}{U_1} \right)}. \qquad (2.15)$$

Предлагаемые алгоритмы метода идентификации были проверены на двухсвязной системе с передаточными функциями $W_{11} = 0.6/(5s^2 + 0.3s + 1)$, $W_{22} = 0.2/(4s^2 + 0.08s + 1)$, $W_{12} = 0.3/(0.8s + 1)$, $W_{21} = 0.9/(3s + 1)$. Расчётные АЧХ и полученные с помощью предлагаемого алгоритма показаны на рис.2.17.

Полученные АЧХ с приемлемой погрешностью совпадают с расчётными. Однако, на полученных с помощью шумов регуляторов частотных характеристиках заметны резкие колебания («изрезы»). Чтобы их сгладить предлагается применить цифровую фильтрацию сигналов с использованием весовых окон [28]. При этом экспериментальный комплексный передаточный коэффициент предлагается рассчитывать следующим образом:

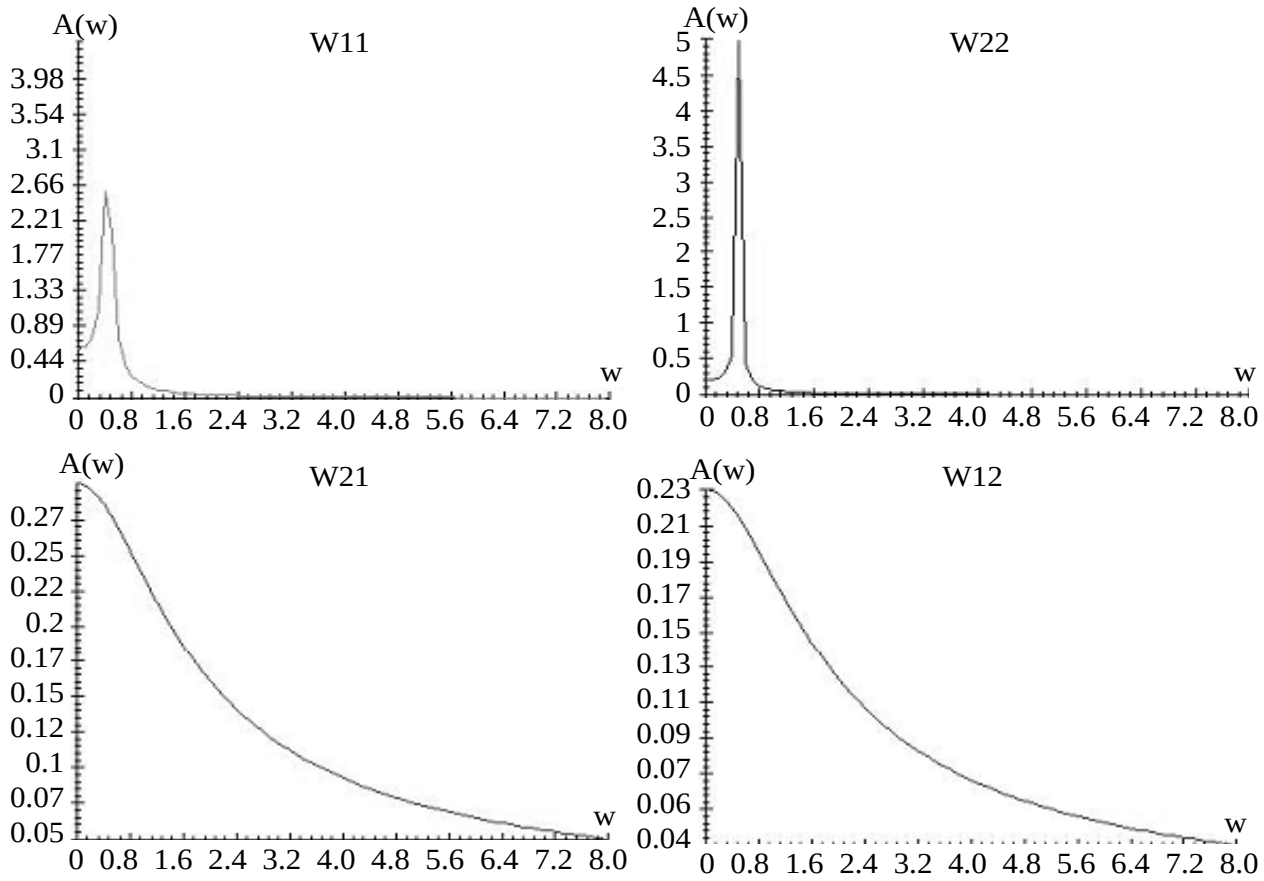
$$W'(j\omega) = \frac{\sum_{i=1}^{\Omega} W_\gamma(\omega) \cdot \left| U(i\Delta\omega) \right|^2 \cdot W(i\Delta\omega)}{\sum_{i=1}^{\Omega} W_\gamma(\omega) \cdot \left| U(i\Delta\omega) \right|^2}, \qquad (2.16)$$

где $W(i\Delta\omega) = \frac{Y(i\Delta\omega)}{U(i\Delta\omega)}$ – экспериментальный комплексный передаточный коэффициент, полученный при идентификации с помощью шума регуляторов; $Y(i\Delta\omega)$ – спектр шума выходного сигнала; $U(i\Delta\omega)$ – спектр шума входного сигнала; $W_\gamma(\omega)$ – весовая функция или весовое окно.

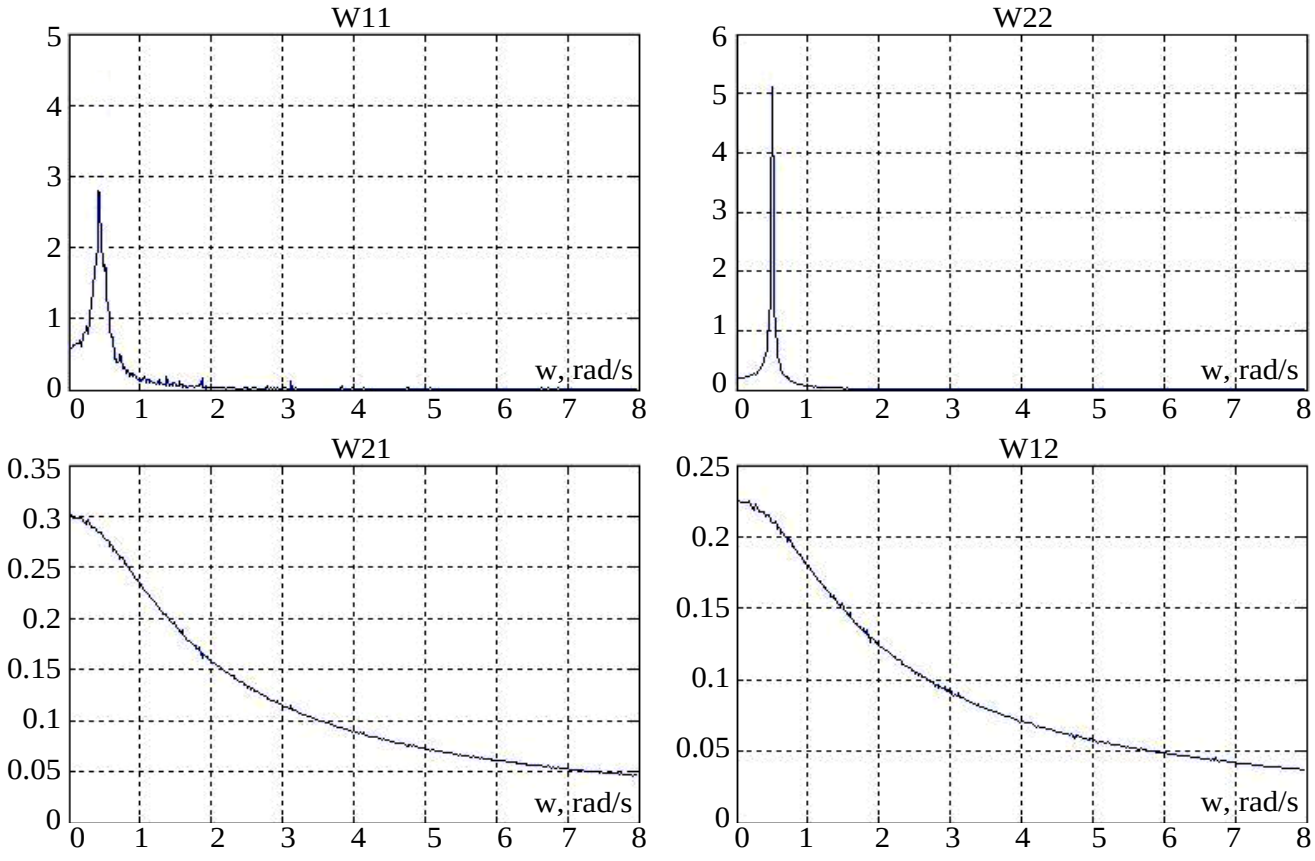
Исследования [210] показали, что для приемлемого сглаживания подходит Гауссовское весовое окно. Проверка функции сглаживания экспериментальной оценки выполнялась на модели объекта с передаточной функцией

$$W_{об}(s) = \frac{(s+1)(0{,}3s+1)(0{,}2s+1)}{(0{,}1s^2 + 0{,}05s + 1)(1{,}894s+1)(0{,}106s+1)}.$$

В качестве тестового сигнала использовался белый гауссовский шум с нулевым математическим ожиданием (m=0) и дисперсией d=0,1. Результаты моделирования представлены на рис. 2.18.

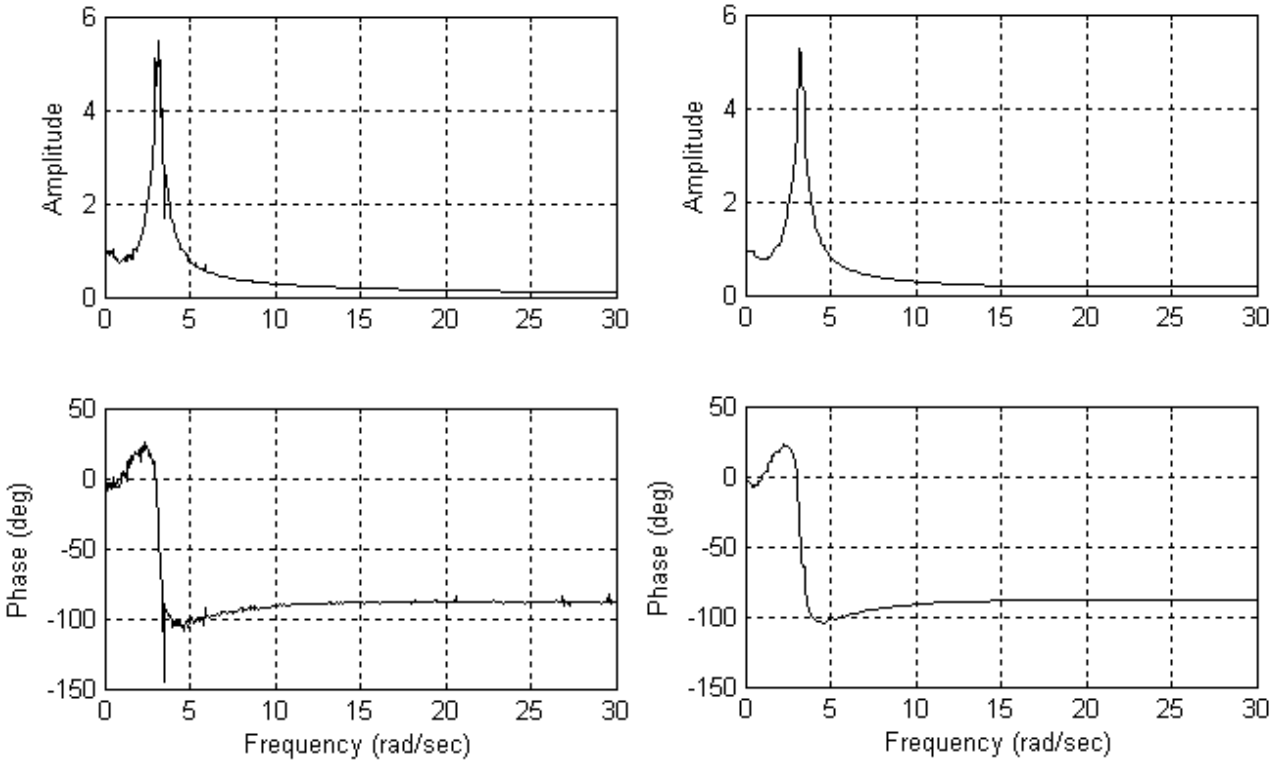


(а)



(б)

Рисунок 2.17 – АЧХ двухсвязной системы: а – расчётные характеристики; б – характеристики, полученные при идентификации



(а) (б)

Рисунок 2.18 – АЧХ и ФЧХ тестовой передаточной функции:
а – без сглаживания; б – с использованием функции сглаживания

Диапазон значений частоты комплексных передаточных коэффициентов устанавливается методом, основанным на волновом подходе [211], который учитывает частоту собственных колебаний агрегатов генерирующих установок:

$$\Omega_i = 2\omega_{pi} \cdot \sin(\varphi_i / 2) \cdot \sqrt{\frac{K_i}{1 + 4K_i \cdot \sin^2(\varphi_i / 2)}}, \qquad (2.17)$$

где $\omega_{pi} = \frac{\sqrt{\frac{\partial P_{\Gamma i}}{\partial \delta_{\Gamma i}} \cdot \frac{\omega_0}{T_{j\text{эк}}}}}{2\pi}$ – парциальная частота (частота собственных колебаний ротора i-го генератора) [Гц]; $\frac{\partial P_{\Gamma i}}{\partial \delta_{\Gamma i}} = \frac{E_{qi} \cdot U_{\Gamma i}}{X_{d\Sigma i}} \cdot \cos\delta_i$ – синхронизирующая мощность i-го генератора [о.е.]; $\omega_0 = 314$ [рад/с] – номинальная угловая частота вращения ротора генератора; $T_{j\text{эк}}$ – эквивалентная постоянная механической инерции агрегата [с]; φ_i – волновое число (изменение фазы пространственной гармоники между двумя смежными узлами цепочечной схемы) [рад]. Для схемы, состоящей из N параллельно работающих генераторов, при наличии связи с системой волновое число определяется

так [211]: $\varphi_i = \dfrac{(i-0{,}5)\cdot\pi}{N+0{,}5}$; $K_i = \dfrac{U_S \cdot X_{di}}{E_{qi} \cdot X_{d\Sigma i}}$ – коэффициент относительной жесткости связей *i*-го генератора с системой [о.е.]; X_{di} – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси [о.е.]; $X_{d\Sigma i} = X_{di} + X_{BH}$ – общее сопротивление связи генератора и внешней сети; U_S – напряжение на шинах системы.

Согласно теореме Котельникова шаг дискретизации по времени определяется по максимальной частоте $\Omega_{\max}$ полосы пропускания системы: $\Delta t = \dfrac{1}{2\cdot\Omega_{\max}}$. Длина выборки сигналов определяется количеством точек: $T = n\cdot\Delta t$. В исследованиях [28] выявлено, что приемлемыми в ЭЭС являются значения n = 256 или 512 и Δt = 0,05…0,1 с.

Для оценки состоятельности модели используется функция спектра квадрата когерентности [212]:

$$\gamma^2_{YU}(\omega) = \frac{\left|S_{YU}(j\omega)\right|^2}{S_Y(\omega)\cdot S_U(\omega)}, \tag{2.18}$$

где $S_U(\omega)$, $S_Y(\omega)$ – функции плотности спектров мощности шумов наблюдаемых сигналов; $S_{YU}(j\omega)$ – функция плотности кросс-спектра.

Плотности спектров мощности определяются так:

$$S_U(\omega) = \frac{1}{n\cdot\Delta t}\cdot\left|U(j\omega)\right|^2, \qquad S_Y(\omega) = \frac{1}{n\cdot\Delta t}\cdot\left|Y(j\omega)\right|^2,$$

$$S_{YU}(j\omega) = \frac{1}{n\cdot\Delta t}\cdot Y(j\omega)\cdot U(j\omega). \tag{2.19}$$

Для идеальной линейной связи «вход-выход» должно выполняется равенство $\gamma^2_{YU}(\omega) = 1$. Таким образом, можно найти среднюю квадратичную ошибку в определении модуля комплексного передаточного коэффициента [28]:

$$\varepsilon\left[\left|W(j\omega)\right|\right] = \frac{\sqrt{1-\gamma^2_{YU}(\omega)}}{\left|\gamma^2_{YU}(\omega)\right|\cdot\varepsilon_0}, \tag{2.20}$$

где ε_0 – статистическая ошибка при определении частотных спектров, $\varepsilon_0 = \sqrt{1/n}$; n – количество точек в частотном диапазоне.

В результате работы алгоритма находится характеристический полином САР, представленной на рис.2.13, как определитель матрицы:

$$\det\left[\mathbf{E} + \mathbf{W}_{\text{об}} \cdot \mathbf{W}_{\text{р}}\right], \qquad (2.21)$$

где $\mathbf{E}$ – единичная матрица; $\mathbf{W}_{\text{об}}$ – матричная передаточная функция объекта, учитывающая комплексные передаточные коэффициенты генератора, турбины и возбудителя; $\mathbf{W}_{\text{р}}$ – матричная передаточная функция регулятора, учитывающая взаимосвязь АРВ и АРЧВ: $\mathbf{W}_{\text{р}} = \begin{bmatrix} W_{АРЧВ}(j\omega) & W^{\omega}_{АРВ}(j\omega) \\ 0 & W^{U}_{АРВ}(j\omega) \end{bmatrix}$.

Разработанный алгоритм идентификации был внедрен в специализированный программный комплекс [213]. Предложенный метод апробировался на модели СЭС с ТГУ (рис. 2.19). Подробное описание используемой имитационной модели представлено в Приложении В.

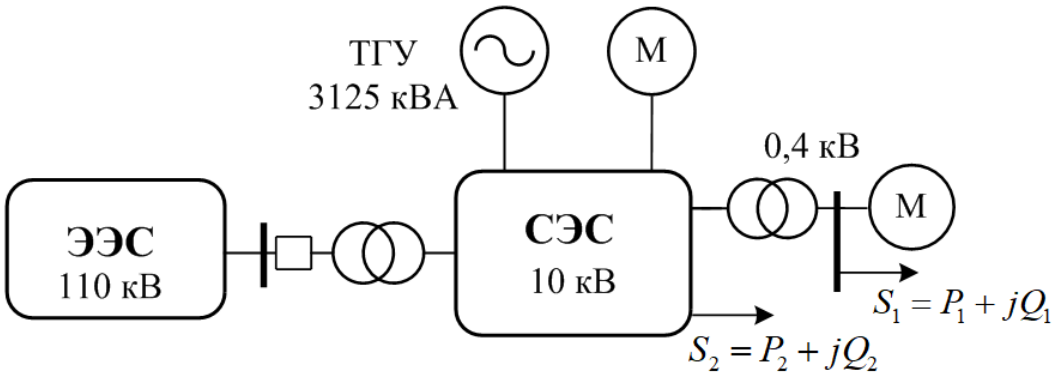
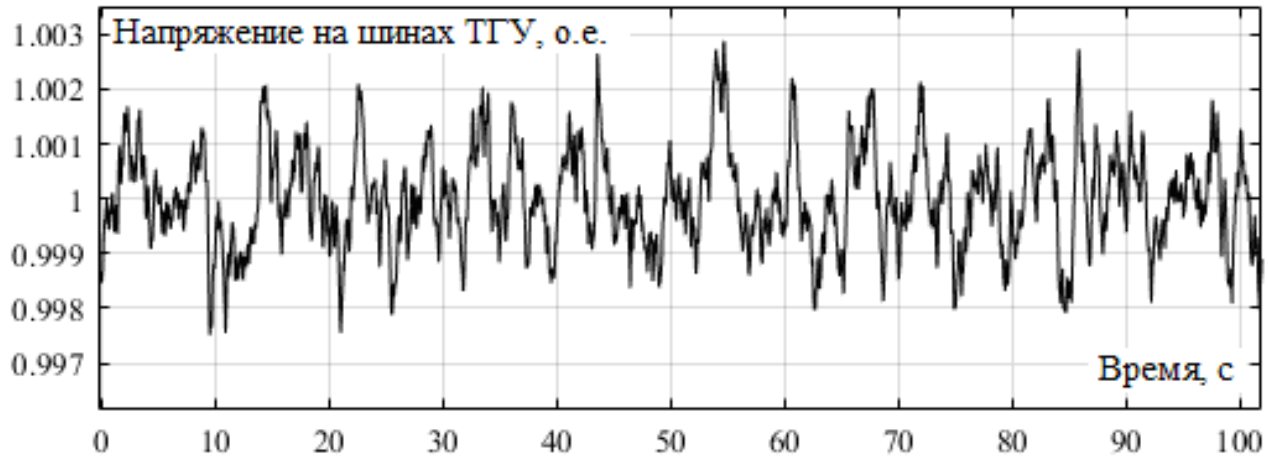


Рисунок 2.19 – Структурная схема исследуемой СЭС

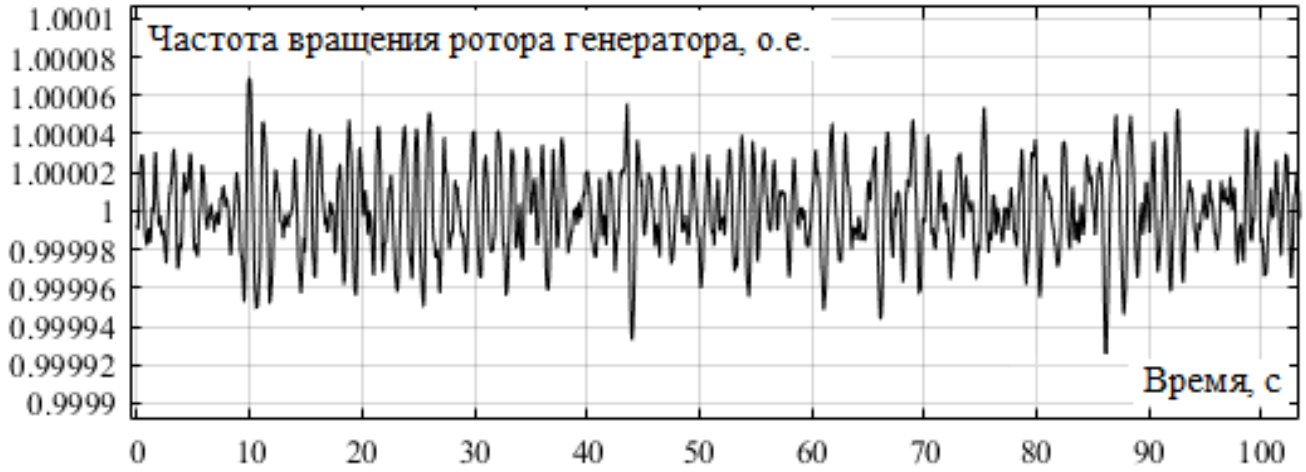
Для проведения идентификации в модель искусственно добавлялись шумы: в канал регулирования АРЧВ вводился белый шум с нормальным распределением и уровнем спектральной плотности мощности 0,00002 о.е.; в канал регулирования АРВ вводился шум с уровнем спектральной плотности мощности 0,002 о.е. Сигналы напряжения, частоты вращения ротора генератора и механической мощности, использованные при идентификации модели ТГУ, отображены на рис. 2.20.

Результатами идентификации модели стали полученные комплексные передаточные коэффициенты генератора, представленные на рис. 2.21 в виде АЧХ.

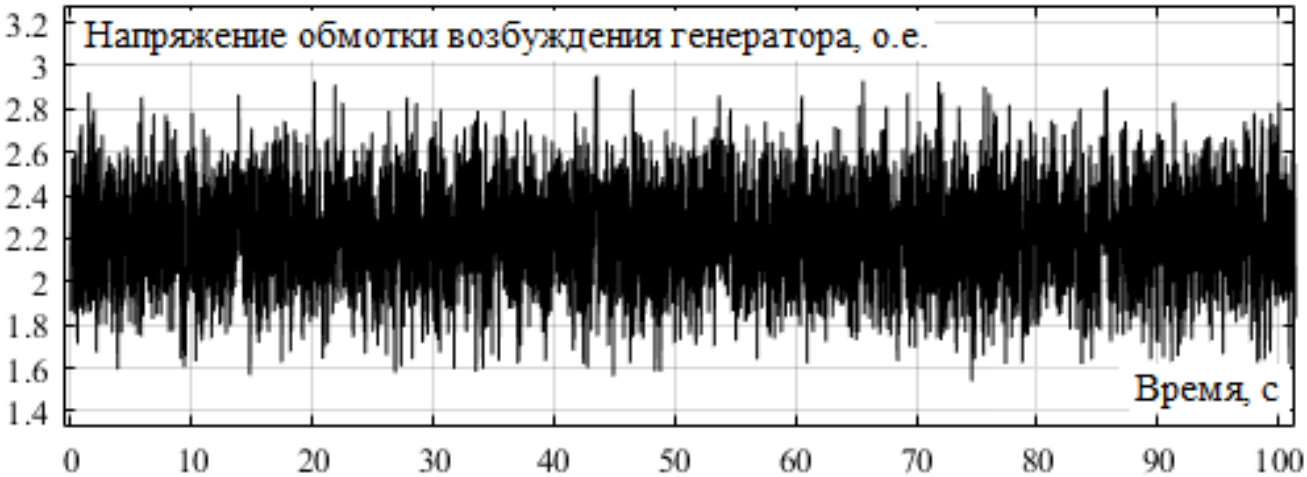
Итоги работы программного комплекса ARE&ARRF [213] по подбору настроек регуляторов на основании полученной модели также отражены на рис. 2.21.



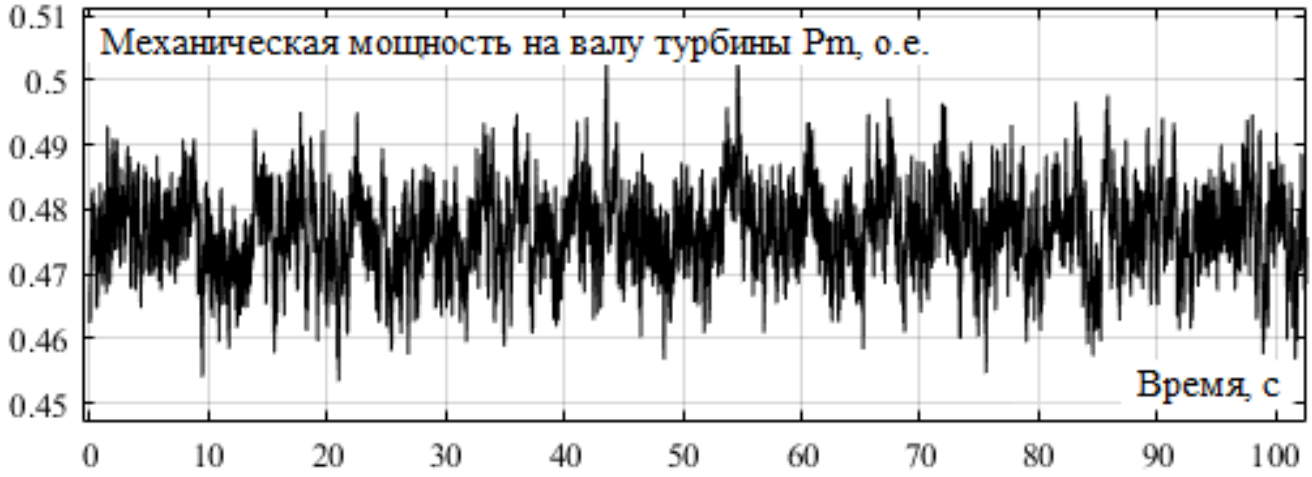
(а)



(б)



(в)



(г)

Рисунок 2.20 – Параметры ТГУ, используемые для идентификации:
а – сигнал изменения напряжения; б – сигнал изменения частоты вращения ротора генератора; в – сигнал изменения напряжения на обмотке возбуждения генератора; г – сигнал изменения механической мощности на валу турбины

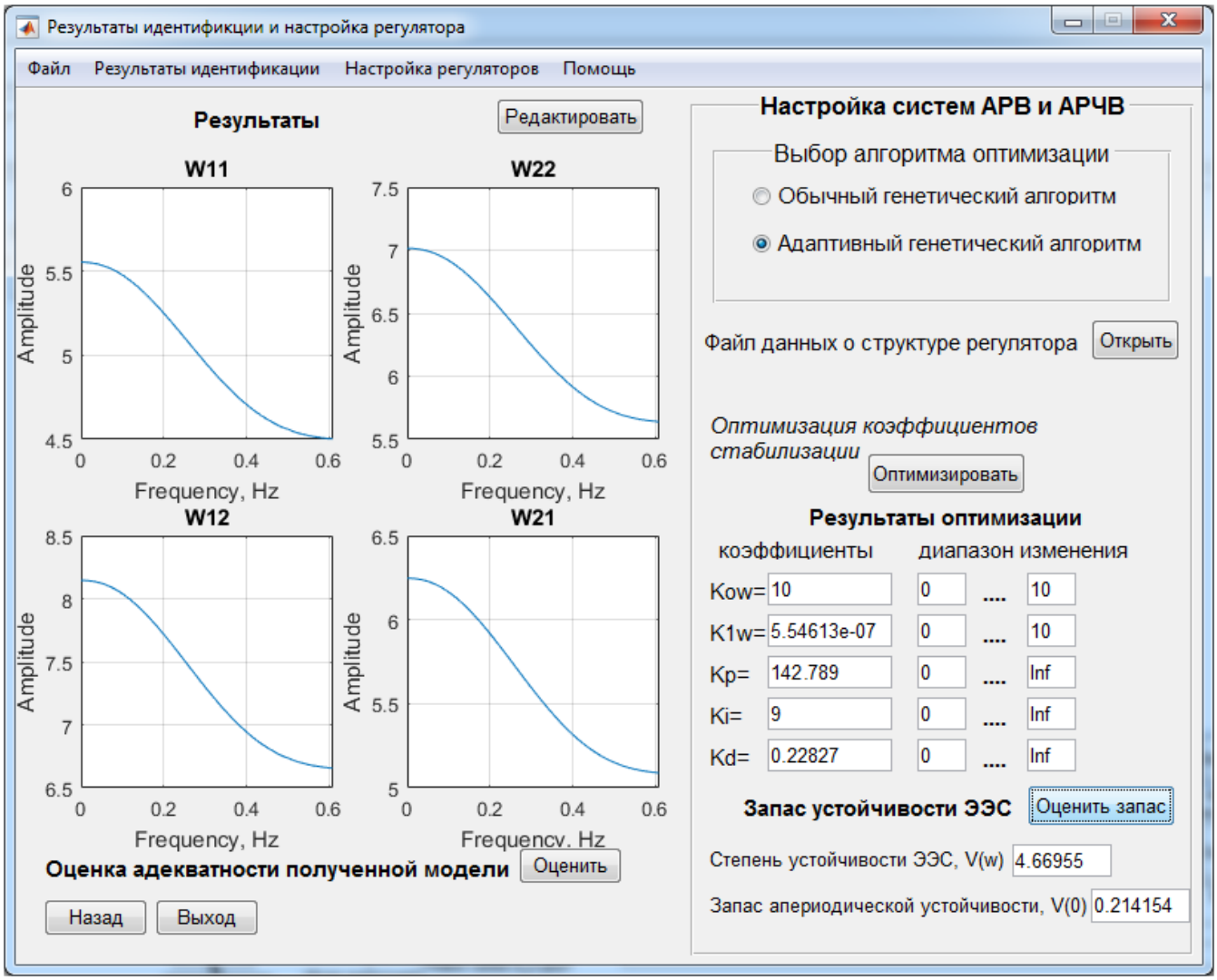


Рисунок 2.21 – Окно программного комплекса ARE&ARRF

Таким образом, показана работоспособность предлагаемого метода непараметрической идентификации математической модели регулируемой генерирующей установки. Использование полученной модели позволяет определить настройку АРВ и АРЧВ синхронного генератора и рассчитать степень устойчивости системы. Чтобы улучшить точность и универсальность модели ГУ для различных эксплуатационных режимов, предложенный алгоритм может быть применен для обучения искусственных нейронных сетей и формирования базы правил системы нечеткого логического вывода.

2.3. Использование искусственных нейронных сетей, генетического алгоритма и системы нечеткого логического вывода для построения модели генерирующей установки объектов распределённой генерации

Математическим фундаментом для использования системы нечеткого логического вывода в задачах идентификации служит знаменитая теорема FAT (Fuzzy Approximation Theorem), доказанная Бартоломеем Коско в конце 1980-х годов. Согласно этой теореме, любую математическую систему можно аппроксимировать с помощью системы нечеткого логического вывода.

Модели статических и динамических систем, построение и анализ которых базируется на положениях теории нечётких множеств и нечёткой логики называют нечеткими моделями. Нечеткое моделирование определяет приближенное описание зависимости, т.е. аппроксимация функции:

$$\mathbf{Y}=f(\mathbf{X}), \qquad (2.22)$$

где $\mathbf{Y}$ – вектор выходных лингвистических переменных; $\mathbf{X}$ – вектор входных лингвистических переменных; f – зависимость между $\mathbf{X}$ и $\mathbf{Y}$, описываемая совокупностью нечётких правил.

Так как инструментарий нечеткой логики не включает механизмы обучения, результаты нечеткого логического вывода зависят от формы функций принадлежности, которые определяют термы лингвистических переменных в

правилах нечетких продукций. Для нечетких моделей характерны следующие ограничения:

- отсутствие автоматических механизмов накопления знаний;
- неполнота или противоречивость начального набора лингвистических правил;
- субъективность выбора типа и параметров функций принадлежности для нечетких утверждений и термов;
- большое количество правил при описании сложных систем, что приводит к значительным затратам вычислительных ресурсов.

Некоторые из перечисленных недостатков могут быть преодолены за счет комбинированного использования нечеткой логики, искусственных нейронных сетей (ИНС) и генетического алгоритма (ГА). Такие гибридные сети способны обрабатывать знания, представленные на естественном языке, обучаться новым данным в режиме реального времени и тем самым создавать целостную картину поведения моделируемого объекта. Например, обученная нейронная сеть на основе собранных данных о системе помогает формулировать правила базы знаний системы нечеткого логического вывода, связывающие лингвистические оценки входных и выходных переменных. Обучение подобных гибридных сетей должно быть сосредоточено на оптимизации структуры, параметров функций принадлежности термов и количества лингвистических правил.

Алгоритм идентификации модели нелинейных объектов на основе системы нечеткого логического вывода, ИНС и ГА [214-220] представлен в виде блок-схемы на рис. 2.22. Для построения модели требуется:

1. Снять экспериментальные данные «вход-выход»:

2. Обучить ИНС;

3. Выполнить синтез нечётких правил «ЕСЛИ-ТО» систем нечёткого вывода типа Сугэно.

Исследования [221, 222] демонстрируют, что сети с обратными связями обладают большей аппроксимационной способностью. В связи с этим в работе далее используются ИНС с обратными связями.

Уменьшить количество терм-множеств и число правил системы нечёткого логического вывода возможно при использовании метода субтрактивной кластеризации [222]. Для уменьшения и оптимизации базы правил можно также использовать адаптивную нейро-нечеткую сеть [223].

Оптимизация параметров функций принадлежности с использованием ГА направлена на минимизацию разницы между реакцией нечеткой модели и эталонными значениями:

$$J = \sum_{i=1}^{n} \left[\mathrm{Def}(\mathbf{Y}_n, \mathbf{C}) - y_i \right]^2 \to \min, \tag{2.23}$$

где Def – применяемый оператор дефаззификации; $\mathbf{Y}_n$ – вектор значений выходной лингвистической переменной; n – общее количество строк в нечеткой базе знаний; $\mathbf{C}$ – вектор значений параметров функций принадлежности; y_i – значения выходных параметров экспериментальных данных при соответствующих входных воздействиях.

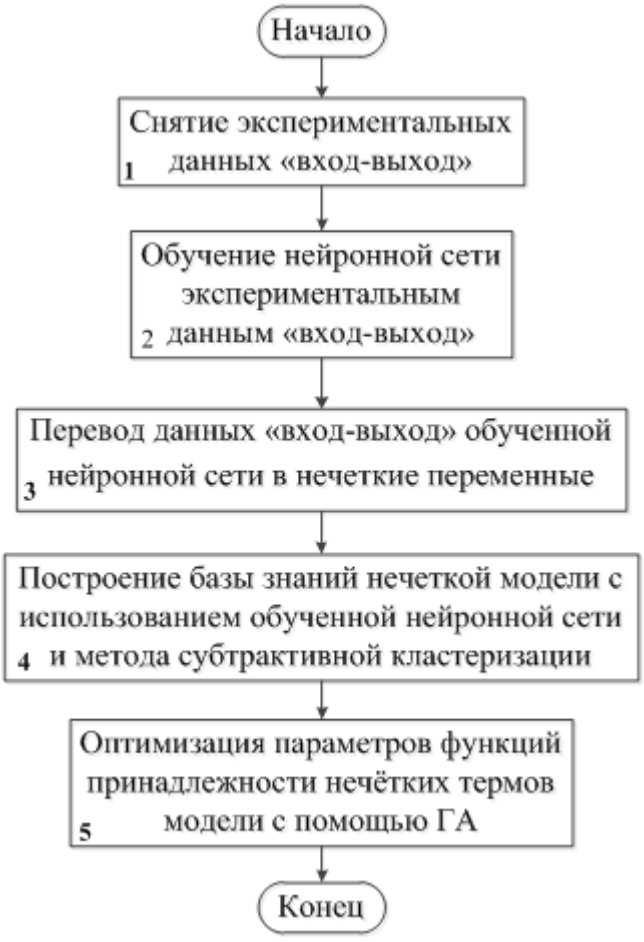


Рисунок 2.22 – Блок-схема алгоритма идентификации

Нечеткая модель системы может быть представлена следующим образом:

$$F = (\mathbf{X}_n, \mathbf{Y}_n, \mathbf{C}), \tag{2.24}$$

где $\mathbf{X}_n$ – вектор значений входной лингвистической переменной.

В процедуре генетического алгоритма параметры функций принадлежности представляются в хромосоме либо вещественными числами, либо двоичными последовательностями, используя один из стандартных методов кодирования.

Блок-схема выполнения ГА при оптимизации функций принадлежности представлена на рис. 2.23.

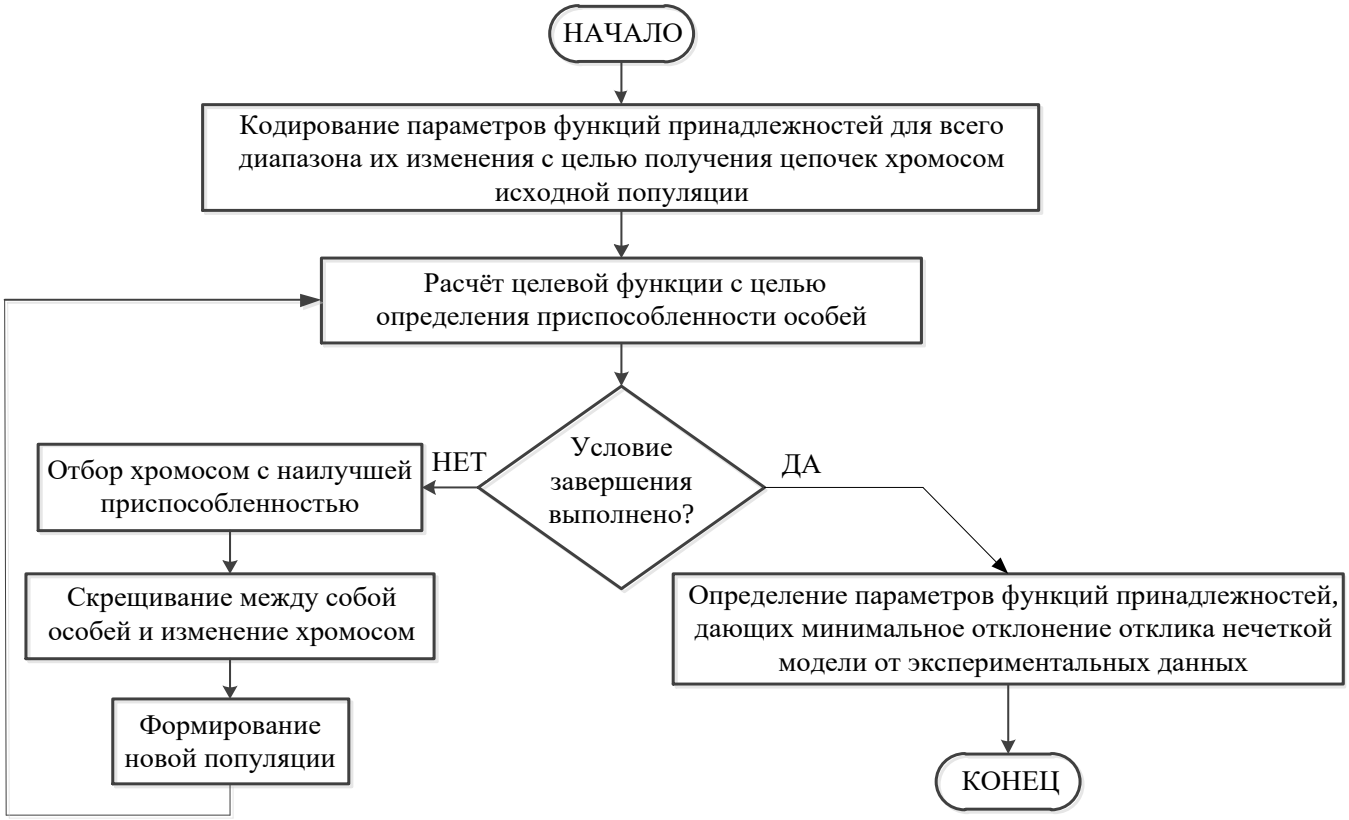


Рисунок 2.23 – Блок-схема классического ГА применительно к задаче оптимизации параметров функции принадлежности нечеткой модели

Исследования предложенного метода построения нечеткой модели ГУ проводились с использованием экспериментов на имитационной модели генератора, работающего параллельно с ЭЭС. Для этого были зарегистрированы характеристики входного сигнала (механическая мощность Pm) и выходного, в качестве которого рассматривалась частота вращения ротора генератора wm) (рис. 2.24). Эти данные использовались для обучения нейронной сети, с помощью которой удалось сформировать правила базы знаний системы нечеткого логического вывода.



(а)



(б)

Рисунок 2.24 – Экспериментальные характеристики:
а – механическая мощность; б – частота вращения ротора

Выходной сигнал нечеткой модели СГ, соответствующий частоте вращения ротора, после подачи на вход механической мощности Pm (рис. 2.24), представлен на рис. 2.25. В экспериментах использовались два способа реализации нечёткого логического вывода: Мамдани и Сугэно. Алгоритм Сугэно более точен и занимает меньше

времени на моделирование. Точность нечёткой модели объекта также зависит от качества настройки функций принадлежности и объёма правил. Представленный алгоритм построения модели был реализован в виде программы Fuzzy Logic Identification (FLI) [224]. Основные окна программы FLI показаны на рис.2.26.

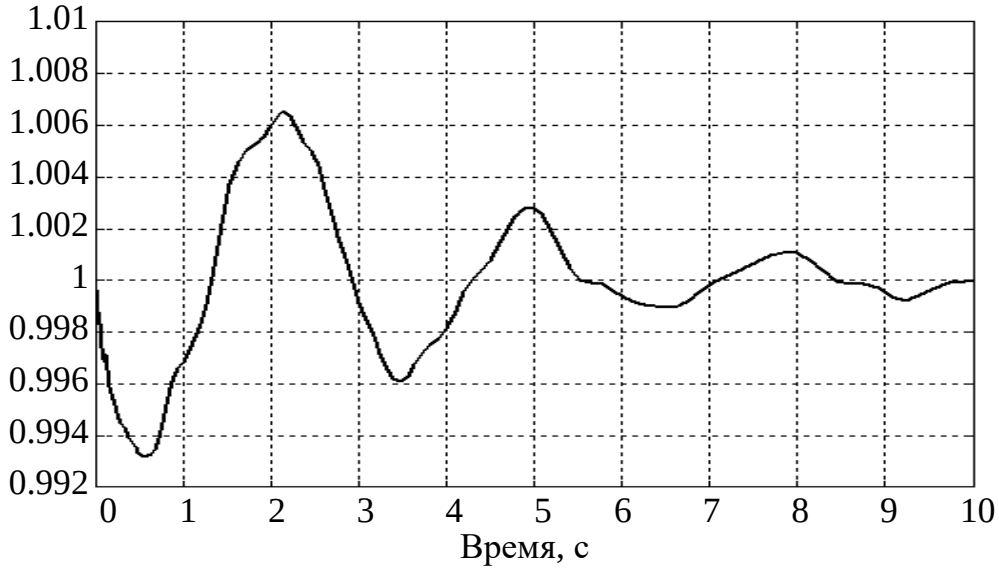


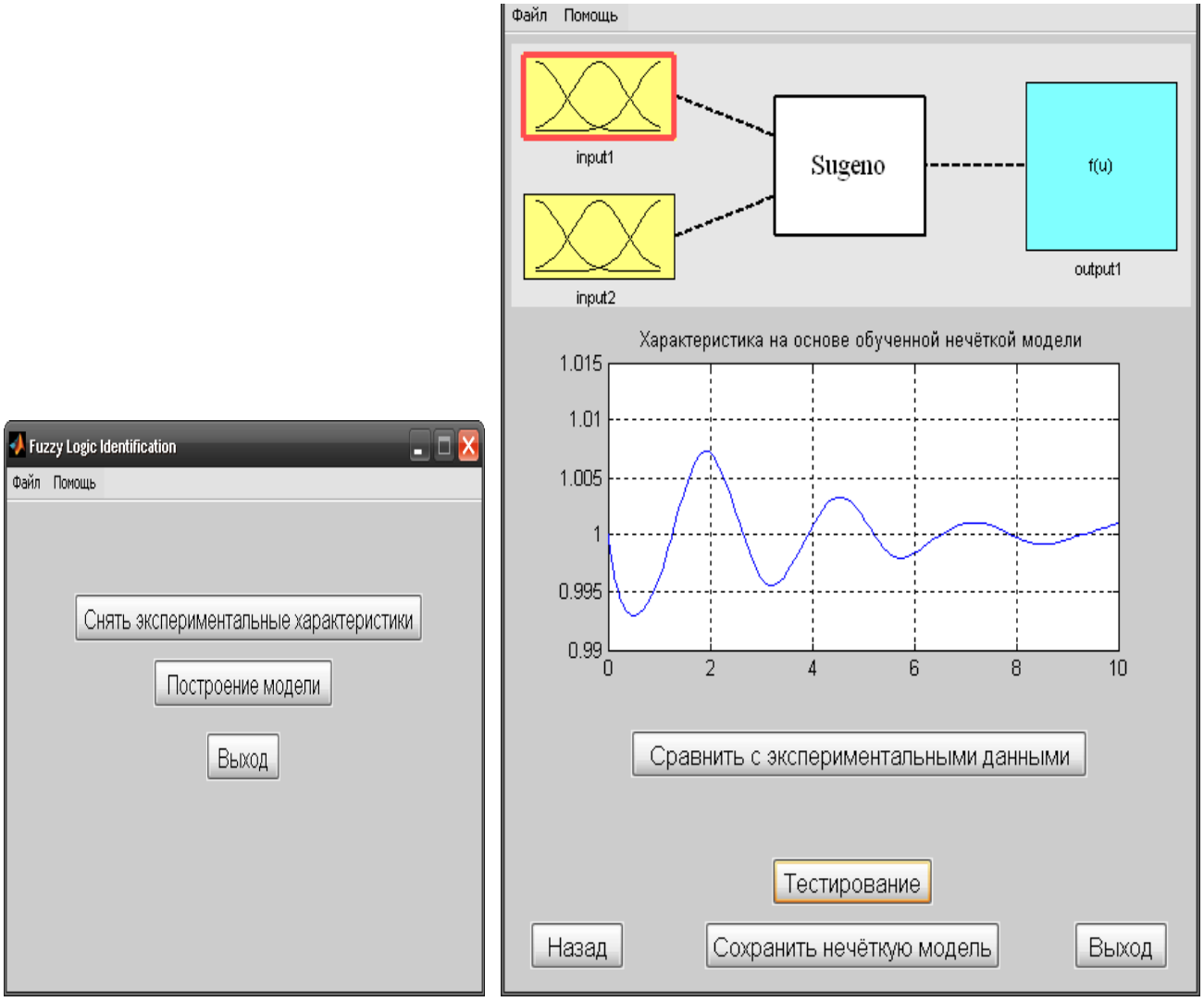
Рисунок 2.25 – Выходной сигнал нечёткой модели генератора

Тестирование функциональности программы построения модели проводилось также на физической установке (см. рис. 2.27), которая состояла из следующих элементов: синхронного генератора; машины постоянного тока, имитирующей турбину (Т); тиристорного возбудителя; обмотки возбуждения (ОВ); преобразователя угловых перемещений; активно-индуктивной нагрузки. С использованием блоков библиотек Real-Time Windows Target и Simulink системы MATLAB выполнялось автоматическое управление физической установкой.

Для управления физической установкой через плату ввода-вывода типа PCI 6024E была создана схема в среде Simulink (рис. 2.28). На регуляторы (блоки ASR и AVR) передавались сигналы текущих значений тока, напряжения и скорости вращения ротора. Управляющие сигналы от блока Analog Output передаются на плату управления возбудителем генератора и двигателем постоянного тока.

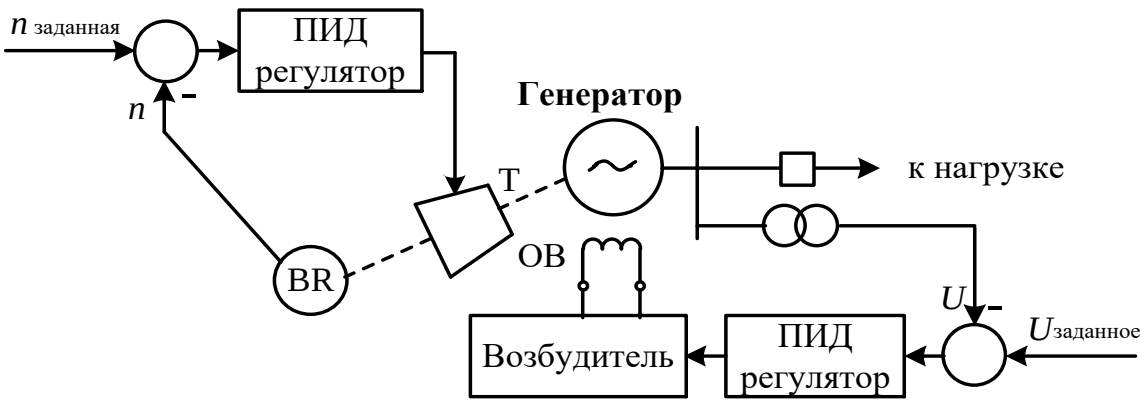
Данные с физической установки позволили создать нечеткую модель с использованием 25 правил. На рис.2.29 представлено сравнение реакции нечеткой модели с экспериментальными данными. В результате наблюдается высокая

точность (среднеквадратичное отклонение (СКО) составило менее 0,008) и практическая применимость программы FLI для построения нечеткой модели.

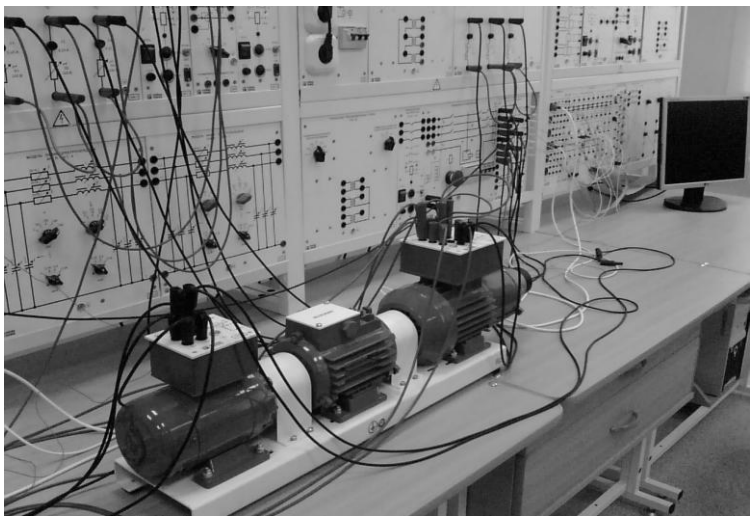


(а) (б)

Рисунок 2.26 – Основные окна программы FLI:
а – главное окно; б – окно построения модели



(а)



(б)

Рисунок 2.27 – Функциональная схема (а) и фото (б) физической установки

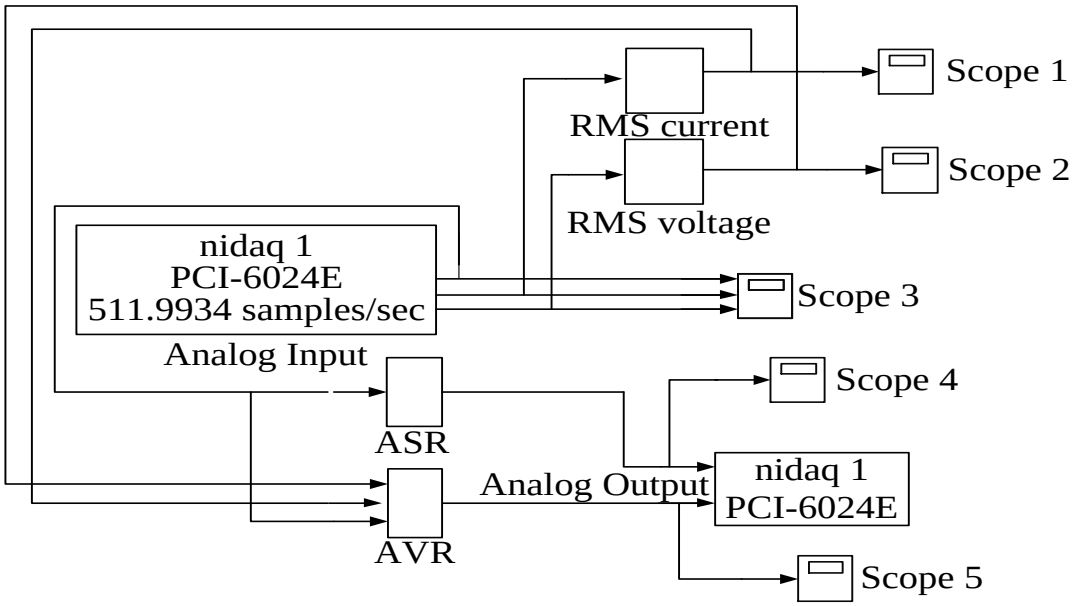


Рисунок 2.28 – Схема Simulink для управления физической установкой



Рисунок 2.29 – Скорость вращения ротора генератора

Исследования на имитационной и физической моделях показали высокую эффективность применения ИНС, системы нечеткого логического вывода и ГА для построения цифровых моделей по экспериментальным данным.

Выводы по главе 2

1. Представлены имитационные модели генерирующих установок с системами автоматического регулирования.

2. Программно реализован разработанный метод идентификации модели ГУ с использованием шумов регуляторов, выделяемых из экспериментальных данных с помощью вейвлет-преобразования.

3. Разработан и программно реализован метод построения модели ГУ с использованием ИНС, ГА и нечеткой логики. Исследования на имитационной и физической моделях показали высокую эффективность применения ИНС, системы нечеткого логического вывода и ГА для построения цифровых моделей по экспериментальным данным. Такие цифровые модели с возможностью дообучения позволяют учесть нелинейность объекта управления.

4. Представленные методы построения моделей могут использоваться при поиске параметров настройки автоматических регуляторов генераторов, а также при создании цифровых двойников генерирующих установок объектов РГ.

3 ИССЛЕДОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С НИЗКИМ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В главе 3 представлены исследования режимов работы генерирующих установок малой мощности в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии. В частности, исследована работа ГУ на базе синхронного генератора на нелинейную и несимметричную нагрузку. Рассмотрена возможность применения энергороутеров в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии. При этом исследованы установившиеся и переходные режимы электрических сетей с энергетическими роутерами, в том числе аварийные режимы. На имитационных моделях исследованы режимы совместной работы энергороутеров и накопителей электроэнергии, а также энергороутеров для подключения зарядных станций электромобилей.

3.1. Работа генерирующей установки на нелинейную и несимметричную нагрузку

Применение в СЭС регулируемых ГУ объектов РГ способствует повышению надежности энергоснабжения и улучшению качества электроэнергии для потребителей [151-159, 225]. Однако присутствие несимметричных и нелинейных нагрузок в СЭС [226] осложняет работу СГ. Из-за несимметрии нагрузки в обмотках статора появляются токи обратной последовательности, которые создают магнитный поток, вращающийся относительно ротора с двойной угловой скоростью. Поэтому в обмотке ротора индуцируются токи двойной частоты. Это приводит к дополнительным потерям энергии, а также появляется пульсирующий электромагнитный момент с частотой 100 Гц, что вызывает дополнительныне вибрации, гармонические искажения напряжений и токов. Поэтому необходимо ограничивать вырабатываемую мощность генератора и время его работы в условиях низкого качества электроэнергии. Даже

незначительное нарушение симметрии токов требует существенного сокращения времени работы генератора при полной нагрузке. При коэффициенте несимметрии токов k_{2I} = 8 % генератор может работать длительное время с номинальным током, при k_{2I} = 12 % – всего 10 минут, а при k_{2I} = 28 % – лишь 3 минуты. Правила [227] допускают длительную работу генератора с разницей токов в фазах, не превышающей 12%.

Возникновение высших гармоник (ВГ) напряжения и тока в обмотках генератора из-за несимметричной нагрузки уменьшает коэффициент мощности, что приводит к увеличению тока возбуждения. На практике применяется следующая эмпирическая зависимость [228]:

$$t = \frac{150}{\left| I_f^2 - 1 \right|}, \tag{3.1}$$

где t – продолжительность работы генератора, с; I_f – ток возбуждения, о.е.

Зависимость (3.1) представлена на рис. 3.1, из которого видно, что при номинальном токе возбуждения генератор может работать без ограничений по времени, однако при превышении тока возбуждения всего на 5% – только в течение 25 минут.

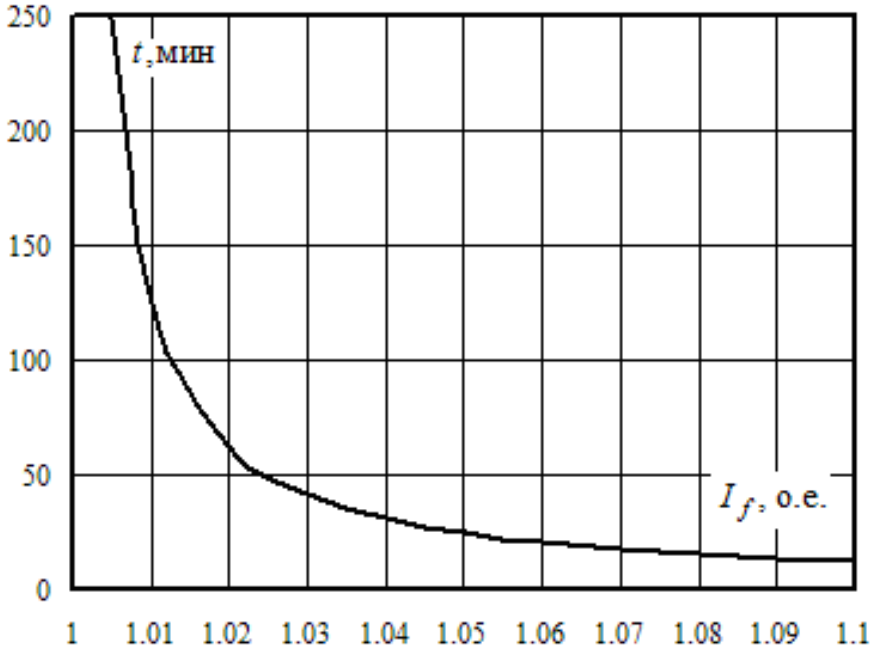


Рисунок 3.1 – Допустимая продолжительность работы генератора в зависимости от величины тока возбуждения

В работе [228] приводятся зависимости допустимых нагрузок СГ от степени несимметрии. Графики, демонстрирующие эти зависимости, показаны на рис. 3.2.

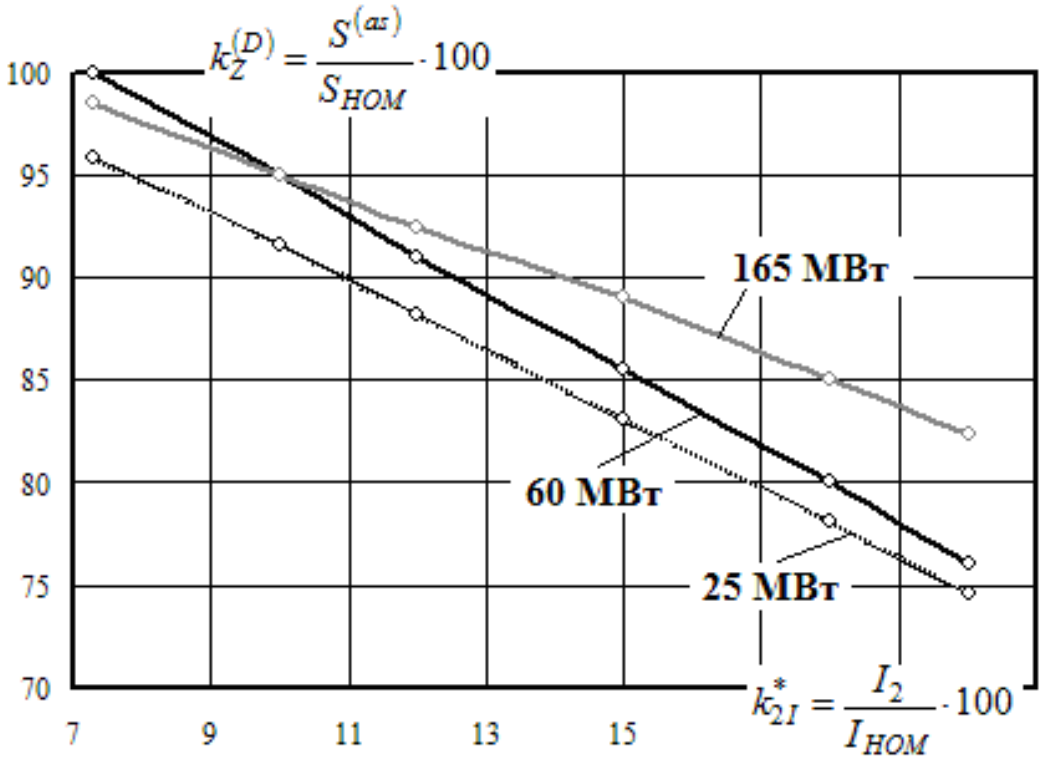


Рисунок 3.2 – Зависимости длительно допустимых коэффициентов загрузки СГ от коэффициента несимметрии токов при k_I = 5 %

Возникновение ВГ может приводить к увеличению тока возбуждения из-за работы системы АРВ. В исследовании [228] рассматриваются зависимости температуры обмотки ротора от допустимого времени работы в условиях несимметрии и несинусоидальности, что проиллюстрировано графиками на рис.3.3.

В целом возникновение высших гармоник в обмотках статора синхронного генератора является предметом многих исследований, например [229-238]. Из анализа представленных работ следует, что генерация высших гармоник в индуцированных напряжениях статора синхронного генератора зависит от типа обмотки статора [229, 230], от формы магнитопровода статора и ротора [231-235], от насыщения магнитопровода [234, 235], от наличия демпфирующих обмоток [236], а также от системы управления током или напряжением возбуждения генератора [229, 237, 238].

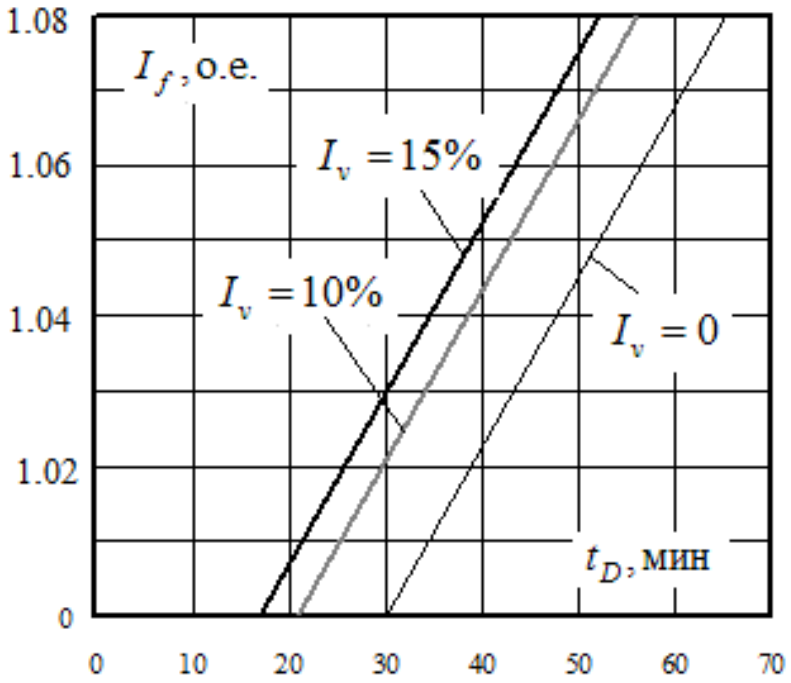


Рисунок 3.3 – Зависимость тока возбуждения генератора мощностью 25 МВт от допустимой продолжительности работы t_D:
Iv – среднеквадратичное значение высших гармонических составляющих

Исследование режимов работы СГ в условиях низкого качества электроэнергии, результаты которого описаны в [228, 239-241], позволило расширить возможности использования асинхронных и несимметричных режимов. Несмотря на это, основной принцип эксплуатации СГ в таких условиях, изложенный в [239] и предполагающий ограничение допустимой продолжительной нагрузки СГ при наличии несимметрии и гармонических искажений, остается актуальным и сегодня.

В последние годы в ЭЭС (СЭС) значительно возросло количество используемой силовой полупроводниковой техники и других нелинейных элементов. Появились микропроцессорные АРВ и АРЧВ синхронного генератора. В связи с этим актуальным является вопрос влияния несимметрии и несинусоидальности на работу СГ малой мощности.

3.1.1. Исследование режима работы синхронного генератора малой мощности с несимметричной нагрузкой

Схема имитационной модели, на которой проводились исследования, представлена на рис. 3.4. Параметры модели генератора приведены в табл. 2.1, а описание имитационной модели ТГУ приведено в разделе 2.1. Мощность активно-индуктивной нагрузки составляет $1{,}8 + j0{,}6$ МВ·А. Несимметрия создавалась путем постепенного увеличения тока нагрузки между фазами a и b. Для поддержания неизменной общей мощности генератора токи нагрузки между фазами b-c и c-a снижались. Результаты моделирования согласуются с данными из работы [228]. В таблице 3.1 и на рисунках 3.5, 3.6 представлены данные эксперимента.

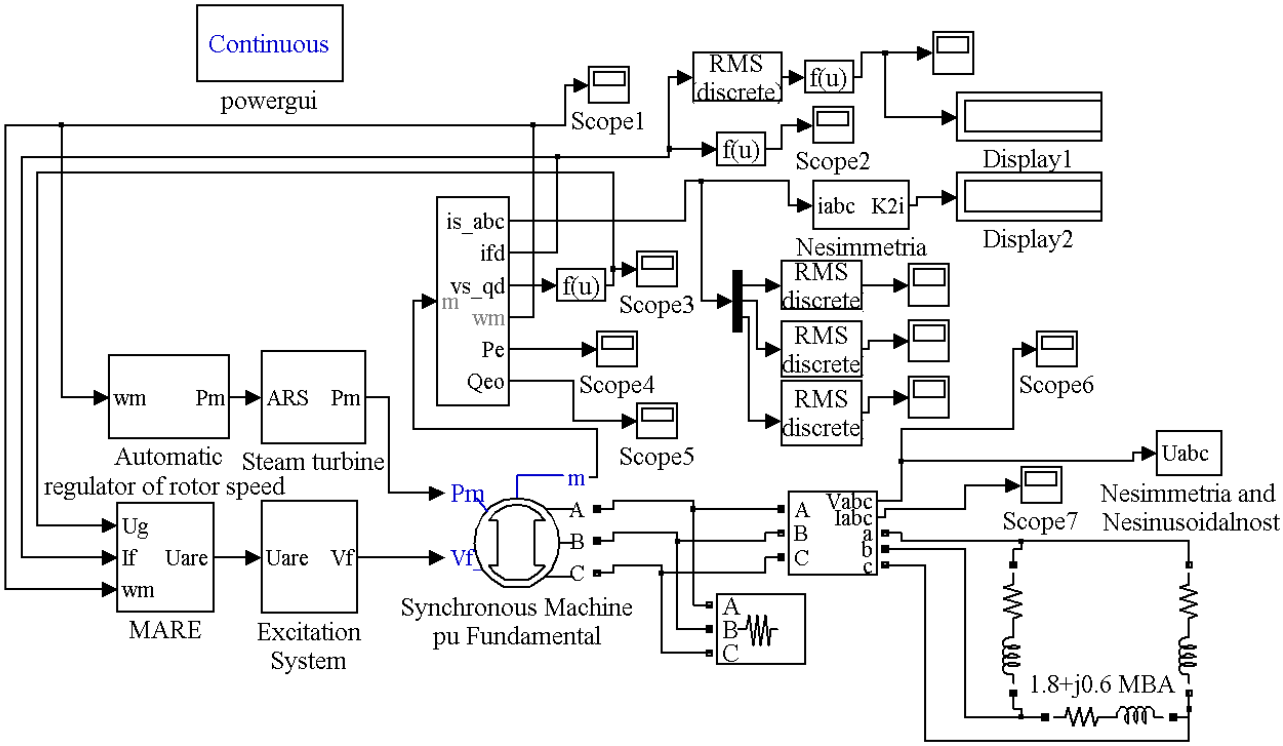


Рисунок 3.4 – Схема имитационной модели генератора, работающего на несимметричную нагрузку

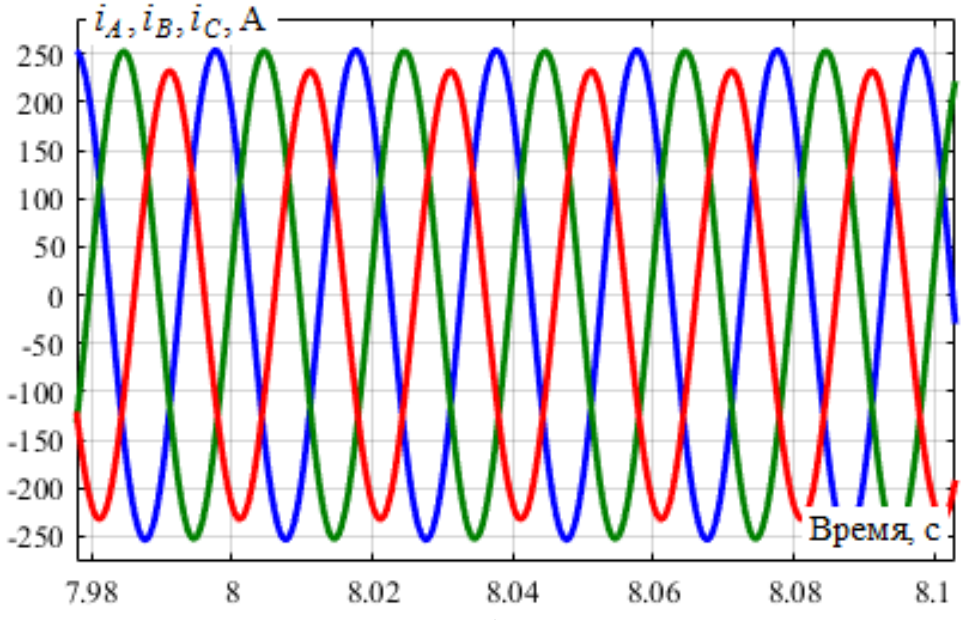
Средний уровень тока возбуждения генератора оставался почти неизменным. Из-за несимметричной нагрузки в обмотке ротора возникали токи с частотой 100 Гц, а амплитуда вынужденных колебаний тока увеличивалась линейно (рис. 3.6 в). Это объясняется тем, что несимметричные токи в трехфазной обмотке статора формируют эллиптическое поле, которое эквивалентно двум полям, вращающимся с

равной скоростью в противоположных направлениях. Это приводит к дополнительным потерям, которые могут оказаться чрезмерно высокими.

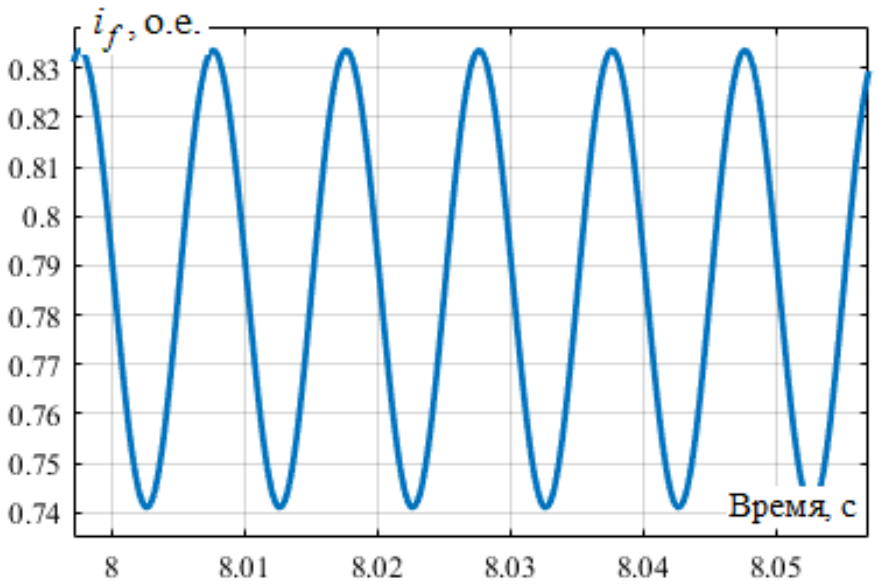
Таблица 3.1 – Полученные данные при моделировании

Параметр	Величина						
k_{2U}	0	0,61	1,21	1,81	2,42	3,02	3,63
k_{2I}	0	2,99	5,97	8,97	12,0	15,0	18,0
k_{Ua}	0,001	0,33	0,66	0,99	1,31	1,62	1,93
k_{Ub}	0,001	0,34	0,67	1,01	1,35	1,70	2,04
k_{Uc}	0,001	0,34	0,68	1,02	1,37	1,72	2,07
$I_f^{(\max)}$	0,79	0,80	0,81	0,82	0,84	0,85	0,86
$I_f^{(\text{mid})}$	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
I_{mf}	0	0,011	0,023	0,035	0,046	0,057	0,069
I_A	0,430	0,44	0,449	0,453	0,461	0,469	0,477
I_B	0,430	0,44	0,441	0,447	0,453	0,459	0,466
I_C	0,430	0,42	0,404	0,391	0,378	0,365	0,352
dI	0	2	4,5	6,2	8,3	10,4	12,5

Примечание: k_{2U} – коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, %; k_{2I} – коэффициент несимметрии токов статора генератора по обратной последовательности, %; k_{Ua}, k_{Ua}, k_{Uc} – коэффициенты гармоник напряжений, %; I_A, I_B, I_C – действующие значения токов статора, о.е.; dI – максимальная разность токов фаз, %; $I_f^{(mid)}$, $I_f^{(\max)}$ – значения тока возбуждения (среднее и максимальное), о.е.; I_{mf} – амплитуда колебаний тока частотой 100 Гц.



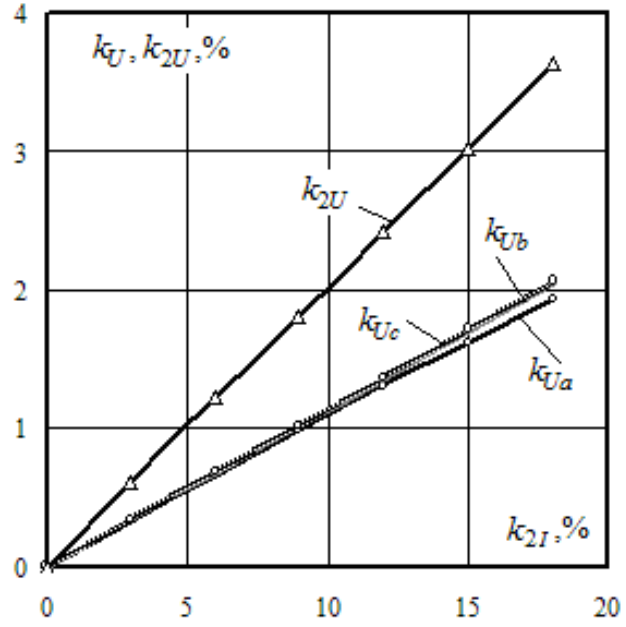
(а)



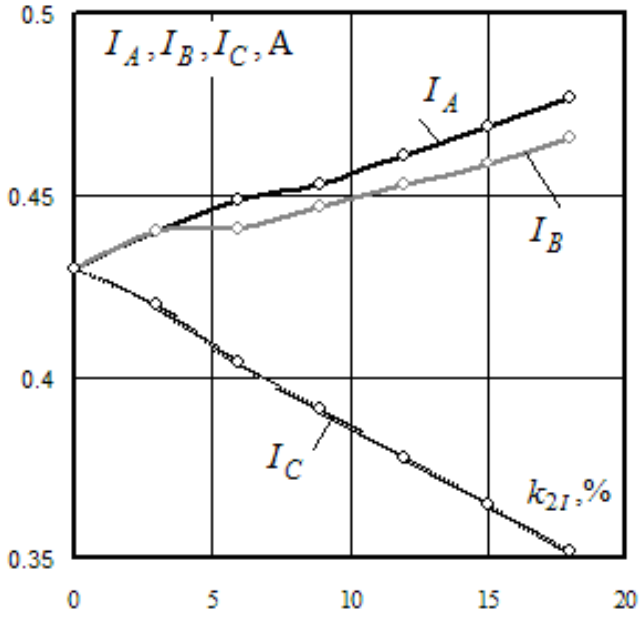
(б)

Рисунок 3.5 – Токи генератора при k_{2I} =11,96%: а – токи статора; б – ток ротора

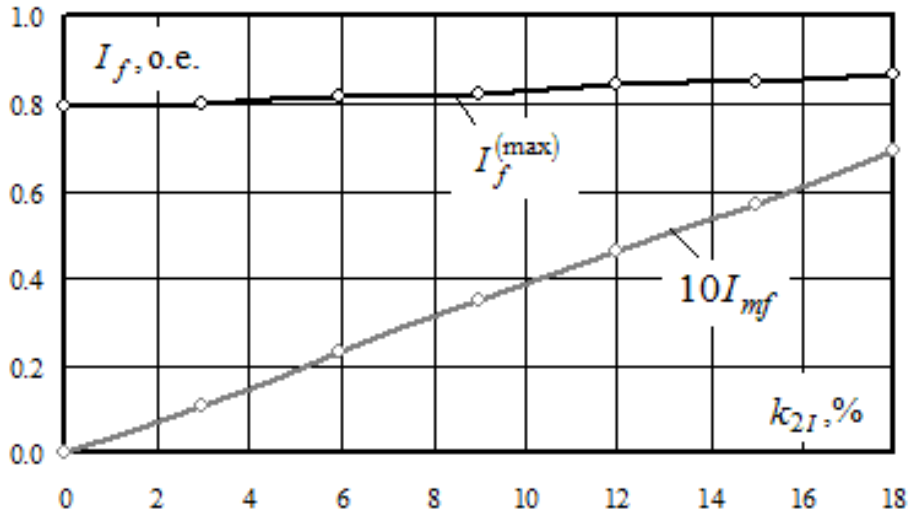
Увеличение коэффициента k_{2I} приводило к повышению токов в фазах, увеличению несимметрии напряжений и, как следствие, появлению гармонических искажений. Эти обстоятельства требуется принимать во внимание при эксплуатации ГУ в СЭС с низким качеством электроэнергии. Неучет этого может привести к ускоренному износу электрооборудования и даже к повреждению генераторов.



(а)



(б)



(в)

Рисунок 3.6 – Зависимости параметров генератора от k_{2I} : а – зависимость коэффициентов гармоник и коэффициента несимметрии напряжения от коэффициента несимметрии тока; б – зависимость фазных токов от коэффициента несимметрии тока; в – зависимость тока возбуждения от коэффициента несимметрии тока

Также были проведены эксперименты на физической модели ГУ, снимок которой представлен на рис. 3.7. Физическая установка состоит из двух спаренных электрических машин:

1) турбина моделировалась машиной постоянного тока: $P_{\text{ном}} = 90\,\text{Вт}$; $U_{\text{я}} = 220\,\text{В}$; $I_{\text{я}} = 0{,}56\,\text{А}$; $U_f = 220\ \text{В}$; $I_f = 0{,}2\ \text{А}$; $n = 1500$ об/мин;

2) генератор моделировался синхронной машиной: $P_{\text{ном}} = 100\,\text{Вт}$; $U_{\text{ном}} = 220\,\text{В}$; $I_{\text{ном}} = 0{,}24\,\text{А}$; cosφ = 1; n =1500 об/мин; $U_f = 21\ \text{В}$; $I_f = 1{,}75\ \text{А}$.

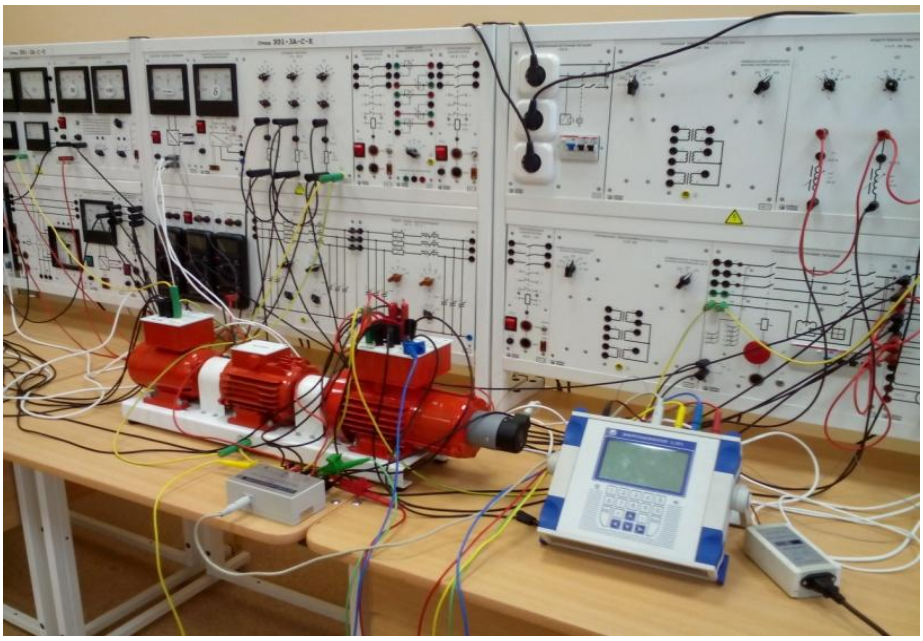


Рисунок 3.7 – Снимок исследуемой физической установки

Для увеличения инерционности на общем валу синхронной машины и машины постоянного тока установлен маховик с моментом инерции 0,009 Н·м·с^2.

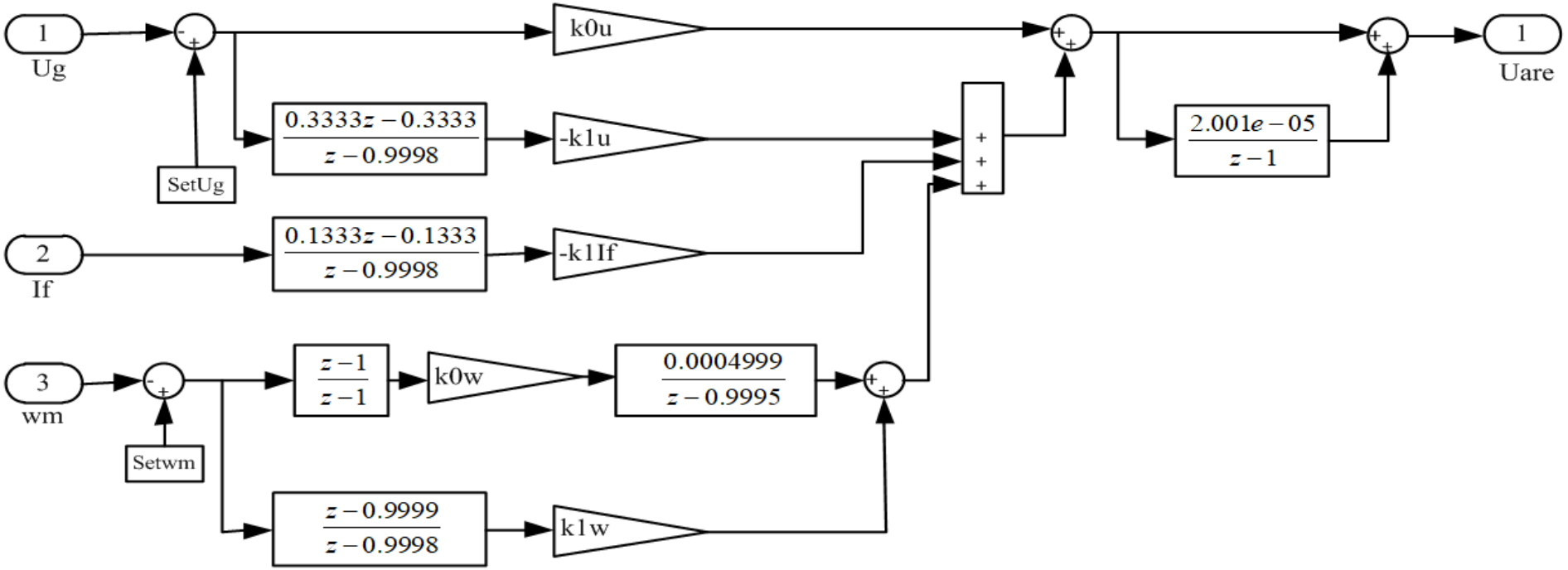
Во время исследований генератор работал на активно-индуктивную нагрузку 30 В·А. Несимметрия создавалась увеличением нагрузки в фазе А, когда одновременно уменьшалась нагрузка в остальных фазах для поддержания исходной суммарной загрузки генератора.

Регулирование частоты и напряжения генератора выполнялось на основе цифровых АРВ и АРЧВ, схемы которых представлены на рис.3.8. Токи, напряжения и параметры качества электроэнергии фиксировались прибором «Энергомонитор». Результаты измерений приведены в таблице 3.2. Представленные в таблице 3.2 данные, а также информация в таблице 3.3 и на рисунке 3.9, подтверждают результаты, полученные ранее в ходе имитационного моделирования.

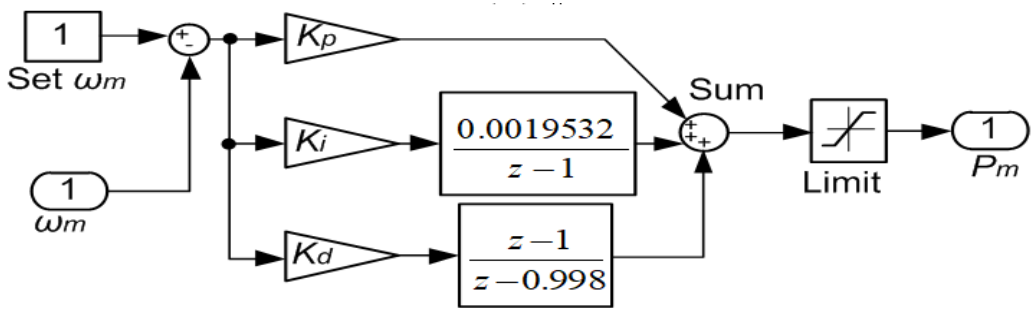
Таблица 3.2 – Данные измерений

Обозначение	Величина						
k_{2U}	0,82	1,24	1,74	2,10	2,36	2,45	3,21
k_{2I}	6,10	9,76	16,3	20,8	24,7	28,4	40,9
k_{Ua}	1,62	2,56	3,61	4,18	4,24	4,34	6,25
k_{Ub}	2,09	2,32	3,11	4,27	4,41	4,71	5,82
k_{Uc}	2,09	2,96	3,92	4,52	5,14	5,5	6,62
k_{Ia}	1,51	2,26	2,89	3,71	3,97	4,19	5,62
k_{Ib}	1,66	2,03	2,68	2,87	3,19	3,24	3,79
k_{Ic}	1,89	2,97	3,82	4,48	4,84	5,11	6,86
I_f	1,72	1,71	1,72	1,72	1,71	1,71	1,70
I_1	0,082	0,082	0,080	0,077	0,073	0,067	0,066
I_2	0,005	0,008	0,013	0,016	0,018	0,019	0,027
U_1	223,4	224,9	225,9	227,0	227,3	227,4	228,3
U_2	1,84	2,78	3,94	4,77	5,36	5,56	7,33
I_{SA}	0,085	0,086	0,088	0,090	0,091	0,092	0,093
I_{SB}	0,083	0,081	0,078	0,075	0,071	0,068	0,064
I_{SC}	0,078	0,076	0,073	0,070	0,066	0,064	0,062
dI	2,92	4,17	6,25	8,33	10,42	11,67	12,92
U_{SA}	128,6	129,7	130,6	128,9	129,4	130,2	128,3
U_{SB}	128,7	129,1	128,9	131,5	130,8	131,0	132,4
U_{SC}	129,8	131,7	132,7	132,5	132,8	133,0	134,8

Примечание: U_{SA}, U_{SB}, U_{SC} – фазные напряжения, В



(а)



(б)

Рисунок 3.8 – Схемы моделей АРВ (а) и АРЧВ (б) физической установки

Проведенные эксперименты показали, что при работе СГ на несимметричную нагрузку возникают высшие гармоники тока и напряжения в обмотке статора. Наибольшую амплитуду имеет третья гармоника. Это объясняется тем, что в обмотке ротора при наличии несимметричной нагрузки образуются токи частотой 100 Гц, которые образуют дополнительный электромагнитный момент, складывающийся с основным моментом. В результате чего в обмотке статора генератора образуются токи частотой 150 Гц.

Таблица 3.3 – Коэффициенты гармонических составляющих

№ гармоники	Коэффициенты гармоник напряжения и тока					
	$k_{U(n)A}$, %	$k_{U(n)B}$,%	$k_{U(n)C}$,%	$k_{I(n)A}$, %	$k_{I(n)B}$, %	$k_{I(n)C}$, %
1	100	100	100	100	100	100
2	0,39	0,31	0,26	0,27	0,2	0,25
3	5,73	5,83	6,01	5,52	3,55	6,54
4	0,15	0,09	0,07	0,03	0,02	0
5	1,15	1,18	0,21	0,67	0,54	0,49
6	0,37	0,39	0,34	0,19	0,25	0,23
7	0,39	0,33	0,25	0,23	0,08	0,32
8	0,45	0,22	0,54	0,46	0,11	0,56
9	0,04	0,13	0,05	0	0,08	0
10	0,52	0,76	0,74	0,47	0,4	0,65
11	0,31	0,40	0,30	0,21	0,14	0,23
12	0,29	0,26	0,62	0,35	0,11	0,52
13	0,24	0,45	0,29	0,24	0,23	0,41
14	0,18	0,23	0,13	0,12	0,08	0,17
15	0,10	0,14	0,16	0,04	0,05	0,10

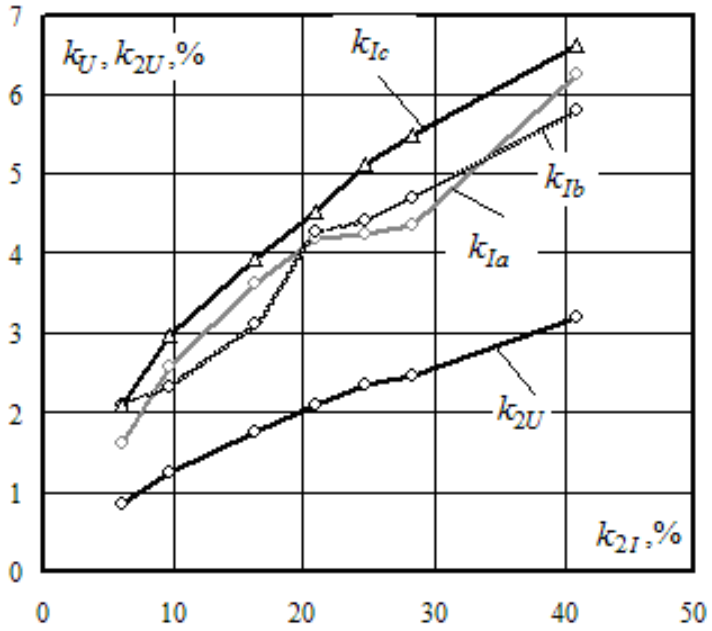
В ходе эксперимента генератор был нагружен приблизительно на одну треть от своей номинальной мощности, поэтому максимальное отклонение токов по фазам незначительно превысило 12% только при уровне k_{2I} около 40%. При этом среднее значение тока возбуждения оставалось практически неизменным. Зависимости на рис. 3.9 немного отличаются от линейных, полученных в результате имитационного моделирования, что обусловлено принятыми упрощениями и погрешностями измерений при физическом моделировании.

Анализ результатов моделирования позволил сделать следующие выводы:

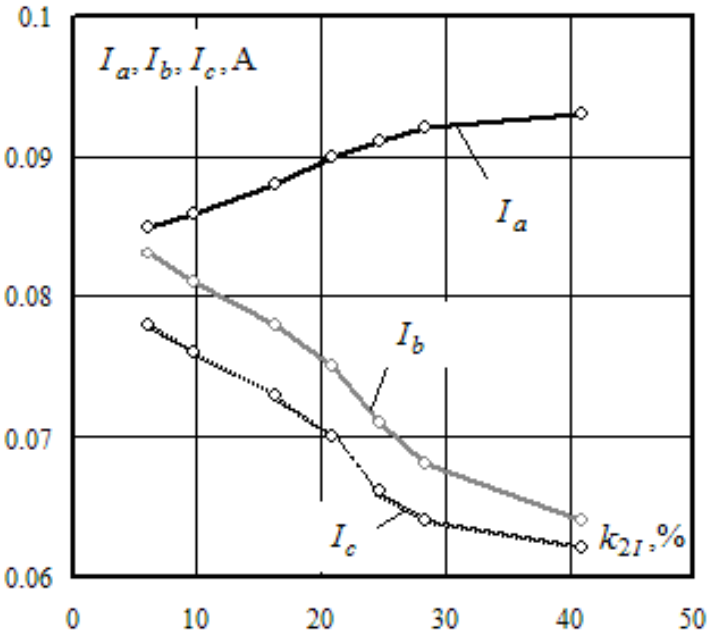
1. Синхронный генератор генерирует высшие гармоники тока и напряжения при работе на несимметричную нагрузку.

2. В случае работы генератора на несимметричную нагрузку среднее значение тока возбуждения практически не изменяется. Однако в обмотке ротора наводится ток частотой 100 Гц. Его амплитуда повышается пропорционально росту коэффициента несимметрии токов обратной последовательности.

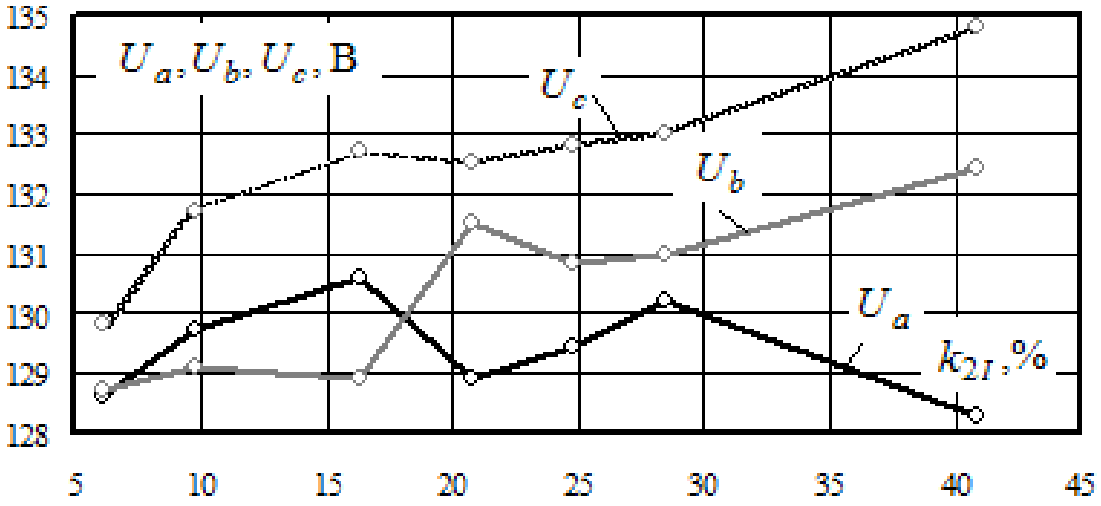
3. Мощность синхронного генератора при работе на несимметричную нагрузку нужно ограничивать, что может контролироваться по разности токов в фазах, максимально-допустимая величина которой определяется индивидуально для типа и мощности генератора.



(а)



(б)



(в)

Рисунок 3.9 – Зависимость параметров режима генератора от коэффициента несимметрии токов k_{2I} : а – зависимость коэффициентов гармоник и коэффициента несимметрии напряжения от коэффициента несимметрии тока; б – зависимость фазных токов от коэффициента несимметрии тока; в – зависимость фазных напряжений от коэффициента несимметрии тока

3.1.2. Исследование работы синхронного генератора малой мощности на нелинейную нагрузку

Схема исследуемой модели приведена на рис.3.10. В ходе эксперимента генератор работал на активно-индуктивную нагрузку мощностью 1,8+*j*0,6 МВ·А.

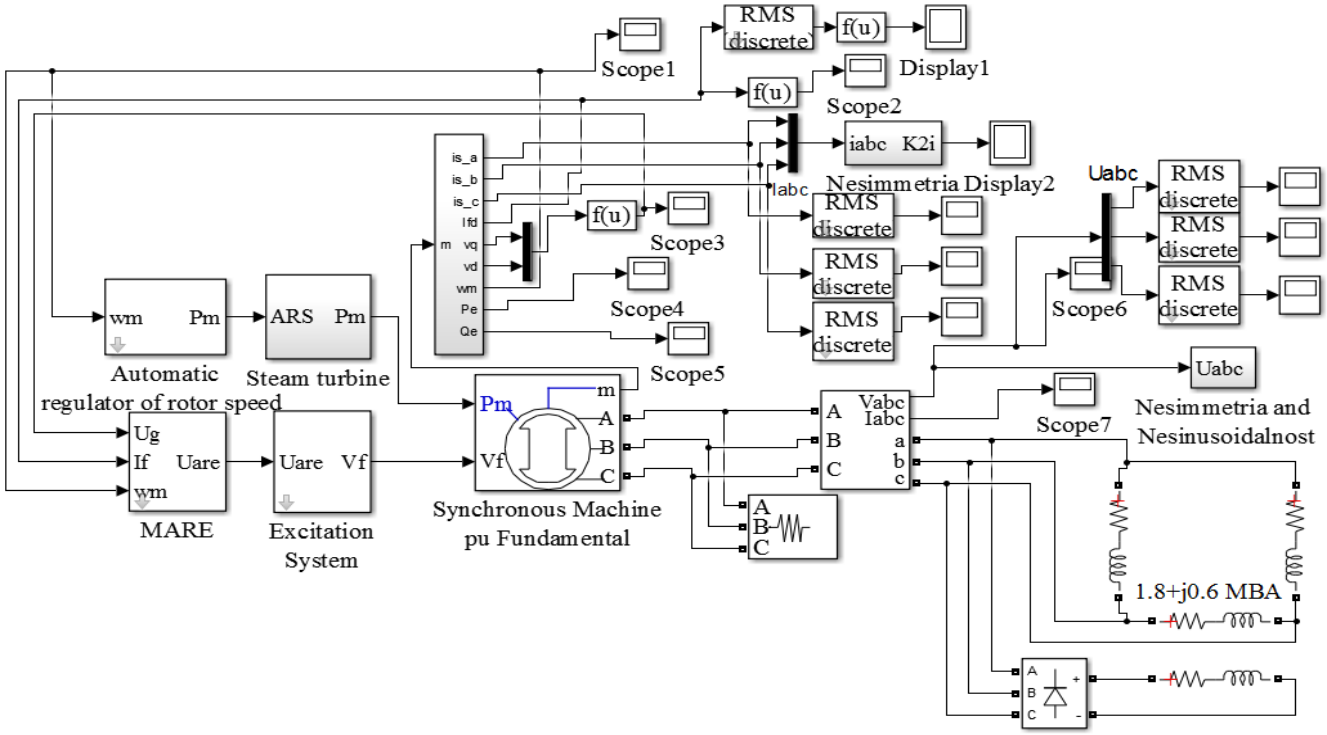


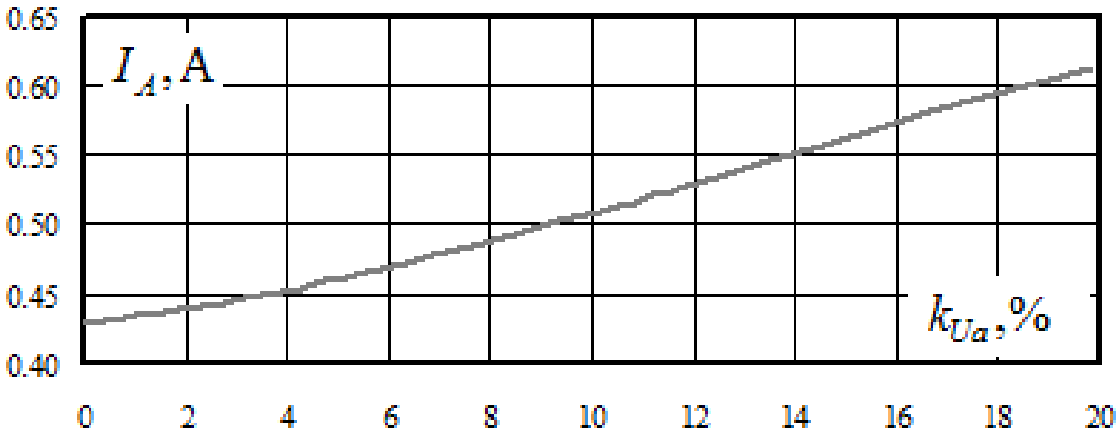
Рисунок 3.10 – Схема имитационной модели турбогенератора, работающего на симметричную и нелинейную нагрузку

Искажения тока и напряжения достигались путём одновременного увеличения мощности нагрузки выпрямителя и уменьшения основной линейной нагрузки. Результаты моделирования, соответствующие данным, полученным в [228], собраны в табл. 3.4 и проиллюстрированы на рис.3.11 и 3.12. Рост гармонических составляющих тока нагрузки ведёт к увеличению токов в статоре и роторе (рис. 3.11) при сохранении симметричного режима работы. Измерения показали, что с увеличением искажений усиливается амплитуда вынужденных колебаний тока возбуждения генератора с частотой, кратной 300 Гц (рис. 3.12 в, г).

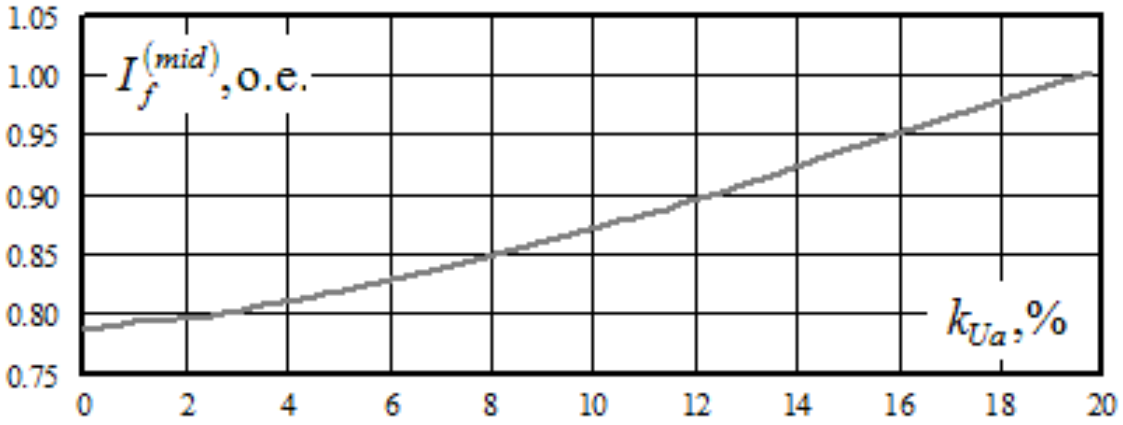
Таблица 3.4 – Экспериментальные данные работы турбогенератора на нелинейную нагрузку

Параметр	Величина												
$k_{2I}\cdot10^{-3}$	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2
$k_{2U}\cdot10^{-3}$	0	2	6	7	8	6	9	9	13	19	21	17	22
k_{Ua}	0,001	0,741	1,821	2,733	3,503	4,250	4,948	6,794	8,5	10,15	11,67	15,6	19,77
k_{Ub}	0,001	0,746	1,842	2,738	3,528	4,260	4,915	6,819	8,53	10,16	11,63	15,58	19,8
k_{Uc}	0,001	0,727	1,847	2,710	3,534	4,234	4,942	6,827	8,537	10,12	11,66	15,9	19,8
$I_f^{(\mathrm{mid})}$	0,787	0,791	0,795	0,801	0,807	0,812	0,818	0,837	0,855	0,874	0,891	0,945	1,003
$I_f^{(\mathrm{max})}$	0,787	0,792	0,799	0,807	0,814	0,822	0,83	0,853	0,876	0,898	0,921	0,982	1,0491
I_{mf}	0	0,001	0,004	0,006	0,008	0,011	0,013	0,019	0,025	0,03	0,035	0,048	0,06
I_A	0,430	0,432	0,438	0,443	0,449	0,454	0,46	0,477	0,493	0,509	0,525	0,569	0,613
I_B	0,430	0,432	0,438	0,443	0,449	0,454	0,46	0,477	0,493	0,509	0,525	0,569	0,613
I_C	0,430	0,432	0,438	0,443	0,449	0,454	0,46	0,477	0,493	0,509	0,525	0,569	0,613

Примечание: I_{mf}, о.е. – амплитуда колебаний тока частотой 300 Гц; I_A, I_B, I_C – токи статора, о.е.

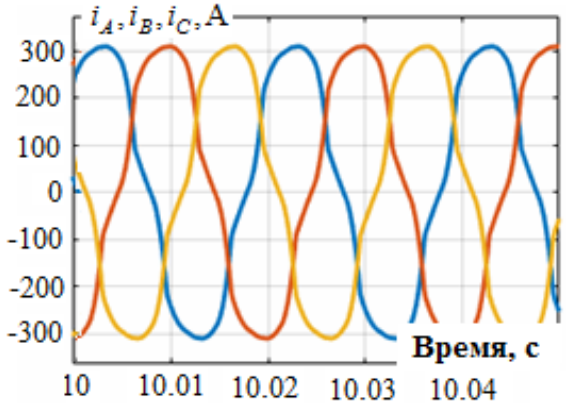


(а)

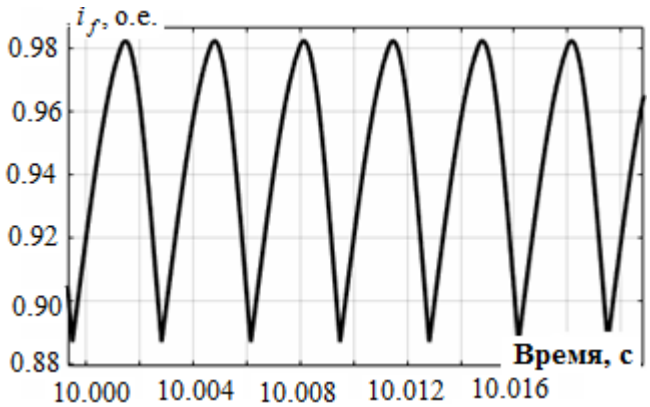


(б)

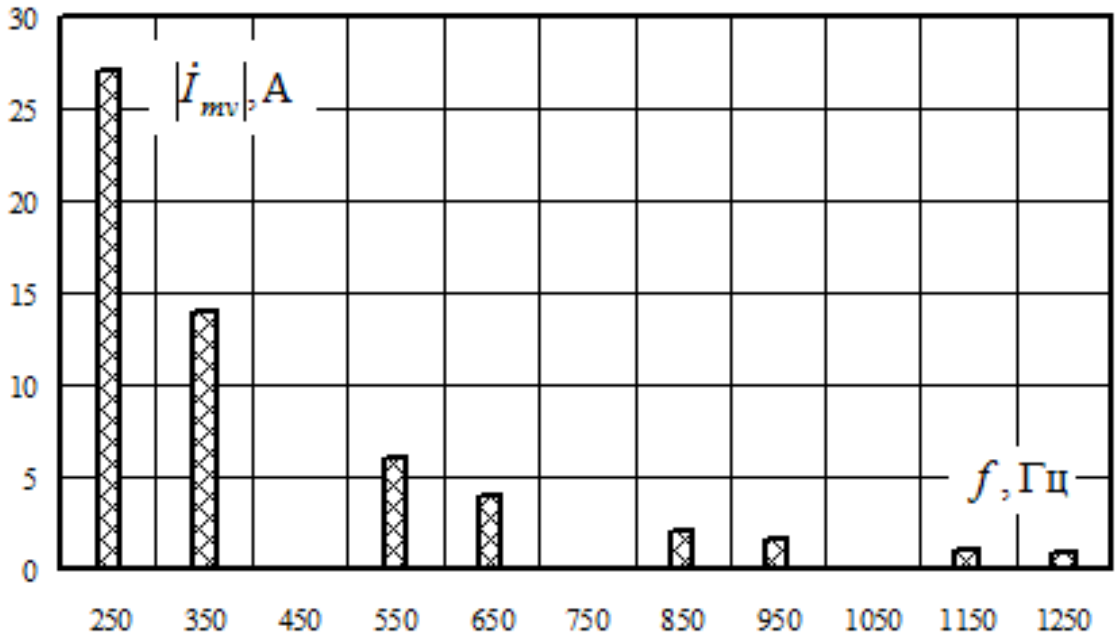
Рисунок 3.11 – Токи статора (а) и ротора (б) генератора при увеличении искажения



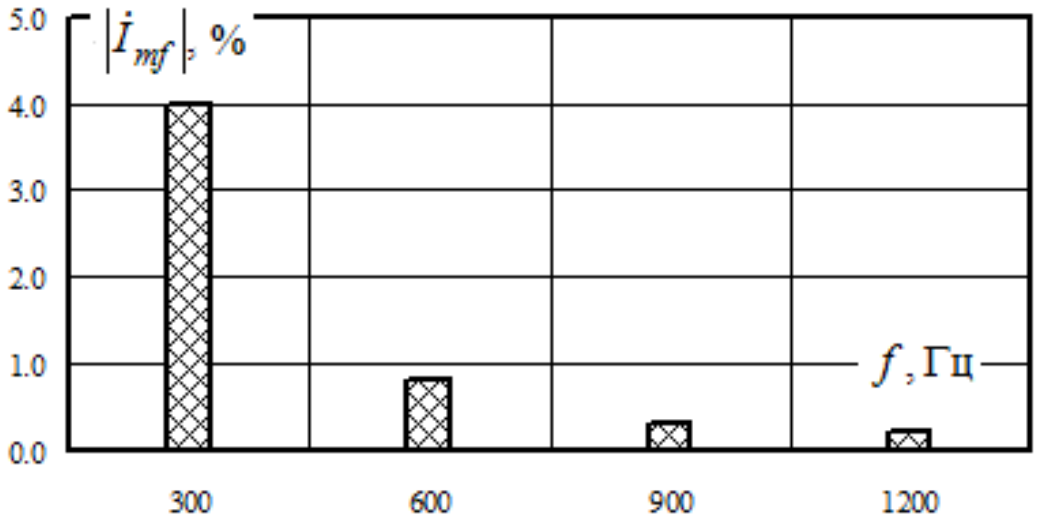
(а)



(б)



(в)



(г)

Рисунок 3.12 – Токи статора (а) и ротора (б) генератора и их гармонический состав (в, г) при k_{Ua} =15,6%

Увеличение амплитуд высших гармоник тока нагрузки сопровождается повышением токов в статоре и роторе СГ, а также появлением колебаний электрических и механических параметров. Игнорирование этих факторов может привести к ускоренному износу оборудования, а также к повреждению СГ. Также необхоимо отметить, что в условиях гармонических искажений токов и напряжений уменьшается запас устойчивости генератора. Эксперименты на имитационной модели показали, что при работе СГ на нелинейную нагрузку, составляющую 85% от номинальной мощности генератора, и при подключении дополнительной нагрузки система теряет устойчивость. Когда генератор работает на линейную нагрузку такой же мощности, системы автоматического регулирования частоты и напряжения эффективно компенсируют возникающие возмущения. Соответствующие графики зависимости отклонения частоты от времени представлены на рис. 3.13. В этом эксперименте суммарный коэффициент гармонических искажений напряжения достигал 10%, а среднеквадратичное значение тока возбуждения повышалось на 55% по сравнению с работой СГ на линейную нагрузку. Эти аспекты, проявляющиеся и в реальных условиях работы систем электроснабжения с низким качеством электроэнергии, также требуют внимания.

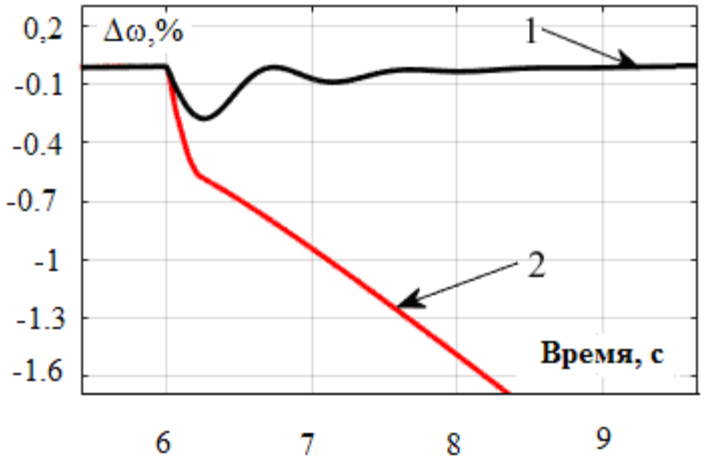


Рисунок 3.13 – Отклонение частоты Δω при подключении мощной нагрузки: 1 – линейная нагрузка; 2 – нелинейная нагрузка

В результате имитационного моделирования выявлено, что с увеличением гармонических искажений тока нагрузки для СГ проявляется следующее:

1. Увеличиваются токи в обмотках статора и ротора. Например, при $k_{Ua}=15{,}6\%$ среднеквадратичный ток статора повысился на 32%. При $k_{Ua}=3{,}5\%$ среднее значение тока возбуждения увеличилось на 2,5% по сравнению с отсутствием выпрямительной нагрузки, а при $k_{Ua}=15{,}6\%$ (когда нелинейная нагрузка составляет 25% от номинальной мощности генератора) – на 20%. Это связано с неправильной работы алгоритма АРВ в условиях низкого качества электроэнергии. Для решения проблемы необходимо дополнительно использовать фильтры гармоник на входе АРВ.

2. Увеличивается амплитуда колебаний тока возбуждения частотой 300 Гц. Например, при коэффициенте гармоник напряжения в фазе А $k_{Ua}=15{,}6\%$ амплитуда колебаний тока возбуждения составила 5% от полезного сигнала. Это может привести к быстрому износу генератора и потере устойчивости.

3.1.3. Исследование совместного воздействия несимметричной и нелинейной нагрузки на работу синхронного генератора

Схема исследуемой имитационной модели представлена на рис.3.14 [242-245]. В ходе эксперимента генератор работал на активно–индуктивную нагрузку мощностью 2 + *j*0,6 МВ·А. Несимметрия и искажения увеличивались аналогично

предыдущим экспериментам. Результаты имитационного моделирования представлены в табл. 3.5 и на рис. 3.15 – 3.18. Они корреспандируются с результатами предыдущих экспериментов. При увеличении несимметрии и нелинейной нагрузки повышается амплитуда колебаний скорости ротора генератора частотой 100 и 300 Гц. Это может вызвать биения и ускоренный износ механических частей генератора.

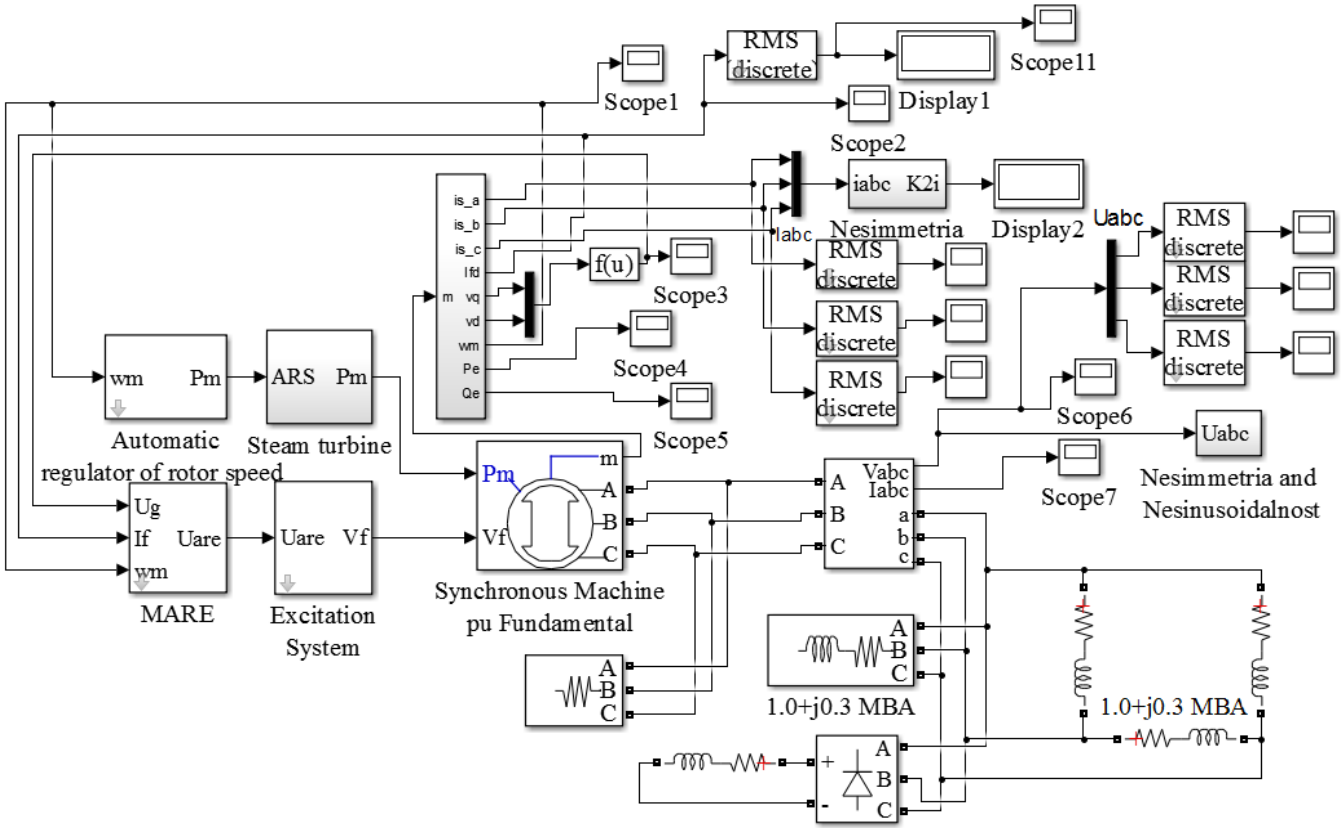
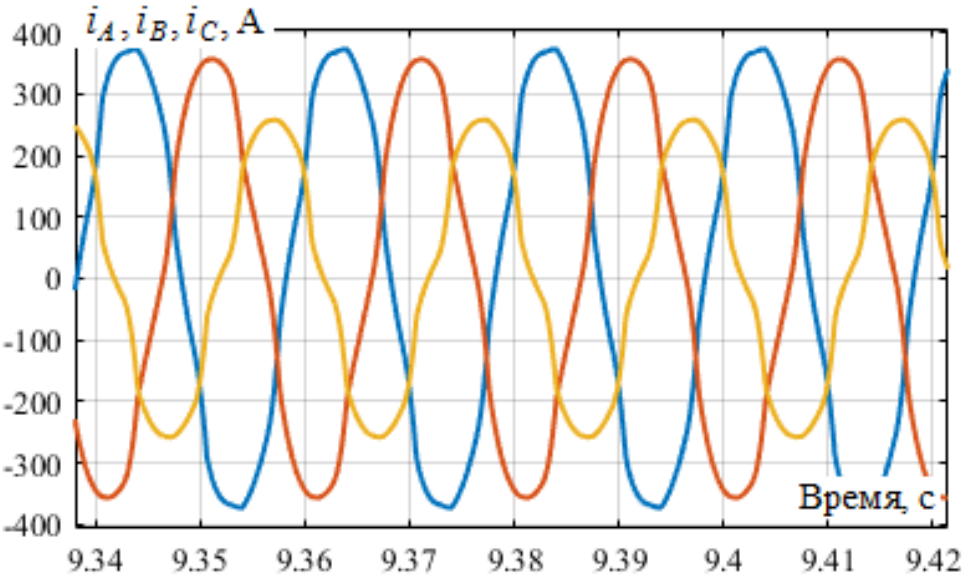
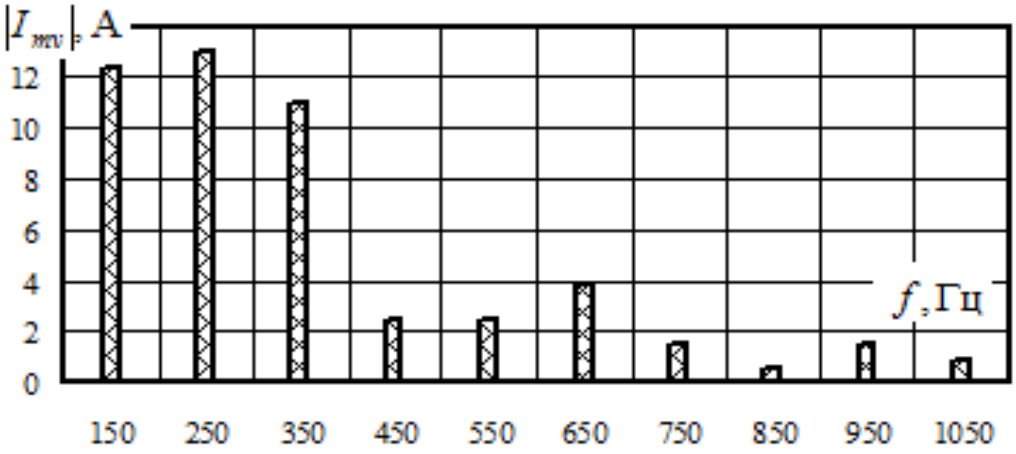


Рисунок 3.14 – Схема исследуемой имитационной модели



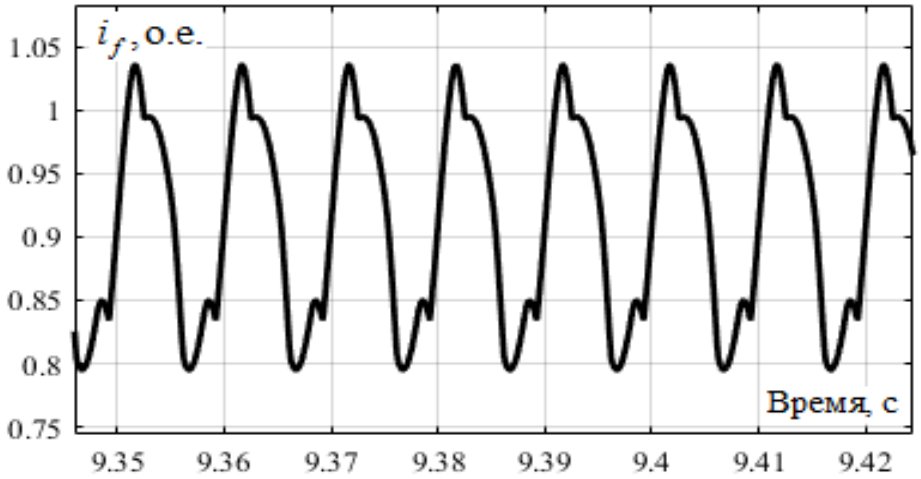
(а)



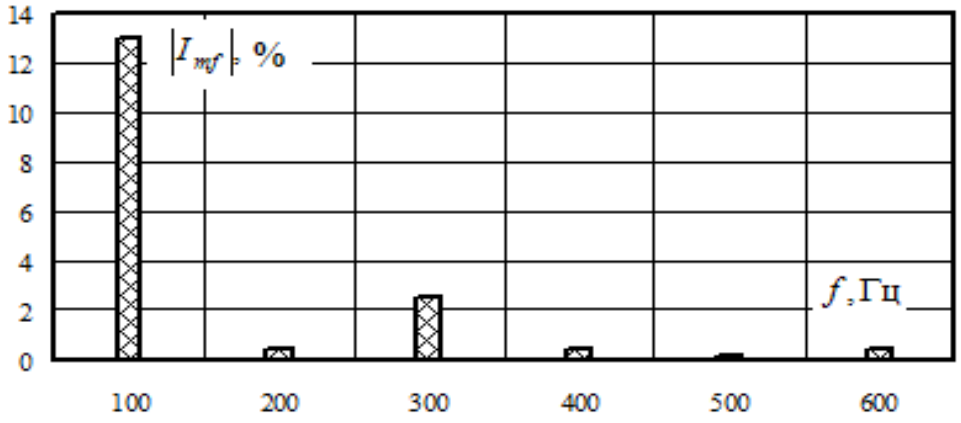
(б)

Рисунок 3.15 – Временные зависимости тока статора (а) и гармонический состав тока (б) при $k_{Ua} = 10{,}3\%$ и $k_{2U} = 5{,}8\%$

При увеличении разности токов в фазах и соответственно коэффициента k_{2I} наблюдается рост гармонических искажений (рис.3.17).



(а)

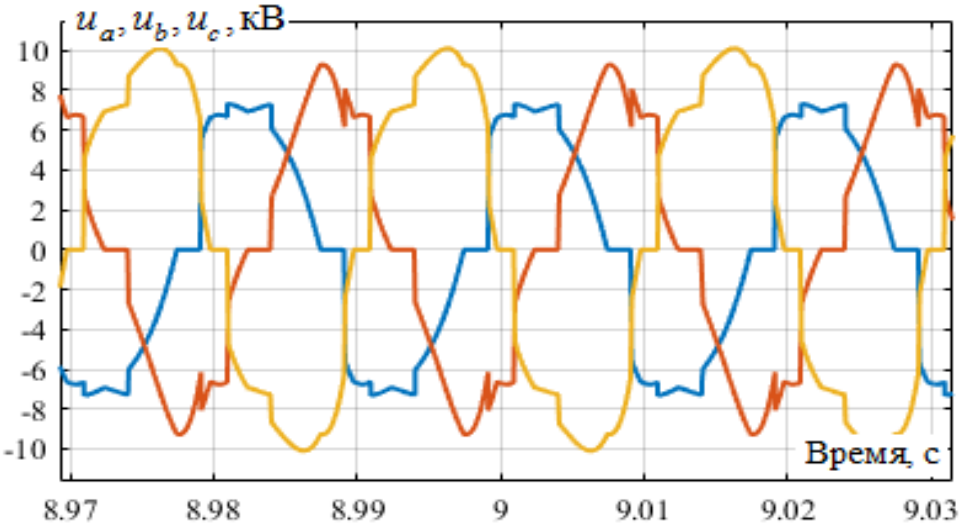


(б)

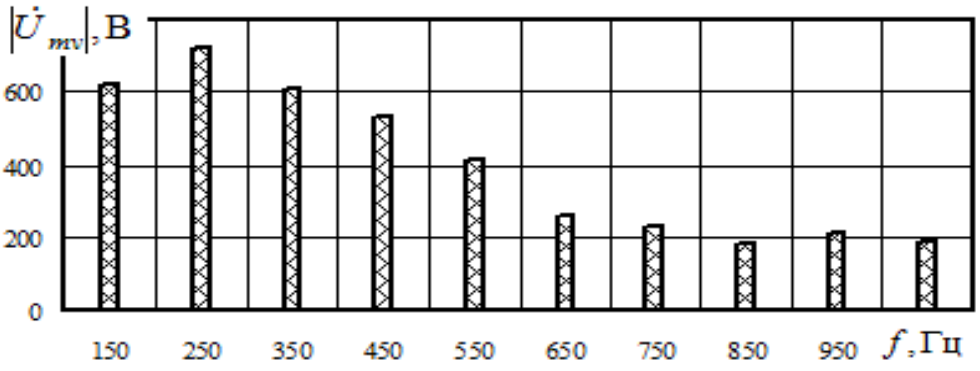
Рисунок 3.16 – Ток возбуждения (а) и его гармонический состав (б) при $k_{Ua} = 10{,}32\%$ и $k_{2U} = 5{,}832\%$

Таблица 3.5 – Результаты имитационного моделирования

Параметр	Числовое значение					
k_{2I}	0	3,45	5,15	8,38	11,49	14,48
k_{2U}	0	0,78	1,18	1,95	2,73	3,53
k_{Ua}	0,001	2,17	3,62	4,9	5,98	6,99
k_{Ub}	0,001	2,21	3,63	4,99	6,16	7,24
k_{Uc}	0,001	2,2	3,61	4,91	6,02	7,08
$I_f^{(mid)}$	0,83	0,84	0,84	0,85	0,86	0,87
$I_f^{(max)}$	0,83	0,86	0,87	0,9	0,92	0,95
I_{mf}	0	0,02	0,03	0,04	0,06	0,07
U_A	1	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98
U_B	1	0,99	1	0,99	0,99	0,99
U_C	1	1,01	1,01	1,02	1,03	1,04
I_A	0,47	0,49	0,5	0,53	0,55	0,58
I_B	0,47	0,49	0,49	0,5	0,52	0,53
I_C	0,47	0,47	0,46	0,46	0,45	0,45
dI	0	5,6	8,7	13,6	18,3	22,4



(а)



(б)

Рисунок 3.17 – Напряжение генератора (а) и его гармонический состав (б)

Моделирование показывает, что при работе СГ на нелинейную несимметричную нагрузку мощностью 2,4+*j*1,45 МВ·А (загрузка генератора 90%) амплитуда колебаний электрических и механических параметров достигает больших значений. В результате подключения дополнительной нагрузки теряется устойчивость генератора (рис.3.18).

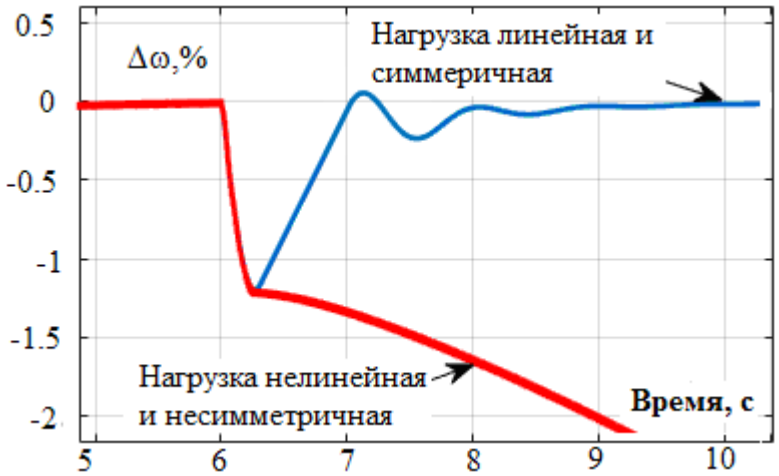


Рисунок 3.18 – Отклонение частоты при подключении дополнительной нагрузки

Экспериментальные исследования также проводились на физической модели ГУ. Схема экспериментальной установки показана на рис.3.19. При этом генератор работал на активно-индуктивную нагрузку мощностью 35 + *j*8 В·А.

Результаты измерений представлены в табл. 3.6 и 3.7, в которых вводятся следующие обозначения: k_{Ia}, k_{Ib}, k_{Ic} – суммарные коэффициенты гармоник токов, %; I_1, I_2 – токи прямой и обратной последовательности, А; I_{SA}, I_{SB}, I_{SC} – фазные токи статора, А; U_{SA},U_{SB}, U_{SC} – фазные напряжения, В. Полученные данные коррелируют с результатами имитационного моделирования.

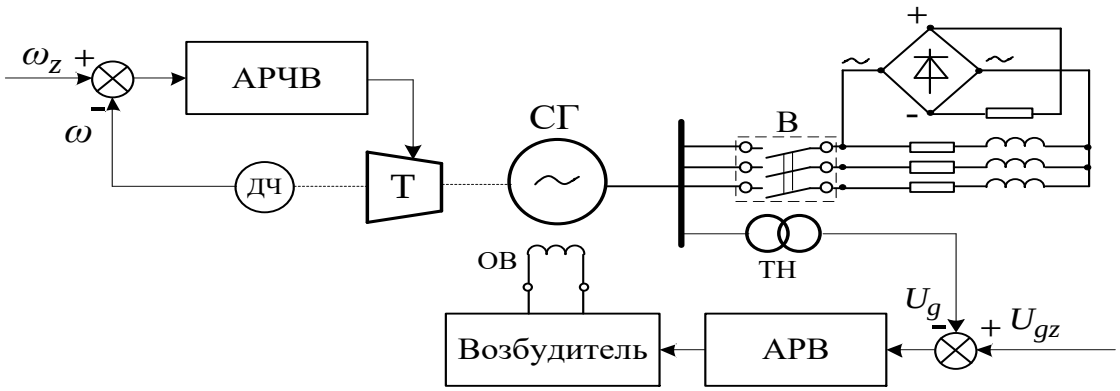


Рисунок 3.19 – Схема физической установки с нелинейной нагрузкой

Таблица 3.6 – Результаты экспериментов на физической модели генератора

Обозначение	Числовое значение параметра					
k_{2U}, %	0,38	1,19	2,07	3,30	4,61	5,87
k_{2I}, %	0	8,89	17,98	31,82	47,13	65,85
k_{Ua}	1,46	2,68	4,16	6,07	8,29	10,38
k_{Ub}	1,48	2,44	3,73	6,43	9,11	11,78
k_{Uc}	1,57	2,61	4,25	6,47	9,02	11,63
k_{Ia}	1,38	2,55	4,02	6,13	8,62	10,79
k_{Ib}	1,44	2,22	3,57	5,65	8,26	10,25
k_{Ic}	1,77	2,97	4,46	6,61	9,22	11,26
I_f	0,16	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17
I_1	0,091	0,09	0,089	0,088	0,087	0,082
I_2	0	0,008	0,016	0,028	0,041	0,054
U_1	223,1	224,9	226,2	228,3	229,4	230,4
U_2	1,03	2,8	4,81	7,56	10,5	13,52
I_{SA}	0,092	0,098	0,103	0,111	0,12	0,124
I_{SB}	0,091	0,083	0,073	0,062	0,047	0,03
I_{SC}	0,091	0,092	0,094	0,099	0,108	0,115
dI	1,1	15,3	29,1	44,1	60,8	75,8
U_{SA}	128,1	127,9	127,7	127,9	127,1	124,9
U_{SB}	129,1	130,2	130,6	132,1	133,7	136,1
U_{SC}	128,7	130,2	131,4	133,6	135,3	136,4

Таблица 3.7 – Коэффициенты гармоник тока и напряжения СГ

№ гармоники	Коэффициенты гармоник, %					
	$k_{U(n)A}$	$k_{U(n)B}$	$k_{U(n)C}$	$k_{I(n)A}$	$k_{I(n)B}$	$k_{I(n)C}$
1	100	100	100	100	100	100
2	0,1	0,31	0,11	0,25	0,28	0,28
3	10,42	11,28	11,3	10,87	10,06	11,38
4	0,16	0,17	0,08	0,03	0,04	0,04
5	1,38	2,36	1,53	1,13	1,81	1,22
6	0,26	0,36	0,31	0,13	0,22	0,19
7	0,19	0,25	0,07	0,1	0,05	0,11
8	0,43	0,37	0,41	0,5	0,33	0,44
9	0,05	0,14	0,08	0,02	0,03	0,04
10	0,47	0,86	0,72	0,56	0,61	0,59
11	0,34	0,46	0,26	0,2	0,3	0,14
12	0,2	0,33	0,45	0,37	0,28	0,45
13	0,27	0,34	0,37	0,24	0,32	0,33
14	0,15	0,35	0,26	0,16	0,23	0,21
15	0,09	0,21	0,14	0,05	0,14	0,09

По результатам имитационного и физического моделирования могут быть сформулированы следующие выводы:

1. Во время работы маломощного СГ на нелинейную и несимметричную нагрузку появляется ток обратной последовательности и высшие гармоники.

2. При увеличении несимметричной нагрузки наблюдается повышение амплитуды колебаний тока возбуждения генератора с частотами, кратными 100 и 300 Гц. Возникающие механические колебания ротора генератора приводят к вибрациям, ускоренному износу и потере устойчивости.

3. Для работы ГУ в условиях гармонических искажений и несимметрии требуется принятие специальных мер: подключение ГУ через ВПТ; применение фильтров гармоник; использование автоматики ограничения мощности генератора; применение энергороутеров и др.

3.2. Применение энергороутеров в системах электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии

Перспективным направлением развития электрических сетей является применение энергетических роутеров, построенных с использованием твердотельных трансформаторов [246-251]. Благодаря использованию энергороутеров с двойным активным мостом (рис.3.20), можно получить следующие эффекты:

- возможность подключения ВИЭ и накопителей энергии без дополнительных преобразователей;
- дополнительные доходы от реализации избыточной энергии ВИЭ;
- повышение надежности электроснабжения и улучшение качества электроэнергии и др.

В энергороутере с двойным активным мостом, как правило, используется твердотельный трансформатор (SST). Было предложено множество конфигураций SST [248-251], которые можно разделить на четыре основных типа:

• одноступенчатая топология (рис. 3.21);

• двухступенчатая топология со звеном постоянного тока на стороне низкого напряжения (рис. 3.22);

• двухступенчатая топология со звеном постоянного тока на стороне высокого напряжения (рис. 3.23);

• трёхступенчатая топология с двойным активным мостом (рис. 3.24).

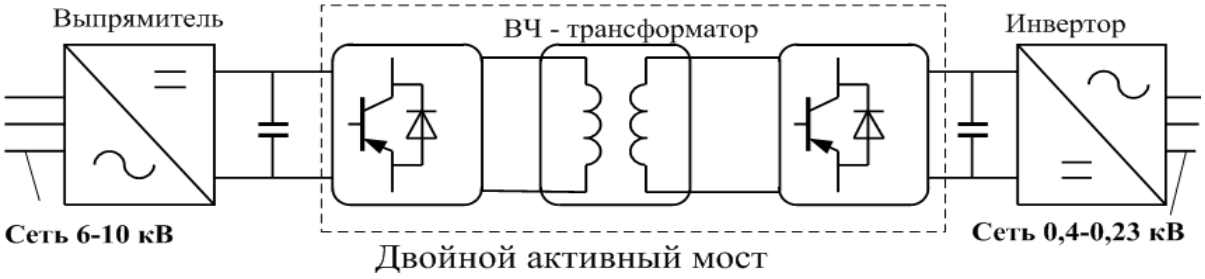


Рисунок 3.20 – Энергетический роутер на основе твердотельного трансформатора

Одноступенчатая топология является одной из первых реализаций. Она включает в себя прямой или матричный преобразователь AC-AC и не содержит звена постоянного тока. Отказ от шин постоянного тока считается недостатком, поскольку они предоставляют возможность выполнять дополнительные функции, такие как прямое подключение аккумуляторов электроэнергии.

Учитывая массовое внедрение солнечных панелей, аккумуляторных батарей, топливных элементов и т.д., большое внимание уделяется топологиям энергороутеров, включающим звенья постоянного тока. При этом трехступенчатая топология энергороутера с высокочастотным трансформатором облегчает интеграцию ВИЭ и мощных НЭ. Главный недостаток этой топологии – большое количество компонентов.

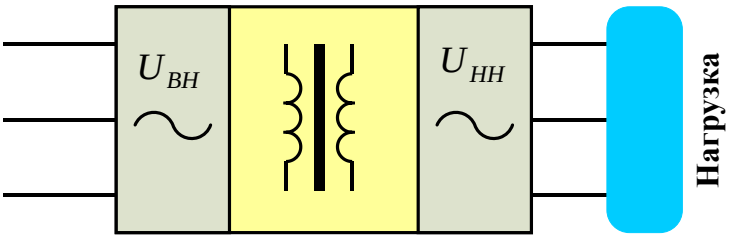


Рисунок 3.21 – Одноступенчатая топология

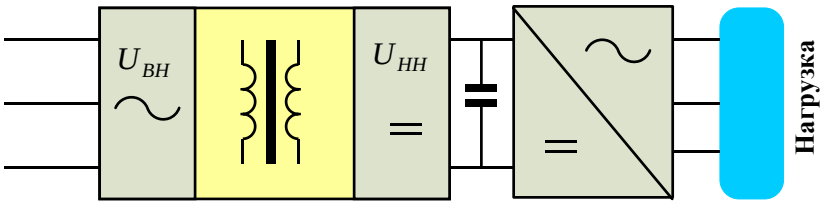


Рисунок 3.22 – Двухступенчатая топология энергороутера

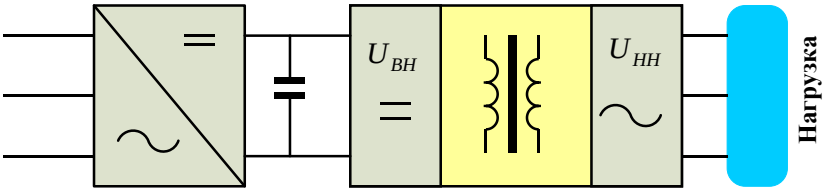


Рисунок 3.23 – Двухступенчатая топология энергороутера

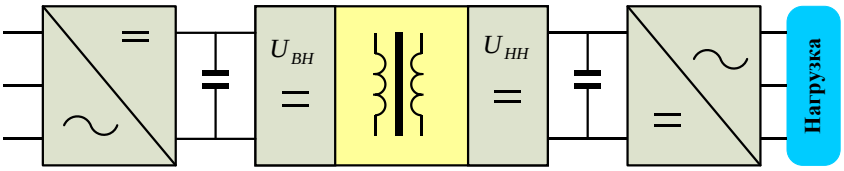


Рисунок 3.24 – Трехступенчатая топология

Энергороутеры могут успешно использоваться в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии как элемент, обеспечивающий управление потоками энергии и интеграцию распределённой генерации [252, 253]. На основе энергетического роутера может быть решена задача повышения качества электроэнергии.

3.2.1. Твердотельные трансформаторы

На рис.3.25 представлен общий вид трансформатора с указанием размеров. Диаметр стержня сердечника трансформатора D (рис. 3.25) в зависимости от частоты определяется по формуле [254]:

$$D = 16\sqrt[4]{\frac{S^{'}\beta a_p k_p}{f u_p B_c^2 k_c^2}}, \qquad (3.2)$$

где k_c – коэффициент заполнения активной сталью площади круга, описанного около сечения стержня; k_p – коэффициент приведения идеализированного поля рассеяния к реальному (коэффициент Роговского); B_c – максимальная индукция в

стержне, Тл; u_p – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, В; $S^{'}$ – мощность одного стержня трансформатора, кВ·А; β – отношение средней длины витка двух обмоток к высоте обмотки; a_p – приведенная ширина канала рассеяния, м; f – частота, Гц.

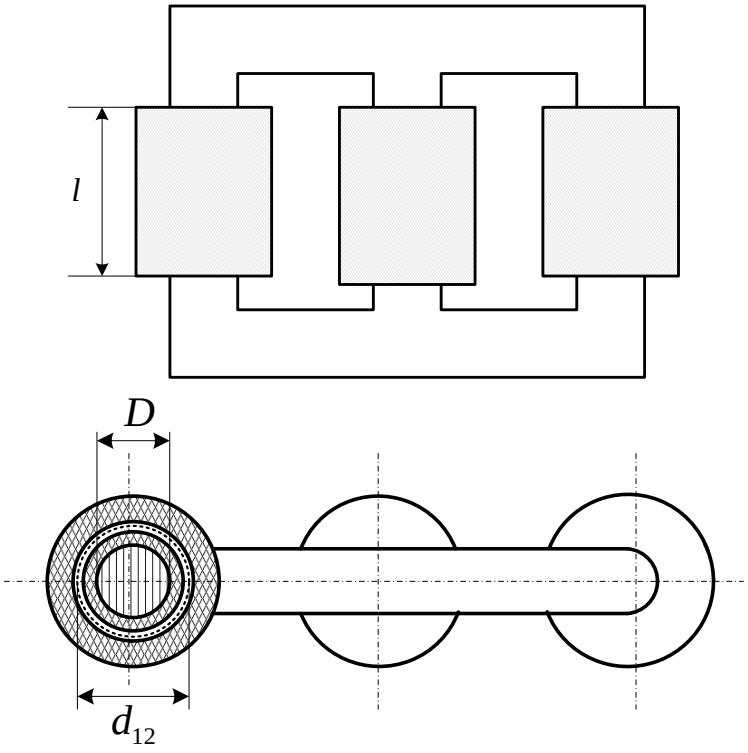


Рисунок 3.25 – Основные размеры трансформатора

Величина β определяется по выражению $\beta = \frac{\pi d_{12}}{l}$,

где d_{12} – диаметр осевого канала между обмотками (рис. 3.25); l – высота обмотки.

Обозначив $C_T = 16\sqrt[4]{\frac{S^{'}\beta a_p k_p}{u_p B_c^2 k_c^2}}$, можно записать $D = C_T \sqrt[4]{\frac{1}{f}}$.

Тогда для отношения диаметров при частотах, отличных от 50 Гц, можно получить следующее выражение:

$$kD = \frac{D_{50}}{D_f} = \sqrt[4]{\frac{f}{50}},$$

где $D_{50} = C_T \sqrt[4]{\frac{1}{50}}$; $D_f = C_T \sqrt[4]{\frac{1}{f}}$. Параметр l можно найти по формуле $l \approx \frac{\pi D}{\beta}$.

Для отношения объемов и, соответственно масс трансформатора при частотах, отличающихся от 50 Гц, можно записать

$$kV = \frac{V_T^{(50)}}{V_T^{(f)}} = \frac{D_{50}^3}{D_f^3} = \frac{\sqrt[4]{f^3}}{\sqrt[4]{12500}} = \sqrt[4]{\frac{f^3}{125000}},$$

где $V_T = \frac{\pi D^2 l}{4} = \frac{\pi^2 D^3}{4\beta}$; $V_T^{(50)} = \frac{\pi^2 D_{50}^3}{4\beta}$; $V_T^{(f)} = \frac{\pi^2 D_f^3}{4\beta}$.

При выводе выражений для kD и kV предполагалось, что остальные параметры, входящие в формулу (3.2) остаются неизменными.

На рис. 3.26 – 3.30 представлены зависимости, характеризующие изменение размеров и объема (массы) трансформатора при увеличении частоты.

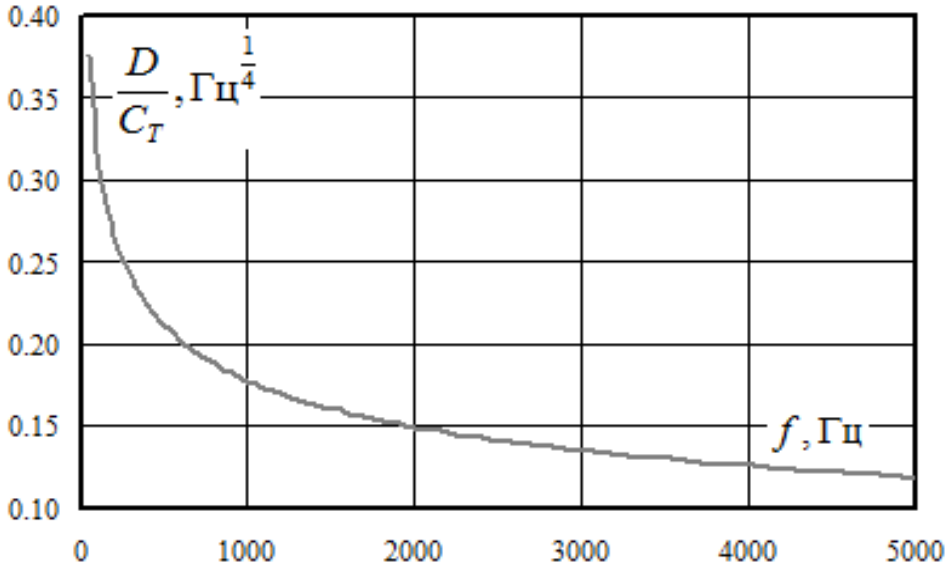


Рисунок 3.26 – Зависимость приведенного диаметра стержня от частоты

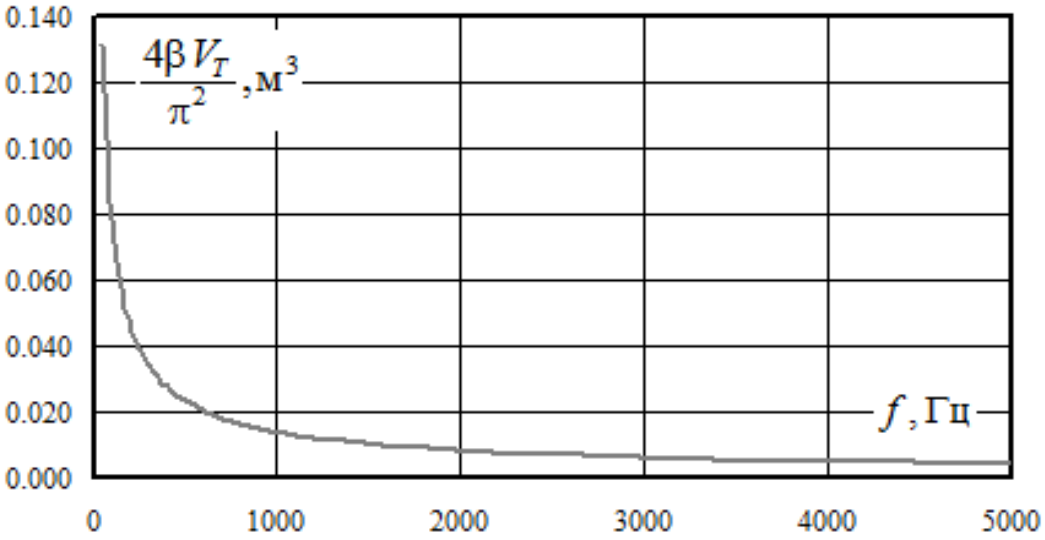


Рисунок 3.27 – Зависимость приведенного объема (массы) стержня от частоты

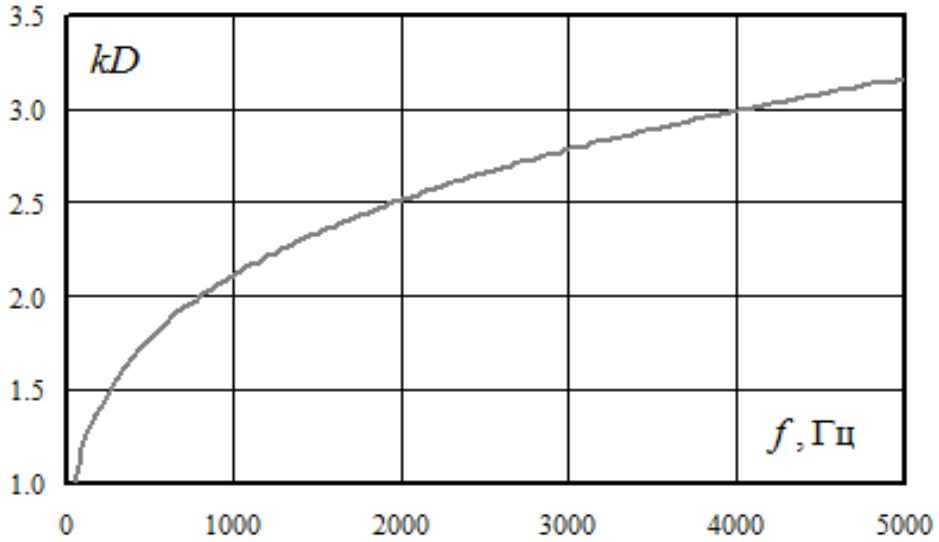


Рисунок 3.28 – Зависимость параметра *kD* от частоты

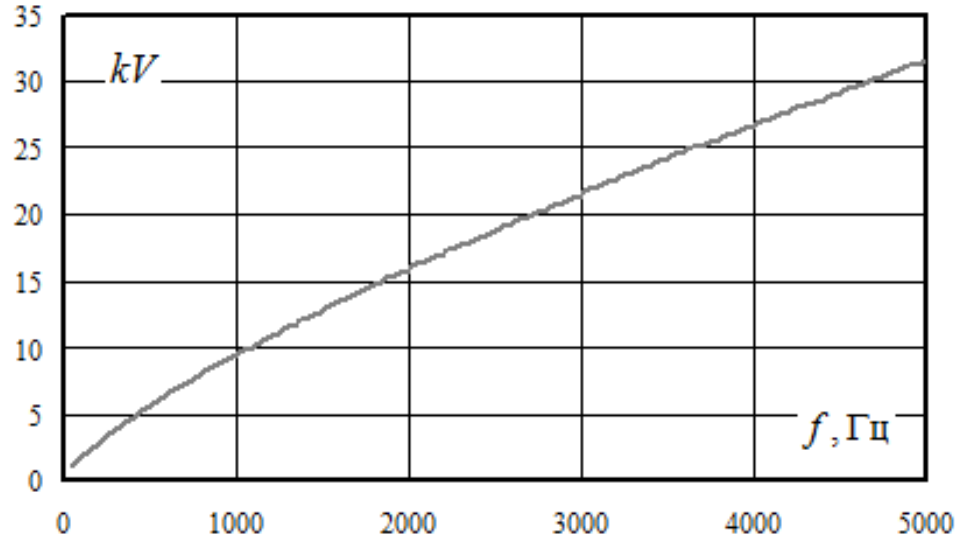


Рисунок 3.29 – Зависимость параметра *kV* от частоты

С ростом частоты уменьшаются габариты трансформатора. При частоте 5000 Гц масса магнитопровода снижается более чем в 30 раз. Необходимо отметить, что для получения большой мощности необходимо несколько параллельных ветвей с твердотельными трансформаторами (рис. 3.31). В этом случае эффект снижения габаритов и массы может уменьшаться, но оставаться при этом большим.



Рисунок 3.30 – Сравнение габаритов обычного и высокочастотного трансформаторов

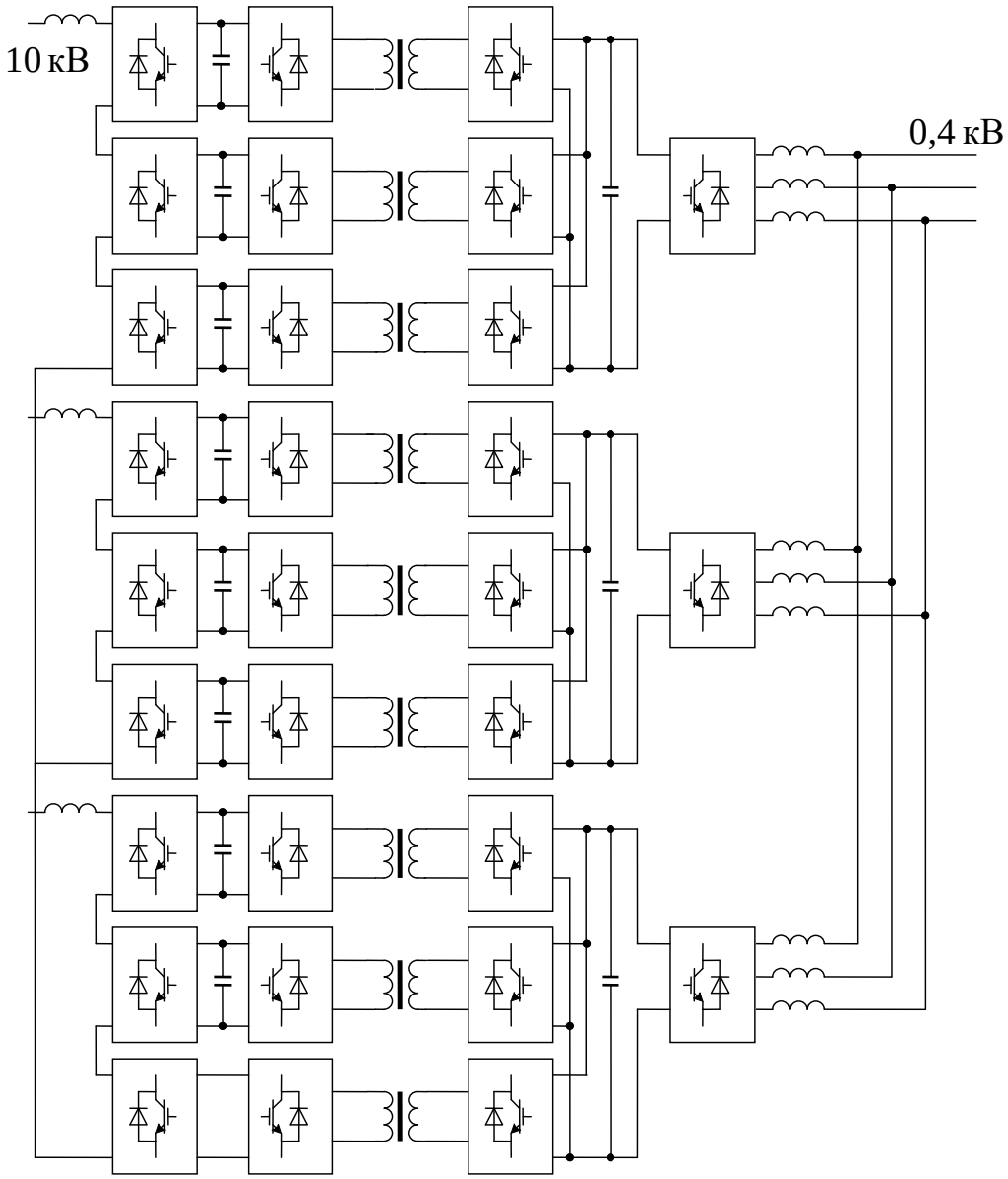


Рисунок 3.31 – Трехфазный твердотельный трансформатор с параллельными ветвями

3.2.2. Установившиеся и переходные режимы элекрических сетей с энергетическими роутерами

Ниже приводятся результаты имитационного моделирования работы СЭС с низким качеством электроэнергии, в составе которой имеется энергороутер и распределенная генерация, работающую на базе ВИЭ. Для регулирования напряжения выходного инвертора энергороутера применялась САР на основе пропорционально-интегрального (ПИ) регулятора. Схема модели энергороутера с регулятором напряжения показана на рис. 3.32, а на рис. 3.33 – схема модели инвертора с системой регулирования, работающего на СЭС 0,4 кВ.

Моделировался отдельный район электроснабжения, подключенный через энергороутер с генерирующими установками(рис.3.34): микроГЭС мощность 0,25 МВ·А и солнечной электростанции мощностью 0,1 МВт. Описание моделей АРВ и АРЧВ гидрогенератора представлено в главе 2 диссертации.

На рис. 3.35, 3.36 приведены результаты имитационного моделирования. В рассматриваемой СЭС имеет место заметная несинусоидальность и несимметрия напряжений и токов [255]. Когда в СЭС включен энергороутер, потребители получают электроэнергию высокого качества (рис. 3.36, табл. 3.8). По результатам моделирования можно отметить, что энергороутер позволяет надежно интегрировать в СЭС ГУ на основе ВИЭ.

Таблица 3.8 – Коэффициенты гармоник и несимметрии, %

	Место измерения показателя	k_{Uab}	k_{Ubc}	k_{Uca}	k_{2U}
1	В сети 10 кВ	10,66	9,11	8,74	4,24
2	На шинах 0,4 кВ	0,09	0,09	0,09	0,05

Необходимо отметить, что «неправильная» настройка регулятора инвертора вызывает колебания напряжения у потребителя (рис. 3.37, 3.38). Этот эффект наблюдался и при отсутствии САР.

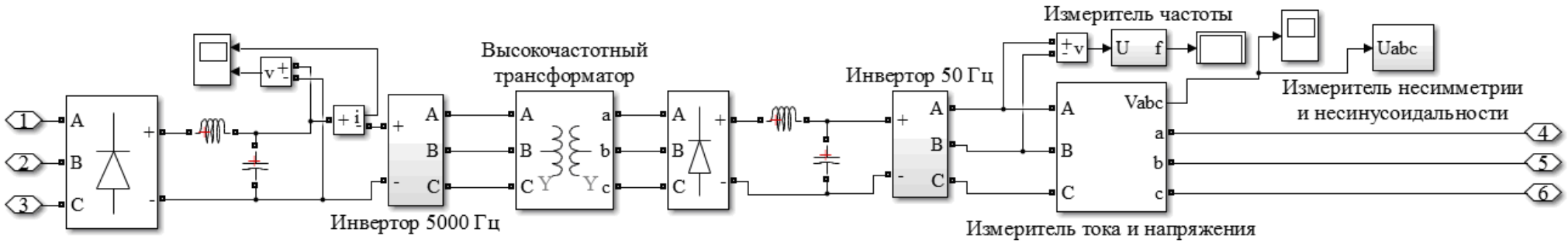


Рисунок 3.32 – Схема модели энергороутера

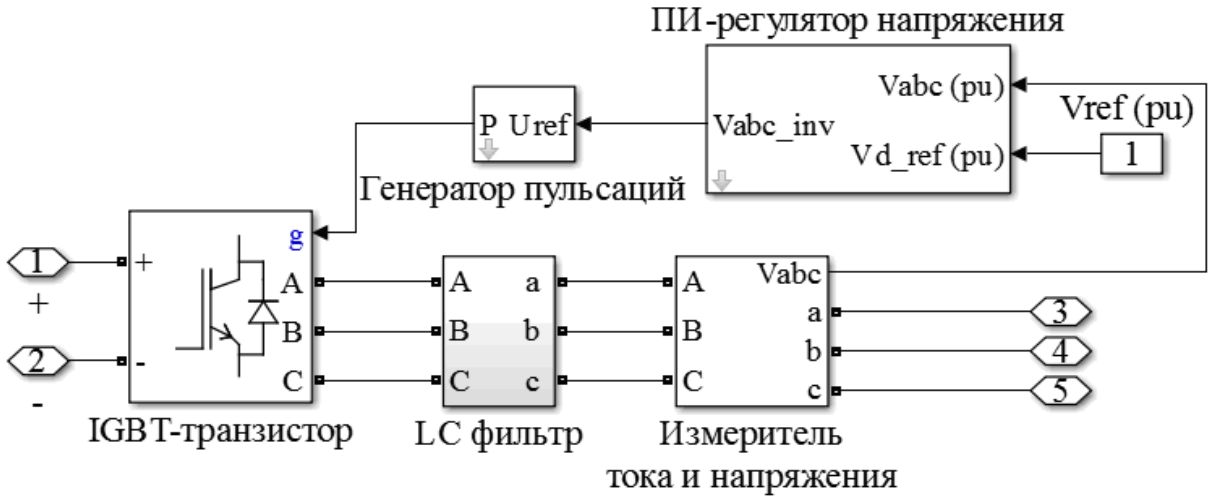


Рисунок 3.33 – Схема имитационной модели управляемого инвертора

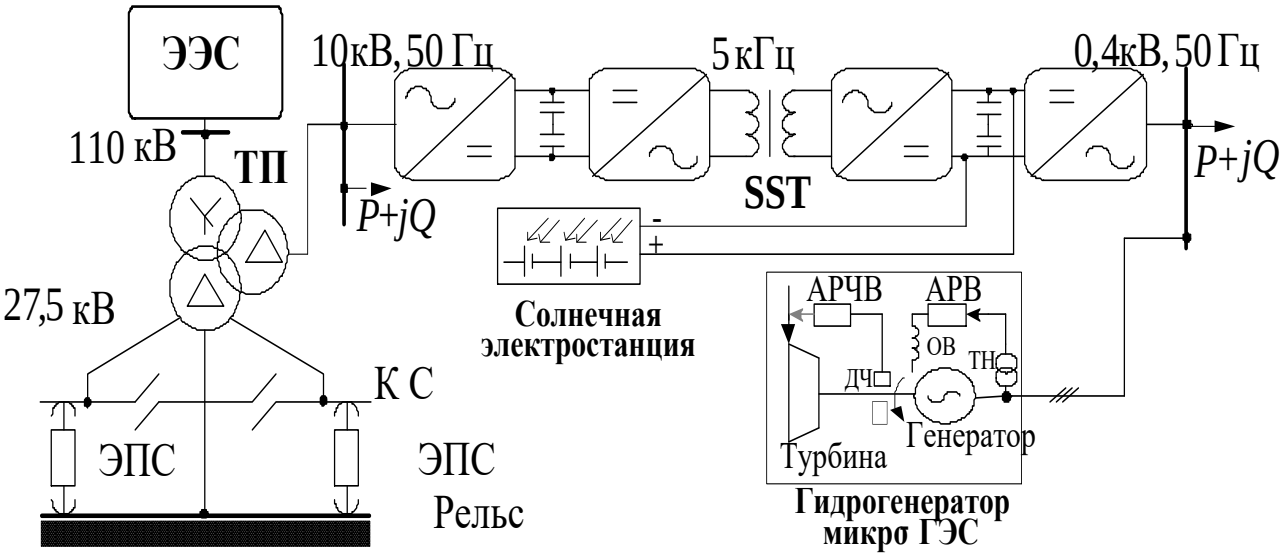


Рисунок 3.34 – Схема исследуемой СЭС

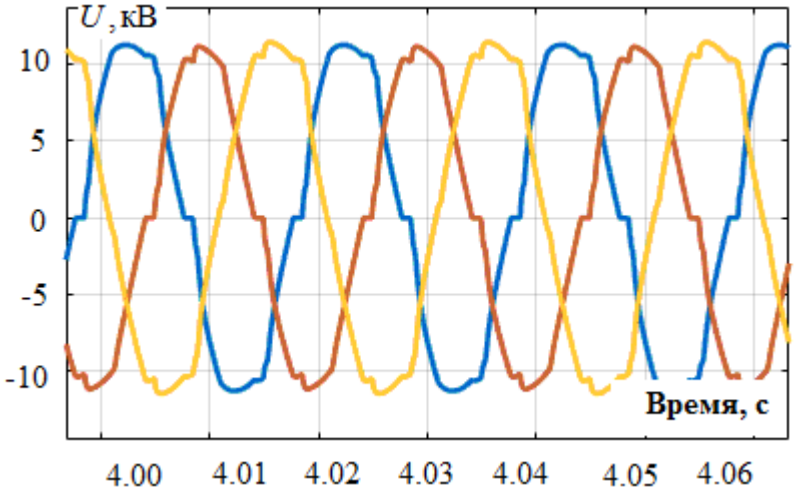


Рисунок 3.35 – Осциллограмма напряжения в месте подключения энергороутера

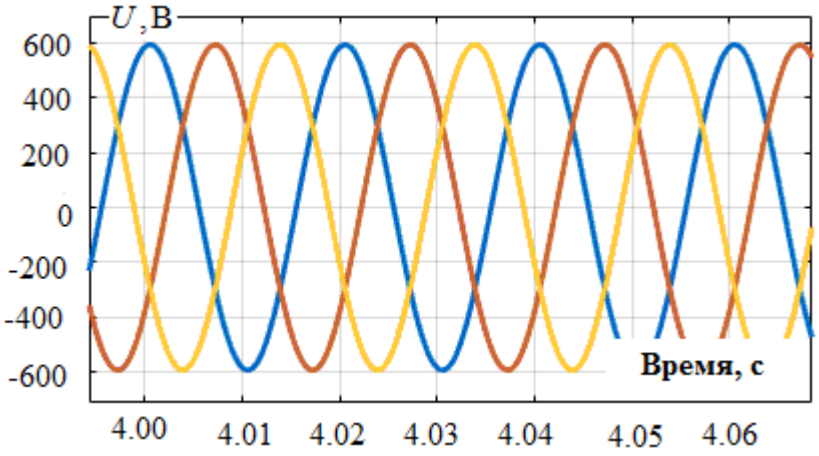


Рисунок 3.36 – Осциллограмма напряжения на выходе энергороутера

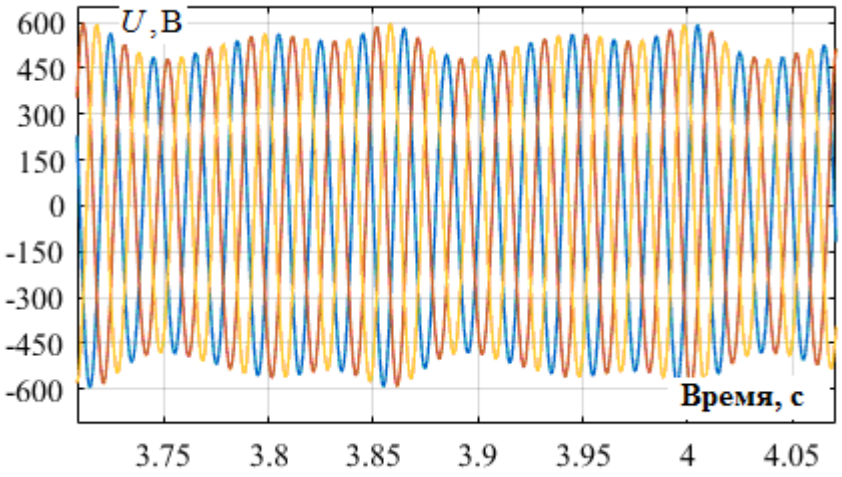


Рисунок 3.37 – Напряжение при неоптимальной настройке регулятора выходного инвертора энергороутера

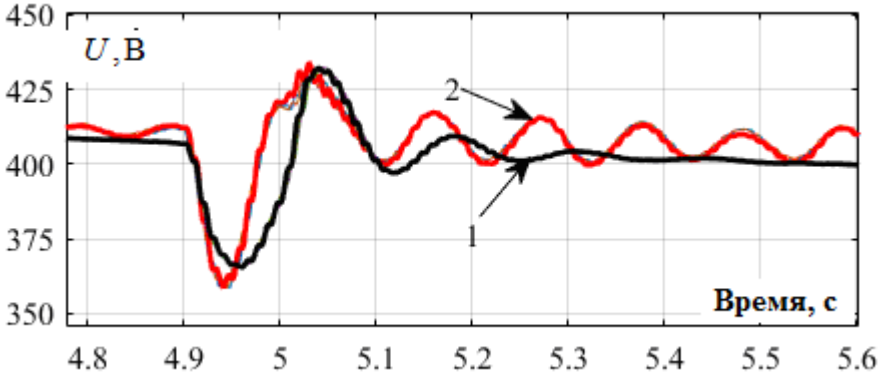
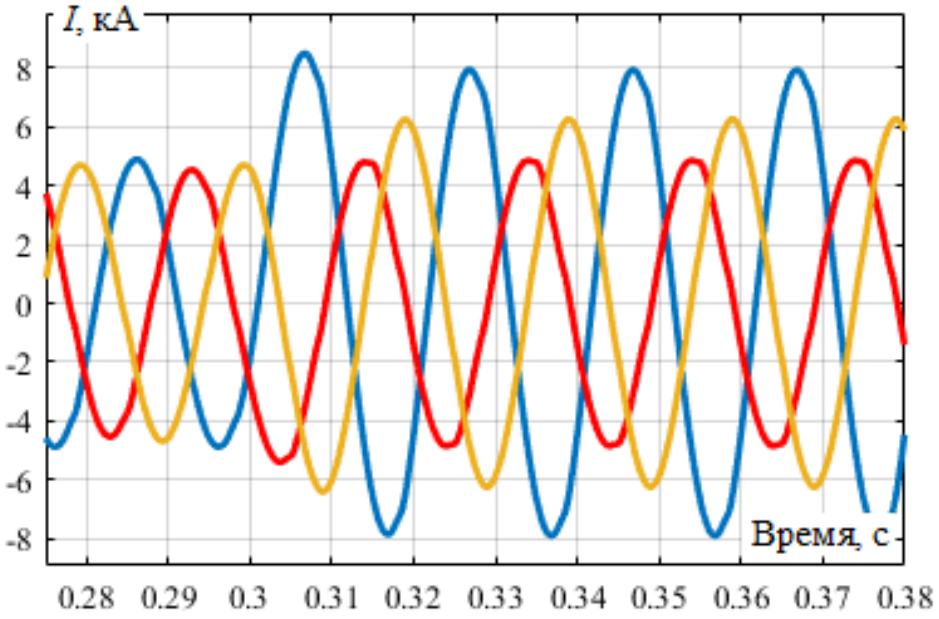


Рисунок 3.38 – Напряжение инвертора при подключении дополнительной нагрузки:
1 – оптимальная настройка регулятора инвертора; 2 – неоптимальная настройка

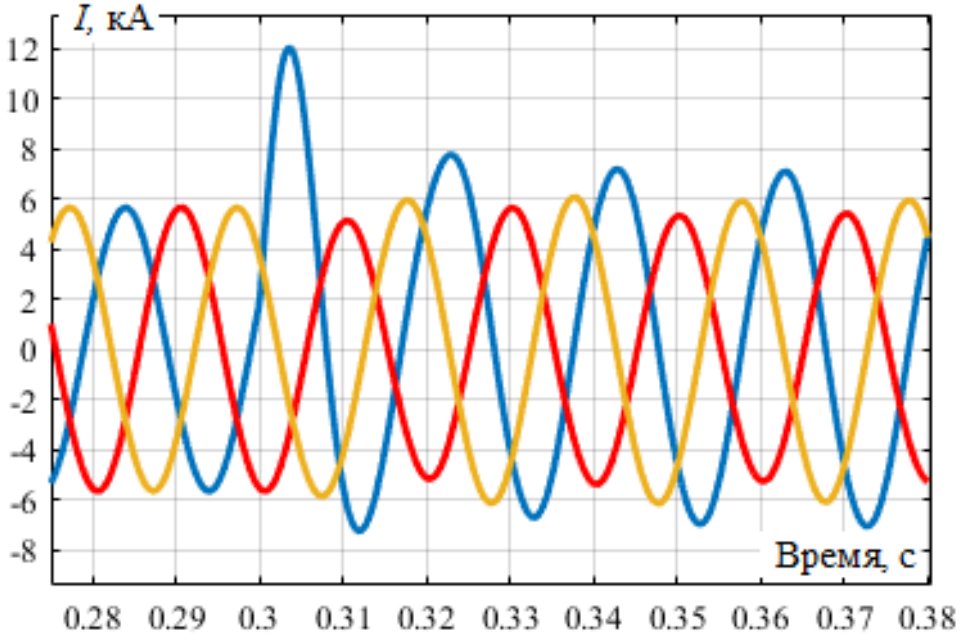
В целом результаты моделирования позволяют сформулировать выводы о том, что энергороутер позволяет устранить проблемы с качеством электроэнергии.

3.2.3. Аварийные режимы в системах электроснабжения с энергетическими роутерами

Исследования проводились с использованием модели СЭС, схема которой представлена на рис. 3.34. При моделировании сравнивалась работа СЭС с традиционным силовым трансформатором и энергетическим роутером. Результаты моделирования аварийных режимов при КЗ в электрической сети 0,4 кВ представлены на рис. 3.39 – 3.41 и обобщены в табл. 3.9.



(а)



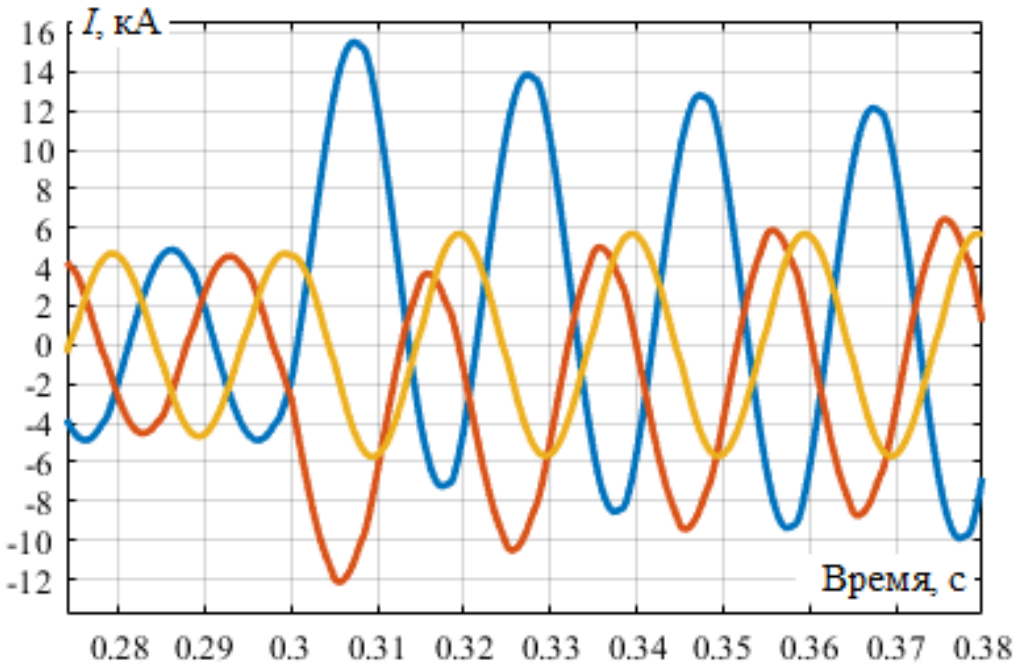
(б)

Рисунок 3.39 – Токи на шинах 0,4 кВ при однофазном КЗ на землю:
(а) – трансформатор; (б) – энергороутер

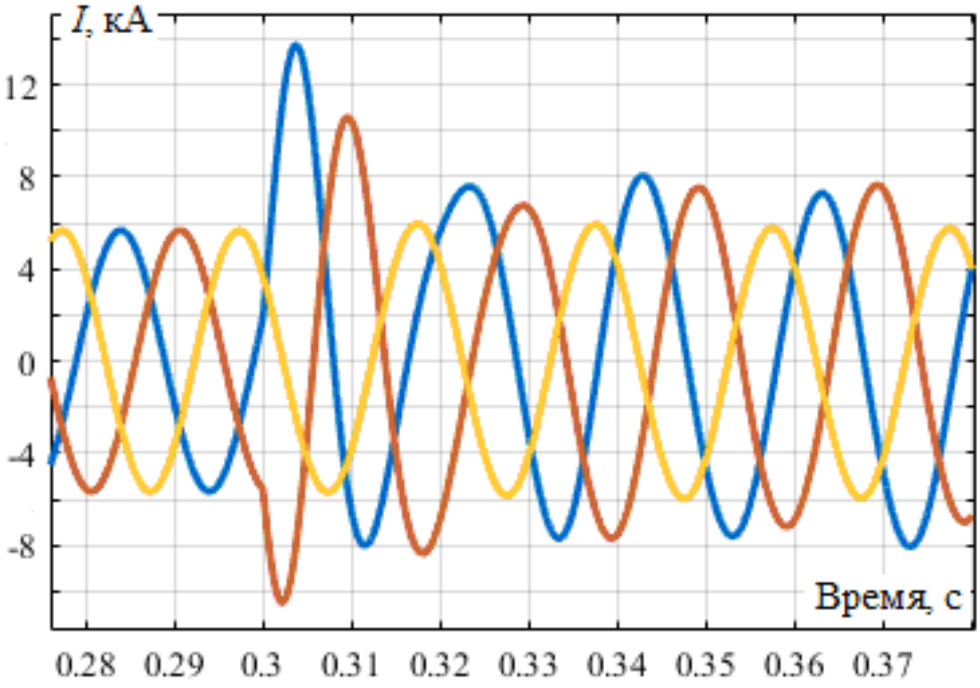
Таблица 3.9 – Сводная таблица действующих значений токов КЗ (кА) на шинах 0,4 кВ

Вид КЗ	Трансформатор			Энергороутер			ΔI, % (среднее)
	I_A	I_B	I_C	I_A	I_B	I_C	
Однофазное КЗ	5,66	3,46	4,35	5,02	3,78	4,25	**11,3**
Двухфазное КЗ на землю	7,81	5,21	3,99	5,53	5,39	4,1	**29,2**
Трехфазное КЗ	7,53	7,07	6,95	5,42	5,41	5,42	**28**

Исходя из результатов имитационного моделирования, можно сделать вывод, что энергетический роутер с высокочастотным траснформатором обеспечивает большее ограничение токов КЗ, чем классический трансформатор: токи однофазного КЗ уменьшаются в среднем на 11,3%, токи двухфазного КЗ – на 29,2%, а трехфазного – на 28%.

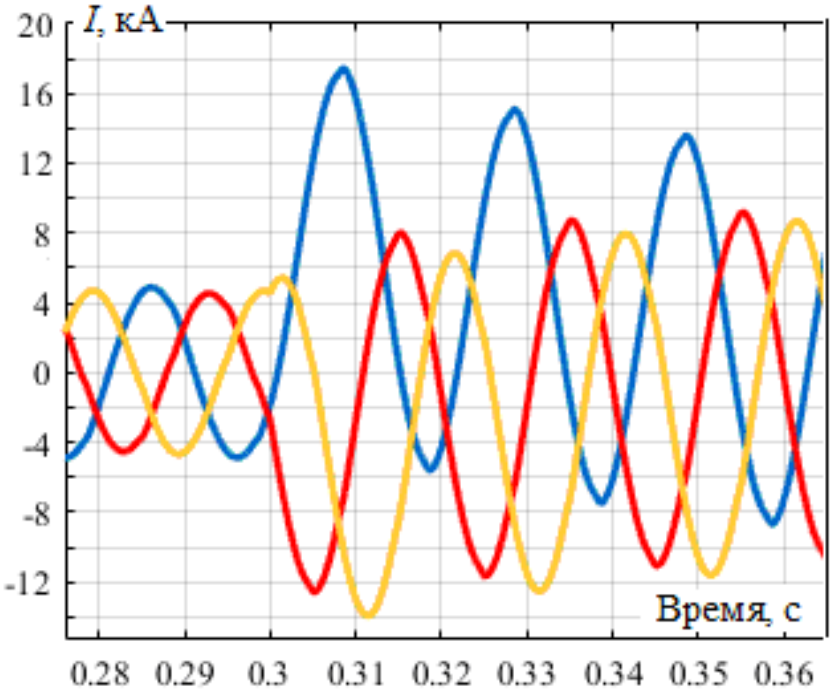


(а)

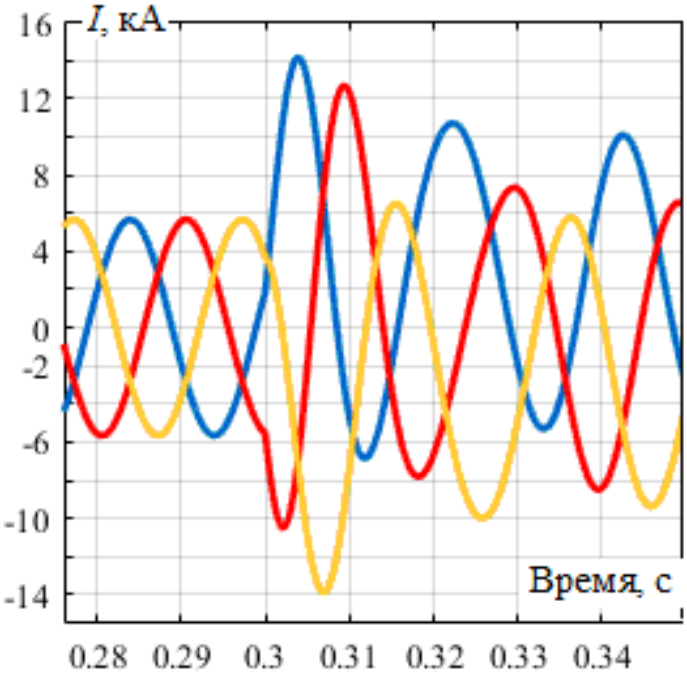


(б)

Рисунок 3.40 – Токи на шинах 0,4 кВ при двухфазном КЗ на землю:
(а) – трансформатор; (б) – энергороутер



(а)



(б)

Рисунок 3.41 – Токи на шинах 0,4 кВ при трехфазном КЗ:
(а) – трансформатор; (б) – энергороутер

3.2.4. Исследование режимов совместной работы энергороутеров и накопителей электроэнергии

Энергороутер, оснащенный накопителями электроэнергии (НЭ), существенно повышает надёжность электроснабжения [256, 257]. Исследование эффективности

применения энергороутеров было выполнено на имитационной модели СЭС с ТП (рис. 3.42). Схемы моделей представлены на рис. 3.43 и 3.44.

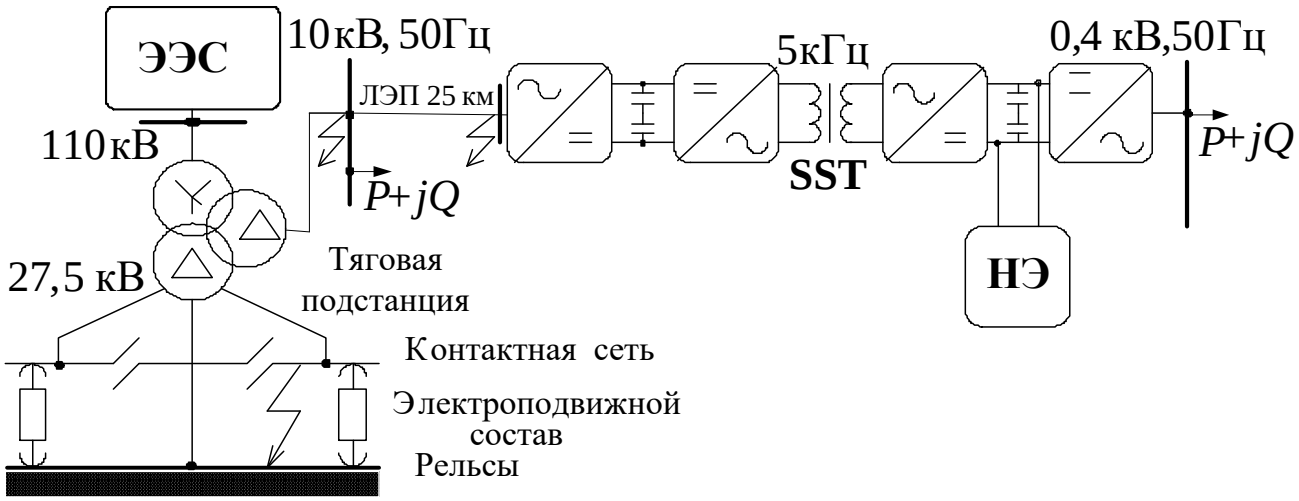


Рисунок 3.42 – Схема электроснабжения через энергороутер

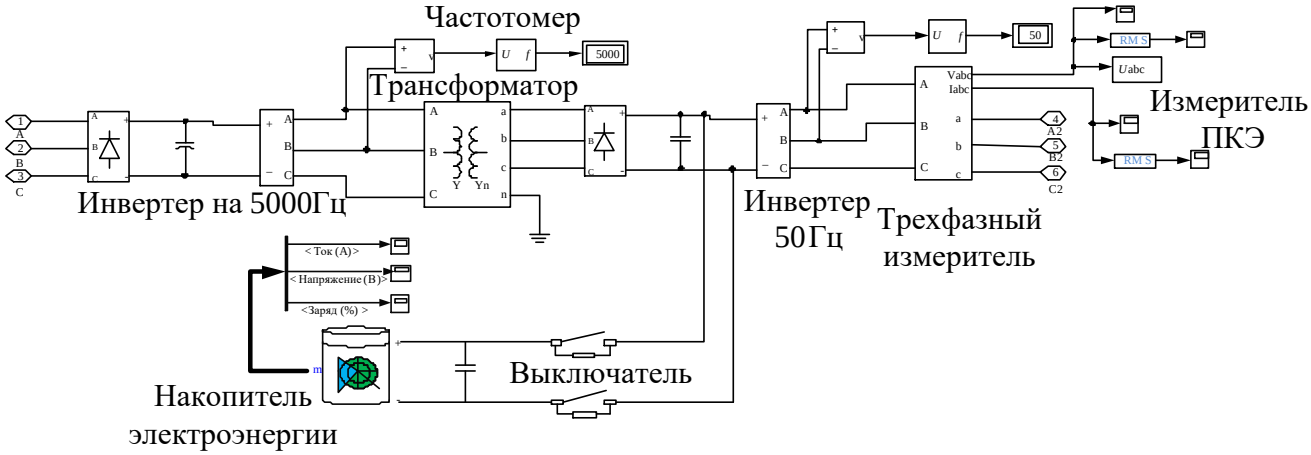


Рисунок 3.43 – Схема модели энергороутера с накопителем электроэнергии

Моделировался высокочастотный трансформатор 10/0,4 кВ мощностью 3000 кВ·А. Нагрузка на стороне 0,4 кВ составляла $1 + j0{,}5$ МВА. В результате имитационного моделирования выявлено, что использование энергороутера на основе высокочастотного трансформатора без фильтра порождает гармонические искажения в сети 10 кВ. При этом коэффициенты гармоник увеличиваются в 3…4 раза. Применение пассивного фильтра гармоник позволяет решить эту проблему. Измеренные показатели качества электроэнергии (ПКЭ) представлены в табл. 3.10, а соответствующие временные зависимости – на рис. 3.45 и 3.46.

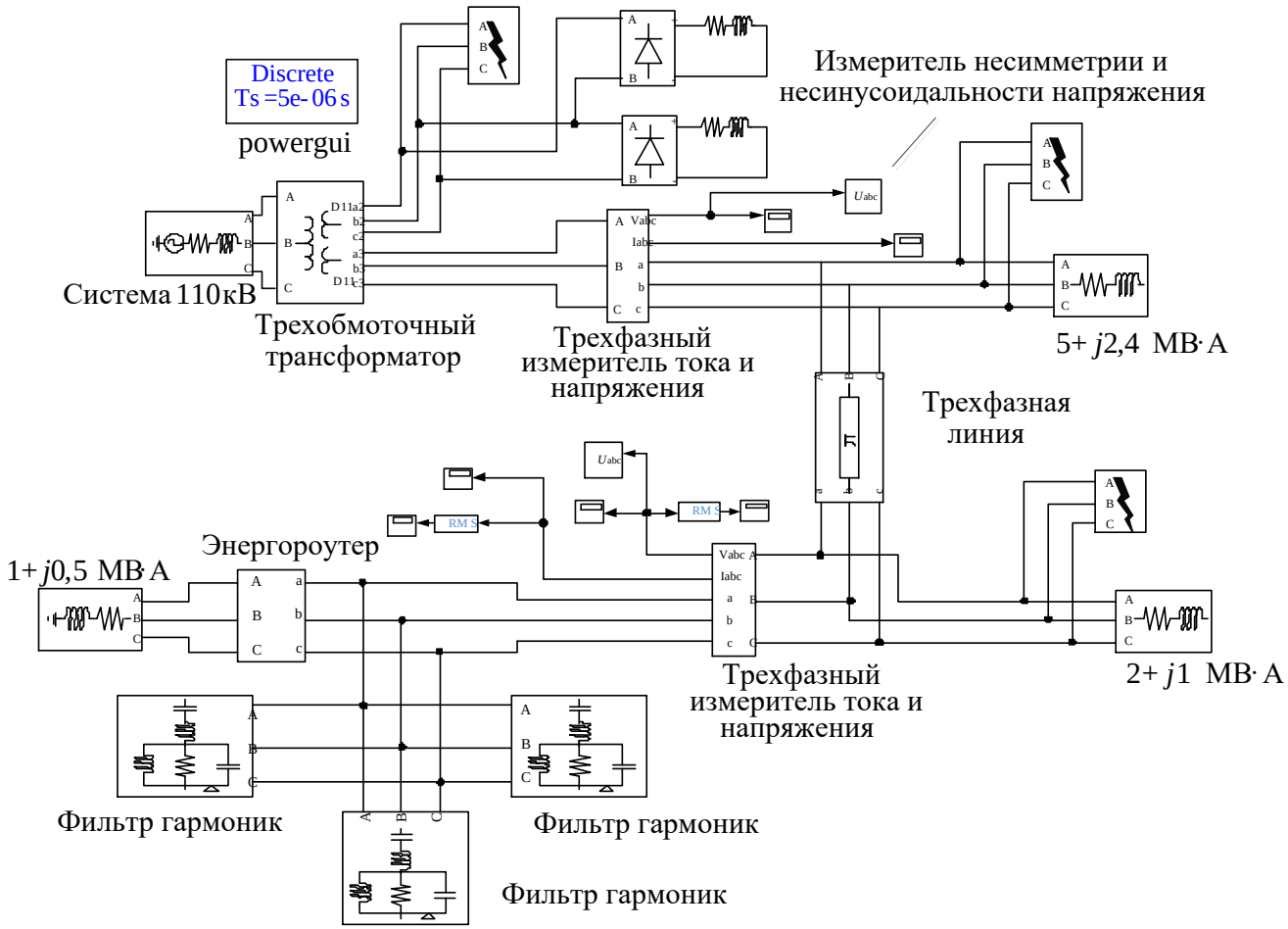


Рисунок 3.44 – Схема модели СЭС с энергороутером

По результатам имитационного моделирования можно сделать выводы:

- использование энергороутера требует применения фильтров гармоник в высоковольтной сети;
- энергороутер полностью решает проблему низкого качества электроэнергии в сети потребителей 0,4 кВ.

Таблица 3.10 – Результаты измерений ПКЭ

Способ питания потребителей	Место измерения	Коэффициенты гармоник и несимметрии напряжения, %			
		k_{Ua}	k_{Ub}	k_{Uc}	k_{2U}
Через обычный силовой трансформатор	Шины 10 кВ ТП	6,9	7,2	5,2	5,2
	В конце ЛЭП 25 км	5,9	6,1	4,3	5,2
	На шинах 0,4 кВ	5,4	5,5	4,01	5,2
Через энергороутер с фильтром гармоник	Шины 10 кВ ТП	6,6	6,6	4,5	5,3
	В конце ЛЭП 25 км	5,3	6,8	5,4	5,5
	На шинах 0,4 кВ	0,2	0,2	0,2	0,03

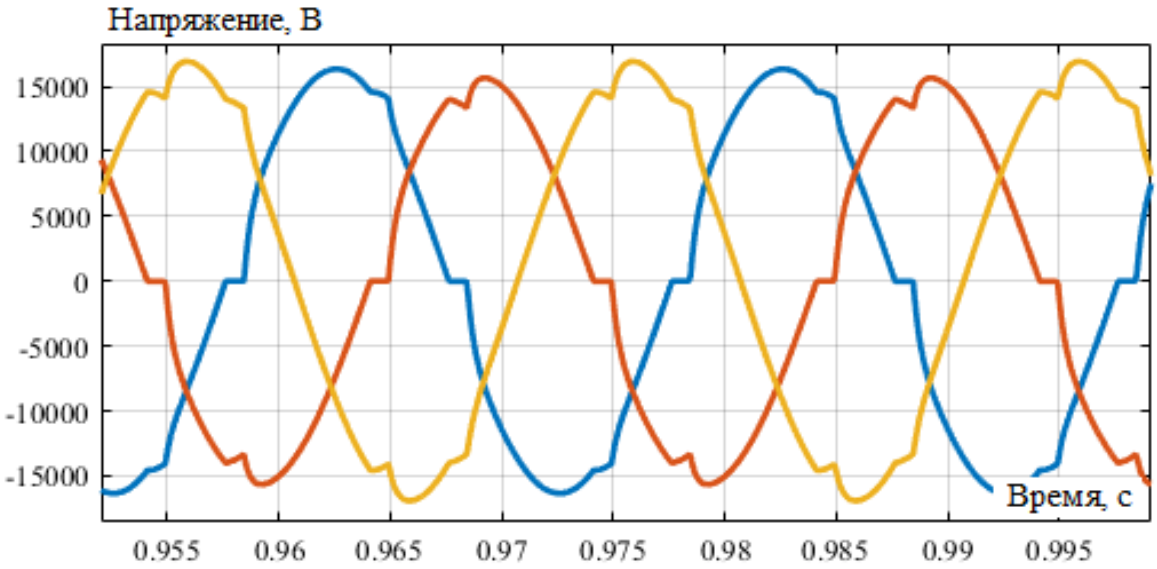
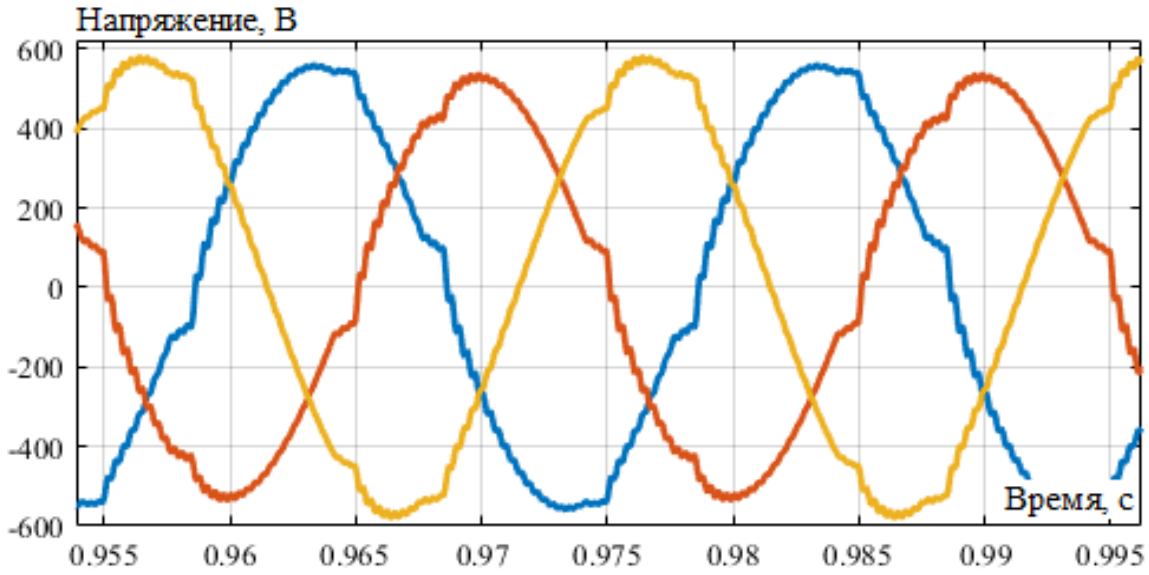
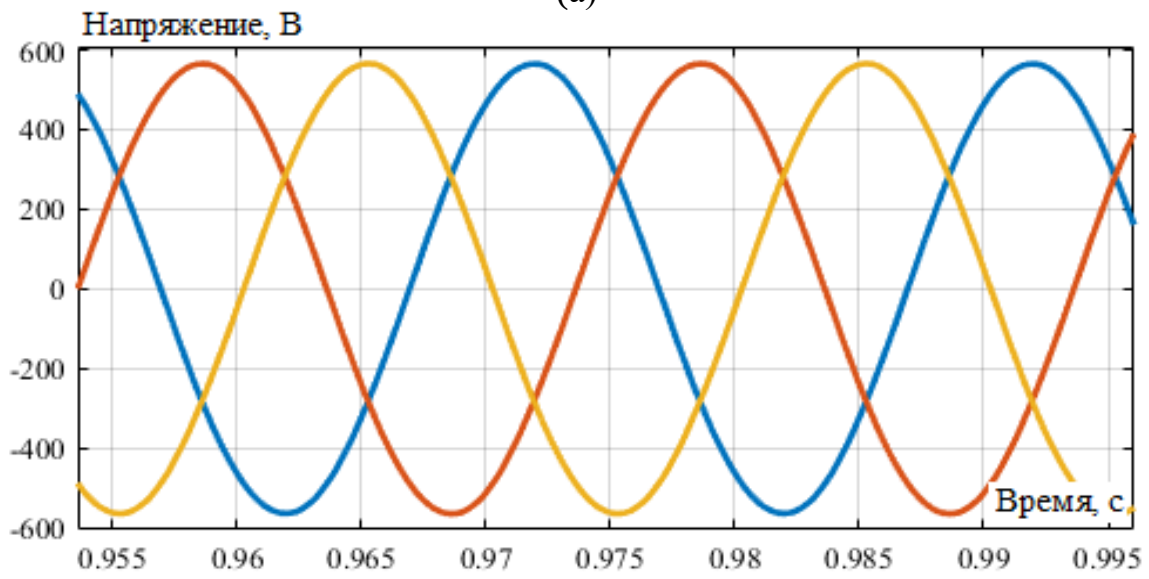


Рисунок 3.45 – Форма напряжения на шинах 10 кВ ТП



(а)



(б)

Рисунок 3.46 – Форма напряжения на шинах 0,4 кВ:
(а) – типовой трансформатор; (б) – энергороутер

Далее в экспериментах применялась модель НЭ на базе литий-ионных аккумуляторов. Система управления подключала НЭ при снижении напряжения у потребителей и отключала в случае превышения его установленного значения. Исследовались провалы напряжения в сети 0,4 кВ при КЗ в высоковольтной сети для следующих ситуаций: 1 – СЭС без энергороутера и НЭ; 2 – СЭС на основе типового трансформатора с НЭ; 3 – СЭС с энергороутером без НЭ; 4 – СЭС с энергороутером и НЭ. Для ситуации 2 НЭ подключался к сети через инвертор. Результаты имитационного моделирования представлены на рис. 3.47–3.51. На рис.3.47 представлены зависимости напряжений при длительном КЗ в конце ЛЭП 10 кВ, а на рис.3.48–3.50 показаны зависимости напряжений при кратковременном КЗ в различных точках электрической сети.

При длительном КЗ на стороне 10 кВ в случае использования энергороутера напряжение на шинах 0,4 кВ снижается до нуля не сразу, а через 5 с после КЗ (характеристика 3 на рис.3.47). В результате уменьшается провал напряжения (характеристика 3 на рис.3.48–3.50). Когда используется НЭ, напряжение у потребителей сохраняется на номинальном уровне (характеристика 4 на рис.3.47–3.50). Обозначения 1, 2, 3 и 4 на рис. 3.47–3.50 одинаковы.

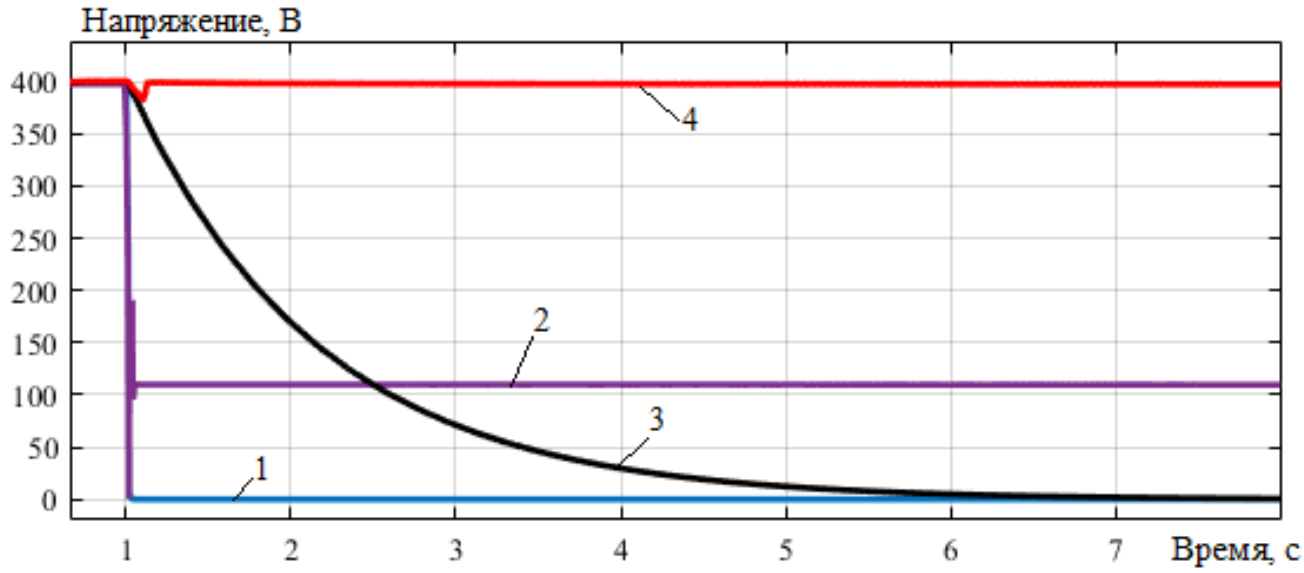


Рисунок 3.47 – Напряжение при трехфазном КЗ:
1 –использовался типовой трансформатор без НЭ; 2 – трансформатор с НЭ;
3 –энергороутер без НЭ; 4 –энергороутер с НЭ

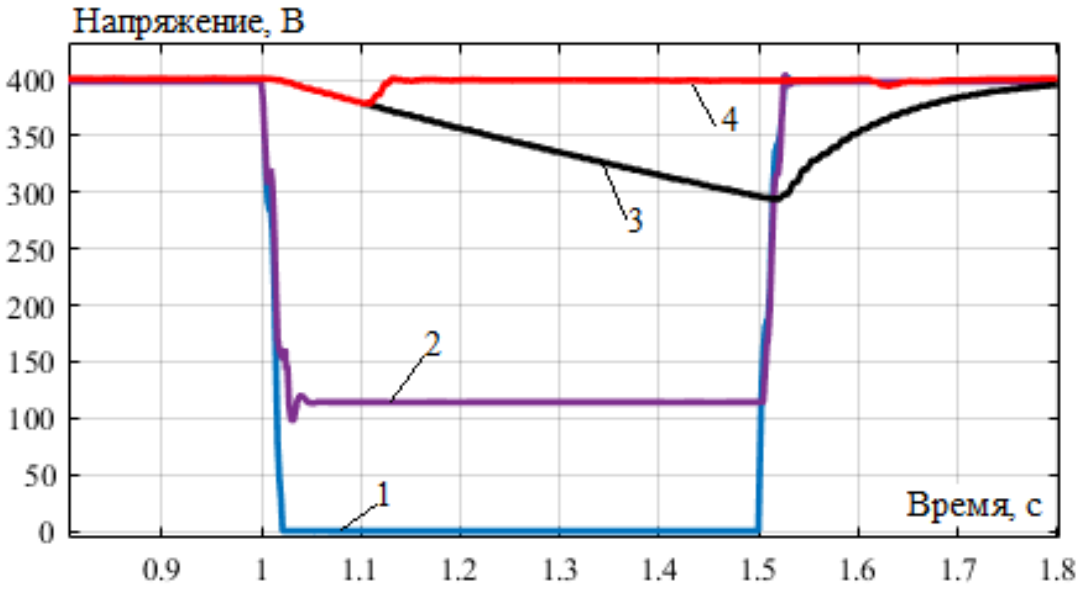


Рисунок 3.48 – Напряжение при трехфазном коротком замыкании в конце линии

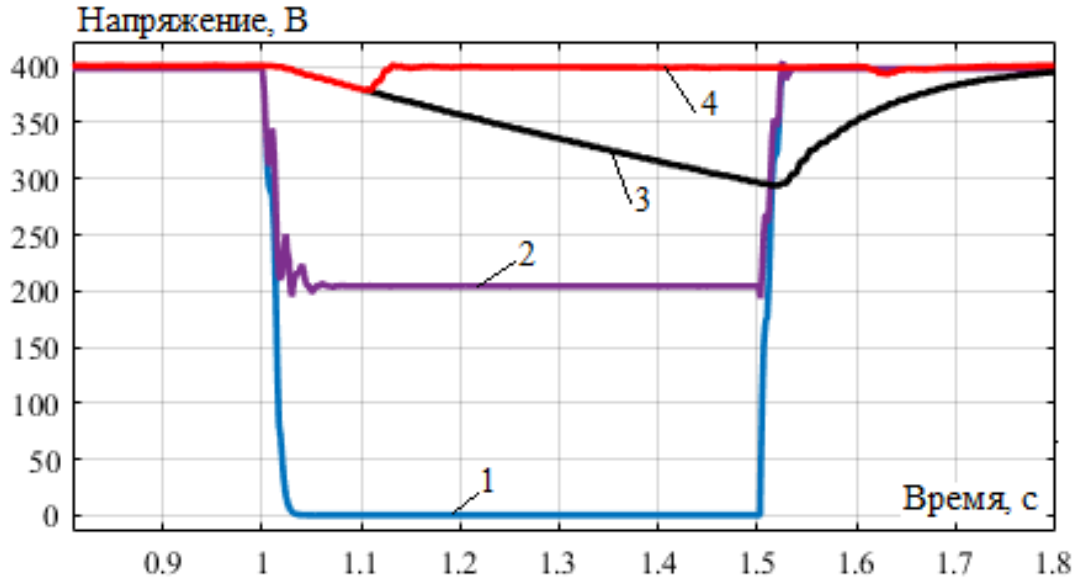


Рисунок 3.49 – Напряжение при трехфазном КЗ на шинах 10 кВ ТП

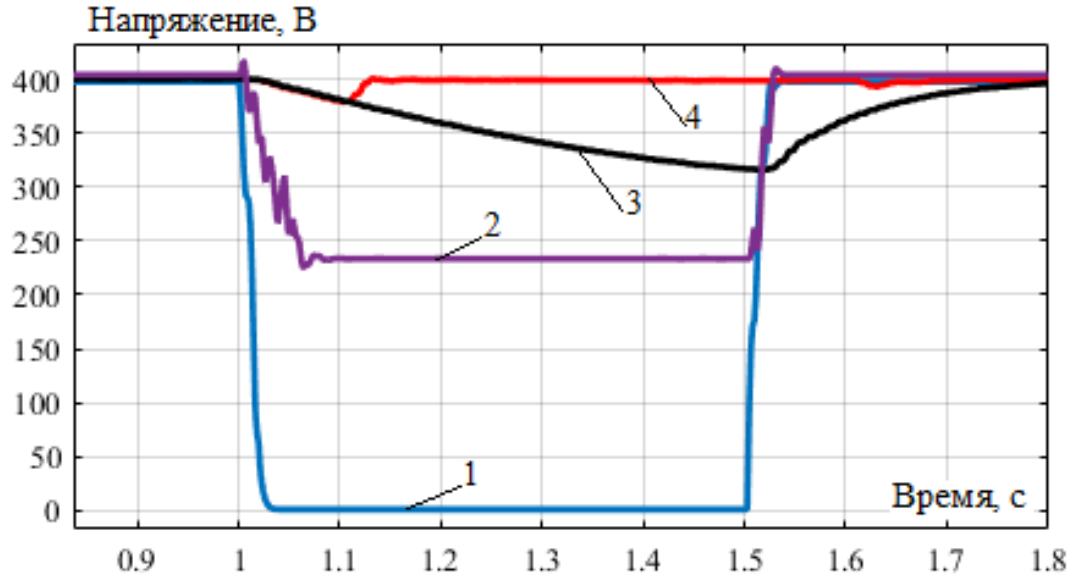
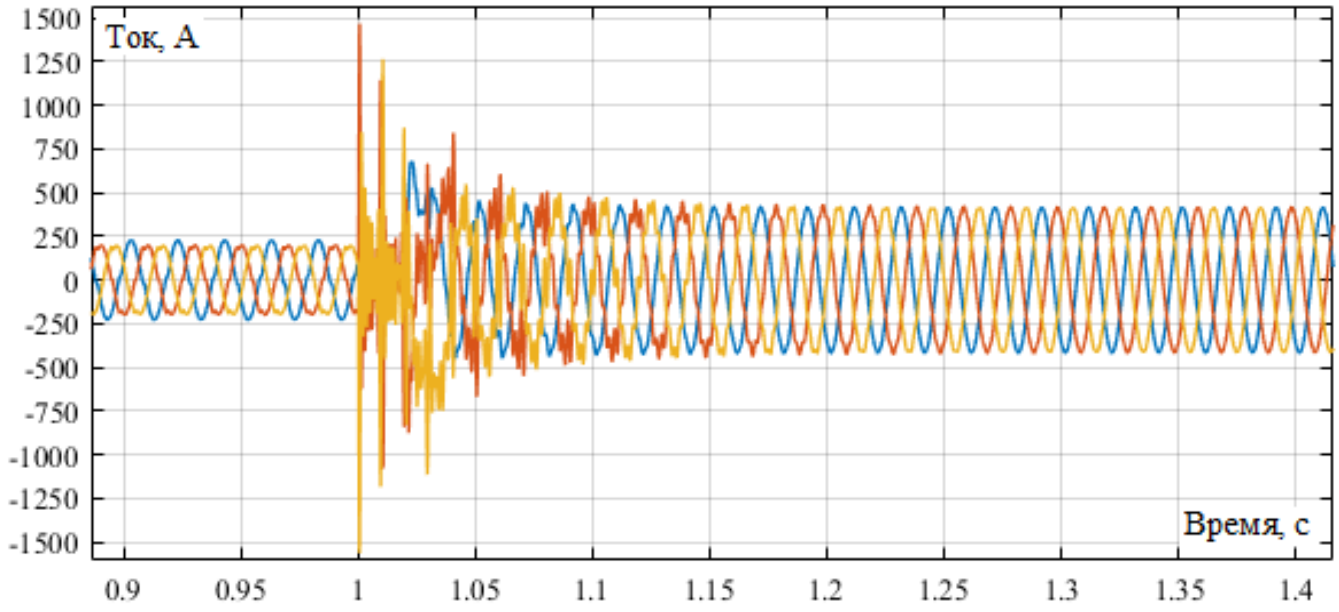
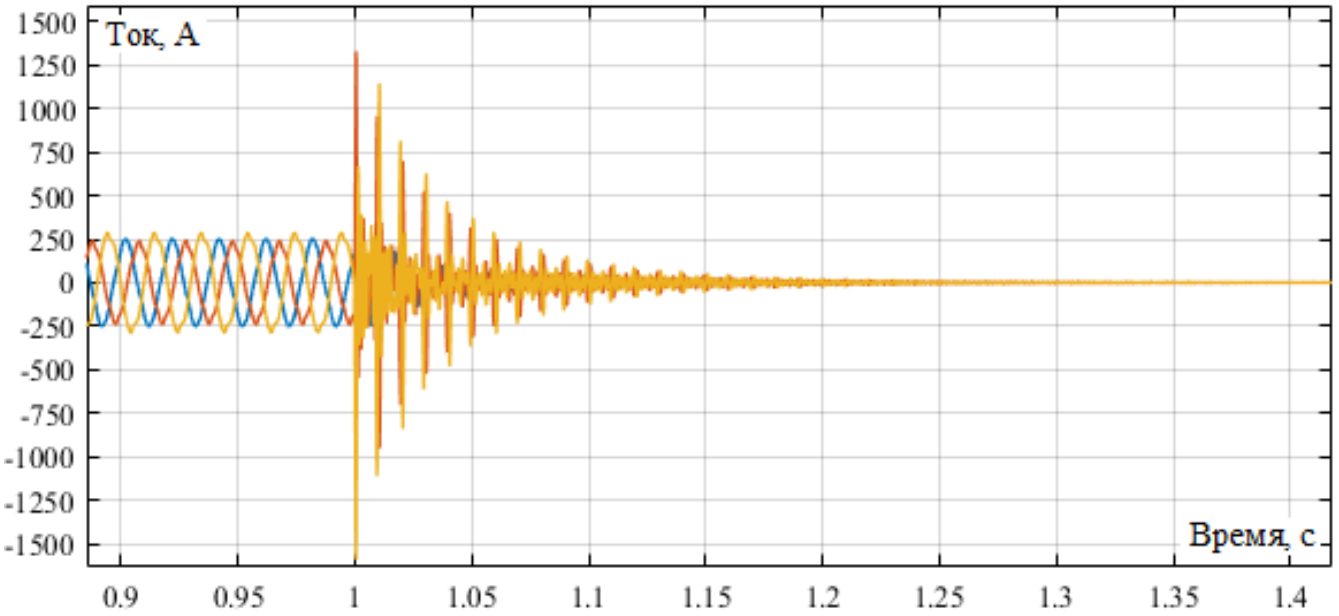


Рисунок 3.50 – Напряжение на шинах 0,4 кВ при КЗ в контактной



(а)



(б)

Рисунок 3.51 – Токи, протекающие на стороне 10 кВ трансформатора при КЗ в конце линии 10 кВ. СЭС работала с накопителем электроэнергии:
а – использовался типовой трансформатор; б – использовался энергороутер

Результаты моделирования позволили сформулировать следующие выводы:

- в СЭС с типовым трансформатором в аварийных режимах наблюдаются значительные провалы напряжений, глубина которых достигает 100 % от номинала;
- использование НЭ, подключаемых через инвертор на стороне 0,4 кВ в типовой СЭС, позволяет уменьшить провал напряжения в среднем до 60 %. В

этом случае наблюдается подпитка места КЗ током от НЭ. Соответствующие временные зависимости токов, протекающих на стороне 10 кВ питающего трансформатора, показаны на рис.3.51, а.

- использование энергороутера на некоторое время уменьшает провал напряжения до 20 % из-за наличия выпрямителей, инверторов и LC-фильтров. Энергороутер, оснащенный НЭ, позволяет поддерживать напряжение у потребителей во всех рассмотренных аварийных режимах на номинальном уровне. Подпитка места повреждения током от НЭ в этом случае существенно ограничивается. Соответствующие временные зависимости токов, протекающих на стороне 10 кВ энергороутера, показаны на рис.3.51, б.

3.2.5. Исследование режимов работы системы электроснабжения с двумя энергороутерами

Для изучения был смоделирован отдельный район электроснабжения мощностью 4,66 МВ·А, включающий распределенную генерацию, работающую на ВИЭ: солнечную электростанцию и микро-ГЭС. В районе электроснабжения устанавливались два параллельных энергороутера с высокочастотными твердотельными трансформаторами мощностью по 3 МВ·А каждый (рис. 3.52).

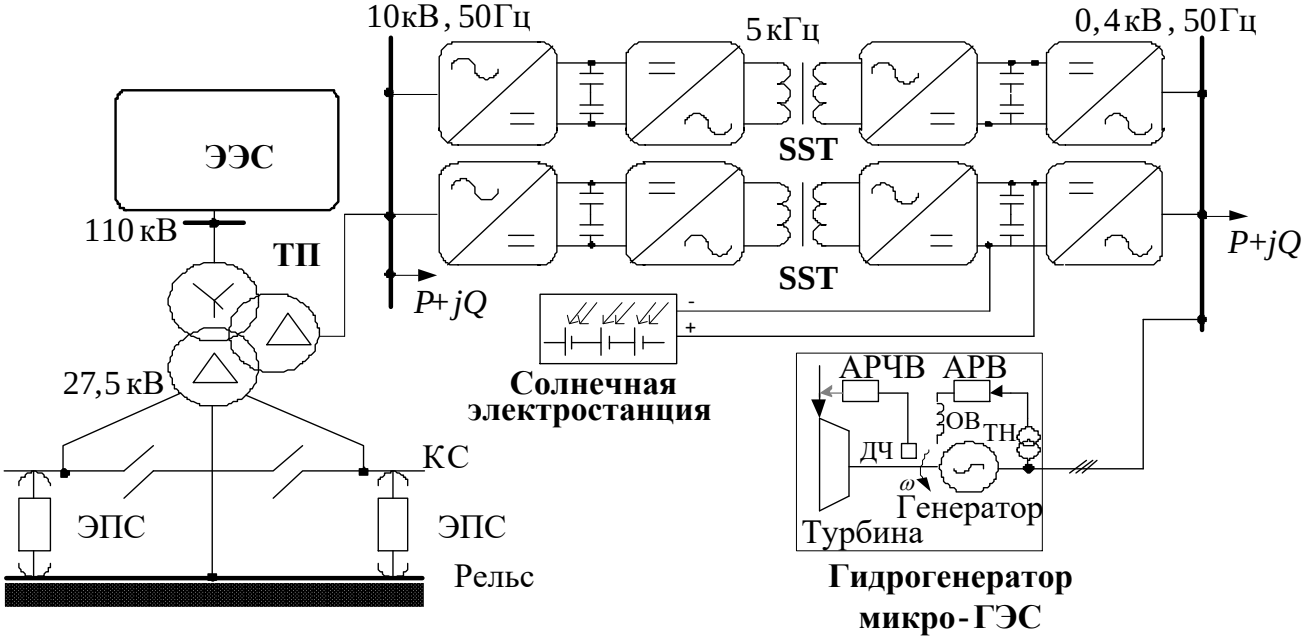
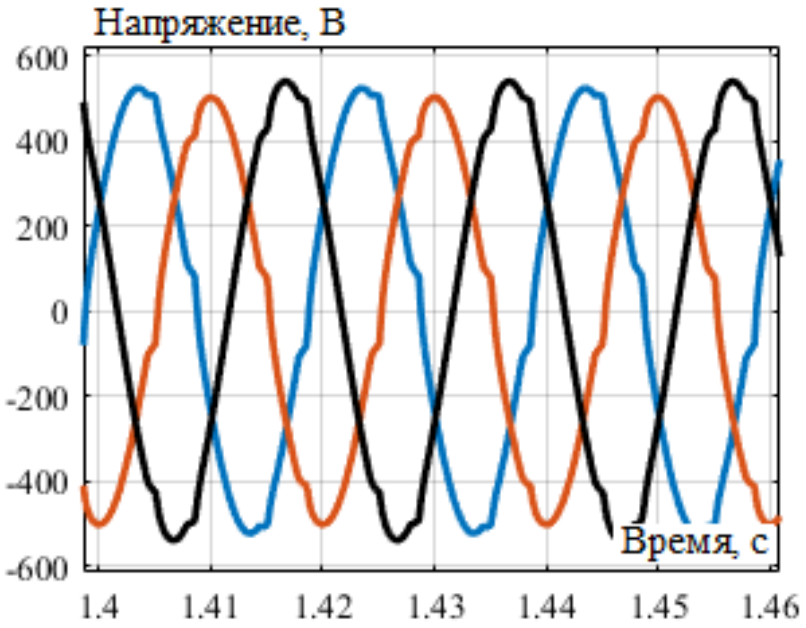
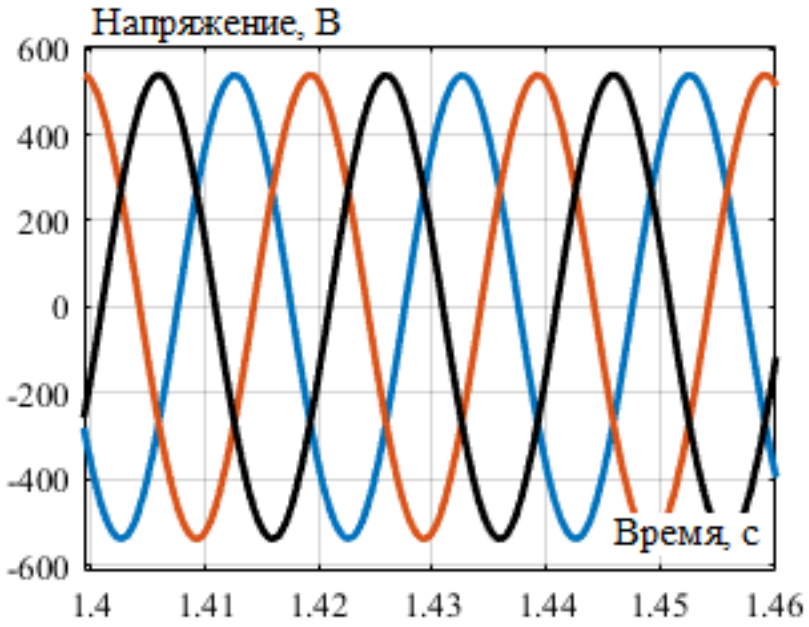


Рисунок 3.52 – Фрагмент исследуемой СЭС

Результаты имитационного моделирования показаны на рис.3.53, из которого видно, что использование энергороутера позволяет решить проблему с качеством электроэнергии. Результаты моделирования аварийных режимов, вызванных трёхфазными КЗ в точках подключения энергороутеров к шинам 10 кВ и в сети 0,4 кВ, показывают, что ГУ существенно увеличивают токи КЗ в местах их подключения, но оказывают минимальное воздействие на токи КЗ в сети 10 кВ.



(а)



(б)

Рисунок 3.53 – Напряжение на шинах 0,4 кВ:
(а) – использовался трансформатор: $k_{Uab} = 4{,}6\%$, $k_{Ubc} = 4{,}7\%$, $k_{Uca} = 3{,}4\%$, $k_{2U} = 4{,}6\%$; (б) – энергороутер: $k_{Uab} = k_{Ubc} = k_{Uca} = 0{,}3\%$, $k_{2U} = 0{,}05\%$

Для изучения влияния энергороутера на токи в аварийных ситуациях, возникающих из-за различных типов коротких замыканий на шинах 0,4 кВ, проводилось моделирование без подключенных ГУ. Результаты моделирования сведены в таблицу 3.11, а также представлены в виде осциллограмм мгновенных значений токов и напряжений для трёхфазного КЗ на рис. 3.54 и 3.55.

Выводы на основе результатов имитационного моделирования:

1. Использование энергороутера для подключения потребителей решает проблемы с качеством электроэнергии.

2. Энергороутер ограничивает токи короткого замыкания по сравнению с традиционным трансформатором: токи КЗ в среднем уменьшаются в 1,1 раза.

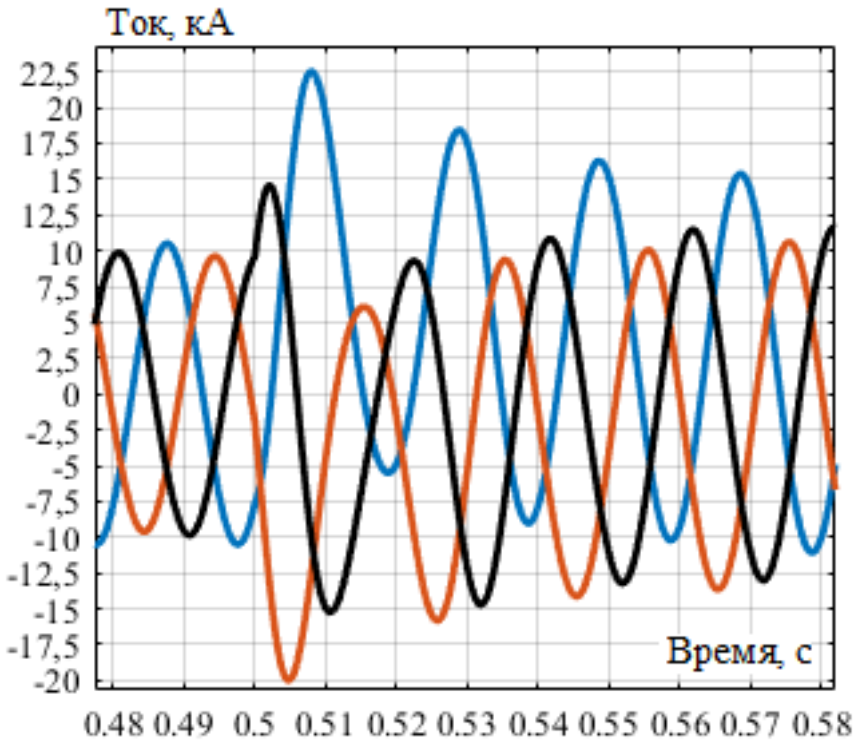
3. Энергороутер временно позволяет поддерживать напряжение у потребителей в аварийном режиме на достаточно высоком уровне.

4. Наибольшие значения токов наблюдались при трехфазном КЗ, в котором несимметрия токов значительно меньше в случае использования энергороутера вместо обычного низкочастотного силового трансформатора (табл.3.11).

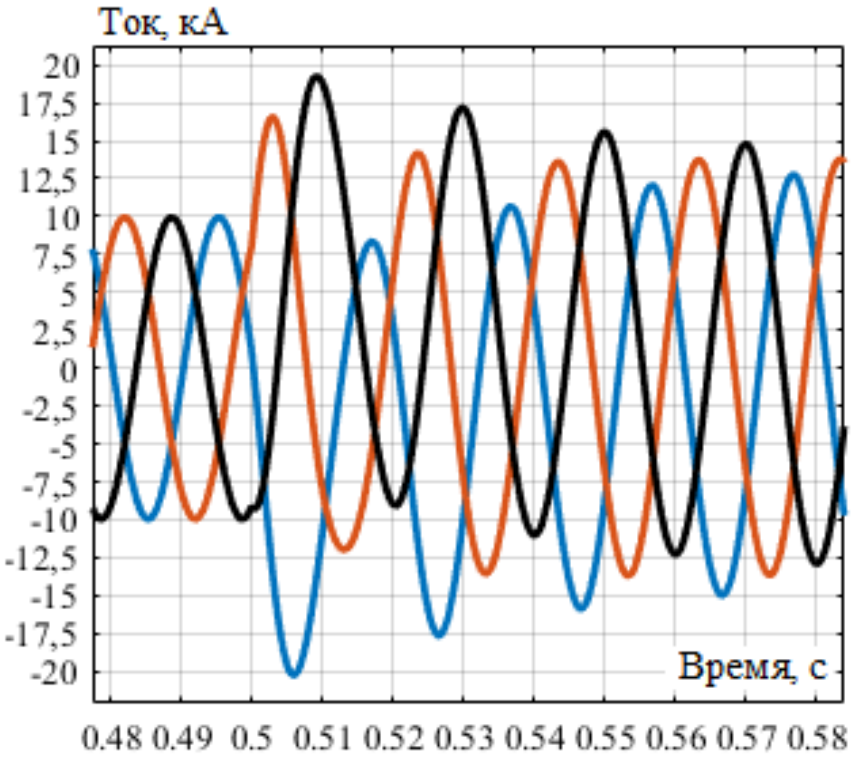
В результате моделирования можно отметить, что подключение энергороутеров на параллельную работу позволяет увеличить мощность и предоставляемые возможности для подключения ВИЭ, НЭ и потребителей электроэгнергии.

Таблица 3.11 – Токи короткого замыкания на шинах 0,4 кВ

Преобразователь-ное устройство	Вид короткого замыкания		Однофазное на землю	Двухфазное на землю	Трехфаз-ное
1. Энергороутер с высокочастотным трансформатором 10/0,4 кВ	Ударный ток, кА	i_A	14,71	19,88	20,25
		i_B	11,14	16,13	19,23
		i_C	7,85	9,97	16,55
	Периодический ток, кА	I_A	11,25	12,12	9,77
		I_B	7,9	7,08	9,76
		I_C	5,43	7,05	9,75
2. Традиционный трансформатор 10 / 0,4 кВ	Ударный ток, кА	i_A	17,94	23,52	22,51
		i_B	11,34	18,02	19,99
		i_C	9,61	9,86	15,22
	Периодический ток, кА	I_A	12,04	13,55	13,29
		I_B	7,69	10,6	11,4
		I_C	6,83	6,9	10,47

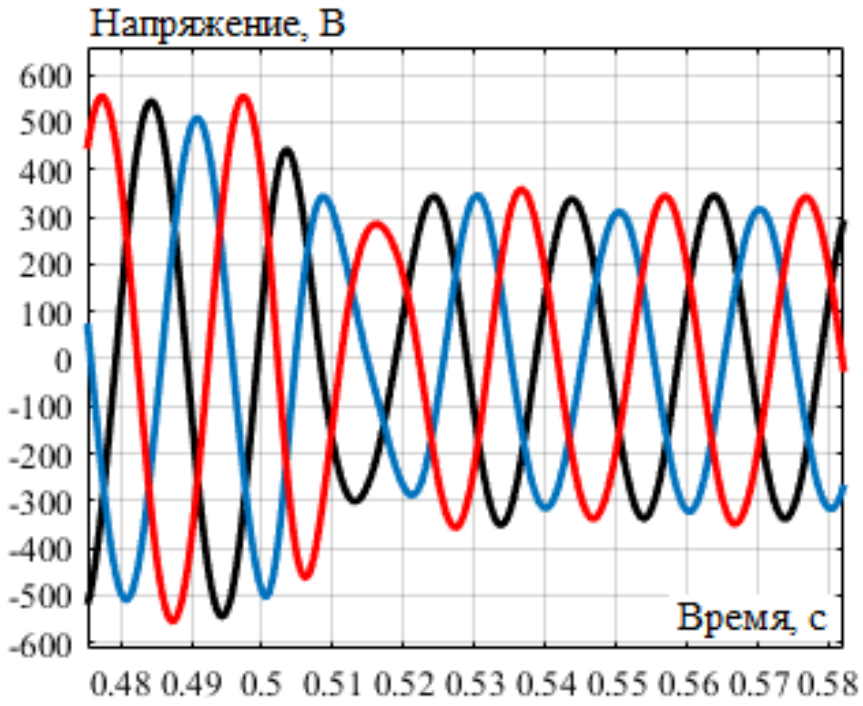


(а)

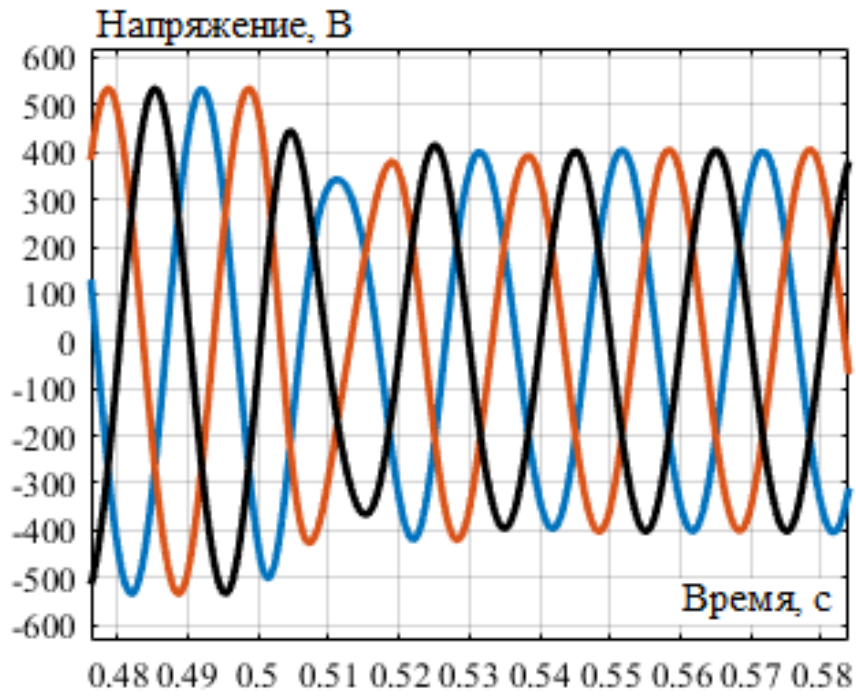


(б)

Рисунок 3.54 – Токи в сети 0,4 кВ при трехфазном КЗ:
а – трансформатор; б – энергороутер



(а)



(б)

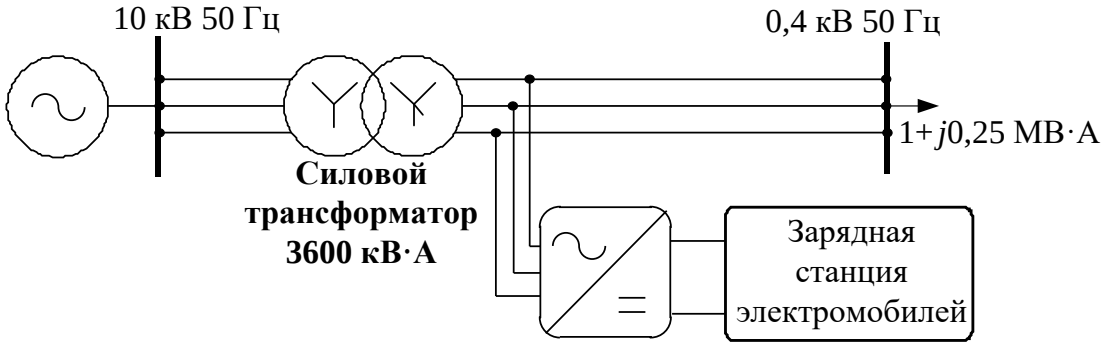
Рисунок 3.55 – Напряжение при трехфазном КЗ:
а – трансформатор; б – энергороутер

3.2.6. Применение энергороутеров для подключения зарядных станций электромобилей

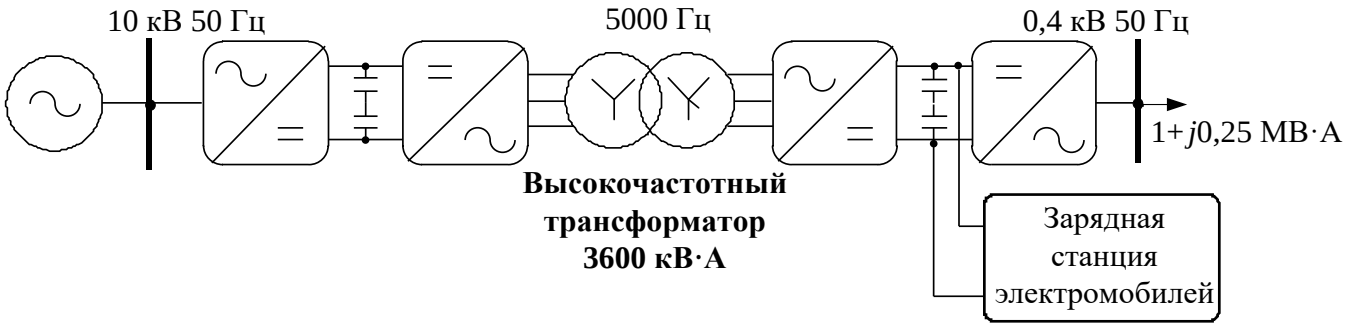
В настоящее время наблюдается интенсивный рост рынка электромобилей и развитие зарядной инфраструктуры в виде зарядных станций (ЗС).

В работе [258] представлены типы ЗС, которые можно разделить на станции переменного и постоянного тока. В работах [259-263] представлены модели быстрой ЗС постоянного тока. Такие ЗС способны выдавать напряжение до 600 В и ток до 400 А. Для эффективного управления потоками мощности и качеством электроэнергии ЗС можно подключать через энергетический роутер. В связи с этим была исследована работа СЭС с ЗС постоянного тока, включенные через ЭР.

Для сравнения выполнялось моделирование систем электроснабжения, схемы которых показаны на рис. 3.56. Отличие СЭС заключалось в том, что они были построены на базе обычного силового трансформатора (рис.3.56, а) или энергороутера (рис.3.56, б). Рассматриваемые СЭС состоят из источника питания 10 кВ, трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 3600 кВ·А и потребителей электроэнергии, мощность нагрузки которых составляет $1+j0{,}25$ МВ·А. При моделировании подключались три ЗС постоянного тока мощностью по 100 кВт.



(а)



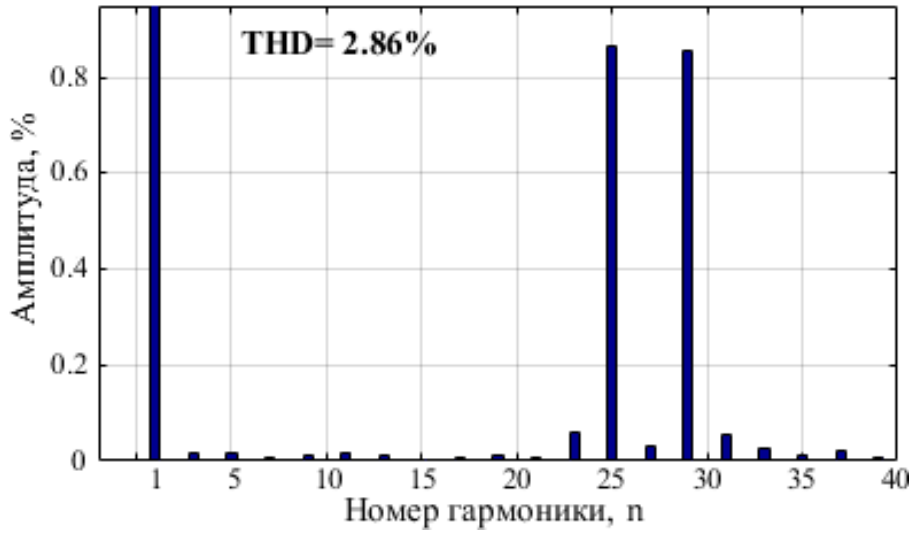
(б)

Рисунок 3.56 – Схемы СЭС с ЗС:
а – на основе классического силового трансформатора; б – на основе энергороутера

При моделировании исследовались следующие режимы:

- кратковременное трехфазное КЗ на стороне 10 кВ;
- подключение нагрузки мощностью 1 + *j*0,25 МВ·А на стороне 0,4 кВ.

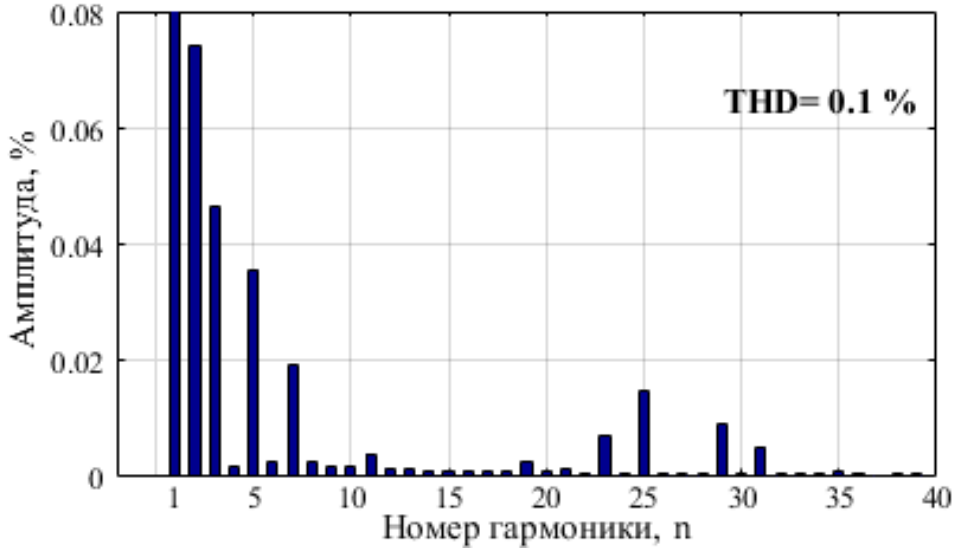
При моделировании был определен состав ВГ напряжения у потребителей 0,4 кВ (рис.3.57). При подключении ЗС через типовой трансформатор и двунаправленный преобразователь наблюдаются высокие гармонические искажения (суммарный коэффициент гармонических искажений k_U = 2,86% – на рис.3.57 обозначено как THD). Использование пассивного фильтра в этом случае снижает k_U до 0,13% (рис.3.57 б), а применение ЭР – до 0,1% (рис.3.57 в).



(а) СЭС с трансформатором без фильтра ВГ



(б) СЭС с трансформатором и с пассивным фильтром ВГ



(в) СЭС с энергороутером

Рисунок 3.57 – Состав гармоник напряжения в сети 0,4 кВ

В составе ВГ 25 и 29 гармоники с большими амплитудами от двунаправленного преобразователя ЗС с ШИМ на высоких частотах. Состав и амплитуды ВГ в СЭС несколько отличаются (рис.3.57 б, в), что связано с использованием в схеме с ЭР большего количества преобразователей. В результате использование энергороутера позволяет улучшить качество электроэнергии и реализует возможность прямого подключения ГУ на основе ВИЭ и накопители электроэнергии. Результаты моделирования режима кратковременного КЗ в питающей сети 10 кВ показаны на рис.3.58 и 3.59.

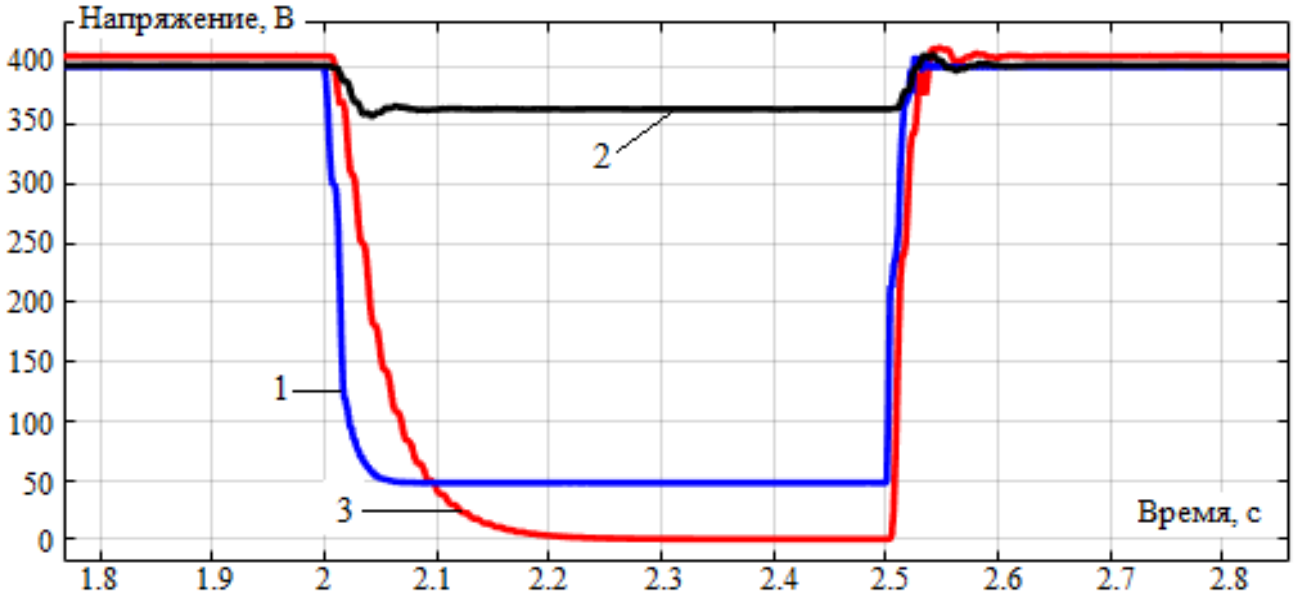
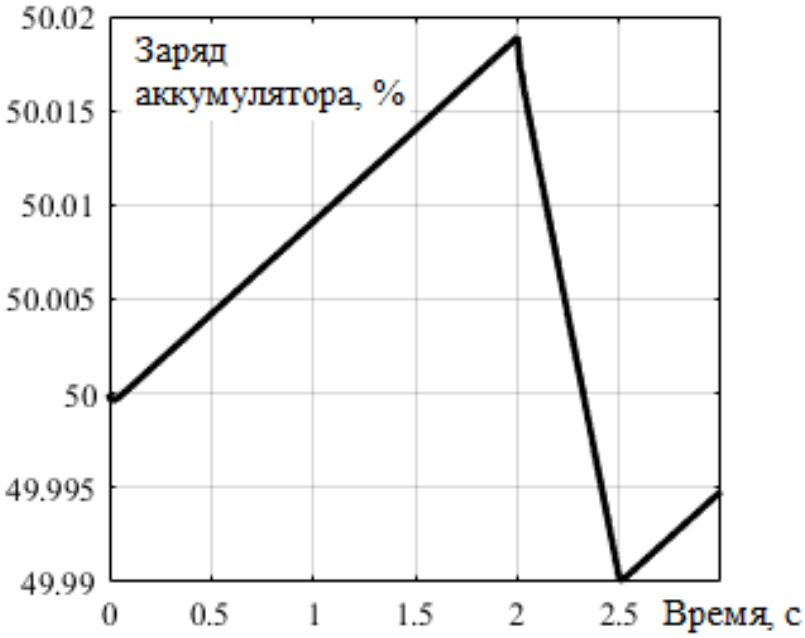
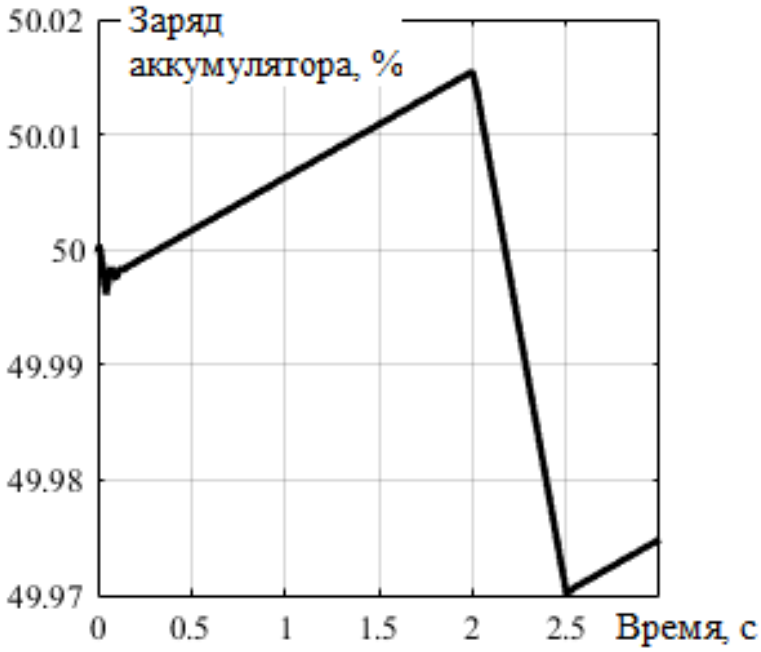


Рисунок 3.58 – Напряжение у потребителей 0,4 кВ при кратковременном КЗ на стороне 10 кВ: 1 – типовой трансформатор; 2 – ЭР; 3 – ЭР без подключенных аккумуляторов



(а)



(б)

Рисунок 3.59 – Заряд аккумуляторов электромобилей при КЗ на стороне 10 кВ: (а) – использовался трансформатор 50 Гц; (б) – применялся энергороутер

Применение ЭР позволяет поддерживать напряжение у потребителей вблизи номинального значения (рис. 3.58, кривая 2), т.к. в схеме с ЭР использовался однонаправленный преобразователь, что исключало подпитку КЗ со ЗС в отличие от схемы с типовым трансформатором.

Изменение напряжения и заряда аккумуляторов электромобилей при подключении мощной нагрузки у потребителей 0,4 кВ показаны на рис. 3.61 и 3.62 соответтественно. В этом случае наблюдается одинаковое снижение напряжения на выходе ЭР и типового трансформатора (рис. 3.60) с одинаковым разрядом аккумуляторов электромобилей (рис.3.61).

В результате моделирования можно отметить, что для поддержания напряжения в ненормальных и аварийных режимах можно использовать ЗС с подключенными аккумуляторами электромобилей.

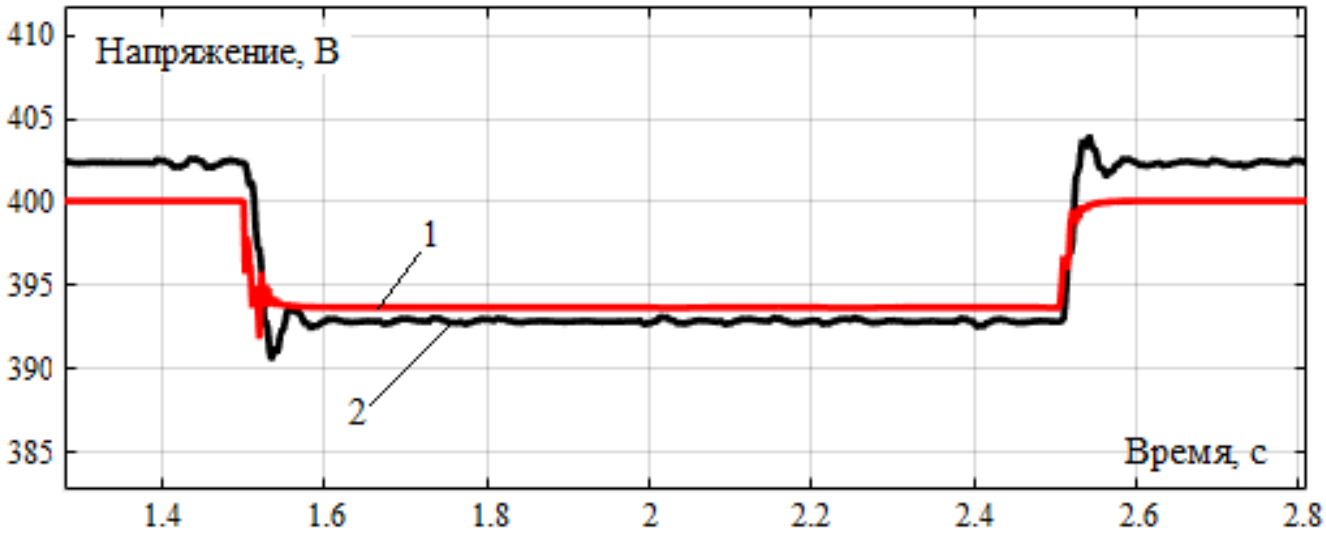
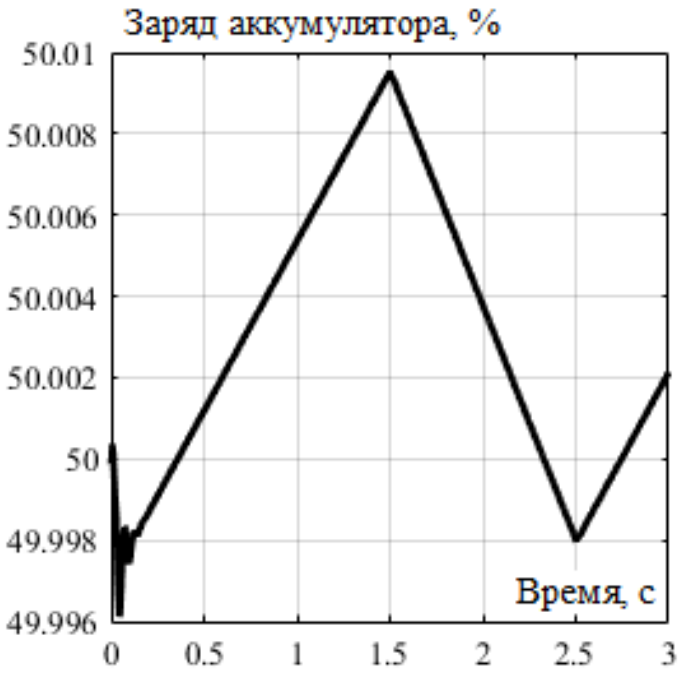


Рисунок 3.60 – Напряжение при подключении дополнительной нагрузки:
1 – типовой трансформатор; 2 – энергороутер



(а)



(б)

Рисунок 3.61 – Изменение заряда аккумуляторов ЭМ:
(а) – при использовании типового трансформатора; (б) – при наличии энергороутера

В данной работе предлагается модифицированная модель регулятора напряжения выходного инвертора энергороутера для управления генератором импульсов ШИМ, как показано на рис.3.62. Вместе с выходным инвертором энергороутера, построенного на базе IGBT-транзисторах, используется LC фильтр для сглаживания пульсаций и улучшения качества электроэнергии.

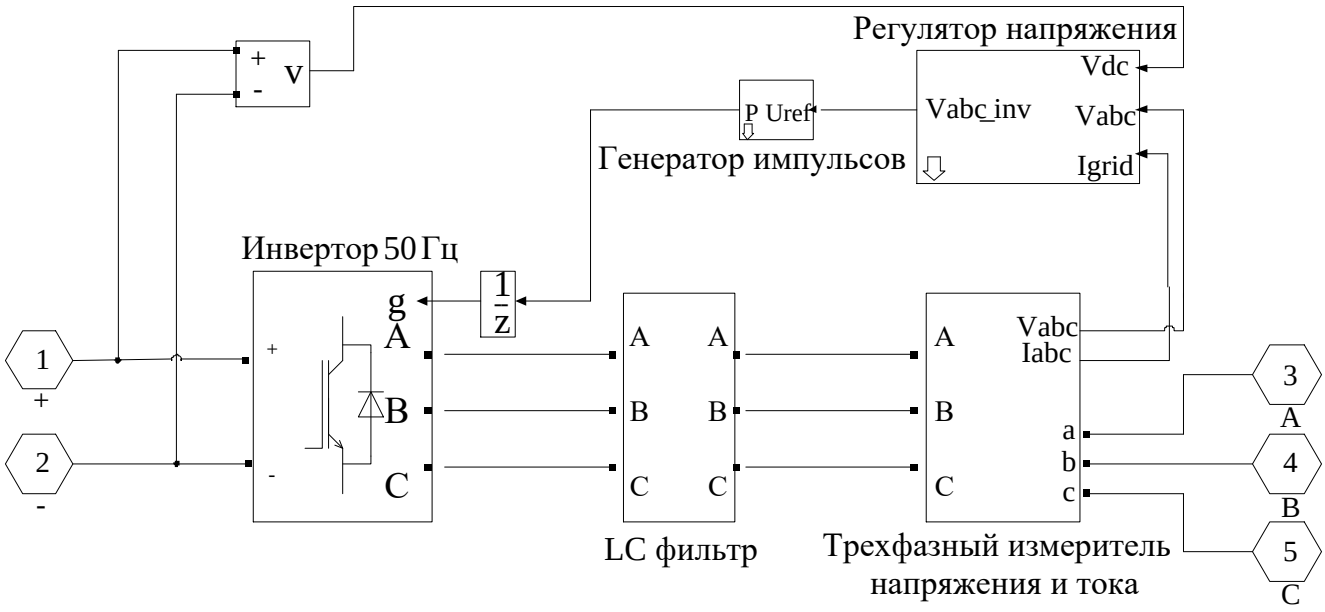


Рисунок 3.62 – Блок модели рис.3.57 «Инвертор 50 Гц с LC фильтром»

Алгоритмы регулирования основаны на преобразовании трехфазной системы координат в систему координат dq и обратно [256, 257]. Схема модели регулятора напряжения, состоящего из общего регулятора и регулятора напряжения на стороне постоянного тока (DC), показана на рис.3.63.

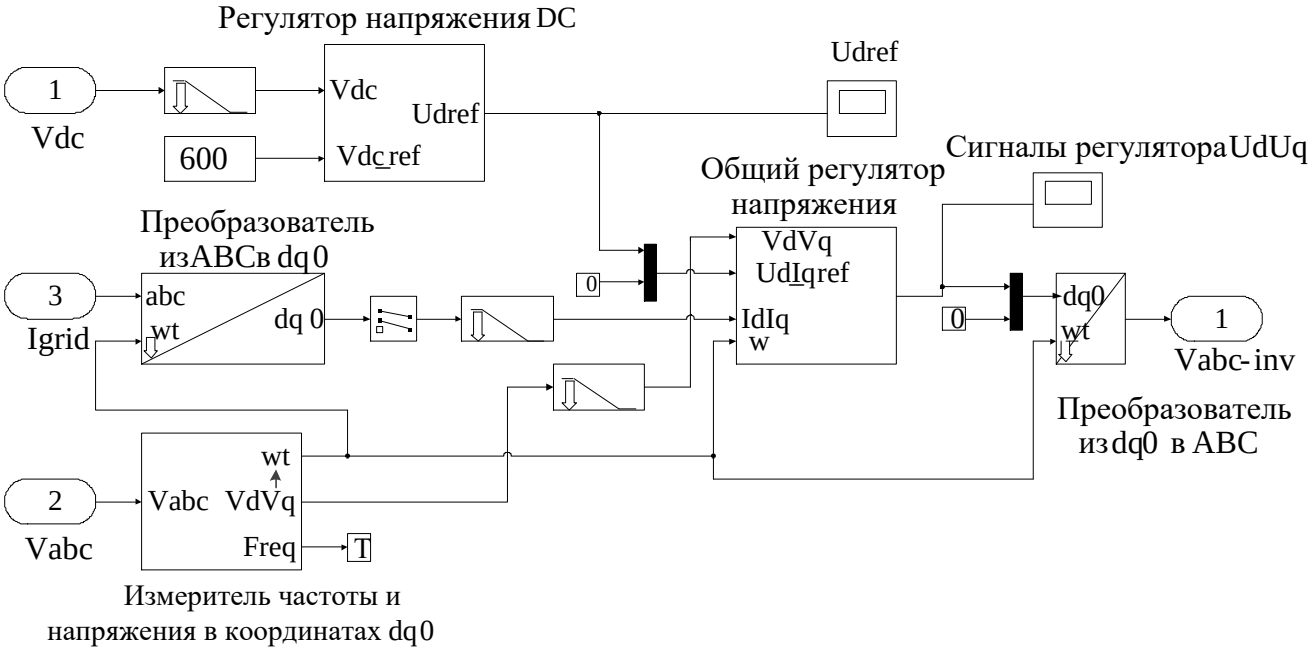


Рисунок 3.63 – Схема модели регулятора напряжения инвертора энергороутера

На входы регулятора подаются напряжение на стороне постоянного тока Vdc, мгновенные значения тока Igrid и напряжения Vabc в сети потребителя переменного тока. Регулятор напряжения DC является ПИ-регулятором с положительной обратной связью по текущему напряжению на стороне постоянного тока Vdc.

Схема модели блока общего регулятора напряжения представлена на рис.3.64, в котором отдельно регулируются сигналы напряжения по осям d и q с использованием ПИД регуляторов. Для формирования сигналов напряжения по осям d и q, которые затем используются преобразователем систем координат, применяется следующий алгоритм:

$$U_{d\_conv} = U_{d\_sis} - I_q \cdot w \cdot L,$$

$$U_{q\_conv} = U_{q\_sis} + I_d \cdot w \cdot L,$$

$$U_{d\_sis} = \left(U_{d\_ref} - V_d\right) \cdot W_{pid},$$

$$U_{q\_sis} = \left(U_{q\_ref} - V_q\right) \cdot W_{pid},$$

где U_{d_ref} и U_{q_ref} – сигналы управления от регулятора напряжения DC по осям d и q соответственно; U_{d_sis} и U_{q_sis} – сигналы управления от ПИД регуляторов по осям d и q, формируемые в соответствии с заданной уставкой и отрицательной обратной связью по текущему напряжению сети V_d и V_q; I_d и I_q – токи в регулируемой сети по осям d и q соответственно; w – угловая частота в сети; L – индуктивность выходного преобразователя энергороутера; W_{pid} – передаточная функция ПИД регулятора.

Модель общего регулятора позволяет выполнять форсировку напряжения при подаче дополнительного единичного сигнала на вход ПИД регулятора напряжения в оси координат q, отвечающей за генерацию реактивной мощности инвертора.

Настройка ПИД регуляторов оказывает значительное влияние на работу всей системы и стабилизацию напряжения, и представляет собой весьма сложную задачу. В связи с этим коэффициенты настройки регуляторов определялись на основе многократного имитационного моделирования.

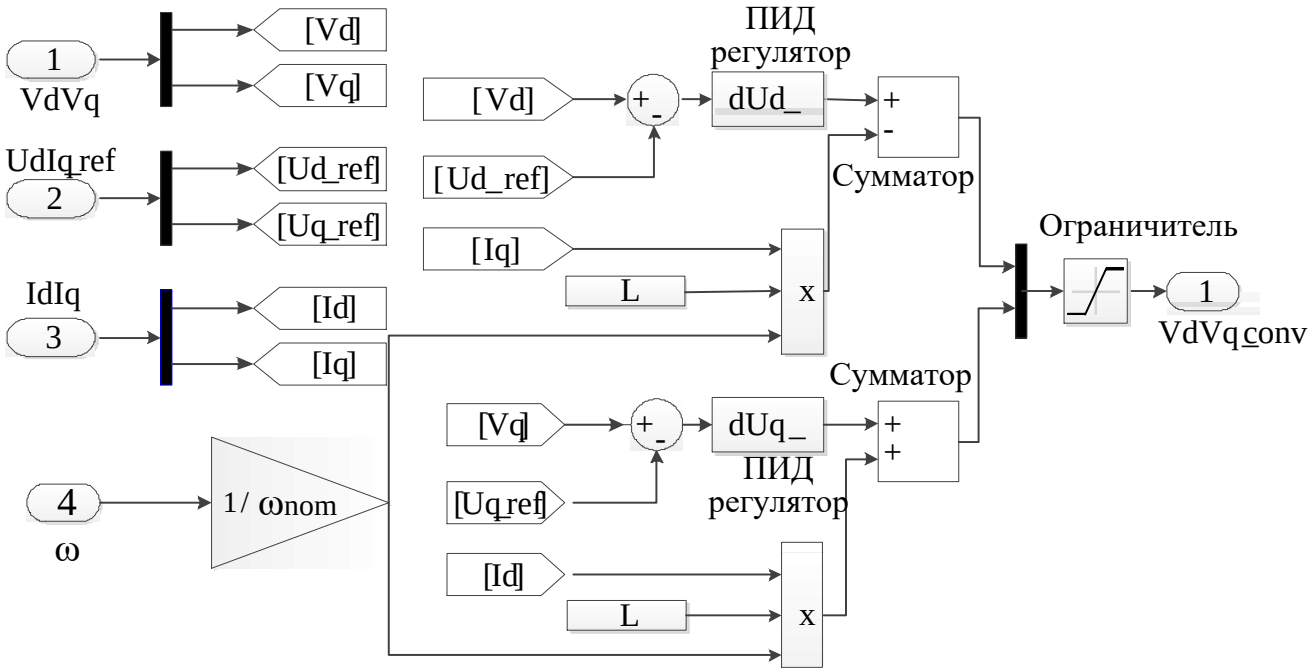


Рисунок 3.64 – Схема блока «Общий регулятор напряжения»

Схема модели ЗС с подключенным аккумулятором электромобиля представлена на рис.3.65. В модели используется корректор коэффициента мощности (преобразователь DC/DC) с регулятором для управления зарядом и разрядом аккумуляторов электромобилей. Также есть возможность практически мгновенного отключения аккумуляторов электромобилей от сети, например, в случае глубокой разрядки аккумулятора. На рис.3.65 параметр заряда аккумулятора обозначен как SOC.

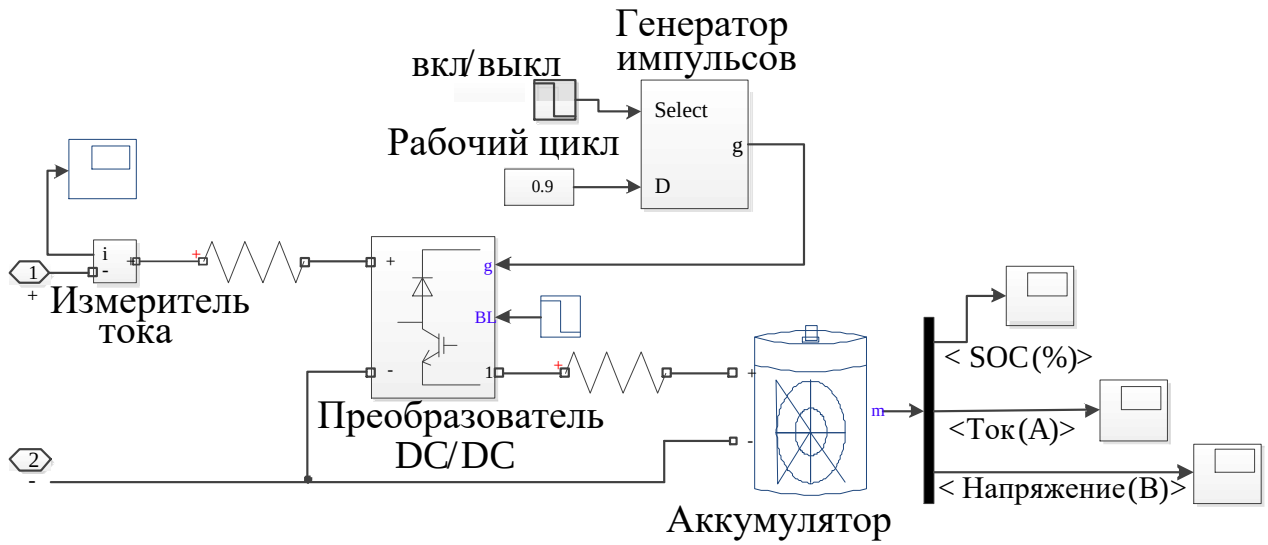


Рисунок 3.65 – Модель ЗС с аккумулятором ЭМ

Результаты имитационного моделирования режима кратковременного подключения мощной нагрузки на стороне 0,4 кВ энергороутера показаны на рис.3.66–3.69. Рассматривались следующие режимы работы СЭС и инвертора энергороутера, обозначенные цифрами на рис.3.66–3.68:

1 – работа регулятора энергороутера без участия аккумуляторов;

2 – работа регулятора энергороутера с подключением аккумуляторов;

3 – работа регулятора энергороутера с форсировкой напряжения и подключением аккумуляторов электромобилей.

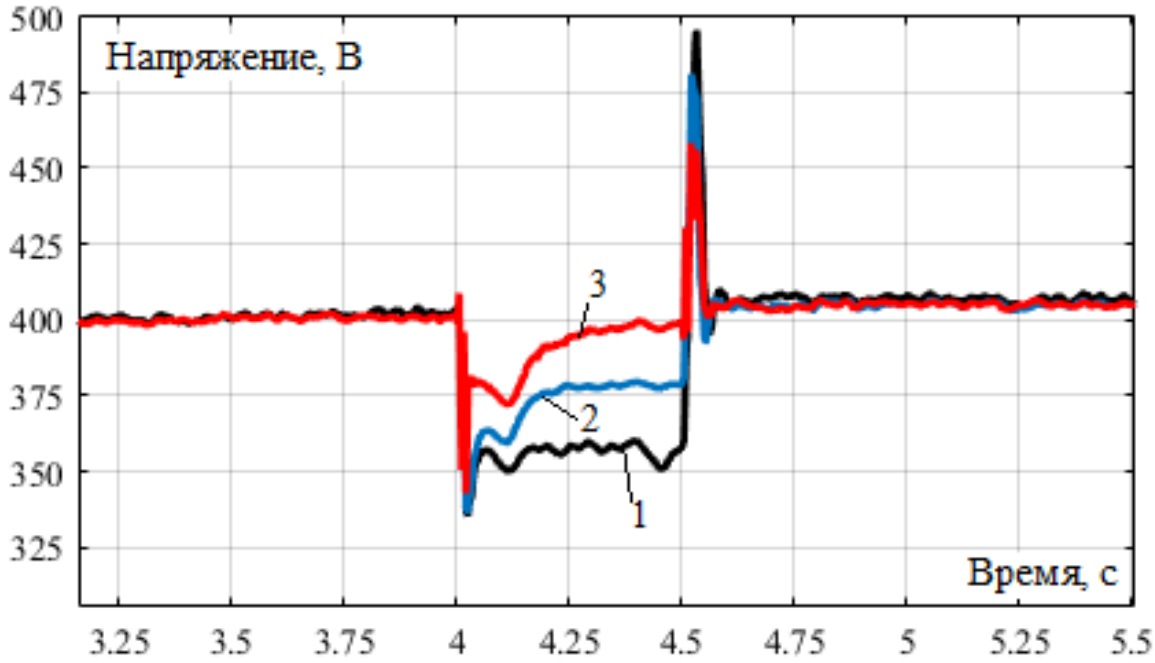


Рисунок 3.66 – Напряжение при подключении дополнительной нагрузки

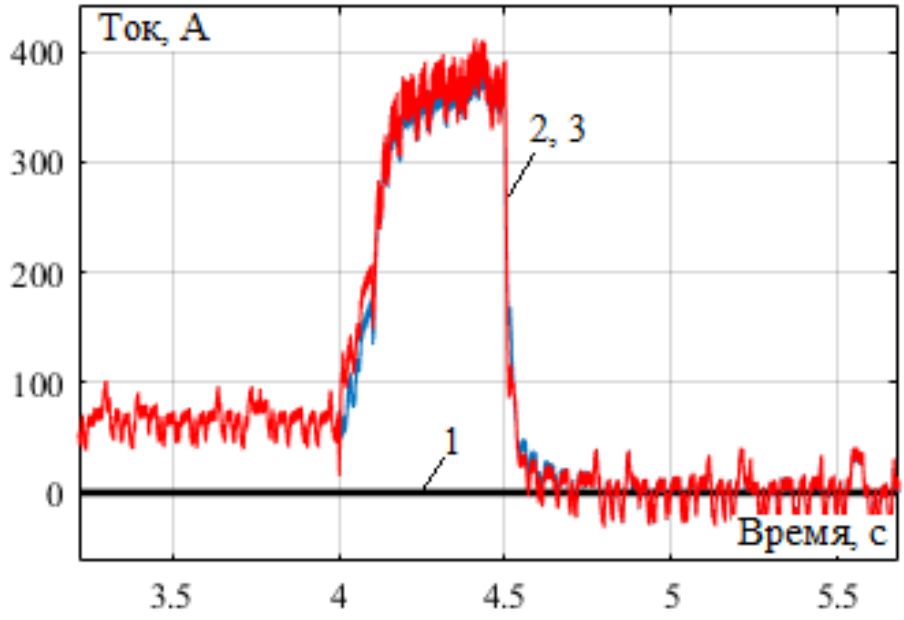
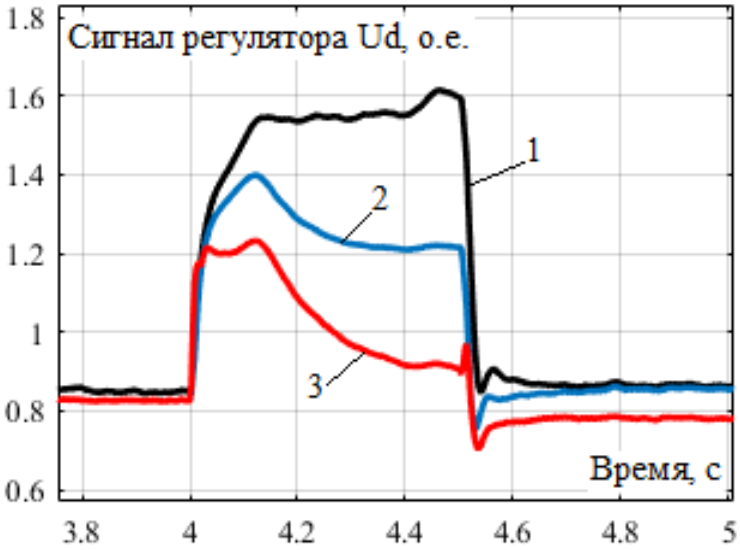


Рисунок 3.67 – Ток от зарядной станции при подключении дополнительной нагрузки

При подключении аккумуляторов электромобилей в рассматриваемом режиме удается поддерживать напряжение вблизи номинального значения (рис.3.66, кривая 2). Форсировка напряжения инвертора ЭР обеспечивает быстрое увеличение напряжения до номинала (рис.3.66, кривая 3). Управление током разряда от ЗС выполнялось через корректор коэффициента мощности при его включении при снижении напряжения в сети (рис.3.67).

Анализ формируемых регуляторами сигналов напряжений (рис.3.68) говорит о правильности их работы. На рис.3.68 б показан сигнал форсировки напряжения (кривая 3). В двух других режимах (кривые 1 и 2) сигнал регулятора напряжения в оси q практически не изменяется, что требует дополнительной настройки ПИД регулятора в этой цепи, а также возможности изменения уставки регулятора. Необходимо также отметить, что при подключении зарядной станции сигнал регулятора напряжения по оси d снижается (рис.3.68, кривая 2), а при форсировке напряжение снижается еще больше (кривая 3).



(а)



(б)

Рисунок 3.68 – Сигналы от регулятора напряжения:
а – сигнал по поперечной оси Ud; б – сигнал по продольной оси Uq

Регулятор напряжения инвертора ЭР с предлагаемым алгоритмом функционирования позволил улучшить качество электроэнергии, снизив амплитуды ВГ, что видно из рис.3.69. Таким образом, суммарный коэффициент гармоник THD снизился в 1,7 раза с 0,1% до 0,06% благодаря работе рассматриваемого регулятора ЭР. Для полной компенсации гармоник в СЭС с энергороутером требуются дополнения к алгоритму управления инвертором с активным фильтром ВГ.

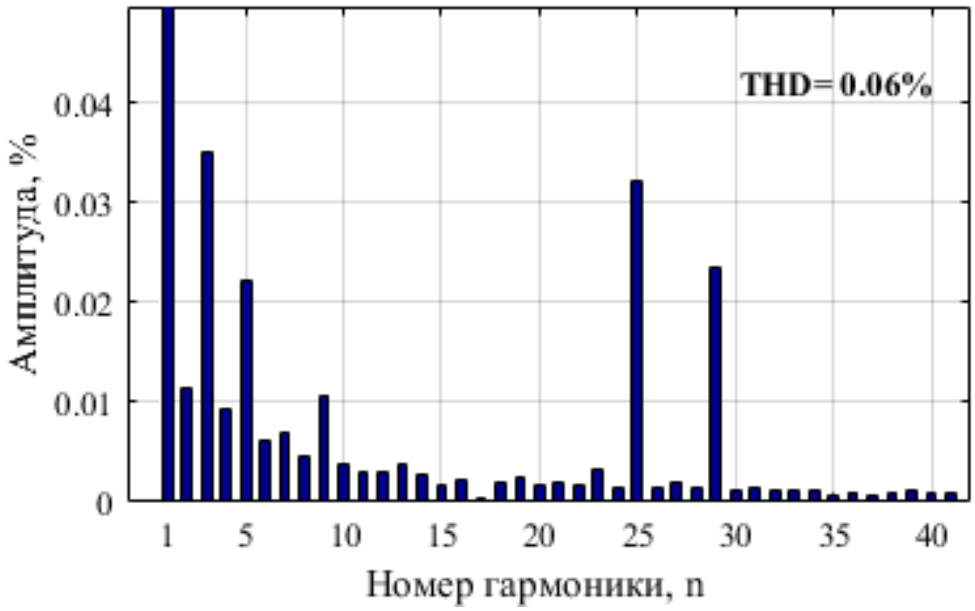


Рисунок 3.69 – Состав гармоник напряжения у потребителей 0,4 кВ

Выводы по главе 3

1. Нарушение симметрии токов нагрузки и наличие нелинейных потребителей приводит к увеличению токов в обмотках генератора и возникновению колебаний электрических и механических параметров. Это обстоятельство увеличивает вероятность потери устойчивости, что нужно учитывать при внедрении ГУ в СЭС с низким качеством электроэнергии.

2. Рассмотрены различные топологии энергетических роутеров. Представлены результаты моделирования работы СЭС, подключенной через энергороутер и включающей распределенную генерацию, работающую с

использованием возобновляемых энергоресурсов. Энергороутер позволяет устранить проблемы с качеством электроэнергии.

3. Для уменьшения провала напряжения и тока КЗ в СЭС с РГ возможно использовать управляемый ЭР с накопителями электроэнергии.

4. Выполнено моделирование режимов СЭС с ЗС, при подключении которой через типовой трансформатор наблюдаются заметные гармонические искажения (коэффициент гармоник напряжения k_U равен 2,9 %). Пассивный фильтр гармоник снижает k_U до 0,13 %, энергороутер – до 0,1 %.

5. Разработана модифицированная имитационная модель регулятора напряжения инвертора ЭР с возможностью форсировки напряжения и тока.

6. Описаны имитационные модели СЭС на базе энергороутера с ЗС постоянного тока. В модели учитываются сопротивления подключаемых кабелей и преобразователь DC/DC с регулятором импульсов, позволяющим управлять аккумуляторами с целью принудительной разрядки или отключения в ненормальных и аварийных режимах СЭС. Использование предлагаемого регулятора напряжения инвертора энергороутера и при подключении к СЭС аккумуляторов электромобилей в рассматриваемом режиме включения дополнительной мощной нагрузки удается поддерживать напряжение у потребителя 0,4 кВ вблизи номинального значения. При этом форсировка инвертора энергороутера обеспечивает быстрое повышение напряжения до номинального значения.

7. Использование представленного регулятора напряжения энергороутера позволило улучшить качество электроэнергии, снизив амплитуды гармоник в сети потребителей переменного тока 0,4 кВ. Суммарный коэффициент гармоник THD при использовании предлагаемого регулятора снизился в 1,7 раза с 0,1% до 0,06%. Это позволяет сделать вывод о том, что совершенствование алгоритма регулирования инвертора энергороутера позволяет улучшить качество электроэнергии.

4 МЕТОДЫ НАСТРОЙКИ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕГУЛЯТОРАМИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК

В четвертой главе представлены методы настройки и интеллектуального управления регуляторами генерирующих установок объектов распределённой генерации. Подробно рассмотрен метод согласованной настройки АРВ и АРЧВ синхронного генератора с применением ГА, который был реализован в виде программы для ЭВМ. Метод согласованной настройки регуляторов предназначен для повышения надежности работы ГУ и улучшения качества процессов регулирования напряжения и частоты. В продолжение метода представлена адаптивная система управления параметрами настройки АРВ и АРЧВ, основанная на искусственной нейронной сети и нечеткой логике. Описана разработанная программа адаптивной настройки автоматического регулятора частоты вращения ротора генератора. Представлены результаты имитационного моделирования работы адаптивного блока настройки АРВ и АРЧВ синхронного генератора.

4.1. Метод согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения ротора синхронного генератора с применением генетического алгоритма

Генераторы малой мощности имеют малую постоянную инерции роторов. В связи с этим электрические и механические процессы становятся близки по времени. Поэтому согласованная настройка для регуляторов генераторов РГ является актуальной. Рассмотрим это на примере схемы рис. 4.1.

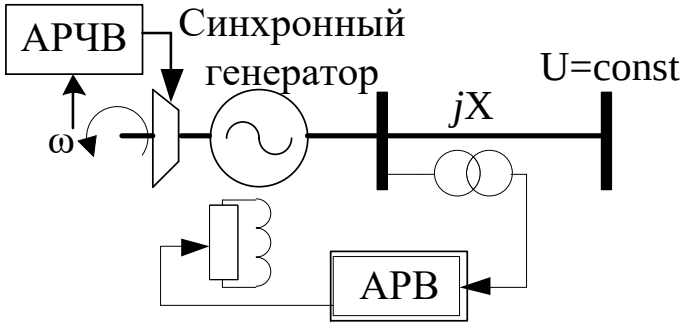


Рисунок 4.1 – Поясняющая схема

Уравнение движения для рассматриваемой схемы:

$$\frac{d\Delta\omega(t)}{dt}=\frac{1}{T_J}\left[M_T\left(\omega_0+\Delta\omega(t)\right)-\frac{E_q\left(i_f\right)\,U_G}{x}\sin\left(\delta_0+\int_0^T\Delta\omega(t)dt\right)\right], \qquad (4.1)$$

где $\Delta\omega$ – изменение частоты вращения ротора; $\Delta\delta$ – изменения угла нагрузки; i_f – ток возбуждения генератора; M_T – механический момент турбины; T_j – постоянная инерции агрегата; ω_0 – синхронная частота вращения; δ_0 – начальное значение угла между векторами ЭДС E_q и напряжения $\dot{U}_G$ генератора (угол нагрузки).

Напряжение определяется через ЭДС E_q и ток I_G генератора за сопротивлением x_G:

$\dot{U}_G=\dot{E}_q-j\dot{I}_G x_G$.

На рис.4.2 представлена векторная диаграмма, по которой можно пояснить связь параметров уравнения (4.1).

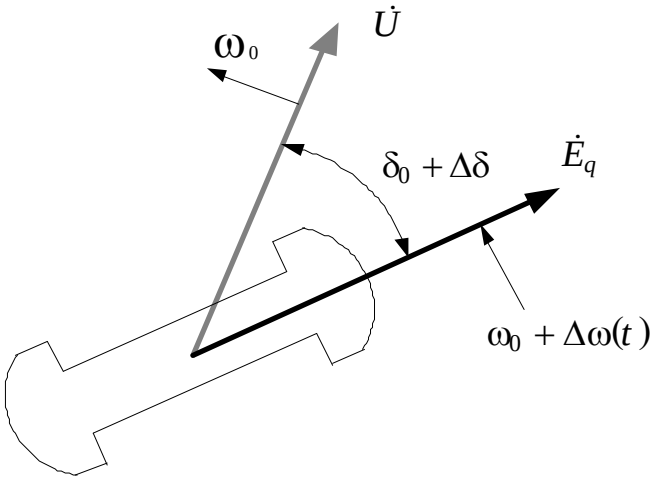


Рисунок 4.2 – Векторная диаграмма

При изменении нагрузки генератора появляется дисбаланс моментов, что приводит к изменениям частоты вращения ротора. Возникает отклонение угла нагрузки на $\Delta\delta$. Исходя из уравнения (4.1) ускорение ротора генератора $\frac{d\,\Delta\omega(t)}{dt}$ обратно пропорционально его постоянной инерции T_J. Поскольку невелико T_J для ГУ малой мощности, любые изменения электрической нагрузки вызовут

значительные колебания частоты. Поэтому для генераторов малой мощности требуется согласованое управление электрическими и механическими параметрами.

Принцип согласованной настройки АРВ и АРЧВ синхронного генератора определяется учетом диаганальных связей каналов напряжения и частоты в регуляторах и генераторе при поиске коэффициентов настройки, обеспечивающих минимальные отклонения регулируемых параметров. В этом случае генерирующая установка представляется двухсвязной, а регулятор имеет диагональную связь по частоте, как показано на рис.2.13. При этом отдельные звенья структуры «турбина-генератор с регуляторами» представляются следующими комплексными передаточными коэффициентами:

- для тиристорной системы возбуждения $W_B = \frac{1}{0,01 j\omega + 1} \cdot \frac{1}{0,025 j\omega + 1}$;

- для канала АРВ по частоте:

$$W_{APB}^{\omega} = \frac{1 + 0,5 j\omega}{0,5 j\omega} \cdot \left[\frac{2 k_{0\omega} j\omega}{(2 j\omega + 1)(0,02 j\omega + 1)} + \frac{0,05 k_{1\omega} j\omega}{0,05 j\omega + 1} \right];$$

- для канала АРВ по напряжению

$$W_{APB}^{U} = \frac{1 + 0,5 j\omega}{0,5 j\omega} \cdot \left[k_{0u} - \frac{k_{1u} 0,02 j\omega}{0,06 j\omega + 1} \right],$$

где k_{0u}, k_{1u}, $k_{0\omega}$ и $k_{1\omega}$ – параметры настройки АРВ;

- для паровой турбины $W_T = \frac{1}{0,2 j\omega + 1}$;

- для АРЧВ: $W_{APЧB} = \left(k_p + \frac{k_i}{0,1 j\omega} + \frac{k_d j\omega}{j\omega + 1} \right) \cdot \frac{1}{0,01 j\omega + 1}$,

где k_p, k_i, k_d – параметры настройки АРЧВ;

На рис. 4.3 представлен алгоритм метода согласованной настройки АРВ и АРЧВ. Этот алгоритм включает в себя следующие этапы: идентификация модели генерирующей установки; настройка АРВ и АРЧВ; оценка запаса устойчивости.

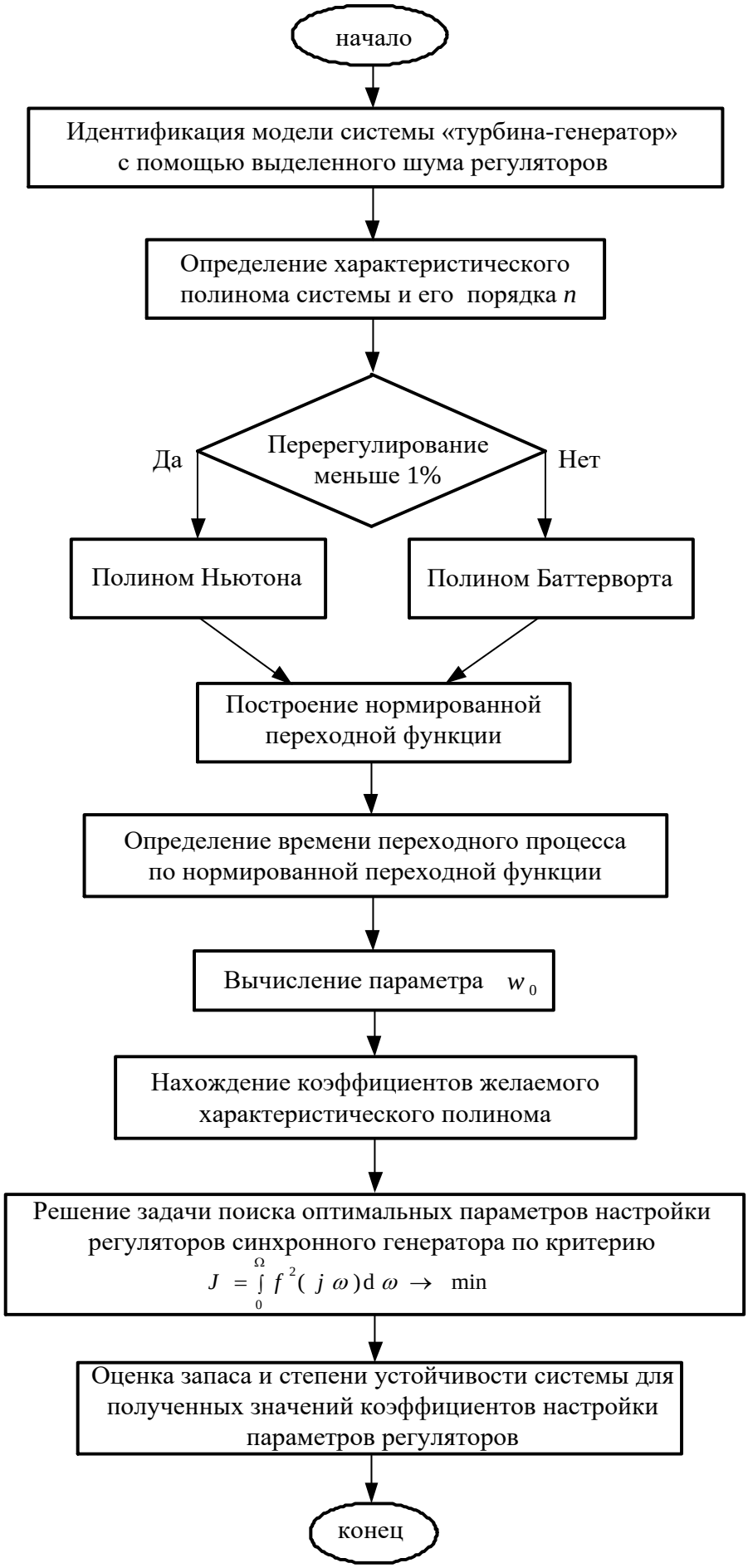


Рисунок 4.3 – Алгоритм согласованной настройки АРВ и АРЧВ

На этапе идентификации модели составляется характеристический полином согласно методу, описание которого приведено в разделе 2.2. Для представленной на рис.2.13 структуры САР характеристический полином составляется по следующему выражению:

$$D^{м}(s) = \det[\mathbf{E} + \mathbf{W}_{об}(s) \cdot \mathbf{W}_{p}(s)], \quad (4.2)$$

где $\mathbf{W}_{p}(s)$ – матричная передаточная функция регулятора, учитывающая взаимосвязь АРВ и АРЧВ, $\mathbf{W}_{p}(s) = \begin{vmatrix} W_{АРЧВ} & W^{\omega}_{АРВ} \\ 0 & W^{U}_{АРВ} \end{vmatrix}$; $\mathbf{E}$ – единичная матрица; $\mathbf{W}_{об}(s)$ – матричная передаточная функция объекта регулирования (генератор с турбиной и системой возбуждения).

В представленном алгоритме применяется метод стандартных коэффициентов [265]. В качестве стандартных предлагается применять полиномы Ньютона и/или Баттерворта, имеющих параметр w_0, определяющий требуемое время переходного процесса.

Полином Ньютона в общем виде представляется уравнением:

$$(s + w_0)^n. \quad (4.3)$$

Метод нормированных переходных функций [265] позволяет определить параметр w_0.

Корни полинома Баттерворта определяются по следующей формуле [28]:

$$p_i^* = w_0\left(\cos\left(\frac{\pi(2i-1)}{n}\right) + j\sin\left(\frac{\pi(2i-1)}{n}\right)\right), \; i = \overline{1,n}. \quad (4.4)$$

Полиномы Баттерворта представляются в следующем виде:

$$\prod_{i=1}^{n}\left(s - p_i^*\right). \quad (4.5)$$

Достоинстнвами полиномов Баттерворта являются гладкая форма переходной характеристики и устойчивость фильтров Баттерворта любого порядка.

Параметр w_0 можно найти как отношение времени переходного процесса стандартного полинома $t_{П}^*$ и желаемого времени переходного процесса настраиваемой системы $t_{П}$:

$$w_0 = \frac{t_П^*}{t_П}, \qquad (4.6)$$

где $t_П \le t_П^*$ и $t_П \ne 0$.

В представленном алгоритме согласованной настройки выполняется оптимизация коэффициентов настройки АРВ и АРЧВ по следующему критерию:

$$J = \int_0^\Omega f^2(j\omega)\,\mathrm{d}\omega \to \min, \qquad (4.7)$$

где $f(j\omega) = D^{ж}(j\omega) - D^{м}(j\omega)$ – разность коэффициентов желаемого полинома и характеристического полинома настраиваемой системы; ω – частота из диапазона «полосы пропускания» системы.

В виду комплексных чисел целесообразно использовать линейную свертку критериев по действительной и мнимой частям:

$$F = \frac{1}{2}F_{\mathrm{Re}} + \frac{1}{2}F_{\mathrm{Im}} \to \min, \qquad (4.8)$$

Близость полниномов в областях действительных и мнимых значений определяется следующими критериями:

$$\begin{aligned} F_{\mathrm{Re}} &= \int_0^\Omega \left(\mathrm{Re}\,D^{ж}(\omega) - \mathrm{Re}\,D^{м}(\omega)\right)^2 \mathrm{d}\omega, \\ F_{\mathrm{Im}} &= \int_0^\Omega \left(\mathrm{Im}\,D^{ж}(\omega) - \mathrm{Im}\,D^{м}(\omega)\right)^2 \mathrm{d}\omega. \end{aligned} \qquad (4.9)$$

Для минимизации показателя (4.7) предлагается использовать генетический алгоритм (ГА) [266-268].

Исследования показывают, что изменение настроек ГА влияет на скорость и точность решения задачи. Таким образом, можно добиться улучшенных результатов, если на последующих расчетах использовать результаты финальной популяции из предыдущего этапа расчетов. Это привело к разработке адаптивного алгоритма, который на начальном этапе находит оптимальные настройки ГА для определенной целевой функции. Блок-схема созданного алгоритма представлена на рис. 4.4. Первый этап адаптивного ГА предполагает проведение до 100 итераций классического ГА. Затем, используя настройки ГА,

соответствующие найденному решению на первом этапе и гибридную функцию, осуществляется второй этап алгоритма.

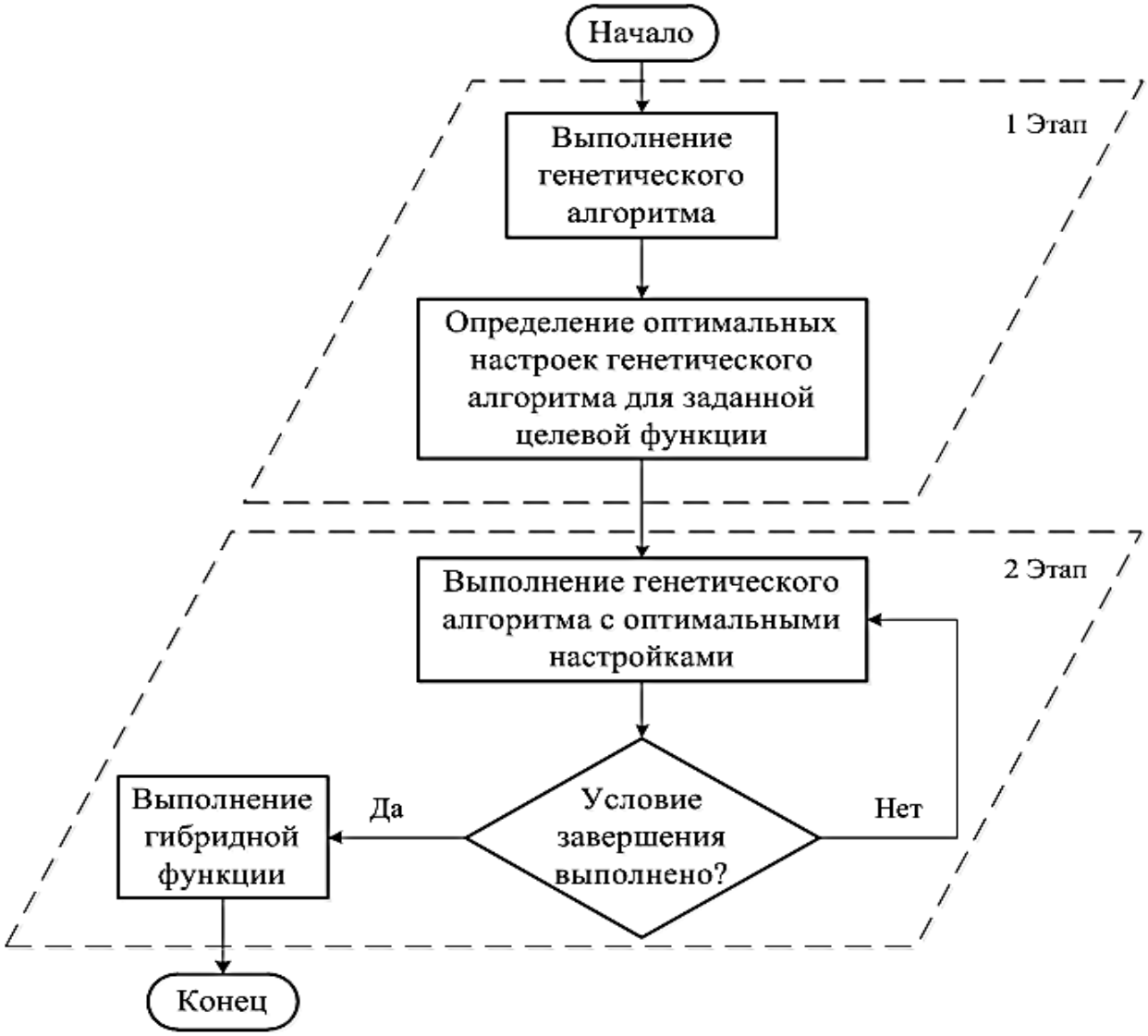


Рисунок 4.4 – Блок-схема адаптивного ГА

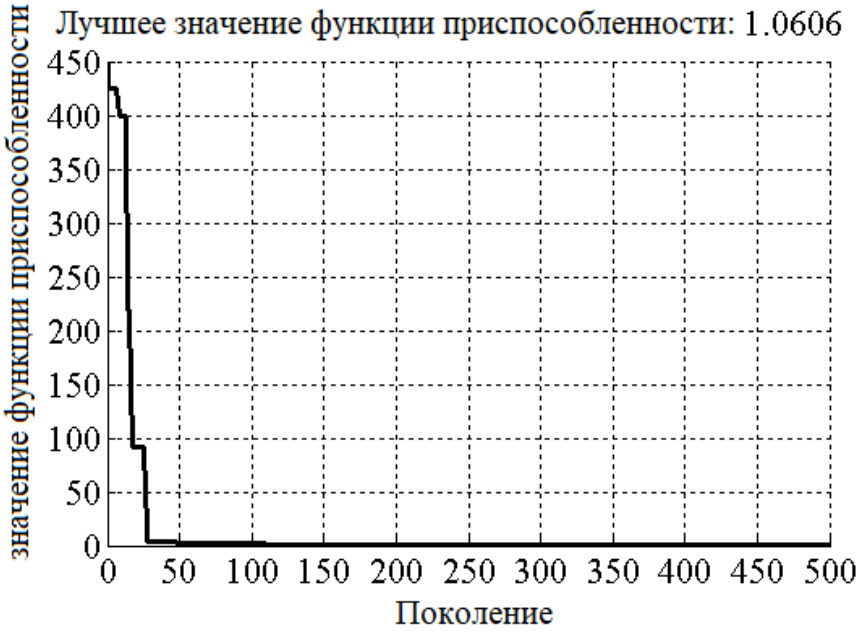
В предлагаемом адаптивном ГА используются двухточечный кроссовер и турнирный метод отбора. В целом эти методы достаточно эффективны по сравнению с другими. В качестве гибридной функции применялся метод Нелдера-Мида. Разработанный алгоритм позволяет:

- автоматизировать процесс определения «лучших» исходных параметров настройки ГА;
- значительно сократить временные затраты на поиск глобального решения, в том числе и за счет гибридной функции.

На рис. 4.5 приведены результаты работы генетического алгоритма с настройками по умолчанию (стандартный алгоритм мутации с долей отбираемых компонентов хромосом 0,01; случайное определение исходной популяции; вероятность скрещивания 0,8) и предлагаемого адаптивного генетического алгоритма, из сравнения которых видно, что более точное решение определяется при меньшем числе итераций при использовании адаптивного ГА (рис. 4.5, б).



(а)



(б)

Рисунок 4.5 – Зависимости лучшего значения функции приспособленности особей от поколения при настройках ГА по умолчанию (а) и адаптивных настройках (б)

Процедура адаптивного ГА была реализована в программном комплексе оптимизации настроек АРВ и АРЧВ, описание которого приведено в Приложении 1.

Исследования по использованию предложенного метода согласования настроек АРВ и АРЧВ проводились на имитационной модели системы электроснабжения с низким качеством электроэнергии. Схема изучаемого района электроснабжения представлена на рис. 4.6 с параметрами напряжения и мощности.

Настройка АРВ и АРЧВ осуществлялась для режимов загрузки генератора на 50 и 100 %. Результаты расчета коэффициентов настройки регуляторов представлены в табл. 4.1.

Эффективность метода согласованной настройки выражается в сокращении времени стабилизации частоты и напряжения генератора (рис. 4.7 и 4.8).

Таким образом, представленный метод согласованной настройки АРВ и АРЧВ рекомендуется использовать для синхронных генераторов малой мощности. По результатам моделирования при кратковременном трехфазном КЗ время переходного процесса для напряжения сократилось в 8 раз, а максимальная амплитуда колебаний снизилась на 70%. При этом время переходного процесса для частоты уменьшилось в 1,1 раза, а величина перерегулирования – в 2 раза. Полученные результаты определяют эффективность согласованной настройки АРВ и АРЧВ генераторов малой мощности.

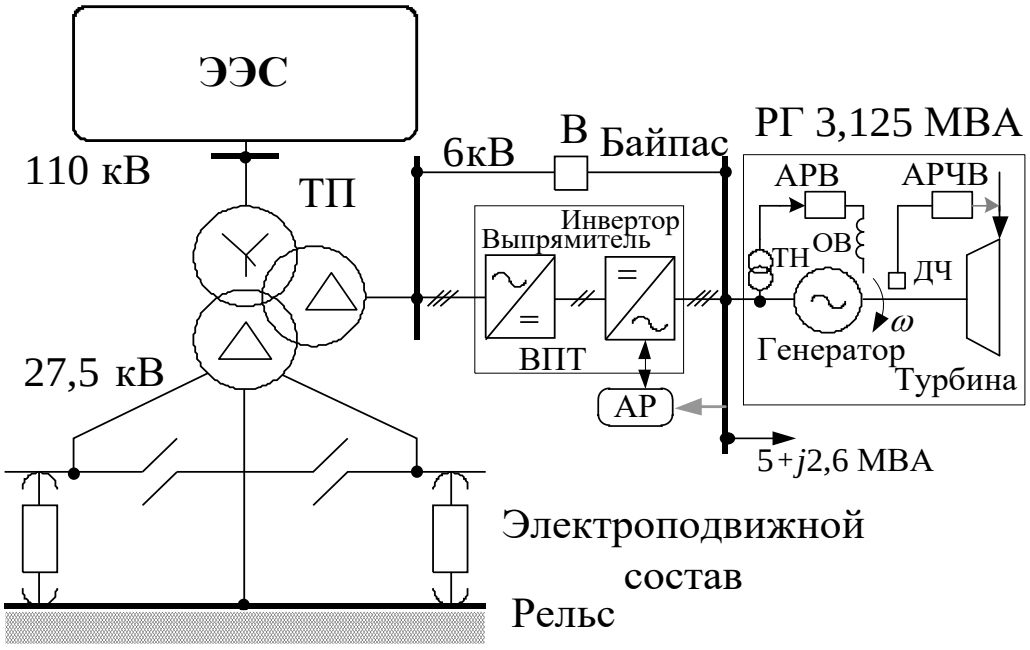
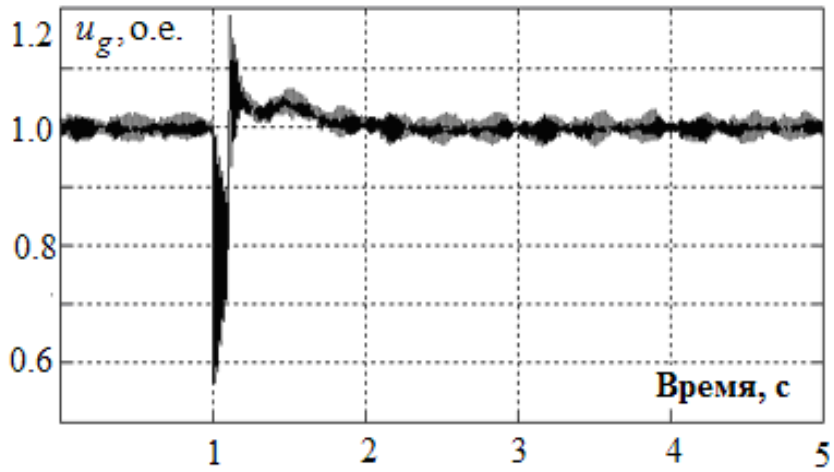


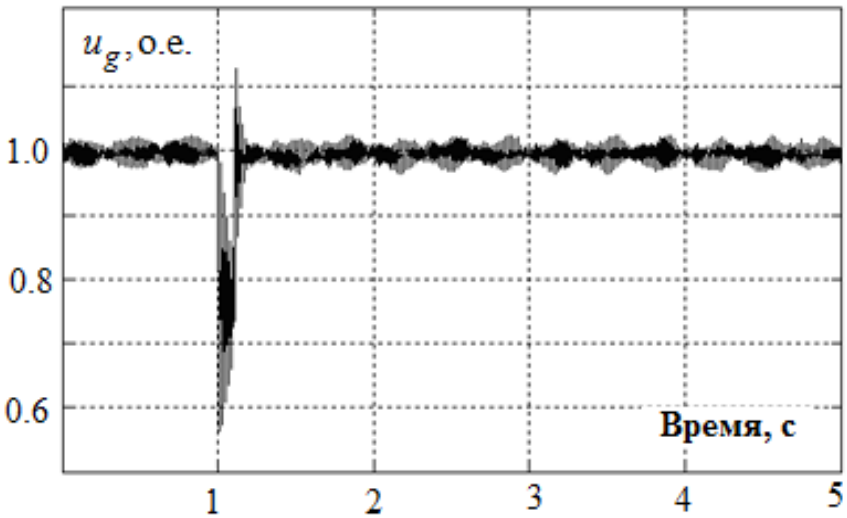
Рисунок 4.6 – Схема исследуемой СЭС

Таблица 4.1 – Результаты настройки регуляторов

Способ настройки	Загрузка турбогенератора, %	
	50	100
1. Согласованная настройка	1) АРВ: k_{0u}= 1, k_{1u}= 50, k_{0w} = 1,099, k_{1w} = 2,81; 2) АРЧВ: k_p = 2,46, k_i = 0, k_d = –0,078.	1)АРВ:k_{0u}=100, k_{1u}=50, k_{0w}=0,976, k_{1w} = –11.81; 2) АРЧВ: k_p = 2,44, k_i =0, k_d = –4,163.
2. Раздельная настройка	1) АРВ: k_{0u}= 1,k_{1u}=50, k_{0w}= –154,5, k_{1w}= 84; 2) АРЧВ: k_p= 0,026, k_i = –0,126, k_d = –0,75.	1) АРВ: k_{0u} =100, k_{1u} = 50, k_{0w} = –196,5, k_{1w} = 3876,5; 2) АРЧВ: k_p = –0,093, k_i = 0,441, k_d = –194.



(а)



(б)

Рисунок 4.7 – Напряжение генератора при кратковременном КЗ:
а – несогласованная настройка: время переходного процесса tp=0,8 с, перерегулирование σ =17,9 %; б – согласованная настройка: tp = 0,1 с, σ = 11,3 %

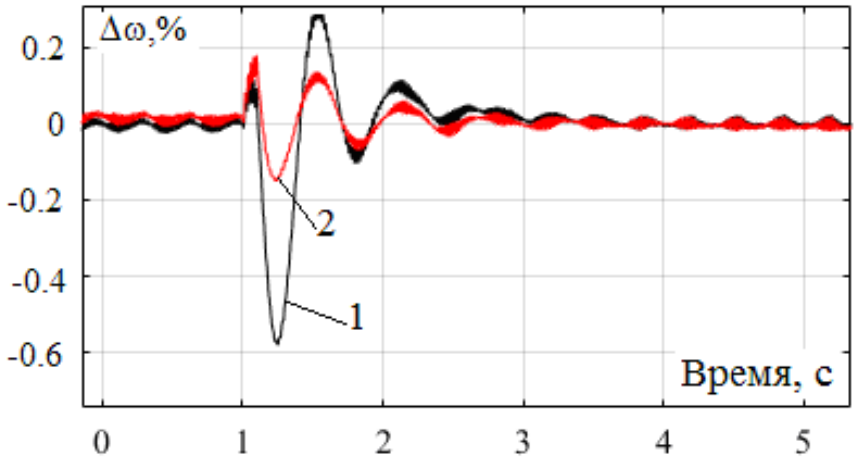


Рисунок 4.8 – Отклонение частоты вращения ротора при кратковременном КЗ:
1 – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ: tp = 2 с, σ = 0,47 %;
2 – согласованная настройка: tp = 1,8 с, σ = 0,24 %

4.1.1. Исследование метода согласованной настройки на модели системы электроснабжения с турбогенераторной установкой

Исследования проводились на имитационной модели СЭС реального промышленного предприятия (схема приведена на рис.4.9), подробное описание и настройка [269] которой по данным реальных изерений приводится в Приложении 2. Исследуемая СЭС работала в условиях низкого качества электроэнергии. В табл. 4.2 и на рис. 4.10 и 4.11 показаны ПКЭ в виде несимметрии и несинусоидальности напряжений в СЭС на стороне 110 и 10 кВ.

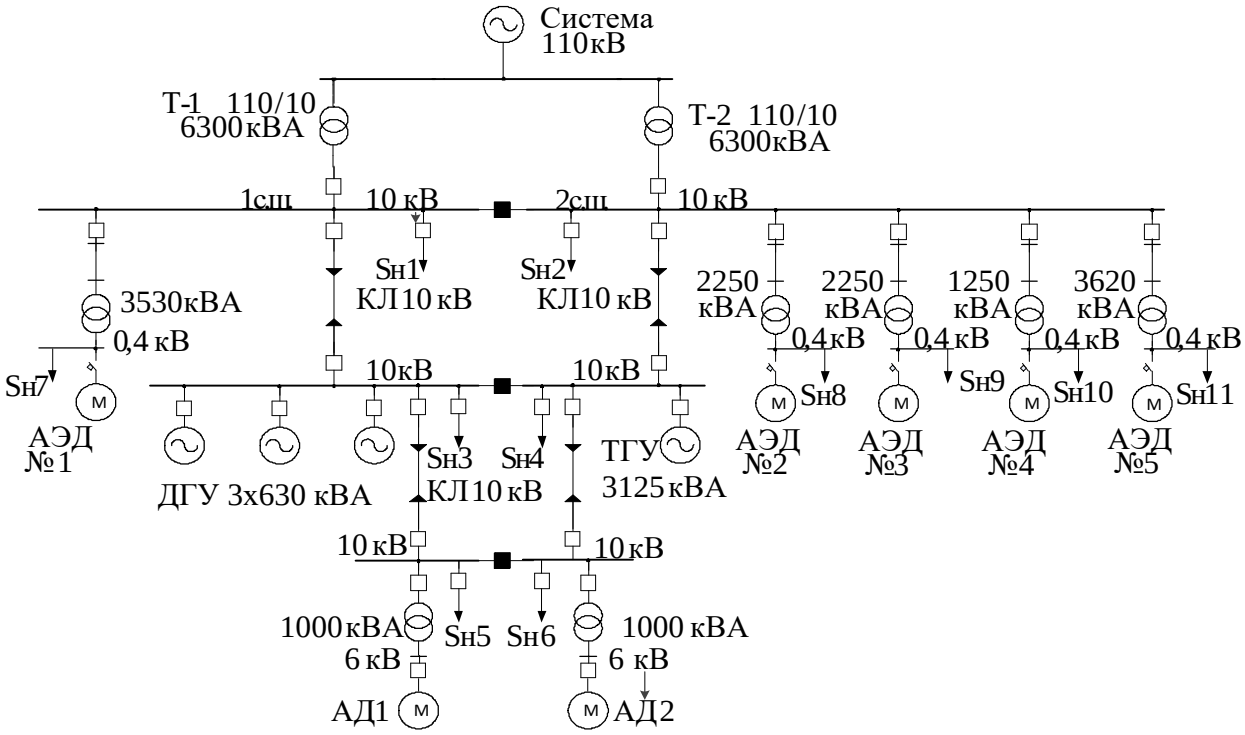
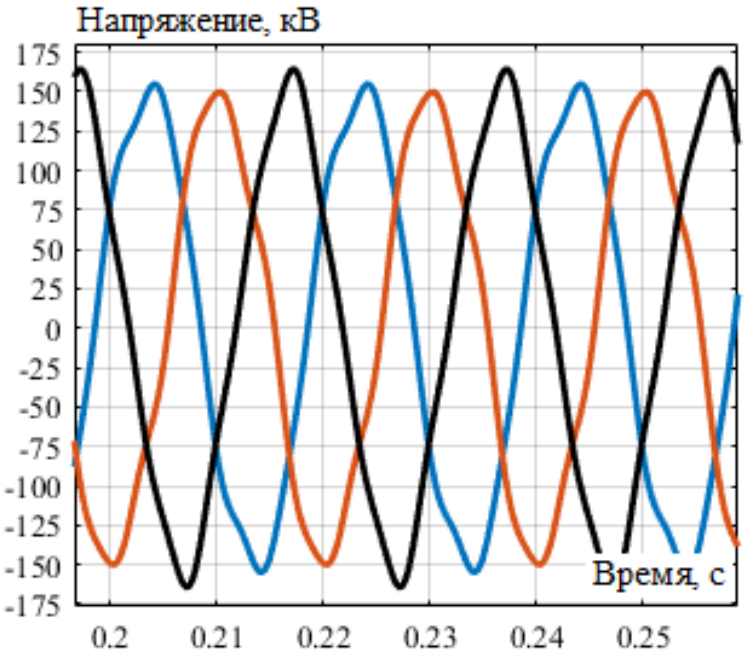


Рисунок 4.9 – Схема исследуемой СЭС

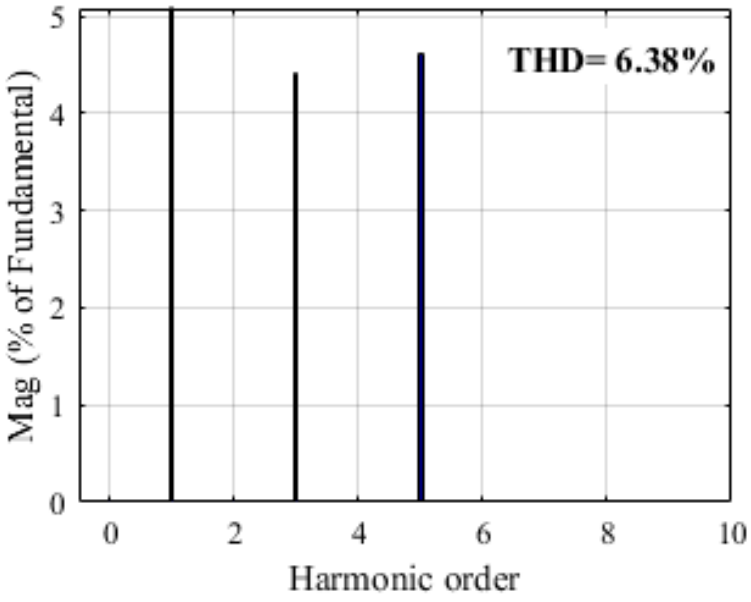
Идентификация параметров модели ТГУ выполнялась с использованием шумов регуляторов. Результаты представлены в разделе 2.2. Результаты согласованной настройки АРВ и АРЧВ ТГУ представлены на рис.4.12 в окне программного комплекса ARE&ARRF.

Таблица 4.2 – Коэффициенты несимметрии и несинусоидальности напряжения

Точка измерения	k_{2U}, %	k_{UAB}, %	k_{UBC}, %	k_{UCA}, %
ввода Т1 110 кВ	2,0	6,4	7,4	6,8
ввод 1 с.ш. 10 кВ	1,6	5,2	6,0	5,5
ввод 2 с.ш. 10 кВ	1,5	4,9	5,7	5,2

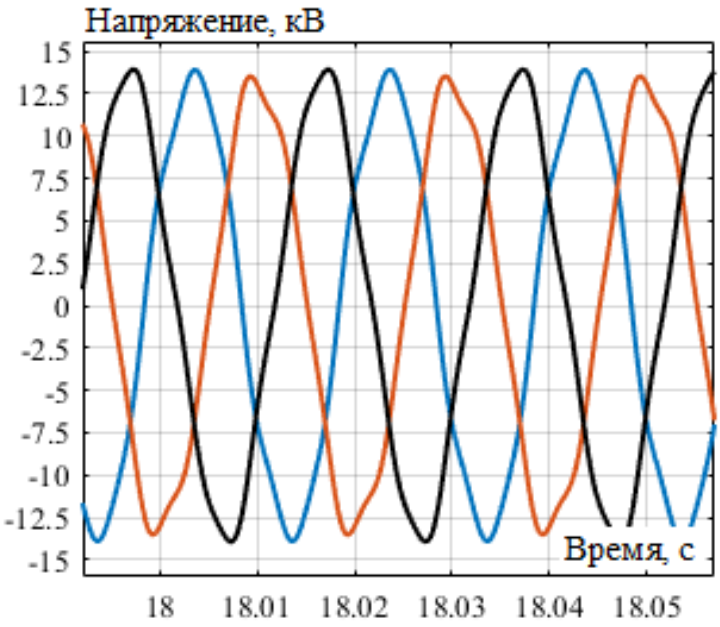


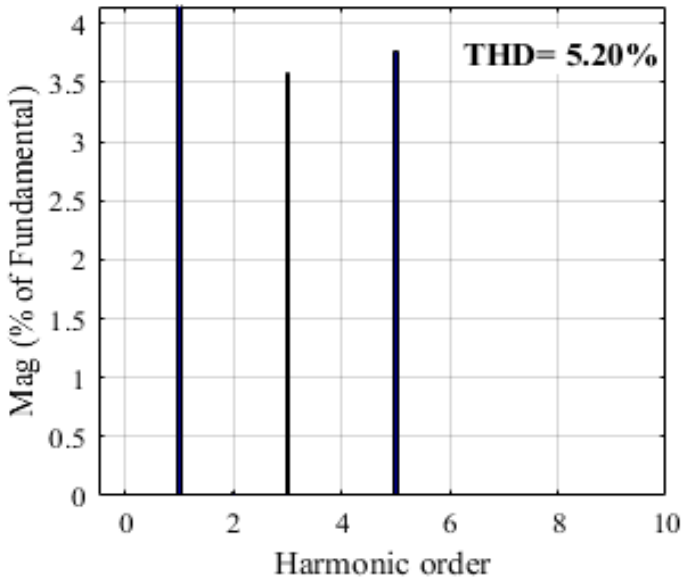
(а)



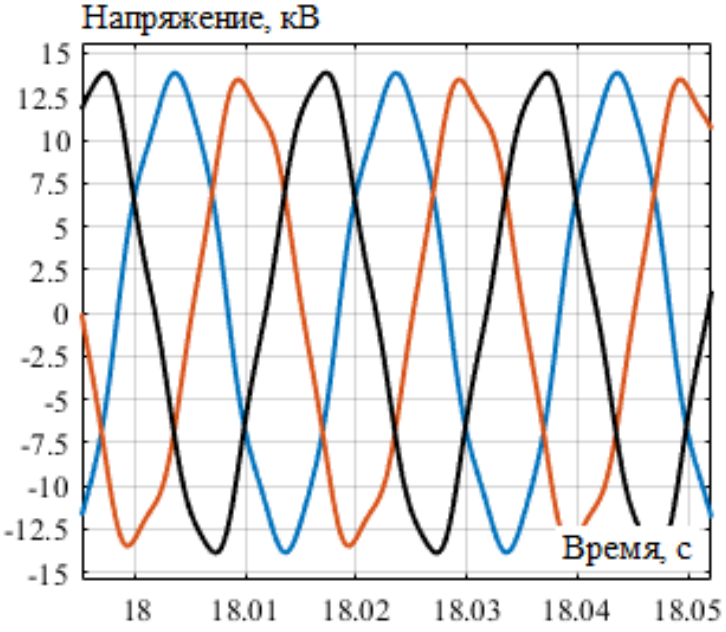
(б)

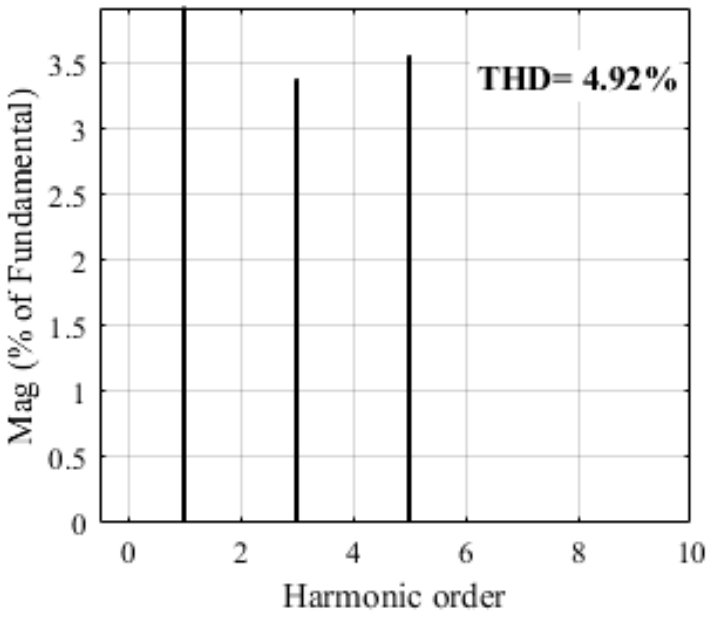
Рисунок 4.10 – Осциллограммы напряжения (а) и спектр гармоник (б)


Напряжение, кВ
15
12.5
10
7.5
5
2.5
0
-2.5
-5
-7.5
-10
-12.5
-15
Время, с
18
18.01
18.02
18.03
18.04
18.05


THD= 5.20%
Mag (% of Fundamental)
4
3.5
3
2.5
2
1.5
1
0.5
0
0
2
4
6
8
10
Harmonic order

(a)


Напряжение, кВ
15
12.5
10
7.5
5
2.5
0
-2.5
-5
-7.5
-10
-12.5
-15
Время, с
18
18.01
18.02
18.03
18.04
18.05



(б)

Рисунок 4.11 – Осциллограммы напряжений и анализ гармоник на шинах:

а – 1 с.ш. 10 кВ; б – 2 с.ш. 10 кВ

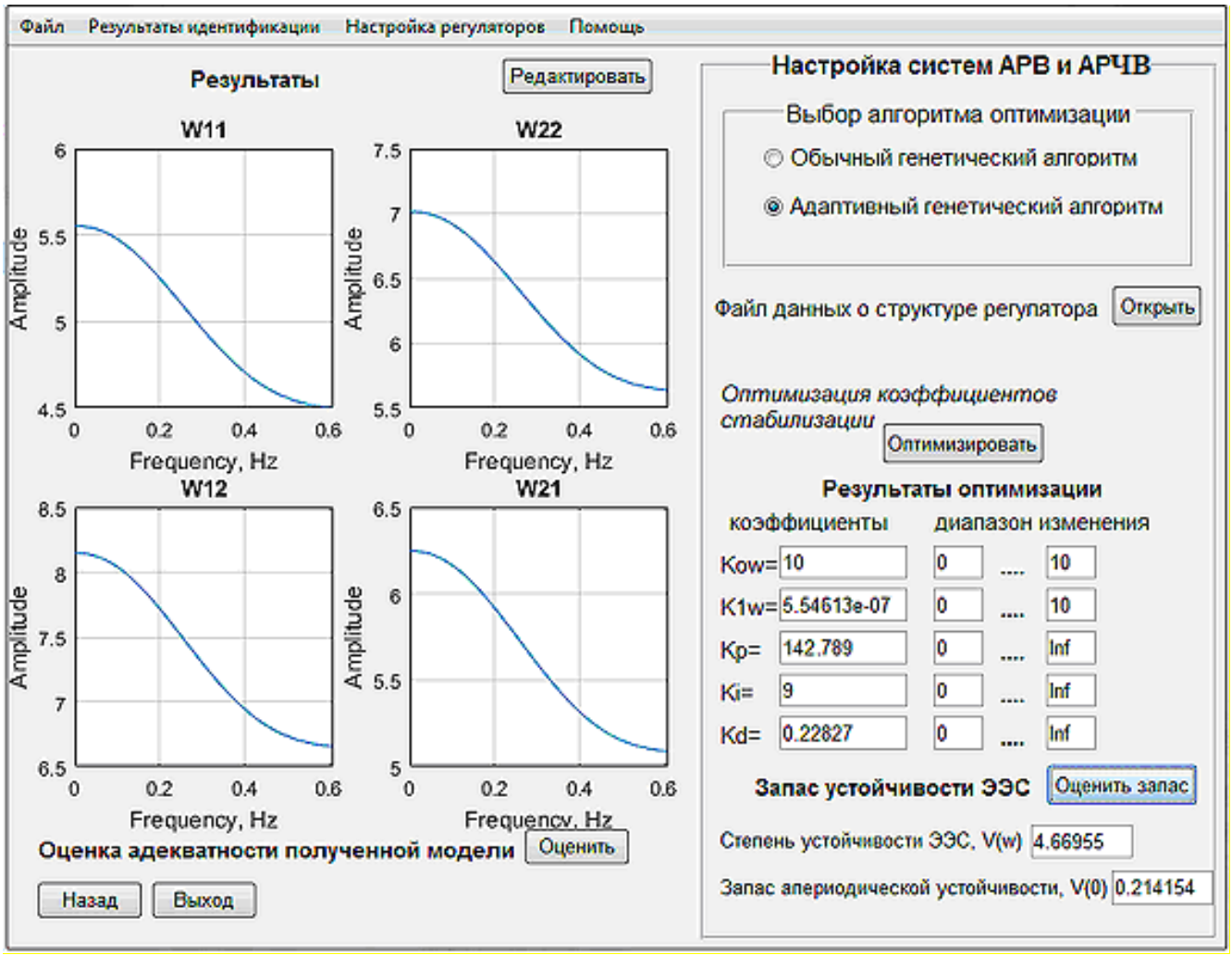


Рисунок 4.12 – Результирующее окно программного комплекса ARE&ARRF

Оценка эффективности настройки регуляторов ТГУ выполнялась при переходе в островной (изолированный) режим работы в результате отключения источника питания 110 кВ. Результаты имитационного моделирования представлены на рис. 4.13-4.15. Цифры на указанных рисунках обозначают следующее: 1 – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ; 2 – согласованная настройка. По рисункам видно, что согласованая настройка регуляторов уменьшает в 2 раза перерегулирование мощности турбины и напряжения на обмотке статора генератора – в 1,7 раза. При этом для частоты перерегулирование отсутствует, а время переходного процесса для напряжения уменьшается в 2,5 раза.

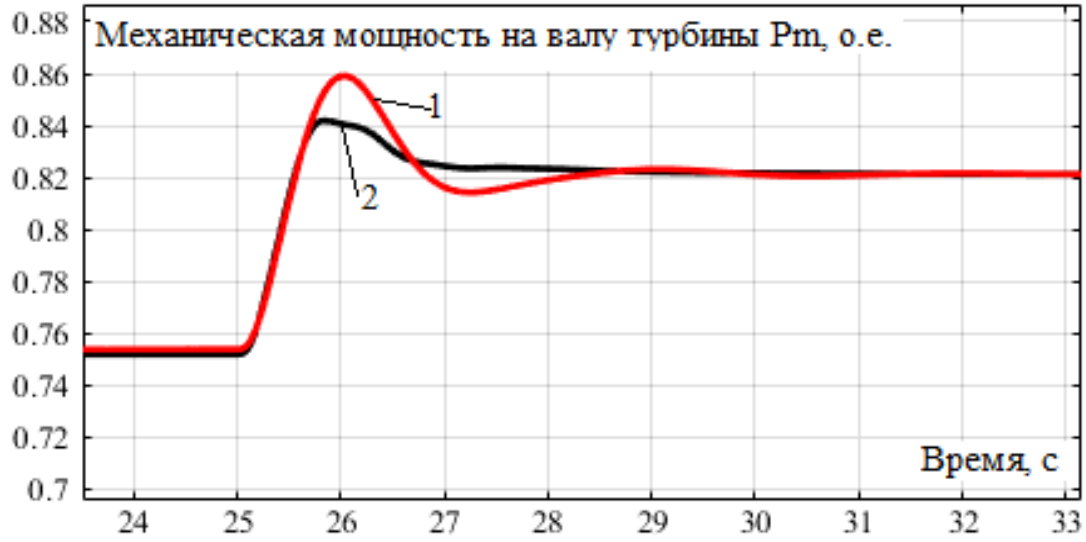


Рисунок 4.13 – Мощность на валу турбины:
1 – перерегулирование σ = 4,88 %, время переходного процесса t_p = 3 с;
2 – σ = 2,44 %, t_p = 3 с

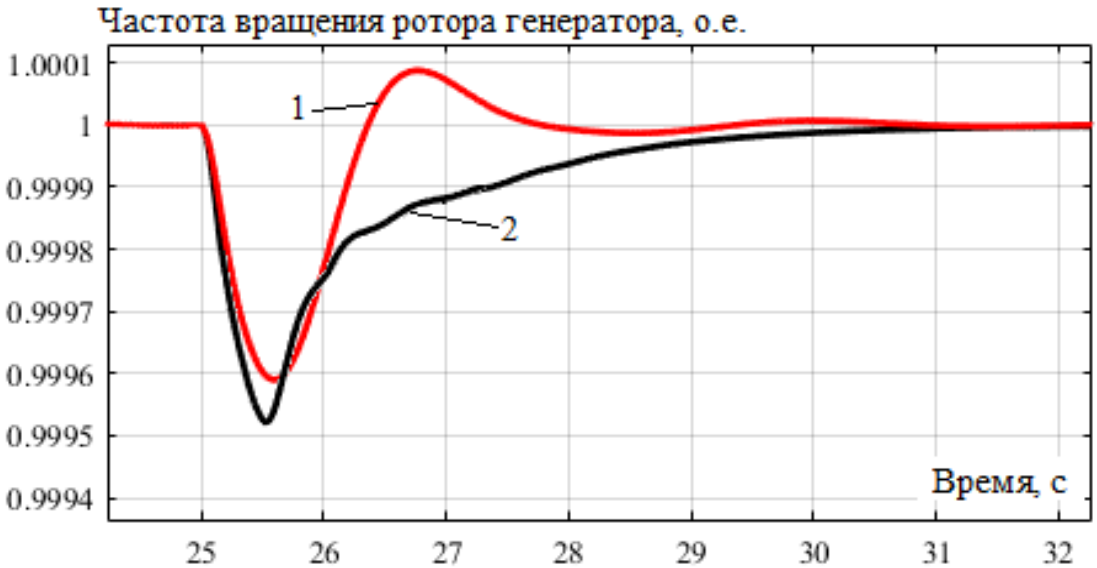


Рисунок 4.14 – Частота вращения ротора при переходе в изолированный режим:
1 – σ = 0,01 %, t_p = 4 с; 2 – σ = 0 %, t_p = 4 с

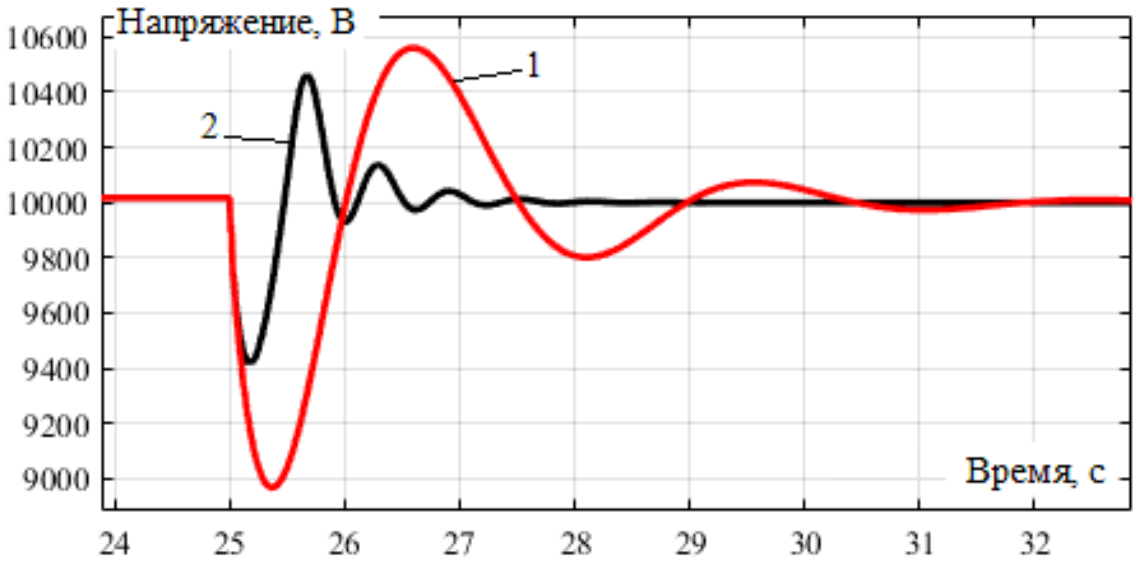


Рисунок 4.15 – Напряжение на шинах ТГУ при переходе в изолированный режим: 1 – σ = 10 %, $t_р$ = 5 с; 2 – σ = 6 %, $t_р$ = 2 с

Таким образом, метод согласованной настройки АРВ и АРЧВ синхронного генератора позволяет улучшить показатели качества регулирования механических и электрических параметров.

Проект по внедрению метода согласованной настройки регуляторов привлекателен с финансовой точки зрения. По полученным результатам в Приложении С приводится технико-экономическое обоснование применения метода согласованной настройки регуляторов турбогенератора.

4.2. Нейро-нечёткая система управления автоматическими регуляторами возбуждения и частоты вращения ротора генератора генерирующей установки объектов распределённой генерации

4.2.1. Адаптивная система управления настройкой автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения

В случае изменения режима работы ГУ требуется корректировка настроек АРВ и АРЧВ. Для решения этой задачи предлагается использовать адаптивную систему управления на базе нейро-нечеткой сети и системы нечеткого логического вывода. Структурная схема системы показана на рис.4.16. Схема нечеткого контроллера с модулем автоматической настройки представлена на рис. 4.17.

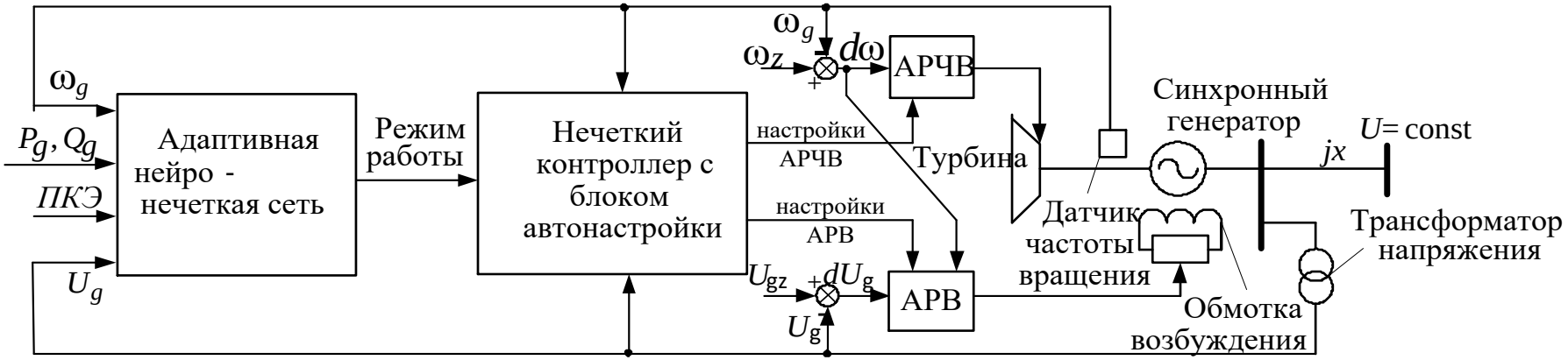


Рисунок 4.16 – Схема адаптивной системы управления настройкой АРВ и АРЧВ ГУ

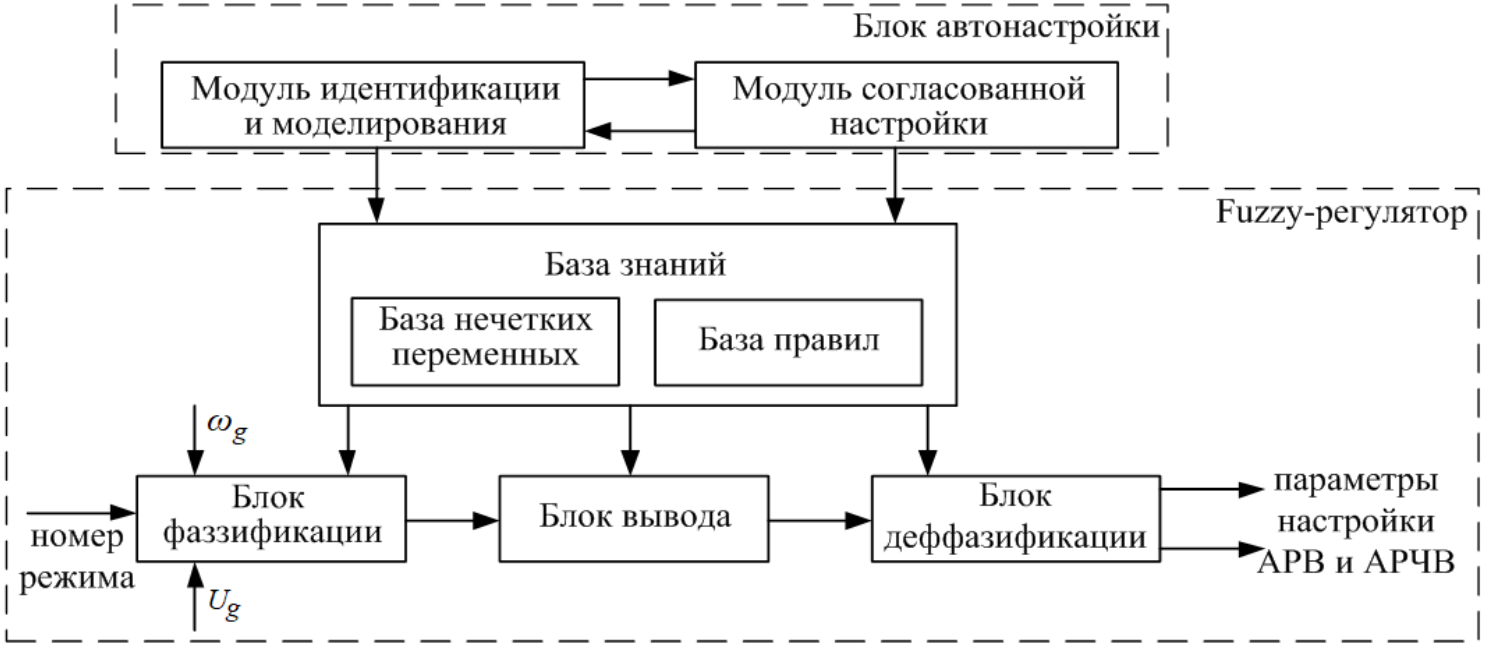


Рисунок 4.17 – Схема нечеткого контроллера с блоком автонастройки

Принцип действия предлагаемой нейро-нечеткой системы управления заключается в определении режима работы генератора и изменении коэффициентов настройки АРВ и АРЧВ, предварительно рассчитанных, в соответствии с режимом.

Для решения задачи определения режима работы генератора предлагается использовать обученную нейронную сеть на основе системы нечеткого вывода (ANFIS). Обучение целесообразно выполнять в 2 этапа для построения нечетких выходных моделей типа Сугэно:

1. Нечеткие правила формируются с помощью метода субтрактивной кластеризации [270] на основе измеренных напряжения (U_g), мощности (P_g, Q_g), частоты (ω_g), и ПКЭ.

2. С помощью обученной нейронной сети настраиваются параметры нечеткой модели.

Субтрактивная кластеризация здесь используется для быстрого синтеза нечетких правил из данных. В результате получается нечеткая модель режимов работы ГУ. При этом можно выделить следующие режимы:

1. Режим пуска;

2. Режим холостого хода;

3. Автономный режим работы;

4. Параллельная работа с сетью (нормальный установившийся режим с различной загрузкой генератора);

5. Аварийный режим;

6. Режим перегрузки и др.

Нечеткий контроллер с функцией автонастройки представляет собой систему нечеткого логического вывода. Он включает в себя блоки идентификации и согласованной настройки. На вход регулятора поступают данные о напряжении U_g и частоте вращения ротора генератора ω_g, а также о номере режима работы. На выходе контроллера получаются параметры настройки АРВ и АРЧВ для текущего режима.

Блок автонастройки состоит из модуля идентификации и моделирования, а также модуля согласованной настройки, что позволяет ему сформировать базу знаний для нечеткого регулятора. Для этого может применяться разработанный программный комплекс, описание которого представлено в Приложении 1.

Испытание предложенной адаптивной системы управления проводилось на имитационной модели СЭС с низким качеством электроэнергии, схема которой показана на рис. 4.18.

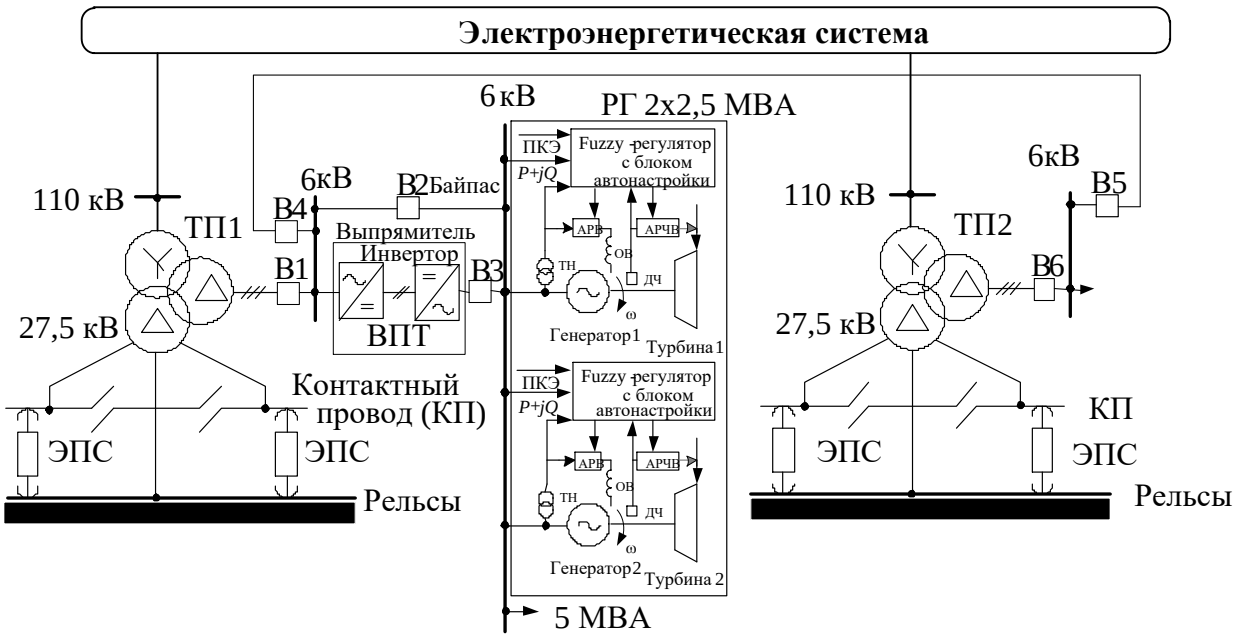


Рисунок 4.18 – Схема исследуемой СЭС

Согласованная настройка регуляторов определена для трех режимов: автономная работа РГ; параллельная работа РГ и ЭЭС через ТП1; параллельная работа РГ и ЭЭС через ТП2. В экспериментах принимались следующие возмущения:

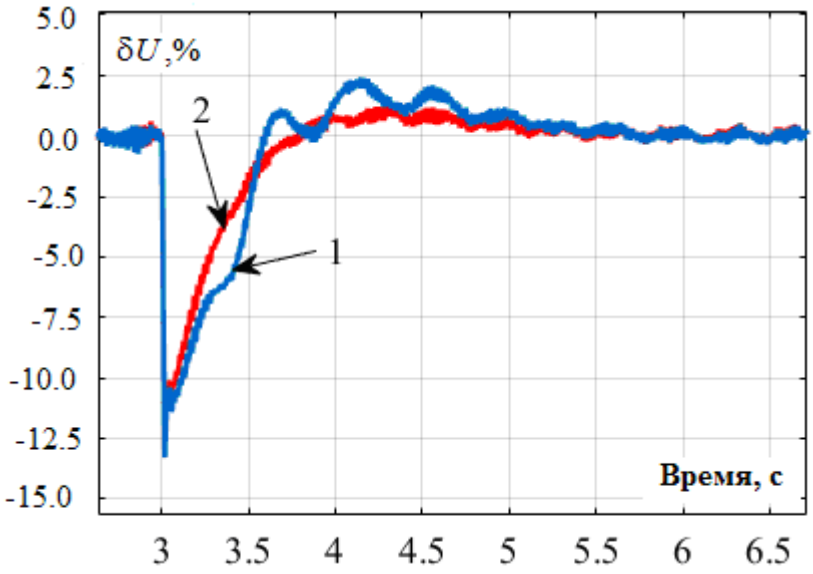
1. Подключение дополнительной нагрузки;

2. Трехфазное короткое замыкание на шинах 6 кВ длительностью 0,5 с в режиме параллельной работы;

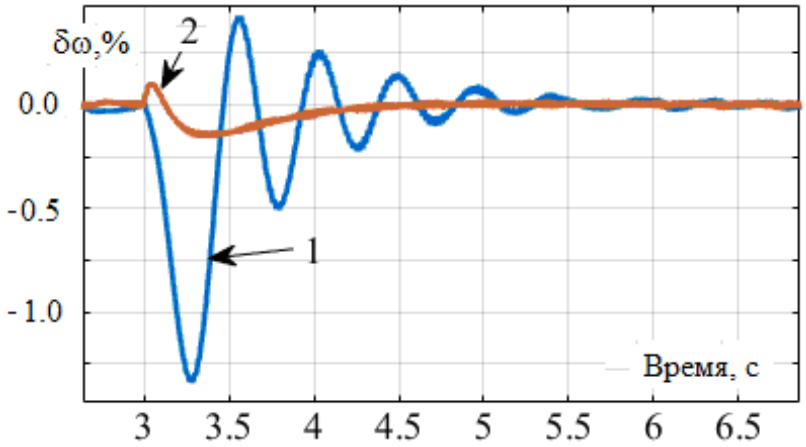
3. Отключение ВПТ и через 0,5 с подключение через байпас связи с ЭЭС.

Результаты имитационного моделирования показывают эффективность адаптивного блока управления настройками АРВ и АРЧВ. Соответствующие графики напряжения и частоты представлены на рис. 4.19-4.21. На этих рисунках

цифрами обозначено: 1 – без изменения параметров настройки регуляторов; 2 – с использованием fuzzy-регулятора, изменяющего параметры настройки.



(а) отклонение напряжения



(б) отклонение частоты

Рисунок 4.19 – Отклонения параметров при подключении дополнительной нагрузки

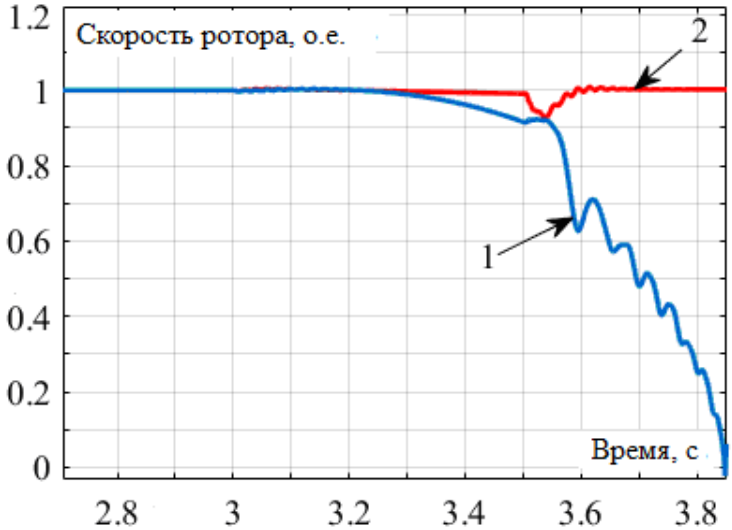
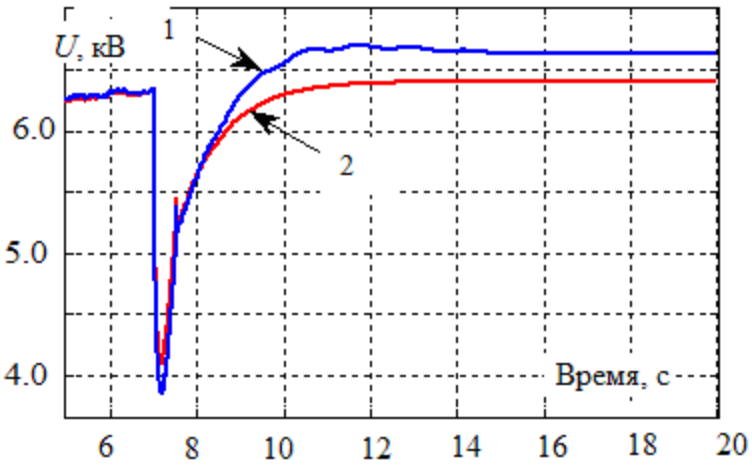
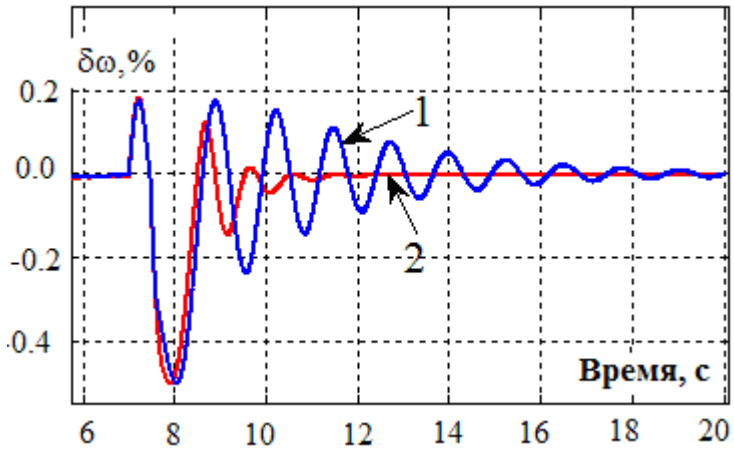


Рисунок 4.20 – Скорость ротора при КЗ на шинах 6 кВ длительностью 0,5 с



(а)



(б)

Рисунок 4.21 – Параметры РГ при отключении ВПТ и включении байпаса через 0,5 с: а – напряжение; б – отклонение частоты

Таким образом, используемые интеллектуальные технологии в идентификации режимов и управлении регуляторами синхронного генератора с применением метода согласованной настройки позволили сформировать базу знаний адаптивной системы управления генерирующей установки.

В результате можно сформулировать следующие выводы:

1. Применение нейро-нечеткой сети ANFIS и метода субстрактивной кластеризации позволяет распознавать текущий режим работы ГУ и значительно облегчает создание базы правил для нечеткого регулятора.

2. Эффективность предлагаемой адаптивной нейро-нечёткой системы управления настройкой АРВ и АРЧВ заключается в улучшении показателей качества регулирования. В рассматриваемом примере при подключении мощной

нагрузки время переходного процесса для частоты уменьшилось в 2,5 раза. Также на 1,2% уменьшилась величина перерегулирования частоты и на 2,5% – провал напряжения.

4.2.2. Программа адаптивной настройки автоматического регулятора частоты вращения

Технологии адаптивного регулирования предоставляют возможность полной автоматизации процессов настройки контуров регулирования для широкого спектра промышленных объектов. Ключевым преимуществом адаптивных систем является способность автоматически настраивать параметры регулятора в соответствии с изменениями динамических характеристик управляемого объекта. Это позволяет существенно ускорить процесс настройки и поддерживать оптимальный уровень адаптации параметров регулятора к изменяющимся условиям эксплуатации. Одним из ключевых преимуществ большинства адаптивных систем автоматического управления является наличие встроенных средств автоматической калибровки и настройки, интегрированных в специализированные программные средства. Эти инструменты облегчают задачу первоначальной настройки и обеспечивают постоянный мониторинг и коррекцию параметров регулятора в реальном времени, что делает возможным поддержание оптимального режима работы системы даже при изменениях условий эксплуатации. Для решения поставленной задачи в области адаптивного управления системой АРЧВ генератора разработан программный комплекс, главное окно которого приведено на рис.4.22.

В основном окне программы адаптивной настройки АРЧВ генератора можно выбрать тип модели, с которой планируется взаимодействовать (физическая или математическая). Нажимая кнопку «Снятие экспериментальных характеристик», открывается окно настройки параметров (рис. 4.23). В режиме снятия экспериментальных характеристик программа моделирует включение и отключение нагрузки в соответствии с заданной шириной ступеньки. При этом

программа перебирает коэффициенты настройки АРЧВ и определяет те, которые дают наименьшее перерегулирование и время переходного процесса для частоты вращения ротора. В результате можно построить нечеткую модель.

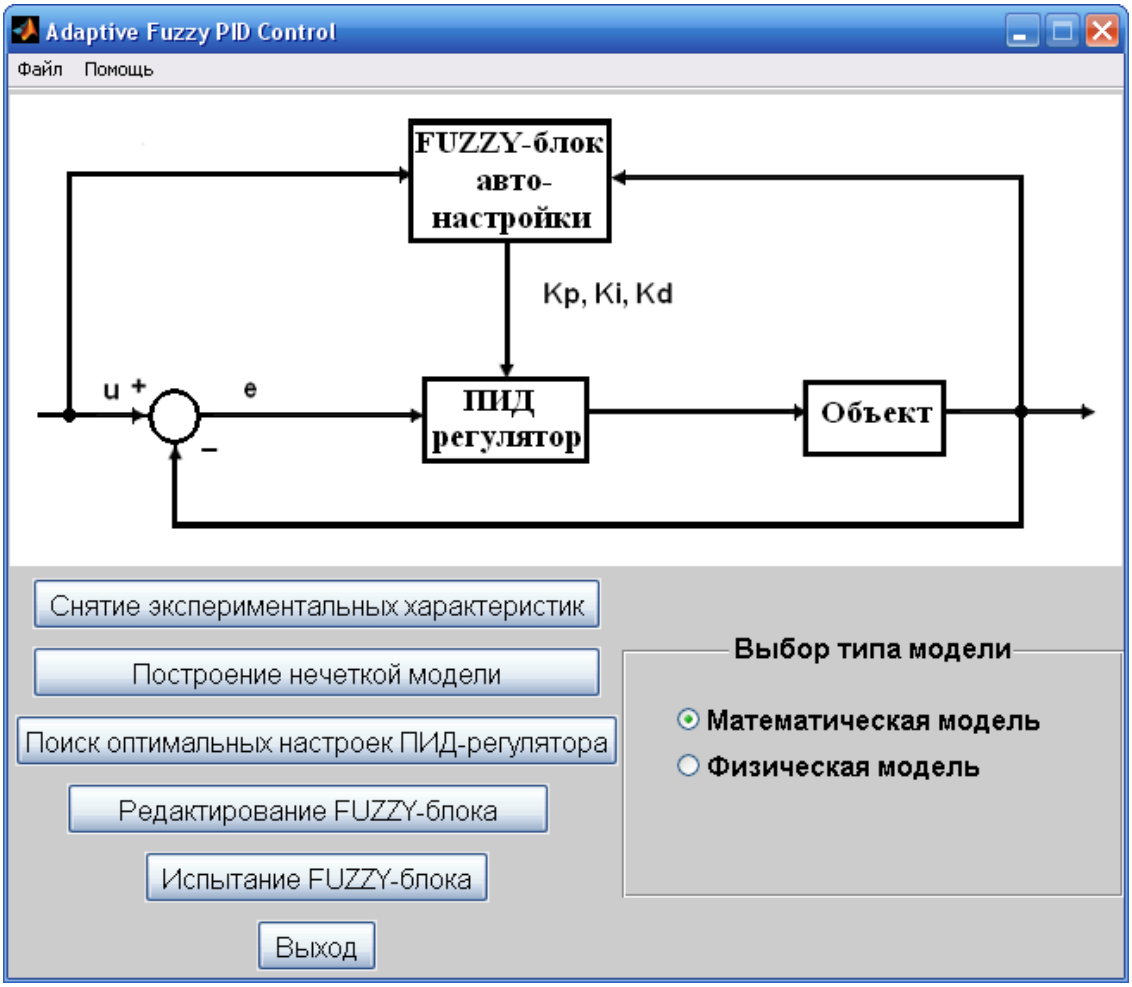


Рисунок 4.22 – Главное окно программы адаптивной настройки АРЧВ

После нажатия пользователем кнопки «Построение нечеткой модели» на главном экране программы по экспериментальным данным формируется нечёткая модель, которую впоследствии можно оптимизировать (рис. 4.24). Оптимальные настройки АРЧВ определяются на основе созданной модели. Для испытания адаптивного блока настройки и управления АРЧВ гидрогенератора использовалась имитационная модель. Результаты работы программы адаптивной настройки представлены на рис.4.25.

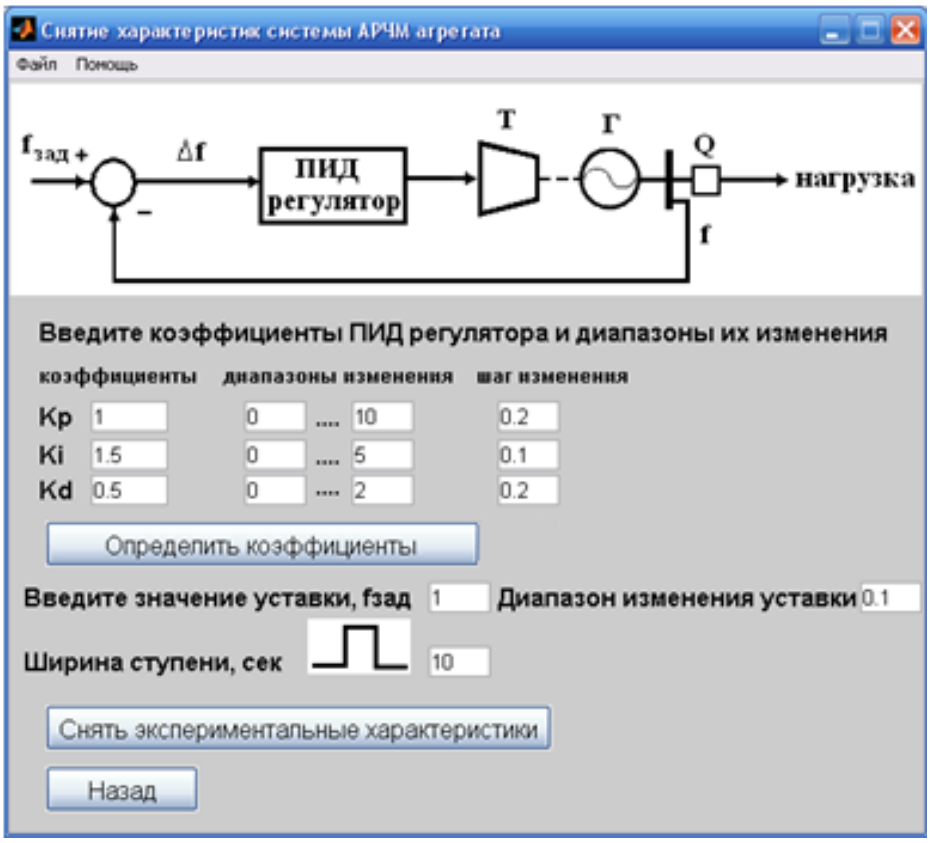
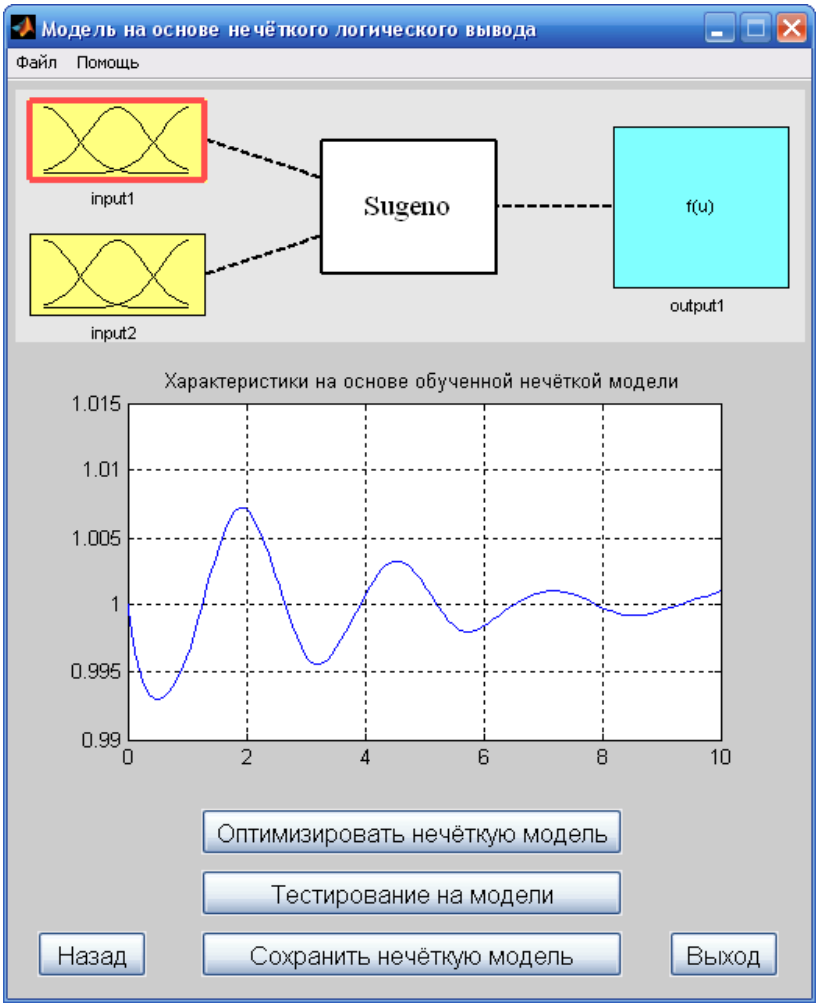


Рисунок 4.23 – Окно параметров для процедуры снятия экспериментальных характеристик системы регулирования



(а)



(б)

Рисунок 4.24 – Окна программы адаптивной настройки АРЧВ:
а – окно поиска оптимальных настроек; б – окно построения модели

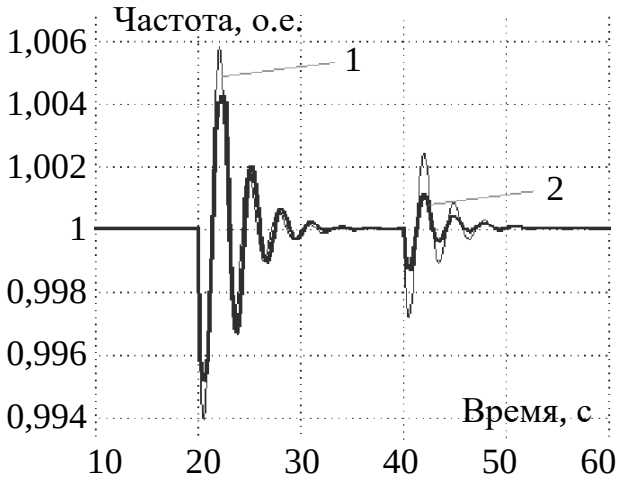


Рисунок 4.25 – Частота вращения ротора:
1 – без использования адаптивного блока; 2 – с использованием адаптивного блока

Таким образом, программа для адаптивной настройки АРЧВ генератора, созданная на базе нейронных сетей и нечёткой логики, позволяет сформировать

базу знаний. Использование этого инструмента помогает снизить перерегулирование частоты вращения ротора синхронного генератора (примерно в 1,5 раза) и усилить демпферные свойства системы АРЧВ.

4.2.3. Моделирование адаптивного блока согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения

На основе системы нечеткого логического вывода и метода согласованной настройки была разработана модель адаптивного блока согласованной настройки АРВ и АРЧВ. Апробация работы адаптивного блока настройки АРВ и АРЧВ была проведена на имитационной модели ЭЭС, схема которой представлена на рис. 4.26.

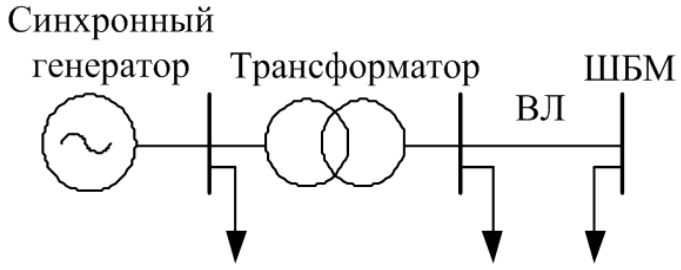


Рисунок 4.26 – Схема исследуемой системы

Параметры настройки АРВ и АРЧВ генератора были рассчитаны для различных режимов работы ЭЭС с использованием программного комплекса ARE&ARRF. Результаты показаны в таблице 4.3.

В адаптивном блоке согласованной настройки АРВ и АРЧВ предлагается использовать алгоритм нечёткого логического вывода Сугено. В качестве входной величины используется значение активной мощности генератора, а выходные величины представляют собой коэффициенты настройки регуляторов. Таким образом, на основе данных из таблицы 4.3 была сформирована база правил системы нечёткого логического вывода для согласованного управления АРВ и АРЧВ. Окно редактора программы FIS Editor, где создавалась система нечеткого логического вывода, показано на рис. 4.27.

Таблица 4.3 – Параметры регуляторов

Мощность нагрузки генератора	Настройка АРВ	Настройка АРЧВ
1) Рн=2 МВт; Qн=1 МВАр	K_{0u}=100; K_{1u}=50; K_{0w}=85,21; K_{1w}=0,66	K_p= –958,3; K_i= –17,67; K_d= –133,87
2) Рн=14 МВт; Qн=5 МВАр	K_{0u}=100; K_{1u}=50; K_{0w}= 83,19; K_{1w}= 58,51	K_p= –1740,12; K_i= –30,56; K_d= –102,48
3) Рн=24 МВт; Qн=9 МВАр	K_{0u}=100; K_{1u}=50; K_{0w}= 107,40; K_{1w}= 9,61	K_p= –1842,26; K_i= –25,85; K_d= –83,99

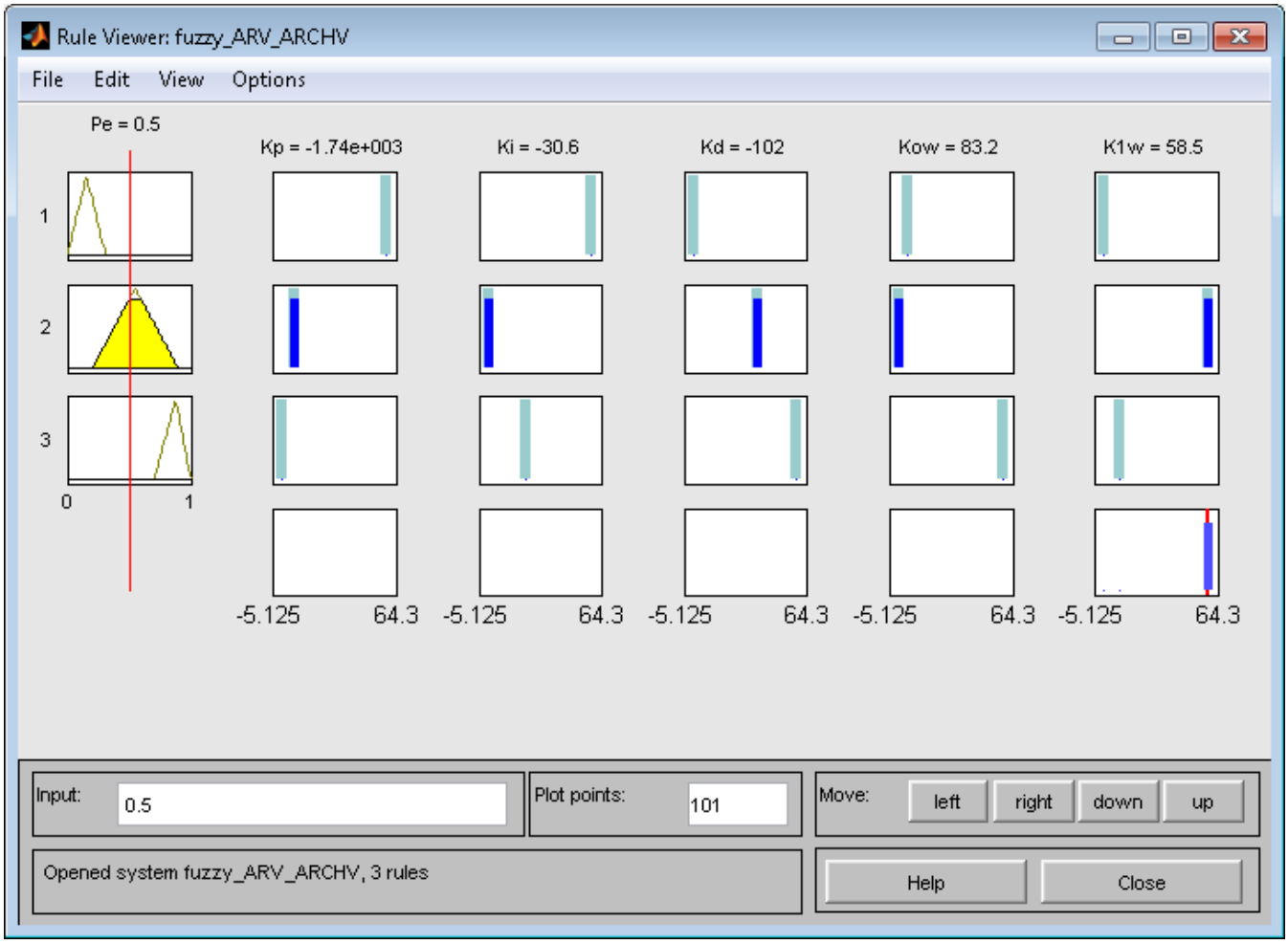
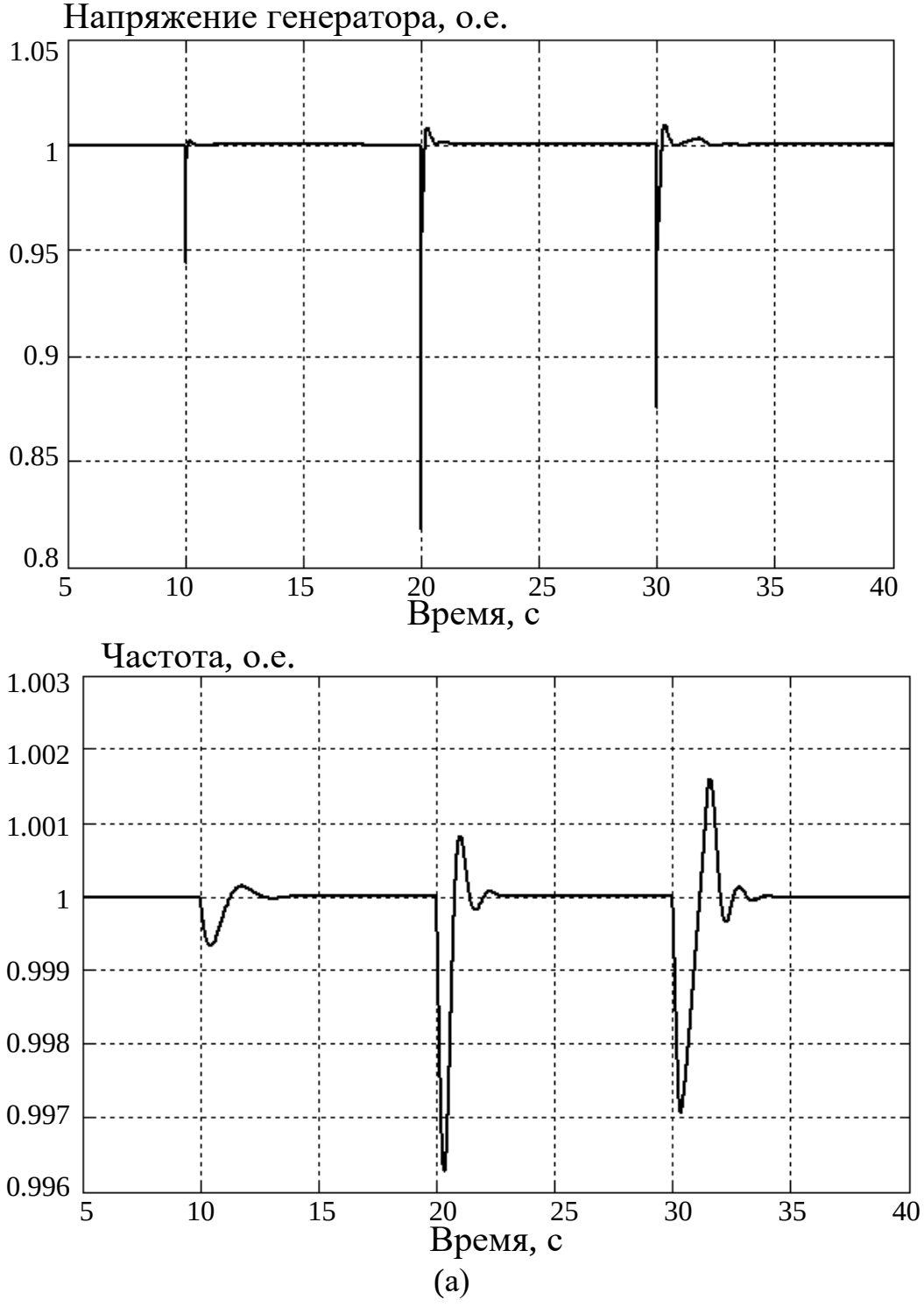


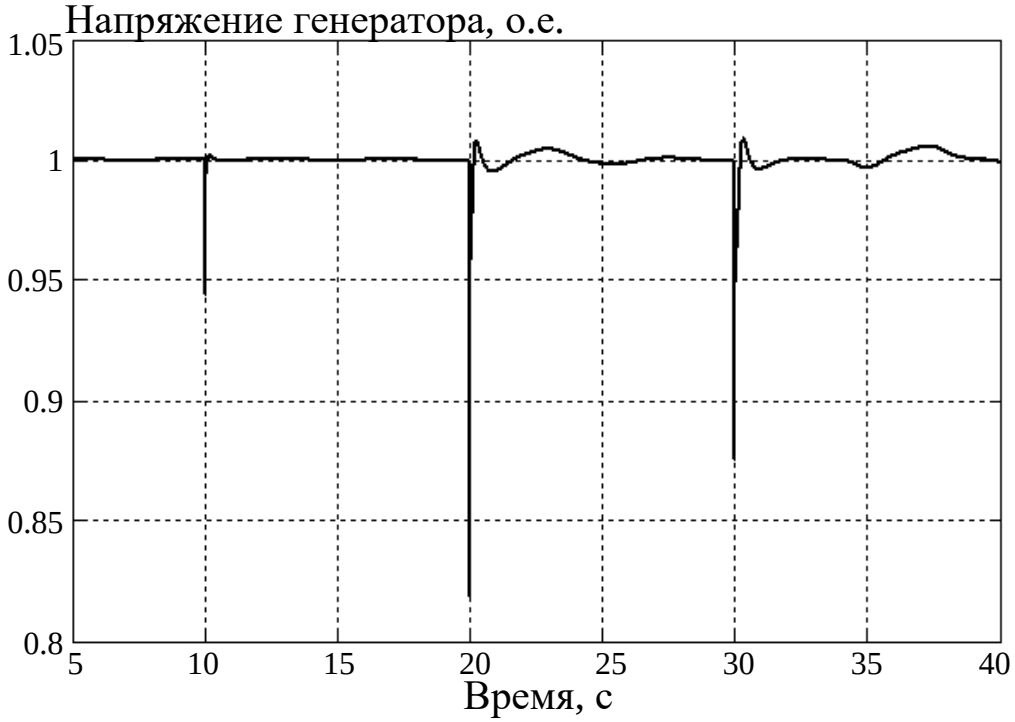
Рисунок 4.27 – Окно правил для адаптивного блока настройки регуляторов

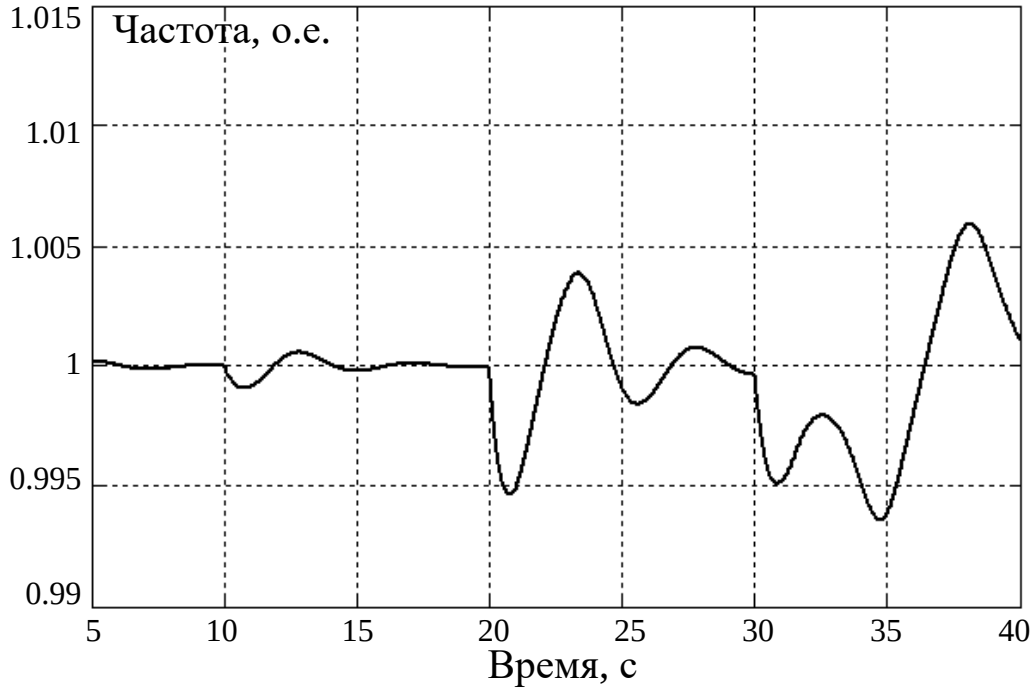
Результаты моделирования показывают, что использование адаптивного блока согласованной настройки регуляторов позволяет улучшить показатели качества переходного процесса при изменении нагрузок. Например, при переходе во 2 режим время переходного процесса для напряжения уменьшается в 5,3 раза, а для частоты – в 4,7 раза. Графики изменения напряжения и частоты показаны на рис. 4.28.

Результаты исследования разработанного адаптивного блока согласованной настройки АРВ и АРЧВ показывают важность его внедрения для повышения стабильности и надежности ЭЭС (СЭС). Представленная модель адаптивного блока настройки АРВ и АРЧВ дополняет программный комплекс ARE&ARRF, позволяя улучшить контроль параметров генерирующей установки в разнообразных режимах работы. Это способствует повышению качества регулирования параметров РГ.



(а)





(б)

Рисунок 4.28 – Напряжение и частота при изменении нагрузки:
(а) – использовался адаптивный блок настройки АРВ и АРЧВ;
(б) – без использования адаптивного блока

Выводы по главе 4

1. Разработанный и реализованный в виде программы для ЭВМ метод согласованной настройки регуляторов генерирующей установки предназначен для повышения надежности работы и улучшения качества процессов регулирования напряжения и частоты. Применение предложенных алгоритмов настройки АРВ и АРЧВ позволит повысить устойчивость и эффективность работы ГУ малой мощности.

2. Представлена адаптивная система управления параметрами настройки АРВ и АРЧВ, основанная на искусственной нейронной сети и нечеткой логике. Интеллектуальная система управления настройками регуляторов способствует улучшению демпферных свойств системы в рассмотренных режимах: провал напряжения при подключении мощной нагрузки уменьшается на 2,5%; время переходного процесса для частоты вращения ротора уменьшается в 2,5 раза.

3. Предложенная модель адаптивного блока для АРВ и АРЧВ дополняет разработанный программный комплекс и повышает качество регулирования в различных режимах работы ГУ. В рассмотренном примере на имитационной модели при переходе в другой нагрузочный режим время переходного процесса для напряжения уменьшается в 5,3 раза, а для частоты – в 4,7 раза.

5 ПРОГНОСТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

В САР прогностическое управление реализуется на основе прогнозирующих моделей [271, 272] и называется упреждающим управлением или методом управления с прогнозом [273]. В данной главе рассматривается применение в АРВ и АРЧВ инерционно-форсирующего звена с подстраивающимися параметрами при изменении режима работы генерирующей установки. На этой основе разработаны групповые прогностические регуляторы ГУ на базе синхронных генераторов. Представлены результаты исследования совместной работы ГУ с прогностическими регуляторами и накопителей электроэнергии в СЭС с пониженным качеством электроэнергии. Показана эффективность работы самонастраивающегося прогностического АРЧВ на физической модели ГУ. Рассмотрено влияние настройки прогностических регуляторов генерирующей установки на качество электроэнергии в системе электроснабжения, а также возможность устранения фликера с помощью локальных согласованно настроенных и групповых прогностических АРВ и АРЧВ. В главе представлены результаты исследования устойчивости работы прогностических регуляторов при изменении времени прогноза в широких пределах, а также исследована эффективность предлагаемого самонастраивающегося прогностического АРЧВ для асинхронного генератора двойного питания в условиях низкого качества электроэнергии.

5.1. Применение инерционно-форсирующего звена в регуляторах синхронных генераторов

Для прогностических регуляторов предполагается управление по прогнозу ошибки $\varepsilon(t + \tau_{пр})$, предложенного в [274-279]. Такой подход может быть реализован в АРВ и АРЧВ синхронных генераторов.

Простое прогностическое управление может быть реализовано с помощью форсирующего звена с передаточной функцией [275]:

$$W_p(s) = T_p s + 1, \qquad (5.1)$$

где T_p – постоянная времени форсирующего звена; s – оператор Лапласа.

Далее, когда речь идет о применении форсирующего звена, будем называть регуляторы прогностическими. Удобно использовать форсирующее звено вместе с инерционным звеном. Исследования [274-279] показывают, что благодаря прогнозу поведения системы можно повысить точность работы САР без изменений настроек регуляторов. Это также увеличивает устойчивость системы. Прогностические регуляторы генерирующих установок [278-280] могут быть реализованы на базе микропроцессорных технологий и использоваться в комбинации с методом согласованной настройки АРВ и АРЧВ. Структурные схемы разработанных имитационных моделей прогностических АРВ и АРЧВ показаны на рис. 5.1 и 5.2.

Проверка эффективности прогностических АРВ и АРЧВ выполнялась на имитационной модели ТГУ, работающей на динамическую нагрузку (рис.5.3).

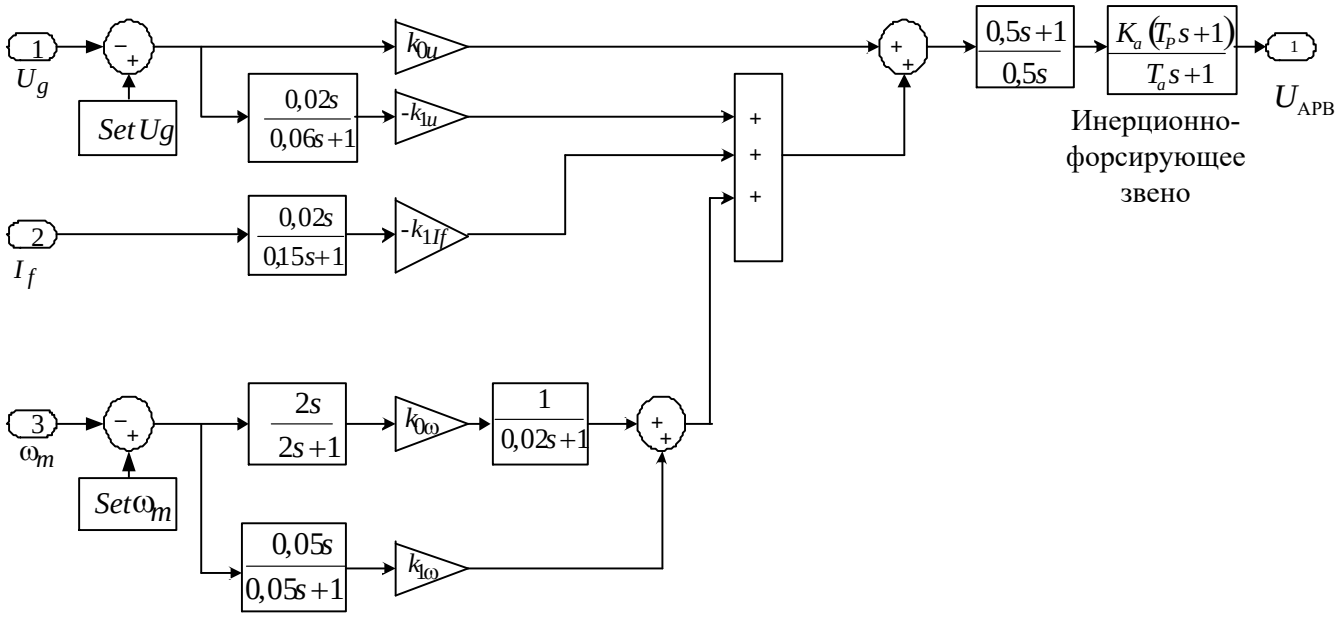


Рисунок 5.1 – Схема имитационной модели прогностического АРВ

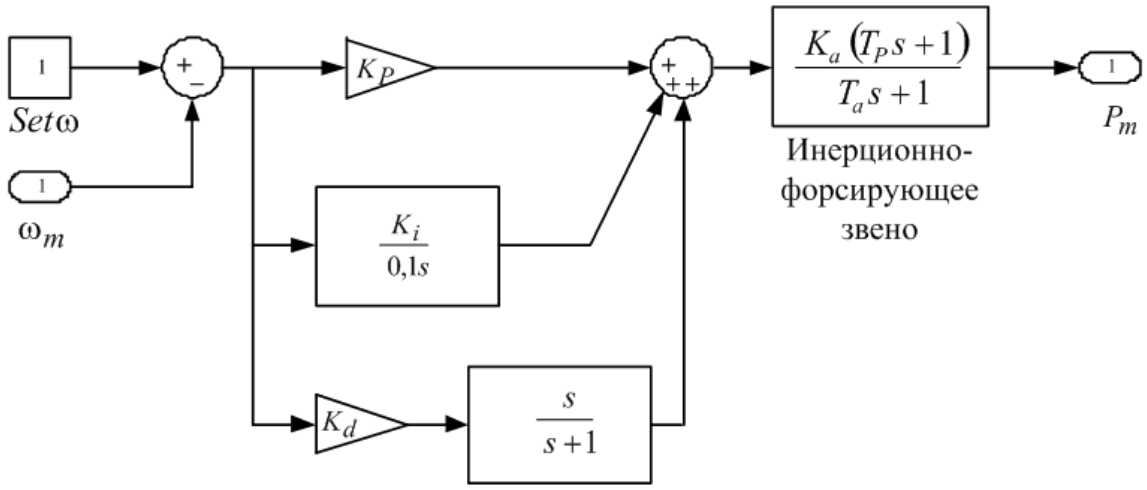


Рисунок 5.2 – Схема имитационной модели прогностического АРЧВ

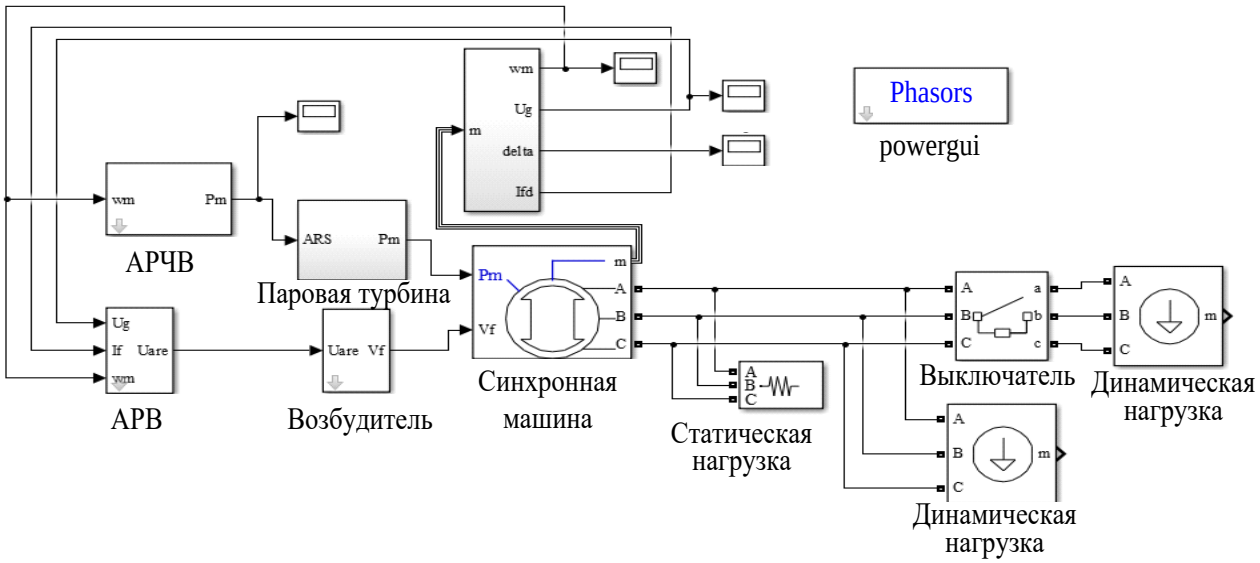


Рисунок 5.3 – Схема имитационной модели ТГУ

В ходе моделирования нагрузка ТГУ составляла 65%, а в роли возмущения выступала дополнительная нагрузка. Коэффициенты настройки прогностических АРВ и АРЧВ определялись на основе практических наблюдений и расчета методом согласованной настройки.

Результаты имитационного моделирования для случая выбранных коэффициентов настройки регуляторов из практических соображений представлены на рис. 5.4 и 5.5. При подключении дополнительной динамической нагрузки система теряет устойчивость. Однако, использование в АРВ и АРЧВ инерционно-форсирующего звена (ИФЗ) решает эту проблему, но при этом возникает задача подбора постоянной времени этого звена.

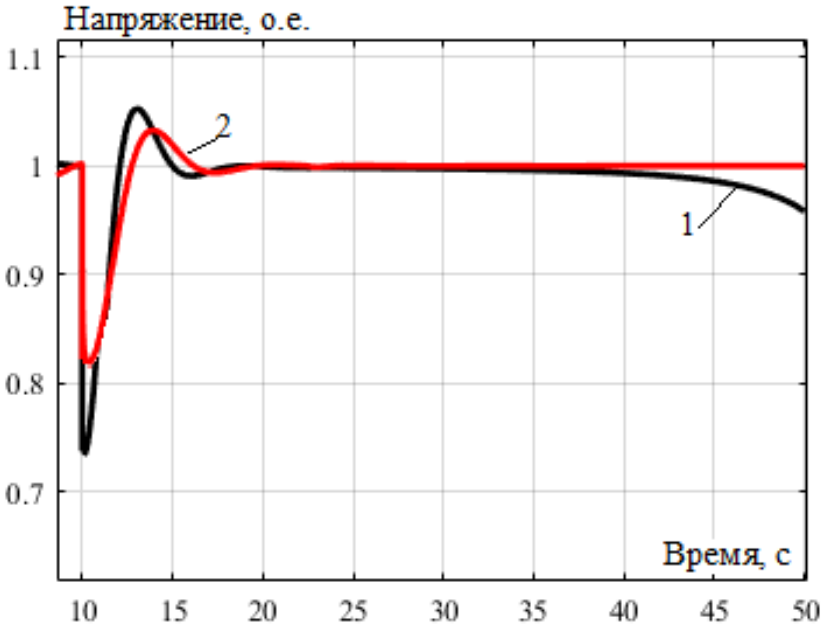


Рисунок 5.4 – Напряжение ТГУ:
1 – АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – применение в АРВ и АРЧВ ИФЗ

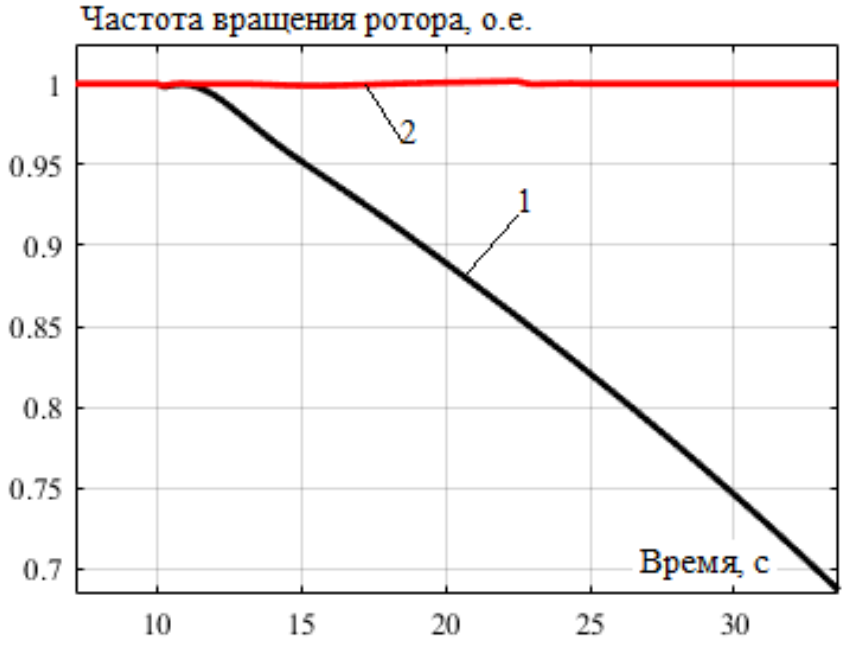


Рисунок 5.5 – Частота вращения ротора:
1 – АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – применение в АРВ и АРЧВ ИФЗ

Использование ИФЗ в регуляторах позволяет обеспечить устойчивость ТГУ с качественным переходным процессом без необходимости точного расчета коэффициентов настройки регуляторов. На рис. 5.6 и 5.7 представлены результаты моделирования для случая согласованных настроек регуляторов. Постоянные времени ИФЗ были определены на основе экспериментальных данных по многочисленным результатам имитационного моделирования и составили $T_p = 0{,}1$ с.

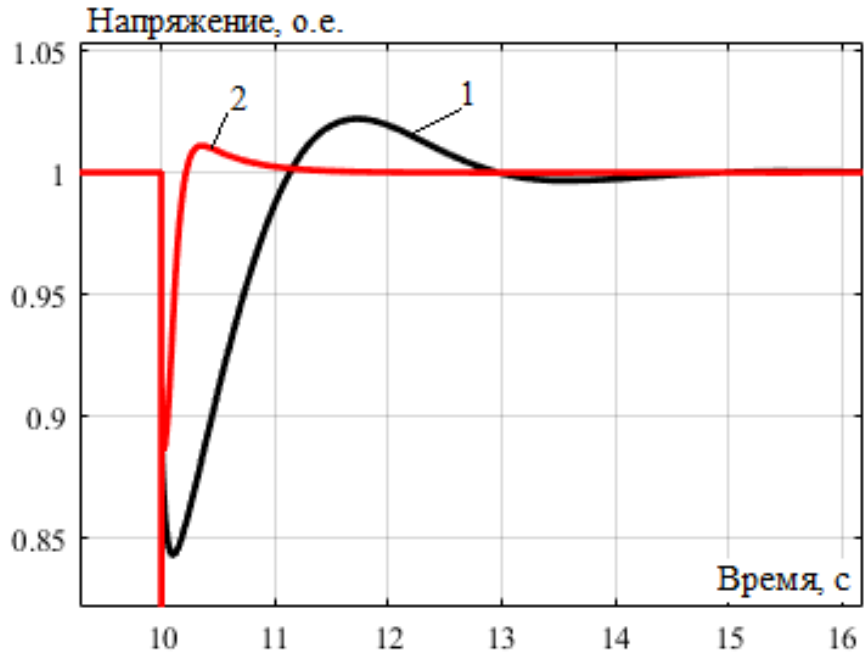


Рисунок 5.6 – Напряжение ТГУ: 1 – АРВ и АРЧВ без ИФЗ (t_p = 3,5 с, σ =2,1 %); 2 – АРВ и АРЧВ с ИФЗ (t_p = 1 с, σ=0,1%)



Рисунок 5.7 – Частота вращения ротора:
1 – АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – АРВ и АРЧВ с ИФЗ

Таким образом, метод согласованной настройки регуляторов улучшает качество регулирования напряжения и частоты генерирующей установки. При этом использование ИФЗ улучшает качество переходного процесса. Например, для напряжения время переходного процесса снижается в 3,5 раза, а перерегулирование – на 2%.

5.1.1. Расчет постоянной времени инерционно-форсирующего звена регуляторов

В статье [274] упоминается, что оптимальное значение постоянной времени в прогностическом регуляторе равно 0,1 периода собственных колебаний оптимально настроенной системы.

Частота собственных колебаний ротора генератора связана синхронизирующей мощностью и постоянной механической инерции агрегата в уравнении движения, записанном при малом изменении угла нагрузки δ_Δ [135]:

$$J \cdot \omega_M \cdot \frac{\mathrm{d}^2\delta_\Delta}{\mathrm{d}t^2} + P_{синхр} \cdot \delta_\Delta = 0, \qquad (5.2)$$

где $J \cdot \omega_M$ – постоянная инерции; $P_{синхр} = \frac{dP}{d\delta}$ – синхронизирующая мощность.

Разделим уравнение (5.2) на номинальную мощность и выделим угол нагрузки генератора [135]:

$$\delta_\Delta(t) = \sqrt{\frac{J \cdot \omega_M}{P_{синхр}}} \cdot \sin\left(\sqrt{\frac{P_{синхр} \cdot S_{ном}}{J \cdot \omega_M}} \cdot t\right). \qquad (5.3)$$

Угловая частота собственных колебаний генератора в (5.3) при соответствующей нагрузки определяется выражением $\sqrt{\frac{P_{синхр} \cdot S_{ном}}{J \cdot \omega_M}}$. Из работы [135] известно, что $\frac{J \cdot \omega_M}{S_{ном}} = \frac{T_{je}}{\omega_M}$. Тогда выражение для определения частоты собственных колебаний ротора будет иметь вид:

$$\omega_p = \sqrt{P_{синхр} \cdot \frac{\omega_M}{T_{je}}}, \qquad (5.4)$$

где $P_{синхр} = \frac{\partial P}{\partial \delta} = \frac{E_q \cdot U_g}{X_d} \cdot \cos\delta$ – синхронизирующая мощность; E_q и U_g – ЭДС и напряжение генератора; X_d – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси; T_{je} – постоянная механической инерции агрегата.

Частота собственных колебаний согласно (5.3) задает характер изменения угла δ, от которого зависит устойчивость синхронного генератора. Исходя из этого, постоянную времени ИФЗ прогностических АРВ и АРЧВ предлагается определять через период собственных колебаний ротора синхронного генератора

$$T_p = \frac{1}{f_p} = \frac{2\pi}{\sqrt{P_{синхр} \cdot \frac{\omega_0}{T_{je}}}}, \qquad (5.5)$$

где f_p – частота собственных колебаний в Гц; ω_0 – номинальная угловая частота вращения ротора генератора в рад/с.

Проверка метода расчета постоянной времени ИФЗ для прогностических АРВ и АРЧВ проводилась в системе Matlab применительно к схеме СЭС с низким качеством электроэнергии, представленной на рис. 5.8.

При моделировании номинальные мощности генераторов следующие: миниТЭЦ 3,125 МВ·А; микроГЭС 0,25 МВ·А; ветрогенерирующая установка 200 кВт и солнечная электростанция 107,5 кВт. Суммарная мощность нагрузки СЭС составляла 2,6 МВ·А. Описание модели турбогенератора представлено в разделе 2.1. При имитационном моделировании приминялись следующие параметры: $E_q = 1{,}25$ о.е., $U_g = 1$ о.е., $X_d = 2{,}34$ о.е., $T_{je} = 8{,}669$ с, $\delta = 46{,}9$ эл. гр.

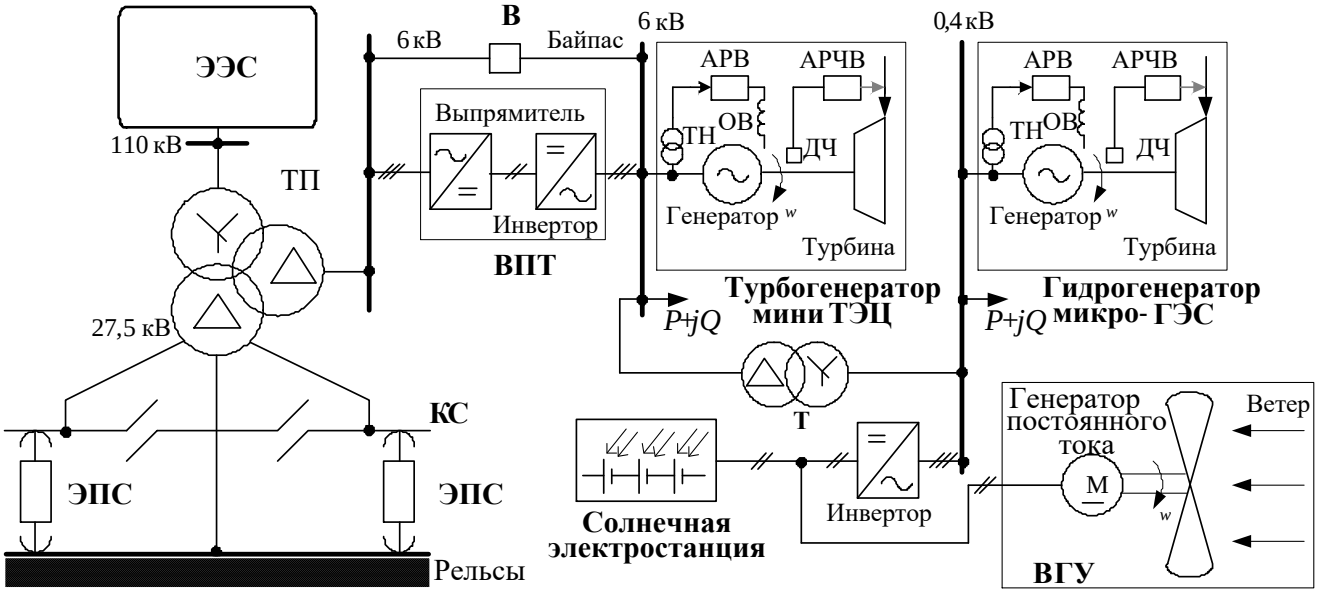


Рисунок 5.8 – Схема исследуемой СЭС

В качестве возмущения рассматривались: включение и отключение нагрузки мощностью 2 + *j*1,5 МВ·А; трёхфазное КЗ на шинах 6 кВ ТП; отключение питания от ТП. Результаты имитационного моделирования подключения дополнительной нагрузки представлены на рис. 5.9. Из полученных зависимостей видно, что применение ИФЗ в АРВ и АРЧВ, настроенного по предлагаемому методу, снижает отклонение частоты в рассмативаемом режиме.

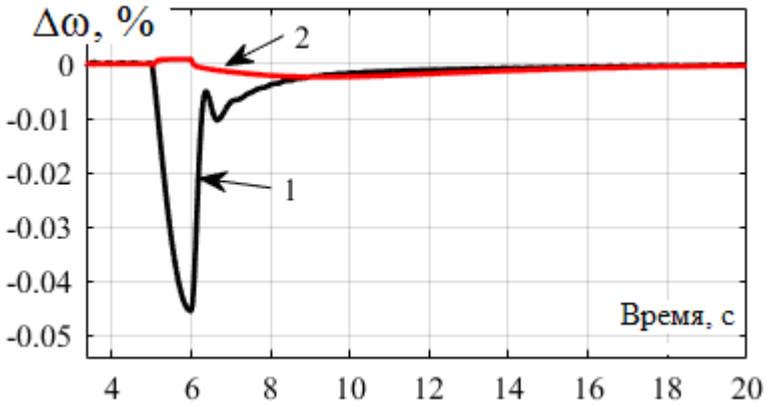


Рисунок 5.9 – Отклонение частоты вращения ротора: 1 – без использования ИФЗ в АРВ и АРЧВ; 2 – использовались ИФЗ

Использование ИФЗ в АРВ и АРЧВ позволяет вдвое снизить амплитуды колебаний и вдвое сократить время переходного процесса для частоты вращения ротора синхронного генератора при кратковременном КЗ (рис. 5.10). Результаты моделирования, выполненные при отключении питания от ТП, показывают, что применение ИФЗ поддерживает необходимую устойчивость генераторов миниТЭЦ и микроГЭС (рис.5.11). Эти результаты были достигнуты без необходимости точной настройки коэффициентов АРВ и АРЧВ.

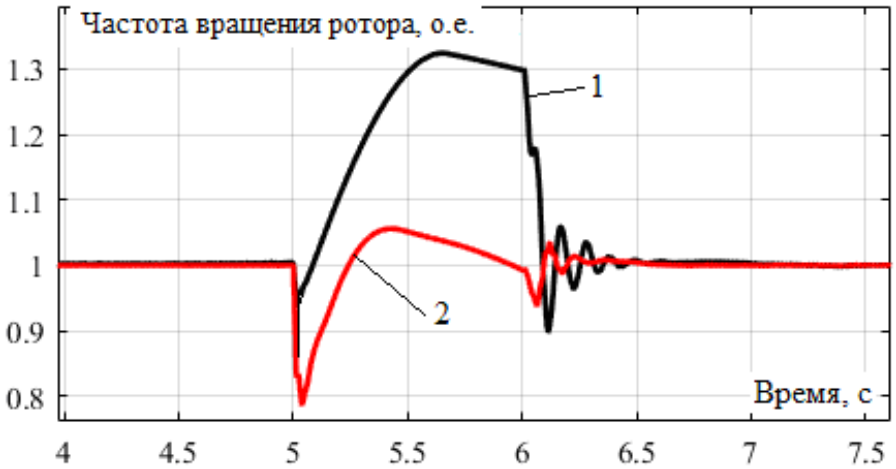
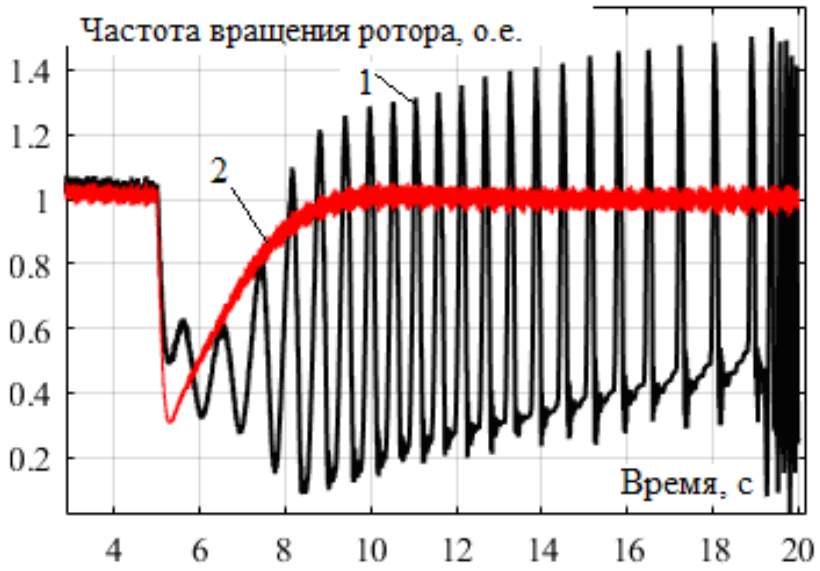
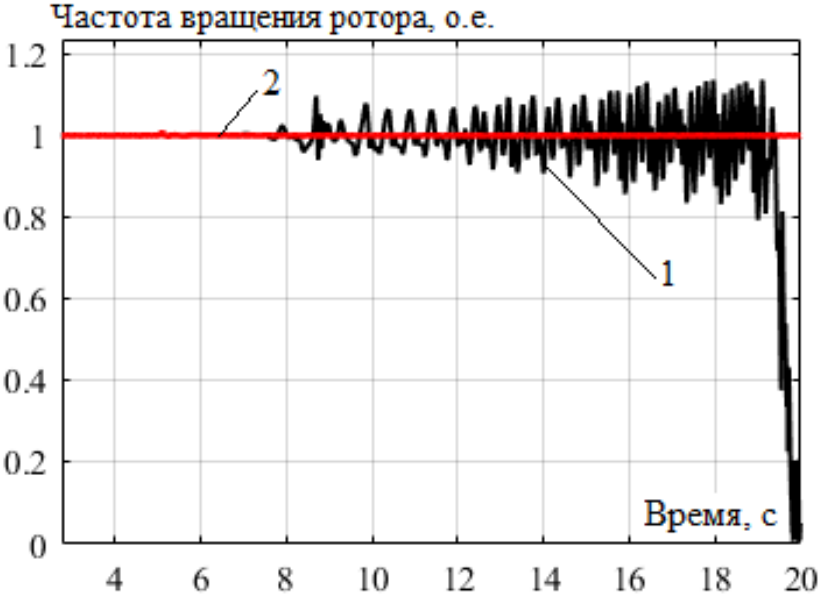


Рисунок 5.10 – Частота вращения ротора при КЗ:
1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – в АРВ и АРЧВ применялись ИФЗ



(а)



(б)

Рисунок 5.11 – Частота вращения ротора для турбогенератора (а) и гидрогенератора (б):
1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – с использованием ИФЗ

На основе анализа результатов имитационного моделирования можно сделать заключение о том, что предложенный метод расчета постоянной времени ИФЗ в прогностических АРВ и АРЧВ позволяет обеспечить адекватные демпферные свойства и достаточную устойчивость системы при всех рассматриваемых возмущениях.

5.2. Самонастраивающиеся прогностические регуляторы напряжения и частоты генерирующих установок

5.2.1. Самонастраивающийся прогностический автоматический регулятор частоты вращения

Исследования показывают, что наибольший эффект достигается при использовании автоматической настройки постоянной времени ИФЗ в ситуации изменения режима работы генерирующей установки. В частности, постоянные времени ИФЗ и стабильность системы значительно зависят от угла нагрузки синхронного генератора δ. Поэтому, полезно изменять постоянную времени ИФЗ в АРЧВ при изменении условий нагрузки на синхронный генератор. Структура САР частоты вращения ротора генератора с самонастраивающимся прогностическим АРЧВ (СПАРЧВ) представлена на рис. 5.12. Здесь функция $f_p(\delta)$ описывается выражением (5.4) для частоты в Гц.

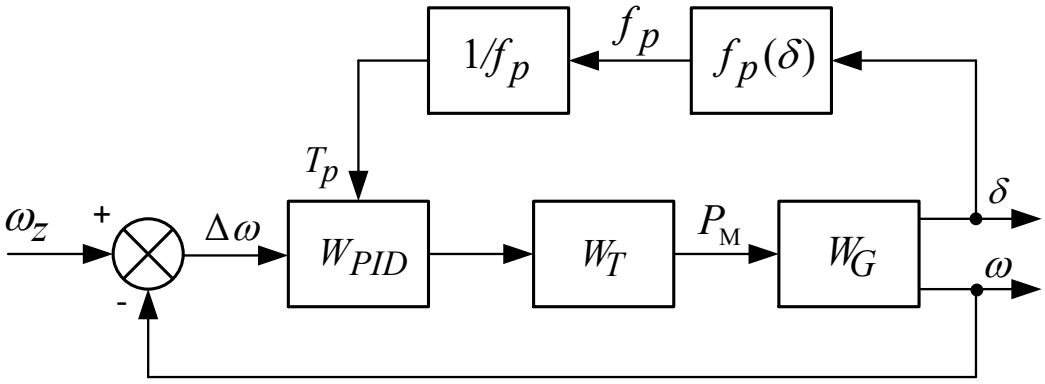


Рисунок 5.12 – Схема САР частоты вращения ротора генератора:
W_{PID} – передаточная функция АРЧВ с ИФЗ; W_T – передаточная функция турбины; W_G – передаточная функция генератора

Для имитационной модели ТГУ функция $f_p(\delta)$ в системе на рис.5.12 определяется выражением $f_p(\delta) = 0{,}7004 \cdot \sqrt{\cos\delta}$. В результате разработана имитационная модель СПАРЧВ, схема которой представлена на рис. 5.13. В представленной модели ИФЗ разделено на два параллельно соединенных звена с выделением изменяющейся постоянной времени.

Исследование эффективности работы предлагаемого СПАРЧВ выполнялось на имитационной модели ТГУ, работающей на двигательную нагрузку (рис. 5.14). При этом рассматривались следующие возмущения: подключение дополнительной динамической нагрузки; возникновение кратковременного трёхфазного КЗ.

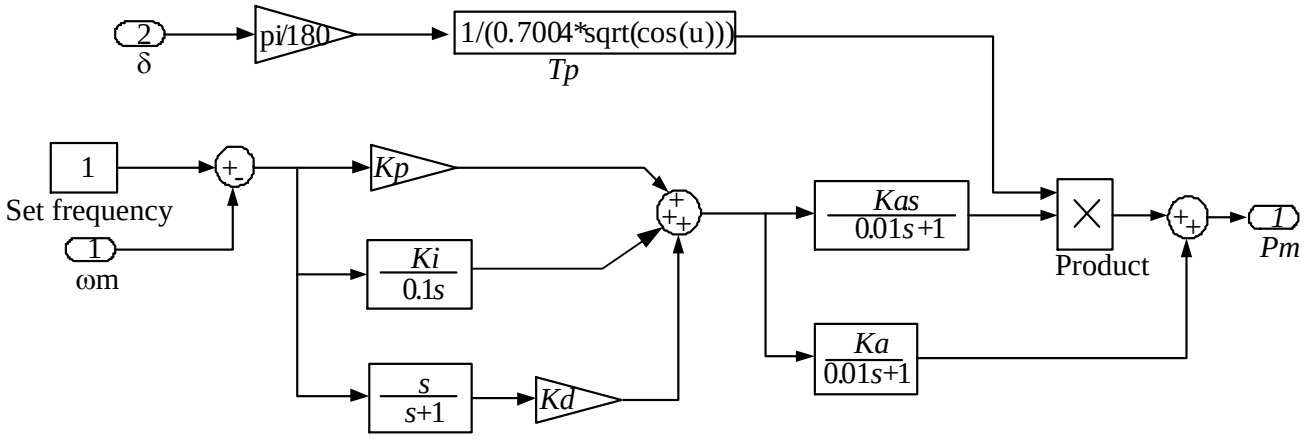


Рисунок 5.13 – Схема имитационной модели СПАРЧВ

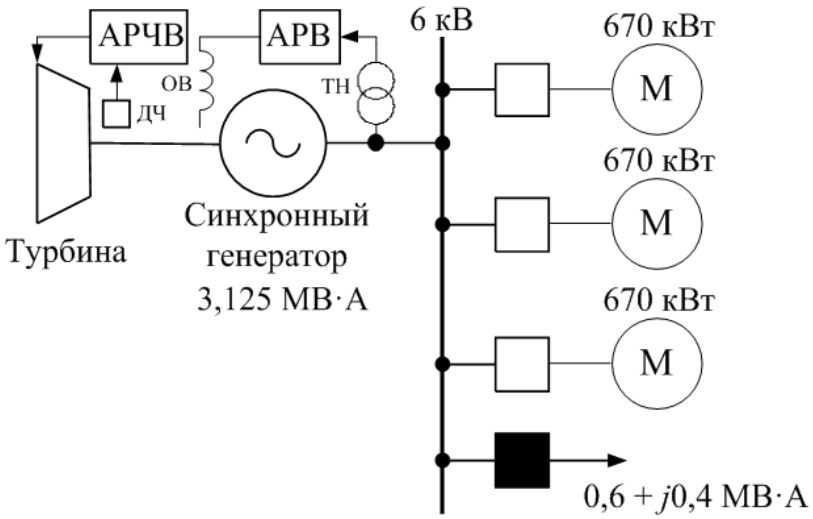


Рисунок 5.14 – Схема исследуемой системы

Результаты имитационного моделирования режима подключения дополнительной нагрузки показаны на рис.5.15-5.17. Использование согласованно настроенных СПАРЧВ и прогностического АРВ при подключении дополнительной нагрузки улучшает показатели качества процесса регулирования: в 5 раз снижается перерегулирование и в 10 раз сокращается время переходного процесса мощности турбины (рис.5.15); в 10 раз сокращается время переходного процесса для частоты (рис.5.16), а для напряжения – в 15 раз (рис.5.17).

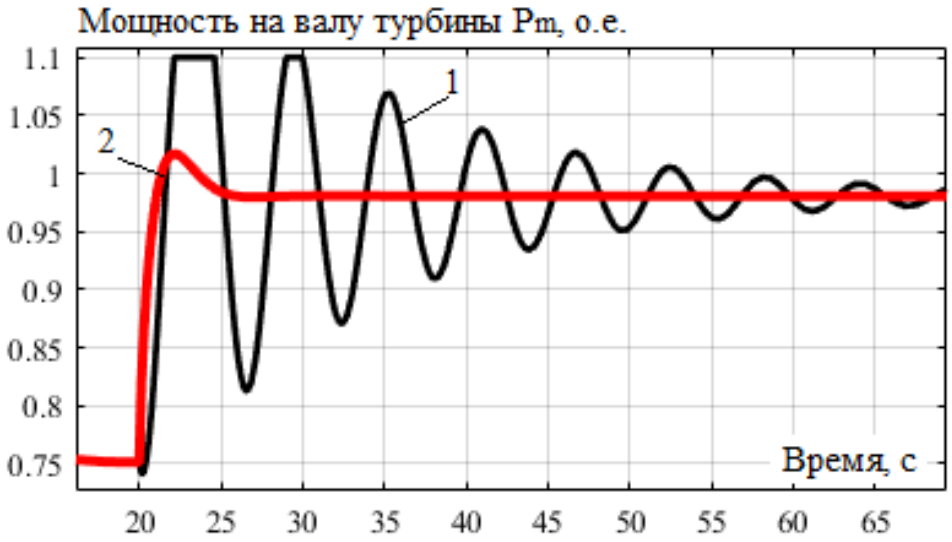


Рисунок 5.15 – Изменение мощности:
1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – прогностический АРВ и СПАРЧВ

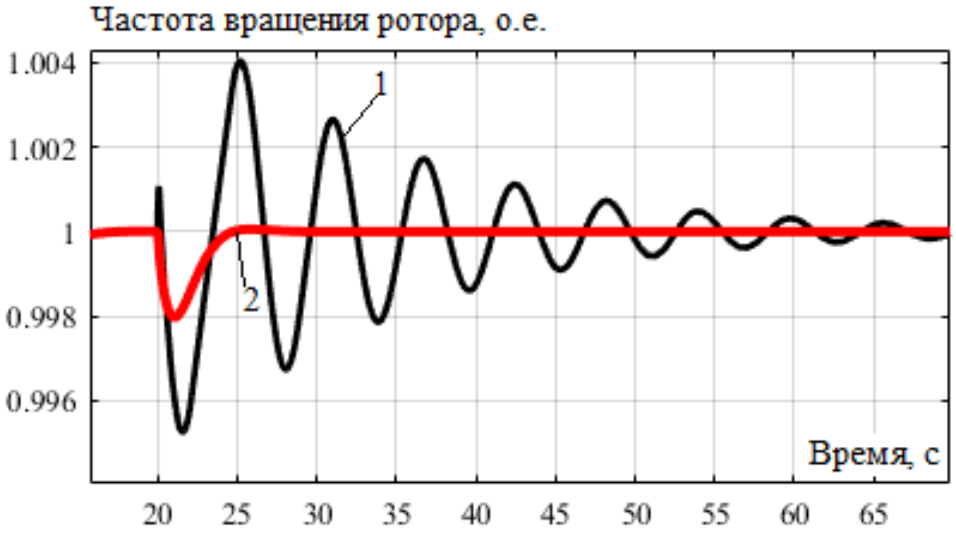


Рисунок 5.16 – Частота вращения:
1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – прогностический АРВ и СПАРЧВ

Результаты имитационного моделирования режима кратковременного трехфазного короткого замыкания при несогласованной настройке регуляторов представлены на рис. 5.18 и 5.19.

В режиме кратковременного КЗ при несогласованной настройке регуляторов генератор теряет устойчивость. При этом использование прогностического АРВ и СПАРЧВ обеспечивает стабилизацию напряжения и частоты без решения задачи расчета коэффициентов настройки.

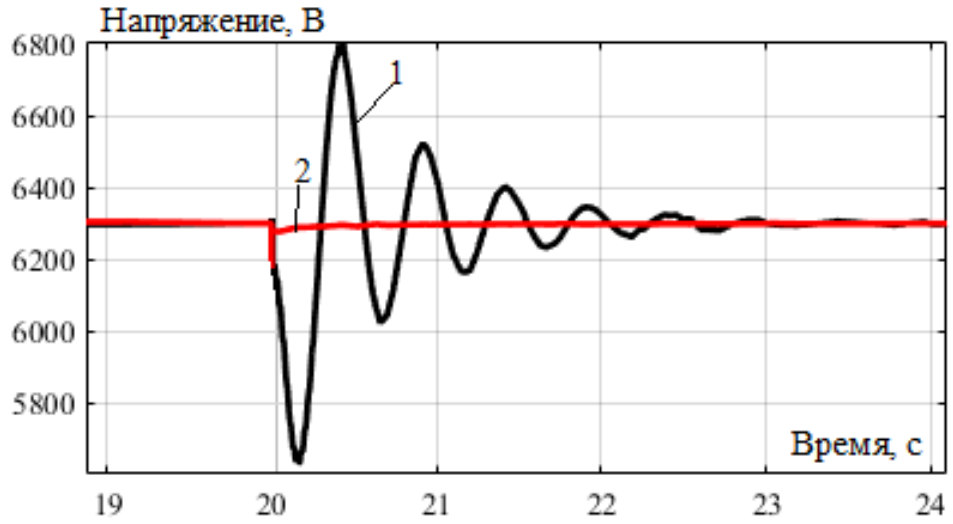


Рисунок 5.17 – Напряжение:
1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – прогностический АРВ и СПАРЧВ

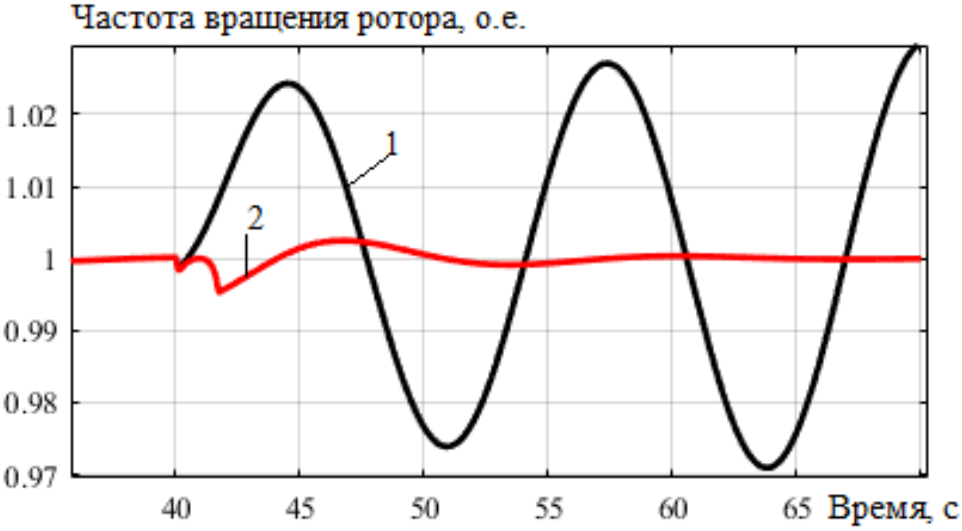


Рисунок 5.18 – Частота при КЗ:
1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – прогностический АРВ и СПАРЧВ

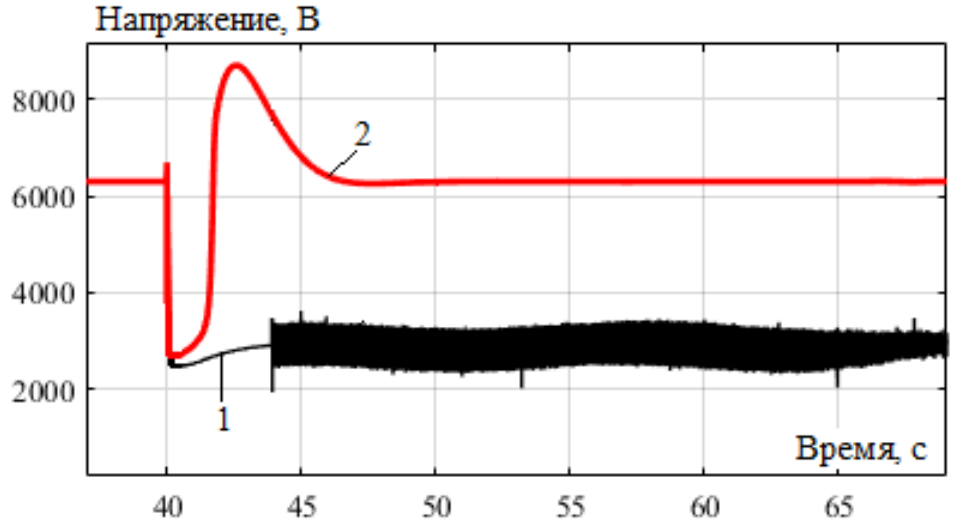


Рисунок 5.19 – Напряжение при КЗ: 1 и 2 аналогично рис.5.18

Результаты имитационного моделирования режима кратковременного трехфазного короткого замыкания при согласованной настройке АРВ и АРЧВ представлены на рис. 5.20 и 5.21. В этом случае обеспечивается устойчивость, а использование СПАРЧВ улучшает качество регулирования параметров: в 6 раз уменьшается перерегулирование и в 9 раз снижается время переходного процесса для частоты (рис.5.20); в 5 раз снижается перерегулирование напряжения (рис.5.21).

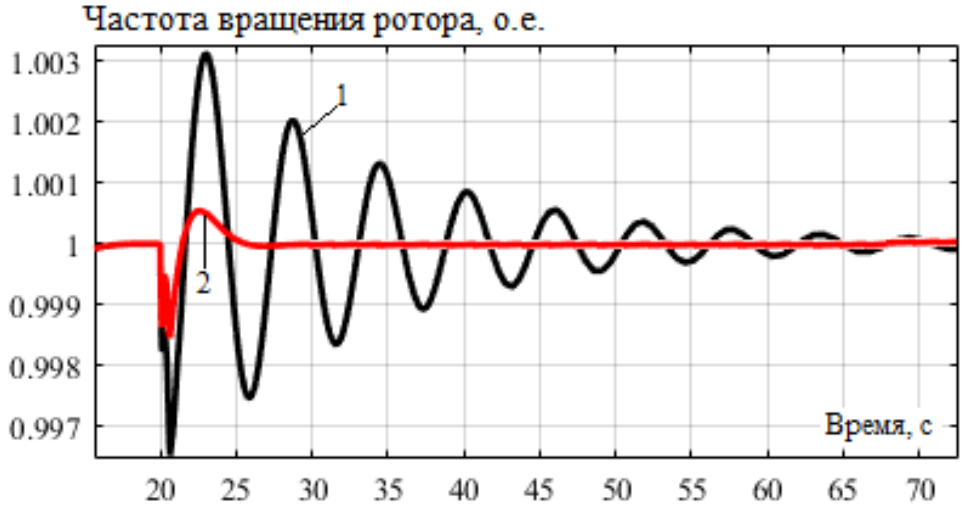


Рисунок 5.20 – Частота вращения ротора генератора:
1 – АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – прогностический АРВ и СПАРЧВ

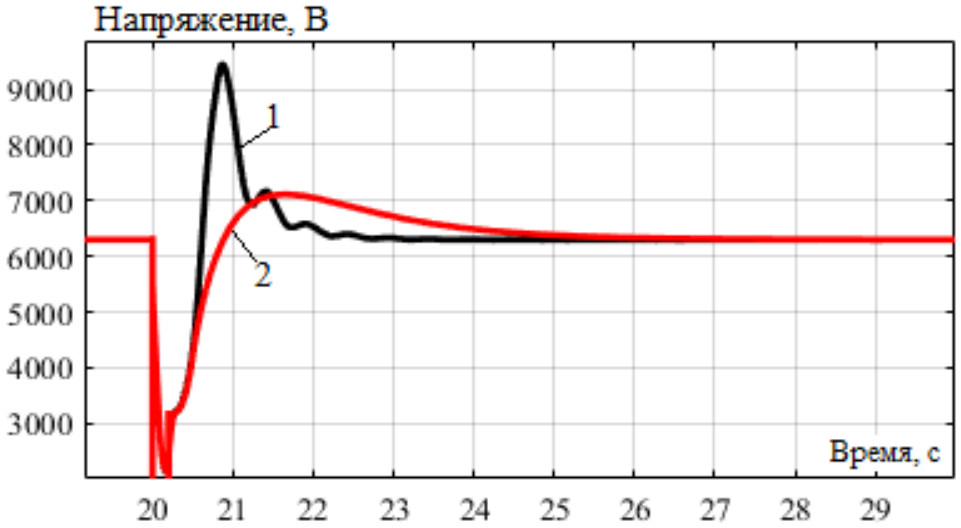


Рисунок 5.21 – Изменение напряжения: 1 и 2 аналогично рис.5.20

Анализ результатов моделирования позволяет сделать выводы о том, что разработанная модель СПАРЧВ генератора обеспечивает устойчивость и улучшает качество регулирования мощности, частоты и напряжения в различных режимах даже без решения задачи расчета оптимальных коэффициентов настройки АРВ и АРЧВ.

5.2.2. Моделирование самонастраивающихся прогностических автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения

Структура САР напряжения и частоты с помощью самонастраивающихся прогностических АРВ и АРЧВ (СПАРВ и СПАРЧВ) показана на рис. 5.22. На рисунке обозначены звенья со следующими передаточными функциями: W_G – генератора; W_E – возбудителя; W_T – турбины; W_{AVR} – АРВ; W_{ASR} – АРЧВ; W_p – ИФЗ. При изменении нагрузочного режима генератора САР автоматически рассчитывает постоянные времени ИФЗ для АРВ и АРЧВ. Соответствующие схемы имитационных моделей СПАРВ и СПАРЧВ турбогенератора показаны на рис.5.23. Исследование эффективности совместной работы СПАРВ и СПАРЧВ выполнялось на имитационной модели СЭС с двигательной нагрузкой, показанной на рис. 5.24

При моделировании генерирующие установка подключалась к тяговой подстанции через ВПТ для обеспечения требуемых ПКЭ. Схема имитационной модели представлена на рис.5.25.

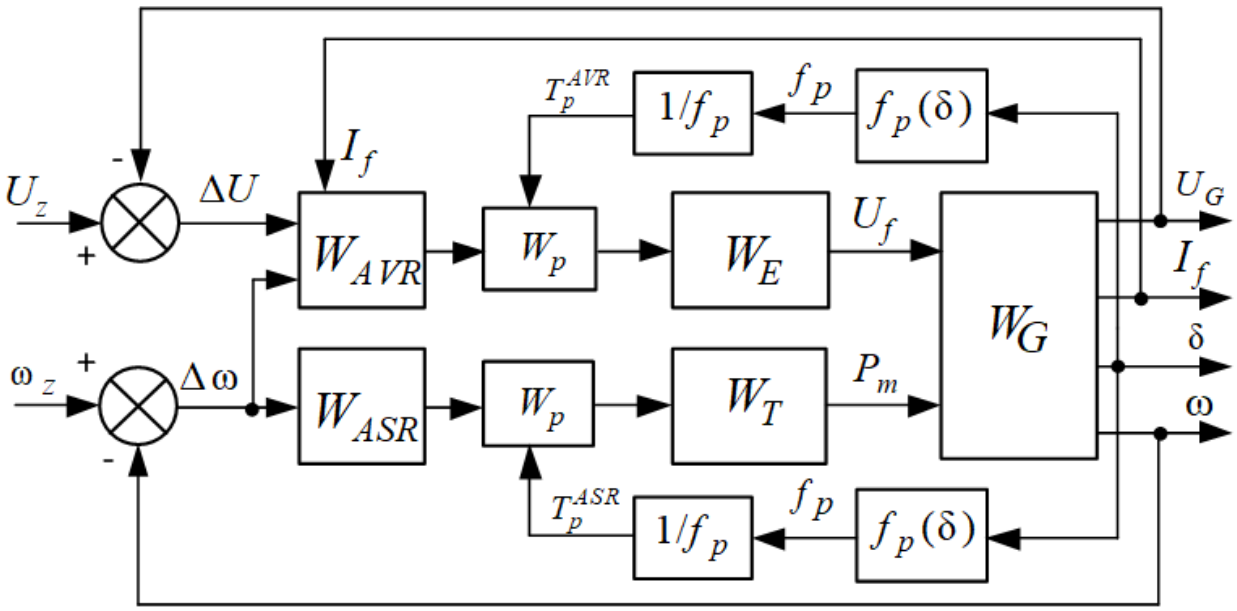
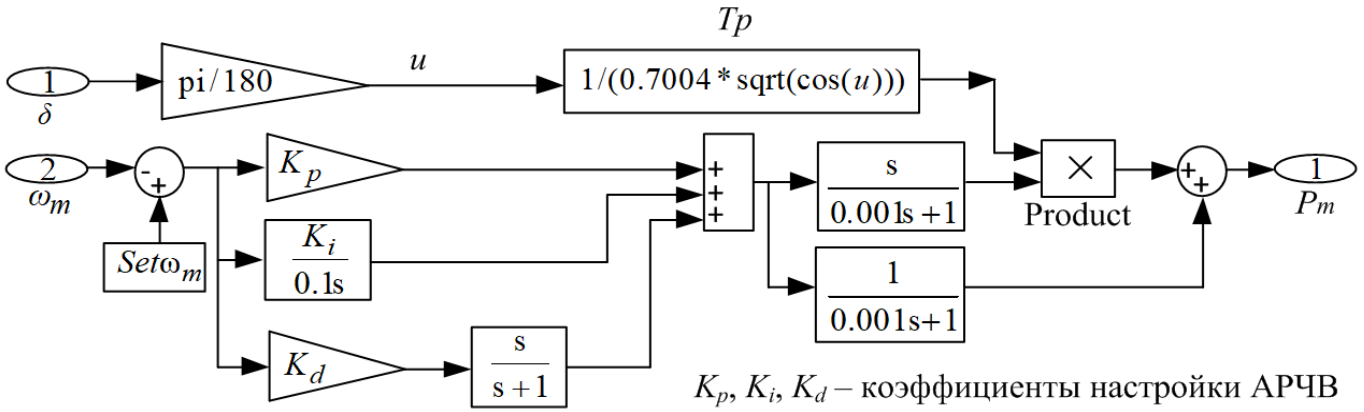
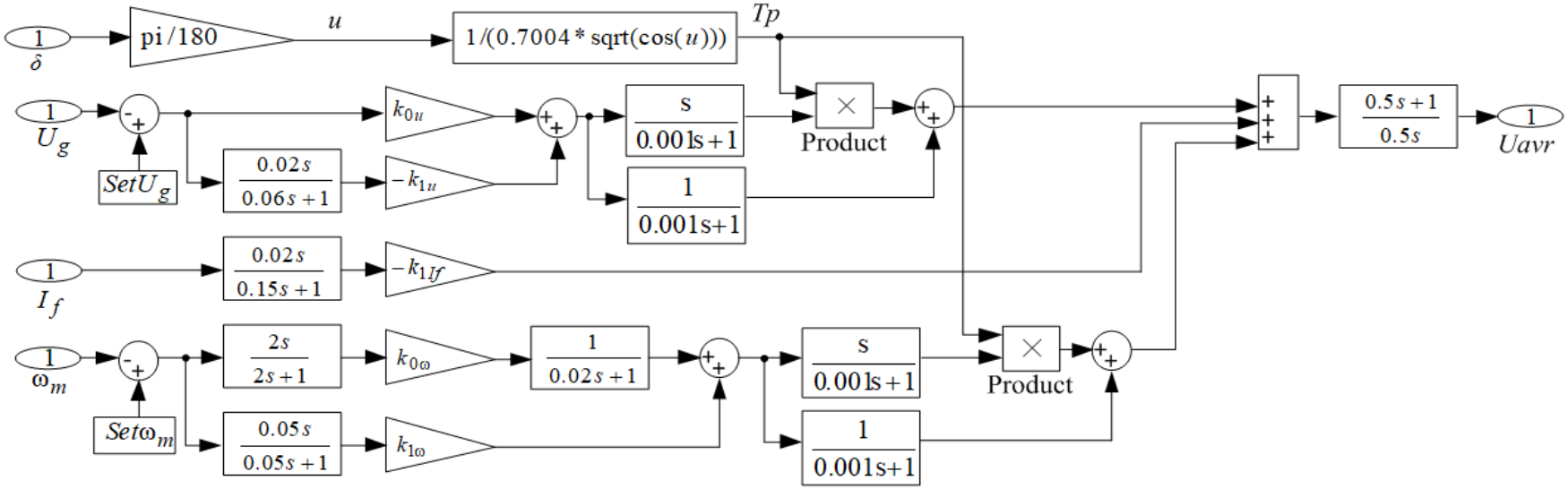


Рисунок 5.22 – Структурная схема САР генератора с самонастраивающимися ИФЗ



K_p, K_i, K_d – коэффициенты настройки АРЧВ

(а)



δ – угол нагрузки генератора; U_g – текущее напряжение; $SetU_g$ – заданное значение напряжения; I_f – ток возбуждения; ω_m – текущее значение частоты вращения ротора; $Set\omega_m$ – заданное значение частоты вращения; k_{0u}, k_{1u}, k_{1If}, $k_{0\omega}$, $k_{1\omega}$ – коэффициенты настройки АРВ

(б)

Рисунок 5.23 – Модели СПАРВ (а) и СПАРЧВ (б) в MATLAB-Simulink

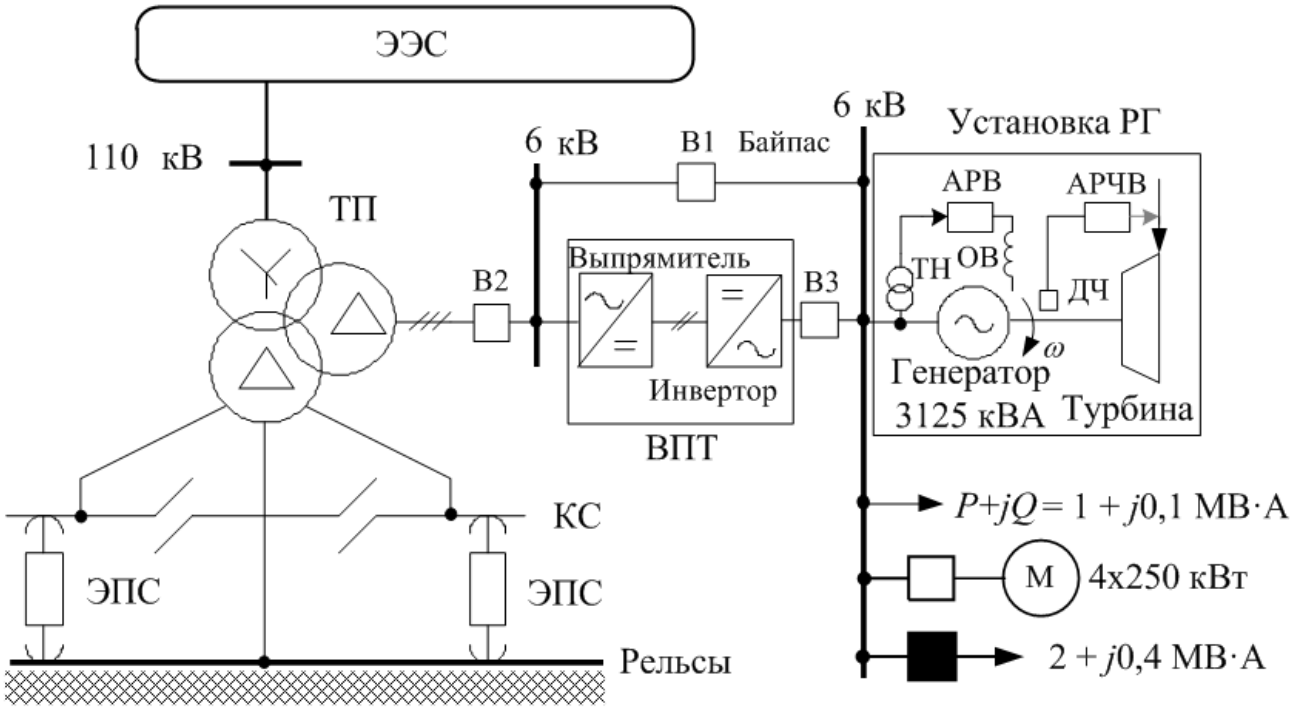


Рисунок 5.24 – Схема исследуемой СЭС

Моделировались следующие возмущения: подключение нагрузки мощностью 2 + *j*0,4 МВ·А; трехфазное КЗ в конце линии (Three-Phase PI Section Line на рис.5.25) длиной 2 км; отключение питания от ТП. Эти возмущения использовались для изучения влияния СПАРВ и СПАРЧВ на качество регулирования параметров генерирующей установки в различных сценариях работы СЭС.

Результаты моделирования режима подключения дополнительной нагрузки представлены на рис. 5.26 и 5.27. Основные показатели качества регулирования напряжения и частоты приведены в таблице 5.1, где показано, что использование СПАРВ и СПАРЧВ позволило:

• сократить время переходного процесса для частоты в три раза.

• сократить время переходного процесса для напряжения в 1,7 раза.

• полностью исключить колебания напряжения и частоты.

Эти результаты показывают, что применение СПАРВ и СПАРЧВ значительно улучшает качество регулирования параметров ГУ.

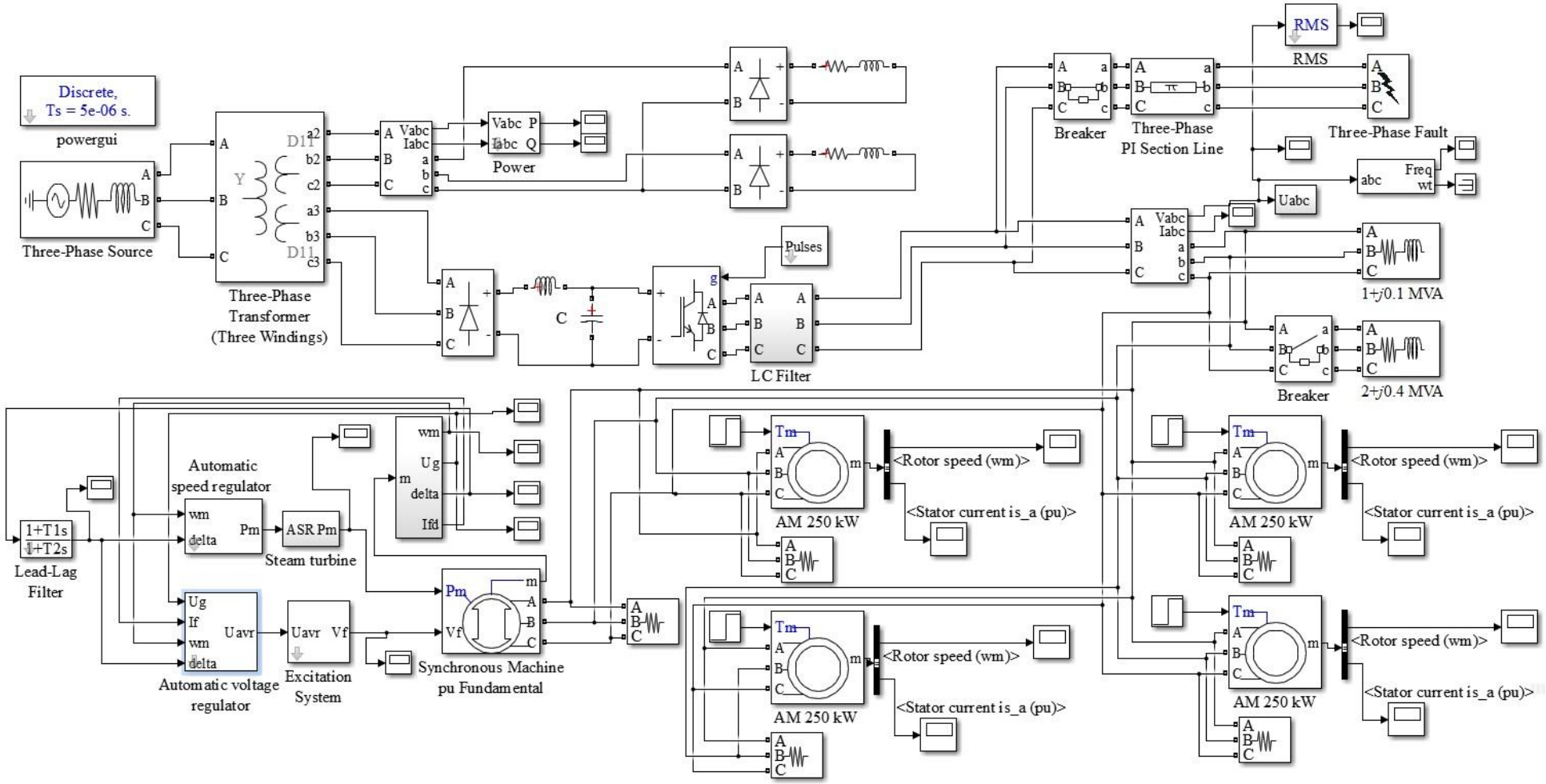


Рисунок 5.25 – Схема исследуемой модели СЭС

Таблица 5.1 – Показатели качества регулирования

Параметр, определяющий качество регулирования	Тип регуляторов		Улучшение показателя, %
	АРВ и АРЧВ без ИФЗ	СПАРВ и СПАРЧВ	
1. Перерегулирование частоты вращения ротора турбогенератора σ, %	0,25	0	100
2. Время переходного процесса частоты вращения ротора турбогенератора, с	12	4	67
3. Степень затухания колебаний частоты вращения ротора турбогенератора μ, о.е.	0,61	1	39
4. Перерегулирование напряжения турбогенератора σ, %	2,5	0	100
5. Время переходного процесса напряжения турбогенератора, с	5	3	40
6. Степень затухания колебаний напряжения турбогенератора μ, о.е.	0,02	1	98

Примечание: $\sigma = \frac{h_{\max 1} - h}{h} \cdot 100$, %; $\mu = 1 - \frac{h_{\max 2}}{h_{\max 1}}$.

Результаты моделирования кратковременного трёхфазного короткого замыкания представлены на рис. 5.28-5.32. Применение СПАРВ и СПАРЧВ значительно улучшает показатели качества регулирования напряжения и частоты вращения ротора турбогенератора: время переходного процесса для частоты сокращается в три раза, а перерегулирования снижается на 75%; время переходного процесса для напряжения сокращается в 1,5 раза; время переходного процесса для частоты в сети сократилось в 3,7 раза (рис.5.31); запуск электродвигателей происходит быстро и без колебаний скорости ротора (рис.5.32).



Рисунок 5.26 – Частота вращения ротора при подключении дополнительной нагрузки: 1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – СПАРВ и СПАРЧВ

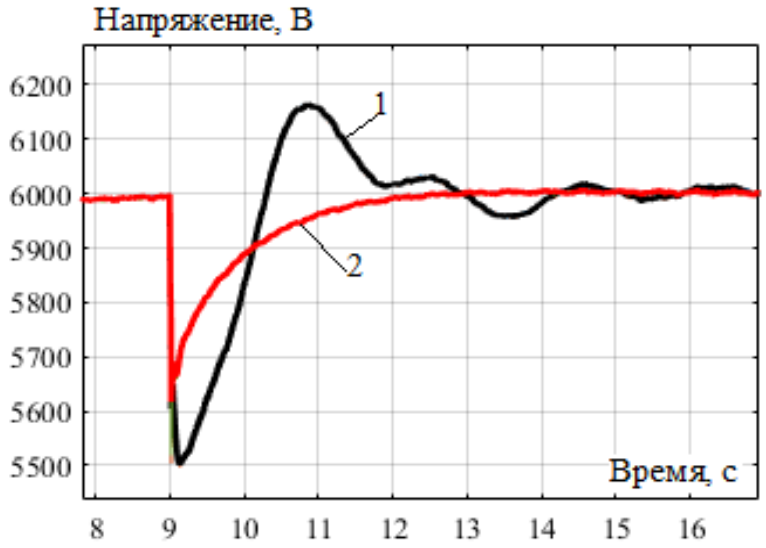


Рисунок 5.27 – Напряжение: 1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – СПАРВ и СПАРЧВ

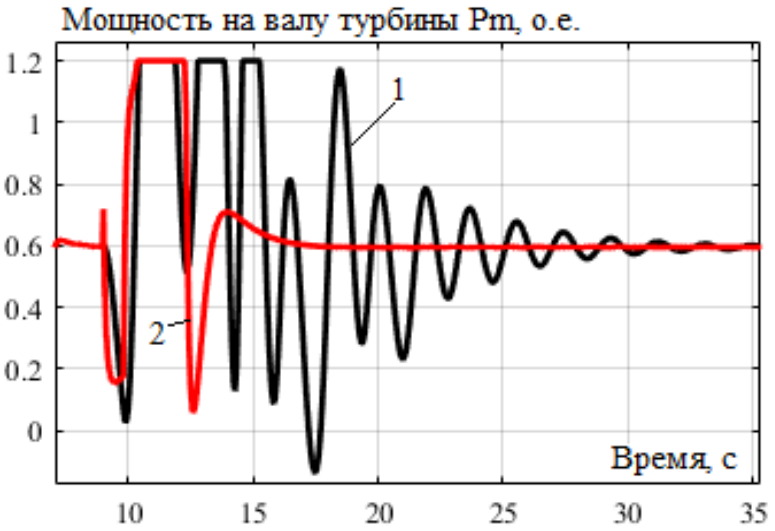


Рисунок 5.28 – Мощность турбины при кратковременном КЗ:
1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – СПАРВ и СПАРЧВ

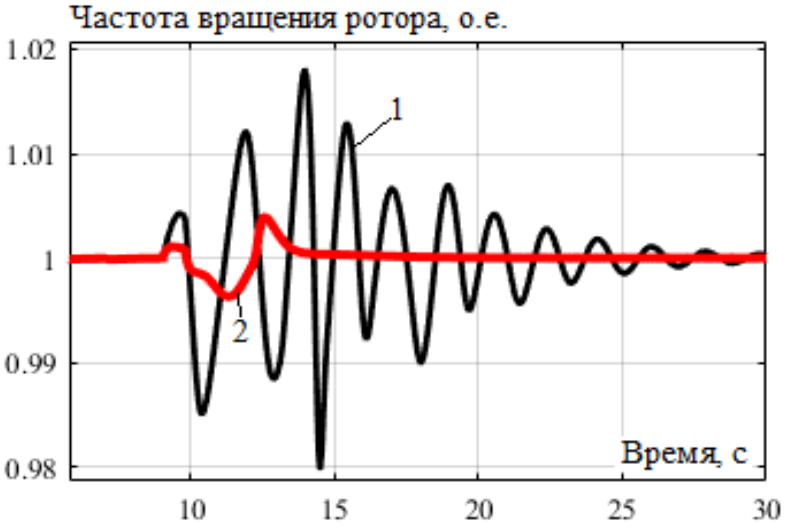


Рисунок 5.29 – Частота вращения ротора при кратковременном КЗ:
1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – СПАРВ и СПАРЧВ



Рисунок 5.30 – Напряжение при кратковременном КЗ:
1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – СПАРВ и СПАРЧВ

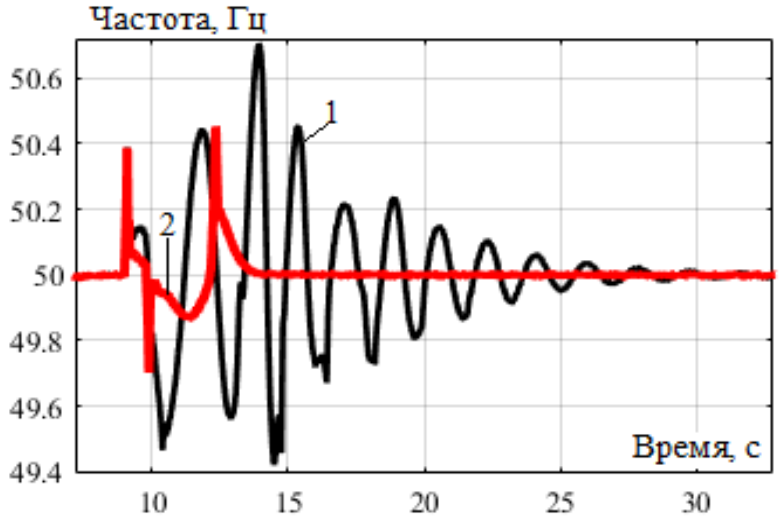


Рисунок 5.31 – Частота в сети при кратковременном КЗ:
1 – регуляторы без ПЗ; 2 – СПАРВ и СПАРЧВ



Рисунок 5.32 – Скорость ротора двигателя:
1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – СПАРВ и СПАРЧВ

Результаты моделирования режима отключения основного питания СЭС представлены на рис.5.33-5.37.

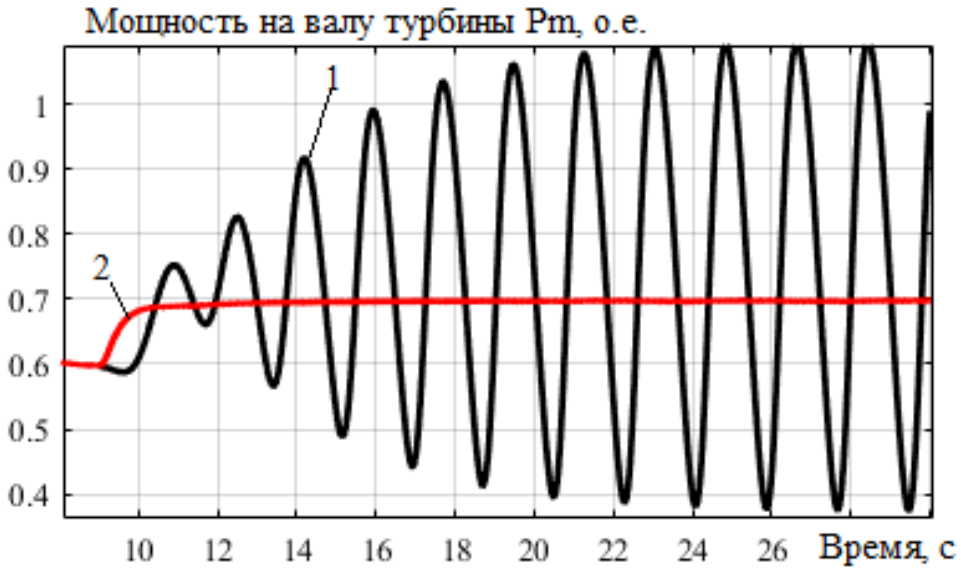


Рисунок 5.33 – Механическая мощность на валу турбогенератора

На рисунках обозначено: 1 – использовались регуляторы без ИФЗ; 2 – применялись СПАРВ и СПАРЧВ. По результатам моделирования можно отметить, что использование самонастроившихся прогностических регуляторов обеспечивает плавный переход СЭС на изолированную работу, избегая возникновения продолжительных колебаний всех параметров. При использовании типовых регуляторов система теряет устойчивость и возникают незатухающие колебания параметров.

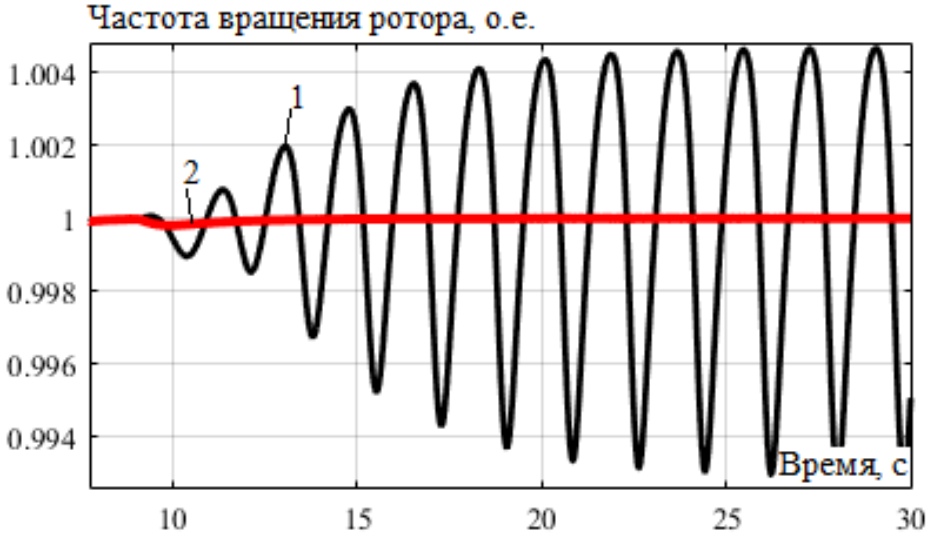


Рисунок 5.34 – Частота вращения ротора генератора

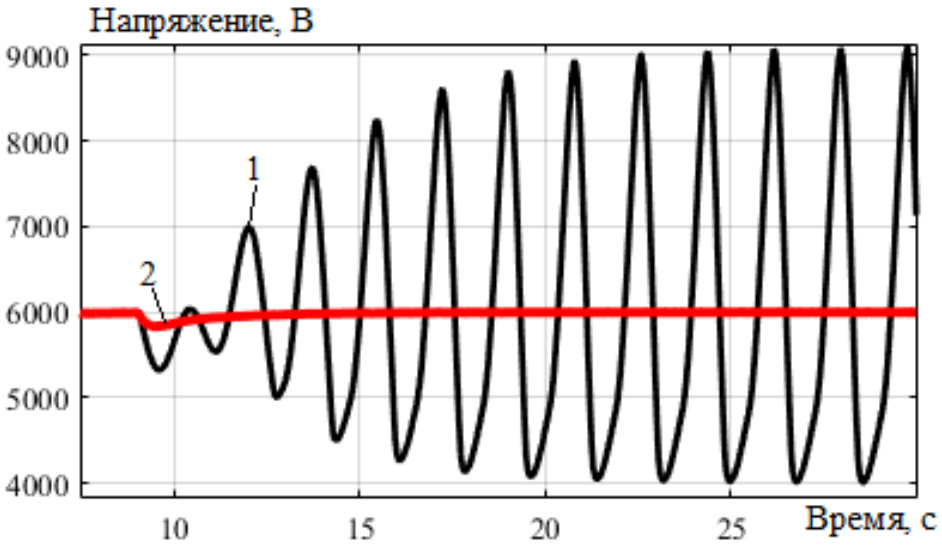


Рисунок 5.35 – Изменение напряжения турбогенератора

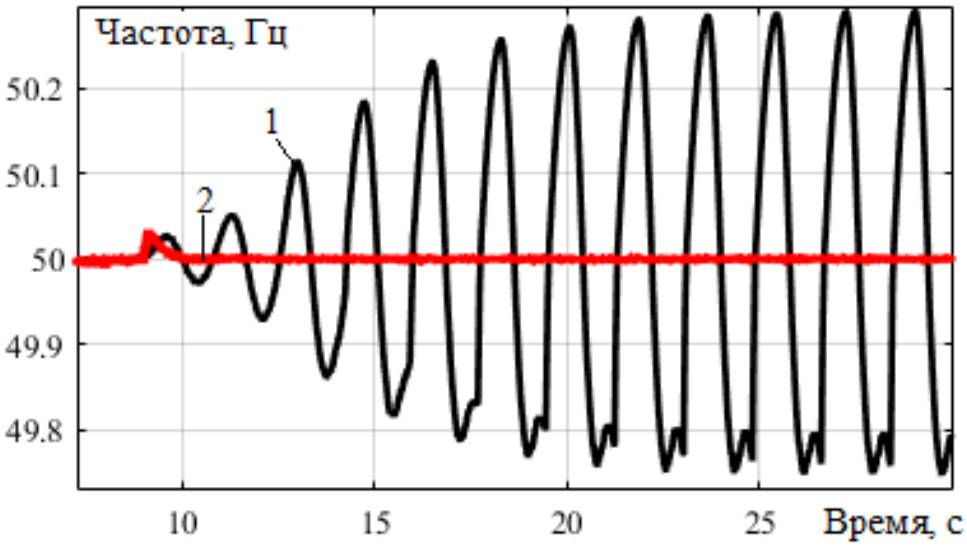


Рисунок 5.36 – Изменение частоты в сети

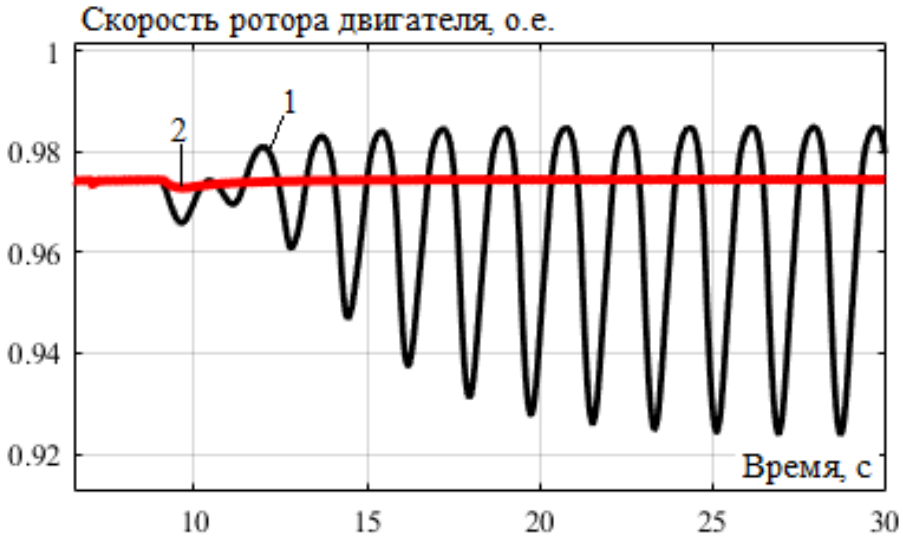


Рисунок 5.37 – Изменение скорости ротора двигателя

Результаты имитационного моделирования позволяют сделать выводы:

1. При использовании предложенных СПАРВ и СПАРЧВ качество процессов регулирования параметров ГУ заметно лучше, чем при использовании стандартных регуляторов, особенно для различных типов возмущений.

2. Применение АРВ и АРЧВ с самонастраивающимися ИФЗ гарантирует поддержание стабильной работы турбогенератора в условиях перехода на изолированную работу.

5.2.3. Исследование работы самонастраивающегося прогностического регулятора частоты вращения для газотурбинной установки

Исследования проводились для схемы изолированной СЭС с ГТУ и двигательной нагрузкой (рис.5.38). Мощности генератора, высоковольтного двигателя и статической нагрузки указаны на рис.5.38. В качестве возмущений рассматривались режимы прямого пуска мощного асинхронного двигателя и трехфазного короткого замыкания длительностью 0,6 с.

Используемые параметры генератора: $E_q = 1{,}25$ о.е.; $U_g = 1$ о.е.; $X_d = 2{,}34$ о.е. Постоянная времени механической инерции турбины и генератора составляет T_{je} = 3,76 с.

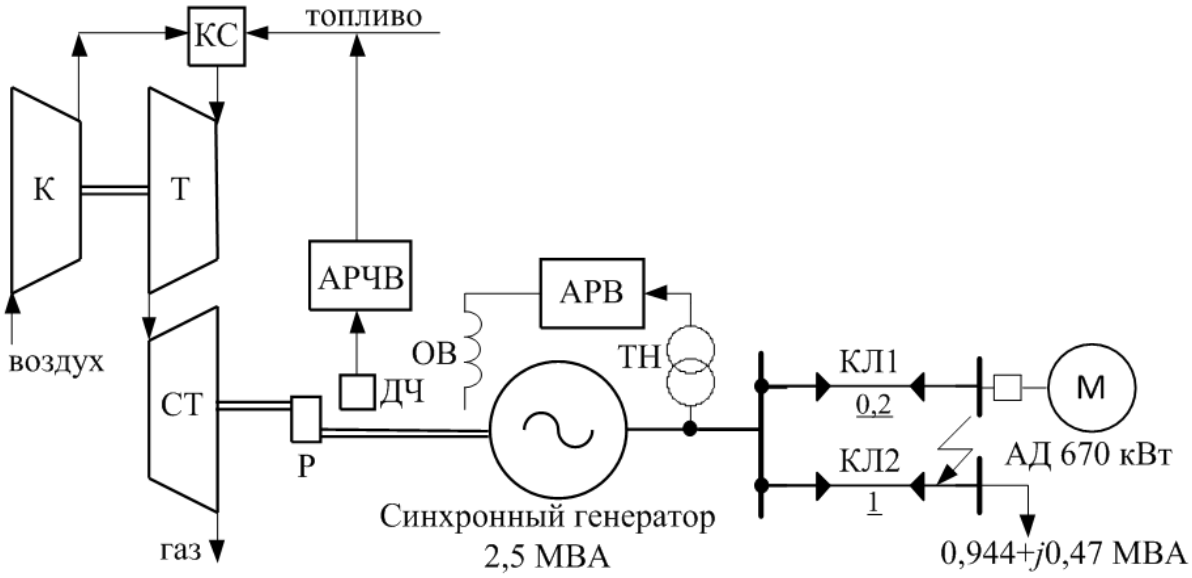


Рисунок 5.38 – Схема СЭС с ГТУ:
КЛ – кабельная линия; АД – асинхронный двигатель; Р – редуктор; СТ – силовая турбина; К – компрессор; Т – турбина высокого давления; КС – камера сгорания

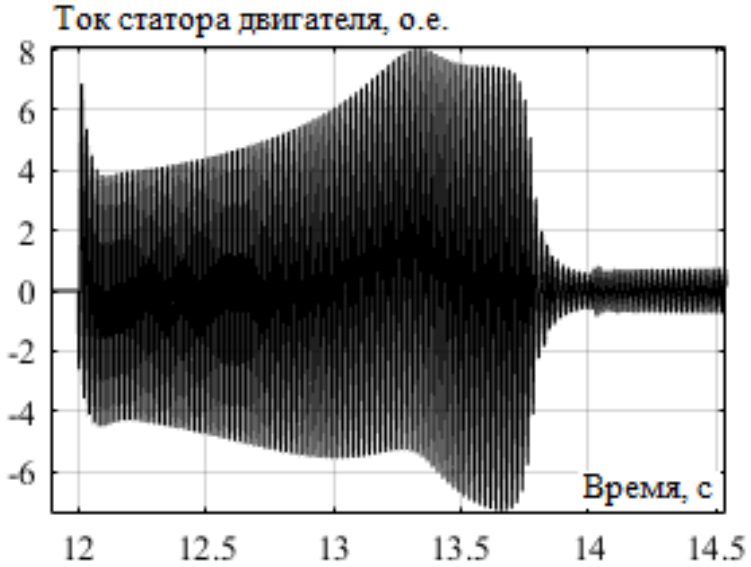
Настройки АРВ и АРЧВ определялись из практических соображений и принимались одинаковыми для обычных и прогностических регуляторов. Постоянная времени ИФЗ в АРЧВ определялась автоматически по выражению:

$$T_p^{АРЧВ} = \frac{1}{f_p(\delta)} = \frac{1{,}629}{\sqrt{\cos\ \delta}}.$$

Результаты имитационного моделирования режима прямого пуска асинхронного двигателя в момент времени 12 с представлены на рис. 5.39-5.41. На этих рисунках цифрами обозначено: 1 – использовались АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – применялись прогностические регуляторы.



(а)

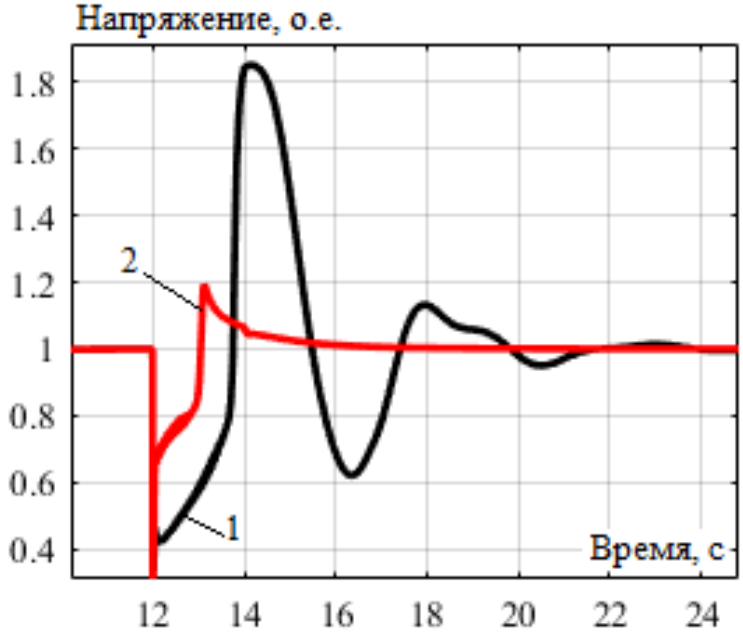


(б)

Рисунок 5.39 – Скорость ротора (а) и ток статора двигателя (б)



(а)



(б)

Рисунок 5.40 – Частота вращения ротора (а) и напряжение генератора (б)

На рис. 5.41-5.43 показаны результаты моделирования, по которым можно отметить, что использование у ГТУ АРВ и АРЧВ с ИФЗ значительно улучшает демпферные свойства системы: время запуска двигателя снижается, в 18 раз уменьшается перерегулирование и в 6 раз снижается время переходного процесса для частоты, в 4,5 раза снижается перерегулирование и в 3 раза уменьшается время переходного процесса для напряжения.

Результаты моделирования режима удаленного кратковременного КЗ представлены на рис. 5.41-5.43, откуда видно, что применение прогностичесих АРВ и АРЧВ у ГТУ улучшает демпферные свойства и обеспечивает динамическую устойчивость (рис. 5.41) без решения задачи настройки регуляторов.

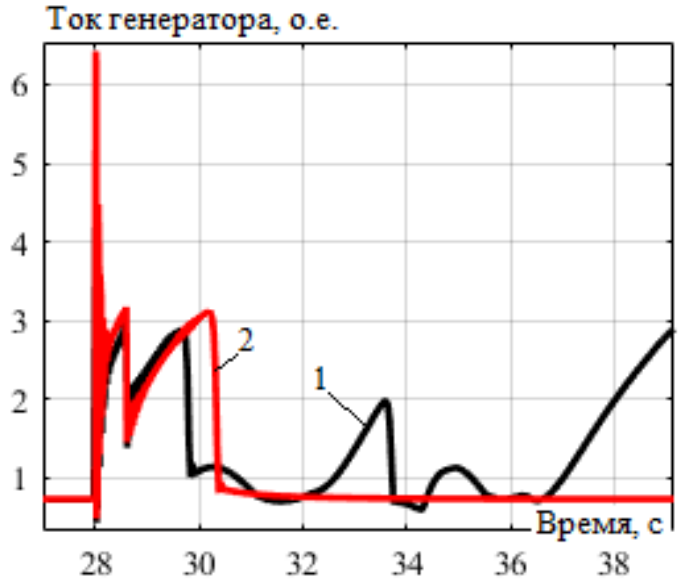


(а)



(б)

Рисунок 5.41 – Скорость ротора двигателя (а) и генератора (б):
1 – АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – прогностические АРВ и АРЧВ

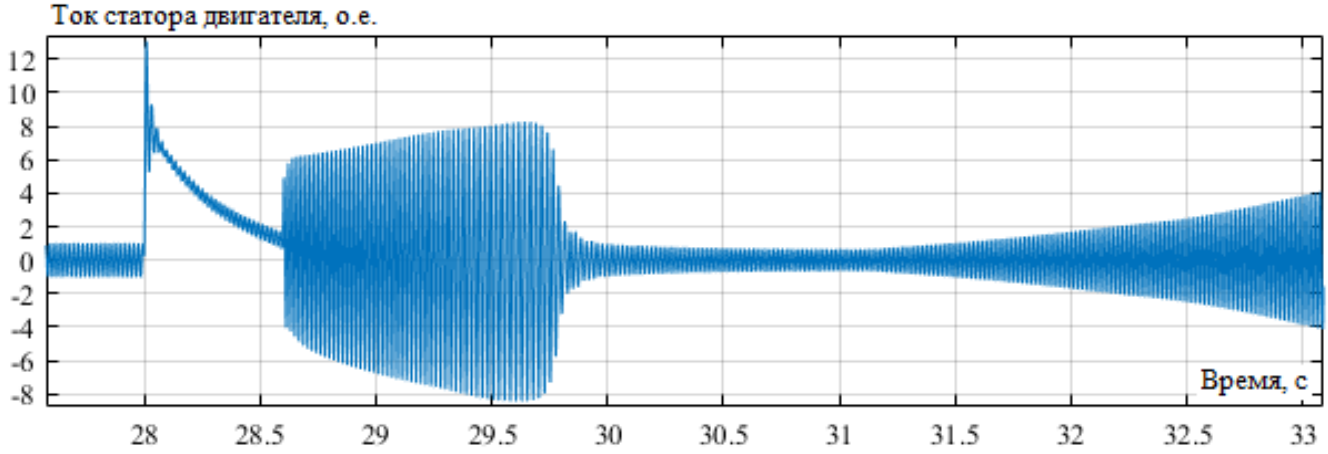


(а)

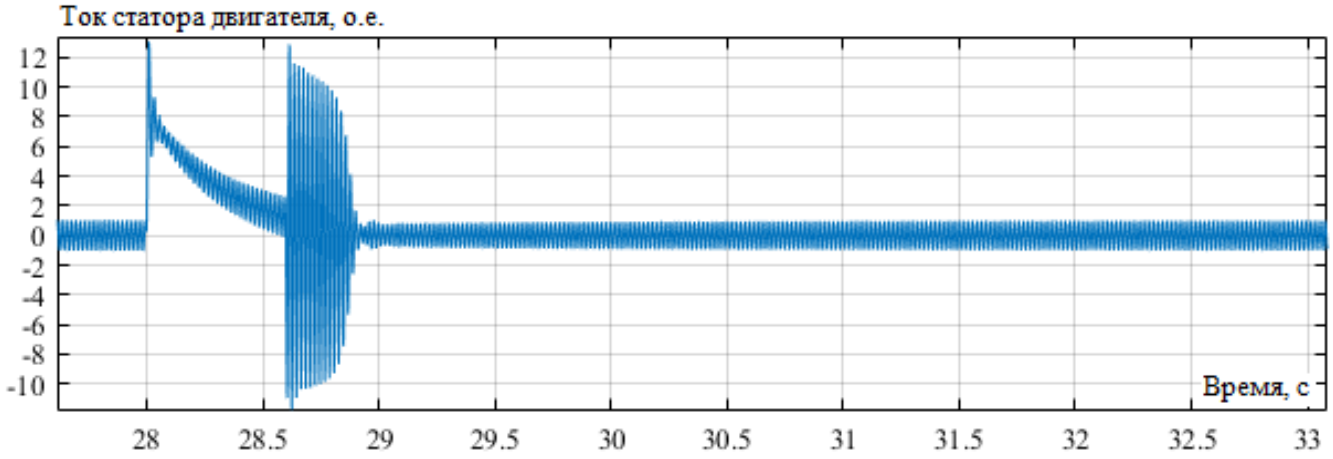


(б)

Рисунок 5.42 – Ток (а) и напряжение генератора (б) при трехфазном КЗ:
1 – использовались АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – прогностические АРВ и АРЧВ



(а)



(б)

Рисунок 5.43 – Ток статора двигателя при трехфазном КЗ: а – использовались АРВ и АРЧВ без ИФЗ; б – прогностические АРВ и АРЧВ

Обобщающие выводы по результатам имитационного моделирования:

1. Прогностические АРВ и АРЧВ улучшают демпферные свойства в изолированной системе электроснабжения с ГТУ: время запуска высоковольтного двигателя уменьшается, перерегулирование снижается в 18 раз и в 6 раз снижается время переходного процесса для частоты, в 4,5 раза снижается перерегулирование и в 3 раза уменьшается время переходного процесса для напряжения.

2. В случае использования АРВ и АРЧВ без ИФЗ после КЗ возникали колебания частоты вращения ротора генератора и двигателя, перенапряжения в сети и повторные самозапуски двигателя с большими толчками тока и напряжения. В отличие от этого применение прогностических АРВ и АРЧВ дает приемлемое качество регулирования без решения задачи настройки регуляторов.

5.2.4. Исследование совместной работы генерирующей установки с прогностическими регуляторами и накопителей электроэнергии в системе электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии

Исследования проводились для схемы СЭС, показанной на рис.5.44.

Накопитель электроэнергии (НЭ) можно присоединять через отдельный инвертор и трансформатор или к ВПТ, как показано на рис.5.44. Номинальная мощность турбогенератора мини-ТЭЦ составляет 3,125 МВ·А.

Форма напряжения и спектры гармоник на шинах 6 кВ представлены на рис. 5.45 для случаев подключения через байпас и ВПТ. Анализ проведен с помощью программы FFT Tool системы MATLAB.

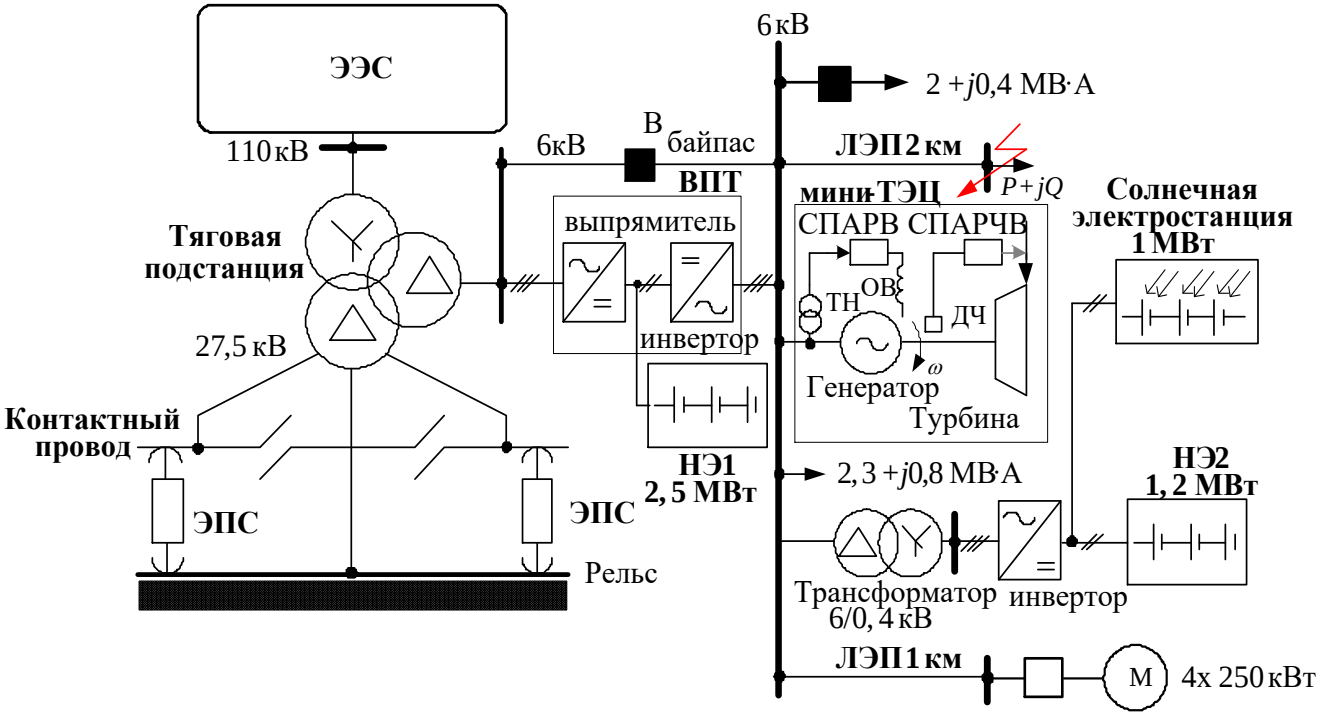
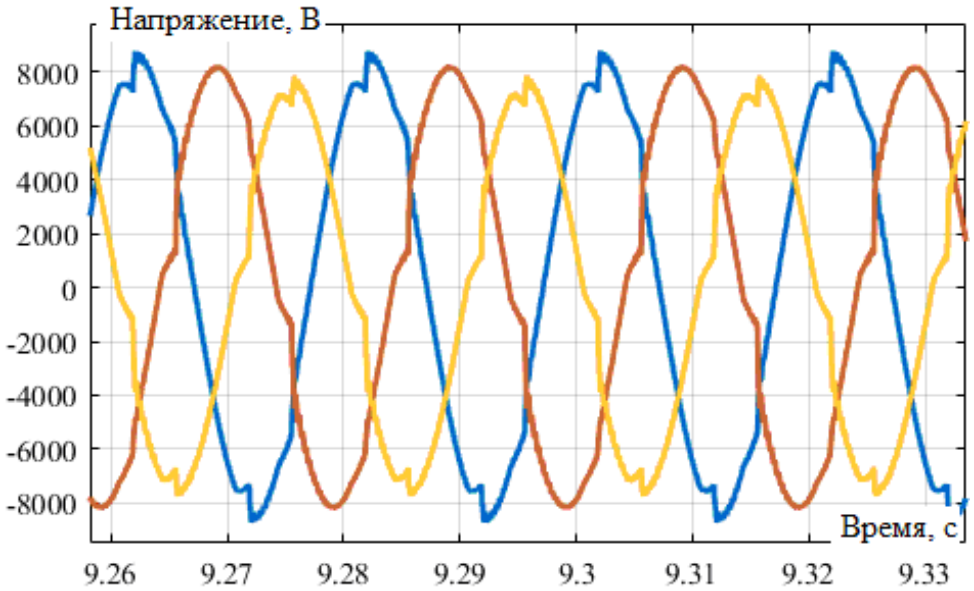
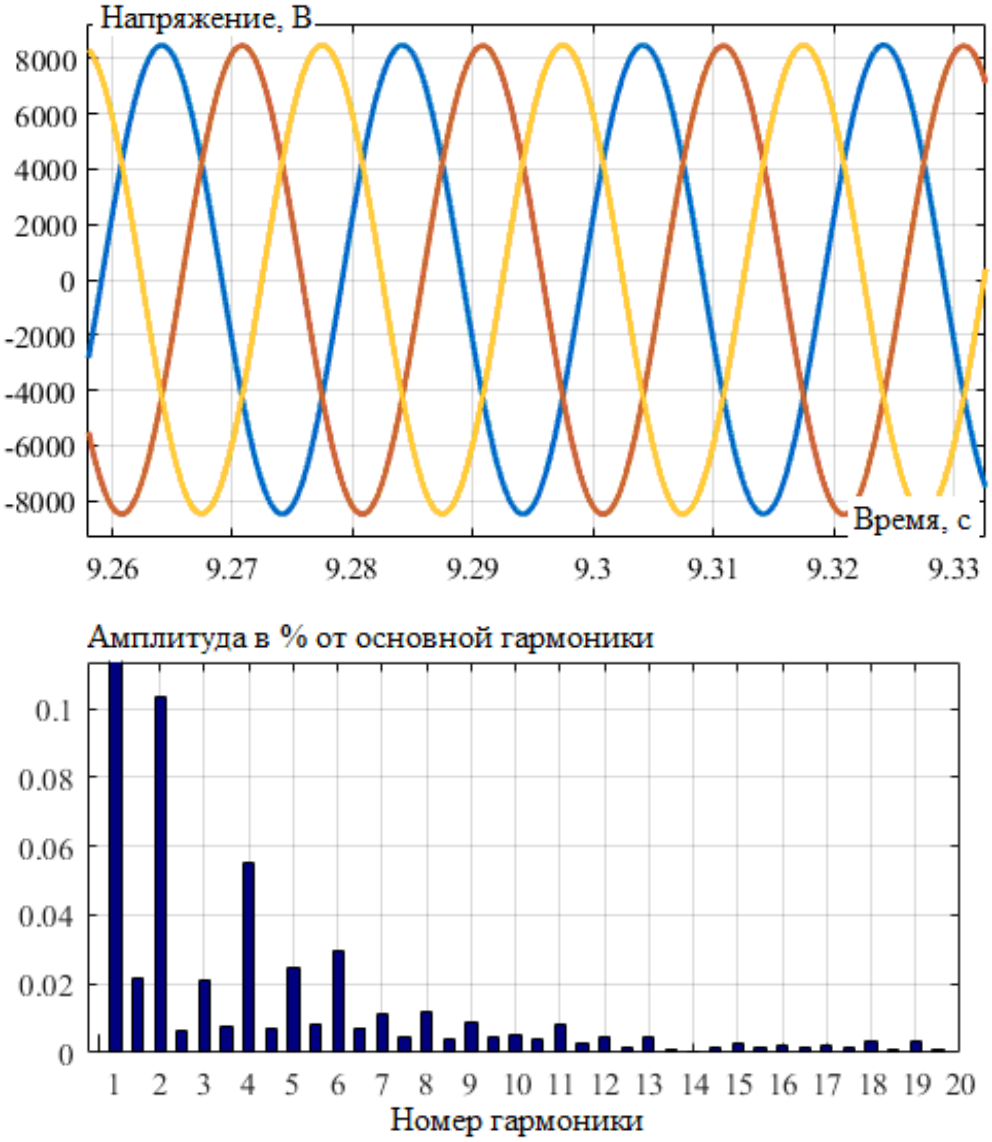


Рисунок 5.44 – Фрагмент исследуемой СЭС





(а)



(б)

Рисунок 5.45 – Форма напряжения и состав гармоник на шинах 6 кВ СЭС:

а – при подключении СЭС через байпас; б – подключение кластера через ВПТ

В случае подключения через байпас наблюдаются значительные изменения в части ухудшения качества электроэнергии: заметно растут интенсивности искажений и появляются нечетные гармоники. Также заметна несимметрия напряжения и коэффициент несимметрий K_{2U} достигает 5,8%. Применение ВПТ позволяет решить эту проблему (рис.5.45 б): суммарный коэффициент гармоник заметно уменьшируются, а коэффициент несимметрии падает до 0,08%.

Далее в эксперименте при подключении исследуемой СЭС через ВПТ моделировался провал напряжения в результате следующих возмущений: кратковременное отключение питания от ТП; удаленное КЗ длительностью 0,5 с. При моделировании НЭ были включены постоянно или подключались в случае снижения напряжения. Результаты имитационного моделирования режима провала напряжения представлены на рис. 5.46-5.49, на которых цифрами обозначено следующее: 1 – использовались НЭ и регуляторы без ИФЗ; 2 – использовались НЭ, СПАРВ и СПАРЧВ; 3 – без НЭ и регуляторы без ИФЗ; 4 – без НЭ и с использованием СПАРВ и СПАРЧВ. Как видно из рисунков совместное использование СПАРВ, СПАРЧВ и НЭ обеспечивает лучшие показатели качества регулирования в переходных процессах.



Рисунок 5.46 – Частота вращения ротора генератора при отключении основного питания

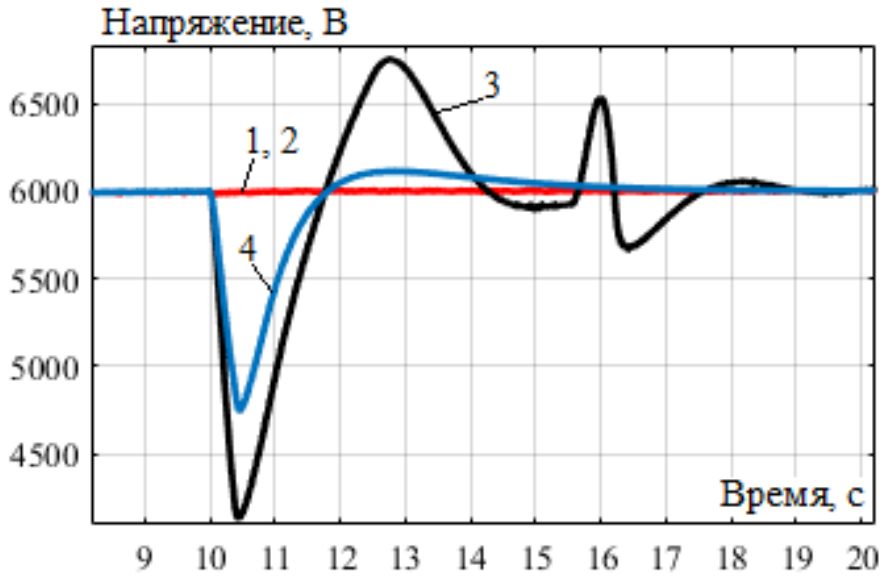


Рисунок 5.47 – Напряжение турбогенератора при отключении основного питания

Применение СПАРВ и СПАРЧВ позволяет обеспечить быструю стабилизацию напряжения и частоты в переходных процессах и приемлемое качество регулирования этих параметров даже без применения НЭ (табл. 5.2).

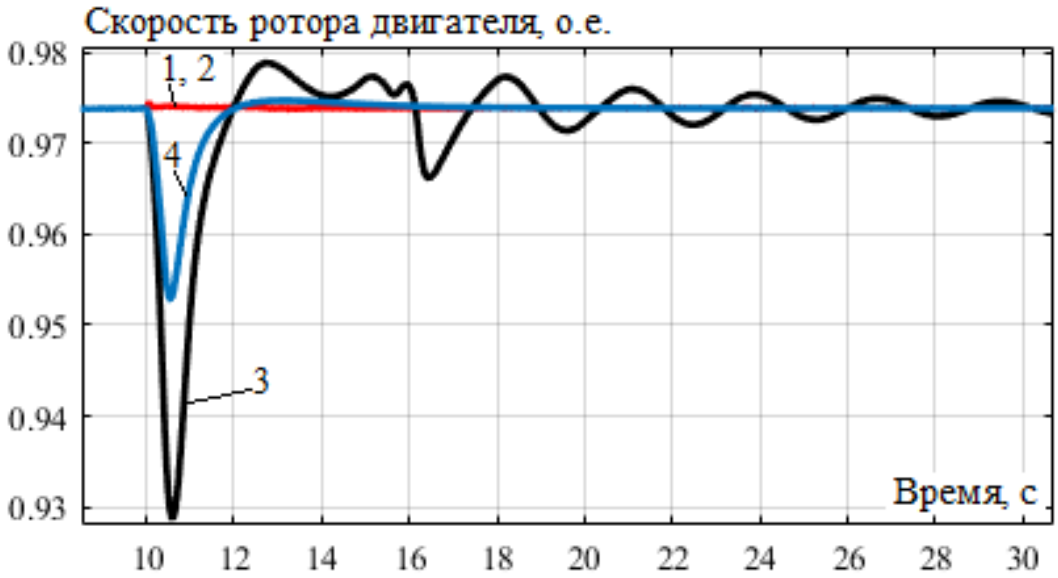


Рисунок 5.48 – Скорость ротора двигателя при отключении основного питания

Результаты моделирования удаленного трехфазного короткого замыкания показаны на рис.5.50-5.54, где обозначено следующее: 1 – регуляторы без ИФЗ; 2 – СПАРВ и СПАРЧВ. Таким образом, предлагаемые регуляторы позволяют обеспечить плавное регулирование и стабилизацию всех параметров исследуемой СЭС при кратковременном КЗ (табл.5.3).

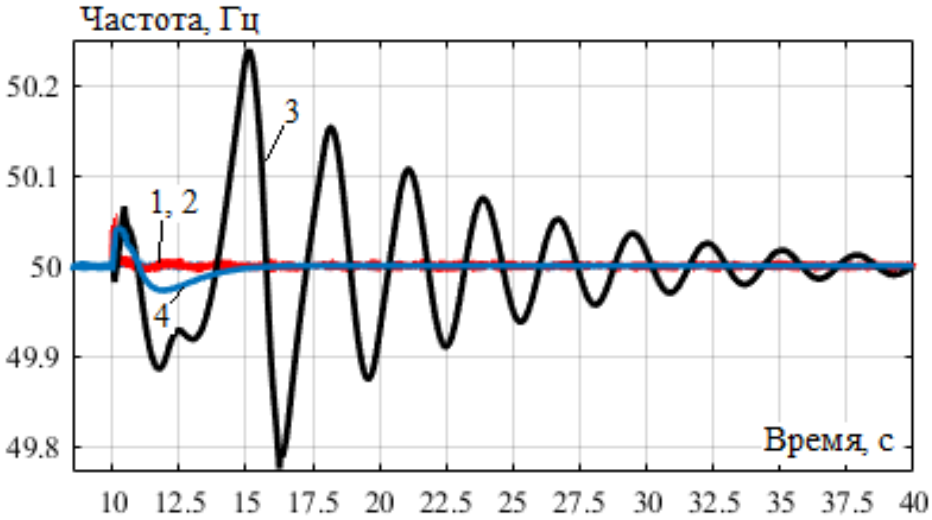


Рисунок 5.49 – Изменение частоты в сети при отключении основного питания

Таблица 5.2 – Сравнение показателей качества регулирования обычных и прогностических АРВ и АРЧВ при отключении основного питания

Параметр, определяющий качество регулирования	Тип регуляторов		Изменение показателя, %
	АРВ и АРЧВ без ИФЗ	СПАРВ и СПАРЧВ	
Перерегулирование частоты вращения ротора турбогенератора σ, %	0,5	0	100
Время переходного процесса частоты вращения ротора турбогенератора, с	35	5	85,7
Степень затухания колебаний частоты вращения ротора турбогенератора μ, о.е.	0,4	1	60
Перерегулирование напряжения турбогенератора σ, %	12,5	2,5	80
Время переходного процесса напряжения турбогенератора, с	9	5	44,4
Степень затухания колебаний напряжения турбогенератора μ, о.е.	0,04	1	96

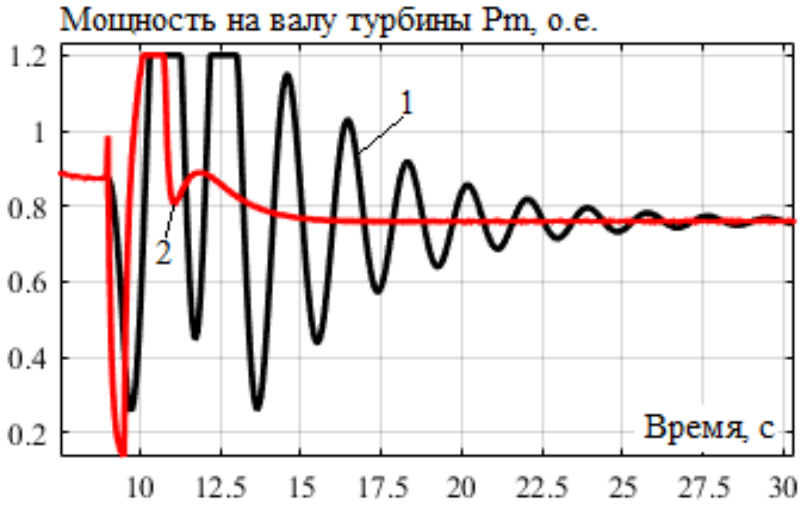


Рисунок 5.50 – Механическая мощность на валу турбогенератора при КЗ

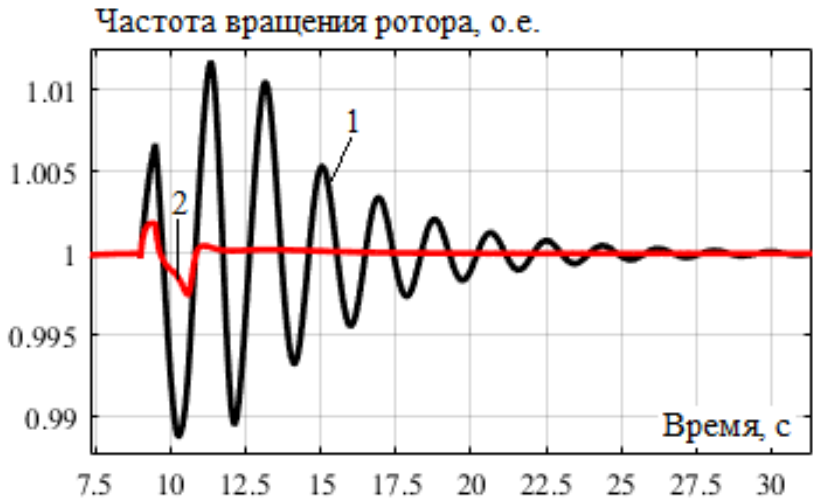
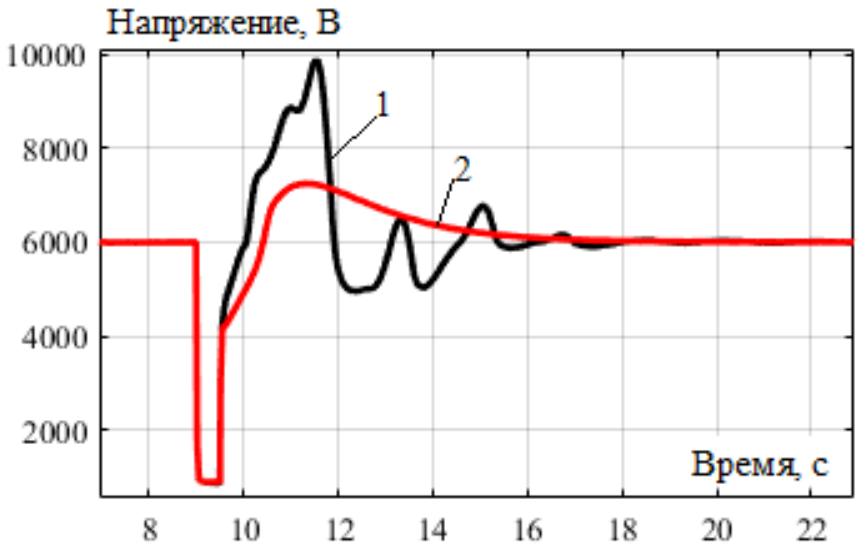


Рисунок 5.51 – Частота вращения ротора генератора при кратковременном КЗ



(а)



(б)

Рисунок 5.52 – Напряжение турбогенератора при кратковременном КЗ: а – при постоянно включенных НЭ; б – без использования НЭ

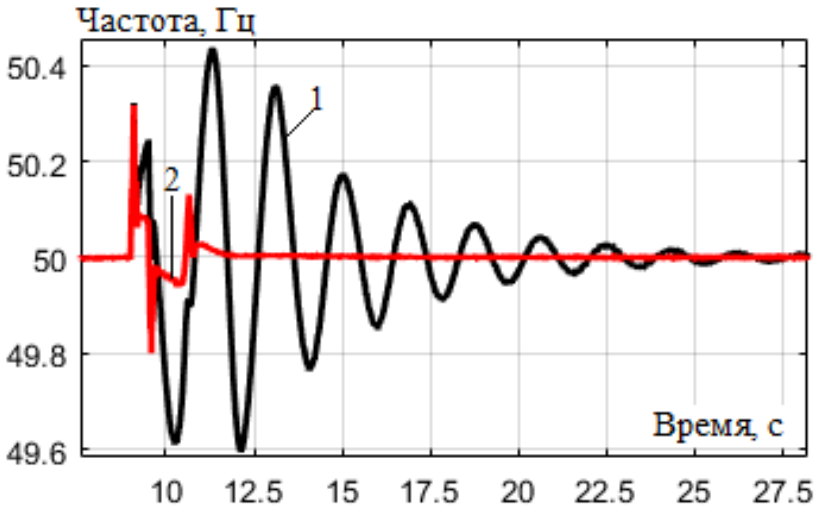


Рисунок 5.53 – Частота в сети при кратковременном КЗ

Таблица 5.3 – Сравнение показателей качества регулирования обычных и прогностических АРВ и АРЧВ после отключения КЗ

Параметр, определяющий качество регулирования	Тип регуляторов		Изменение показателя, %
	АРВ и АРЧВ без ИФЗ	СПАРВ и СПАРЧВ	
Перерегулирование частоты вращения ротора турбогенератора σ, %	1,2	0	100
Время переходного процесса частоты вращения ротора турбогенератора, с	16	2	87,5
Степень затухания колебаний частоты вращения ротора турбогенератора μ, о.е.	0,16	1	84
Перерегулирование напряжения турбогенератора σ, %	41,7	16,6	60,2
Время переходного процесса напряжения турбогенератора, с	7,5	6,5	13,3
Степень затухания колебаний напряжения турбогенератора μ, о.е.	0,6	1	40

Также было выполнено моделирование режима подключения дополнительной мощной нагрузки. Результаты приведены на рис.5.54-5.56, где цифрами обозначено: 1 – без использования НЭ и регуляторы без ИФЗ; 2 – без НЭ и с использованием СПАРВ и СПАРЧВ; 3 – использовались НЭ, СПАРВ и СПАРЧВ. При подключении дополнительной нагрузки использование СПАРВ и СПАРЧВ обеспечивает снижение перерегулирования и колебательности регулируемых параметров, также сокращается время переходного процесса для частоты в 3 раза, а для напряжения – в 2 раза.

Обобщая результаты имитационного моделирования рассмотренных режимов СЭС, можно сделать выводы:

1. Регулируемые ВПТ обеспечивают значительную стабилизацию при отключении основного источника питания, что существенно снижает уровень падения напряжения у потребителя.

2. Применение СПАРВ и СПАРЧВ дополнительно уменьшает глубину провала напряжения, время переходного процесса и величину отклонений по параметрам регулирования напряжения и частоты. Например, при отключении основного питания СЭС время переходного процесса для частоты вращения ротора уменьшается в 7 раз, а для напряжения – в 1,8 раза. Аналогичные результаты получены и для режима кратковременного КЗ.



Рисунок 5.54 – Механическая мощность на валу турбогенератора



Рисунок 5.55 – Частота вращения ротора генератора

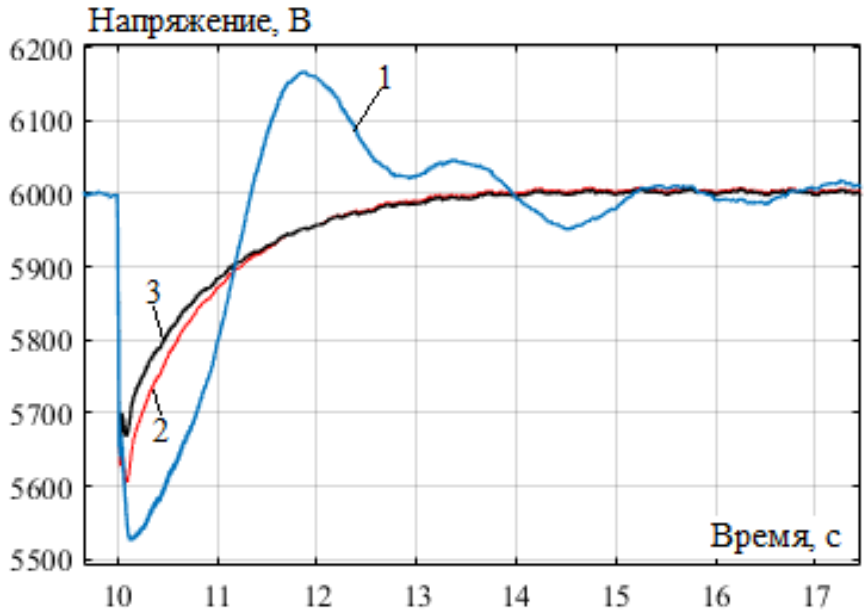


Рисунок 5.56 – Напряжение турбогенератора при подключении дополнительной нагрузки

5.2.5. Исследование работы самонастраивающегося прогностического регулятора частоты вращения на физической модели

Исследование работы СПАРЧВ проводилась на физической модели ТГУ, схема которой показана на рис. 5.57. Номинальные параметры физической установки представлены в разделе 3.1.1. В эксперименте генератор работал на активную нагрузку мощностью 18 Вт. Рассматривалось подключение и отключение активно-индуктивной нагрузки 50 + *j*30 В·А.

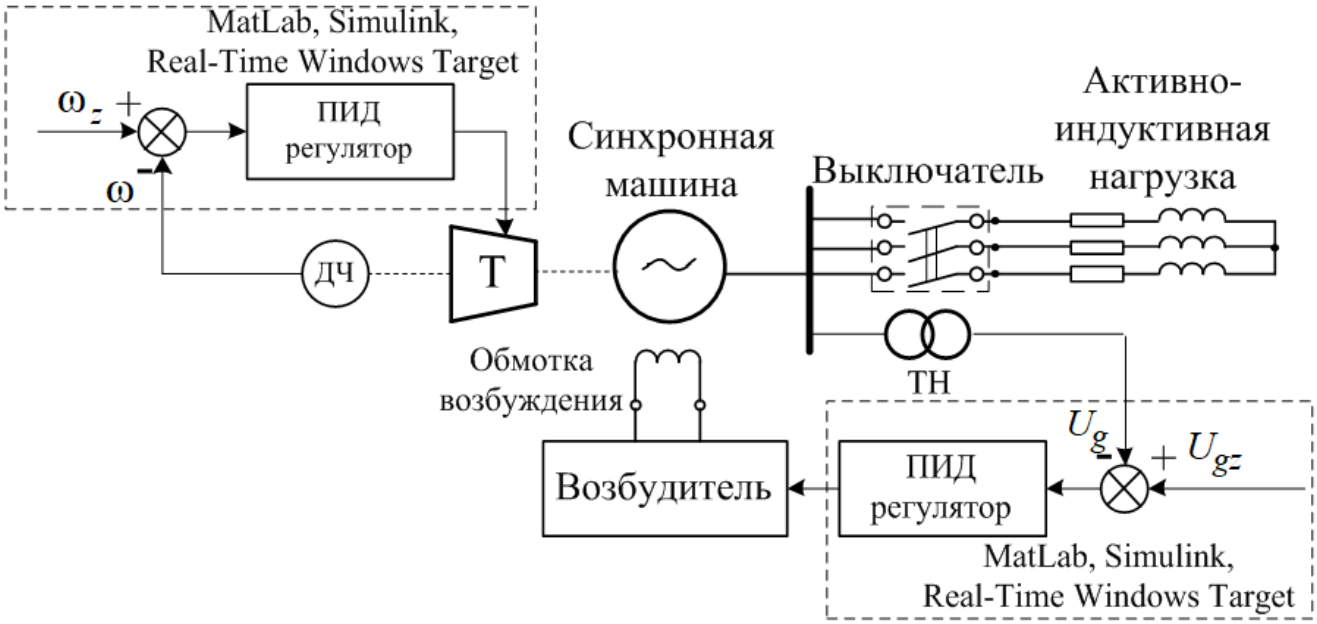


Рисунок 5.57 – Схема физической установки РГ

Регулирование напряжения осуществлялось с помощью цифрового АРВ, схема модели которого представлена в разделе 3.1.1 на рис.3.8а. Схема имитационной модели цифрового СПАРЧВ приведена на рис. 5.58.

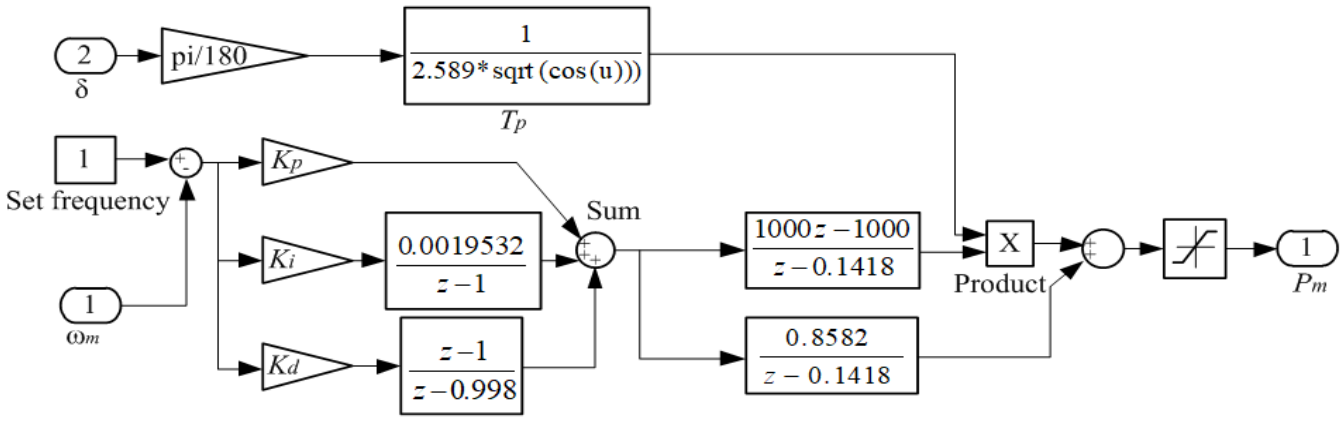


Рисунок 5.58 – **С**хема имитационной модели цифрового СПАРЧВ

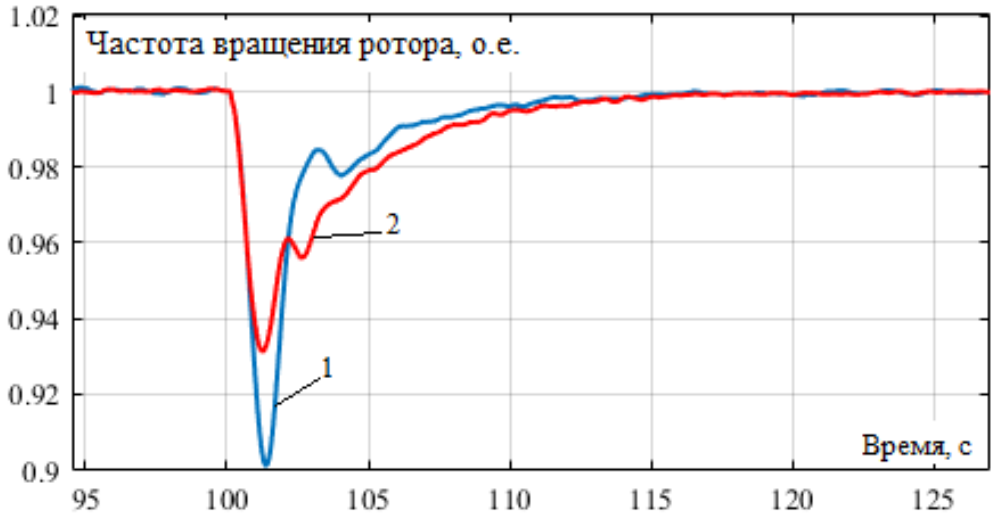
Рассматривались режимы подключения и отключения мощной нагрузки, а также удаленного кратковременного трехфазного КЗ. В экспериментах применялась следующая настройка АРВ и АРЧВ:

1) согласованная настройка: для АРВ k_{0u}=10, k_{1u}=5, k_{1If}=0, $k_{0\omega}$=0,15, $k_{0\omega}$=0,05; для АРЧВ K_p = 1, K_i = 0,5, K_d = 0.

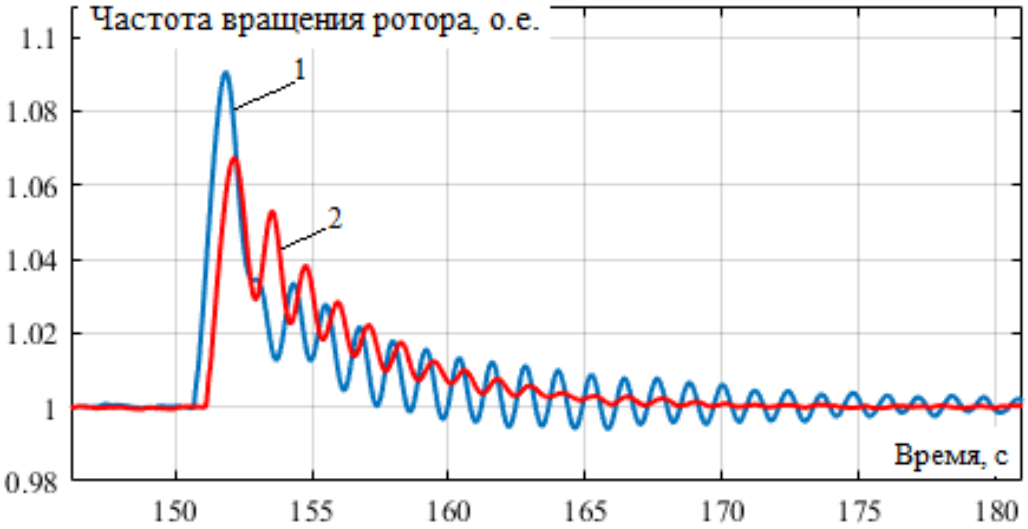
2) при несогласованной настройке все параметры принимались равными 1.

Результаты моделирования режимов подключения и отключения нагрузки для согласованной настройки АРВ и АРЧВ приведены на рис. 5.59. Использование СПАРЧВ улучшает показатели качества управления: в режиме подключения нагрузки снизился провал частоты на 34 %; в режиме отключения нагрузки на 28 % уменьшилась величина перерегулирования частоты. Результаты моделирования режимов подключения и отключения нагрузки для несогласованной настройки АРВ и АРЧВ показаны на рис. 5.60. В режиме подключения нагрузки для несогласованно настроенных регуляторов использование СПАРЧВ позволило на 34 % снизить провал и перерегулирование частоты вращения ротора. В режиме отключения нагрузки удалось снизить перерегулирование частоты также на 34%.

На рис.5.61 представлены результаты моделирования режима удаленного КЗ длительностью 1 с. В этом режиме применение СПАРЧВ уменьшает в 1,3 раза провал и снижает в 2,6 раза перерегулирование частоты после отключения КЗ.

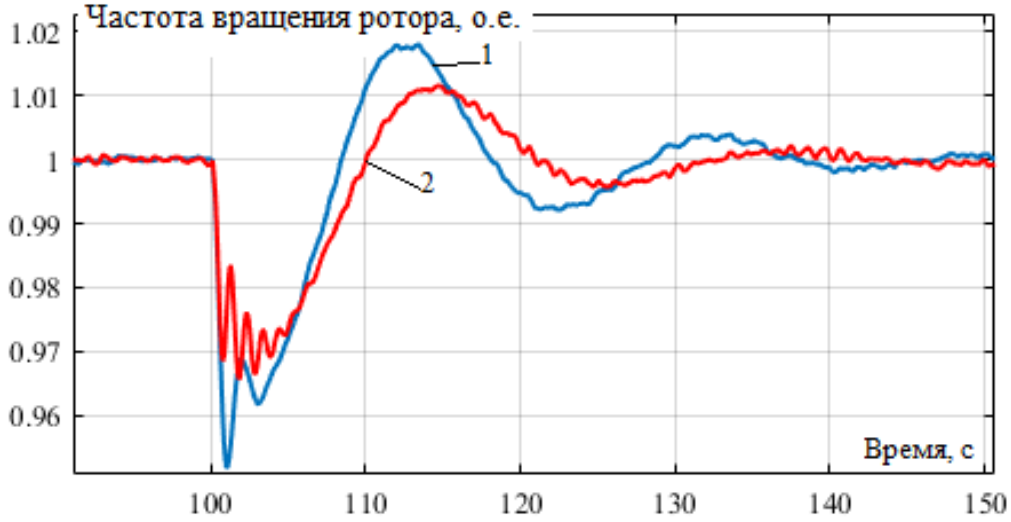


(а)



(б)

Рисунок 5.59 – Частота вращения ротора при подключении (а) и отключении (б) мощной нагрузки:
1 – обычный АРЧВ (ПИД регулятор без ИФЗ); 2 – СПАРЧВ



(а)



(б)

Рисунок 5.60 – Частота вращения ротора при подключении (а) и отключении (б) нагрузки: 1 – обычный АРЧВ; 2 – СПАРЧВ

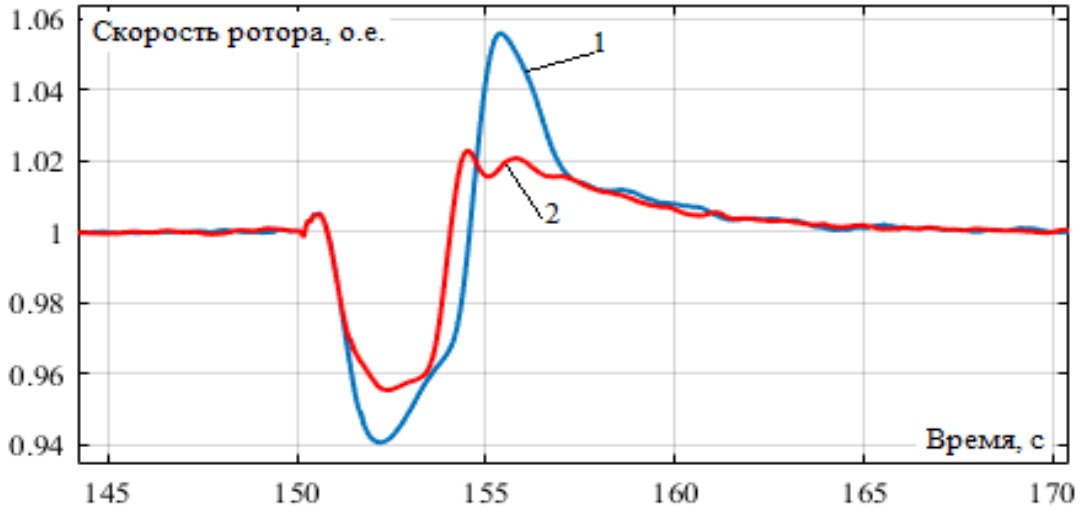


Рисунок 5.61 – Частота вращения ротора для согласованной настройки АРВ и АРЧВ при кратковременном КЗ: 1 – обычный АРЧВ; 2 – СПАРЧВ

Обобщая результаты моделирования на физической установке, можно отметить, что СПАРЧВ эффективнее работает по сравнению с типовым ПИД регулятором в нормальных, аварийных и переходных режимах. Главный эффект при этом заключается в улучшении показателей качества процесса регулирования.

5.2.6. Исследование работы самонастраивающихся прогностических автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения на физической модели

Параметры физической модели ГУ приведены выше. Схема имитационной модели цифрового СПАРВ приведена на рис. 5.62.

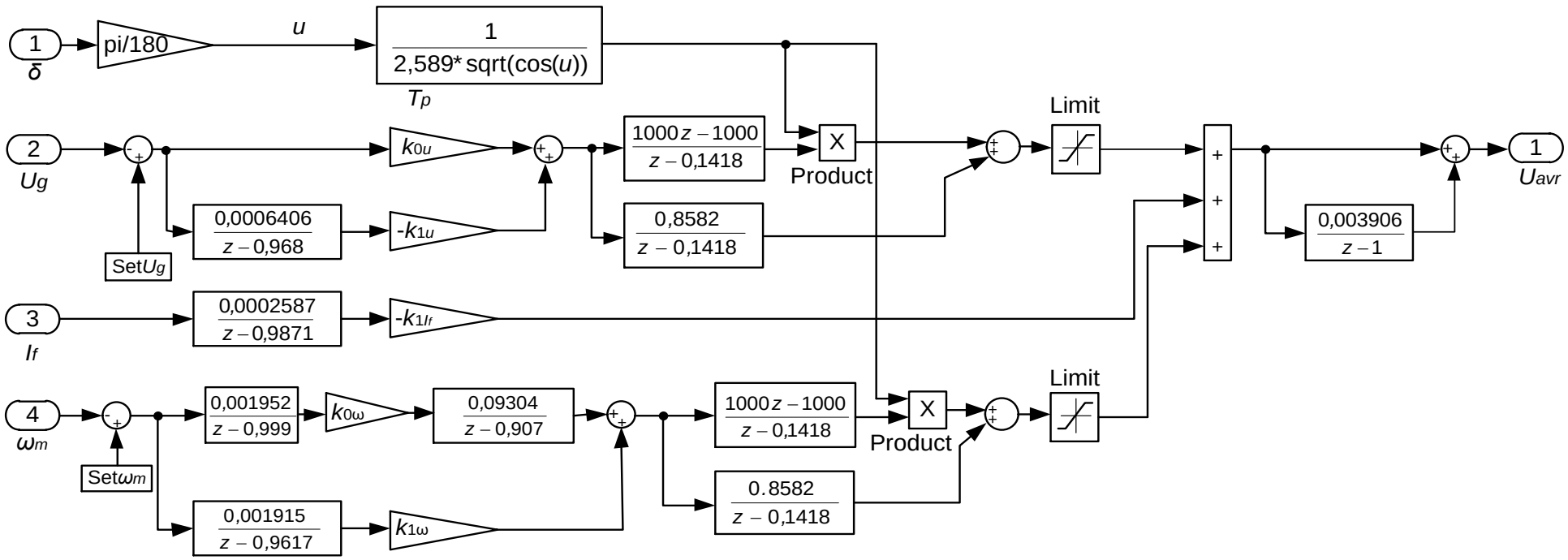
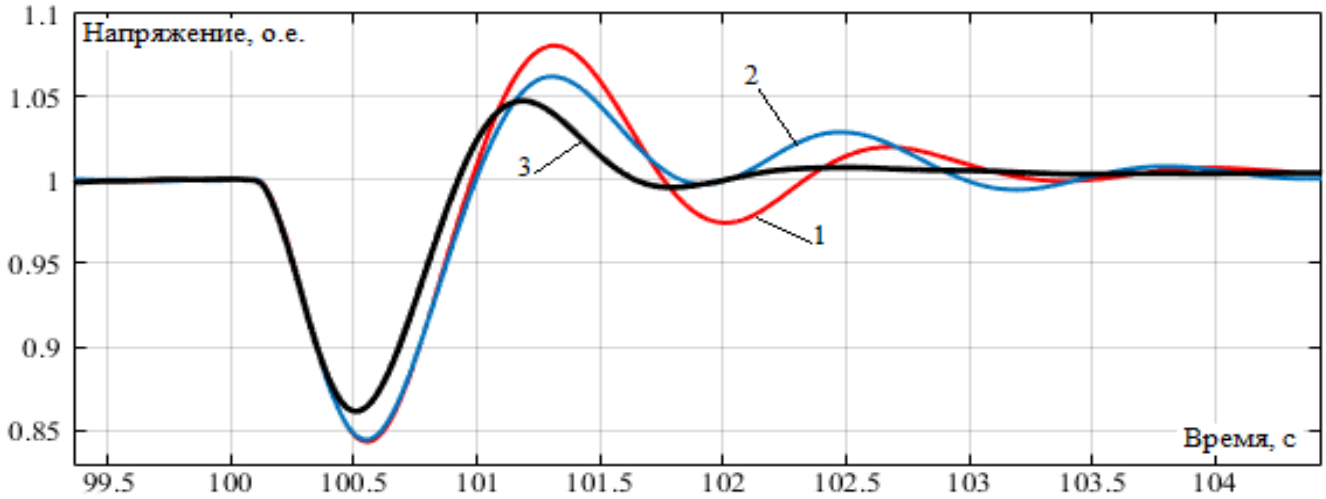
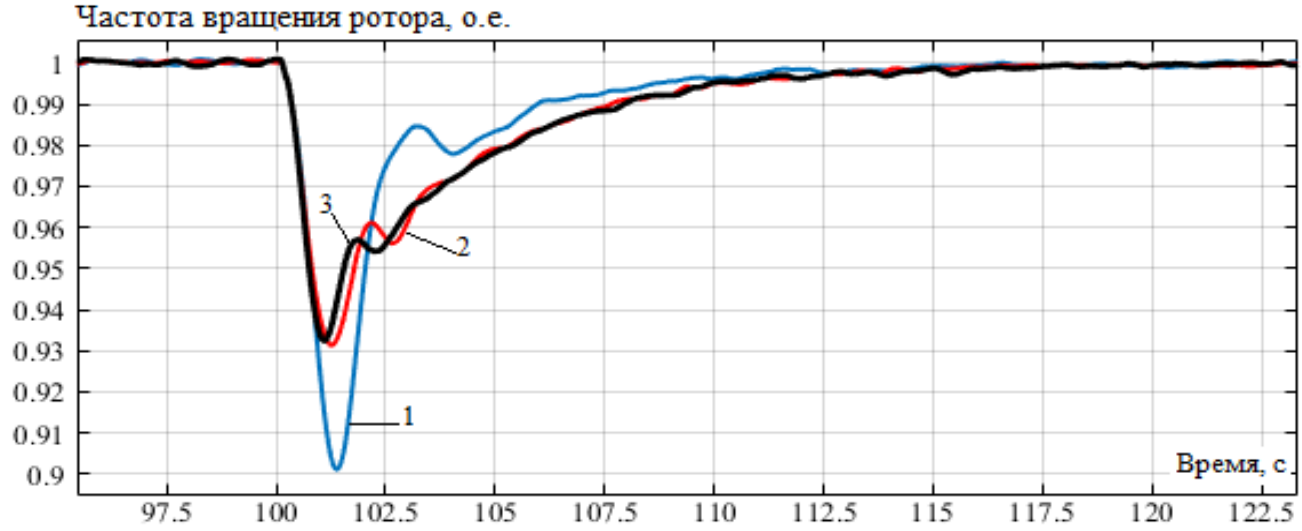


Рисунок 5.62 – Схема имитационной модели цифрового СПАРВ

Результаты моделирования режимов подключения и отключения нагрузки приведены на рис. 5.63 и 5.64. На рисунках цифрами обозначено: 1 – АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – обычный АРВ без ИФЗ и СПАРЧВ; 3 – СПАРВ и СПАРЧВ.

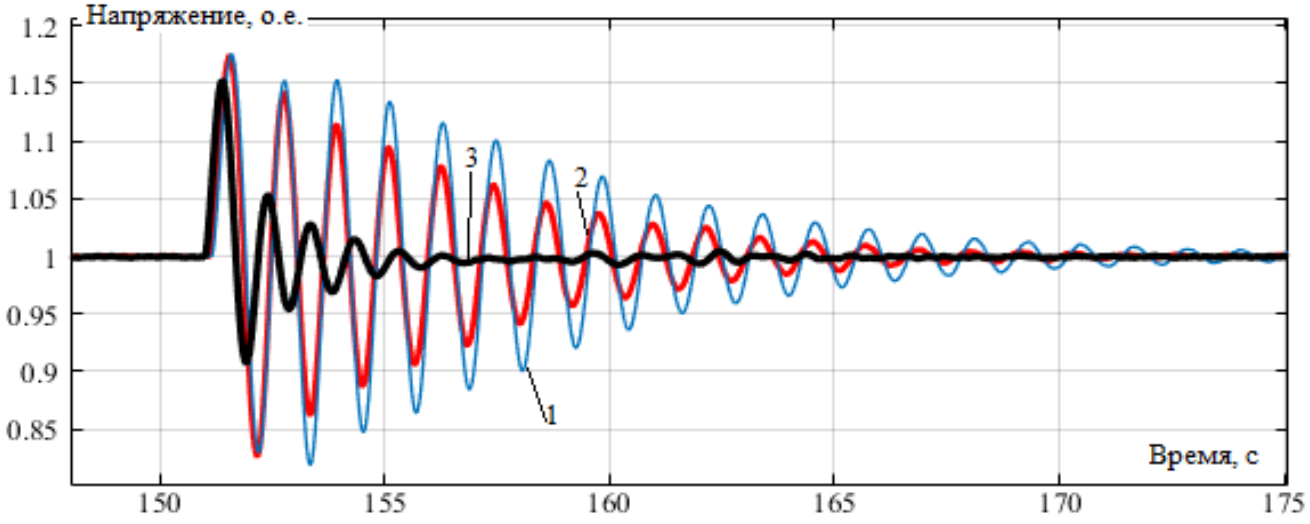


(а)

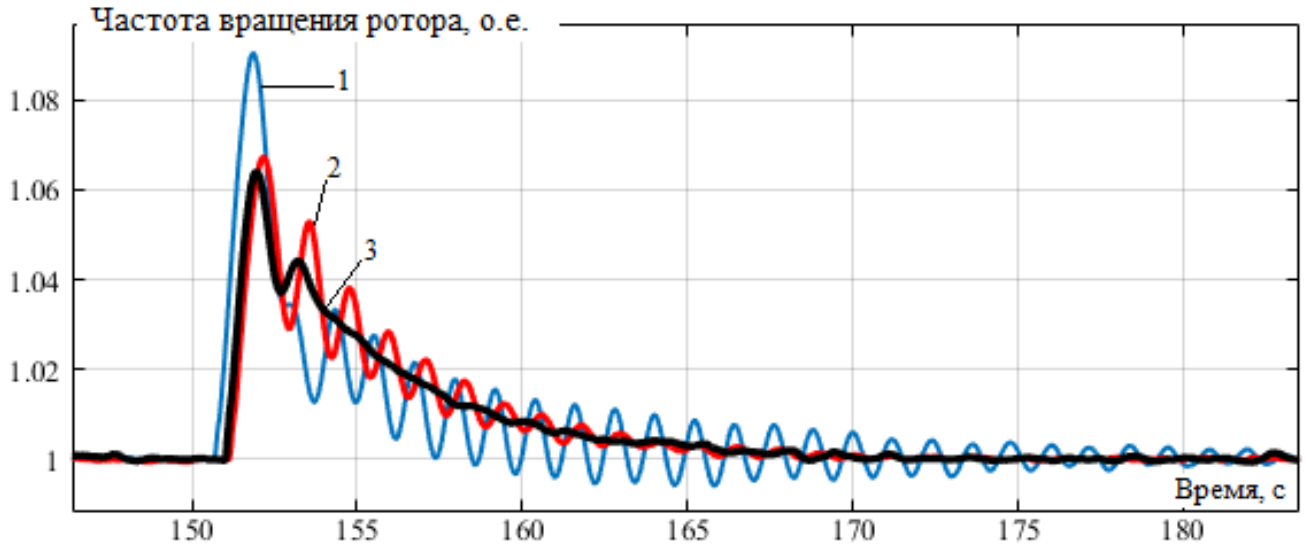


(б)

Рисунок 5.63 – Напряжение (а) и частота (б) при подключении нагрузки



(а)



(б)

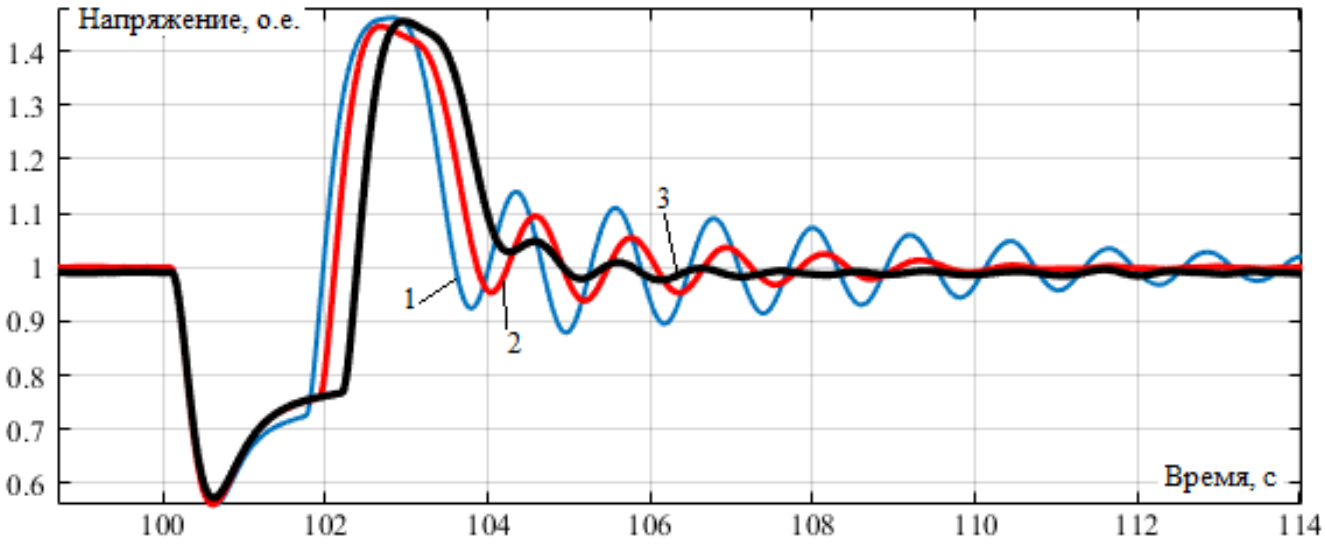
Рисунок 5.64 – Напряжение (а) и частота (б) при отключении нагрузки

В режиме подключения нагрузки применение СПАРЧВ по сравнению с регуляторами без ИФЗ позволило: на 2 % снизить перерегулирование напряжения; на 34 % уменьшить провал частоты вращения ротора генератора. Использование СПАРВ и СПАРЧВ в рассматриваемом режиме позволило для напряжения дополнительно уменьшить: на 1,4 % величину перерегулирования; в 1,7 раза время переходного процесса.

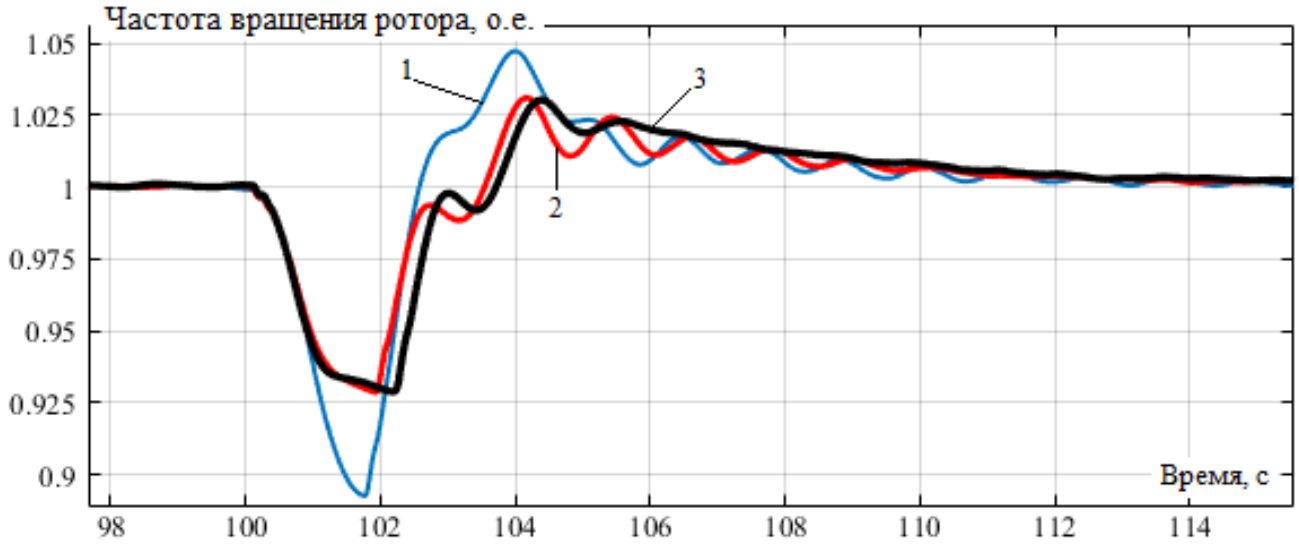
Применение СПАРЧВ в режиме отключения нагрузки позволило сократить время переходного процесса для напряжения в 7 раз, а также исключить колебания напряжения и частоты. Дополнительное использование СПАРВ позволило сократить время переходного процесса для напряжения в 2,5 раза.

Результаты имитационного моделирования режима трёхфазного короткого замыкания длительностью 2 секунды представлены на рис. 5.65. Обозначения на рис.5.65 аналогичны рис. 5.63 и 5.64. В этом режиме использование СПАРЧВ по сравнению с регуляторами без ИФЗ дало следующие преимущества: время переходного процесса для напряжения уменьшилось в 1,8 раза; уровень провала напряжения уменьшился в 1,3 раза; перерегулирование частоты вращения ротора генератора снизилось в 2,6 раза. Применение СПАРВ и СПАРЧВ дополнительно позволило уменьшить время переходного процесса для напряжения в 2,2 раза, а

также снизить амплитуды и количество колебаний напряжения и частоты вращения ротора генератора.



(а)



(б)

Рисунок 5.65 – Напряжение (а) и частота вращения ротора (б) при кратковременном КЗ

Обобщая результаты моделирования на физической установке, можно отметить высокую эффективность применения СПАРВ и СПАРЧВ в различных переходных режимах работы системы. Эта эффективность заключается в улучшении показателей качества процесса регулирования напряжения и частоты генерирующей установки.

5.3. Влияние настройки прогностичесих регуляторов генерирующей установки на качество электроэнергии в системе электроснабжения

5.3.1. Исследование влияния согласованной настройки прогностических АРВ и АРЧВ генерирующей установки на качество электроэнергии

Схема имитационной модели СЭС, на которой проводились исследования, показана на рис.5.66. Рассматривается подключение дополнительной тяговой нагрузки, ухудшающей ПКЭ. Влияние настроек и алгоритмов работы АРВ и АРЧВ на ПКЭ показано в табл. 5.4. Изменения частоты вращения ротора и напряжения в этом режиме показаны на рис. 5.67 и 5.68.

Результаты моделирования показали существенное влияние параметров настройки и алгоритмов АРВ и АРЧВ на качество электроэнергии.

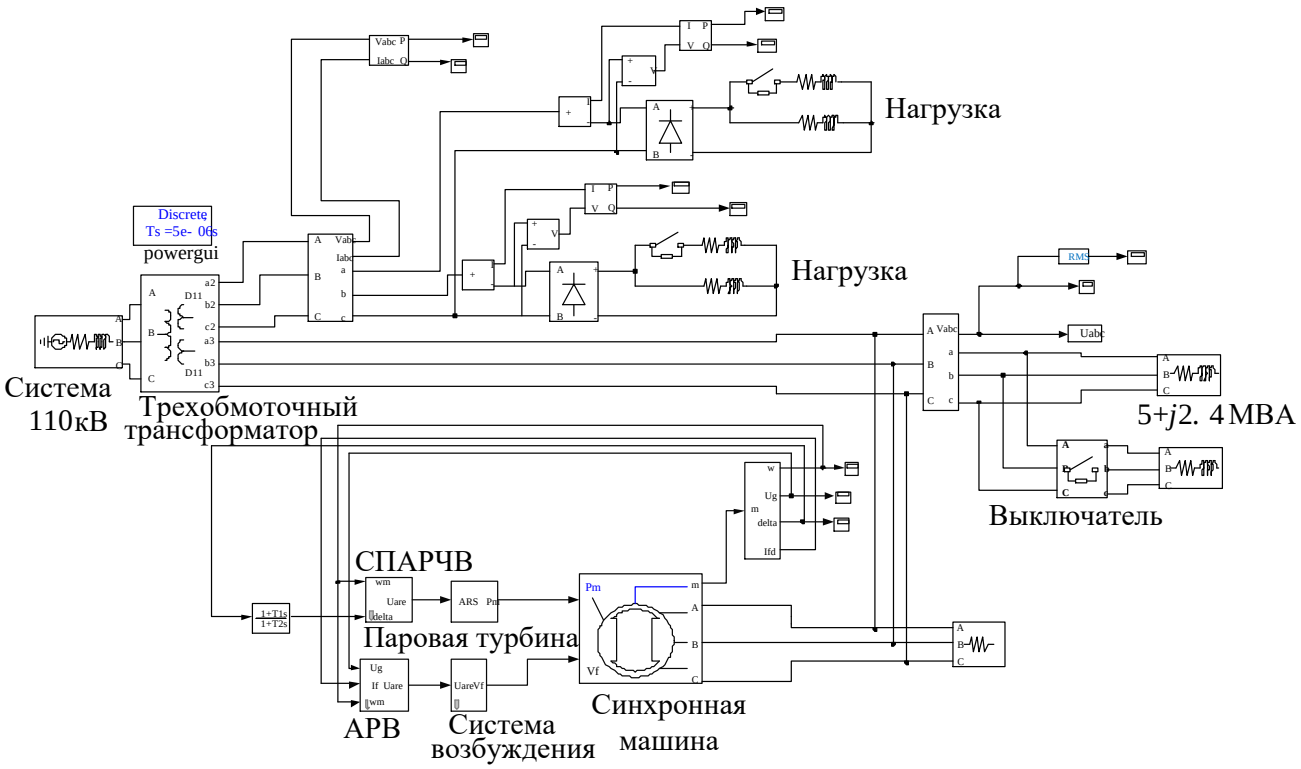
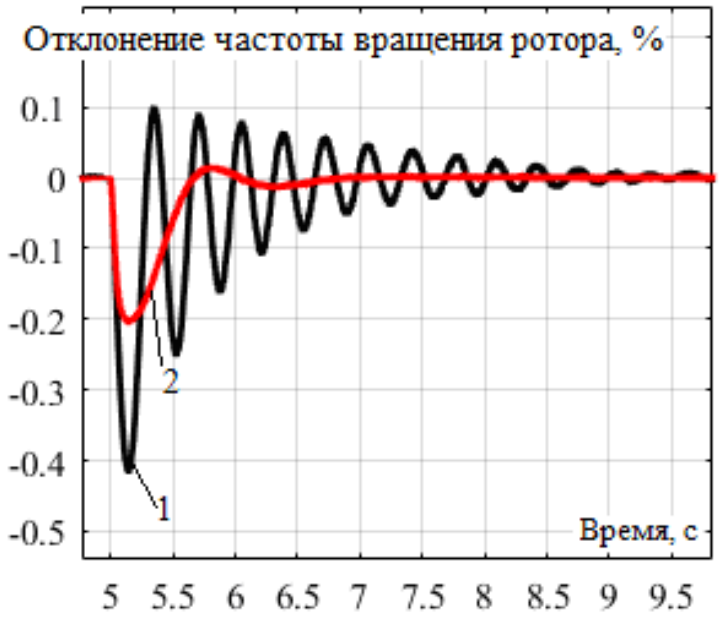


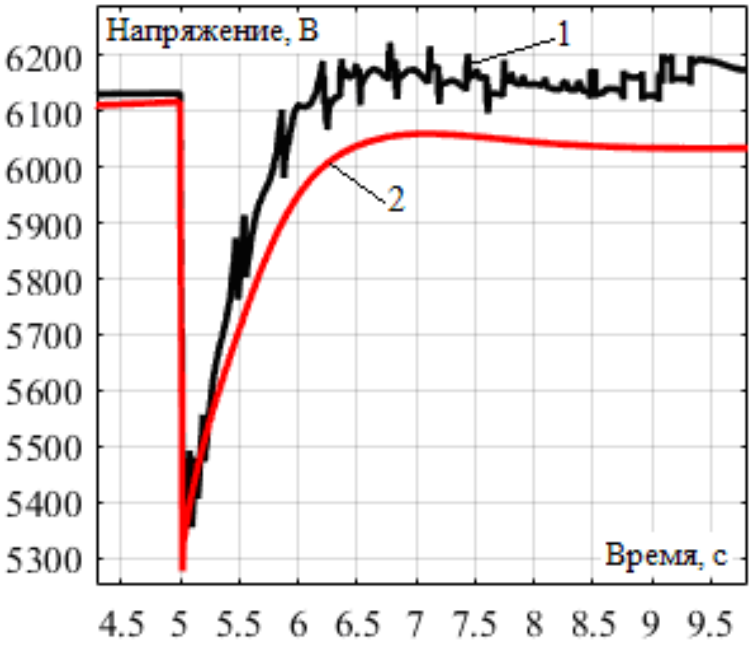
Рисунок 5.66 – Схема имитационной модели СЭС

Таблица 5.4 – Коэффициенты гармоник и несимметрии напряжений в системе 6 кВ

Используемые регуляторы	k_U ,%			k_{2U} ,%
	U_{ab}	U_{bc}	U_{ca}	
Несогласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ	19,4	20,9	16,9	14,9
Согласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ	11,4	13,5	12,9	13,8
Согласованная настройка СПАРВ и СПАРЧВ	11,3	13,5	12,8	13,7



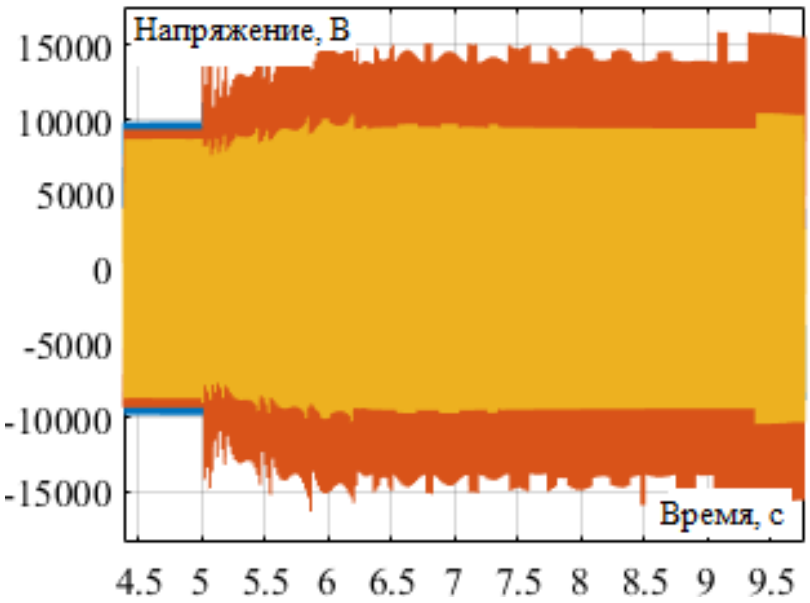
(а)



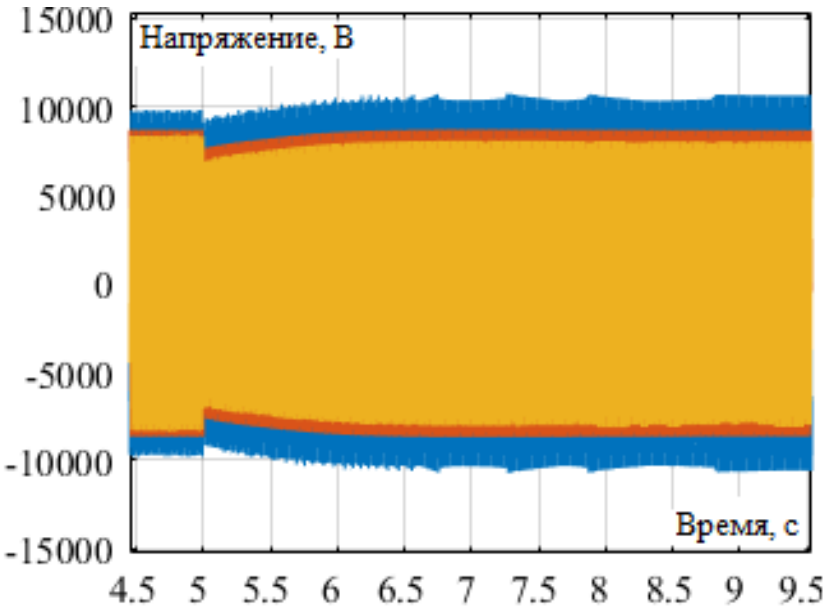
(б)

Рисунок 5.67 – Отклонение частоты (а) и напряжение (б):
1 – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ; 2 – прогностические согласованно настроенные АРВ и АРЧВ

Применение согласовано настроенных СПАРВ и СПАРЧВ в режиме подключения нагрузки позволяет уменьшить время переходного процесса частоты в 4 раза. Это также приводит к снижению времени переходного процесса и устранению колебаний напряжения.



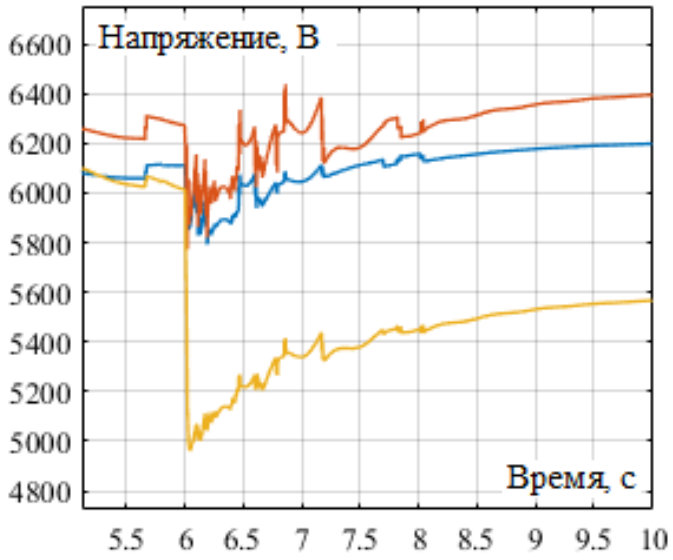
(а)



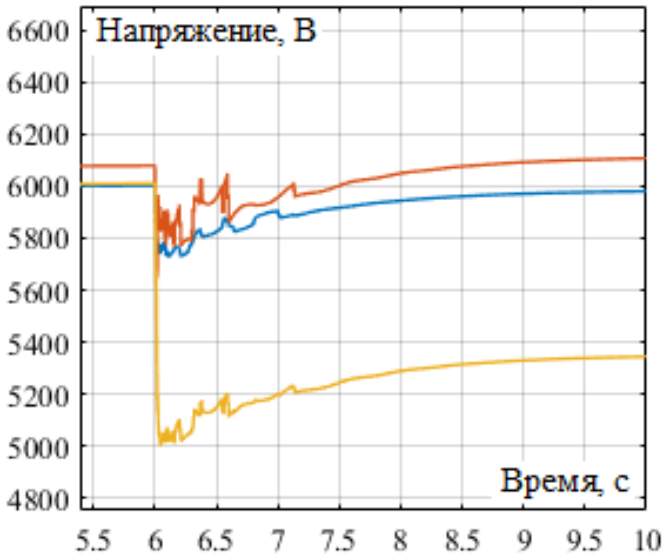
(б)

Рисунок 5.68 – Напряжение при подключении тяговой нагрузки:
(а) – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ;
(б) – согласованно настроенные СПАРВ и СПАРЧВ

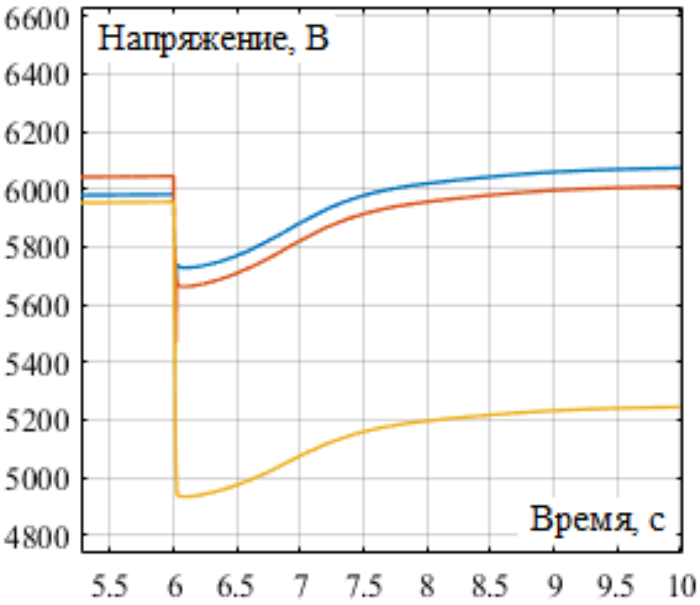
Результаты моделирования повышения загрузки ГУ показаны на рис. 5.69 и 5.70, а также сведены в табл. 5.5. На рис. 5.71 и 5.72 построены зависимости ПКЭ от загрузки турбогенератора.


Напряжение, В
6600
6400
6200
6000
5800
5600
5400
5200
5000
4800
Время, с
5.5
6
6.5
7
7.5
8
8.5
9
9.5
10

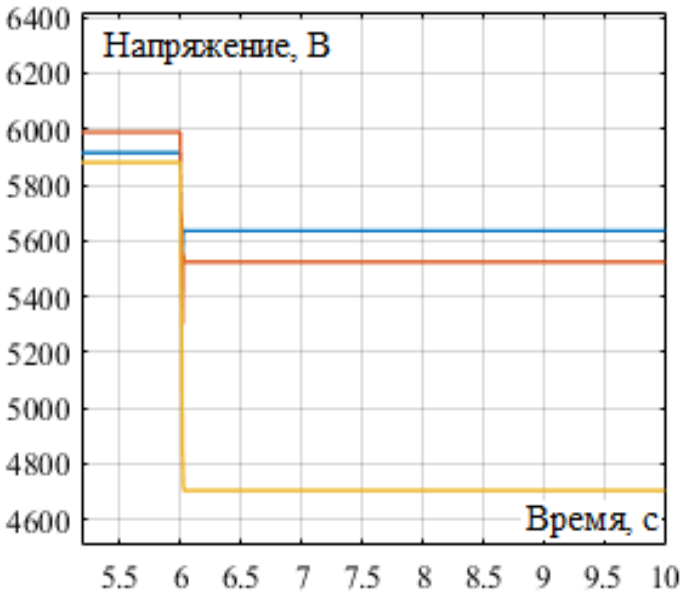
(а)


Напряжение, В
6600
6400
6200
6000
5800
5600
5400
5200
5000
4800
Время, с
5.5
6
6.5
7
7.5
8
8.5
9
9.5
10

(б)


Напряжение, В
6600
6400
6200
6000
5800
5600
5400
5200
5000
4800
Время, с
5.5
6
6.5
7
7.5
8
8.5
9
9.5
10

(в)



(г)

Рисунок 5.69 – Напряжение:
(а) – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ;(б) – согласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ; (в) – согласованная настройка СПАРВ и СПАРЧВ; (г) – генерирующая установка отключена

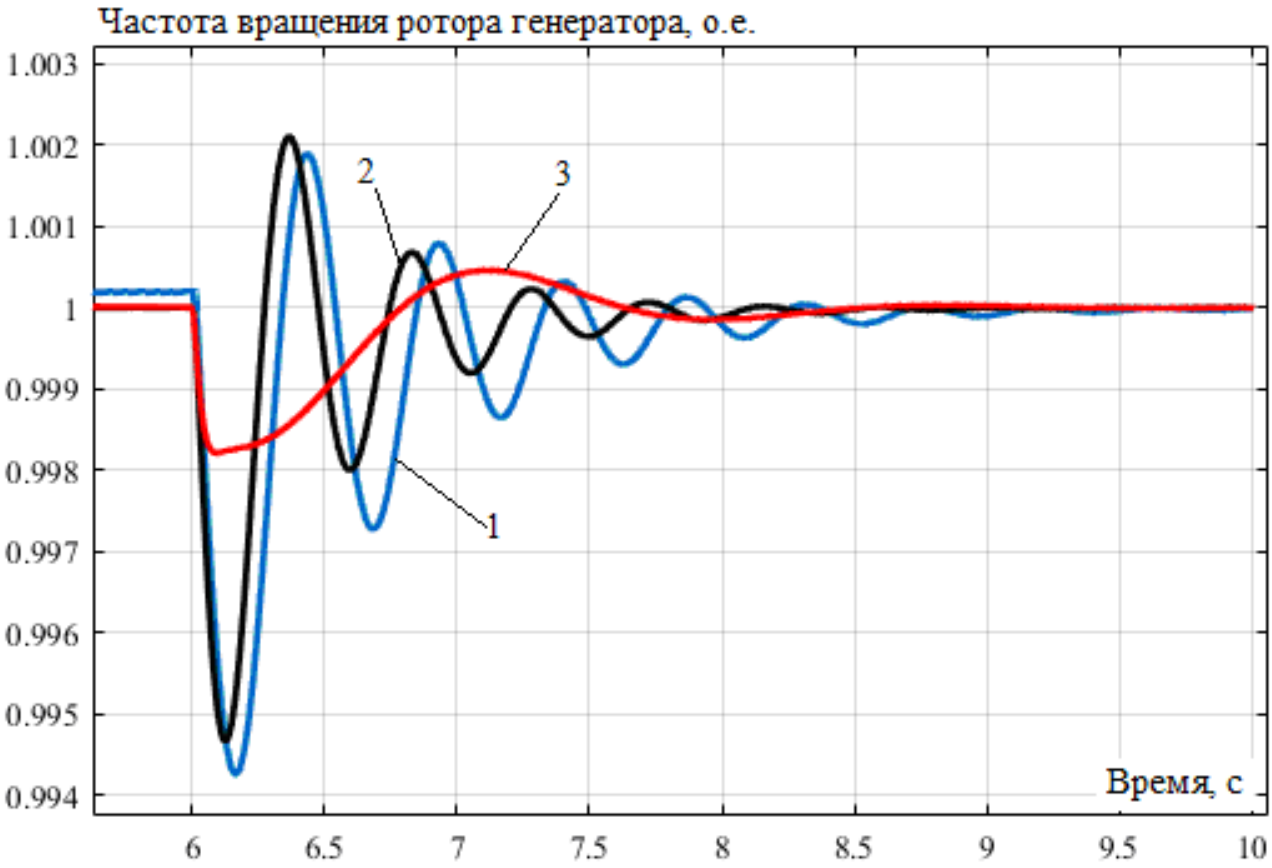
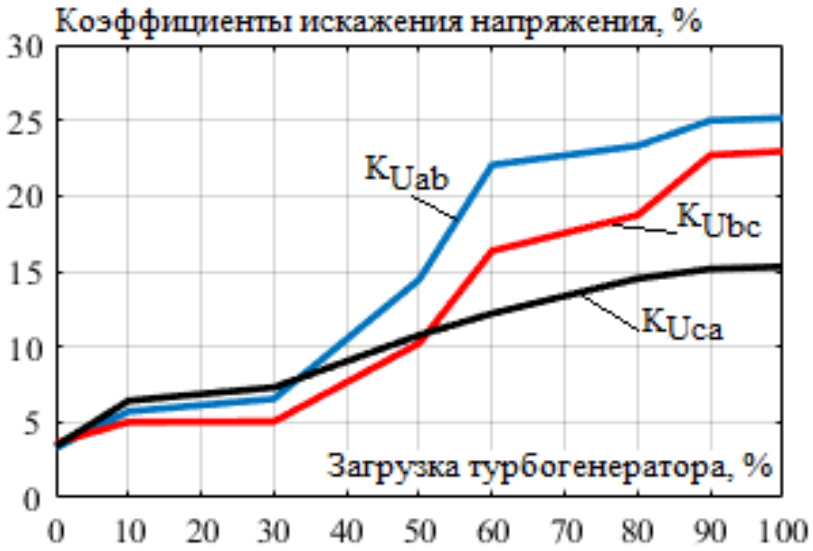


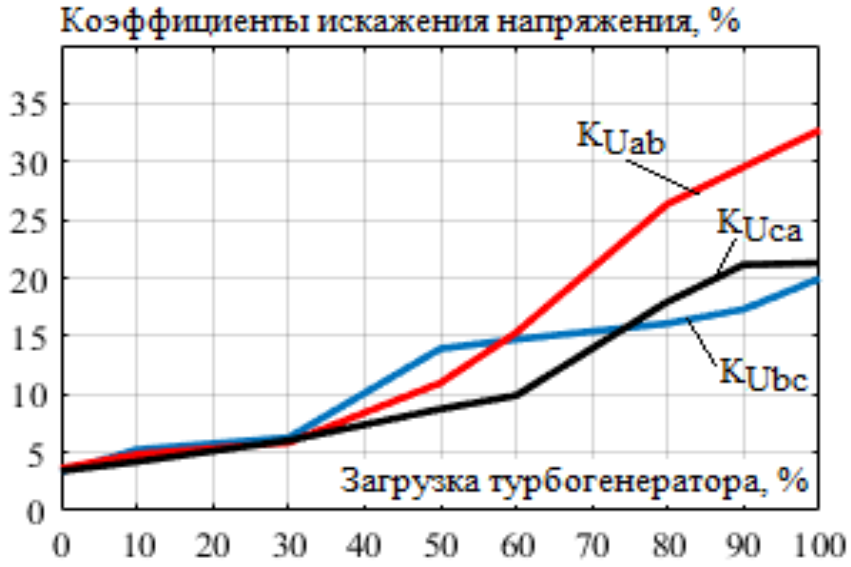
Рисунок 5.70 – Частота вращения ротора:
1 – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – согласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 3 – согласованная настройка СПАРВ и СПАРЧВ

Таблица 5.5 – ПКЭ в сети 6 кВ

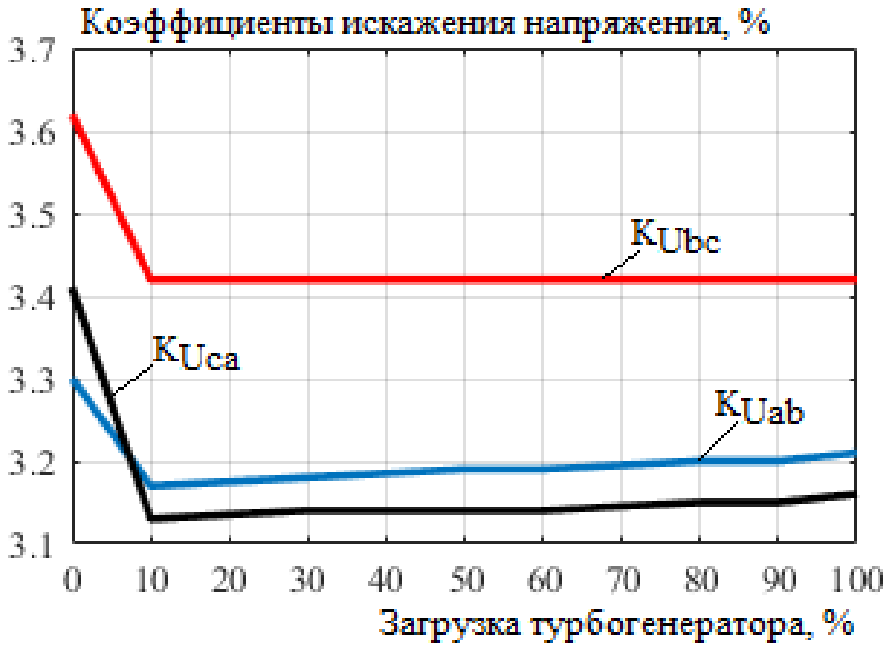
Настройка и алгоритм регуляторов	ПКЭ	Процент загрузки генератора, %							
		0	10	30	50	60	80	90	100
Несогласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ	k_{UAB},%	3,3	5,7	6,5	14,5	22,0	23,3	25,0	25,1
	k_{UBC},%	3,6	5,0	5,0	10,2	16,4	18,7	22,7	22,9
	k_{UCA},%	3,4	6,4	7,3	10,8	12,2	14,5	15,2	15,3
	k_{2U},%	10,9	9,6	9,4	9,3	9,3	9,2	9,2	9,2
Согласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ	k_{UAB},%	3,3	5,2	6,3	13,9	14,7	16,1	17,3	20,0
	k_{UBC},%	3,6	4,8	5,9	11,0	15,3	26,4	29,5	32,7
	k_{UCA},%	3,4	4,2	6,0	8,7	9,9	18,0	21,1	21,3
	k_{2U},%	10,9	9,6	9,5	9,4	9,4	9,3	9,3	9,3
Согласованная настройка СПАРВ и СПАРЧВ	k_{UAB},%	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
	k_{UBC},%	3,6	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
	k_{UCA},%	3,4	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2
	k_{2U},%	10,9	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1



(а)



(б)



(в)

Рисунок 5.71 – Коэффициенты гармоник и несимметрии напряжений в электрической сети в зависимости от загрузки ГУ:
(а) – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ; (б) – согласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ; (в) – согласованная настройка СПАРВ и СПАРЧВ

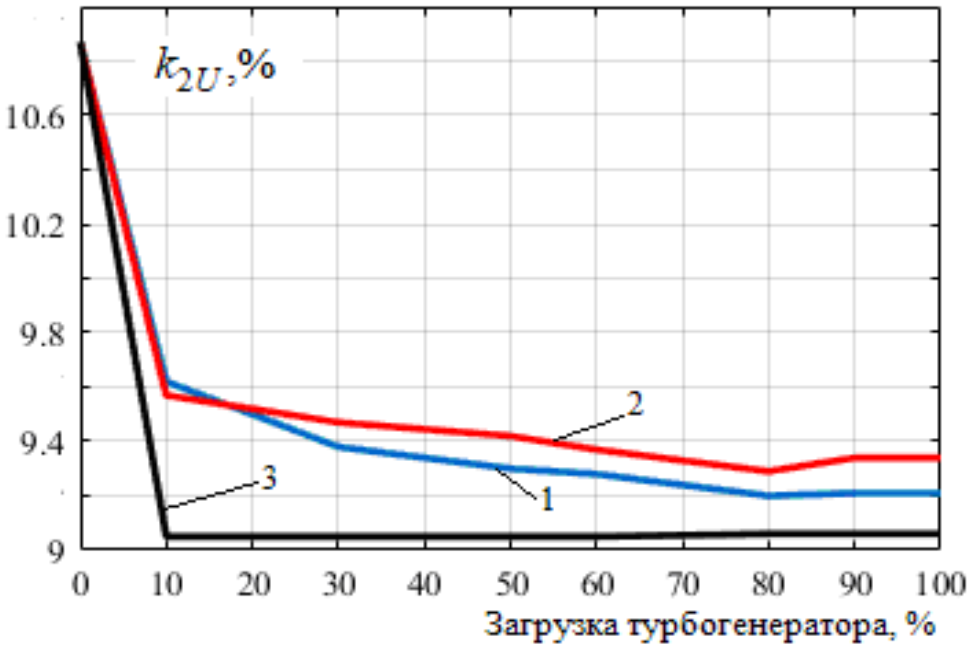


Рисунок 5.72 – Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности при изменении загрузки ГУ:
1 – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – согласованная настройка АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 3 – согласованная настройка СПАРВ и СПАРЧВ

Результаты имитационного моделирования позволяют сделать следующие выводы:

1. Использование в СЭС генерирующей установки объекта РГ позволяет повысить качество электроэнергии в части несимметрии и несинусоидальности напряжения. Согласованная настройка АРВ и АРЧВ позволяет улучшить ПКЭ. Например, значение коэффициента гармоник напряжения снижается на 7 %.

2. Применение согласованно настроенных СПАРВ и СПАРЧВ значительно улучшает качество регулирования параметрами ГУ, обеспечивая быстрое восстановление стабильности после отключения основного питания, и предотвращая появлению колебаний.

3. Повышение загрузки генератора снижает коэффициент несимметрии напряжения, но усиливает появление высших гармоник, т.к. при работе генератора на несимметричную нагрузку он начинает генерировать в сеть высшие гармоники.

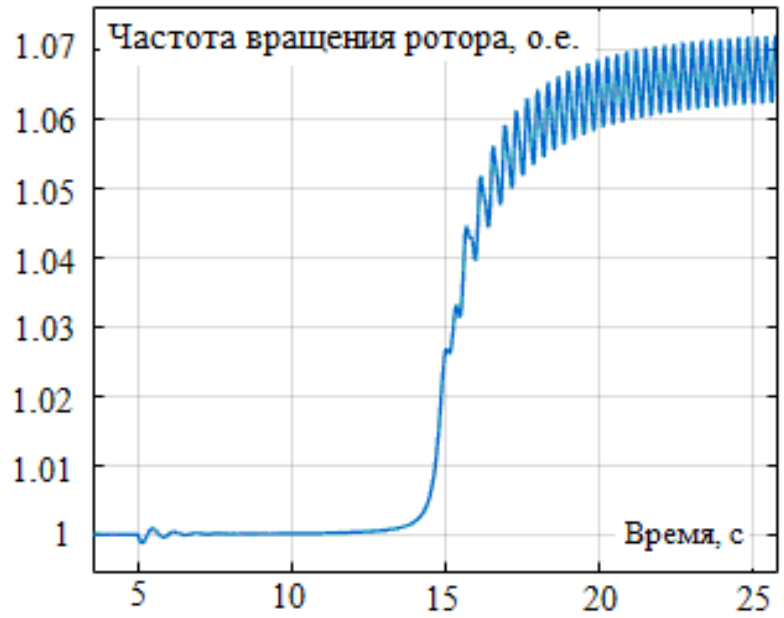
4. Поддержка на неизменном уровне ПКЭ выполняется благодаря работе СПАРВ и СПАРЧВ генерирующей установки.

5.3.2. Устранение фликера в сетях с генерирующими установками малой мощности с помощью локальных согласованно настроенных и прогностических регуляторов возбуждения и частоты вращения

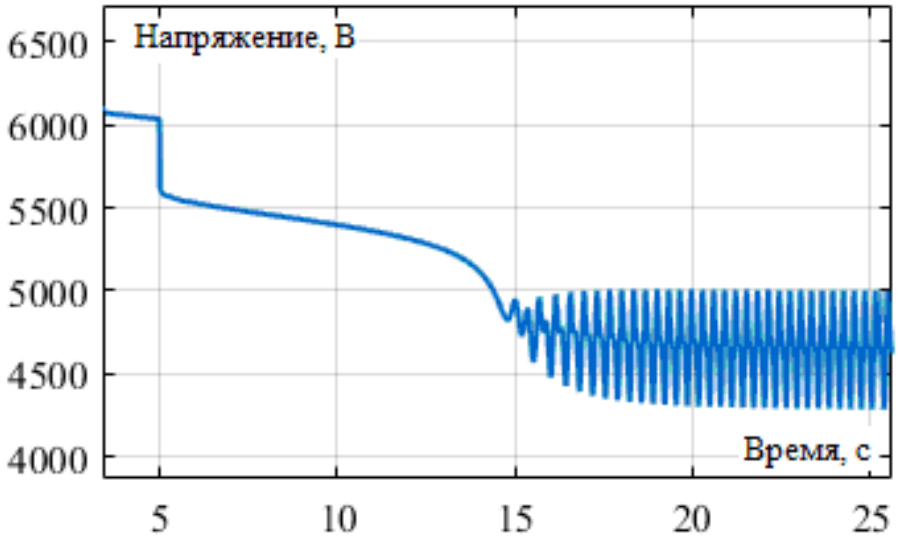
Наличие ГУ малой мощности в СЭС может способствовать возникновению колебания напряжения и частоты, вызывая фликер [281-288].

Ниже представлены результаты моделирования возникновения фликера в сети с двумя синхронными турбогенераторами малой мощности. Суммарная нагрузка потребителей составляла $5 + j2{,}4$ МВ·А. Номинальная мощность каждого турбогенератора – 3,125 МВ·А.

Фликер создавался кратковременным подключением мощной нагрузки $2{,}6+j2$ МВ·А. В модели использовался цифровой фликерметр. Проведённые исследования выявили высокий риск потери устойчивости и развития асинхронного режима работы турбогенераторов при отсутствии АРВ и АРЧВ, особенно при подключении нагрузки. Возникают колебания частоты (рис. 5.73, а) и напряжения (рис. 5.73, б), а цифровой фликерметр показывает наличие фликера (рис. 5.74).



(а)



(б)

Рисунок 5.73 – Частота (а) и напряжение (б) РГ без регуляторов

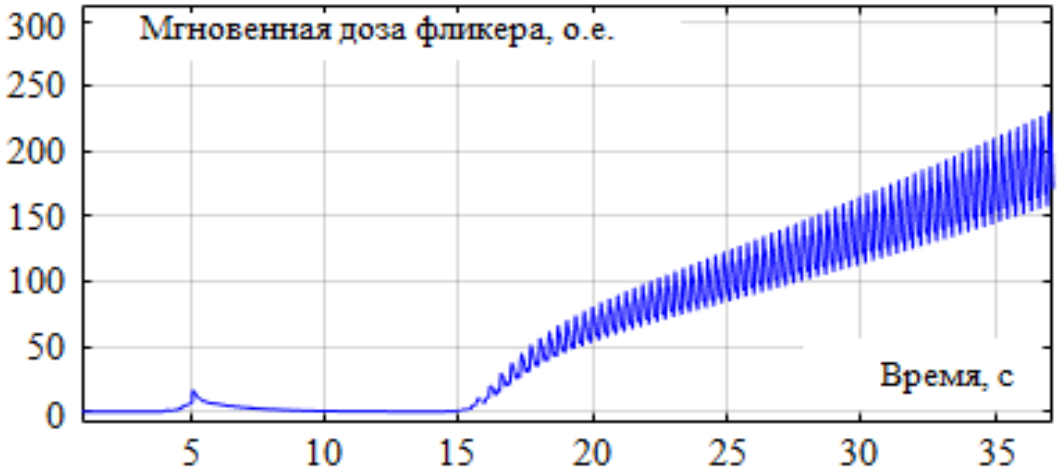


Рисунок 5.74 – Показание фликерметра

Показанный на рис.5.75 шум выделялся с помощью вейвлет-преобразования. Спектральная плотность мощности этого шума обратно пропорциональна частоте, что видно из рис. 5.76 и 5.77 (зависимости получены с использованием метода Берга [286]).

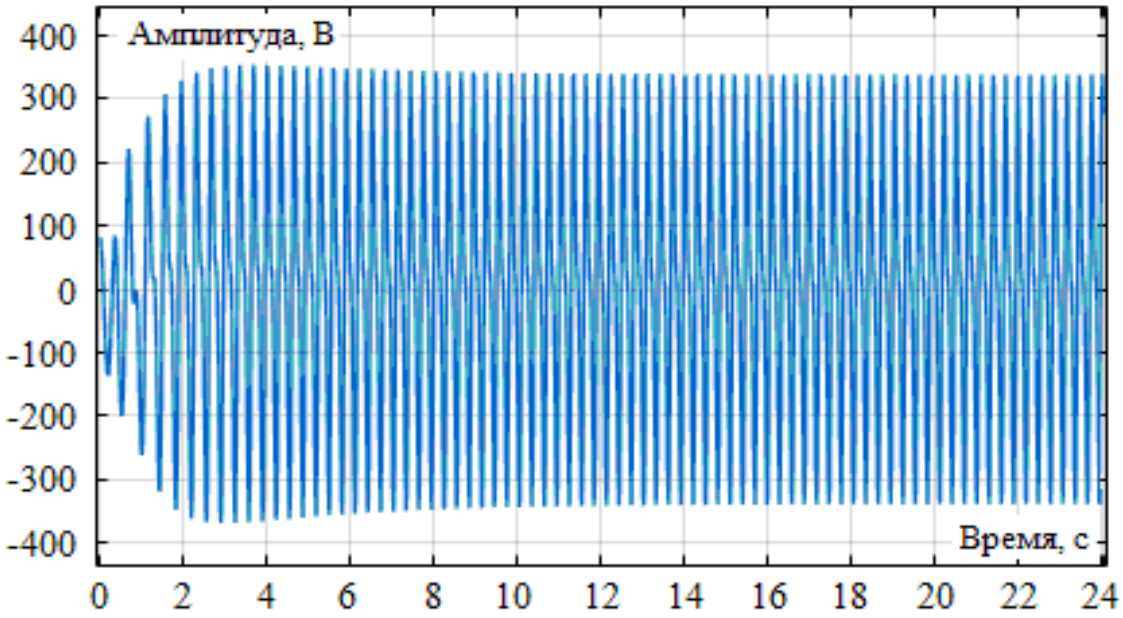


Рисунок 5.75 – Шум

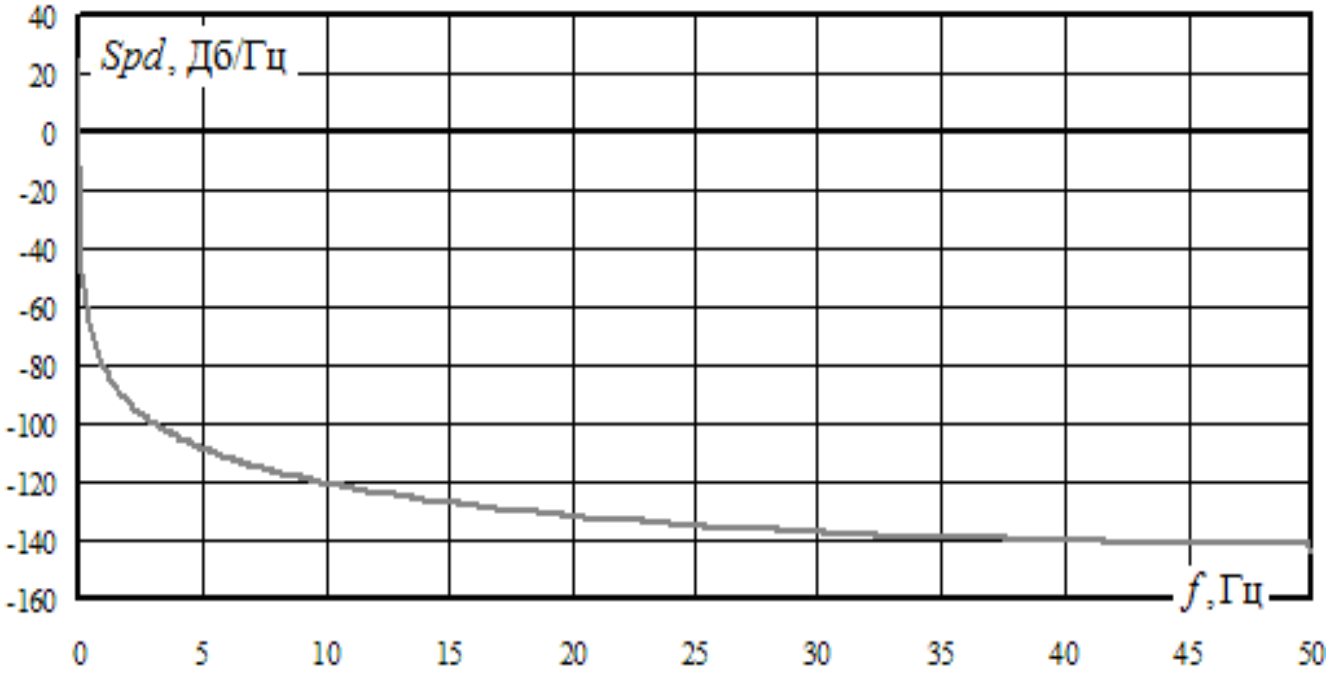


Рисунок 5.76 – Зависимость спектральной плотности мощности (*Spd*) от частоты

Показатель формы спектра β = 3,59 (по рис.5.77) приведенной пропорциональной зависимости спектральной плотности мощности (Spd) от частоты ($Spd \sim \frac{1}{f^{\beta}}$). Таким образом, полуный шум можно отнести к фликер-шуму [286, 287].

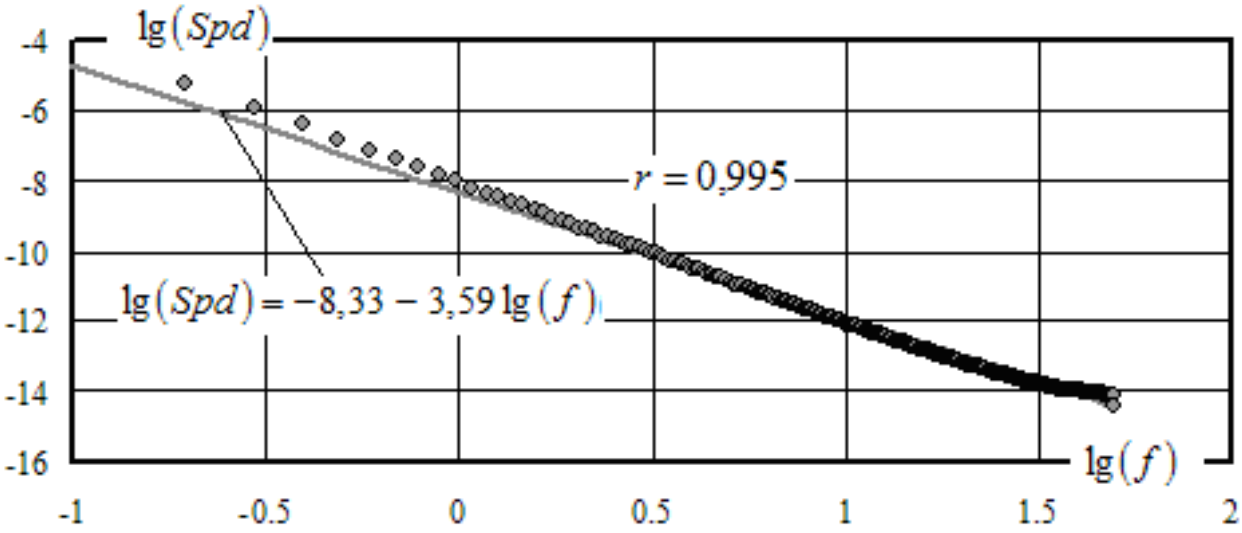
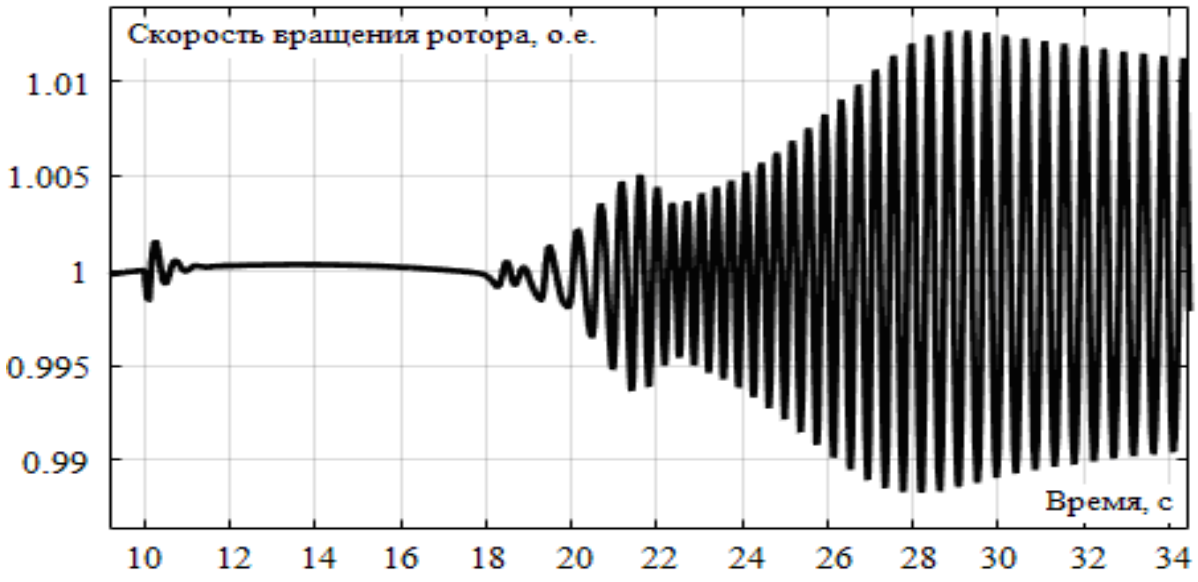
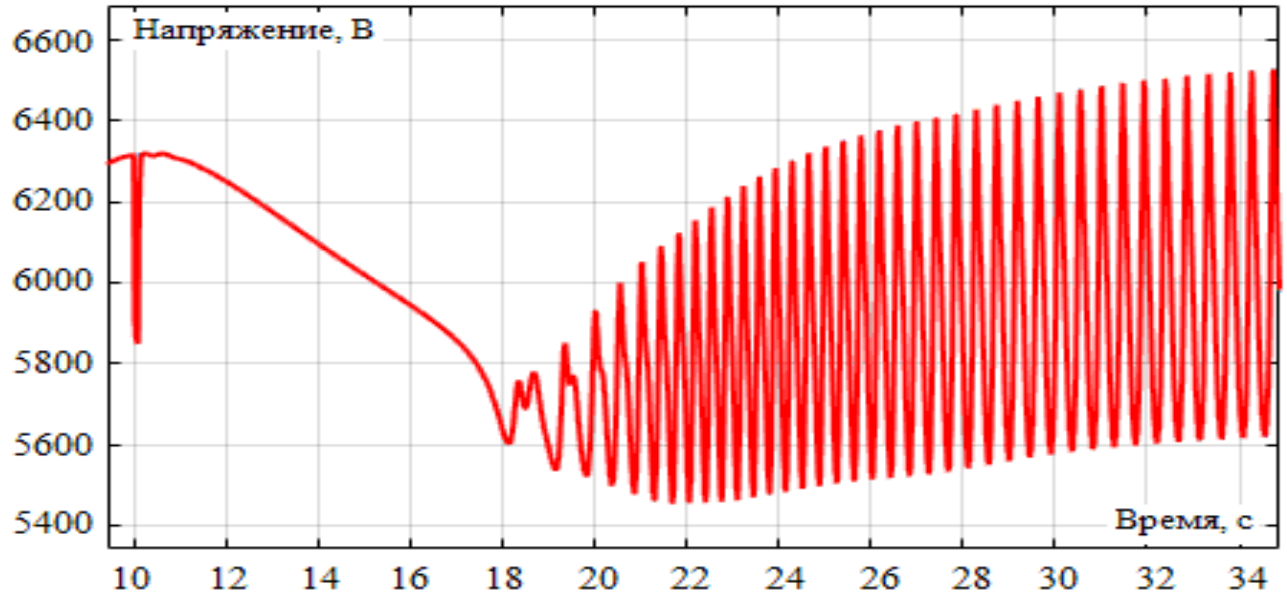


Рисунок 5.77 – Зависимость lg(*Spd*) от lg(*f*) логарифма частоты: *r* – коэффициент корреляции

На рис. 5.78 представлены временные зависимости частоты и напряжения с неоптимально настроенными АРВ и АРЧВ генератора при подключении мощной нагрузки и появлением незатухающих колебаний.



(а)



(б)

Рисунок 5.78 – Скорость вращения ротора (а) и напряжение (б) в режиме кратковременного включении мощной нагрузки

Проведённые исследования показали, что применение СПАРВ и СПАРЧВ позволяет повысить устойчивость ТГУ и полностью устраняет фликер. Результаты моделирования показаны на рис. 5.79 и 5.80, где обозначено: 1 – турбогенераторы работали без АРВ и АРЧВ; 2 – турбогенераторы работали с использованием СПАРВ и СПАРЧВ.

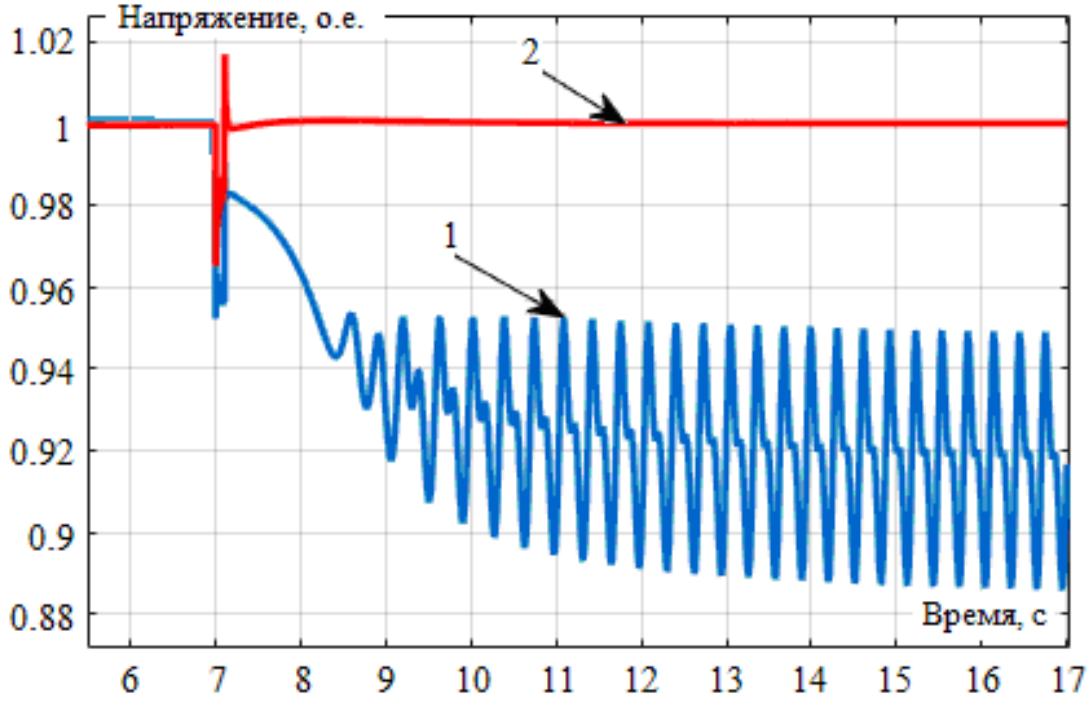


Рисунок 5.79 – Напряжение ТГУ

Применение метода согласованной настройки СПАРВ и СПАРЧВ синхронных генераторов решает проблему возникновения фликера и улучшает показатели качества регулирования. Результаты моделирования показаны на рис.5.81 и 5.82, где обозначено: 1 – согласованно настроенные АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – согласованно настроенные СПАРВ и СПАРЧВ.

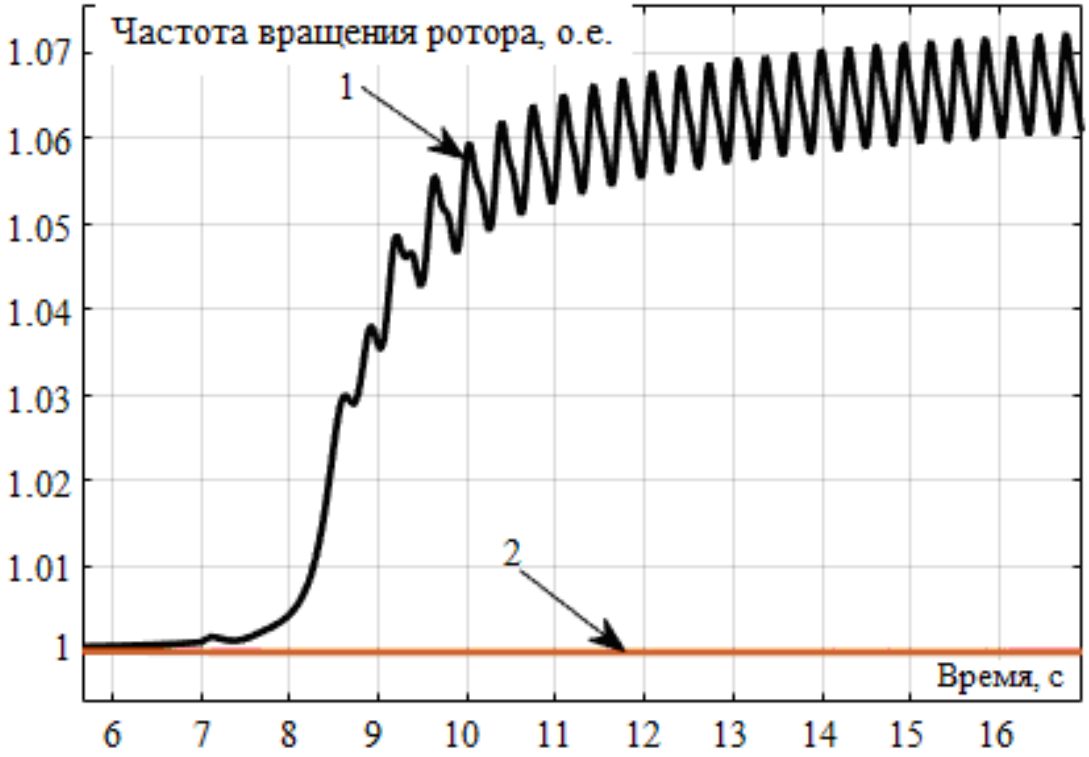
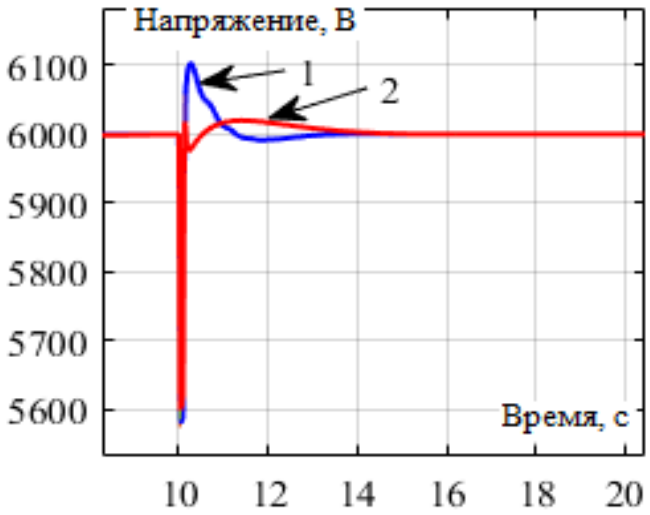


Рисунок 5.80 – Частота вращения ротора ТГУ

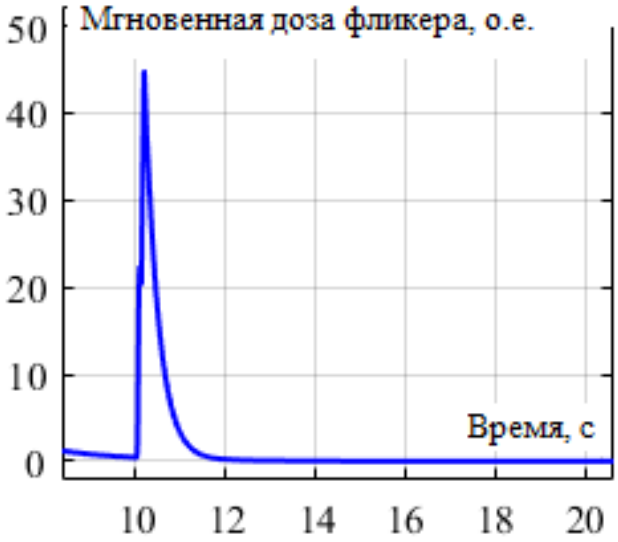


(а)



(б)

Рисунок 5.81 – Частота вращения ротора (а) и напряжение генератора (б)



(а)



(б)

Рисунок 5.82– Показания фликерметра: а – согласованно настроенные АРВ и АРЧВ без ИФЗ; б – согласованно настроенные СПАРВ и СПАРЧВ

Результаты имитационного моделирования позволяют сделать выводы:

1. При резком включении и отключении мощной нагрузки в СЭС наблюдается фликер. Особенно это характерно при неоптимальной настройке параметров регуляторов генерирующей установок.

2. Применение СПАРВ и СПАРЧВ значительно повышает устойчивость турбогенераторов, устраняет фликер, а также улучшает показатели качества регулирования параметров в переходных процессах.

5.4. Групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты генерирующих установок и их влияние на качество электроэнергии

5.4.1. Групповые прогностические регуляторы генерирующих установок объектов распределенной генерации

В ЭЭС (СЭС) с множеством объектов РГ возникает проблема их централизованного регулирования и оптимизации настроек большого количества локальных регуляторов с учетом их взаимного влияния. Кроме этого, возникают задачи группового регулирования генерирующих установок. Для этой цели могут использоваться регуляторы с ИФЗ.

На рис. 5.83 представлена структурная схема группового регулирования генерирующих установок, в которой можно выделить два ключевых компонента: групповой прогностический автоматический регулятор частоты вращения (ГПАРЧВ); групповой прогностический автоматический регулятор напряжения (ГПАРН) [289, 290].

Групповые регуляторы в случае изменения нагрузочного режима управляют постоянной времени ИФЗ с передаточными функциями W_p^{AVR} и W_p^{ASR}. Этот процесс происходит одновременно для всех параллельно работающих в группе генераторов.

При работе группы генераторов на общую сеть каждый из них вносит свои колебания. Диапазон частот собственных колебаний можно определить методом, основанном на волновом подходе [209]:

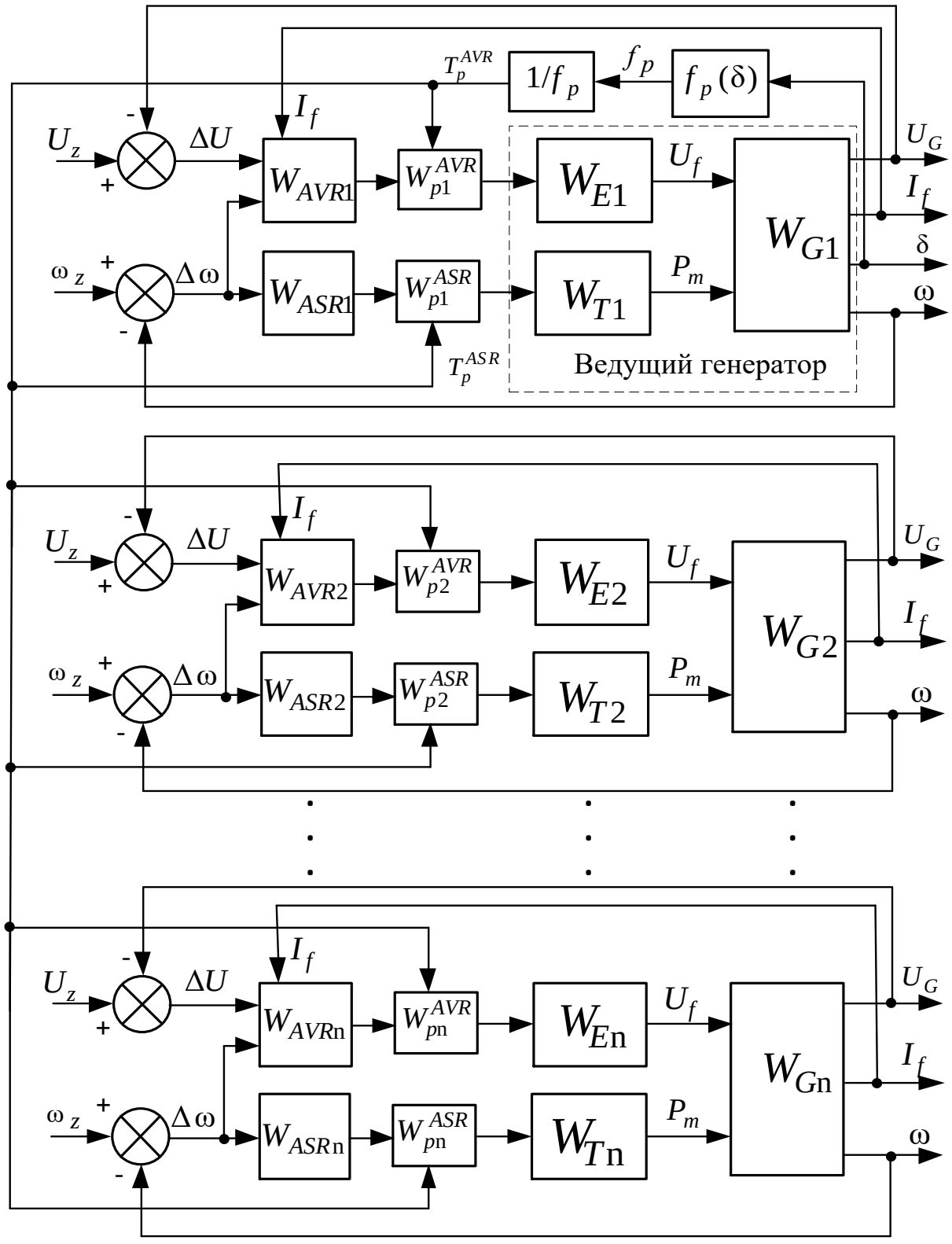


Рисунок 5.83 – Структурная схема группового регулирования напряжения и частоты:
n – количество агрегатов

$$\Omega_i = 2 \cdot f_{pi} \cdot \sin(\varphi_i / 2) \cdot \sqrt{\frac{K_i}{1 + 4K_i \cdot \sin^2(\varphi_i / 2)}}, \qquad (5.6)$$

где $\varphi_i = \frac{(i - 0{,}5) \cdot \pi}{N + 0{,}5}$ – волновое число, рад; f_{pi} – частота собственных колебаний отдельного генератора; i – порядковый номер; N – количество генераторов; $K_i = \frac{U_C \cdot X_{di}}{E_{qi} \cdot X_{d\Sigma i}}$ – коэффициент относительной жесткости связи i-го генератора с системой; X_{di} – сопротивление i-го генератора по продольной оси; $X_{d\Sigma i} = X_{di} + X_{BH}$ – общее сопротивление связи i-го генератора и системы; U_C – напряжение системы.

Полученный диапазон частот собственных колебаний позволяет определить диапазон постоянных времени ИФЗ отдельных СПАРВ и СПАРЧВ синхронных генераторов.

5.4.2. Описание имитационных моделей групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты

Схема имитационной модели СПАРЧВ представлена на рис.5.84, а на рис.5.85 – схема модели СПАРВ. Между входами и выходами U_pd, Uf1 и dw_pd, Uf (рис.5.85) предполагается вставка ИФЗ аналогично СПАРЧВ. Инерционно-форсирующие звенья в ГПАРЧВ и ГПАРН учитывались отдельно для каждого генератора, а блоки определения постоянной времени имели общую связь по углу нагрузки δ ведущего генератора.

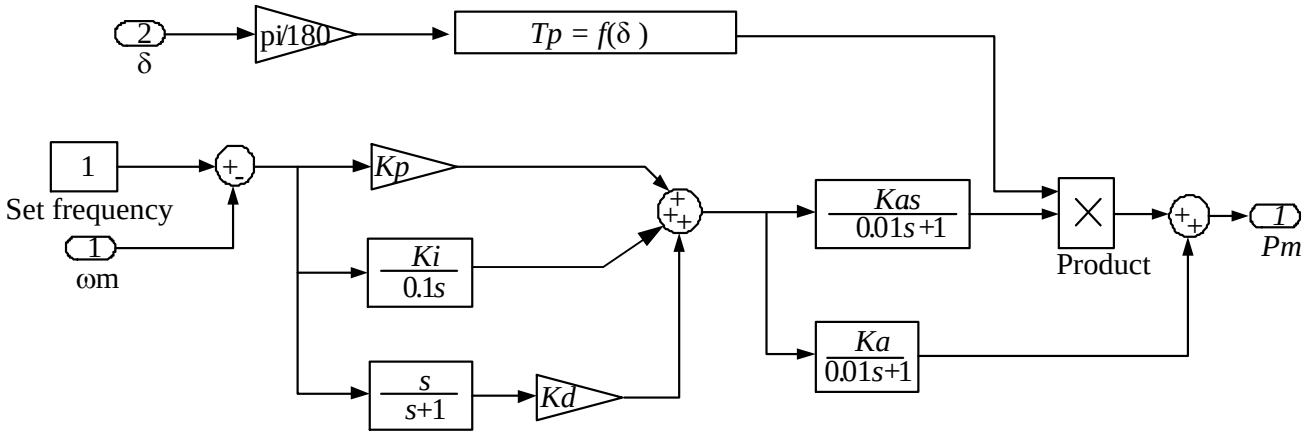


Рисунок 5.84 – Схема имитационной модели СПАРЧВ

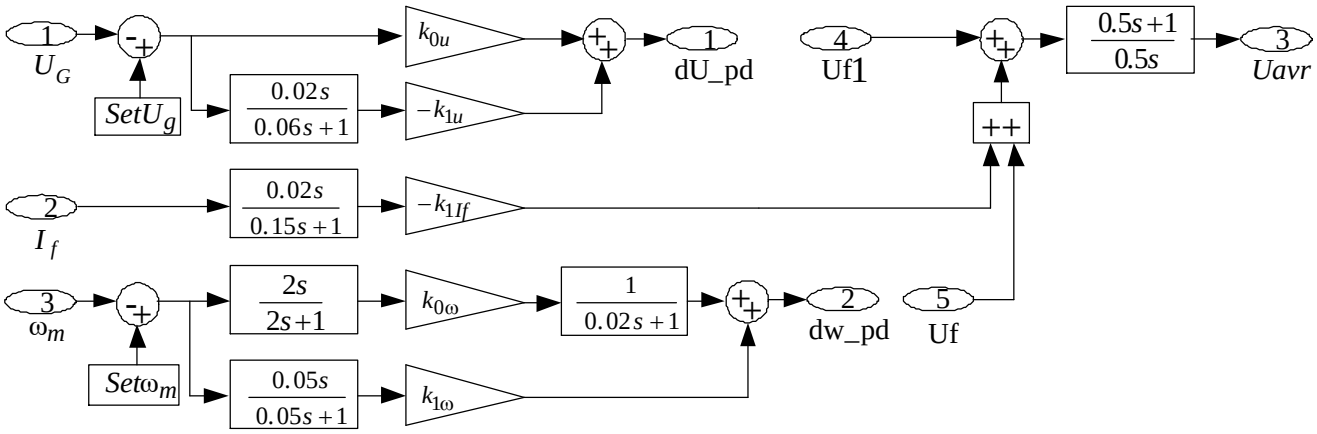
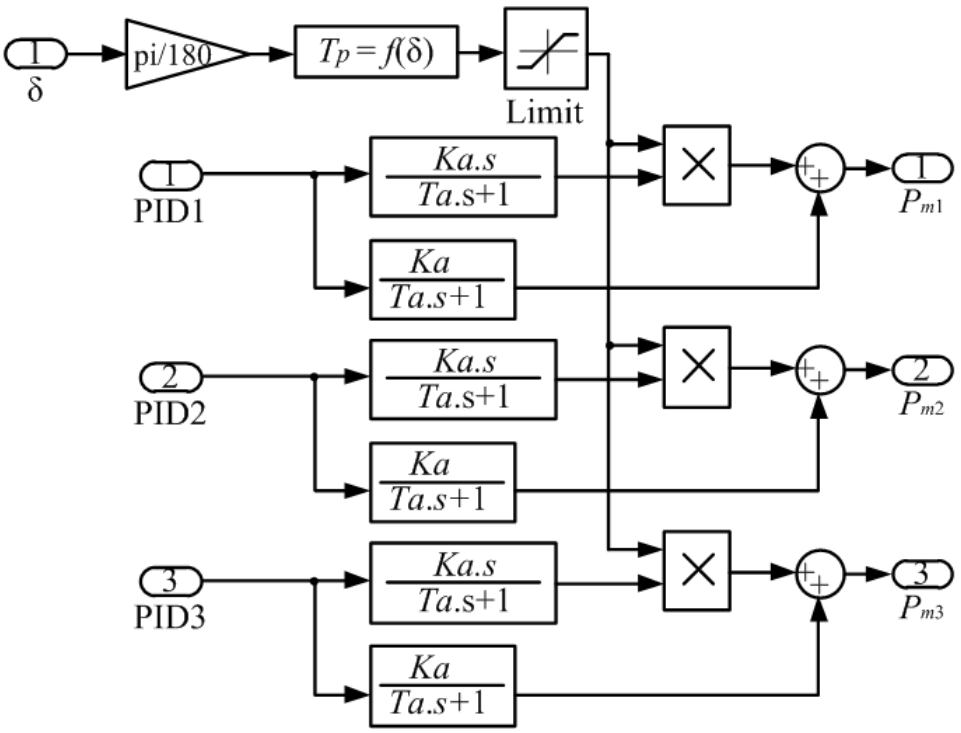
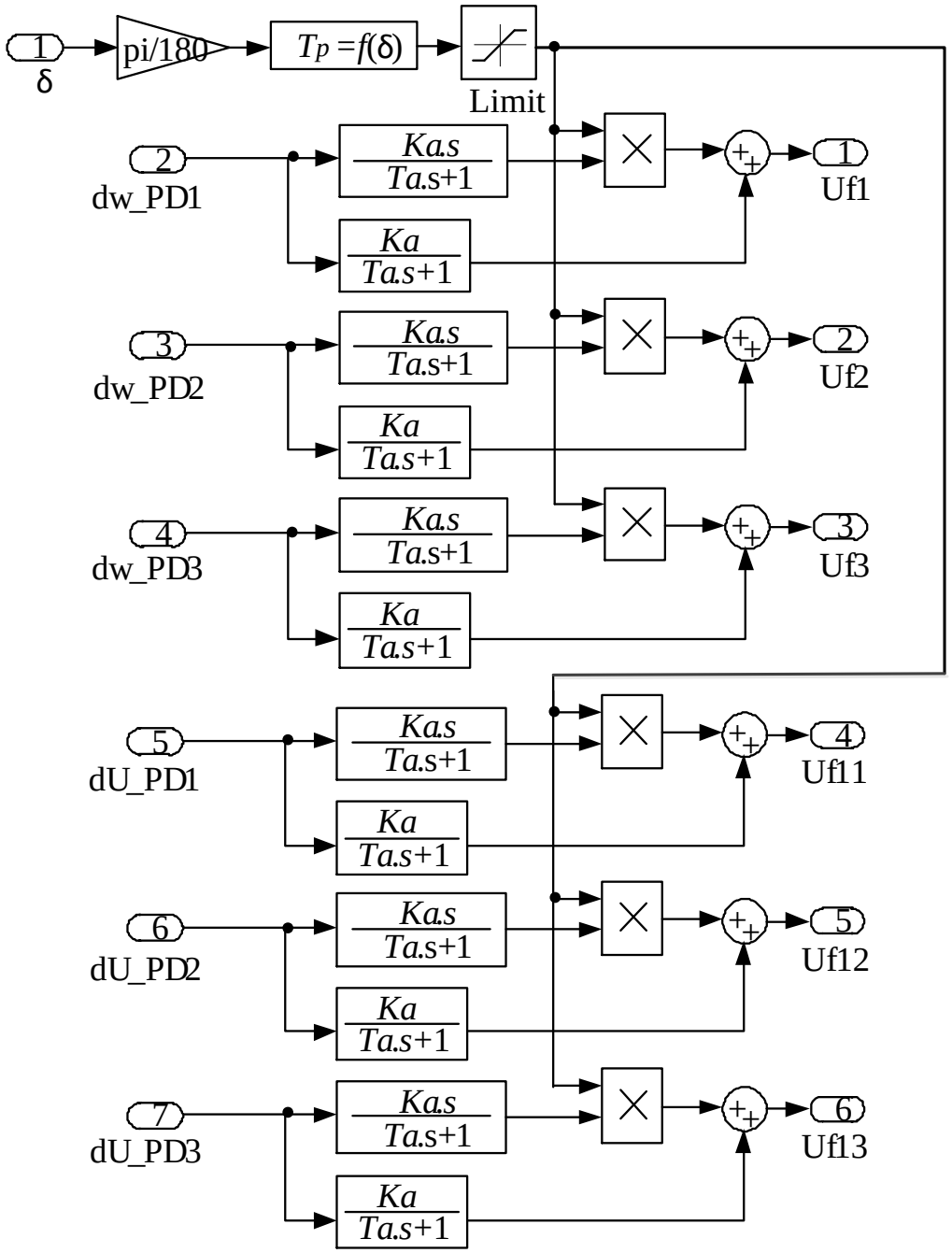


Рисунок 5.85 – Схема имитационной модели СПАРВ

Схемы имитационных моделей ГПАРЧВ и ГПАРН показаны на рис. 5.86. Инерционно-форсирующие звенья в ГПАРЧВ учитывались отдельно для каждого генератора. Схема имитационной модели ГПАРЧВ для трех однотипных агрегатов с разными постоянными времени ИФЗ показана на рис.5.87. Расчеты выполнялись для генераторов со следующими параметрами: $X_d = 2{,}84$ о.е., $E_q = 1{,}1$ о.е., $U_g = 1$ о.е., $T_{je} = 3{,}78$ с. В соответствии с выражением (5.6) были определены резонансные частоты, в том числе и частота собственных колебаний для исходного установившегося режима при δ = 50 эл. град.



(а)



(б)

Рисунок 5.86 – Схемы имитационных моделей ГПАРЧВ (а) и ГПАРН (б)

Для модели ГПАРЧВ с отдельными блоками вычисления постоянных времени ИФЗ использовались следующие выражения (рис. 5.87):

$$T_{p1} = \frac{1}{\Omega_1(\delta)} = \frac{1}{0,2766 \cdot \sqrt{\cos\ \delta}};\ T_{p2} = \frac{1}{\Omega_2(\delta)} = \frac{1}{0,6048 \cdot \sqrt{\cos\ \delta}};$$

$$T_{p3} = \frac{1}{\Omega_3(\delta)} = \frac{1}{0,7165 \cdot \sqrt{\cos\ \delta}}.$$

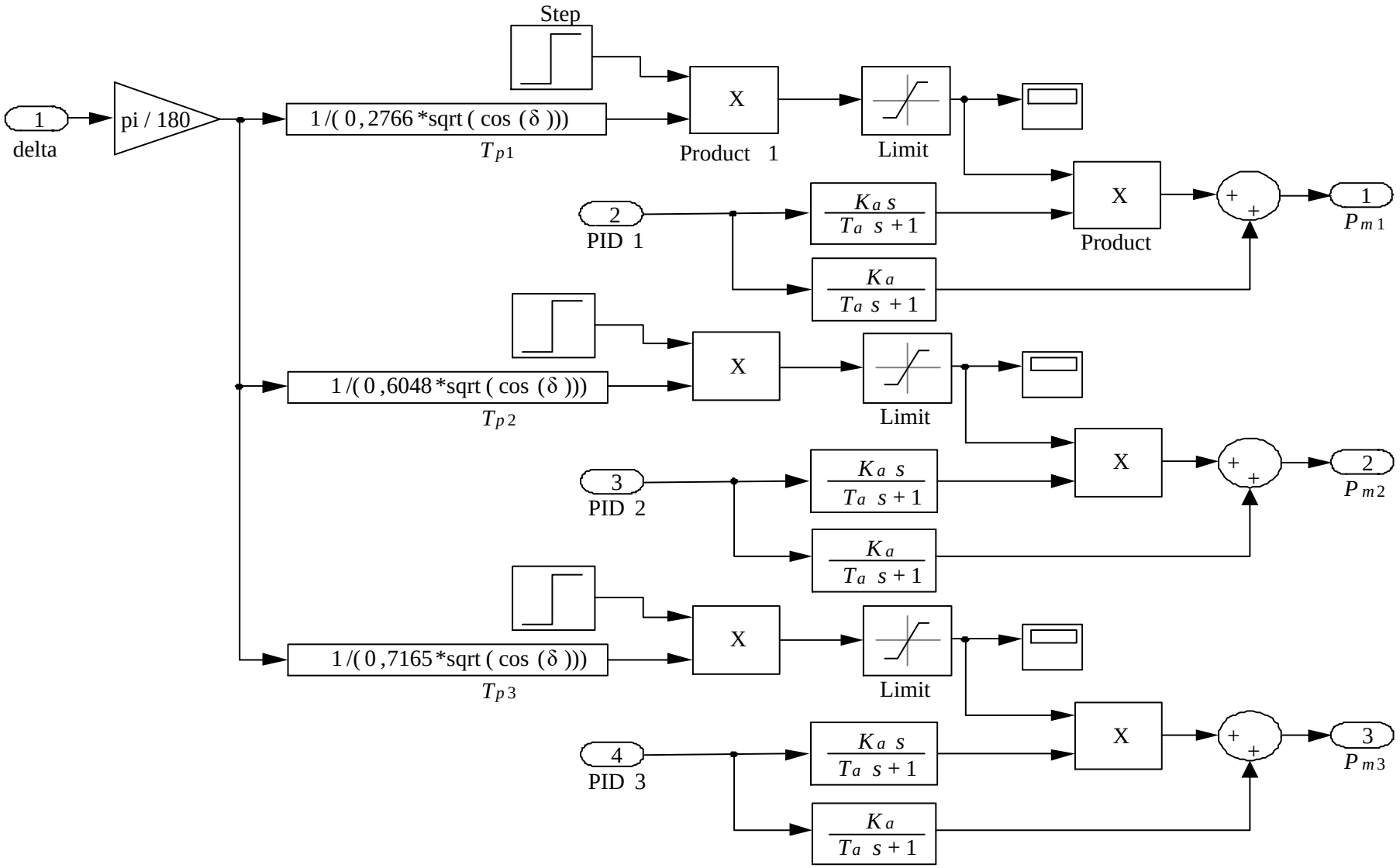


Рисунок 5.87 – Схема имитационной модели ГПАРЧВ с индивидуальными прогнозирующими звеньями для каждого АРЧВ

Блок Step на рис. 5.87 может использоваться для моделирования возмущения в виде внезапного изменения постоянных времени ИФЗ, а блоки Limit – для их ограничения.

5.4.3. Исследование работы групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты малой гидроэлектростанции в условиях пониженного качества электроэнергии

Рассматриваются вопросы влияния прогностических алгоритмов управления группой генераторов малой ГЭС на показатели качества электроэнергии и параметры, характеризующие процесс регулирования при возмущениях в СЭС.

Исследования проводились для схемы, представленной на рис. 5.88. Общая нагрузка в СЭС составила 11,6 МВ·А. Мощность одного генератора ГЭС равнялась 3,125 МВ·А. Каждый агрегат был загружен на 60%. Моделировались следующие режимы: нормальный установившийся режим и подключение дополнительной мощной нагрузки на шинах 27,5 кВ.

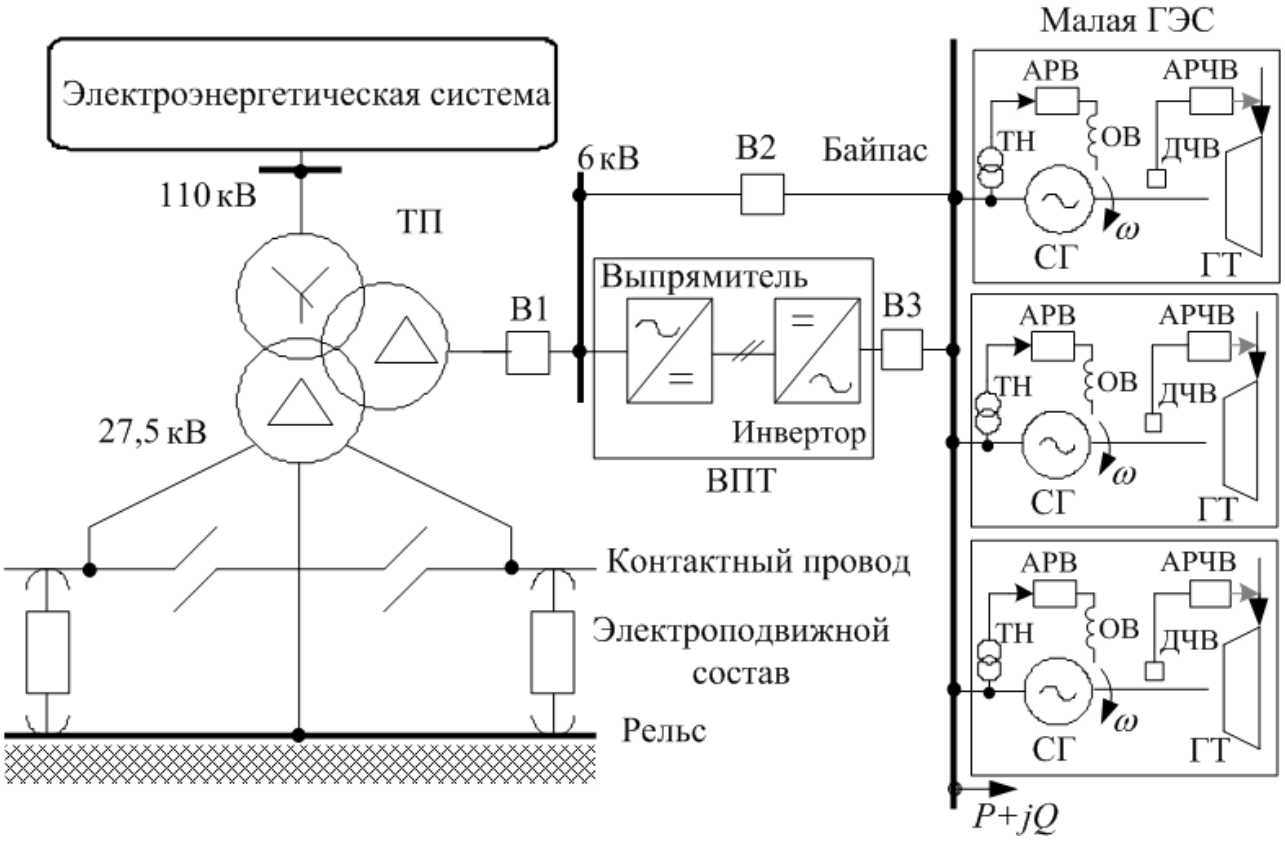


Рисунок 5.88 – Схема исследуемой СЭС: ГТ – гидротурбина; ДЧВ – датчик частоты вращения

Для определения влияния на ПКЭ было выполнено моделирование нормального установившегося режима работы малой ГЭС в составе рассматриваемой СЭС при подключении потребителей через ВПТ и напрямую через байпас. Результаты моделирования представлены в таблицах 5.6 и 5.7. Необходимо отметить заметное улучшение ПКЭ и формы кривой напряжения (рис.5.89) в случае подключения СЭС через ВПТ (табл. 5.7, строка №4): коэффициент несинусоидальности напряжения k_U в среднем уменьшается в 1,41 раза; а коэффициент несимметрии напряжения k_{2U} снижается в 9,6 раза.

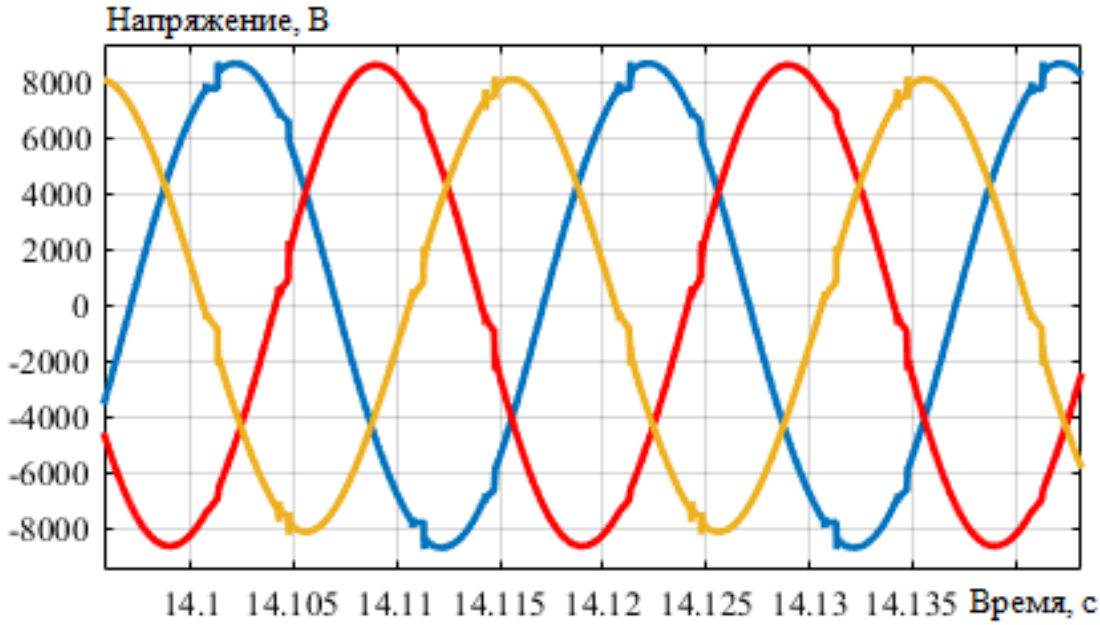
Таблица 5.6 – ПКЭ при подключении нетяговых потребителей через байпас, %

№	Режим работы СЭС	k_{UAB}	k_{UBC}	k_{UCA}	k_{2U}
1	Генерирующая установка отключена	2,227	2,236	2,671	7,961
2	Включена ГУ с классическими АРВ и АРЧВ без группового управления	2,167	2,151	2,166	5,33
3	Включена ГУ с прогностическими АРВ и АРЧВ без группового управления	2,125	2,121	2,139	5,3
4	Включена ГУ с групповыми прогностическими регуляторами	2,071	2,054	2,074	5,03
5	Различие между строками 1 и 2 %	2,8	3,95	23,3	49,4
6	Различие между строками 3 и 4 %	2,6	3,3	3,13	5,4

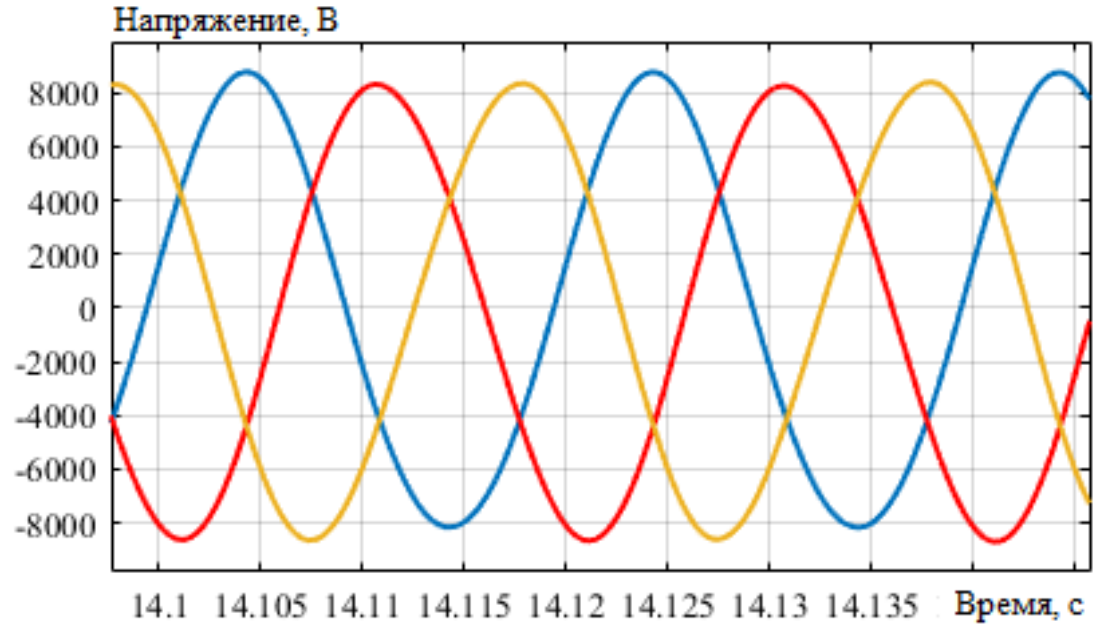
Таблица 5.7 – ПКЭ при подключении нетяговых потребителей через ВПТ, %

№	Режим работы СЭС	k_{UAB}	k_{UBC}	k_{UCA}	k_{2U}
1	Генерирующая установка отключена	1,713	2,557	2,582	0,846
2	Включена ГУ с классическими АРВ и АРЧВ без группового управления	1,326	1,754	2,196	0,738
3	Включена ГУ с прогностическими АРВ и АРЧВ без группового управления	1,233	1,573	2,047	0,631
4	Включена ГУ с групповыми прогностическими регуляторами	1,035	1,474	1,889	0,522
5	Различие между строками 1 и 2 %	29,2	45,8	17,6	14,6
6	Различие между строками 3 и 4 %	19,1	6,7	8,4	20,9

Групповые прогностические регуляторы улучшают ПКЭ (таблица 5.7, строка 6): k_U в среднем уменьшается на 11 %; k_{2U} снижается на 21 %. Таким образом, использование ВПТ и малой ГЭС с групповыми прогностическими регуляторами дает заметный эффект по улучшению качества электроэнергии.



(а)



(б)

Рисунок 5.89 – Осциллограммы напряжений на шинах потребителя 6 кВ:
а) подключение потребителей через байпас; б) подключение через ВПТ

Далее промоделировано подключение дополнительной мощной нагрузки на шинах 27,5 кВ. Результаты показаны в таблице 5.8 и на рис.5.90 и 5.91. Улучшение ПКЭ в режиме подключения дополнительной нагрузки (табл.5.7 и 5.8) объясняется большей загрузкой малой ГЭС и увеличением тока, протекающего от станции к потребителям (рис.5.90).

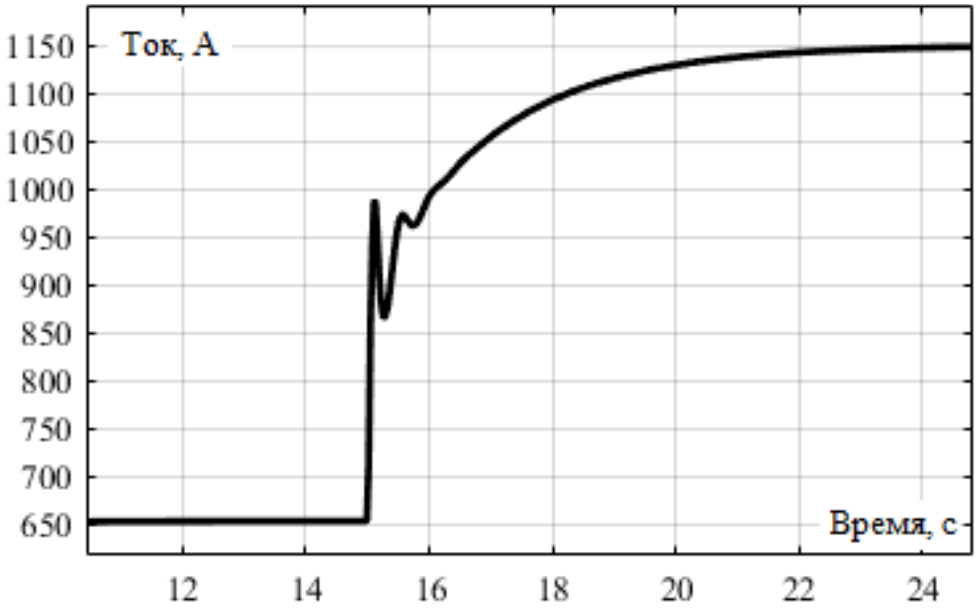


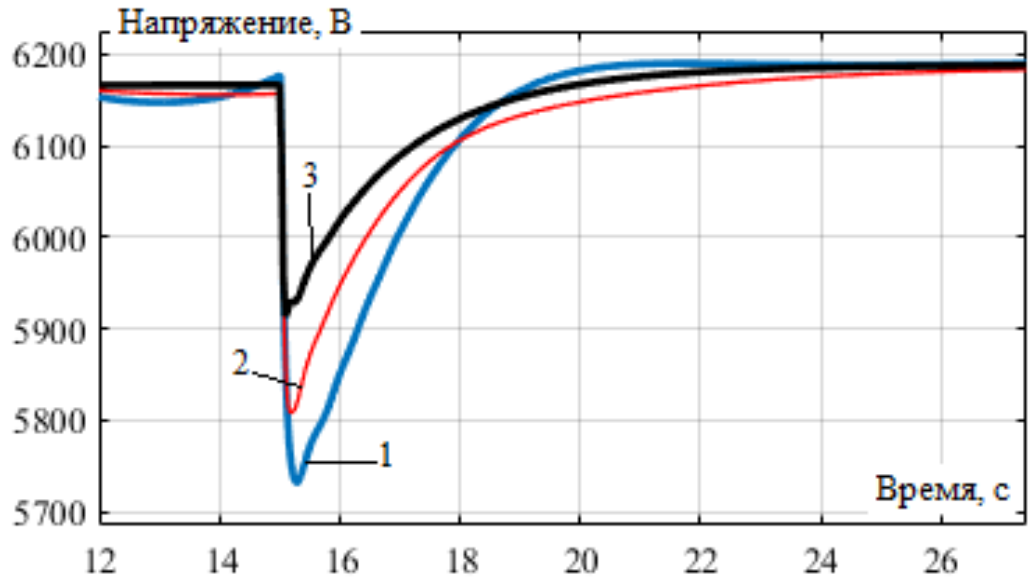
Рисунок 5.90 – Осциллограмма тока, протекающего от малой ГЭС при подключении дополнительной нагрузки

Таблица 5.8 – Коэффициенты несинусоидальности k_U и несимметрии k_{2U} напряжения у потребителей, подключенных через ВПТ, в режиме увеличения тяговой нагрузки, %

№	Режим работы СЭС	k_{UAB}	k_{UBC}	k_{UCA}	k_{2U}
1	Генерирующая установка отключена	1,453	2,088	1,42	0,432
2	Включена ГУ с классическими АРВ и АРЧВ без группового управления	0,96	2,046	1,369	0,382
3	Включена ГУ с прогностическими АРВ и АРЧВ без группового управления	0,872	1,733	1,167	0,38
4	Включена ГУ с групповыми прогностическими регуляторами	0,787	1,436	1,012	0,102
5	Различие между строками 1 и 2 %	51,2	2,1	3,7	13,1
6	Различие между строками 3 и 4 %	10,8	20,7	15,3	272,5

Из табл.5.8 также видно улучшение ПКЭ при использовании ГУ с групповыми прогностическими регуляторами и особенно уменьшение коэффициента несимметрии напряжения k_{2U}.

В режиме подключения дополнительной нагрузки использование групповых прогностических регуляторов позволяет снизить в 1,7 раза провал напряжения (характеристики 1 и 3 на рис.5.91 а); снижается время переходного процесса для частоты (рис.5.91 б).



(а)



(б)

Рисунок 5.91 – Напряжение (а) и частота генератора (б):
1 – использование локальных АРВ и АРЧВ без ИФЗ; 2 – локальные прогностические АРВ и АРЧВ; 3 – ГПАРН и ГПАРЧВ

Выводы по результатам имитационного моделирования:

1. При подключении через вставку постоянного тока малой ГЭС к СЭС пониженного качества электроэнергии заметно улучшаются форма кривой напряжения и ПКЭ: коэффициент несинусоидальности k_U в среднем уменьшается в 1,41 раза; коэффициент несимметрии k_{2U} снижается в 9,6 раза.

2. В режиме подключения мощной тяговой нагрузки использование прогностических регуляторов позволяет улучшить показатели качества электроэнергии: глубина провала напряжения снижается в 1,7 раза и практически в 4 раза уменьшается коэффициента несимметрии напряжения k_{2U} по сравнению с использованием обычных АРВ и АРЧВ генераторов малой ГЭС.

3. Обобщая результаты, можно отметить высокую эффективность применения групповых прогностических регуляторов для генераторов малой ГЭС, работающей в системе с пониженным качеством электроэнергии, заключающейся в улучшении качества электроэнергии и показателей качества процесса регулирования напряжением и частотой во всех рассмотренных режимах работы.

5.4.4. Устранение фликера в сетях с генерирующими установками малой мощности с помощью групповых прогностических регуляторов

Проблема выявления и устранения фликера – сложная задача, поскольку это явление может проявляться в различных режимах работы ГУ и энергосистем [291-295]. Для анализа фликера часто используют методы компьютерного моделирования, но важно правильно определять взаимодействие между объектами РГ и энергетической системой. Основная цель исследования заключалась в оценке эффективности регулирования и возможностей ликвидации фликера в энергосистемах с РГ с помощью групповых прогностических регуляторов. В качестве объекта РГ рассматривалась малая ТЭС, имеющая трансформаторную связь с ЭЭС (рис.5.92).

В результате кратковременного включения нагрузки в узле присоединения малой ТЭС с несогласованно настроенными АРВ и АРЧВ генераторов возникают колебания частоты и напряжения (рис. 5.93).

По зависимости спектральной плотности мощности (SPD) выделенного шума от частоты (рис. 5.94) видно, что SPD обратно пропорциональна частоте. Даже при различных значениях постоянной времени ИФЗ для отдельных турбогенераторов и при несогласованной настройке АРВ и АРЧВ могут

наблюдаться процессы, вызывающие появление фликера, несмотря на отсутствие дополнительных нагрузок (рис. 5.95).

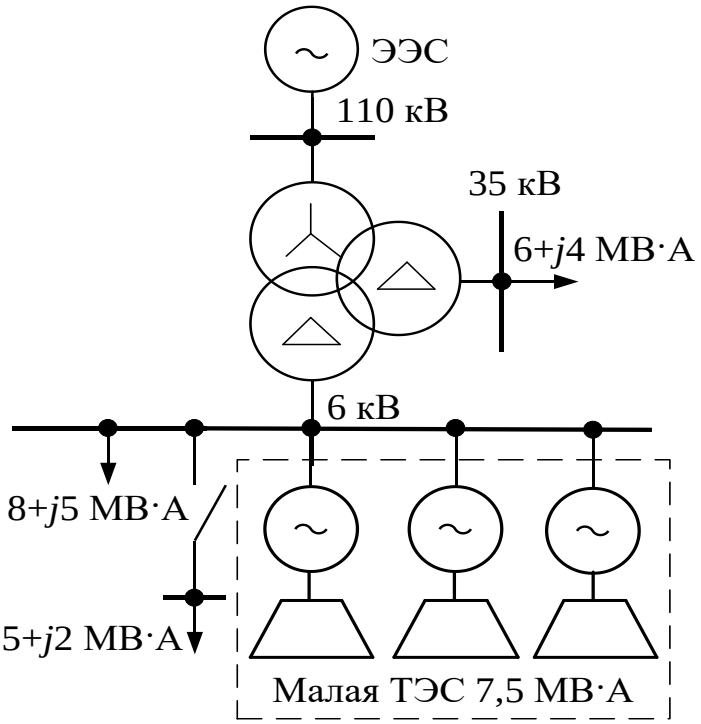
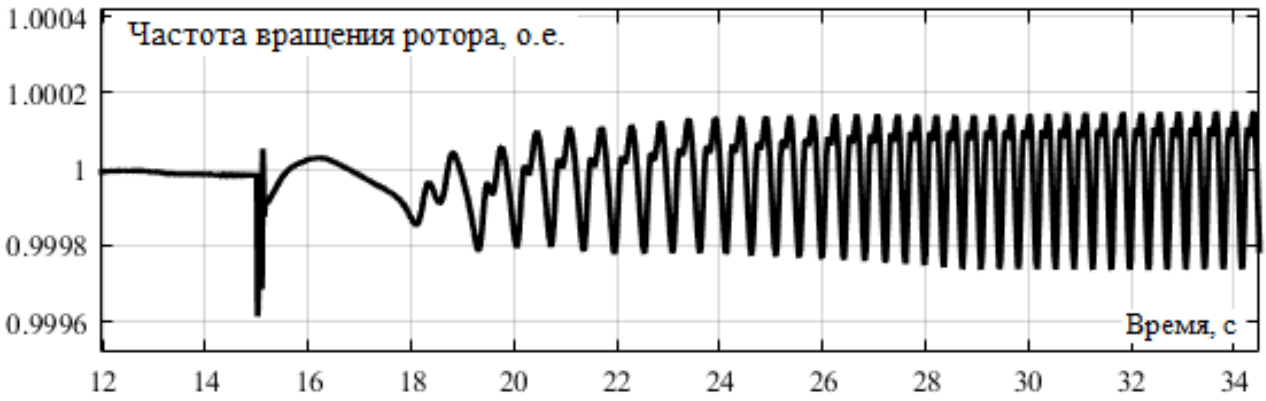
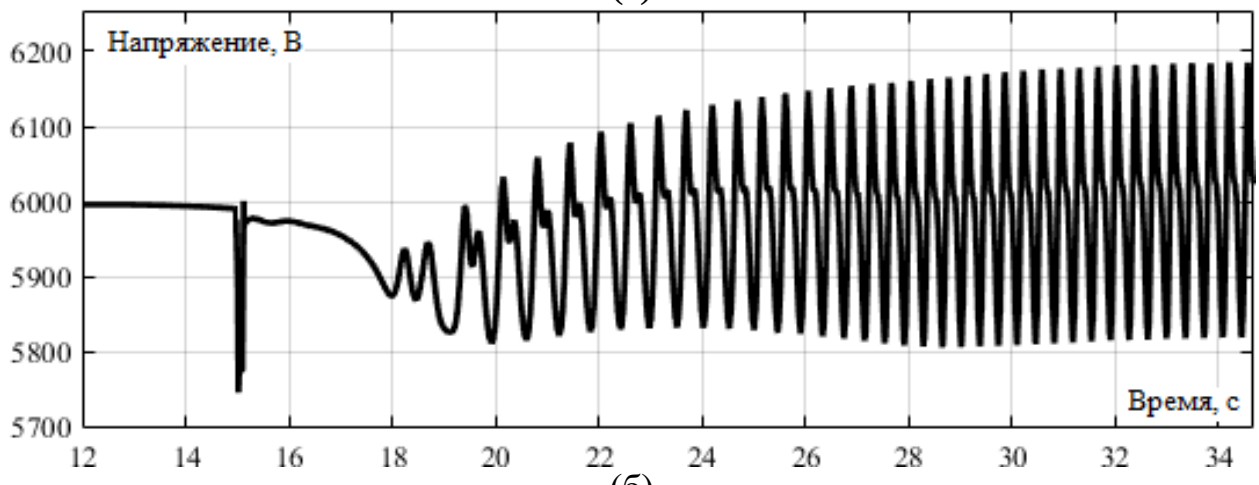


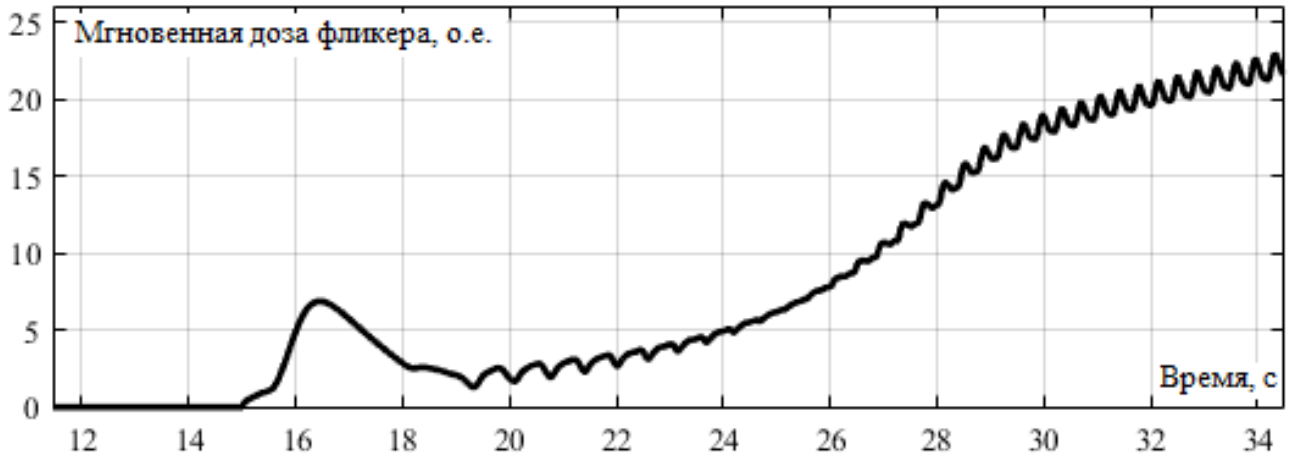
Рисунок 5.92 – Схема исследуемой сети



(а)



(б)



(в)

Рисунок 5.93 – Частота вращения ротора (а), напряжение (б) и показания фликерметра (в) при временном включении мощной нагрузки

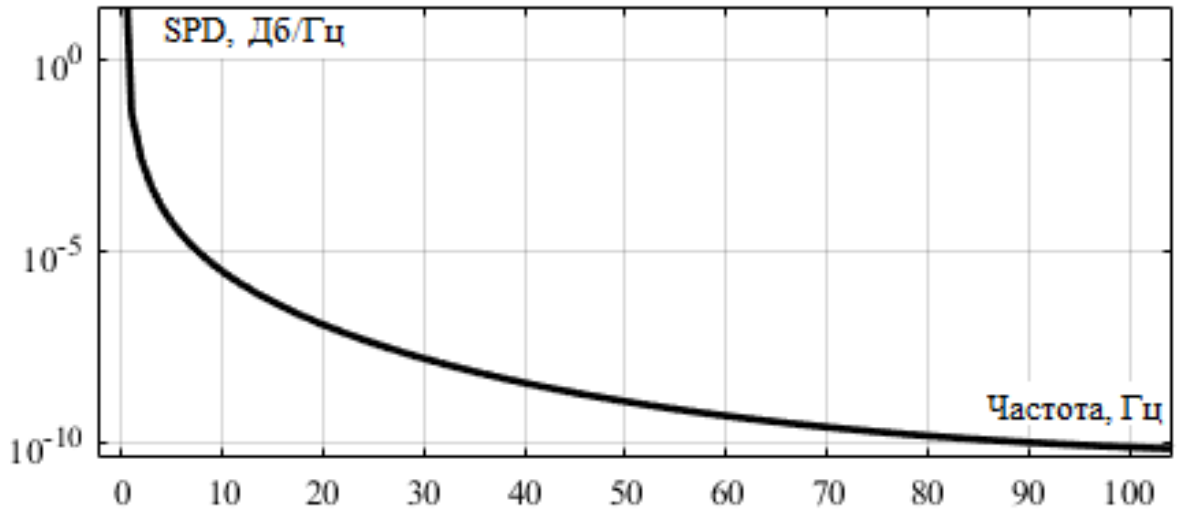
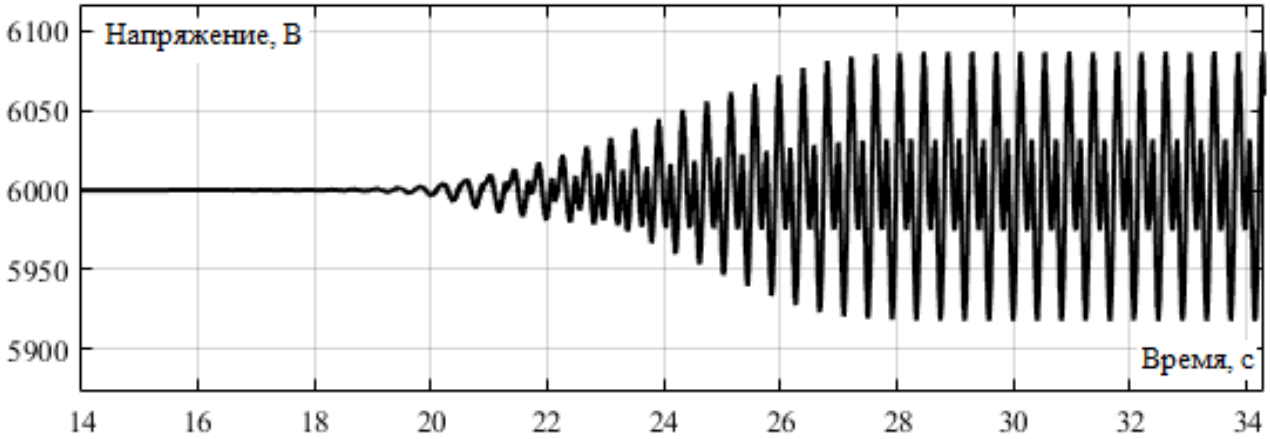
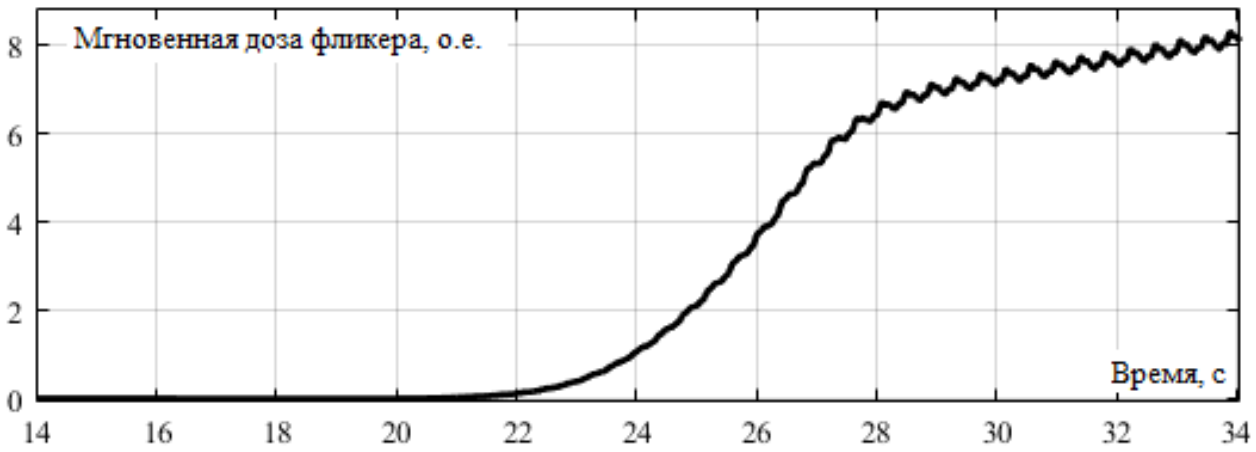


Рисунок 5.94 – Зависимость SPD от частоты



(а)



(б)

Рисунок 5.95 – Напряжение (а) и показания фликерметра (б) при разном времени прогноза у отдельных регуляторов турбогенераторов

Чтобы справиться с проблемой фликера, рекомендуется применять групповое управление с помощью ГПАРЧВ, а также проводить согласованную настройку АРВ и АРЧВ турбогенераторов. Результаты моделирования показывают, что даже при несогласованной настройке регуляторов, но при использовании ГПАРЧВ проблема фликера решается. Согласование настроек АРВ и АРЧВ позволяет уменьшить возникающее перерегулирование частоты и напряжения генератора после отключения мощной нагрузки (рис. 5.96).

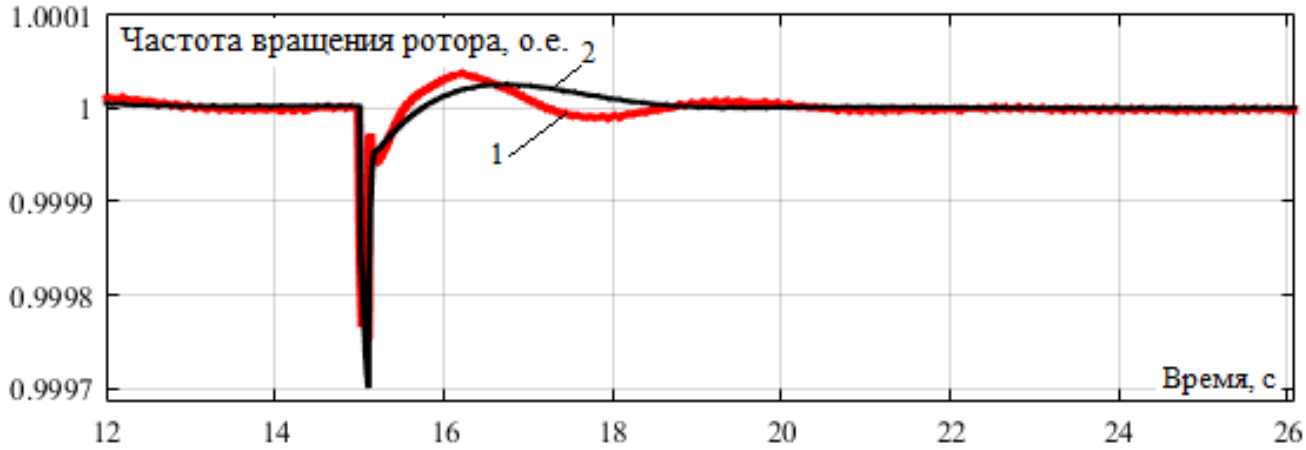
Таким образом, использование групповых прогностических регуляторов ТГУ предотвращает возникновение фликера даже при неоптимальном или неправильном выборе настроек АРВ и АРЧВ.

Основные выводы, сделанные на основе результатов моделирования:

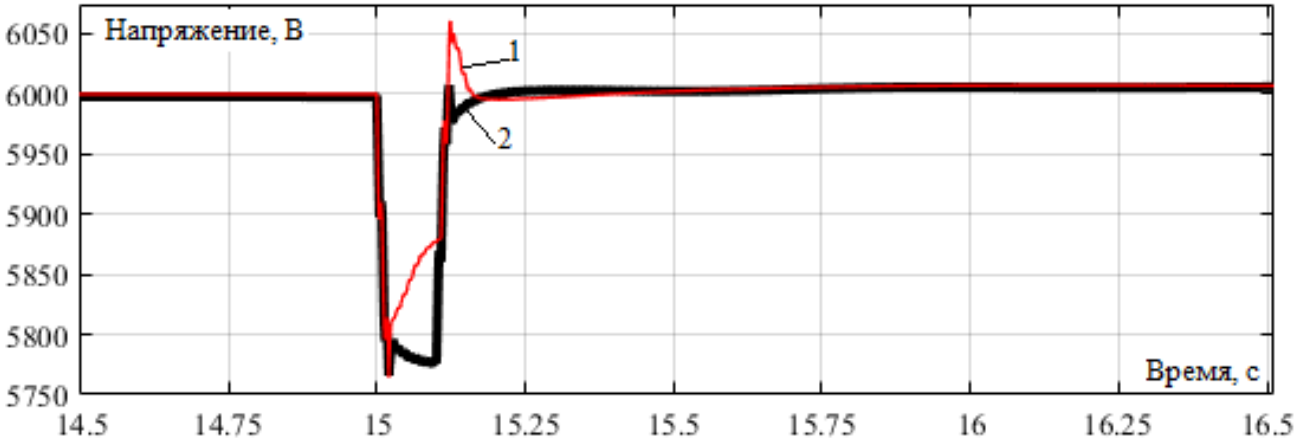
1. Несогласованная настройка автоматических регуляторов может привести к появлению фликера.

2. Применение ГПАРЧВ позволяет исключить возникновение фликера даже при несогласованной настройке АРВ и АРЧВ.

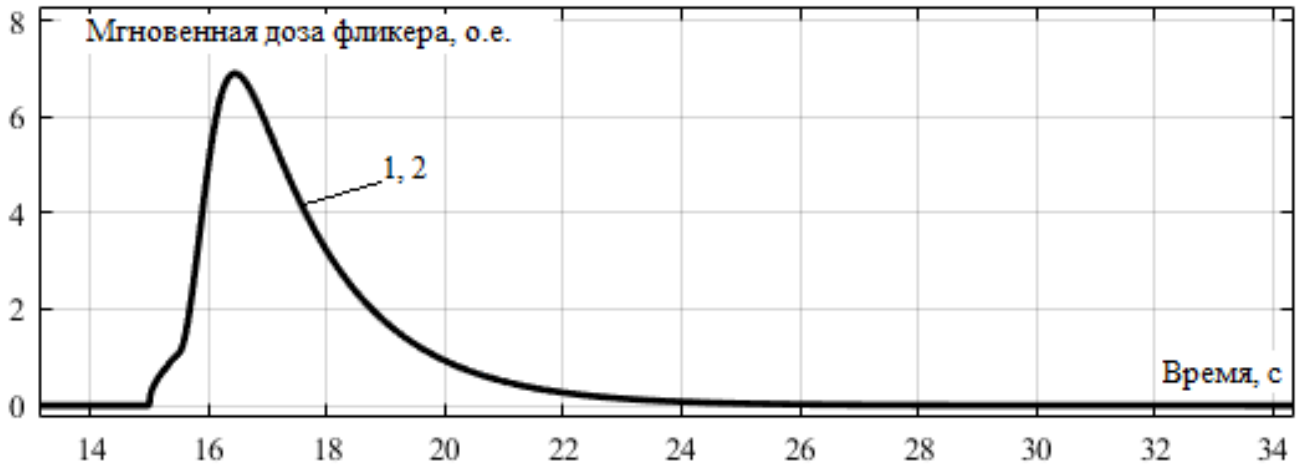
3. Согласованная настройка АРВ и АРЧВ помогает устранить фликер и частично снизить возникающие колебания параметров.



(а)



(б)



(в)

Рисунок 5.96 – Частота (а), напряжение (б) и показания фликерметра (в): 1 – ГПАРЧВ с несогласованно настроенными АРВ и АРЧВ;
2 – ГПАРЧВ с согласованно настроенными АРВ и АРЧВ

5.5. Исследование устойчивости работы прогностических регуляторов при изменении параметра настройки в широких пределах

5.5.1. Устойчивость линейных прогностических алгоритмов в регуляторах возбуждения и частоты вращения

Реализация прогностических АРВ и АРЧВ возможна на микропроцессорной элементной базе. Поэтому важно исследовать влияние произвольного изменения постоянной времени ИФЗ на работу САР генерирующей установками [296].

Описание имитационных моделей самонастраивающихся прогностических АРВ и АРЧВ приведено выше. Моделировалась работа ТГУ на выделенную нагрузку и работа малой ГЭС, имеющей связь с ЭЭС. Поясняющие схемы приведены на рис.5.97.

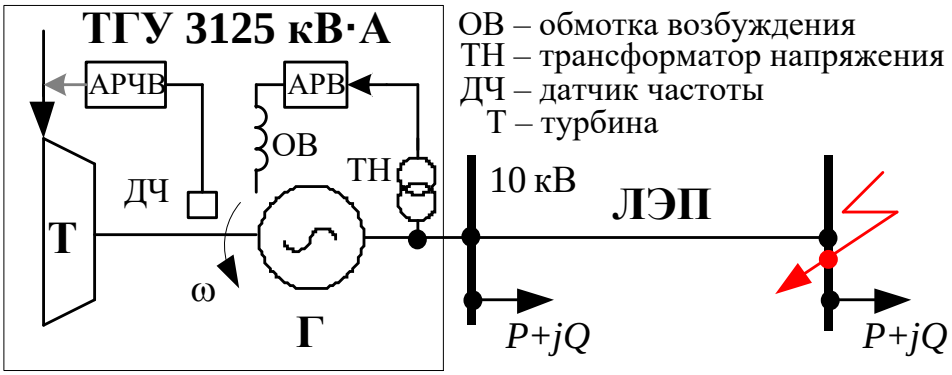
При моделировании для турбогенератора постоянная времени ИФЗ регуляторов определялась по выражению:

$$T_p = \frac{1}{f_p(\delta)} = \frac{1}{0{,}911 \cdot \sqrt{\cos\ \delta}}.$$

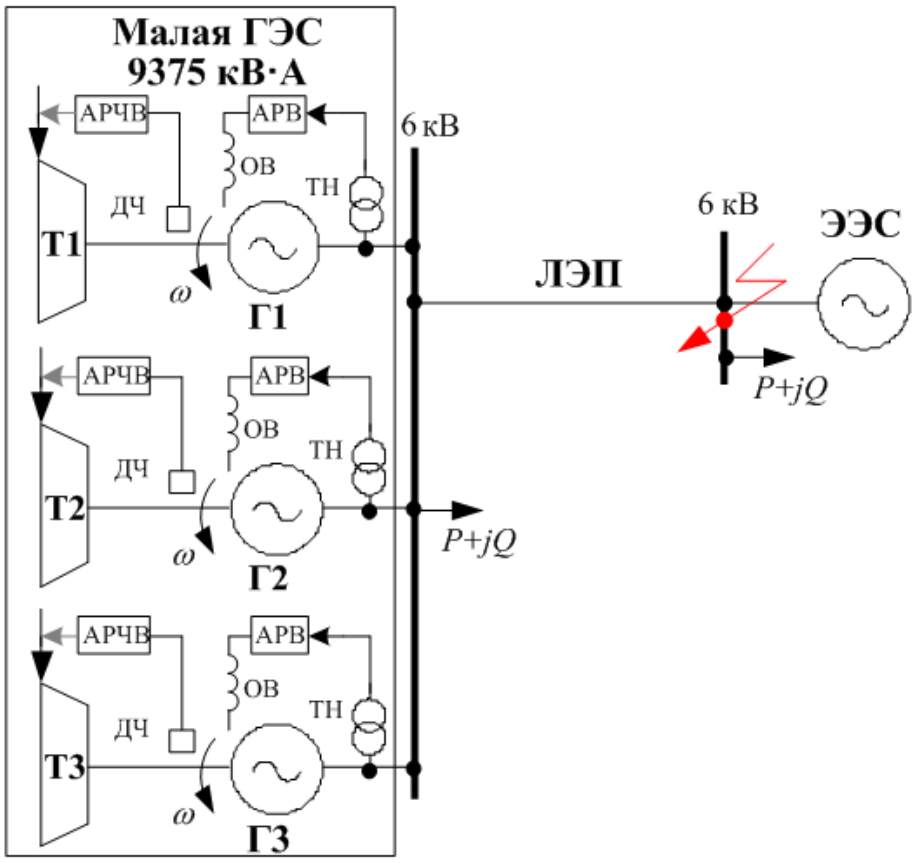
Для гидрогенераторов с парметрами X_d = 2,84 о.е., E_q = 1,1 о.е., U_g = 1 о.е., T_{je} = 3,779 с постоянная времени ИФЗ регуляторов определялась так

$$T_p = \frac{1}{f_p(\delta)} = \frac{1}{0{,}903 \cdot \sqrt{\cos\ \delta}}.$$

Коэффициенты настройки АРВ и АРЧВ определялись из практических соображений.



(а)



(б)

Рисунок 5.97 – Поясняющие схемы: а – автономная работа ТГУ; б – малая ГЭС, связанная с ЭЭС

Для проверки на устойчивость изменения постоянной времени ИФЗ регуляторов в широких пределах рассматривалось последующее возмущение в виде кратковременного (длительностью 0,3 с) трехфазного КЗ. Постоянная времени ИФЗ прогностического АРЧВ принимала значения, умноженные на -100, -1, 0, 100, 10^6.

Результаты имитационного моделирования автономной работы ТГУ представлены на рис. 5.98 и 5.99. Как видно увеличение и зануление постоянной времени ИФЗ АРЧВ не выводит синхронный генератор из устойчивой работы даже при кратковременном КЗ. Но при $T_p = 0$ ухудшаются показатели качества регулирования (рис. 5.98). При отрицательной постоянной времени ИФЗ наблюдается неправильная работа АРЧВ, приводящая при КЗ к потере устойчивости (характеристики 5 и 6 на рис. 5.98). При этом возникают колебания напряжения (рис. 5.99, б).

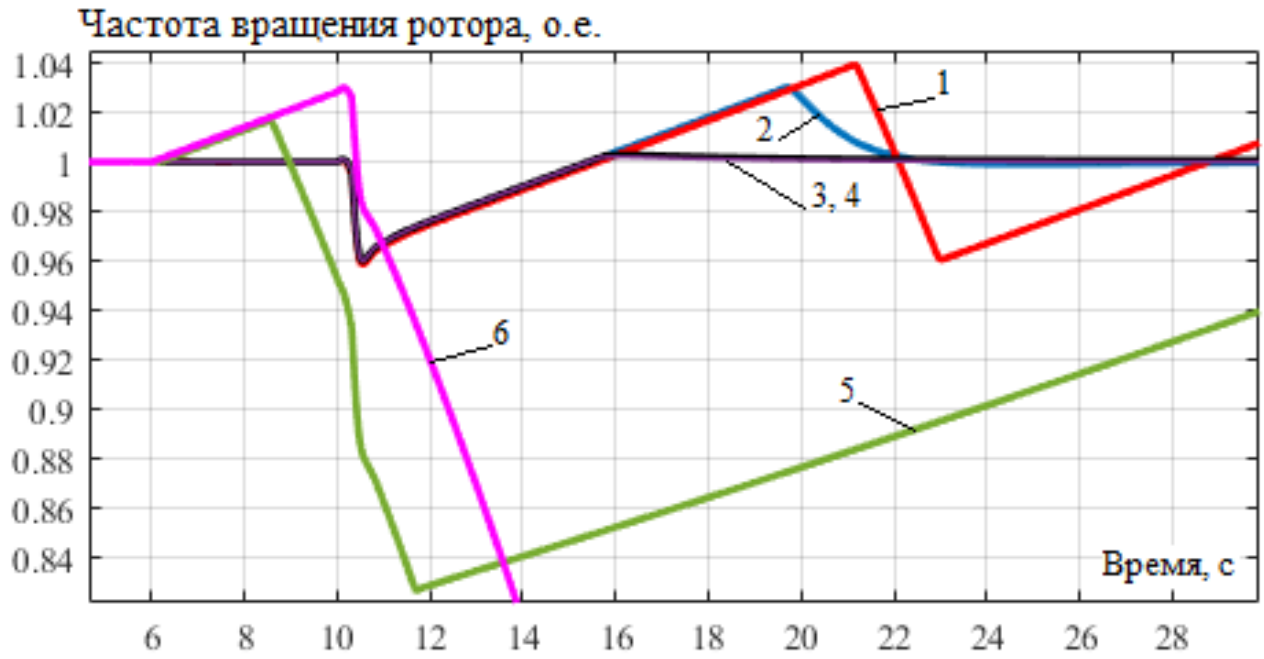
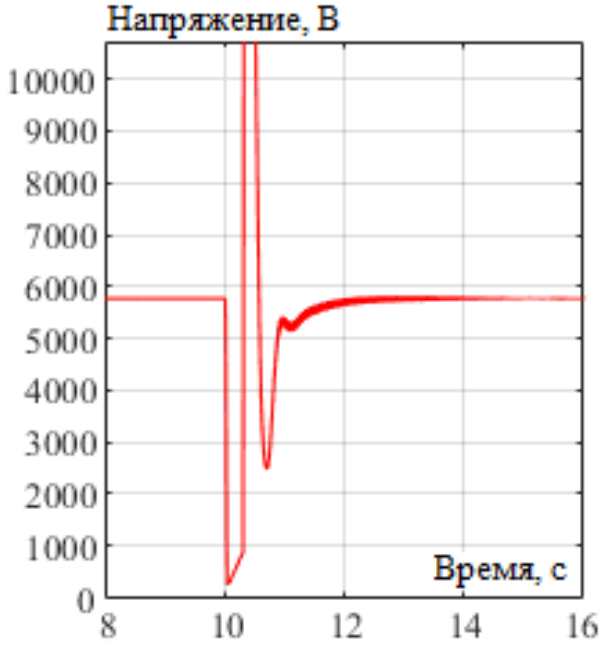
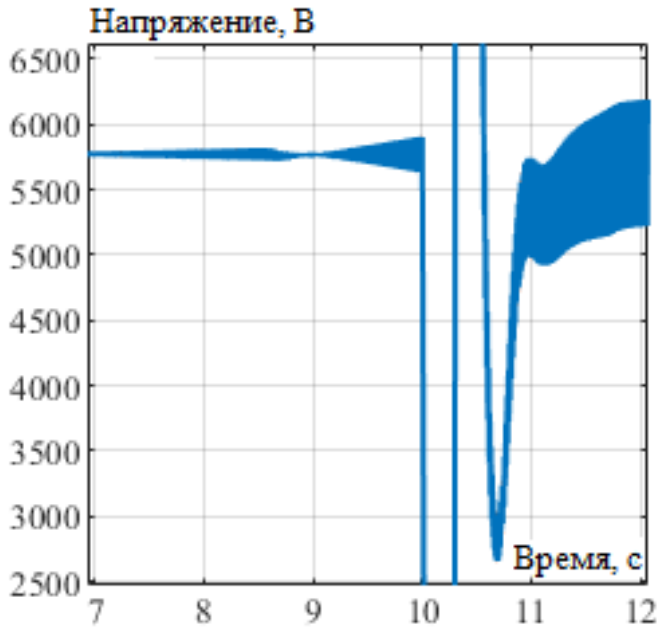


Рисунок 5.98 – Частота вращения ротора при КЗ и изменении постоянной времени ИФЗ АРЧВ: 1 – постоянная времени T_p=0; 2 – T_p рассчитывается автоматически и не изменяется; 3 – T_p увеличена в 100 раз; 4 – T_p увеличена в 10^6 раз; 5 – T_p умножена на -1; 6 – T_p умножена на -100



а) T_p увеличена до 10^6



б) T_p умножена на -100

Рисунок 5.99 – Напряжение при КЗ и изменении постоянной времени ИФЗ АРЧВ

Результаты имитационного моделирования режимов работы малой ГЭС представлены на рис. 5.100-5.102. На рисунках обозначено: 1 – T_p=0; 2 – T_p рассчитывается автоматически и не изменяется; 3 – T_p увеличена в n раз, где n – число параллельно работающих генераторов; 4 – T_p умножена на -100.

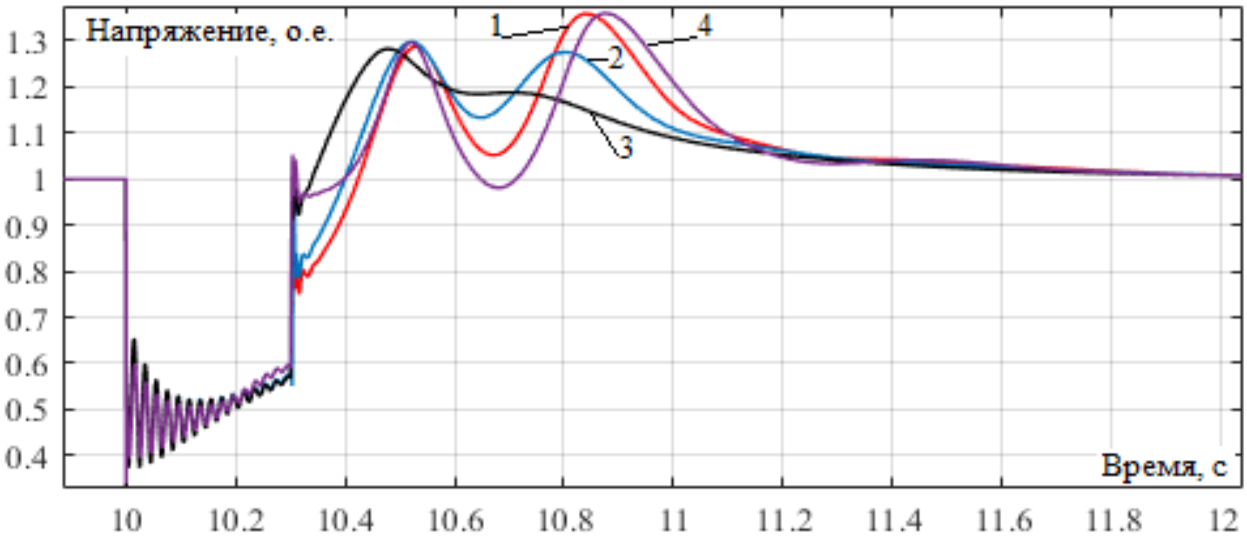


Рисунок 5.100 – Напряжение на шинах малой ГЭС

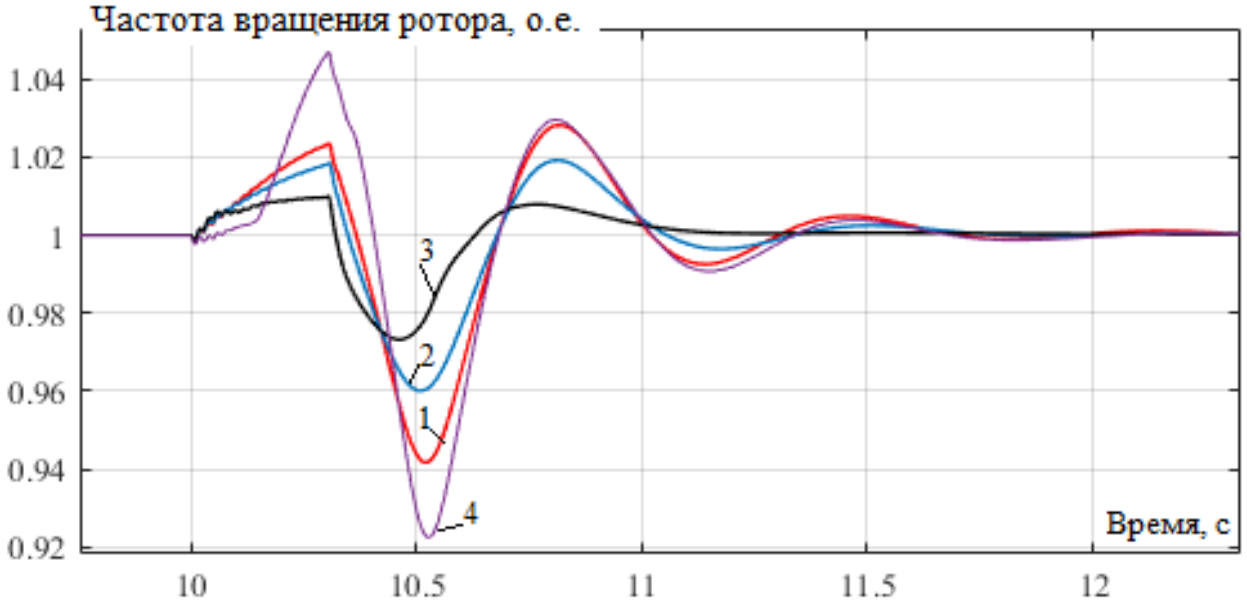


Рисунок 5.101 – Частота вращения ротора гидрогенератора

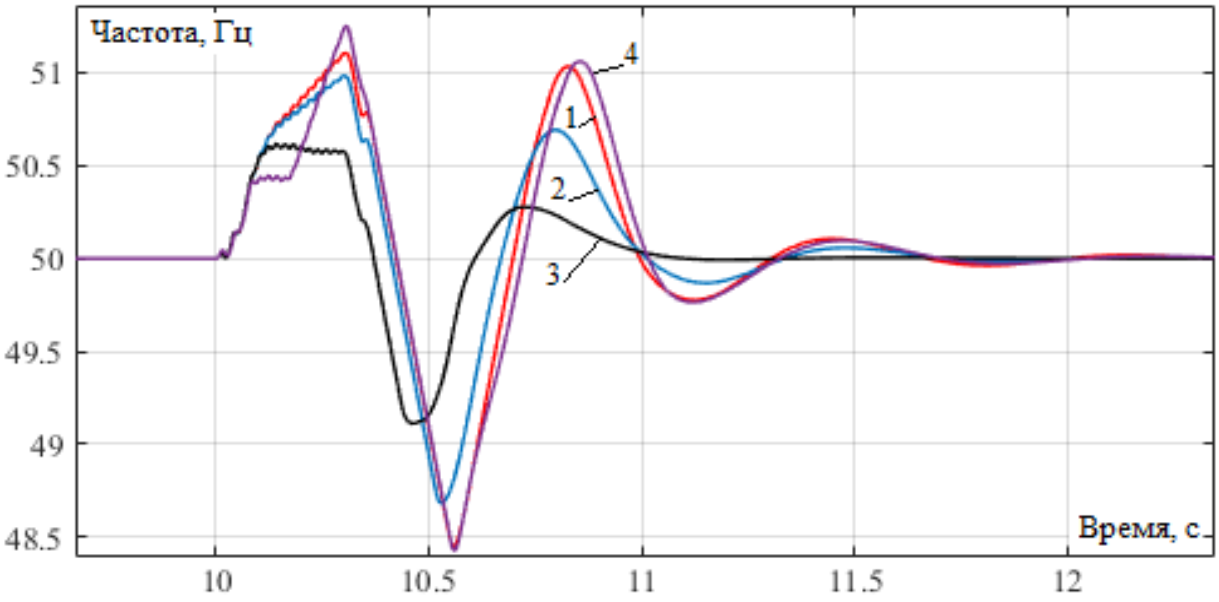


Рисунок 5.102 – Частота в сети

Изменение постоянной времени ИФЗ одного гидрогенератора не привело к потере устойчивости. Однако, нулевое и отрицательные значения T_p вызывало ухудшение качества регулирования напряжения и частоты (рис. 5.100-5.102).

По результатам имитационного моделирования можно отметить, что лучших показателей качества регулирования удается достичь при увеличении постоянной времени ИФЗ в n раз, где n – число параллельно работающих ГУ (характеристики 3 на рис. 5.100-5.102). В этом случае в 3 раза снижается перерегулирование и в 2 раза сокращается время переходного процесса для частоты.

Одновременное изменение постоянных времени ИФЗ АРЧВ отдельных гидрогенераторов приводит к низкочастотным колебаниям всех параметров. В качестве примера на рис. 5.103 показано изменение частоты в сети.

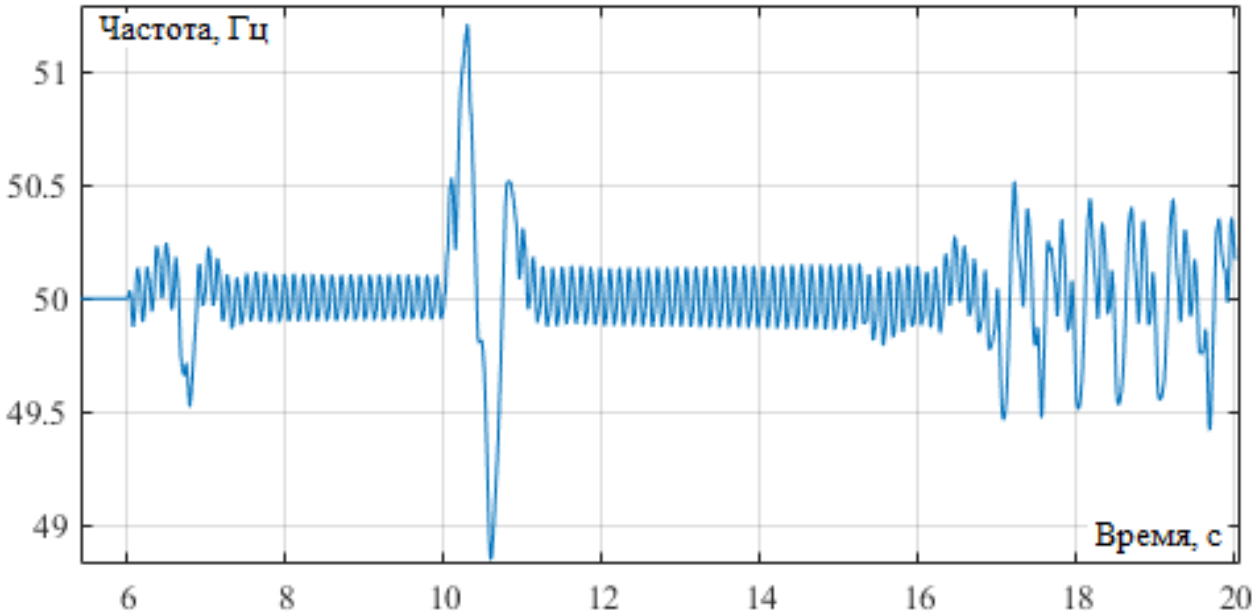


Рисунок 5.103 – Частота в сети при одновременном изменении постоянных времени ИФЗ АРЧВ всех гидрогенераторов: частота колебаний составляет 8-10 Гц

Выводы по результатам имитационного моделирования:

1. Увеличение постоянной времени ИФЗ АРЧВ автономно работающего генератора не приводит к потере устойчивости даже при последующем КЗ. При нулевом значении постоянной времени ИФЗ АРЧВ турбогенератора ухудшаются показатели качества регулирования напряжения и частоты.

2. Работа СПАРЧВ с отрицательной постоянной времени ИФЗ нежелательна, так как она может привести к потере устойчивости турбогенератора.

3. Изменение постоянной времени ИФЗ регулятора частоты одного гидрогенератора не привело к потере устойчивости. Тем не менее, установка нулевого или отрицательного значения T_p привела к снижению качества регулирования напряжения и частоты.

4. Оптимизация качества регулирования достигается путем увеличения постоянной времени ИФЗ в n раз, где n – количество параллельно работающих генерирующих установок.

5. Одновременное изменение постоянных времени ИФЗ АРЧВ отдельных гидрогенераторов приводит к низкочастотным колебаниям всех параметров.

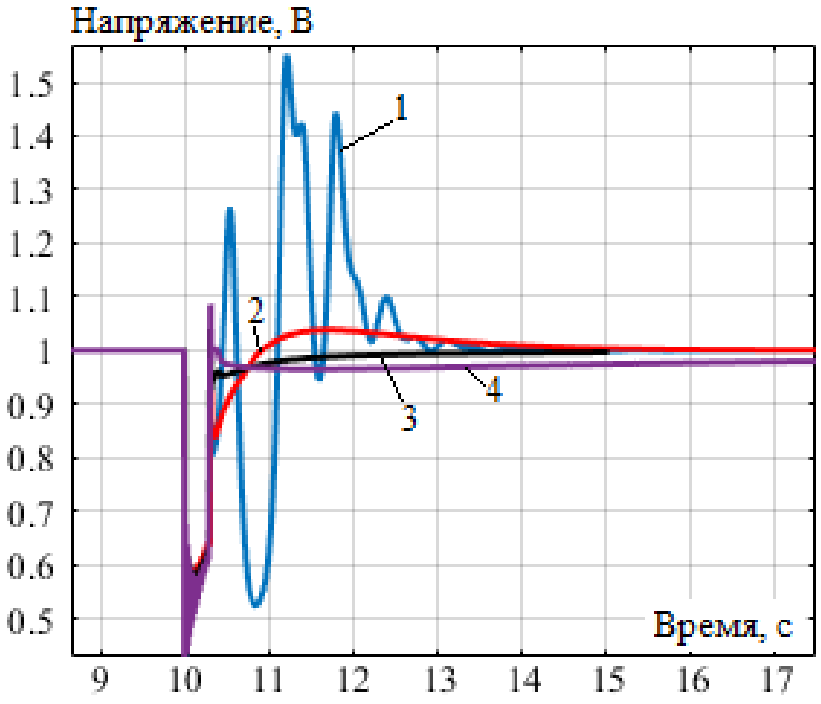
6. Аппаратное ограничение постоянной времени ИФЗ АРЧВ, исключающее отрицательные значения, позволит снизить негативные последствия для генераторов, приводящие к потере устойчивости.

5.5.2. Устойчивость прогностических алгоритмов в групповых регуляторах

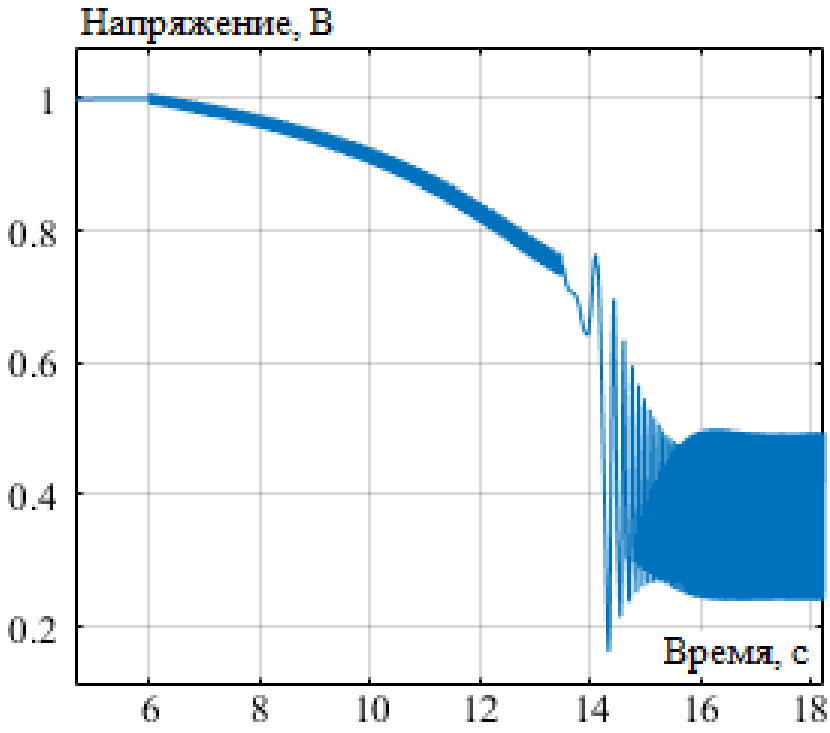
Исследования устойчивости прогностических алгоритмов в групповых регуляторах проводились для малой ГЭС с тремя гидрогенераторами, имеющей связь с ЭЭС.

Параметры используемых при моделировании гидрогенераторов: номинальная мощность и напряжение $S = 3{,}125$ МВ·А и $U = 6{,}3$ кВ; сопротивление генератора $X_d = 2{,}84$ о.е.; число пар полюсов $p = 3$; постоянная механической инерции агрегата $T_{je} = 5{,}002$ с. По данным параметрам определялись постоянные времени ИФЗ в групповых регуляторах по выражению $T_p = \dfrac{1}{f_p(\delta)} = \dfrac{1}{0{,}785 \cdot \sqrt{\cos\ \delta}}$. В исходном режиме загрузка гидрогенераторов составляла 50 %. Результаты моделирования одновременного изменения постоянных времени ИФЗ для ГПАРН и ГПАРЧВ показаны на рис. 5.104-5.108. На рисунках обозначено: 1 – T_p=0; 2 – T_p рассчитывается автоматически и не

изменяется; 3 – T_p увеличена в n раз, где n – число параллельно работающих генераторов; 4 – T_p увеличена в 10 раз.



(а)



(б)

Рисунок 5.104 – Напряжение: а – при изменении T_p с дальнейшим КЗ; б – без КЗ: T_p увеличена в 100 раз

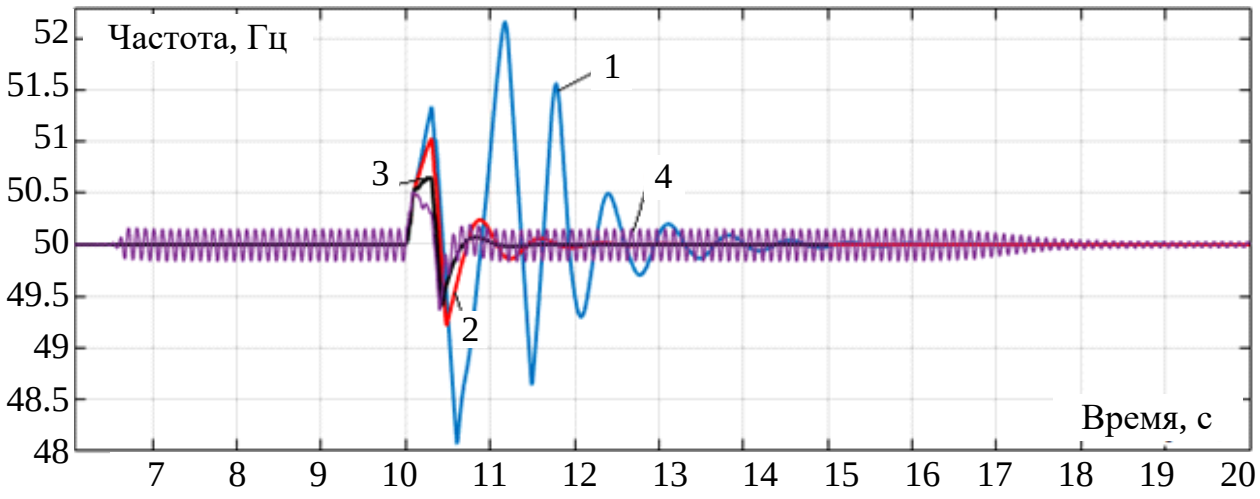


Рисунок 5.105 – Частота

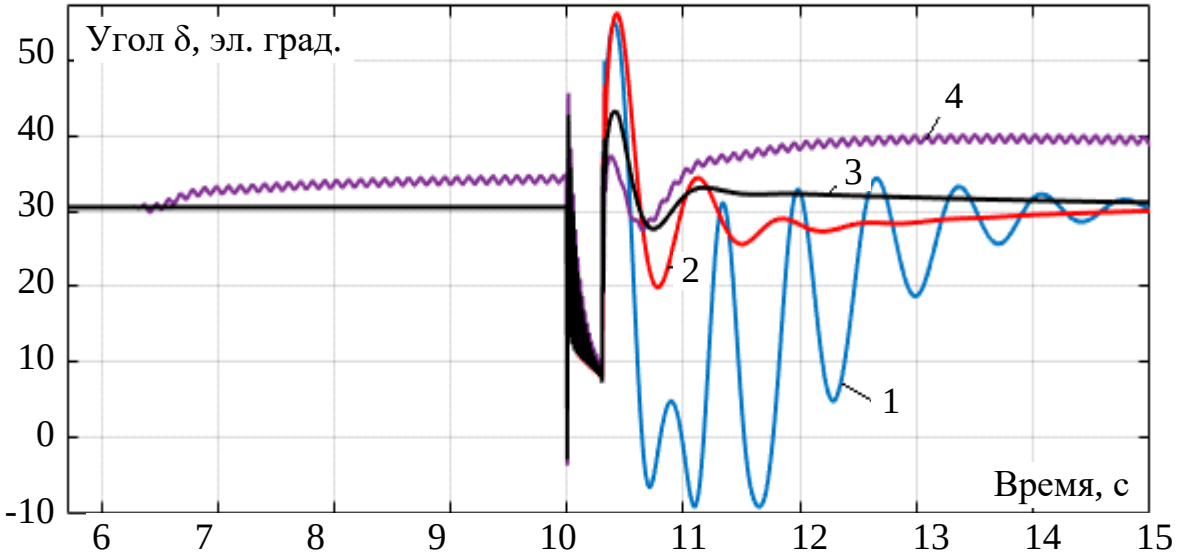


Рисунок 5.106 – Угол нагрузки генератора δ

На рис. 5.104, 5.105 и 5.106 видно, что при значении постоянной времени ИФЗ равном нулю генераторы сохраняют свою работоспособность даже после кратковременного КЗ, но при этом наблюдаются ухудшения показателей качества регулирования всех параметров: перерегулирование напряжения возрастает в 1,2 раза (характеристики 1 и 2 на рис. 5.104); появляются колебания напряжения и частоты; в 8,8 раза возрастает перерегулирование частоты после отключения КЗ (характеристики 1 и 2 на рис. 5.105); в 3 раза увеличивается время переходного

процесса для частоты (характеристики 1 и 2 на рис. 5.105); возникают колебания угла нагрузки генератора δ (характеристика 1 и 2 на рис. 5.106).

При многократном увеличении постоянной времени ИФЗ возникают высокочастотные колебания напряжения (рис. 5.104, б), что ведет к росту угла нагрузки δ и может привести к потере устойчивости. В свою очередь повышаются колебания взаимного угла между генераторами $\Delta\delta=\delta_1-\delta_2$ (рис. 5.107).

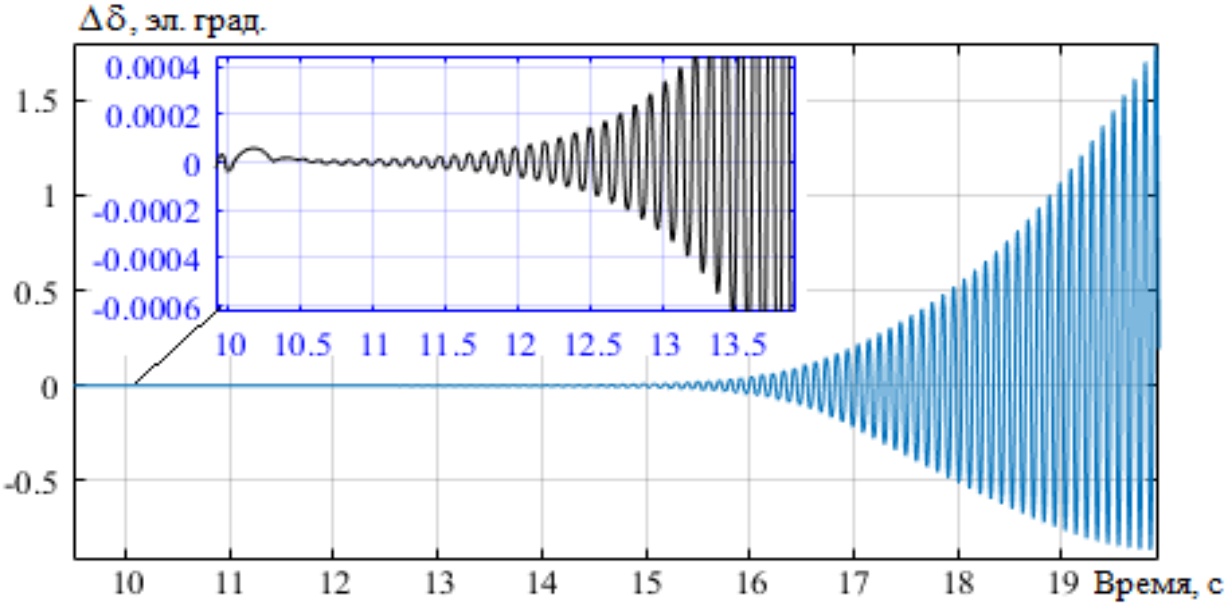
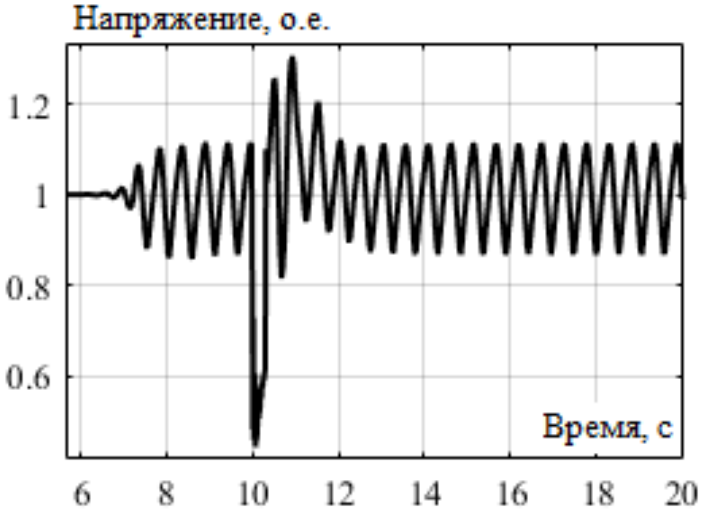
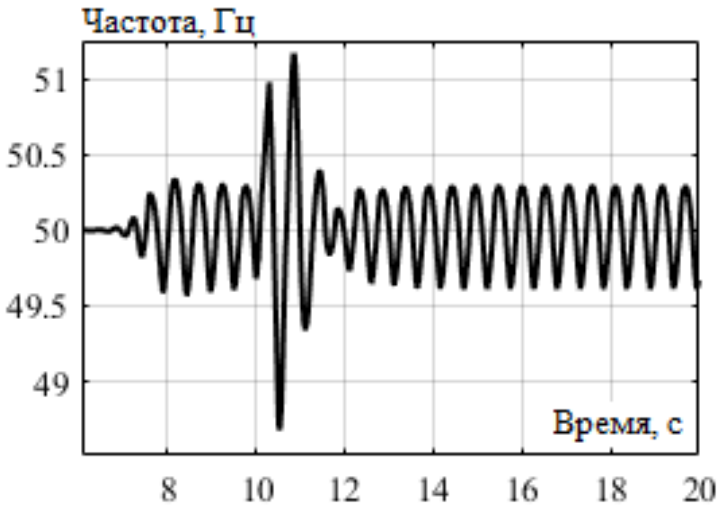


Рисунок 5.107 – Взаимный угол нагрузки генераторов при увеличении T_p в 100 раз

По результатам моделирования можно отметить, что для и устойчивой работы СГ необходимо ограничение постоянных времени ИФЗ в ГПАРН и ГПАРЧВ. При отрицательном значении T_p возникают незатухающие колебания напряжения и частоты (рис. 5.108).



(а)

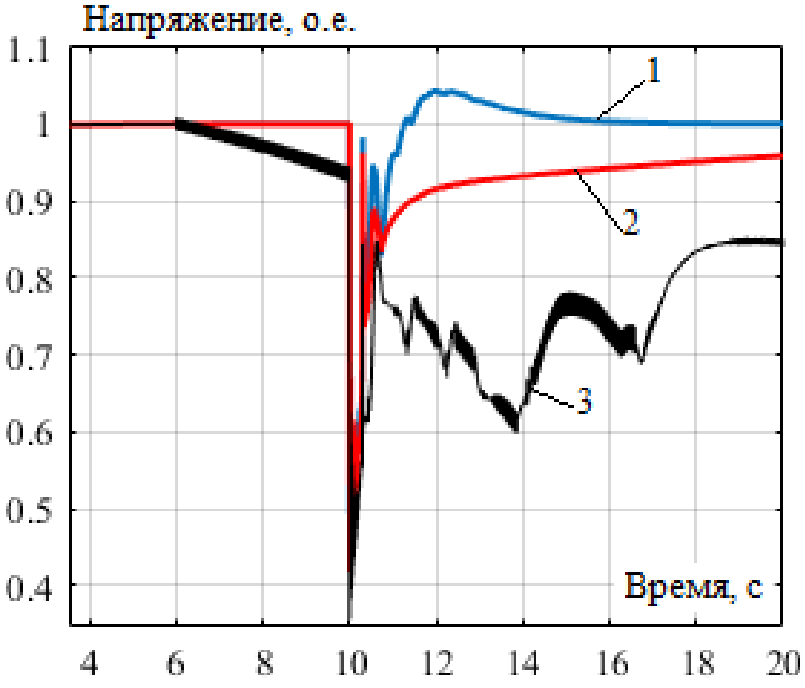


(б)

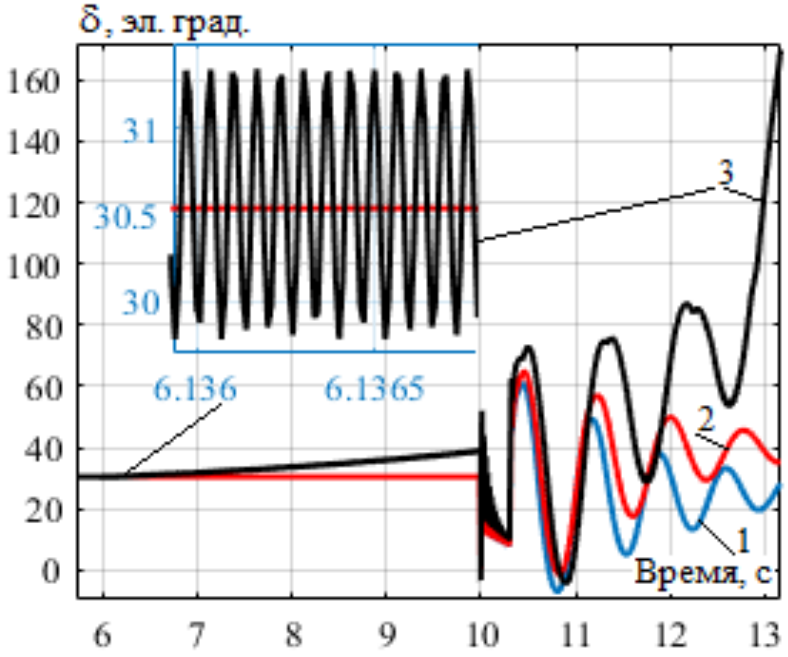
Рисунок 5.108 – Напряжение (а) и частота в сети (б) при T_p = –0,1

Повышение постоянной времени ИФЗ только у ГПАРН в 100 раз вызывает колебания всех параметров, что приводит к росту угла нагрузки δ (характеристика 3 на рис. 5.109, б), снижению напряжения и потере устойчивости.

Повышение постоянной времени ИФЗ только у ГПАРЧВ также приводит к колебаниям всех параметров, особенно для частоты вращения ротора генератора (рис. 5.110, а) и угла нагрузки δ (рис. 5.110, б).



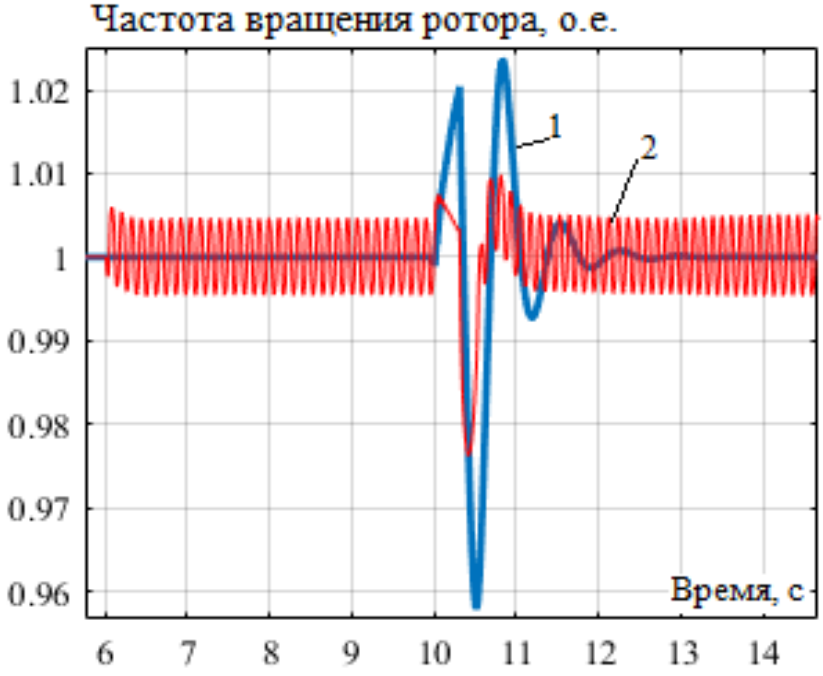
(а)



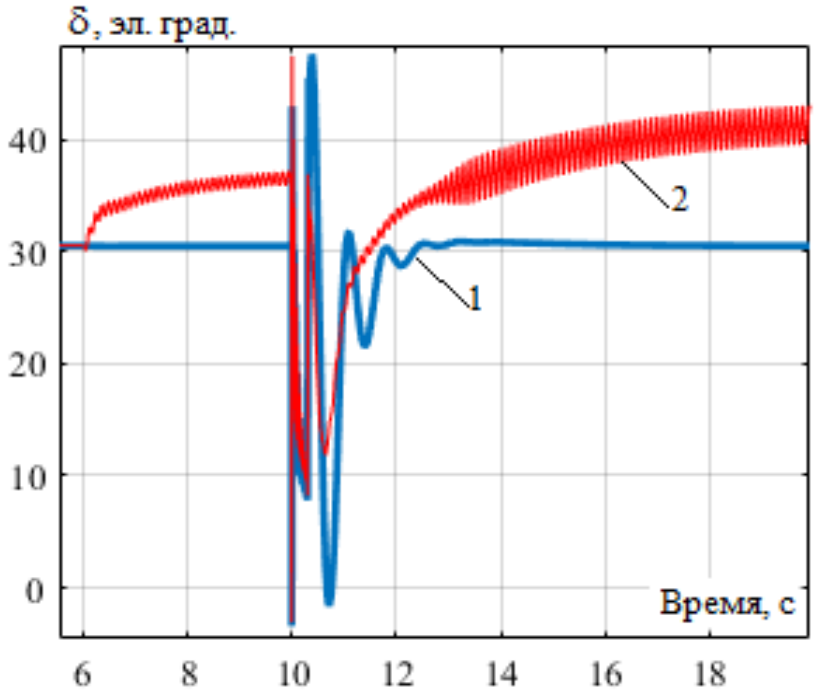
(б)

Рисунок 5.109 – Напряжение (а) и угол нагрузки генератора (б) при изменении T_p только у ГПАРН и дальнейшем КЗ: 1 – T_p рассчитывается автоматически и не изменяется; 2 – T_p увеличена в 10 раз; 3 – T_p увеличена в 100 раз

При отрицательных значений постоянной времени ИФЗ наступает потеря устойчивости генераторов (рис.5.111). Если постоянная времени ИФЗ установлена отрицательно только у ГПАРЧВ, генераторы продолжают функционировать нормально, но при удалённом кратковременном КЗ – теряют устойчивость (рис. 5.112).



(а)



(б)

Рисунок 5.110 – Частота вращения ротора (а) и угол нагрузки генератора (б) при изменении T_p только у ГПАРЧВ и дальнейшем КЗ: 1 – T_p рассчитывается автоматически и не изменяется; 2 – T_p увеличена в 100 раз

Основные выводы по результатам имитационного моделирования:

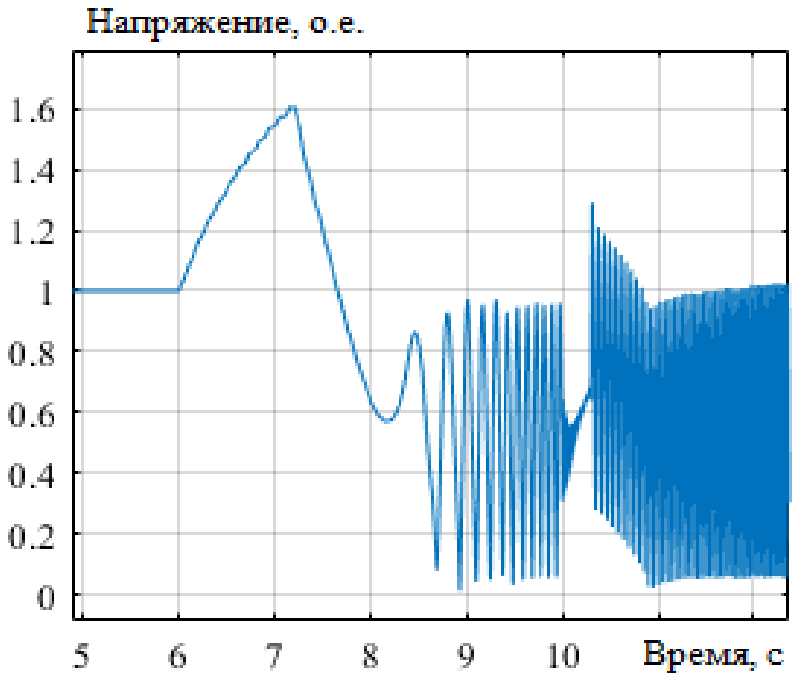
1. При нулевой постоянной времени ИФЗ регуляторов СГ продолжают устойчивую работу даже после кратковременного короткого замыкания, но в этом режиме проявляются ухудшенные показатели качества регулирования всех параметров. Например, увеличивается перерегулирование напряжения в 1,2 раза, а также возрастает время переходного процесса для частоты в 3 раза.

2. При повышении постоянной времени ИФЗ регуляторов в n раз (по количеству параллельно работающих генераторов) достигается лучший результат регулирования: в 3 раза снижается перерегулирование частоты, сокращается в 2 раза время переходного процесса для частоты.

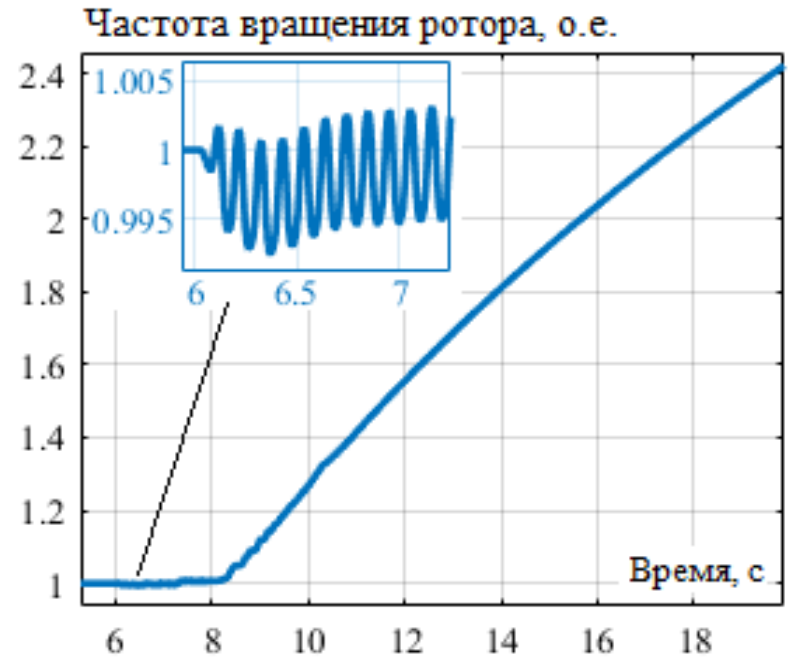
3. Большое повышение постоянной времени ИФЗ приводит к возникновению высокочастотных колебаний напряжения и может привести к потере устойчивости системы.

4. Использование отрицательных значений постоянной времени ИФЗ у ГПАРН и/или ГПАРЧВ приводит к потере устойчивости системы и возникновению сильных колебаний параметров. Поэтому такие значения T_p недопустимы.

5. Неправильная настройка постоянных времени ИФЗ у групповых регуляторов синхронных генераторов может привести к ухудшению качества регулирования и даже к потере устойчивости. Это подчеркивает важность правильного выбора параметров и введения аппаратных ограничений на значение постоянной времени ИФЗ у ГПАРН и ГПАРЧВ.

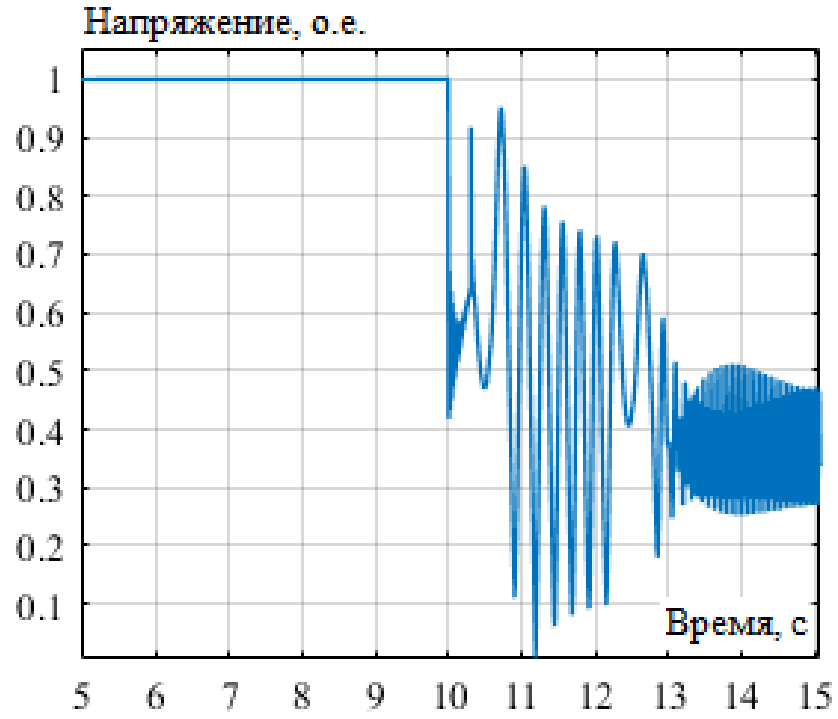


(а)

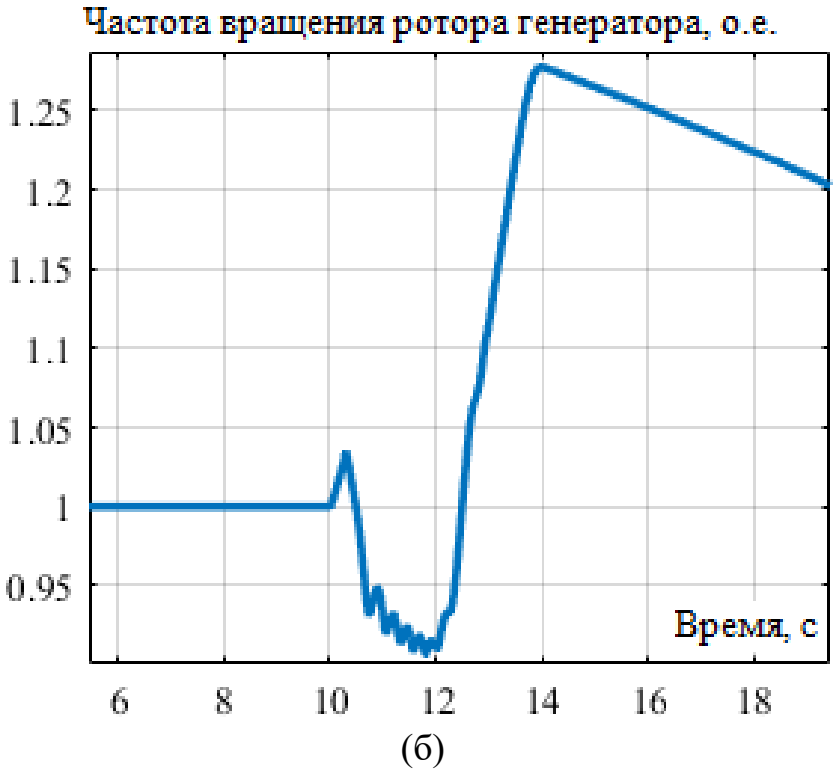


(б)

Рисунок 5.111 – Напряжение (а) и частота вращения ротора (б) при постоянной времени ИФЗ, увеличенной у ГПАРЧВ в 10 раз и умноженной на –1 у ГПАРН



(а)



(б)

Рисунок 5.112 – Напряжение (а) и частота вращения ротора (б) при T_p, умноженной у ГПАРЧВ на –1 и увеличенной в 10 раз у ГПАРН

5.6. Применение прогностических регуляторов частоты вращения ротора для асинхроннных генераторов двойного питания в условиях низкого качества электроэнергии

В ГУ объектов РГ применяются синхронные и асинхронные генераторы. При этом перспективным является применение асинхронизированных генераторов [297], относящихся к машинам двойного питания [298]. Такие генераторы используются в агрегатах тепловых, ветровых и гидроэлектростанций [299, 300]. Машины двойного питания могут выступать в качестве электромеханических преобразователей частоты [301] и применяться для компенсации реактивной мощности [302, 303]. У асинхронизированных генераторов, как правило, имеется несколько обмоток возбуждения, питающихся переменным током [304]. В качестве альтернативы можно использовать асинхронный генератор двойного питания (АГДП) на базе асинхронной машины с фазным ротором.

Использование АГДП в ГУ требует разработки эффективных САР для обеспечения свойств повышенной динамической устойчивости генераторов [302, 303, 305]. Для этой цели возможно применение прогностических регуляторов.

5.6.1. Описание моделей исследуемой электрической сети и систем автоматического регулирования асинхронного генератора двойного питания

Схема электрической сети, для которой выполнялись исследования, приведена на рис.5.113. В узле ЭЭС 35 кВ генерировались третья и пятая гармоники для снижения качества электроэнергии. Коэффициенты гармоник напряжения при отключенных АГДП1 и АГДП2 принимали следующие значения: K_{Uab} = 7,2 %, K_{Ubc} = 7,2 %, K_{Uca} = 7,2 %.

Мощности нагрузок составили: $S_{н1}$=17 + j2,6 МВ·А; $S_{н2}$=0,065 + j0,01 МВºА; $S_{н3}$ = 1 + j0,1 МВ·А; $S_{н4}$ = 0,065 + j0,01 МВ·А. В качестве возмущения рассматривалось трехфазное КЗ на ВЛ №3 и ее отключение с двух сторон через 1 с.

Параметры асинхронных машин с фазным ротором: номинальная мощность $P_н$ = 1000 кВт; синхронная частота вращения n_0 = 1000 об/мин; КПД η = 95,5 %;

cosφ = 0,858; напряжение $U_н$ = 6 кВ; ток I = 119 А; кратности пускового тока и момента 6,5 и 1,3; число пар полюсов p = 3; момент инерции ротора J = 276 кг·м^2. С помощью специальной программы [306] были рассчитаны параметры АГДП.

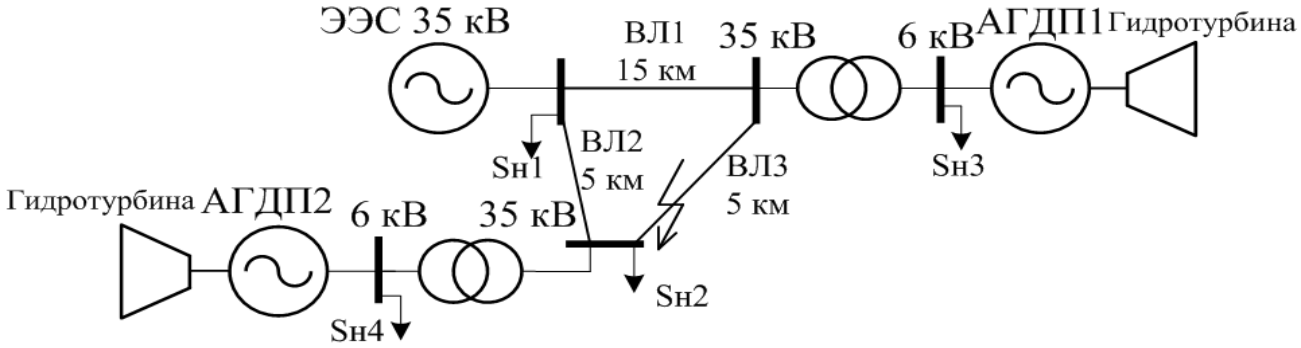


Рисунок 5.113 – Схема исследуемой электрической сети

Схема имитационной модели системы возбуждения АГДП представлена на рис. 5.114. На входы 1 и 2 поступает измеренное напряжение генератора, которое затем в виде действующего значения сравнивается с уставкой U_{ref}, а отклонение подается на ПИД-регулятор (блок PID Controller). Далее сигналы U_d и U_q приравниваются и вместе с нулем через блок «dq0 to abc» происходит конвертация в трехфазную систему координат соответствующей амплитуды. Частоту преобразования в 2,5 Гц задает блок Discrete Virtual PLL, с которым синхронизирован генератор ШИМ (PWM Generator на рис.5.114), формирующий управляющие импульсы на IGBT транзисторы инвертора. Вход 4 $d\omega$ используется для регулирования частоты.

В качестве первичного двигателя использовалась гидротурбина, в модели которой учитывался управляющий сервомотор с регулятором в виде передаточной функции

$$W(s) = \frac{0,1s + 1}{(0,1s + 1) \cdot (0,25s + 1) + s}.$$

Гидротурбина учитывалась следующей передаточной функцией:

$$W_T(s) = \frac{1 - a \cdot 0,344s}{1 + a \cdot 0,172s},$$

где a – положение открытия направляющего аппарата турбины (изменяется в диапазоне 0…1).

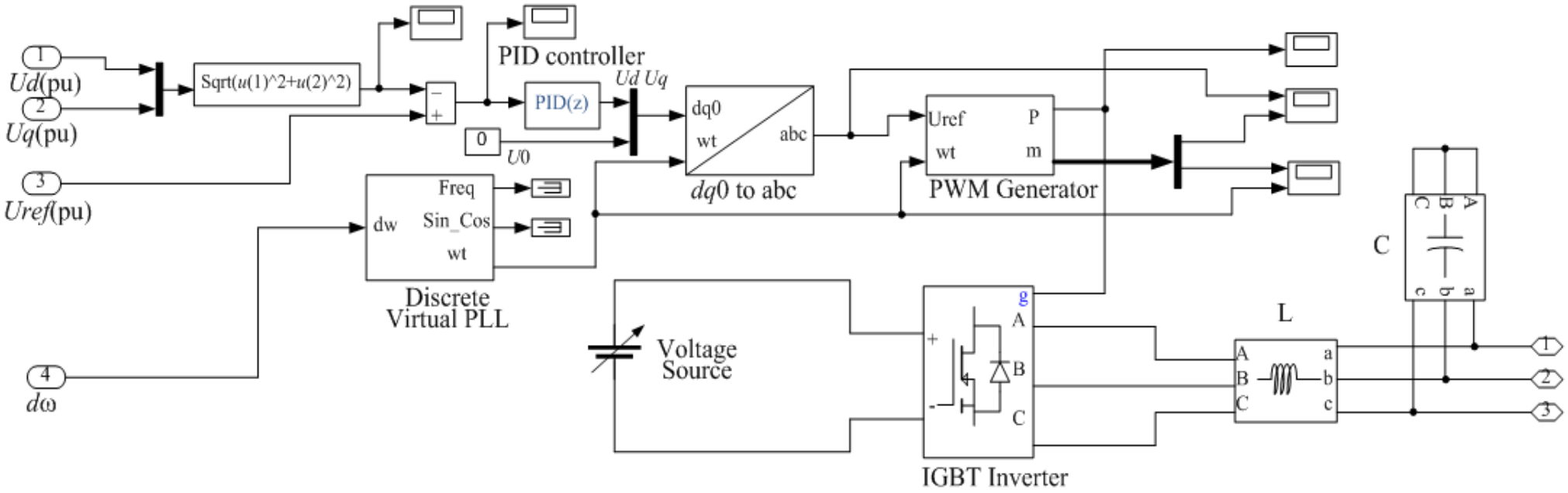


Рисунок 5.114 – Схема модели системы возбуждения АГДП в MatLab

Управление частотой вращения ротора АГДП выполнялось типовыми и прогностическими АРЧВ (рис.5.115).

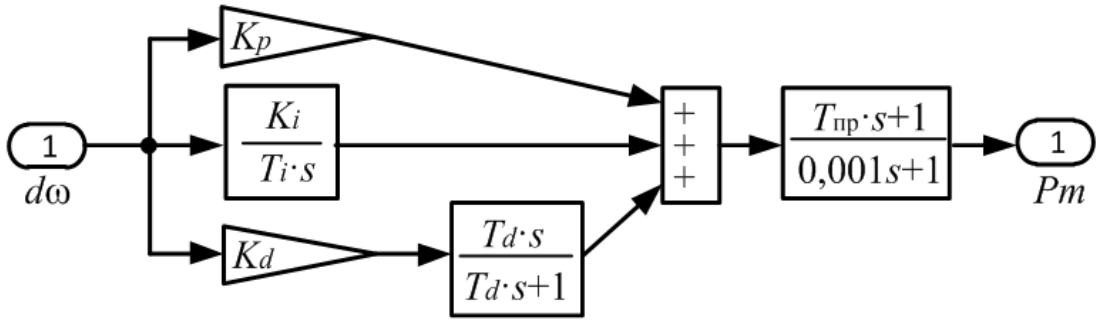


Рисунок 5.115 – Схема прогностического АРЧВ

Параметры настройки АРЧВ и ПИД-регулятора системы возбуждения определялись с использованием программы (PID Tuner пакета Simulink Control Design системы MATLAB. Параметры настройки ПИД-регулятора системы возбуждения составили K_p =35,01; K_i = 21,01; T_i = 0,1 с; K_d = 10,5; T_d = 1 с. Также при моделировании использовались следующие параметры настройки АРЧВ: K_p =0,01; K_i = 0,001; T_i = 0,1 с; K_d = 0,6; T_d = 1 с.

У АГДП устойчивость не связана со значениями угла нагрузки δ, но при этом возникает необходимость обеспечивать устойчивость по скорости, которая влияет на скольжение и асинхронный момент. Значение скольжения, при котором этот момент имеет максимальную величину, называется критическим [307]:

$$s_{кр} = \frac{1}{\omega_s \cdot \sigma \cdot T}, \qquad (5.7)$$

где ω_s – синхронная угловая скорость; $\sigma = x' / x$ – коэффициент магнитного рассеяния, зависящий от синхронного и переходного реактивных сопротивлений x и x' соответственно; T – постоянная времени обмоток возбуждения.

При значениях скольжения, больших критического, у АГДП устойчивость будет нарушаться. Возможность работы АГДП с отрицательным скольжением, т.е. со скоростью ниже синхронной, существенно увеличивает его динамическую устойчивость [307]. Поэтому ниже рассматривается работа АГДП с s_0 = – 0,05, т.е. со скоростью вращения ротора ω = 0,95 о.е.

Поскольку предельное значение скольжения в аварийном режиме определяет текущее значение частоты вращения ротора ω, то постоянную времени прогнозирующего звена $T_{пр}$ предлагается рассчитывать так

$$T_{пр} = \frac{1}{|s_0 \cdot f_{ном}|}, \quad (5.8)$$

где $f_{ном}$ – номинальная частота в электрической сети, Гц.

В рассматриваемом примере постоянная времени принималась равной

$$T_{пр} = \frac{1}{|-0,05 \cdot 50|} = 0,4 \text{ с.}$$

5.6.2. Исследование эффективности прогностического регулятора частоты вращения для асинхронного генератора двойного питания в условиях низкого качества электроэнергии

При моделировании электрической сети рис.5.113 были определены коэффициенты гармоник напряжения K_U при различных типах АРЧВ, которые представлены в табл. 5.9. Анализируя эти данные, можно отметить, что прогностические АРЧВ позволяют улучшить качество электроэнергии в части снижения K_U на 7,4 %. Несмотря на указанные улучшения, довести коэффициенты гармоник напряжения в рассматриваемой электрической сети до допустимых ГОСТ 32144-2013 не удается.

Таблица 5.9 – ПКЭ при работе АГДП

Используемые типы регуляторов у АГДП	Коэффициенты гармоник напряжения, %		
	$K_{UAB(n)}$	$K_{UBC(n)}$	$K_{UCA(n)}$
1. АГДП работают с типовыми АРЧВ (ПИД регулятор)	7,48	7,48	7,48
2. АГДП работают с прогностическими АРЧВ	6,93	6,93	6,93
Разница, %	7,35	7,35	7,35

Результаты моделирования в виде динамики изменения частоты в аварийном и послеаварийном режимах при кратковременном трехфазном КЗ на ВЛ №3 показаны на рис. 5.116 и 5.117.

Результаты сравнения работы типовых и прогностических АРЧВ показывают улучшение показателей качества управления при использовании последних (табл. 5.10): время переходного процесса для частоты вращения ротора ω у АГДП 1 сократилось на 28 %, а у АГДП 2 – на 8 %; максимальное отклонение частоты вращения $\Delta\omega$ снизилось на 20 %. Использование прогностического АРЧВ улучшает регулирование частоты в сети, снижая ее максимальное отклонение (рис. 5.117).

Результаты имитационного моделирования аварийного режима для значений постоянных времени ИФЗ $T_{пр}$, отличающихся от рассчитанных по предлагаемой методике, представлены на рис.5.118 и 5.119 в виде отклонений частоты.



(а)



(б)

Рисунок 5.116 – Отклонение частоты вращения ротора при КЗ на линии и ее отключении: (а) – для АГДП 1; (б) – для АГДП 2; 1 – использовался обычный АРЧВ (ПИД регулятор); 2 – использовался прогностический АРЧВ

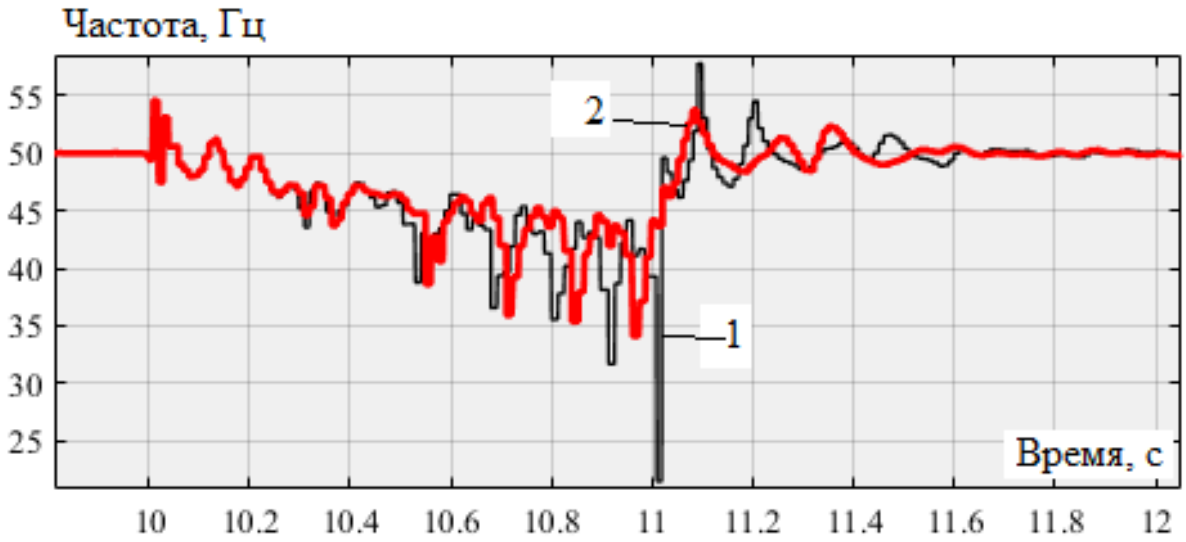


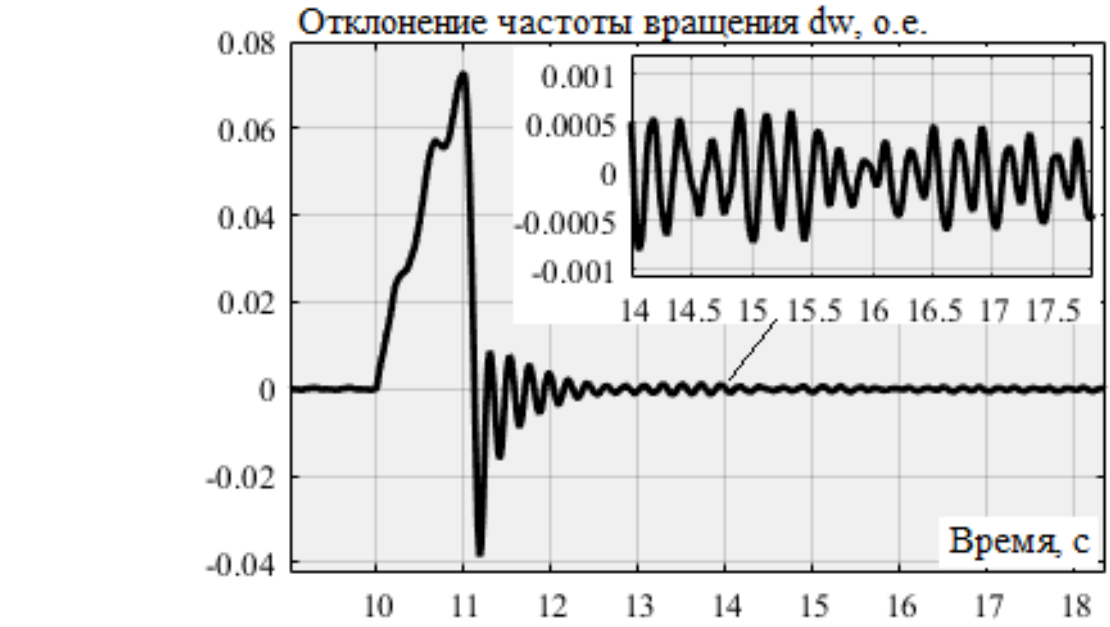
Рисунок 5.117 – Изменение частоты напряжения в сети при кратковременном КЗ на линии: 1 – обычный АРЧВ (ПИД регулятор); 2 – прогностический АРЧВ

Таблица 5.10 – Показатели качества регулирования частоты вращения ротора

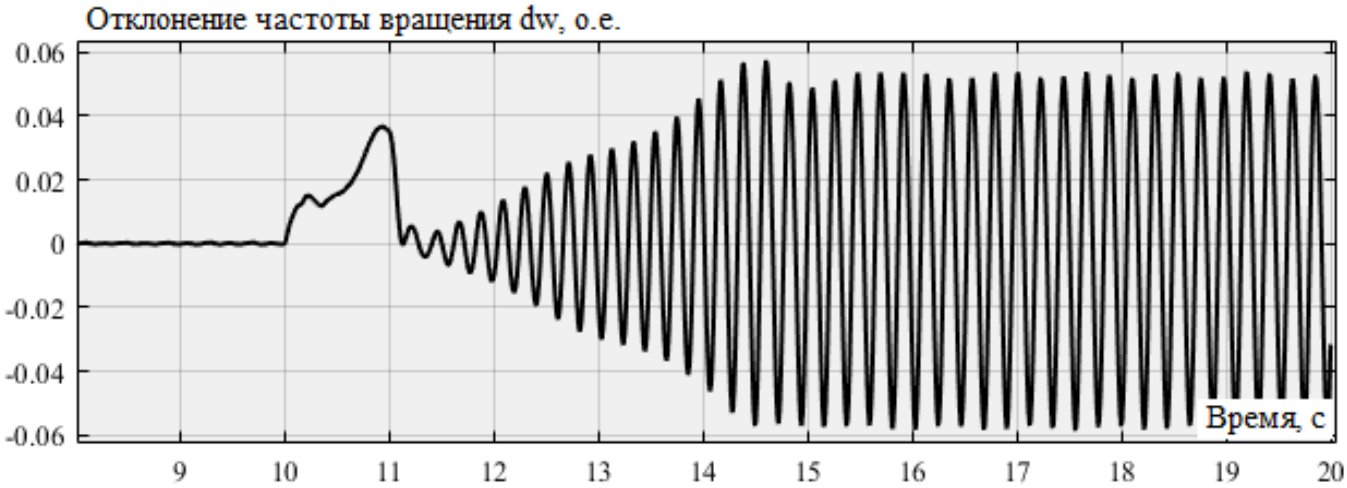
Показатель качества регулирования	Виды регуляторов		Разница показателей, %
	обычные АРЧВ (ПИД регуляторы)	прогностические АРЧВ	
1. Время переходного процесса ω АГДП 1, с	2,5	1,8	28,0
2. Максимальное отклонение $\Delta\omega$ АГДП 1 от номинального значения, о.е.	0,22	0,175	20,5
3. Степень затухания колебаний ω АГДП 1 μ, о.е.	0,5	0,67	34,0
4. Время переходного процесса ω АГДП 2, с	2,5	2,3	8,0
5. Максимальное отклонение $\Delta\omega$ АГДП 2, о.е.	0,25	0,2	20,0
6. Степень затухания колебаний ω АГДП 2 μ, о.е.	0,2	0,17	15,0

$\mu = 1 - \frac{h_{max2}}{h_{max1}}$, где h_{max1} – амплитуда первого колебания; h_{max2} – амплитуда второго колебания.

Увеличение времени прогноза АРЧВ в 10 раз позволяет снизить максимальное отклонение частоты $\Delta\omega$ АГДП на 56 % (характеристика 2 на рис. 5.116 а и рис. 5.118 а), но при этом после отключения КЗ возникают колебания с частотой 4 Гц, которые с увеличением постоянной времени ИФЗ усиливаются и достигают при $T_{пр}$=10 с относительно больших значений (рис. 5.118 б). При больших отрицательных значениях $T_{пр}$ возможна потеря устойчивости (характеристика 3 рис.5.119). Кроме того, при $T_{пр} < 0$ ухудшаются показатели качества регулирования частоты вращения ротора ω (характеристики 2 на рис. 5.116 а и 1 и 2 на рис.5.119).



(а)



(б)

Рисунок 5.118 – Отклонение частоты вращения ротора АГДП 1 в режиме КЗ на ВЛ 3: (а) – $T_{пр}$=4 с; (б) –$T_{пр}$=10 с

Таким образом, выражение (5.8) позволяет рассчитать постоянную времени ИФЗ для эффективного управления. Проведенные исследования также показывают, что большие положительные значения времени прогноза ($T_{пр}$=4 с и $T_{пр}$=10 с, рис. 5.118) в аварийном режиме позволяют значительно уменьшить отклонение частоты $\Delta\omega$, что способствует повышению динамической устойчивости.



Рисунок 5.119 – Отклонение частоты вращения ротора АГДП:

1 – $T_{пр}$= -0,4 с; 2 – $T_{пр}$= -1 с; 3 – $T_{пр}$= -1,4 с

5.6.3. Исследование эффективности самонастраивающегося прогностического регулятора частоты вращения для асинхронного генератора двойного питания в условиях низкого качества электроэнергии

Исследования проводились на модели системы электроснабжения нетяговых потребителей и малой ГЭС на основе двух АГДП, подключенных к обмотке 6 кВ тягового трансформатора 110/27,5/6 кВ. Поясняющая схема СЭС представлена на рис.5.120. Мощность нагрузки нетяговых потребителей составляла 2+*j*0,6 МВА. Для малой ГЭС на основе двух АГДП применялись модели асинхронных машин с фазным ротором с системой возбуждения и моделями турбин, описанных выше.

В связи с тем, что максимальное скольжение в аварийном режиме определяет текущее значение частоты вращения ротора ω, то постоянную времени прогнозирующего звена $T_{пр}$ предлагается рассчитывать как обратную величину текущего скольжения в герцах. Это определено тем, что при увеличении скорости вращения ротора АГДП будет снижаться скольжение, а постоянная времени форсирующего звена будет увеличиваться, что приведет к задержке сигнала управления ПИД регулятора, направленного на увеличение механической мощности турбины. В результате это ограничит увеличение частоты вращения ротора. Если

частота вращения ротора АГДП будет снижаться, то будет увеличиваться скольжение, а постоянная времени форсирующего звена будет снижаться, что приведет к повышению эффективности и быстродействию сигнала управления ПИД регулятора. В результате это приведет к более интенсивному повышению механической мощности и частоты вращения ротора АГДП. В установившемся режиме с номинальным скольжением постоянная времени форсирующего звена будет определяться по выражению (5.8).

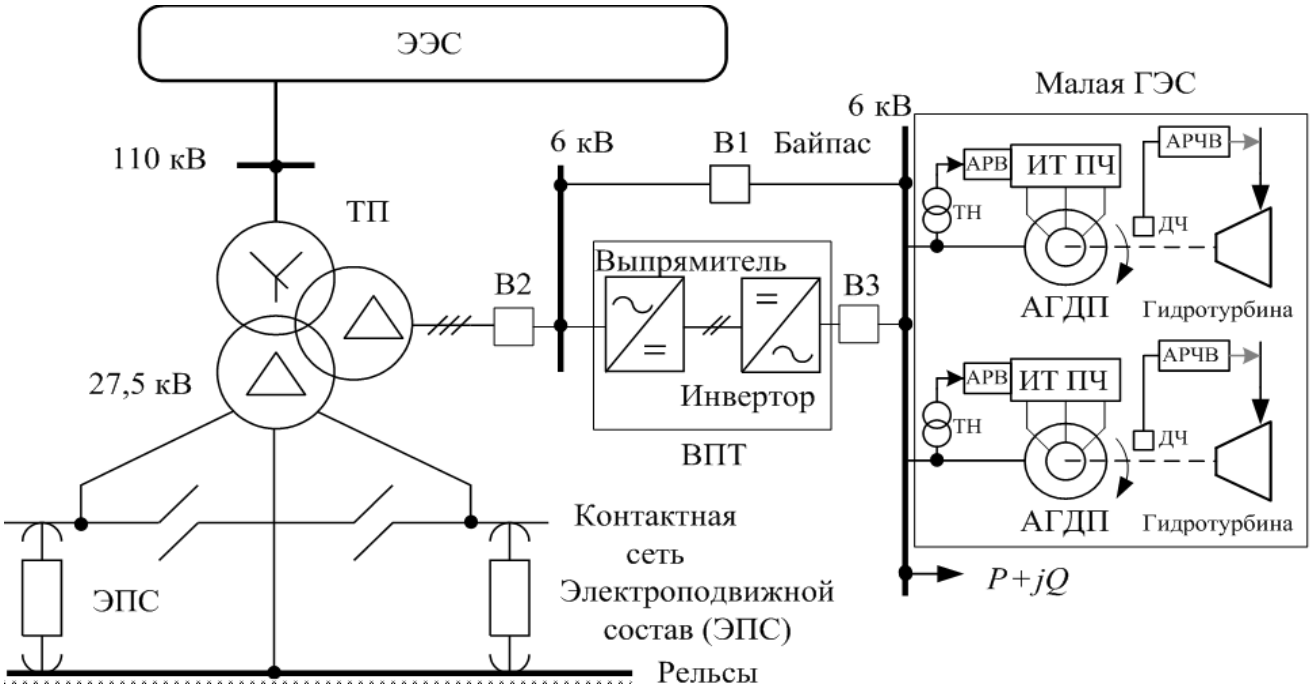


Рисунок 5.120 – Схема исследуемой СЭС: ИТ ПЧ – источник тока переменной частоты

С учетом описанного выше способа определения времени форсирующего звена прогностического АРЧВ, позволяющего более эффективно регулировать частоту вращения ротора АГДП, а также с учетом перехода от скорости вращения ротора в относительных единицах к частоте с коэффициентом p / 60, где p – число пар полюсов машины, и выражения (5.8) была составлена структурная схема самонастраивающегося прогностического АРЧВ АГДП, представленная на рис.5.121.

Далее приводится сравнение параметров АГДП при работе с обычным АРЧВ (ПИД регулятор) и самонастраивающимся прогностическим АРЧВ, автоматически изменяющим время прогноза. При этом коэффициенты настройки ПИД регулятора не изменялись.

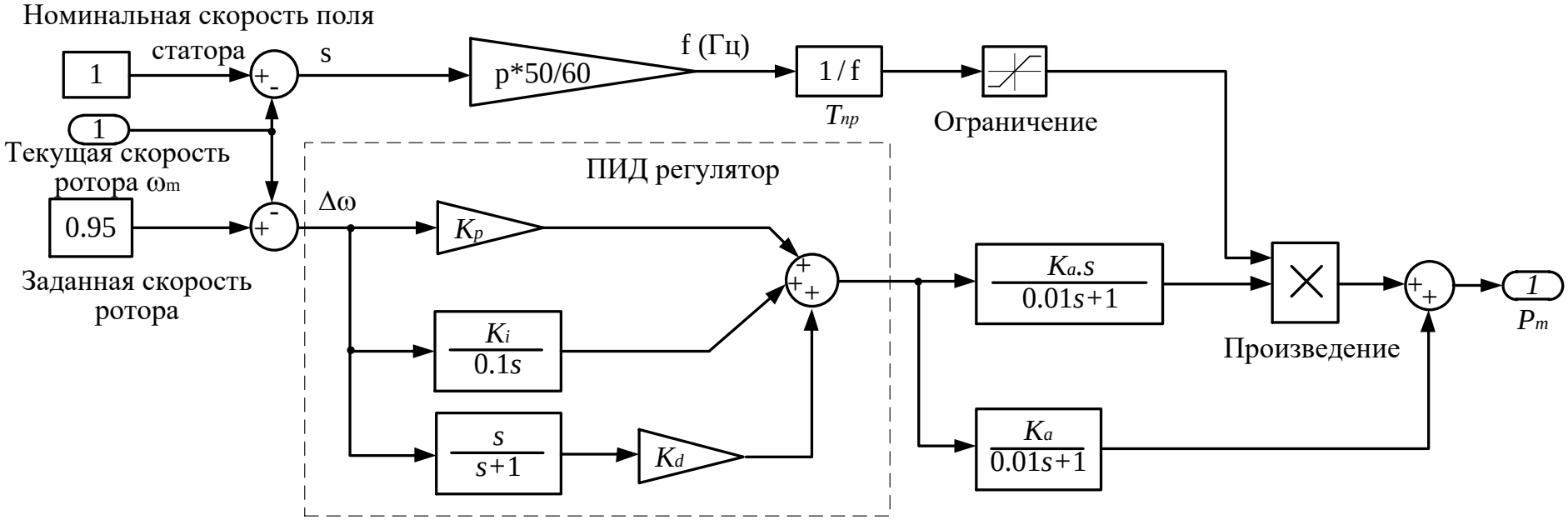


Рисунок 5.121 – Схема модели самонастраивающегося прогностического АРЧВ АГДП

Результаты моделирования установившегося режима в исследуемой СЭС в виде ПКЭ на шинах 6 кВ нетяговых потребителей при различном сочетании мощности малой ГЭС показаны в таблице 5.11. При моделировании аварийных режимов применялись два АГДП.

Таблица 5.11 – ПКЭ в исследуемой электрической сети на шинах 6 кВ нетяговых потребителей

Режим работы электрической сети	Коэффициенты гармоник напряжения, %			Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности k_{2U}, %
	k_{Ua}	k_{Ub}	k_{Uc}	
1. Без генерирующих установок	1,39	1,18	0,44	0,13
2. При подключении малой ГЭС на базе одного АГДП	0,69	0,72	0,31	0,13
3. При подключении малой ГЭС на базе двух АГДП	0,27	0,56	0,29	0,04
Изменение ПКЭ между режимами 1 и 2, %	50,4	39,0	23,6	0
Изменение ПКЭ между режимами 1 и 3, %	80,6	52,5	34,1	69,2

В качестве возмущения в исследуемой СЭС рассматривались кратковременные и длительные удаленные трехфазные короткие замыкания (КЗ) у нетяговых потребителей электроэнергии 6 кВ.

Результаты моделирования кратковременного аварийного режима (длительностью 0,55 с) представлены на рис.5.122-5.125, на которых цифрами обозначено следующее: 1 – использовались обычные АРЧВ (ПИД регуляторы); 2 – применялись самонастраивающиеся прогностические АРЧВ (СПАРЧВ). В таблице 5.12 приведены некоторые показатели качества регулирования для скорости ротора генератора.

По результатам имитационного моделирования можно сделать вывод об эффективности применения предлагаемых СПАРЧВ, которая заключается в улучшении показателей качества регулирования скорости вращения ротора АГДП и частоты в сети. По сравнению с обычными АРЧВ использование СПАРЧВ позволило (рис.5.122, 5.123 и табл.5.12): на 33,3% уменьшить время переходного процесса скорости ротора АГДП и частоты в сети; на 42,1% снизить

перерегулирование скорости ротора АГДП и на 28,6% – перерегулирование частоты; на 56% улучшается степень затухания колебаний скорости ротора АГДП и на 52% – частоты в сети. При использовании СПАРЧВ уменьшается провал и перерегулирование напряжения у нетяговых потребителей при кратковременном удаленном КЗ (рис.5.124).

Таблица 5.12 – Сравнение показателей качества регулирования обычных и прогностических АРЧВ АГДП при кратковременном удаленном КЗ

Параметр, определяющий качество регулирования	Тип регуляторов		Улучшение показателя, (разница в %)
	Обычные АРЧВ (ПИД регуляторы)	СПАРЧВ	
1. Время переходного процесса скорости ротора АГДП, с	1,5	1	33,3
2. Перерегулирование скорости ротора АГДП σ, %	3,8	2,2	42,1
3. Степень затухания колебаний отклонения скорости ротора АГДП μ, о.е.	0,44	1	56
4. Время переходного процесса частоты в сети, с	1,5	1	33,3
5. Перерегулирование частоты σ, %	0,14	0,1	28,6
6. Степень затухания колебаний частоты μ, о.е.	0,48	1	52

Примечание: $\sigma = \frac{h_{\max 1} - h}{h} \cdot 100$, %; $\mu = 1 - \frac{h_{\max 2}}{h_{\max 1}}$, где $h_{\max 1}$ – амплитуда первого колебания регулируемой величины; $h_{\max 2}$ – амплитуда второго колебания регулируемой величины; h – установившееся значение регулируемой величины

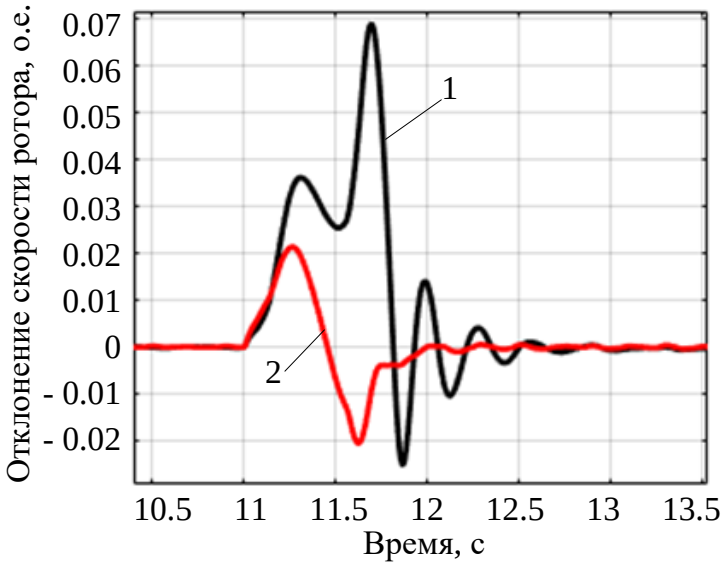


Рисунок 5.122 – Отклонение скорости вращения ротора при кратковременном удаленном КЗ

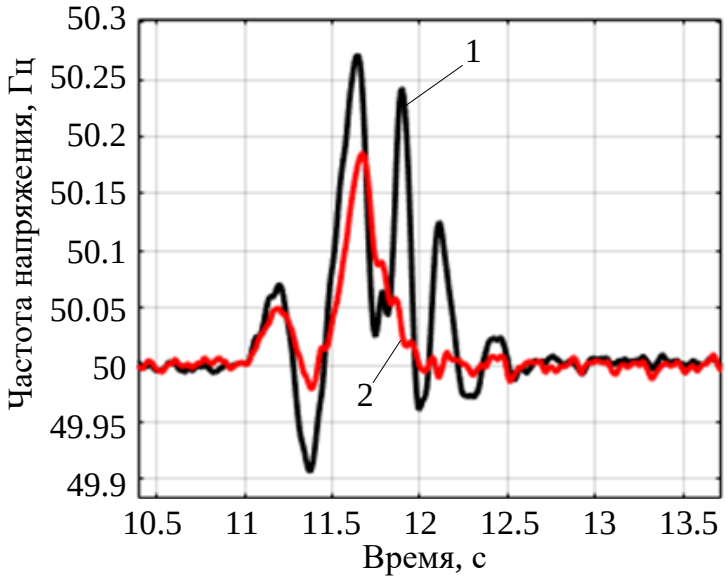


Рисунок 5.123 – Частота в сети при кратковременном удаленном КЗ

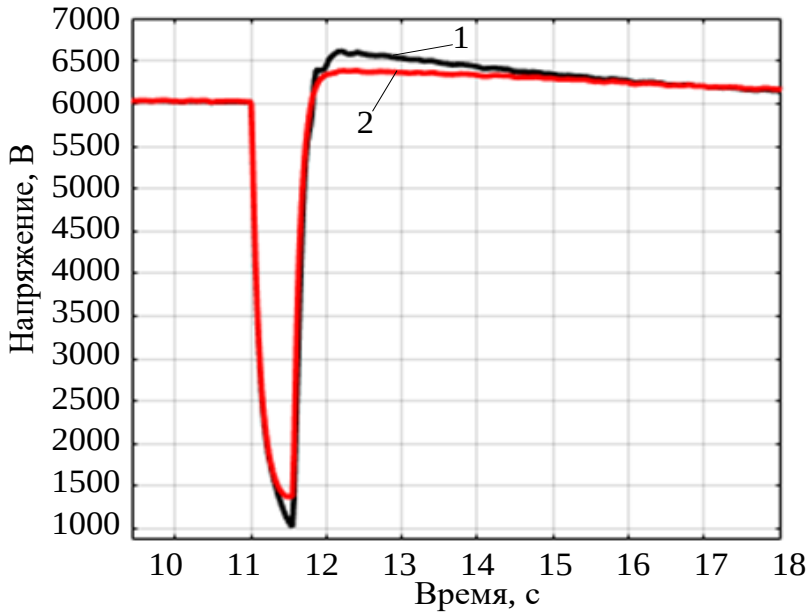


Рисунок 5.124 – Напряжение в сети при кратковременном удаленном КЗ

Показанное на рис.5.125 изменение постоянной времени форсирующего звена СПАРЧВ говорит о правильности его работы: при снижении скорости ротора $T_{пр}$ снижается, обеспечивая быструю работу регулятора и повышение механической мощности турбины, что способствует повышению скорости ротора; при повышении скорости ротора $T_{пр}$ увеличивается, затормаживая работу регулятора и повышение механической мощности турбины, что способствует ограничению и последующему снижению скорости ротора.

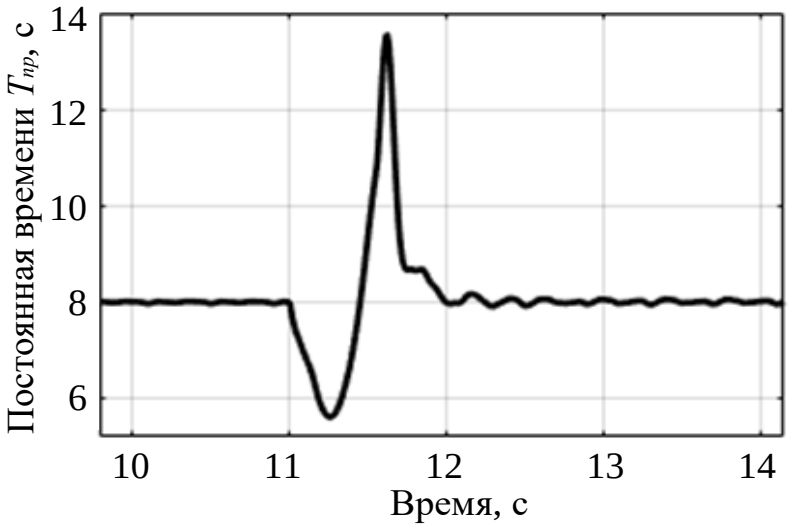


Рисунок 5.125 – Постоянная времени форсирующего звена при кратковременном КЗ

Результаты моделирования длительного удаленного КЗ (длительностью 3 с) представлены на рис.5.126-5.129, на которых обозначения цифрами 1 и 2 соответствуют рис.5.122-5.124.

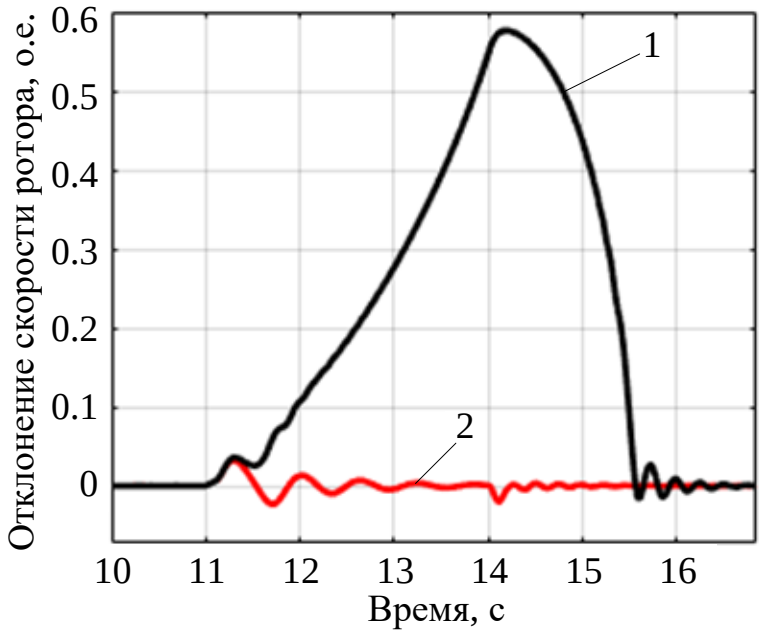


Рисунок 5.126 – Отклонение скорости вращения ротора при длительном удаленном КЗ

По результатам моделирования можно отметить, что использование СПАРЧВ по сравнению с обычными ПИД регуляторами позволяет значительно улучшить регулирование скорости ротора АГДП и частоты в сети: время переходного процесса после отключения КЗ уменьшается в 2,8 раза, а для частоты

в сети – в 2,3 раза; в 12 раз уменьшается максимальное отклонение скорости ротора АГДП; значительно снижается и быстро ликвидируется провал частоты в сети. Для напряжения можно также отметить небольшое уменьшение провала при использовании СПАРЧВ в режиме длительного КЗ (рис.5.128). При этом показанное на рис.5.129 изменение постоянной времени форсирующего звена СПАРЧВ также указывает на правильность работы регулятора в соответствии с разработанным алгоритмом.

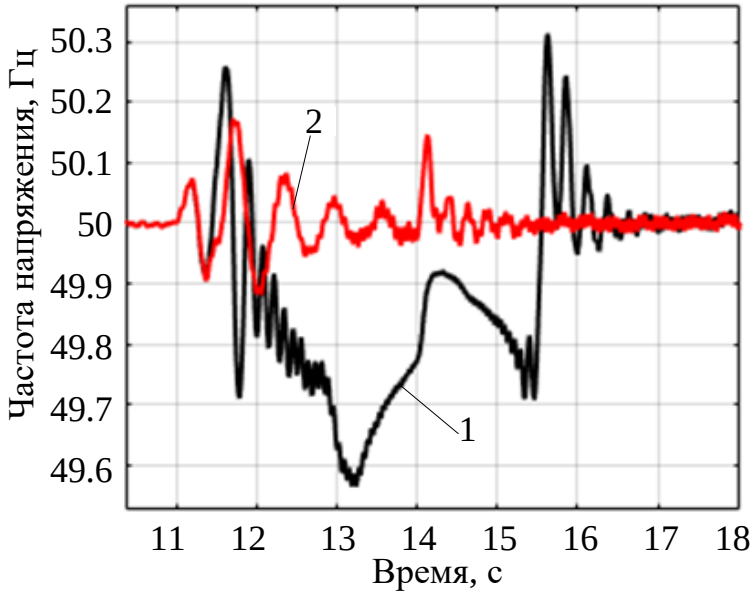


Рисунок 5.127 – Частота в сети

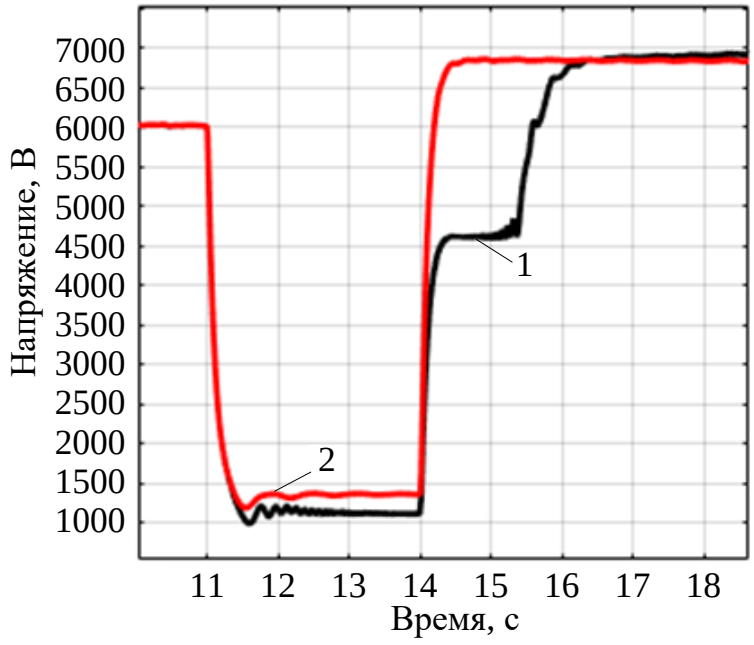


Рисунок 5.128 – Напряжение в сети

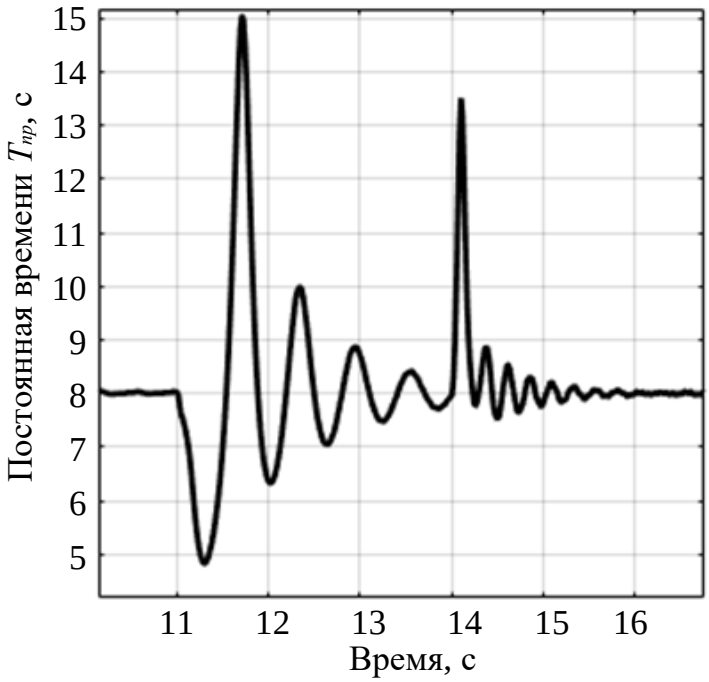


Рисунок 5.129 – Постоянная времени форсирующего звена

По результатам имитационного моделирования можно сделать следующие выводы:

1. В режиме кратковременного удаленного КЗ эффективность работы предлагаемого СПАРЧВ для АГДП заключается в улучшении показателей качества регулирования скорости вращения ротора и частоты в сети. По сравнению с обычными АРЧВ использование СПАРЧВ позволило: на 33,3% уменьшить время переходного процесса скорости ротора АГДП и частоты в сети; на 42,1% снизить перерегулирование скорости ротора АГДП и на 28,6% – перерегулирование частоты; на 56% улучшить степень затухания колебаний скорости ротора АГДП и на 52% – частоты в сети.

2. В режиме длительного удаленного КЗ использование СПАРЧВ по сравнению с обычными АРЧВ также улучшает показатели регулирования: время переходного процесса для частоты после отключения КЗ сокращается в 2,8 раза; в 12 раз снижается максимальное отклонение скорости ротора АГДП; значительно уменьшается и быстро ликвидируется провал частоты в сети. Для напряжения можно также отметить небольшое уменьшение провала при использовании СПАРЧВ в режиме длительного КЗ.

3. Анализ изменения постоянной времени форсирующего звена СПАРЧВ в рассмотренных режимах говорит о правильности его работы для обеспечения эффективного регулирования частоты вращения ротора АГДП.

Выводы по главе 5

1. Представлены разработанные имитационные модели АРВ и АРЧВ с инерционно-форсирующими звеньями. Результаты имитационного моделирования показывают возможность улучшения показателей качества регулирования параметров генератора и обеспечения устойчивости. Предложен метод расчета постоянной времени инерционно-форсирующих звеньев для прогностических АРВ и АРЧВ, обеспечивающий приемлемые демпферные свойства системы.

2. Разработаны имитационные модели самонастраивающихся прогностических АРВ и АРЧВ синхронного генератора. Результаты моделирования показывают, что с помощью предложенных регуляторов улучшается качество регулирования напряжения и частоты. В рассмотренном примере для турбогенератора, работающего на выделенную нагрузку, использование самонастраивающихся прогностических АРВ и АРЧВ в режиме подключения дополнительной нагрузки позволяет: в 2,8 раза снизить отклонение частоты вращения ротора; в 2,5 раза уменьшить величину перерегулирования напряжения.

3. Прогностические регуляторы улучшают демпферные свойства в СЭС с ГТУ при запуске высоковольтного электродвигателя: пуск двигателя осуществляется быстрее; в 18 раз снижается перерегулирование частоты; в 6 раз сокращается время переходного процесса для частоты вращения ротора; в 4,5 раза снижается перерегулирование напряжения, и в 3 раза сокращается время переходного процесса для напряжения.

5. При отсутствии ИФЗ в АРВ и АРЧВ у генератора ГТУ после короткого замыкания возникают колебания частоты вращения ротора генератора и высоковольтного двигателя, перенапряжения с повторными самозапусками двигателя и, как следствие, большие толчки тока и провалы напряжения.

6. Использование самонастраивающихся прогностических АРВ и АРЧВ генератора совместно с накопителем электроэнергии при КЗ улучшает демпфирование колебаний напряжения, частоты и мощности. В режиме временного отключения основного питания в СЭС использование НЭ и самонастраивающихся прогностических АРВ и АРЧВ позволяет снизить до нуля величину перерегулирования частоты.

7. Разработаны модели цифровых самонастраивающихся прогностических АРВ и АРЧВ для регулирования параметров физической модели генерирующей установки. Основной эффект от применения предлагаемых регуляторов заключается в улучшении показателей качества регулирования напряжения и частоты. В рассмотренных режимах на физической модели ГУ провал частоты вращения ротора генератора снижался на 34 %, перерегулирование частоты снижалось на 32 %; при подключении мощной нагрузки перерегулирование напряжения снижалось на 21 %; при отключении нагрузки провал напряжения снижался на 13 %; при удаленном кратковременном КЗ для частоты вращения ротора генератора в 1,3 раза уменьшался провал и в 2,6 раза снижалось перерегулирование.

8. Согласованная настройка АРВ и АРЧВ, в том числе с ИФЗ, улучшает качество электроэнергии в режиме подключения дополнительной тяговой нагрузки. При этом снижается значение коэффициента гармоник напряжения с 21 до 14 %.

9. Имитационное моделирование покзывает, что при возмущениях, вызванных включением и отключением мощной нагрузки, в сетях с генерирующими установками малой мощности возможно возникновение фликер-шума. Использование прогностических АРВ и АРЧВ и согласованной настройки регуляторов турбогенераторов позволяет полностью устранить фликер.

10. Разработанны имитационные модели групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты с методом их настройки.

11. Использование групповых прогностических регуляторов для генераторов малой ГЭС, работающей в системе с пониженным качеством электроэнергии, позволяет улучшить ПКЭ и показатели качества регулирования напряжения и частоты во всех рассмотренных режимах работы системы электроснабжения.

12. Применение группового прогностического регулятора частоты вращения (ГПАРЧВ) турбогенераторов позволяет избежать возникновения фликера даже при неоптимальной или неправильной настройке АРВ и АРЧВ. Более того, используемая схема ведущего генератора в групповом регуляторе не допускает установки различных постоянных времени прогнозирующих элементов в АРЧВ, что дополнительно защищает систему от появления фликера. Согласование настроек АРВ и АРЧВ помогает ликвидировать фликер и немного уменьшить возникающие перерегулирования частоты и напряжения в узле присоединения генерирующей установки при отключении нагрузки.

13. Для группы генераторов наилучший эффект получается при увеличении постоянной времени ИФЗ в *n* раз (соответсвует количеству параллельно работающих генераторов). В этом случае практически отсутствуют колебания частоты и напряжения, снижается перерегулирование, а также время переходного процесса для напряжения и частоты после кратковременного короткого замыкания.

14. Неправильное определение постоянной времени ИФЗ у групповых регуляторов генераторов электростанции может привести к ухудшению показателей качества регулирования и к потере устойчивости, поэтому требуется аппаратные ограничения значений постоянной времени ИФЗ.

15. Сравнения работы обычных и прогностических АРЧВ асинхронного генератора двойного питания показывают улучшение показателей качества регулирования. При этом повышение постоянной времени ИФЗ в 1,5 раза снижает максимальное отклонение частоты вращения ротора генератора при близком КЗ, что способствует повышению динамической устойчивости.

16. Представлено описание имитационных моделей исследуемой электрической сети нетяговых потребителей с генерирующей установкой на базе АГДП и независимой системой возбуждения. Приводится разработанная структурная схема самонастраивающегося прогностического АРЧВ для АГДП. Для проверки эффективности работы предлагаемого регулятора рассмотрены режимы кратковременного и длительного удаленного КЗ в сети нетяговых потребтелей.

17. В режиме кратковременного удаленного КЗ эффективность работы предлагаемого СПАРЧВ для АГДП заключается в улучшении показателей качества регулирования скорости вращения ротора и частоты в сети. По сравнению с обычными АРЧВ использование СПАРЧВ позволило: на 33,3% уменьшить время переходного процесса скорости ротора АГДП и частоты в сети; на 42,1% снизить перерегулирование скорости ротора АГДП и на 28,6% – перерегулирование частоты; на 56% улучшить степень затухания колебаний скорости ротора АГДП и на 52% – частоты в сети.

18. В режиме длительного удаленного КЗ использование СПАРЧВ по сравнению с обычными АРЧВ позволяет значительно улучшить регулирование скорости ротора АГДП и частоты в сети: время переходного процесса после отключения КЗ уменьшается в 2,8 раза, а для частоты в сети – в 2,3 раза; в 12 раз уменьшается максимальное отклонение скорости ротора АГДП; значительно уменьшается и быстро ликвидируется провал частоты в сети. Для напряжения можно также отметить небольшое уменьшение провала при использовании СПАРЧВ в режиме длительного КЗ.

19. Анализ изменения постоянной времени форсирующего звена СПАРЧВ в рассмотренных режимах говорит о правильности его работы для обеспечения эффективного регулирования частоты вращения ротора АГДП.

6 ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

В данной главе приводятся различные формы записи уравнений предельных режимов, использование которых позволяет определить области статической апериодической устойчивости (САУ) режима ЭЭС. При этом в составе ЭЭС рассматриваются генерирующие установки объектов распределенной генерации. Рассмотрены методы ввода режима ЭЭС в область устойчивости, а также метод определения запаса устойчивости, на основе которых предлагается способ противоаварийного управления ГУ, оснащенных нечеткой системой управления настройкой регуляторов или прогностическими АРВ и АРЧВ.

6.1. Методы определения запаса устойчивости в электроэнергетической системе с распределенной генерацией

6.1.1. Определение областей статической апериодической устойчивости электроэнергетической системы с распределенной генерацией

Классические подходы к определению запасов статической устойчивости приведены в [308, 309]. В работах [310, 311] приводится развитие методов оценки устойчивости, основанных на уравнениях предельных режимов, предложенных в [312]. Например, в статье [310] авторы предлагают неитерационный метод определения границ статической апериодической устойчивости. В работе [313] используются степенные ряды для определения и исследования областей существования режима ЭЭС. В статье [314] приводятся результаты анализа состояния ЭЭС на основе тропической геометрии уравнений баланса мощности над комплексными мультиполями. В работе [315] представлены результаты исследований запасов статической устойчивости в системах с линиями электропередачи постоянного тока. Особенно актуально решение представленных задач в современных ЭЭС с распределенной генерацией [316, 317]. В статье [318] предлагается метод оценки устойчивости ЭЭС с распределенной генерацией в

условиях быстро изменяющихся нагрузок [319]. Использование РГ в ЭЭС (особенно на базе ВИЭ) может приводить к «сужению» областей САУ и оказывает большое влияние на системы противоаварийного управления. В исследовании, представленном в [320], рассматриваются проблемы запаса устойчивости электрических сетей с распределенной генерации. В [321] авторы акцентируют внимание на прогнозировании устойчивости ЭЭС с большой долей ветрогенерирующих установок. В данном разделе рассматриваются математические модели методов ввода режима ЭЭС с РГ в область САУ.

Установившимся состояниям ЭЭС отвечает система уравнений [322]:

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = \mathbf{0}, \tag{6.1}$$

где $\mathbf{F} = [f_1 f_2 ... f_n]^T$ – вектор-функция; $\mathbf{Y} = [y_1 y_2 ... y_m]^T$, $\mathbf{X} = \left[x_1 x_2 ... x_n\right]^T$ –регулируемые и нерегулируемые параметры.

В предельных по устойчивости режимах должно выполняться дополнительное условие:

$$a_0 = (-1)^n \det \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} = 0, \tag{6.2}$$

полученное на основе дифференциальных уравнений

$$\frac{d\mathbf{X}}{dt} = \mathbf{W}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}). \tag{6.3}$$

Система (6.3) описывает переходные процессы, возникающие в ЭЭС при малых возмущениях. Соотношение (6.2) определяет свободный член a_0 характеристического полинома

$$\det\left(p\mathbf{E} - \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} \right) = 0.$$

Для вычисления a_0 можно использовать уравнения установившегося режима (УУР) (6.1) [323]. Далее под предельными будем понимать состояния ЭЭС, в которых выполняется соотношение:●*

●* При строгом рассмотрении условие (6.4) является необходимым, но недостаточным. Подробно данный вопрос рассмотрен в работе [323].

$$\det \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} = 0, \qquad (6.4)$$

где $\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}$ – матрица Якоби уравнений (6.1).

При управлении режимами ЭЭС представляют интерес регулируемые параметры **Y**, значения которых для предельного режима образуют дискриминантную гиперповерхность L_F (рис. 6.1). В качестве регулирования режимов могут использоваться синхронные и асинхронные генераторы [324-329].

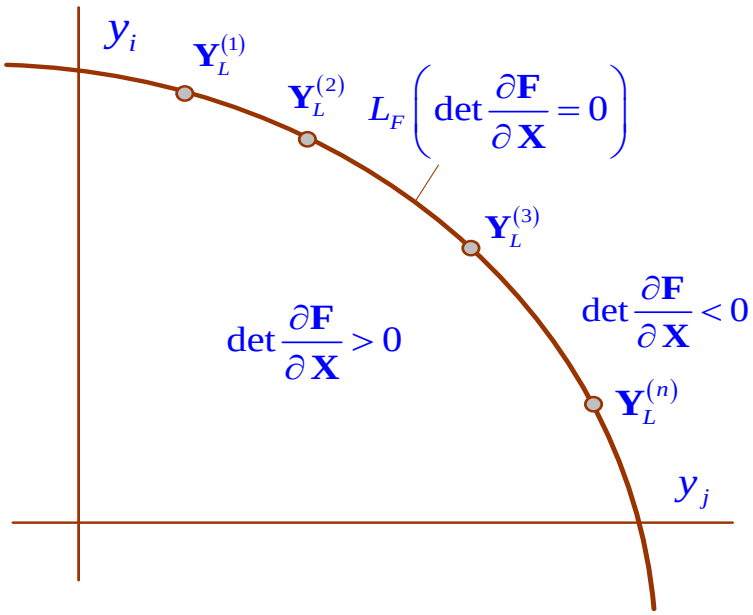


Рисунок 6.1 – Предельная область устойчивости режимов в пространстве регулируемых параметров **Y**

Методы определения предельных режимов (ПР) можно разделить на три группы: дискретного утяжеления, непрерывного утяжеления и основанных на уравнениях предельных режимов. Сравнения этих методов приведено в табл.6.1, в которой рассматриваются следующие критерии:

1. Наличие многошаговых вычислительных процедур, увеличивающих время расчетов.

2. Необходимость решения систем уравнений с плохо обусловленными матрицами.

3. Сложность учета ограничений в виде неравенств в процессе утяжеления режима.

Таблица 6.1 – Результаты сравнительного анализа методов определения предельных режимов

Метод	Критерии		
	1	2	3
Дискретного утяжеления	Да	Да	Нет
Непрерывного утяжеления	Нет	Да	Да
Основанный на уравнениях предельных режимов	Нет	Нет	Да

Из табл. 6.1 видно, что подход, основанный на уравнениях предельных режимов, не требует многошаговых вычислительных процедур и обеспечивает надежность получения результата вследствие невырожденности матрицы Якоби в точке решения. Однако по критерию 3 он уступает методу дискретного утяжеления. Это связано с тем, что учет ограничений – неравенств на итерациях решения нелинейных уравнений может приводить к увеличению времени расчета. Для устранения этого недостатка может быть использован пост-итерационный подход к учету ограничений неравенств на параметры **Y**, изменяемые в процессе утяжеления режима. Для этого производится расчет ПР без учета ограничений

$$\mathbf{Y}^{(\min)} \le \mathbf{Y} \le \mathbf{Y}^{(\max)}.$$

Параметры, вышедшие из представленного диапазона, фиксируются, и расчет предельного режима повторяется.

При определении ПР условие (6.4) заменяется следующим соотношением

$$\mathbf{V} = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^{\mathrm{T}} \mathbf{R} = 0, \qquad (6.5)$$

где $\mathbf{V}$ – n-мерная вектор-функция; $\mathbf{R} = \begin{bmatrix} r_1 & r_2 & \dots & r_n \end{bmatrix}^{\mathrm{T}}$ – собственный вектор матрицы $\left(\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}\right)^{\mathrm{T}}$, отвечающий нулевому собственному значению.

Для устранения неопределенности в определении компонента вектора **R** можно задать его длину и получить дополнительное уравнение:

$$U(\mathbf{R}) = \mathbf{R}^{\mathrm{T}}\mathbf{R} - 1 = 0. \qquad (6.6)$$

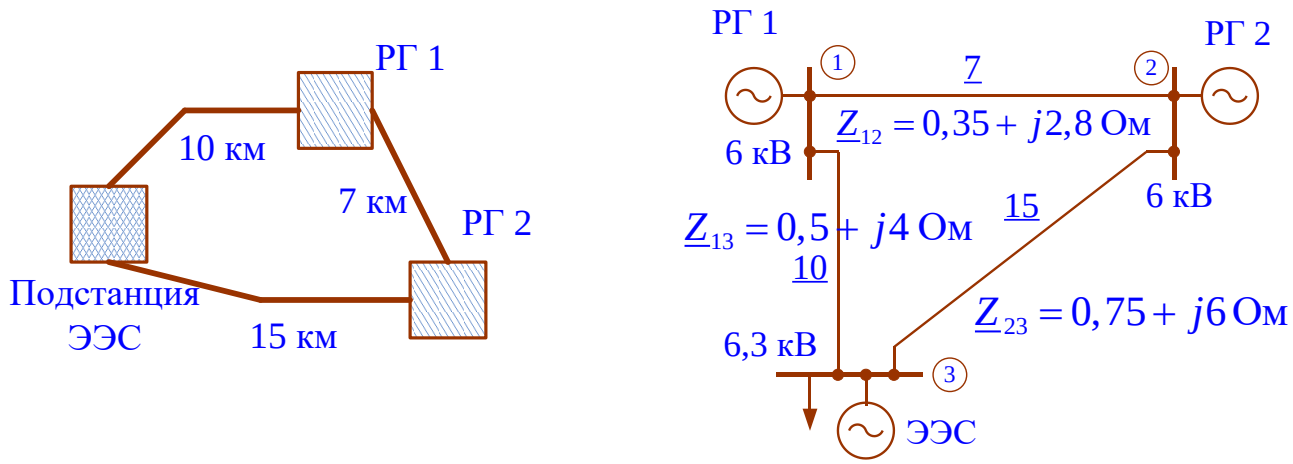
В результате формируется следующая система уравнений предельных режимов (УПР), которую можно решить методом Ньютона [322]:

$$\left.\begin{aligned} &\mathbf{F}\left[\mathbf{X},\mathbf{Y}(T)\right]=\mathbf{0};\\ &\mathbf{V}\left[\mathbf{X},\mathbf{R},\mathbf{Y}(T)\right]=\left(\frac{\partial\mathbf{F}}{\partial\mathbf{X}}\right)^{\mathrm{T}}\mathbf{R}=\mathbf{0};\\ &U(\mathbf{R})=\mathbf{R}^{\mathrm{T}}\mathbf{R}-1=0. \end{aligned}\right\} \qquad (6.7)$$

Главным свойством представленной системы УПР является невырожденность отвечающей им матрицы в точках $\mathbf{X}_L$. Доказательство этого свойства приведено в [330].

Ниже рассматривается определение областей САУ на основе УПР (6.7) для электрической сети, схема которой вместе с ситуационным планом показана на рис. 6.2. Мощности объектов РГ приняты равными 24 МВт. Расчеты выполнялись для трех вариантов: все линии включены; линия между РГ1 и РГ2 отключена; ЛЭП между РГ1 и подстанцией ЭЭС отключена. Результаты расчетов приводятся на рис. 6.3–6.7 и в табл. 6.2 и 6.3.

На основе результатов расчета были построены зависимости мощности от угла δ, показанные на рис.6.4–6.7.



(а) (б)

Рисунок 6.2 – Схема исследуемой электрической сети:
а – ситуационный план; б – электрическая схема

Таким образом, использование уравнений предельных по устойчивости режимов работы ЭЭС позволяет определить область САУ и рассчитать активные и реактивные мощности, токи, потери мощности и углы δ генераторов объектов РГ для различных схемно-режимных ситуаций в ЭЭС.

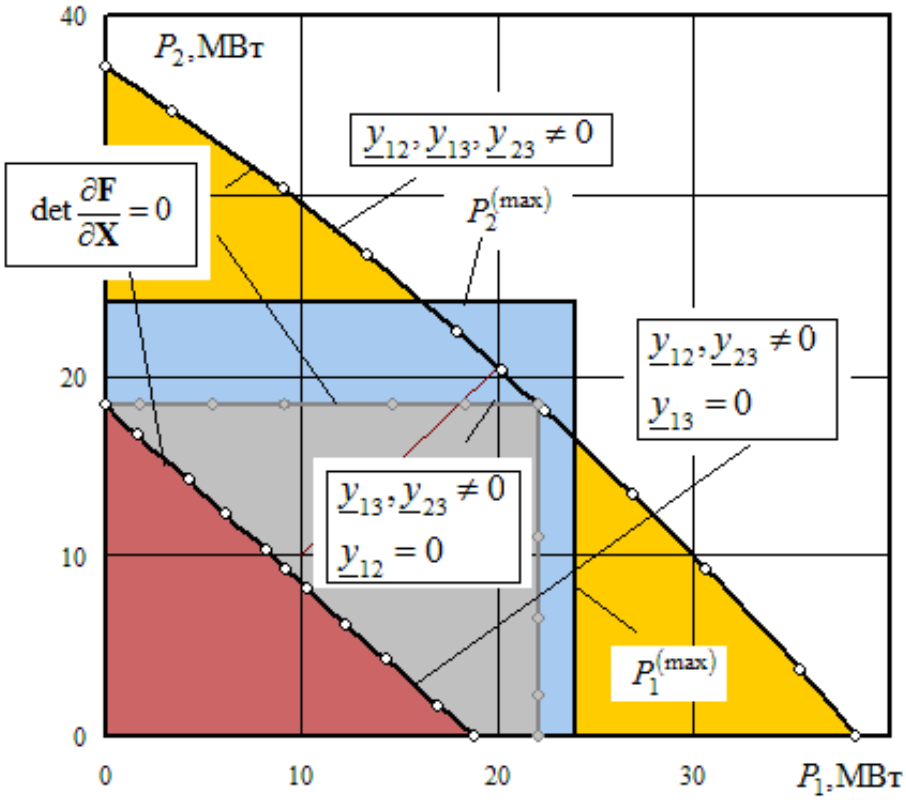


Рисунок 6.3 – Области устойчивости в различных режимах электрической сети

Таблица 6.2 – Потери мощности и токи для полной схемы сети

P_1, МВт	P_2, МВт	ΔP_Σ, МВт	ΔP_Σ, %	I_{12},А	I_{13}, А	I_{23}, А
2,0	2,0	0,012	0,30	21,5	383,7	333,0
5,0	5,0	0,064	0,64	55,0	892,0	780,0
10,0	10,0	0,259	1,30	113,0	1796,0	1571,0
15,0	15,0	0,642	2,14	180,0	2829,0	2470,0
20,0	20,0	1,634	4,09	285,0	4530,0	3923,0

Таблица 6.3 – Результаты расчета режимов для полной схемы сети

P_1, МВт	P_2, МВт	P_{ij}, МВт	δ_1, град	δ_2, град	Q_1, Мвар	Q_2, Мвар
2,0	2,0	3,9	5,6	5,9	–0,9	–0,8
5,0	5,0	9,9	14,3	15,1	–0,5	–0,4
10,0	10,0	19,7	29,5	31,0	1,5	1,5
15,0	15,0	29,3	47,4	49,8	5,6	5,2
20,0	20,0	38,3	80,3	84,1	16,5	14,9

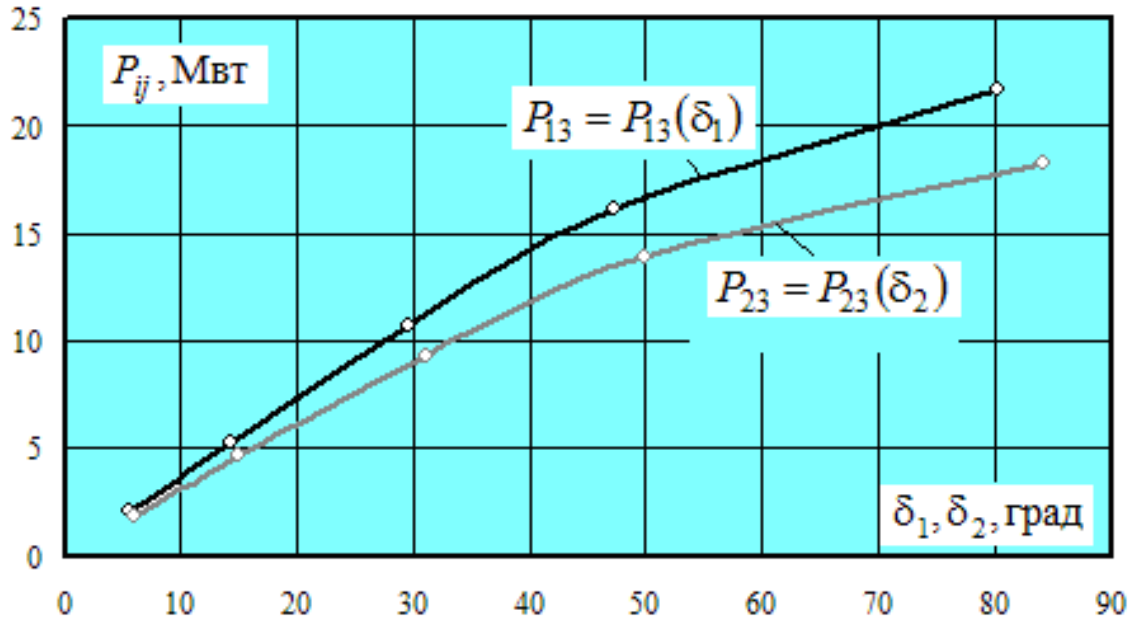


Рисунок 6.4 – Угловые характеристики активной мощности для полной схемы

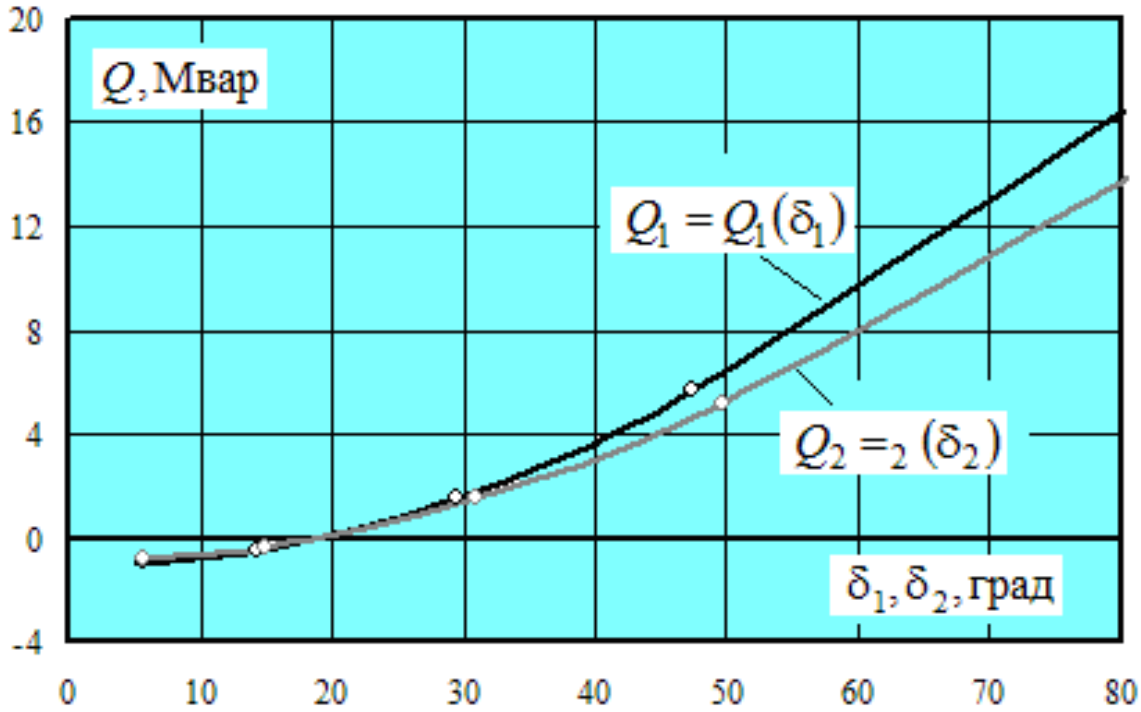


Рисунок 6.5 – Угловые характеристики реактивной мощности для полной схемы сети

Использование построенных с помощью УПР областей САУ позволяет определить запас устойчивости ЭЭС, как близость точки режима к предельной гиперповерхности. Этот вопрос рассмотрен в следующем разделе.

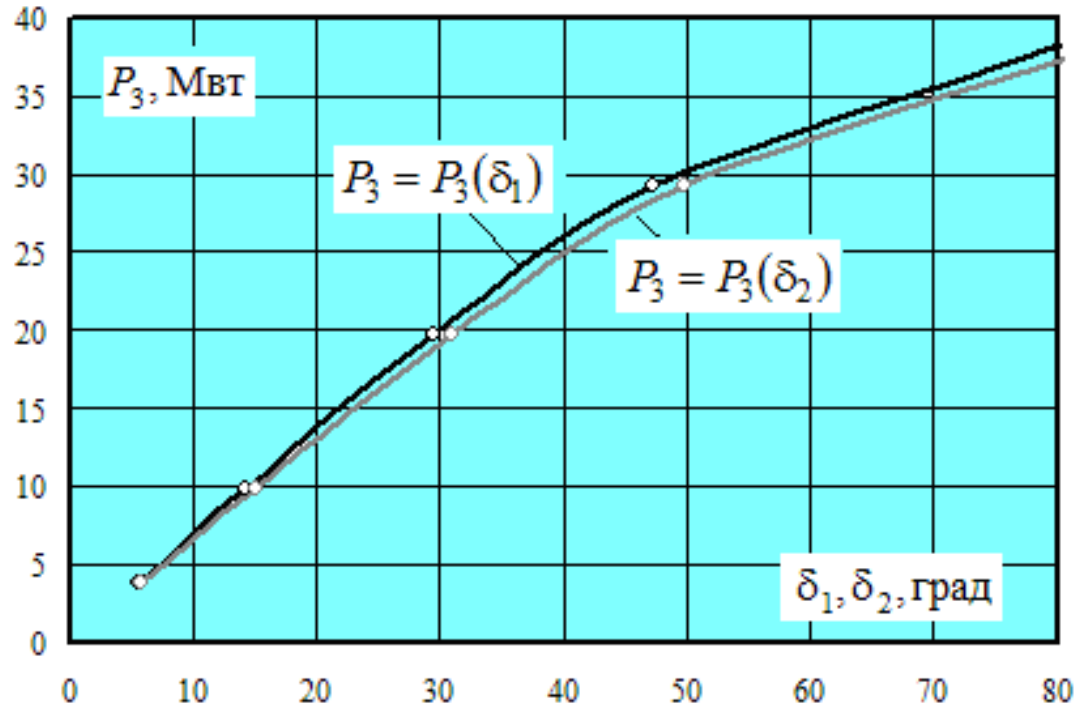


Рисунок 6.6 – Зависимости активной мощности от углов δ_1 и δ_2 для полной схемы сети

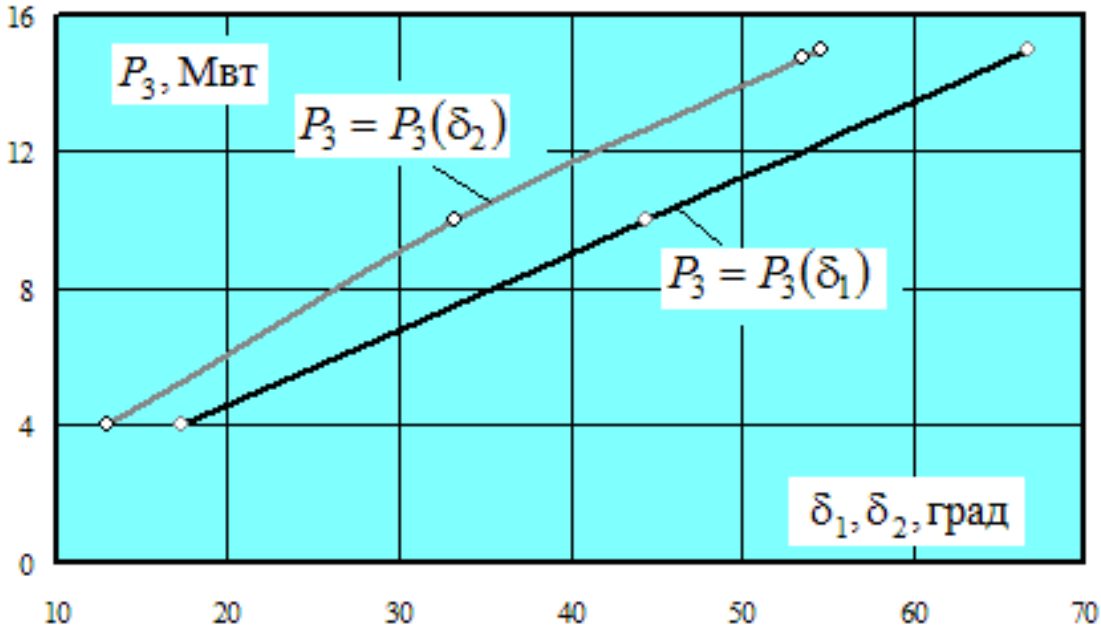


Рисунок 6.7 – Зависимости активной мощности от углов δ_1 и δ_2 для послеаварийного режима, вызванного отключением линии 1-3

6.1.2. Методы расчета запаса статической апериодической устойчивости в электроэнергетических системах с распределенной генерацией

Оценка запасов устойчивости в ЭЭС с РГ является важной задачей в связи с возможными колебаниями мощности источников. В работах [331, 332] авторы

предлагают метод оценки запаса устойчивости в режиме реального времени; при этом используется нейронная сеть для отображения взаимосвязи между установившимся потоком мощности и индексами устойчивости генераторов при ожидаемом наборе непредвиденных режимов. В [333] предлагается способ анализа, позволяющий получать структурные характеристики области устойчивости и отобразить границу на фазовой плоскости. Граница устойчивости и фазовые портреты исследуются в трехмерном пространстве.

В [334] представлен гибридный аналитический подход, сочетающий прямой метод определения устойчивости по Ляпунову и моделирование во временной области для быстрого анализа переходных процессов. В [335] представлена модель превентивного управления, основанная на анализе чувствительности, который направлен на повышение устойчивости путем изменения конфигурации ЭЭС. В данной работе запас устойчивости предлагается определять на основе УПР. В ЭЭС с РГ запас САУ можно определить через евклидову норму вектора **K**

$$\mathfrak{I} = \left(\mathbf{к}^{T}\mathbf{к}\right)^{\frac{1}{2}} = \left(\sum_{i=1}^{m} k_i^{2}\right)^{\frac{1}{2}} = \left(\sum_{i=1}^{m} \mu_i^{2}\left(y_{iL} - y_{i0}\right)^{2}\right)^{\frac{1}{2}}, \quad \mu_i = \frac{1}{k_{iH}\, y_{iHOM}}. \qquad (6.8)$$

Таким образом, запас устойчивости определяется расстоянием от точки $\mathbf{Y}_0$ до гиперповерхности L_F, представленной на рис. 6.8.

По всем направлениям утяжеления $\Delta\mathbf{Y}_i$, показанным на рис.6.8, будут разные значения $\mathfrak{I}_i$. Поэтому достоверную оценку запаса устойчивости предлагается определять по критическому направлению $\mathbf{Y}^{*}(T) = \mathbf{Y}_0 + T\Delta\mathbf{Y}^{*}$. Оно может быть определено на основе модифицированных УПР [323]:

$$\left.\begin{aligned} &\mathbf{F}\left(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 - \mathbf{M}^{-2}\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^{\mathrm{T}}\mathbf{R}\right) = \mathbf{0}. \\ &\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^{\mathrm{T}}\mathbf{R} = \mathbf{0}. \end{aligned}\right\} \qquad (6.9)$$

Для большинства практически важных моделей ЭЭС $\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^{\mathrm{T}} = \mathbf{E}$.

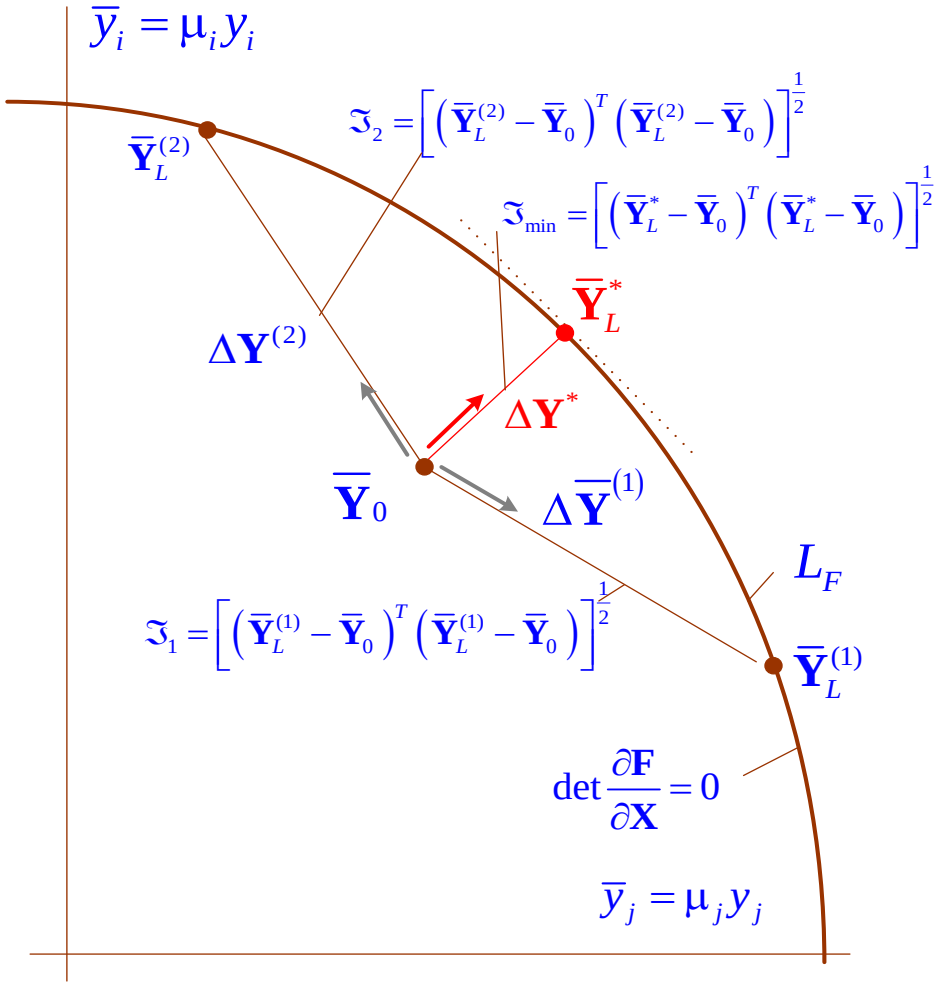


Рисунок 6.8 – К расчету запаса устойчивости

Систему (6.9) можно записать в виде векторного уравнения

$$\mathbf{H}(\mathbf{Z}) = \mathbf{0}. \qquad (6.10)$$

Для уравнения (6.10) можно получить два решения:

1. $\mathbf{Z}_0 = \{\mathbf{X}_0, \mathbf{R} = \mathbf{0}\}$.
2. $\mathbf{Z}_L^* = \{\mathbf{X}_L^*, \mathbf{R} \neq \mathbf{0}\}$.

Наряду с нетривиальными решениями $\mathbf{Z}_L^*$, отвечающими глобальному экстремуму функции

$$\Im_{\min} = \left[\left(\mathbf{Y}_L^* - \mathbf{Y}_0 \right)^T \mathbf{M}^2 \left(\mathbf{Y}_L^* - \mathbf{Y}_0 \right) \right]^{\frac{1}{2}}, \qquad (6.11)$$

возможен выход в точки локальных экстремумов этой функции.

При включении в систему уравнений (6.9) условия ненулевого значения вектора $\mathbf{R}$ в точке решения можно преодолеть затруднения с наличием

тривиального решения. Условие можно ввести дополнительной переменной α и представить при этом систему УПР в следующем виде:

$$\begin{aligned}
&\mathbf{F}\left[\mathbf{X},\mathbf{Y}_0-\mathbf{M}^{-2}\left(\frac{\partial\mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^{\mathrm{T}}\mathbf{R}(1+\alpha)\right]=0;\\
&\mathbf{V}(\mathbf{X},\mathbf{R})=\left(\frac{\partial\mathbf{F}}{\partial\mathbf{X}}\right)^{\mathrm{T}}\mathbf{R}=\mathbf{0};\\
&U(\mathbf{R})=\mathbf{R}^{\mathrm{T}}\left(\frac{\partial\mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)\mathbf{M}^{-2}\left(\frac{\partial\mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^{\mathrm{T}}\mathbf{R}-\Im_1^{\,2}=0,
\end{aligned}\qquad(6.12)$$

где $\Im_1\neq 0$ – фиктивная величина запаса.

После окончания итерационного процесса величину запаса устойчивости можно определить по формуле:

$$\Im=(1+\alpha)\sqrt{\mathbf{R}^{\mathrm{T}}\left(\frac{\partial\mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)\mathbf{M}^{-2}\left(\frac{\partial\mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^{\mathrm{T}}\mathbf{R}}\,.$$

Рассмотрим расчет запасов САУ для электрической сети с установками РГ, показанной на рис. 6.2. Результаты расчета представлены на рис. 6.9 и в табл. 6.4. Расчеты выполнялись для четырех режимов: 1. Полная схема сети; 2. Линия между узлами 1 и 2 отключена; 3. Линия между узлами 1 и 3 отключена; 4. Линия между узлами 2 и 3 отключена.

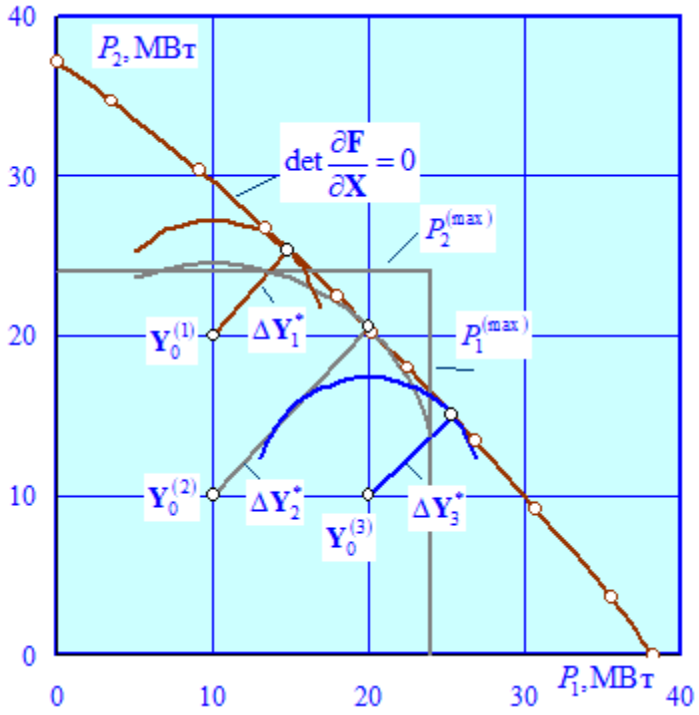


Рисунок 6.9 – К расчетам предельных режимов

Таблица 6.4 – Результаты расчета запаса устойчивости

Мощности и запасы устойчивости	Номер режима			
	1	**2**	**3**	**4**
$y_{10} = P_{10}$, МВт	10	20	10	20
$y_{20} = P_{20}$, МВт	20	10	10	20
$\mathfrak{I}^*$, МВт	7,2	7,4	14,5	0,3
$\mathfrak{I}^*$, %	55	58	145	1,7

Примечание:

1) для определения запаса в мегаваттах использовалась формула

$$\mathfrak{I}^* = \sqrt{\sum_{k=1}^{2}\left(P_{Lk} - P_{Zk}\right)^2} = (1+\alpha)\sqrt{\mathbf{R}^{\mathrm{T}}\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)\mathbf{M}^{-2}\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial D\mathbf{Y}}\right)^{\mathrm{T}}\mathbf{R}};$$

2) для расчета в процентах соотношение $\mathfrak{I}^* = 100\sqrt{\sum_{k=1}^{2}\left(\frac{P_{Lk} - P_{Zk}}{P_{Zk}}\right)^2}$.

Альтернативный способ определения запасов САУ может быть реализован на основе следующей системы уравнений [323, 330]:

$$\mathbf{V}(\mathbf{X}) = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0) = \mathbf{0}. \qquad (6.13)$$

При использовании (6.13) необходимо преодолеть трудности, связанные с балансировкой уравнений в исходном режиме при $\mathbf{X} = \mathbf{X}_0$. Для этого в систему (6.13) можно ввести дополнительную переменную и скалярное уравнение:

$$\left.\begin{aligned} &\mathbf{V}(\mathbf{X}) = \left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\right)^T \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0) = \mathbf{0}; \\ &u(\mathbf{X}, z) = \mathbf{F}^T(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0) \cdot \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0) - 1 - z^2 = 0, \end{aligned}\right\} \qquad (6.14)$$

где z – переменная, определяющая значение запаса САУ.

Используя уравнения (6.14), определены запасы устойчивости для ЭЭС, схема которой показана на рис. 6.2; при этом рассматривались различные варианты загрузки генераторов РГ. Результаты расчета сведены в табл. 6.5.

Необходимо отметить, что уравнения (6.14) имеют повышенную нелинейность по сравнению с системой (6.12).

Таблица 6.5 – Результаты расчета запасов устойчивости для полной схемы сети

№	P_{10}, МВт	P_{20}, МВт	$\Im$, МВт	$\Im^*$, %
1	5	5	21,5	430
2	10	20	7,2	55
3	10	25	3,5	25
4	15	15	7,4	49
5	19	19	1,8	9
6	25	10	3,7	28

Примечание: $\Im = \sqrt{\sum_{k=1}^{2}\left(P_{Lk} - P_{Zk}\right)^2}$; $\Im^* = 100\sqrt{\sum_{k=1}^{2}\left(\frac{P_{Lk} - P_{Zk}}{P_{Zk}}\right)^2}$.

После расчета запасов устойчивости было выполнено моделирование переходных процессов в рассматриваемой электрической сети [336]. Схема модели представлена на рис. 6.10. Моделировались режимы, определяемые следующими параметрами **Y**: $y_{10} = P_{10} = 15$ МВт; $y_{20} = P_{20} = 15$ МВт (устойчивый); $y_{10} = P_{10} = 23{,}7$ МВт; $y_{20} = P_{20} = 17$ МВт (неустойчивый). В качестве возмущения рассматривалось временное включение на подстанции ЭЭС нагрузки мощностью $25 + j15$ МВ·А (рис.6.10).

Первоначально моделировались генерирующие установки без регуляторов. Соответствующие результаты представлены на рис. 6.11. Они подтверждают правильность определения запасов САУ ЭЭС с распределенной генерацией.

Результаты моделирования, подтверждающие правильность расчета областей устойчивости с помощью УПР, в режиме временного включения мощной нагрузки представлены на рис. 6.12 и 6.13. Рассматривались следующие конфигурации сети и мощности ГУ:

1) полная схема: при $P_1 = 18$ МВт; $P_2 = 18$ МВт режим был устойчивым, а при $P_1 = 22$ МВт; $P_2 = 18$ МВт – неустойчивым;

2) отключена ЛЭП 1–3: при $P_1 = 6$ МВт; $P_2 = 6$ МВт наблюдался устойчивый режим, а при $P_1 = 10$ МВт; $P_2 = 8$ МВт – неустойчивый.

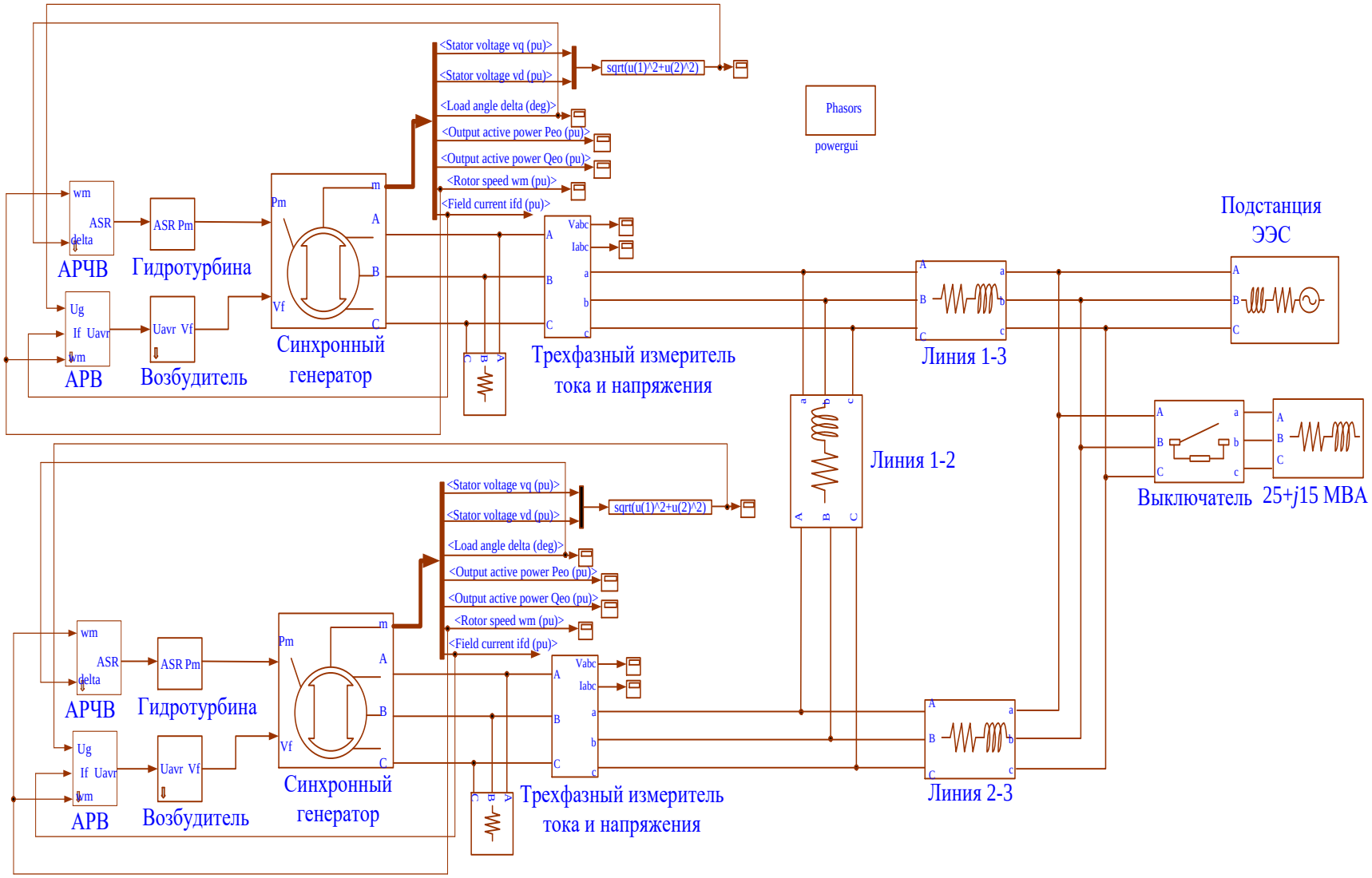


Рисунок 6.10 – Схема имитационной модели исследуемой электрической сети

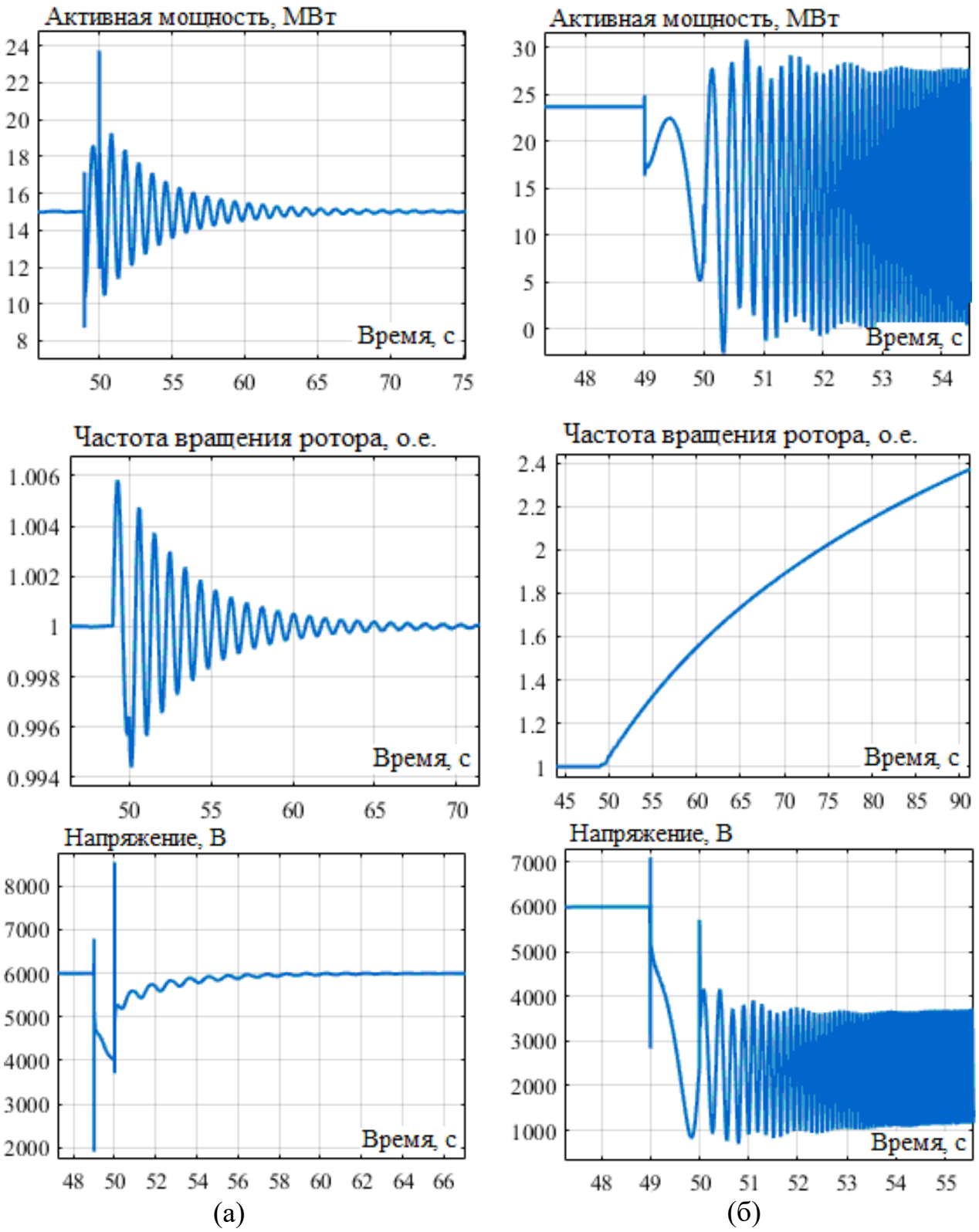
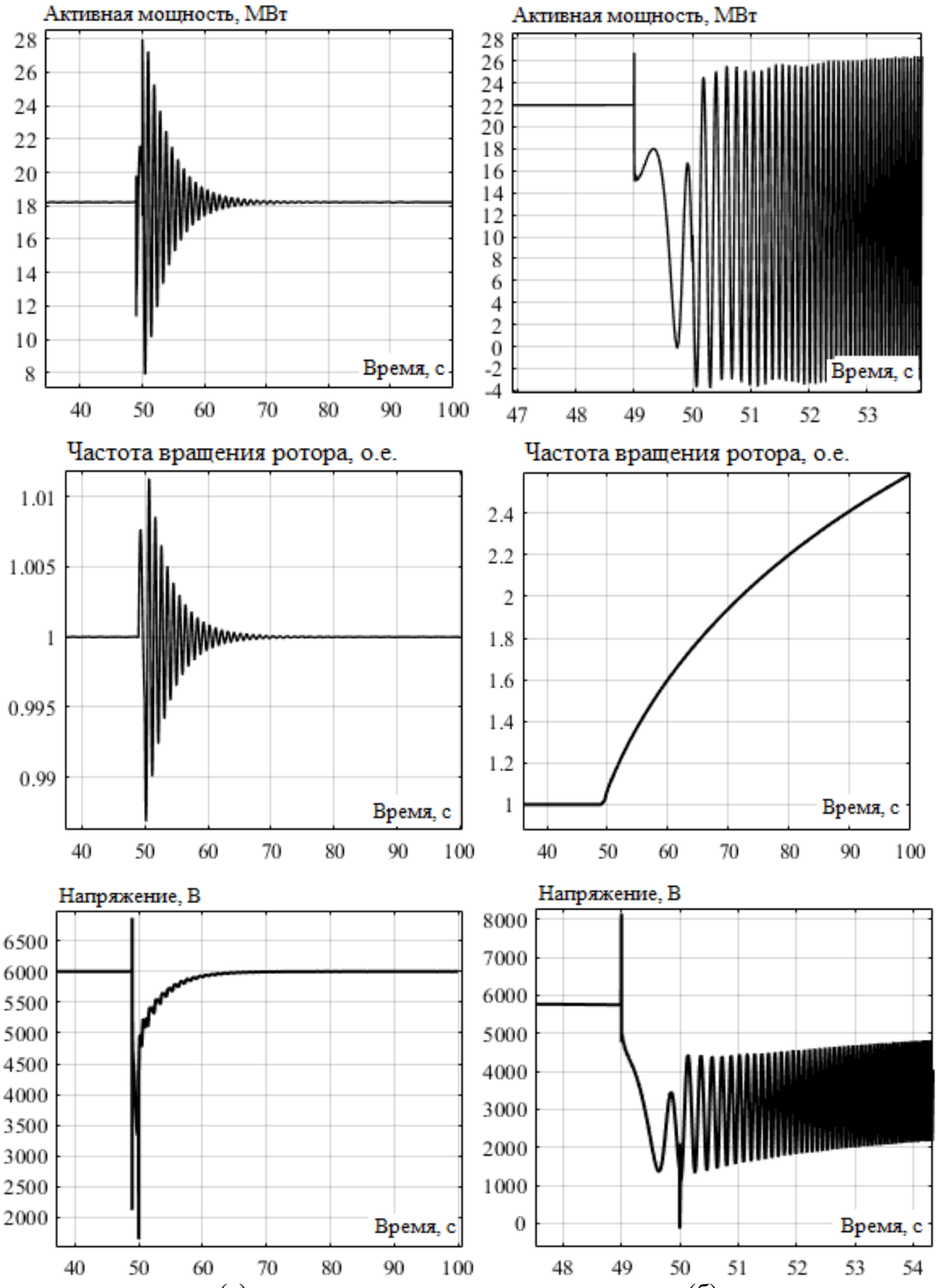
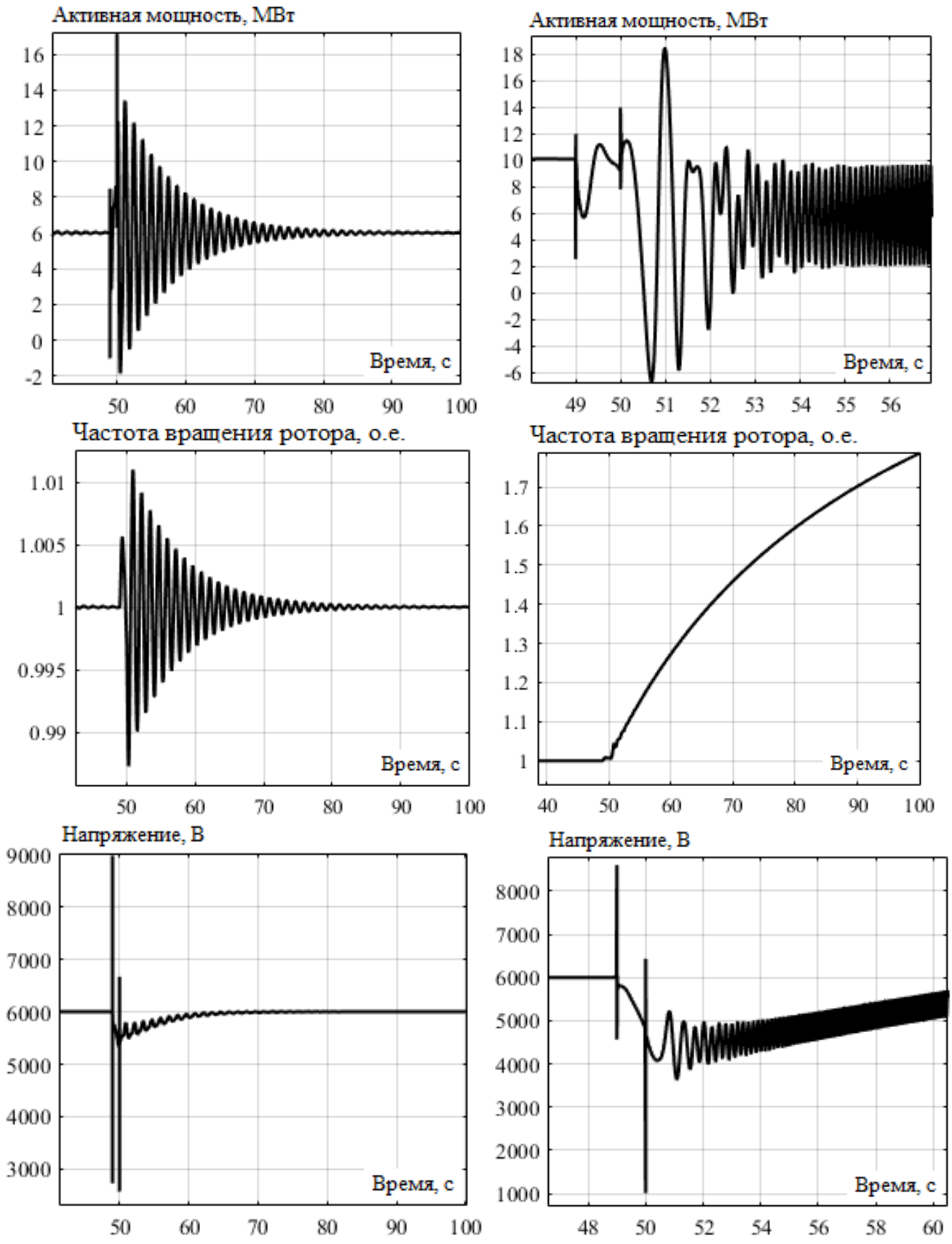


Рисунок 6.11 – Параметры ГУ РГ1 при кратковременном включении мощной нагрузки: (а) – для режима с запасом устойчивости; (б) – для неустойчивого режима



(а) (б)

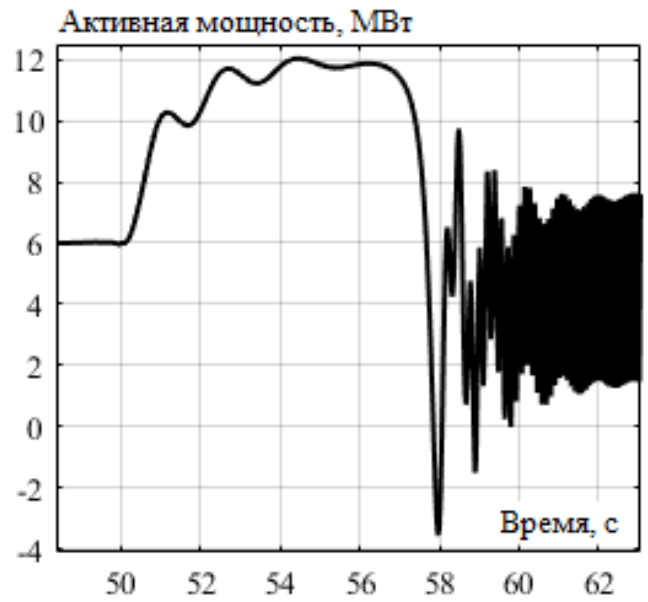
Рисунок 6.12 – Параметры РГ1 в полной схеме сети:
(а) – для устойчивого режима; (б) – неустойчивый режим

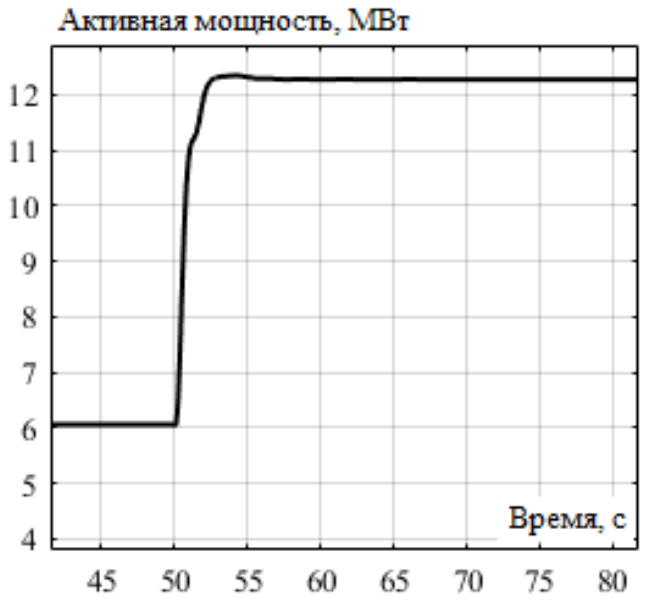


(а) (б)

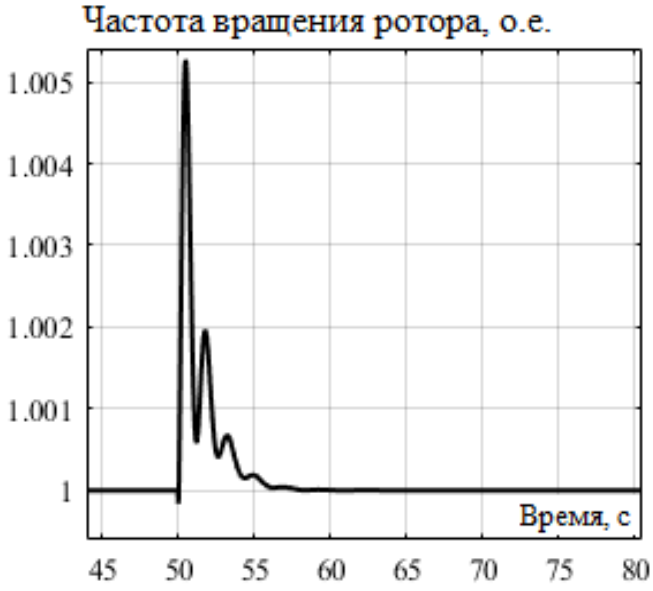
Рисунок 6.13 – Процессы в схеме сети с отключенной ЛЭП 1-3:
(а) –устойчивый режим; (б) – неустойчивый режим

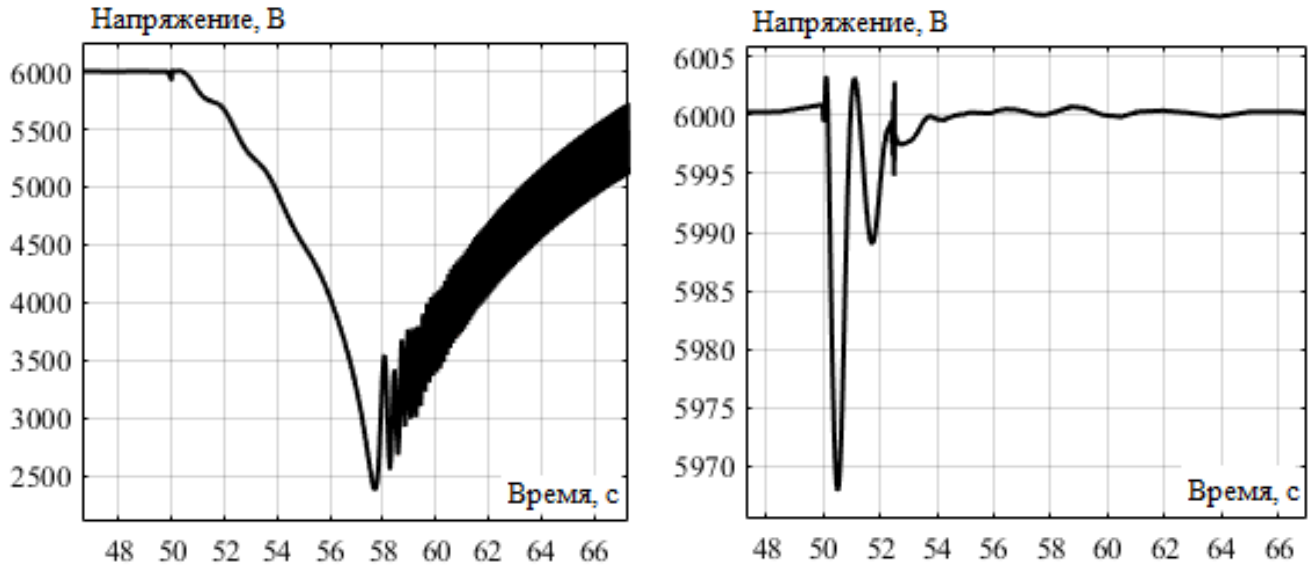
На рис. 6.14 представлены результаты моделирования сети с отключенной ЛЭП 1-3 при включении нагрузки. При этом сравнивались два режима: у генераторов отсутствовали регуляторы или использовались АРВ и АРЧВ с ИФЗ. По результатам моделирования можно отметить, что применение самонастраивающегося ИФЗ в АРВ и АРЧВ генераторов расширяет границы области статической апериодической устойчивости.











(а) (б)

Рисунок 6.14 – Процессы в электрической сети с отключенной ЛЭП 1-3 при изменении загрузки генераторов с $P_1 = P_2 = 6$ МВт до $P_1 = 12$ МВт и $P_2 = 10$ МВт: а – без регуляторов; б – с прогностическими регуляторами

Основные выводы, сформулированные на основе результатов моделирования:

1. Использование уравнений предельных режимов позволяет эффективно определять области САУ ЭЭС с распределенной генерацией; при этом полученные результаты моделирования подтверждают правильность расчета областей САУ.

2. Применение у генераторов прогностических АРВ и АРЧВ дает возможность расширить границы области САУ.

6.2. Методы противоаварийного управления генерирующими установками объектов распределенной генерации

6.2.1. Методы ввода режима электроэнергетической системы с распределенной генерацией в область устойчивости

Для ЭЭС важно обеспечить устойчивость в послеаварийных режимах для повышения живучести. Для этого, как правило, формируются соответствующие управляющие воздействия, что обеспечивает ввода послеаварийного режима в область САУ по некоторой траектории $D\mathbf{Y}$ в пространстве регулируемых

параметров **Y** [336]; при этом автоматические регуляторы обеспечивают динамическую устойчивость и качественный переходный процесс (без перерегулирования и колебаний).

При рассмотрении аварийного режима работы ЭЭС, например, когда отключается ЛЭП, область устойчивости «сужается» и необходим ввод режима в ее границы (рис. 6.15). Для исходного режима полной схемы сети рис.6.2: P_{10} = 15 МВт; P_{20} = 15 МВт (режим устойчив). Отключается линия 1-3.

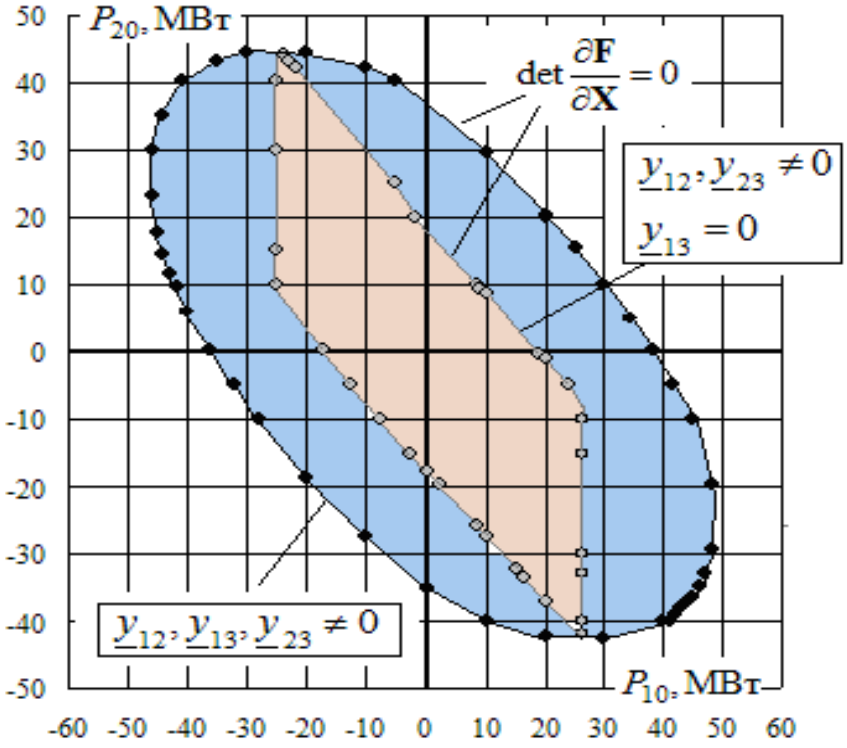


Рисунок 6.15 – «Сужение» области устойчивости

Далее рассматриваются методы ввода режима в область устойчивости.

1. Ввод режима в область устойчивости по заданным траекториям. Для решения данной задачи используются УПР (6.12). Результаты моделирования для электрической сети, представленной на рис.6.2, в случае аварийного отключения линии 1–3, показаны в табл. 6.6 и на рис. 6.16.

Таблица 6.6 – Мощности и запасы устойчивости при разгрузке РГ

№	P_{10}, МВт	P_{20}, МВт	P_{L1}, МВт	P_{L2}, МВт	P_{Z1}, МВт	P_{Z2}, МВт	$\Im$, МВт	$\Im^*$, %
1	15,0	15,0	9,23	9,23	8,35	8,35	1,24	15
2	15,0	15,0	10,40	8,10	9,75	7,13	1,17	15
3	15,0	15,0	8,10	10,40	7,13	9,75	1,17	15

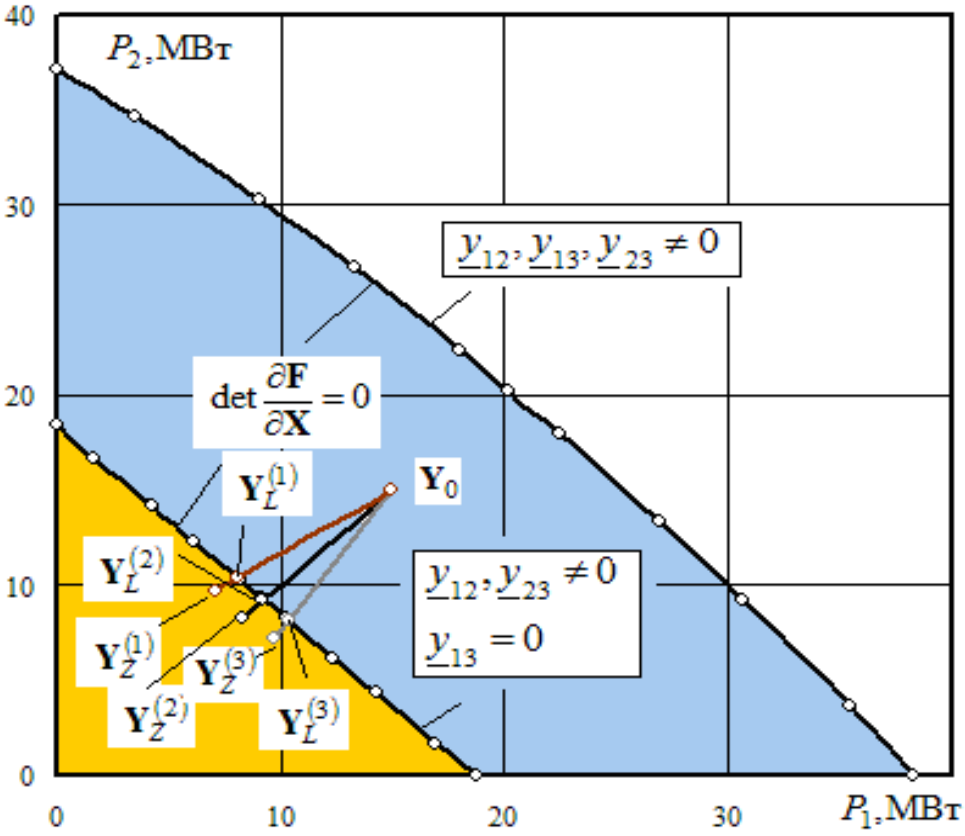


Рисунок 6.16 – Ввод режима в область устойчивости по заданным траекториям

При задании направления разгрузки, значительно отличающегося от кратчайшего до предельной поверхности, войти в область устойчивости становится невозможным (рис. 6.17). В этом случае вычисления можно осуществлять в два этапа:

1. Выход на предельную гиперповерхность устойчивости в направлении $\Delta\mathbf{Y}$.

2. Разгрузка генераторов в направлении вектора **R**, который совпадает с направлением нормали к предельной гиперповерхности.

Вычисление вектора **R** производится при решении УПР в форме (6.12). Пример такой разгрузки проиллюстрирован в табл. 6.7 и на рис. 6.17.

Таблица 6.7 – Мощности и запасы устойчивости при разгрузке генераторов в послеаварийном режиме

№	P_{10}, МВт	P_{20}, МВт	P_{L1}, МВт	P_{L2}, МВт	P_{Z1}, МВт	P_{Z2}, МВт	$\Im$, МВт	$\Im^*$, %	r_1	r_2
1	8,00	30,00	6,2	12,2	4,79	10,78	2,00	0,32	0,703	0,711
2	8,00	30,00	4,7	13,7	3,54	12,53	1,65	0,34	0,704	0,71

Примечание: r_1, r_2 – компоненты вектора **R**.

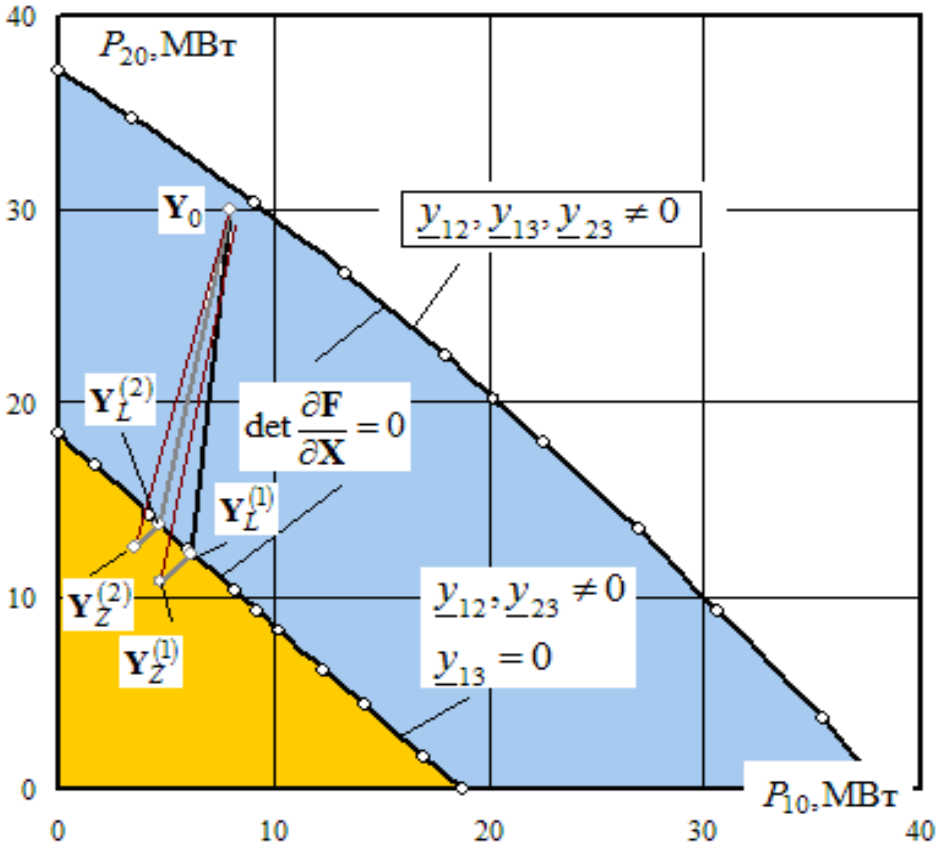


Рисунок 6.17 – Использование вектора **R** для ввода режима в область устойчивости

2. Ввод режима в область устойчивости по кратчайшей траектории.

Для расчета требуемых параметров ввода послеаварийного режима в область устойчивости по кратчайшей траектории применяется модифицированная форма УПР:

$$\left.\begin{aligned} &\mathbf{F}\left(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + T\Delta\mathbf{Y}\right) = \mathbf{0}; \\ &\left(\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} + \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}^T\right)\mathbf{S}_\rho = \rho_{\min}\mathbf{S}_\rho; \\ &\mathbf{S}_\rho^T\mathbf{S}\rho - 1 = 0. \end{aligned}\right\}$$

где $\rho_{\min}$ – минимальное собственное число матрицы $\mathbf{A} = \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}} + \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}^T$; $\mathbf{S}_\rho$ – вектор, отвечающий $\rho_{\min}$.

В итоге можно записать

$$\left.\begin{aligned}
&\mathbf{F}\left(\mathbf{X}, \mathbf{Y}_0 + T\Delta\mathbf{Y}\right) = \mathbf{0};\\
&\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}\mathbf{S}_\rho + \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}^T \mathbf{S}_\rho = \rho_{\min}\mathbf{S}_\rho;\\
&\mathbf{S}_\rho^T\mathbf{S}\rho - 1 = 0.
\end{aligned}\right\} \qquad (6.15)$$

Результаты расчета примера ввода режима в область устойчивости с использованием уравнений (6.15) для трехузловой схемы электрической сети представлены на рис. 6.18 и в табл. 6.8.

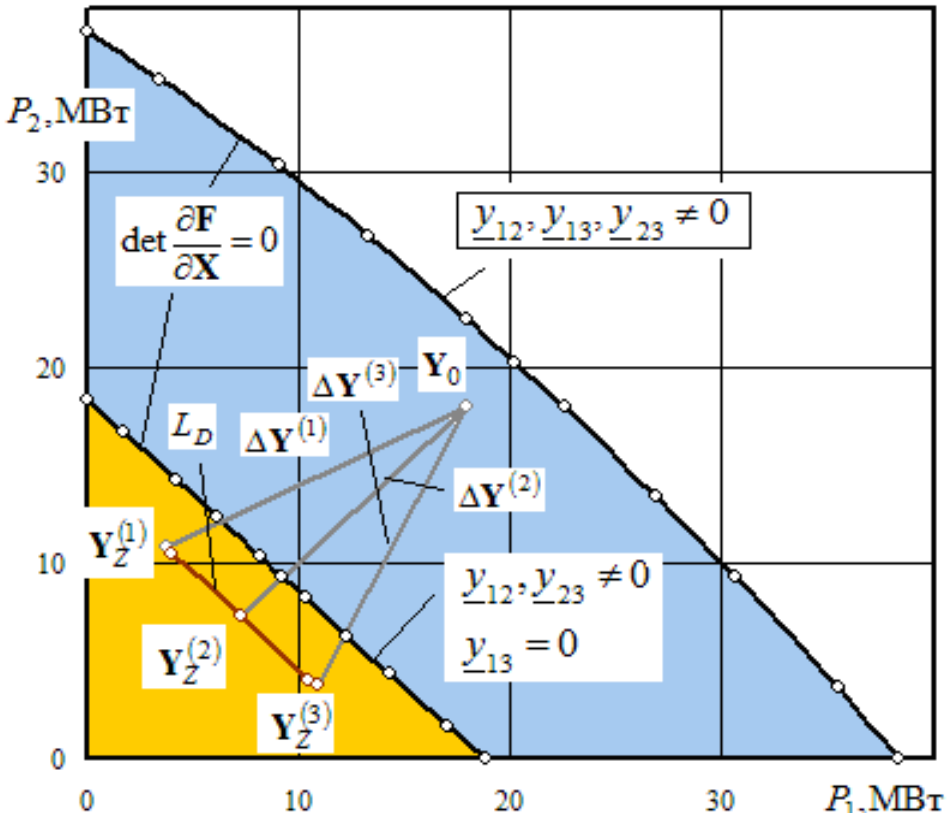


Рисунок 6.18 – Ввод режима в область устойчивости с использованием уравнений (6.15): $\rho_{\min} = -10$

Таблица 6.8 – Исходные мощности установок РГ и мощности их разгрузки

№	P_{10}, МВт	P_{20}, МВт	P_{Z1}, МВт	P_{Z2}, МВт
1	18	18	4	10,5
2	18	18	7,3	7,3
3	18	18	10,5	4

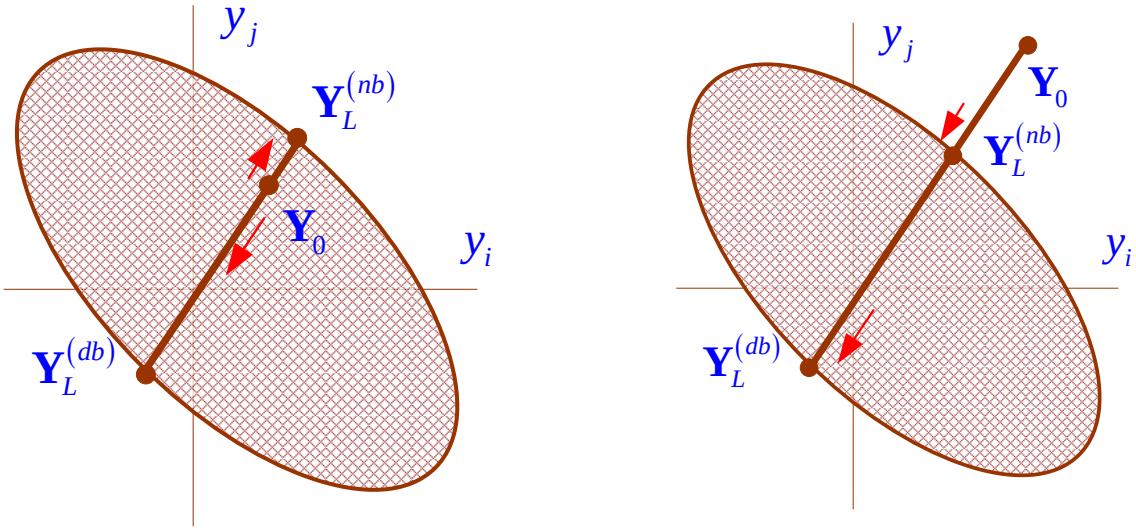
6.2.2. Решение проблемы дальней границы при вводе режима в область статической апериодической устойчивости

Надежность получения решения при использовании описанного выше

алгоритма обеспечивается тем, что начальное приближение должно быть задано вблизи гиперповерхности, удовлетворяющей условию $\det\dfrac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{X}}=0$.

Существует проблема выхода на «дальнюю границу» области САУ (точки $\mathbf{Y}_L^{(db)}$ на рис. 6.19) и получение решения, не приемлемого на практике. В [337] предложен метод обхода данной проблемы. Однако он применим только в частных случаях. Эффективный метод решения задачи может быть реализован на основе алгоритма минимизации функции невязки УУР:

$$\aleph(\mathbf{X})=\mathbf{F}^{\mathrm{T}}(\mathbf{X},\mathbf{Y}_0)\cdot\mathbf{F}(\mathbf{X},\mathbf{Y}_0). \qquad (6.16)$$



(а) (б)

Рисунок 6.19 – Пояснения к проблеме «дальней границы»:
(а) – при расчете предельных режимов; (б) – при вводе режима в область САУ

Начальное значение параметра $\mathbf{Y}_0$ необходимо задавать так, чтобы точка исходного режима лежала за пределами области устойчивости. При выборе управляющих воздействий ПАА данное условие выполняется изначально (рис.6.19 б). В случае, показанном на рис. 6.19 а, определение такой точки $\mathbf{Y}_0^{(*)}$ осуществляется по выражению:

$$\mathbf{Y}_0^{(*)}=\mathbf{Y}_0+t\cdot\mathbf{Y}_0.$$

Рассчитанные в результате минимизации (6.16) параметры **X** являются начальными приближениями. Это обеспечивает быструю сходимость решения к точкам $\mathbf{Y}_L^{(nb)}$, лежащим на «ближних» границах области САУ (рис. 6.20).

На рис.6.20 точка $\mathbf{Y}_L^{(db)}$ получена при использовании номинальных напряжений и нулевых углов для исходного режима, а искомая точка $\mathbf{Y}_L^{(nb)}$ получена на основе решения системы уравнений (6.12) при использовании начальных приближений, рассчитанных на основе минимизации функционала (6.16).

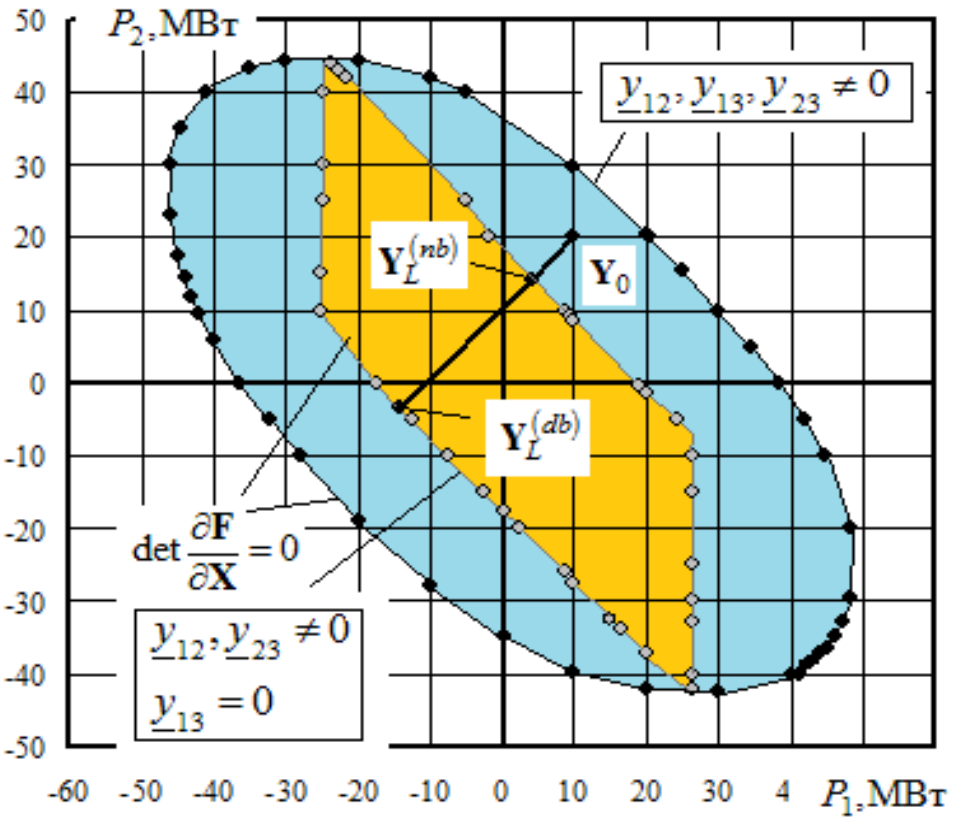


Рисунок 6.20 – Пояснения к решению проблемы «дальней» границу области САУ

6.2.3. Метод противоаварийного управления генерирующими установками объектов распределенной генерации с использованием уравнений предельных режимов и нечеткой системы управления настройкой регуляторов

В разделе приводится описание концепции противоаварийной автоматики ГУ, работающей на основе описанных выше методов ввода режима в область

САУ. При этом у генераторов применяются нечеткие системы управления параметрами настройки АРВ и АРЧВ в случае изменения нагрузки. Они обеспечивают качественный динамический переход системы при вводе в область устойчивости.

На рис. 6.21 представлено пояснение к задаче противоаварийного управления на сечениях области устойчивости. На рисунке цифрами обозначено следующее: 1 – граница области САУ для полной сети; 2 – граница области САУ при отключении одной из основных ЛЭП; 3 – граница, отвечающая условию $\Im$ = const, где $\Im$ – запас устойчивости. В таком описании задача противоаварийного управления ГУ объектов РГ заключается в достижении одной из точек:

$$\mathbf{Y}_Z^{(1)} = \mathbf{Y}_0 + D\mathbf{Y}^{(1)} = \mathbf{Y}_0 + t_1 \Delta \mathbf{Y}^{(1)},$$

$$\mathbf{Y}_Z^{(2)} = \mathbf{Y}_0 + D\mathbf{Y}^{(2)} = \mathbf{Y}_0 + t_2 \Delta \mathbf{Y}^{(2)},$$

$$\mathbf{Y}_Z^{(3)} = \mathbf{Y}_0 + D\mathbf{Y}^{(3)} = \mathbf{Y}_0 + t_3 \Delta \mathbf{Y}^{(3)},$$

где $D\mathbf{Y}^{(k)}, k = 1..3$ – траектории изменения режима; $\Delta \mathbf{Y}^{(k)}, k = 1..3$ – направления изменения режима; $t_k, k = 1..3$– скалярные параметры, определяющие величину разгрузки. Когда $k = 1$, рассматривается заданное по умолчанию направление разгрузки. При индексе k = 2 осуществляется разгрузка в направлении нормали к предельной гиперповерхности устойчивости; при k = 3 выполняется разгрузка, обеспечивающая минимально возможный ущерб от отключений источников и потребителей электроэнергии.

Разгрузка генераторов в направлении $\Delta \mathbf{Y}^{(k)}$ должна выполняться при приемлемом качестве динамических процессов, что обеспечивается рациональным управлением и настройкой регуляторов.

Вычислительные эксперименты, выполненные в [338], показывают, что на основе УПР режим ЭЭС может быть введен на границу области САУ. Далее выполняется дополнительная разгрузка генераторов в направлении $\Delta \mathbf{Y}^{(1)}$ (точка $\mathbf{Y}_Z^{(1)}$) или в направлении вектора **R** по рис. 6.22, чтобы обеспечить требуемый запас устойчивости в послеаварийном режиме.

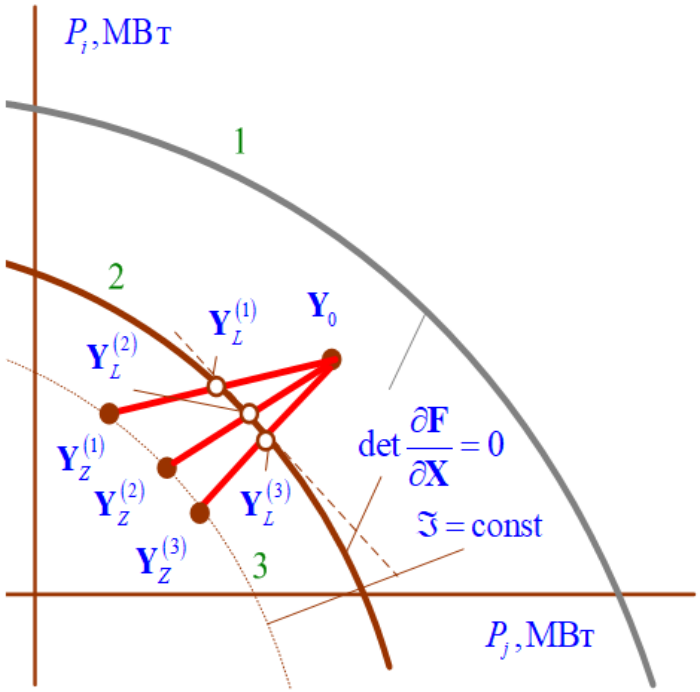


Рисунок 6.21 – К задаче ввода послеаварийного режима в область устойчивости

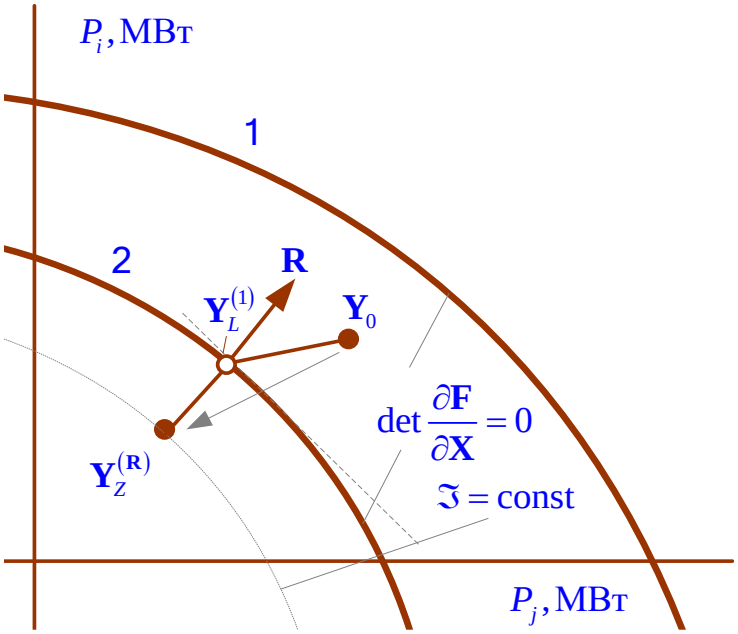


Рисунок 6.22 – Дополнительная разгрузка в направлении вектора **R**

Разгрузка синхронных генераторов вызывает динамический переход, качество которого возможно улучшить оптимальной настройкой параметров АРВ и АРЧВ [339-344]. Также особенно актуально в этом случае использовать согласованную настройку АРВ и АРЧВ [345-355].

Моделирование выполнено для электрической сети с параметрами, указанными на схеме рис. 6.23. В ней используются две мини-ГЭС мощностью по 24 МВт. Электрическая сеть выполнена гибкими токопроводами. В качестве возмущения в системе при аварии рассматривалось отключение релейной защитой линии 1–3.

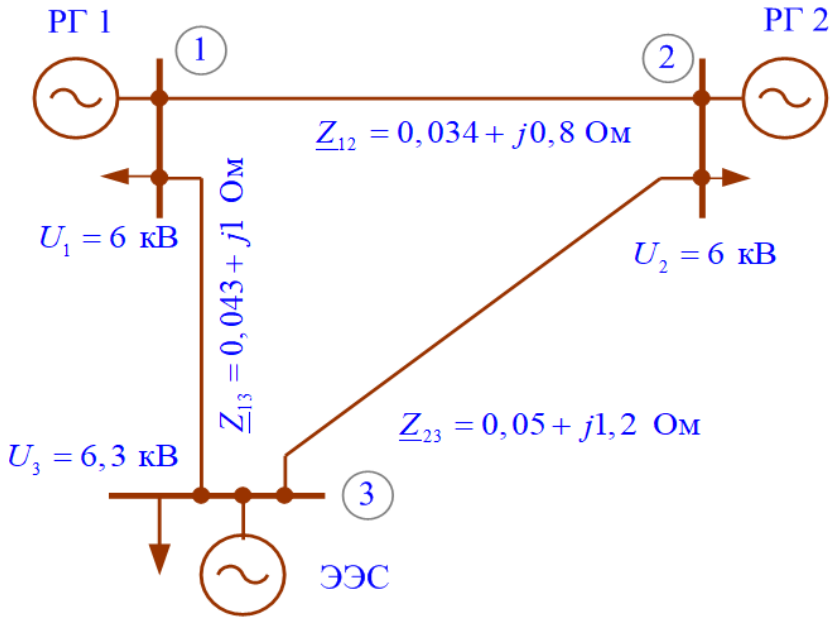
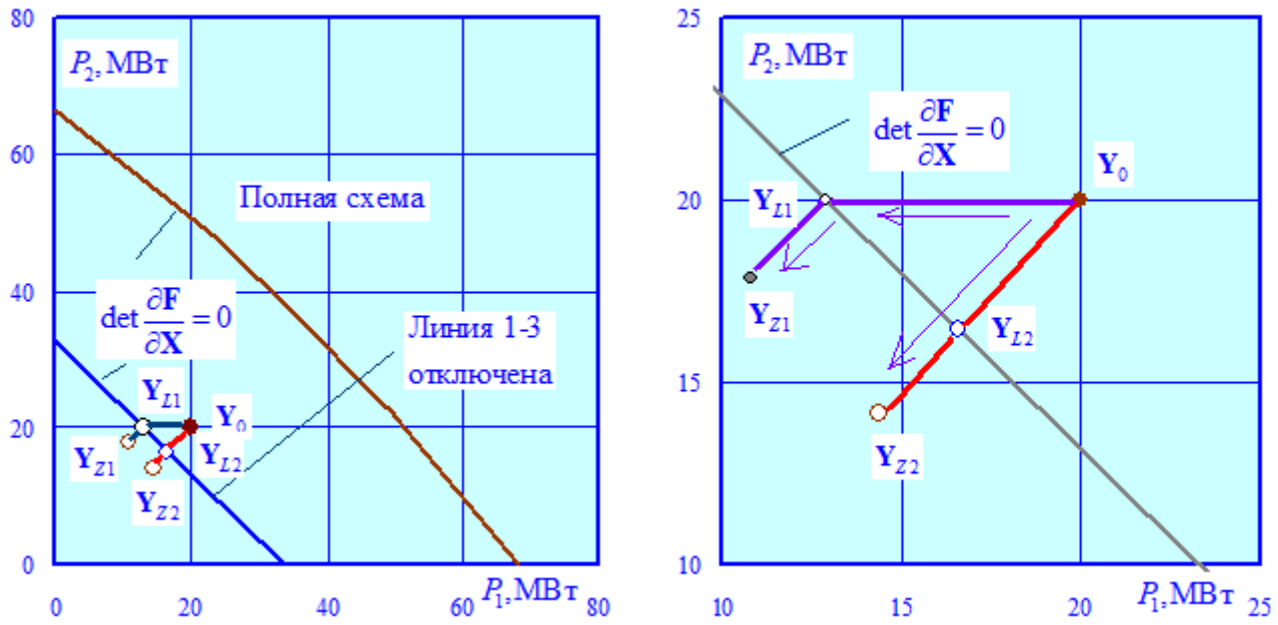


Рисунок 6.23 – Схема исследуемой электрической сети

На рис. 6.24 представлены результаты ввода режима в область устойчивости. В исходном режиме загрузка генераторов определяется точкой $\mathbf{Y}_0 = \begin{bmatrix} 20 & 20 \end{bmatrix}^T$. Ввод на границу области САУ по заданной траектории определен точкой $\mathbf{Y}_{L1} = \begin{bmatrix} 12,9 & 20 \end{bmatrix}^T$, а по кратчайшей – $\mathbf{Y}_{L2} = \begin{bmatrix} 16,56 & 16,45 \end{bmatrix}^T$. Дополнительная разгрузка для обеспечения запаса устойчивости определяется точками $\mathbf{Y}_{Z1} = \begin{bmatrix} 10,8 & 17,85 \end{bmatrix}^T$ и $\mathbf{Y}_{Z2} = \begin{bmatrix} 14,34 & 14,15 \end{bmatrix}^T$.

Для исследования динамического перехода выполнено имитационное моделирование системы с согласованно настроенными регуляторами для всех рассматриваемых режимов загрузки генераторов. На основе полученных расчетов была составлена база правил системы нечеткого логического вывода [346-356].



(а) (б)

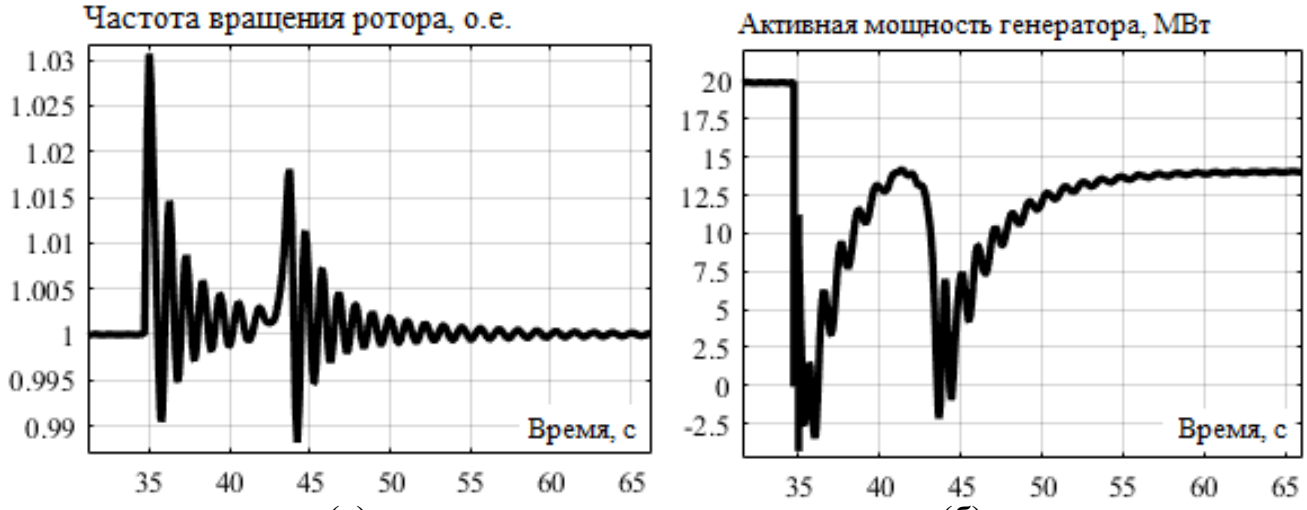
Рисунок 6.24 – Ввод режима в область САУ с использованием УПР

Для проверки работоспособности системы управления рассматривался ввод режима работы ГУ в область устойчивости при возникновении КЗ на ЛЭП 1-3 со стороны ЭЭС и ее отключении релейной защитой через 0,3 с. В случае отсутствия регуляторов при отключении одной из связей система теряет устойчивость. Именно поэтому требуется выполнить разгрузку генераторов.

Правильная настройка автоматических регуляторов напряжения и частоты играет важную роль в обеспечении качественного динамического перехода. Например, на рис. 6.25 представлены осцилограммы частоты вращения ротора генератора и активной мощности для РГ 1. Когда настройки регуляторов несогласованы, динамическое переключение сопровождается значительным количеством колебаний частоты и мощности.

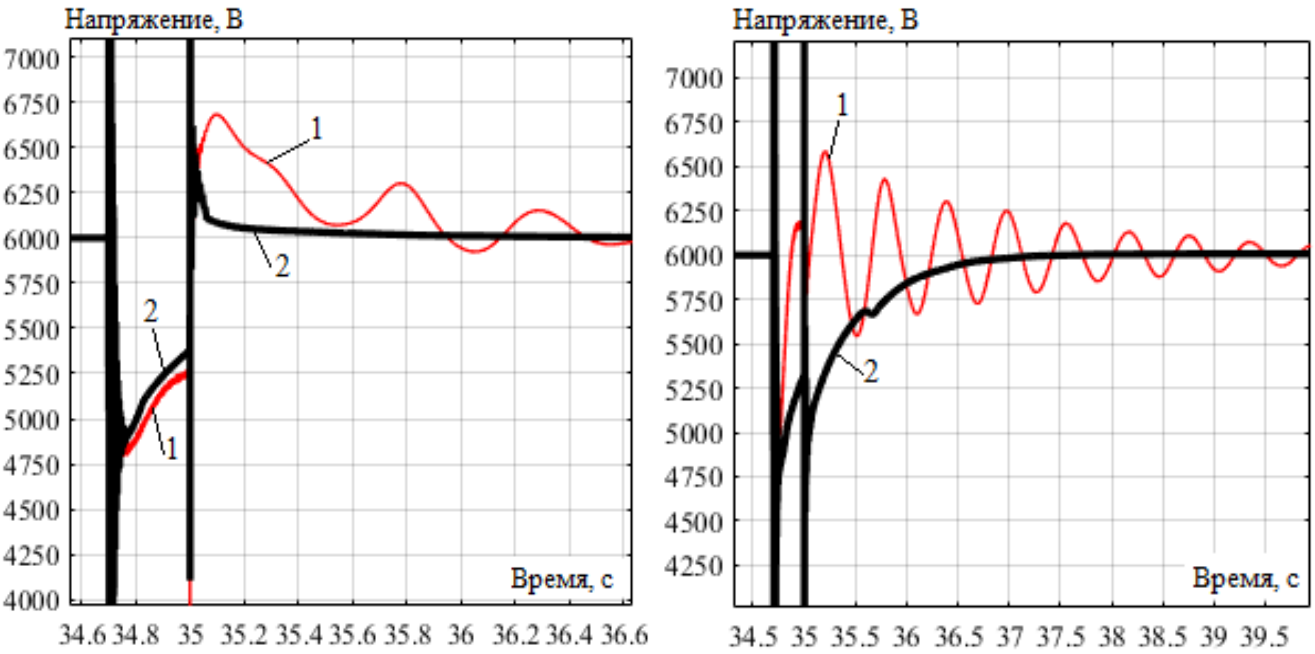
Улучшение показателей качества переходных процессов возможно путем использования согласованной настройки АРВ и АРЧВ с нечеткой системой управления [357-367]. Соответствующие результаты моделирования короткого замыкания на ЛЭП 1-3 и ее отключения релейной защитой показаны на рис. 6.26 и 6.27. На этих рисунках цифрами обозначено следующее: 1 – без изменения коэффициентов настройки АРВ и АРЧВ; 2 – нечеткое управление настройками АРВ и АРЧВ.

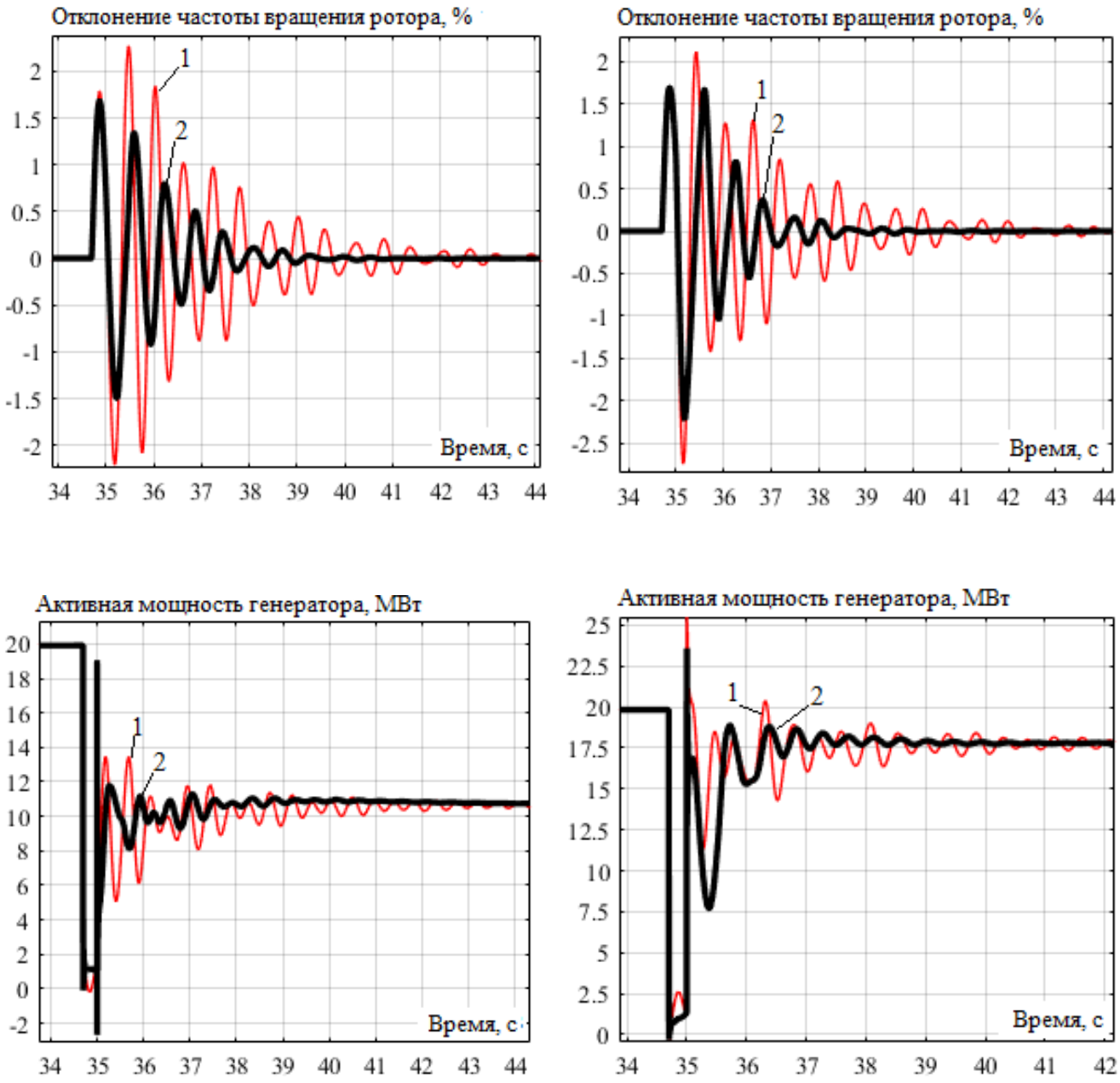
Использование нечеткой системы управления позволяет уменьшить колебательную активность, снизить перерегулирование и сократить время переходного процесса для напряжения, частоты и мощности генерирующей установки.



(а) (б)

Рисунок 6.25 – Частота вращения ротора (а) и активная мощность (б) РГ 1 при несогласованной настройке регуляторов

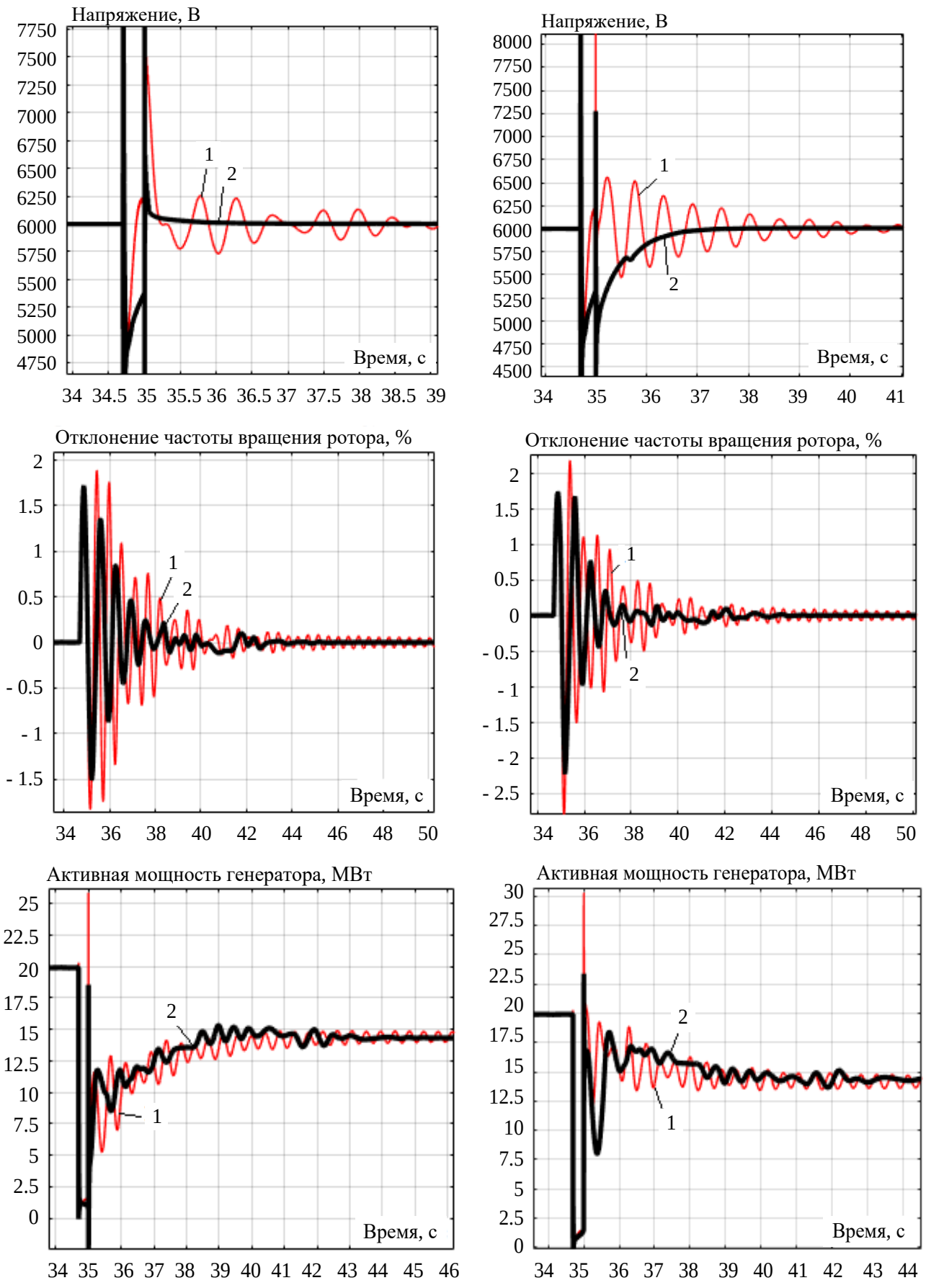




(а) (б)

Рисунок 6.26 – Процессы при отключении линии 1-3 и вводе режима в область устойчивости по заданной траектории: а – для РГ1; б – для РГ2

Из рис. 6.26 и 6.27 видно, что наиболее качественный динамический переход удается достичь при вводе режима в область устойчивости по кратчайшей траектории с использованием нечеткой системы управления. Далее полученный эффект рассматривается на примере ввода режима в область САУ по кратчайшей траектории (рис. 6.27).



(а) (б)

Рисунок 6.27 – Параметры ГУ при отключении линии 1-3 и вводе режима в область САУ по кратчайшей траектории: а – для РГ1; б – для РГ2

По рис. 6.27 видно:

1. Для напряжения генератора РГ1 использование нечеткой системы управления позволило в 4 раза уменьшить время переходного процесса (рис.6.27 а), а для РГ2 – в 2,3 раза (рис.6.27 б). Также это дало возможность исключить колебания напряжения в переходном режиме;

2. Для РГ1 максимальное отклонение частоты вращения ротора генератора от установившегося значения уменьшается на 0,6 % . Для мощности генератора РГ1 наблюдается снижение величины перерегулирования на 19% (рис. 6.27 а).

Таким образом, данные показатели определяют эффективность применения нечеткой системы управления настройками АРВ и АРЧВ генераторов, обеспечивающей более качественный динамический переход системы при вводе режима в область устойчивости.

На основе результатов моделирования можно сделать следующие выводы:

1. Ввод режима в область устойчивости может быть выполнен на основе УПР с использованием стартового алгоритма для выхода на ближнюю границу области.

2. Согласованная настройка АРВ и АРЧВ обеспечивает качественные динамические переходы при разгрузке генераторов в послеаварийном режиме.

3. Нечеткая система управления настройками АРВ и АРЧВ позволяет получить дополнительный эффект по улучшению качества переходных процессов для напряжения, частоты и мощности в послеаварийном режиме. Наибольший эффект наблюдается для напряжения, а также для параметров генератора, имеющего непосредственную связь с отключаемой линией.

6.2.4. Противоаварийное управление генерирующими установками с прогностическими регуляторами

Исследования проведены для электрической сети с параметрами, указанными на схеме рис. 6.28. Номинальные мощности генерирующих установок составляли по 24 МВт. В качестве аварийного режима рассматривалось отключение линии 1–3. Расчеты по вводу режима в область САУ проиллюстрированы на рис. 6.29: $\mathbf{Y}_0 = [15 \quad 15]^T$; $\mathbf{Y}_L = [14,2 \quad 14,2]^T$; $\mathbf{Y}_Z = [6 \quad 6]^T$.

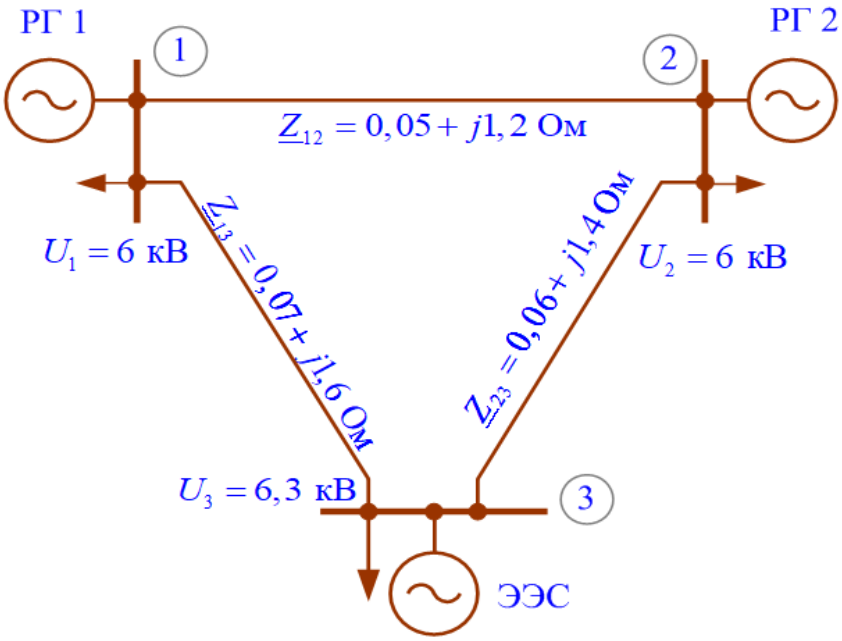


Рисунок 6.28 – Схема исследуемой сети



Рисунок 6.29 – Ввод режима в область САУ

Было выполнено моделирование с учетом АРВ и АРЧВ генераторов, настроенных согласованным методом. Для повышения эффективности использовался самонастраивающийся прогностический АРЧВ [368, 369]. На основе полученных результатов можно отметить, что разгрузка генераторов с согласованно настроенными АРВ и АРЧВ [370-374] прогностического типа [375-408] позволяют обеспечить качественный динамический переход в послеаварийном режиме [409-417]. Соответствующие результаты приведены на рис. 6.30–6.32 при отключении

линии 1-3. На данных рисунках цифрами обозначено следующее: 1 – применялись обычные АРВ и АРЧВ; 2 – использовались АРВ и АРЧВ с инерционно-форсирующим звеном.

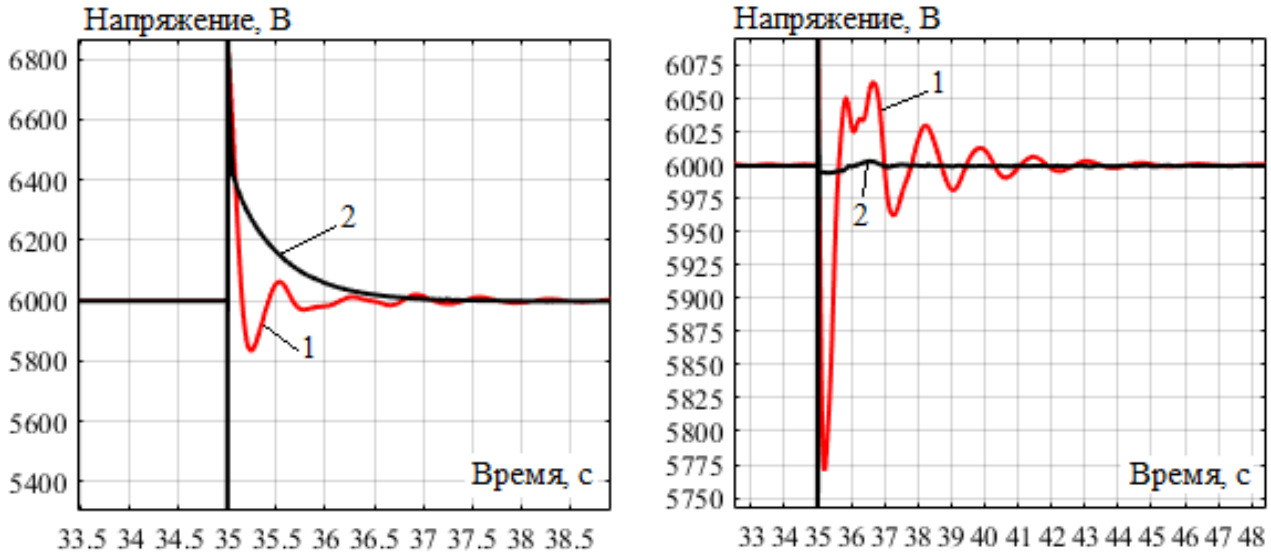
По рис. 6.30-6.32 видно:

1. Использование синхронных генераторов АРВ и АРЧВ с инерционно-форсирующим звеном с изменяющейся постоянной времени позволяет исключить колебательность напряжения, а для РГ2 – в 4 раза уменьшить время переходного процесса для напряжения (рис.6.30 б);

2. Регуляторы напряжения и частоты с ИФЗ позволяют уменьшить величину перерегулирования этих параметров примерно в 4 раза для РГ1 (рис.6.31 а) и в 7 раз для РГ2 (рис.6.31 б);

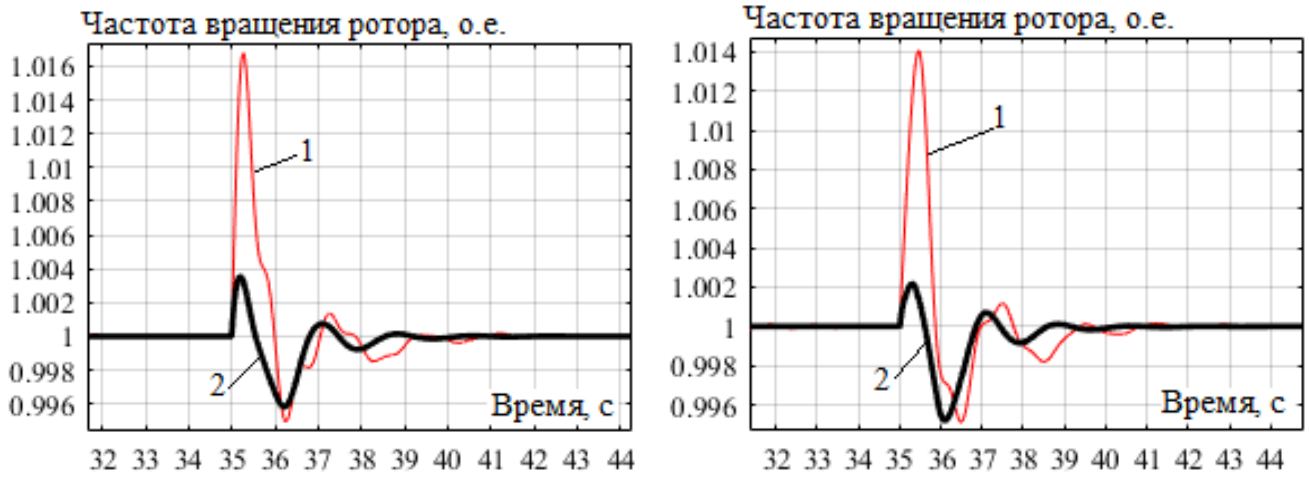
3. Снижается колебательность, величина перерегулирования и время переходного процесса для активной мощности генерирующих установок в случае использования АРВ и АРЧВ с ИФЗ. Например, для РГ2 время переходного процесса для активной мощности уменьшается в 2 раза (рис.6.32 б).

Таким образом, представленные показатели определяют эффективность применения самонастраивающихся прогностических АРВ и АРЧВ генераторов, обеспечивающих более качественный динамический переход системы при вводе режима в область устойчивости.



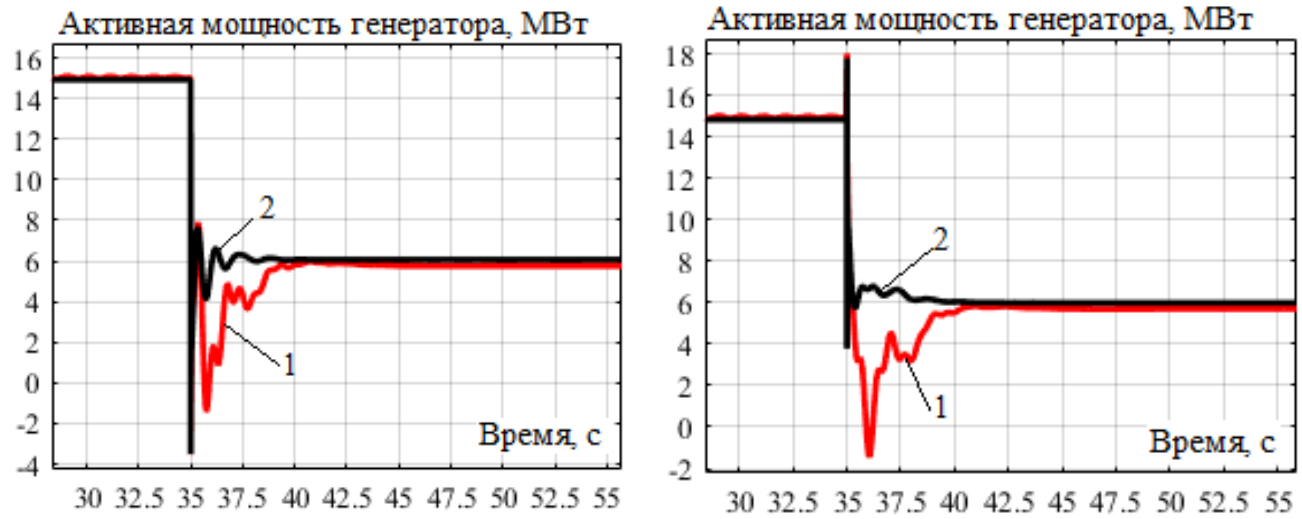
(а) (б)

Рисунок 6.30 – Напряжения на шинах РГ1 (а) и РГ2 (б)



(а) (б)

Рисунок 6.31 – Частота вращения ротора генератора РГ1 (а) и РГ2 (б)



(а) (б)

Рисунок 6.32 – Активная мощность РГ1 (а) и РГ2 (б)

На основе результатов расчетов и имитационного моделирования можно сформулировать следующие выводы:

1. Представлен метод противоаварийного управления на основе УПР в ЭЭС с РГ, использующий у генераторов АРВ и АРЧВ прогностического типа.

2. Применение в АРВ и АРЧВ генераторов инерционно-форсирующих звеньев с изменяющейся постоянной времени позволяет значительно улучшить качество переходных процессов при разгрузке генераторов.

Выводы по главе 6

1. Представлен метод определения областей САУ в электрических сетях на основе УПР. Определение областей САУ проведено применительно к схеме электрической сети с распределенной генерацией.

2. На основе УПР предложена эффективная методика определения областей запасов устойчивости в ЭЭС с РГ. Невырожденность матрицы Якоби УПР в точке решения обеспечивает надежность получения результатов, что весьма важно в задачах оперативного и, особенно, противоаварийного управления.

3. Результаты имитационного моделирования подтверждают правильность расчета запасов устойчивости ЭЭС с использованием предлагаемого метода на основе модифицированных уравнений предельных режимов.

4. Использование прогностических регуляторов позволяет расширить границы области статической апериодической устойчивости при дополнительной разгрузке генераторов для сети с отключенной линией связи РГ и подстанции ЭЭС.

5. Представлены методы ввода режима ЭЭС с РГ в область устойчивости, которые могут использоваться при противоаварийном управлении генерирующими установками объектов распределенной генерации.

6. Согласованная настройка АРВ и АРЧВ обеспечивает качественный динамический переход при выполнении разгрузки генераторов в послеаварийном режиме, а нечеткая система управления этой настройкой дает дополнительный эффект по улучшению качества переходных процессов для напряжения, частоты и мощности в послеаварийном режиме. Наибольший эффект по улучшению динамического перехода наблюдается для напряжения, а также для параметров генератора, имеющего непосредственную связь с отключаемой линией.

7. Представлен метод противоаварийного управления генерирующими установками, использующий УПР и регуляторы с самонастраивающимися ИФЗ для улучшения качества переходных процессов в послеаварийном режиме.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа содержит результаты актуальных научных исследований, касающихся процессов и режимов работы систем электроснабжения с ГУ объектов распределенной генерации в условиях низкого качества электроэнергии. В рамках исследования разработаны методы и программные алгоритмы для решения следующих задач:

- определение границ допустимых режимов работы ГУ при низком качестве электроэнергии;
- идентификация моделей ГУ объектов РГ с использованием современных цифровых технологий обработки сигналов;
- повышение качества электроэнергии;
- расчет запаса устойчивости электроэнергетических систем;
- адаптивное управление генерирующими установками;
- надежная интеграция в ЭЭС распределенной генерации и др.

Практическая ценность работы заключается в том, что предложенные методы, алгоритмы и программное обеспечение помогают решать эти задачи, улучшая функционирование систем электроснабжения и повышая надёжность и устойчивость работы генерирующего оборудования. Предложеные автоматические регуляторы, методы синтеза и настройки имеют простую структуру, используют только доступные для измерения параметры, легко реализуются и могут эффективно использоваться в качестве локальных и групповых регуляторов возбуждения синхронных генераторов и частоты вращения их роторов для обеспечения устойчивой работы ГУ объектов РГ при различных возмущениях, в том числе и в условиях низкого качества электроэнергии.

В диссертационной работе предложено решение научно-технической проблемы обеспечения устойчивости и адаптивности управления генерирующими установками объектов РГ в условиях низкого качества электроэнергии, имеющей важное народно-хозяйственное значение для электроэнергетики и экономики России. Общие результаты диссертационной работы:

1. Разработаны имитационные модели генерирующих установок объектов РГ и активных сетевых элементов, оснащённых САР и интеллектуальными средствами управления. Имитационные модели могут использоваться в исследованиях динамических режимов электроэнергетических систем и в проверке работоспособности новых САР.

2. Предложен и программно реализован метод идентификации модели ГУ на основе экспериментальных данных. В методе идентиикации используется вейвлет-преобразование для выделения шумов регуляторов и искусственные нейронные сети с системой нечеткого логического вывода. Это позволяет учитывать особенности работы СЭС в условиях низкого качества электроэнергии и изменяющихся режимов. Метод идентификации может использоваться при решении задач настроек регуляторов синхронных генераторов.

3. Разработан и программно реализован алгоритм для построения непараметрических моделей ГУ на основе нейронных сетей и нечеткой логики. Предложенный алгоритм может применяться при построении цифровых двойников динамических систем.

4. Исследована работа маломощного синхронного генератора в условиях низкого качества электрической энергии. С увеличением уровней несимметрии и амплитуд высших гармоник напряжений наблюдался рост токов в обмотках статора и ротора генератора с появлением колебаний электрических и вследствие производных моментов – механических параметров. Это повышает вероятность потери устойчивости. Эффективными средствами решения проблем с качеством электрической энергии являются вставки постоянного тока и/или энергетические роутеры для длительного использования синхронных генераторов малой мощности.

5. Предложены методы уменьшения провалов напряжения и улучшения качества электроэнергии в СЭС на основе ВПТ и управляемого энергетического роутера с накопителем электроэнергии. Проведенные исследования показывают высокую эффективность снижения провала напряжения в СЭС при использовании энергетических роутеров в сочетании с накопителями электроэнергии. Данные системы и полученные результаты могут использоваться при внедрении в СЭС

распределенной генерации, зарядных станций электромобилей и накопителей электроэнергии.

6. Разработана имитационная модель регулятора выходного инвертора энергороутера с алгоритмом регулирования напряжения на стороне постоянного и переменного тока инвертора в системе с зарядными станциями электромобилей. Использование предлагаемого регулятора инвертора энергороутера и аккумуляторов электромобилей в режиме включения мощной нагрузки позволяет поддерживать напряжение у потребителя вблизи номинального значения. Это также позволило улучшить качество электроэнергии, снизив амплитуды гармоник в электрической сети с зарядными станциями электромобилей. Суммарный коэффициент гармоник THD при использовании предлагаемого регулятора снизился в 1,7 раза. Полученные результаты способствуют проведению дальнейших исследований в направлении разработки систем автоматического регулирования напряжения преобразователей энергороутера и зарядных станций.

Результаты работы переданы для использования в АО «ХОЛДИНГ ЭРСО» в виде моделей и результатов моделирования энергетического роутера на основе высокочастотного трансформатора и преобразовательного оборудования для подключения потребителей электроэнергии к системе электроснабжения с низким качеством электроэнергии.

7. Разработан и программно реализован алгоритм метода согласованной настройки АРВ и АРЧВ синхронного генератора. Получено свидетельство о регистрации в реестре РФ программы для ЭВМ. Разработанный программный комплекс можно применять на практике для оптимизации параметров настройки регуляторов синхронных генераторов и при исследованиях новых алгоритмов АРВ и АРЧВ. В среднем использование только согласованной настройки регуляторов позволяет снизить перерегулирование напряжения на 5% и время переходного процесса для напряжения в 3 раза, а для частоты вращения ротора в 1,4 раза в зависимости от тяжести возмущения.

Проект по внедрению метода согласованной настройки регуляторов привлекателен с финансовой точки зрения. Для рассматриваемого турбогенератора

мощностью 3,125 МВА срок окупаемости составляет 4,5 года, а чистый дисконтированный доход положителен и составляет 94967 рублей.

8. Представлена адаптивная система управления параметрами настройки регуляторов ГУ, основанная на нейронных сетях и системе нечеткого логического вывода. Ее применение позволяет уменьшить время переходного процесса и снизить уровень перерегулирования напряжения и частоты. В рассмотренном примере по сравнению с обычной системой регулирования, т.е. без интеллектуального управления настройками регуляторов, время переходного процесса для частоты уменьшается в 2,5 раза, а величина перерегулирования – на 1,2 %, и на 2,5% уменьшается провал напряжения при подключении мощной нагрузки. Применение предлагаемой системы управления настройками АРВ и АРЧВ генераторов позволит решить проблемы поиска оптимальных настроек регуляторов при внедрении в эксплуатацию генерирующих установок объектов распределенной генерации.

9. Созданы структуры, алгоритмы работы, имитационные модели и методы настройки локальных и групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты, которые могут использоваться при эксплуатации генерирующих установок объектов распределенной генерации и улучшения их показателей качества регулирования. В рассмотренных примерах использование прогностических АРВ и АРЧВ турбогенератора позволило в 2,8 раза снизить отклонение частоты вращения ротора и в 2,5 раза уменьшить величину перерегулирования напряжения при подключении мощной нагрузки. Результаты экспериментов подтверждают, что использование прогностических автоматических регуляторов напряжения и частоты в газотурбинной установке значительно улучшает демпферные характеристики системы.

Результаты моделирования на физической модели показывают высокую эффективность использования предлагаемых самонастраивающихся прогностических АРВ и АРЧВ. В рассмотренных режимах провал частоты вращения ротора генератора снижался на 34 %, а перерегулирование уменьшалось на 32 %. Применение самонастраивающегося прогностического АРЧВ позволило улучшить управление параметрами генератора: при подключении мощной нагрузки

перерегулирование напряжения уменьшалось на 21 %; при отключении нагрузки провал напряжения снижался на 13 %. При удаленном КЗ длительностью 1 с использование самонастраивающегося прогностического АРЧВ позволяет уменьшить в 1,3 раза провал и снизить в 2,6 раза перерегулирование частоты.

Таким образом, внедрение самонастраивающихся инерционно-форсирующих звеньев в АРВ и АРЧВ позволит решить проблему адаптации настроек регуляторов генерирующих установок объектов распределенной генерации к изменяющимся схемно-режимным условиям в ЭЭС.

10. Разработаны структуры, алгоритмы работы и имитационные модели АРВ и АРЧВ для асинхронного генератора двойного питания (АГДП). Представлена структура имитационной модели самонастраивающегося прогностического АРЧВ АГДП, позволяющего эффективно регулировать скорость вращения ротора и частоту в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии. В частности, использование в АРЧВ самонастраивающегося инерционно-форсирующего звена у АГДП в режиме кратковременного удаленного КЗ позволяет: на 33,3% уменьшить время переходного процесса скорости ротора и частоты в сети; на 42,1% снизить перерегулирование скорости ротора и на 28,6% – перерегулирование частоты; на 56% улучшить степень затухания колебаний скорости ротора и на 52% – частоты в сети.

Таким образом, разработанные алгоритмы прогностических регуляторов универсальны и могут эффективно использоваться как для синхронных, так и для асинхроннных генераторов.

11. Выявлено, что согласованная настройка АРВ и АРЧВ и использование в них самонастраивающегося инерционно-форсирующего звена позволяет устранить появление фликера и улучшает качество электрической энергии в сетях с малой распределенной генерацией. Дополнительно улучшаются показатели качества регулирования: время переходного процесса частоты вращения ротора генератора уменьшается в 4 раза, а величина перерегулирования – в 10 раз. Кроме этого практически отсутствует колебательность частоты и напряжения.

12. Разработан метод противоаварийного управления генерирующими установками с применением модифицированных уравнений предельных режимов ЭЭС и обеспечением плавного динамического перехода с помощью нечеткой системы управления согласованной настройкой регуляторов генераторов и прогностических алгоритмов. Данный метод позволяет решать задачи противоаварийного управления синхронными генераторами в ЭЭС с сохранением устойчивой работы и обеспечением плавного динамического перехода в аварийных и послеаварийных режимах.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГДП – асинхронный генератор двойного питания

АД – асинхронный двигатель

АРЧВ – автоматический регулятор частоты вращения

АРВ – автоматический регулятор возбуждения

ВГ – высшие гармоники

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВПТ – вставка постоянного тока

ГА – генетический алгоритм

ГПАРН – групповой прогностический автоматический регулятор напряжения

ГПАРЧВ – групповой прогностический автоматический регулятор частоты вращения

ГТУ – газотурбинная установка

ГУ – генерирующая установка

ДГУ – дизель-генераторная установка

ЗС – зарядная станция

ИИ – искусственный интеллект

ИИТ – интеллектуальные информационные технологии

ИНС – искусственные нейронные сети

ИСУ – интеллектуальная система управления

ИФЗ – инерционно-форсирующее звено

КЗ – короткое замыкание

КС – контактная сеть

КЭ – качество электроэнергии

ЛЭП – линия электропередачи

МЧХ – мнимая частотная характеристика

НЭ – накопители электроэнергии

о.е. – относительные единицы

ПК – программный комплекс

ПИД – пропорционально-интегрально-дифференциальный

ПКЭ – показатели качества электроэнергии

РГ – распределённая генерация

РЗ – релейная защита

РЗА – релейная защита и автоматика

САР – система автоматического регулирования

САУ – статическая апериодическая устойчивость

СГ – синхронный генератор

СПАРВ – самонастраивающийся прогностический АРВ

СПАРЧВ – самонастраивающийся прогностический АРЧВ

СЭС – система электроснабжения

ТГУ – турбогенераторная установка

ТП – тяговая подстанция

УУР – уравнения установившегося режима

УПР – уравнения предельных режимов

ФЧХ – фазово-частотная характеристика

ЭПС – электроподвижной состав

ЭР – энергетический роутер (энергороутер)

ЭЭС – электроэнергетическая система

ANFIS – adaptive neuro-fuzzy inference system (адаптивная нейронная сеть на основе системы нечеткого вывода)

SST – solid state transformer (твердотельный трансформатор)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматизация энергетических систем / А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев [и др.]. М.: Энергия, 1977. 440 с.

2. Андерсон П., Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость / пер. с англ. под ред. Я.Н. Лугинского. М.: Энергия, 1980. – 568 с., ил.

3. Барзам А.Б. Системная автоматика. М.: Энергоатомиздат, 1989. 446 с.

4. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). IEEE Conference Publications. 2016. P. 1-6.

5. Логинов А. Г., Фадеев А. В. Микропроцессорный автоматический регулятор типа АРВ-М для систем возбуждения АО «Электросила» // Электротехника. № 4. 2001. С. 66-70.

6. Кичаев В. В., Юрганов А. А. Современное состояние проблемы регулирования возбуждения синхронных машин // Современные системы возбуждения для нового строительства и реконструкции электростанций. Опыт наладки и эксплуатации систем возбуждения нового поколения. СПб: ПЭИПК, 2004. С. 11-22.

7. Анализ основных процедур адаптивного регулирования возбуждения генераторов / А. Н. Дойников, М. М. Екимова, И. В. Игнатьев [и др.] // Тр. ЛПИ. №385. 1982. С. 28-32.

8. Адаптация настроек АРВ-СД с использованием математических моделей, синтезированных по экспериментальным частотным характеристикам энергосистемы / М. М.Екимова, А. Н. Дойников, И. В.Игнатьев, А. А. Юрганов // Вопросы устойчивости сложных электрических систем: сб. научн. тр. ин-та Энергосетьпроект. М.: 1985. С. 172-204.

9. Литкенс И.В., Гамазин С.И., Джанардан Н.Д. Анализ статической устойчивости сложных электросистем на ЭЦВМ средней мощности // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1964. – №6. – С. 701-712.

10. Горюнов Ю.П., Щербачев О.В. Программа для расчета статической устойчивости сложных электрических систем / Труды ЛПИ. 1967. №291. С. 98-103.

11. Лукашов Э.С., Бушуев В.В. О структурных схемах и частотных характеристиках электрических систем // Изв.СО АН СССР: серия техн. наук. – 1968. – №8. – С. 3-10.

12. Веников В.А., Васин В.П. Анализ статической устойчивости сложных электрических систем и частотные методы / Тр.Сиб. НИИЭ, – Новосибирск, 1972. – вып.21. – С. 3-8.

13. Карасев Е.Д. К анализу статической устойчивости электрических систем по критерию Михайлова // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1981. – №3. – С.47-54.

14. Строев В.А., Карасев Е.Д. Вопросы построения рационального алгоритма расчета областей статической устойчивости электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1979. – №3. – С. 37-45.

15. Горюнов Ю.П. Комплекс программ для исследования статической устойчивости по самораскачиванию сложных электрических систем / В кн.: Тез. докл. Всесоюзн. научн. конф. ”Моделирование электроэнергетических систем”. – Баку. 1982. – С.221-222.

16. Алгоритм численной оптимизации параметров АРВ генераторов сложной электроэнергетической системы / Г.Н. Женеико, В.Ф. Заугольников, Б.Г. Ладвищинко, Л.А. Терешко, Р.А. Темирбулатов / Тр. Ленингр. Политехн. ин-та, 1982. – №385. – С. 16-21.

17. Груздев И.А., Екимова М.М. Основные задачи исследования сильного регулирования возбуждения генераторов сложных электроэнергетических систем / В кн. Труды ЛПИ. – 1982. – №385. – С. 3-12.

18. Симеонова К.Ж., Строев В.А., Вопросы выбора параметров АРВ в сложных электроэнергетических системах // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1987. – №5. – С. 61-71.

19. Женеико Г.Н., Заугольников В.Ф., Ладвищенко Б.Г., Терешко Л.А., Темирбулатов Р.А. Алгоритм численной оптимизации параметров АРВ генераторов сложной электроэнергетической системы / В кн. Труды ЛПИ. 1982. №385. – С. 16-21.

20. Груздев И.А., Устинов С.М., Ладвищенко Б.Г., Юрганов А.А. Координация настроек АРВ-СД генераторов сложных электроэнергетических систем // Вопросы устойчивости сложных электрических систем: сб. научн. тр. ин-та Энергосеть-проект. – М.: 1985. – С. 205-213.

21. Зеккель А.С. Оценка качества регулирования и методика настройки стабилизации АРВ генераторов // Электричество. – 1988. – №5. – С.15-21.

22. Горюнов Ю.П., Кукар О.Б., Пратусевич В.Я., Рагозин А.А. Комплекс программ для исследования возмущенного движения сложных ЭЭС и алгоритмов адаптации регуляторов возбуждения / В кн. Труды ЛПИ. 1988. – №427. – С. 16-25.

23. Груздев И.А., Екимова М.М., Дойников А.Н., Игнатьев И.В. Методика координации настроек АРВ-СД в энергосистемах на основе экспериментальных данных / В кн. Труды ЛПИ. 1988. – №427. – С. 55-61.

24. Юрганов А.А. Методы и средства автоматического регулирования возбуждения турбо- и гидрогенераторов / Творческое наследие академика М.П. Костенко и его значение для современного и перспективного электромашиностроения. СПб.: Наука, 1992. – С. 132-158.

25. Юрганов А.А., Кожевников В.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. – СПб.: Наука, 1996. – 138 с.

26. Гольдштейн И.М., Есипович А.Х., Зеккель А.С., Черкасский А.В. Алгоритм и программа для оценки эффективности управления возбуждением генераторов энергообъединения / Сб. науч. тр. НИИПТ. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – С. 99-105.

27. Зеккель А.С. Оценка качества регулирования и методика настройки стабилизации АРВ генераторов // Электричество. – 1988. – №5. – С.15-21.

28. Игнатьев И. В., Булатов Ю. Н. Модели и методы настройки систем регулирования возбуждения генераторов на основе экспериментальных данных. Братск, 2016. 278 с.

29. Филимонов, Н. Ю. Разработка и применение методики белого шума для настройки автоматических регуляторов возбуждения и верификации моделей энергосистем: специальность 05.14.02 "Электрические станции и электроэнергетические системы" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Филимонов Никита Юрьевич, 2020. – 140 с.

30. Гуриков, О. В. Методика выбора параметров настройки системных стабилизаторов микропроцессорных автоматических регуляторов возбуждения, работающих в энергообъединениях сложной структуры : специальность 05.14.02 "Электрические станции и электроэнергетические системы" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Гуриков Олег Викторович, 2021. – 196 с.

31. Координированная настройка регуляторов возбуждения в многомашинной системе / В. А. Тащилин, П. В. Чусовитин, Г. С. Шабалин, А. В. Паздерин // Электроэнергетика глазами молодежи : труды VI международной научно-технической конференции, Иваново, 09–13 ноября 2015 года / ответственный редактор: Тютиков В.В., д.т.н., профессор, проректор по научной работе ИГЭУ. Том 1. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2015. – С. 381-384.

32. Канафеев, Р. И. Оптимальная настройка автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов / Р. И. Канафеев, А. Д. Жирнов, Т. Г. Климова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2016. – № 11-12. – С. 77-83.

33. J. W. Finch, K. J. Zachariah and M. E. Farsi, "Generalised predictive control applied to a turbogenerator voltage regulator," *1989 Fourth International Conference on Electrical Machines and Drives,* London, UK, 1989, pp. 130-134.

34. Юдаев В.К., Константинов А.М. Адаптивная система автоматического регулирования возбуждения турбогенератора на базе нейронной сети // труды VI международной научно-технической конференции Электроэнергетика глазами молодежи, 2015, Иваново, Т.2, с. 221-226.

35. Кавалеров Б.В., Заборовцев Е.А., Заборовцева М.А., Килин Г.А., Суслов А.И. Применение искусственной нейронной сети в задаче управления синхронным генератором // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2022. № 44. С. 80-95.

36. Экспериментальное исследование нечеткого стабилизатора возбуждения синхронного генератора // Ю. А. Борцов, А. А. Юрганов, И. А. Приходько, В. А. Кожевников // Электротехника, № 3. 1999. С. 36-43.

37. Воропай Н. И., Этингов П. В. Развитие методов адаптации нечётких АРВ для повышения динамической устойчивости сложных электроэнергетических систем // Электричество. №11. 2003. С. 2-10.

38. M. Lown, E. Swidenbank and B. W. Hogg, "Adaptive fuzzy control of a pilot turbo-generator plant," *IEE Colloquium on Industrial Applications of Intelligent Control (Digest No: 1997/144)*, London, UK, 1997, pp. 6/1-6/5, doi: 10.1049/ic:19970787.

39. A. Horch, A. Naceri and A. Ayad, "Power system stabilizer design using H∞ robust technique to enhance robustnesse of power system," *2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Ouarzazate, Morocco, 2014, pp. 884-889, doi: 10.1109/IRSEC.2014.7059908.

40. M. Farsi, K. J. Zachariah and J. W. Finch, "Adaptive control of turbo generator excitation," *IEE Colloquium on Adaptive Controllers in Practice - Part Two (Digest No: 1996/060)*, London, UK, 1996, pp. 2/1-2/5, doi: 10.1049/ic:19960411.

41. X. Yu, C. Mao, J. Lu and G. Hu, "An Adaptive Optimal Excitation Controller," *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, Dalian, China, 2005, pp. 1-5, doi: 10.1109/TDC.2005.1546952.

42. L. -R. Chang-Chien and J. -S. Cheng, "The Online Estimate of System Parameters For Adaptive Tuning on Automatic Generation Control," *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, Kaohsiung, Taiwan, 2007, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISAP.2007.4441674.

43. G. Fusco and M. Russo, "Adaptive Voltage Regulator Design for Synchronous Generator," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 3, pp. 946-956, Sept. 2008, doi: 10.1109/TEC.2008.921463.

44. Поляхов Н.Д., Ха ань Т. Адаптивное управление синхронным генератором на основе безынерционного параметрического алгоритма // Электричество. 2014. № 12. С. 47-53.

45. Григорьев О.Г. Опыт модернизации регуляторов гидротурбин / О.Г. Григорьев, Г.С. Киселёв, В.Е. Корнев // Электрические станции. – 2008. – № 4.

46. Козлов В.Н. Управление энергетическими системами. Электромеханические процессы. – СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2000.

47. Козлов В.Н., Шашихин В.Н. Синтез координирующего робастного управления взаимосвязанными синхронными генераторами // Электричество. – 2000. – №9. – С. 20-26.

48. Колесников А.А. Свойства управляемости нелинейных электроприводов и турбогенераторов / А.А. Колесников, В.Е. Беляев, А.Н. Попов // Синтез алгоритмов сложных систем: Межведомственный тематический научный сборник. – Москва: Таганрог, 1997. – Вып. 9. – С. 147–180.

49. Веников В.А., Зуев Э.Н., Портной М.Г. и др. Электрические системы: Управление переходными режимами электроэнергетических систем: Учебник. – М.: Высш. школа, 1982. – 247 с.

50. D. J. N. Limebeer and E. Kasenally, "H∞ optimal control of a synchronous turbo-generator," *1986 25th IEEE Conference on Decision and Control*, Athens, Greece, 1986, pp. 62-65, doi: 10.1109/CDC.1986.267154.

51. Dong Qing, Gao Shu and Bao Hai, "Decentralized robust governor additional control for improving stability of turbogenerator," *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, Vancouver, BC, Canada, 2001, pp. 968-972 vol.2, doi: 10.1109/PESS.2001.970187.

52. P. Sokólski, T. A. Rutkowski and K. Duzinkiewicz, "The distributed model predictive controller for the nuclear power plant turbo-generator set," *2017 22nd*

International Conference on Methods and Models in Automation and Robotics (MMAR), Miedzyzdroje, Poland, 2017, pp. 682-687, doi: 10.1109/MMAR.2017.8046910.

53. Park H-S, Heo H-J, Choi B-S, Kim KC, Kim J-M. Speed Control for Turbine-Generator of ORC Power Generation System and Experimental Implementation. *Energies*. 2019; 12(2):200. https://doi.org/10.3390/en12020200

54. B. Kebe, L. Thiaw and O. Ba, "Theory and simulation of a neuro-fuzzy controller for 20MW turbo generator control," *2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Paris, France, 2018, pp. 94-99, doi: 10.1109/ICRERA.2018.8566897.

55. M. Maherani, B. Karimi and M. Farshad, "Fuzzy control of nonlinear MIMO synchronous turbo generator," *2011 11th International Conference on Control, Automation and Systems*, Gyeonggi-do, Korea (South), 2011, pp. 806-810.

56. W. Lao, L. Shi, X. Huang, T. Zhu and W. Wu, "Control Strategy of Grid-connected and Islanding Operation for Turbo-generator Units Based on Improved Fuzzy PID Control," *2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)*, Shanghai, China, 2022, pp. 147-153, doi: 10.1109/ICPSAsia55496.2022.9949799.

57. D. A. Pham, F. Nollet, N. Essounbouli and A. Hamzaoui, "Voltage and Frequency Regulation for Wound Rotor Synchronous Generator in Micro Hydro Power Plants with Real-Time Implementation," *2017 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Tangier, Morocco, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/IRSEC.2017.8477386.

58. Башмаков А.И., Башмаков И.А. Интеллектуальные информационные технологии. М.: МГТУ, 2005.

59. Витол Э.А. Интеллектуализация техники – главный вектор современной эволюции // Философия и космология. 2013. С. 65-92.

60. Санто Б. Интеллектуализация общества // Общество, основанное на знаниях: новые вызовы науке и ученым. К., 2005. [Электронный ресурс]: http://iee.org.ua/ru/publication/79/.

61. Лопота ВА., Юревич Е.И. Миниатюризация и интеллектуализация техники – глобальная тенденция XXI века // Микросистемная техника. 2003. № 1.

62. Яковлев А. Теория эмоциональной кибернетики. Псков, 2005. 36 с.

63. Макаров И.М., Лохин В.М., Манько С.В., Романов М.П. Искусственный интеллект и интеллектуальные системы управления. – М.: Наука, 2006.

64. Интеллектуальные системы управления / Под ред. И.М. Макарова, В.М. Лохина. М.: Физматлит, 2001. 576 с.

65. Пупков К.А., Коньков В.Г. Интеллектуальные системы. М.:МГТУ, 2003. 348 с.

66. Голицин Г.А., Фоминых И.Б. Интеграция нейросетевой технологии с экспертными системами // Труды 5-й национальной конференции по искусственному интеллекту (КИИ-96). – Казань, 1996.

67. Associative Neural Memories: Theory and Implementation / Ed. M.H. Hassoun. – N.Y.: Oxford University Press, 1993.

68. Watta P., Wang C., Hassoun M. Recurrent Neural Nets as Dynamical Boolean Systems with Application to Associative Memory // IEEE Transactions on Neural Networks. – 1997.

69. Прикладные нечеткие системы / Под ред. Т. Тэрано, К. Асаи, М. Сугэно. – М.: Мир, 1993.

70. Zhang L. et al. On rule checking and learning in an acupuncture diagnosis fuzzy expert system by genetic algorithm // Proc. Fourth IEEE International Conference on Fuzzy Systems (FUZZ-IEEE'95). – Yokohama, 1995.

71. Buckley J.J., Reilly K.D., Penmetcha K.V. Backpropagation and genetic algorithms for training fuzzy neural nets // Genetic Algorithms and Soft Computing / Eds F. Herrera, J.Verdegay. – Physica Verlag, 1996.

72. Perneel C. et al. Optimization of fuzzy expert systems using genetic algorithms and neural networks // IEEE Transactions on Fuzzy Systems. 1995.

73. Беляев А.Н., Смоловик С.В. Проектирование адаптивных автоматических регуляторов возбуждения с помощью нейронечеткого моделирования // Электричество. 2002. №3. С.2-9.

74. Jang, J.-S.R. «ANFIS: adaptive-network-based fuzzy inference system» // IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics. Vol.23. 1993. pp.665-685. DOI:10.1109/21.256541

75. Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, “Neuro Fuzzy Control system for Distributed Generation Plants”, Proceedings of the Vth International workshop "Critical infrastructures: Contingency management, Intelligent, Agent-based, Cloud computing and Cyber security" (IWCI 2018), Atlantis Press, Advances in Intelligent Systems Research, Vol. 158, 2018, pp. 13-19. DOI: https://doi.org/10.2991/iwci-18.2018.3

76. Скобелев П.О. Открытые мультиагентные системы для оперативной обработки информации в процессах принятия решений // Автометрия. 2002. №6. С.45-61.

77. Strassner J. Using Agents and Autonomic Computing to Build Next Generation Seamless Mobility Services // Keynote Lecture. International Conference on Autonomous Agents and Multi-agent Systems (AAMAS 2007), Honolulu, Hawaii, May 2007.

78. DeLoach S.A. Moving multi-agent systems from research to practice // Int. J. Agent-Oriented Software Engineering. Vol. 3. No. 4. 2009. pp.378-382.

79. Leitao P., Vrba P. Recent Developments and Future Trends of Industrial Agents // Proceedings of HoloMAS-2011, Holonic and Multi-Agent Systems for Manufacturing, Volume 6867 of the series Lecture Notes in Computer Science. Springer Verlag. 2011-2012. pp. 15-28.

80. Miiller J., Fisher K. Application Impact of Multiagent Systems and Technologies: A Survey // In Agent-Oriented Software Engineering book series. Springer. 2013. pp. 1-26.

81. Воропай Н.И., Ретанц К., Хэгер У., Томин Н.В., Курбацкий В.Г., Панасецкий Д.А., Колосок И.Н. Разработка инновационных технологий и средств для оценки и повышения гибкости современных энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. №1(64). С.52-63.

82. Torriti J. Demand Side Management for the European Supergrid: Occupancy variances of Euro-pean single-person households // Energy Policy. 2012, vol. 44, pp. 199-206.

83. Bernd M. Buchholz, Zbigniew A. Styczynski. Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks // Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. 396 p.

84. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Черепанов А.В. Интеллектуальные технологии управления качеством электроэнергии: монография. Иркутск: Издательство ИрНИТУ, 2015, 218 с.

85. Magdi S. Mahmoud, Fouad M. AL-Sunni Control and Optimization of Distributed Generation Systems. Cham: Springer International Publishing : Imprint: Springer, 2015. 578 p.

86. Martínez Ceseña E. A., Capuder T., Mancarella P. Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty // IEEE Transaction on Smart Grid. 2016, vol. 7, pp. 348-357.

87. Savina N.V., Myasoedov Y.V., Myasoedova L.A. Intellectualization of urban power distribution networks // International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 - Proceedings electronic edition. 2017. C. 8076249.

88. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В. Интеллектуализация систем электроснабжения городов. Монография / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 164 с.

89. Булатов Ю.Н. Интеллектуальные системы управления установками распределенной генерации // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2017. Т. 21. № 10. С. 78–94. DOI: 10.21285/1814-3520-2017-10-78-94

90. Массель Л.В., Гальперов В.И. Проектирование и разработка многоагентной системы оценивания состояний электроэнергетических систем // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 10 (105). С. 27-33.

91. Воропай Н.И., Негневицкий М., Томин Н.В., Панасецкий Д.А., Курбацкий В.Г., Ретанц К., Хэгер У. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах // Электричество. 2014. № 8. С. 19-31.

92. Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В., Жуков А.В., Панасецкий Д.А., Сидоров Д.Н. Разработка алгоритмов предотвращения лавины напряжения в ЭЭС со

сложной структурой на базе технологий вычислительного интеллекта // В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики Материалы Международного научного семинара им. Ю.Н.Руденко. Ответственные редакторы Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев. 2016. С. 311-320.

93. Осак А.Б., Ефимов Д.Н., Жуков А.В., Панасецкий Д.А., Курбацкий В.Г., Сидоров Д.Н., Томин Н.В., Воропай Н.И. Комплекс интеллектуальных средств раннего выявления и предотвращения возникновения системных аварий в энергообъединениях // Автоматика и телемеханика. 2018. № 10. С. 6-25.

94. Курбацкий В.Г., Томин Н.В., Реуцкий И.С. Предотвращение неустойчивости по напряжению с использованием моделей искусственного интеллекта // В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики Материалы 90-е заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. В 2-х книгах. Ответственный редактор Н.И. Воропай. 2018. С. 364-373.

95. Курбацкий В.Г., Томин Н.В. Прогнозирование характеристик потерь энергии при формировании тарифов на основе нейросетевых моделей // Энергетик. 2007. № 3. С. 2-5.

96. Курбацкий В.Г., Томин Н.В. Анализ потерь энергии в электрических сетях на базе современных алгоритмов искусственного интеллекта // Электричество. 2007. № 4. С. 12-21.

97. K. Tomsovic, “A Fuzzy Linear Programming Approach to the Reactive Power/Voltage Control Problem,” IEEE Transaction on Power Systems, vol. 7, No. 1, 1992, pp. 287-293.

98. S. Suryanarayanan, G. T. Heydt, R. G. Farmer, S. Chakka, “An Estimation Technique to Contribution Factors for Loop Flows in an Interconnected Power System,” Electric Power Components and Systems, vol. 32, pp. 813-826, 2004.

99. G. Granelli, M. Montagna, F. Zanellini, P. Bresesti, R. Vailati, “A Genetic Algorithm-Based Procedure to Optimize System Topology Against Parallel Flows,” IEEE Transaction on Power Systems, vol. 21, No. 1, 2006.

100. Saad M.S., Jamaluddin H., Darus I.Z.M. Implementations of PID-controller tuning using differential evolution and genetic algorithm // International Journal of Innovate Computing, Information and Control. 2012. Vol. 8, no. 11. pp. 7761-7779.

101. Ayman A.A. PID Parameters Optimization Using Genetic Algorithm Technique for Electrohydraulic Servo Control System // Intelligent Control and Automation. 2011. No. 2. pp. 69-76. DOI: 10.4236/ica.2011.22008

102. Slavov T., Roeva O. Application of Genetic Algorithm to Tuning a PID Controller for Glucose Concentration Control // Electronic journal: WSEAS Transactions on Systems. 2012. Vol. 11, no.7. pp. 223-233.

103. Булатов, Ю.Н. Методика выбора оптимальных настроек систем АРЧВ генераторов электростанций / Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев, В.А. Попик // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2011. – №1(29). – С. 192-198.

104. Куцый Н.Н., Лукьянов Н.Д. Применение генетического алгоритма для оптимизации автоматических систем с ПИД-регулятором // Вестник ИрГТУ. 2012. №6 (65). С. 6-10.

105. Дунаев М.П., Куцый Н.Н., Лукьянов Н.Д. Параметрическая оптимизация системы управления насосной станцией с помощью генетического алгоритма // Наука и образование. МГТУ им. Н.Э. Баумана. Электрон. журн. 2014. №8. С. 194-205. DOI: 10.7463/0514.0721172

106. Репин А.И., Сабанин В.Р., Смирнов Н.И. Алгоритм оптимальной настройки реальных ПИД регуляторов на заданный запас устойчивости // Автоматизации и IT в энергетике. 2010. №4(9). С. 7-12.

107. Chen Y., Ma Y., Yun W. Application of Improved Genetic Algorithm in PID Controller Pa-rameters Optimization // Telkomnika. 2013, vol. 11, no. 3, pp. 1524-1530.

108. Jaen-Cuellar A.Y., Romero-Troncoso R. de J., Morales-Velazquez L., Osornio-Rios R.A. PID-Controller Tuning Optimization with Genetic Algorithms in Servo Systems // International Jour-nal of Advanced Robotic Systems. 2013, vol. 10, pp. 324-337. DOI: 10.5772/56697.

109. Булатов, Ю.Н. Управление режимами систем электроснабжения железных дорог на основе технологий интеллектуальных сетей (smart grid): монография / Г.О. Арсентьев, Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, А.П. Куцый, Нгуен Ван Хуан, А.В. Черепанов, Чан Зюй Хынг; под редакцией А. В. Крюкова. – Иркутск: ИрГУПС, 2019. – 414 с.

110. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Применение вейвлет-преобразования и генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной генерации // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2016. №2 (Т. 63). С. 7-22.

111. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Применение генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной генерации // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2016. №2. С. 30-45.

112. Evgenije Adzic et al. Maximum Power Search in Wind Turbine Based on Fuzzy Logic Control / Evgenije Adzic, Zoran Ivanovic, Milan Adzic, Vladimir Katic // Acta Polytechnica Hungarica. 2009, vol. 6, no. 1, pp.131-149.

113. Voropai N.I., Etingov P.V. Two-Stage Adaptive Fuzzy PSS Application to Power Systems // Proc. of International Conference on Electrical Engineering ICEE'2001, July 22-26, Xi'an, China, 2001, vol. 1, pp. 314-318.

114. Kryukov A.V., Kargapol’cev S.K., Bulatov Yu.N., Skrypnik O.N., Kuznetsov B.F., Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation, *Far East Journal of Electronics and Communications*. 2017. Vol. 17. No. 5. pp. 1127-1140.

115. Xu, Y. et al. Multiagent-based reinforcement learning for optimal reactive power dispatch // IEEE Trans. Syst., Man, Cyber, 2012, 42, pp. 1742–1751.

116. Zhukov A., Tomin N., Sidorov D., Kurbatsky V., Panasetsky D. On-Line Power Systems Security Assessment Using Data Stream Random Forest Algorithm Modification // In: Innovative Computing, Optimization and Its Applications. Studies in Computational Intelligence, Vol. 741, 2018, Springer, Cham.

117. Курбацкий В.Г., Томин Н.В. Технологии машинного обучения в задаче мониторинга и оценки режимной надёжности электроэнергетических систем // В сборнике: Современные технологии и развитие политехнического образования. Научное электронное издание. 2016. С. 370-374.

118. Tomin N.V., Kurbatsky V.G., Sidorov D.N., Zhukov A.V. Machine learning techniques for power system security assessment // IFAC-PapersOnLine. 2016. Vol. 49. No. 27. pp. 445-450.

119. Курбацкий В.Г., Томин Н.В. Мониторинг и оценка режимной надёжности ЭЭС на базе алгоритмов машинного обучения // В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. 2015. С. 535-544.

120. Zhenhua Jiang. Agent Based Control Framework for Distributed Energy Resources Microgrids // Intelligent Agent Technology, 2006. IAT ‘06. IEEE/WIC/ACM International Conference. –Hong Kong, 2006. – pp. 646–652. DOI: 10.1109/IAT.2006.27.

121. Sergio Rivera, Amro Farid, Kamal Youcef Toumi. Coordination and Control of Multiple Microgrids Using MultiAgent Systems // Energypath 2013: Our Global Sustainable Energy Future. – Philadelphia, PA, USA, 2013. – pp. 1–5.

122. Dolan M.J., Davidson E.M., Ault G.W., Bell K.R.W., McArthur St.D.J. Distribution Power Flow Management Utilizing an Online Constraint Programming Method // IEEE TRAN SACTIONS ON SMART GRID. – 2013. – V. 4. – pp. 798–805. DOI: 10.1109/TSG.2012.2234148.

123. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Мультиагентная система управления установками распределённой генерации // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2015. № 11-12. С. 97-107.

124. Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov, Multi-agent technologies for control of distributed generation plants in the isolated power systems, Far East Journal of Electronics and Communications. Vol. 17. No. 5. pp. 1197-1212 (2017)

125. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Куцый А.П. Мультиагентный подход к управлению режимами систем электроснабжения железных дорог // Вестник

Иркутского государственного технического университета. 2017. Т. 21. № 4 (123). С. 108-126.

126. Шуманский Э.К., Булатов Ю.Н. Перспективы применения мультиагентного управления в системах электроснабжения с установками распределенной генерации // В сборнике: ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ Материалы V Международного молодежного форума. 2017. С. 278-281.

127. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Куцый А.П. Мультиагентные технологии управления в системах электроснабжения магистральных железных дорог // Системы. Методы. Технологии. 2018. № 1 (37). С. 56-65.

128. Aquino-Lugo, A.A. et al. A control framework for the smart grid for voltage support using agent-based technologies // IEEE Trans. on Smart Grid, 2011, 2(1), pp.173-180.

129. Belkacemi R et al. Experimental Implementation of Multi-Agent System Algorithm to Prevent Cascading Failure after N-1-1 Contingency in Smart Grid Systems // IEEE GM, 2015.

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

131. Фишов А.Г., Карджаубаев Н.А. Децентрализованное мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22. № 6 (137). С. 183-195.

132. Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В., Панасецкий Д.А., Сидоров Д.Н., Жуков А.В., Ефимов Д.Н., Осак А.Б., Спиряев В.А., Домышев А.В. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в энергосистемах / Воропай Н.И. и [др.], Новосибирск: Изд-во Наука, 2016, 332 с.

133. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. М.: Энергоатомиздат, 1994. 272 с.

134. Куско А., Томпсон М. Качество энергии в электрических сетях. М.: Додэка-XXI, 2008. 336 с.

135. Андерсон П., Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость. М.: Энергия, 1980. 568 с., ил.

136. Фотин В.П., Аракелян В.Г. Технологическая стратегия электроэнергетической системы России // Электричество. № 9. 2001. С. 12-20.

137. Закарюкин В.П., Крюков А.В, Ушаков В.А., Алексеенко В.А. Оперативное управление в системах электроснабжения железных дорог. Иркутск: ИрГУПС, 2012. 129 с.

138. Yi Xu, J. Zhang, W. Wang, A. Juneja, S. Bhattacharya, “Energy router: Architectures and functionalities toward Energy Internet”, 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2011, pp. 31-36.

139. ПЛАН мероприятий («дорожная карта») «Энерджинет» Национальной технологической инициативы. Москва, 2016. URL: http://fasie.ru/upload/docs/DK_energynet.pdf

140. Соснина Е.Н., Лоскутов А.Б., Чивенков А.И., Опытная цифровая подстанция с актив-но-адаптивной системой управления и автоматическим плавным регулирование напряжения и мощности // Промышленная энергетика. 2013. №12.

141. Соснина Е.Н., Шалухо А.В., Кечкин А.Ю., Вопросы создания виртуальных электростанций в масштабе micro-grid // Вестник НГИЭИ. 2015. №4 (47).

142. Крюков А.В., Арсентьев Г.О. Применение энергетических роутеров в системах электроснабжения // Современные технологии и научно-технический прогресс. Ангарск: АГТУ, 2017. С.140-141.

143. A. Ghasemi, M, Hojiat, M. H. Javidi, “Introducing a new framework for management of future distribution networks using potentials of energy hubs,” Proc. 2nd Iranian Conf. Smart Grids, 2012, pp. 1-7.

144. M. Schulze, L. Friedrich, M. Gautschi, “Modeling and optimization of renewable: applying the energy hub approach,” Proc. Int. Conf. Sustainable Energy Technologies, pp. 83-88, 2008.

145. W. Sheng, H. Liu, Z. Zeng, “An energy hub based on virtualmachine control,” Proc. CSEE, vol. 35, no. 14, pp. 3541 -3550, 2015.

146. C. Lin, H. Zhao, X. Liu, “Research on routing strategy for intergrid,” Trans. China Electro Technical Soc., vol. 30 no. 11, pp. 37-44, 2015

147. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Арсентьев Г.О. Использование энергороутеров в системах электроснабжения с установками распределенной генерации // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2018. № 4. С. 64-69.

148. Bulatov Y., Kryukov A., Arsentyev G. Application of energy routers in railway power supply systems // В сборнике: MATEC Web of Conferences. 2018. С. 01047.

149. Bulatov Y.N., Kryukov A.V., Arsentiev G.O. Intelligent electrical networks based on controlled energy routers // В сборнике: Proceedings - 2018 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2018. 2018. С. 8728738.

150. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Арсентьев Г.О. Применение энергороутеров в системах электроснабжения железных дорог // В сборнике: Интеллектуальная энергетика на транспорте и в промышленности. Материалы всероссийской молодежной научно-практической конференции с международным участием. Омск. 2018. С. 35-42.

151. Bulatov Y.N., Kryukov A.V., Arsentiev G.O. Use of power routers and renewable energy resources in smart power supply systems // В сборнике: Proceedings - 2018 International Ural Conference on Green Energy, UralCon 2018. 2018. С. 143-148.

152. Bulatov Y., Kryukov A., Suslov K. Application of power routers in standalone power systems // В сборнике: Proceedings - International Conference on Modern Electric Power Systems, MEPS 2019. 2019. С. 9395000.

153. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Distribution DC electrical network with power router // В сборнике: 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2019. 2019. С. 8934898.

154. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Крюков А.Е. Применение энергороутеров для повышения надежности электроснабжения нетяговых потребителей // Системы. Методы. Технологии. 2020. № 4 (48). С. 57-64.

155. Булатов, Ю.Н. Применение энергороутера для повышения качества электроэнергии и ограничения токов короткого замыкания в системе электроснабжения нетяговых потребителей / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Г.О. Арсентьев // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные. – 2018.– Т. 1. – С.62-68.

156. Bulatov Y.N., Kryukov A.V., Van Huan N. The study of power router-based DC distribution systems operating modes // В сборнике: 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2020. 2020. С. 9271532.

157. Булатов, Ю.Н. Распределенная генерация и энергетические роутеры в системах электроснабжения железных дорог: монография / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Г.О. Арсентьев – 2-е изд., перераб. и доп. – М.; Берлин: Директ-Медиа, 2019. – 172 с.

158. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Изолированная система электроснабжения с энергетическими роутерами и возобновляемыми источниками энергии // Вестник ИжГТУ имени М.Т. Калашникова. 2021. Т. 24. № 2. С. 124-134.

159. Bulatov, Y. Simulation of Power Router-Based DC Distribution Systems with Distributed Generation and Energy Storage Units / Y. Bulatov, A. Kryukov, K. Suslov // Energies. – 2023. – 16. – 214. – https://doi.org/10.3390/en16010214

160. Расчет мощности активного фильтросимметрирующего устройства для нормализации напряжения на шинах ПС 220 кВ Сковородино / Г.М. Мустафа, С.И. Гусев, А.М. Ершов и др. // Электрические станции. № 3. 2015. С. 46-53.

161. Савина Н.В., Бодруг Н.С. Проблемы нормирования качества электроэнергии при переходе на интеллектуальные электроэнергетические системы // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016. № 5-6. С. 19-26.

162. Jenkins N., Allan R., Grossley P., Kirschen D., Strbac G. Embedded Generation. London; IEE, 2000, 273 p.

163. Papathanassiou S.A., Hatziargyriou N.D. Technical Requirements for the Connection of Dispersed Generation to the Grid // 2001 IEEE PES Summer Meeting, Vancouver, Canada, July 15-19, 2001, p.134-138.

164. Barker Ph. P., De Mello R.W. Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems // 2000 IEEE PES Summer Meeting, Seattle, WA, USA, July 11-15, 2000, p.222-233.

165. Романов С.Г., Савина Н.В. Современное состояние проблем распределенной генерации в Амурской области как территории с изолированными потребителями // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2014. № 10 (93). С. 210-215.

166. Funabashi T. Study on Protection and Control of Dispersed Generation // 2001 IEEE PES Summer Meeting, Vancouver, Canada, July 15-19, 2001, p. 131-133.

167. Фишман В. П. Построение систем РЗиА при наличии собственных источников электроэнергии у потребителей // Новости электротехники, 2002, № 6(18), с.34-37.

168. Воропай Н.И., Ефимов Д.Н. Требования к противоаварийному управлению ЭЭС с учетом изменения условия их развития и функционирования // Надежность либерализованных систем энергетики. Новосибирск: Наука, 2004, с.74-84.

169. Jimeno J., Laresgoiti I., Oyarzabal J., Stene B., Bacher R. Architectural Framework for the Integration of Distributed Resources // 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy, June 23-26, 2003, p.91-96.

170. Batrinu F., Chicco G., Pomrub R., Postolache P., Toader C. Current Issues on Operation and Management of Distributed Resources // 5th Int. World Energy System Conf., Oradea, Pomania, May 17-19, 2004, p.31-36.

171. Ерошенко С.А., Карпенко А.А., Кокин С.Е., Паздерин А.В. Научные проблемы распределенной генерации // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2010. № 11-12. С. 126-133.

172. Азорин А.Ю., Воропай Н.И. Проблемы синхронизации при восстановлении систем электроснабжения, включающих распределённую генерацию

// Тр. V междунар. науч.-техн. конф. "Электроэнергетика глазами молодёжи". – Томск: Томский политехнический университет, 2014. Томск, ТПУ Россия. 10-14 ноября 2014. С.382-385.

173. Ерошенко С.А., Карпенко А.А., Паздерин А.В., Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Технические вопросы подключения малой генерации на параллельную работу с энергосистемой // Научное обозрение. 2013. № 6. С. 49-56.

174. Илюшин П.В., Паздерин А.В. Требования к делительной автоматике объектов распределенной генерации с учетом влияния параметров прилегающей сети и нагрузки // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 4 (49). С. 42-47.

175. Мукатов Б.Б., Ефремов И.А., Фишов А.Г. Исследование реконфигурации электрических сетей с распределенной генерацией в аварийных режимах // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. 2014. № 4 (25). С. 90-103.

176. Мукатов Б.Б., Карджаубаев Н.А., Фишов А.Г. Особенности обеспечения надежности электроснабжения в изолированно работающих энергосистемах с малой генерацией // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. 2015. № 4 (29). С. 94-104.

177. Куликов А.Л., Илюшин П.В. Применение последовательной процедуры Вальда в автоматике управления режимами энергорайонов с объектами распределённой генерации // Энергетик. 2019. № 6. С. 23-29.

178. Илюшин П.В. Анализ влияния распределенной генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем // В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики Материалы 90-е заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. В 2-х книгах. Ответственный редактор Н.И. Воропай. 2018. С. 237-246.

179. Гуревич Ю.Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.

180. Чемборисова Н.Ш., Фролов О.В., Баранов И.Л., Баширов И.Н. Использование обобщенных показателей схемы при анализе режимов

электроэнергетических систем // Вестник Московского энергетического института. 2015. № 1. С. 66-73.

181. Илюшин П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети: монография. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2020. – 116 с.

182. Русин Г.Л., Русина А.Г., Чурилов П.В., Клавсуц И.Л. Основы создания имитационной модели нормализатора напряжения для анализа нормальных режимов электроэнергетических систем // Системы. Методы. Технологии. 2017. № 1 (33). С. 63-72.

183. Черных И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И. В. Черных. М.: ДМК Пресс. 2008. 288 с.

184. Герман-Галкин С.Г. Компьютерное моделирование полупроводниковых систем в Matlab 6.0 / С.Г. Герман-Галкин. СПб.: Корона – Принт, 2001.

185. Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем. В 2-х т. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. Т. 2. 376 с.

186. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Влияние несимметричной нагрузки на работу турбогенераторов установок распределенной генерации // Системы. Методы. Технологии. – 2016. – № 3(31). – С. 85-93.

187. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Влияние нелинейной нагрузки на работу турбогенераторов установок распределенной генерации // Системы. Методы. Технологии. – 2016. – № 4(32). – С. 95-100.

188. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Хынг Ч.З. Автоматические регуляторы для установок распределенной генерации // Системы. Методы. Технологии. 2014. № 3 (23). С. 108-116.

189. SimPowerSystems User’s Guide For Use with Simulink, 1998-2006 TransÉnergie Technologies Inc., under sublicense from Hydro-Québec, and The MathWorks, Inc.

190. Bulatov, Yu.N. Simulation of dynamic modes of power supply systems equipped with diesel generators, at inferior power quality / Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov,

Nguyen Van Huan, Tran Duy Hung // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – Vol. 1661. – pp. 1-6. – https://doi.org/10.1088/1742-6596/1661/1/012136.

191. Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," IEEE® Standard 421.5-1992, August, 1992.

192. Булатов Ю.Н., Игнатьев И.В. Моделирование гидротурбин и автоматических регуляторов частоты и активной мощности в среде MATLAB // Системы. Методы. Технологии. 2009. № 4 (4). С. 67-70.

193. Асаинов Д.Н., Гусев Ю.П. Исследование динамической устойчивости и электродинамической стойкости ГТУ // Вестник МЭИ. 2010. №2. С. 55-61.

194. Илюшин П.В., Филиппов С.П., Новиков Н.Л. Требования к маневренности газотурбинных и газопоршневых генерирующих установок // В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики в 2-х книгах. Ответственный редактор Воропай Н.И.. 2019. С. 343-352.

195. Centeno P., Egido I., Domingo C., Fernandez F., Rouco L., Gonzalez M. Review of gas turbine models for power system stability studies. – 9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering, 2005.

196. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of singleshaft gas turbines in mechanical drive services. – Turbo Mach. Int., 1992, vol. 33, No. 5, pp. 26–32.

197. Опарин Д.А., Кавалеров Б.В. О моделировании газотурбинных установок при управлении электростанциями малой и средней мощности // Вестник ПНИПУ. 2014. №12. С.5-13.

198. Mohammad Reza Bank Tavakoli, Behrooz Vahidi, Wolfgang Gawlik, An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbines Model in Dynamic Studies Based on Operational Data // IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, No. 3, 2009. pp.1366-1374.

199. Бахмисов О.В., Кузнецов О.Н. Методика моделирования газотурбинных и парогазовых установок большой мощности при исследовании процессов в ЭЭС // Электричество. 2016. № 5. С.27-34.

200. Meegahapola L. and Flynn D. Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks. – IEEE Trans. Power Syst., 2014, No. 99, pp. 1–11.

201. Shalan H., Hassan M., Bahgat A. Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants. Proc. of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10). 2010, pp. 970–976.

202. Булатов, Ю.Н. Непараметрическая идентификация системы турбина-генератор в условиях эксплуатации / Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев // Идентификация, измерение характеристик и имитация случайных сигналов (состояние, перспективы развития): Сборник материалов конференции. – Новосибирск: изд-во «КАНТ», 2009. – 184 с.

203. Бушуев В.В. Динамические свойства электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 120 с.: ил.

204. Дьяконица С.А. Методика повышения состоятельности оценок динамической модели энергосистемы в условиях нормальной эксплуатации / Автореф. дис. канд. техн. наук. – Братск, 2002. – 22 с.

205. Булатов Ю.Н. Метод пассивной идентификации математической модели установки распределенной генерации // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2019. Т. 23. № 2 (145). С. 296-309.

206. Дойников А.Н. Эквивалентирование и идентификация электроэнергетических систем при решении задач статической устойчивости / Автореф. дис. на соиск. учен. степ. доктора техн. наук. – Братск, 2001. – 38 с.

207. Смоленцев Н.К. Основы теории вейвлетов. Вейвлеты в MATLAB. – М.: ДМК Пресс, 2005. – 304 с.

208. Дьяконов В., Абраменкова И. MATLAB. Обработка сигналов и изображений. Специальный справочник. – СПб.: Питер, 2002. – 608 с.

209. Добеши И. Десять лекций по вейвлетам. – М.: РХД, 2001.

210. Булатов Ю.Н., Игнатьев И.В. Алгоритм сглаживания эмпирической оценки комплексной передаточной функции при идентификации

электроэнергетических систем // Сб. науч. трудов / Под ред. Ю.Ф. Мухопада. – Иркутск: ИрГУПС, 2010. – Вып. 17. – С. 18-23.

211. Бушуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л. Динамические свойства энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1995. 320с.

212. Бокс Дж., Дженкинс Г. Анализ временных рядов: прогноз и управление. - М.: Мир., 1974. 200 с.

213. Булатов Ю.Н., Игнатьев И.В. Программный комплекс для идентификации электроэнергетических систем и оптимизации коэффициентов стабилизации автоматических регуляторов возбуждения // Системы. Методы. Технологии. 2010. №4(8). С. 106-113.

214. Булатов, Ю.Н. Методика построения оптимизированной нечёткой модели электроэнергетической системы / Ю.Н. Булатов, М.А. Приходько // Труды Братского государственного университета: Сер.: Естественные и инженерные науки – развитию регионов Сибири: в 2 т. – Братск: Изд-во БрГУ, 2011. – Т. 1. – 125 с.

215. Булатов, Ю.Н. Алгоритм оптимизации нечеткой модели установки распределенной генерации / Ю.Н. Булатов // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные. – 2018.– Т. 2. – С.3-8.

216. Булатов, Ю.Н. Алгоритмы построения цифрового двойника установки распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков // Журнал Сибирского федерального университета.Серия: Техника и технологии. – 2020. – Т.13. – №6. – С.677-689.

217. Bulatov, Y. Digital Twin Formation Method for Distributed Generation Plants of Cyber–Physical Power Supply Systems / Y. Bulatov, A. Kryukov, A. Batuhtin, K. Suslov, K. Korotkova, D. Sidorov // Mathematics. – 2022. – 10. – 2886. – https://doi.org/10.3390/math10162886.

218. Булатов, Ю.Н. Киберфизические системы электроснабжения: моделирование, управление, идентификация: монография. / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2022. – 158 с.

219. Булатов, Ю.Н. Системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии: моделирование и управление: монография / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов, А.Е. Крюков. – Москва: Директ-Медиа, 2024 – 179 с.

220. Булатов, Ю.Н. Киберфизические системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии : моделирование и управление : монография / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков, К. В. Суслов. – Москва : РУДН, 2025. – 172 с. : ил.

221. Аксеновский А.В., Булатов Ю.Н. Идентификация электроэнергетических систем для адаптивного управления автоматическими регуляторами возбуждения // Труды Братского государственного университета: Сер.: Естественные и инженерные науки – развитию регионов Сибири: в 2 т. – Братск: Изд-во БрГУ, 2011. – Т. 1. – С. 44-48.

222. Игнатьев И.В., Приходько М.А., Булатов Ю.Н. Разработка и программная реализация алгоритма нечеткой нейро-сетевой идентификации параметров синхронного генератора // Системы. Методы. Технологии. 2012. № 4 (16). С. 52-56.

223. Jang, J.-S.R. «ANFIS: adaptive-network-based fuzzy inference system» // IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics. Vol.23. 1993. pp.665-685. DOI:10.1109/21.256541

224. Нечёткая идентификация односвязных систем (FLI v. 1.00) / Булатов Ю.Н., Приходько М.А. Св. ГР №2011617041; зарег. в реестре программ для ЭВМ 12.09.11. (Федер. служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам).

225. Арсентьев Г.О., Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Применение энергороутеров в системах электроснабжения с распределенной генерацией // Электроэнергетика глазами молодежи-2017 В 3-х тт. Т.3. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. С. 143-146.

226. Бардушко В.Д., Закарюкин В.П., Крюков А.В. Принципы построения систем электроснабжения железнодорожного транспорта. Москва: Теплотехник, 2014. 166 с.

227. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. СПб.: Изд-во ДЕАН, 2004. 336 с.

228. Барковский Б.С., Еремин Н.Е., Шалимов М.Г. Влияние несимметрии и несинусоидальности нагрузки на работу трансформаторов и турбогенераторов // Научные труды. Омск: Западно-Сибирское книжное издательство, 1964. Том 53. 98с.

229. K. Ludwinek “Influence of DC voltage and current of field winding on induced stator voltages of a salient pole synchronous generator”, International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.), Vol. 9, No. 1, pp. 62-72, 2014

230. K. Ludwinek “Influence of Representation of the Stator to Rotor Mutual Inductances on the Induced Phase Voltage Waveforms in a Salient Pole Synchronous Generator”, Zeszyty Problemowe Maszyny Elektryczne, No. 104, published by Komel Katowice, Poland, pp. 147-154, 2014.

231. C. Bruzzese and G. Joksimovic, "Harmonic Signatures of Static Eccentricities in the Stator Voltages and in the Rotor Current of No-Load Salient-Pole Synchronous Generators," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 5, pp. 1606-1624, May 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2087296.

232. H. Akbari “An Improved Analytical Model for Salient Pole Synchronous Machines under General Eccentricity Fault”, Progress In Electromagnetic Research, Vol. 49, pp. 389-409, 2013

233. Krzysztof Ludwinek, Roman Nadolski, Jan Staszak Comparison of higher harmonic contents in salient pole synchronous generator with different rotor construction. Archives of Electrical Engineering. 2017, vol. 66(1), pp. 121-139 DOI 10.1515/aee-2017-0009

234. T. J. Sobczyk “Mathematical model of synchronous generators accounting for saturation due to the first and the third MMF harmonic”, 35th International Symposium on Electrical Machines SME’99, Kazimierz Dolny, Poland, 14-16 June, OWPW, Elektryka, No. 111, str. 43-51, 1999.

235. J. Moreira, T. A. Lipo “Modeling of Saturated AC Machines Including Air Gap Flux Harmonic Components”, IEEE-IAS Conference Record, Oct. 7-12, Part 1, pp. 37-44, 1990

236. L. Vicol, A. Banyai, I. A. Viorel, J. J. Simond “On the damper cage bars’ currents calculation for salient pole large synchronous machines”, 11th International

Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, May 22-24, pp. 9-14, 2008

237. D. Chaudhary, A. Kumar, S. M. Chauhan “Analysis of Harmonic Free Voltage Regulator with Simulation Technique”. International Journal of Emerging Trends in Electrical and Electronics (IJETEE), Vol. 9, No. 1, pp. 18-22, 2013.

238. K. M. Lin "Influence of Different Concepts of Voltage Control on the Transient Performance of Synchronous Turbine Generators", Dissertation Der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Universität Dortmund, Dortmund, 2006.

239. Тер-Газарян Г.Н. Экспериментальное исследование несимметричного режима гидрогенераторов // Электричество. №8. 1950. С.8-13.

240. Тер-Газарян Г. Н. Активное сопротивление контуров ротора и статора явнополюсной синхронной машины токам высших гармоник // Электричество. № 11. 1962. С. 10-13.

241. Skwarczyński J., Weinreb K., Method of analysis of slot harmonics in the salient-pole synchronous generators, International Conference on Electrical Machines (ICEM’1990), Aug. 13-15, Boston MA, USA, pp. 1165-1170 (1990).

242. Булатов, Ю.Н. Применение сетевых кластеров (microgrid) в системах электроснабжения железных дорог: монография / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Чан Зюй Хынг. – Братск: Изд-во БрГУ, 2016. – 178 с.

243. Булатов, Ю.Н. Влияние нелинейной и несимметричной нагрузки на работу генераторов установок распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков // Системы. Методы. Технологии. – 2017. – № 3 (35). – С. 40-49.

244. Bulatov, Y.N. Operation of a Distributed Generation Plant in a Power Supply System with Non-linear and Asymmetric Load / Y.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov // 20th International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP). – 2022. – pp. 1-6. – https://doi.org/10.1109/ICHQP53011.2022.9808605.

245. Bulatov, Y. Effect of Unbalanced and Non-Linear Loads on Operation of the Turbogenerator of a Distributed Generation Unit / Y. Bulatov, A. Kryukov, K. Suslov // Applied Sciences (Switzerland). – 2023. – 13(6). – 3643. – https://doi.org/10.3390/app13063643.

246. Булатов, Ю.Н. Повышение надежности электроснабжения нетяговых потребителей на основе энергороутеров / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, А.Е. Крюков // В сборнике: Образование - Наука - Производство. Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции. – 2020. – С. 118-124.

247. Булатов, Ю.Н. Снижение провалов напряжения в системах электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные. – 2018.– Т. 1. – С.69-73.

248. Shilpakala G. Bansode, Prassad M. Joshi. Solid state trans-formers: new approach and new opportunity // Proceedings of 11th IRF International Conference, 15th June-2014, Pune. India. P. 15–21.

249. Tiefu Zhao, Liyu Yang, Jun Wang, Huang, A.Q. 270 kVA Solid State Transformer Based on 10 kV SiC Power Devices // Electric Ship Technologies Symposium, 2007. ESTS '07. IEEE , pp.145-149.

250. Xiaolin Mao, Sixifo Falcones, and Raja Ayyanar. Energy-Based Control Design for a Solid State Transformer // Proc. FREEDM Annual Conference 2009, North Carolina State University, Raleigh, NC, 2009, pp. 217-220.

251. Арсентьев Г.О., Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Моделирование режимов систем электроснабжения, оснащённых энергетическими роутерами // Энергетика в современном мире. Чита : ЗабГУ, 2017. С. 19-24.

252. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Черепанов А.В. Качество электроэнергии в высоковольтных электрических сетях, питающих тяговые подстанции ТРАНССИБА // Энергетическая политика. 2018. № 1. С. 86-95.

253. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Регулирование напряжения в микросети постоянного и переменного тока на базе энергороутеров и накопителей электроэнергии // Интеллектуальная электротехника. 2023. № 1 (21). С. 62-84.

254. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов. М.: Энергия. 1976. 544 с.

255. Крюков А. В., Закарюкин В. П. Электроснабжение и электропитание нетяговых потребителей железнодорожного транспорта. Москва ; Берлин: Директ-Медиа, 2020. 293 с.

256. Bulatov, Yu.N. The Study of Transition to the Isolated Operation of Power Supply Systems with Distributed Generation Plants and High Power Energy Storage Units / Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov // In Proceedings of the 10th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems (SMARTGREENS 2021). –2021. – pp. 142-147. – https://doi.org/10.5220/0010435801420147.

257. Bulatov, Yu.N. The study of the isolated power supply system operation with controlled distributed generation plants, energy storage units and drive load / Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov // International Symposium “Sustainable Energy and Power Engineering 2021” (SUSE-2021): E3S Web Conf. – 2021. – Vol.288. – https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128801012.

258. Тихонов, А. И. Заряжаем электромобиль - основные типы зарядных станций и разъемов зарядных устройств / А. И. Тихонов // Главный энергетик. 2022. № 3. С. 28-35.

259. A. Arancibia and K. Strunz, "Modeling of an electric vehicle charging station for fast DC charging," 2012 IEEE International Electric Vehicle Conference, Greenville, SC, USA, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/IEVC.2012.6183232

260. Беляков, Д. Быстрая зарядная станция электромобилей мощностью более 20 кВт / Д. Беляков, С. Бескровный // Компоненты и технологии. – 2020. – № 5(226). – С. 82-84.

261. Черниченко, А. В. Быстрая зарядная станция для электромобилей. Схема станции и осциллограммы зарядной станции / А. В. Черниченко // ADVANCED SCIENCE : сборник статей XI Международной научно-практической конференции, Пенза, 17 января 2020 года. – Пенза: "Наука и Просвещение" (ИП Гуляев Г.Ю.), 2020. – С. 54-57.

262. Раков В.А. Диагностирование автомобилей с гибридной силовой установкой - проблемы и пути их решения // Материалы шестой международной НТК: в 2-х т. - Вологда: ВоГТУ, 2010. - Т. 2. - С. 64-68.

263. Розанов Ю.К., Рябчицкий М.В., Кваснюк А.А. Силовая электроника. – М.: МЭИ, 2007.

264. Rashid Muhammad H. Power electronics handbook: devices, circuits, and applications, 3rd ed. – Oxford: BH, Elsevier, 2011.

265. Григорьев В.В., Журавлёва Н.В., Лукьянова Г.В., Сергеев К.А. Синтез систем автоматического управления методом модального управления. – СПб: СПбГУ ИТМО, 2007. – 108 с.

266. J. Holland, Adaptation in Natural and Artificial Systems, The University of Michigan Press, Ann Arbor, 1975.

267. Рутковская Д., Пилинский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечёткие системы: Пер. с польск. И.Д. Рудинского. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 452 с.

268. Дьяконов В.П., Круглов В.В. MATLAB 6.5 SP1/7/7 SP1/7 SP2 + Simulink 5/6. Инструменты искусственного интеллекта и биоинформатики. Серия «Библиотека профессионала». М.: СО-ЛОН-ПРЕСС, 2006. 456 с.: ил.

269. Булатов, Ю.Н. Применение технологий распределенной генерации в системах энергоснабжения промышленных предприятий: монография / А.В. Крюков, Ю.Н. Булатов, А.Г. Батухтин, М.С. Басс, С.Г. Батухтин, А.А. Середкин, М.Г. Барановская, В.И. Рудой, Д.А. Яковлев, В.В. Романова. – Чита: ЗабГУ, 2022. – 266 с.

270. Yager R., Filev D., Essentials of Fuzzy Modeling and Control, USA: John Wiley & Sons, 1984. p. 387.

271. J. B. Rawlings, Tutorial Overview of Model Predictive Control, IEEE Control Systems Magazine, June 2000, pp. 38-52.

272. M. Morari, J. H. Lee, Model predictive control: past, present and future. Computers and Chemical Engineering, Vol. 23, No. 4-5, 1999, pp. 667- 682.

273. D. W. Clarke, Adaptive Predictive Control, Annual Review in Automatic Programming, Vol. 20, 1996, pp. 83-94.

274. Пикина Г. А., Кузнецов М. С. Прогностические типовые алгоритмы регулирования // Теплоэнергетика. №. 4, 2011. С. 61-66.

275. Пикина Г.А, Бурцева Ю.С. Беспоисковая настройка линейных регуляторов на минимум квадратичного критерия // Теплоэнергетика. №3. 2014. С. 23-27.

276. Пикина Г. А. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром // Новое в российской электроэнергетике. № 3. 2014. С. 5-13.

277. Пикина Г. А., Кузнецов М. С. Методы настройки прогностических типовых алгоритмов регулирования // Теплоэнергетика. №. 2. 2012. С. 64-67.

278. Yu N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov, Group predictive voltage and frequency regulators for small hydro power plant in the context of low power quality, Renewable Energy, Vol. 200, 2022, pp. 571-578.

279. Bulatov Y, Kryukov A, Suslov K. Using Group Predictive Voltage and Frequency Regulators of Distributed Generation Plants in Cyber-Physical Power Supply Systems. Energies. 2022; 15(4):1253. https://doi.org/10.3390/en15041253

280. Bulatov, Y. The Effect of Distributed Generation Plants' Prognostic Controllers on Power Quality in Power Supply Systems of Non-traction Consumers / Y. Bulatov, A. Kryukov, K. Suslov // Lecture Notes in Networks and Systems. – 2023. – 510. – pp.339-349.

281. Barker P. P., De Mello R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems // Power Engineering Society Summer Meeting (Seattle, 16–20 July 2000). Seattle: IEEE, 2000. Vol. 3. P. 222–233. https://doi.org/10.1109/PESS.2000.868775.

282. Jenkins N., Allan R., Grossley P., Kirschen D., Strbac G. Embedded Generation. London; IEEE, 2000, 273 p.

283. Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Suslov K. V. Solving the flicker noise origin problem by optimally controlled units of distributed generation // 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power. 2018. https://doi.org/10.1109/ICHQP.2018.8378834.

284. Bulatov, Y.N. Flicker in the Networks with Distributed Generation Plants and Its Removal Using Group Prognostic Controller / Y.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov // International Conference on Automatics and Energy (ICAE 2021): Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – 012092. – https://doi.org/10.1088/1742-6596/2096/1/012092.

285. Булатов Ю.Н. Устранение фликера в сетях с установками распределенной генерации с помощью групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты. iPolytech Journal. 2022;26(2):228-244. https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-228-244

286. Castanie F. Digital spectral analysis: parametric, non-parametric, and advanced methods. ISTE Ltd, 2006. 400 p. https://doi.org/10.1002/9781118601877.

287. Voss R. F. 1/f (flicker) noise: a brief review // 33rd Annual Symposium on Frequency Control (Atlantic City, 30 May – 1 June 1979). Atlantic City: IEEE, 1979. P. 40–46. https://doi.org/10.1109/FREQ.1979.200297.

288. Gorban I. I. Statistically instable processes: connection with flicker, nonequilibrium, fractal and colored noise // Radioelectronics and Communications Systems. 2012. Vol. 55. P. 99–114. https://doi.org/10.3103/S0735272712030016.

289. Булатов Ю.Н. Групповые прогностические регуляторы напряжения и частоты для установок распределенной генерации // iPolytech Journal. 2021. Т. 25. № 5 (160). С. 568-585.

290. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Киберфизическая безопасность прогностических алгоритмов в групповых регуляторах установок распределенной генерации // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2022. № 2 (26). С. 69-84.

291. Булатов, Ю.Н. Влияние автоматических регуляторов установок распределенной генерации на показатели качества электроэнергии в системах электроснабжения нетяговых потребителей / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Транспортная инфраструктура Сибирского региона: материалы Десятой Междунар. науч.-практ. конф., 21-24 мая 2019 г. – Иркутск: ИрГУПС, 2019. – Т.2. –402 с.

292. Булатов, Ю.Н. Моделирование режимов систем электроснабжения с дизельными электростанциями в условиях пониженного качества электроэнергии / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен, З.Х. Чан // Оперативное управление в электроэнергетике. – 2020. – № 4. – С. 13-21.

293. Bulatov, Yu. Flicker control in mains with distributed generation plants / Yu. Bulatov, A. Kryukov, N. Van Huan // ENERGY-21 – Sustainable Development &

Smart Management 2020: E3S Web of Conferences. – 2020. – Vol. 209. – pp.1-7. – https://doi.org/10.1051/e3sconf/202020907001.

294. Bulatov, Y.N. Transient States Modeling in Power Supply Systems with Lower Electrical Energy Quality and with Distributed Generation Plants / Y.N. Bulatov, A.V. Kryukov, N. V. Huan // 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM): Sochi, Russia. – 2020. – pp. 1-6. – https://doi.org/10.1109/ICIEAM48468.2020.9112057.

295. Bulatov, Y. N. Reduction in Microgrids Voltage Dips Based on Power Accumulators and Controlled Distributed Generation Plants / Y. N. Bulatov, A. V. Kryukov and N. van Huan // 2019 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon): Chelyabinsk, Russia. – 2019. – pp. 24-28.

296. Bulatov, Y. Cybersecurity of Prognostic Control Algorithms of Distributed Generation Plants / Y. Bulatov, A. Kryukov, K. Suslov // 11th International Conference on Power Science and Engineering (ICPSE). – 2022. – pp. 40-46. – https://doi.org/10.1109/ICPSE56329.2022.9935355.

297. Лабунец И.А. Асинхронизированные турбогенераторы. Новые технологии в энергетике. М.: Изд-во РАО «ЕЭС России», 2002, с. 139-144.

298. Шакарян Ю.Г. Асинхронизированная синхронная машина. М.: Энергоатомиздат, 1984, 192 с.

299. Голоднов Ю.М., Пиковский А.В. Итоги науки и техники. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Генераторы для ветровых, малых гидравлических и приливных электростанций. М.: ВИНИТИ, 2012, 98 с.

300. Bocquel A., Janning J. Analysis of a 300 MW Variable Speed Drive for Pump- Storage Plant Applications // EPE, 2005, No.1, pp. 1-10.

301. Цгоев Р.С. Несинхронная параллельная работа ОЭС Сибири и Востока // Электро, 2004, № 1, с. 4–6.

302. Дмитриева Г.А., Макаровский С.Н., Поздняков А.Ю. и др. Перспективы применения асинхронизированных турбогенераторов в европейской зоне «ЕЭС России» // Электрические станции, 1997, № 8, с. 35–43.

303. Шакарян Ю.Г., Лабунец И.А., Сокур П.В. Целесообразность и перспективы оснащения электростанций асинхронизированными турбо- и гидрогенераторами // Научно-практическая конференция «Электроэнерго-2002». Сборник «Электросила». Вып. 42. СПб, 2003, с. 35–43.

304. Гараев Ю.Н., Лоханин Е.К., Россовский Е.Л. Отличия синхронных машин продольно-поперечного возбуждения от асинхронизированных синхронных машин // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2015, № 2(73), с. 88–96.

305. Suprunov I.S., Dvorkin D.V., Novikov A.N., Novikov N.L. An asynchronized synchronous machine to control a flexible grid operation // E3S Web of Conf., vol. 216, pp.1–12, doi: 10.1051/e3sconf/202021601039.

306. Pedra J. On the Determination of Induction Motor Parameters From Manufacturer Data for Electromagnetic Transient Programs // IEEE Transactions on Power Systems, 2008, vol.23, no.4, pp. 1709-1718.

307. Ботвинник М.М. Асинхронизированная синхронная машина. Основы теории: Госэнергоиздат, 1963 г.

308. Бушуев, В.В.; Поляк, А.Д.; Пустовитов, В.И. Использование доминирующих корней для оценки запасов статической устойчивости. Известия СО АН СССР. Серия: Технические науки 1973, № 6, с. 98-104.

309. Веников, В.А.; Строев, В.А.; Идельчик, В.И.; Виноградов, А.А. Расчет запаса статической устойчивости электрической системы. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт 1984, № 3, с. 56-65.

310. Yu.V. Makarov, J. Ma, Zh.Y. Dong, “Determining Static Stability Boundaries Using A Non-Iterative Method”, Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, pp. 1-9. [doi.org/10.1109/PES.2007.385897]

311. Ayuev, B. I.; Davydov, V. V.; Erokhin, P. M. Fast and reliable method of searching power system marginal states. IEEE Trans. Power Syst. 2016, 31, 4525-4533. [doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2538299]

312. Конторович А.М., Крюков А.В. Использование уравнений предельных режимов в задачах управления энергосистемами // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. 1987. № 3. С. 25–33.

313. Васин В. П., Кондакова В. Г. Исследование областей существования режима электроэнергетических систем с использованием степенных рядов // Известия РАН. Энергия. 1995. № 1. С. 47-57.

314. Кирштейн Б.Х., Литвинов Г.Л. Анализ установившихся режимов электроэнергетических систем и тропическая геометрия уравнений балансов мощности по сложным многополюсникам // Автоматика и телемеханика. 2014. № 10. С. 110-124.

315. Sizhuo, L.; Chao, Z.; Xinfu, S.; Pan, L. Study on the Influence of VSC-HVDC on Receiving Power Grid Voltage Stability Margin and Improvement Measures. International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2018, pp. 2503-2508, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8601614.

316. Rugthaicharoencheep, N.; Auchariyamet, S. Technical and Economic Impacts of Distributed Generation on Distribution System. International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering 2012, 6, 385-389. [doi.org/10.5281/zenodo.1327636]

317. Ackermann, T.; Anderson, G.; Söder, L. Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research, 2001, 57, 195-204. [doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8]

318. Roman Kuiava, Rodrigo A. Ramos, Hemanshu R. Pota, Luis F.C. Alberto, Practical stability assessment of distributed synchronous generators under variations in the system equilibrium conditions. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, Vol. 55, pp. 275-284. [doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.09.013]

319. Bulatov, Y. A Stochastic Model for Determining Static Stability Margins in Electric Power Systems / Y. Bulatov, A. Kryukov, V. Senko, K. Suslov, D. Sidorov // Computation. – 2022. – 10. – 67. – https://doi.org/10.3390/ computation10050067.

320. Bharati, A. K.; Ajjarapu, V. Investigation of Relevant Distribution System Representation With DG for Voltage Stability Margin Assessment. in IEEE

Transactions on Power Systems 2020, vol. 35, no. 3, pp. 2072-2081, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2950132

321. Chen, Y. ; Mazhari, S. M.; Chung, C. Y.; Faried, S. O.; Pal, B. C. Rotor Angle Stability Prediction of Power Systems With High Wind Power Penetration Using a Stability Index Vector, in IEEE Transactions on Power Systems 2020, vol. 35, no. 6, pp. 4632-4643, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2989725

322. Идельчик В. И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. – М.: Энергия, 1977. 192 с.

323. Крюков А. В. Предельные режимы электроэнергетических систем. Иркутск: Ир-ГУПС, 2012. 236 с.

324. Булатов, Ю.Н. Управление режимами систем электроснабжения с установками распределенной генерации, сформированными на основе асинхронизированных машин / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Э.К. Шуманский // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2020. – №1(78). – С. 175-188.

325. Булатов, Ю.Н. Применение асинхронизированных генераторов в электрических сетях с пониженным качеством электроэнергии / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Э.К. Шуманский // Электричество. – 2021. – № 7. – С. 33-40.

326. Булатов, Ю.Н. Использование прогностических регуляторов для улучшения качества процессов управления асинхронизированными гидрогенераторами / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов, Э.К. Шуманский // Системы анализа и обработки данных. – 2024. – № 2(94). – С. 7-20.

327. Bulatov, Y.N. Power Supply Systems Using Synchronous and Asynchronized Generators with Predictive Controllers in the Context of Low Power Quality / Y.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov // 2022 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – 2022. – pp. 131-136. – https://doi.org/10.1109/ICIEAM54945.2022.9787264.

328. Булатов, Ю.Н. Влияние асинхронизированных генераторов на аварийные режимы электрических сетей с пониженным качеством электроэнергии / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Э.К. Шуманский // Методические вопросы

исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 71. Надежность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации. В 3-х книгах. / Книга 3 / Отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2020. – 364 с.

329. Булатов, Ю.Н. Применение прогностических регуляторов частоты вращения ротора для асинхронизированных гидрогенераторов / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов, Э.К. Шуманский // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 74. Надежность систем энергетики в условиях энергетического перехода. Отв. ред. академик РАН В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2024. – 667 с.

330. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В., Черепанов А.В. Оперативное определение запасов статической устойчивости в системах электроснабжения с установками распределенной генерации // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2021. Т. 25. № 1 (156). С. 31-43.

331. J. An, J. Yu, Z. Li, Y. Zhou and G. Mu, "A Data-driven Method for Transient Stability Margin Prediction Based on Security Region," in Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 8, no. 6, pp. 1060-1069, November 2020, doi: 10.35833/MPCE.2020.000457.

332. J. AN, G. MU, Z. LI and D. LIU, "Power system transient stability margin assessment using steady-state information," 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), Chengdu, China, 2019, pp. 642-647, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881332

333. M. Ma, J. Wang, Z. Wang and M. W. Khan, "Global Geometric Structure of the Transient Stability Regions of Power Systems," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 6, pp. 4595-4605, Nov. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2919442.

334. M. Kyesswa, H. K. Cakmak, L. Gröll, U. Kühnapfel and V. Hagenmeyer, "A Hybrid Analysis Approach for Transient Stability Assessment in Power Systems," 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810745.

335. R. V. Silva, T., Isoda, L. Y., S. Tonelli-Neto, M., A. Alves, D., & Minussi, C. R. (2020). Transient stability improvement for electrical power systems based on the

impedance change of a transmission system. International Transactions on Electrical Energy Systems. doi:10.1002/2050-7038.12385

336. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Противоаварийное управление установками распределенной генерации // Электричество. 2019. № 2. С. 18-25.

337. Аюев Б. И., Давыдов В. В., Ерохин П. М. Оптимизационная модель предельных режимов электрических систем // Электричество. 2010. № 11. С. 3-11.

338. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Повышение надежности систем электроснабжения с установками распределенной генерации // В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Материалы 90-е заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. В 2-х книгах. Ответственный редактор Н.И. Воропай. 2018. С. 76-85.

339. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Черепанов А.В. Математические модели для определения предельных режимов в электрических сетях с установками распределенной генерации // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2020. № 4 (80). С. 17-36.

340. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Метод противоаварийного управления установками распределенной генерации // Системы. Методы. Технологии. 2018. № 3 (39). С. 33-40.

341. Булатов Ю.Н., Игнатьев И.В. Определение оптимальных коэффициентов стабилизации систем АРВ и АРЧВ по непараметрическим моделям турбогенераторов электростанций // Системы. Методы. Технологии. 2009. № 3 (3). С. 70-74.

342. Булатов, Ю.Н. Влияние согласованной настройки систем АРВ и АРЧВ генераторов электростанций на устойчивость электроэнергетических систем / Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев // Системы. Методы. Технологии. – 2011. – №2(10). – С.85-90.

343. Bulatov, Yu. Prevention of outages in power systems with distributed generation plants / Yu. Bulatov, A. Kryukov // Energy Systems Research. – 2019. – Т. 2. – №1(5). – С. 68-83.

344. Булатов, Ю.Н. Согласованная настройка регуляторов установок распределенной генерации, работающих в системе электроснабжения железной

дороги / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Ч.З. Хынг // Системы. Методы. Технологии. – 2015. – № 1 (25). – С. 94-102.

345. Булатов, Ю.Н. Координация настроек автоматических регуляторов паротурбинной установки распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – Т. 24. – № 1 (150). – С. 112-122.

346. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Чан З.Х. Улучшение качества электроэнергии нетяговых потребителей путем применения автоматически управляемых установок распределенной генерации // Системы. Методы. Технологии. 2014. № 4 (24). С. 73-79.

347. Bulatov, Y.N. Application of Automatically Controlled Distributed Generation Plants in Railroads Power Supply Systems / Y.N. Bulatov, A.V. Kryukov, N. van Huan // International Russian Automation Conference (RusAutoCon). 2019. – pp. 1-5.

348. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Устранение фликера в сетях с установками распределенной генерации на основе согласованно настроенных регуляторов // Системы. Методы. Технологии. 2017. № 4 (36). С. 108-114.

349. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Моделирование процессов синхронизации и параллельной работы установок распределенной генерации с мощной промышленной сетью // Системы. Методы. Технологии. 2018. № 4 (40). С. 55-61.

350. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Применение накопителей энергии и управляемых установок распределенной генерации для снижения провалов напряжения в сетевом энергетическом кластере // Системы. Методы. Технологии. 2018. № 2 (38). С. 38-43.

351. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Моделирование режимов работы систем электроснабжения с установками распределенной генерации и мощной асинхронной нагрузкой // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2018. № 4 (73). С. 101-114.

352. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Черепанов А.В., Нгуен В.Х. Распределенная генерация в системах электроснабжения железнодорожного транспорта // Системы. Методы. Технологии. 2020. № 3 (47). С. 43-49.

353. Bulatov, Yu.N. Effect of distributed generation plants' automatic controllers on power quality factors / Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, N. van Huan // E3S Web of Conferences. – 2019. – 114. – https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911404004.

354. Булатов, Ю.Н. Исследование режимов работы изолированной системы электроснабжения с управляемыми установками распределенной генерации, накопителями электроэнергии и двигательной нагрузкой / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2021. – Т. 23. – № 5. – С. 184-194.

355. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В., Кижин В.В. Применение распределенной генерации для улучшения качества электроэнергии в системах электроснабжения железных дорог на горных территориях // Системы. Методы. Технологии. 2023. № 3 (59). С. 59-65.

356. Приходько М.А., Булатов Ю.Н., Игнатьев И.В. Разработка блока автонастройки АРЧМ на основе нечеткой логики // Системы. Методы. Технологии. 2010. № 2 (6). С. 91-95.

357. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Чай З.Х. Нечеткие регуляторы для ветрогенерирующих установок // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2014. № 7-8. С. 60-69.

358. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Чан З.Х. Интеллектуальные регуляторы для установок распределенной генерации // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2015. № 2 (46). С. 83-95.

359. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Интеллектуальная настройка регуляторов установок распределенной генерации // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2017. № 3 (7). С. 122-135.

360. Булатов, Ю.Н. Разработка адаптивной системы автоматического регулирования возбуждения генераторов электростанций / Ю.Н. Булатов //

Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 39. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009. – 223 с.

361. Булатов, Ю.Н. Оптимизация настроек АРЧВ двух генераторов с помощью адаптивного блока на основе нечеткой логики / Ю.Н. Булатов, М.А. Приходько // Наука. Технологии. Инновации: Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 4-х частях. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010. Часть 2. – 358 с.

362. Булатов, Ю.Н. Адаптивная оптимизация настроек систем управления агрегатами электростанций / Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки – развитию регионов Сибири. Юбилейный выпуск к 55-летию Братского государственного университета. – Братск: Изд-во БрГУ, 2012. – 203 с.

363. Булатов, Ю.Н. Программный комплекс адаптивной настройки системы автоматического регулирования частоты и активной мощности / Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев, М.А. Приходько // Труды Братского государственного университета: Серия: Естественные и инженерные науки: в 2 т. – Братск: Изд-во БрГУ, 2013. – Т.1. – 254 с.

364. Булатов, Ю.Н. Применение интеллектуальных технологий для решения задач управления установками распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Чан Зюй Хынг // Прикладные аспекты математических и информационных технологий в образовании и науке: Материалы научно-методического семинара (Иркутский государственный аграрный университет имени А.А. Ежевского, 12 апреля 2017 г., г. Иркутск). – Иркутск: Изд-во Иркутский ГАУ, 2017. – 146 с.

365. Булатов, Ю.Н. Применение интеллектуальных технологий управления генераторными установками в системах электроснабжения нетяговых потребителей / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов // Развивая энергетическую повестку будущего. Сборник докладов Международной научно-практической конференции для представителей сообщества молодых инженеров ТЭК. Санкт-Петербург, 2021. – С. 368-372.

366. Bulatov, Yu. Application of Intelligent Technologies for Control of Generator Sets in Power Supply Systems for Non-Traction Consumers / Yu. Bulatov, A. Kryukov, K. Suslov, P. Lombardi, P. Komarnicki // Proceedings of the International Scientific and Practical Conference “Young Engineers of the Fuel and Energy Complex: Developing the Energy Agenda of the Future” (EAF 2021), Atlantis Press. – 2022. – pp. 7-13, https://doi.org/10.2991/aer.k.220308.002.

367. Bulatov, Yu. Smart Grid–Based Control of Modes of Railway Power Supply Systems / Yu. Bulatov, A. Kryukov, K. Suslov // Chapter In book: Electric Transportation Systems in Smart Power Grids. – December 2022. – https://doi.org/10.1201/9781003293989-8

368. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Автопрогностический регулятор частоты вращения ротора генератора установки распределенной генерации // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2017. № 1 (66). С. 15-25.

369. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Исследование работы самонастраивающегося прогностического регулятора скорости вращения ротора синхронного генератора на киберфизической модели турбогенераторной установки // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. 2022. Т. 15. № 2. С. 177-191.

370. Булатов, Ю.Н. Методика согласованной настройки систем АРВ и АРЧВ генератора / Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев // Труды Братского государственного университета: Сер.: Естественные и инженерные науки – развитию регионов Сибири: в 2 т. – Братск: БрГУ, 2009.– Т.1. – 180 с.

371. Булатов, Ю.Н. Методика оптимизации настроек систем АРВ и АРЧВ генераторов электростанции / Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев // Братская ГЭС: история строительства, опыт эксплуатации, перспективы: Труды Всероссийской научно-практической конференции / Ред. коллегия: С.В. Белокобыльский, и др.; Братск. госуд. ун-т. – Братск: Издательский дом Братск, 2011. – 248 с.

372. Булатов, Ю.Н. Адаптивный блок согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения генераторов

электростанций / Ю.Н. Булатов, И.В. Игнатьев, М.А. Приходько // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2014. – Т. 1. – С.265-269.

373. Булатов, Ю.Н. Применение алгоритмов согласованной настройки регуляторов турбогенераторов установки распределённой генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Чан Зюй Хынг // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные. – 2014.– Т. 2. – С.130-139.

374. Булатов, Ю.Н. Согласование настроек регуляторов паротурбинной установки распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы юбилейной X Международной научно-технической конференции, 16-20 сентября 2019, Иркутск. − В 3 т. Т 3. – Иркутск, Иркутский национальный исследовательский технический университет. – 202с.

375. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Определение параметров прогностических регуляторов для установок распределенной генерации систем электроснабжения железных дорог // Системы. Методы. Технологии. 2016. № 2 (30). С. 84-91.

376. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Прогностические регуляторы для установок распределенной генерации // Системы. Методы. Технологии. 2016. № 1 (29). С. 63-69.

377. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Методика настройки прогностических регуляторов установок распределенной генерации // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016. № 11-12. С. 84-95.

378. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Моделирование газотурбинной установки с прогностическими регуляторами напряжения и скорости // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 3. С. 60-67.

379. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Исследование кибербезопасности прогностических алгоритмов управления для установок распределенной генерации // Системы анализа и обработки данных. 2021. № 2 (82). С. 19-34.

380. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В., Полячкова М.А. Применение газотурбинной установки с прогностическими регуляторами в изолированной системе электроснабжения с асинхронной нагрузкой // Системы. Методы. Технологии. 2021. № 1 (49). С. 48-54.

381. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Исследование работы прогностических регуляторов установки распределенной генерации в системе электроснабжения с мощным накопителем электроэнергии // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии.2021. Т.14. №4. С. 448-458.

382. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Прогностическое управление турбогенераторной установкой на основе самонастраивающихся регуляторов // Энергетик. 2023. № 7. С. 9-13.

383. Булатов, Ю.Н. Согласованное управление накопителями электроэнергии и установкой распределенной генерации с прогностическими регуляторами в системе электроснабжения с пониженным качеством электроэнергии / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов, В.В. Кижин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2023. – Т. 25. – № 6. – С. 3-13.

384. Булатов, Ю.Н. Улучшение качества управления генераторами малых ТЭЦ в условиях пониженного качества электроэнергии / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2024. – Т. 17. – № 3. – С. 308-325.

385. Bulatov, Y., Kryukov, A., Suslov, K. The Effect of Distributed Generation Plants' Prognostic Controllers on Power Quality in Power Supply Systems of Non-traction Consumers. In: Guda, A. (eds) Networked Control Systems for Connected and Automated Vehicles. Lecture Notes in Networks and Systems. – 2022. – Vol. 510. – Springer, Cham. – https://doi.org/10.1007/978-3-031-11051-1_3.

386. Bulatov, Y.N. Automatic Prognostic Regulators of Distributed Generators / Y. N. Bulatov, A. V. Kryukov, N. van Huan // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon): Vladivostok, Russia. – 2018. – pp. 1-4. – https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602718.

387. Bulatov, Y.N. Control of Distributed Generators in Island Mode / Y.N. Bulatov, A.V. Kryukov // 2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM): Sochi, Russia. – 2019. – pp. 1-5.

388. Bulatov, Y.N. Distributed Generation in Railroad Power Supply Systems / Y.N. Bulatov, A.V. Cherepanov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov // 2020 3rd International Colloquium on Intelligent Grid Metrology (SMAGRIMET): Cavtat, Croatia. – 2020. – pp. 54-60. – https://doi.org/10.23919/SMAGRIMET48809.2020.9264013.

389. Bulatov, Y.N. Simulation of Gas Turbine Power Plants with Voltage and Speed Prognostic Regulators / Y.N. Bulatov, A.V. Kryukov, N. V. Huan // 2020 International Russian Automation Conference (RusAutoCon): Sochi, Russia. – 2020. – pp. 160-164. – https://doi.org/10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208114.

390. Bulatov, Y.N. Simulation of Gas Turbine Plant Modes with Prognostic Controllers in an Isolated Power Supply System with Asynchronous Load / Y.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov // 2021 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon). – 2021. – pp. 183-188. – https://doi.org/10.1109/UralCon52005.2021.9559499.

391. Bulatov, Y. Methods for Formation and Tunning of Group Prognostic Controller of Hydrogenerators Rotors' Rotational Frequency / Y. Bulatov, A. Kryukov, K. Suslov // 2021 Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC). – 2021. – pp. 100-105. – https://doi.org/10.1109/USSEC53120.2021.9655741.

392. Bulatov, Y.N. Study of a Self-Tuning Predictive Voltage and Frequency Controller on a Cyber-Physical Model of a Distributed Generation Plant / Y.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov // Belarusian-Ural-Siberian Smart Energy Conference (BUSSEC): Ekaterinburg, Russian Federation. – 2023. – pp. 33-38. – https://doi.org/10.1109/BUSSEC59406.2023.10296399.

393. Булатов, Ю.Н. Автоматическое регулирование возбуждения и скорости синхронных машин, входящих в состав установок распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Чан Зюй Хынг // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всерос.

науч.-практ. конф. с междунар. участием (Иркутск, 21-25 апреля, 2015 г.): в 2 т. / под общ. ред. В.В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2015. – Т.2. – 422 с.

394. Булатов, Ю.Н. Применение прогностических регуляторов для управления режимами систем электроснабжения с установками распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Электроэнергетика глазами молодежи-2016: материалы VII Международной научно-технической конференции, 19-23 сентября 2016 г., Казань. − В 3 т. Т.3. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – 379 с.

395. Булатов, Ю.Н. Применение прогностических регуляторов в установках распределенной генерации систем электроснабжения железных дорог / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков В.Х. Нгуен // Транспортная инфраструктура Сибирского региона: материалы Седьмой международной научно-практической конференции, посвященной 355-летию со дня основания города Иркутска, 29 марта – 01 апреля 2016 г. Иркутск: в 2 т. – Иркутск: ИрГУПС, 2016. – 672 с.

396. Булатов, Ю.Н. Автоматические регуляторы установок распределенной генерации в системах электроснабжения железных дорог / Ю.Н. Булатов // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. – 2017. – Т. 1. – С. 684-689.

397. Булатов, Ю.Н. Прогностические регуляторы для установок распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Оперативное управление в электроэнергетике. – 2017. – № 2. – С. 30-37.

398. Булатов, Ю.Н. Управление установками распределенной генерации на основе прогностических регуляторов / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Нгуен Ван Хуан // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные. – 2017.– Т. 1. – С.69-85.

399. Булатов, Ю.Н. Прогностические регуляторы синхронных генераторов установок распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Интеллектуальные энергосистемы: труды V Международного молодёжного форума. В 3т. Томск 9 - 13 октября 2017г. Т.3. – Материалы V Международного форума «Интеллектуальные энергосистемы». – 228 с.

400. Булатов, Ю.Н. Фликкер-эффект в сетях с установками распределенной генерации и его устранение с помощью прогностических алгоритмов управления /

Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные. – 2017.– Т. 1. – С.12-19.

401. Булатов, Ю.Н. Установки распределенной генерации с цифровыми регуляторами / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: мат-лы Всерос. науч.-практ. конф. с межд. участием (Иркутск, 22-26 апреля, 2019 г.): в 2 т. / под общ. ред. В.В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2019. – Том 2. – 430 с.

402. Булатов, Ю.Н. Моделирование прогностических регуляторов напряжения и скорости для газотурбинной установки / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Фундаментальные проблемы управления производственными процессами в условиях перехода к индустрии 4.0: тезисы докладов научного семинара в рамках международной научно-технической конференции "Автоматизация". – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2020. – 322 с.

403. Булатов, Ю.Н. Исследование прогностических регуляторов газотурбинной установки в аварийных режимах / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы XI Международной научно-технической конференции, 15 – 17 сентября 2020, Ставрополь. − В 2 т. Т 2. – Ставрополь, Северо-Кавказский федеральный университет. – 301 с.

404. Булатов, Ю.Н. Исследование работы самонастраивающегося прогностического регулятора напряжения и частоты на кибер-физической модели установки распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, К.В. Суслов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 73. Надежность систем энергетики в условиях энергетического перехода. Отв. ред. академик РАН В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2022. – 667 с.

405. Булатов, Ю.Н. Моделирование мини-ТЭЦ, работающей на выделенную нагрузку / Ю.Н. Булатов, В.Д. Горяшин // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2023. – Т.1. – С. 127-133.

406. Булатов, Ю.Н. Исследование работы самонастраивающегося прогностического регулятора скорости ротора турбогенератора с динамической

нагрузкой / Ю.Н. Булатов // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2023. – Т.1. – С. 138-145.

407. Bulatov, Yu. Formation and Tunning of Group Prognostic Controller of Hydrogenerators Rotors' Rotational Frequency for Small-Scale HPP / Yu. Bulatov, A. Kryukov, K. Suslov, // Available at SSRN. – 2022. – https://ssrn.com/abstract=4156996 or http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4156996.

408. Bulatov, Yu.N. The Study of Synchronous Generators' Voltage and Frequency Group Prognostic Controllers of a Small-scale HPP / Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov // International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications. – 2022. – Vol. 11. – No. 3. – pp. 203-209. – https://doi.org/10.18178/ijeetc.11.3.203-209.

409. Булатов, Ю.Н. Моделирование аварийных режимов в системах электроснабжения с установками распределенной генерации / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, Е.А. Алексеенко // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2017. – № 1 (5). – С. 7-18.

410. Булатов, Ю.Н. Моделирование аварийных режимов в системах электроснабжения железных дорог: монография / Е.А. Алексеенко, Ю.Н. Булатов, В.П. Закарюкин, А.В. Крюков; под общ. ред. А.В. Крюкова. – Изд. 2-е перераб. и доп. – М.; Берлин: Директ-Медиа, 2017. – 182 с.

411. Bulatov, Y. Methods for ensuring stability of operating conditions of an electric power system with distributed generation plants / Iliya Iliev, Andrey Kryukov, Yuri Bulatov, Konstantin Suslov, Ivan Beloev, Yuliya Valeeva // International Journal of Power Electronics and Drive Systems. – 2025. –Vol. 16, No. 1. – http://doi.org/10.11591/ijpeds.v16.i1.pp138-150.

412. Bulatov, Yu.N. Emergency Control in Power Supply Systems With Distributed Generation Plants / Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov // International Russian Automation Conference (RusAutoCon). – 2018. – pp. 1-5.

413. Bulatov, Y. Ensuring postemergency modes stability in power supply systems equipped with distributed generation plants / Y. Bulatov, A. Kryukov, K.

Suslov, N. Shamarova // Proceedings of the 10th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering: ELEKTROENERGETIKA. – 2019. – pp. 38-42.

414. Bulatov, Yu. Emergency Modes Modeling in Non-Traction Consumers Power Supply Systems / Yu. Bulatov, A. Kryukov, E. Alekseenko // Proceedings of the International Conference on Aviamechanical Engineering and Transport (AviaENT 2019): Atlantis Press, Advances in Engineering Research. – 2019. – vol. 188. – pp. 45-50.

415. Bulatov, Yu.N. Prompt determination of the static stability margins in electrical energy systems equipped with distributed generation plants / Yu.N. Bulatov, A.V. Kryukov, K.V. Suslov, A.V. Cherepanov // Topical Problems of Agriculture, Civil and Environmental Engineering (TPACEE 2020): E3S Web of Conferences. – 2020.– Vol.224. – pp. 1-14. – https://doi.org/10.1051/e3sconf/202022402004.

416. Bulatov, Y. Static Aperiodic Stability Margins in Electrical Energy Systems with Distributed Generation: Operational Determining / Y. Bulatov, A. Kryukov, K. Suslov // 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC): Ekaterinburg, Russia. – 2020. – pp. 101-105. – https://doi.org/10.1109/USEC50097.2020.9281225.

417. Bulatov, Y. Mathematical Models for Determining Areas of Static Stability in Electrical Networks with Distributed Generation Plants / Y. Bulatov, A. Kryukov, A. Cherepanov // In: Beskopylny A., Shamtsyan M. (eds) XIV International Scientific Conference “INTERAGROMASH 2021”. Lecture Notes in Networks and Systems. – 2021. – Vol.246. – Springer, Cham. – https://doi.org/10.1007/978-3-030-81619-3_32.

Приложение А Программный комплекс идентификации и оптимальной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения синхронных генераторов

Программный комплекс (ПК) обладает интерфейсом, ориентированным на операционную систему Windows, и включает в себя несколько модулей:

1. Модуль определения рабочего частотного диапазона и параметров математической модели ЭЭС;

2. Модуль оценки экспериментальной модели ЭЭС;

3. Модуль оптимизации коэффициентов стабилизации систем АРВ и АРЧВ генераторов электростанций;

4. Модуль анализа устойчивости ЭЭС.

В программном комплексе есть возможность выполнять оптимизацию настроек систем АРВ и АРЧВ как отдельно, так и учитывать их взаимное влияние. В основном окне программы нужно выбрать подходящий метод настройки (рис. А.1). Для определения рабочего частотного диапазона и параметров математической модели ЭЭС применяется волновой метод, который требует заполнения полей исходных данных в специальном окне (рис. А.2).

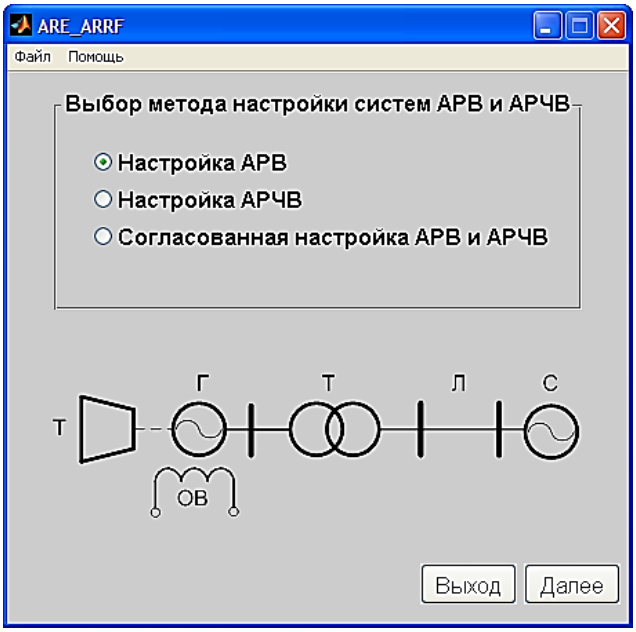


Рисунок А.1 – Главное окно ПК

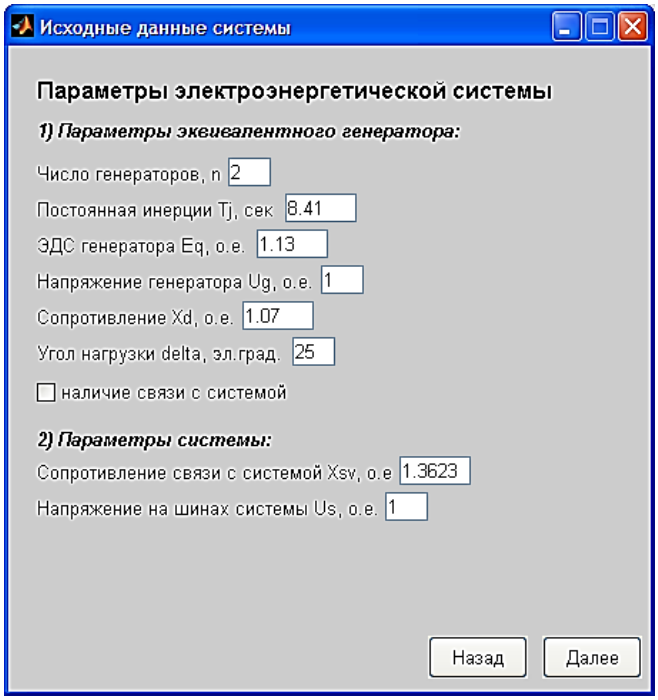


Рисунок А.2 – Окно ввода данных

На следующем этапе построения математической модели ЭЭС требуется заполнить файл данными параметров объекта, собранными в ходе экспериментов. Примером может служить набор данных, включающий значения частоты вращения ротора генератора, напряжения на его клеммах, частоты вращения турбины или её механической мощности, а также другие параметры, необходимые для идентификации эквивалентной системы "турбина-генератор". Эти параметры вносятся в файл данных в относительных единицах для стационарного режима работы. В алгоритме идентификации используется метод дискретного преобразования Фурье, позволяющий рассчитать комплексную передаточную функцию ЭЭС W(jω). Чтобы получить точные оценки динамики системы при идентификации, предпочтительно использовать тесты с широкополосными сигналами, такими как случайные или псевдослучайные сигналы. Важно помнить, что любые нарушения нормальной работы ЭЭС крайне нежелательно, поэтому методика идентификации в программе направлена на пассивный подход, при котором тестирование системы проводится через выделение шума регулятора с помощью вейвлет-преобразования.

Полученные с помощью выделения шума регулятора частотные характеристики обычно характеризуются сильной "искаженностью", тогда как истинная передаточная функция W(jω) представляет собой гладкую кривую. Чтобы повысить точность оценки, программа предлагает дополнительные шаги по обработке данных, такие как сглаживание эмпирической оценки комплексной передаточной функции системы, основанное на использовании весовых окон. Для этого необходимо указать коэффициент сглаживания, который определяет ширину окна (рис. А.3). Наиболее эффективным методом сглаживания оказался гаусссовский весовой фильтр, который дал лучшие результаты в проведенных исследованиях.

Алгоритм идентификации в программном комплексе предоставляет возможность визуализации частотных характеристик, полученных на основе введённых данных для исследуемой электрической системы (рис. А.4). Пользователи могут редактировать графики и выводить их на печать.

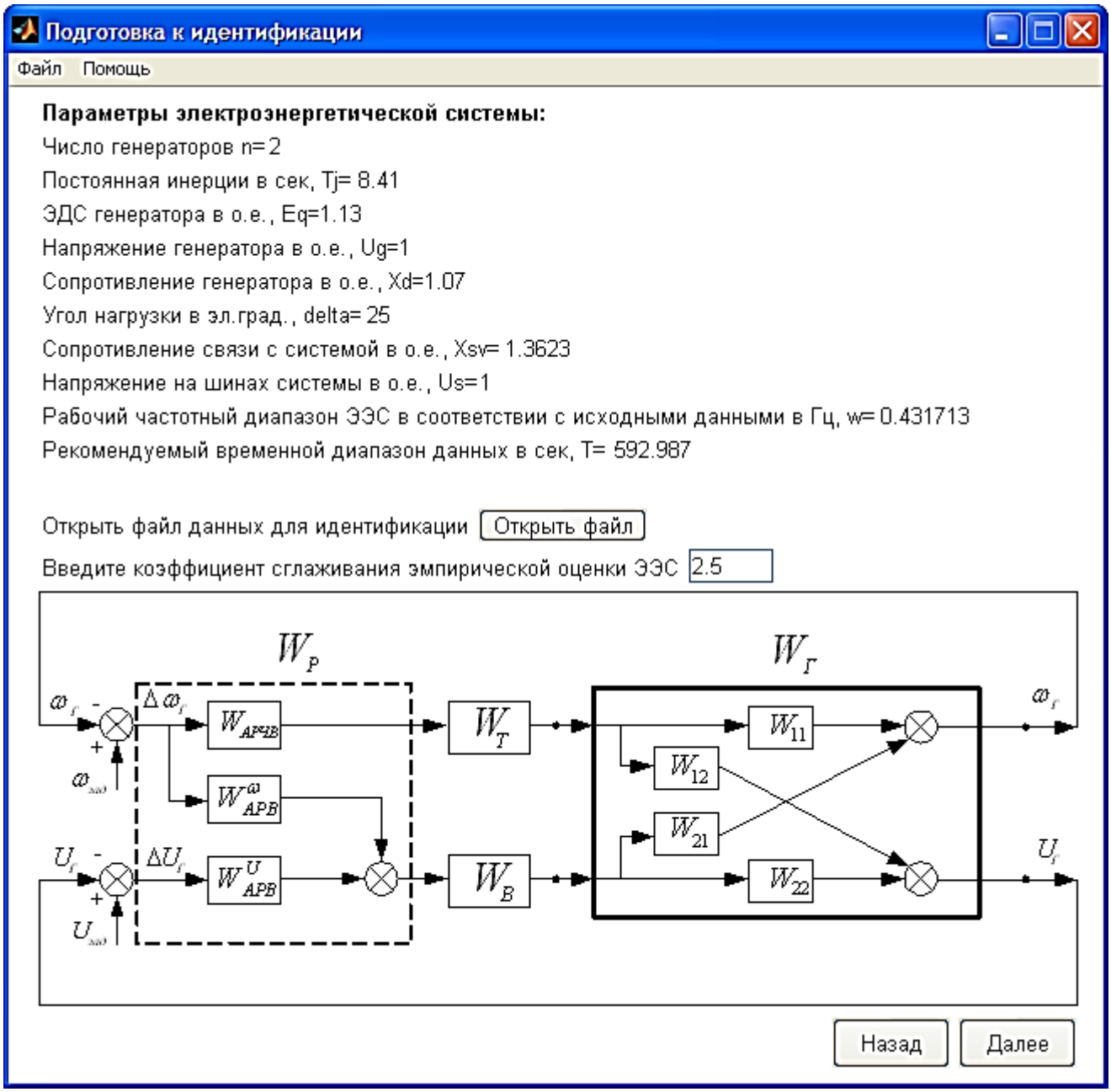


Рисунок А.3 – Окно подготовки к идентификации

Чтобы проверить корректность полученной модели ЭЭС, можно выполнить следующие шаги:

1. Повторить эксперимент на исследуемом объекте.

2. Заполнить аналогичный файл данных второго эксперимента, именуемый ocenka.txt, расположенный в папке файлов программного комплекса.

3. Нажать кнопку «Оценить», расположенную на экране (рис. А.4).

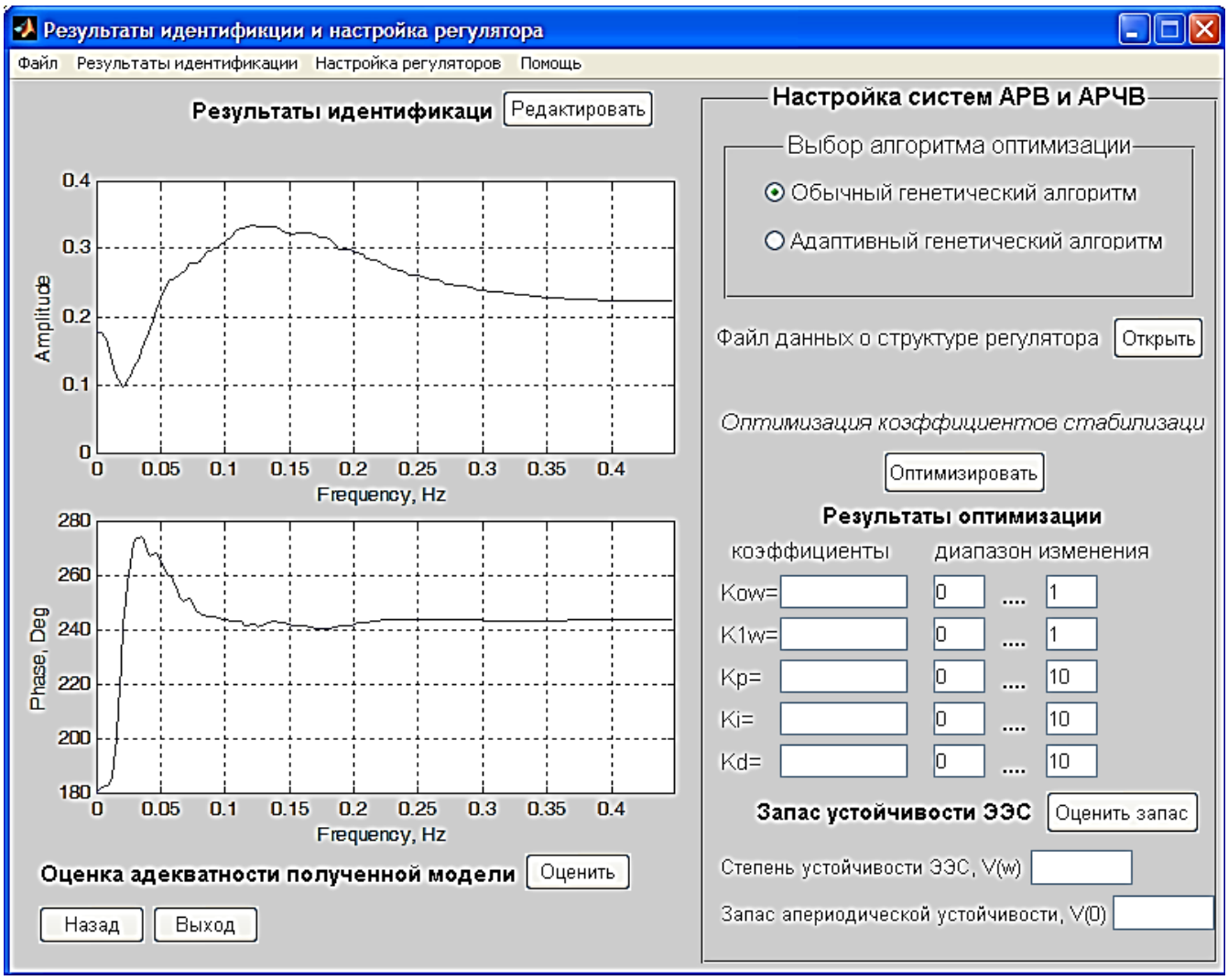


Рисунок А.4 – Результирующее окно

После этого на экране появится информация о функции квадрата спектра когерентности и среднеквадратичной ошибке модели (рис. А.5). В идеале, при полной совпадении модели и реальных данных функция квадрата спектра когерентности будет равна единице, а ошибка идентификации приближается к нулю.

Для оптимизации настроек регуляторов необходимо выбрать метод оптимизации – обычный генетический алгоритм (ГА) либо адаптивный и нажать кнопку «Оптимизировать». После чего программный комплекс формирует характеристический полином исследуемой ЭЭС и определяет коэффициенты регуляторов. После успешного завершения процесса оптимизации программа сохраняет найденные настройки АРВ и АРЧВ в файле настроек и возвращает пользователей к окну настройки параметров регуляторов (рис. А.6).



Рисунок А.5 – Оценка адекватности полученной модели

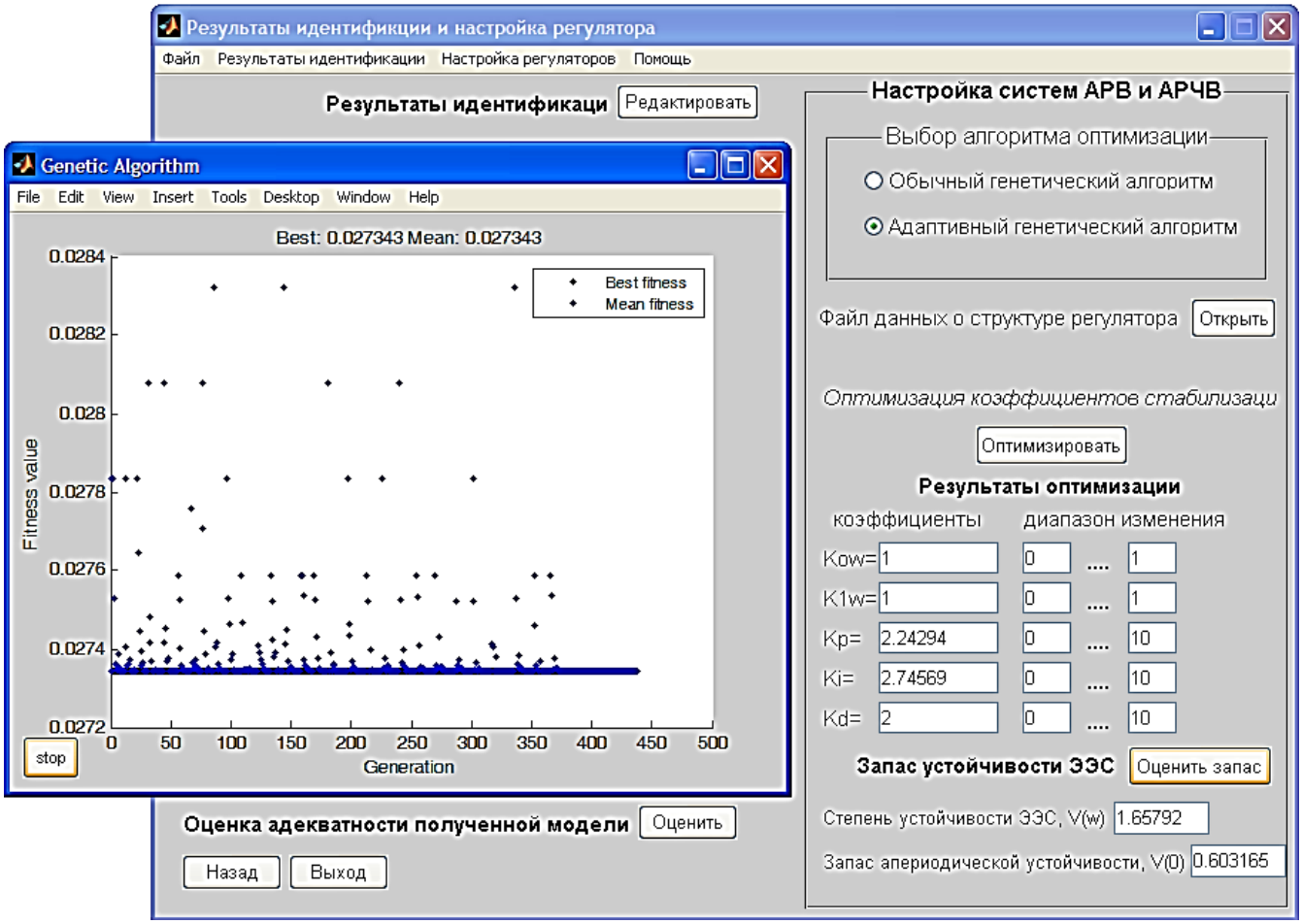


Рисунок А.6 – Результаты работы программного комплекса при поиске оптимальных настроек систем АРВ и АРЧВ

В программном комплексе имеется возможность оценить запас устойчивости ЭЭС по показателю скорости изменения фазы характеристического годографа системы.

Программа предназначена для инженеров и исследователей, специализирующихся на вопросах поддержания устойчивости электрических систем и управления генерирующими установками. Она также оснащена системой помощи, что облегчает понимание и использование.

Приложение В Описание компьютерной модели системы электроснабжения промышленного предприятия и ее настройка по данным реальных измерений

Схема СЭС промышленного предприятия представлена на рис. В.1.

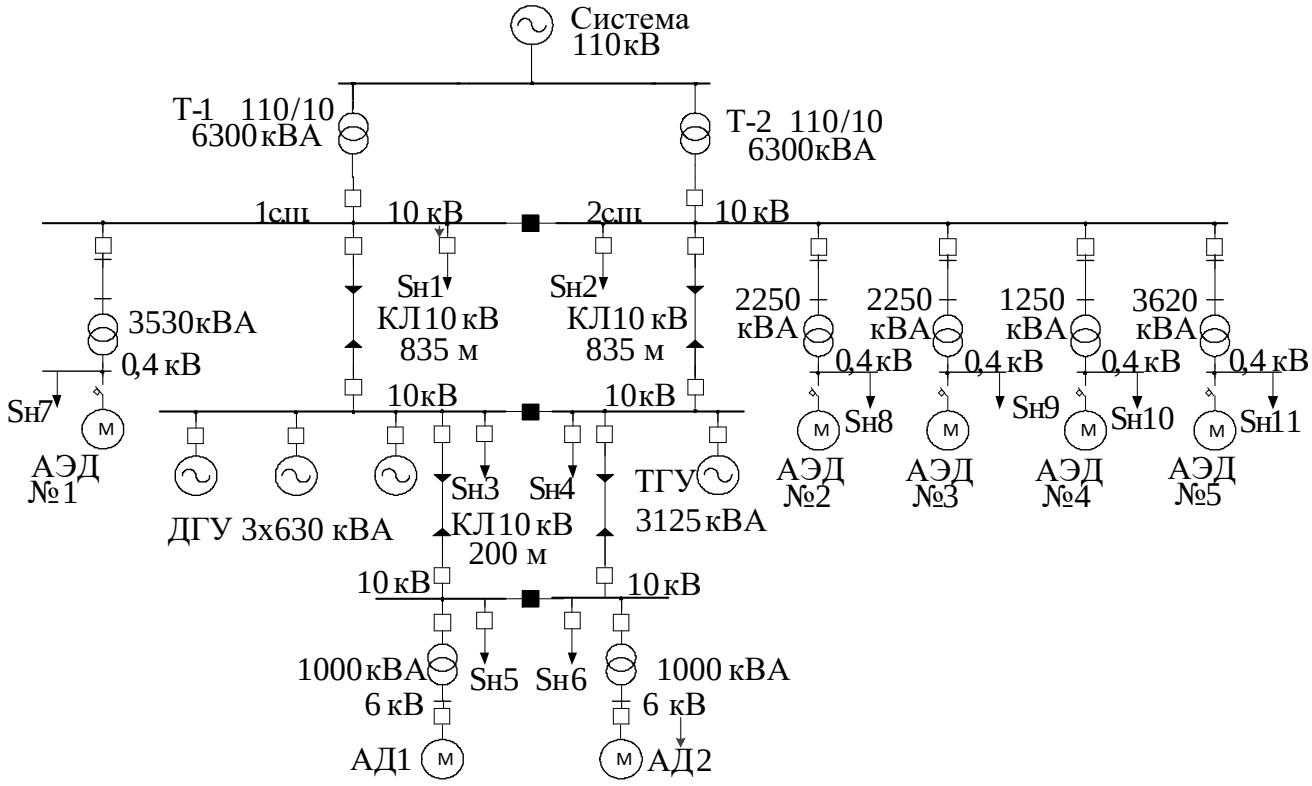


Рисунок В.1 – Исследуемая схема электроснабжения

Все электродвигатели 0,4 кВ разделены на 5 групп эквивалентных двигателей с эквивалентными трансформаторами и линиями электропередачи. Основными критериями разделения электродвигателей на группы являлись: одинаковая скорость вращения n, об/мин; питание от разных секций шин; схожие параметры двигателей. Также в схеме учтена эквивалентная статическая активно-индуктивная нагрузка *S*н1, *S*н2, *S*н3, *S*н4, *S*н5, *S*н6 напряжением 10 кВ и *S*н7, *S*н8, *S*н9, *S*н10, *S*н11 напряжением 0,4 кВ.

Имитационное моделирование исследуемой системы электроснабжения проводилось в среде MATLAB с использованием пакетов Simulink и SimPowerSystems.

Блоки, обозначенные в модели как Breaker (рис. В.2), представляют собой силовые выключатели для обеспечения необходимых коммутаций в схеме СЭС.

Для измерения токов, напряжений и мощностей в модели используются стандартные блоки системы MATLAB: Three-Phase V-I Measurement, The Power (3ph, Phasor). Измерения уровня несинусоидальности и несимметрии напряжений осуществлялись с помощью стандартных блоков пакета SimPowerSystems в среде MATLAB, таких как блоки Total Harmonic Distortion и 3-phase Sequence Analyzer.

Модели асинхронных двигателей. Обобщённая система уравнений для описания асинхронной машины при вращении координат с произвольной угловой скоростью $\omega_к$:

$$\begin{cases} \bar{U}_s = R_s \cdot \bar{i}_s + \dfrac{d\bar{\Psi}_s}{dt} + j\omega_k \cdot \bar{\Psi}_s \\ \bar{U}_r = R_r \cdot \bar{i}_r + \dfrac{d\bar{\Psi}_r}{dt} + j(\omega_k - z_p \cdot \omega) \cdot \bar{\Psi}_r \\ \bar{\Psi}_s = L_s \cdot \bar{i}_s + L_m \cdot \bar{i}_r \\ \bar{\Psi}_r = L_m \cdot \bar{i}_s + L_r \cdot \bar{i}_r \end{cases}$$

где $\bar{U}_s$, $\bar{i}_s$, $\bar{\Psi}_s$ – комплектные векторы напряжения, тока и потокосцепления обмотки статора; $\bar{U}_r$, $\bar{i}_r$, $\bar{\Psi}_r$ – комплектные векторы напряжения тока и потокосцепления обмотки ротора; L_s, L_r – собственные индуктивности статора и ротора; L_m – взаимная индуктивность между статором и ротором; R_s, R_r – активные сопротивления статорной и роторной обмотки; z_p – число пар полюсов.

Механическая часть асинхронной машины представлена следующей системой уравнений:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H}\left(T_e - F \cdot \omega_m - T_m\right),$$

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt},$$

где ω_m – угловая скорость ротора; H – инерционная постоянная ротора; T_e – электромагнитный момент; T_m – механический момент; F – коэффициент трения ротора; θ – угол положения ротора.

На основе паспортных и рассчитанных данных были определены параметры моделей асинхронных двигателей и их эквивалентных групп с использованием специальной утилиты MATLAB [1]. Результаты расчетов в виде скриншотов главного окна программы, а также окна характеристик моделей электродвигателей представлены на рис. В.2–В.7.

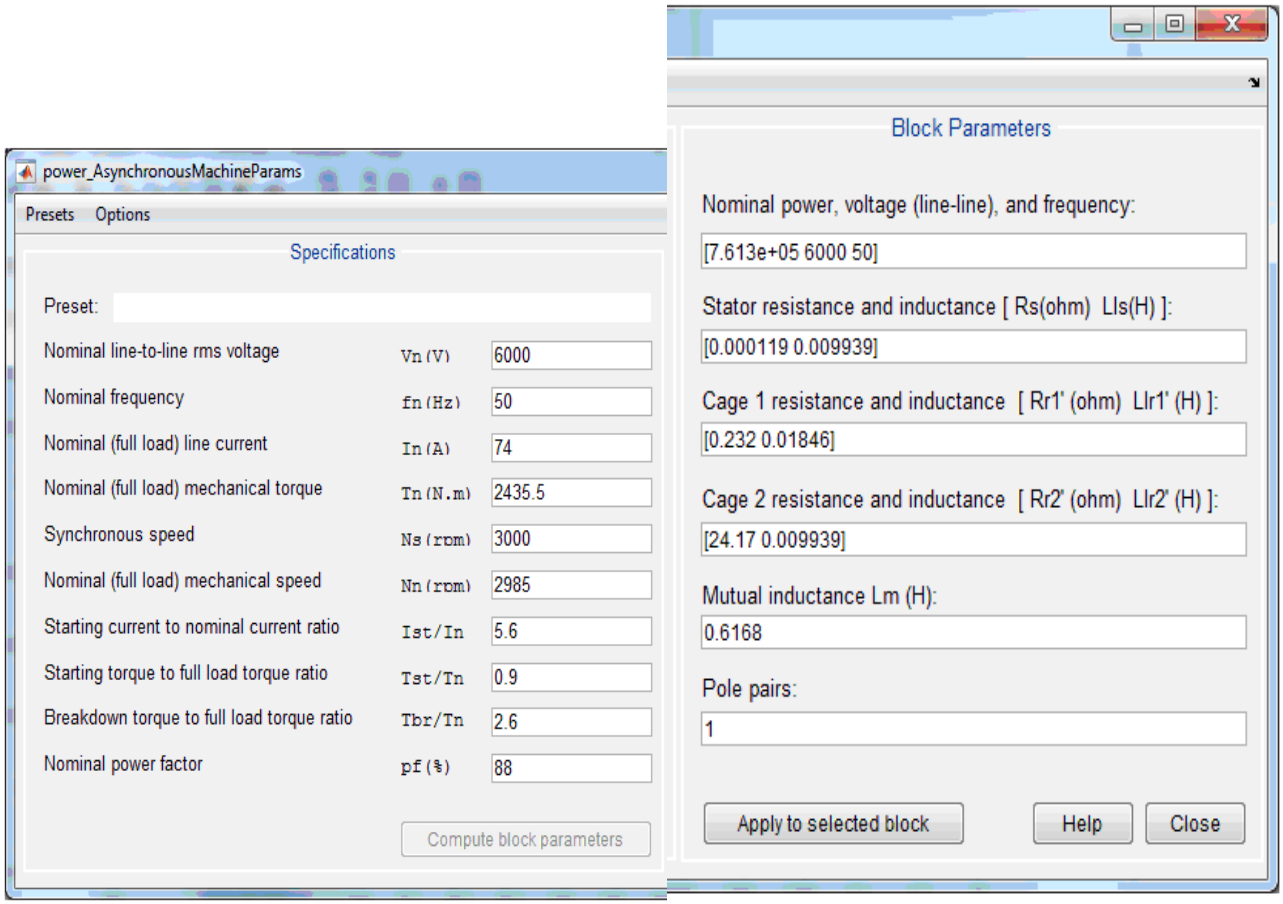


Рисунок В.2 – Расчет параметров модели высоковольтного АД

---

[1] Pedra, Joaquin, "On the Determination of Induction Motor Parameters From Manufacturer Data for Electromagnetic Transient Programs." IEEE Transactions on Power Systems, vol.23, no.4, pp. 1709-1718

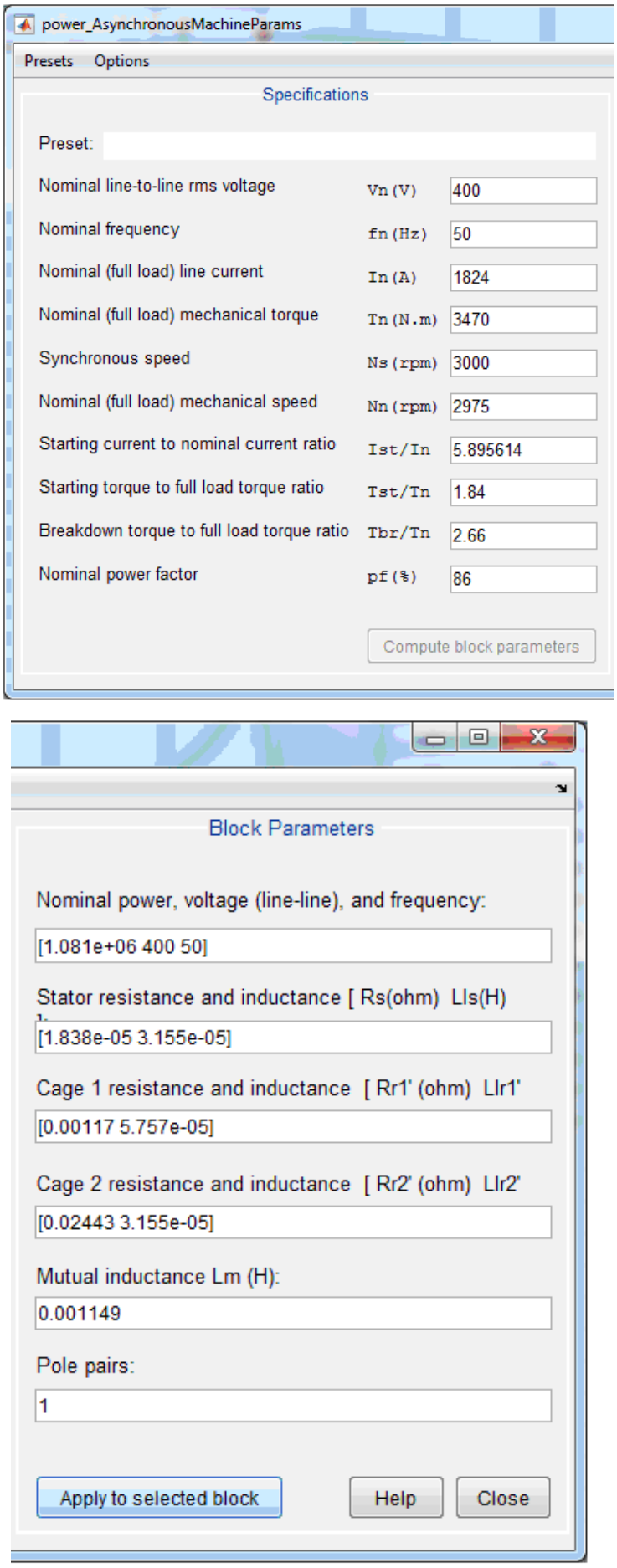


Рисунок В.3 – Расчет параметров модели низковольтного АД 1 группы

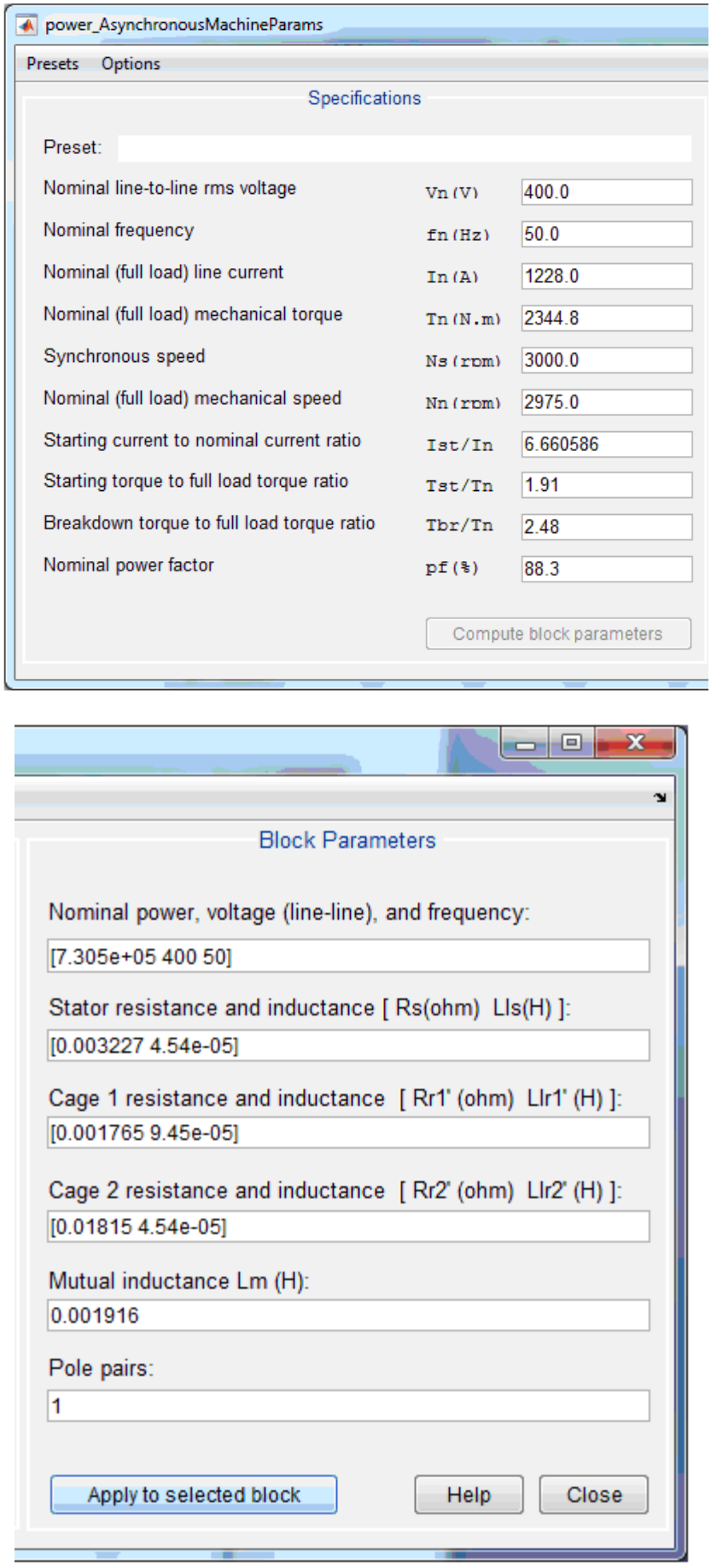


Рисунок В.4 – Расчет параметров модели низковольтного АД 2 группы

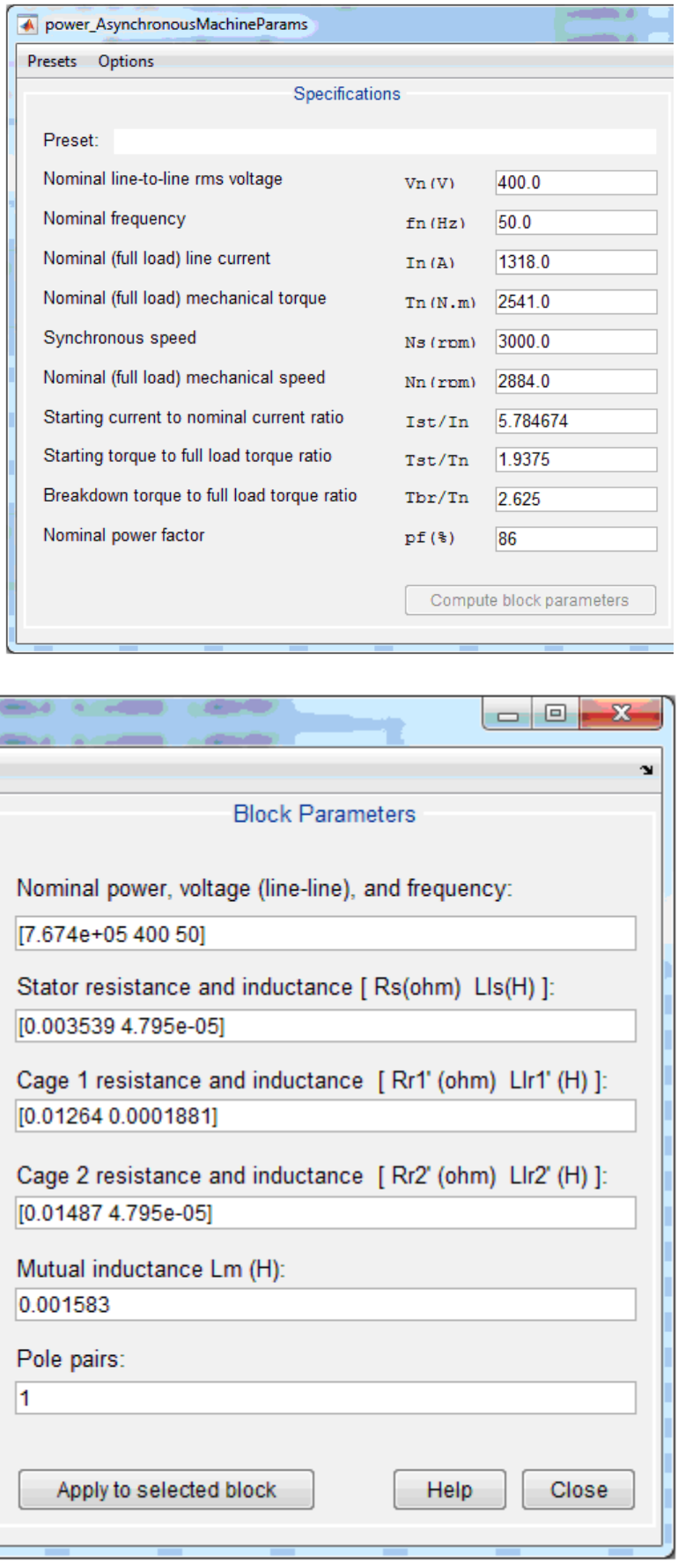


Рисунок В.5 – Расчет параметров модели низковольтного АД 3 группы

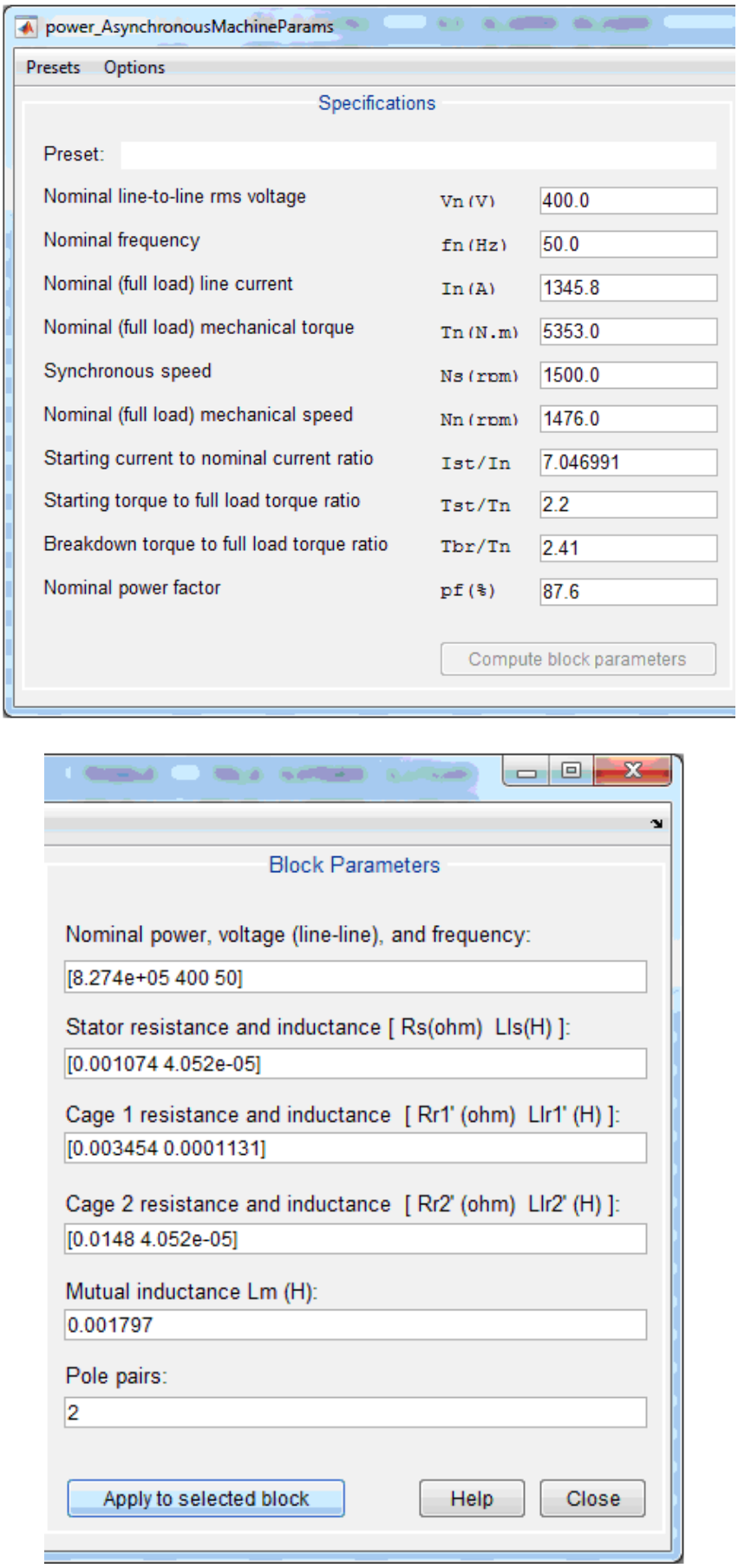


Рисунок В.6 – Расчет параметров модели низковольтного АД 4 группы

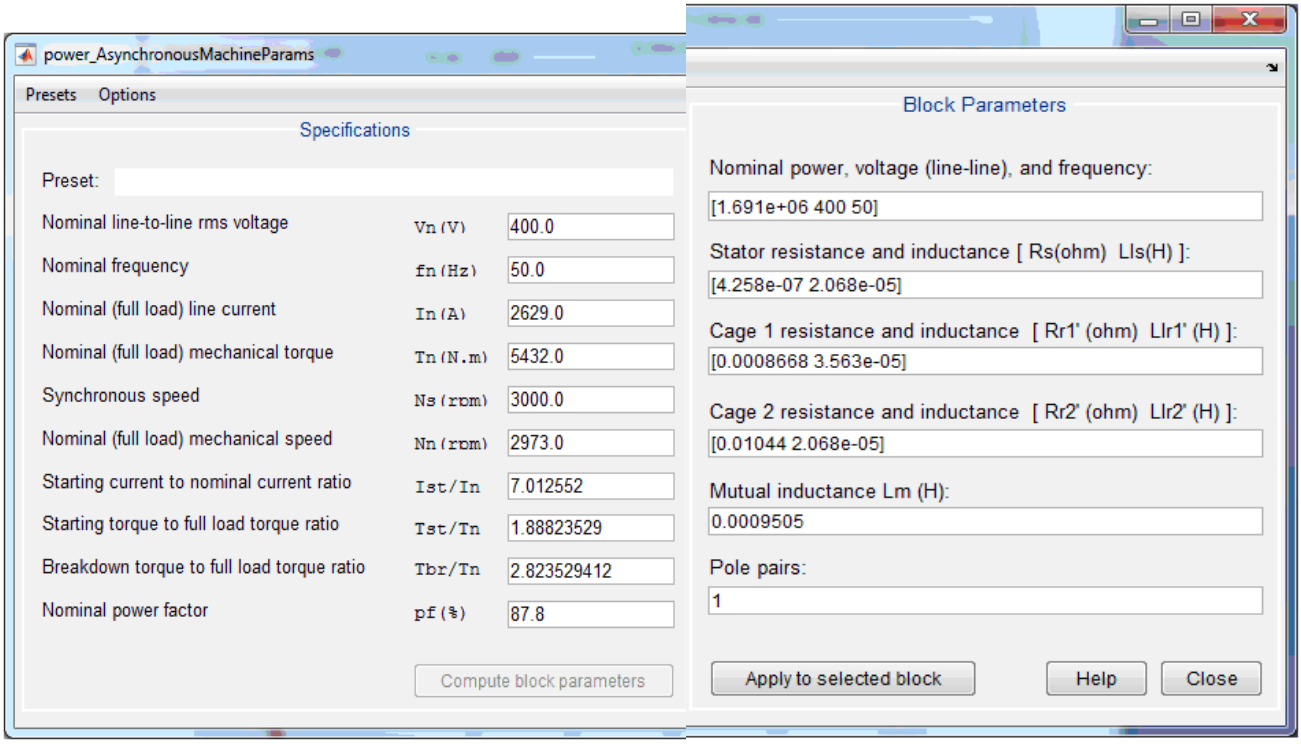


Рисунок В.7 – Расчет параметров модели низковольтного АД 5 группы

Используемая утилита по расчету параметров асинхронного двигателя также позволяет автоматически рассчитать параметры модели асинхронной машины в относительных единицах. Соответствующие окна задания параметров моделей асинхронных двигателей представлены на рис. В.8–В.13.

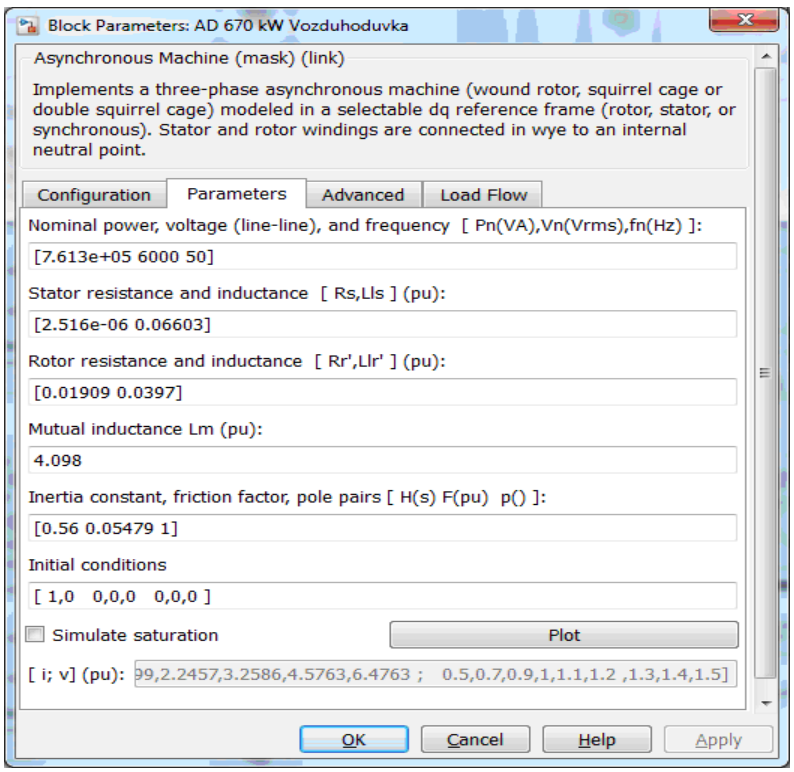


Рисунок В.8 – Окно задания параметров модели высоковольтного АД

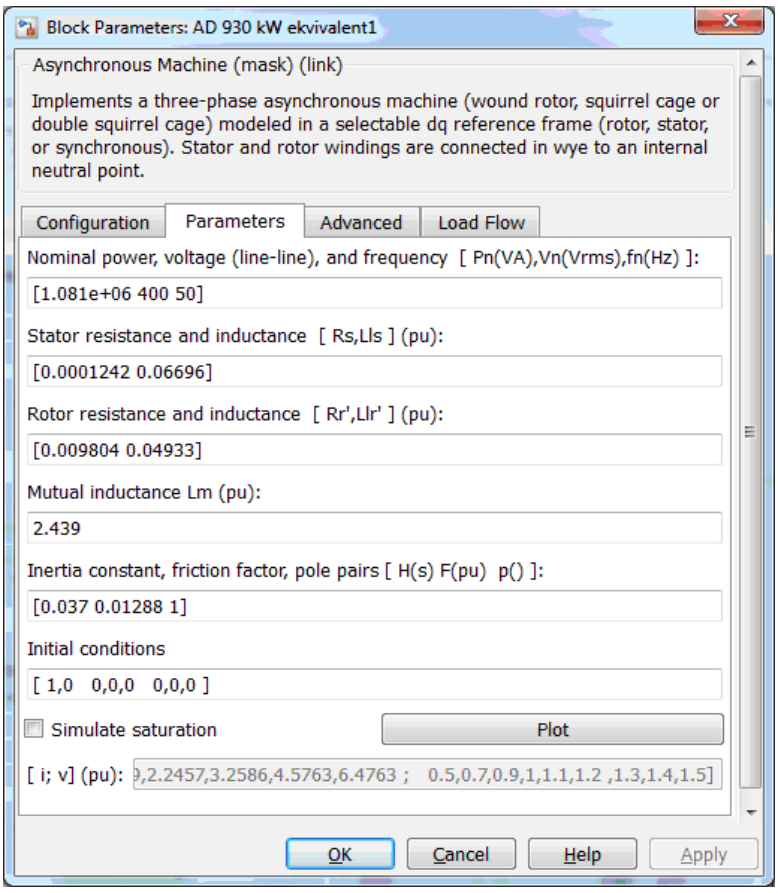


Рисунок В.9 – Окно задания параметров модели низковольтного АД 1 группы

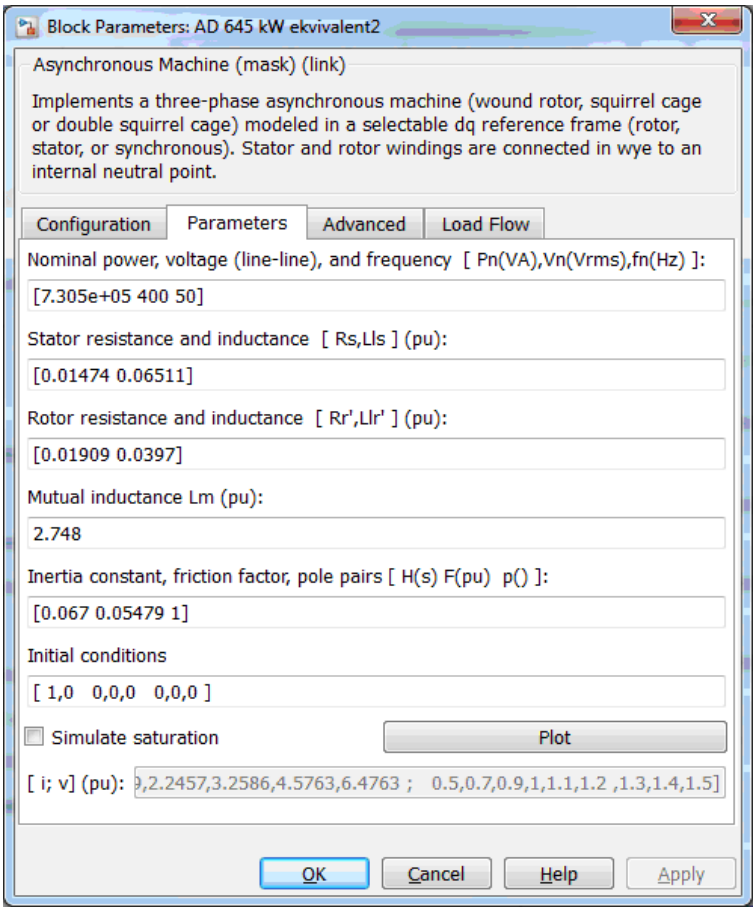


Рисунок В.10 – Окно задания параметров модели низковольтного АД 2 группы

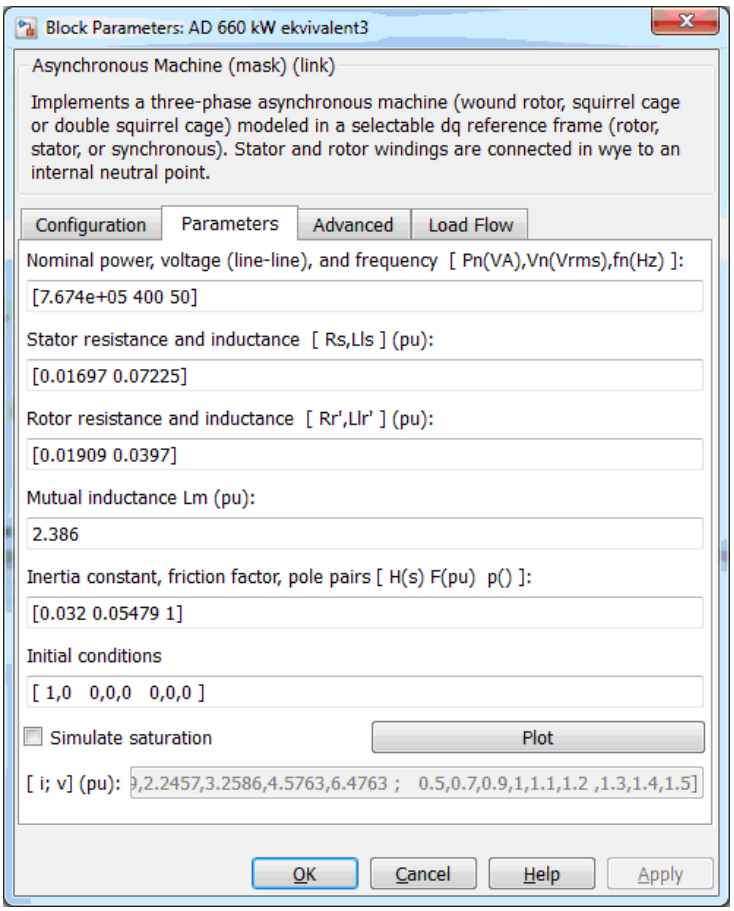


Рисунок В.11 – Окно задания параметров модели низковольтного АД 3 группы

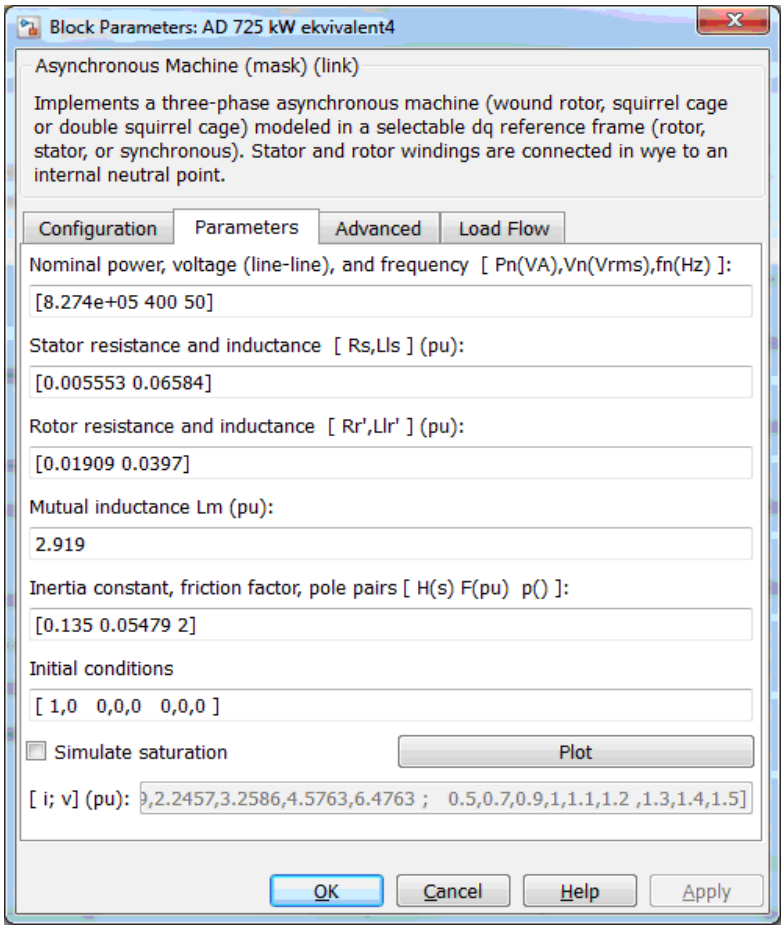


Рисунок В.12 – Окно задания параметров модели низковольтного АД 4 группы

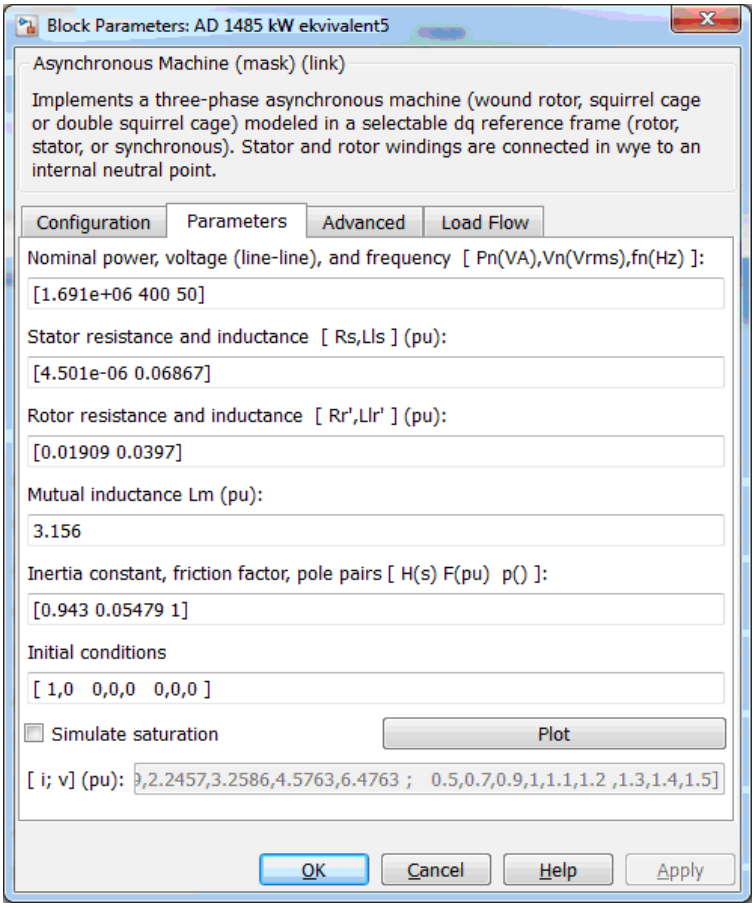


Рисунок В.13 – Окно задания параметров модели низковольтного АД 5 группы

Модели трансформаторов. Общая модель однофазного трансформатора в MATLAB состоит из трёх связанных обмоток, намотанных на один и тот же сердечник (рис. В.14). Модель учитывает сопротивление обмоток ($R1$, $R2$, $R3$) и индуктивности ($L1$, $L2$, $L3$), а также нелинейную характеристику намагничивания сердечника, которая моделируется ветвью с соответствующим сопротивлением и насыщаемой индуктивностью (Rm, Lm).

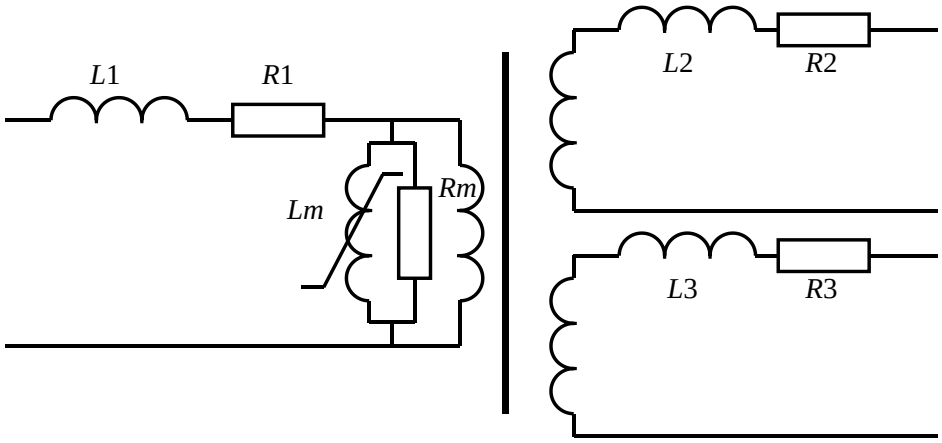


Рисунок В.14 – Схема модели однофазного трансформатора

Модель трёхфазного трансформатора использует совмещение трёх моделей однофазного трансформатора.

При моделировании использовалась модель трёхфазного двухобмоточного трансформатора в MATLAB в относительных единицах, параметры которой определяются по выражениям:

$$R_{ри} = \frac{R_T}{R_б},\ L_{ри} = \frac{L_T}{L_б},$$

где $R_{ри}$ и $L_{ри}$ – относительные значения сопротивления и индуктивности; $R_б$ и $L_б$ – базисное сопротивление и базисная индуктивность; R_T и L_T – активное сопротивление и индуктивность обмоток трансформатора. Для расчета параметры первичной обмотки определяют через следующие базисные значения:

$$R_б = \frac{U^2_{В.ном}}{S_{ном}},\ L_б = \frac{R_б}{2\pi \cdot f},$$

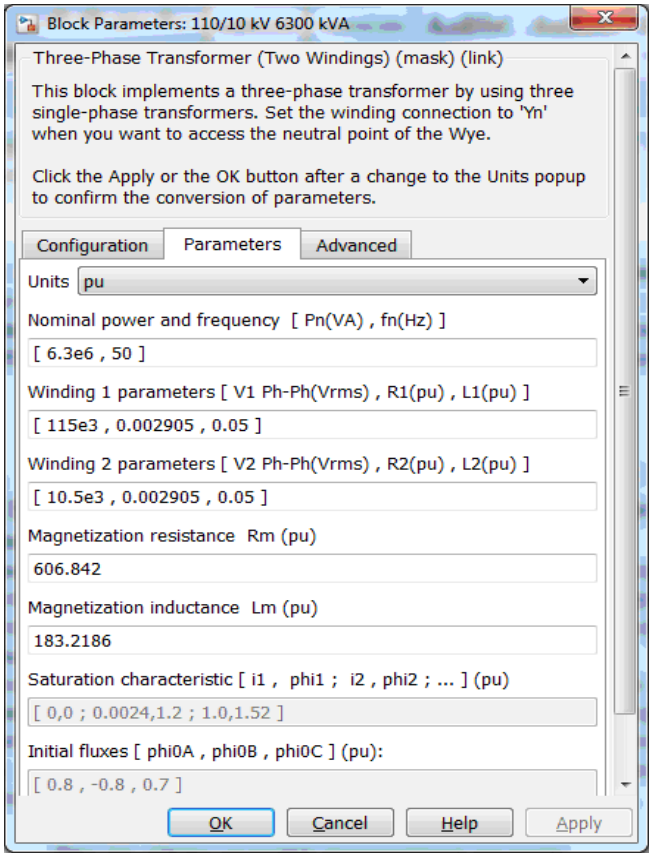
где $U_{В.ном}$ – номинальное фазное напряжение обмотки ВН, В; $S_{ном}$ – номинальная мощность одной фазы трансформатора, ВА; f – номинальная частота, Гц.

Учитывая то, что сопротивления отдельных обмоток трансформатора в сумме составляют сопротивления двухобмоточного трансформатора, а также то, что сопротивления отдельных обмоток двухобмоточного трансформатора приблизительно равны, были определены параметры моделей трансформаторов в относительных единицах. Результаты расчета параметров трансформаторов в относительных единицах представлены в табл. В.1.

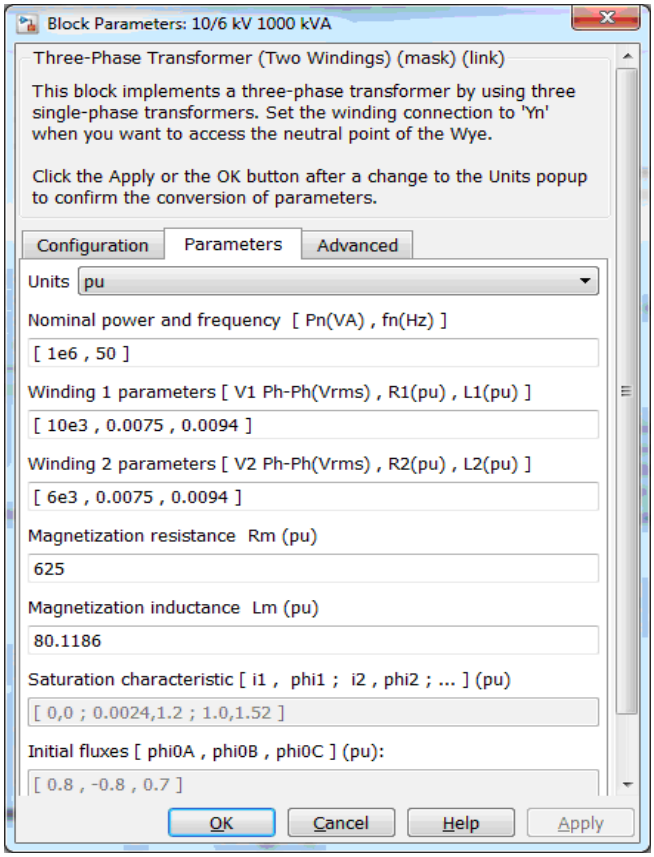
Таблица В.1 – Параметры моделей трансформаторов в относительных единицах

Наименование трансформатора	Параметры обмотки ВН		Параметры обмотки НН		Параметры ветви намагничивания	
	*R*1, о.е.	*L*1, о.е.	*R*2, о.е.	*L*2, о.е.	*Rm*, о.е.	*Lm*, о.е.
ТМН-6300/110/10	0,0029	0,05	0,0029	0,05	606,842	183,219
ТМ-1000/10/6	0,0075	0,0094	0,0075	0,0094	625	80,1186
Экв. трансформатор № 1	0,0047	0,0279	0,0047	0,0279	582,5085	76,7549
Экв. трансформатор № 2	0,0056	0,0261	0,0056	0,0261	571,0666	136,405
Экв. трансформатор № 3	0,0056	0,0261	0,0056	0,0261	571,0666	136,405
Экв. трансформатор № 4	0,0084	0,0209	0,0084	0,0209	337,8379	99,991
Экв. Трансформатор № 5	0,00487	0,0264	0,00487	0,0264	538,6907	73,1276

Окна с заданием рассчитанных параметров моделей всех трансформаторов исследуемой СЭС приведены на рис. В.15–В.20.



(а) ТМН-6300/110/10



(б) ТМ-1000/10/6

Рисунок В.15 – Окно задания параметров модели высоковольтных трансформаторов

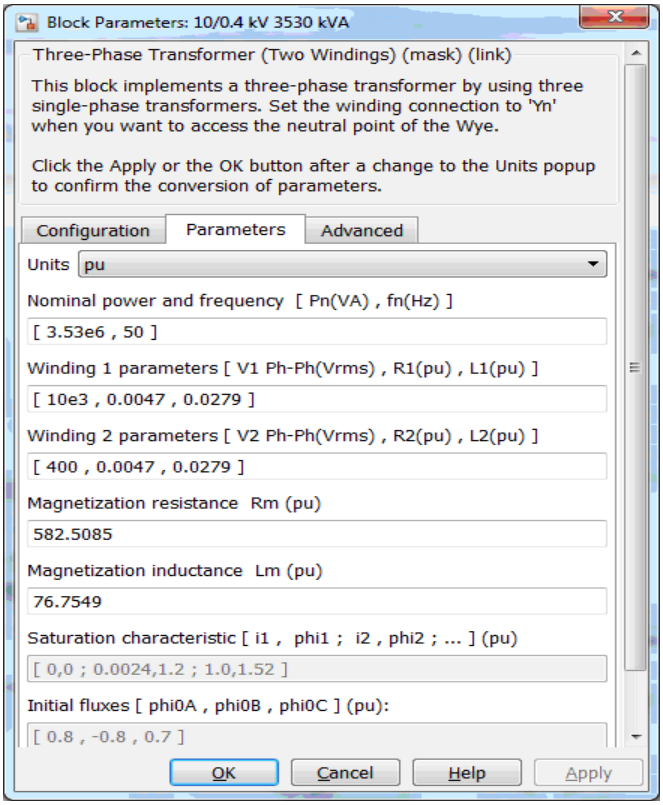


Рисунок В.16 – Окно задания параметров эквивалентного трансформатора № 1

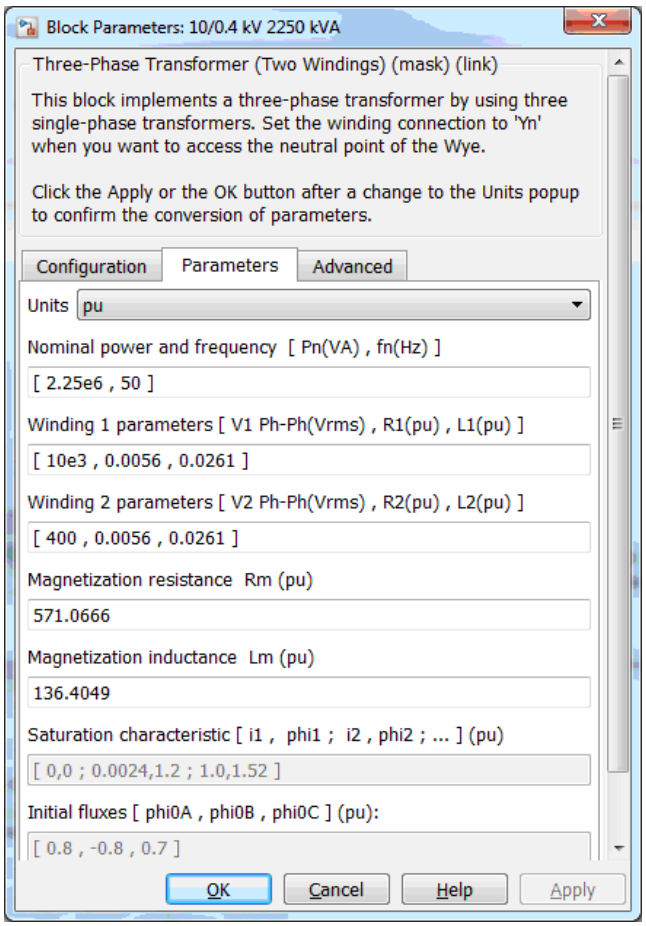


Рисунок В.17 – Окно задания параметров эквивалентного трансформатора № 2

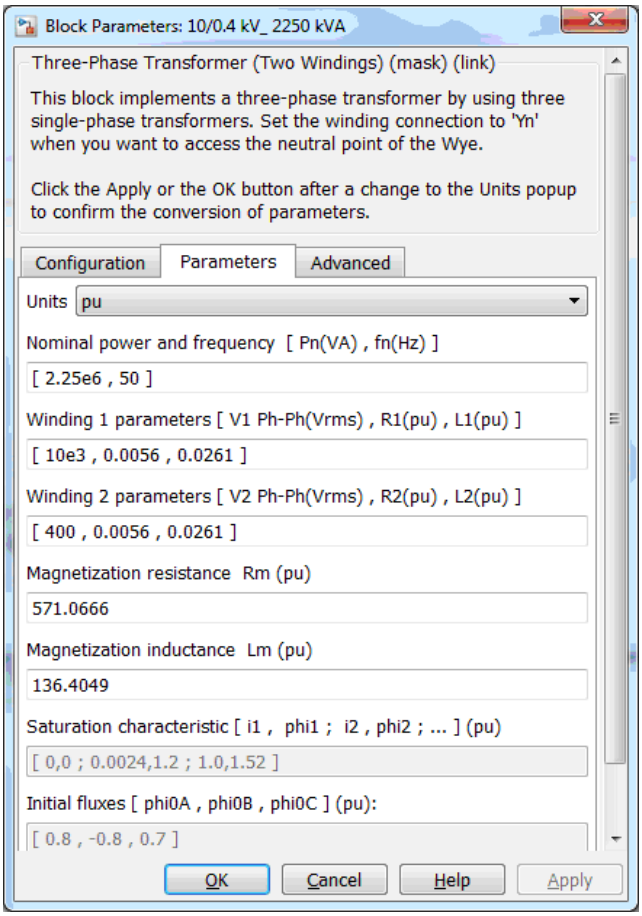


Рисунок В.18 – Окно задания параметров эквивалентного трансформатора № 3

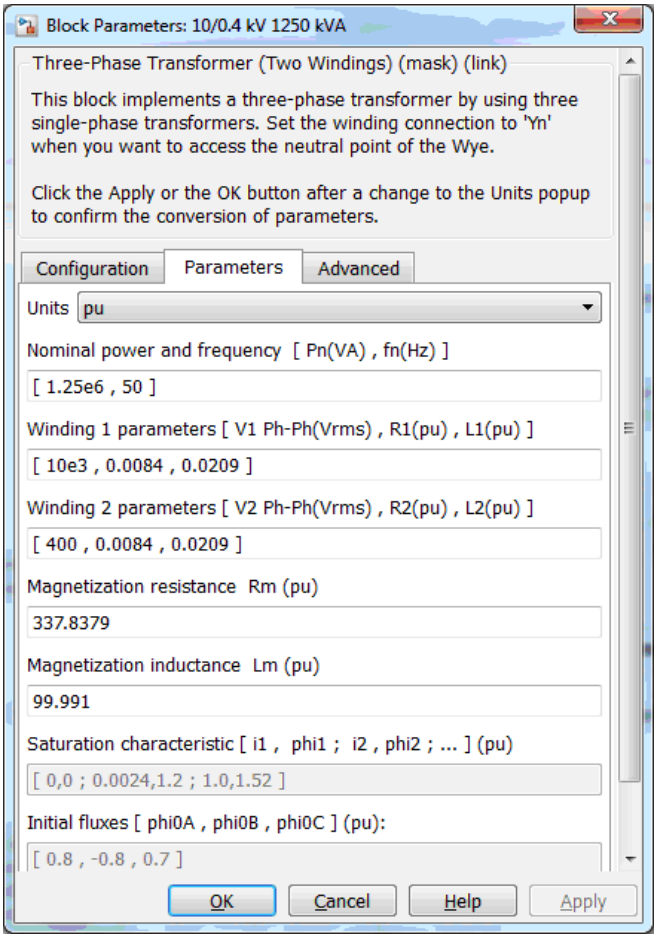


Рисунок В.19 – Окно задания параметров эквивалентного трансформатора № 4

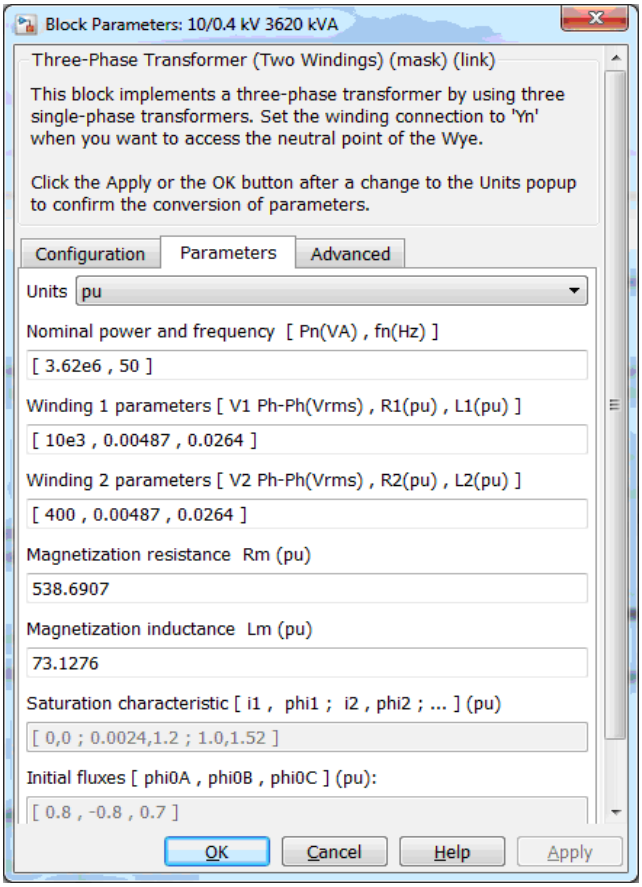


Рисунок В.20 – Окно задания параметров эквивалентного трансформатора № 5

Модели линий. При моделировании линий в MATLAB использовалась модель трёхфазной линии с сосредоточенными параметрами, представленная П-образной схемой замещения (рис. В.21). Параметры линии R, L и C задаются как параметры положительной и нулевой последовательности, которые учитывают индуктивные и емкостные связи между трехфазными проводниками, а также параметры земли. Все параметры модели линии задаются в удельных величинах.

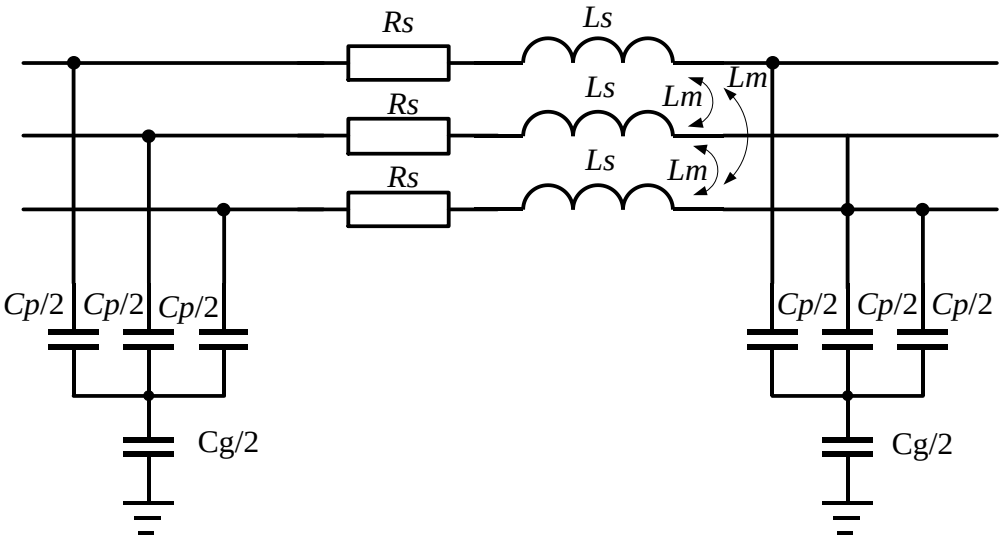


Рисунок В.21 – Схема замещения модели линии в MATLAB

Собственные и взаимные сопротивления (R_s, R_m), собственные и взаимные индуктивности (L_s, L_m) трех связанных проводов, а также фазовые емкости C_p и емкости земли C_g определяются из параметров R, L и C прямой и нулевой последовательностей линии следующим образом:

$$R_s = (2R_1 + R_0)/3,$$

$$L_s = (2L_1 + R_0)/3,$$

$$R_m = (R_0 + R_1)/3,$$

$$L_m = (L_0 + L_1)/3,$$

$$C_p = C_1,$$

$$C_g = 3C_1C_0/(C_1 - C_0),$$

где $R_1 = r_1 \cdot l$, $R_0 = r_0 \cdot l$, $L_1 = l_1 \cdot l$, $L_0 = l_0 \cdot l$, $C_1 = c_1 \cdot l$, $C_0 = c_0 \cdot l$, l – длина линии, км; r_1, r_0 – удельные активные сопротивления прямой и нулевой последовательностей линии, Ом/км; l_1, l_0 – удельные индуктивности прямой и нулевой

последовательностей линии, Гн/км; c_1, c_0 – удельные емкости прямой и нулевой последовательностей линии, Ф/км.

Модель питающей ЭЭС.

Питающая система моделируется с помощью блока трехфазного источника напряжения с внутренним импедансом R-L. Модель представляет собой три источника напряжения, соединенные в «звезду» с нейтральным проводом, который можно заземлить или сделать изолированным. В модели можно задать внутреннее сопротивление и индуктивность источника напрямую, введя значения параметров *R* и *L*. Кроме этого в модели системы задаются частота, действующее напряжение и фазовый угол питающего напряжения (рис. В.22).

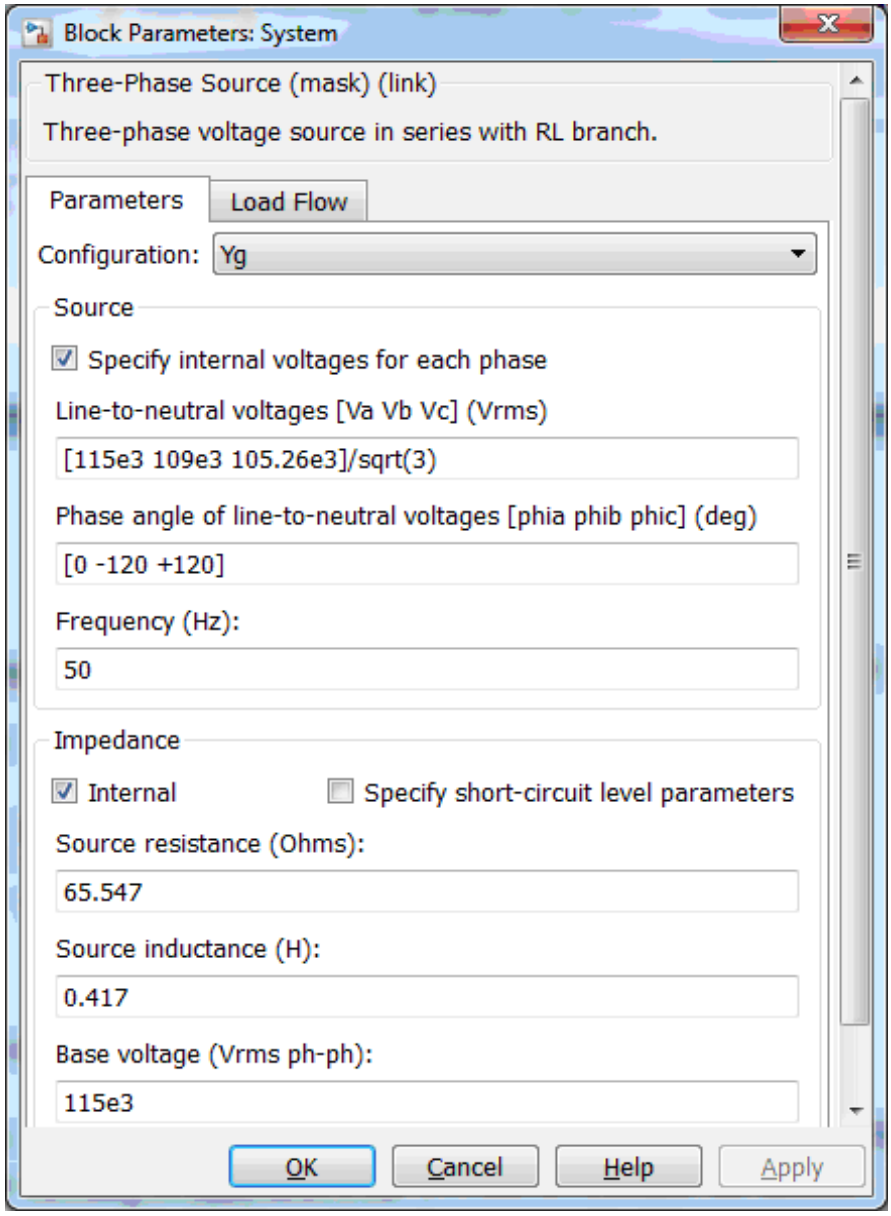


Рисунок В.22 – Окно задания параметров системы

Параметры модели системы определялись исходя из заданных токов КЗ на шинах 110 кВ: $U_б = 115$ кВ, $I_{КЗ}^{\max} = 453$ А.

Полное сопротивление системы:

$$Z_c = \frac{U_б}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{\max}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 453} = 146{,}568 \text{ Ом}.$$

Учитывая то, что питающая подстанция получает питание по длинной ВЛ 110 кВ, принимаем соотношение $\frac{X_c}{R_c} = 2$, тогда

$$R_c = \frac{Z_c}{\sqrt{1 + \left(\frac{X_c}{R_c}\right)^2}} = \frac{146{,}568}{\sqrt{1 + 2^2}} = 65{,}547 \text{ Ом};$$

$$X_c = R_c \cdot \frac{X_c}{R_c} = 65{,}547 \cdot 2 = 131{,}094 \text{ Ом}.$$

Индуктивность системы: $L_c = \frac{X_c}{2\pi \cdot f} = \frac{131{,}094}{314} = 0{,}417$ Гн.

Необходимо отметить, что модель системы позволяет задать действующие значения напряжений и фазовые углы отдельно для каждой фазы. Изменяя эти параметры, можно моделировать несимметрию напряжений питающей системы.

Для моделирования искажений синусоидальности питающего напряжения в модели параллельно системе подключен источник гармоник.

Параметры моделей системы и источника гармоник можно изменять, настраивая, таким образом, несимметрию и несинусоидальность питающего напряжения в модели СЭС.

Настройка модели СЭС промышленного предприятия на основе инструментальных измерений мощностей и показателей качества электроэнергии

Для приведения модели к параметрам, полученным при инструментальных измерениях токов, напряжений, частоты, мощностей и показателей качества электроэнергии, настройка выполнялась при условии отключенных ТГУ и ДГУ.

Для проверки правильности настройки параметров системы в модели было выполнено моделирование трёхфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ и 10 кВ питающей подстанции. Результаты моделирования, представленные на рис.В.23 и В.24, подтверждают правильность определения параметров системы в связи совпадением токов КЗ с заданными значениями (максимальный ток КЗ по вводу 110 кВ составляет 453 А, максимальный ток КЗ на вводе 10 кВ – 2075 А). В соответствии с инструментальными измерениями ПКЭ в СЭС, представленными в табл. В.2, в модели был подобран источник несимметрии и несинусоидальности, установленный на шинах 110 кВ питающей подстанции. Результаты измерений ПКЭ в низковольтной сети представлены в табл.В.3.

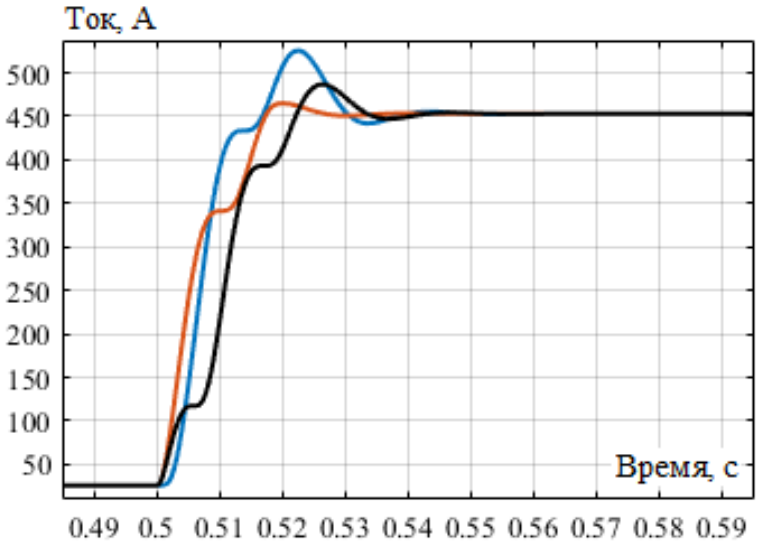


Рисунок В.23 – Осциллограммы действующих значений токов при КЗ на шинах 110 кВ: $I_{КЗ}^{(3)} = 453$ А

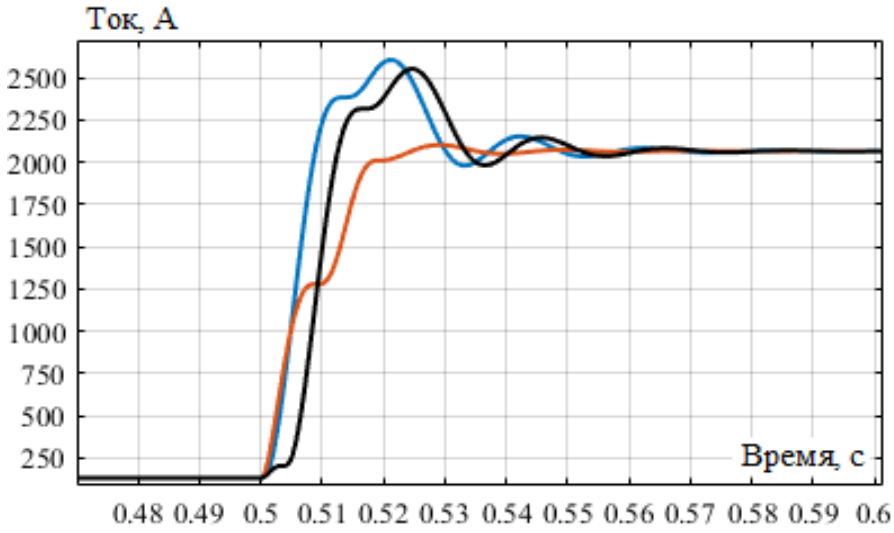


Рисунок В.24 – Осциллограммы действующих значений токов при КЗ на шинах 10 кВ: $I_{КЗ}^{(3)} = 2066$ А

Анализ результатов измерений ПКЭ в высоковольтной сети показывает, что в сети 10 кВ увеличивается несимметрия напряжений по обратной последовательности (рис. В.25). Данное обстоятельство указывает на наличие несимметричной нагрузки в сети энергокомплекса. Необходимо также отметить, что коэффициенты гармоник снижаются (рис. В.26–В.29), поэтому значительных источников гармоник в сети предприятия нет.

Таблица В.2 – Результаты измерений ПКЭ в высоковольтной сети

Место измерений	k_{2U}, %		$k_{U\,AB}$, %		$k_{U\,BC}$, %		$k_{U\,CA}$, %	
	95 %	100 %	95 %	100 %	95 %	100 %	95 %	100 %
110 кВ	1,74	2,0	5,61	6,39	6,26	7,45	5,53	6,69
10 кВ	2,12	2,45	3,71	4,77	4,21	4,94	4,2	5,44

Таблица В.3 – Результаты измерений ПКЭ в низковольтной сети

Место измерений	k_{2U}, %		$k_{U\,AB}$, %		$k_{U\,BC}$, %		$k_{U\,CA}$, %	
	95 %	100 %	95 %	100 %	95 %	100 %	95 %	100 %
0,4 кВ, площадка резервного производства	1,13	1,32	4,29	5,16	4,21	5,15	3,64	4,58
0,4 кВ, в центре СЭС (энергокомплекс)	1,73	1,97	4,61	5,28	4,67	5,94	4,29	5,39
0,4 кВ площадка основного производства	1,57	1,79	4,3	4,9	4,23	5,19	3,71	4,79

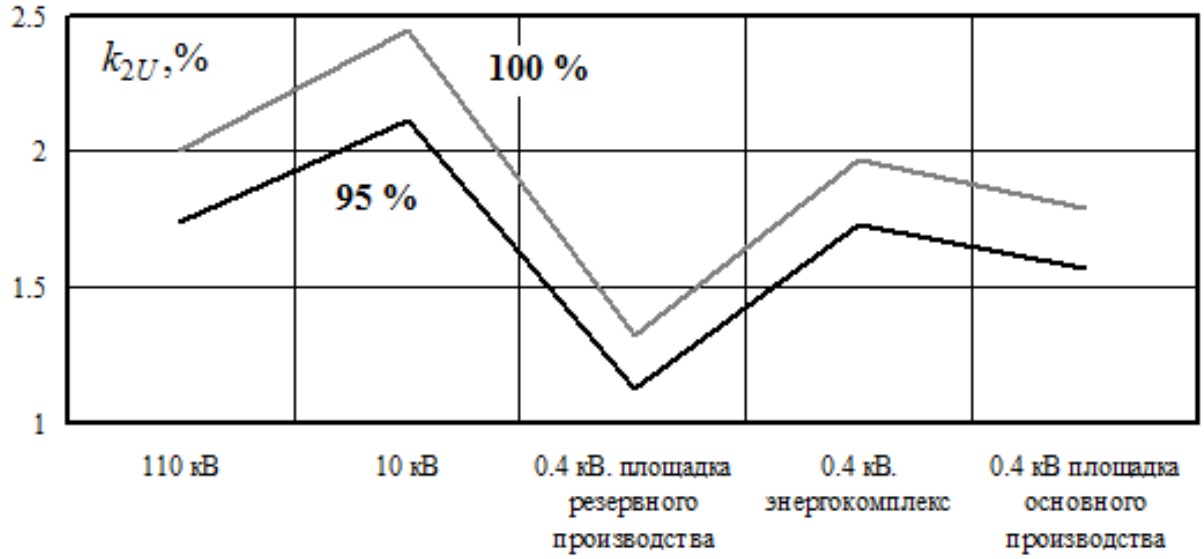


Рисунок В.26 – Коэффициенты несимметрии по обратной последовательности

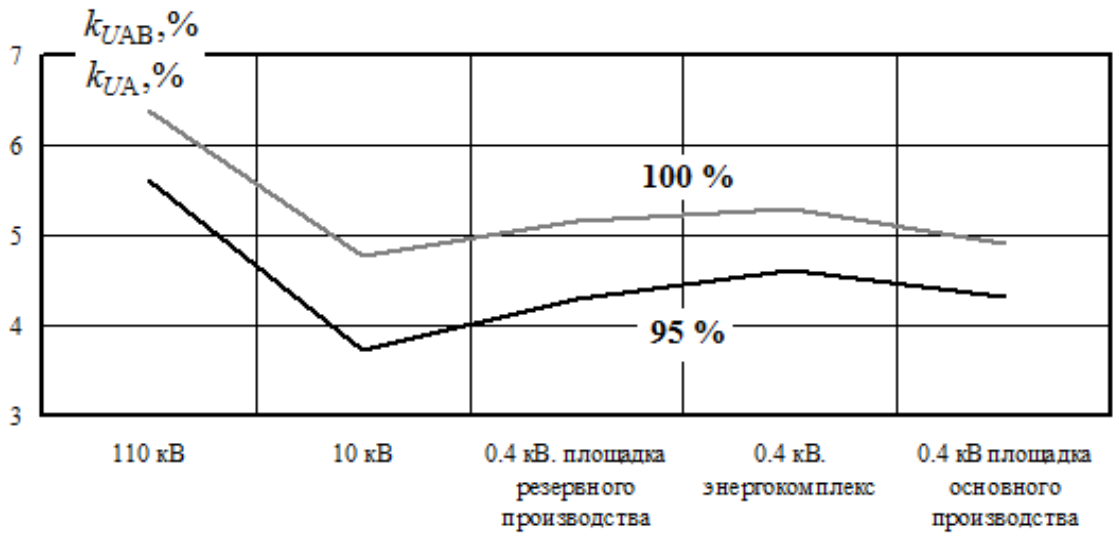


Рисунок В.27 – Суммарные коэффициенты гармоник

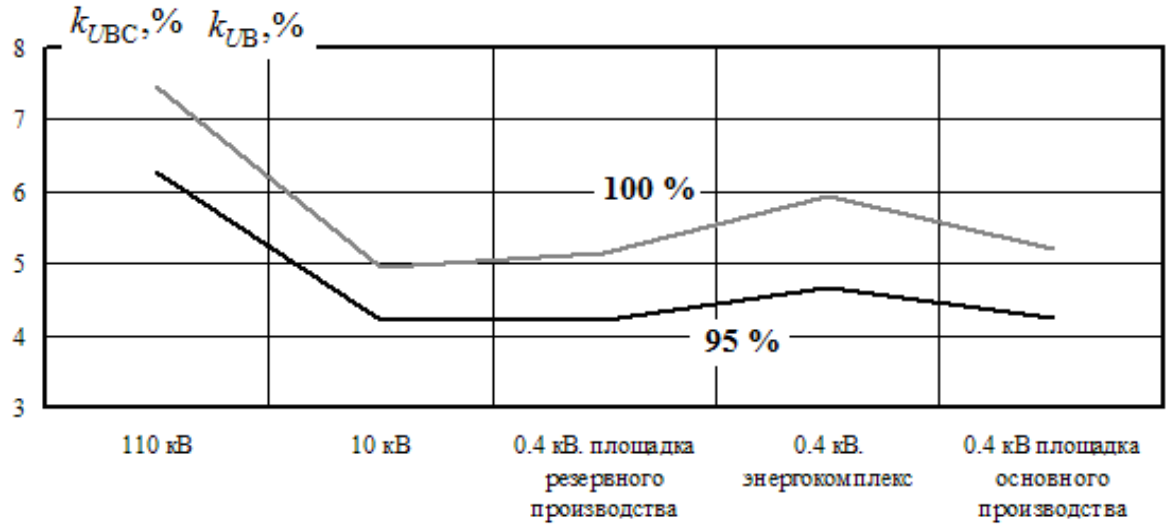


Рисунок В.28 – Суммарные коэффициенты гармоник

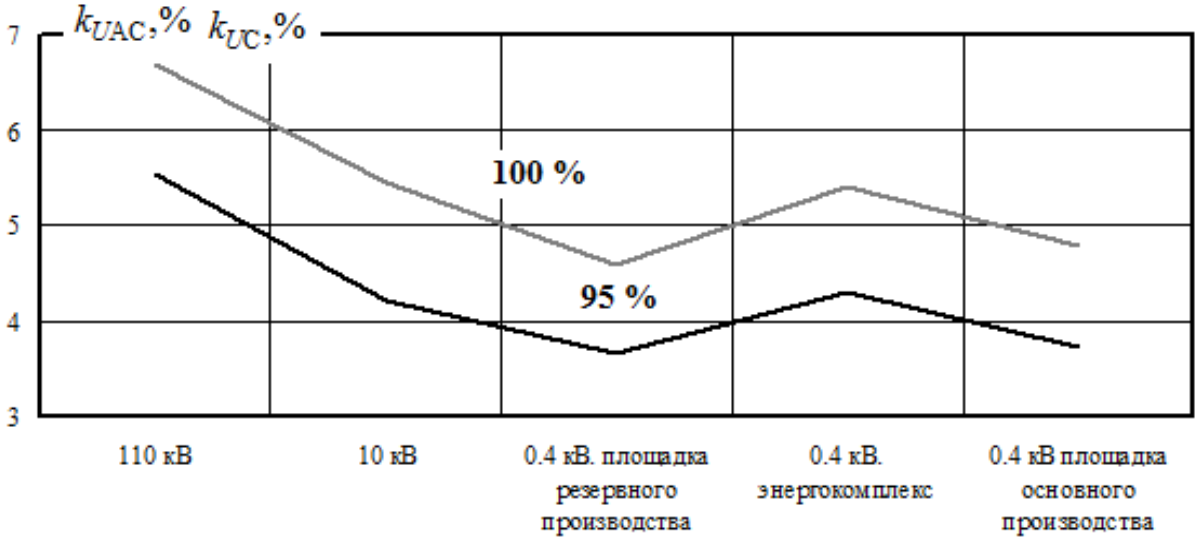


Рисунок В.29 – Суммарные коэффициенты гармоник

Показатели качества электроэнергии представлены в табл.В.4.

Таблица В.4 – Результаты моделирования ПКЭ в высоковольтной сети модели

Место измерений	k_{2U}, %	$k_{U\,AB}$, %	$k_{U\,BC}$, %	$k_{U\,CA}$, %
	100 %	100 %	100 %	100 %
110 кВ	2,00	6,38	7,42	6,77
ввод 1 с.ш. 10 кВ	1,62	5,19	6,00	5,51
ввод 2 с.ш. 10 кВ	1,53	4,92	5,68	5,21

В результате моделирования мощность на вводе 1 с.ш. 10 кВ питающей подстанции составила P = 1,203 МВт, Q = 0,73 Мвар, а на вводе 2 с.ш. 10 кВ составила P = 1,251 МВт, Q = 0,794 Мвар, что соответствует реальным замерам.

Выполненная таким образом настройка модели исследуемой СЭС в полной мере соответствует исходному нагрузочному режиму, измеренным токам, напряжениям, мощностям и ПКЭ. Необходимо отметить, что возможные незначительные расхождения результатов измерений и моделирования не приведут к большому влиянию на анализ режимов работы исследуемой СЭС.

По результатам настройки можно сделать следующие выводы:

1. Токи КЗ, полученные в результате моделирования с высокой точностью соответствуют значениям, представленным промышленным предприятием: 453 А на шинах 110 кВ и 2075 на шинах 10 кВ. Величины аналогичных параметров, полученные в результате моделирования равны 453 А (полное совпадение) и 2066 А (различие 0,43 %).

2. Полученные результаты показывают хорошее совпадение данных моделирования с инструментальными измерениями показателей качества электроэнергии:

- по величине максимального коэффициента несимметрии напряжений на шинах 110 кВ получено полное совпадение;
- по величинам суммарных коэффициентов гармоник в результате моделирования получены следующие значения: фаза А – 6,38 %; фаза В – 7,42 %; фаза С – 6,77 %; аналогичные данные измерении: фаза А – 6,39 %; фаза В – 7,45 %; фаза С – 6,69 %; максимальное различие имеет место для фазы С и достигает 1,2 %.

Приложение С Технико-экономическое обоснование применения метода согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения и частоты вращения ротора синхронного генератора малой мощности

Цель: Показать целесообразность и экономическую выгоду от применения метода согласованной настройки регуляторов, обеспечивающего лучшие динамические характеристики работы генерирующей установки на примере турбогенератора мощностью 3,125 МВА.

Ввиду относительно небольшой мощности генерирующих установок объектов распределенной генерации и малой постоянной инерции их роторов особую актуальность приобретает задача согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ). Для генерирующих установок малой мощности с небольшими значениями T_J вариации частоты будут значительными, а электрические и механические процессы становятся близкими по времени, поэтому для таких установок требуется согласованное регулирование напряжения и частоты вращения ротора. Схема, иллюстрирующая принцип согласованной настройки АРВ и АРЧВ, учитывающий их взаимосвязь, показана на рис.С.1.

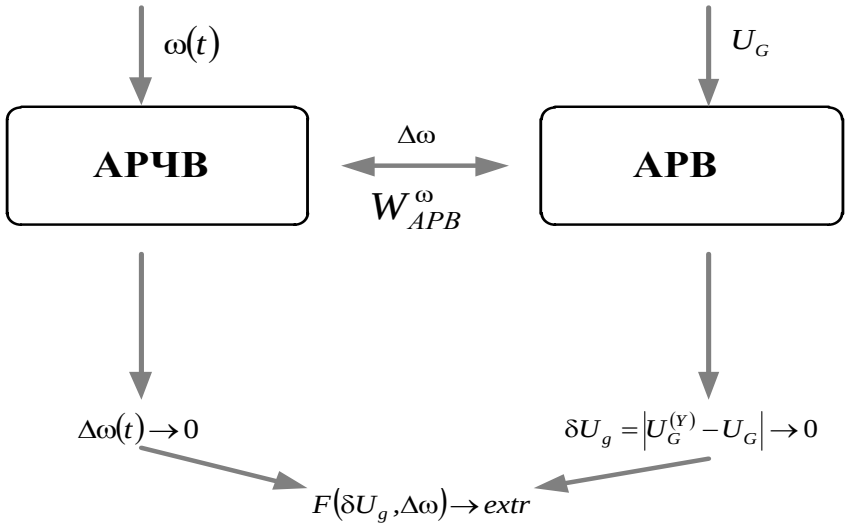


Рисунок С.1 – Схема, иллюстрирующая принцип согласованной настройки АРВ и АРЧВ: $F\left(\delta U_g, \Delta\omega\right)$ – функционал качества управления турбогенератором при согласованной настройке АРВ и АРЧВ; W_{APB}^{ω} – функция канала регулирования АРВ по частоте

Принцип согласованной настройки заключается в определении коэффициентов настройки АРВ и АРЧВ, обеспечивающих минимальные отклонения параметров турбогенератора от номинальных значений, высокие демпферные свойства при электромеханических переходных процессах и требуемый запас устойчивости.

Для определения параметров настройки каналов регулирования АРВ с учётом влияния АРЧВ объект управления необходимо представить двухсвязным, имеющим две выходных величины – частоту вращения ротора ω и напряжение генератора U_g; при этом многосвязный регулятор будет иметь диагональные связи (рис. С.2). В качестве примера рассматривается турбогенераторная установка мощностью 3,125 МВА напряжением 10 кВ, работающая в СЭС промышленного предприятия, имеющей связь с ЭЭС большой мощности по двум линиям 110 кВ. Описание модели рассматриваемой СЭС приведено в Приложении В. Расчет параметров настройки АРВ и АРЧВ с учетом их взаимного влияния выполнены с помощью программного комплекса (Приложение А).

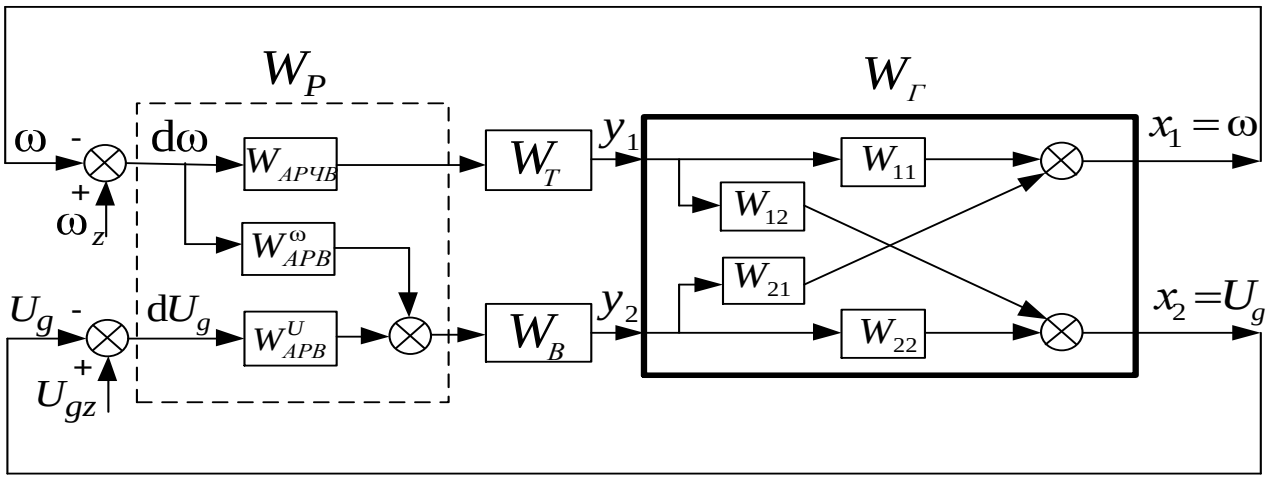


Рисунок С.2 – Структура системы автоматического регулирования «турбина-генератор»

Для оценки эффективности работы ТГУ при согласованной настройке АРВ и АРЧВ моделировался режим отключения промышленной СЭС от источника питания. Результаты моделирования в виде сравнений механической мощности на валу турбины, напряжений и частоты вращения ротора генератора ТГУ при

согласованной и несогласованной настроек АРВ и АРЧВ для указанных режимов представлены на рис.С.3-С.5.

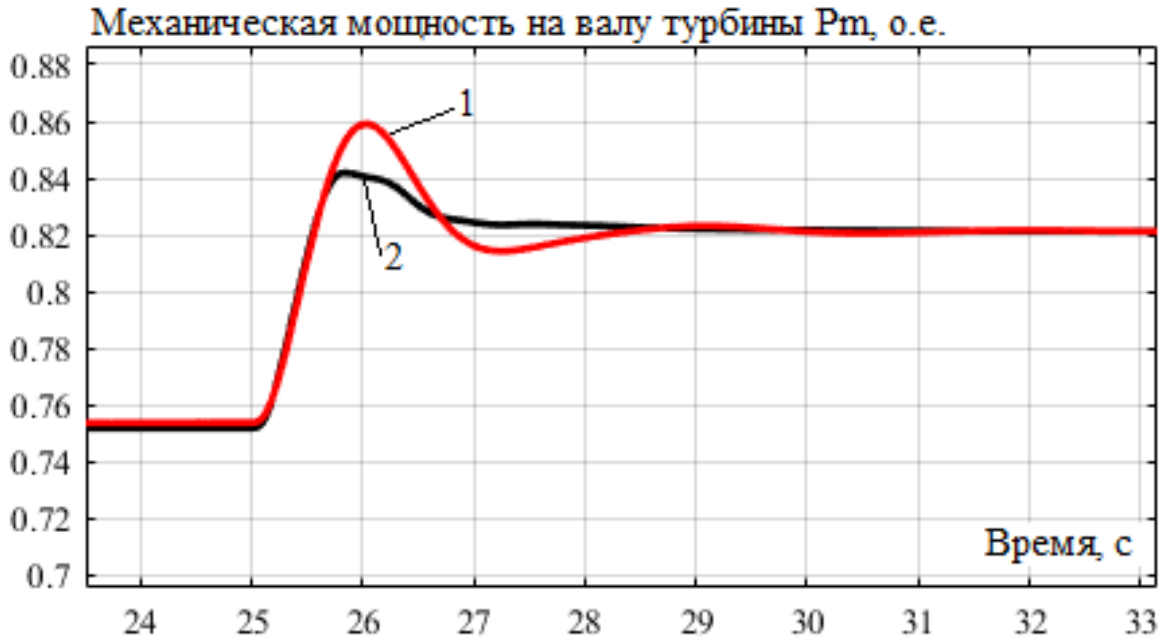


Рисунок С.3 – Изменение механической мощности на валу турбины ТГУ при отключении источника питания:
1 – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ (перерегулирование σ = 4,88 %, время переходного процесса t_p = 3 с); 2 – согласованная настройка АРВ и АРЧВ (σ = 2,44 %, t_p = 3 с)

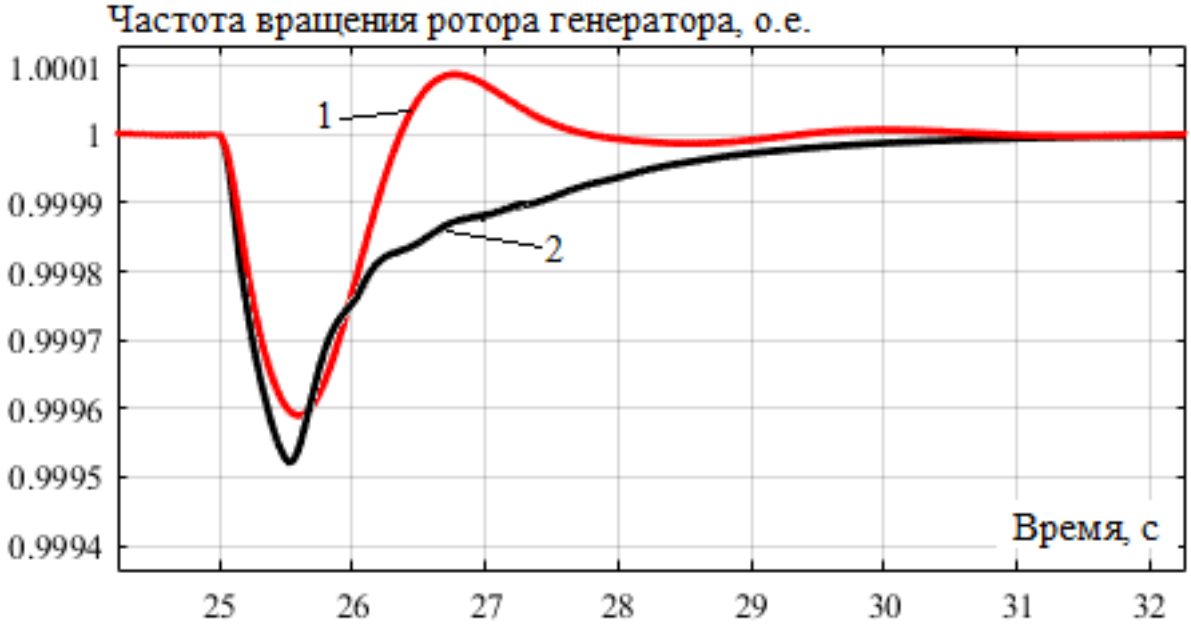


Рисунок С.4 – Изменение частоты вращения ротора генератора ТГУ при отключении источника питания:
1 – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ (σ = 0,04 %, t_p = 4 с);
2 – согласованная настройка АРВ и АРЧВ (σ = 0,05 %, t_p = 4 с)

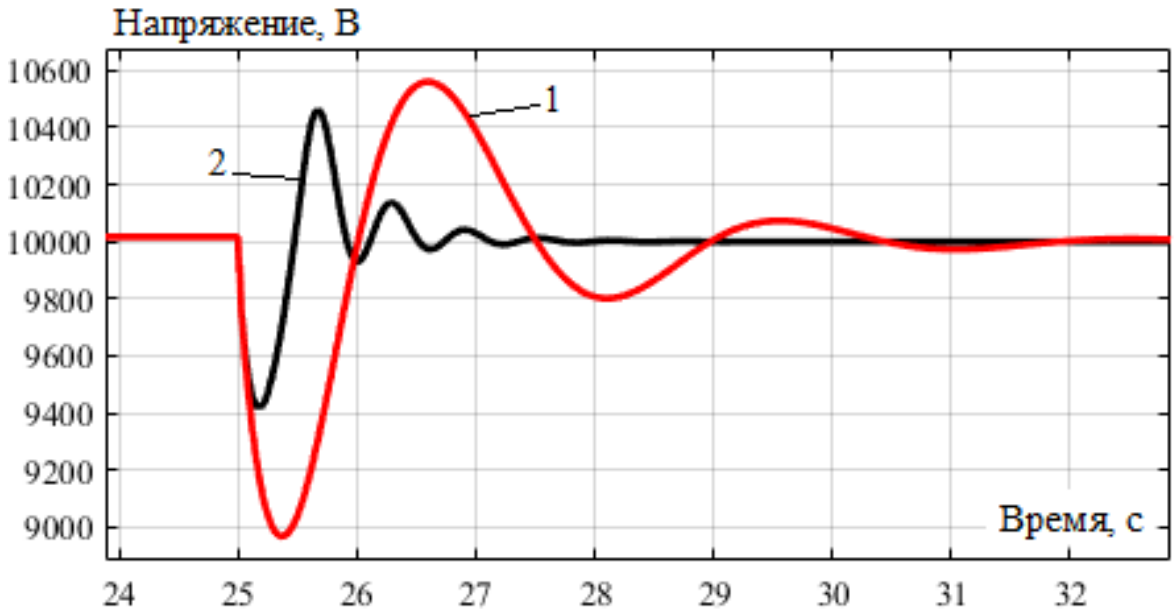


Рисунок С.5 – Изменение действующего напряжения на шинах ТГУ при отключении источника питания:
1 – несогласованная настройка АРВ и АРЧВ (σ = 10 %, t_p = 5 с);
2 – согласованная настройка АРВ и АРЧВ (σ = 6 %, t_p = 2 с)

Сравнение результатов моделирования работы ТГУ с согласованной и несогласованной настройкой АРВ и АРЧВ при отключении питания промышленной сети на стороне 110 кВ показывает, что согласованная настройка регуляторов позволяет снизить перерегулирование механической мощности на валу турбины и напряжения генератора. Также уменьшается время переходного процесса для напряжения. При согласованной настройке АРВ и АРЧВ наблюдается менее колебательный характер частоты вращения ротора генератора при переходном процессе (рис.С.4).

Полученные результаты использованы далее при экономической оценке.

Рассчитаем экономический эффект на примере ТГУ на базе синхронного генератора ТПС–2,5–2М2У3. Система возбуждения генератора бесщеточная. Турбина с противодавлением Р-1,83-2,03-3,8-0,5-0,2.

Экономический эффект от снижения величины перерегулирования, времени переходного процесса и уменьшения колебательности напряжения и частоты можно оценить за счет увеличения ресурса оборудования.

Снижение величин перерегулирования и времени переходного процесса улучшает условия работы оборудования, продлевая его срок службы. Стоимость замены и/или капитального ремонта дорогостоящего оборудования высока, поэтому продление ресурса оборудования существенно снизит операционные издержки предприятия за счет амортизационной составляющей.

Стоимость продления ресурса оборудования ΔR можно определить как:

$$\Delta R = \frac{C_{\text{ТГУ}} \cdot T_{\text{прирост}}}{T_{\text{ост}}},$$

где $C_{\text{ТГУ}}$ – стоимость турбогенератора на момент реализации проекта; $T_{\text{ост}}$ – расчетный остаточный срок службы турбогенератора до внедрения согласованной настройки регуляторов; $T_{\text{прирост}}$ – дополнительный к остаточному срок службы турбогенератора.

Стоимость синхронного генератора ТПС–2,5–2М2У3 и турбины Р-1,83-2,03-3,8-0,5-0,2 в рассматриваемом примере на момент реализации проекта принимается $C_{\text{ТГУ}}$= 30 000 000 руб.

Рассмотрим поэтапно влияние согласованной настройки регуляторов на ресурсы турбогенератора.

1. Оценка влияния на ресурс по напряжению (рис.С.5).

Выполним расчёт увеличения срока службы изоляции обмоток статора турбогенератора при изменении параметров переходных процессов с использованием двух математических моделей.

Исходные данные:

- несогласованная настройка: U_1=10,6 кВ, длительность t_1=5 с;
- согласованная настройка: U_2=10,4 кВ, длительность t_2=2 с;
- толщина изоляции: d=2,0 мм.

Модель 1. Модель Кучинского [1, 2].

Срок службы по модели Кучинского:

$$t_p = A \cdot E^{-n} \cdot e^{-\frac{W_a}{kT}},$$

где A – постоянная, зависящая от свойств изоляции и материала; E – напряженность электрического поля; n – показатель степени; k – постоянная

Больцмана; T – рабочая температура; W_a – энергия активации.

Для изоляции турбогенераторов класса F (наиболее распространённый вариант) принимаем: n=4; A=1012 с·кВ⁴; W_a=120 кДж/моль; T=393 К (120°С); k=8,314 Дж/(моль·К).

Рассчитаем напряжённость электрического поля:

1) несогласованная настройка: $E_{п1}$=10,6/0,002=5300 кВ/м;

2) согласованная настройка: $E_{п2}$=10,4/0,002=5200 кВ/м.

Расчёт отношения сроков службы (без учёта частоты и длительности):

$$\frac{t_{p2}}{t_{p1}} = \left(\frac{E_{П1}}{E_{П2}} \right)^n = \left(\frac{5300}{5200} \right)^4 \approx 1{,}078 .$$

В виду небольшого изменения по длительности переходных процессов в 2,5 секунды при согласованной и несогласованной настройках регуляторов, участие в увеличении срока службы изоляции этого параметра учитывать не будем.

Модель 2. Модель Журкова-Дмитревского [3, 4].

Срок службы по модели Журкова-Дмитревского:

$$t_p = t_0 \cdot e^{\frac{W_a}{kT}} \cdot e^{-\chi E},$$

где t_0 – постоянная, зависящая от свойств материала изоляции; $e^{\frac{W_a}{kT}}$ – экспоненциальный множитель, отражающий влияние температуры на скорость старения изоляции; $e^{-\chi E}$ – множитель, учитывающий влияние электрического поля на срок службы; χ – коэффициент чувствительности материала к электрическому полю; отражает, на сколько сильно поле ускоряет деградацию (например, за счёт частичных разрядов, ионизации, электрохимического старения); E – напряженность электрического поля.

Принимаем параметры для изоляции класса F: W_a=120 кДж/моль; k=8,314 Дж/(моль·К); χ=0,001 м/кВ; T=393 К.

Расчёт отношения сроков службы (без учёта частоты и длительности):

$$\frac{t_{p2}}{t_{p1}} = e^{-\chi (E_{П2} - E_{П1})} = e^{-0{,}001 \cdot (5200 - 5300)} \approx 1{,}105 .$$

Таким образом, используемые модели дают близкие результаты: увеличение

срока службы в 1,078–1,105 раза при переходе на согласованную настройку регуляторов. Для дальнейших расчетов принимаем в среднем увеличение срока службы изоляции обмоток турбогенератора в 1,09 раза.

При расчете принимались следующие ограничения и допущения:

1. Температура принята постоянной, хотя в реальности может меняться.

2. Параметры моделей взяты из справочника для изоляции класса F.

3. Не учтены другие факторы старения изоляции: влажность, вибрации, механические нагрузки.

4. Предполагается, что все переходные процессы идентичны по форме и характеру.

5. Толщина изоляции принята постоянной по всей длине обмотки.

2. Оценка влияния на ресурс по механической мощности (рис.С.3).

Время переходного процесса для механической мощности турбины не изменилось, поэтому оно не влияет на ресурс.

Перерегулирование механической мощности снизилось на 2,44% с P_1=0,86 о.е. до P_2=0,84 о.е. Снижение перерегулирования уменьшает нагрузку на подшипники и вал.

Для расчета увеличения срока службы турбогенератора из-за снижения механических нагрузок на вал ротора сравним суммарный эквивалентный износ ресурса в двух сценариях.

В отличие от изоляции, где старение зависит от напряжения, механический ресурс (усталость вала, подшипников, креплений) зависит от механических напряжений и количества циклов нагружения. При этом используется теория усталости материалов [5].

Основной закон механики здесь: напряжения σ в валу ротора пропорциональны крутящему моменту M, а момент пропорционален мощности P, т.е. $\sigma \sim M \sim P$.

Механическая мощность на валу ротора связана с крутящим моментом и угловой скоростью вращения формулой: $P=M \cdot \omega$.

В переходных процессах скорость вращения ω меняется незначительно по сравнению с изменением момента M. Поэтому можно считать, что изменение крутящего момента ΔM прямо пропорционально изменению мощности ΔP, т.е. ΔM≈ΔP/ω. Следовательно, величина перерегулирования мощности напрямую определяет величину пикового крутящего момента, который прикладывается к валу.

Вал ротора турбогенератора испытывает напряжения кручения. Величина этих напряжений σ прямо пропорциональна приложенному крутящему моменту M:

$\sigma = M / Wp$,

где Wp – полярный момент сопротивления сечения вала (геометрическая характеристика, зависящая от диаметра вала).

Таким образом, напряжения в материале вала прямо пропорциональны перерегулированию мощности: σ ∼P.

Согласно теории усталости (кривая Вёлера [6]), скорость накопления повреждений (износ) пропорциональна напряжениям, возведенным в степень *n*:

$Износ \sim \sigma^n$.

Для большинства сталей и узлов вращения показатель степени *n* принимается равным 2, 3 или 6 в зависимости от типа нагрузки и материала. Рассмотрим два наиболее вероятных случая.

Модель А: Квадратичная зависимость (*n* = 2).

Это наиболее распространенная оценка для общего механического износа. Выполним расчет относительного износа за один цикл:

1) Отношение износа в первом сценарии ко второму:

$$K_{цикл} = \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^n = \left(\frac{0,86}{0,84} \right)^2 \approx 1,048 .$$

Это означает, что один цикл при несогласованной настройке регуляторов наносит в 1,048 раза больше повреждений, чем при согласованной.

2) Расчет суммарного годового износа:

Так как количество циклов (например, N=1000) в обоих сценариях одинаково, отношение годовых износов будет таким же:

$$K_{год} = \frac{N \cdot K_{цикл}}{N} = K_{цикл} \approx 1{,}048.$$

3) Расчет увеличения срока службы:

Срок службы обратно пропорционален износу, поэтому

$$K_A = \frac{Износ_1}{Износ_2} \approx 1{,}048.$$

Модель Б: Высокая чувствительность (n = 3 или n = 6).

В некоторых узлах (например, зоны концентрации напряжений) зависимость может быть более крутой.

При n = 3: $K_Б = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^n = \left(\frac{0{,}86}{0{,}84}\right)^3 \approx 1{,}073.$

При n = 6: $K_В = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^n = \left(\frac{0{,}86}{0{,}84}\right)^6 \approx 1{,}151.$

Таким образом, срок службы механической части турбогенератора увеличится в:

1) 1,048 раза (на 4,8%) при стандартной квадратичной зависимости износа от нагрузки.

2) 1,073 – 1,151 раза (на 7,3% – 15,1%), если рассматривать узлы с высокой концентрацией напряжений.

Далее для расчета принимаем, что срок службы механической части турбогенератора при переходе на согласованную настройку регуляторов увеличивается в 1,09 раза.

Предполагая независимость эффектов от напряжения и механической мощности, общий прирост ресурса составит геометрическое среднее:

$$\sqrt{1{,}09 \cdot 1{,}09} = 1{,}09.$$

Это означает, что срок службы турбогенератора при внедрении согласованной настройки регуляторов увеличивается на 9%. Если считать, что до внедрения согласованной настройки остаточный срок службы $T_{ост} = 10$ лет, то

прирост срока службы (дополнительный к остаточному срок службы турбогенератора) $T_{\text{прирост}}$ составит 0,9 года.

Таким образом, стоимость продления ресурса турбогенератора за счет увеличения срока службы с учетом того, что остаточный срок службы рассматриваемого турбогенератора $T_{\text{ост}}$ =10 лет, составит:

ΔR=(30000000/10)×0,9=2700000 руб.

Возможны также косвенные экономические эффекты от внедрения согласованной настройки АРВ и АРЧВ турбогенератора, которые учесть достаточно сложно в виду отсутствия данных (например, улучшение качества электроэнергии).

Определение инвестиций в предлагаемый проект реализации метода согласованной настройки АРВ и АРЧВ турбогенератора мощностью 3,125 МВА

Чтобы оценить затраты на внедрение метода согласованной настройки регуляторов напряжения и частоты, необходимо учесть следующие расходы:

1. Покупка оборудования и материалов.

Метод согласованной настройки не требует приобретения дополнительного оборудования.

2. Работы по настройке

Новый метод настройки регуляторов потребует профессиональной калибровки и тестирования, что повлечет расходы на привлечение специалистов, программное обеспечение (ПО) и консультации:

1) Моделирование объекта и определение новых настроек регуляторов на модели с использованием специализированного ПО: 400 000 руб.

2) Снятие экспериментальных характеристик с объекта: напряжение статора генератора, частота вращения ротора, напряжение возбуждения, механическая мощность турбины и т.д. На объекте, как правило, имеется возможность снятия

подобных характеристик. Если нет, то потребуется участие высококвалифицированных инженеров-автоматчиков и электронщиков.

Средняя ставка специалиста в сфере промышленной автоматизации варьируется от региона и уровня квалификации, но условно можно принять ставку около 2000 рублей в час. За 16 часов работы двух специалистов потребуется 2*16*2000=64000 руб.

3) Верификация модели. Обработка экспериментальных данных и расчет коэффициентов настройки регуляторов с помощью специализированного ПО: 200000 руб.

Таким образом, затраты на настройку составят:

Cc=400000+64000+200000= 664000 руб.

3. Плановые испытания и ввод в эксплуатацию

Перед полным введением в эксплуатацию необходимо провести серию испытаний и тестов для подтверждения работоспособности нового метода настройки на верифицированной модели и проведение опытно-промышленной эксплуатации. Тестирование на верифицированной модели: 100 000 руб. Опытно-промышленные испытания и ввод в эксплуатацию: 3 специалиста за 16 часов работы 3*16*2000=96 000 руб.

Таким образом, затраты на испытания и ввод в эксплуатацию составят:

Ct=100000+96000=196000 руб.

4. Непредвиденные расходы

Целесообразно предусмотреть определенный резерв бюджета на непредвиденные обстоятельства, которые могут возникнуть в ходе внедрения. Например, отклонения от планового графика работ или приобретение дополнительного оборудования и т.д.

Резервный фонд можно определить следующим образом:

Cr=k×(Cc+Ct),

где k – доля резервного фонда (обычно 5-10%).

Если k=10%, тогда Cr=0,1*(664000+196000)=86000 руб.

Общая оценка затрат на внедрение метода согласованной настройки регуляторов (C_{total}):

C_{total}=Cc+Ct+Cr=664000+196000+86000=946000 руб.

Расчет окупаемости проекта

Определение срока окупаемости и привлекательности проекта по внедрению метода согласованной настройки регуляторов турбогенератора требует использования критериев, учитывающих как начальные инвестиции, так и будущие доходы от повышения эффективности и экономии.

Используя показатель чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и срок окупаемости, можно оценить экономическую привлекательность проекта.

ЧДД рассчитывается как разность дисконтированных поступлений и затрат за жизненный цикл проекта:

$$NPV = \sum_{i=0}^{n} \frac{CF_i}{(1+r)^i} - C_{total},$$

где CF_i – годовой денежный поток (экономия минус затраты) в периоде i; r – ставка дисконтирования (учитывающая инфляцию и риски); n – срок жизни проекта.

Предполагаем, что срок проекта составляет 10 лет, а прибыль образуется за счет сниженных затрат на ремонт, т.к. улучшение условий функционирования турбогенератора во время переходных процессов будет влиять на износ и потребует меньшего количетсва ремонтов. Считая ставку дисконтирования r =10%, получим

$$NPV = \frac{2700000}{(1+0{,}1)^{10}} - 946000 = 94967 \text{ руб.}$$

Расчет срока окупаемости с учетом дисконтирования:

$$T_{окуп} = \frac{I}{\sum_{i=1} DCF_i},$$

где I – первоначальные инвестиции для реализации проекта; DCF – дисконтированный годовой денежный поток.

Дисконтированный денежный поток за каждый год можно рассчитать по формуле:

$$DCF_i = \frac{CF}{(1+r)^i},$$

где CF – ежегодная экономия; r – ставка дисконтирования; i – номер года.

Стоимость увеличения ресурса от внедрения согласованной настройки АРВ и АРЧВ турбогенератора мощностью 3125 кВА составила ΔR=2700000 руб. Учитывая, что доход образован за счет снижения затрат на ремонт, а остаточный ресурс турбогенератора составляет 10 лет, определим средний годовой поток как 2700000/10=270000 руб.

Определим дисконтированные денежные потоки:

Первый год: $DCF1 = \frac{270000}{(1+0,1)^1} = 245455$ руб.

Второй год: $DCF2 = \frac{270000}{(1+0,1)^2} \approx 223140$ руб.

Третий год: $DCF3 = \frac{270000}{(1+0,1)^3} \approx 202855$ руб.

Четвертый год: $DCF4 = \frac{270000}{(1+0,1)^4} \approx 184414$ руб.

Пятый год: $DCF5 = \frac{270000}{(1+0,1)^5} \approx 167649$ руб.

Накопление дисконтированных денежных потоков:

Конец первого года: 245455 руб.

Конец второго года: 245455+223140=468595 руб.

Конец третьего года: 245455+223140+202855=671450 руб.

Конец четвертого года: 245455+223140+202855+184414=855864 руб.

Конец пятого года: 245455+223140+202855+184414+167649=1023513 руб.

В пятый год суммарный дисконтированный денежный поток превысил первоначальный объём инвестиций (946000 руб.). Однако превышение произошло

ближе к середине пятого года, поэтому посчитаем точное время, используя линейную интерполяцию:

Оставшаяся сумма к покрытию в начале пятого года:

946 000−855864=90136 руб.

Денежный поток пятогоо года: 167649 руб.

Точное время покрытия оставшейся суммы: 90136 / 167649 ≈ 0,538 года.

Итоговый срок окупаемости с учетом дисконтирования:

4 года+0,538 года≈4,5 года.

Таким образом, срок окупаемости проекта внедрения согласованной настройки регуляторов турбогенератора с учетом дисконтирования составляет примерно 4,5 года.

Заключение

Проект по внедрению метода согласованной настройки регуляторов турбогенератора привлекателен с финансовой точки зрения, так как:

1. Срок окупаемости составляет 4,5 года.

2. Чистый дисконтированный доход положителен и составляет 94967 руб.

Эти показатели подтверждают привлекательность проекта и указывают на целесообразность его реализации. При этом увеличивается срок службы турбогенератора примерно на 0,9 года. Улучшается качество электроэнергии, а также повышается устойчивость и, как следствие, надежность работы турбогенераторной установки. Кроме того, большее число турбогенераторных установок на промышленном предприятии увеличивает чистый доход от проекта.

Список литературы

1. Кучинский Г.С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. Л.: Энергия, 1979, 224 с.

2. Математическая модель прогнозирования остаточного ресурса изоляции по режимным параметрам / А.В. Коржов, В.И. Сафонов, М.А. Дзюба и др. // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2023. Т. 23, № 1. С. 56–64. DOI: 10.14529/power230106

3. Марьин С. С. Разработка метода оценки долговечности изоляции низковольтных электрических машин // диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.09.02 - Электротехнические материалы и изделия, Томск. – 2007.
4. Бояршинов Б.С. Экспериментальная проверка теории старения диэлектрической изоляции Журкова-Дмитревского / Б. С. Бояршинов, Г. И. Хожайнова // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. – 2010. – Т. 316, № 2: Математика и механика. Физика. – С. 107-109.
5. Биргер И. А. Расчёты на прочность деталей машин: Учебное пособие для машиностроительных вузов. – М.: Машиностроение, 1993.
6. Биргер И. А. Расчёт на прочность деталей машин. Справочник. – М.: Машиностроение, 1979.

Приложение D Акты использования и внедрения результатов диссертационной работы

ERSO
ENERGY SOLUTIONS

АКТ
об использовании результатов диссертационной работы
Булатова Юрия Николаевича «Методы управления установками распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии», представленной на соискание учёной степени доктора технических наук

Результаты диссертационной работы Булатова Юрия Николаевича «Методы управления установками распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии» переданы для использования в АО «ХОЛДИНГ ЭРСО» в виде моделей и результатов моделирования энергетического роутера на основе высокочастотного трансформатора и преобразовательного оборудования для подключения потребителей электроэнергии к системе электроснабжения с низким качеством электроэнергии.

Разработанные Булатовым Ю.Н. модели локальных и групповых прогностических регуляторов напряжения и частоты установок распределенной генерации будут использованы в исследовательских целях при моделировании регуляторов мощности синхронных генераторов и двигателей малой мощности.

Директор Дивизиона
Энергетические Системы
к.т.н., доцент

И.Ю. Усов
22.12.2023 г.

ИНН 7718013390
«ХОЛДИНГ ЭРСО»
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ, г. МОСКВА

Публичное акционерное общество энергетики
и электрификации «Мосэнерго»
(ПАО «Мосэнерго»)

Проспект Вернадского, д. 101, корп. 3, г. Москва,
Российская Федерация, 119526
тел.: (495) 957-19-57, факс (495) 957-32-00
e-mail: mosenergo@mosenergo.ru, www.mosenergo.ru
ОКПО 00102798, ОГРН 1027700302420, ИНН 7705035012, КПП 997650001

27.12.2023 № _____

на № _____ от _____

Акт о внедрении

результатов диссертационной работы Булатова Юрия Николаевича «Методы управления установками распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии», представленной на соискание учёной степени доктора технических наук.

Результаты диссертационной работы Булатова Юрия Николаевича «Методы управления установками распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии» переданы для использования в ПАО «Мосэнерго» в виде разработанных методов настройки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ) синхронных турбогенераторов, а также в виде моделей прогностических АРВ и АРЧВ.

Разработанные модели прогностических АРВ и АРЧВ турбогенераторов, а также методы их настройки используются в исследовательских целях с возможностью применения для турбогенераторов тепловых электростанций.

Начальник инженерного управления А.Н. Вивчар

Подпись А.Н. Вивчара удостоверяю:
И.о. начальника службы экспертизы
и технического развития инженерного
управления К.С. Никишов

ИРКУТСКАЯ
ЭЛЕКТРОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ

Акционерное общество «Иркутская электросетевая компания» (АО «ИЭСК»)

Филиал АО «ИЭСК» «Северные электрические сети»

Акт об использовании
результатов диссертационной работы Булатова Юрия Николаевича
«Методы управления установками распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии», представленной на соискание учёной степени доктора технических наук.

Результаты диссертационной работы «Методы управления установками распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии» использованы в филиале Иркутской электросетевой компании «Северные электрические сети» в виде методов улучшения качества электроэнергии и расчета запаса статической апериодической устойчивости при моделировании и анализе режимов работы распределительных электрических сетей, использующих в перспективе установки распределенной генерации.

Директор филиала АО «ИЭСК»
«Северные электрические сети» К.С. Ефимов
20.09.2023г.

665709, г. Братск, а\я 786, Тел.:(3953) 324-359, Факс:(3953) 324-342, E-mail: ses@ses.irkutskenergo.ru
ОКПО 77642878 ОГРН 1093850013762 ИНН / КПП 3812122706 / 380543001

ЕВРОСИБЭНЕРГО
ГИДРОГЕНЕРАЦИЯ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ЕВРОСИБЭНЕРГО-ГИДРОГЕНЕРАЦИЯ»

(ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»)
Тимирязева ул., строение 4, Иркутская область, г. Иркутск, 664003, тел.: +7(3952) 379-359, E-mail: office_ese-hg@eurosib.ru,
ОКПО 22859639, ОГРН 1123850033042, ИНН/КПП 3812142445/997650001

Акт о внедрении
результатов диссертационной работы Булатова Юрия Николаевича
«Методы управления установками распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии», представленной на соискание учёной степени доктора технических наук.

Результаты диссертационной работы Булатова Юрия Николаевича «Методы управления установками распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии» внедрены и используются в ООО «ЕвроСибЭнерго – Гидрогенерация» в виде программного комплекса для определения согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ) синхронных генераторов гидроэлектростанций, а также в виде моделей прогностических АРВ и АРЧВ и рекомендаций по их настройке.

Разработанные модели АРВ и АРЧА и метод их согласованной настройки используются в исследовательских целях с возможностью применения на гидроэлектростанциях.

Заместитель директора по производству –
главный инженер Ю.В. Дворянский

15.03.2024 г.



УТВЕРЖДАЮ
Заведующий ЭТЛ ОУКЭ
РУП «Белэнергосетьпроект»
_____ М.А. Драко
«16» июня 2025 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

результатов диссертационной работы Булатова Юрия Николаевича
«Методы управления установками распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии»,
представленной на соискание учёной степени доктора технических наук.

Результаты диссертационной работы «Методы управления установками распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии» представляют практический интерес и приняты к использованию в испытательной и проектной деятельности электротехнической лаборатории отдела учета и качества электроэнергии (ЭТЛ ОУКЭ) научно-исследовательского и проектно-изыскательского республиканского унитарного предприятия «Белэнергосетьпроект» (г. Минск, Республика Беларусь). В частности, разработанные имитационные модели энергетического роутера на основе высокочастотного трансформатора и преобразовательного оборудования с системой регулирования напряжения нашли применение при проектировании и разработке вариантов подключения потребителей к системе электроснабжения с низким качеством электроэнергии. Разработанные методы улучшения качества электроэнергии на базе предлагаемых автоматических регуляторов генераторов малой мощности использовались при проектировании системы электроснабжения с распределенной генерацией и накопителями электроэнергии.

Заместитель заведующего ЭТЛ ОУКЭ
РУП «Белэнергосетьпроект» Мойсеенко О.А.
Минск, Республика Беларусь

«УТВЕРЖДАЮ»
Проректор по научной и
международной деятельности
ФГБОУ ВО «БрГУ»
_____ М.Ю. Иванов
«12» марта 2026 г.

АКТ
о внедрении результатов диссертационной работы в учебный процесс Братского государственного университета

Результаты диссертационной работы Булатова Юрия Николаевича, выполненной на тему «Методы управления генерирующими установками объектов распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии», в виде имитационных моделей генерирующих установок с системами автоматического регулирования, а также специализированных программ внедрены в учебный процесс на основании решения кафедры энергетики (протокол заседания кафедры от «20» февраля 2026 г. №08).

Указанные результаты внедрены в курсы дисциплин «Математическое и компьютерное моделирование в электроэнергетике», «Основы теории автоматического управления» в рамках практических занятий для направления подготовки бакалавров 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника (профиль Электроэнергетика) и в курс дисциплины «Имитационное моделирование в электроэнергетике» для направления подготовки магистров 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника (программы Электроэнергетические системы и сети, Оптимизация энергетических систем).

Начальник Учебного отдела _____ С.Л. Переводова

Декан Факультета энергетики и автоматики _____ Т.Н. Яковкина

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе
ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»

_____ Смирнов В.В.

«__» марта 2026 г.

АКТ
о внедрении результатов диссертационной работы
Булатова Юрия Николаевича
в учебный процесс Иркутского национального исследовательского технического университета

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы Ю.Н. Булатова на тему «Методы управления генерирующими установками объектов распределенной генерации в системах электроснабжения с низким качеством электроэнергии», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, внедрены в учебный процесс на кафедре электрических станций, сетей и систем института энергетики ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет».

Полученные в диссертационной работе материалы используются при подготовке магистров по направлению 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника, магистерские программы «Электрические станции, системы и сети», «Управление электроэнергетическими системами» при проведении занятий по дисциплинам «Управление качеством электроэнергии», «Управление электроэнергетическими системами в нормальных и аварийных режимах», «Распределенная генерация».

Полученные в диссертационной работе Булатова Ю.Н. результаты позволили повысить уровень выпускников кафедры и усовершенствовать исследовательскую часть при выполнении лабораторных работ.

Директор института энергетики,
к.т.н., доцент _____ Е.В. Самаркина

Заведующий кафедрой
электрических станций, сетей и систем,
к.т.н., доцент _____ Д.С. Федосов

Приложение Е Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ и патент на изобретение



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2010615862

Оптимизация коэффициентов стабилизации систем АРВ и АРЧВ генераторов электростанций (ARE&ARRF v. 1.00)

Правообладатель(ли): ***Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Братский государственный университет» (ГОУ ВПО «БрГУ») (RU)***

Автор(ы): ***Игнатьев Игорь Владимирович, Булатов Юрий Николаевич (RU)***

Заявка № **2010614156**

Дата поступления **13 июля 2010 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ

8 сентября 2010 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2011617041

Нечёткая идентификация односвязных систем (FLI v. 1.00)

Правообладатель(ли): ***Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Братский государственный университет» (ФГБОУ ВПО «БрГУ») (RU)***

Автор(ы): ***Булатов Юрий Николаевич,***
Приходько Михаил Анатольевич (RU)

Заявка № **2011615139**
Дата поступления **12 июля 2011 г.**
Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
12 сентября 2011 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025690377

Wavelet filter

Правообладатель: ***Кижин Вадим Владиславович (RU)***

Авторы: ***Кижин Вадим Владиславович (RU), Булатов Юрий Николаевич (RU)***

Заявка № **2025688577**
Дата поступления **17 октября 2025 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ ***06 ноября 2025 г.***

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 00a570e4f7add8d531b4b8818e75f29506
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 04.09.2025 по 28.11.2026

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2823536

Способ автоматического регулирования частоты вращения ротора синхронного генератора и регулятор для его реализации

Патентообладатель: ***Булатов Юрий Николаевич (RU)***

Авторы: ***Булатов Юрий Николаевич (RU), Крюков Андрей Васильевич (RU)***

Заявка № **2023128237**
Приоритет изобретения **30 октября 2023 г.**
Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **23 июля 2024 г.**
Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **30 октября 2043 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов