

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



ГУЛОМЗОДА АНВАРИ ХИКМАТ

**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ СИНХРОНИЗАЦИЕЙ И  
ВОССТАНОВЛЕНИЕМ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ  
СЕТЕЙ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и  
электроэнергетические системы

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
Фишов Александр Георгиевич  
доктор технических наук, профессор

Новосибирск – 2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ СИНХРОНИЗАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ОБЪЕКТОВ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....	13
1.1 Синхронизация генераторов с шинами электростанции и объекта с малой генерацией с энергосистемой.....	13
1.2 Синхронизация активных частей электрических сетей и энергосистем.....	16
1.3 Особенности синхронизации генераторов в MicroGrid и MicroGrid с внешней сетью .....	17
1.3.1 Интеллектуальные сети с MiniGrid и MicroGrid в своем составе .....	17
1.3.2 Условия синхронизации генераторов в MicroGrid и MicroGrid с внешней сетью .....	18
1.3.3 Характерные схемы выдачи мощности MicroGrid во внешнюю сеть и особенности синхронизации .....	19
1.3.4 Децентрализованная синхронизация в активной электрической сети .....	23
1.4 Способы и средства управления восстановлением целостности и нормального режима пассивных распределительных электрических сетей .....	26
1.5 Особенности восстановления активных электрических сетей с распределенными объектами с малой генерацией .....	30
1.6 Обзор исследований восстановления электроснабжения в интеллектуальных сетях .....	33
Выводы по главе 1 .....	37

ГЛАВА 2 ДЕЦЕНТРАЛИЗИРОВАННАЯ СИНХРОНИЗАЦИЯ ЧАСТЕЙ АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПОСЛЕ АВАРИЙНОГО РАЗДЕЛЕНИЯ .....	39
2.1 Особенности синхронизации MicroGrid с внешней электрической сетью .....	39
2.2 Условия и алгоритмы синхронизации MicroGrid с внешней сетью .....	41
2.3 Моделирование процесса децентрализованной синхронизации MicroGrid с внешней сетью .....	43
2.4 Реализация синхронизации MicroGrid с внешней энергосистемой в составе автоматики мини ТЭЦ микрорайона «Березовое» г. Новосибирска .....	48
2.5 Способ удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с локальной системой электроснабжения .....	53
2.6 Реализация алгоритма децентрализованной синхронизации .....	62
2.7 Критические параметры процесса сканирования условий синхронизации .....	72
2.8 Экспериментальное исследование способа синхронизации на физической электродинамической модели.....	76
2.9 Экспериментальное исследование применимости простых микроконтроллеров для реализации способа децентрализованной синхронизации MicroGrid в электрической сети.....	88
Выводы по главе 2.....	94
ГЛАВА 3 ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ И НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА НЕСКОЛЬКИХ АВАРИЙНО РАЗДЕЛЕННЫХ АКТИВНЫХ ЧАСТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ .....	96
3.1 Аварийное или противоаварийное разделение активной сети.....	96
3.2 Задача восстановления целостности и нормального режима активной электрической сети.....	97

3.3 Алгоритмы и признаки событий для принятия решений при децентрализованном восстановлении целостности и нормального режима электрической сети.....	99
3.4 Экспериментальное исследование и испытание прототипа автоматики децентрализованного восстановления целостности и нормального режима сети на физической электродинамической модели энергосистемы.....	103
3.4.1 Физическое моделирование режимов энергосистемы, объединяющей три локальных систем электроснабжения (MiniGrid) .....	103
3.4.2 Прототип разрабатываемой автоматики.....	106
3.4.3 Программа исследования и испытаний .....	113
3.4.4 Проведение и результаты экспериментального исследования .....	114
Выводы по главе 3.....	126
ГЛАВА 4 ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В АКТИВНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ТАДЖИКИСТАНА .....	128
4.1 Текущее состояние малой энергетики Таджикистана.....	128
4.2 Исследование распределенной синхронизации частот и восстановления нормального режима электрической сети с MicroGrid с использованием реклоузеров (на примере Раштских электрических сетей Таджикистана) .....	134
4.3 Исследование модифицированного способа синхронизации MicroGrid с внешней сетью (на примере Рушанских электрических сетей Горно-Бадахшанской автономной области Таджикистана) .....	142
Выводы по главе 4.....	146
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	148
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	150
СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ.....	153
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	154



ПРИЛОЖЕНИЕ «А» ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛЬНЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ .....	167
ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» УСТАВКИ КОМПЛЕКСА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ - МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ .....	169
ПРИЛОЖЕНИЕ «В» ОСЦИЛЛОГРАММЫ ПРОЦЕССА ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ МОДЕЛЕЙ MICROGRID НА МИКРОКОНТРОЛЛЕРАХ.....	178
ПРИЛОЖЕНИЕ «Г» СВЕДЕНИЯ О МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ..	180
ПРИЛОЖЕНИЕ «Д» КАРТА НАСТРОЙКИ ЗАЩИТ ЭНЕРГОБЛОКОВ CATERPILLER МОЩНОСТЬЮ 2 МВТ.....	182
ПРИЛОЖЕНИЕ «Е» ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ.....	184
ПРИЛОЖЕНИЕ «Ж» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ .....	185

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

В настоящее время широкое использование источников малой генерации играет роль катализатора в процессе преобразования пассивных распределительных сетей в активные, создавая новые задачи по управлению режимами их работы. Переход к децентрализованной системе электроснабжения потребителей привело к появлению концепции активных электрических сетей с распределенной малой генерацией, на базе которой создаются Mini- и MicroGrid, являющиеся интеллектуальными автоматизированными системами электроснабжения.

Актуальность темы диссертационного исследования обусловлена тем, что в электрических сетях, содержащих объекты с малой генерацией, в том числе Mini- и MicroGrid (далее просто обобщенно MicroGrid), невозможно исключить возникновения различных аварийных возмущений, как и в больших энергосистемах, зачастую приводящих к их разделению на части. Тем не менее, синхронизация объектов MicroGrid после распада затруднительна ввиду стохастического характера изменения нагрузки и малой инерционности энергоблоков. К тому же, островная работа таких объектов, как правило, не удовлетворяет требованиям надежности и качества электрической энергии, особенно по частоте.

Существующие способы и устройства синхронизации объектов с малой генерации в активных распределительных электрических сетях недостаточно эффективны, как ввиду недоучета стохастичности параметров синхронизации и малой инерционности роторов, так и необходимости выполнения синхронизации на удаленных коммутационных аппаратах в условиях неразвитой системы передачи данных о режимных параметрах и множественности возможных сечений для аварийного и противоаварийного делений сети.

На основании изложенного выше, можно утверждать, что децентрализованная синхронизация в электрической сети на множестве удаленных

коммутационных аппаратах (без использования средств связи между генерирующими, управляющими и синхронизирующими элементами) является актуальной задачей, которая недостаточно исследована.

Для решения этой задачи необходимо разработать способы и автоматику децентрализованного управления синхронизацией, восстановления целостности сети и ее нормального режима после распада на части без обмена данными между элементами, участвующими в процессе синхронизации. Такая автоматика позволила бы достичь полную “независимость” участников в сети, снизить затраты на капиталовложения в новые строящиеся объекты и сократить эксплуатационные расходы уже функционирующих объектов, обеспечить надежное и качественное электроснабжение локальных потребителей, и способствовало бы дальнейшему развитию интеллектуализации рассматриваемых сетей.

#### **Степень разработанности темы исследования**

Исследованиями в области распределенной генерации и интеллектуальных энергосистем, в том числе, синхронизации и восстановлению параллельной работы объектов распределенной генерации в последние годы занимаются многие ученые, среди которых в России: Азорин А.Ю., Армеев Д.В., Беляев Н.А., Бердин А.С., Булатов Ю.Н., Бык Ф.Л., Воропай Н.И., Глазырин Г.В., Илюшин П.В., Исмоилов С.Т., Ивкин Е.С., Куликов А.Л., Ландман А.К., Мукатов Б.Б., Марченко А.И., Мышкина Л.С., Мурашкина И.С., Петрищев А.В., Семендяев Р.Ю., Сазыкин В.Г., Фишов А.Г., Эйхсайхан Э. и др.

Также, следует отметить, что данное направление широко исследуется зарубежными учеными, которые внесли большой вклад в создание и развитие интеллектуальных энергосистем. Такими исследователями являются: Ashabani S.M., Barnes M., Chen Z., Cho C., Litwin M., Laaksonen H., Nejabatkhah F., Shah S., Zhou X., Zaidi A.A. и др.

**Цель диссертационной работы** – исследование и разработка способов и алгоритмов для прототипа автоматики децентрализованного управления синхронизацией, восстановления целостности сети с MicroGrid и ее нормального

режима после распада на части без обмена данными между элементами, участвующими в процессе синхронизации.

**Задачи исследования для достижения цели:**

1. Анализ особенностей существующих способов синхронизации, восстановления целостности сети с MicroGrid и ее нормального режима после распада на части с нормальными и послеаварийными режимными параметрами;
2. Разработка и исследование нового способа удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с источниками генерации;
3. Разработка и тестирование модифицированного алгоритма пассивной синхронизации MicroGrid с сетью централизованного энергоснабжения;
4. Моделирование и исследование способа децентрализованной синхронизации множества MicroGrid в распределительной электрической сети;
5. Разработка алгоритмов специального управления мощностью и возбуждением генераторов для создания условий успешной децентрализованной синхронизации;
6. Создание прототипа автоматики децентрализованной синхронизации активных частей электрической сети и ее испытание на физической модели электроэнергетических систем НГТУ.

**Объект исследования:** электрические сети с MicroGrid и распределенной малой генерацией.

**Предмет исследования:** средства и способы управления режимными параметрами генерирующих установок MicroGrid и активных частей электрической сети при их синхронизации, восстановлении целостности и нормального режима сети.

**Научная новизна диссертации:**

1. Предложен и исследован способ децентрализованной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами;

2. Разработаны алгоритмы, осуществляющие специальное управление мощностью и возбуждением генераторов в процессе синхронизации;
3. Разработан прототип автоматики, которая без обмена данными осуществляет децентрализованное управление синхронизацией и восстановление целостности сети после ее распада на работоспособные части;
4. Разработан модифицированный алгоритм улавливания синхронизма для удаленной синхронизации частей сети с наличием источников малой генерации;
5. Экспериментально подтверждена работоспособность предложенных способов и алгоритмов децентрализованного управления синхронизацией на физической модели.

### **Теоретическая и прикладная значимость работы**

Решена актуальная научно-техническая задача децентрализованной синхронизации активных частей сети, в том числе MicroGrid без обмена информацией между участвующими в ней устройствами.

Запатентованный способ удаленной синхронизации реализован в прототипе автоматики децентрализованного управления синхронизацией (Патент на изобретение РФ приведен в приложении «Е»).

### **Методология и методы исследования**

Для реализации поставленных целей и задач в работе для анализа режимов электрических сетей, исследования устойчивости энергосистем использованы методы математического моделирования на программно-вычислительном комплексе «Rustab – RastrWin3», а также физического моделирования при испытаниях прототипа автоматики на электродинамической модели энергосистемы в лаборатории центра коллективного пользования «Центр испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем» Новосибирского государственного технического университета.

### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Предложенный способ децентрализованной удаленной синхронизации и восстановления целостности аварийно разделенной электрической сети с

генераторами позволяет успешно синхронизировать MicroGrid с другими частями сети;

2. Специальное управление мощностью и возбуждением генераторов обеспечивает осуществимость удаленной синхронизации активных частей сети без использования средств передачи данных;
3. Модифицированные условия синхронизации позволяют минимизировать воздействие уравнивающих токов на генераторы MicroGrid при их включении на параллельную работу с мощной внешней электрической сетью.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Диссертационная работа соответствует паспорту научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» (исследования по связям и закономерностям при планировании развития, проектировании и эксплуатации электрических станций, электроэнергетических систем, электрических сетей и систем электроснабжения). Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы»:

- пункту 6 – Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике;
- пункту 9 – Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность результатов подтверждена использованием промышленной программы для имитационного моделирования, выполнением физического моделирования энергосистем и испытанием прототипа разработанной автоматики на физической модели.

Результаты исследования, полученные в ходе работы, автором диссертации докладывались и обсуждались на: научных семинарах кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского

государственного технического университета (НГТУ), II Всероссийской научно – практической конференции аспирантов и магистрантов (г. Новосибирск, 2018 г.), VIII международной научно – практической конференции аспирантов и магистрантов (г. Новосибирск, 2019 г.), международной научно – практической конференции: «Энергетика региона: Состояние и перспективы развития» (г. Душанбе, 2019 г.), Международной научный семинар имени Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (г. Волжский, 2021 г.), международной научно – практической конференции «Энергетика: Состояние и перспективы развития» (г. Душанбе, 2021 г.).

Гранты, полученные автором диссертации на проведение научно – исследовательских работ: Грант аспиранта факультета Энергетики НГТУ (2020 г.), Грант РФФИ на лучшие проекты фундаментальных научных исследований, выполняемые молодыми учеными, обучающимися в аспирантуре «Аспиранты» (2020 г.).

Стипендии, полученные автором диссертации за научные достижения: Стипендии Правительства Российской Федерации аспирантам организации, осуществляющих образовательную деятельность, обучающихся по образовательным программам высшего образования по очной форме по специальностям или направлениям подготовки, соответствующим приоритетным направлениям модернизации и технологического развития российской экономики (2021, 2022 г.).

### **Публикации**

Основные результаты диссертационного исследования опубликованы в 12 научных работах, в том числе, в 4-х статьях в изданиях согласно перечню российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук (перечень ВАК РФ), в 2-х статьях в научных изданиях, индексируемых в первом и втором квартилях наукометрических баз данных Scopus и Web of Science и в 5-и публикациях в сборниках материалов и трудов научных конференций. Получен 1 патент на изобретение Российской

Федерации. Внедрение результатов диссертационного исследования подтверждено 2-я актами.

### **Личный вклад автора диссертации**

Личный вклад соискателя заключается в формализации постановок задач, разработке идеи способа удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами, моделировании процессов децентрализованной синхронизации распределительных электрических сетей с источником малой генерации, разработке алгоритмов специального управления мощностью и возбуждением генераторов, подготовке и проведении физических экспериментов, подготовке статей и докладов к опубликованию.

### **Благодарность**

Автор выражает глубокую благодарность доценту кафедры Электрических станции Осинцеву Анатолию Анатольевичу за помощь в реализации программного обеспечения и содействии в подготовке и проведении экспериментальных исследований.

### **Структура и объем диссертации**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, словаря терминов, списка литературы, включающего 109 наименований, и семи приложений. Общий объем работы составляет 186 страниц, включая 23 таблиц и 103 рисунков.



# ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ СИНХРОНИЗАЦИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ОБЪЕКТОВ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

## 1.1 Синхронизация генераторов с шинами электростанции и объекта с малой генерацией с энергосистемой

Одним из основных условий сборки нормального режима электрических сетей и электроэнергетических систем является безопасная синхронизация источников и частей сети на переменном токе при их включении на параллельную работу.

Как известно, включение источников и частей сети на переменном токе требует выполнения условий синхронизации [1]. Необходимо, чтобы уравнивающий ток в момент включения объединяющего выключателя не превысил допустимого значения, а взаимное скольжение источников не вызвало возникновения опасных электромеханических колебаний. На практике получили распространение способ точной синхронизации и самосинхронизации.

Включение по способу точной синхронизации предполагается в условиях, близких к идеальным, при которых в момент замыкания контактов выключателя амплитуды, частоты и фазы напряжений объединяемых частей практически одинаковы.

При синхронизации генератора с шинами электростанции точная синхронизация источников заключается в:

- выравнивании напряжения (электродвижущей силы) синхронизируемого генератора с напряжением шины электростанции ( $U_G(E_G) = U_C$ );
- подведении частоты генератора возможно ближе к частоте системы ( $f_G \approx f_C$ );
- улавливании момента, когда угол сдвига фаз между вектором напряжения генератора и напряжением системы равнялся бы нулю ( $\delta = 0$ ).

Самосинхронизация осуществляется путем подключения генератора к шинам без возбуждения. Выключатель генератора включается при близкой к

синхронной частоте вращения  $f_{\Gamma} < f_c$ , затем, на ротор подается возбуждение, и генератор втягивается в синхронизм.

Рассмотрим способ точной синхронизации генератора с шиной электростанции [2] (Рисунок 1.1).

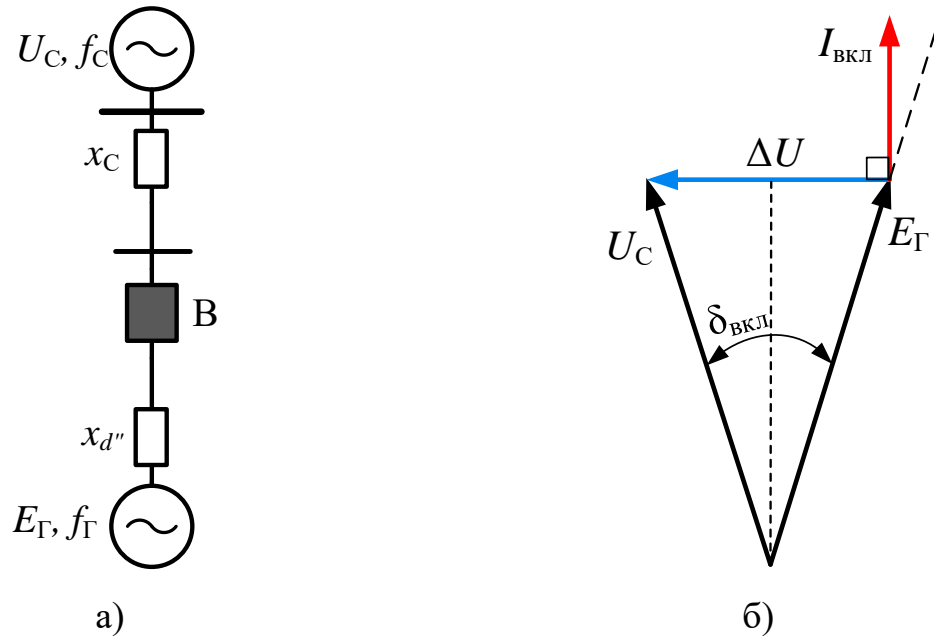


Рисунок 1.1 – Электрическая схема подключения (а) и векторная диаграмма (б) синхронизируемого генератора с сетью ( $x_C$  – индуктивное сопротивление сети;

$x_d''$  – сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора;

$B$  – синхронизирующий выключатель;  $\delta_{\text{ВКЛ}}$  – фазовый угол включения;

$I_{\text{ВКЛ}}$  – ток включения)

При несовпадении фазовых углов векторов напряжений генератора и сети ( $\delta_{\Gamma} \neq \delta_c$ ) в момент включения связь генератор-система оказывается под разностью напряжений  $\Delta U$  вызывающей уравнивающий ток ( $I_{\text{ур}}$ ) согласно следующим выражениям:

$$\Delta U = 2E \sin \frac{\delta_{\text{ВКЛ}}}{2} \quad (1.1)$$

$$I_{\text{ур}} = \frac{\Delta U}{x_d'' + x_C} \quad (1.2)$$

Начальная периодическая составляющая этого тока создает внезапный наброс активной мощности и соответствующего ей электромагнитного момента на валу генератора:

$$P = M = EI_{yp} \cos \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2} = E \frac{2E}{x''_d + x_c} \sin \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2} \cos \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2} = \frac{E^2}{x''_d + x_c} \sin \delta_{\text{вкл}} \quad (1.3)$$

Во избежание возникновения уравнительных токов при синхронизации, необходимо подать импульс на включение выключателя с некоторым опережением по времени, чтобы в момент включения угол прошел через ноль.

В зависимости от вида опережения различают следующие синхронизаторы: *синхронизаторы с постоянным временем опережения*, в которых момент срабатывания определяется заданным временем опережения и *синхронизаторы с постоянным углом опережения*, в которых момент срабатывания определяется заданным углом.

Автоматические устройства синхронизации обеспечивают выполнение точной синхронизации с совпадением по углу электродвижущей силы (ЭДС) генератора и напряжения на шинах станции в момент включения выключателя, выдавая управляющее воздействие на включение привода выключателя с опережением момента совпадения двух векторов синхронизируемых частей [3].

В настоящее время широко используются современные микропроцессорные устройства синхронизации типов АС-М, Спринт-М и SYNCHROТАСТ [4–6]. Перечисленные устройства обеспечивают выполнение всех условий точной синхронизации генераторов с шинами электростанций или электростанций с вектором напряжения системы в точке синхронизации. Они реализуют функции измерения, анализа и, при необходимости, подгонки параметров для синхронизации. Подгонка электрических параметров производится системой телемеханики с использованием различных каналов связи с выдачей сигналов автоматическим регуляторам скорости (АРС) и возбуждения (АРВ) генераторов. При выполнении всех условий синхронизма устройство синхронизации формирует команду на включение объединяющего выключателя. Также, необходимо отметить, что устройства синхронизации имеют возможности проведения

самодиагностики и вывода информации на дисплее о состоянии синхронизатора, что является безусловным достоинством рассматриваемых устройств.

## 1.2 Синхронизация активных частей электрических сетей и энергосистем

Задача синхронизации активных частей сети и энергосистем возникает при начальной сборке единого режима или после нарушения устойчивости энергосистемы в результате работы противоаварийной автоматики с их разделением на несколько частей.

Синхронизация энергосистем или их частей в настоящее время осуществляется централизованно диспетчерским и оперативным персоналом. В этом случае синхронизацию производят строго способом точной синхронизации [7].

Как правило, при синхронизации энергосистем или их частей, как и при синхронизации генераторов способом точной синхронизации, в местах разрыва электрических связей между ними должны выполняться все условия синхронизации.

На рисунке 1.2 показана схема двух энергосистем (ЭС1, ЭС2) с эквивалентными генераторами, связанных между собой межсистемной линией электропередачи (ЛЭП).

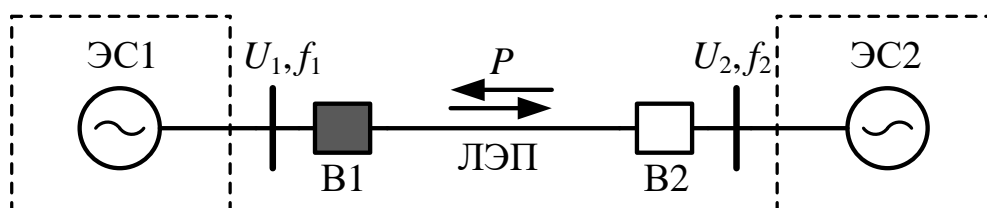


Рисунок 1.2 – Схема объединения двух энергосистем

При осуществлении синхронизации, допустим, что напряжения  $U_1 = U_2$ , угол  $\delta = 0^\circ$ , а частота  $f_1 \neq f_2$ . В этом случае, после включения линии связи между

ЭДС роторов генераторов возникает отклонение угла, вследствие чего генератор ЭС1 будет принимать на себя нагрузку равную мощности  $P$ :

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{x} \sin \delta \quad (1.4)$$

где  $x$  – реактивное сопротивление связи.

При этом ротор генератора ЭС1 начинает тормозиться, а его скольжение прекратится тогда, когда закончится запас кинетической энергии.

Главным условием успешности синхронизации двух энергосистем, как правило, является допустимое скольжения (рекомендуемое 0,1 – 0,2 Гц) перед включением линии связи.

### **1.3 Особенности синхронизации генераторов в MicroGrid и MicroGrid с внешней сетью**

#### **1.3.1 Интеллектуальные сети с MiniGrid и MicroGrid в своем составе**

Развитие распределенных по электрической сети объектов с малой генерацией является все более существенным фактором, определяющим облик и режимные свойства современных электроэнергетических систем. Это развитие, как правило, является следствием недостатков концепции сверх централизованного энергоснабжения в условиях либеральной экономики, стремления потребителей к рационализации способов удовлетворения своих потребностей в энергии, а также к участию в энергетическом бизнесе. К таким объектам отнесены: электростанции малой мощности, Minigrd (локальные системы энергоснабжения (ЛСЭ) на базе синхронной генерации мощностью до 25 МВт и напряжением внутренней сети 10 кВ) и MicroGrid на базе синхронной генерации мощностью до 1 МВт и напряжением внутренней сети 0,4 кВ. В западной классификации подобного разделения нет и оба последних объекта классифицируются как MicroGrid. В дальнейшем также будет использовано общее наименование таких объектов, т.е. MicroGrid.

Полезным свойством для надежности электроснабжения собственных потребителей, системной надежности MicroGrid и внешних энергосистем в режимах параллельной работы является их способность к спорадическим переходам в островной режим с сохранением работоспособности без существенного нарушения балансов мощности, поддерживаемая противоаварийным и режимным управлением, что обеспечивает живучесть общей системы и быстрое восстановление нормальных режимов [8–10]. Как запуск электростанции с нуля, так и восстановление режима параллельной работы нуждаются в надежной и безопасной для оборудования синхронизации активных частей общей сети, которая во многих случаях имеет существенные отличия по режимным условиям и способам осуществления от обычной.

MicroGrid объединяет источники малой генераций, внутреннюю распределительную электрическую сеть, потребителей, возможно накопители энергии, а также устройства управления, образуя целостную управляемую систему энергоснабжения.

MicroGrid, как правило, является интеллектуальной автоматизированной системой, которая самостоятельно реконфигурируется, управляет балансом и распределяет потоки мощности, обеспечивая плавный переход в изолированный режим и автоматическую ресинхронизацию по специальной технологии управления.

Электрическая энергия, производимая объектами малой генерации в MicroGrid, непосредственно зависит от спроса локальных потребителей. Последние имеют возможность корректировать потребления энергии в соответствии со своей выгодой, что ведет к повышению их роли в управлении энергосистемой [11].

### **1.3.2 Условия синхронизации генераторов в MicroGrid и MicroGrid с внешней сетью**

Основными факторами, определяющими особенности синхронизации генераторов MicroGrid, MicroGrid между собой и с внешней энергосистемой,

являются их малая инерционность (около 1 с) и высокая стохастичность нагрузки, определяющие на порядок более интенсивные колебания частоты и взаимных углов при синхронизации.

На практике, выполнение идеальных условий становится невозможным. Наряду с присутствием непрерывных изменений всех параметров, особенно этому препятствует задержка на включение объединяющего коммутационного аппарата, определяющая необходимость выдачи, упреждающей по времени команды на включение на основе прогноза изменения параметров на интервале указанной задержки. Реально успешной считается синхронизация в условиях допустимых отклонений параметров в момент включения, например, международный стандарт IEEE 1547 устанавливает следующие предельно допустимые отклонения указанных параметров [12].

Таблица 1.1 – Предельно допустимые отклонения параметров при синхронизации

Суммарная мощность источника, кВА	Разница частот, Гц	Разница напряжений, %	Разница фазовых углов, град
Менее 500	0,3	10	20
От 500 до 1500	0,2	5	15
Более 1500	0,1	3	10

На практике ввиду ограничений со стороны поставщиков генерирующего оборудования в стремлении ослабить большие динамические воздействия на него, и, тем самым, снизить расход ресурса работоспособности, выставляются более жесткие требования, например, по разнице углов при включении не более 3-5 градусов.

### **1.3.3 Характерные схемы выдачи мощности MicroGrid во внешнюю сеть и особенности синхронизации**

Характерные схемы MicroGrid с подключением к внешней электрической сети (шинам приемной подстанции внешней электрической сети) приведены на рисунках 1.3 – 1.5.

### *Присоединение одной MicroGrid к внешней электрической сети*

Схема MicroGrid с многоагрегатной электростанцией, присоединенной одной синхронной связью к шине подстанции (ПС) внешней ЭС приведена на рисунке 1.3.

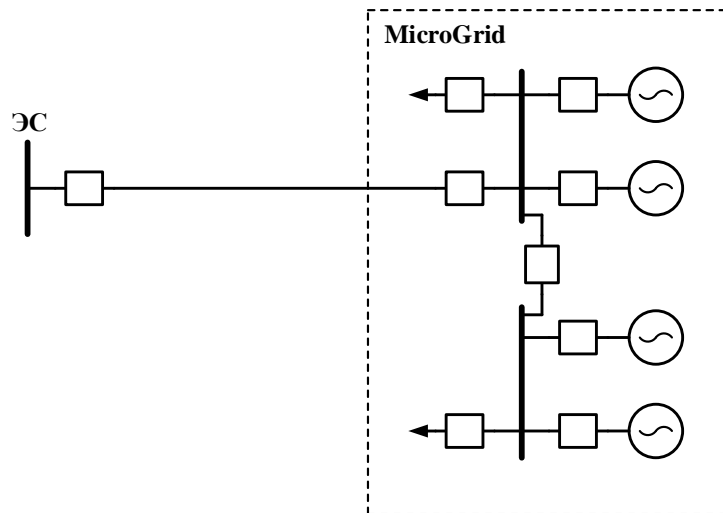


Рисунок 1.3 – Схема MicroGrid с многоагрегатной электростанцией, присоединенной одной синхронной связью к шине ПС внешней ЭС

Особенности синхронизации генераторов в схеме рисунка 1.3 в автономном режиме:

- Первый генератор включается на пассивные шины. Синхронизация не требуется, но нагрузка шин должна позволить генератору развернуться и выйти на параметры нормального режима по частоте и напряжению.
- Второй и последующие генераторы включаются с синхронизацией, которая затруднена нестабильностью частоты в силу стохастичности нагрузки на шинах, однако, малая суммарная мощность генерации позволяет обеспечивать безопасность и успешность синхронизации даже при использовании расширенных диапазонов допустимой разницы по частоте, напряжению и углу при включении очередного генератора.

Особенности синхронизации генераторов в режиме параллельной работы с внешней энергосистемой и при переходе к нему:



- Синхронизация MicroGrid с внешней энергосистемой затруднена большой мощностью внешней энергосистемы, следствием которой являются малые безопасные диапазоны допустимых разниц по частоте, напряжению и углу при включении MicroGrid, а также плохой предсказуемостью угла включения в виду стохастичности нагрузки MicroGrid.
- Синхронизация очередного включаемого на шины MicroGrid генератора осуществляется в благоприятных условиях, т.к. частота внешней энергосистемы большой мощности обладает высокой стабильностью, а изменения параметров включаемого ненагруженного генератора хорошо прогнозируемы.

На рисунке 1.4 показана схема MicroGrid с многоагрегатной электростанцией, присоединенной к внешней ЭС двумя синхронными связями через удаленный распределительный пункт в собственной сети MicroGrid.

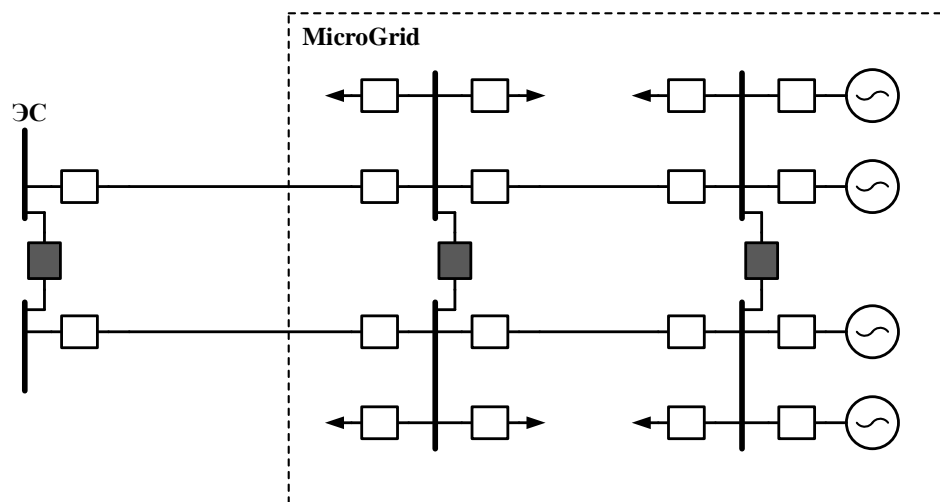


Рисунок 1.4 – Схема MicroGrid с многоагрегатной электростанцией, присоединенной к внешней ЭС двумя синхронными связями через удаленный распределительный пункт в собственной сети MicroGrid

Важным требованием для схемы рисунка 1.4 является недопустимость шунтирования разделенных шин ПС подключения внешней ЭС, что вызывает необходимость разделения MicroGrid на независимые части в режиме параллельной работы с внешней ЭС с двумя точками присоединения.

Синхронизация генераторов в этой схеме в автономном режиме имеет те же особенности, что и в схеме рисунка 1.3.

Особенности синхронизации генераторов в режиме параллельной работы с внешней энергосистемой, при переходе к нему, а также при переходе к автономному режиму MicroGrid:

- Для допустимой параллельной работы MicroGrid с внешней сетью необходимо предварительное разделение сети MicroGrid на две электрически независимые части, в том числе по шинам электростанции.
- Синхронизация каждой части MicroGrid с внешней энергосистемой затруднена большой мощностью внешней энергосистемы следствием которой являются малые безопасные диапазоны допустимых разниц по частоте, напряжению и углу при включении MicroGrid, а также плохой предсказуемостью угла включения в виду стохастичности нагрузки MicroGrid.
- Синхронизация очередного включаемого на шины MicroGrid генератора в режиме параллельной работы осуществляется в благоприятных условиях, т.к. частота внешней энергосистемы большой мощности обладает высокой стабильностью, а изменения параметров включаемого ненагруженного генератора хорошо прогнозируемы.
- Синхронизация частей MicroGrid между собой при переходе к автономному режиму затруднена плохой предсказуемостью угла включения в виду стохастичности нагрузки в каждой из частей MicroGrid.

*Объединение нескольких MicroGrid в изолированно работающую энергосистему малой мощности*

Рассмотрим варианты интеграции группы MicroGrid с созданием локальной изолированно работающей энергосистемы. Пример схемы объединения MicroGrid приведен на рисунке 1.5.

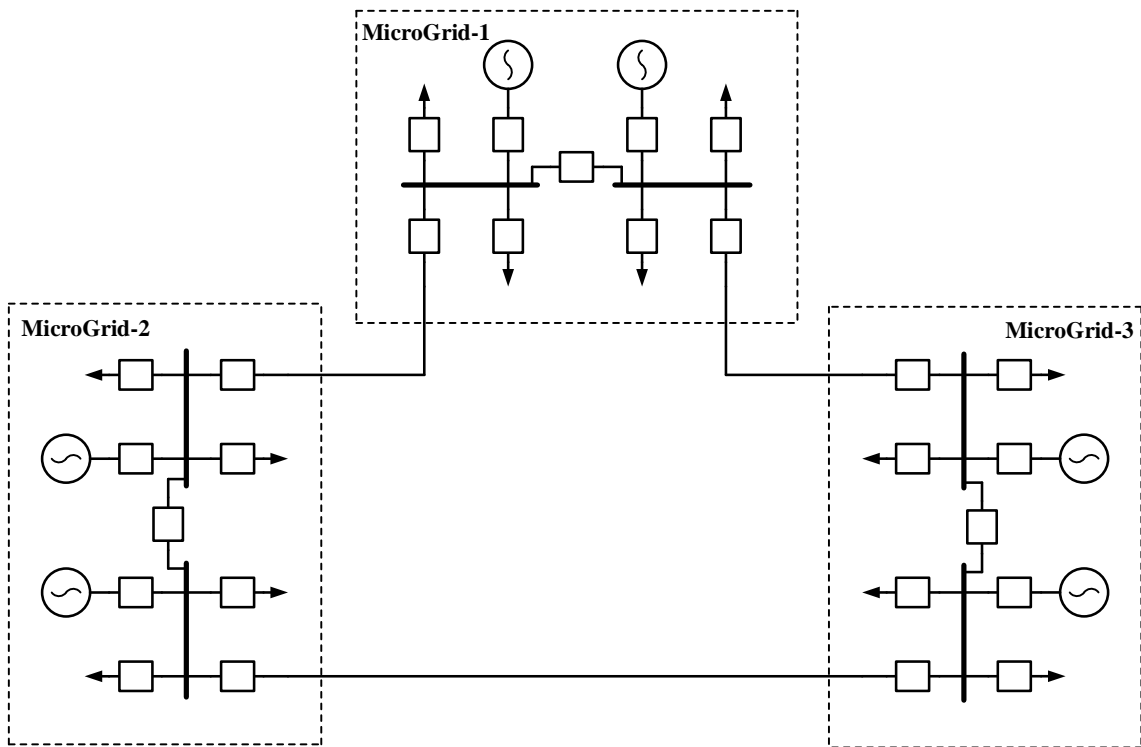


Рисунок 1.5 – Схема объединения нескольких MicroGrid в локальную энергосистему

Особенностью приведенной схемы (Рисунок 1.5) при синхронизации являются промежуточные свойства по стабильности частоты и соотношению мощностей синхронизируемых частей по отношению к схемам рисунок 1.3 – 1.4, содержащей шины бесконечной мощности (ШБМ) и автономную MicroGrid.

Данный объект может быть интегрирован с внешней ЭС не только как отдельные MicroGrid, но и как объединенная энергосистема малой мощности.

#### 1.3.4 Децентрализованная синхронизация в активной электрической сети

Как было отмечено, MicroGrid может иметь как автономный, так и параллельный режимы работы с внешней сетью, при котором обменная мощность может носить реверсивный характер. В аварийных режимах, а также в случаях отсутствия выдаваемой мощности MicroGrid может самостоятельно отделяться от внешней сети и переходить в островной режим. После устранения аварии, при

наличии резерва мощности MicroGrid может снова перейти в режим параллельной работы с внешней сетью.

Следует отметить, что вопросу синхронизации MicroGrid посвящено множество научных исследований. Проанализировав работы зарубежных исследователей, можно сделать вывод, что данная тематика очень распространена и глубоко исследована в кругах ученых как Европейских, так и Азиатских стран.

Подробный анализ способов управления генерацией для гибридной MicroGrid имеющий связь на переменном, постоянном и переменном-постоянном токе со внешней сетью рассмотрен в [13]. Рассматриваются различные режимы работы MicroGrid, схемы управления при переходе из параллельного на автономный режим и наоборот, а также виды систем связи, применяемых в современных гибридных сетях.

В зависимости от вида управления используют два способа синхронизации MicroGrid между собой или с внешней сетью [13,14], такие как:

- Способ пассивной синхронизации – когда ожидается ситуация, в которой измеряемые параметры синхронизации с двух сторон коммутационного аппарата равны или близки друг-другу. Этот вид прост в реализации, однако как правило, процесс синхронизации затягивается [15,16];
- Способ активной синхронизации – использует дополнительное управление для ввода синхронизируемых параметров в допустимую область, и это обеспечивает более быстрое и мягкое подключение MicroGrid к внешней сети [17,18].

Способ активной синхронизации в зависимости от количества участвующих источников можно разделить на две группы. Первая группа – когда один или несколько объектов малой генерации в MicroGrid осуществляют процесс синхронизации, т.е. регулируют частоту и напряжения. В этом случае, одни источники работают в режиме поддержания тока (мощности), а другие в режиме поддержания напряжения [18–25]. Также, есть вид регулирования ведущий - ведомый (master - slave control) [26], где только источник назначенный главным,

осуществляют синхронизацию. Вторая группа – когда все до единого объекты генерации участвуют в процессе синхронизации [27–29].

В качестве примера активной синхронизации можно привести работу [18]. Активное управление подразумевает изменение частоты и напряжения в MicroGrid одним или несколькими источниками у которых имеются возможность регулирования с целью повторного подключения к внешней сети. Необходимо отметить, что предложенный авторами алгоритм управления MicroGrid может применяться для каждого вида источника генерации, работающего не зависимо от вида их первичного источника. В работе, управление производится посредством центрального контроллера, в которой прием/передача данных осуществляется различными коммуникационными линиями связи.

Мягкий переход из режима изолированного в режим параллельной работы и наоборот, с использованием специального способа управления представлен в [30]. Данный способ управления рассматривается в MicroGrid, состоящей из возобновляемых источников энергии (ВИЭ), работающих через инвертор. Суть предложенного способа состоит в создании компенсаторами дополнительной выработки/потребления мощности для управления активной и реактивной мощностью на выходе инвертора.

В статье [31] авторами были предложены алгоритмы управления, идентификации островного режима, частотной разгрузки при переходе в островной режим, а также интеллектуальный алгоритм ресинхронизации MicroGrid с внешней сетью.

Новый способ, основанный на комбинированном использовании различных систем фазовой автоматической подстройки частоты для синхронизации фазы и частоты генерирующих устройств в MicroGrid с распределительной сетью, продемонстрирован в [32].

В работе [33] внимание уделено другому вопросу, недооцененному или игнорируемому в других работах, а именно тому, что в процессе синхронизации каналы связи могут быть подвержены задержкам по времени. Это объясняется тем, что, когда в MicroGrid частота и напряжение отклоняются от номинального,

возникает необходимость во вторичном регулировании частоты системой управления. Так как, узлы, где осуществляют измерение, электрически отдалены от источников генерации, в которых будет производиться вторичное регулирование, передача данных по коммуникационным линиям связи осуществляется с задержками времени. Авторами статьи рассмотрены способы и средства управления для подобных случаев.

Система коммуникационной связи на сегодняшний день является неотъемлемой частью в электроэнергетической системе и играет важную роль как в традиционных, так и в интеллектуальных сетях. Сети с MicroGrid можно разделить по типу на сети с обменом данными и без обмена. В первом типе обмен данными осуществляются посредством каналов связи между источниками и центральным контроллером в MicroGrid. В свою очередь системы коммуникации в этих сетях разделяется на беспроводные (Ethernet, сотовая связь) [34–36] и проводные (связь по ЛЭП, опτικο-волоконные кабели) [37,38].

#### **1.4 Способы и средства управления восстановлением целостности и нормального режима пассивных распределительных электрических сетей**

##### *Автоматические пункты секционирования совместно с оперативным восстановлением энергоснабжения*

Распределительные сети 0,4-6-10 кВ, особенно сельские, систем электроснабжения характеризуются большой протяженностью линий и разветвленностью. К основным недостаткам таких сетей можно отнести низкую надёжность, низкое качество поставляемой электроэнергии и значительные потери. В этих сетях аварийные отключения линий, а именно отключения воздушных линий 0,4 и 10 кВ могут составлять 40-90% от общего количества аварийных отключений [39]. Надёжность электроснабжения в распределительных сетях ухудшается также в связи с их значительным износом. Например, в сетях напряжением 6-20 кВ происходит в среднем 30 отключений в год на 100 км длины линии, а в сетях напряжением 0,4 кВ до 100 отключений в год на 100 км [40].

Сократить число аварийных отключений потребителей возможно путем применения автоматического повторного включения (АПВ) в линиях электропередачи. Как показывают исследования, около 60% повреждений ЛЭП оказываются неустойчивыми и устраняются АПВ [41]. Однако, так как, многие распределительные сети построены в 60-х и 70-х годах, то в распределительных пунктах, где стоят в основном маломасляные выключатели старых типов, физически невозможно применение АПВ.

Известно, что защитные устройства распределительных сетей находятся на подстанциях и в распределительных пунктах. При возникновении аварийных ситуаций, срабатывает соответствующая защита и дается команда на отключение выключателя фидера, и все потребители фидера остаются без питания, иногда на длительное время. Для нахождения места повреждения и его локализации на отходящие линии фидера выезжает оперативная бригада. Путем последовательных переключений разъединителей вдоль фидера и ручного повторного включения выключателя дежурным персоналом подстанции по соответствующей команде диспетчера, определяется и отделяется поврежденная часть сети (рисунок 1.6). Такая схема восстановления питания потребителей требует значительного времени, привлечения большого количества персонала и техники.

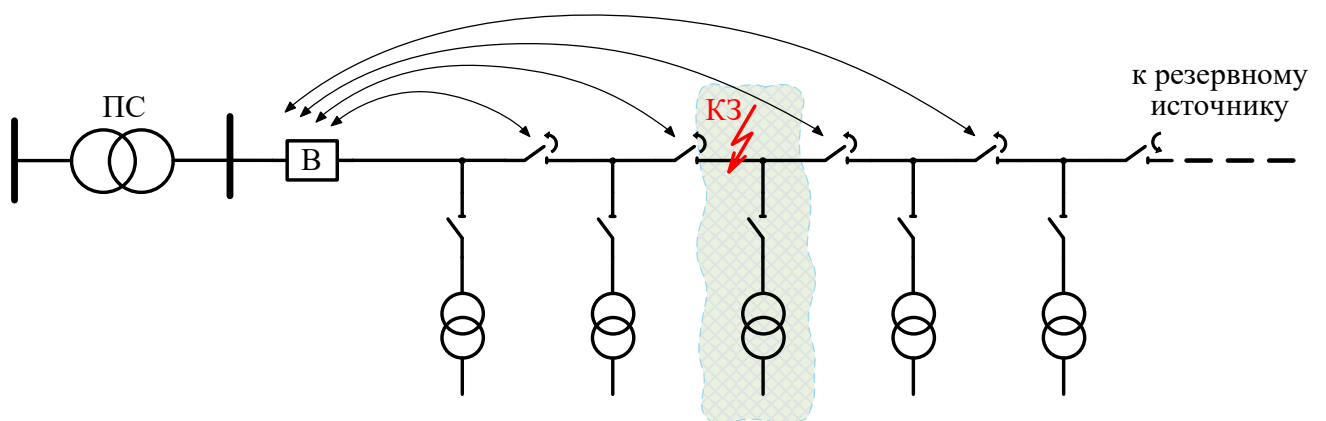


Рисунок 1.6 – Восстановление электроснабжения потребителей по классической схеме

Значительную часть аварийных отключений и перерывов в потреблении можно сократить, и тем самым повысить надежность электроснабжения. Одним из наиболее эффективных способов является применение пунктов секционирования с разделением фидера коммутационными аппаратами на части. Традиционные пункты секционирования выполнялись на базе ячеек комплектных распределительных устройств наружной установки. В этих ячейках монтировались необходимые токовые защиты, тем самым защищая ЛЭП от токов короткого замыкания, однако, никакой автоматики (например, АПВ) не применялось ввиду различных причин.

*Автоматическое восстановление электроснабжения с помощью интеллектуальных реклоузеров*

С развитием техники и технологии на базе автоматических пунктов секционирования (АПС) удастся значительно повысить надежность электроснабжения потребителей, особенно в сельской местности. Такую возможность дает применение реклоузеров.

Реклоузеры – элементы, выполняющие функции разделения, резервирования частей электрических сетей 6-10 кВ, имеющих длинные ЛЭП магистрально-радиальной конфигурации. Реклоузер объединяет в себе: вакуумный выключатель; систему преобразователей тока и напряжения; автономную систему оперативного питания; микропроцессорную релейную защиту и автоматику; систему портов для подключения устройств телемеханики; комплекс программного обеспечения [42].



Рисунок 1.7 – Общий вид реклоузера (высоковольтный вакуумный выключатель со шкафом управления)



Современные реклоузеры выполняют следующие функции [43]: автоматическое отключение поврежденных участков линии; автоматическое повторное включение; автоматический ввод резервного питания (АВР); оперативная местная и дистанционная реконфигурация сети; самодиагностика; измерение параметров режимов сети; ведение журналов оперативных и аварийных событий в линии; дистанционное управление.

Микропроцессорная релейная защита и автоматика современных реклоузеров выполняет такие функции, как [44]: токовая отсечка; направленная/ненаправленная защита максимального тока; направленная защита от замыканий на землю; защита минимального напряжения; защита максимального напряжения; автоматическое повторное включение (4-кратное); автоматическая частотная разгрузка; восстановление питания неповрежденных участков сети; дистанционная защита; защита от обрыва фаз; измерение электрических характеристик; защита от однофазных замыканий на землю; определение места повреждения; частотное автоматическое повторное включение.

Внедрение реклоузеров в распределительных сетях приводит к некоторой децентрализации восстановления электроснабжения потребителей, обеспечивает независимость работы АПС от внешнего управления, снижение негативного влияния человеческого фактора, быстрое восстановление питания в неповрежденных участках сети, и, соответственно, минимизирует недоотпуск электроэнергии потребителям [21,22].

Примеры использования реклоузеров приведены ниже. В протяженных магистральных ЛЭП где питание осуществляется с одной стороны (отсутствие резервного источника), при возникновении короткого замыкания (КЗ) отключается реклоузер Р2 прежде чем отключится головной выключатель В (Рисунок 1.8). В этом случае потребители в неповрежденных участках сети продолжают нормально функционировать. В схемах, где имеется второй источник для резервирования дополнительно устанавливается реклоузер в качестве пункта АВР (Рисунок 1.9). При возникновении КЗ отключатся реклоузеры Р1, Р2 локализуя место

повреждения и срабатывает реклоузер в роли АВР, подавая питание остальным потребителям.

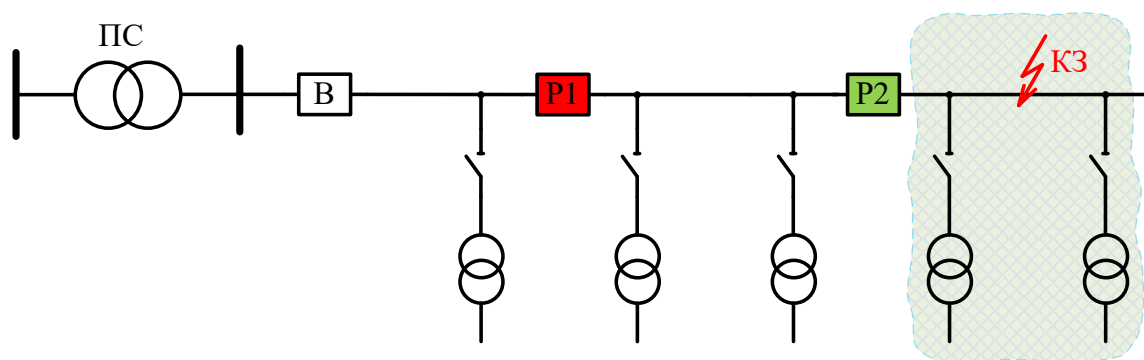


Рисунок 1.8 – Схема установки реклоузеров при одностороннем питании

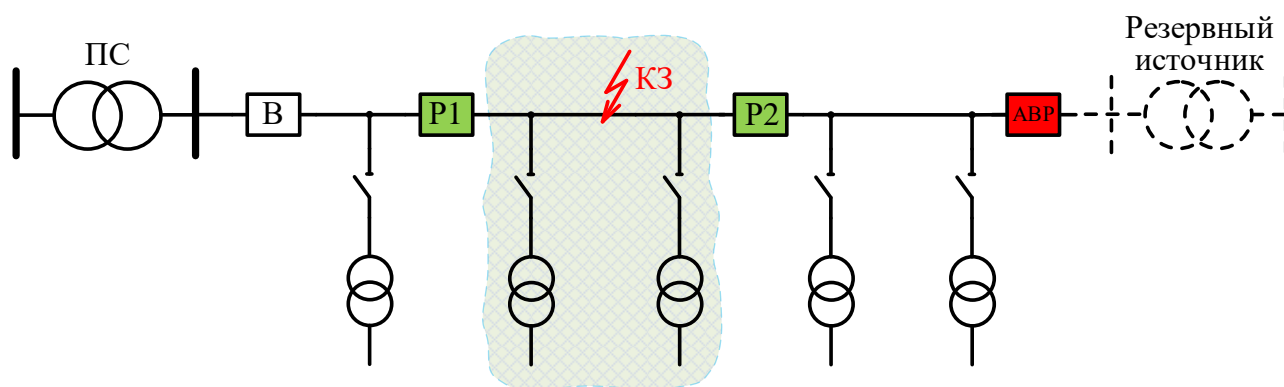


Рисунок 1.9 – Схема установки реклоузеров при двустороннем питании сети

### 1.5 Особенности восстановления активных электрических сетей с распределенными объектами с малой генерацией

Восстановление электроснабжения в энергосистеме это многоцелевая, многошаговая, многопараметрическая и с большим числом ограничений оптимизационная задача. Целью восстановления электроснабжения является восстановление отключенных во время аварии в электрической сети потребителей путем изменения топологической структуры электрической сети использования резервов мощности с учетом режимных и эксплуатационных ограничений [47]. В ряде работ в данном направлении также предлагается мультиагентный подход, с использованием агентов, связанных с энергетическими объектами [48,49].

На рисунке 1.10 приведен один из примеров активной сети, содержащей несколько MicroGrid.

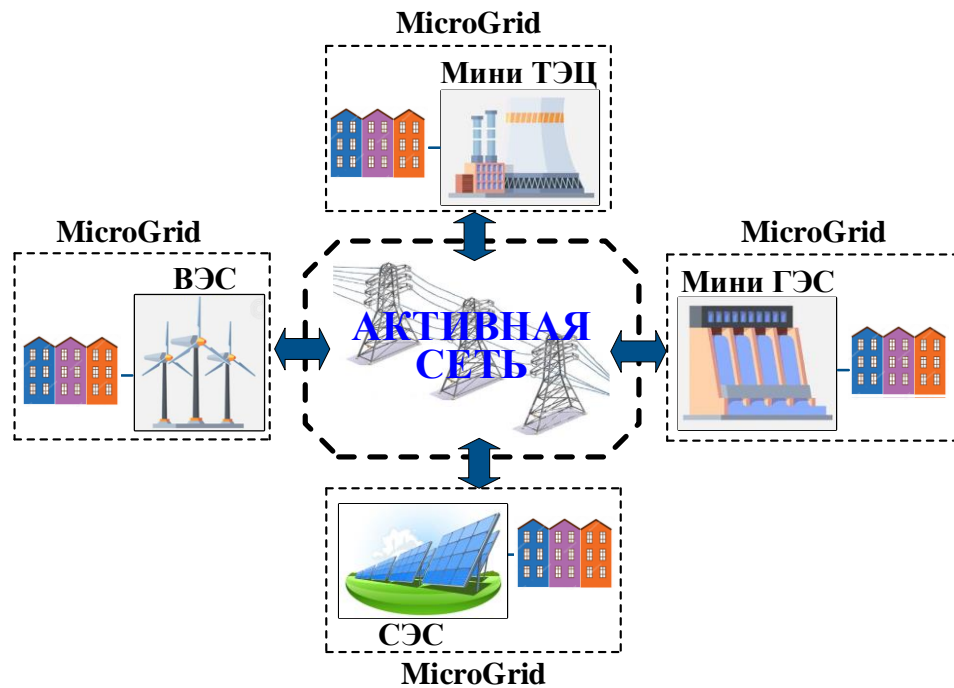


Рисунок 1.10 – Активная сеть, состоящая из несколько MicroGrid

### *Децентрализованное управление восстановлением сети MicroGrid на реклоузерах*

Как известно, в сетях где есть генерирующие устройства (малая генерация в данном случае) запрещается повторное включение линий, связывающих MicroGrid с внешней электрической сетью. При каждом включении таких линий необходимо выполнить условия синхронизации.

Большинство из существующих реклоузеров не применяются для осуществления автоматической синхронизации частей сети с наличием источника генерации. К тому же, у них на программном уровне, алгоритмы для осуществления таких сценарий не заложены, а техническое оснащение синхронизаторами отсутствуют.

Так как реклоузеры в сети устанавливаются удаленно от генерирующих установок, синхронизация MicroGrid осуществляется на них, а не на генераторных выключателях станции. С этой целью, в [50,51] предложена усовершенствованная функциональность реклоузеров путем добавления блока синхронизации в их шкаф

управления вакуумным выключателем. Общий вид шкафа управления реклоузера с синхронизатором приведена на рисунке 1.11.

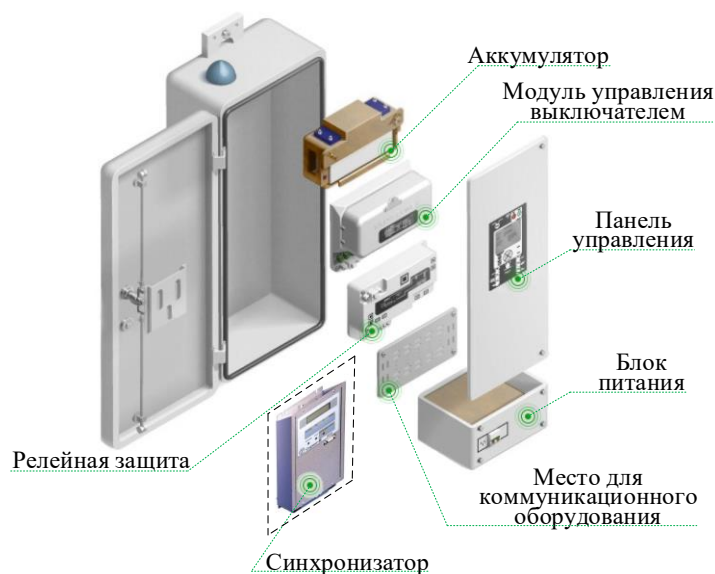


Рисунок 1.11 – Общий вид шкафа управления реклоузера с синхронизатором

На рисунке 1.12 показана функциональная схема реклоузера с синхронизатором.

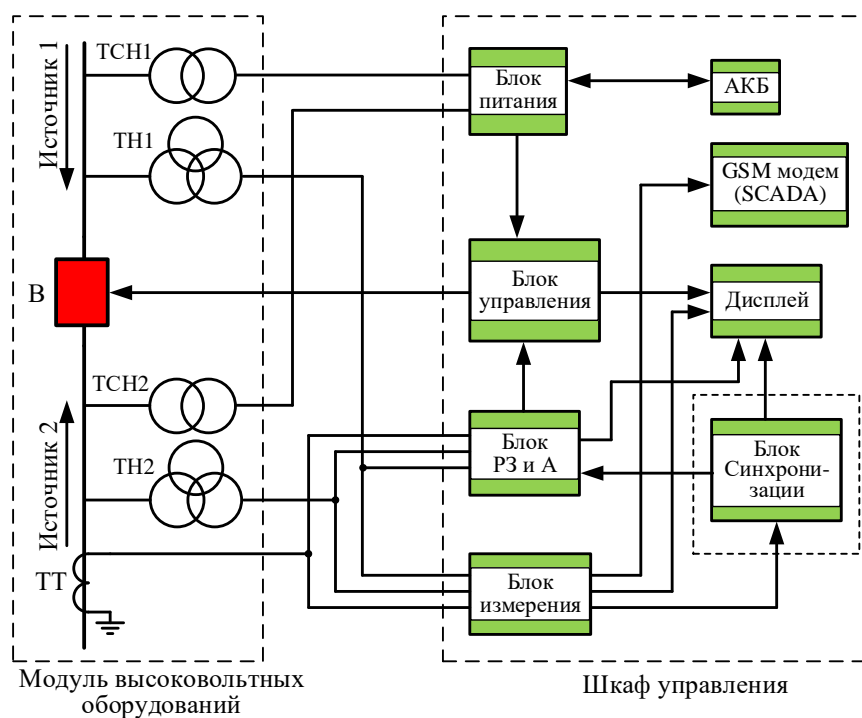


Рисунок 1.12 – Функциональная схема модернизированного реклоузера

В состав высоковольтного оборудования входят: В – вакуумный выключатель; ТСН1, ТСН2 – трансформаторы собственных нужд; ТН1, ТН2 – измерительные трансформаторы напряжения; ТТ – измерительный трансформатор тока. В состав шкафа управления входят: блок питания; блок управления; блок релейной защиты и автоматики (РЗА); блок измерения; аккумуляторная батарея (АКБ); блок коммуникации; дисплей и блок синхронизации.

Блок синхронизации принимает на своем входе значения электрических величин, таких как модуль и фазу напряжения, измеряемое трансформаторами напряжения, и частоту электрического тока с двух сторон вакуумного выключателя.

При осуществлении синхронизации производится проверка условия:

$$\begin{aligned} |U_i - U_j| &< \Delta U_{\text{доп}} \\ |f_i - f_j| &< \Delta f_{\text{доп}} \\ |\delta_i - \delta_j| &< \Delta \delta_{\text{доп}} \end{aligned} \quad (1.5)$$

где  $U_i, U_j$  – напряжение с двух сторон реклоузера, кВ;  $\Delta U_{\text{доп}}$  – допустимая разность напряжений, кВ;  $f_i, f_j$  – частота с двух сторон реклоузера, Гц;  $\Delta f_{\text{доп}}$  – допустимая разность частот, Гц;  $\delta_i, \delta_j$  – угол напряжения с двух сторон реклоузера, град;  $\Delta \delta_{\text{доп}}$  – допустимая разность угла напряжений, град.

## **1.6 Обзор исследований восстановления электроснабжения в интеллектуальных сетях**

В настоящее время актуальным является переход от централизованной к децентрализованной системе электроснабжения потребителей на основе MicroGrid, позволяющий эффективно использовать распределенные по электрической сети источники электроэнергии, в том числе и возобновляемые [52]. Возникновение концепции MicroGrid на основе развития силовой электроники и теории управления, отражена в исследовательских работах, проведенных в США, Европе и Азии [53–55]. MicroGrid объединяет в себе источники малой генераций,

потребителей, накопители энергии, а также устройства управления, образуя целостную управляемую систему энергоснабжения.

Исторически, источники малой генерации, находящиеся вблизи потребителей, функционировали в качестве резервного источника. Ввиду формирования MicroGrid -ов на основе малой генерации они становятся основным источником питания для потребителей в сетях MicroGrid [56,57].

*Децентрализованное управление восстановлением сетей с MicroGrid на реклоузерах*

В исследовательской работе [58] рассмотрено децентрализованное управление распределительными электрическими сетями 6-10 кВ за счет установки секционирующих реклоузеров. На основе расчетов и методик определены места установки реклоузеров при разных вариантах исполнения схем электрической сети, рассчитаны показатели надежности для рассматриваемой сети с реклоузерами.

Анализ использования реклоузера в распределительных сетях 6-35 кВ для децентрализованной автоматизации и управляемости сети выполнен в [59]. Произведены расчеты показателей надежности SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) и SAIDI (System Average Interruption Duration Index) и качества электроснабжения до и после установки реклоузеров. Из анализа результатов расчета отмечается, что после установки реклоузеров, в распределительных сетях количество отключений потребителей сокращается до 15 раз, а длительность отключения потребителей уменьшается в 26 раза по сравнению с исходной схемой. Также, для нахождения оптимального месторасположения реклоузеров в электрической сети, на основе разработанного алгоритма авторами [60], определен индекс надежности SAIFI при различных схемах исполнения сети.

В статье [61] исследовалась специфическое поведение реклоузера при наличии малой генерации на основе энергии ветра. Авторы отмечают, что с использованием усовершенствованного метода были исключены ложные срабатывания и выявлены зоны нечувствительности используемых устройств защиты.

Оптимизации места установки реклоузера в распределительной сети 6-10 кВ выполнена авторами [62]. На основе проведенных расчетов при децентрализованной системе секционирования, были получены сниженные количество и продолжительность отключений потребителей, а суммарный недоотпуск электроэнергии по сети уменьшалась на 69,7-83,5%.

Авторами [63] была представлена методология оптимизации и координации размещения реклоузеров и генераторов в распределительной сети. Отмечается, что их рациональное размещение способствует повышению надежности системы, улучшению уровня напряжения и уменьшению потери мощности в сети. В статье с использованием генетического алгоритма были определены места установки реклоузеров и генераторов, что способствовало повышению уровня надежности в рассматриваемой сети.

*Технологические возможности генерации при осуществлении  
восстановления сети*

Для управления режимами параллельной/автономной работы генерирующих установок малой мощности, первичными источниками которых являются гидро, тепло и ветроэнергия, в ЛЭС (MicroGrid, MiniGrid) с целью поддержания частоты и напряжения в допустимых значениях важную роль играют устройства управления на первичном, т.е. на технологическом уровне.

К примеру, рассмотрим технологические возможности управления режимными параметрами на малых гидроэлектростанциях (МГЭС). Для МГЭС, работающих автономно, одним из основных электрических параметров является частота, которую следует поддерживать постоянной и это можно сделать различным путем. Управление частотой генератора на МГЭС можно производить со стороны генератора с использованием электронных контроллеров нагрузки (балластной нагрузки), известной как электрическое управление, или со стороны гидротурбины с использованием различных регуляторов скорости гидротурбин, известной как механическое управление, либо можно применить их комбинированно.

Электрическое управление частотой со стороны генератора является не сложным с использованием балластной нагрузки и электронного контроллера

нагрузки [64], которые предназначены для управления выходной мощностью генератора.

Для механического управления применяются различные регуляторы скорости гидротурбин. Применение серводвигателя в качестве регулятора скорости гидротурбин является способом эффективного использования воды [65], имеет простую конструкцию и малую стоимость. Также, предлагается схема управления потока воды с использованием серводвигателя и двумя трубами, снабженными регулируемыми клапанами [66]. Комбинированное использование электронного контроллера нагрузки с регулятором скорости гидротурбин [67], в которой используется система двухтрубной и трехтрубной подачи воды, позволяет добиться большого эффекта и уменьшения на половину габарита электронного контроллера нагрузки.

Тепловые электростанции малой мощности, первичным источником которых является топливо, в частности, природный газ, играют базовую роль в поддержании режимных параметров в сети, в том числе, MicroGrid. В статье [68] рассматривается способ управления газовой турбиной для настройки нечеткого пропорционально-интегрально-дифференциального регулятора, основанный на гибридации улучшенной оптимизации роя частиц и алгоритма кукушки. Использование нечеткой логики для настройки параметров регулятора может сделать контроллер более адаптивным для управления системой с неопределенной моделью (газовых турбин).

В [69] предлагается адаптивная модель прогнозирующего управления с оценкой параметров в онлайн режиме для газовой турбины парогазовой электростанции. Данная модель одновременно осуществляет поддержание характеристик скорости и температуры газовой турбины в допустимых диапазонах, а также позволяет переходить на другую рабочую характеристику при изменении частоты в сети.

В статье [70] рассматривается система управления, которая использует впрыск пара в качестве вспомогательного входа для улучшения переходных характеристик газовой турбины, а в [71] исследуются характеристики



комбинированного цикла и газовой турбины с впрыском пара во время провалов частоты и переходных процессов.

Ветроэнергетика также входит в одно из перспективных направлений при построении сетей с MicroGrid. Ветроустановки состоят из ветряных турбин с регулируемой скоростью и асинхронизированных генераторов. В работе [72] рассматривается новая интегрированная система управления ветровой электростанцией. Предлагаемая система основана на иерархической архитектуре с системой диспетчерского управления, контролирующей активную и реактивную мощность на подстанции ветряной электростанции, и системой машинного управления, контролирующей активную и реактивную мощность на каждой конкретной ветряной установке.

В статье [73] рассмотрены аспекты системы управления ветроустановки вместе с маховидным накопителем энергии для улучшения режимных параметров при работе в составе MicroGrid. Предложен алгоритм управления устройством с тремя режимами управления. В первом режиме используется система нечеткого вывода вместе со специальным фильтром для сглаживания колебаний мощности ветра, которую ветряные генераторы генерируют в энергосистему. Вторым режимом управления используется для контроля частоты, когда в энергосистеме возникают большие колебания частоты. Третьим режимом управления используется для поддержания постоянства напряжения в точке присоединения.

Подобная работа предложена в [74], где с генератором вместо маховика в качестве накопителя энергии используется суперконденсатор для компенсации прерывистости ветра, а в [75] для компенсации колебания частоты предлагаются сверхпроводящие магнитные накопители энергии.

## **Выводы по главе 1**

Задача эффективной синхронизации объектов в электрических сетях с распределенной малой генерацией является актуальной, требующей

принципиальных и технологических решений ввиду масштабного развития малой генерации по всему миру.

Стохастичность электропотребления и малая инерционность роторов энергоблоков существенно усложняют синхронизацию генераторов электростанций малой мощности в режимах автономной работы MicroGrid, а также синхронизацию MicroGrid между собой и MicroGrid с мощной системой централизованного энергоснабжения из-за нестабильности частоты и резких изменений взаимного угла синхронизируемых векторов напряжения.

Существующие способы и устройства синхронизации объектов с малой генерации в активных распределительных электрических сетях недостаточно эффективны, как ввиду недоучета стохастичности параметров синхронизации и малой инерционности роторов, так и необходимости выполнения синхронизации на удаленных коммутационных аппаратах в условиях неразвитой системы передачи данных о режимных параметрах и множественности возможных сечений для аварийного и противоаварийного делений сети.

Децентрализованная синхронизация на множестве удаленных коммутационных аппаратах в электрической сети (без использования средств связи между генерирующими, управляющими и синхронизирующими элементами) является актуальной задачей, которая недостаточно исследована.

Разработка автоматики децентрализованного управления синхронизацией, восстановления целостности сети и ее нормального режима после распада на части без обмена данными между элементами, участвующими в процессе синхронизации, позволит решить намеченные задачи и способствует дальнейшему развитию интеллектуализации рассматриваемых сетей.

## ГЛАВА 2 ДЕЦЕНТРАЛИЗИРОВАННАЯ СИНХРОНИЗАЦИЯ ЧАСТЕЙ АКТИВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПОСЛЕ АВАРИЙНОГО РАЗДЕЛЕНИЯ

### 2.1 Особенности синхронизации MicroGrid с внешней электрической сетью

Одной из важных задач обеспечения нормального функционирования объектов с малой генерацией, в том числе MicroGrid, является синхронизация с другими объектами с малой генерацией или с сетью большой мощности после аварийного разделения и дальнейшая их параллельная работа для достижения максимального системного эффекта, в том числе высокой надежности электроснабжения потребителей [76–78].

В задаче синхронизации следует различать синхронизацию генераторов с шинами электрической станций и синхронизацию частей энергосистем. С появлением интеллектуальных энергосистем малой мощности, в т.ч. MicroGrid, возникла задача их эффективной синхронизации с сетями внешнего централизованного энергоснабжения.

MicroGrid имеют возможность переходить из изолированного режима на параллельную работу и обмениваться электроэнергией с внешней энергосистемой.

Задача синхронизации MicroGrid с внешней сетью возникает в случаях [79]:

- при необходимости повышения качества электрической энергии, особенно по частоте;
- наличия избыточной мощности генераторов в MicroGrid;
- при дефиците мощности в MicroGrid;
- при восстановлении параллельной работы MicroGrid после отделения в результате нарушениях нормального режима внешней энергосистемы (например, КЗ);
- при выводе в ремонт энергоблока(ов).

При этом возможны трудности с синхронизацией [80].

Малая инерционность роторов генераторов и высокая стохастичность нагрузок потребителей в MicroGrid являются основными негативными факторами, влияющими на процесс синхронизации. Именно они определяют интенсивность колебания частоты и взаимных углов при синхронизации [76]. На рисунке 2.1 в качестве примера приведена осциллограмма частоты для режима параллельной работы MicroGrid с внешней сетью и автономной работы MicroGrid с максимальной мощностью нагрузки 5-6 МВт.

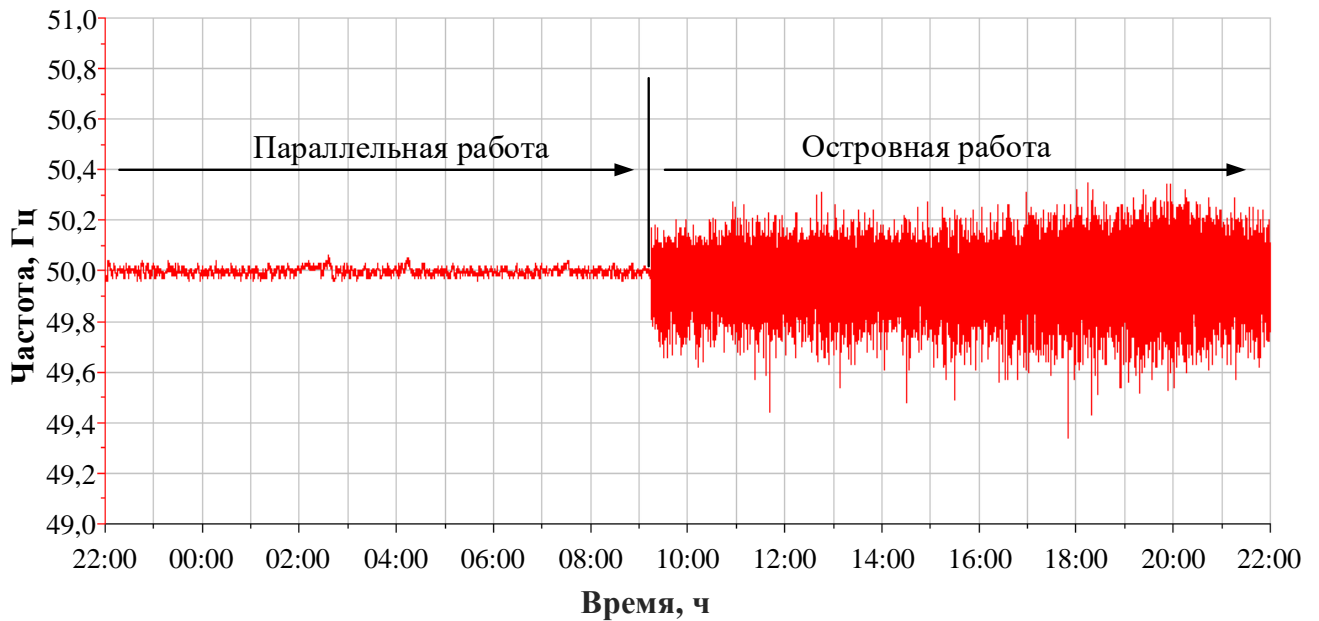


Рисунок 2.1 – Колебания частоты в MicroGrid в режиме параллельной работы с внешней сетью и после отделения

Условиями для синхронизации MicroGrid между собой являются те же условия, по которым выполняют синхронизацию частей энергосистем. Тем не менее, синхронизация MicroGrid все же имеет свои особенности. Как было отмечено, MicroGrid может состоять из множества источников генераций, включая ВИЭ, мощность которых также сильно изменяется в реальном времени нагрузок потребителей.

## 2.2 Условия и алгоритмы синхронизации MicroGrid с внешней сетью

При синхронизации MicroGrid с внешней энергосистемой или двух MicroGrid между собой (Рисунок 2.2), выполнение условий синхронизации затруднено в силу стохастичности собственной нагрузки и малой инерционности генераторов MicroGrid, что приводит к высокой нестабильности изменений частоты, взаимного угла и напряжений.

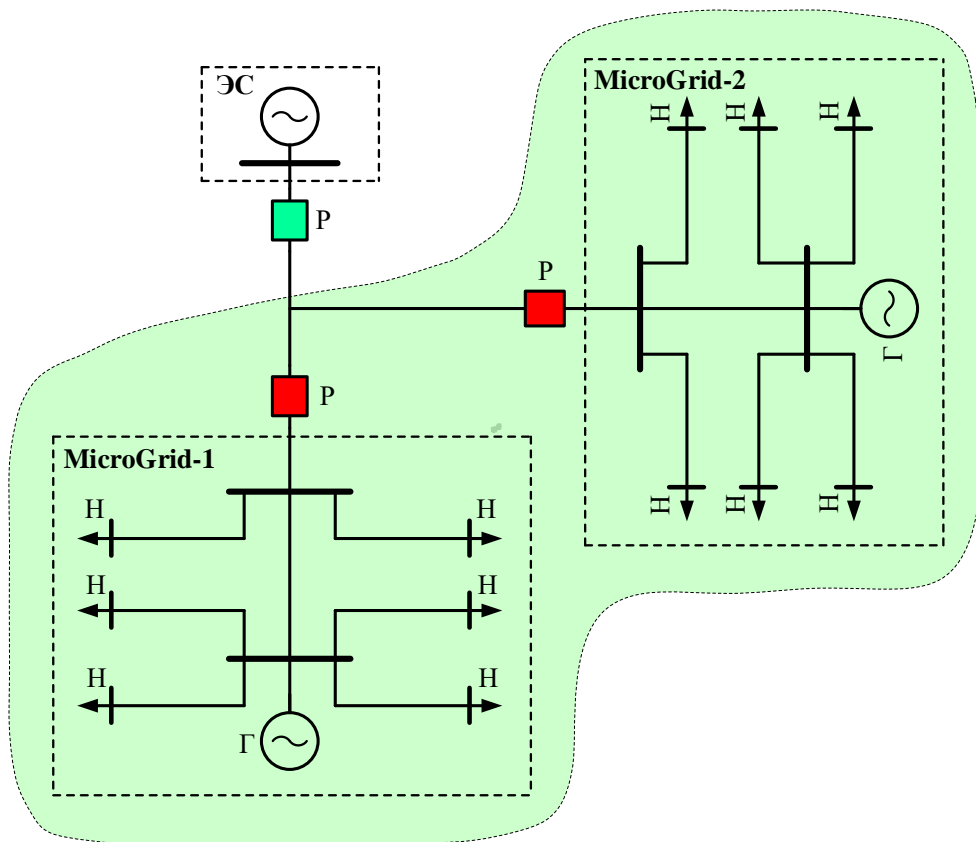


Рисунок 2.2 – Пример объединения двух MicroGrid

При обычной синхронизации при выдаче сигнала на включение выключателя на интервале времени срабатывания выключателя может существенно измениться мощность нагрузки, что приведет к недопустимому рассогласованию условий синхронизации (угла сдвига фаз между векторами напряжения MicroGrid и внешней сети). В результате, из-за превышения допустимого угла сдвига фаз между вектором напряжения MicroGrid и напряжением внешней сети допустимых значений, под действием уравнивающего тока появляется недопустимый ударный

момент, что может приводить к отключению генераторов MicroGrid защитами, сокращению их срока службы и даже повреждению.

С целью снижения ударных моментов при синхронизации MicroGrid, в работе предлагаются дополнительные условия синхронизации и следующий алгоритм включения выключателя с улавливанием синхронизма [81–83] (Рисунки 2.3, 2.4).

Дополнительные условия состоят в том, что при выполнении 3-х основных условий синхронизации необходимо, чтобы

$$|\Delta\delta| \leq \frac{\Delta\delta_{\text{доп}}}{2} \wedge \text{Sign } \Delta\delta > 0 \quad (2.1)$$

при  $S \geq 0$  или

$$|\Delta\delta| \leq \frac{\Delta\delta_{\text{доп}}}{2} \wedge \text{Sign } \Delta\delta < 0 \quad (2.2)$$

при  $S \leq 0$ .

где  $\Delta\delta$  – взаимный угол, определяемое по  $\Delta\delta = \delta_c - \delta_{\text{MCG}}$ ;

$S$  – скольжение, определяемое по  $S = f_c - f_{\text{MCG}}$ ,  $f_{\text{MCG}}$  – частота вектора напряжения со стороны MicroGrid.

Это необходимо, чтобы иметь запас по углу на время включения выключателя с учетом возможного реверса скольжения векторов напряжений при изменении нагрузки MicroGrid.

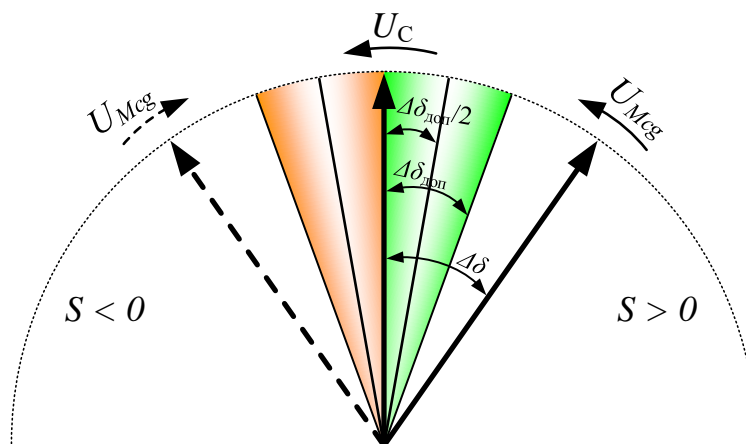


Рисунок 2.3 – К пояснению дополнительных условий синхронизации

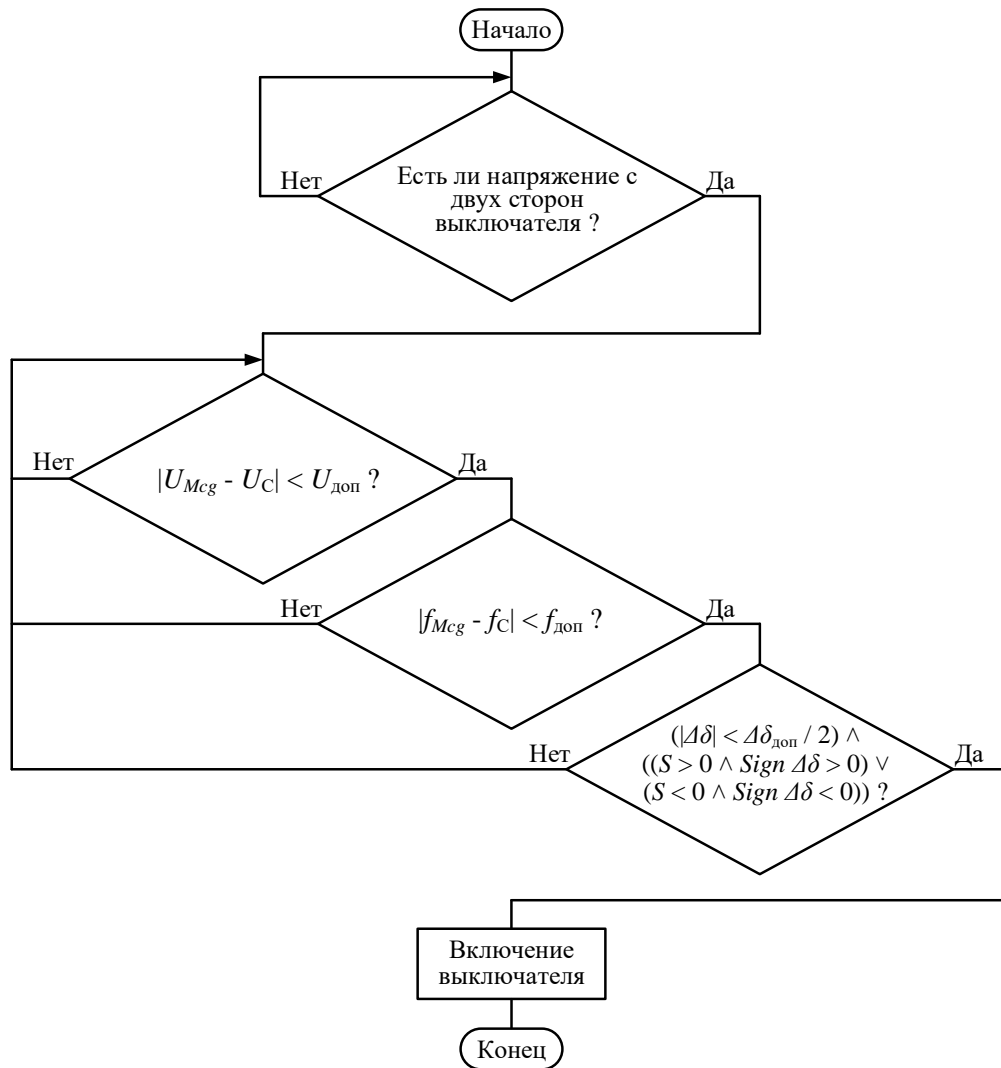


Рисунок 2.4 – Блок схема алгоритма выдачи команды на включение выключателя при улавливании выполнения условий синхронизации

На рисунке 2.4:  $U_{Mcg}$  – модуль напряжения на выключателе со стороны MicroGrid;  $U_c$  – модуль напряжения со стороны внешней сети;  $U_{доп}$  – допустимая разность напряжений;  $f_{Mcg}$  – частота в MicroGrid;  $f_c$  – частота во внешней сети;  $f_{доп}$  – допустимая разность частот;  $\Delta\delta$  – взаимный угол напряжений;  $\Delta\delta_{доп}$  – допустимый взаимный угол напряжений.

### 2.3 Моделирование процесса децентрализованной синхронизации MicroGrid с внешней сетью

Моделирование с целью проверки эффективности способа выполнено для тестовой схемы рисунка 2.5. Реклоузер (Р) служит в качестве

объединяющего/отделяющего элемента MicroGrid и устанавливается исходя из баланса мощностей генерирующих устройств и нагрузок потребителей. Такое размещение позволяет MicroGrid (область, выделенная зеленым цветом) достаточно сбалансированно автоматически отделяться от внешней сети в аварийных режимах [18], и продолжать работу в изолированном режиме.

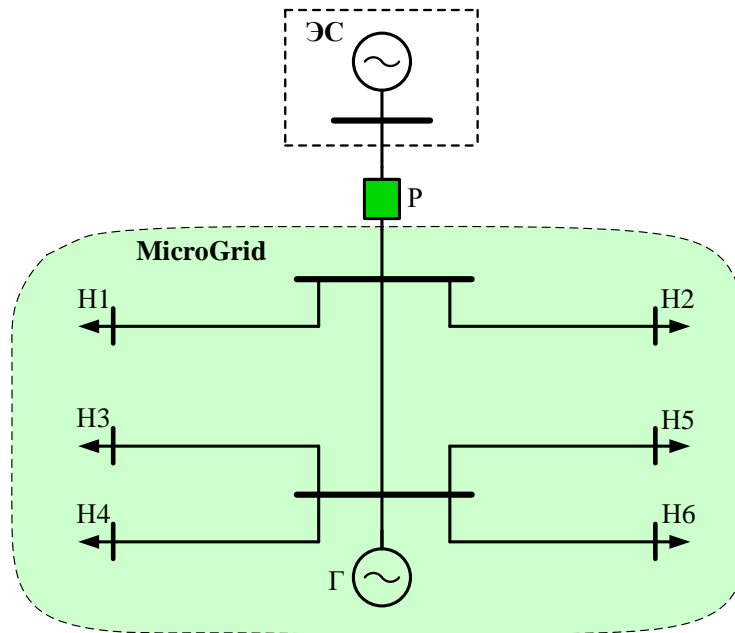


Рисунок 2.5 – Моделируемая тестовая схема

В данном примере MicroGrid избыточна по мощности, номинальная мощность генератора (Г) составляет 2,5 МВт, а суммарная мощность нагрузок (Н1-Н6) равна 1,95 МВт.

Допустимые рассогласования параметров при синхронизации приняты следующими (из принятых условий на реальном объекте):

$$\begin{aligned}
 |U_{MCG} - U_C| &< \Delta U_{\text{доп}} = 0,1 \text{ кВ}; \\
 |f_{MCG} - f_C| &< \Delta f_{\text{доп}} = 0,08 \text{ Гц}; \\
 |\delta_{MCG} - \delta_C| &< \Delta \delta_{\text{доп}} = 5^\circ; \\
 t_{\text{вкл}} &= 0,1 \text{ с.}
 \end{aligned}
 \tag{2.3}$$

Моделирование выполнялось на программно-вычислительном комплексе (ПВК) Rustab – RastrWin3. Характерные результаты моделирования синхронизации



MicroGrid с внешней сетью без использования алгоритма, предложенного в настоящей работе, приведены на рисунках 2.6, 2.7.

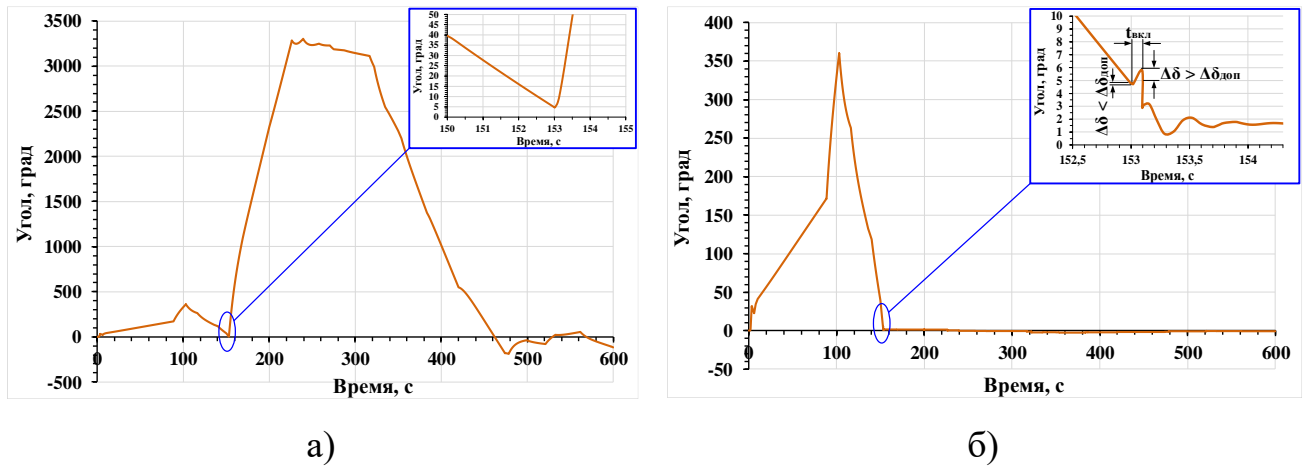


Рисунок 2.6 – График изменения взаимного угла в случае смены знака взаимного угла после выдачи команды на включение выключателя при запрещенной (а) и при разрешенной (б) синхронизации

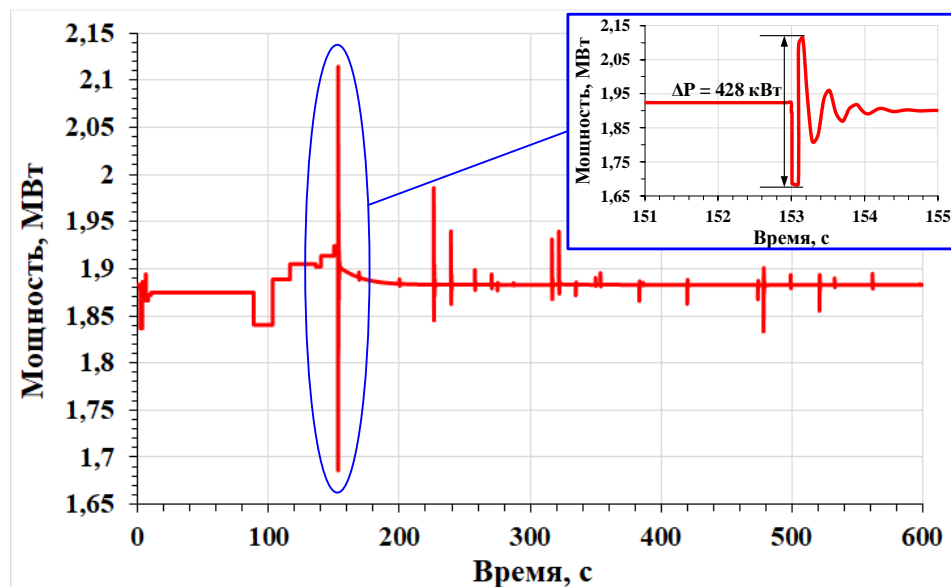


Рисунок 2.7 – График изменения мощности генератора в процессе синхронизации (в т.ч. при включении выключателя)

Как можно заметить, смена знака взаимного угла при изменениях мощности нагрузок (Рисунок 2.6, а) приводит к недопустимому рассогласованию условий синхронизации к моменту включения выключателя. В результате, с учетом

времени  $t_{\text{вкл}}$ , генератор MicroGrid подключается к внешней сети при угле  $\delta = 5,8^\circ$  (Рисунок 2.6, б), что является недопустимым, а скачок мощности на генераторе, составляет  $\Delta P = 428$  кВт (Рисунок 2.7).

Характерные результаты моделирования с учетом предложенного способа приведены на рисунках 2.8, 2.9.

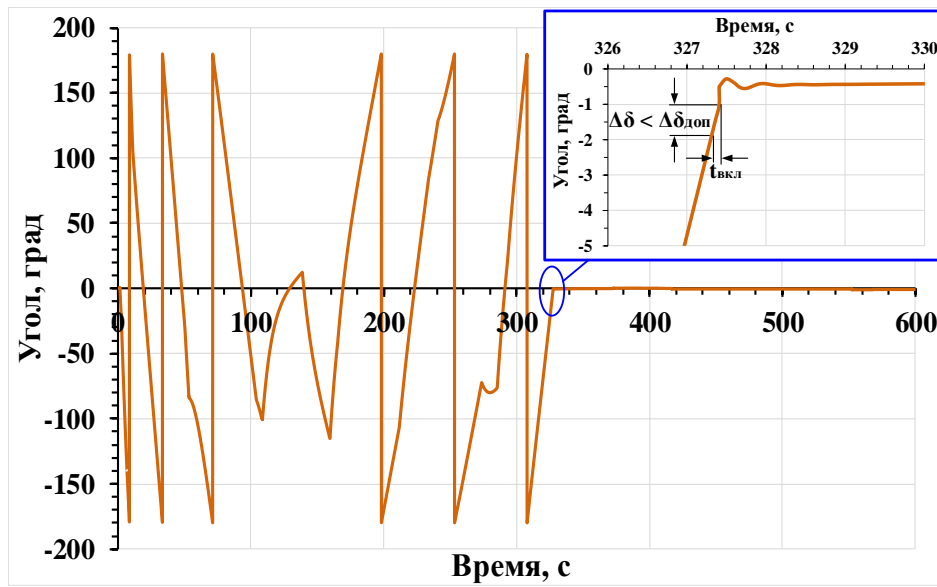


Рисунок 2.8 – График изменения взаимного угла при выполнении синхронизации с улавливанием синхронизма по предложенному способу (отображение угла в диапазоне  $\pm 180^\circ$ )

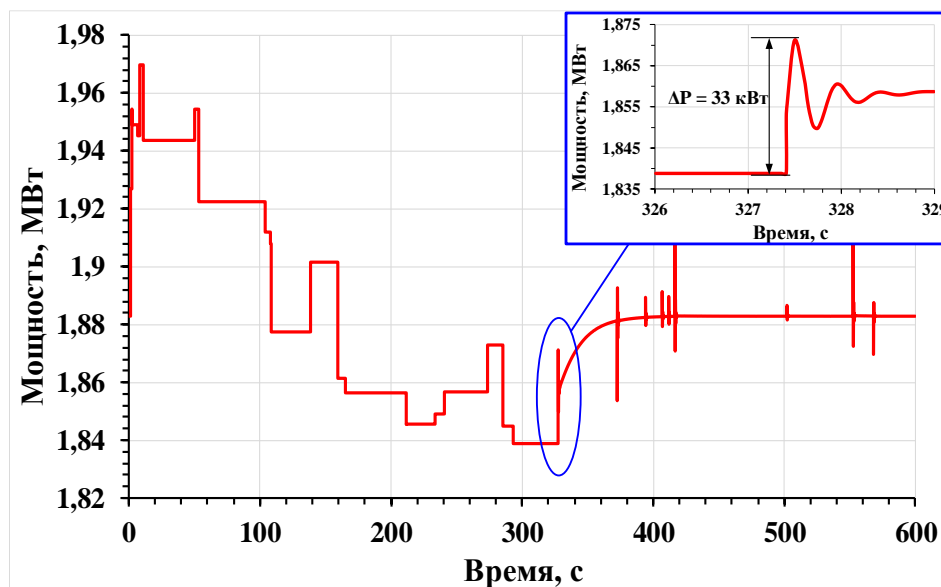


Рисунок 2.9 – График изменения мощности генератора при синхронизации

В представленном примере синхронизации по предложенному алгоритму синхронизация MicroGrid началась при угле  $\delta = -1,92^\circ$ , а с учетом времени  $t_{\text{вкл}}$ , подключение на параллельную работу осуществлялось при угле  $\delta = -1,02^\circ$  (Рисунок 2.8). При этом, скачок мощности генератора составил  $\Delta P = 33$  кВт (Рисунок 2.9).

Предложенный алгоритм синхронизации MicroGrid с внешней сетью исследовался на тестовой схеме рисунка 2.5. По проведенным опытам получены статистические данные, которые представлены на диаграмме рисунка 2.10.

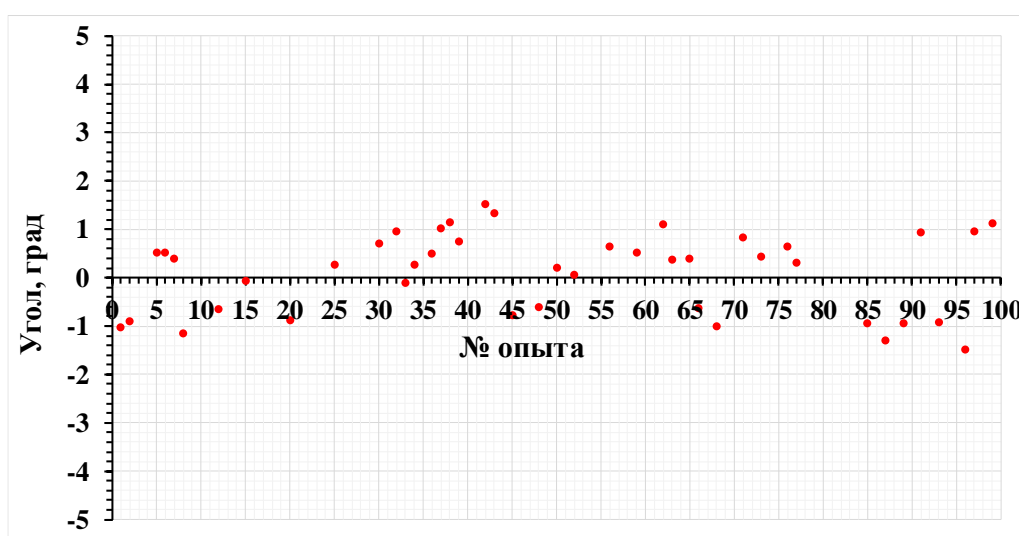


Рисунок 2.10 – Диаграмма статистических данных

По результатам обработки статистических данных определены:

- среднестатистический угол включения  $\delta = -0,83^\circ$  и  $\delta = 0,68^\circ$  при отрицательном и положительном скольжении соответственно;
- среднестатистическое время ожидания синхронных условий  $t = 184$  с.

Таким образом, анализируя полученные результаты, можно заключить о работоспособности предложенного способа. Способ является более безопасным при синхронизации и позволяет снизить расход ресурса работоспособности генерирующего оборудования, функционирующего в составе MicroGrid.

## 2.4 Реализация синхронизации MicroGrid с внешней энергосистемой в составе автоматики мини ТЭЦ микрорайона «Березовое» г. Новосибирска

MicroGrid на базе Мини теплоэлектростанции (ТЭЦ) микрорайона «Березовое» расположен в городе Новосибирске. От Мини ТЭЦ осуществляется электро- и теплоснабжение жилмассива «Берёзовое» в прилегающем к ТЭЦ районе [76].

Мини ТЭЦ включает в себя 5 газо-поршневых установок (ГПУ) фирмы Caterpillar G3520C мощностью 2000 кВт каждая. ГПУ работают в когенерационном режиме. Распределение продукта – 43% электроэнергия, 57% - тепловая энергия на отопление и горячее водоснабжение.

Основной вид топлива – природный трубный газ. Резервное топливо – дизельное топливо, используемое только на дизельных энергоблоках. В режимах параллельной работы дизельные энергоблоки не работают, а включение их генераторных выключателей заблокировано.

Характерный суточный график нагрузки представлен на рисунке 2.11.

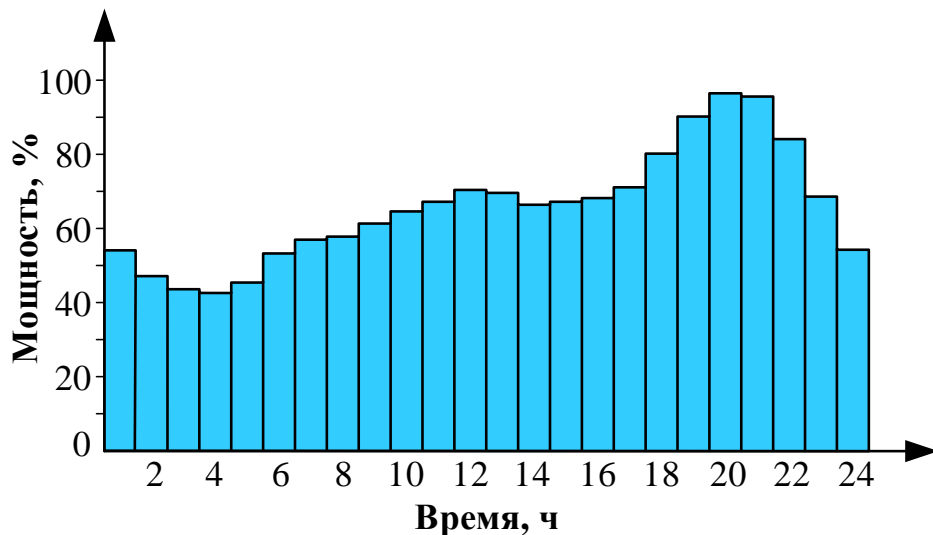


Рисунок 2.11 – Суточный график нагрузки Берёзовой ТЭЦ

Таблица 2.1 – Структура электрической нагрузки MicroGrid жилмассива «Берёзовое»

1	Коммунально-бытовая нагрузка	70%
2	Промышленная нагрузка	20%
3	Двигательная нагрузка (асинхронные двигатели)	7%
4	Осветительная нагрузка	3%

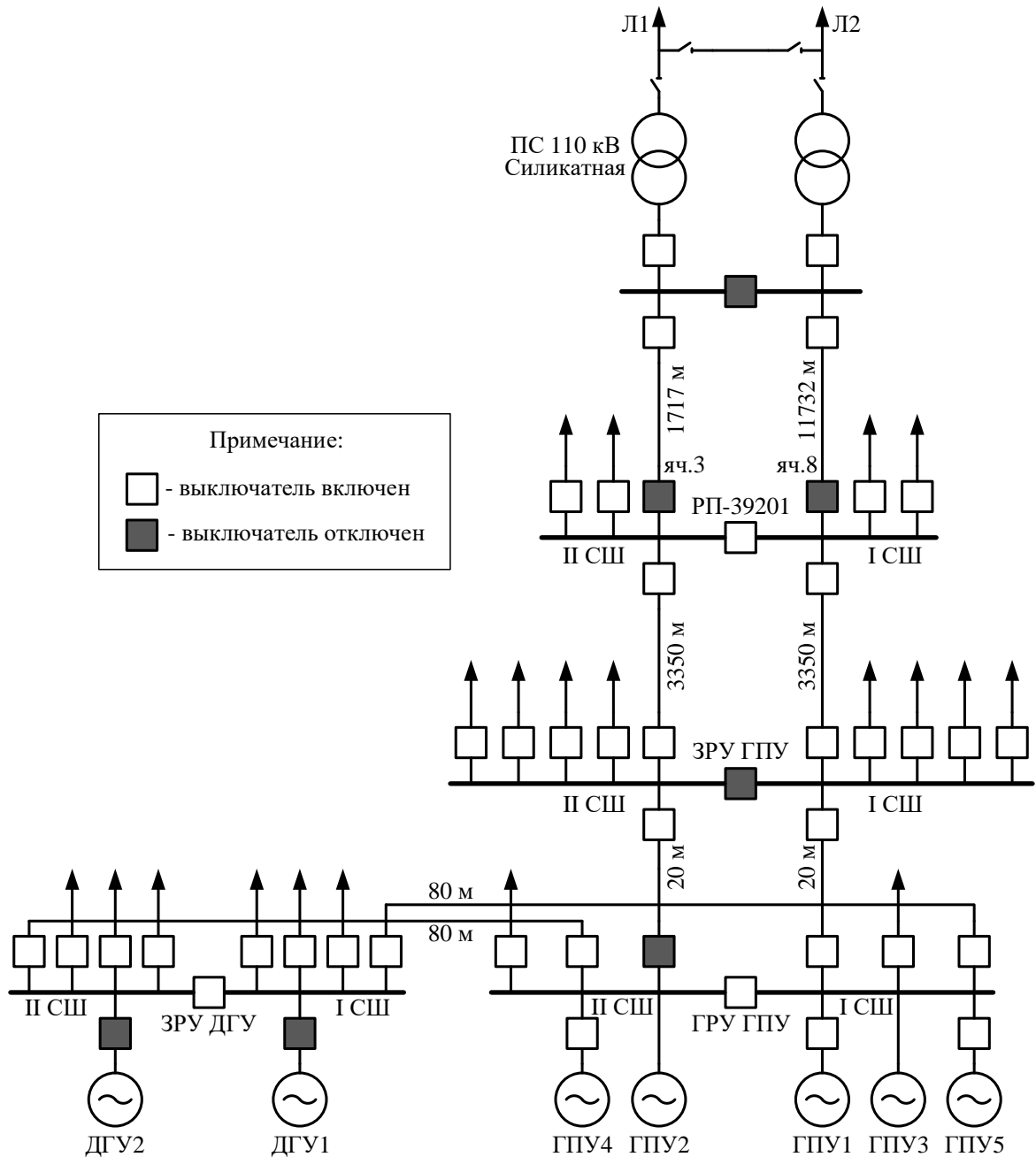


Рисунок 2.12 – Схема выдачи мощности Березовой ТЭЦ и присоединения MicroGrid к сети АО РЭС

Схема выдачи мощности и присоединения MicroGrid к внешней энергосистеме приведена на рисунке 2.12. На рисунке: ДГУ – дизель-генераторная установка; I СШ, II СШ – первая и вторая секция шин; ГРУ – генераторное распределительное устройство; ЗРУ – закрытое распределительное устройство; РП – распределительный пункт

MicroGrid присоединена к отпаечной ПС 110 кВ Силикатная внешней электрической сети двумя кабельными линиями 10 кВ длиной 1,4 км. Подстанция является двухтрансформаторной, мощность каждой из трансформаторов составляет по 16 МВА. Подстанция запитана отпайками от линий 110 кВ. Шины высокой и низкой стороны подстанции в нормальном режиме разделены. На шинах низкой стороны предусмотрен АВР.

Необходимость выполнения требований и обязательств по обеспечению надежного и качественного электроснабжения потребителей, а также повышения экономичности работы ТЭЦ за счет улучшения режимов электростанции, привели к желанию технологического присоединения MicroGrid «Берёзовое» к электрической сети АО Региональные электрические сети (РЭС) через ПС 110 кВ Силикатная с режимом параллельной работы с возможностями выдачи избыточных мощностей в сеть РЭС на основе использования специальной системной автоматики управления, реализующей в том числе предложенный алгоритм синхронизации.

В таблице 2.2 представлены углы включения при имитации синхронизации MicroGrid к сети АО РЭС предложенным методом, полученные при осциллографировании процесса с фиксацией факта выдачи команды на включение выключателя с момента срабатывания выключателя без его фактического включения.

Таблица 2.2 – Сводка результатов фиксации взаимного угла ( $\delta$ ) в процессе экспериментов с имитацией включения MicroGrid на параллельную работу в реальных условиях работы

№ опыта	Ячейка (выключатель) в сечении синхронизации	Время, с	
		t = 0 – момент выдачи команды на включение, t = 0,1 – максимальная задержка срабатывания выключателя	Взаимный угол ( $\delta$ ), град
1	8	0	1,14
		0,1	3,42
0		1,12	
0,1		4,2	
2		0	0
		0,1	0,82
3		-	-
		0,1	2
4		0	2
		0,1	0
5	0	-	
	0,1	1,3	
6	3	0	2,7
		0,1	2,6
0		2	
0,1		3,25	
7		0	0
		0,1	0
8		0	0
		0,1	1,88
9	0	0	
	0,1	0	
10	0	0	
	0,1	1,88	

Следует отметить, что допустимая фактическая разница углов для включения была обоснована на объекте как  $3,6^\circ$ . Без использования предложенного алгоритма синхронизации в 25% случаев угол включения превышал  $5^\circ$ . С использованием предложенного алгоритма превышение возникло только в одном из 10 опытов (10%) с углом  $4,2^\circ$ .

На рисунке 2.13 представлен процесс синхронизации автоматикой включения MicroGrid на параллельную работу с внешней энергосистемой на удаленном выключателе с улавливанием выполнения условий допустимого включения. При этом, как видно, синхронизация производится в условиях значительных стохастических изменений частоты MicroGrid (синий график). Электростанция MicroGrid регулирует частоту и напряжение, контроллер удаленного выключателя (РП 39201, яч.8) проверяет выполнение всех условий синхронизации согласно алгоритму (Рисунки 2.3, 2.4) и дает команду на включение выключателя.

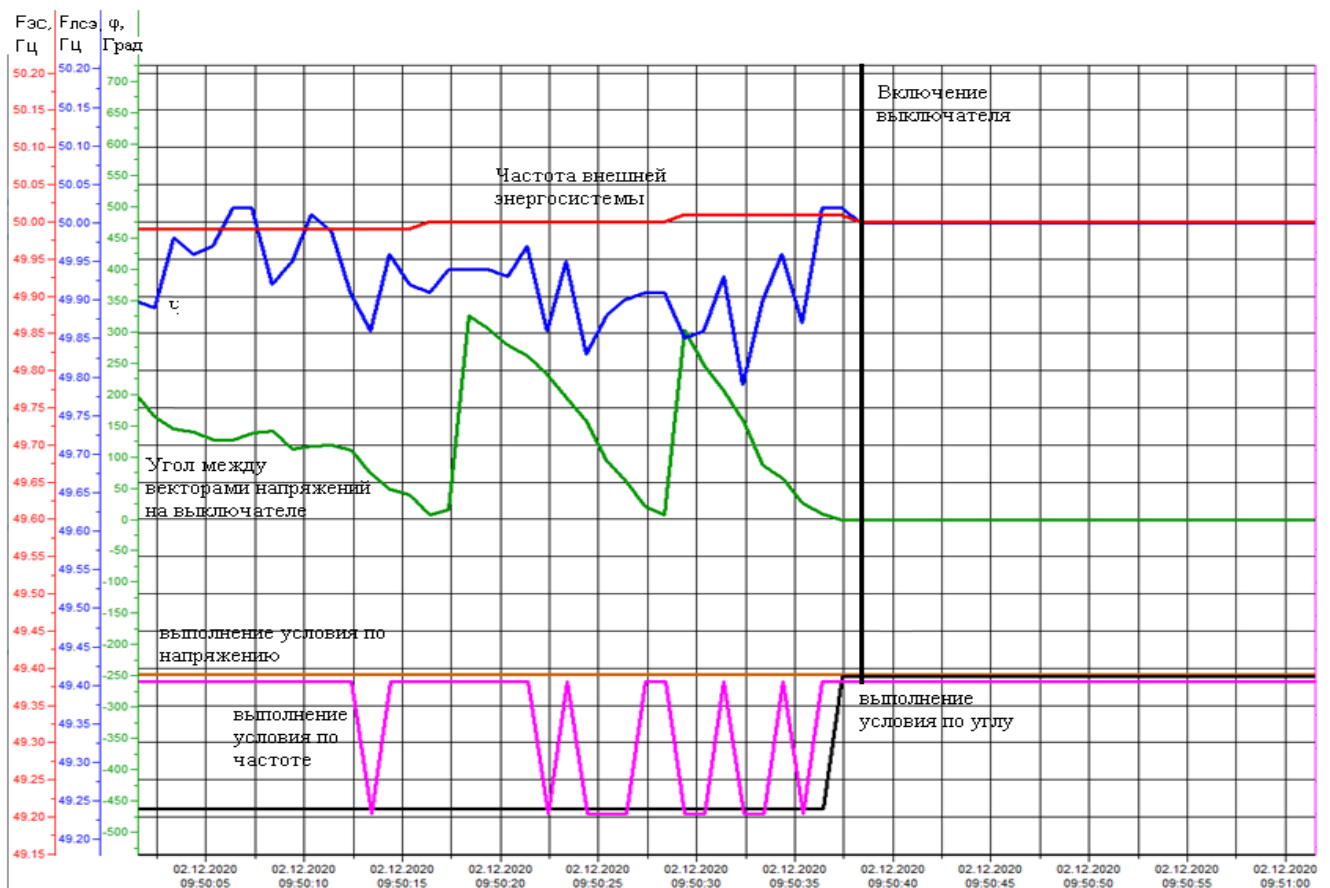


Рисунок 2.13 – Визуализация синхронизации MicroGrid с внешней сетью (ЕЭС России)

Верхняя часть рисунка - графики изменения частоты и взаимного угла напряжений при измерении на удаленном выключателе (РП 39201, яч.8) с улавливанием синхронизма. Нижняя часть – визуализация диспетчерского



контроля синхронизации (мониторинг выполнения каждого из условий включения выключателя), где представлены бинарные состояния выполнения условий синхронизации по напряжению (коричневый график), частоте (розовый график) и разности фаз (черный график). Условием допустимости синхронизации по частоте была максимальная разность частот 0,1 Гц и ввиду стохастичности нагрузки виден «дребезг» выполнения этого условия. Уставка срабатывания по углу была задана  $3^\circ$ . Однако, на графике видно несрабатывание выдачи команды на включение выключателя несколько раз при его возникновении. Это объясняется задержками программы улавливания синхронизма и измерения параметров, цикл которой равен 100 мс.

## **2.5 Способ удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с локальной системой электроснабжения**

Рассмотренные выше способы относились к синхронизации MicroGrid с мощной внешней сетью централизованного энергоснабжения, где частота в системе удерживается с высокой точностью [84], однако MicroGrid могут работать и в составе сетей малой мощности, где частота в нормальных режимах на уровне номинальной удерживается значительно хуже, а в послеаварийных режимах с разделением активной сети на части и с учетом работы противоаварийной автоматики (автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН), автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН), автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ), автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ)) имеет значительные квазиустановившиеся отклонения. При этом разделение происходит на удаленных коммутационных аппаратах, что делает работу автоматики на них с улавливанием синхронизма неэффективной. Для решения данной задачи в работе предложен и исследован специальный способ децентрализованной синхронизации аварийно или противоаварийно разделившихся частей сети.

Существует много способов, согласно которым осуществляются синхронизация и подключение на параллельную работу с энергосистемой как одиночных машин, так и частей энергосистемы, состоящих из нескольких электростанций, между собой [10,85–87].

К числу распространенных способов можно отнести, например, способ синхронизации возбужденного синхронного генератора с сетью [88] в котором достигается быстрое включение синхронного генератора на параллельную работу с сетью с малыми ударными токами без регулирования мощности (скорости) первичного двигателя в процессе разгона. Как вытекает из принципа действия, возбуждение генератора регулируется таким образом, чтобы при синхронной скорости вращения напряжение генератора равнялось напряжению сети. По мере разгона генератора напряжение на статорной обмотке генератора увеличивается пропорционально скорости вращения, и непрерывно сравнивается с напряжением сети. Включение генератора в сеть происходит при наборе номинальной скорости вращения и в момент, когда минимум напряжения биения становится меньше или равным 10% номинального напряжения генератора [88].

Помимо положительного эффекта рассматриваемый способ обладает некоторыми недостатками. Таковыми являются то, что: способ применяется только в случае, когда генератор исходно находился в отключенном состоянии; способ может применяться для синхронизации генератора с сетью при контроле напряжения генератора и сборных шин в месте его включения; способ нуждается в дополнительном устройстве для регулирования возбуждения в процессе разгона.

С целью снижения броска уравнивающего тока между источниками при синхронизации также существует способ синхронизации и включения на параллельную работу регулируемого статического источника переменного напряжения и источника переменного напряжения. Необходимо отметить, что способ может быть использован при построении систем электроснабжения или систем гарантированного электропитания, в которых для достижения надежности электропитания и повышения выходной мощности базового источника

электрической энергии в локальную или промышленную сеть дополнительно параллельно включают на общую нагрузку статический источник [89].

Регулируемым статическим источником в этом случае может быть преобразователь частоты, автономный инвертор напряжения или последовательное включение выпрямителя и автономного инвертора напряжения, а первичным источником энергии для них может быть синхронный генератор с переменной скоростью вращения ротора (ветроустановки, малые гидроэлектростанции, дизельные установки) или источник постоянного напряжения (солнечные панели, накопители энергии) [89].

При построении объектов MicroGrid и применении в них данного способа, можно выделить некоторые его недостатки. В частности, это: невозможность выполнения синхронизации частей электрической сети на удаленных коммутационных аппаратах без передачи данных о частоте, модуле и фазе напряжения с внешней стороны отключенного аппарата к устройству регулирования этих параметров статического источника; необходимость установки преобразователя частоты, инверторов и т.п., что сильно сказывается на удорожании рассматриваемого способа.

К числу примеров для осуществления синхронизации частей энергосистемы можно также отнести способ синхронизации энергосистемы и отделившегося в аварийном режиме энергорайона [90]. В способе синхронизация отделившейся части энергосистемы осуществляется путем измерения разности частот и фаз векторов напряжений на соединяемых с помощью выключателя элементах энергосистемы, отключения части нагрузки в отделившемся энергорайоне и включением выключателя при разности частот и фаз векторов напряжений менее допустимых значений. Также, дополнительно измеряются частота и величина генерации в отделившейся части энергосистемы и по данным параметрам определяется оптимальная величина мощности отключаемой нагрузки для осуществления синхронизации. Это позволяет уменьшить время синхронизации и, тем самым, сократить время отключения потребителей в аварийных режимах с отделением части энергосистемы [90].

Необходимо отметить, что рассмотренный способ преимущественно используется в большой энергетике при традиционном – централизованном энергоснабжении, а в современных интеллектуальных системах такой подход синхронизации не актуален. К примеру, в способе необходимо привлечение оперативного персонала для выполнения ручной синхронизации на выключателях, где отсутствуют синхронизирующие устройства, или использование телемеханики для передачи данных о частоте, фазе напряжения и команд на включение удаленных коммутационных аппаратов. Кроме того, в способе, внимание уделяется только частоте, а регулирование напряжения во время синхронизации отсутствует. Пренебрежение таких важных аспектов в современных энергосистемах, в частности, интеллектуальных, не допускается.

Таким образом, перечисленные способы не могут быть применены в интеллектуальных сетях с MiniGrid, в которых нагрузка потребителей меняется стохастическим образом. Также, в таких сетях возможны случаи зависания частоты и напряжения на повышенном или пониженном уровне. Следовательно, такие явления могут приводить к невыполнимости условий синхронизации.

Для достижения успешной синхронизации в сетях с Mini- и MicroGrid предложен новый *способ удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами* [91]. Назначением способа является автоматическая синхронизация и восстановление нормального режима параллельной работы разделившихся частей электрической сети на удаленных коммутационных аппаратах без использования передачи данных и команд телеуправления ими.

Способ предполагает, что после аварийного разделения сети на отключившихся аппаратах автоматически запускается контроль условий допустимого включения на параллельную работу разделяемых ими частей сети, в отделившихся частях сети системы управления балансами активной и реактивной мощности восстанавливают допустимые значения частоты и напряжения, и, при необходимости, осуществляют низкочастотное согласованное изменение этих параметров в пределах допустимых значений. При этом, при выполнении условий

допустимого включения на параллельную работу разделенных частей сети, коммутационные аппараты, связывающие разделенные части сети, включаются [91].

Рассмотрим пример схемы электрической сети с двумя ЛСЭ, в которой после ее аварийного разделения осуществляется удаленная синхронизация разделившихся частей (Рисунок 2.14).

Схема представляет из себя две ЛСЭ с возможностью параллельной работы между собой и с внешней сетью. В состав внешней сети входят (часть, выделенная фиолетовым цветом) нагрузки Н1, Н2 питание которых осуществляется со стороны сборной шины 6-10 кВ через головной выключатель В1. ЛСЭ-1 состоит (часть, выделенная зеленым цветом) из нагрузок Н3, и станции с двумя генераторами Г1, Г2 с выключателями В2, В3 и блока управления БУ1. В ЛСЭ-2 входят (часть, выделенная оранжевым цветом) нагрузки Н4, и станция с двумя генераторами Г3, Г4 с выключателями В4, В5 и блока управления БУ2.

Реклоузеры Р1, Р2, Р3 используются для разделения и воссоединения частей сети. В случае воссоединения, когда с двух сторон реклоузера есть напряжение, обязательным является выполнение условий синхронизации, для чего дополнительно на реклоузерах устанавливаются синхронизаторы С1, С2, С3. В этом случае синхронизация осуществляется с улавливанием момента синхронизма. Необходимо отметить, что реклоузеры снабжены АПВ однократного действия, т.е. при всяком срабатывании защиты на отключение в реклоузере предусмотрена однократное включение его выключателя. Это необходимо для сохранения параллельной работы частей сети при проходящем (не устойчивом) КЗ.

В случае устойчивого КЗ при неуспешной АПВ выставляется запрет на последующее включение, ожидается устранение возмущения силами оперативно-выездных бригад. После устранения возмущения, восстановление электроснабжения потребителей осуществляется путем подачи напряжения на них.

Следует отметить, что эффективная работа способа достигается при разделении сети на части коммутационными аппаратами Р1, Р2, Р3 в местах, чтобы

суммарная мощность генераторов ЛСЭ-1 и ЛСЭ-2 была соизмерима с максимальной нагрузкой групп потребителей Н3 и Н4 соответственно.

Рассмотрим работу данного способа синхронизации.

*Случаи возникновения устойчивого КЗ в сети, и аварийного перехода ЛСЭ-1 и ЛСЭ-2 из параллельного в островной режим*

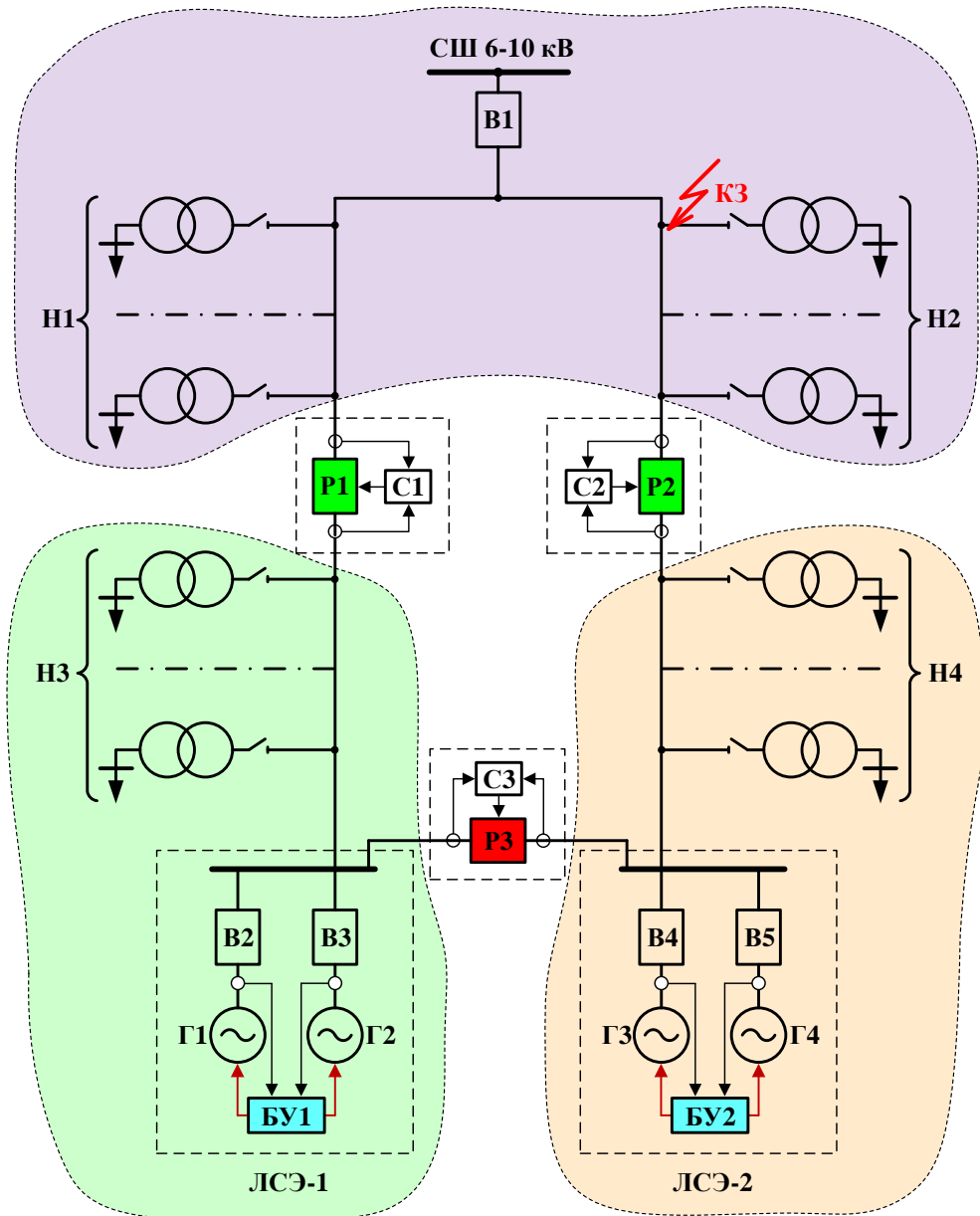


Рисунок 2.14 – Пример схемы электрической сети, содержащей две ЛСЭ

Исходно ЛСЭ-1 и ЛСЭ-2 работают параллельно с внешней электрической сетью (при отключенном П3). При возникновении аварийного возмущения, например, при КЗ на фидере нагрузки Н2, срабатывает быстродействующая защита

с отключением реклоузеров P1, P2 и разделением сети, последующим срабатыванием защиты и отключением выключателя В1. АПВ однократного действия с учетом отсутствия напряжения со стороны внешней сети включает повторно с разными задержками по времени реклоузеры P1, P2. Однако, т.к. КЗ устойчивое реклоузеры вновь отключаются. Допустимость послеаварийного режима в ЛСЭ-1 и ЛСЭ-2 обеспечивается АОСЧ, АОПЧ, АОСН, АОПН, а также работой регуляторов напряжения и частоты.

В случае образования несбалансированной (дефицитной или избыточной) части, т.к. в ней могут отсутствовать резервы мощности или же исчерпаны возможность регулирования регуляторами частоты и напряжения, в послеаварийном режиме допускается работа с пониженными или повышенными параметрами.

Для восстановления целостности разделившихся частей сети (объединения на параллельную работу ЛСЭ-1 и ЛСЭ-2 через P3) запускается режим “сканирования” выполнения условий синхронизации на удаленных коммутационных аппаратах с согласованным управлением частотой и напряжением. Согласованное (одновременное и пропорциональное изменение частоты и напряжения относительно номинальных значений) изменение частоты и напряжения в разных частях ЛСЭ-2, в том числе на реклоузере P3 создает одновременность выполнения условий допустимости взаимного скольжения, разницы модуля и фаз напряжений.

На рисунке 2.15 такой процесс иллюстрируется для случая синхронизации сбалансированной ЛСЭ-2 с несбалансированной ЛСЭ-1 в послеаварийном режиме.

Для обеспечения выполнимости условий синхронизации на P3 (включения на параллельную работу ЛСЭ-1 и ЛСЭ-2) на генераторах ЛСЭ-2 блок управления БУ2 запускает (например, в течение 5 минут) вторичное согласованное (одновременное и пропорциональное изменение частоты и напряжения относительно номинальных значений) низкочастотное регулирование частоты (с помощью вторичного регулирования частоты) и напряжения (с помощью вторичного регулирования напряжения) в пределах допустимых диапазонов их изменения.

Согласованное изменение частоты и напряжения в разных частях ЛСЭ-2, в том числе на реклоузере РЗ создает одновременность выполнения условий допустимости взаимного скольжения, разницы модуля и фаз напряжений (Рисунок 2.15).

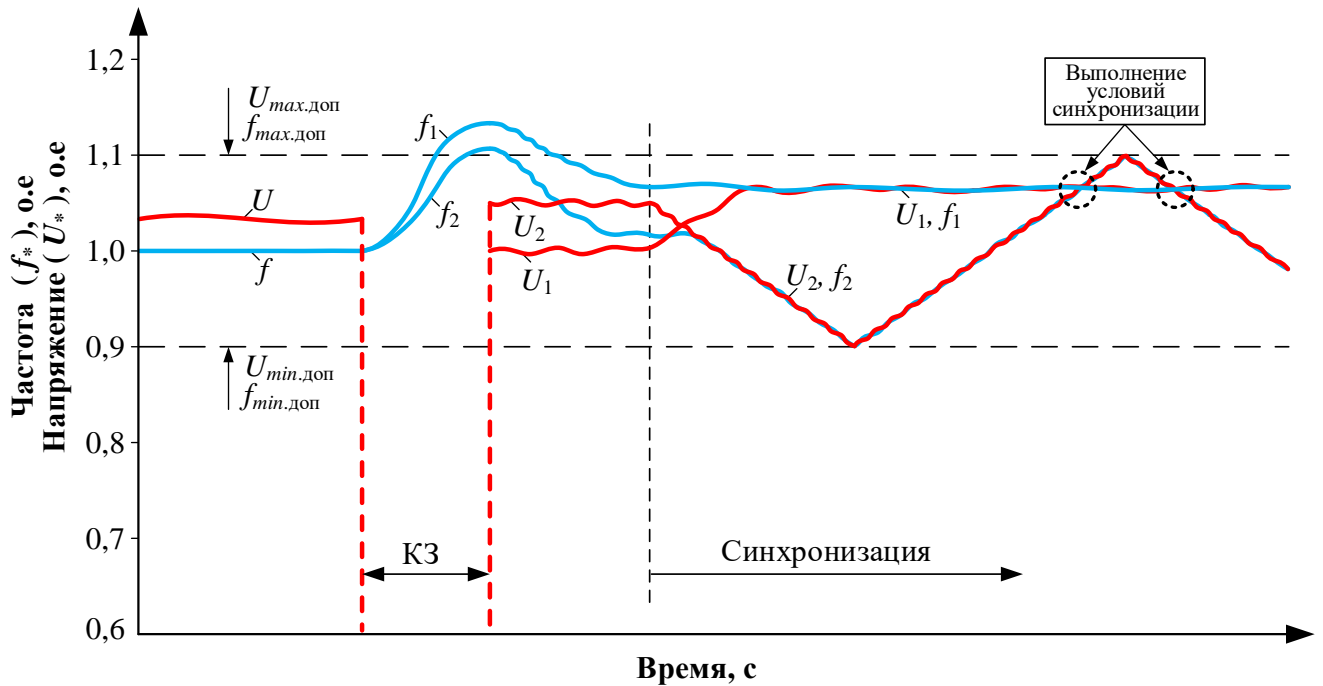


Рисунок 2.15 – График процесса создания вторичного согласованного низкочастотного регулирования частоты и напряжения на генераторах ЛСЭ

Так как, ЛСЭ-1 не сбалансирована и ее режимные параметры, в частности частота ввиду невозможности ее регулирования зависла на повышенном уровне, то блоком управления БУ1 осуществляется соответствующее отклонению частоты от номинального значения повышение напряжения (Рисунок 2.15).

Вышеописанные действия на обоих ЛСЭ приводят к выполнимости условий синхронизации ЛСЭ-1 и ЛСЭ-2 на реклоузере РЗ, и обеспечивают их успешное включение на параллельную работу.

Дальнейшее восстановления нормального режима может проходить по следующим сценариям:



*Сценарий 1. Восстановление с участием оперативного персонала*

Так как на устранение устойчивого КЗ с восстановлением сети оперативно-выездной бригаде требуется некоторое, заранее неопределенное, время, то дальнейшее восстановление производится с его участием.

После устранения КЗ и включения выключателя В1 и появления нормального напряжения на Р1 и Р2 оперативный персонал отключает Р3, с блокировкой включения на максимальное время синхронизации, снимает блокировку включения Р1 и Р2 и дает команду дежурным электростаций ЛСЭ-1 и ЛСЭ-2 на запуск "сканирования" синхронизации.

В результате произойдет двухшаговая синхронизация ЛСЭ-1 и ЛСЭ-2 с внешней сетью при разомкнутом Р3.

*Сценарий 2. Автоматическое восстановление*

С задержкой на максимальное нормативное время устранения КЗ оперативным персоналом в объединенной части сети (ЛСЭ-1 с ЛСЭ-2) запускается сканирование условий синхронизации. Если, при этом, КЗ было устранено, то при появлении напряжения на пусковых органах реклоузеров Р1, Р2 с двух сторон, в синхронизаторах С1, С2 производится проверка выполнения условий синхронизации. Одновременное включение двух реклоузеров (Р1, Р2) маловероятно, поэтому первым включится тот реклоузер, у которого раньше выполняются условия синхронизации. При этом стабилизация частоты будет свидетельствовать об успешном подключении к внешней сети и станет запретом для других включений во избежание шунтирования внешней сети. Целостность сети будет восстановлена, но с другой схемой коммутации.

По факту смены реакции ЛСЭ-1 и ЛСЭ-2 на вторичное регулирование скорости и напряжения при изменениях частоты и напряжения идентифицируется восстановление параллельной работы разделившихся частей сети, прекращается низкочастотное периодическое вторичное регулирование частоты и напряжения, регулирование мощности и возбуждения переводится БУ1, БУ2 в режим регулирования обменного перетока и косинуса угла.

Таким образом, в данном способе блоки управления коммутационных аппаратов, регуляторы генераторов частот электрической сети не взаимодействуют между собой, но совместно выполняют децентрализованную синхронизацию генерирующих устройств и восстановление их нормального режима параллельной работы с внешней сетью.

## **2.6 Реализация алгоритма децентрализованной синхронизации**

После устранения аварийного возмущения и отработки противоаварийной автоматики (АОСН, АОПН, АОПЧ, АОСЧ) в разделившихся частях сети с малой генерацией не гарантируется соблюдение баланса мощности, возникает задача воссоединения этих частей в единую систему при значениях частоты и напряжения, значительно отличающихся от номинальных. Для достижения успешности синхронизации предлагается специальная система управления мощностью энергоблоков и возбуждением генераторов.

Условия синхронизации активных частей сети успешно выполняются при осуществлении определенных действий, порядок которых следующий:

- определяется класс баланса мощностей в разделившихся частях сети;
- осуществляется гармонизация частоты и напряжения в разделившихся частях сети;
- осуществляется специальное управление мощностью и возбуждением генераторов в сбалансированно разделившихся частях сети для создания условий синхронизации на удаленных коммутационных аппаратах при и значительных отклонениях параметров от номинальных значений.

Рассмотрим перечисленные действия подробнее.

### **Классы баланса мощностей разделившихся частей сети**

Для того, чтобы осуществить специальное управление мощностью и возбуждением генераторов, необходимо идентифицировать, в каком классе баланса мощностей оказались отдельные части сети после деления.

В таблице 2.3 представлено множество классов баланса мощностей частей сети. Для классов К2-К9 характерно существование таких небалансов мощности, при которых невозможно восстановление режима с близкими к номинальным, параметрами. Под классом К10 понимается пассивная часть сети, в которой потребители полностью теряют энергоснабжение. В класс К1 входят те части распавшейся сети, в которых удастся поддержать баланс активной и реактивной мощности.

Таблица 2.3 – Множество классов баланса мощностей частей сети

Обозначение класса	Соотношение генерации и потребления мощности	Режимные параметры сети после распада	
		Частота – $f$	Напряжение – $U$
К1	Баланс активной и реактивной мощностей	$f \approx f_{\text{ном}}$	$U \approx U_{\text{ном}}$
К2	Баланс активной и избыток реактивной мощностей	$f \approx f_{\text{ном}}$	$U \gg U_{\text{ном}}$
К3	Баланс активной и дефицит реактивной мощностей	$f \approx f_{\text{ном}}$	$U \ll U_{\text{ном}}$
К4	Избыток активной и баланс реактивной мощностей	$f \gg f_{\text{ном}}$	$U \approx U_{\text{ном}}$
К5	Дефицит активной и баланс реактивной мощностей	$f \ll f_{\text{ном}}$	$U \approx U_{\text{ном}}$
К6	Избыток активной и реактивной мощностей	$f \gg f_{\text{ном}}$	$U \gg U_{\text{ном}}$
К7	Избыток активной и дефицит реактивной мощностей	$f \gg f_{\text{ном}}$	$U \ll U_{\text{ном}}$
К8	Дефицит активной и избыток реактивной мощностей	$f \ll f_{\text{ном}}$	$U \gg U_{\text{ном}}$
К9	Дефицит активной и реактивной мощностей	$f \ll f_{\text{ном}}$	$U \ll U_{\text{ном}}$
К10	Отсутствие генерации мощности	0	0

Класс каждой автономно работающей части сети определяется на их же станциях. В свою очередь, на каждой из станции в системе управления имеется модуль идентификации класса по локальным параметрам (без передачи информации о режимных параметрах с удаленных частей сети).

Причинами невозможности восстановления частоты и напряжения (из набора классов) в частях сети являются исчерпание возможности регулирования устройствами АРС и АРВ.

На рисунках 2.16, 2.17 и 2.18 приведены блок-схемы алгоритма идентификации класса баланса мощностей разделенных частей сети, представленные по методу ведущей линии (в общем виде и с учетом декомпозиции).

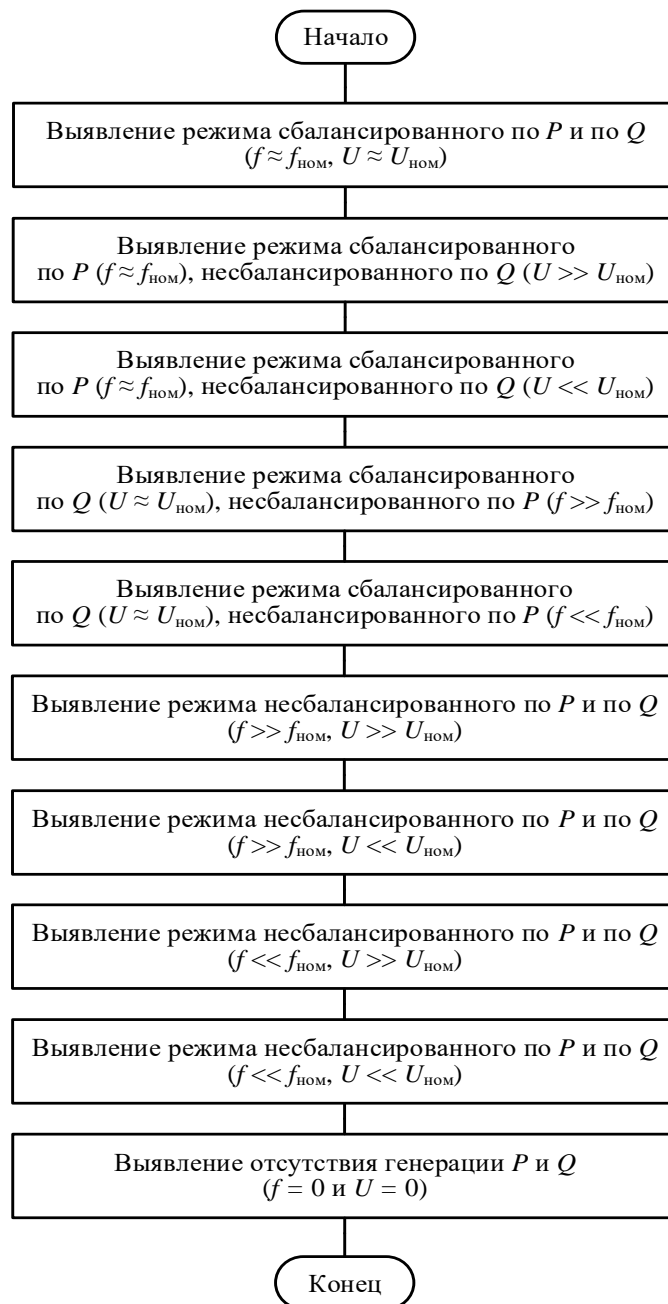


Рисунок 2.16 – Блок-схема алгоритма идентификации класса баланса мощностей общего вида

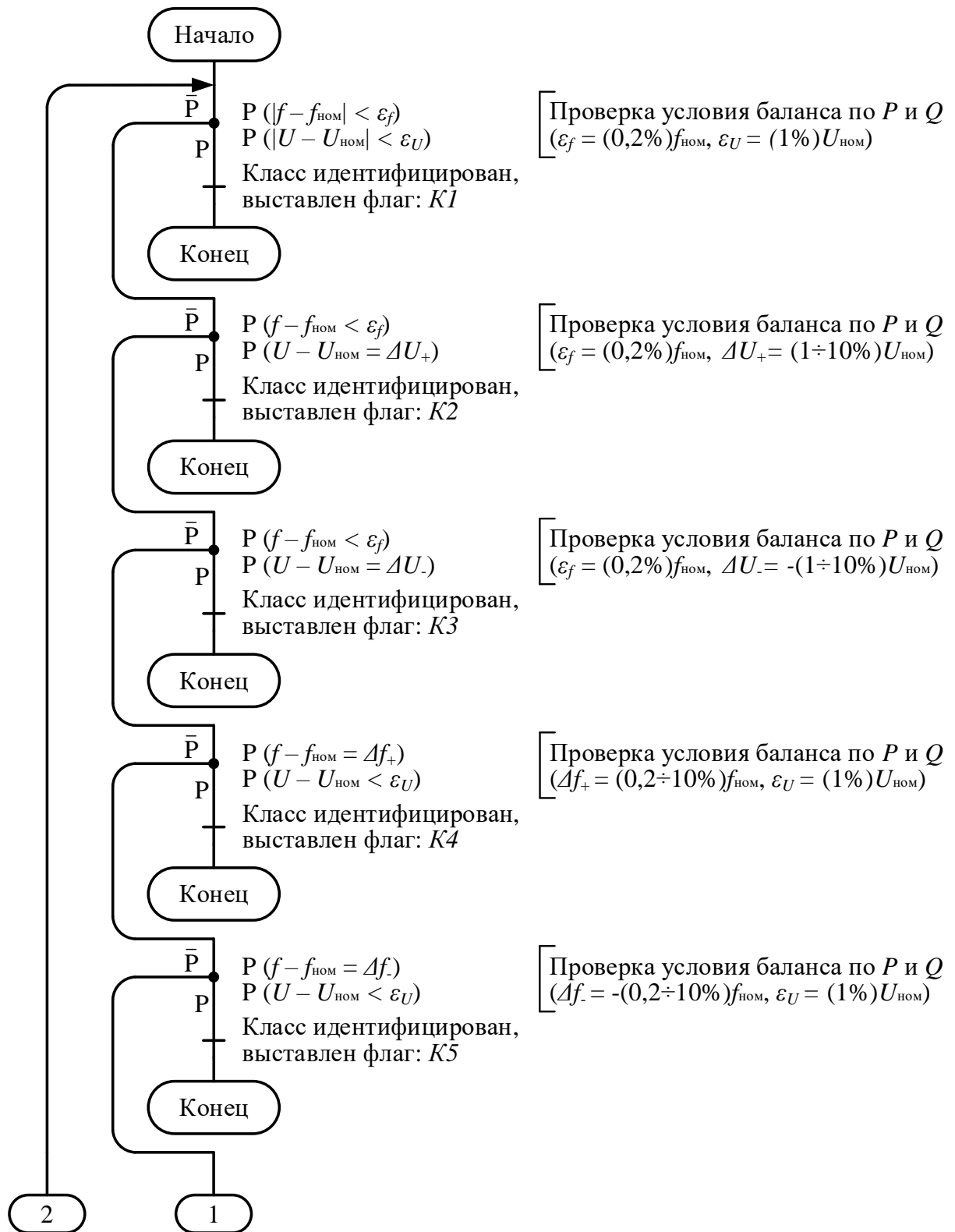


Рисунок 2.17 – Декомпозиция алгоритма определения класса баланса мощностей  
(начало)

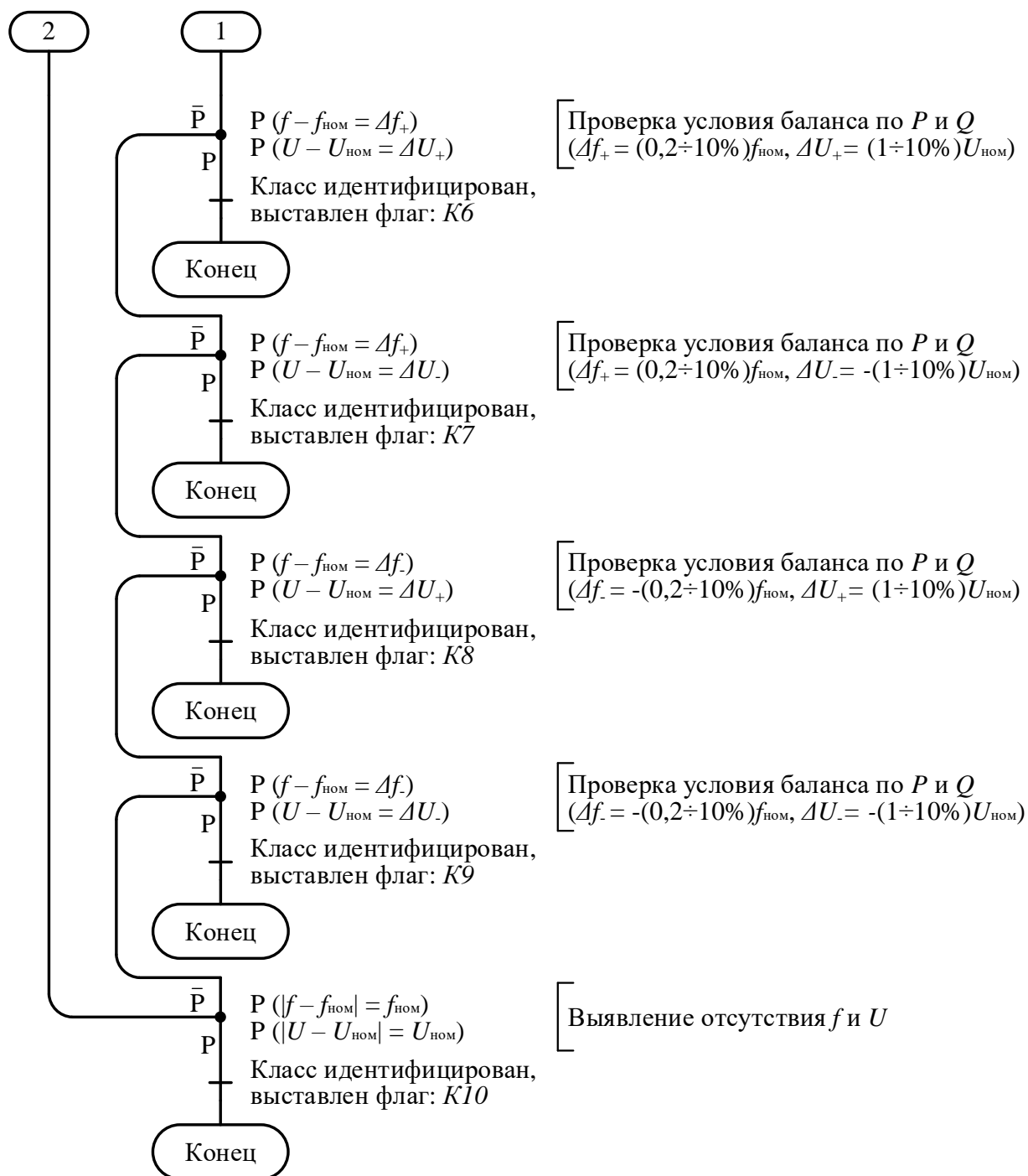


Рисунок 2.18 – Декомпозиция алгоритма определения класса баланса мощностей  
(конец)

Если в распавшейся сети присутствуют разные классы состояний (из набора классов таблицы 2.3), то успешность классической пассивной синхронизации маловероятна, а активная тоже маловероятна, т.к. при децентрализованной синхронизации отсутствует информация о значениях режимных параметров в удаленных местах синхронизации.

## Гармонизация режимных параметров

Под *гармонизацией* понимается такая работа регуляторов возбуждения и мощности при которых осуществляется приведение относительных отклонений напряжения и частоты от номинальных значений к одинаковому значению для обеспечения их последующего согласованного изменения или обеспечения равенства и постоянства в относительных значениях (Рисунок 2.19).

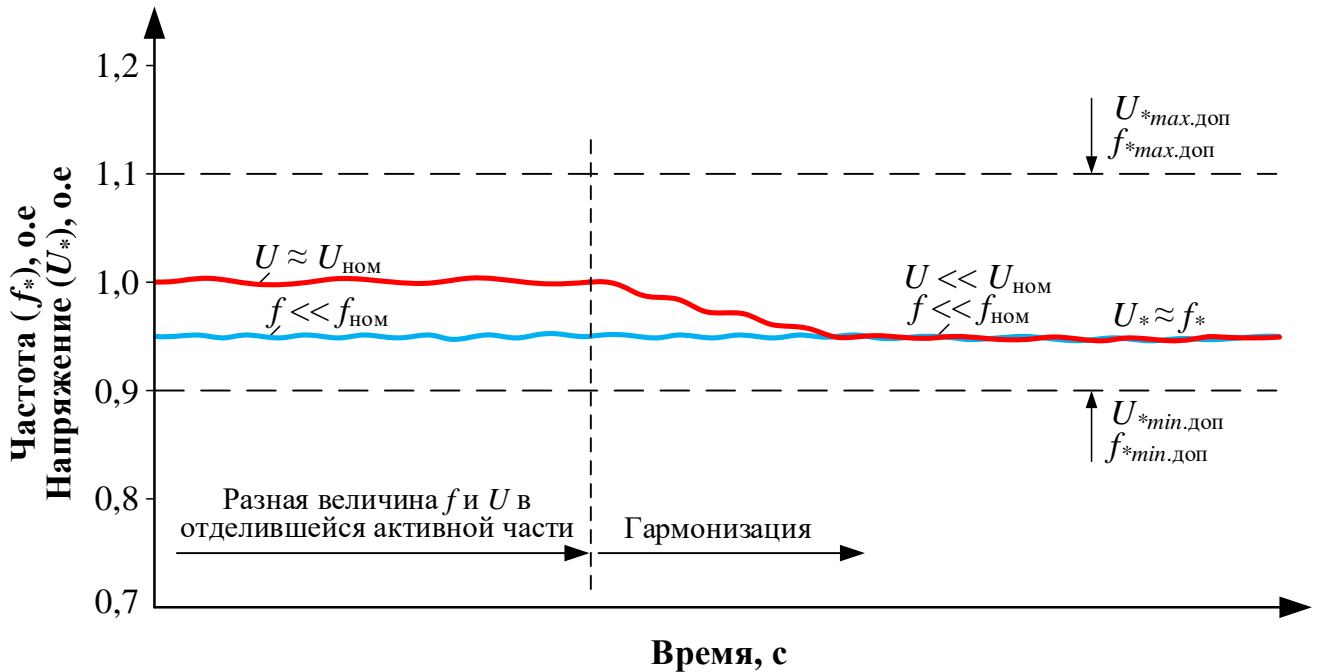


Рисунок 2.19 – Пример процесса гармонизации активной части сети класса К5

Для объединения распавшихся частей сети необходимо, чтобы части сети класса К1, разделенные на общем коммутационном аппарате, объединялись между собой с классической синхронизацией, а имеющие общие выключатели с несбалансированными частями объединялись в результате специализированного управления (со сканированием условий синхронизации на параметрах, далеких от номинальных) с последующим балансированием объединенных частей. Части сети с классом К10 подключаются к частям сети классов К1, К6 без синхронизации.

Для того, чтобы части сети классов К2-К9 смогли успешно синхронизироваться с частями класса К1, необходимо предварительно гармонизировать их режимные параметры (частоту и напряжение).

На рисунке 2.19 приведен пример гармонизации активной части сети с классом К5 (с дефицитом активной мощности). В такой ситуации гармонизацию осуществляют по второму параметру, в случае рисунка 2.19 – по напряжению. Согласно алгоритму, устройство АРВ снижает напряжение до величины, в котором оно равнялась бы величине частоты в относительных значениях от номинального.

Алгоритм, по которому осуществляется гармонизация для классов К1-К9 приведен на рисунке 2.20.

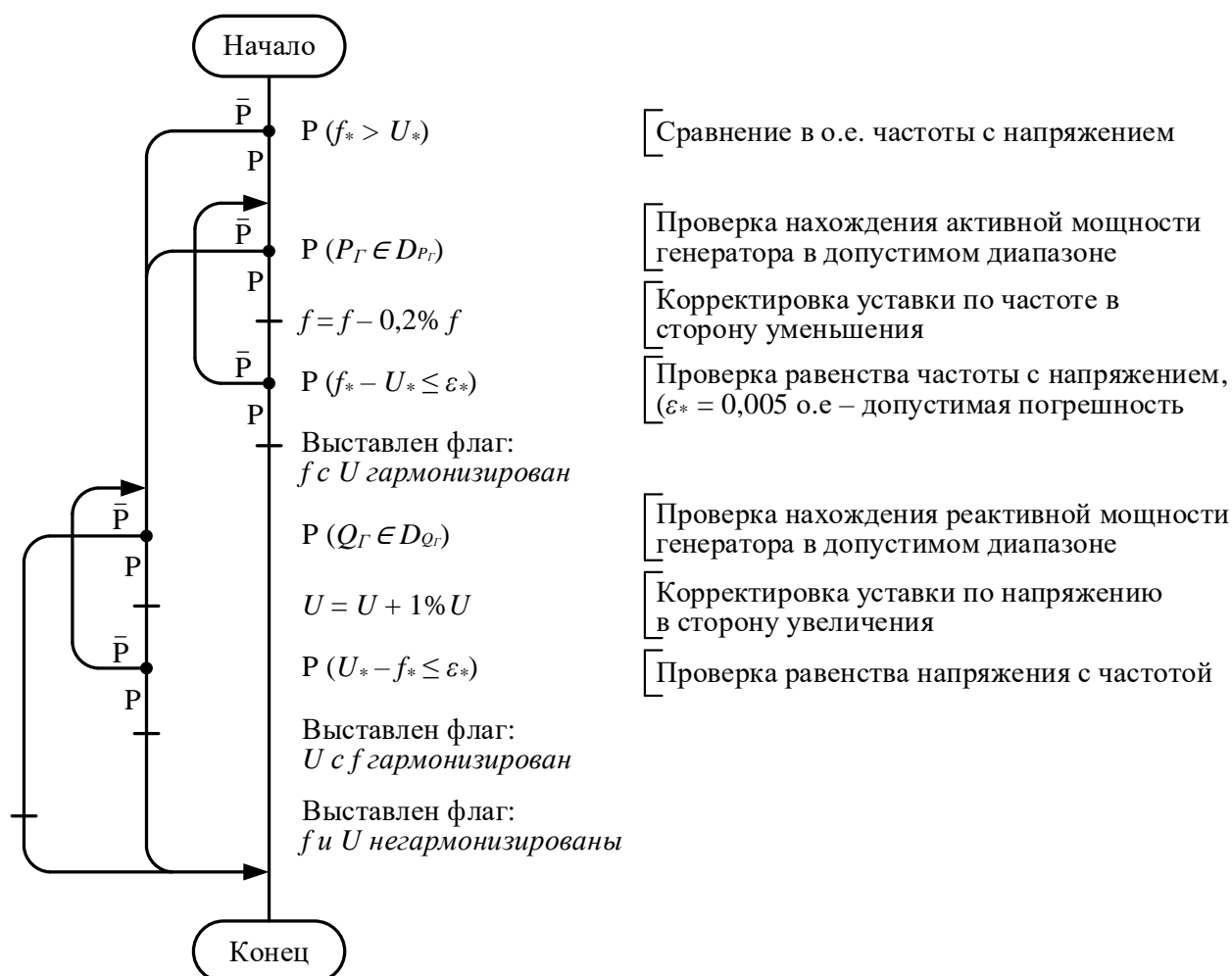


Рисунок 2.20 – Алгоритм гармонизации частоты и напряжения



## Специальное управление мощностью и напряжением генератора активной части сети в процессе сканирования условий синхронизации

Для успешности децентрализованной синхронизации, восстановления целостности и нормальности режима активной сети после нормализации необходимо применить специальное управление – сканирование условий синхронизации на параметрах сети, значительно отличающихся от номинальных.

Под *сканированием* понимается осуществление вторичного согласованного низкочастотного изменения гармонизированных частоты и напряжения в пределах допустимых диапазонов их отклонений.

Ввиду отсутствия данных о режимных параметрах на удаленных выключателях, осуществляющих АПВ с улавливанием синхронизма, на электростанциях в частях сети класса К1 создание условий для синхронизации разделившихся частей предлагается осуществлять с помощью вторичного регулирования АРС и АРВ с низкочастотным согласованным изменением частоты и напряжения. На этих устройствах запускается изменение гармонизированных частоты и напряжения по заданному закону, например, линейному (Рисунок 2.21) либо синусоидальному (Рисунок 2.22) во всем диапазоне допустимых изменений параметров для послеаварийного режима.

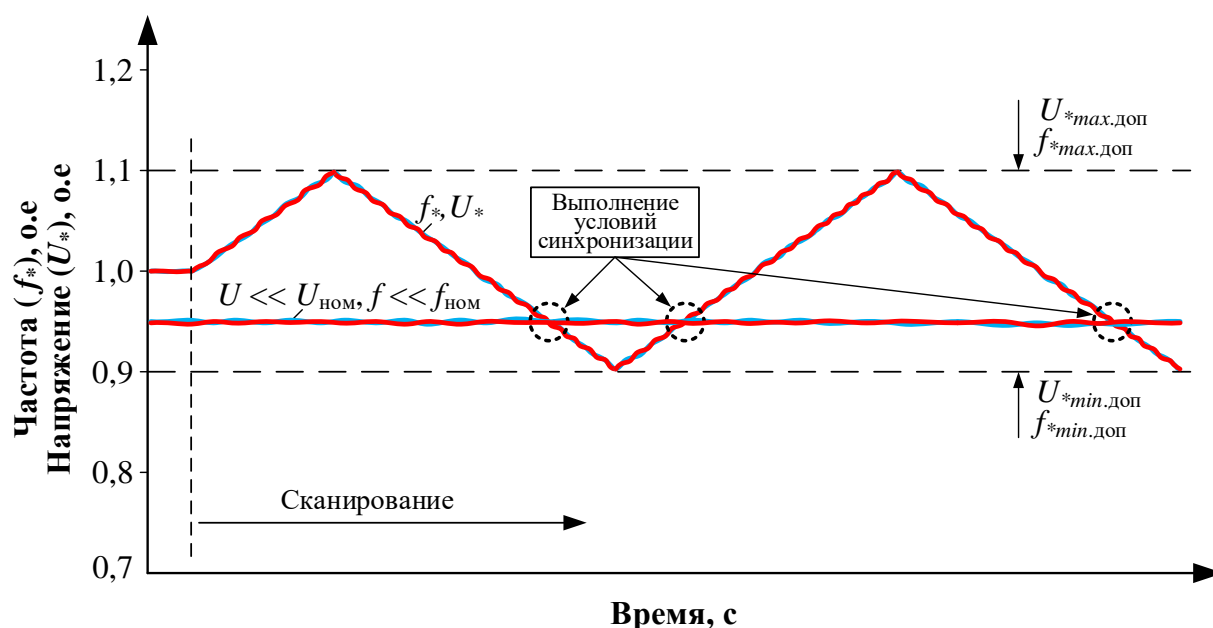


Рисунок 2.21 – Сканирование выполнения условий синхронизации по линейному закону

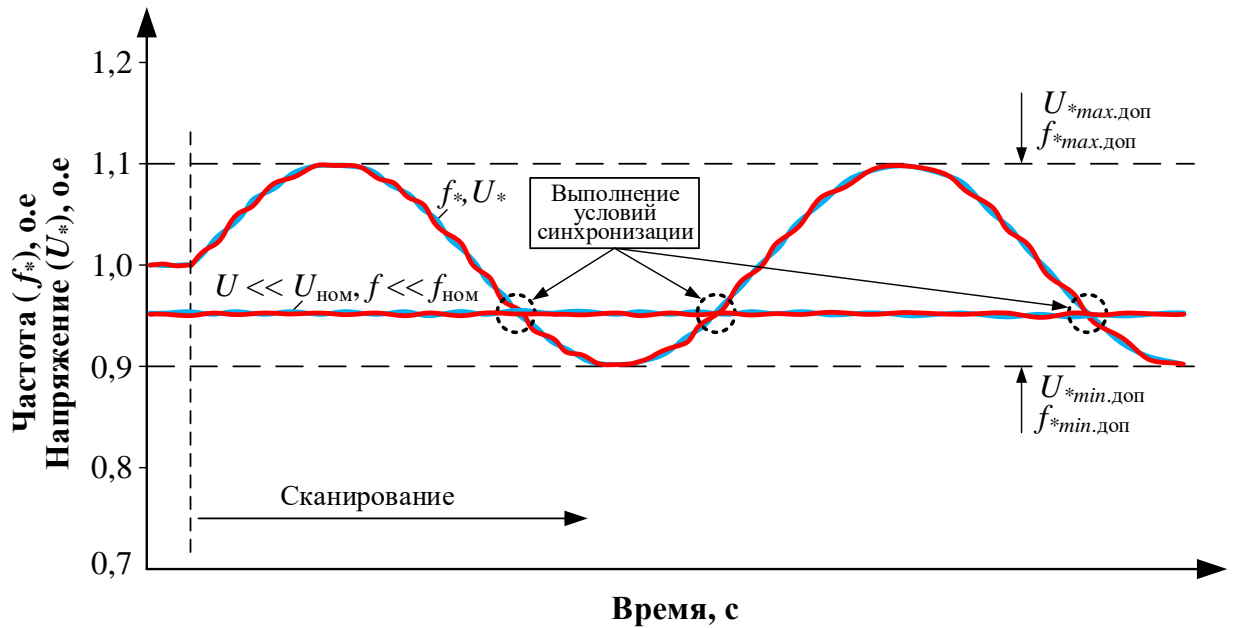


Рисунок 2.22 – Сканирование выполнения условий синхронизации по синусоидальному закону

На рисунках 2.21 и 2.22 представлены примеры низкочастотного изменения частоты и напряжения ( $f, U$ ) в активной части сети класса К1 и гармонизированной другой части сети с пониженными параметрами ( $f \ll f_{\text{ном}}, U \ll U_{\text{ном}}$ ), соответствующей классу К9.

На рисунке 2.23 приведена блок-схема системы регулирования мощности и напряжения генератора, сканирующего условия синхронизации.

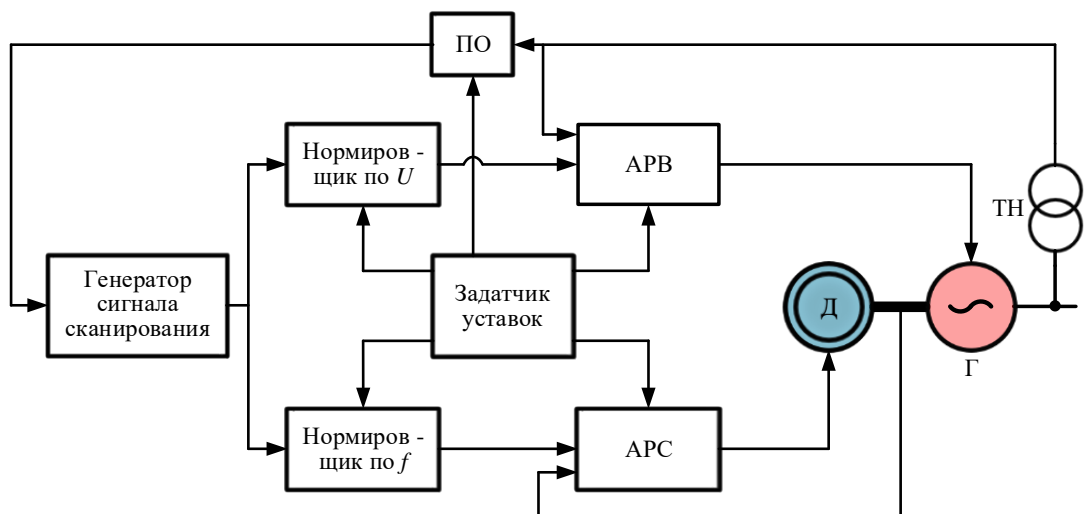


Рисунок 2.23 – Блок-схема системы управления мощностью и напряжением генератора, сканирующего условия синхронизации (Блок управления)

На рисунке 2.23: Г – генератор; Д – приводной двигатель; ТН – измерительный трансформатор напряжения; ПО – пусковой орган; АРВ – автоматический регулятор возбуждения; АРС – автоматический регулятор скорости

При осуществлении сканирования в частях сети со сбалансированным классом при синхронизации с другими гармонизированными классами обязательно появляются точки пересечения параметров двух частей сети, что естественно приводит к выполнению условий синхронизации. Вследствие чего срабатывают пусковые органы включая объединяющий коммутационный аппарат (выключатель, реклоузер).

Алгоритм, по которому осуществляется синусоидальное сканирование в части сети с классом К1 приведен на рисунке 2.24, а линейное сканирование на рисунке 2.25.

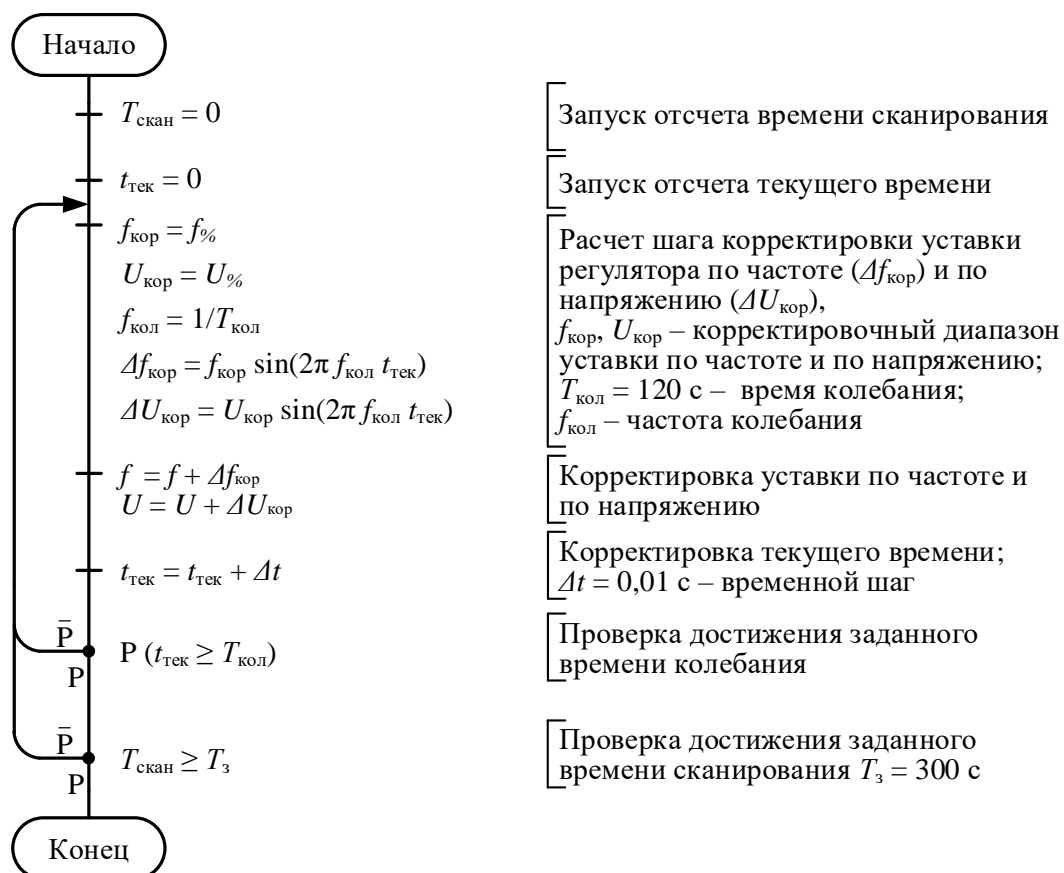


Рисунок 2.24 – Алгоритм синусоидального сканирования

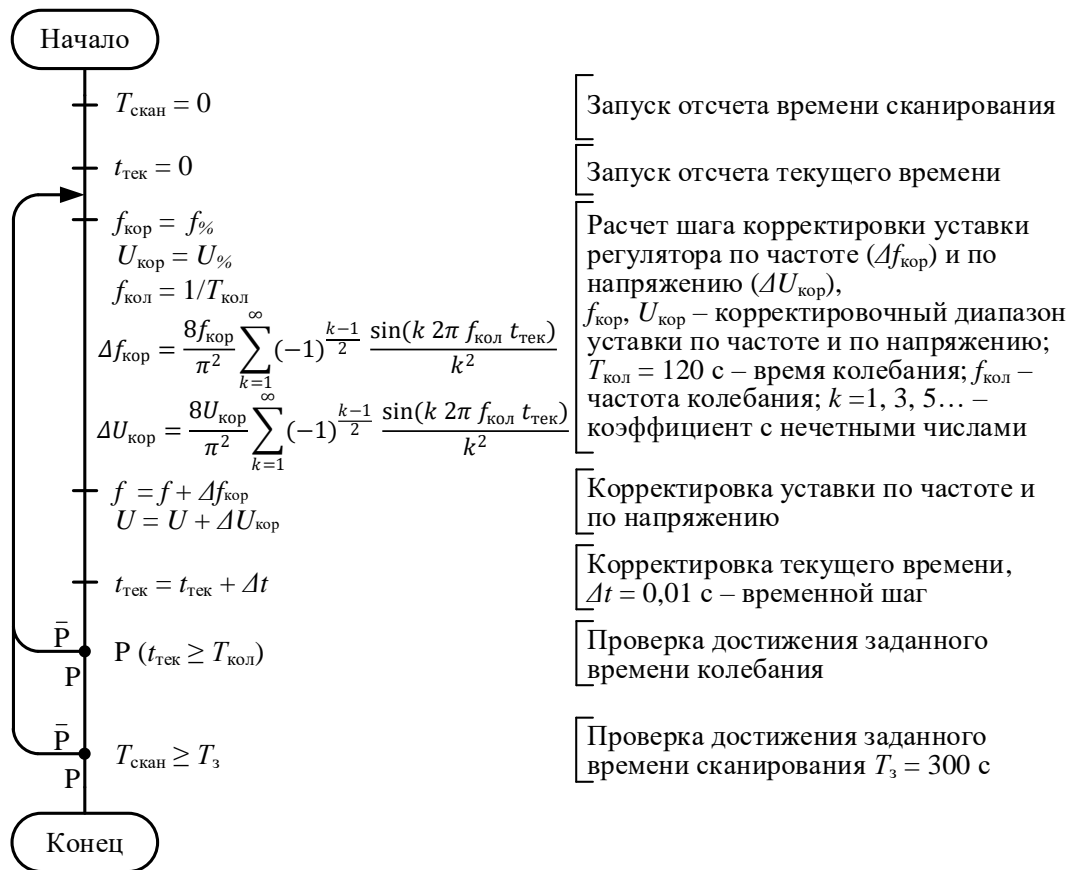


Рисунок 2.25 – Алгоритм линейного сканирования

## 2.7 Критические параметры процесса сканирования условий синхронизации

Успешность синхронизации определяющим образом зависит от параметров процесса сканирования его условий, к числу которых следует отнести:

- Диапазон согласованного изменения частоты и напряжения,
- Форма периодического изменения частоты и напряжения при сканировании,
- Частота (период) изменения частоты и напряжения при сканировании,
- Фазовое смещение изменений при одновременном сканировании генераторов в разных разделенных частях сети.

Остановимся на каждом из этих параметров подробнее.

*Диапазон согласованного изменения частоты и напряжения* определяется предельно возможными их установившимися отклонениями в послеаварийных режимах. Для частей изолированно работающих энергосистем малой мощности или активных сетей можно ориентироваться на отклонения  $\pm 4\%$  (Приложение Д).

Форма периодического изменения предпочтительна линейная, т.к. пересечения линейных функций всегда будут происходить при постоянстве угла, т.е. постоянстве изменения взаимного скольжения синхронизируемых векторов, независимо от места их пересечения (значения совпадающих частот).

Частота (период) изменения частоты и напряжения при сканировании определяется условием обязательности прохождения взаимным углом синхронизируемых векторов через 0 на интервале изменения скольжения  $\pm S_{\text{доп}}$  (например, при  $\pm 0,1$  Гц/с), что означает поворот угла на 360 град при изменении скольжения в указанном диапазоне.

Данные условия графически можно представить следующим образом (Рисунок 2.26).

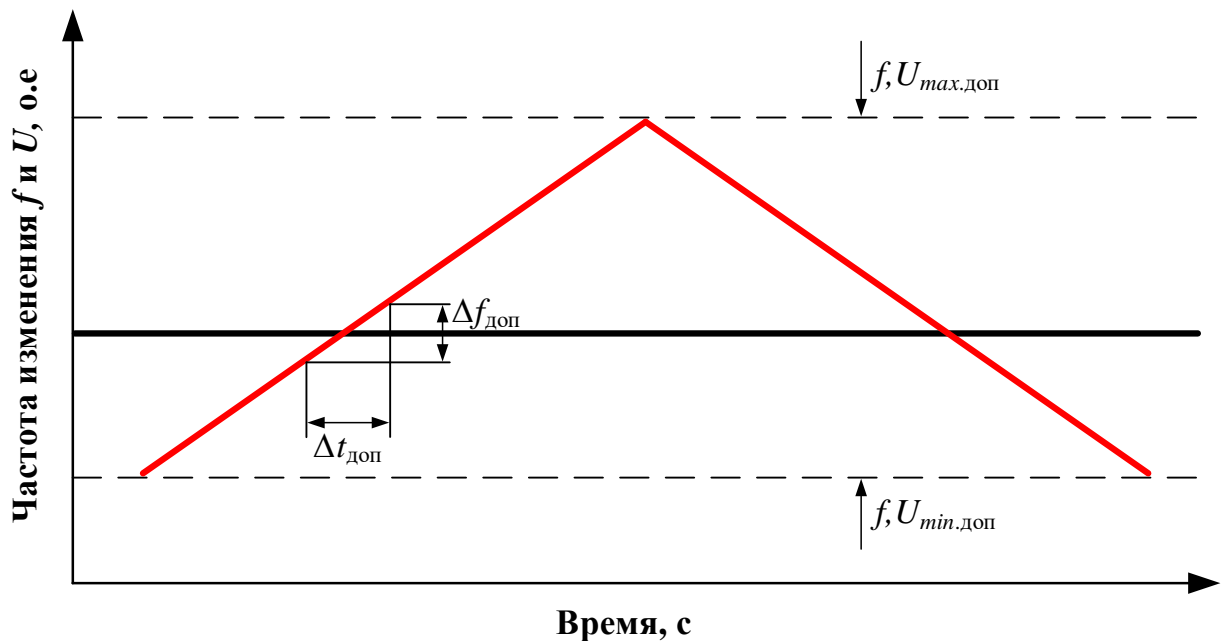


Рисунок 2.26 – Взаимосвязь критических параметров сканирования условий синхронизации

Крутизна характеристики сканирования (ХС)

$$K = \frac{\Delta f}{\Delta t} \quad (2.4)$$

Условия для определения критической (максимальной) взаимной крутизны пересекающихся ХС (Рисунок 2.27)

$$\begin{cases} K_{\text{доп}} = \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{\Delta t_{\text{доп}}} \\ \Delta \delta_{\text{треб}} = 360^\circ \end{cases} \quad (2.5)$$

где  $K_{\text{доп}} = K_1 - K_2$  – взаимная крутизна пересекающихся ХС,  $\Delta \delta_{\text{треб}}$  – проворот взаимного угла на 360 град на интервале изменения  $\Delta f = \Delta f_{\text{доп}}$  для гарантированного выполнения 3-го условия (равенства углов).

Определим  $\Delta t_{\text{доп}}$  из условия

$$\begin{aligned} \Delta \delta_{\text{треб}} &= \int_0^{\Delta t_{\text{доп}}} \Delta \omega(t) dt = 360 \int_0^{\Delta t_{\text{доп}}} \Delta f(t) dt = 360 \int_0^{\Delta t_{\text{доп}}} Kt dt = \\ &= 360 \frac{Kt^2}{2} \Big|_0^{\Delta t_{\text{доп}}} = 360^\circ \end{aligned} \quad (2.6)$$

Получим  $\Delta t_{\text{треб}}$  из уравнения 2.6 с учетом  $K = \Delta f / \Delta t$

$$360 = 360 \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{\Delta t_{\text{доп}}} \cdot \frac{\Delta t_{\text{доп}}^2}{2} = 180 \cdot \Delta f_{\text{доп}} \cdot \Delta t_{\text{доп}} \quad (2.7)$$

Отсюда

$$\Delta t_{\text{треб}} = \Delta t_{\text{доп}} = \frac{360}{180 \cdot \Delta f_{\text{доп}}} \quad (2.8)$$

Получим для  $\Delta f_{\text{доп}} = 0,2$  Гц ( $\pm 0,1$  Гц)

$$\begin{aligned} \Delta t_{\text{доп}} &= \frac{360}{180 \cdot 0,2} = 10 \text{ с} \\ K_{\text{доп}} &= \frac{\Delta f_{\text{доп}}}{\Delta t_{\text{доп}}} = \frac{0,2 \cdot 360}{10} = 7,2 \text{ }^\circ/\text{с} \end{aligned} \quad (2.9)$$

т.е. критическая длительность нахождения скольжения в допустимой зоне 0,2 Гц ( $\pm 0,1$  Гц) равна 10 с.

При этом угол провернется на 360 град.

Длительность прохождения частотой всего диапазона сканирования (например, 2 Гц) составит 100 с.

Полный период сканирования будет равен 200 с, т.е. частота сканирования для гарантированного выполнения всех условий синхронизации будет равна 0,02 Гц.

*Проверка*

Примем крутизну ХС больше критической ( $10 > 7,2$  град/с).

Получим время прохождения диапазона допустимого скольжения

$$\Delta t = \frac{0,2 \cdot 360}{10} = 7,2 \text{ с} \quad (2.10)$$

Изменение взаимного угла за это время

$$\Delta \delta = \int_0^{\Delta t} \omega(t) dt = \frac{K}{2} t^2 = \frac{10}{2} \cdot 7,2^2 = 258^\circ < 360^\circ \quad (2.11)$$

т.е. угол проворачивается меньше, чем на 360 град, т.е. гарантии возникновения нулевого угла нет.

*Фазовое смещение изменений при одновременном сканировании генераторов в разных разделенных частях сети* – смещение в форме трапеции гарантированно создаст условий синхронизации. На рисунке 2.27 представлены ХС для 4-х частей сети, причем для гарантированного создания условий синхронизации всех частей сети в первом полупериоде (точек пересечения ХС) необходимо создать фазовые смещения ХС, т.е. в общем случае ХС должны иметь форму трапеции.

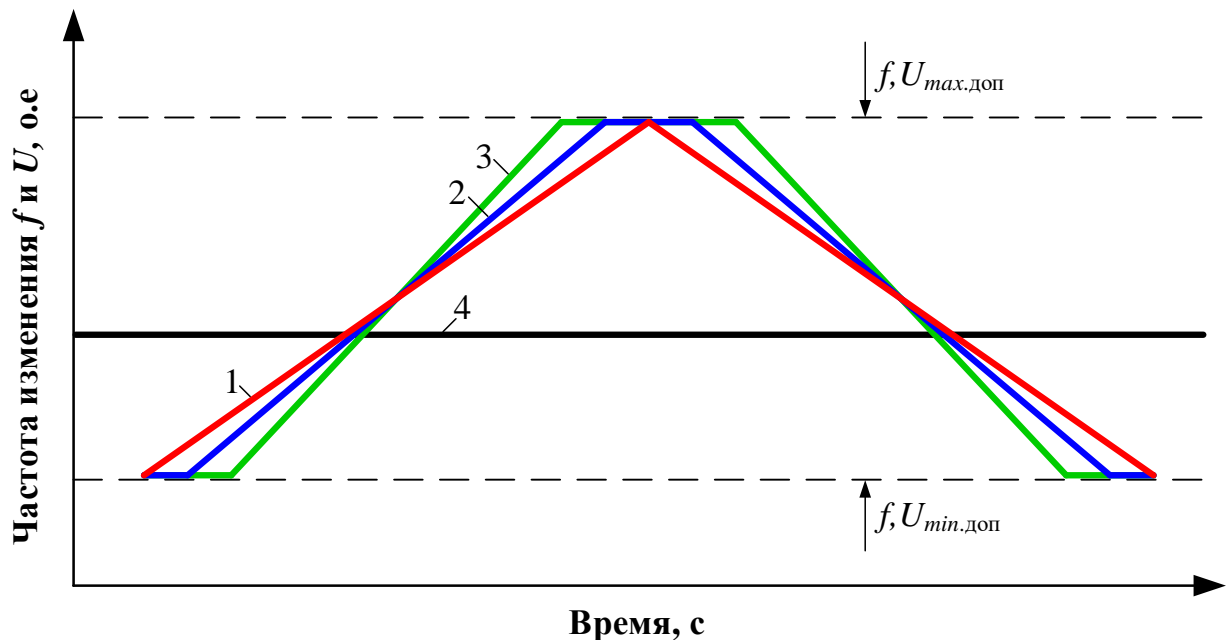


Рисунок 2.27 – Статические характеристики сканирования условий синхронизации для 4-х активных частей сети, одна из которых пассивна при сканировании ( $K=0$ )

## 2.8 Экспериментальное исследование способа синхронизации на физической электродинамической модели

### Общее описание экспериментальной установки

Теоретически исследованный способ еще не гарантирует правильность его работы. Подтвердить это могут только экспериментальные исследования, проведенные на физической установке, результаты которого идентичны или близки к теоретическим.

Экспериментальное исследование способа децентрализованной синхронизации было проведено на электродинамической модели (ЭДМ) центра коллективного пользования «Центр испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем» при Новосибирском государственном техническом университете.

ЭДМ представляет собой совокупность основного и вспомогательного оборудования, имитирующего режимы электроэнергетических систем, и служащая для их физического моделирования [92]. В состав комплекса также входят вспомогательные устройства, такие как измерительные приборы, средства контроля, управления и регистрации параметров режима энергосистемы.

На рисунке 2.28 приведена структурная схема ЭДМ, а на рисунке 2.29 приведена тестируемая структурная схема электрической сети, состоящая из двух разделенных частей с наличием генерации.

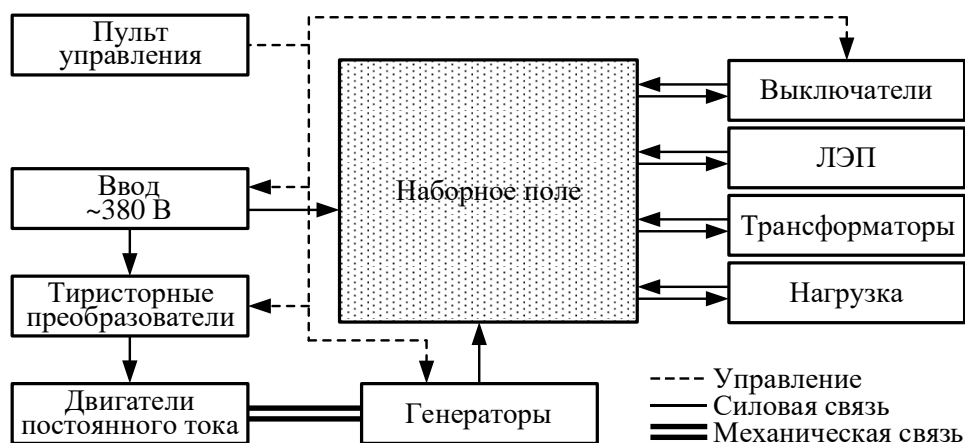


Рисунок 2.28 – Структурная схема ЭДМ



В эксперименте были использованы модельные энергоблоки с генераторами Г1 и Г2 мощностью 3 кВА каждый с линейным напряжением 220 В; линии электропередач ЛЭП-1 и ЛЭП-2; выключатели В1-В3; осветительная нагрузка Н1 мощностью 700 Вт, и нагревательная нагрузка мощностью 350 Вт (Рисунок 2.29). Параметры устройств ЭДМ приведены в приложении «А».

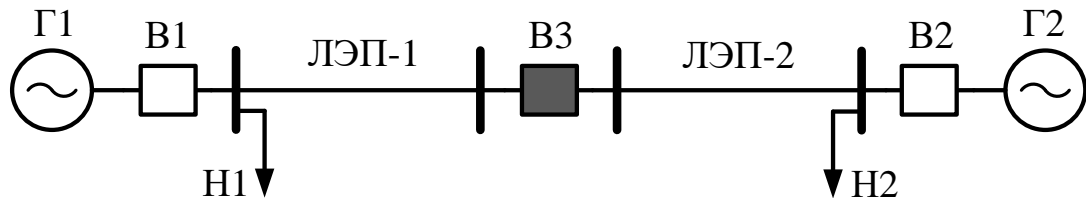


Рисунок 2.29 – Структурная схема экспериментальной установки, имитирующая две разделенные части сети с наличием генерации

В эксперименте выключатели В1, В2 служат в качестве генераторных выключателей для коммутации нагрузок Н1 и Н2 соответственно, а выключатель В3 в качестве синхронизирующего удаленного коммутационного аппарата.

В качестве блока управления для осуществления низкочастотного периодического изменения частоты и напряжения на генераторах [91] используется функциональный блок комплекса противоаварийной автоматики многофункциональный (КПА-М) [93]. КПА-М предназначен для выполнения функций различных устройств противоаварийной автоматики, технологической автоматики, релейной защиты и системной автоматики, устанавливаемых на электроэнергетических объектах.

Основной функциональной частью устройства КПА-М, используемой в эксперименте, является процессорный блок (ПБ). Данный блок предназначен для использования в системах промышленной автоматики в качестве центрального процессорного устройства. Внешний вид ПБ приведен на рисунке 2.30.

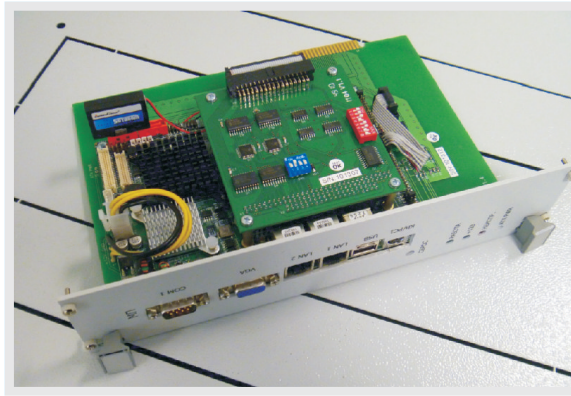


Рисунок 2.30 – Процессорный блок, используемый в эксперименте

Основными функциями ПБ, используемыми в процессе проведения эксперимента, являются: исполнение технологического алгоритма, управление заданным количеством выходных реле, осциллографирование процессов, регистрация событий, накопление данных в энергонезависимой памяти, сигнализация срабатывания и др.

### **Цель эксперимента**

Целью эксперимента является подтверждение работоспособности теоретически обоснованного способа и алгоритма децентрализованной синхронизации, в котором рассматривалась задача удаленной синхронизации нескольких автономно работающих частей сети с малой генерацией после их аварийного разделения.

### **Программа эксперимента**

Этапы эксперимента по проверке работоспособности способа децентрализованной синхронизации двух генераторов с собственной нагрузкой, имеющих разные классы состояния, без передачи информации между ними и удаленного выключателя осуществляется в следующей последовательности:

- Подключение токовых цепей и цепей напряжения, дискретных сигналов управления выключателями, выходных аналоговых сигналов управления напряжением и частотой вращения генерирующих установок устройства КПА-М к физическому интерфейсу ЭДМ.
- Сборка тестовой схемы сети (Рисунок 2.29) на наборном поле ЭДМ;
- Запуск и конфигурирование устройства КПА-М;

- Запуск генераторов Г1 и Г2, включение генераторных выключателей (В1, В2) для питания местных нагрузок. На данном этапе генераторы работают в режиме поддержания заданных уставками частоты и напряжения;
- Ввод в работу АПВ с улавливанием синхронизма на выключателе В3;
- Автоматика определяет класс состояния каждой части;
- Автоматика запускает процесс гармонизации частоты и напряжения на каждом генераторе;
- Автоматика запускает процесс сканирования в генераторе с классом состояния - сбалансированный режим;
- АПВ улавливает момент наступления синхронизма и включает выключатель В3.

### Результаты эксперимента

На рисунках 2.31 и 2.33 приведены осциллограммы процесса синхронизации, где в одной части сети генератором Г1 осуществлялась гармонизация и сканирование режимных параметров с периодом колебания 120 с, а в другой части гармонизация генератором Г2, с пониженными режимными параметрами ( $f = 48$  Гц,  $U = 116$  В) и с повышенными режимными параметрами ( $f = 54$  Гц,  $U = 128$  В) соответственно. При пересечении режимных параметров двух частей и выполнении условий синхронизации происходило автоматическое включение выключателя В3. Признаками наступления параллельной работы могут служить изменения квазиустановившихся токов генераторов или возникновение их затухающих колебаний, соответствующих возникновению электромеханического переходного процесса при включении генераторов на параллельную работу.

Уставки и настроечные параметры устройства КПА-М приведены в приложении «Б».

На рисунках 2.32 и 2.34 приведены осциллограммы процесса синхронизации, где режим сканирования выполнялся с разными частотами колебаний, т.е. в одной части сканирование режимных параметров осуществлялось генератором Г1 с периодом колебания 120 с, а в другой – генератором Г2 с периодом колебания 240

с. После успешного включения на параллельную работу оба генератора продолжали режим сканирования до заданного времени (3 мин).

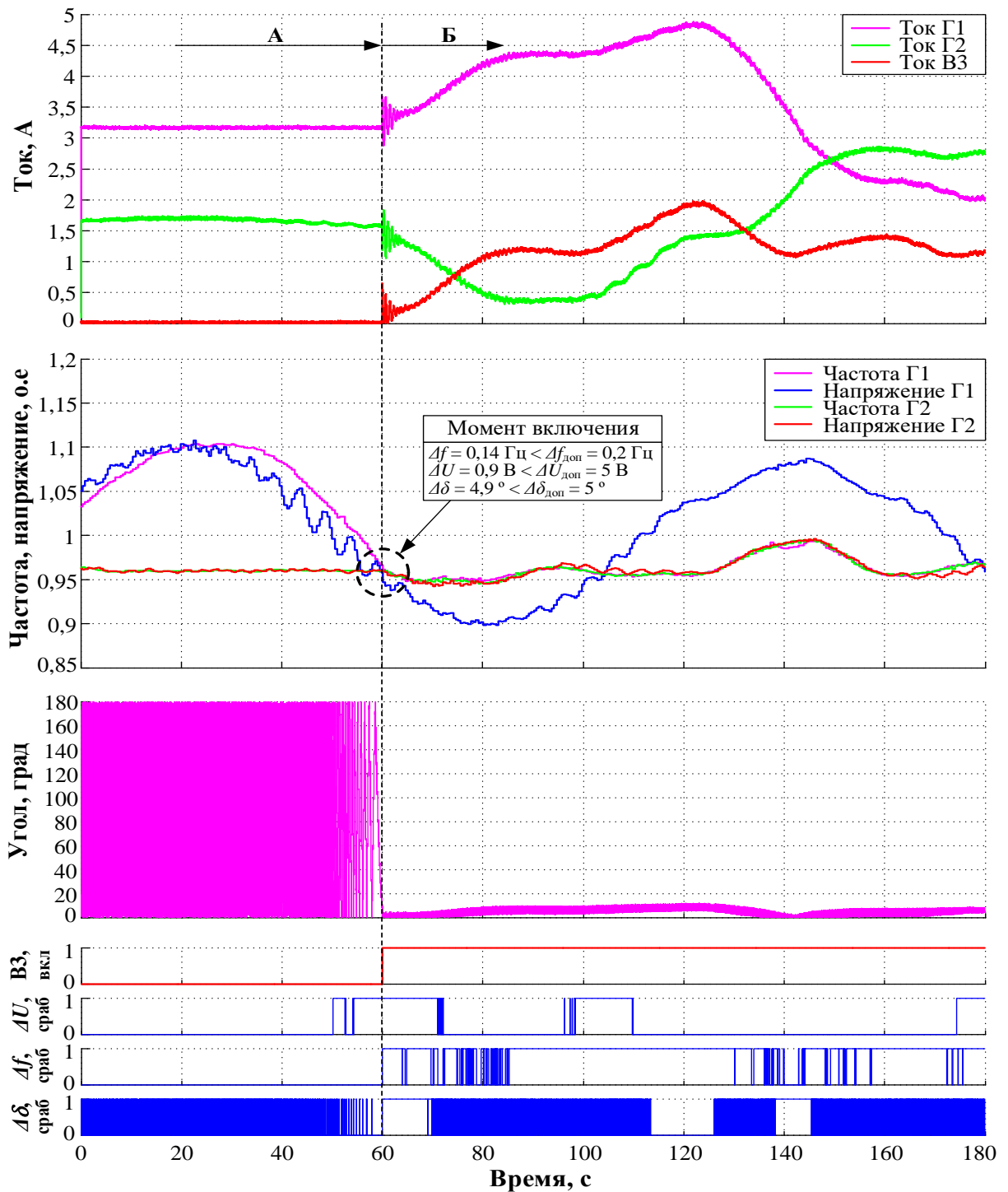


Рисунок 2.31 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании генератором Г1 с периодом 120 с, и с пониженными  $f = 48$  Гц и  $U = 116$  В генератора Г2

А – режим сканирования условий синхронизации,

Б – режим параллельной работы с продолжающимся сканированием.

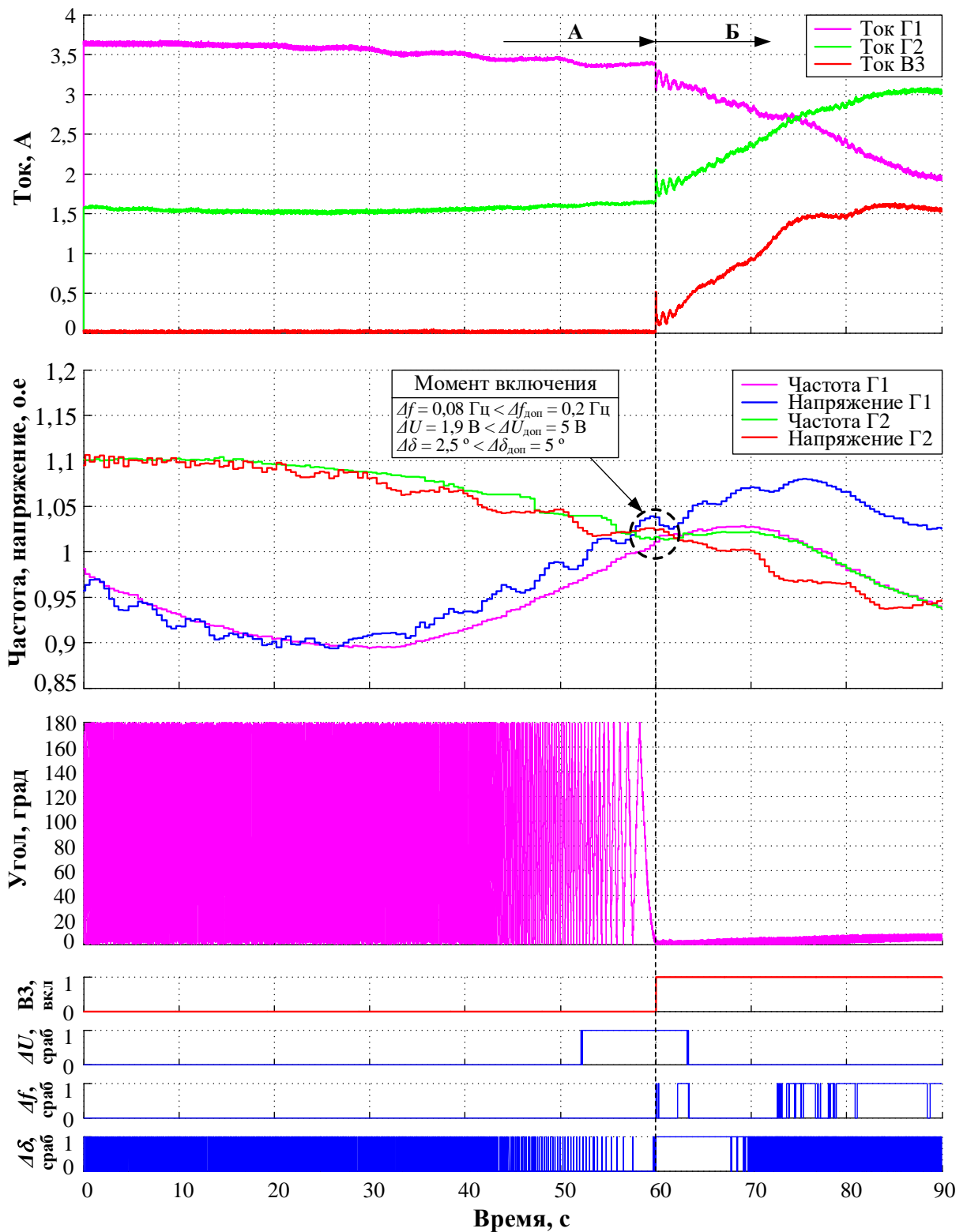


Рисунок 2.32 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании генератором Г1 с периодом 120 с и генератором Г2 с периодом 240 с  
 А – режим сканирования условий синхронизации,  
 Б – режим параллельной работы с продолжающимся сканированием.

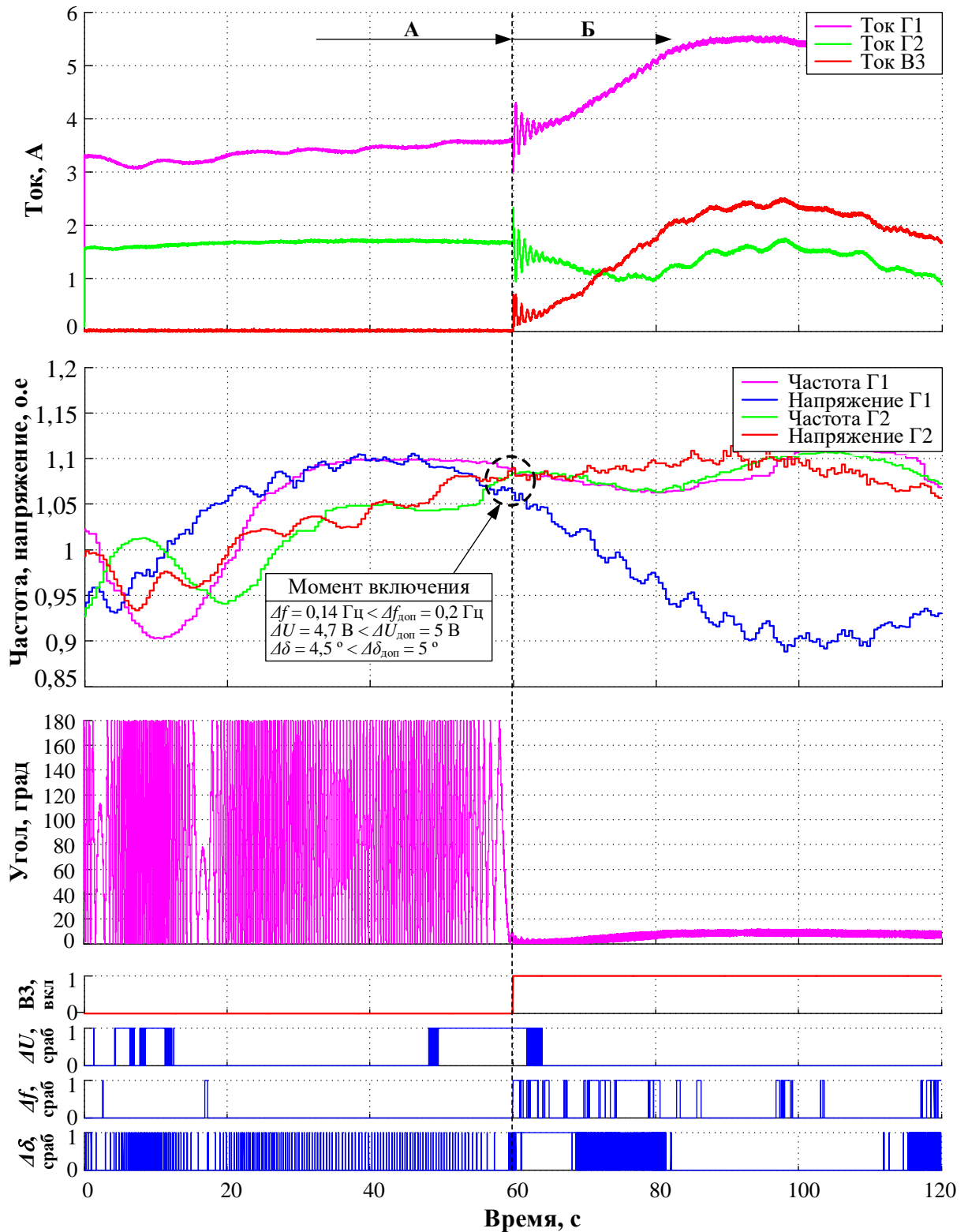


Рисунок 2.33 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании генератором Г1 с периодом 120 с, и с повышенными  $f = 54 \text{ Гц}$  и  $U = 128 \text{ В}$  генератора Г2

А – режим сканирования условий синхронизации,

Б – режим параллельной работы с продолжающимся сканированием.

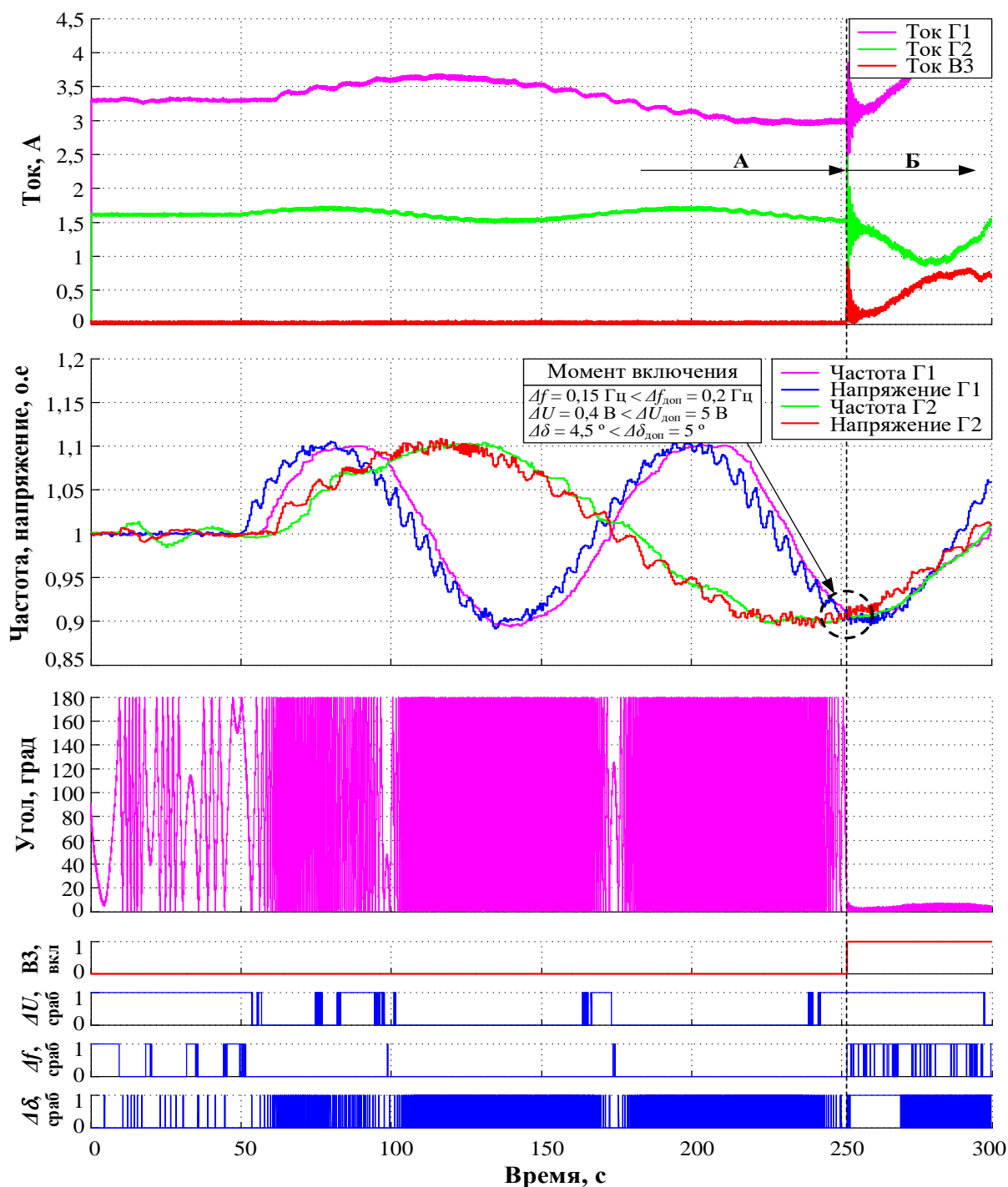


Рисунок 2.34 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании генератором Г1 с периодом 120 с и генератором Г2 с периодом 240 с

А – режим сканирования условий синхронизации,

Б – режим параллельной работы с продолжающимся сканированием.

На рисунке 2.35 приведены осциллограммы процесса синхронизации, где режим сканирования выполнялся с одинаковыми частотами колебаний, т.е. в обеих частях сканирование режимных параметров, осуществляемое генераторами Г1 и Г2, производилось с периодом колебания 120 с. При этом, независимо от того, что

период колебания и начало запуска сканирования у обеих частей были одинаковыми, появилась точка, в которой режимные параметры пересеклись, и генераторы Г1 и Г2 включились на параллельную работу.

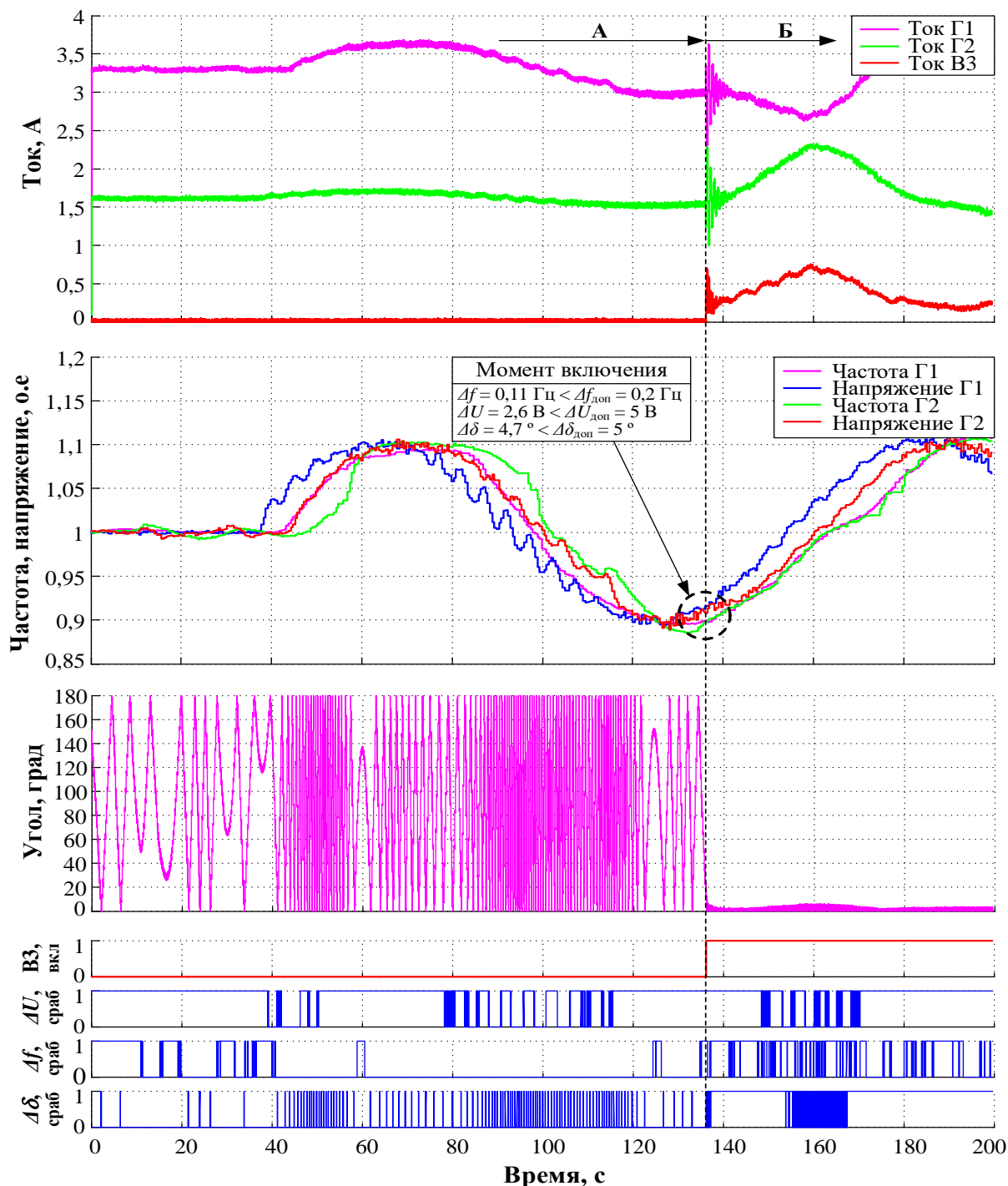


Рисунок 2.35 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании генератором Г1 с периодом 120 с. и генератором Г2 с периодом 120 с  
 А – режим сканирования условий синхронизации,  
 Б – режим параллельной работы с продолжающимся сканированием.



На рисунке 2.36 приведены осциллограммы, подобные рисунку 2.31, где режимные параметры генератора Г2 пониженные ( $f=49$  Гц,  $U=118$  В) и на рисунке 2.37, в котором режимные параметры генератора Г2 повышенные ( $f=51$  Гц,  $U=122$  В). На неуспешность синхронизации повлияла высокая частота колебаний при сканировании.

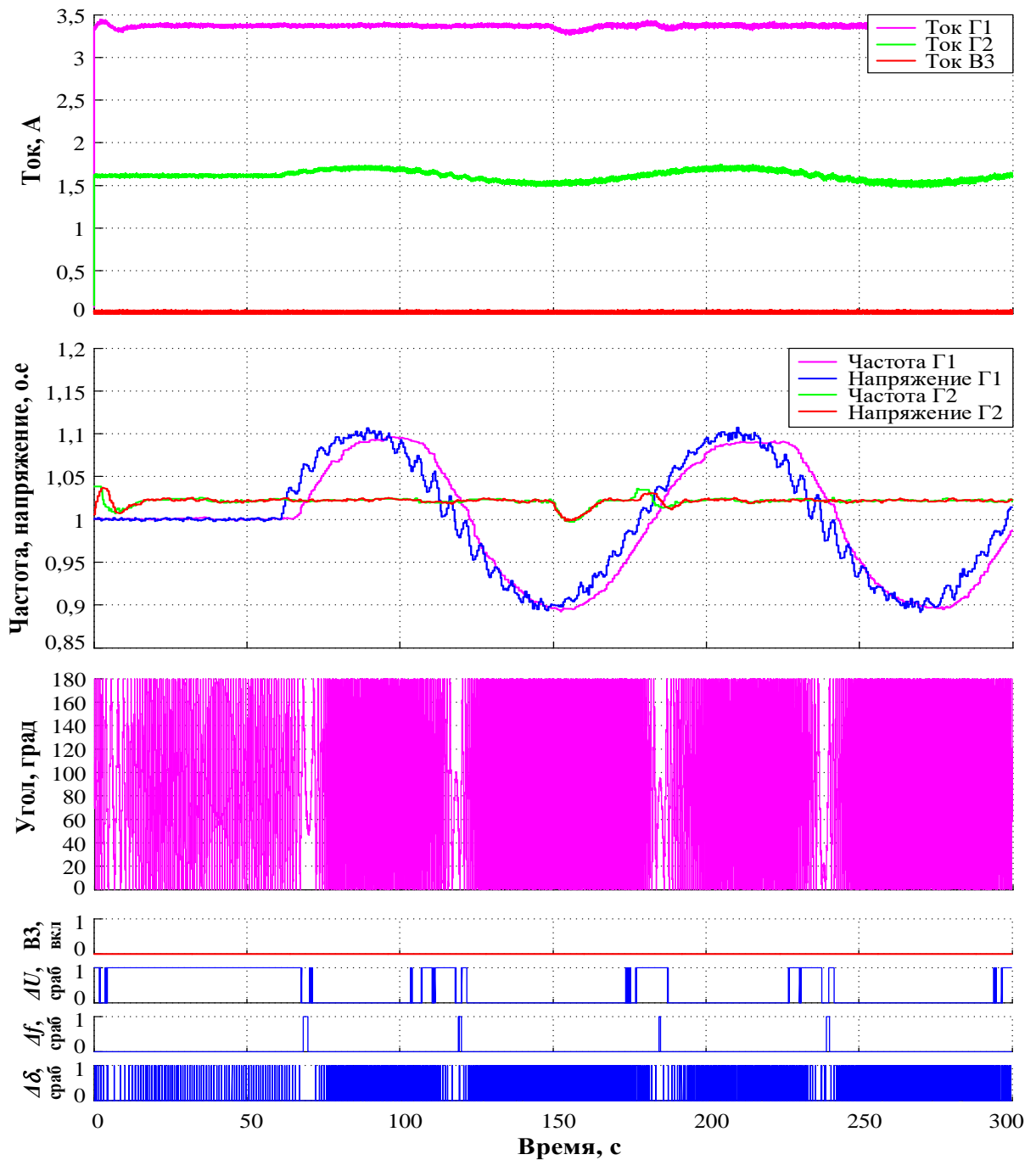


Рисунок 2.36 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании генератором Г1 с периодом 120 с., и с повышенными  $f=51$  Гц и  $U=122$  В генератора Г2

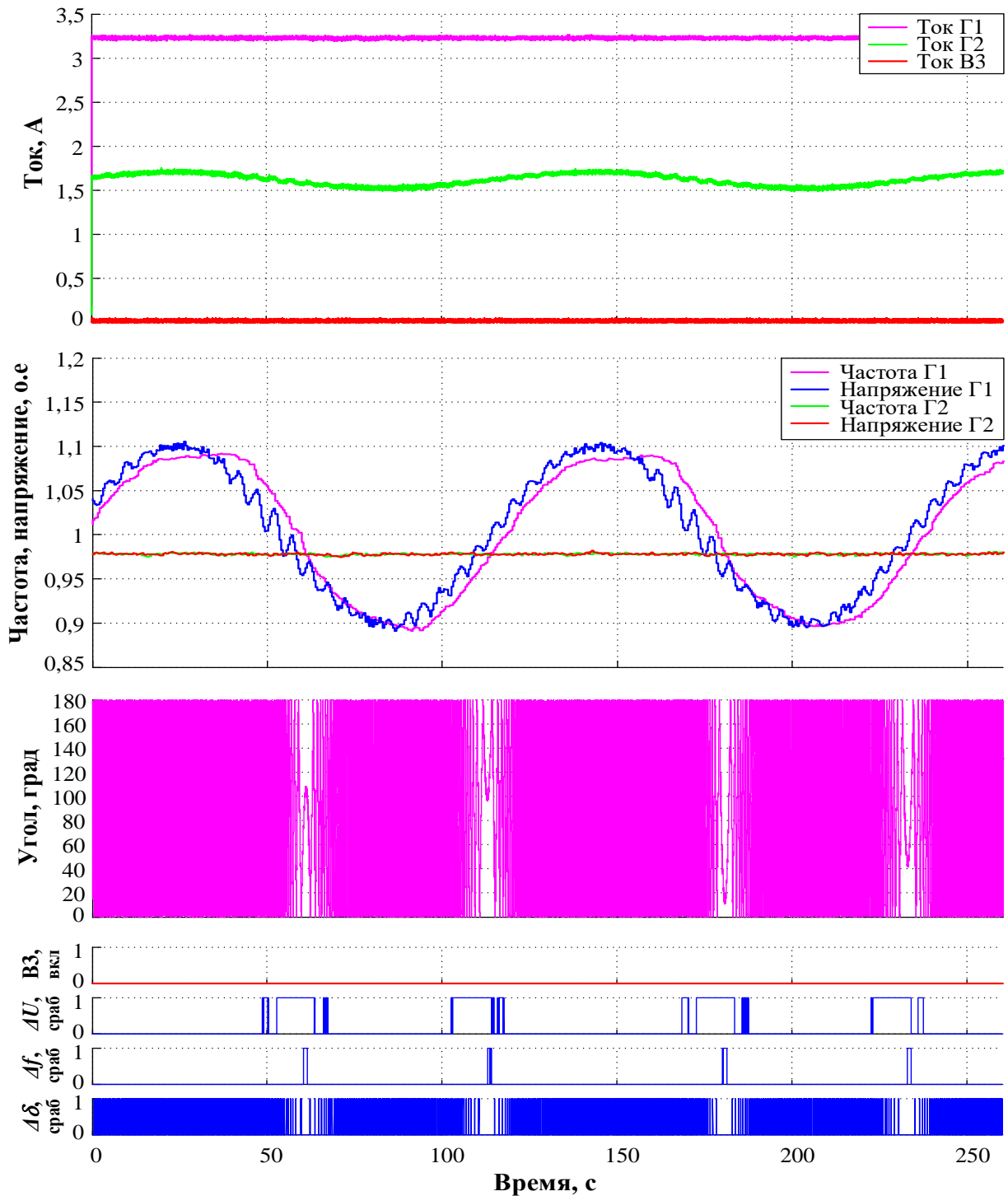


Рисунок 2.37 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании генератором Г1 с периодом 120 с, и с пониженными  $f = 49$  Гц и  $U = 118$  В генератора Г2

На рисунке 2.38 приведены осциллограммы процесса успешной синхронизации, где в одной части осуществлялось сканирование режимных параметров генератором Г1 с периодом колебания 240 с, а в другой – гармонизация

генератором Г2, режимные параметры которого были пониженными ( $f = 49$  Гц,  $U = 118$  В).

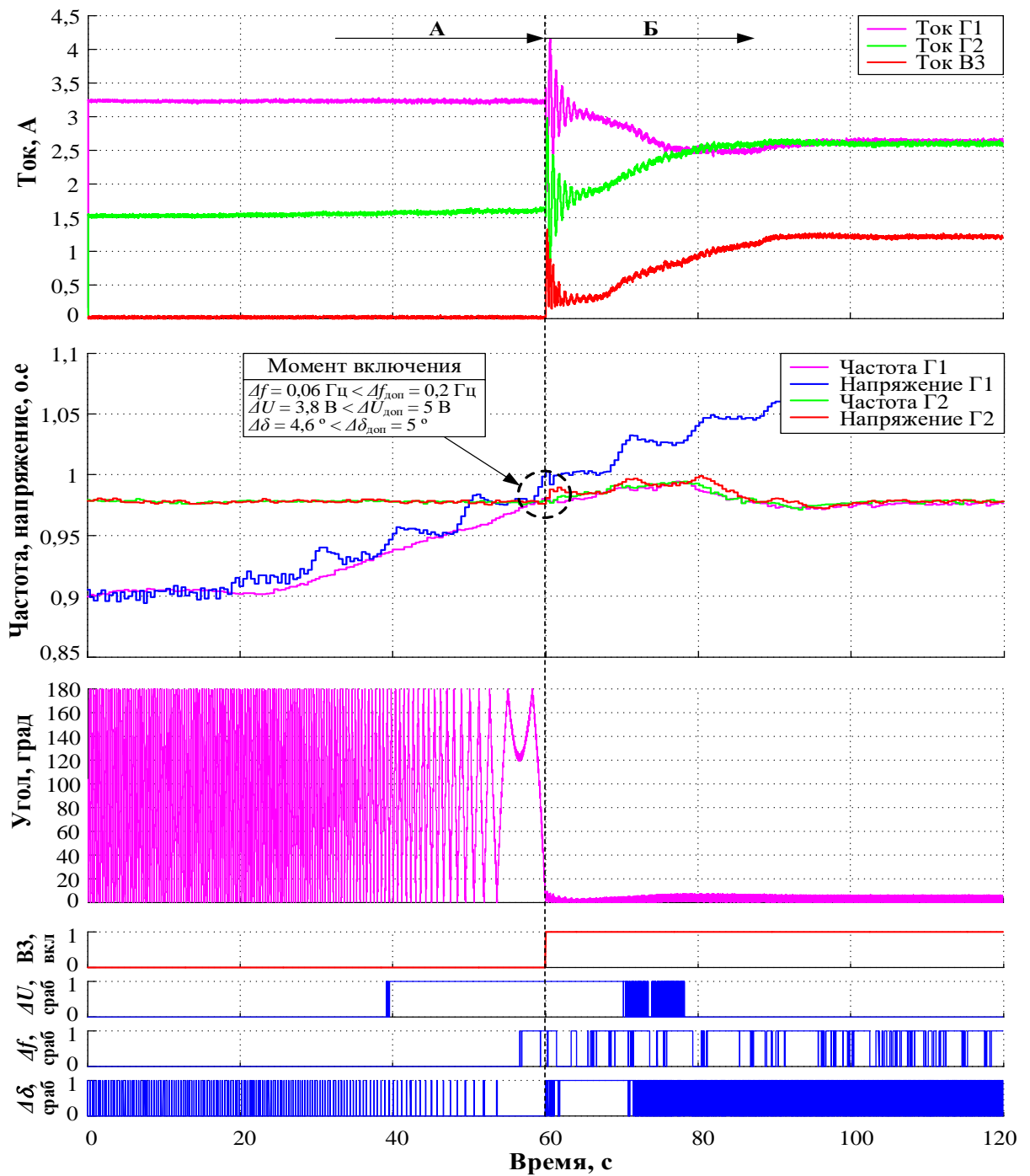


Рисунок 2.38 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании генератором Г1 с периодом 240 с, и с пониженными  $f = 49$  Гц и  $U = 118$  В генератора Г2

А – режим сканирования условий синхронизации,

Б – режим параллельной работы с продолжающимся сканированием.

Таким образом, из анализа осциллограмм можно заключить, что снижение частоты колебаний при сканировании увеличивает вероятность успешной синхронизации, т.к. коридор наступления синхронных условий по времени расширяется.

## 2.9 Экспериментальное исследование применимости простых микроконтроллеров для реализации способа децентрализованной синхронизации MicroGrid в электрической сети

Целью данных экспериментов было исследование особенностей и возможности реализации способа децентрализованной синхронизации MicroGrid на простых микроконтроллерах.

Схема экспериментальной установки приведена на рисунке 2.39. Она содержит две физические модели MicroGrid, представленных генератором с собственной нагрузкой (Г1, Н1 и Г2, Н2) и электрически удаленный выключатель. В качестве генераторов использовались модельные генераторы в составе энергоблоков мощностью 3 и 5 кВА.

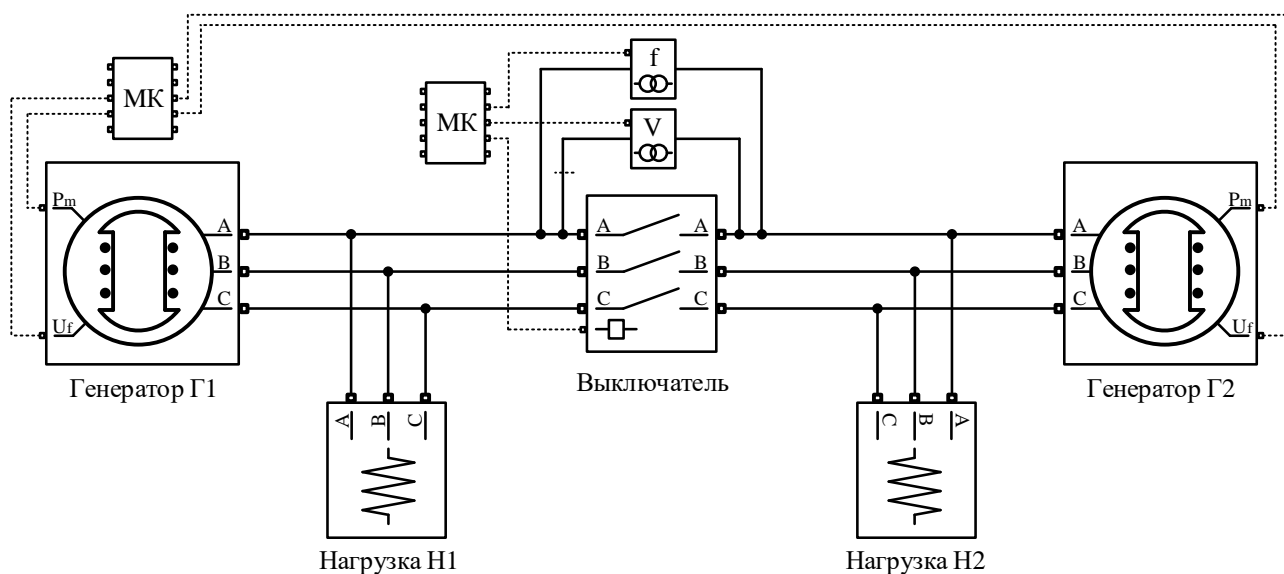


Рисунок 2.39 – Схема экспериментальной установки на физической модели энергосистем

Управление реализовано на двух микроконтроллерах (МК).

В качестве управляющих контроллеров использованы широко распространенные микроконтроллеры семейства ATmega (Arduino). Arduino - это платформа с открытым кодом на основе встроенного микроконтроллера ATmega и среды разработки Arduino IDE с программным интерфейсом [94–96] (Рисунок 2.40).

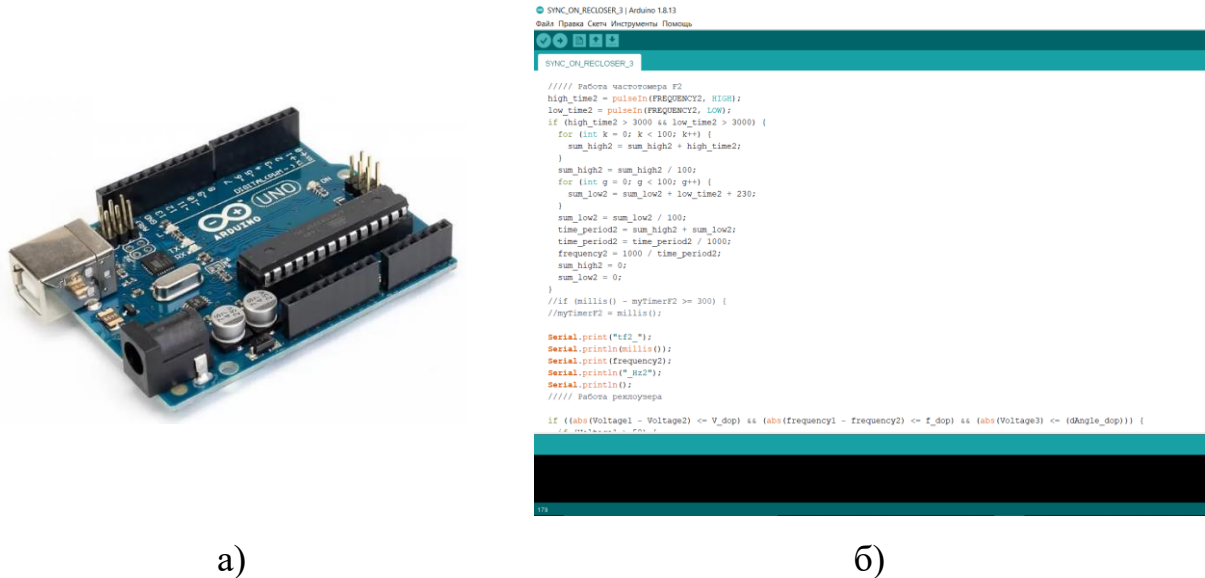


Рисунок 2.40 – Микроконтроллер ATmega (а) и его программный интерфейс (б)

Один из них (левый на рисунке) выполняет функции идентификации разделения сети на части, нормализации напряжения и частоты в каждой из MicroGrid после разделения, подачи периодических (сканирующих) сигналов управления мощностью и возбуждением на каждый из генераторов, идентификацию удаленного включения генераторов на параллельную работу с прекращением режима сканирования.

Второй МК контролирует выполнение условий синхронизации на удаленном выключателе (нормальность напряжений, допустимость разницы частот, модулей и фазы напряжений) и выдает команду на его включение.

В качестве МК были использованы микроконтроллеры на базе Atmega 328P – Arduino NANO (на генераторах) и Arduino UNO (на выключателе). Измерение режимных параметров, в частности частоты и напряжения с двух сторон

выключателя осуществлялись с помощью транзисторных оптронов типа PC817C и датчиков напряжения типа ZMPT101B [97,98] соответственно (Рисунок 2.41).

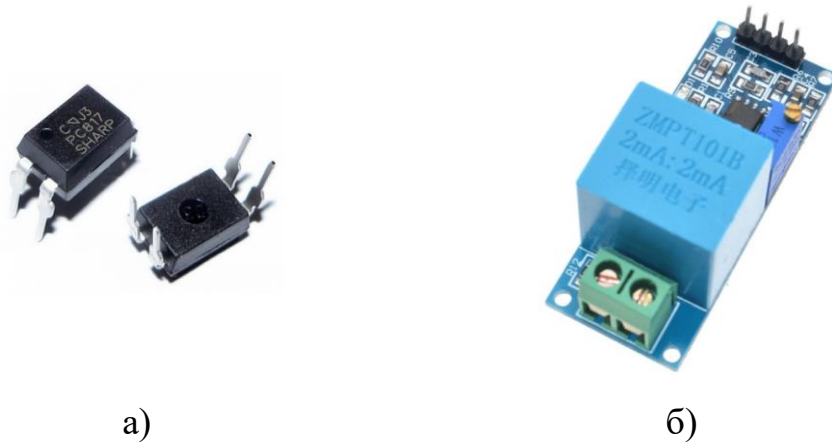


Рисунок 2.41 – Частотомер на основе оптрона PC817C (а) и датчик напряжения ZMPT101B (б)

Таблица 2.4 – Параметры микроконтроллера ATmega328P

Наименование	Свойства
Ядро	8-битный AVR
Тактовая частота	16 МГц
Flash-память	32 КБ
RAM-память	2 КБ
EEPROM-память	1 КБ
Пины ввода-вывода	20
Пины с прерыванием	2
Пины с АЦП	6
Разрядность АЦП	10 бит
Пины с ШИМ	6
Разрядность ШИМ	8 бит
Аппаратные интерфейсы	1× UART, 1× I <sup>2</sup> C, 1× SPI
Напряжение логических уровней	5 В
Входное напряжение питания	5 В
Максимальный выходной ток пина 3V3	150 мА
Максимальный выходной ток пина 5V	1 А

Микроконтроллеры многофункциональные, имеют развитую периферию, двунаправленные порты ввода-вывода со встроенными подтягивающими резисторами. Конфигурация портов ввода-вывода задается программно. Основные параметры микроконтроллера ATmega328P приведены в таблице 2.4 [99].

Особенность контроля выполнения условий синхронизации состоит в том, что характеристики простых контроллеров ограничивают сложность применяемых алгоритмов и их быстродействие, в частности, измерение фаз напряжений. Поэтому, условия допустимости включения выключателя преобразованы к нормальности модулей напряжений и частот, допустимости разницы частот, и допустимости модуля разницы напряжений по концам выключателя (при равенстве модулей напряжений и нулевом модуле разницы напряжений имеем равенство углов между векторами напряжений).

На рисунке 2.42 представлено подключение микроконтроллеров к цепям измерения и управления схемы активной сети (Рисунок 2.39).

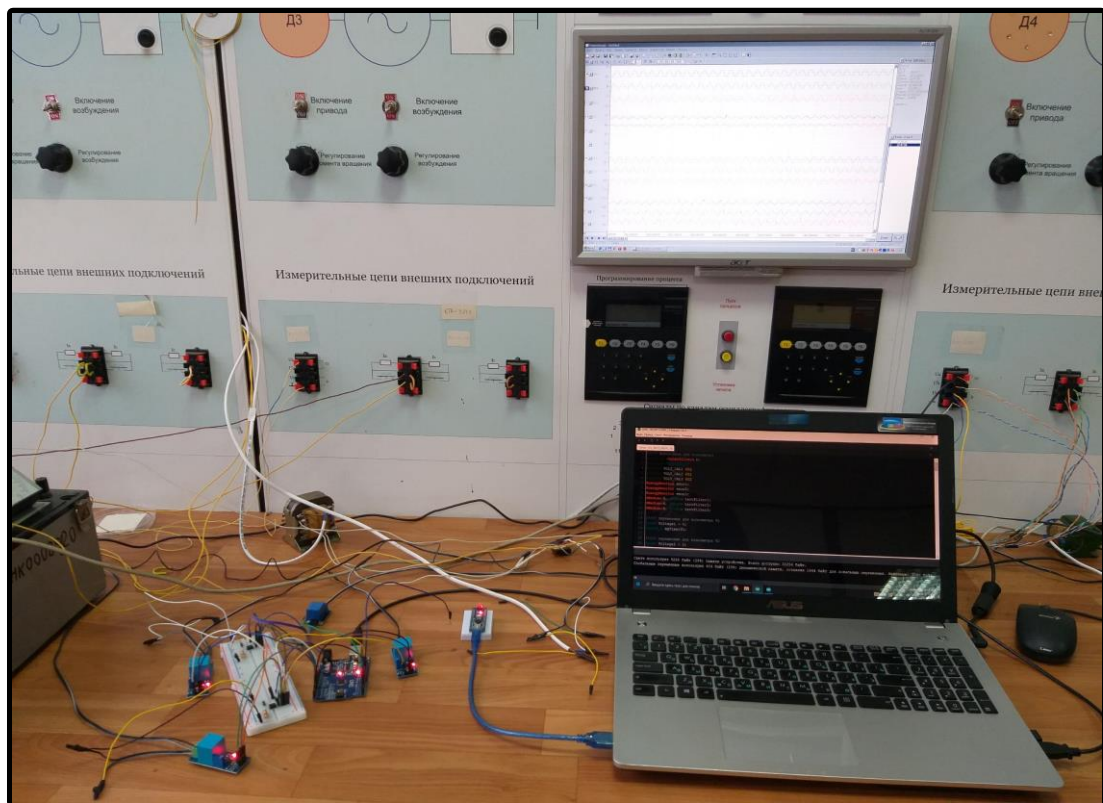


Рисунок 2.42 – Фотокадр с хода эксперимента

## Результаты экспериментов

На рисунках 2.43, 2.44 представлены характерные осциллограммы процессов при децентрализованном включении моделей MicroGrid на параллельную работу.

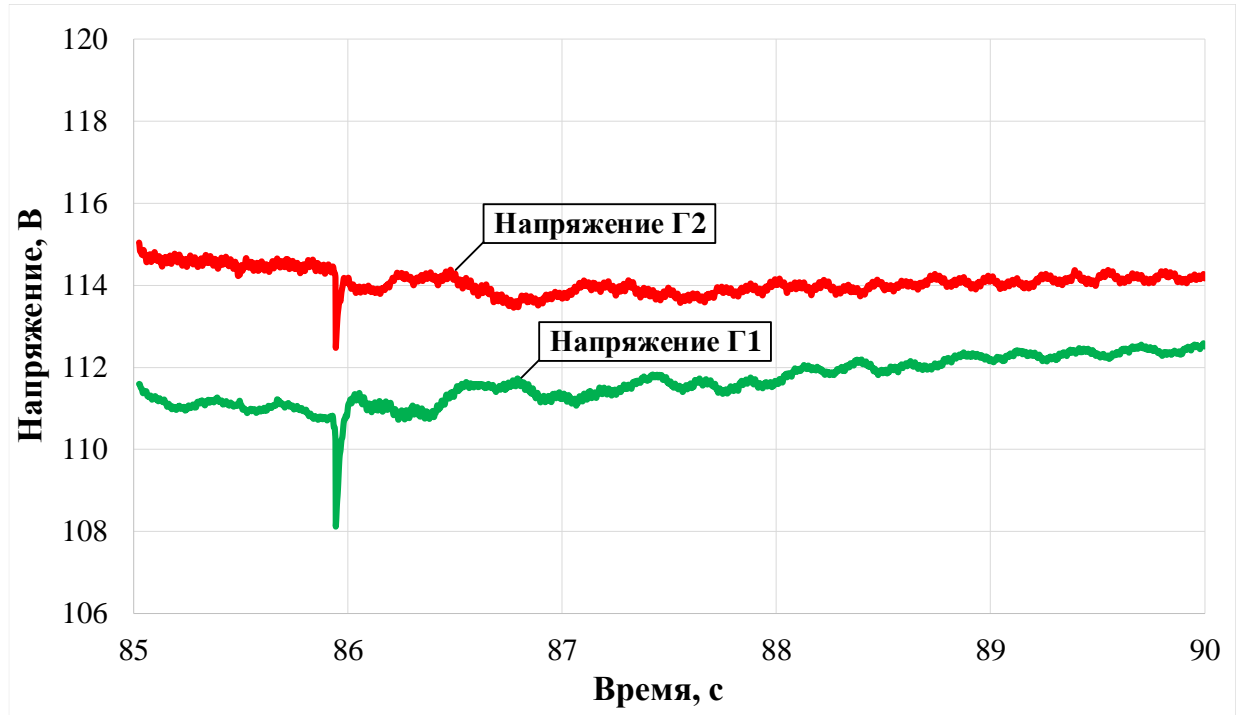


Рисунок 2.43 – Осциллограмма напряжений генераторов

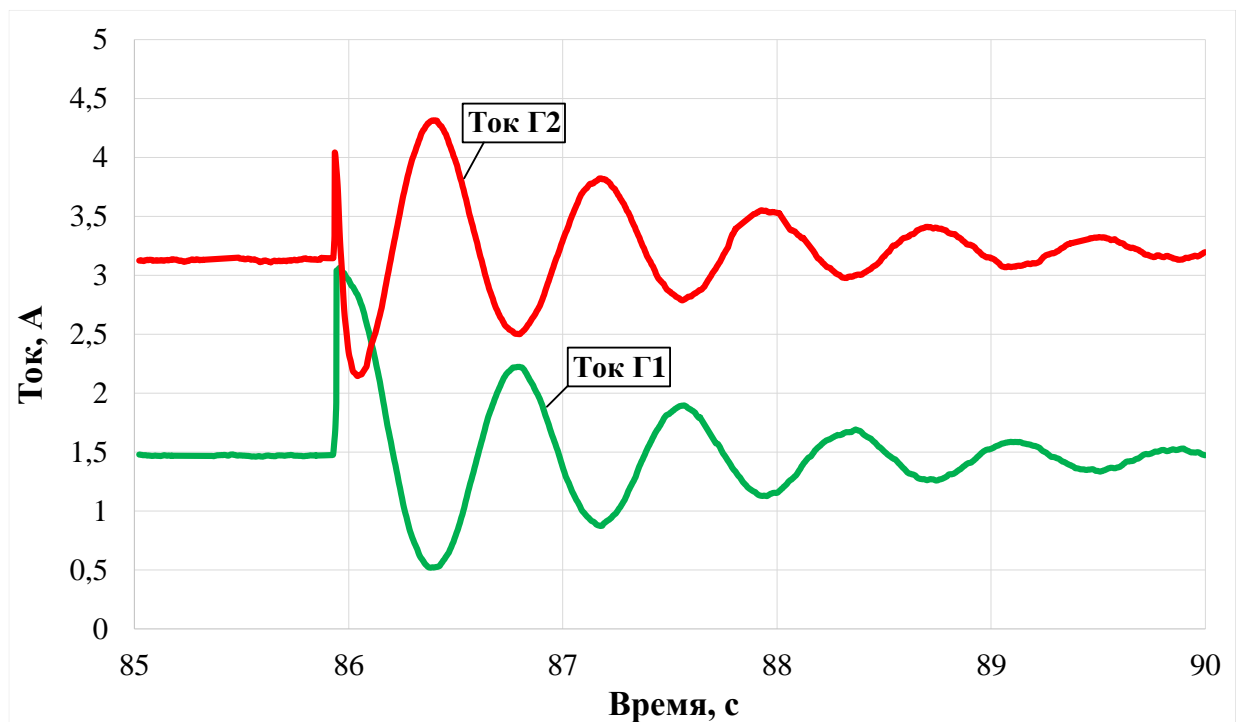


Рисунок 2.44 – Осциллограмма токов генераторов



Как видно из осциллограмм, включение на параллельную работу происходит с большими бросками токов на уровне исходных рабочих токов Minigrid.

Вариативные осциллограммы, полученные в ходе эксперимента приведены в приложении «В».

Для оценки ошибки, определим расчетным путем максимальную допустимую и максимальную величину уравнивающего тока при включении на параллельную работу двух генераторов (при допустимом и противофазном включении генераторов). Схема замещения рассматриваемой схемы для их оценки приведена на рисунке 2.45.

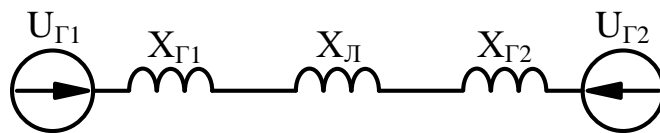


Рисунок 2.45 – Схема замещения двух генераторов, соединенных линией связи

Сопротивления элементов:

$$X_{Г1} = X'_d \cdot \frac{U_{Г1}^2}{S_{Г1}} = 0,171 \cdot \frac{220^2}{3000} = 2,75 \text{ Ом}$$

$$X_{Г2} = X'_d \cdot \frac{U_{Г2}^2}{S_{Г2}} = 0,134 \cdot \frac{220^2}{5000} = 1,29 \text{ Ом}$$

$$X_{Л} = 16 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma} = X_{Г1} + X_{Л} + X_{Г2} = 2,75 + 16 + 1,29 = 20,04 \text{ Ом}$$

Расчетный ток при допустимых значениях параметров синхронизации, а именно при разностях напряжений  $\Delta U = 11,1 \text{ В}$  (соответствует разнице углов напряжений  $\delta = 5^\circ$ ):

$$I_{\text{вкл}} = \frac{\Delta U}{X_{\Sigma}} = \frac{11,1}{20,04} = 0,55 \text{ А}$$

Расчетный ток при противофазных напряжениях включения, а именно при разностях напряжений  $\Delta U = 254 \text{ В}$  (при  $\delta = 180^\circ$ ):

$$I_{\text{вкл}} = \frac{\Delta U}{X_{\Sigma}} = \frac{254}{20,04} = 12,45 \text{ А}$$

Таким образом, анализируя ряд полученных осциллограмм токов и сравнивая значения токов при включении с допустимыми можно отметить, что они в некоторых случаях значительно превышают допустимые, что обусловлено недостаточной производительностью микроконтроллера, приводившая к запаздыванию при считывании кода, однако функциональность управления обеспечивается, т.е. обеспечивается “грубая” синхронизация.

## **Выводы по главе 2**

Подробно рассмотрен способ децентрализованной синхронизации, обеспечивающий безопасную синхронизацию, и позволяющий успешно синхронизировать разделенные активные части сети. Способ предполагает синхронизацию и подключение активных частей сети между собой или же с сетью большой мощности на удаленных коммутационных аппаратах без использования передачи данных и команд телеуправления ими.

Экспериментально, на ЭДМ, подтверждена работоспособность децентрализованной синхронизации частей сети с источниками генерации в которой не использовалась передача информации о режимных параметрах с удаленной точки синхронизации.

В экспериментах на физической модели были получены осциллограммы, доказывающие работоспособность теоретически обоснованных способа и алгоритмов удаленной синхронизации.

Использование режима сканирования, как с синусоидальным, так и линейным законом сканирования условий синхронизации, способно обеспечивать успешную синхронизацию. Такое управление синхронизацией способно обеспечивать “мягкую” синхронизацию несбалансированных по активной и реактивной мощностям частей сети, способствуя повышению качества электрической энергии и уровня надежности в электрических сетях с распределенной малой генерацией, продлению срока службы генерирующего оборудования.

Доказана работоспособность децентрализованной синхронизации с использованием специального управления режимными параметрами на генераторах при помощи устройства КПА-М. Недостатки, выявленные в ходе проведения эксперимента, в том числе, запаздывания сигнала управления по частоте, а также формы напряжения (низкочастотной колебании) были устранены в ходе проведения эксперимента по децентрализованному восстановлению целостности и нормального режима сети, рассмотренные в главе 3.

Рассмотренные микроконтроллеры имеют недостаточную вычислительную производительность, что приводит к запаздыванию приема/передачи информации и команд на включении выключателя. В результате включение на параллельную работу сопровождается большим броском уравнивающего тока. Принципиально такая синхронизация возможна, но по типу ее нужно признать “грубой”.

## ГЛАВА 3 ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ И НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА НЕСКОЛЬКИХ АВАРИЙНО РАЗДЕЛЕННЫХ АКТИВНЫХ ЧАСТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 3.1 Аварийное или противоаварийное разделение активной сети

Рассмотрим процессы распада на части электрической сети с распределенной генерацией при возникновении аварийного возмущения и восстановления нормального режима, причем, генерация будет представлять собой не только интегрированные в сеть источники малой мощности, но и самобалансирующиеся локальные системы энергоснабжения на основе таких источников, способные работать как автономно, так и параллельной в общей сети (Минигрид). На рисунке 3.1 приведен принципиальный пример активной сети, состоящей из нескольких частей с источниками генерации (в том числе MicroGrid).

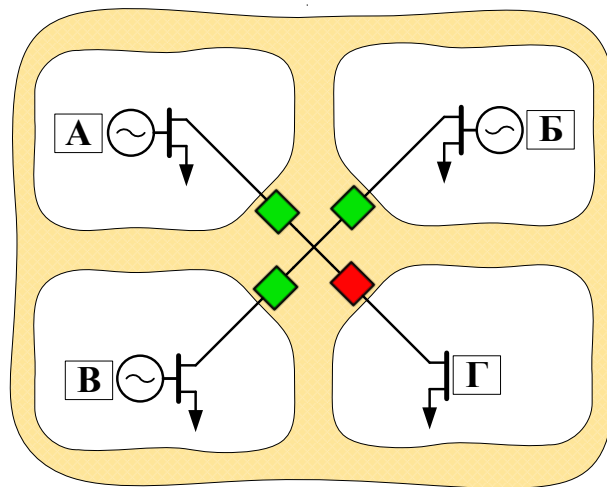


Рисунок 3.1 – Активная сеть, содержащая локальные системы энергоснабжения и источники генерации в некоторых частях

Распад сети на части происходит в результате срабатывания делительной автоматики и быстродействующих сетевых защит с отключением коммутационных аппаратов, в частности, интеллектуальных реклоузеров, установленных в определенных местах активной сети.

Самобалансирование при разделении обеспечивается подсистемой противоаварийного управления Минигрид [9], а также работой АОСЧ, АОПЧ, АОСН и АОПН в частях сети, не имеющих специальной автоматики Минигрид.

Совместная работка всех указанных автоматов должна привести к возникновению режима в разделенных частях сети с допустимыми для послеаварийного режима отклонениями параметров (частоты и напряжения).

В связи с этим, актуальной является задача автоматического восстановления целостности и нормального режима сети, разделившейся при множественных отключениях выключателей на удаленных коммутационных аппаратах без использования передачи данных и команд телеуправления.

### **3.2 Задача восстановления целостности и нормального режима активной электрической сети**

Рассмотренная в гл.2 синхронизация частей электрической сети является лишь частью процесса восстановления целостности и нормального режима распавшейся на части сети. Данная глава посвящена комплексному рассмотрению процесса восстановления, предлагаемой технологии его децентрализованного осуществления с испытанием прототипа автоматики.

Исходными условиями для децентрализованного восстановления целостности и нормального режима распавшейся на части активной электрической сети являются:

- наличие нескольких грубо сбалансированных по активной и реактивной мощностям (с допустимыми для послеаварийного режима отклонениями частоты и напряжения от номинальных значений) изолированных частей электрической сети;
- работа регуляторов мощности первичных двигателей и возбуждения на генераторах в режимах регулирования заданных уставками значений частоты и напряжения;

- множественные разрывы цепей электрических связей между активными частями сети в результате действий РЗА на отключение коммутационных аппаратов;
- оснащение сетевых коммутационных аппаратов устройствами как АПВ пассивных частей, так и АПВ с улавливанием синхронизма активных частей сети;
- согласованность работы всех устройств РЗА настройками уставок и едиными правилами взаимодействия.

Представим основные этапы процесса восстановления:

1. *Последовательное срабатывание АПВ сетевых выключателей* при наличии нормального одностороннего напряжения с разными задержками по времени во избежание совпадения включения двух смежных выключателей с результирующим несинхронизированным включением источников. В результате этого этапа электрическая сеть оказывается разделенной только на выключателях с двухсторонним напряжением от разных источников, включение которых может происходить только с улавливанием синхронизма.
2. *Согласование (нормализация) отклонений частоты и напряжения* на шинах электростанций в каждой части сети после фиксации ее отделения. Признаками отделения являются возникновение параметров аварийного возмущения (провал напряжения, скачок тока), возникновение недопустимых для нормального режима квазиустановившихся значений напряжения и частоты, снижение стабильности частоты.
3. *Осуществление сканирования условий синхронизации* нормально сбалансированными электростанциями путем низкочастотного согласованного вторичного изменения частоты и напряжения.
4. *Осуществление АПВ выключателей с улавливанием синхронизма* с включением пар частей сети на параллельную работу и с идентификацией

возникновения параллельной работы по признаку возникновения колебаний, свойственных электромеханическому переходному процессу.

5. *Восстановление баланса мощностей в синхронизированной паре частей электрической сети* за счет отказа от согласованного и сканирующего изменения частоты и напряжения ко вторичному регулированию для поддержания заданных уставок на ведущей электростанции и первичного регулирования частоты и напряжения на ведомой.
6. *Осуществление смены ведущей по частоте электростанции* согласно приоритета их участия во вторичном регулировании при длительном отсутствии стабильности средней частоты в сети.

Для реализации данного процесса восстановления целостности и нормального режима сети необходима децентрализованная автоматика с интеллектуальными алгоритмами управления.

### **3.3 Алгоритмы и признаки событий для принятия решений при децентрализованном восстановлении целостности и нормального режима электрической сети**

Алгоритм поведения генерирующих установок в цикле децентрализованного восстановления активной сети приведен на рисунке 3.2.

Алгоритм выявления установившегося послеаварийного режима представлен на рисунке 3.3.

На рисунке 3.4 представлено преобразование полного множества классов возможных состояний (режимов) разделившихся частей электрической сети в 3 - базовых, обеспечивающих возможность их децентрализованной синхронизации.

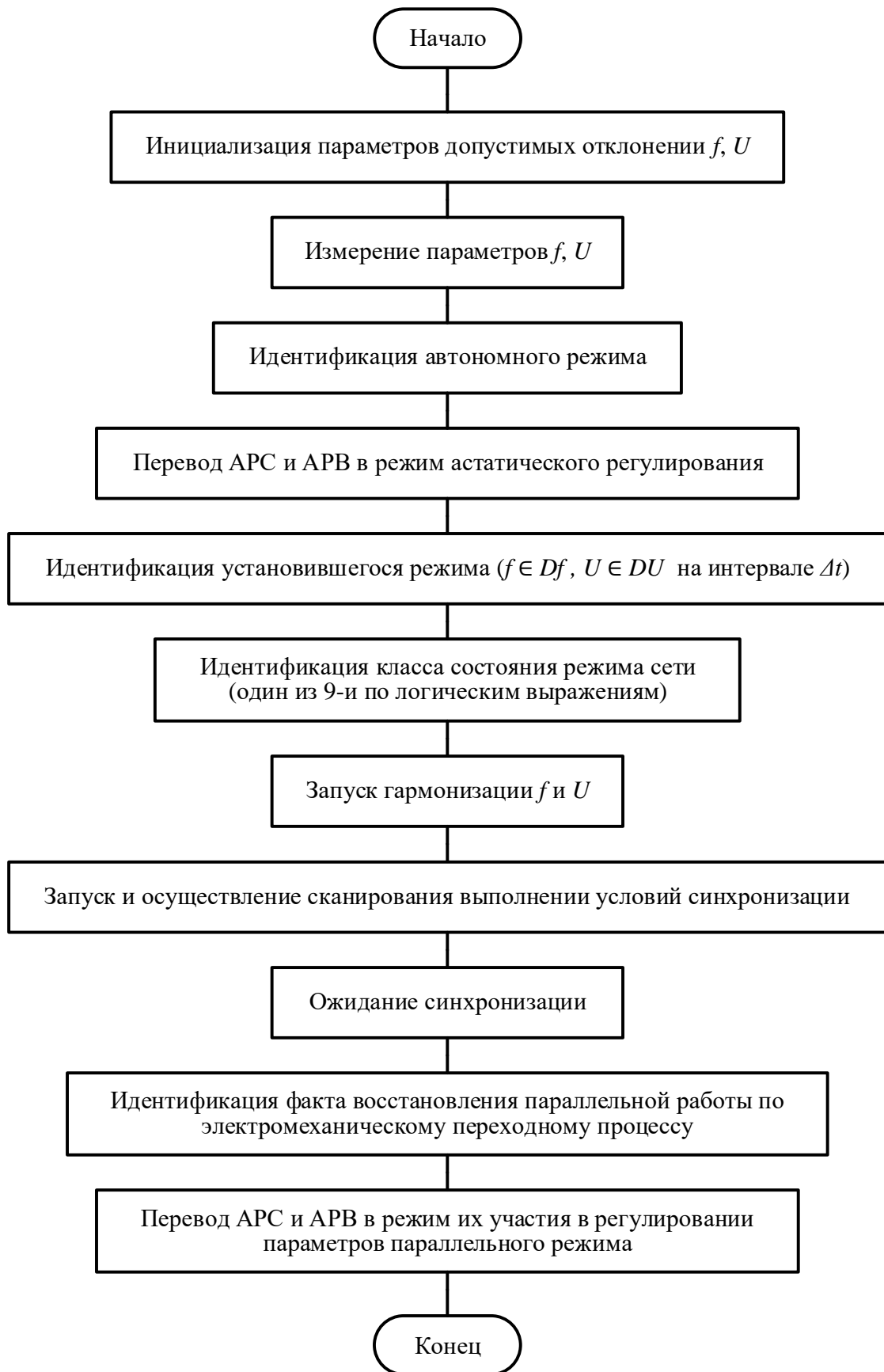


Рисунок 3.2 – Алгоритм участия генерирующих установок в децентрализованном восстановлении целостности и нормального режима активной сети после аварийного разделения





Рисунок 3.3 – Алгоритм идентификации установившегося режима

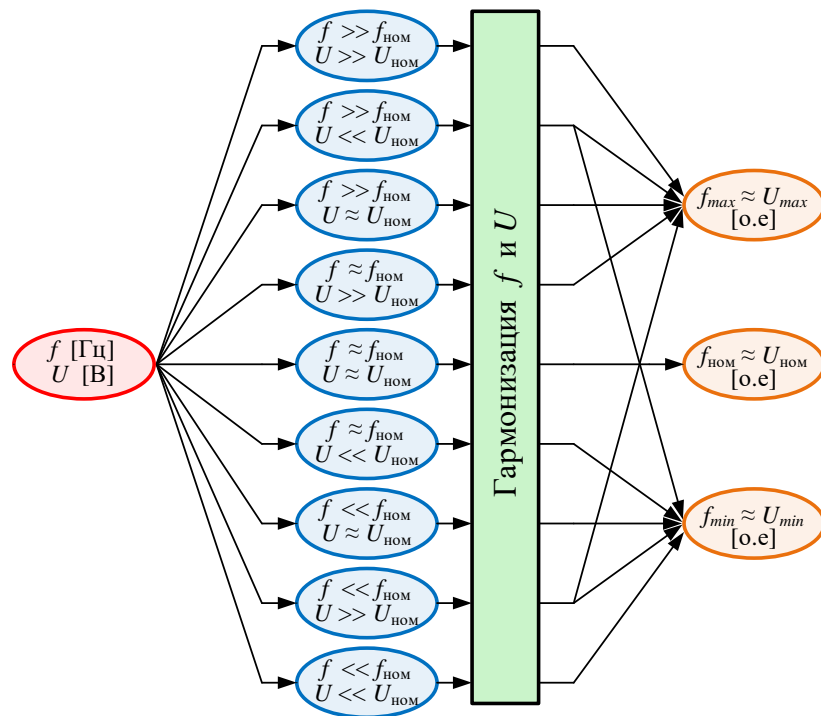


Рисунок 3.4 – Иллюстрация к этапу преобразования множества исходных классов состояния частей сети к 3-м базовым для синхронизации в результате гармонизации отклонений частоты и напряжения

Алгоритм АПВ выключателя без синхронизации представлен на рисунке 3.5.

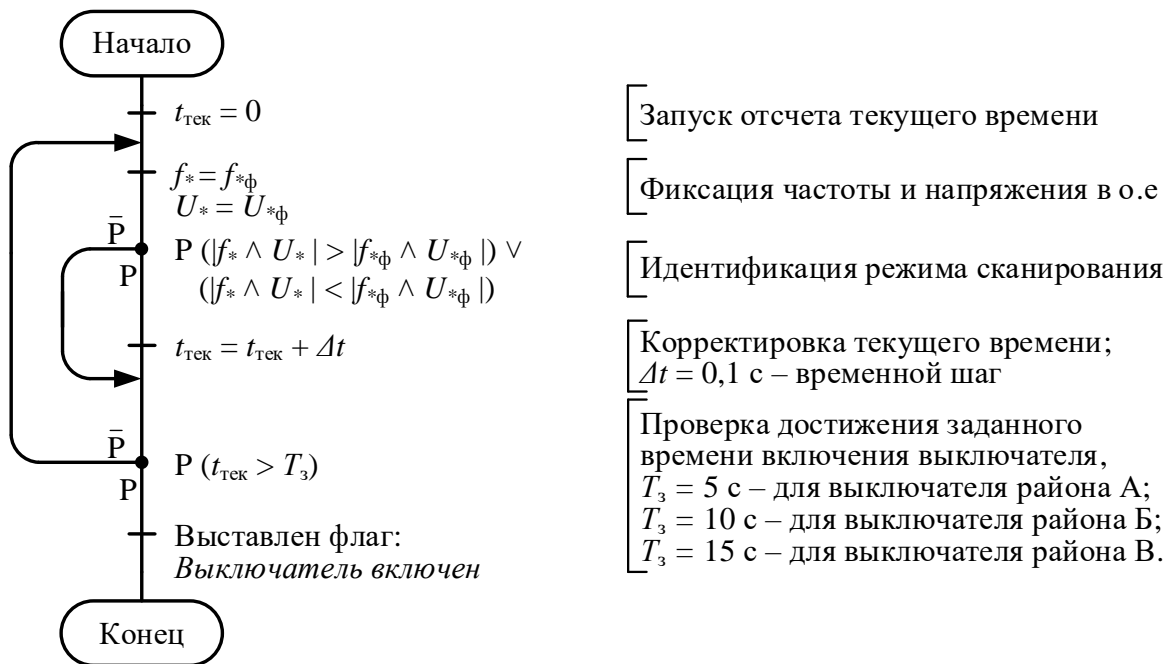


Рисунок 3.5 – Алгоритм АПВ выключателя без синхронизации

Для идентификации факта восстановления параллельной работы частей активной сети при их включении на параллельную работу может быть использован признак возникновения в токе (мощности) генераторов затухающих колебаний, соответствующих возникновению переходного электромеханического процесса (Рисунок 3.6).

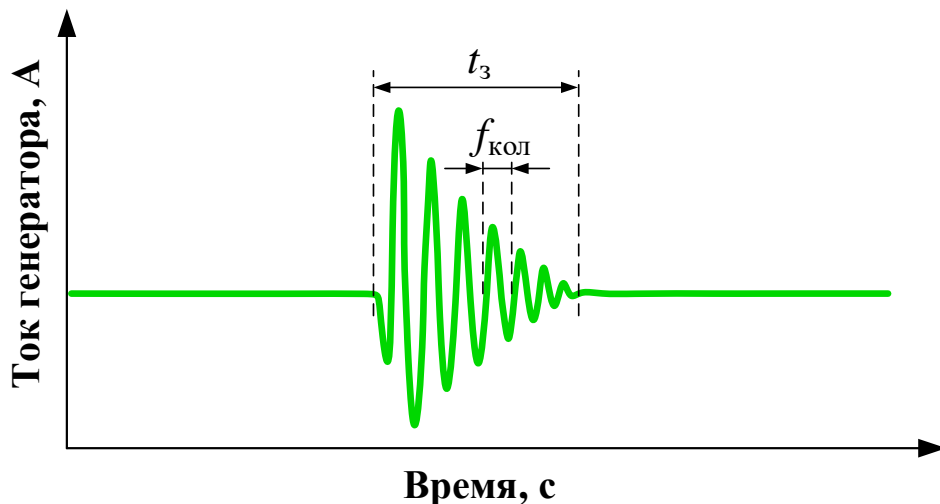


Рисунок 3.6 – Колебательный процесс в токе генератора при включении на параллельную работу (пример из обработки множества осциллограмм)

При анализе осциллограмм (Рисунки 2.29-2.33, 2.36) было определено, что при включении на параллельную работу:

- Частота колебаний ( $f_{\text{кол}}$ ) тока включения составляет 0,83 – 1,32 Гц;
- Время затухания ( $t_3$ ) колебательного процесса составляет 5 – 10 с.

Колебательный процесс в токе генератора выявляется либо частотным фильтром, либо по возникновению множества изменений знака отклонения тока относительно текущего значения.

### **3.4 Экспериментальное исследование и испытание прототипа автоматики децентрализованного восстановления целостности и нормального режима сети на физической электродинамической модели энергосистемы**

Цели экспериментального исследования состояли в подтверждении работоспособности предложенного способа управления восстановлением целостности и нормального режима сети при его реализации в прототипе автоматики с отладкой и совершенствованием разработанных алгоритмов управления и идентификации событий.

#### **3.4.1 Физическое моделирование режимов энергосистемы, объединяющей три локальных систем электроснабжения (MiniGrid)**

Для оценки поведения, работоспособности разрабатываемых алгоритмов автоматики в реальных условиях необходимо провести полноценные натурные эксперименты. Однако, для проведения таких экспериментов существуют некоторые эксплуатационные ограничения, причинами в которых могут являться, например, вероятность повреждения оборудования, используемый в эксперименте, недоотпуск электроэнергии потребителям, снижении надежности той части сети, в которой производятся эксперименты и т.п.

Перечисленные причины и возникающие ограничения могут существенно снижать достоверность и ценность производимых натурных экспериментов. Следовательно, для решения таких задач необходимо провести экспериментальные

исследования методами физического моделирования. Под физическим моделированием необходимо понимать процесс замещения исследуемого объекта (например, ЛСЭ) его масштабной физической копией. В этом случае, модель должен содержать все основные и вспомогательные элементы энергосистемы, и позволять исследование различных режимов, в том числе аварийных.

Для проведения исследования предложенного способа и испытаний прототипа устройств автоматики децентрализованного восстановления нормального режима ЛСЭ следует воссоздать на физической модели схемно-режимные и аварийные ситуации, подобные тем, в которых испытуемое оборудование должно работать в реальных эксплуатационных условиях.

### Схема физической модели активной электрической сети

Восстановление целостности и нормального режима активной электрической сети исследовалось на физической модели, представляющей из себя электрическую сеть с тремя ЛСЭ, с генераторами, работающими, как на местную нагрузку, так и параллельно друг с другом (Рисунок 3.7). Генерирующие установки были связаны между собой линиями, моделирующими их электрическую «удаленность», была предусмотрена возможность управления 3-мя генераторными выключателями (В) и 4-мя сетевыми выключателями (В1-В4).

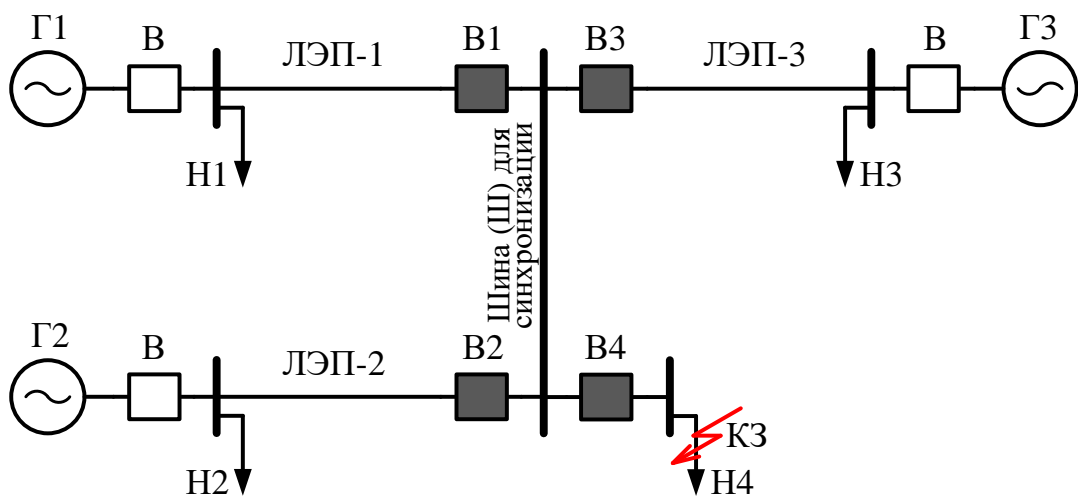


Рисунок 3.7 – Схема экспериментальной установки, имитирующая сеть с тремя активными и одной пассивной частями сети

Параметры генерирующих установок приведены в приложении «А».

Выключатели В1-В3 моделируют удаленные коммутационные аппараты для осуществления разделения при возникновении КЗ и синхронизацию каждой из ЛСЭ при воссоединении.

### **Описание процесса восстановления целостности и нормального режима сети**

В исходном нормальном режиме все выключатели схемы включены. Генераторы Г1, Г2 и Г3 работают параллельно в общей сети. Все генераторы участвуют в первичном регулировании частоты. Первый генератор осуществляет вторичное регулирование частоты. Второй и третий генераторы работают в режиме выдачи заданной мощности.

При возникновении аварийного возмущения (КЗ за выключателем В4), по факту снижения напряжения ниже уставки быстродействующими защитами отключается группа выключателей (В1-В4). Происходит разделение сети на три активных части.

Контроллеры генераторов (Г1-Г3) по факту снижения напряжения запускают согласованное низкочастотное (частоты для генераторов могут быть, как одинаковы, так индивидуальны (использованы 0.03, 0.02, 0.01 Гц)) регулирование частоты (АРС) и напряжения (АРВ) в пределах допустимых диапазонов их изменения. Также, по факту снижения напряжения на шине Ш (Рисунок 3.7) контроллерам сетевых выключателей, выполняющим функцию автоматического повторного включения (АПВ), разрешается включение через заданную выдержку времени при наличии допустимого напряжения со стороны соответствующих линий. Выдержки времени такого включения необходимо выставлять отличающимися друг от друга. После включения, например, выключателя В1 напряжение на шине Ш восстановлено. На остальных выключателях (В2 и В3) запускается АПВ с улавливанием синхронизма.

Далее, в результате согласованного (совпадающего в относительных единицах) низкочастотного регулирования частоты (АРС) и напряжения (АРВ) в пределах допустимых диапазонов их изменения на генераторах Г1, Г2 и Г3 выполняются условия синхронизации, например, на выключателе В2. Происходит

его включение, что приводит к возникновению параллельной работы генераторов Г1 и Г2 и проявлению затухающего переходного электромеханического процесса в токах генераторов. По факту возникновения частоты электромеханического процесса в токе контроллеры генераторов Г1 и Г2 прекращают согласованное низкочастотное регулирование частоты (АРС) и напряжения (АРВ) и переводят регуляторы возбуждения и мощности в состояние регулирования нормального режима сети.

Далее, в результате согласованного низкочастотного регулирования частоты (АРС) и напряжения (АРВ) в пределах допустимых диапазонов их изменения на генераторе Г3 выполняются условия синхронизации на выключателе В3. Происходит его включение, что приводит к возникновению параллельной работы генераторов Г1, Г2 и Г3 и затухающего переходного электромеханического процесса в токе этих генераторов. По факту возникновения частоты электромеханического процесса в токе контроллер генератора Г3 прекращает согласованное низкочастотное регулирование частоты (АРС) и напряжения (АРВ) и переводит регуляторы возбуждения и мощности в состояние регулирования нормального режима сети.

Таким образом, целостность и нормальный режим тестовой сети восстанавливаются.

### **3.4.2 Прототип разрабатываемой автоматики**

Для подтверждения технической возможности реализации способа и работоспособности алгоритмов децентрализованного восстановления нормального режима необходимо, в первую очередь, определиться с аппаратной частью устройств, которые должны выполнять функцию АПВ с улавливанием синхронизма для каждого выключателя (4 шт.) и управления генераторами Г1-Г3 (3 шт.), то есть всего необходимо 7 отдельных устройств.

Для исследования и испытания технологии управления, а не образцов автоматики промышленного изготовления, было целесообразно реализовать все

эти функции, работающие независимо друг от друга, в одном программно-техническом комплексе. Такой комплекс должен осуществлять: измерение электрических параметров, регистрацию аварийных событий, самодиагностирование, хранение и отображения уставок защит. Также, комплекс должен иметь модульного принципа построения как технических средств, так и программного обеспечения.

Перечисленным требованиям соответствует комплекс противоаварийной автоматики - многофункциональный (КПА-М), разработка АО «ИАЭС».

Данный комплекс способен решать широкий спектр задач, как режимного, так и противоаварийного управления. Одним из основных особенностей, по которой выбиралась данный комплекс – это модульная открытая архитектура с выделением «системной» и «технологической» частей. Такая архитектура позволяет при необходимости интегрировать новые алгоритмы с использованием всех существующих возможностей системы.

Основным элементом в КПА-М является функциональный блок (БФ), который обеспечивает ввод аналоговой и дискретной информации о состоянии контролируемого объекта, ее обработку и формирования выходных управляющих дискретных сигналов.

В состав БФ (Рисунок 3.8) входит ряд функционально завершенных блоков, такие как: блок питания, процессорный блок (на базе процессорной платы типа NANO-945GSE2), системная плата (выполняет функции обеспечения связи между процессорным блоком и всеми установленными в шкафу КПА-М устройствами), блоки ввода и вывода дискретных сигналов.

Для получения информации о режимных параметрах объекта (ток, напряжение) применяются измерительные преобразователи (ИП). Эти преобразователи передают формируемые данные в процессорный блок БФ по последовательному каналу (по стандарту RS-485). Используемые ИП предназначены для измерения электрических величин в трехфазных цепях переменного тока. Токовые ИП предусматривают непосредственное включение во

вторичные цепи трансформаторов тока и содержат четыре канала измерения тока с индивидуальной гальванической развязкой [100].

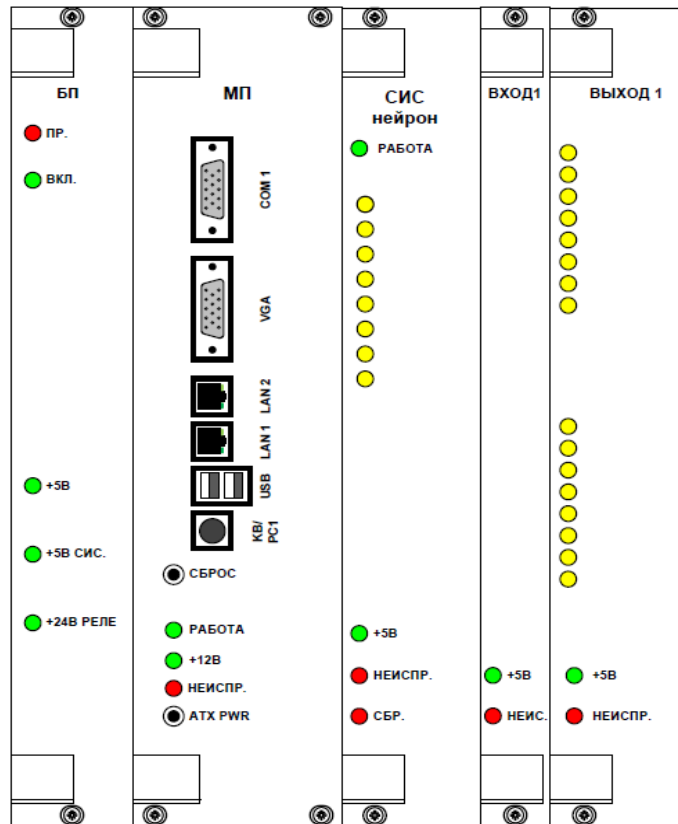


Рисунок 3.8 – Внешний вид лицевой панели БФ

*Базовые алгоритмы разработанного для проведения экспериментов прототипа автоматике*

Алгоритм АПВ с улавливанием синхронизма для каждого из выключателей В1-В4 представлен в виде схемы на рисунке 3.9.

Алгоритм группового регулирования выдаваемой во внешнюю сеть активной мощности для каждой станции представлен на рисунке 3.10. Алгоритмы астатического регулирования частоты и напряжения генераторов приведены на рисунках 3.11, 3.12.



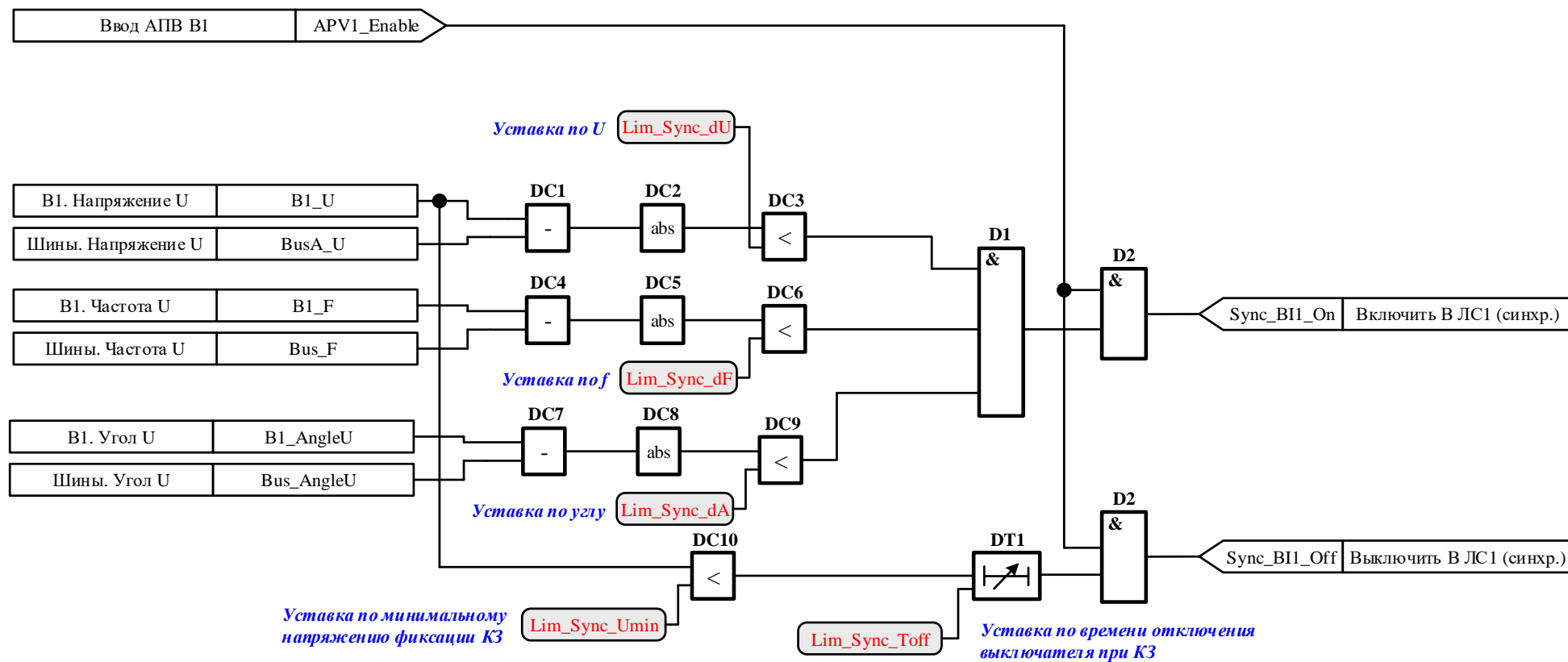


Рисунок 3.9 – Алгоритм автоматического повторного включения с улавливанием синхронизма

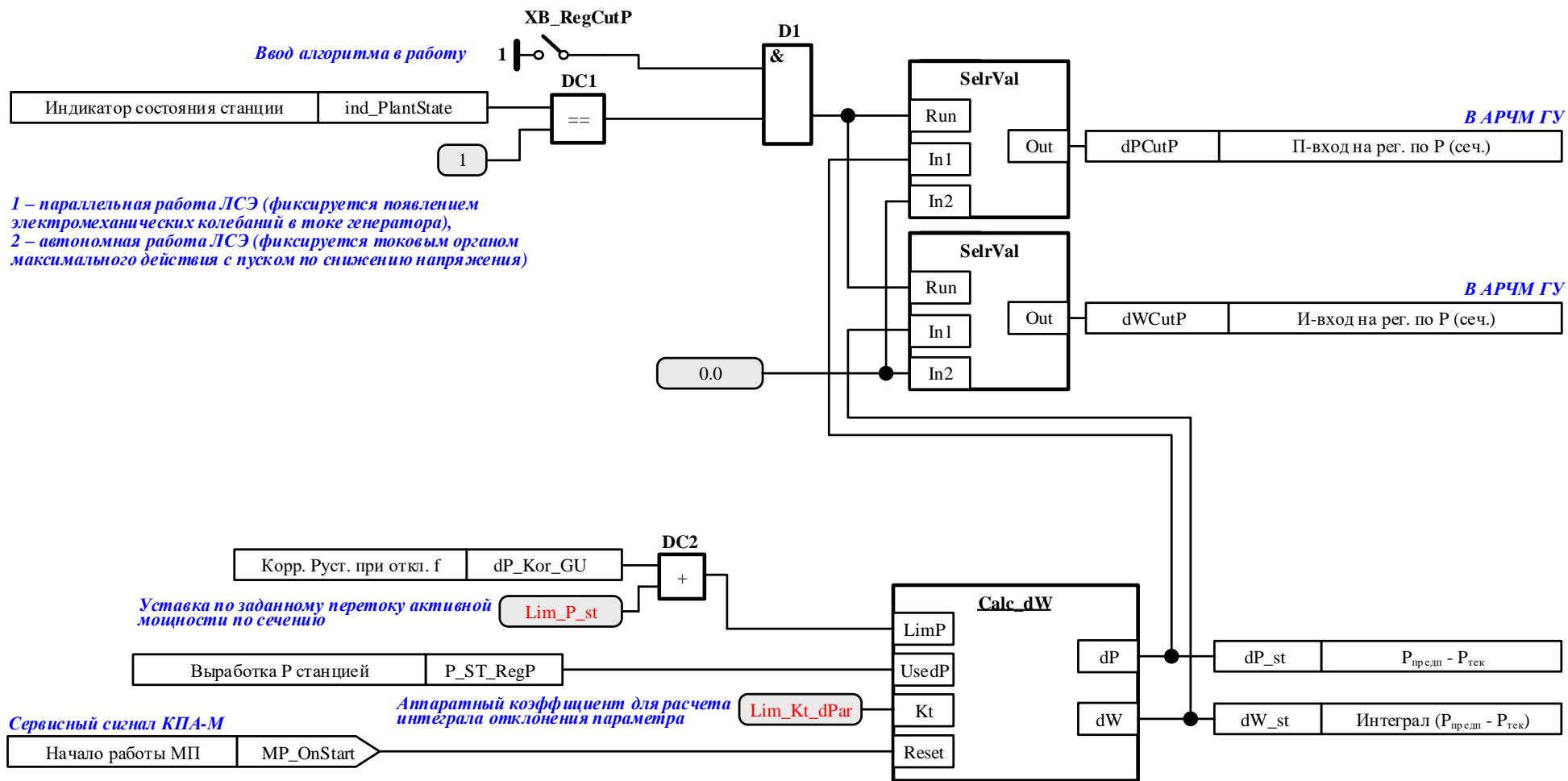


Рисунок 3.10 – Алгоритм группового регулирования перетока активной мощности по сечению

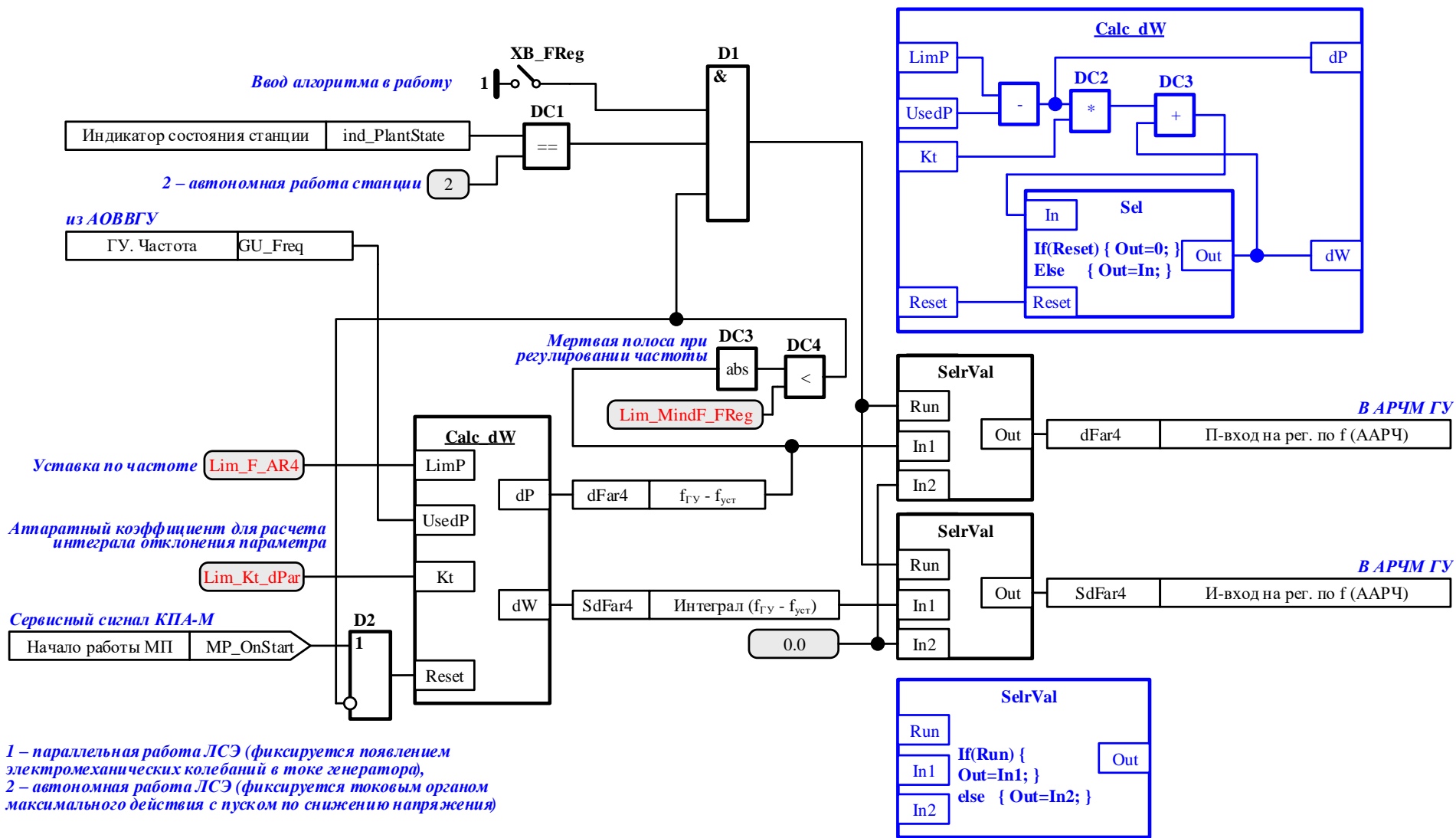
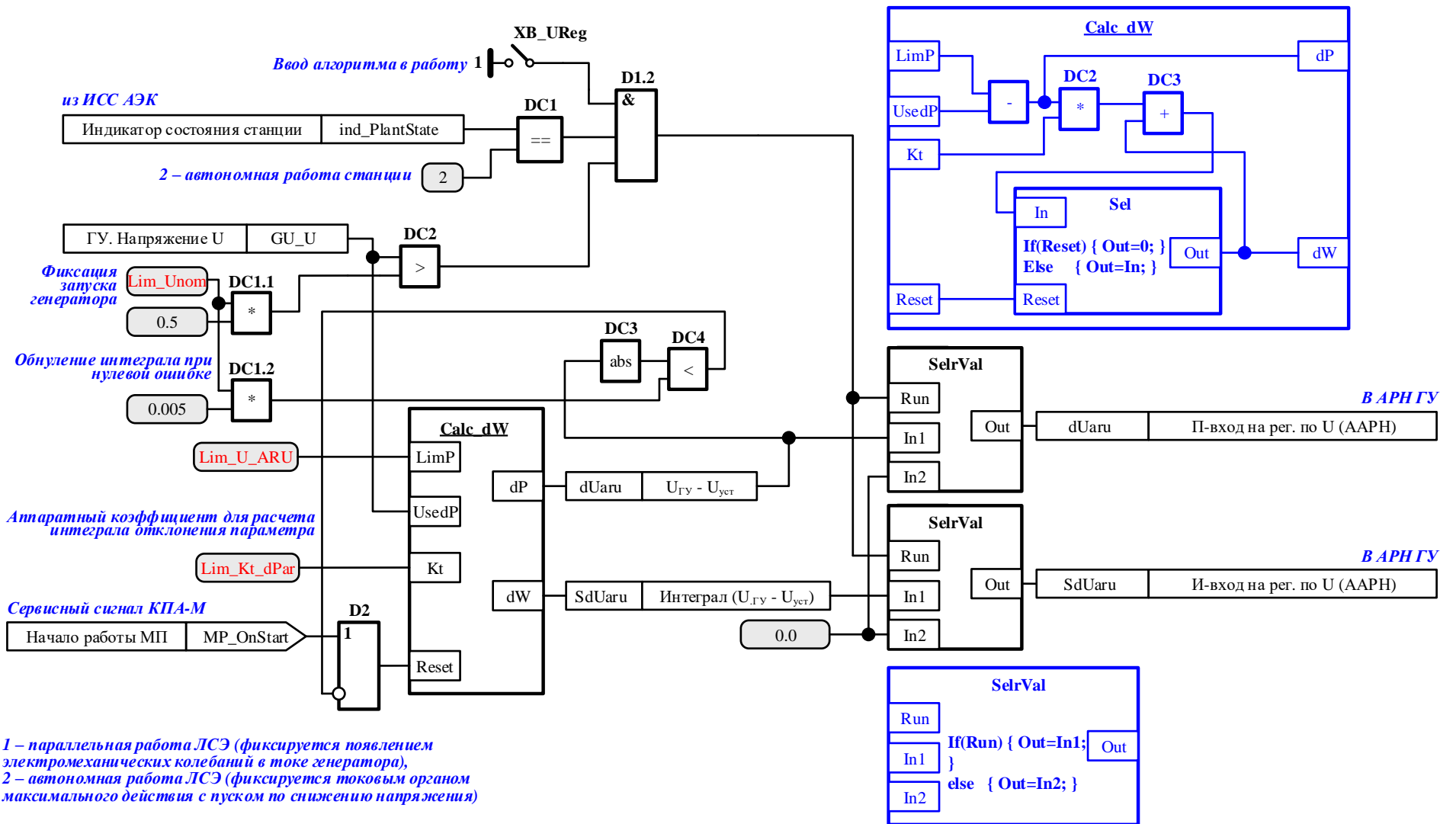


Рисунок 3.11 – Алгоритм автоматического астатического регулирования частоты



1 – параллельная работа ЛСЭ (фиксируется появлением электромеханических колебаний в токе генератора),  
 2 – автономная работа ЛСЭ (фиксируется токовым органом максимального действия с пуском по снижению напряжения)

Рисунок 3.12 – Алгоритм автоматического астатического регулирования напряжения

### 3.4.3 Программа исследования и испытаний

Исследование способа управления и проверку работоспособности прототипа автоматики можно разделить на следующие этапы:

1. Подготовительный:

- Сборка тестовой схемы сети (Рисунок 3.7) на наборном поле ЭДМ;
- Запуск и конфигурирование устройства прототипа на базе КПА-М, выполняющего функцию контроллеров всех реализованных автоматик (Рисунок 3.13);
- Подключение токовых цепей и цепей напряжения, дискретных сигналов управления выключателями, выходных аналоговых сигналов управления напряжением и частотой вращения генерирующих установок устройства КПА-М к физическому интерфейсу ЭДМ.

2. Основной:

- Создание базового режима параллельной работы генераторов. Запуск генераторов Г1-Г3, включение генераторных выключателей для питания местных нагрузок. На данном этапе все генераторы работают автономно, следовательно, контроллеры всех генераторов работают в режиме поддержания заданных уставками частоты и напряжения на шинах генераторов;
- Ввод в работу АПВ с улавливанием синхронизма для выключателей В1-В3. Выключатель В1 через некоторое время автоматически включится на обесточенную шину Ш. Генераторы Г2, Г3 автоматически включатся на параллельную работу с генератором Г1 при выполнении условий синхронизации, и переводят регуляторы в режим регулирования выдаваемой в сеть активной и реактивной мощности;
- Создание кратковременного трехфазного КЗ путем ручного включения выключателя В4 на короткое замыкание. В результате такого возмущения по факту снижения напряжения ниже уставки пусковые органы защит, реализованные в прототипе, отключат выключатели В1-В4. Контроллеры, идентифицируя

разделение, переведут генераторы Г1-Г3 в режим астатического регулирования;

- Ввод в работу АПВ с улавливанием синхронизма для выключателей В1-В3. Выключатель В1 через некоторое время автоматически включится на обесточенную шину Ш без синхронизации;
- Автоматика определяет класс состояния каждой разделенной части;
- Автоматика запускает режим гармонизации частоты и напряжения на всех генераторах;
- Автоматика запускает режим сканирования в частях, где идентифицирован сбалансированный режим;
- Автоматически при выполнении условий синхронизации включатся выключатели В2, В3;
- Автоматика, фиксируя переходный электромеханический процесс в токе генераторов, включенных на параллельную работу, прекращает режим сканирования и переводит регуляторы в исходный режим регулирования: для генератора Г1 в режим регулирования частоты и напряжения, для остальных генераторов (Г2, Г3) в режим выдачи заданной мощности или поддержания заданного перетока по сечению.

#### **3.4.4 Проведение и результаты экспериментального исследования**

На рисунке 3.13 представлен интерфейс программы разработанного прототипа автоматики, а на рисунке 3.14 приведено фото физической модели в процессе исследования способа управления и прототипа автоматики.

Уставки и настроечные параметры устройства КПА-М приведены в приложении «Б».

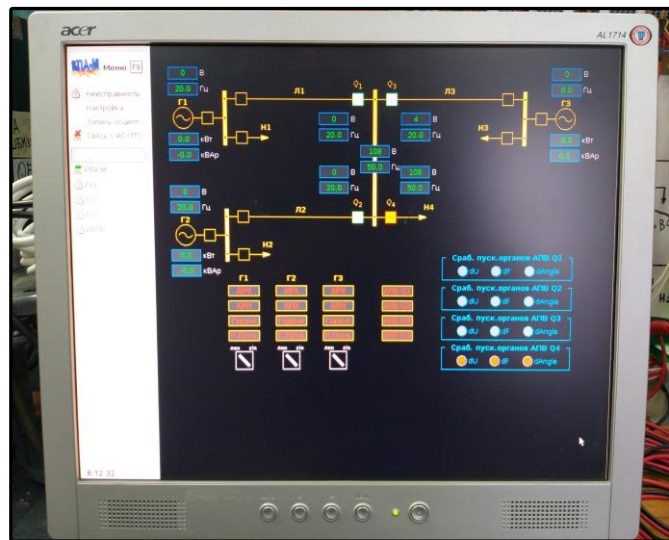


Рисунок 3.13 – Интерфейс программы прототипа автоматики на базе КПА-М

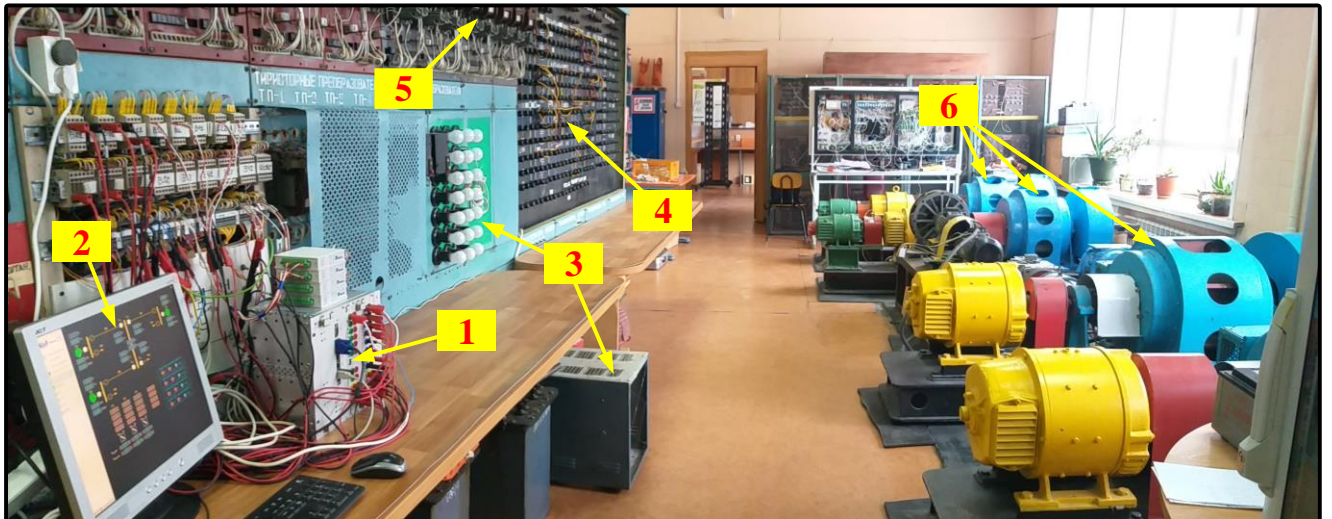


Рисунок 3.14 – Общий вид ЭДМ (1 – блок управления; 2 – интерфейс программы; 3 – нагрузки; 4 – наборное поле; 5 – выключатели; 6 – модельные синхронные машины)

На рисунках 3.15 – 3.23 приведены осциллограммы, снятые в ходе проведения эксперимента.

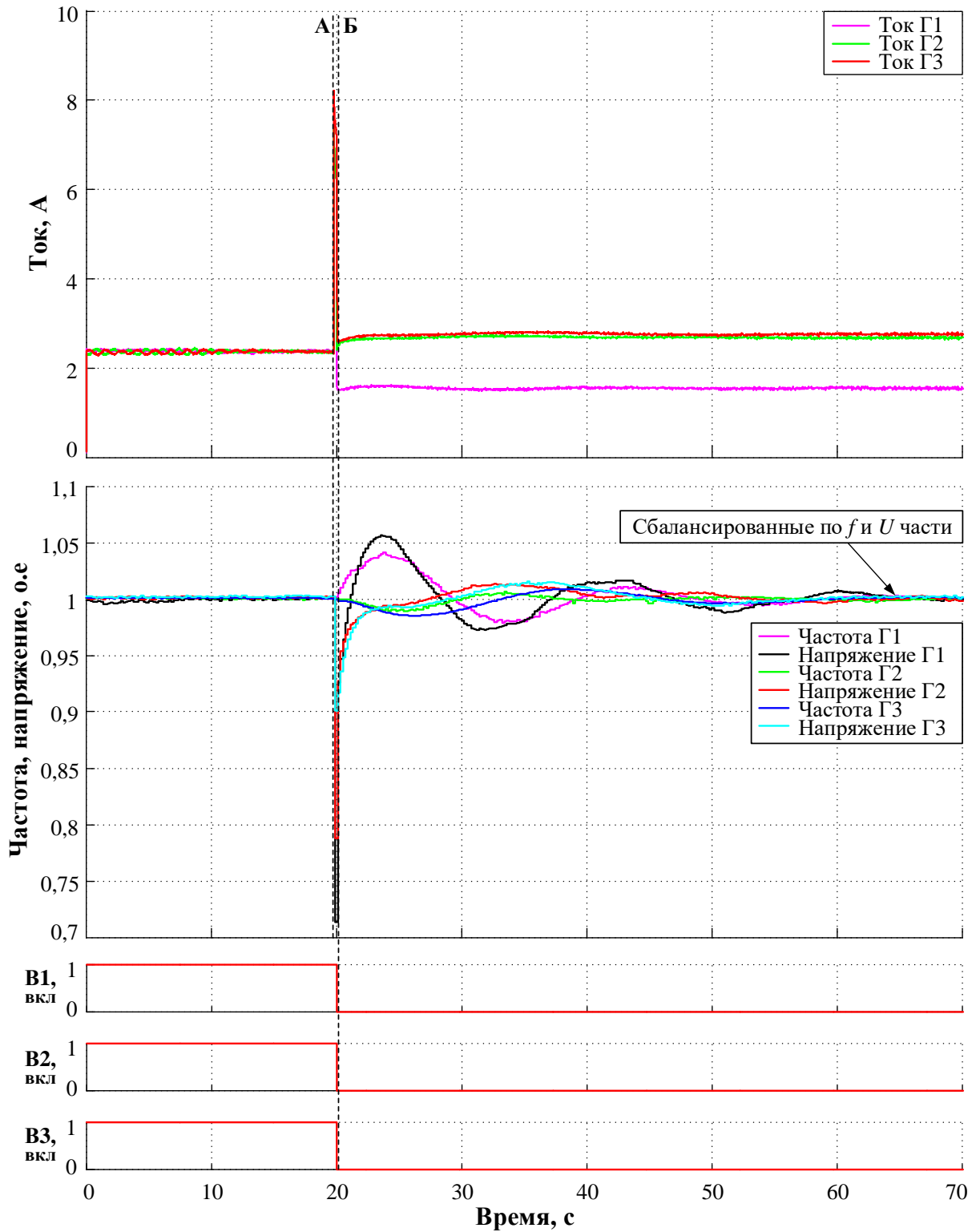


Рисунок 3.15 – Осциллограммы процесса аварийного разделения активной сети на три сбалансированных по активной и реактивной мощности части

А – возникновение короткого замыкания,

Б – разделение на части с переводом регуляторов в режим астатического регулирования частоты и напряжения.



На рисунке 3.15 приведены осциллограммы процесса аварийного разделения активной сети на три сбалансированных по активной и реактивной мощности частей, а на рисунке 3.19 осциллограммы процесса аварийного разделения активной сети на два сбалансированных и одного несбалансированного по активной мощности частей.

В момент времени А возникает трехфазное КЗ. По факту срабатывания пусковых органов защит, в частности, токовых защит с пуском по напряжению, на снижение напряжение и увеличении тока в контролируемых точках шины Ш выдается сигнал и отключаются выключатели В1-В4 (момент времени Б). Контроллеры генераторов, идентифицируя автономную работу по факту изменения частоты, срабатывания защиты минимального напряжения, переводят регуляторы генераторов в режим астатического регулирования режимных параметров. Исходя из осциллограмм, регуляторы балансируют отклонение частоты и напряжения за время около 40-50 с.

На рисунке 3.16 после наступления установившегося режима, контроллеры запускают режим сканирования во всех генераторах. При сканировании, в момент времени А при выполнении условий синхронизации АПВ с улавливанием синхронизма выключателя В2 включает генератор Г2 на параллельную работу с генератором Г1, который исходно включен на шину Ш без синхронизации. При включении на параллельную работу, по факту возникновения электромеханического колебания в токе генераторов, регуляторы генератора Г1 переводятся в режим астатического регулирования режимных параметров, а генератора Г2 – в режим поддержания заданной мощности. При этом ведущий генератор (Г1) продолжает режим сканирования.

При наступлении момента синхронизма (момент времени Б) АПВ с улавливанием синхронизма выключателя В3 включает генератор Г3 на параллельную работу с генераторами Г1 и Г2. По факту возникновения электромеханического колебания в токе генераторов, регуляторы генератора Г3 также переводятся в режим выработки заданной мощности. Контроллер генератора Г1 по окончании заданного времени (3 мин) завершает режим сканирования. Децентрализованное восстановление параллельной работы распавшихся частей активной сети выполнено.

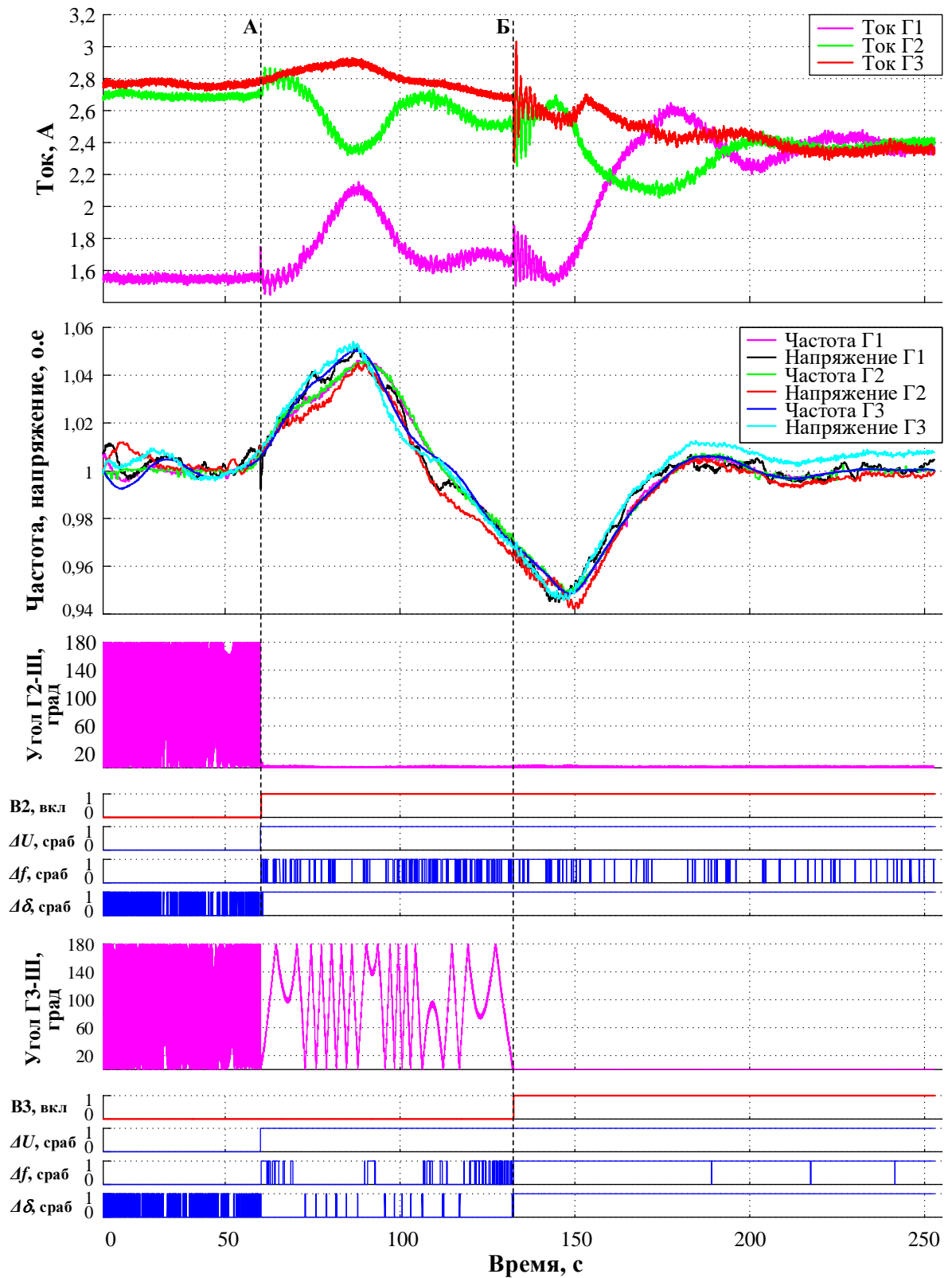


Рисунок 3.16 – Осциллограммы процесса синхронизации и восстановления параллельной работы трех сбалансированных по активной и реактивной мощности разделенных частей

А – параллельная работа генератора Г1 с Г2,

Б – параллельная работа генератора Г3 с Г1 и Г2.

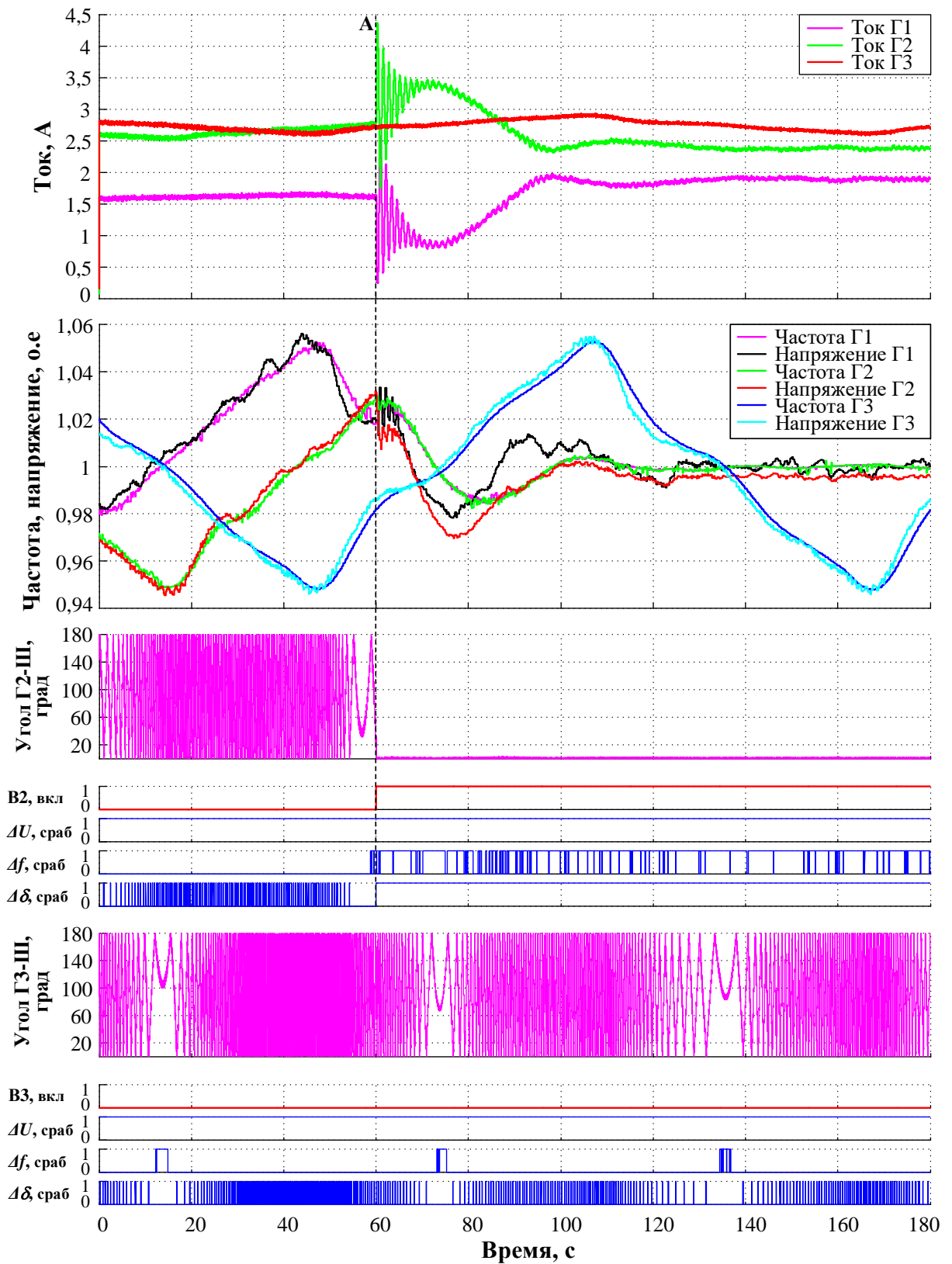


Рисунок 3.17 – Осциллограммы процесса синхронизации и восстановления параллельной работы трех сбалансированных по активной и реактивной мощности разделенных частей

А – параллельная работа генератора Г1 с Г2.

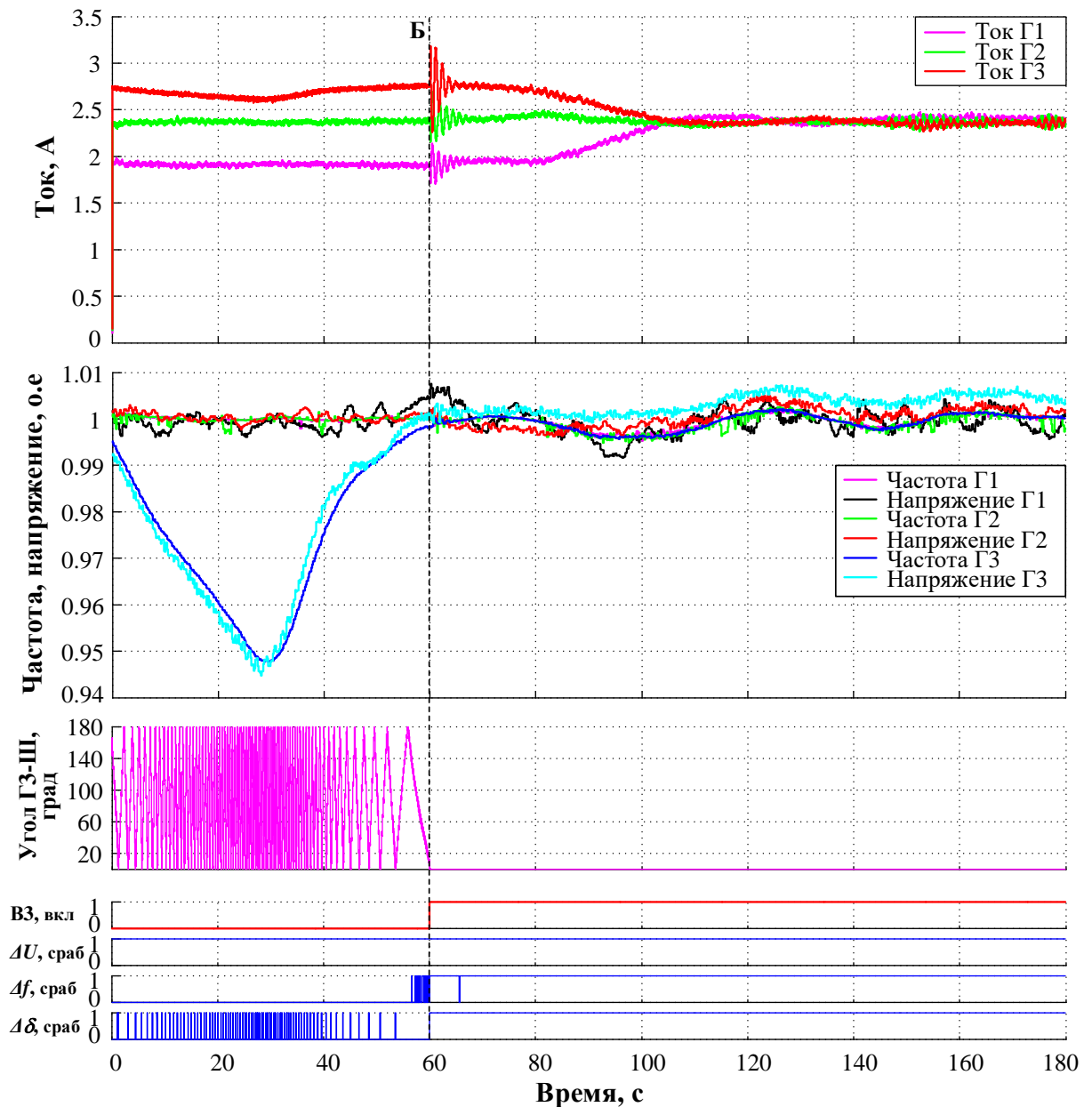


Рисунок 3.18 – Продолжение осциллограмм рисунка 3.17

Б – параллельная работа генератора Г3 с Г1 и Г2.

На рисунке 3.17 в момент времени А при наступлении момента синхронизма АПВ с улавливанием синхронизма выключателя В2 включает генератор Г2 на параллельную работу с генератором Г1. По факту возникновения электромеханического колебания в токе генераторов, регуляторы генератора Г2 переводятся в режим выработки заданной мощности, а генератор Г1 продолжает работать как ведущий. Здесь, сканирование выполнено по второму варианту, т.е.

генератор завершает сканирование по факту включения на параллельную работу с каким-то другим генератором, не ожидая окончания режима сканирования.

АПВ выключателя В3 не улавливает момент синхронизма, т.к. при пересечении режимных параметров генератора Г3 с генераторами Г1 и Г2 не выполняется условие по углу (момент времени 12, 75 и 135 с). Причиной является зависание угла в некоторой промежутке времени (около 6-8 с) вследствие чего не доходя до нуля угол меняет направление и начинает расти в обратную сторону.

На осциллограмме рисунка 3.18 приведена успешная синхронизация генератора Г3. Проанализировав осциллограмму, можно отметить, что на успешность синхронизации повлияла изменение формы пересечения двух пар (частота и напряжение) режимных параметров, т.е. форма пересечения параметров с крутым наклоном начинает переходить в пологую форму. В результате, при выполнении всех трех условий синхронизации генератор Г3 включается на параллельную работу с генераторами Г1 и Г2. После перевода регуляторов генератора Г3 в режим выработки заданной мощности, восстанавливается нормальный режим в активной сети.

На рисунке 3.20 после наступления установившегося режима, контроллерами, через заданные выдержки времени (60, 90 и 120 с) в сбалансированных частях на генераторах Г1 и Г2 запускается режим сканирования (момент времени А, Б), а в несбалансированной части, т.е. на генераторе Г3 – режим гармонизации частоты и напряжения. Гармонизация режимных параметров достигается в течение 8-10 с, и позволяет подготовить генератор к успешной синхронизации. Успешную синхронизацию и восстановление параллельной работы генераторов Г1 и Г2 с генератором Г3, который исходно включен на шину Ш без синхронизации можно увидеть на осциллограммах рисунка 3.21.

На рисунках 3.22 и 3.23 приведены осциллограммы успешной синхронизации и восстановления параллельной работы генератора Г1 с Г3 и Г2 с Г1, Г3 соответственно.

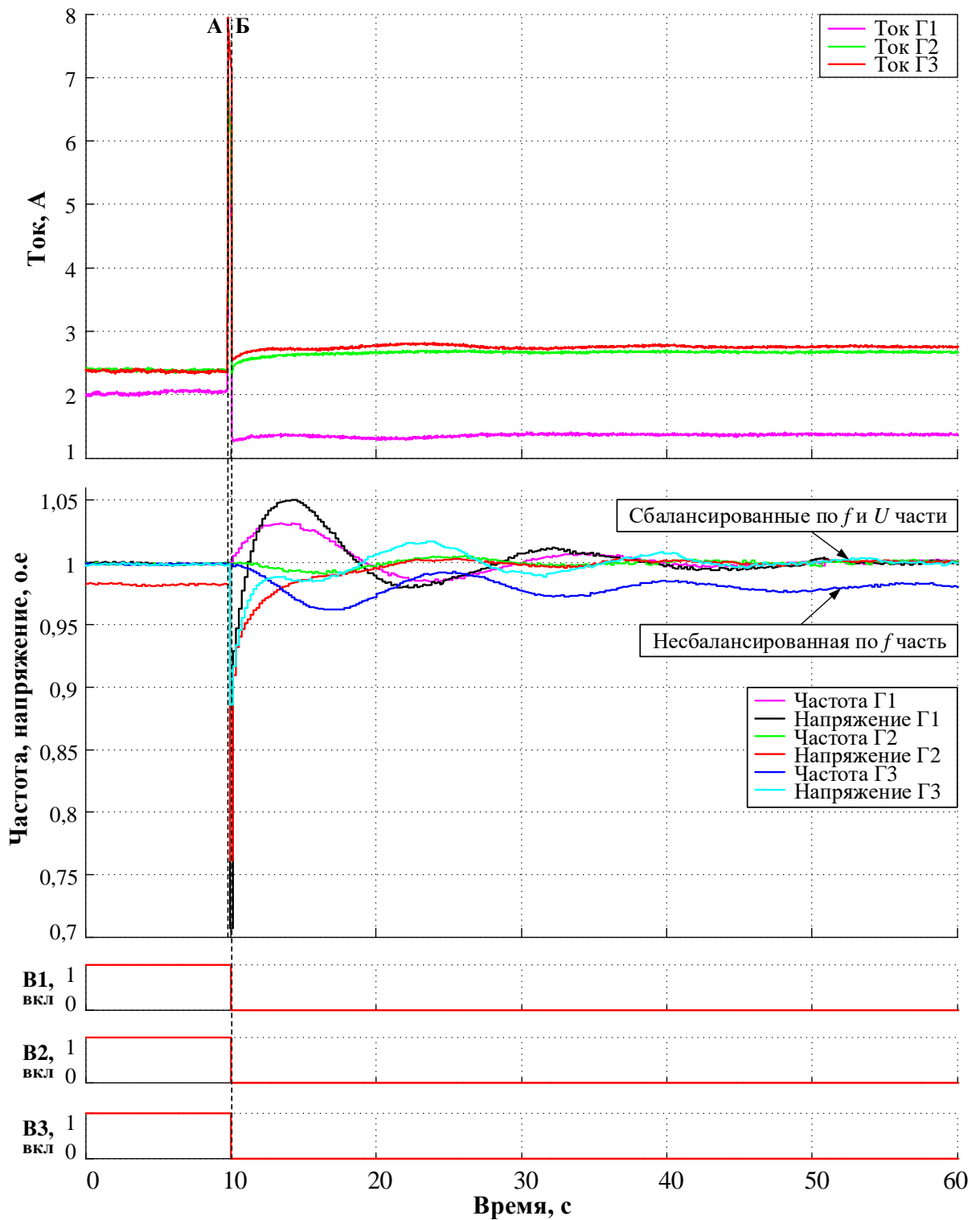


Рисунок 3.19 – Осциллограммы процесса аварийного разделения активной сети на две сбалансированных и одну несбалансированных по активной мощности части

А – возникновение короткого замыкания,

Б – разделение на части с переводом регуляторов в режим астатического регулирования частоты и напряжения.

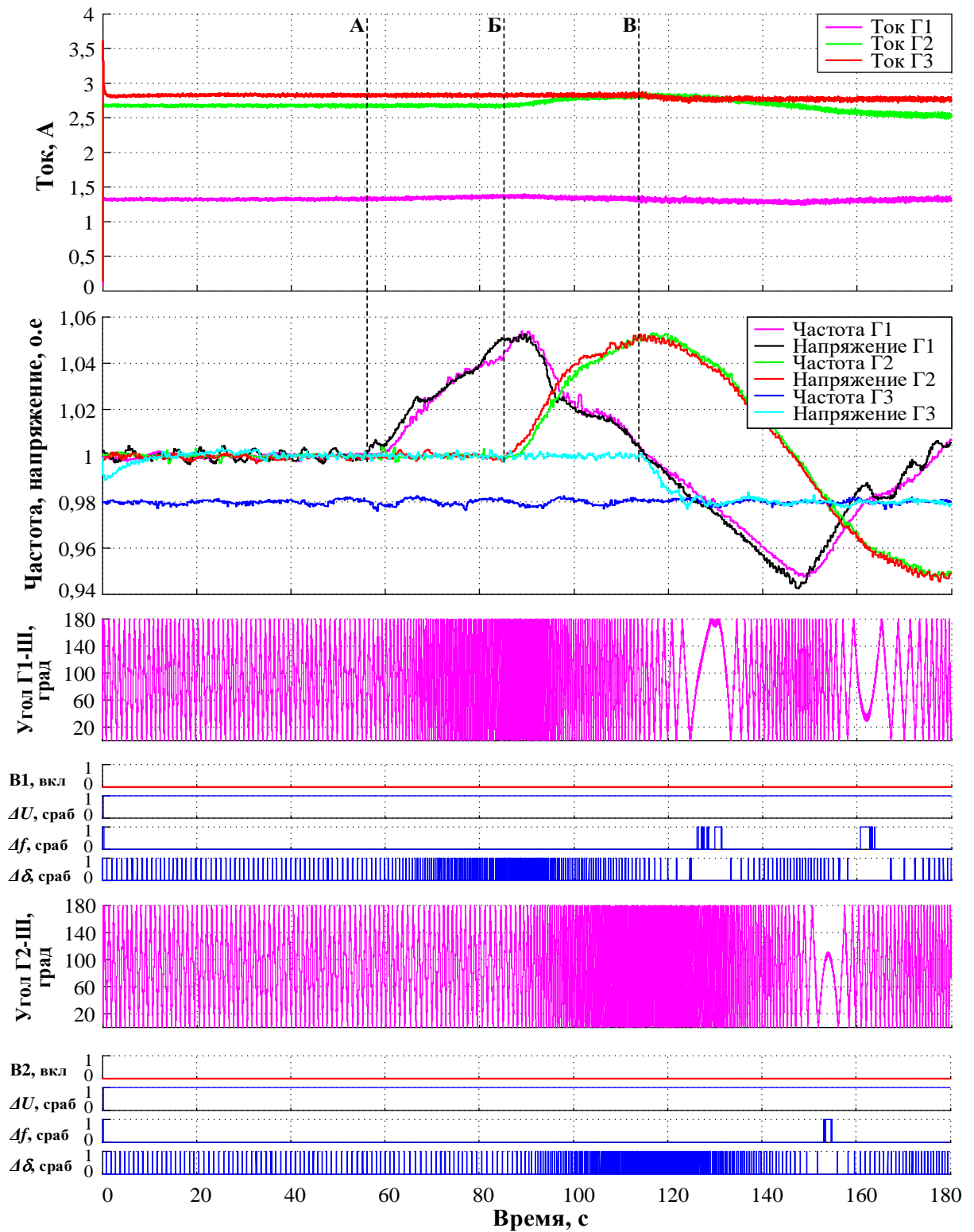


Рисунок 3.20 – Осциллограммы процесса синхронизации и восстановления параллельной работы двух сбалансированных и одной несбалансированной по активной мощности разделенных частей

А – запуск режима сканирования на генераторе Г1,

Б – запуск режима сканирования на генераторе Г2,

В – запуск режима гармонизации на генераторе Г3.

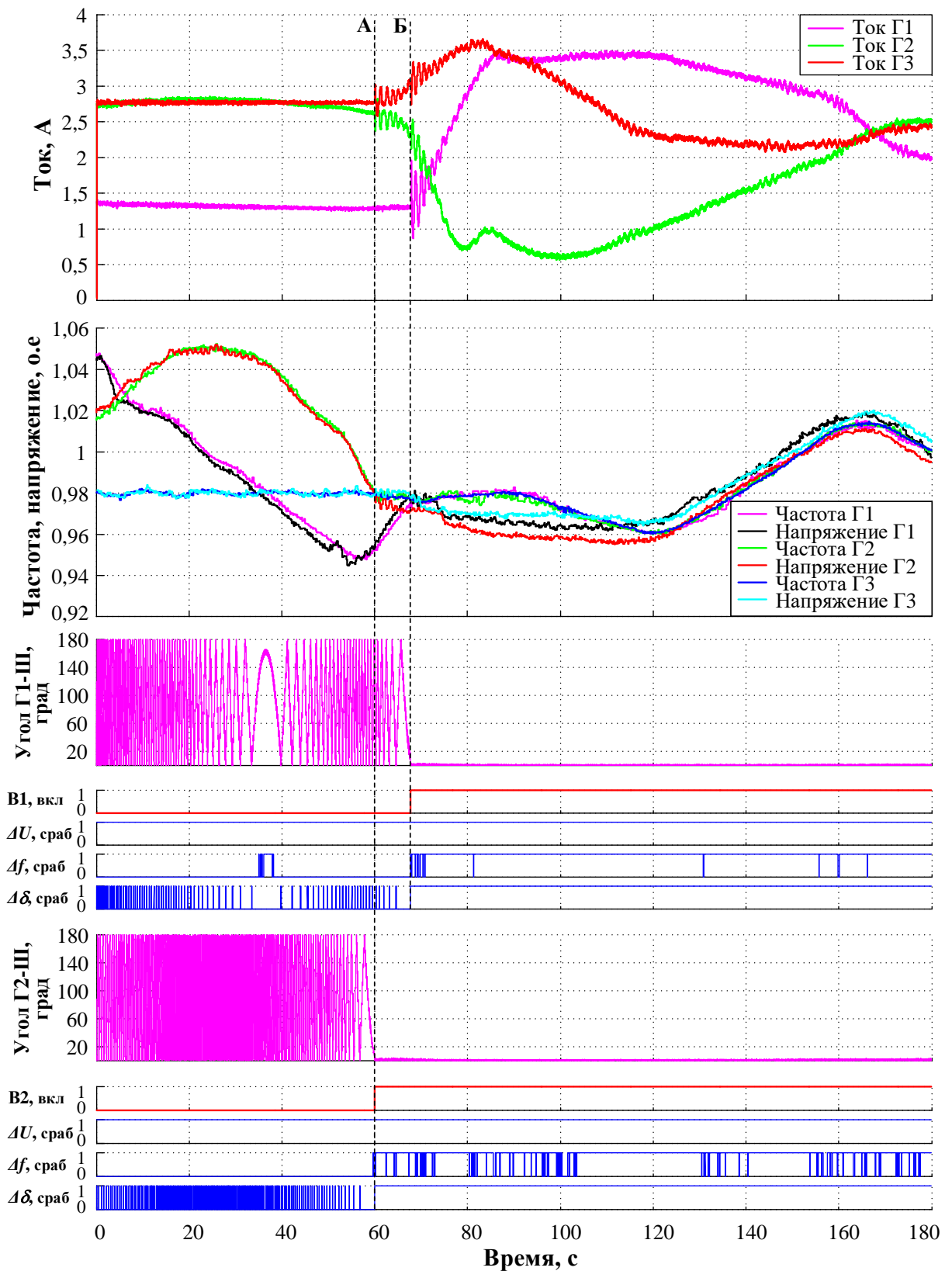


Рисунок 3.21 – Продолжение осциллограмм рисунка 3.20

А – параллельная работа генератора Г2 с Г3,

Б – параллельная работа генератора Г1 с Г2 и Г3.



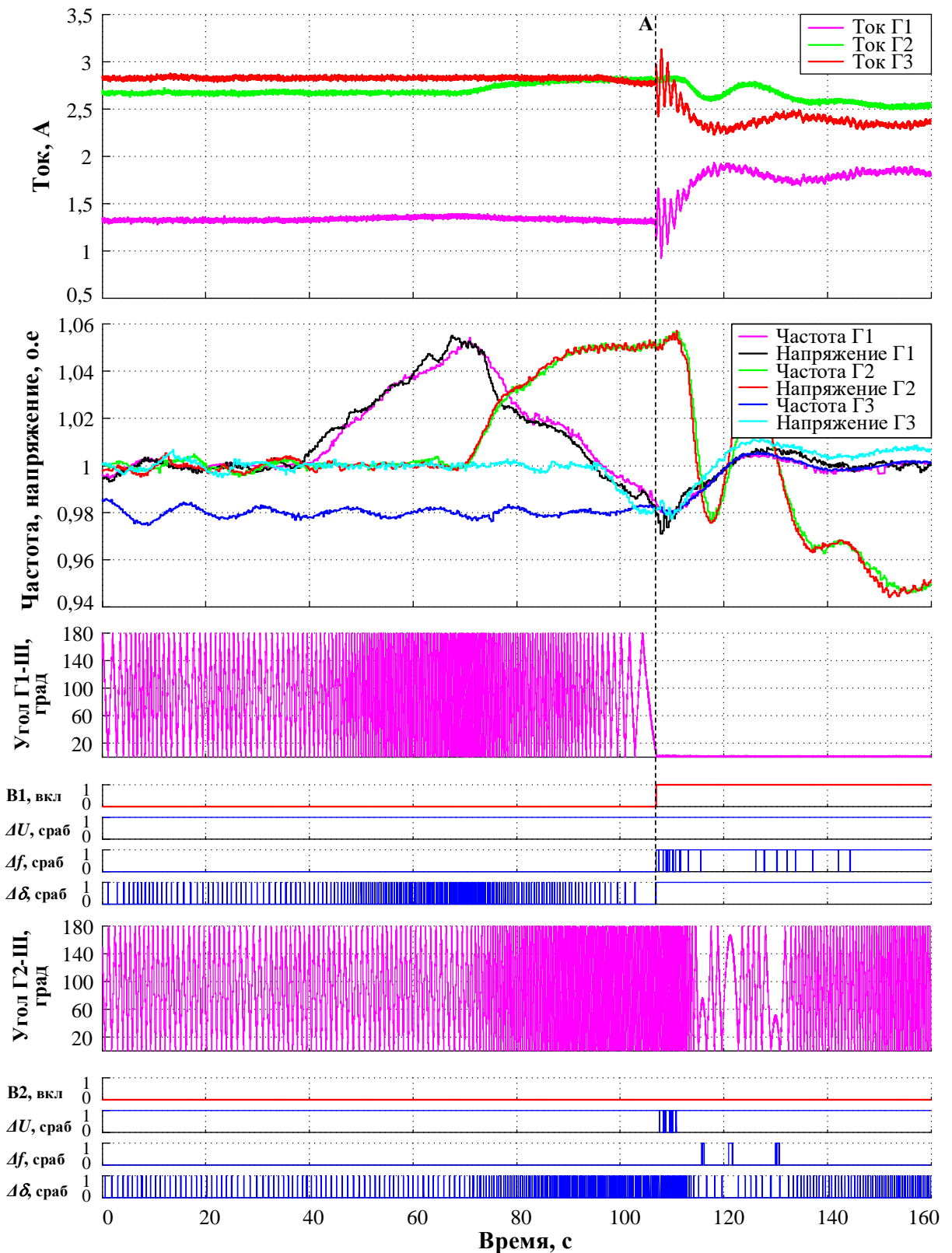


Рисунок 3.22 – Осциллограммы процесса синхронизации и восстановления параллельной работы двух сбалансированных и одной несбалансированной по активной мощности разделенных частей

А – параллельная работа генератора Г1 с Г3.

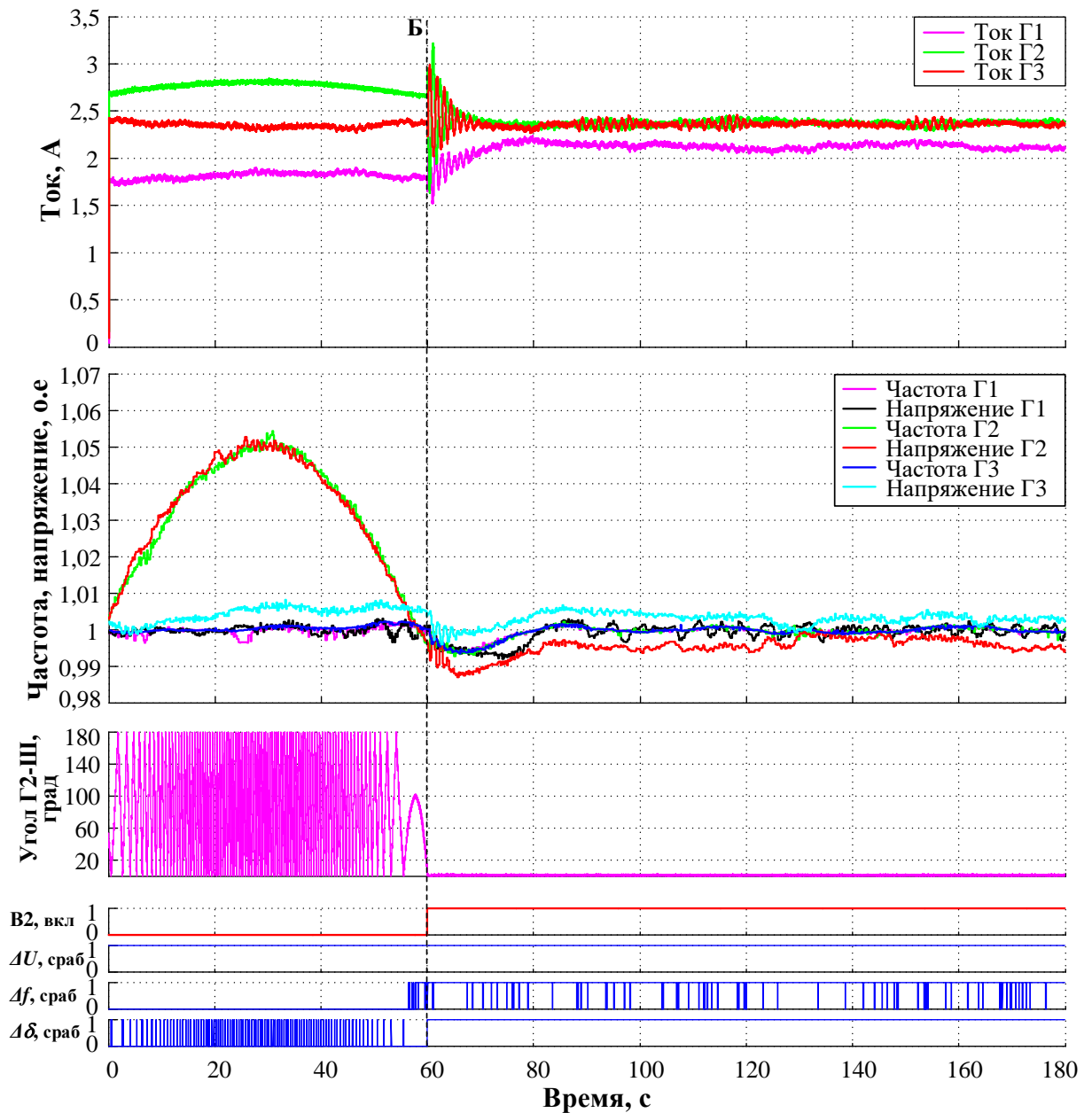


Рисунок 3.23 – Продолжение осциллограмм рисунка 3.22

Б – параллельная работа генератора Г2 с Г1 и Г3.

### Выводы по главе 3

На физической модели энергосистемы подтверждена работоспособность способа децентрализованного восстановления целостности и нормального режима нескольких разделенных после возникновения КЗ, как сбалансированных, так и не сбалансированных частей сети. Способ не использует передачу информации о

режимных параметрах с удаленной точки, синхронизирует разделенные ЛСЭ и восстанавливает их нормальный режим.

Длительность полного цикла восстановления целостности и нормального режима электрической сети, в основном, определяется временем сканирования условий синхронизации частей сети и их количеством. Для сети с тремя разделившимися частями время автоматического восстановления составляет 200 - 240 с.

Работоспособным признаком возникновения удаленной синхронизации частей сети является возникновение в токах генераторов затухающих колебания с частотой электромеханического переходного процесса в сети.

Техническая реализация способа в прототипе автоматики может служить основой создания опытного образца.

## **ГЛАВА 4 ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В АКТИВНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ТАДЖИКИСТАНА**

### **4.1 Текущее состояние малой энергетики Таджикистана**

В последние десятилетия с развитием технологий управления источниками генераций, малая энергетика становится востребованной как не электрифицированными слоями населения, так и разного рода предприятиями. Основу малой энергетики составляют электростанции малой мощности с первичными источниками на возобновляемом и не возобновляемом виде энергии.

Электроэнергия, получаемая из гидравлической энергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями (ГЭС), является одной из самой распространенной, экологически чистой и дешевой энергией. Производство электроэнергии на ГЭС широко используется во многих странах, в том числе и в Таджикистане [101,102].

Таджикистан - страна, которая имеет огромный запас гидроресурсов. По данному показателю Таджикистан стоит на первом месте среди стран Центральной Азии, и на восьмом месте – в мире [103]. Гидроэнергетический потенциал страны в области выработки электроэнергии превышает 527 млрд. кВт·ч в год. На сегодняшний день, Таджикистан использует приблизительно 6,6% своего гидроэнергетического потенциала [104].

Наряду с развитием и строительством крупных ГЭС, в стране наблюдается рост ввода в эксплуатацию малых электростанций на базе ВИЭ, в том числе МГЭС. Малые гидроэлектростанции имеют небольшую установленную мощность, строятся в относительно короткие сроки, требуют небольших капиталовложений и не оказывают существенного влияния на окружающую среду.

Потенциальные запасы малой гидроэнергетики в стране составляют 184,46 млрд. кВт·ч в год [105].

В Таджикистане с учетом местных особенностей, принята следующая классификация МГЭС по их установленной мощности [106]:

- Микро ГЭС:  $P \leq 10$  кВт;
- Мини ГЭС:  $P = 10 \div 500$  кВт;
- Малые ГЭС:  $P = 500 \div 10\,000$  кВт.

Согласно программе строительства МГЭС «Долгосрочная программа строительства малых электростанций на период 2009–2020 годов» принятой правительством страны в 2009 году [103], с привлечением отечественных и иностранных инвесторов строятся 189 МГЭС, общей установленной мощностью 103 МВт, перспектива строительства которых приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перспектива строительства МГЭС

Тип/этапы	Краткосрочный этап (2009 – 2011 гг.), шт.	Среднесрочный этап (2012 – 2015 гг.), шт.	Долгосрочный этап (2016 – 2020 гг.), шт.
До 100 кВт	20	21	21
От 100 кВт до 1000 кВт	34	37	25
Свыше 1000 кВт	12	12	7
Всего:	66	70	53
Общая установленная мощность, кВт	43,35	32,85	26,801

Согласно Национальной стратегии развития Республики Таджикистан на период до 2030 года, одной из стратегических целей развития является обеспечение энергетической безопасности и эффективное использование электроэнергии [107]. В этой связи, основными действиями для достижения поставленной цели являются:

- диверсификация генерирующих источников энергии, предусматривающая освоение гидроэнергетических ресурсов больших и малых рек, развитие существующих мощностей нефтегазовой и угольной отрасли, освоение новых месторождений органического топлива, создание технических возможностей для использования нетрадиционных (возобновляемых) источников энергии (солнечная, ветряная, биологическая, геотермальная), модернизация существующих и строительство новых ГЭС и ТЭС;

- эффективное использование имеющихся энергетических мощностей и реализация экспортного потенциала электроэнергетики;
- модернизация и техническое перевооружение нефтегазовой отрасли, освоение новых месторождений нефти и газа;
- широкомасштабное энергосбережение и повышение энергетической эффективности национальной экономики;
- развитие внутренней и внешней энергетической инфраструктуры (электрических сетей и подстанций);
- создание эффективной системы управления рисками и мониторинга энергетической безопасности, включая неограниченный и равный доступ всех потребителей к энергоресурсам;
- обеспечение финансово жизнеспособной и устойчивой работы энергетического сектора;
- интегрированное управление водными ресурсами.

В настоящее время производством, передачей и распределением электроэнергии в большинстве регионов страны занимается энергокомпания ОАХК «Барки Точик», а в Горно-Бадахшанской автономной области – ОАО «Памир Энерджи».

В настоящий момент на балансе энергокомпания «Барки Точик» находятся 16 МГЭС [108], в том числе, 6 – в Раштском регионе, 1 – в Кулябском регионе, 3 – в районах республиканского подчинения и 6 – в Пенджикентском регионе. Сведения об МГЭС функционирующие в этих регионах приведены в приложении «Г».

В период 1990-2013 годов на территории страны были построены и сданы в эксплуатацию множество МГЭС различной мощности, динамика строительства которых приведена на рисунке 4.1.

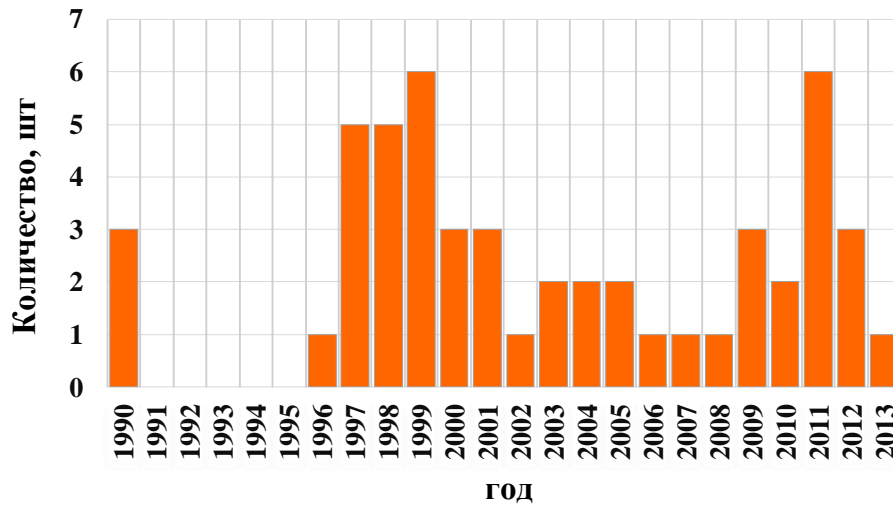


Рисунок 4.1 – График динамики строительства МГЭС в Таджикистане в период 1990-2013 гг.

Таджикистан является страной, погодные условия которой изменяются в широком диапазоне в течение года. В некоторых районах страны из-за сурового климата в зимний период, могут происходить замерзание или значительное уменьшение количества воды в реках. Поэтому, некоторые МГЭС из-за погодных условий существенно снижают генерацию электроэнергии.

На рисунках 4.2 – 4.5 приведены годовая выработка электроэнергии МГЭС, находящихся на балансе ОАХК «Барки Точик» по разным регионам страны за наблюдаемый 2011-2018 гг.

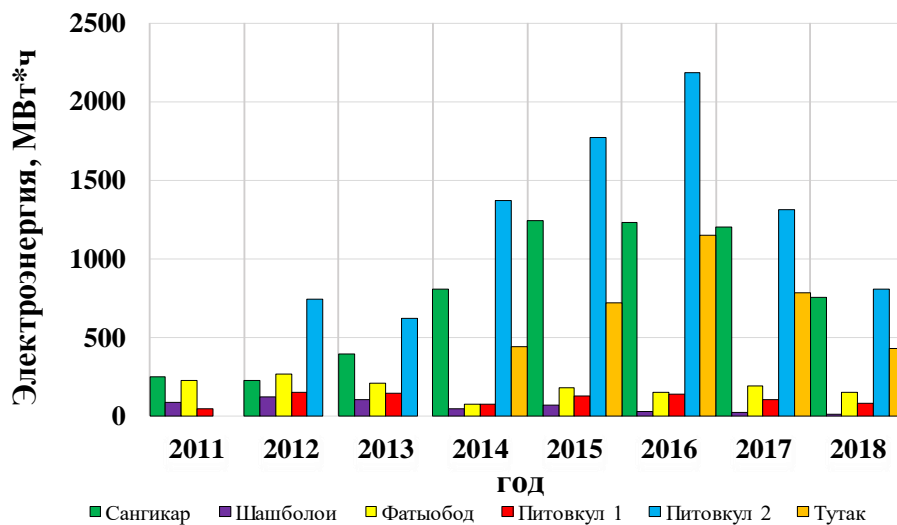


Рисунок 4.2 – График годовой выработки электроэнергии МГЭС Раштского региона

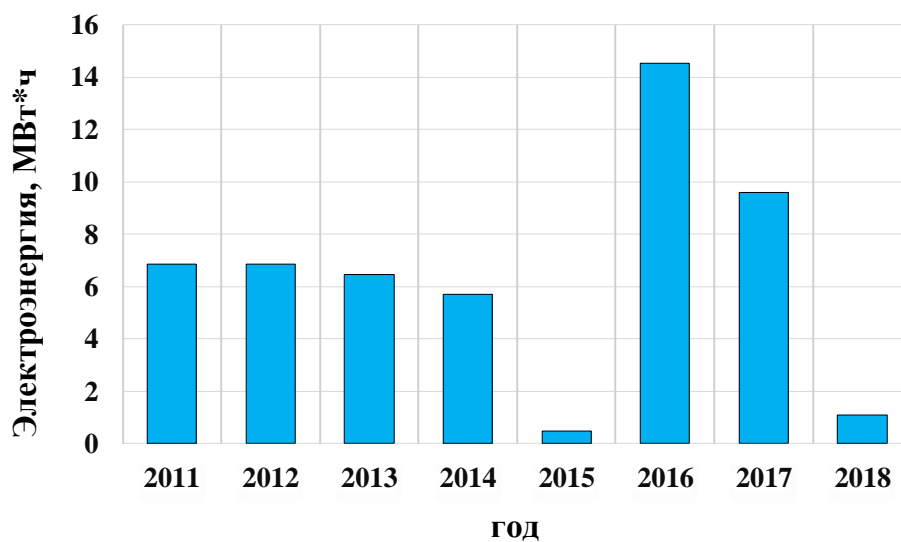


Рисунок 4.3 – График годовой выработки электроэнергии МГЭС Кулябского региона

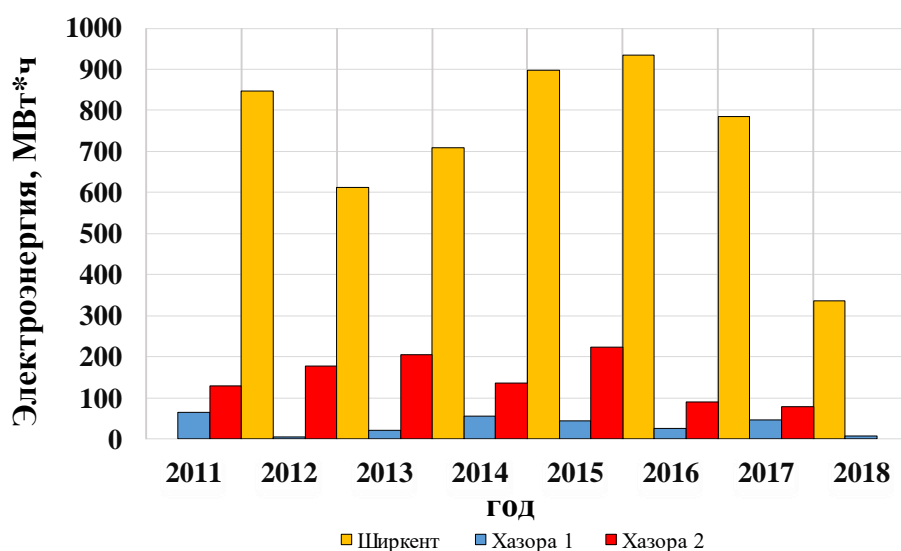


Рисунок 4.4 – График годовой выработки электроэнергии МГЭС районов республиканского подчинения



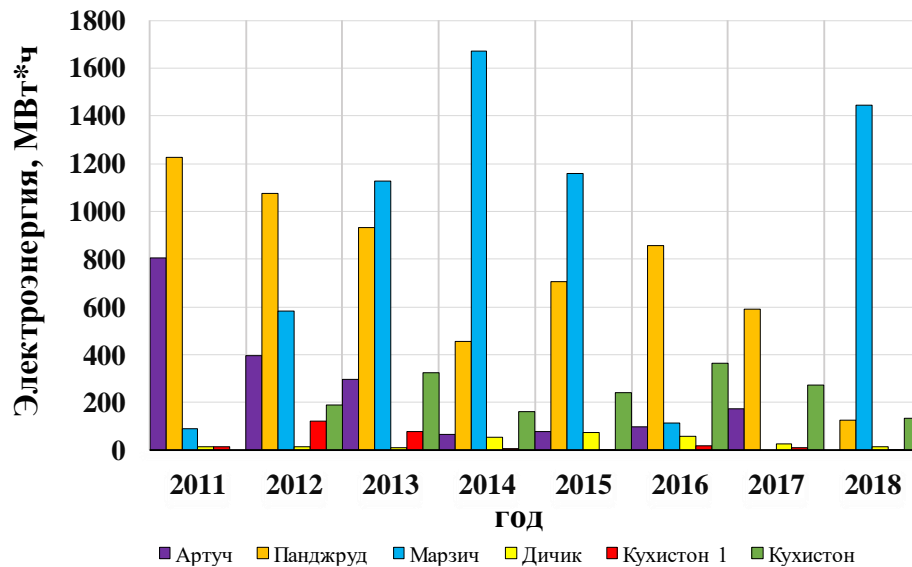


Рисунок 4.5 – График годовой выработки электроэнергии МГЭС Пенджикентского региона

В энергосистеме Таджикистана электроснабжение потребителей осуществляется централизованно. Около 90% выработки электроэнергии приходится на гидроэлектростанции. Как правило, централизованное электроснабжение имеет свои недостатки, такие как, например, большие потери электроэнергии при передаче и распределении, потеря устойчивости при возникновении аварии и др. Кроме того, каждый год в осенне-зимний период в энергосистеме Таджикистана наблюдается дефицит электроэнергии, что вынуждает вводить ограничение на потребление электроэнергии потребителям населенных пунктов и некоторым предприятиям.

Так как, Таджикистан является страной, где около 93% его территории высокогорье и имеет большое количество малых рек, одним из решений существующих трудностей по дефициту электроэнергии в сельских местностях является масштабное использование МГЭС на уровне распределительных сетей.

В развитии малой гидрогенерации в стране, огромное значение имеет проект CASA-1000 [109], разработанный и согласованный в 2011 году между правительствами 4-х стран (Таджикистан, Кыргызстан, Афганистан и Пакистан), предусматривающий экспорт в соседние страны избыточной электроэнергии, появляющейся в летний период.

В этом случае, в производстве электроэнергии равноправно будут участвовать не только крупные ГЭС, но и МГЭС. Реализация вышеуказанного проекта позволит эффективно использовать МГЭС и развивать эту область энергетики в стране. Необходимым условием для этого является интеграция МГЭС в существующие электрические сети, объединение нескольких ЛСЭ на базе МГЭС в изолированные (островные) или связанные с общей электрической сетью (полуостровные) локальные энергосистемы, т.к. автономная работа МГЭС имеет известные недостатки.

К ним относят низкую надежность электроснабжения и низкое качество электроэнергии. К тому же, при эксплуатации ЛСЭ в таком режиме необходимы значительные резервные мощности, что уменьшает использование установленных мощностей и увеличивает срок окупаемости объекта малой генерации. Эти недостатки в значительной мере устраняются при синхронной (без вспомогательных устройств) работе ЛСЭ с внешней энергосистемой. Положительные эффекты в виде снижения потерь, возможности подключения дополнительных потребителей за счет разгрузки сети, а также повышения качества электроэнергии (по напряжению) в районе присоединения малой генерации получает и сама внешняя электрическая сеть, к которой присоединяется ЛСЭ.

#### **4.2 Исследование распределенной синхронизации частей и восстановления нормального режима электрической сети с MicroGrid с использованием реклоузеров (на примере Раштских электрических сетей Таджикистана)**

Целью является моделирование и исследование распределенной синхронизации частей электрической сети с наличием местного источника малой генерации с использованием реклоузеров в качестве удаленного коммутационного аппарата для синхронизации в сельских районах Таджикистана.

Исследован способ децентрализованного управления отделением районов сети с собственной генерацией при потере основного источника электроснабжения с последующим восстановлением нормальной схемы и режима на реклоузерах

электрической сети. Такие районы приобретают свойства MicroGrid, способной работать как автономно, так и параллельно с внешней сетью [50].

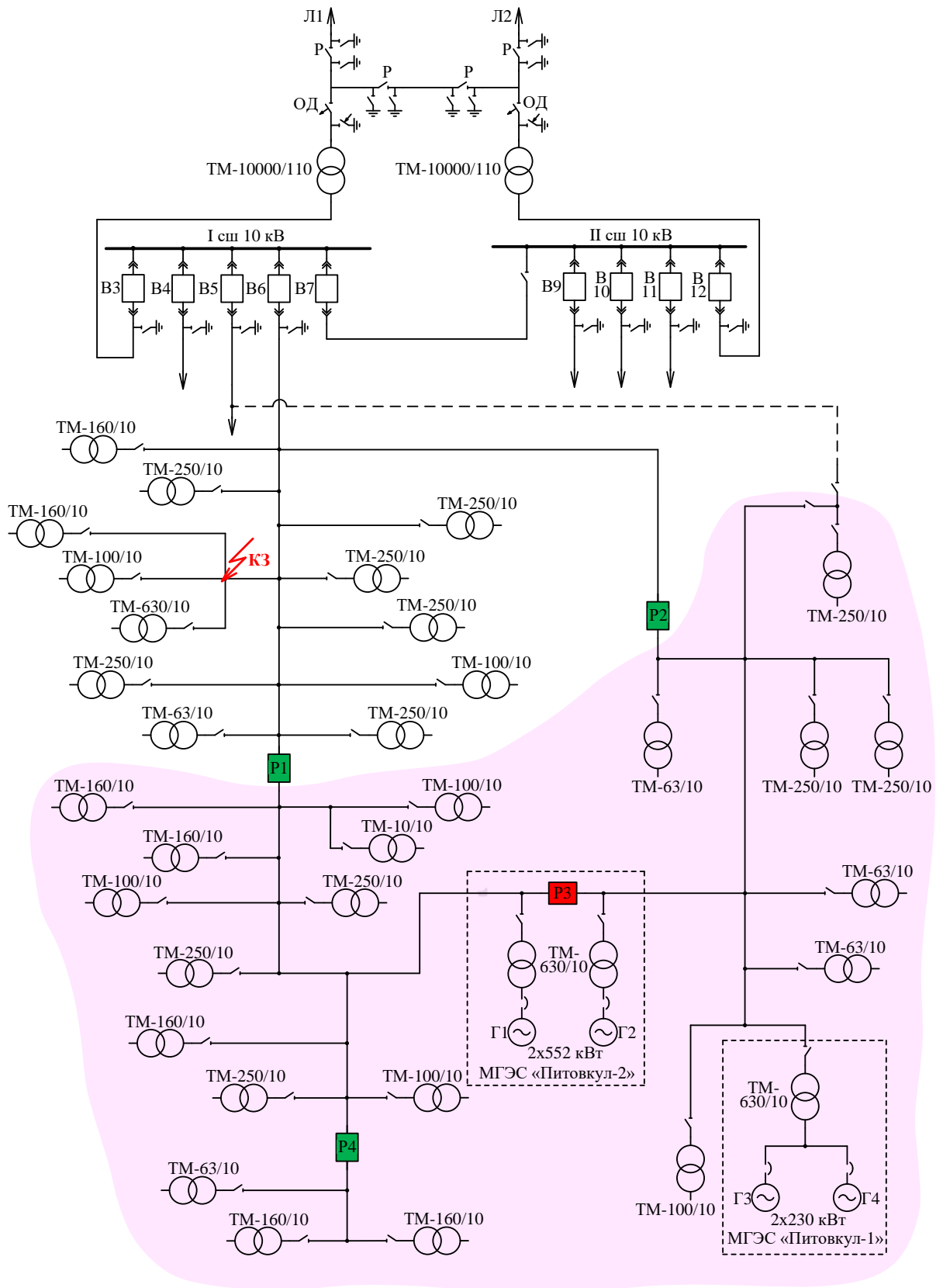


Рисунок 4.6 – Моделируемая схема электроснабжения

Моделирование выполнено для одной из схем электроснабжения сельской местности Лахшского района Таджикистана. В схеме ЛСЭ данной местности присутствуют две МГЭС. Электроснабжение потребителей производится либо в островном режиме, либо в режиме питания от внешней сети на напряжении 10 кВ. Такой режим электроснабжения обусловлен тем, что во внешней сети происходят частые возмущения и, в случае, параллельной работы МГЭС с внешней сетью, синхронная работа генераторов часто нарушается, что приводит к обесточиванию потребителей целого фидера. Учитывая высокую аварийность в схеме, приводящей к большому количеству отключений, длительному простое и недоотпуску электроэнергии потребителям, предложена установка реклоузеров в разных местах этого фидера (Рисунок 4.6).

Места установки реклоузеров выбраны исходя из условия баланса мощностей генерирующих устройств обеих МГЭС и нагрузок потребителей. Такая расстановка позволяет MicroGrid быстро автоматически и сбалансированно отделяться от внешней сети в аварийных режимах. В качестве противоаварийной автоматики использована делительная автоматика подобная автоматике опережающего сбалансированного деления (АОСД) [8,9]. При использовании делительной автоматики совместно с реклоузерами будет сохраняться устойчивая работа MicroGrid при переходе со сбалансированной нагрузкой в островной режим.

В схеме рисунка 4.6 установлены 4 реклоузера, 2 из которых (P1, P2) предназначены для отделения MicroGrid от внешней сети (выделенная область схемы рисунка 4.6) и ее включения на параллельную работу при выполнении условий синхронизации. Реклоузер P3 предназначен для объединения (включается в островном режиме) двух частей MicroGrid при островном режиме и исключения шунтирования схемы при ее параллельной работе с сетью (отключен в режиме параллельной работы), а реклоузер P4 – для выполнения АЧР в автономном режиме, и частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) в режиме автономной и параллельной работы с внешней сетью.

На рисунке 4.7 приведен пример процесса выпадения угла ротора генератора MicroGrid из синхронного режима (потеря устойчивости) при КЗ.

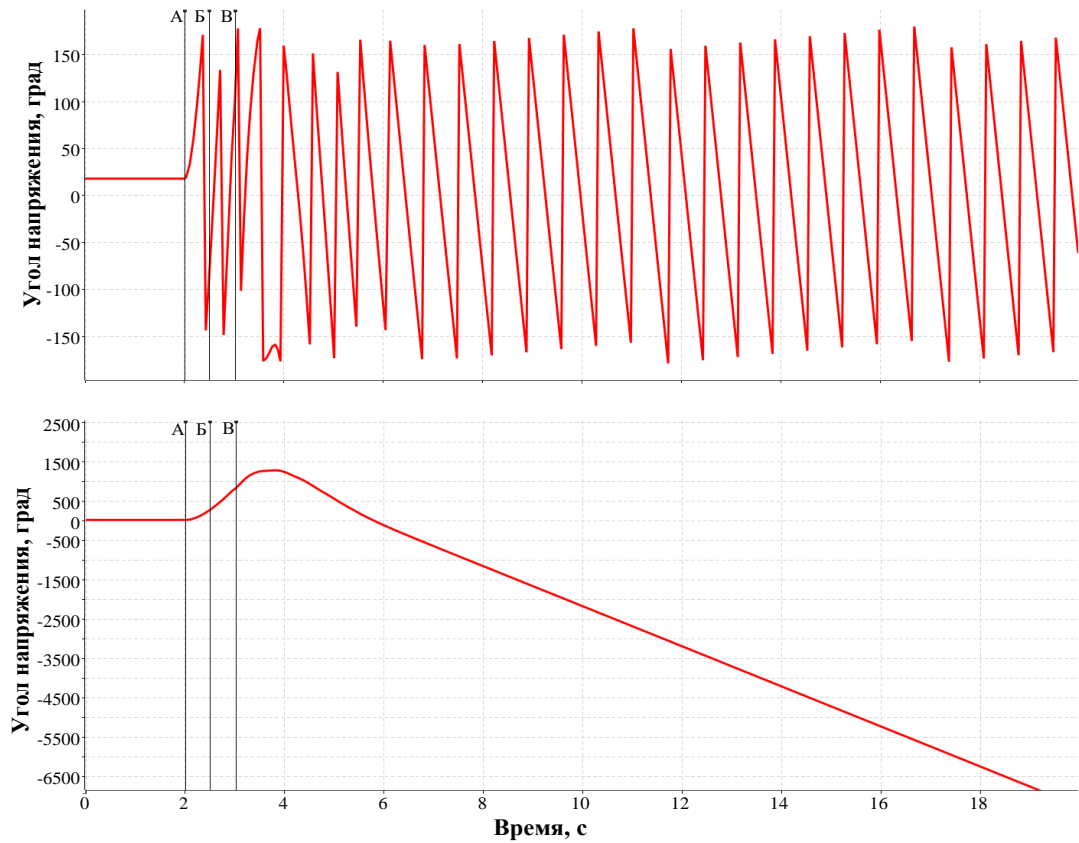


Рисунок 4.7 – Пример процесса выпадения угла ротора генератора MicroGrid из синхронного режима при КЗ (вертикальные полосы, обозначенные буквами А-В являются указателями действия: А – возникновение КЗ; Б – срабатывание защиты; В – самоустранение КЗ)

На рисунке 4.8 приведен график изменения угла ротора генератора MicroGrid при КЗ при совместном использовании реклоузеров и делительной автоматики.

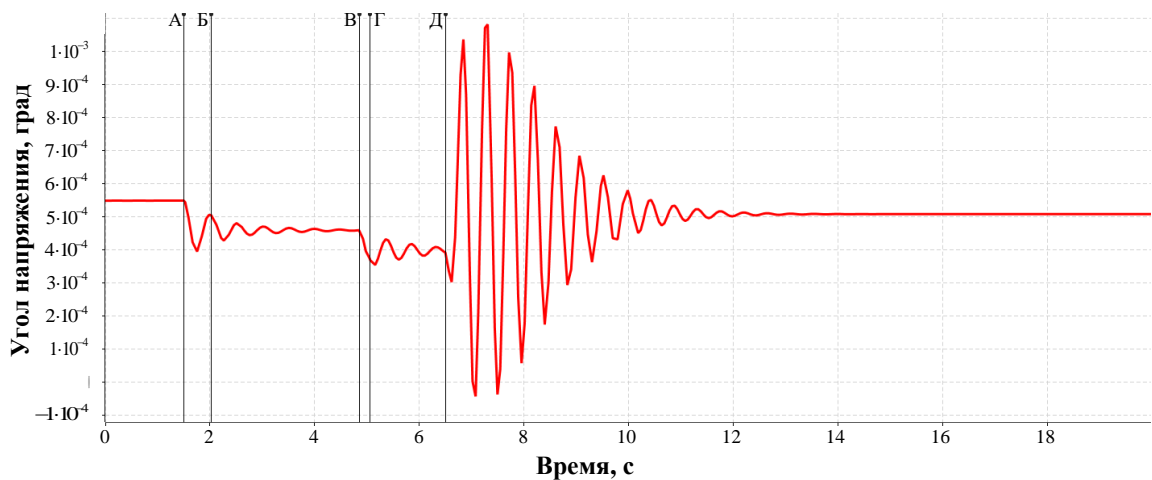


Рисунок 4.8 – График изменения угла ротора генератора MicroGrid при КЗ при совместном использовании реклоузеров и делительной автоматики

На рисунке 4.8: А – возникновение КЗ; Б – срабатывание защиты; В – срабатывание автоматической частотной разгрузки (АЧР); Г – самоустранение КЗ; Д – срабатывание АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС).

Моделирование выполнялась на ПК Rustab – RastrWin3. При моделировании учитывалась делительная автоматика, действующая по определенным алгоритмам на отключение генераторов с учетом нагрузки MicroGrid.

Характерные результаты моделирования и графики переходного процесса при вариации нагрузки MicroGrid представлены на рисунках 4.9 – 4.13.

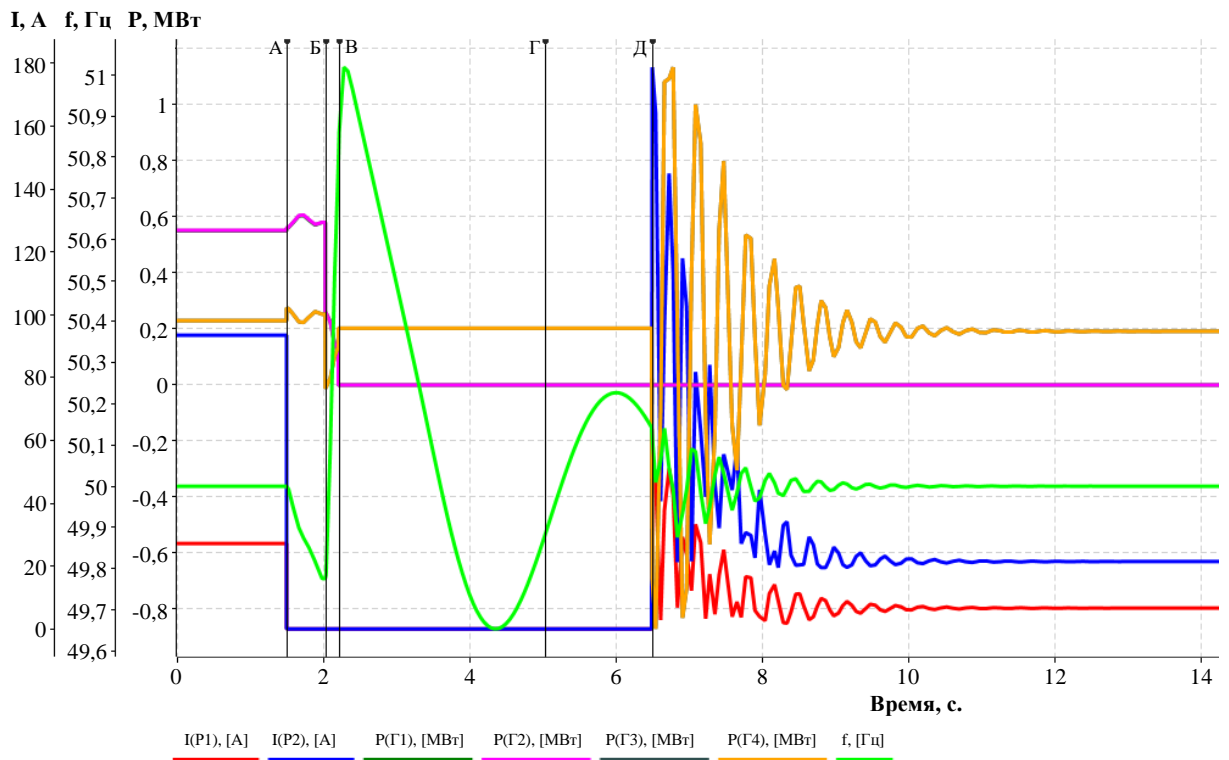


Рисунок 4.9 – График переходного процесса в сети с MicroGrid при 20% нагрузке

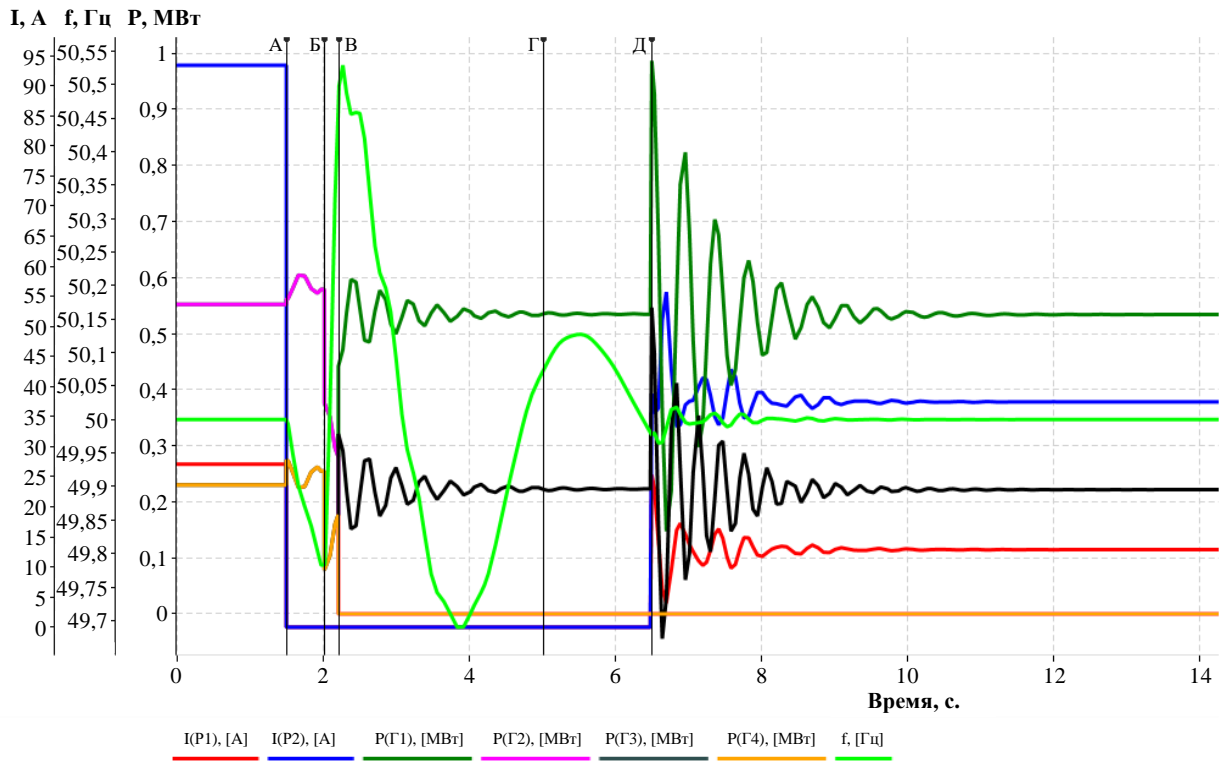


Рисунок 4.10 – График переходного процесса в сети с MicroGrid при 40% нагрузке

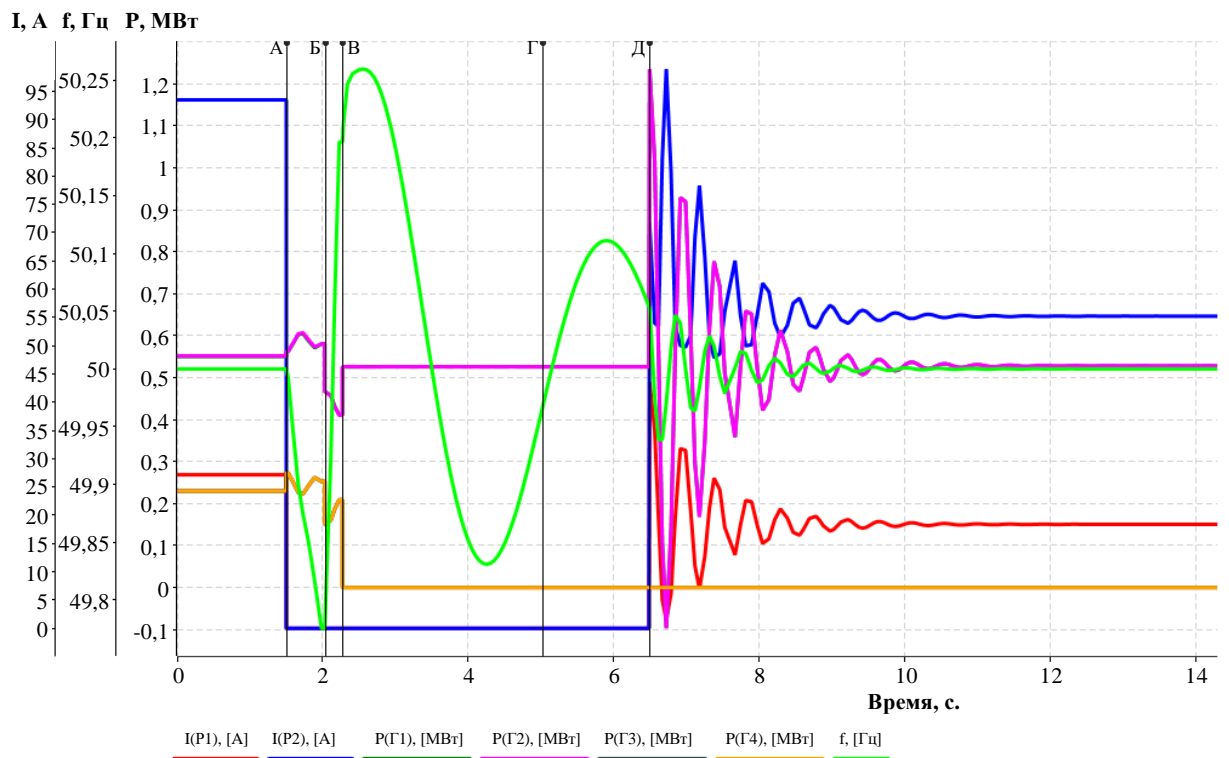


Рисунок 4.11 – График переходного процесса в сети с MicroGrid при 60% нагрузке

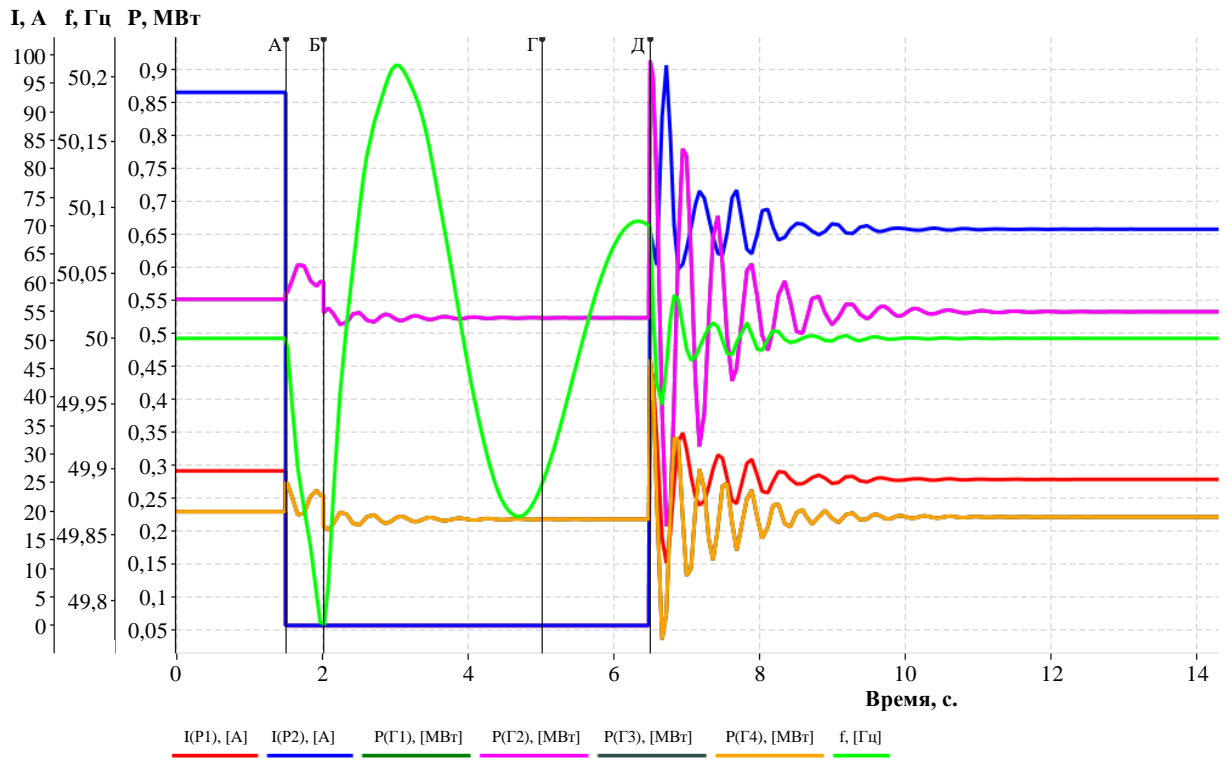


Рисунок 4.12 – График переходного процесса в сети с MicroGrid при 80% нагрузке

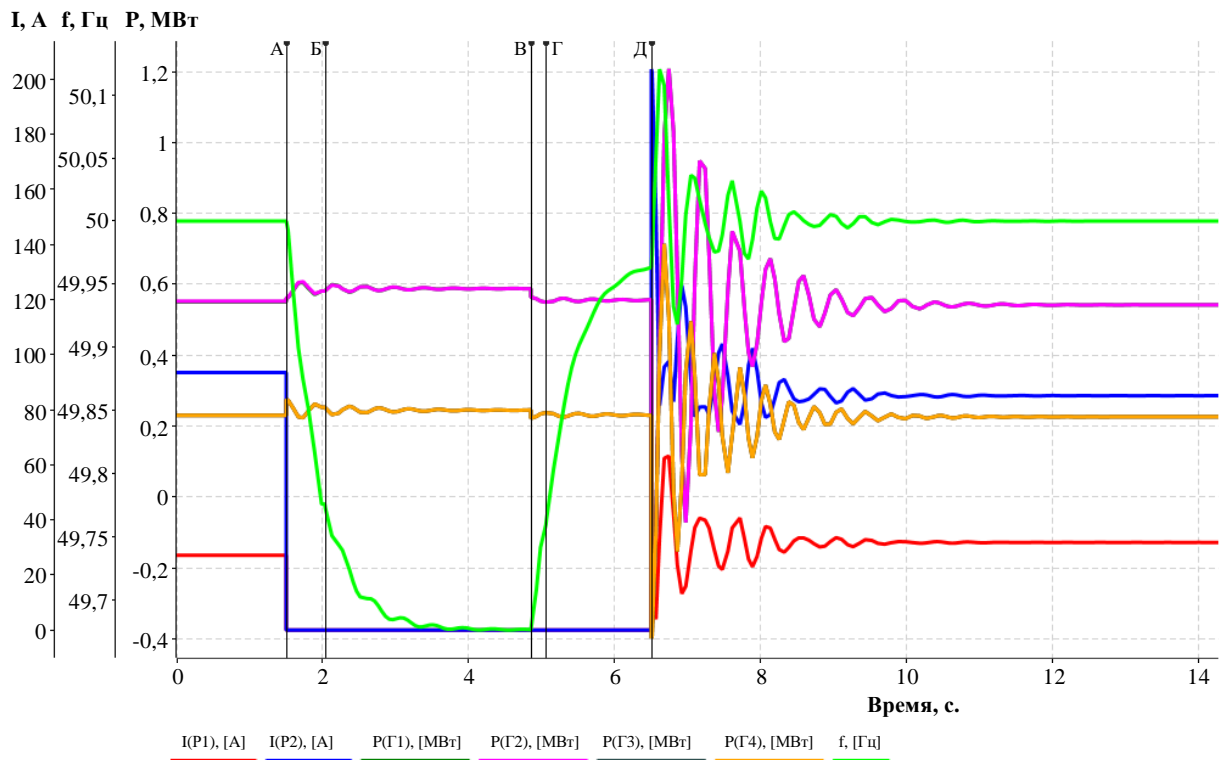


Рисунок 4.13 – График переходного процесса в сети с MicroGrid при 100% нагрузке



На рисунках 4.9 – 4.13 представлены изменения токов через реклоузеры P1, P2 –  $I(P1)$ ,  $I(P2)$ , А; мощность генераторов Г1-Г4 –  $P(Г1)$ ,  $P(Г2)$ ,  $P(Г3)$ ,  $P(Г4)$ , МВт; частота в MicroGrid –  $f$ , Гц; вертикальные полосы, обозначенные буквами А-Д – указатели действий.

Сценарий моделирования следующий: при возникновении КЗ (Рисунок 4.6) опережая срабатывание токовых защит делительная автоматика распределенно действует на отключение реклоузеров P1, P2 с последующим включением реклоузера P3 (точка А, при  $t = 1,5$  с на рисунках 4.9 – 4.13) и отключением генераторов (точка В, при  $t = 2,27$  с Г1 и Г2 на рисунке 4.9; Г2 и Г4 на рисунке 4.10; Г3 и Г4 на рисунке 4.11); устраняющим избыточную мощность в отделяемой MicroGrid, а в случае дефицита мощности в MicroGrid срабатывает АЧР и отключает выключатель реклоузера P4 (точка В при  $t = 4,85$  с на рисунке 4.13); срабатывает традиционная защита (максимальная токовая защита (МТЗ), точка Б при  $t = 2$  с на рисунках 4.9 – 4.13) и отключает головной выключатель В6; происходит самоустранение КЗ и срабатывает АПВ выключателя В6 (точка Г при  $t = 5$  с на рисунках 4.9 – 4.13); с появлением напряжения с двух сторон на выключателях реклоузеров P1, P2 запускаются их АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС) и при выполнении условий синхронизации автоматически включаются реклоузеры P1, P2 и отключается реклоузер P3 (точка Д при  $t = 6,5$  с на рисунках 4.9 – 4.13). Нормальная работа схемы электроснабжения потребителей восстанавливается. Нарушений электроснабжения потребителей в частях сети с MicroGrid не происходит за счет сохранения в работе генерации.

Таким образом, рассмотрено применение способа распределенной синхронизации при подключении MicroGrid на параллельную работу с внешней сетью. В способе используются усовершенствованные реклоузеры. Результаты моделирования подтверждают полезность предложенного способа, обеспечивающего повышение качества поставляемой электроэнергии и надежности электроснабжения отдаленных потребителей.

### **4.3 Исследование модифицированного способа синхронизации MicroGrid с внешней сетью (на примере Рушанских электрических сетей Горно-Бадахшанской автономной области Таджикистана)**

Целью является моделирование и исследование модифицированного алгоритма синхронизации по мягкому включению MicroGrid на параллельную работу с внешней сетью в одной из существующих сетей Таджикистана.

Моделирование выполнено для схемы электроснабжения потребителей горной местности Шуджанд Рушанского района Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) Таджикистана. В схеме локальной сети данной местности присутствует собственный источник – МГЭС. Электроснабжение потребителей производится на напряжении 10 кВ.

Для сохранения части нагрузки при переходе на автономную работу, а также для выполнения удаленной синхронизации разделившегося района предложена установка 2-х реклоузеров в схеме (Рисунок 4.14).

Места установки реклоузеров (P1, P2) на схеме рисунке 4.14 выбирались исходя из условия баланса мощностей генерирующих устройств МГЭС и нагрузок потребителей. Такая расстановка позволяет MicroGrid автоматически сбалансированно отделяться от внешней сети в аварийных режимах и продолжать работу в островном режиме.

В схеме рисунка 4.14 реклоузер P1 предназначен для отделения MicroGrid от внешней сети и включения ее на параллельную работу с сетью (область, выделенная синим цветом). Реклоузер P2 служит для выполнения АЧР части потребителей (область, выделенная оранжевым цветом) в случаях, когда мощность нагрузок будет значительно превышать (иногда в зимний период) мощность генерации МГЭС.

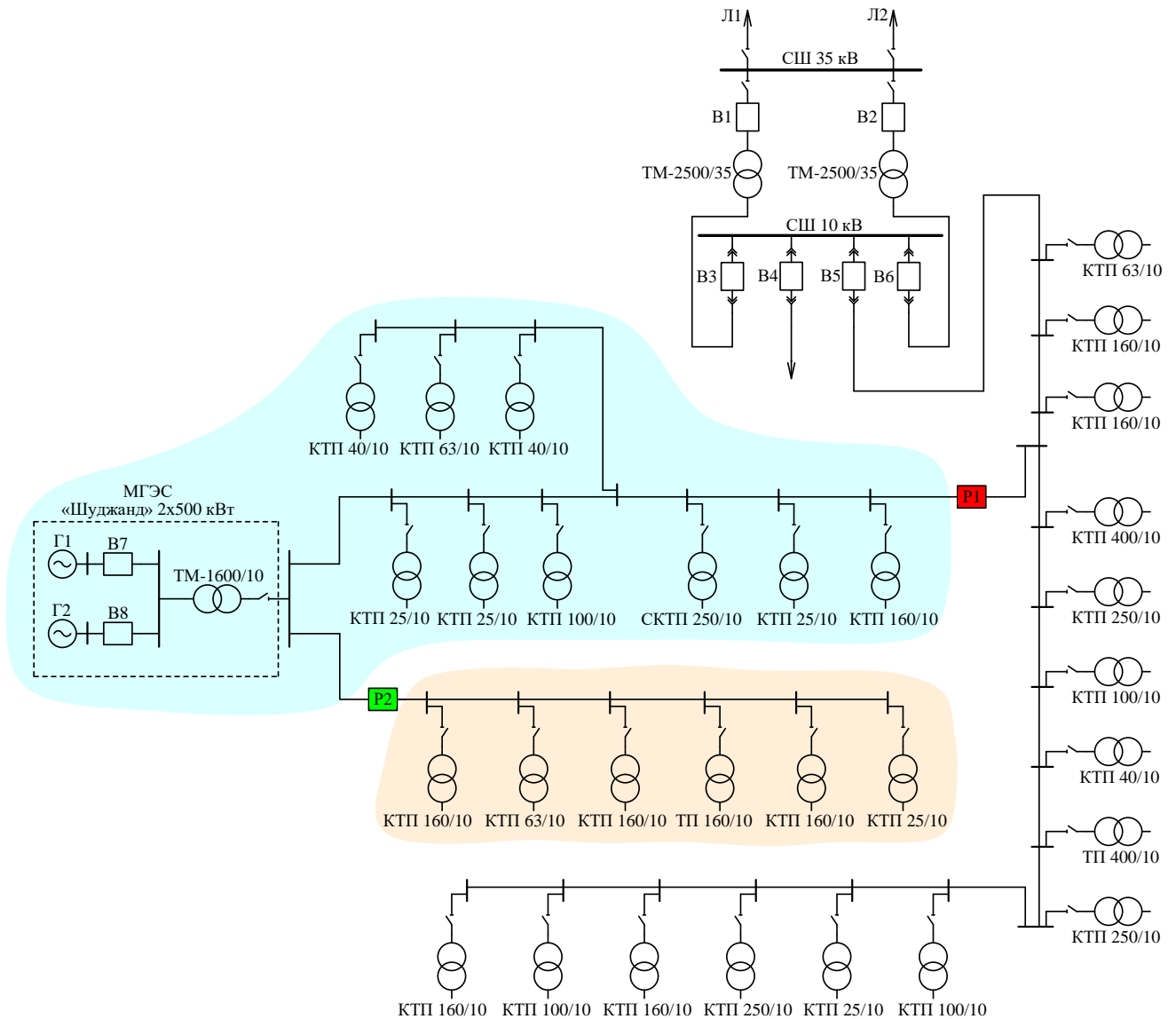


Рисунок 4.14 – Моделируемая схема электроснабжения

Допустимое рассогласование параметров при синхронизации следующие:

$$|U_{MCG} - U_c| < \Delta U_{\text{доп}} = 0,1 \text{ кВ};$$

$$|f_{MCG} - f_c| < \Delta f_{\text{доп}} = 0,08 \text{ Гц};$$

$$|\delta_{MCG} - \delta_c| < \Delta \delta_{\text{доп}} = 5^\circ;$$

$$t_{\text{вкл}} = 0,1 \text{ с.}$$

(4.1)

Моделирование выполнялось на ПК Rustab – RastrWin3. Характерные результаты моделирования синхронизации MicroGrid с внешней сетью без использования алгоритма, предложенного в разделе 2.2, приведены на рисунках 4.15 – 4.17.

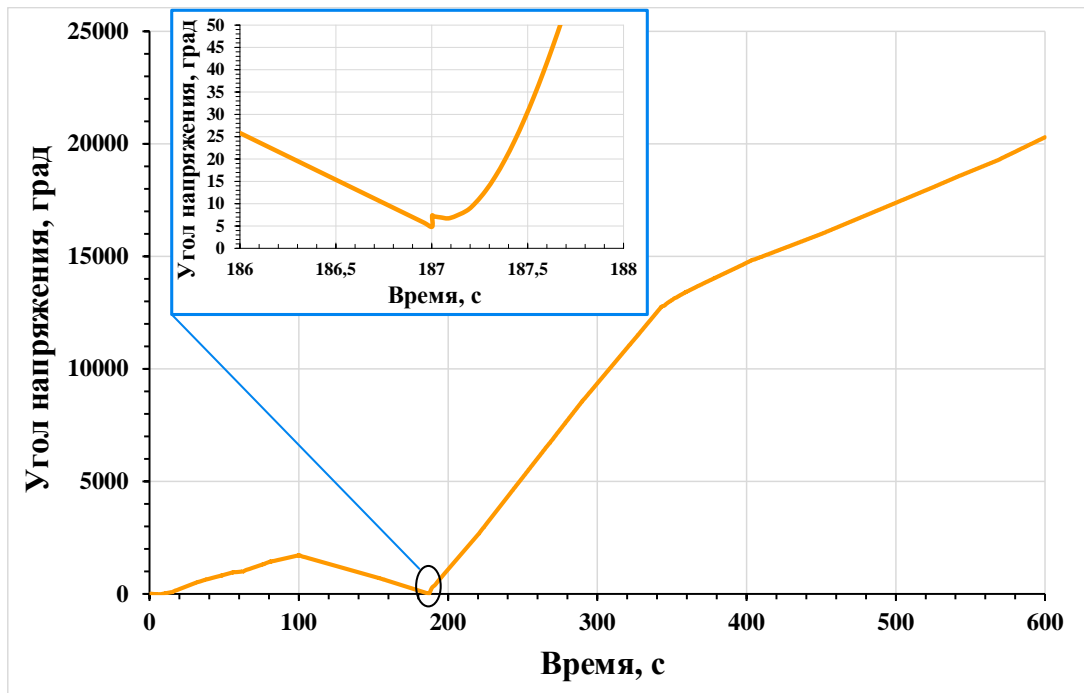


Рисунок 4.15 – График изменения взаимного угла в случае смены знака взаимного угла после выдачи команды на включение выключателя при запрещенной синхронизации

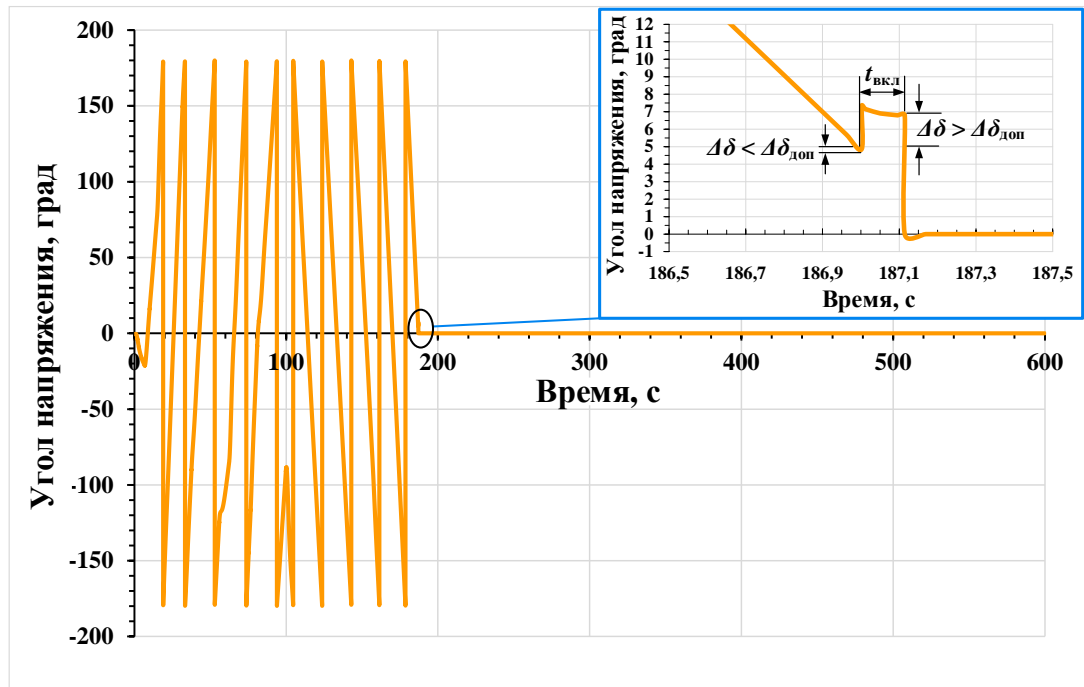


Рисунок 4.16 – График изменения взаимного угла в случае смены знака взаимного угла после выдачи команды на включение выключателя при разрешенной синхронизации (отображение угла в диапазоне  $\pm 180^\circ$ )

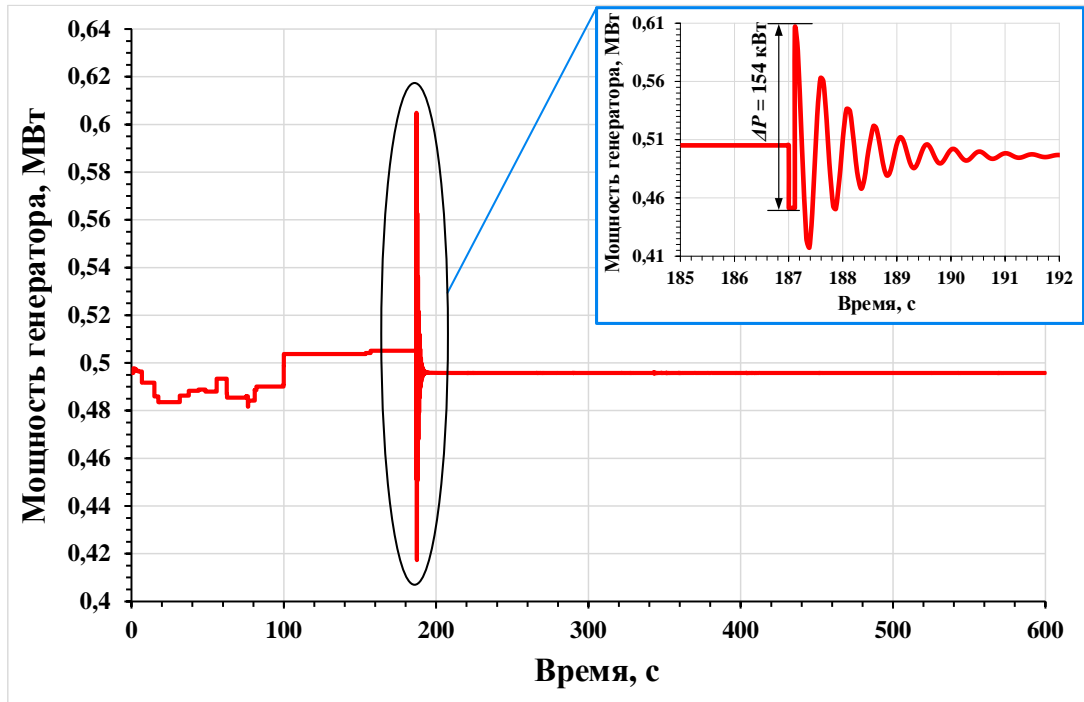


Рисунок 4.17 – График изменения мощности генератора в процессе синхронизации (в т.ч. при включении выключателя)

Характерные результаты моделирования с учетом предложенного способа приведены на рисунках 4.18 – 4.19.

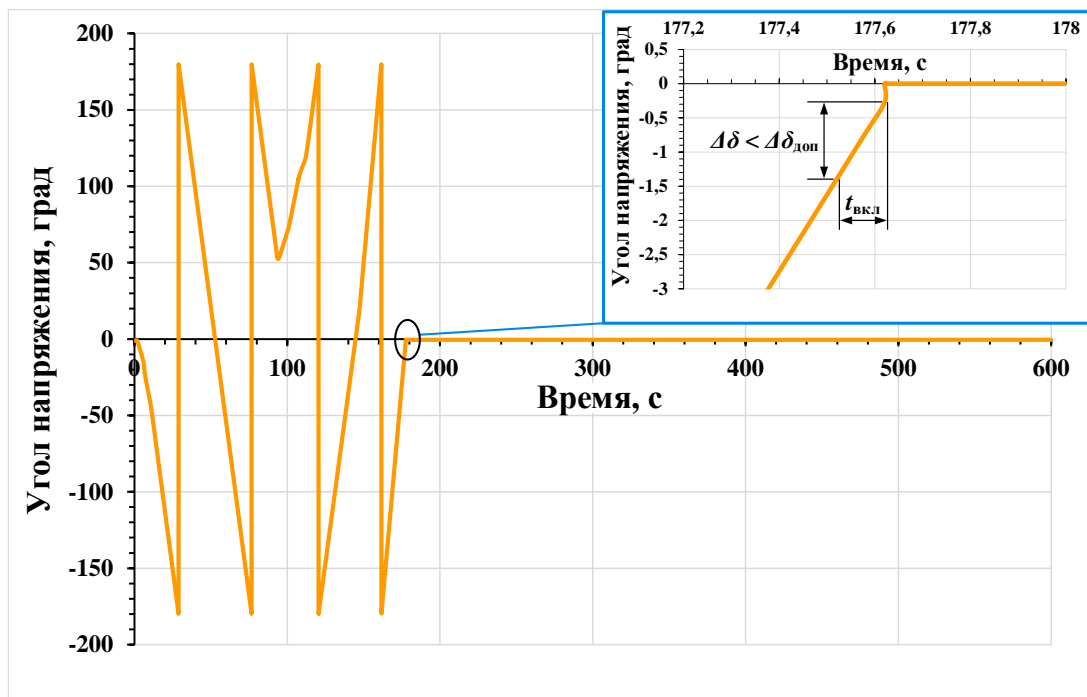


Рисунок 4.18 – График изменения взаимного угла при выполнении синхронизации с улавливанием синхронизма по предложенному способу (отображение угла в диапазоне  $\pm 180^\circ$ )

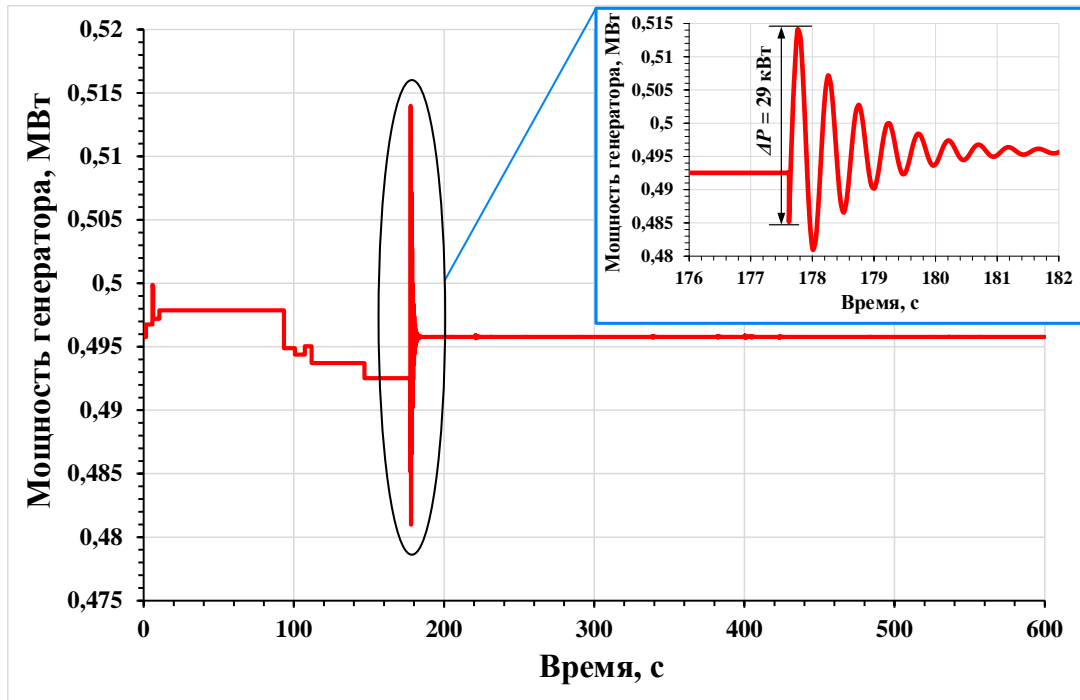


Рисунок 4.19 – График изменения мощности генератора при синхронизации

В представленном примере синхронизация и включение MicroGrid на параллельную работу по предложенному алгоритму осуществлялось при угле  $\delta = 0,3^\circ$ . При этом, скачок мощности генератора составил  $\Delta P = 29$  кВт (Рисунок 4.19).

Таким образом, рассмотренный алгоритм решает задачу мягкой синхронизации MicroGrid с внешней сетью. Доказательством работоспособности способа можно считать то, что с его помощью было достигнуто снижение ударного момента на ротор генератора более чем в 5 раза. Естественно, снижение ударного момента положительно сказывается на сроке службы генерирующего оборудования.

#### Выводы по главе 4

Проанализировано текущее состояние малой энергетики Таджикистана, основу которого составляют МГЭС. Наличие в стране большого потенциала гидроэнергии требует тщательного исследования способов интегрирования МГЭС в интеллектуальные сети.

На основе данных реального объекта смоделирован и исследован способ децентрализованного управления отделением районов сети с собственной генерацией при потере основного источника электроснабжения с последующим восстановлением нормальной схемы и режима на реклоузерах электрической сети. С приобретением свойства MicroGrid такие сети способны работать как автономно, так и параллельно с внешней сетью, что непосредственно сказывается на качестве электроснабжения сельских районов.

Также, на основе данных существующего объекта смоделирован и исследован модифицированный способ синхронизации, в котором достигалось мягкое включение генераторов MicroGrid на параллельную работу с внешней сетью. Способ является более безопасным при синхронизации и позволяет снизить расход ресурса работоспособности генерирующего оборудования, функционирующего в составе MicroGrid.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В энергосистемах малой мощности, содержащих в том числе MicroGrid, невозможно исключить возникновения различных аварийных возмущений, как и в больших энергосистемах, зачастую приводящих к их разделению на части.

Как правило, распад сети на части происходит в результате срабатывания противоаварийных автоматов и быстродействующих сетевых защит с отключением коммутационных аппаратов.

Синхронизация объектов MicroGrid после распада затруднительна ввиду стохастического характера изменения нагрузки и малой инерционности энергоблоков. По этой причине, в большинстве случаев такая синхронизация влечет за собой значительные уравнивательные в генерирующем оборудовании, зачастую приводящих к отключению генераторов MicroGrid защитами, сокращению их срока службы и даже повреждению. К тому же, островная работа таких объектов, как правило, не удовлетворяет требованиям надежности и качества электрической энергии, особенно по частоте.

Существующие способы и устройства синхронизации объектов с малой генерацией в активных распределительных электрических сетях недостаточно эффективны, как ввиду недоучета стохастичности параметров синхронизации и малой инерционности роторов, так и необходимости выполнения синхронизации на удаленных коммутационных аппаратах в условиях неразвитой системы передачи данных о режимных параметрах и множественности возможных сечений для аварийного и противоаварийного делений сети.

Также, после распада активной сети на части, возможны появления несбалансированных по активной и реактивной мощности частей, в которых возможны случаи зависания частоты и напряжения на повышенном или пониженном уровне. Следовательно, такие явления могут приводить к невыполнимости условий синхронизации.

Таким образом, разработка способов и алгоритмов децентрализованного управления синхронизацией, восстановления целостности сети и ее нормального



режима после распада на части без обмена данными между элементами, участвующими в процессе синхронизации, позволит решить возникшие задачи.

В диссертационной работе решена задача децентрализованной синхронизации частей сети, где отсутствуют средства связи.

Предложенный и исследованный способ удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами позволяет успешно синхронизировать MicroGrid с другими частями сети без использования средств передачи данных, а алгоритмы специального управления мощностью и возбуждением генераторов обеспечивают осуществимость такой синхронизации. Также, для удаленных коммутационных аппаратов предложен и исследован модифицированный алгоритм синхронизации, позволяющий минимизировать воздействие уравнивающих токов на генераторы MicroGrid.

На физической модели электроэнергетических систем НГТУ подтверждена работоспособность способов и алгоритмов децентрализованного управления синхронизацией, восстановления целостности и нормального режима аварийно или противоаварийно разделенных, как сбалансированных, так и не сбалансированных частей сети.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

- АРС – автоматическое регулирование скорости
- АРВ – автоматическое регулирование возбуждения
- АВР – автоматический ввод резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- АПС – автоматический пункт секционирования
- АКБ – аккумуляторная батарея
- АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения
- АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения
- АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты
- АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка
- АПВОС – автоматическое повторное включение с ожиданием синхронизма
- БУ – блок управления
- БФ – блок функциональный
- В – выключатель
- ВИЭ – возобновляемый источник энергии
- Г – генератор
- ГУ – генерирующая установка
- ГЭС – гидроэлектростанция
- ГПУ – газо-поршневая установка
- ГРУ – генераторное распределительное устройство
- ГБАО – Горно-Бадахшанская автономная область
- Д – двигатель
- ДГУ – дизель-генераторная установка
- ЗМН – защита минимального напряжения
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство
- ИП – измерительный преобразователь
- КЗ – короткое замыкание

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки  
КПА-М – комплекс противоаварийной автоматики многофункциональный  
ЛСЭ – локальная система энергоснабжения  
ЛЭП – линия электропередачи  
МГЭС – малая гидроэлектростанция  
МК – микроконтроллер  
МТЗ – максимальная токовая защита  
Н – нагрузка  
НГТУ – Новосибирский государственный технический университет  
ОАО – открытое акционерное общество  
ОАХК – открытая акционерная холдинговая компания  
ПА – противоаварийная автоматика  
ПБ – процессорный блок  
ПО – пусковой орган  
ПС – подстанция  
ПВК – программно-вычислительный комплекс  
Р – реклоузер  
РП – распределительный пункт  
РЗА – релейная защита и автоматика  
РЭС – региональные электрические сети  
С – синхронизатор  
СШ – секция шин  
ТТ – трансформатор тока  
ТН – трансформатор напряжения  
ТСН – трансформатор собственных нужд  
ТЭС – тепловая электрическая станция  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль  
ХС – характеристика сканирования  
ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение  
Ш – шина

ШБМ – шины бесконечной мощности

ЭС– энергосистема

ЭДМ – электродинамическая модель

ЭДС – электродвижущая сила

SAIFI – System Average Interruption Frequency Index

SAIDI – System Average Interruption Duration Index

## СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

*Локальная система энергоснабжения* – система энергоснабжения, состоящая из электростанций малой мощности, электрических и тепловых распределительных сетей и находящаяся под диспетчерским управлением из диспетчерского центра ЛСЭ.

*MiniGrid* – локальная система энергоснабжения на базе малой генерации мощностью до 25 МВт и напряжением внутренней сети 10 кВ.

*MicroGrid* – локальная система энергоснабжения на базе малой генерации мощностью до 1 МВт и напряжением внутренней сети 0,4 кВ.

*Гармонизация режимных параметров* – работа регуляторов возбуждения и мощности, направленная на приведение относительных отклонений напряжения и частоты от номинальных значений к одинаковому значению для обеспечения их последующего согласованного изменения или обеспечения постоянства в относительных значениях.

*Сканирование условий синхронизации* – осуществление вторичного согласованного низкочастотного изменения гармонизированных частоты и напряжения в пределах допустимых диапазонов их отклонений для обеспечения срабатывания сетевых коммутационных аппаратов с улавливанием синхронизма.

*Пассивная синхронизация* – способ синхронизации, с ожиданием момента, в котором измеряемые параметры синхронизации с двух сторон коммутационного аппарата равны или близки друг-другу.

*Активная синхронизация* – способ синхронизации, в котором используется дополнительное управление для ввода синхронизируемых параметров в допустимую область.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Павлов, Г.М. Автоматика энергосистем / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев. – Санкт-Петербург: Издание Центра подготовки кадров РАО ЕЭС России, 2001. – 388 с.
2. Автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов / О.П. Алексеев, В.Е. Казанский, Н.И. Козис и др.; под ред. В. Л. Козиса и Н. Н. Овчаренко.– Москва: Энергоатомиздат, 1981. – 480 с.
3. Овчаренко, Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: учебник для вузов / Н.И. Овчаренко; под ред. А. Ф. Дьякова. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.
4. Беляев, Н.А. Синтез систем адаптивной синхронизации генераторов с электрической сетью на основе методов автоматического управления с эталонной моделью: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Беляев Николай Александрович. – Томск, 2015. – 170 с.
5. Устройство точной автоматической синхронизации “Спринт-М” [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.rza.ru/catalog/zahita-i-avtomatika-stancionnogo-oborudovaniya/sprint-m.php?sphrase\\_id=29938&click=130](https://www.rza.ru/catalog/zahita-i-avtomatika-stancionnogo-oborudovaniya/sprint-m.php?sphrase_id=29938&click=130).
6. Sychrotact. Синхронизация устройств и систем [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://new.abb.com/power-electronics>.
7. Мелешкин, Г.А. Устойчивость энергосистем: монография / Г.А. Мелешкин, Г.В. Меркурьев. – Санкт-Петербург: НОУ Центр подготовки кадров энергетики, 2006. – 369 с.
8. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети / Е.Н. Гежа, В.Е. Глазырин, Г.В. Глазырин и др. // Релейщик. – 2018. – № 2(32). – С. 24–31.
9. Патент 2662728 Российская Федерация, МПК H02J3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов, А.И.

- Марченко; заявитель и патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет». – заявл. 06.12.2016; опубл. 30.07.2018; Бюл. № 22. – 12 с.
10. Патент 2686079 Российская Федерация, МПК H02J3/08. Способ синхронизации частот электрической сети / А.Г. Фишов, Д.В. Армеев, О.В. Сердюков; заявитель и патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет». – заявл. 30.11.2017; опубл. 24.04.2019; Бюл. № 12. – 6 с.
  11. Скурихина, К.А. Исследование динамических свойств MicroGrid при параллельной работе с энергосистемой / К.А. Скурихина, А.Ю. Арестова, Д.В. Армеев // Вестник науки Сибири. – 2015. – № 1(15). – С. 93–102.
  12. IEEE 1547-2003 - IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standards.ieee.org/standard/1547-2003.html>.
  13. Nejabatkhah, F. Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid / F. Nejabatkhah, Y.W. Li // IEEE Trans. Power Electron. – 2015. – Vol. 30, – iss. 12. – P. 7072–7089.
  14. Litwin, M. Gopakumar K. Remote Micro-Grid Synchronization Without Measurements at the Point of Common Coupling / M. Litwin, D. Zielinski // IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 212753–212764.
  15. Laaksonen, H. Synchronized re-connection of island operated LV microgrid back to utility grid / H. Laaksonen, K. Kauhaniemi // 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe): proc., Gothenburg, 11-13 October 2010. – Gothenburg: IEEE, 2010. – P. 1–8.
  16. Selective frequency synchronization technique for fast grid connection of islanded microgrid using prediction method / K.Y. Choi, S.I. Kim, S.H. Jung, R. Y. Kim // Int. J. Electr. Power Energy Syst. – 2019. – Vol. 111. – P. 114–124.
  17. VSC-Based Active Synchronizer for Generators / S. Shah, H. Sun, D. Nikovski, J.

- Zhang // *IEEE Trans. Energy Convers.* – 2018. – Vol. 33, iss. 1. – P. 116–125.
18. Active Synchronizing Control of a Microgrid / C. Cho, J. Jeon, J. Kim [et al.] // *IEEE Trans. Power Electron.* – 2011. – Vol. 26, iss. 12. – P. 3707–3719.
  19. Zhong, Q.-C. Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators / Q.-C. Zhong, G. Weiss // *IEEE Trans. Ind. Electron.* – 2011. – Vol. 58, iss. 4. – P. 1259–1267.
  20. Paquette, A. Transient droop for improved transient load sharing in microgrids / A. Paquette, D. Divan // 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE): proc., Pittsburgh, 14-18 September 2014. – Pittsburgh: IEEE, 2014. – P. 84–91.
  21. Self-Synchronized Synchronverters: Inverters Without a Dedicated Synchronization Unit / Q.-C. Zhong, P.-L. Nguyen, Z. Ma, W. Sheng // *IEEE Trans. Power Electron.* – 2014. – Vol. 29, iss. 2. – P. 617–630.
  22. Ashabani, S.M. New Family of Microgrid Control and Management Strategies in Smart Distribution Grids – Analysis, Comparison and Testing / S.M. Ashabani, Y.A.I. Mohamed // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2014. – Vol. 29, iss. 5. – P. 2257–2269.
  23. Hyosung, K. Indirect Current Control Algorithm for Utility Interactive Inverters in Distributed Generation Systems / K. Hyosung, Y. Taesik, C. Sewan. // *IEEE Trans. Power Electron.* – 2008. – Vol. 23, iss. 3. – P. 1342–1347.
  24. Fang, G. A Control Strategy for a Distributed Generation Unit in Grid-Connected and Autonomous Modes of Operation / G. Fang, M.R. Iravani // *IEEE Trans. Power Deliv.* – 2008. – Vol. 23, iss. 2. – P. 850–859.
  25. Vandoorn, T.L. Transition From Islanded to Grid-Connected Mode of Microgrids With Voltage-Based Droop Control / T.L. Vandoorn, B. Meersman, K. De, L. Vandeveldel // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2013. – Vol. 28, iss. 3. – P. 2545–2553.
  26. Synchronization strategy of microgrid from islanded to grid-connected mode seamless transfer / H. Xu, X. Zhang, F. Liu [et al.] // 2013 IEEE International Conference of IEEE Region 10 (TENCON 2013): proc., Xi'an, 22-25 October 2013. – Xi'an: IEEE, 2013. – P. 1–4.



27. Karimi-Ghartemani, M. Universal Integrated Synchronization and Control for Single-Phase DC/AC Converters / M. Karimi-Ghartemani // IEEE Trans. Power Electron. – 2015. – Vol. 30, iss. 3. – P. 1544–1557.
28. Yaoqin, Jia. A novel seamless transfer method for a microgrid based on droop characteristic adjustment / J. Yaoqin, L. Dingkun, L. Jia // 7th International Power Electronics and Motion Control Conference: proc., Harbin, 02-05 June 2012. – Harbin: IEEE, 2012. – P. 362–367.
29. Mode Adaptive Droop Control With Virtual Output Impedances for an Inverter-Based Flexible AC Microgrid / J. Kim, J.M. Guerrero, P. Rodriguez [et al.] // IEEE Trans. Power Electron. – 2011. – Vol. 26, iss. 3. – P. 689–701.
30. A synchronization control method for micro-grid with droop control / Z. Chen, W. Zhang, J. Cai [et al.] // 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE): proc., Montreal, 20-24 September 2015. – Montreal: IEEE, 2015. – P. 519–524.
31. Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation/ I.J. Balaguer, Q. Lei, S. Yang [et al.] // IEEE Trans. Ind. Electron. – 2011. – Vol. 58, iss. 1. – P. 147–157.
32. Bellini, A. A Robust Synchronization Method for Centralized Microgrids / A. Bellini, S. Bifaretti, F. Giannini // IEEE Trans. Ind. Appl. – 2015. – Vol. 51, iss. 2. – P. 1602–1609.
33. Secondary Control Strategies for Frequency Restoration in Islanded Microgrids With Consideration of Communication Delays / C. Ahumada, R. Cardenas, D. Saez, J. Guerrero // IEEE Trans. Smart Grid. – 2016. – Vol. 7, iss. 3. – P. 1430–1441.
34. Gungor, V.C. Opportunities and Challenges of Wireless Sensor Networks in Smart Grid / V.C. Gungor, B. Lu, G.P. Hancke // IEEE Trans. Ind. Electron. – 2010. – Vol. 57, iss. 10. – P. 3557–3564.
35. Cognitive Radio Network for the Smart Grid: Experimental System Architecture, Control Algorithms, Security, and Microgrid Testbed / R.C. Qiu, Z. Hu, Z. Chen [et al.] // IEEE Trans. Smart Grid. – 2011. – Vol. 2, iss. 4. – P. 724–740.

36. Niyato, D. Machine-to-machine communications for home energy management system in smart grid / D. Niyato, X. Lu, W. Ping // IEEE Commun. Mag. – 2011. – Vol. 49, iss. 4. – P. 53–59.
37. Galli, S. Power Line Communications and the Smart Grid / S. Galli, A. Scaglione, Z. Wang // 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications: proc., Gaithersburg, 04-06 October 2010. – Gaithersburg: IEEE, 2010. – P. 303–308.
38. Smart meters for power grid – Challenges, issues, advantages and status / S.S.S.R. Depuru, L. Wang, V. Devabhaktuni, N. Gudi // 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition: proc., Phoenix, 20-23 March 2011. – Phoenix: IEEE, 2011. – P. 1–7.
39. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – Москва: Колос, 2000. – 536 с.
40. Положение ОАО «РОССЕТИ» о единой технической политике в электросетевом комплексе [Электронный ресурс]. – Москва, 2013. С. 23–28. – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/docs/2013%20ПОЛОЖЕНИЕ%20ОАО%20РОССЕТИ%20О%20ЕДИНОЙ%20ТЕХНИЧЕСКОЙ%20ПОЛИТИКЕ%20В%20ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ%20КОМПЛЕКСЕ.pdf>.
41. Черкасова, Н.И. Анализ состояния сельских электрических сетей 10 кВ в свете мониторинга отказов / Н.И. Черкасова // Ползуновский Вестник. – 2012. – № 4. – С. 49–54.
42. Бузин, С. Современная релейная защита и автоматика для целей автоматизации воздушных электрических сетей 6-10 кВ / С. Бузин, В. Воротницкий / ООО «РК Таврида Электрик». – 2010. – 4 с.
43. Реклоузеры РВА/TEL [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tavrida.com/ter/solutions/REC15/>.
44. Реклоузеры OSM15 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tmtrade.ru/reklouzery-osm15-na-10-kv>.
45. Надежность распределительных электрических сетей 6 (10) кВ автоматизация с применением реклоузеров [Электронный ресурс] / Новости

- Электротехники. 2002. – Режим доступа:  
<http://www.news.elteh.ru/arh/2002/17/08.php>.
46. Воротницкий, В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6 (10) кВ [Электронный ресурс] / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости Электротехники. 2005. – Режим доступа:  
<http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php>.
47. Семендяев, Р.Ю. Исследование и разработка подсистемы восстановления нормального режима для автоматики управления режимами локальных систем энергоснабжения: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Семендяев Родион Юрьевич. – Новосибирск, 2021. – 180 с.
48. Булатов, Ю.Н. Мультиагентные технологии управления в системах электроснабжения с активными потребителями / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков // Труды Братского государственного университета. Серия Естественные и инженерные науки. – 2016. – № 2. – С. 145–154.
49. Мультиагентное оптимальное управление электрическими сетями с активными потребителями и возобновляемыми источниками энергии / В.В. Молодюк, Я.Ш. Исамухамедов, П.В. Илюшин, Д.А. Ивановский // Энергетик. – 2022. – № 2. – С. 45–52.
50. Фишов, А.Г. Децентрализованная реконфигурация электрической сети с Microgrid с использованием реклоузеров / А.Г. Фишов, А.Х. Гуломзода, Л.С. Касобов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – Т. 24, № 2. – С. 382–395.
51. Recloser-Based Decentralized Control of the Grid with Distributed Generation in the Lahsh District of the Rasht Grid in Tajikistan, Central Asia / A. Ghulomzoda, A. Gulakhmadov, A. Fishov [et al.] // Energies. – 2020. – Vol. 13, iss. 14. – Art. 3673 (19 p.).
52. Илюшин, П.В. Системный подход к развитию и внедрению распределённой энергетики и возобновляемых источников энергии в России / П.В. Илюшин // Энергетик. – 2022. – № 4. – С. 20–27.
53. Zhou, X. An overview on microgrid technology / X. Zhou, T. Guo, Y. Ma // 2015

- IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA): proc., Beijing, 02-05 August 2015. – Beijing: IEEE, 2015. – P. 76–81.
54. Real-World MicroGrids-An Overview / M. Barnes, J. Kondoh, H. Asano [et al.] // 2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering: proc., San Antonio, 16-18 April 2007. – San Antonio: IEEE, 2007. – P. 1–8.
55. Zaidi, A.A. Microgrid automation - a self-configuring approach / A.A. Zaidi, F. Kupzog // 2008 IEEE International Multitopic Conference: proc., Karachi, 23-24 December 2008. – Karachi: IEEE, 2008. – P. 565–570.
56. Gulomzoda, A. H. Technology of Managing the Modes of Local Energy Supply Systems / A. H. Gulomzoda, A. G. Fishov, S. V. Nikroshkina // Science. Research. Practice: тр. 2 Всерос. науч.-практ. конф. аспирантов и магистрантов, Новосибирск, 20 дек. 2018 г. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019. – С. 70-72.
57. Гуломзода, А.Х. Способы управления режимами Microgrid / А.Х. Гуломзода, К.Х. Гулямов, Х.Х. Зайнуддинов // Энергетика региона: Состояние и перспективы развития: материалы междунар. научно – практ. конф., Душанбе, 20-21 декабря 2019 г. / Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими. – Душанбе, 2016. – С. 123-127.
58. Сазыкин, В.Г. Децентрализованное управление распределительными электрическими сетями 6–10 кВ АПК: монография / В.Г. Сазыкин, А.Г. Кудряков. – Уфа: Аэтерна, 2017. – С. 64-87.
59. Андрианова, Л.П. Индикативные показатели надежности SAIFI и SAIDI сельских электрических сетей с интеллектуальными секционирующими реклоузерами / Л.П. Андрианова, В.Ю. Кабашов, Д.С. Хайрисламов // Вестник Башкирского государственного аграрного университета. – 2019. – № 3. – С. 83–92.
60. Karpov, A.I. Integral indicators improvement (SAIFI) of power supply reliability in electric distribution systems based on reclosers placement optimization / A.I. Karpov, D.A. Akimov // 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIcon Rus): proc., Moscow and St. Petersburg, 29 January 2018 - 01 February 2018. – Moscow and St. Petersburg:

- IEEE, 2018. – P. 663–666.
61. The impact of wind power penetration on recloser operation in distribution networks / S. De Bruyn, J. Fadiran, S. Chowdhury [et al.] // 2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC): proc., Uxbridge, 04-07 September 2012. – Uxbridge: IEEE, 2012. – P. 1–6.
  62. Sazykin, V. Criteria for Optimizing the Place of Reclouser Installation in the 6-10 kV Distribution Network / V. Sazykin, A. Kudryakov, A. Bagmetov // *Electrotech. Syst. Complexes*. – 2018. – № 1(38). – P. 33–39.
  63. Placement of distributed generators and reclosers for distribution network security and reliability / D.H. Popović, J.A. Greatbanks, M. Begović, A. Pregelj // *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* – 2005. – Vol. 27, iss. 5–6. – P. 398–408.
  64. Ur Rehman, U. Design and implementation of electronic load controller for small hydro power plants / U. Ur Rehman, M. Riaz // 2018 International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET): proc., Sukkur, 03-04 March 2018. – Sukkur: IEEE, 2018. – P. 1–7.
  65. Hanmandlu, M. Proposing a new advanced control technique for micro hydro power plants / M. Hanmandlu, H. Goyal // *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* Elsevier, – 2008. – Vol. 30, iss. 4. – P. 272–282.
  66. Doolla, S. Automatic generation control of an isolated small-hydro power plant / S. Doolla, T.S. Bhatti // *Electr. Power Syst. Res.* Elsevier, – 2006. – Vol. 76, iss. 9–10. – P. 889–896.
  67. Doolla, S. Load Frequency Control of an Isolated Small-Hydro Power Plant With Reduced Dump Load / S. Doolla, T.S. Bhatti // *IEEE Trans. Power Syst.* – 2006. – Vol. 21, iss. 4. – P. 1912–1919.
  68. Hybrid improved particle swarm optimization-cuckoo search optimized fuzzy PID controller for micro gas turbine / R. Yang, Y. Liu, Y. Yu [et al.] // *Energy Reports*. – 2021. – Vol. 7. – P. 5446–5454.
  69. Adaptive model predictive control design for the speed and temperature control of a V94.2 gas turbine unit in a combined cycle power plant / V. Haji Haji, A. Fekih, C.A. Monje, R. Fakhri Asfestani // *Energy*. – 2020. – Vol. 207. – P. 118259.

70. Bahrami, S. Improving the Transient Performance of the Gas Turbine by Steam Injection during Frequency Dips / S. Bahrami, A. Ghaffari, M. Thern // *Energies*. – 2013. – Vol. 6, iss. 10. – P. 5283–5296.
71. Performance Comparison between Steam Injected Gas Turbine and Combined Cycle during Frequency Drops / S. Bahrami, A. Ghaffari, M. Genrup, M. Thern // *Energies*. – 2015. – Vol. 8, iss. 8. – P. 7582–7592.
72. Rodriguez-Amenedo, J.L. Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines / J.L. Rodriguez-Amenedo, S. Arnalte, J.C. Burgos // *IEEE Trans. Energy Convers.* – 2002. – Vol. 17, iss. 2. – P. 279–284.
73. Suvire, G.O. Improving the Integration of Wind Power Generation Into AC Microgrids Using Flywheel Energy Storage / G.O. Suvire, M.G. Molina, P.E. Mercado // *IEEE Trans. Smart Grid*. – 2012. – Vol. 3, iss. 4. – P. 1945–1954.
74. Abbey, C. Supercapacitor Energy Storage for Wind Energy Applications / C. Abbey, G. Joos // *IEEE Trans. Ind. Appl.* – 2007. – Vol. 43, iss. 3. – P. 769–776.
75. Molina, M.G. Power Flow Stabilization and Control of Microgrid with Wind Generation by Superconducting Magnetic Energy Storage / M.G. Molina, P.E. Mercado // *IEEE Trans. Power Electron.* – 2011. – Vol. 26, iss. 3. – P. 910–922.
76. Синхронизация Microgrid с внешней электрической сетью и между собой в нормальных и послеаварийных режимах при разных схемах объединения / А.Г. Фишов, А.Х. Гуломзода, Е.С. Ивкин, Р.Ю. Семендяев // *Релейная защита и автоматизация*. – 2021. – № 2 (43). – С. 32–42.
77. Азорин, А.Ю. Автоматическая синхронизация “Островов” при восстановлении систем электроснабжения с распределенной генерацией / А.Ю. Азорин // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2018. – Т. 22, № 8. – С. 83–94.
78. Булатов, Ю.Н. Моделирование процессов синхронизации и параллельной работы установок распределенной генерации с мощной промышленной сетью / Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, В.Х. Нгуен // *Системы. Методы. Технологии*. – 2018. – № 4 (40). – С. 55–61.
79. Гуломзода, А.Х. Исследование способа синхронизации с внешней сетью

- локальных систем электроснабжения на базе малой генерации / А.Х. Гуломзода // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сборник научных трудов 93-го заседания Международного научного семинара имени Ю.Н. Руденко. – Издательство: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2021. – С. 303–312.
80. Азорин, А.Ю. Синхронизация в системе электроснабжения, включающей распределенную генерацию / А.Ю. Азорин // Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – С. 7–14.
81. Гуломзода, А.Х. Модифицированный способ синхронизации Microgrid с внешней изолированной энергосистемой / А.Х. Гуломзода, М.Х. Сафаралиев, Е.А. Люханов // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – № 3 (52). – С. 72–80.
82. Гуломзода, А.Х. Синхронизация и восстановление параллельной работы Microgrid с внешней сетью / А.Х. Гуломзода, И.А. Кувватов, А. Мирзоев // Энергетика: Состояние и перспективы развития: материалы междунар. научно – практ. конф., Душанбе, 20 декабря 2021 г. / Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими. – Душанбе, 2016. – С. 106-112.
83. Ghulomzoda, A. A Novel Approach of Synchronization of Microgrid with a Power System of Limited Capacity / A. Ghulomzoda, M. Safaraliev, P. Matrenin [et al.] // Sustainability. – 2021. – Vol. 13, iss. 24. – Art. 13975 (17 p.).
84. СТО 59012820.27.100.003-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. – Москва: ОАО СО ЕЭС, 2012. – 28 с.
85. Патент 2359384 Российская Федерация, МПК H02J3/40 H02J3/42. Способ синхронизации возбужденной синхронной машины с сетью / Р.Б. Абеуов, Д.В. Джумик; заявитель и патентообладатель: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования

- Томский политехнический университет. – заявл. 19.02.2008; опубл. 20.06.2009; Бюл. № 17. – 13 с.
86. Патент 2457597 Российская Федерация, МПК H02J3/42. Способ синхронизации возбужденной синхронной машины с сетью / Н.А. Беляев, Ю.В. Хрущёв; заявитель и патентообладатель: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный исследовательский Томский политехнический университет". – заявл. 24.05.2011; опубл. 27.07.2012; Бюл. № 21. – 12 с.
87. Патент 2566667 Российская Федерация, МПК H02J3/38. Способ синхронизации двух трехфазных электроэнергетических систем / Р.Г. Мустафин; заявитель и патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Казанский государственный энергетический университет" (ФГБОУ ВПО "КГЭУ"). – заявл. 23.10.2014; опубл. 27.10.2015; Бюл. № 30. – 10 с.
88. Патент 2494513 Российская Федерация, МПК H02J3/40. Способ синхронизации возбужденного синхронного генератора с сетью / Н.Ф. Котеленец, А.В. Богачев; заявитель и патентообладатель: Закрытое акционерное общество "ОПТИМА". – заявл. 19.04.2012; опубл. 27.09.2013; Бюл. № 27. – 4 с.
89. Патент 2381607 Российская Федерация, МПК H02J3/42. Способ синхронизации и подключения в режим параллельной работы регулируемого статического источника переменного напряжения и источника переменного напряжения / Н.И. Бородин, С.А. Харитонов, Д.В. Коробков, Е.Б. Преображенский; заявитель и патентообладатель: Государственное образовательное учреждение высшего образования "Новосибирский государственный технический университет". – заявл. 09.06.2008; опубл. 10.02.2010; Бюл. № 4. – 9 с.
90. Патент 1647765 СССР, МПК H02J3/42. Способ синхронизации энергосистемы и отделившегося в аварийном режиме энергорайона / Е.В.



- Калентионок, В.А. Файбисович; заявитель и патентообладатель: Белорусский политехнический институт. – заявл. 15.05.1989; опубл. 07.05.1991; Бюл. № 17. – 5 с.
91. Патент 2752693 Российская Федерация, МПК H02J3/42. Способ удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами / А.Г. Фишов, А.Х. Гуломзода; заявитель и патентообладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет». – заявл. 28.09.2020; опубл. 30.07.2021; Бюл. № 22. – 10 с.
92. Фишов, А.Г. Паспорт. Центр испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем / А.Г. Фишов. – Новосибирск, 2011. – 47 с.
93. Комплекс противоаварийной автоматики многофункциональный [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.iaes.ru/устройства/>.
94. Соммер, У. Программирование микроконтроллерных плат Arduino/Freduino / У. Соммер. – СПб.: БХВ, 2012. – 256 с.
95. Кочегаров, И.И. Микроконтроллеры AVR. Лабораторный практикум: учебное пособие/ И.И. Кочегаров, В.А. Трусов. – Пенза: Изд. ПГУ, 2012. – 122 с.
96. Arduino IDE [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.arduino.cc/en/software>.
97. AC 220V frequency counter using Arduino [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mousa-simple-projects.blogspot.com/2016/11/ac-220v-frequency-counter-using-arduino.html>.
98. How to Measure AC Voltage with Arduino? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://solarduino.com/how-to-measure-ac-voltage-with-arduino/>.
99. Arduino Uno: распиновка, схема подключения и программирование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://wiki.amperka.ru/products:arduino-uno>.
100. Осинцев, А.А. Разработка методов и средств повышения устойчивости

- функционирования дифференциальной защиты генератора: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Осинцев Анатолий Анатольевич. – Новосибирск, 2013. – 182 с.
101. Фишов, А.Г. Анализ состояния и направление развития малой гидроэнергетики Таджикистана / А.Г. Фишов, А.Х. Гуломзода, Л.С. Касобов // Политехнический вестник. Серия: инженерные исследования. – 2019. – № 1 (45). – С. 13–22.
  102. Gulomzoda, A. H. Development of small-scale hydropower generation in Tajikistan / A. H. Gulomzoda, A. G. Fishov, S. V. Nikroshkina // Progress through Innovations: тр. 8 междунар. науч.-практ. конф. аспирантов и магистрантов, Новосибирск, 28 марта 2019 г. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019. – С. 123–126.
  103. Таджикистан: Углубленный Обзор Энергоэффективности / Ф. Жан-Кристоф, Е. Варастех, Р. Яко и др. – Секретариат Энергетической Хартии, 2013. – 112 с.
  104. Оценка экологического и социального воздействия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.barqitojik.tj/activity/projects/315/197142/>.
  105. Таджикистан. Экспресс-оценка и анализ пробелов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.undp.org/content/dam/tajikistan/docs/library/UNDP\\_TJK\\_SE4ALL\\_Rapid\\_Assessment\\_and\\_gap\\_analysis\\_Rus.pdf](https://www.undp.org/content/dam/tajikistan/docs/library/UNDP_TJK_SE4ALL_Rapid_Assessment_and_gap_analysis_Rus.pdf).
  106. Стратегия развития малой гидроэнергетики Республики Таджикистан. – Душанбе, 2007. – 115 с.
  107. Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года. – Душанбе, 2016. – 89 с.
  108. ОАХК «Барки Точик» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.barqitojik.tj/>.
  109. CASA-1000 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.casa-1000.org/indexr.php>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ «А» ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛЬНЫХ ЭНЕРГООБЛОКОВ

Таблица А1 – Параметры модельных энергоблоков

№ п/п	Обозн. парметр.	Наименование параметра	Ед. изм.	Синхронные генераторы		
				МТ-5	МГ-5	МК-3
1	$S_{НОМ}$	Полная мощность	кВА	5	5	3
2	$P_{НОМ}$	Активная мощность	кВт	4	4	-
3	$U_{НОМ}$	Номинальное напряжение	В	230	230	230
4	$I_{НОМ}$	Номинальный ток	А	12,55	12,55	7,52
5	$\cos \varphi_{НОМ}$	Номинальный $\cos \varphi$	-	0,8	0,8	0
6	n	Номинальные обороты	Об/ми н	1500	1500	1500
7	$i_{fНОМ}$	Ток возбуждения xx при $U=U_H$	А	0,352	0,88	0,56
8	$i_{fКЗ}$	Ток возбуждения при трехфазном КЗ при $I=I_H$	А	0,476	0,4	
9	$x_s$	Реактивное сопротивление Пелтье	о.е	0,072	0,055	0,022
10	$x_d$	Синхронное реактивное сопротивление по оси «d»	о.е	1,17	0,583	1,242
11	$x_q$	Синхронное реактивное сопротивление по оси «q»	о.е	1,04	0,264	0,662
12	$x_2$	Реактивное сопротивление обратной последовательности	о.е	0,064	0,079	0,069
13	$x_0$	Реактивное сопротивление нулевой последовательности	о.е	0,029	0,018 5	0,016
14	$x'_d$	Переходное сопротивление по оси «d»	о.е	0,1345	0,134	0,171
15	$x''_d$	Сверхпереходное сопротивление по оси «d»	о.е	0,0771	0,066 5	0,069

16	$x''_q$	Сверхпереходное сопротивление по оси «q»	о.е	0,0876	0,077	
17	$T_{d0}$	Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора	сек	1,56	0,947	2,8
18	$T'_d$	Постоянная времени переходной составляющей тока статора	сек	0,0985	0,177	0,385
19	$T''_d$	Постоянная времени сверхпереходной составляющей тока статора	сек	0,0138	0,025 2	
20	$T_a$	Постоянная времени апериодической составляющей тока	сек	0,0271	0,018 5	0,0485
21	$r_0$	Омическое сопротивление обмотки статора	Ом	0,073	0,071 3	0,0795
22	$GD^2$	Маховой момент агрегата без дисков	кГ·м <sup>2</sup>	8,92	6,83	2,44
23	$GD^2$	Маховой момент агрегата с дисками	кГ·м <sup>2</sup>	25,7	20,8	
24	$T_{jmin}$	Постоянная времени агрегата без дисков	сек	10,92	8,42	5,0
25	$T_{jmax}$	Постоянная времени агрегата с дисками	сек	31,5	25,7	-

## ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» УСТАВКИ КОМПЛЕКСА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ - МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ

### 1. Генерирующая установка ГУ1

Таблица Б1 – Общие настройки регуляторов

Параметр	Значение	Примечание
$T_{расч.рег}$	0.20	Временной шаг расчета регуляторов, с
ХВ	1	Выбор роли генератора в ЭЭС (0-ведомый, 1-ведущий)

Таблица Б2 – Настройки АРЧМ, АРНРМ

Параметр	АРЧ	АРМ	АРН	АРРМ	Примечание
ХВ	1	1	1	1	Ввод автоматики (0-выведено, 1-введено)
$Val_{уст}$	50.00	0.9	127.0	0.00	АРЧ: Уставка по частоте, Гц; АРН: Уставка по выдаваемой мощности, кВт АРН: Уставка по напряжению, В; АРРМ: Уставка по $tg(Fi)$ , о.е.
$Add_{уст}$	0.00	0.00	0.00	0.00	АРЧ: Добавка по частоте, Гц; АРН: Добавка по выдаваемой мощности, кВт АРН: Добавка по напряжению, В; АРРМ: Добавка по $tg(Fi)$ , о.е.
$dVal_{доп}$	0.00	0.0	0.0	0.0	Уставка по допустимому коридору изм. параметра (зона нечувствительности), АРЧ - $f(Гц)$ , АРМ - $P(кВт)$ , АРН - $U(В)$ , АРРМ - $Q(кВАр)$
$SdVal_{доп}$	100	10	220	0	Уставка по допустимому значению интеграла отклонения параметра от задаваемого уровня, АРЧ - $f(Гц*с)$ , АРМ - $P(кВт*с)$ , АРН - $U(В*с)$ , АРРМ - $Q(кВАр*с)$
$K_{част.корр}$	-	0.00	-	-	Коэффициент частотной коррекции задания по акт. мощности, кВт/Гц
$dF_{зоны нечувств}$	-	0.0	-	-	Уставка по допустимому коридору изм. $f$ (зона нечувствительности) для частотной коррекции, Гц

Таблица Б3 – Настройки регуляторов возбуждения и скорости

Параметр	АРС ГУ1	АРВ ГУ1	Примечание
$K_{mF}/K_{mU}$	0.02	0.02	Аппаратный коэффициент
$K_{mP}/K_{mQ}$	0.10	0.10	Аппаратный коэффициент
$K_{dF}/K_{dU}$	80.00	1.50	Коэффициент по П-каналу управления частотой/напряжением
$K_{sdF}/K_{sdU}$	0.50	0.01	Коэффициент по И-каналу управления частотой/напряжением
$K_{dP}/K_{dQ}$	2.00	0.00	Коэффициент по П-каналу управления мощностью
$K_{sdP}/K_{sdQ}$	0.20	0.30	Коэффициент по И-каналу управления мощностью
$P_{max}/Q_{max}$	1000.00	1000.00	Допустимый максимум по выдаваемой мощности
$P_{min}/Q_{min}$	-100.00	-1000.00	Допустимый минимум по выдаваемой мощности
$dU_{max}$	5.00	5.00	Уставка по максимальному приращению сигнала управления
$dU_{korr}$	1.00	1.00	Уставка по величине корректировки сигнала управления
$K_{korr}$	1.00	1.00	Коэффициент при корректировке сигнала управления
$U_{max}$	400	500	Максимальный сигнал канала управления
$U_{min}$	0	0	Минимальный сигнал канала управления
$U_{lim}$	50.00	50.00	Задание сигнала по каналу управления (уставка при старте)

Таблица Б4 – Настройки режима гармонизации

Параметр	Значение	Примечание
XB1	1	Ввод алгоритма (0-выведено, 1-введено)
XB2	1	Ручной запуск (0-выведен, 1-введен)
XB3	1	Ввод типа колебаний (0-линейные, 1-синусоидальные)
$T_{устан.рег}$	60	Время на установление регуляторов после пуска, с

$T_{\text{раб.гарм}}$	600	Время работы алгоритма гармонизации, с
$T_{\text{пер.гарм}}$	120.0	Длительность 1-го колебания гармонизации, с
$dVal_{\text{max}}$	0.05	Максимальное отклонение сигналов при гармонизации, о.е.
$dVal_{\text{нечув}}$	0.03	Зона нечувствительности при гармонизации, о.е.
$I_{\text{фнч.уст}}$	0.05	Уставка срабатывания токового органа фиксации электромеханического переходного процесса, о.е.
$T_{\text{фнч.уст}}$	3.00	Период колебаний электромеханического переходного процесса, с
$N_{\text{фнч.уст}}$	1	Минимальное число колебаний для фиксации электромеханического переходного процесса
$T_{\text{раб.гарм.после синхр}}$	4.0	Время перехода в базовый режим после фиксации электромеханического переходного процесса, с
$U_{\text{уст.мин.пуска}}$	120	Напряжение срабатывания пускового органа минимального напряжения, В
$T_{\text{уст.мин.пуска}}$	0.04	Время срабатывания пускового органа минимального напряжения, с

## 2. Генерирующая установка ГУ2

Таблица Б5 – Общие настройки регуляторов

Параметр	Значение	Примечание
$T_{\text{расч.рег}}$	0.20	Временной шаг расчета регуляторов, с
ХВ	0	Выбор роли генератора в ЭЭС (0-ведомый, 1-ведущий)

Таблица Б6 – Настройки АРЧМ, АРНРМ

Параметр	АРЧ	АРМ	АРН	АРРМ	Примечание
ХВ	1	1	1	1	Ввод автоматики (0-выведено, 1-введено)
$Val_{\text{уст}}$	50.00	0.9	127.0	0.00	АРЧ: Уставка по частоте, Гц; АРН: Уставка по выдаваемой мощности, кВт АРН: Уставка по напряжению, В; АРРМ: Уставка по $\text{tg}(\text{Fi})$ , о.е.

## Продолжение таблицы Б6

Add <sub>уст</sub>	0.00	0.00	0.00	0.00	АРЧ: Добавка по частоте, Гц; АРН: Добавка по выдаваемой мощности, кВт АРН: Добавка по напряжению, В; АРРМ: Добавка по tg(Fi),о.е.
dVal <sub>доп</sub>	0.00	0.0	0.0	0.0	Уставка по допустимому коридору изм. параметра (зона нечувствительности), АРЧ - f(Гц), АРМ - P(кВт), АРН - U(В), АРРМ - Q(кВАр)
SdVal <sub>доп</sub>	100	10	220	0	Уставка по допустимому значению интеграла отклонения параметра от задаваемого уровня, АРЧ - f(Гц*с), АРМ - P(кВт*с), АРН - U(В*с), АРРМ - Q(кВАр*с)
K <sub>част.корр</sub>	-	0.00	-	-	Коэффициент частотной коррекции задания по акт.мощности, кВт/Гц
dF <sub>зоны нечувст</sub>	-	0.0	-	-	Уставка по допустимому коридору изм. f (зона нечувствительности) для частотной коррекции, Гц

Таблица Б7 – Настройки регуляторов возбуждения и скорости

Параметр	АРС ГУ1	АРВ ГУ1	Примечание
K <sub>mF</sub> /K <sub>mU</sub>	0.02	0.02	Аппаратный коэффициент
K <sub>mP</sub> /K <sub>mQ</sub>	0.10	0.10	Аппаратный коэффициент
K <sub>dF</sub> /K <sub>dU</sub>	50.00	1.50	Коэффициент по П-каналу управления частотой/напряжением
K <sub>sdF</sub> /K <sub>sdU</sub>	1.00	0.01	Коэффициент по И-каналу управления частотой/напряжением
K <sub>dP</sub> /K <sub>dQ</sub>	2.00	0.00	Коэффициент по П-каналу управления мощностью
K <sub>sdP</sub> /K <sub>sdQ</sub>	0.20	0.30	Коэффициент по И-каналу управления мощностью
P <sub>max</sub> /Q <sub>max</sub>	1000.00	1000.00	Допустимый максимум по выдаваемой мощности



$P_{\min}/Q_{\min}$	-100.00	-1000.00	Допустимый минимум по выдаваемой мощности
$dU_{\max}$	5.00	5.00	Уставка по максимальному приращению сигнала управления
$dU_{\text{кorr}}$	1.00	1.00	Уставка по величине корректировки сигнала управления
$K_{\text{кorr}}$	1.00	1.00	Коэффициент при корректировке сигнала управления
$U_{\max}$	400	500	Максимальный сигнал канала управления
$U_{\min}$	0	0	Минимальный сигнал канала управления
$U_{\text{lim}}$	50.00	50.00	Задание сигнала по каналу управления (уставка при старте)

Таблица Б8 – Настройки режима гармонизации

Параметр	Значение	Примечание
XB1	1	Ввод алгоритма (0-выведено, 1-введено)
XB2	1	Ручной запуск (0-выведен, 1-введен)
XB3	1	Ввод типа колебаний (0-линейные, 1-синусоидальные)
$T_{\text{устан.рег}}$	90	Время на установление регуляторов после пуска, с
$T_{\text{раб.гарм}}$	600	Время работы алгоритма гармонизации, с
$T_{\text{пер.гарм}}$	120.0	Длительность 1-го колебания гармонизации, с
$dVal_{\max}$	0.05	Максимальное отклонение сигналов при гармонизации, о.е.
$dVal_{\text{нечув}}$	0.03	Зона нечувствительности при гармонизации, о.е.
$I_{\text{фнч.уст}}$	0.05	Уставка срабатывания токового органа фиксации электромеханического переходного процесса, о.е.
$T_{\text{фнч.уст}}$	3.00	Период колебаний электромеханического переходного процесса, с
$N_{\text{фнч.уст}}$	1	Минимальное число колебаний для фиксации электромеханического переходного процесса
$T_{\text{раб.гарм.после синхр}}$	4.0	Время перехода в базовый режим после фиксации электромеханического переходного процесса, с
$U_{\text{уст.мин.пуска}}$	120	Напряжение срабатывания пускового органа минимального напряжения, В
$T_{\text{уст.мин.пуска}}$	0.04	Время срабатывания пускового органа минимального напряжения, с

### 3. Генерирующая установка ГУЗ

Таблица Б9 – Общие настройки регуляторов

Параметр	Значение	Примечание
$T_{расч.рег}$	0.20	Временной шаг расчета регуляторов, с
ХВ	0	Выбор роли генератора в ЭЭС (0-ведомый, 1-ведущий)

Таблица Б10 – Настройки АРЧМ, АРНРМ

Параметр	АРЧ	АРМ	АРН	АРРМ	Примечание
ХВ	1	1	1	1	Ввод автоматики (0-выведено, 1-введено)
$Val_{уст}$	50.00	0.9	127.0	0.00	АРЧ: Уставка по частоте, Гц; АРН: Уставка по выдаваемой мощности, кВт АРН: Уставка по напряжению, В; АРРМ: Уставка по $tg(Fi)$ , о.е.
$Add_{уст}$	0.00	0.00	0.00	0.00	АРЧ: Добавка по частоте, Гц; АРН: Добавка по выдаваемой мощности, кВт АРН: Добавка по напряжению, В; АРРМ: Добавка по $tg(Fi)$ , о.е.
$dVal_{доп}$	0.00	0.0	0.0	0.0	Уставка по допустимому коридору изм. параметра (зона нечувствительности), АРЧ - $f(Гц)$ , АРМ - $P(кВт)$ , АРН - $U(В)$ , АРРМ - $Q(кВАр)$
$SdVal_{доп}$	100	10	220	0	Уставка по допустимому значению интеграла отклонения параметра от задаваемого уровня, АРЧ - $f(Гц*с)$ , АРМ - $P(кВт*с)$ , АРН - $U(В*с)$ , АРРМ - $Q(кВАр*с)$
$K_{част.корр}$	-	0.00	-	-	Коэффициент частотной коррекции задания по акт. мощности, кВт/Гц
$dF_{зоны нечувств}$	-	0.0	-	-	Уставка по допустимому коридору изм. $f$ (зона нечувствительности) для частотной коррекции, Гц

Таблица Б11 – Настройки регуляторов возбуждения и скорости

Параметр	АРС ГУ1	АРВ ГУ1	Примечание
$K_{mF}/K_{mU}$	0.02	0.02	Аппаратный коэффициент
$K_{mP}/K_{mQ}$	0.10	0.10	Аппаратный коэффициент
$K_{dF}/K_{dU}$	50.00	3.00	Коэффициент по П-каналу управления частотой/напряжением
$K_{sdF}/K_{sdU}$	0.10	0.01	Коэффициент по И-каналу управления частотой/напряжением
$K_{dP}/K_{dQ}$	2.00	0.00	Коэффициент по П-каналу управления мощностью
$K_{sdP}/K_{sdQ}$	0.20	0.10	Коэффициент по И-каналу управления мощностью
$P_{max}/Q_{max}$	1000.00	1000.00	Допустимый максимум по выдаваемой мощности
$P_{min}/Q_{min}$	-100.00	-1000.00	Допустимый минимум по выдаваемой мощности
$dU_{max}$	5.00	5.00	Уставка по максимальному приращению сигнала управления
$dU_{korr}$	1.00	1.00	Уставка по величине корректировки сигнала управления
$K_{korr}$	1.00	1.00	Коэффициент при корректировке сигнала управления
$U_{max}$	400	500	Максимальный сигнал канала управления
$U_{min}$	0	0	Минимальный сигнал канала управления
$U_{lim}$	50.00	50.00	Задание сигнала по каналу управления (уставка при старте)

Таблица Б12 – Настройки режима гармонизации

Параметр	Значение	Примечание
XB1	1	Ввод алгоритма (0-выведено, 1-введено)
XB2	1	Ручной запуск (0-выведен, 1-введен)
XB3	1	Ввод типа колебаний (0-линейные, 1-синусоидальные)
$T_{устан.рег}$	120	Время на установление регуляторов после пуска, с

$T_{\text{раб.гарм}}$	600	Время работы алгоритма гармонизации, с
$T_{\text{пер.гарм}}$	120.0	Длительность 1-го колебания гармонизации, с
$dVal_{\text{max}}$	0.05	Максимальное отклонение сигналов при гармонизации, о.е.
$dVal_{\text{нечув}}$	0.03	Зона нечувствительности при гармонизации, о.е.
$I_{\text{фнч.уст}}$	0.05	Уставка срабатывания токового органа фиксации электромеханического переходного процесса, о.е.
$T_{\text{фнч.уст}}$	3.00	Период колебаний электромеханического переходного процесса, с
$N_{\text{фнч.уст}}$	1	Минимальное число колебаний для фиксации электромеханического переходного процесса
$T_{\text{раб.гарм.после синхр}}$	3.5	Время перехода в базовый режим после фиксации электромеханического переходного процесса, с
$U_{\text{уст.мин.пуска}}$	120	Напряжение срабатывания пускового органа минимального напряжения, В
$T_{\text{уст.мин.пуска}}$	0.04	Время срабатывания пускового органа минимального напряжения, с

#### 4. Интеллектуальное АПВ

Таблица Б13 – Настройки интеллектуальной АПВ

Параметр	Q <sub>1</sub>	Q <sub>2</sub>	Q <sub>3</sub>	Q <sub>4</sub>	Примечание
XB	1	1	1	1	Ввод автоматики (0-выведено, 1-введено)
$dF_{\text{max}}$	0.10	0.10	0.10	0.10	Максимальное отклонение по частоте, Гц
$dU_{\text{max}}$	10.00	10.00	10.00	10.00	Максимальное отклонение по напряжению, В
$dAngle_{\text{max}}$	5.00	5.00	5.00	5.00	Максимальное отклонение по углу, град
$U_{\text{min}}$	40.00	40.00	40.00	40.00	Напряжение срабатывания ЗМН, В

## Продолжение таблицы Б13

T <sub>сраб</sub>	0.20	0.20	0.20	0.20	Время срабатывания ЗМН, с
T <sub>уск</sub>	0.00	0.00	0.00	0.00	Время срабатывания ЗМН при включении, с
T <sub>опроб</sub>	10.00	15.00	20.00	25.00	Время до опробования, с

Таблица Б14 – Настройки модуля цифро-аналогового преобразователя (ЦАП)

Параметр	Значение	Примечание
N <sub>цап</sub>	6	Количество управляемых ЦАП
T <sub>отпр</sub>	0.20	Временной шаг для отправки сообщений на ЦАП, с

**ПРИЛОЖЕНИЕ «В» ОСЦИЛЛОГРАММЫ ПРОЦЕССА  
ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ МОДЕЛЕЙ MICROGRID  
НА МИКРОКОНТРОЛЛЕРАХ**

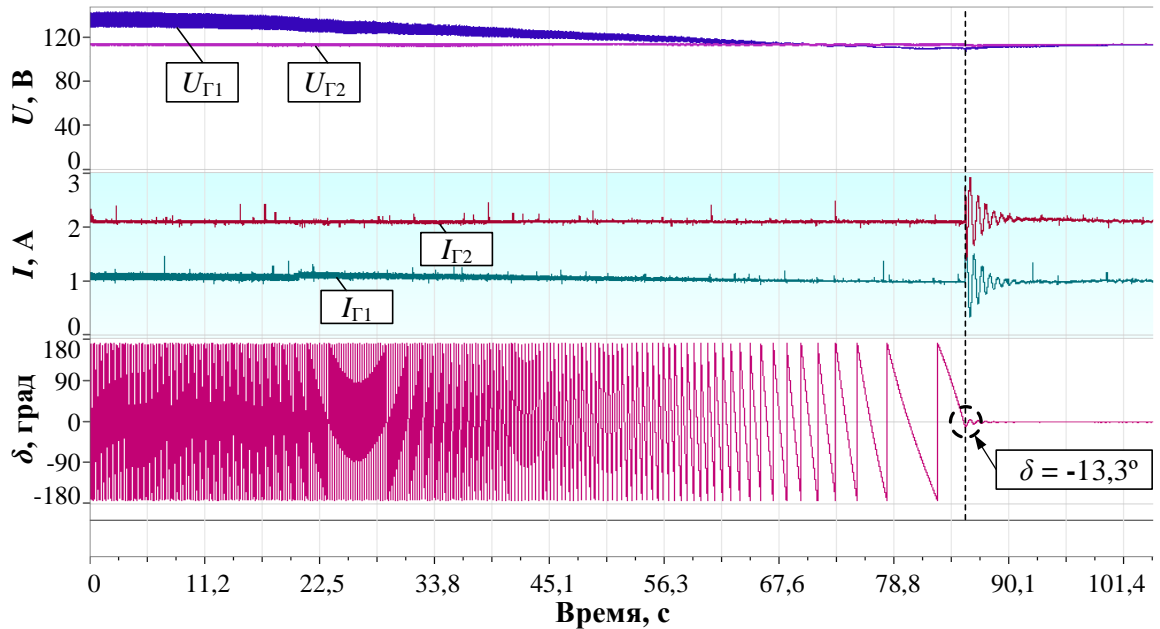


Рисунок В1 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании режимных параметров генератором Г1, и при гармонизированных параметрах –  $f = 48$  Гц и  $U = 115$  В генератора Г2

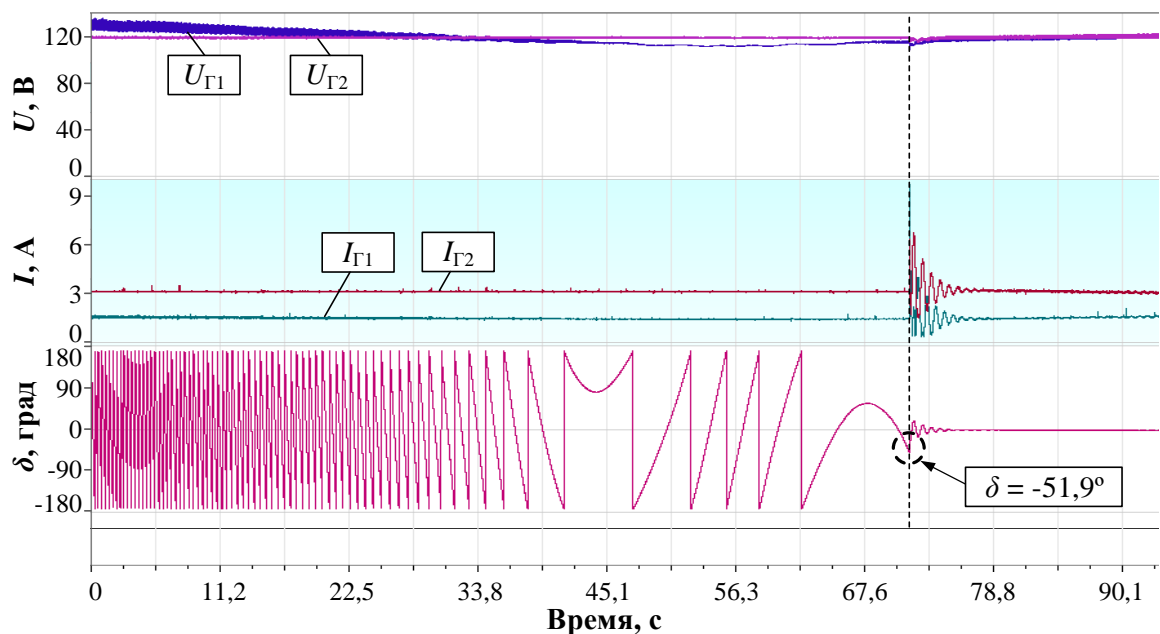


Рисунок В2 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании режимных параметров генератором Г1, и при гармонизированных параметрах –  $f = 49$  Гц и  $U = 120$  В генератора Г2

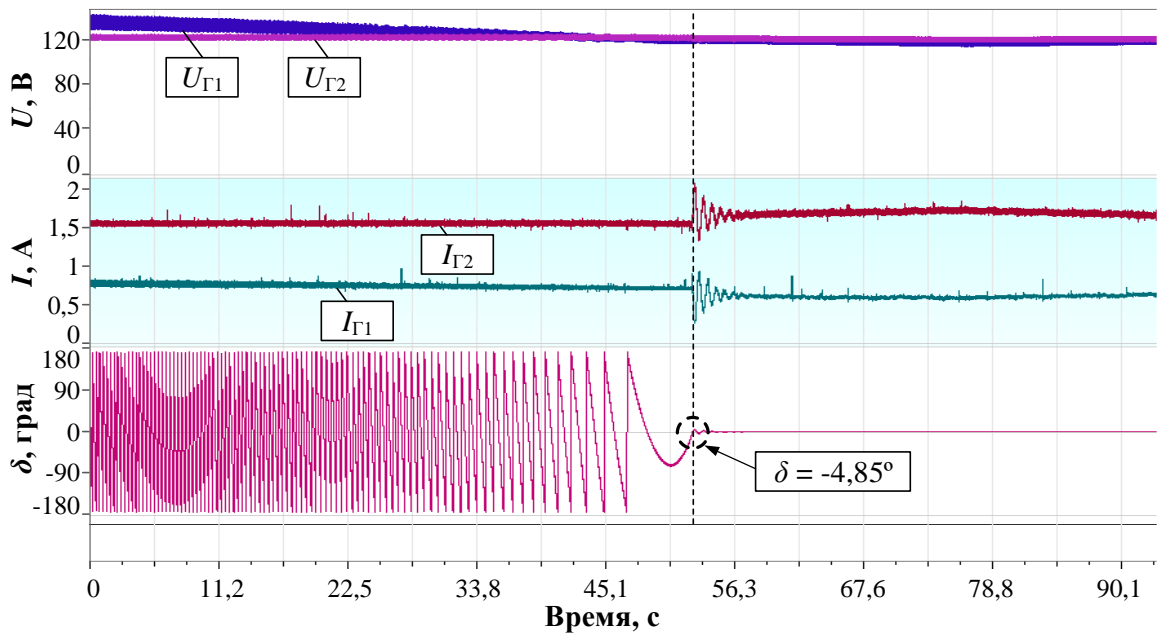


Рисунок В3 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании режимных параметров генератором Г1, и при гармонизированных параметрах –  $f = 50$  Гц и  $U = 125$  В генератора Г2

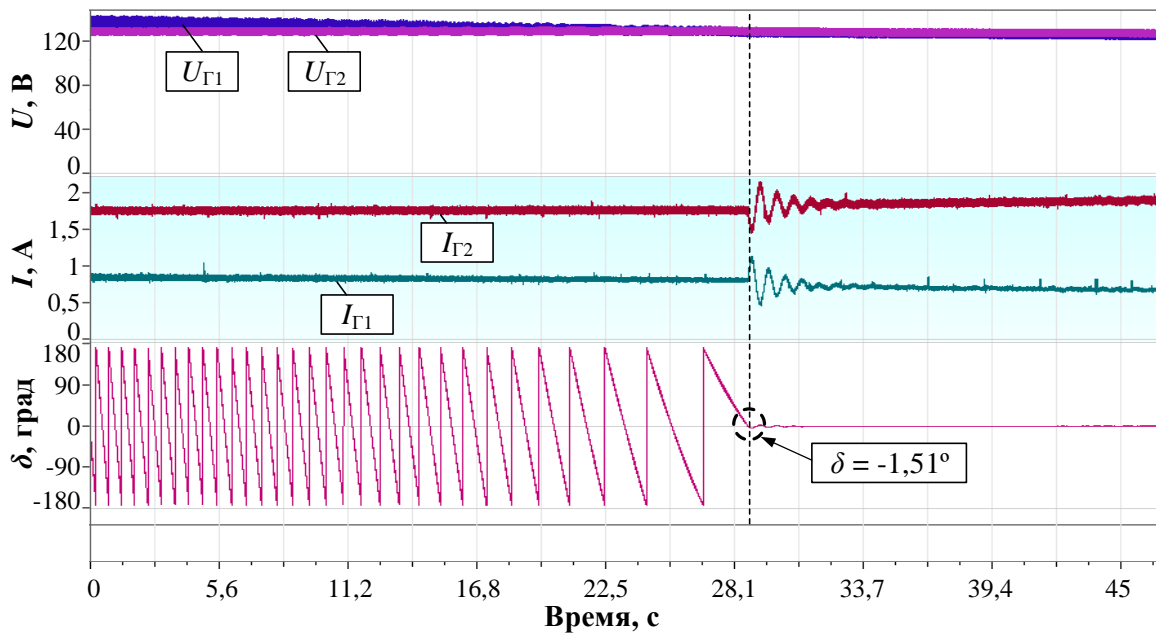


Рисунок В4 – Осциллограммы процесса синхронизации при сканировании режимных параметров генератором Г1, и при гармонизированных параметрах –  $f = 51$  Гц и  $U = 130$  В генератора Г2

## ПРИЛОЖЕНИЕ «Г» СВЕДЕНИЯ О МАЛЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Таблица Г1 – Сведения о МГЭС находящиеся на балансе ОАХК «Барки Точик»

№	Наименование МГЭС	Месторасположение	Проектная мощность. Число и мощность агрегата, кВт	Год введения в эксплуатацию	Вид МГЭС	Регулирование воды	Тип турбины	Напор воды, м	Режим работы
Раштский регион									
1	Сангикар	р. Рашт	2x503	2011	деривационный	проточный	радиально осевой	16	параллельно
2	Шашболои	р. Нурабад	1x183	2010	деривационный	проточный	радиально осевой	52,2	изолированно
3	Фатыобод	р. Таджикабад	1x282	2010	деривационный	проточный	радиально осевой	52,7	изолированно
4	Питовкул-1	р. Лахш	2x230	1964	деривационный	проточный	радиально осевой	-	изолированно
5	Питовкул-2	р. Лахш	2x552	2012	деривационный	проточный	радиально осевой	26,49	изолированно
6	Тутак	р. Рашт	1x586	2013	деривационный	проточный	радиально осевой	26	изолированно
Кулябский регион									
7	Пушти бог	р. Балджувон	1x180	2011	деривационный	проточный	радиально осевой	31	изолированно
Районы республиканского подчинения									
8	Ширкент	г. Турсунзаде	2x288	2011	деривационный	проточный	радиально осевой	32,9	изолированно



## Продолжение таблицы Г1

9	Хазора-1	р. Варзоб	1x250	1999	деривационный	проточный	радиально осевой	100	изолированно
10	Хазора-2	р. Варзоб	1x250	2000	деривационный	проточный	радиально осевой	86	изолированно
Пенджикентский регион									
11	Артуч	р. Пенджикент	1x500	2008	деривационный	проточный	радиально осевой	71,5	изолированно
12	Панджруд	р. Пенджикент	1x500	2011	деривационный	проточный	радиально осевой	58	изолированно
13	Марзич	р. Айни	3x1433	2011	деривационный	проточный	радиально осевой	143,1	изолированно
14	Дичик	р. Айни	1x260	2011	деривационный	проточный	радиально осевой	22	изолированно
15	Кухистон-1	р. горно Мастчинский	1x500	2012	деривационный	проточный	радиально осевой	22	изолированно
16	Кухистон	р. горно Мастчинский	1x500	2012	деривационный	проточный	радиально осевой	31	изолированно

**ПРИЛОЖЕНИЕ «Д» КАРТА НАСТРОЙКИ ЗАЩИТ ЭНЕРГОБЛОКОВ  
CATERPILLER МОЩНОСТЬЮ 2 МВТ**

Таблица Д1 – Карта настройки защит энергоблоков Caterpillar мощностью 2 МВт  
Microgrid жилмассива «Березовое» (г. Новосибирск)

<b>ГПУ (автономный режим)</b>		
<b>Защита минимального напряжения</b>		
"Сигнал" инверсная характеристика	90%	1,5 с
	9450 В	
"Отключение"	85%	2,1 с
	8925 В	
<b>Защита максимального напряжения</b>		
"Сигнал" инверсная характеристика	110%	1,5 с
	11500 В	
"Отключение" инверсная характеристика	115%	1,5 с
	12075 В	
"Отключение"	120%	0,5 с
	12600 В	
<b>Защита максимального напряжения обратной последовательности</b>		
"Сигнал" инверсная характеристика	10%	1 с
	1050 В	
"Отключение" инверсная характеристика	15%	1 с
	1575 В	
"Отключение"	20%	0,1 с
	2100 В	
<b>Максимальная токовая защита</b>		
"Сигнал" инверсная характеристика	110%	2,5 с
	151 А	
"Отключение" инверсная характеристика	140%	0,5 с
	193 А	
"Отключение"	160%	0,3 с
	220 А	

<b>Защита по прямой мощности</b>		
"Сигнал" инверсная характеристика	100%	1 с
	2000 кВт	
"Отключение" инверсная характеристика	105%	1 с
	2100 кВт	
"Отключение"	115%	0
	2300 кВт	
<b>Защита по обратной мощности</b>		
"Сигнал" инверсная характеристика	5%	1 с
	100 кВт	
"Отключение" инверсная характеристика	10%	1 с
	200 кВт	
"Отключение"	20%	0,3 с
	400 кВт	
<b>Защита от снижения частоты</b>		
"Сигнал" инверсная характеристика	2%	1 с
	49 Гц	
"Отключение" инверсная характеристика	6%	1 с
	47 Гц	
"Отключение"	8%	0,3 с
	46 Гц	
<b>Защита от повышения частоты</b>		
"Сигнал" инверсная характеристика	2%	1 с
	51 Гц	
"Отключение"	5%	3 с
	53 Гц	

## ПРИЛОЖЕНИЕ «Е» ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2752693

**СПОСОБ УДАЛЕННОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ И  
ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА  
АВАРИЙНО РАЗДЕЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ  
СЕТИ С ГЕНЕРАТОРАМИ**

Патентообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ  
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Фишов Александр Георгиевич (RU), Гуломзода Анвари  
Хикмат (RU)**

Заявка № 2020131758

Приоритет изобретения **28 сентября 2020 г.**

Дата государственной регистрации  
в Государственном реестре изобретений  
Российской Федерации **30 июля 2021 г.**

Срок действия исключительного права  
на изобретение истекает **28 сентября 2040 г.**

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ  
Сертификат 0x02A5CFBC0B1ACF59A40A2F08092E9A118  
Владелец **Ивлиев Григорий Петрович**  
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

*Г.П. Ивлиев*





## ПРИЛОЖЕНИЕ «Ж» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по научной работе  
д.т.н., профессор  
Брованов С.В.

05 2022 г.

АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного  
технического университета результатов диссертационной работы  
Гуломзода А.Х.

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Гуломзода А.Х. на тему «Новые технологии управления синхронизацией и восстановлением нормального режима электрических сетей с распределенной малой генерацией» в учебный процесс кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского государственного технического университета.

Предмет внедрения:

1. Модели режимов активных электрических сетей Таджикистана и их отдельных подсистем, как объекты исследования и использования разрабатываемых на кафедре способов и средств управления режимами энергосистем;
2. Способ децентрализованного управления синхронизацией активных частей электрической сети;
3. Программное обеспечение прототипа автоматики восстановления целостности электрической сети после ее распада на активные части.

Характер внедрения:

1. Использование студентами и аспирантами данных и расчетных моделей электрических сетей Таджикистана при выполнении исследовательских и выпускных квалификационных работ;
2. Использование аспирантами способа децентрализованной синхронизации частей электрических сетей при обосновании предложений по выполнению НИОКР для энергосистемы Таджикистана, а также других энергосистем, развивающих распределенную малую генерацию в своих электрических сетях;
3. Использование студентами и аспирантами прототипа автоматики децентрализованной синхронизации активных частей электрической сети после ее распада на физической модели энергосистем в учебных и научных целях.

Зав.каф. автоматизированных ЭЭС,  
д.т.н., доцент

Левин В.М.



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН  
ТАДЖИКСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени академика М.С. Осими**

734042, Душанбе, просп. академиков Раджабовых, 10, Тел.: (+992 37) 221-35-11,  
Факс: (+992 37) 221-71-35, E-mail: rector.ttu@mail.ru, Web: www.ttu.tj

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Ректор ТТУ им. акад. М.С. Осими  
д.э.н., профессор Давлатзода К.К.

« 10 » 06 2022 г.

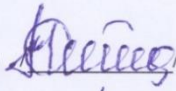
**А К Т**

**о внедрении результатов диссертационной работы Гуломзода А.Х.  
в учебный процесс Таджикского технического университета имени академика  
М.С. Осими**

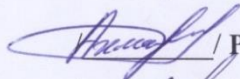
Комиссия в составе: председателя комиссии д.т.н., доцента Махмадизода М.М., членов комиссии к.т.н., доцента Рахмонзода А.Дж., и заведующего кафедрой «Электрические станции» к.т.н., доцента Султонзода Ш.М. свидетельствует, что основные выводы и результаты диссертационной работы аспиранта Гуломзода А.Х. «Новые технологии управления синхронизацией и восстановлением нормального режима электрических сетей с распределенной малой генерацией» используются в учебном процессе кафедры «Электрические станции» энергетического факультета Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими в дисциплинах: «Режимы работы электроэнергетических систем» и «Оптимизация электроэнергетических систем».

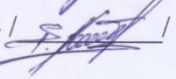
Результаты научной работы, в том числе, расчетные модели электрических сетей Таджикистана могут использоваться студентами, предложенный способ децентрализованного управления синхронизацией активных частей электрической сети, а также алгоритмы, осуществляющие такое управление применяются студентами, магистрантами и аспирантами кафедры при выполнении выпускных квалификационных и научно-исследовательских работ.

**ПРЕДСЕДАТЕЛЬ КОМИССИИ:**

Проректор по учебной работе, первый проректор  Махмадизода М.М.

**ЧЛЕНЫ КОМИССИИ:**

Начальник управления науки и инновации  Рахмонзода А.Дж.

Заведующий кафедрой «Электрические станции»  Султонзода Ш.М.