

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

На правах рукописи



ИВКИН ЕФИМ СЕРГЕЕВИЧ

**СИСТЕМНАЯ АВТОМАТИКА ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ  
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ И УПРАВЛЕНИЯ ИХ  
РЕЖИМАМИ**

Специальность 05.14.02 — Электрические станции и  
электроэнергетические системы

Диссертация

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
Фишов Александр Георгиевич  
доктор технических наук, профессор

Новосибирск — 2021

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....   | 6  |
| ГЛАВА 1 ТРЕБОВАНИЯ К MINIGRID И ЕЕ СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ .....  | 14 |
| 1.1 Понятия SmartGrid, MiniGrid, MicroGrid применительно к распределительным электрическим сетям.....  | 14 |
| 1.2 Существующие виды объектов с малой и микрогенерацией, цели субъектов по их развитию и интеграции в электрические сети.....                 | 17 |
| 1.3 Требования по безопасности для оборудования MiniGrid во время параллельной работы с внешней электрической сетью.....                       | 21 |
| 1.4 Способ безопасной параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью, реализованный в подсистеме противоаварийного управления..... | 24 |
| 1.5 Схемы включения MiniGrid во внешнюю электрическую сеть. Риски при параллельной работе .....  | 26 |
| 1.6 Требования к программно-техническому комплексу Minigrid .....  | 27 |
| 1.7 Требования к интеграции систем управления MiniGrid и автоматизированной системы диспетчерского управления центра управления сетями.....    | 29 |
| 1.8 Характер взаимодействия систем управления MiniGrid и центра управления сетями .....  | 29 |
| Выводы по главе 1 .....  | 29 |
| ГЛАВА 2 ПРИНЦИПАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ СОЗДАНИИ MINIGRID НА БАЗЕ ЛОКАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ .....                                | 31 |
| 2.1 Использование синхронизированных векторных измерений для мониторинга синхронизма и синхронизации частоты сети.....                         | 31 |
| 2.2 Применение противоаварийного опережающего сбалансированного отделения .....  | 32 |
| 2.3 Коммутационная схема для осуществления автономного и параллельного режимов MiniGrid.....   | 34 |

|  |           |
|--|-----------|
| 2.4 Использование распределенного управления для надежного управления режимом параллельной работы MiniGrid с внешней энергосистемой.....   | 37        |
| 2.5 Способы предотвращения несинхронных включений на параллельную работу..   | 41        |
| 2.6 Процессы управления включением на параллельную работу и прекращения параллельной работой MiniGrid с внешней электрической сетью под автоматическим управлением.....  | 41        |
| 2.7 Способ поддержания постоянной готовности MiniGrid к сбалансированному отделению от внешней электрической сети.....   | 44        |
| 2.8 Компенсация токов замыкания на землю при объединении электрических сетей 10 кВ MiniGrid и подстанции присоединения.....  | 46        |
| 2.9 Ближнее резервирование автоматики опережающего сбалансированного отделения.....  | 46        |
| 2.10 Выбор состава работающего генерирующего оборудования, обеспечивающего выдачу свободных мощностей в сеть и постоянную готовность к спорадическому отделению MiniGrid на примере MiniGrid «Березовое» ..... | 47        |
| 2.11 Режимы управления MiniGrid при параллельной работе с внешней электрической сетью и автономной работе.....   | 51        |
| 2.12 Снижение отключаемых токов короткого замыкания в сети 10 кВ MiniGrid при опережающем сбалансированном отделении ее от внешней сети.....   | 56        |
| 2.13 Исключение подпитки от MiniGrid отключенных линий 110 кВ, питающих подстанции присоединения 110 кВ .....  | 57        |
| Выводы по главе 2.....   | 58        |
| <b>ГЛАВА 3 МОДЕЛИ (АЛГОРИТМЫ) УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ MINIGRID, РЕАЛИЗОВАННЫЕ В АВТОМАТИКЕ .....</b>   | <b>59</b> |
| 3.1 Структура и состав алгоритмов .....  | 61        |
| 3.2 Базовые алгоритмы .....  | 62        |
| 3.3 Информационно-измерительные алгоритмы .....  | 65        |

|   |            |
|---|------------|
| 3.4 Алгоритмы локального режимного управления .....   | 77         |
| 3.5 Системные алгоритмы режимного управления .....  | 90         |
| 3.6 Алгоритмы автооперирования .....  | 97         |
| Выводы по главе 3 .....   | 109        |
| <b>ГЛАВА 4 ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ И ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМНОЙ АВТОМАТИКИ MINIGRID.....</b>  | <b>110</b> |
| 4.1 Общее описание автоматики.....  | 110        |
| 4.2 Аннотированное описание функций системной автоматики с учетом ее взаимодействия с имеющейся на станции блочной автоматикой Terberg.....                 | 113        |
| 4.2.1 Оперирование .....  | 113        |
| 4.2.2 Противоаварийное управление.....  | 115        |
| 4.2.3 Режимное управление .....   | 117        |
| 4.2.4 Контроль и измерение .....  | 117        |
| 4.2.5 Блокировки и превентивные действия.....   | 118        |
| 4.2.6 Сигнализация и визуализация.....  | 119        |
| 4.3 Автоматизированное рабочее место оператора и сервисного инженера .....  | 119        |
| 4.4 Техническая реализация и испытания системной автоматики MiniGrid жилмассива «Березовое» .....   | 125        |
| 4.4.1 Общая характеристика.....   | 125        |
| 4.4.2 Комплексная программа испытаний готовности MiniGrid к включению на параллельную работу с Единой энергетической системой .....                         | 129        |
| 4.4.3 Программа проверки участия энергоблоков MiniGrid жилмассива «Березовое» в общем первичном регулировании частоты в Единой энергетической системе ..... | 130        |
| 4.4.5 Методика получения статической характеристики первичного регулирования с учетом зоны нечувствительности.....  | 137        |

|   |     |
|---|-----|
| 4.4.6 Результаты испытаний энергоблока электростанции микрорайона «Березовое» на соответствие требованиям к участию в общем первичном регулировании частоты ..... | 138 |
| Выводы по главе 4 .....   | 145 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....  | 147 |
| СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....  | 150 |
| СПИСОК ТЕРМИНОВ .....   | 153 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....   | 156 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ «А» ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ .....  | 164 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ .....  | 165 |

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

Одно из важнейших направлений формирования образа современной энергетики является применение малой генерации (МГ) для децентрализации производства электроэнергии с использованием концепции мультиагентного автоматического управления [1]. Необходимой технологией, позволяющей достичь значительных результатов в данном направлении, является технология создания и интеграции множества малых энергосистем, так называемых, Локальных интеллектуальных энергосистем (ЛИЭС [2] далее MiniGrid) в существующие централизованные электрические сети, которая позволяет устранить локальные дефициты электрической мощности, снизить потери электроэнергии, связанные с ее передачей на большие расстояния, обеспечить высокую надежность энергоснабжения, в том числе, за счет живучести системы энергоснабжения, обеспечить короткие сроки ввода мощностей и окупаемости объектов генерации.

Актуальность темы диссертационного исследования обусловлена ростом количества распределенных объектов с малой генерацией и стремлением их собственников к подключению этих объектов к распределительным электрическим сетям ЕЭС и включению на параллельную работу, т.к. островная работа таких объектов, как правило, не соответствует требованиям надежности, качества электроснабжения потребителей и экономичности энергопроизводства.

Для решения данной задачи необходима разработка и последующее использование специализированной интеллектуальной системной автоматики управления режимами такими MiniGrid, которая позволила бы упростить и существенно снизить затраты на интеграцию объектов с синхронной малой генерацией в существующие электрические сети ЕЭС, обеспечить выполнение требований к надежности, качеству электроснабжения потребителей и экономичности энергопроизводства.

***Основная идея диссертационной работы*** - создание специализированной комплексной автоматики управления режимами MiniGrid, обеспечивающей выполнение требований к «свободному» (Plug and Play) и малозатратному их

присоединению к внешним электрическим сетям за счет их прямого включения в сеть посредством синхронных связей без централизации управления на идеологии мультиагентных систем.

Комплексность обеспечивается решением в полном объеме задач противоаварийного, режимного управления и автооперирования MiniGrid в увязке с техническими решениями в части схемы выдачи мощности и дополнительного оборудования, обеспечивающих удовлетворение существующих требований к объектам генерации, интегрируемым с ЕЭС. В результате в составе распределительных электрических сетей возникает качественно новый “беспилотный”, т.е., работающий в полностью автоматическом режиме объект – MiniGrid.

### **Степень разработанности темы исследования**

Тематика научных работ в области распределённой генерации и интеллектуальных энергосистем в России на сегодняшний день довольно разнообразна. Среди основных научных направлений исследований в этой области можно выделить следующие: проблемы и перспективы развития малой генерации в России, синхронизация объектов малой генерации и локальных систем энергоснабжения (ЛЭС) с внешней сетью, использование малой генерации в системах электроснабжения промышленных предприятий, влияние распределенной генерации на электрическую сеть, планирование режимов сетей с объектами МГ и др. Значительный вклад в развитие данного направления внесли множество исследователей, среди которых: Андреев М.В., Армеев Д.В., Бердин А.С., Булатов Ю.Н., Бушуева О.А., Бык Ф.Л., Воропай Н.И., Глазырин Г.В., Гуломзода А.Х., Дехтерев А.И., Ерохин П.М., Ерошенко С. А Илюшин П.В., Исмоилов С.Т., Какоша Ю.В., Кац П.Я., Короткевич М.А., Кубарьков Ю.П., Курбацкий В.Г., Куликов А.Л., Ландман А.К., Марченко А.И., Мукатов Б.Б., Мышкина Л.С., Нагай В.И., Обоскалов В.П., Паздерин А.В., Пантелеев В.И., Петрищев А.В., Рогозинников Е. И., Семендяев Р.Ю., Суворов А.А., Тутундаева Д.В., Фахразиева И. З., Фёдоров В.А., Фишов А.Г., Фролов М.Ю., Фурсанов М.И., Шиллер М.А., Шубин Н.Г., Чершова В.О., Энхсайхан Э., и др.

Стоит отметить, что зарубежом тематика исследований в области распределенной генерации и интеллектуальных энергосистем смещена в сторону возобновляемых источников энергии. Развитием данной темы занимаются следующие исследователи: Jon Are Suul, H. Bevrani, S. Chowdhury, M.Dai, L. Soder, Olav B. Fossob, T. Ise, J. Barton, D. Emmanuel-Yusuf, S. Hall, V. Johnson, A. O'Grady, E. Robertson, E. Robinson, F. Pilo, A. Wood и др.

**Цель диссертационной работы** – разработка системной автоматики для MiniGrid с синхронной малой генерацией и ее применения на реальных объектах.

*Задачи для достижения цели:*

1. Анализ особенностей работы локальных систем электроснабжения (MiniGrid) на основе синхронной малой генерации в островном и параллельном с энергосистемой режимах;
2. Разработка технических решений для создания и управления режимами MiniGrid с синхронной МГ на основе системной автоматики;
3. Исследование взаимодействия и согласование настроек автоматики MiniGrid с автоматикой энергоблоков;
4. Разработка и реализация в виде ПО для ПТК полного комплекса алгоритмов системной автоматики MiniGrid;
5. Реализация системной автоматики на физических моделях MiniGrid (НГТУ, НИУ МЭИ);
6. Разработка программ и методик испытаний системной автоматики MiniGrid на реальном объекте для отладки и ввода в эксплуатацию.
7. Внедрение системной автоматики на реальном объекте (MiniGrid ж/м Березовая).
8. Подготовка и проведение комплексных испытаний по вводу автоматики в работу с переводом MiniGrid ж/м Березовая в режим параллельной работы с внешней энергосистемой и полностью автоматическим режимом работы.

**Объект исследования:** системы электроснабжения на базе малой синхронной генерации, объединяемые на параллельную работу с внешней электрической сетью посредством синхронных электрических связей.



**Предмет исследования:** средства, способы и алгоритмы управления режимами автономной и параллельной с внешней сетью работы объектов с малой генерацией, а также переходами между ними.

**Научная новизна диссертации:**

1. Впервые разработан комплекс программно-аппаратных средств (системная автоматика) и технических решений, обеспечивающих создание и управление режимами MiniGrid.

2. Теоретически и экспериментально на физических моделях и реальном объекте исследовано применение разработанной системной автоматики и доказана его эффективность.

3. Разработаны методики и программы испытаний системной автоматики и функционирования MiniGrid в автоматическом режиме.

**Теоретическая и практическая значимость работы**

Решена научно-техническая задача по устранению рисков и технологических барьеров, возникающих в результате прямого подключения сбалансированных локальных энергосистем на основе малой генерации к централизованным электрическим сетям с созданием на их основе локальных интеллектуальных энергосистем по типу SmartGrid.

Запатентованный способ управления составом и загрузкой генерирующего оборудования электростанции MiniGrid реализован в системной автоматике управления режимом ее параллельной работы с внешней электрической сетью, созданной в НГТУ совместно с ООО «Модульные системы Торнадо» и ООО «Институт автоматизации энергетических систем». (Патент на изобретение РФ приведен в Приложении А, акты внедрения результатов диссертационной работы представлены в Приложении Б).

Автоматика, практические рекомендации по ее применению, карты уставки и настройки, схема взаимодействия с блочной автоматикой генерирующих устройств (ГУ) использованы при осуществлении пилотного проекта по присоединению MiniGrid с электростанцией (мини ТЭЦ) жилого массива «Березовое» (г.

Новосибирск) к электрической сети Новосибирской энергосистемы ЕЭС России с режимом параллельной работы и выдачей избыточных мощностей во внешнюю сеть.

Проведены комплексные испытания функционирования MiniGrid в автоматическом режиме и осуществлен ввод разработанной системной автоматики в эксплуатацию.

### **Методология и методы исследования**

При выполнении работы использованы методы математического и физического моделирования, а именно моделирующие программно-вычислительные комплексы «Мустанг» и «RastrWin», физические комплексы «Электродинамическая модель электроэнергетических систем» Центра коллективного пользования «Центр испытаний устройств контроля и управления режимами электроэнергетических систем» НГТУ, кафедры Электроэнергетических систем НИУ МЭИ, MiniGrid жилмассива «Березовое» (г. Новосибирск). Используются теории устойчивости, управления режимами электроэнергетических систем, автоматического и автоматизированного управления, экспериментальных исследований, методология SADT (Методология структурного анализа и проектирования).

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

1. Режимное и противоаварийное управление объектами с малой генерацией, включенными на параллельную работу в энергосистему, возможно без централизованного диспетчерского управления, автоматически за счет специальной автоматики и реализованных в ней инновационных способов управления режимами, обеспечивающих безопасную параллельную работу малой генерации и электрической сети энергосистемы.

2. Для эффективной работы MiniGrid в параллельном режиме необходима постоянная совместная работа «специальной» режимной автоматики и автооператора.

3. Управление режимами синхронной малой генерации в локальных системах электроснабжения должно быть полностью автоматическим.

4. Для синхронизации MiniGrid с другими MiniGrid или с централизованной энергосистемой необходимо использовать более жесткие условия синхронизации.

5. Для безопасной выдачи избыточной мощности в приемную сеть необходимо использовать запатентованный способ управления составом и загрузкой генераторов.

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

Диссертационная работа соответствует Паспорту научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы», так как в диссертации рассматриваются вопросы развития и совершенствования теоретической и технической базы электроэнергетики с целью обеспечения более надежной и экономичной работы локальных систем энергоснабжения. В работе затронуты следующие пункты, соответствующие паспорту специальности 05.14.02:

1. пункту 1 «Оптимизация структуры, параметров и схем электрических соединений электростанций, электроэнергетических систем и систем электроснабжения»;

2. пункту 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»;

3. 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 промышленных программ для имитационного моделирования, выполнением физического моделирования энергосистем и испытаниями разработанной автоматики на физических моделях MiniGrid и реальном объекте, а также, при вводе автоматики в эксплуатацию.

Результаты исследования, полученные в ходе работы автором диссертации, докладывались и обсуждались на: международной выставке и конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем» Санкт-Петербург 2017г., конференции филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Кемерово, 2018г., форуме «Глобальное технологическое лидерство», Сочи, 2019г., международной

конференции и выставке «Релейная защита и автоматика энергосистем», Москва, 2021г., а также на научных семинарах кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ.

В составе научного коллектива автор диссертации принимал участие в выполнении двух НИОКР по гранту Национально-технологической инициативы «Развитие НТИ», а также в хоздоговорных работах с АО «Россети Тюмень» по реализации предложенных технических решений в виде программно-технического комплекса для системной автоматике MiniGrid.

Разработка является финалистом международного конкурса «Малая энергетика – Большие успехи 2019» в номинации лучшая инновационная разработка года, а также получила высокую оценку по итогам рассмотрения на совместном заседании Научно-технического совета НП «НТС ЕЭС» и Секции Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, где признана имеющей отраслевое значение.

Проект удостоен диплома I степени (с вручением золотой медали) в конкурсе «Лучший инновационный проект и лучшая научно-техническая разработка года» в номинации Лучший инновационный проект в области: энергосбережения, первичные и вторичные источники энергии, аккумуляторы, топливные элементы, солнечные батареи, ветрогенераторы, биотопливо. Санкт-Петербург, 2020г.

### **Благодарность**

Автор выражает свою глубокую благодарность сотрудникам кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, кафедры Электроэнергетических систем НИУ МЭИ, ООО «Модульные системы Торнадо», ООО «АльтероСмарт» и ООО «Генерация Сибири» за помощь в решении задач диссертации и содействие в реализации пилотного проекта MiniGrid.

### **Публикации**

Результаты диссертационного исследования опубликованы в 8 научных работах, из них работ, опубликованных 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) - 3, а также работ в научных изданиях, индексируемых базами Scopus и/или Web of Science – 2, получен патент на изобретение РФ - 1. Также получены 2 акта, подтверждающих внедрение результатов исследования.

### **Структура и объем диссертации**

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы, включающего 65 наименований, списка сокращений и условных обозначений и двух приложений. Общий объем работы составляет 166 страниц и включает 58 рисунков и 24 таблицы.

## ГЛАВА 1 ТРЕБОВАНИЯ К MINIGRID И ЕЕ СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ

### 1.1 Понятия SmartGrid, MiniGrid, MicroGrid применительно к распределительным электрическим сетям

Прямой перевод с английского *grid* означает сеть, решетка. В электроэнергетике с некоторых пор *grid* стал обобщением некоторого множества более определенных понятий – *electrical network*, *electric grid* (электрическая сеть), *electric system* (электрическая система), *power network* (энергетическая сеть), *electrical supply networks* (сеть электроснабжения), *energy system* (энергосистема)[6-7]. Это обобщение не было «механическим», а было вызвано стремлением отразить некоторую новую сущность, которая выражалась в переходе от пассивной электрической сети к активной, содержащей элементы генерации, накопления энергии, управляемых сетевых элементов (FACTS), а также усложнения системы управления режимом сети.

Этот переход был обусловлен мировыми трендами развития электроэнергетики:

- открытые энергосистемы,
- использование экологичных энергетических ресурсов и технологий,
- производство энергии в местах его потребления,
- индивидуализация требований по качеству и надежности энергоснабжения,
- активное участие потребителей в процессах производства, передачи, накопления энергии, обеспечения качества и надежности энергоснабжения,
- производство энергии как сопутствующий процесс,
- технологическое многообразие в производстве, передаче и распределении энергии.

Для России необходимо добавить ее специфические особенности - масштабную газификацию, огромные потребности в тепловой энергии, как следствие климатических особенностей основной территории. Эти особенности вызвали широкое развитие газовой распределенной когенерации (совместного производства тепловой и электрической энергии).

Появление в распределительных сетях малой и микрогенерации стало стирать различие между понятиями энергосистема и электрическая сеть. На определенном этапе развития на западе появилось понятие Smart Grid (интеллектуальная или умная сеть), т.к. активная сеть с собственной умной системой управления режимом стала способной работать не столько под управлением внешней, централизованной системы управления, а практически самостоятельно.

В России ФСК ЕЭС ввело понятие *активно-адаптивной электрической сети* (ААЭС), определив следующие ее свойства:

- свободный доступ всех видов генерации и потребителей электроэнергии к услугам сетевой инфраструктуры,
- качество электроэнергии и надежность электроснабжения за счет роста объема и спектра взаимного оказания услуг субъектами рынка и инфраструктурой,
- оптимальность единого процесса генерации, потребления и передачи электроэнергии как за счет регулирования генерации, пропускной способности сети, так и активного участия в регулировании потребителей с их оснащением интеллектуальными системами управления, учета получаемых и предоставляемых услуг,
- развитость самодиагностики, предотвращения системных аварий и самовосстановления,
- наблюдаемость режима и состояния оборудования в реальном времени,
- защищенность сетей от внешних воздействий.

В техническом плане активно-адаптивная сеть определена, как совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям энергии элементов электрических сетей и систем управления, включающих:

- линии электропередачи с управляемым изменением характеристик (активных и реактивных составляющих сопротивлений), а также систем контроля их состояния (стрел провеса, гололедообразования, систем защиты от разрядов и перенапряжений и др.),
- устройства электромагнитного преобразования электроэнергии с широкими возможностями регулирования параметров (напряжения по модулю и по фазе,

- мощности активной и реактивной, преобразования рода тока – переменного и постоянного и др.), а также средства накопления и аккумуляирования энергии,
- коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим коммутационным ресурсом,
  - исполнительные механизмы, позволяющие в реальном времени воздействовать на активные элементы сети, изменяя ее параметры и топологию (конфигурацию и сопротивления),
  - датчики положения и текущих режимных параметров в количестве, достаточном для обеспечения оценки состояния сети в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы, с высокой скоростью съема показаний в цифровом виде,
  - современные цифровые устройства защиты и автоматики,
  - информационно-технологические и управляющие системы, в т.ч. программное обеспечение и технические средства адаптивного управления с возможностью воздействия в реальном времени на активные элементы сети и электроустановки потребителей,
  - быстродействующую многоуровневую управляющую систему с соответствующим информационным обменом для управления и контроля состояния системы в целом, ее частей и элементов с различными временными циклами для разных уровней управления.

Развиваемая потребителями распределенная генерация породила тренд на появление сбалансированных по мощности и энергии районов распределительной электрической сети, которые окончательно закрепили их способность к самостоятельному (островному) функционированию при нарушениях общего нормального режима с угрозой нарушения электроснабжения потребителей внутри района. Это качество способно радикально повысить живучесть системы энергоснабжения в чрезвычайных ситуациях.

Понятия *Minigrid* и *Microgrid* явились следствием попытки унификации понятия *grid* для всех уровней напряжения и мощности активных электрических



сетей (энергосистем). В частности, в НТИ рассматривалась единая классификация сетей (энергосистем):

- Gigagrid – синхронные зоны, сотни ГВт мощностей, ультравысокие напряжения,
- Megagrid – крупные энергосистемы (активные районы сети), десятки ГВт мощностей, напряжения (110 – 500) кВ,
- Minigrid – локальные энергосистемы (активные районы сети), от 1 до 25 ГВт мощностей, напряжения (10 – 110) кВ,
- Microgrid – локальные энергосистемы (активные районы сети), от сотен Вт до 1 МВт мощностей, напряжения до 1000 В,
- Picogrid – индивидуальные системы энергоснабжения до сотен Вт.

Использование приведенных понятий предполагает, что речь идет об умных сбалансированных энергорайонах, т.е. Minigrid означает Smart Minigrid[11].

## **1.2 Существующие виды объектов с малой и микрогенерацией, цели субъектов по их развитию и интеграции в электрические сети**

Требования к автоматике объектов с малой генерацией, интегрируемых в электрические сети централизованных систем энергоснабжения, прежде всего, определяются их системным предназначением. В таблице 1.1 представлены виды объектов и требования к их системной автоматике.

Таблица 1.1 – Назначение и требования к системной автоматике объектов с малой генерацией

| № пп | Вид объекта                        | Назначение   | Требования к системной автоматике и энергоисточнику   |
|------|------------------------------------|--|---|
| 1    | 2                                  | 3  | 4   |
| 1    | Резервный источник энергоснабжения | Резервное энергоснабжение части потребителей, питаемых от централизованных источников. | Надежный запуск. Быстрый ввод в работу и набор нагрузки. Регулирование частоты и напряжения. Включение исключительно на выделенный участок сети. Контроль восстановления основного питания и восстановление нормального режима. Параллельная работа резервного источника с внешней электросетью не допускается. |

| 1 | 2  | 3   | 4  |
|---|--|---|--|
| 2 | Локальная система независимого энергоснабжения потребителей  | Независимое от централизованной системы энергоснабжение потребителей.   | Надежное и качественное электроснабжение путем группового регулирования напряжения, частоты, поддержания необходимых резервов мощности и их эффективного использования.  |
| 3 | Собственный источник энергии потребителя в составе его системы энергоснабжения от централизованной сети              | Снижение энергопотребления от централизованной системы  | Параллельная работа собственного источника с внешней системой энергоснабжения с его быстрым отключением при нарушении нормальной работы (в т.ч. внешней сети). Автоматическое восстановление синхронизма и исходной загрузки источника при восстановлении нормального энергоснабжения от внешней сети.   |
| 4 | Источники энергии, использующие возобновляемые и местные энергоресурсы   | Использование и вовлечение в энергобаланс возобновляемых и местных энергоресурсов.  | Возможна работа, как собственного источника в составе системы энергоснабжения от централизованной сети (п.3), так и создание изолированно работающей системы энергоснабжения (п.2). Требования к автоматике соответствуют указанным вариантам.   |
| 5 | Источники энергии, производство энергии для которых является составляющей технологического проц. утилизации отходов. | Производство энергии в процессах утилизации производственных и бытовых отходов в целях экологичности процесса и его экономичности.                    | Возможна работа, как собственного источника в составе системы энергоснабжения от централизованной сети (п.3), так и создание изолированно работающей системы энергоснабжения (п.2). Требования к автоматике соответствуют указанным вариантам.   |
| 6 | Электрические сети (районы сетей) с активными элементами (источниками и накопителями энергии)                        | Создание электрических сетей поколения SmartGrid с высокой структурной гибкостью, живучестью районов э.набжения и мин. потерями при транзите энергии. | Возможна, как параллельная работа с сетью, так и автономная в составе выделенного сбалансированного района. Автоматика должна обеспечивать безопасное оперативное и противоаварийное отделение сбалансированных районов электрической сети, поддерживать требуемый баланс активных и реактивных мощностей в районе, восстановление нормального режима параллельной работы района с внешней ЭЭС |

| 1 | 2   | 3  | 4  |
|---|---|--|--|
| 7 | Локальные изолированно работающие энергосистемы (ИРЭС) на базе нескольких территориально локализованных объектов с малой генерацией.  | Создание эффективных локальных изолированно работающих энергосистем на базе нескольких территориально локализованных объектов с малой генерацией.  | Автоматика должна выполнять все системные функции управления энергосистемой (Поддерживать и структурировать резервы мощности, распределять нагрузку между электростанциями, осуществлять первичное и вторичное регулирование частоты и напряжения, противоаварийное управление).   |
| 8 | Локальные энергосистемы на базе нескольких территориально локализованных объектов с малой генерацией, работающих как изолированно, так и параллельно с сетью централизованных энергосистем. | Создание эффективных энергосистем малой мощности на базе нескольких территориально локализованных объектов с малой генерацией, работающих как изолированно, так и параллельно с сетью централизованных энергосистем. | Автоматика должна выполнять все системные функции управления энергосистемой (Поддерживать и структурировать резервы мощности, распределять нагрузку между электростанциями, осуществлять первичное и вторичное регулирование частоты и напряжения, противоаварийное управление) как в режиме изолированной работы, так и параллельной работы с внешней энергосистемой, обеспечивать безопасное оперативное и противоаварийное отделение ИРЭС, восстановление нормального режима параллельной работы ИРЭС с внешней энергосистемой. |

К основным недостаткам работы ЛСЭ в автономном режиме 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 МГ.

Эти недостатки устраняются при правильной интеграции объектов с МГ в электрические сети централизованного энергоснабжения или между собой. При интеграции объектов с МГ в электрические сети централизованного энергоснабжения 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 (ВЭС), к которой присоединяется ЛСЭ [12].

Наиболее простым и малозатратным способом интеграции с внешней сетью объектов с малой генерацией является их прямое включение на параллельную работу без вспомогательных устройств (Роутеров). Однако без специального управления параллельная работа МГ с внешней электрической сетью при ее прямом включении имеет риски для оборудования и способна снижать надежность электроснабжения, как потребителей ЛСЭ, так и внешней электрической сети. Риски и технологические барьеры прямого включения на параллельную работу ЛСЭ и внешней электрической сети приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Технологические барьеры и риски параллельной работы МГ с сетью

| №<br>пп | Риски и барьеры   |
|---------|---|
| 1       | Плохая электромеханическая совместимость вследствие малой механической инерции роторов энергоблоков МГ. Высокие риски возникновения опасных асинхронных режимов |
| 2       | Риски возникновения недопустимых ударных моментов на валах энергоблоков МГ при проходящих КЗ в электрической сети   |
| 3       | Увеличение токов короткого замыкания (особенно в схеме объекта МГ)  |
| 4       | Необходимость реконструкции средств РЗА на подстанции присоединения объекта с малой генерацией  |
| 5       | Необходимость интеграции объекта с малой генерацией в систему оперативного управления   |
| 6       | Повышение требований к профессиональному уровню оперативного персонала системы энергоснабжения объекта с малой генерацией                                       |

Учитывая все аргументы целесообразности интеграции объектов с малой генерацией в электрические сети, тренд развития электрических сетей в направлении ЮЕ и риски параллельной работы остро востребованными являются технологии и технические решения безопасной и экономически эффективной интеграции множества малых источников и автономных систем энергоснабжения в существующие электросети. Технологию интеграции объектов с малой генерацией в электрические сети можно представить, как совокупность технических решений с

энергетическими роутерами (всякого рода совместителями) и специальной (интеллектуальной) автоматикой, обеспечивающей совмещение без дополнительных технических силовых устройств.

Подробный обзор и анализ технических решений, обеспечивающих надежность энергоснабжения в MiniGrid и безопасность режима параллельной работы объединяемых систем, приведен в ряде работ [13-15].

### **1.3 Требования по безопасности для оборудования MiniGrid во время параллельной работы с внешней электрической сетью**

Требования к поведению MiniGrid в составе внешней электрической сети должны обеспечивать взаимную безопасность (как для оборудования внешней энергосистемы, так и присоединяемой MiniGrid). Учитывая многолетний опыт многих стран, прежде всего США, по развитию распределенной генерации в электрических сетях, следует обратиться к успешно применяемым требованиям к источникам малой мощности, включаемой в электрические сети, установленным стандартом [17].

Ниже приведены основные требования согласно стандартам [16, 17], относящиеся к источникам малой синхронной генерации, которые должны обеспечиваться по отношению к MiniGrid, работающей в составе внешней электрической сети или присоединяемой к ней.

Критерии и требования, содержащиеся в [17], применяются к распределенным источникам, основанным на любой технологии, с суммарной мощностью не более 10 МВА в точке подключения. Стандарт разработан составлен с учетом того, что распределенные источники имеют рабочую частоту 60 Гц.

Так энергоблоки распределенных источников в режиме параллельной работы с внешней энергосистемой не должны вызывать колебания напряжения в точке подключения более  $\pm 5\%$  от преобладающего уровня напряжения внешней энергосистемы в точке подключения и соответствовать требованиям к фликеру. Также при синхронизации, в момент включения источника на параллельную работу

с внешней энергосистемой все три параметра, указанные в таблице 1.3, должны находиться в допустимых пределах.

Таблица 1.3 – Предельно допустимые параметры для синхронного включения Minigrid с внешней энергосистемой

| Суммарная мощность распределенного источника, кВА | Разница частот, Гц | Разница напряжений, % | Разница фазовых углов, ° |
|---|--------------------|-----------------------|--------------------------|
| > 500 – 1 500                                     | 0,2                | 5                     | 15                       |
| > 1 500 – 10 000                                  | 0,1                | 3                     | 10                       |

Условие повторного включения на параллельную работу с внешней энергосистемой. Источник прекращает режим выдачи мощности во внешнюю энергосистему до АПВ. После возмущения во внешней энергосистеме, повторное включение источника не должно происходить до тех пор, пока напряжение во внешней энергосистеме не будет находиться в диапазоне, указанном в таблице, а частота - в диапазоне частот от 59,3 Гц до 60,5 Гц.

Подключение любых распределенных источников к местной сети (0.4 кВ), не должно приводить к срабатыванию или предотвращению повторного включения любых сетевых защитных устройств, установленных в местной сети. Это условие должно быть выполнено без каких-либо изменений существующих уставок времени отключения сетевых защитных устройств внешней энергосистемы.

Нельзя превышать пропускную способность сетевого оборудования и помехоустойчивость при присоединении распределенных источников.

Отключение распределенных источников не должно приводить к циклическим срабатываниям сетевых защитных устройств.

Распределённые источники не должны интенсивно регулировать напряжение в точке подключения. Присоединение распределённых источников не должно приводить к тому, что эксплуатационное напряжение внешней энергосистемы приведет к тому, что на других MiniGrid напряжение выйдет за рамки требований стандарта [16].

Аварии во внешней энергосистеме. Источник должен прекратить выдачу мощности во внешнюю энергосистему при аварии на линии, по которой он подключен.

Напряжение. Система защиты присоединений должна измерять действующее (среднеквадратичное значение) или значение основной гармоники каждого межфазного напряжения, за исключением случаев, когда трансформатор, соединяющий MiniGrid с внешней энергосистемой, собран по схеме «звезда-звезда» с заземлённой нейтралью, или, при однофазном подключении, когда должно быть измерено напряжение между фазой и нейтралью. Когда любое из этих напряжений находится в диапазоне, указанном в таблице 1.4, источник должен быть отключен от внешней энергосистемы в пределах соответствующего времени [16].

Таблица 1.4 – Реакция автоматики Minigrd на отклонение напряжения от нормального значения

| Уровень напряжения по отношению к базовому*, % | Время отключения, с |
|--|---------------------|
| $U < 50$                                       | 0,16                |
| $50 \leq U < 88$                               | 2,00                |
| $110 < U < 120$                                | 1,00                |
| $U \geq 120$                                   | 0,16                |

Частота. При значениях частоты системы в диапазоне, указанном в таблице 1.5, распределенные источники должны быть отключены от внешней энергосистемы в пределах соответствующего времени.

Таблица 1.5 – Реакция Minigrd на частоты с отклонениями от нормальных значений

| Номинальная активная мощность источника, кВт | Частота, Гц                               | Время отключения*, с             |
|--|---|----------------------------------|
| > 30   | < {59,8 – 57,0}<br>(регулируемая уставка) | от 0,16 до 300<br>(регулируемое) |
|  | < 57,0                                    | 0,16                             |

Непреднамеренное отделение. При непреднамеренном отделении источника, выдающего мощность во внешнюю энергосистему через точку подключения,

система управления источника должна обнаружить отделение и прекратить выдачу мощности в течение двух секунд после образования острова (отделения).

Объём контроля для обеспечения наблюдаемости. Каждый энергоблок распределенных источников 250 кВА или более, или агрегированный источник мощностью 250 кВА или более, в одной точке присоединения должен иметь контроль текущей выходной активной, реактивной мощности и напряжения в точке подключения источника.

Устройства, включаемые на параллельную работу. Устройства, включаемые на параллельную работу с внешней электрической сетью должны выдерживать 220 % от номинального напряжения системы в точке присоединения.

Подключение распределенных источников к внешней энергосистеме разрешено только в том случае, если на шинах находится в работе более чем 50 % установленных сетевых устройств защиты.

Непреднамеренное питание внешней энергосистемы. Распределенные источники не должны питать внешнюю энергосистему, если подстанция присоединения к MiniGrid обесточена.

#### **1.4 Способ безопасной параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью, реализованный в подсистеме противоаварийного управления**

##### *Общее описание*

Предлагаемая технология (способ параллельной работы MiniGrid с внешней энергосистемой с опережающим сбалансированным ее отделением при угрозах нарушения устойчивости) направлена на ограничение токов КЗ, токов замыкания на землю, предотвращение нарушений устойчивости параллельной работы с возникновением асинхронных режимов, исключение ударных моментов на валах синхронных машин, исключения необходимости согласования защит внешней сети с защитами и автоматикой присоединяемых к сети энергоблоков ТЭС [18-20].

*Базовая идея технологии* – опережающее сбалансированное отделение MiniGrid (делением до срабатывания РЗ и выключателей внешней сети) по



фиксированным сечениям сети при нарушениях нормального режима с переходом в островной режим с последующим автоматическим восстановлением синхронизма и нормального режима с требуемой загрузкой оборудования (рисунок 1.1).

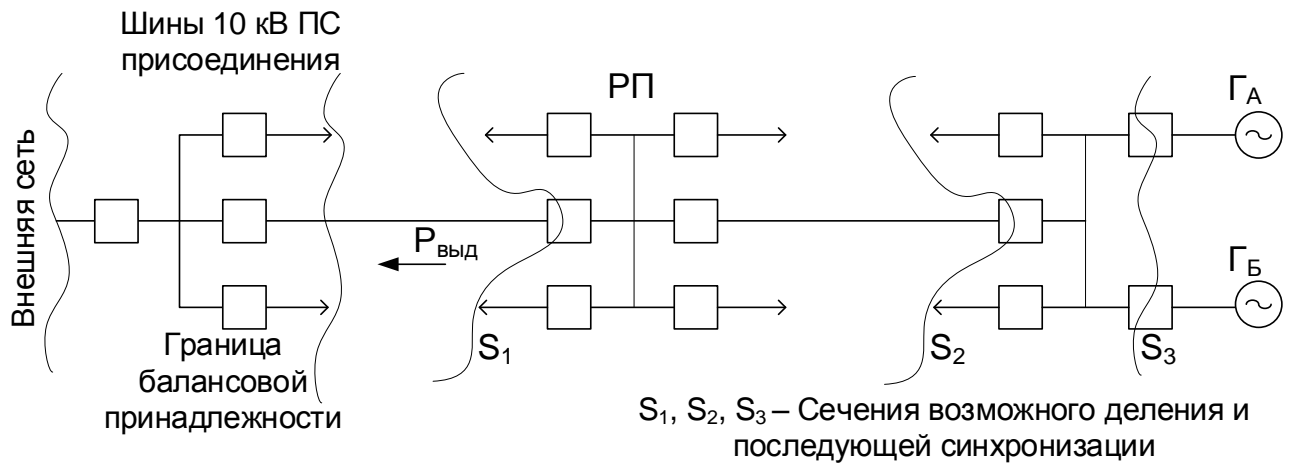


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема, отражающая условия параллельной работы MiniGrid с внешней сетью

Быстродействующее опережающее отделение MiniGrid (деление до срабатывания РЗ и выключателей внешней сети) по фиксированным сечениям позволяет:

- радикальным образом предотвратить возможность нарушения устойчивости параллельной работы генераторов ТЭС с сетью,
- полностью восстановить условия работы РЗ внешней сети после деления, соответствующие отсутствию подключения к сети ТЭС, т.е. исключить необходимость изменения РЗА внешней сети,
- сохранить неизменными отключаемые выключателями токи КЗ (кроме двух выключателей в сечении  $S_1$  и  $S_2$ ),
- исключить возникновение на валах синхронных машин разрушительных динамических моментов из-за больших электромагнитных моментов, возникающих при восстановлении напряжения в сети после отключения КЗ с учетом выбега роторов генераторов.

## 1.5 Схемы включения MiniGrid во внешнюю электрическую сеть. Риски при параллельной работе

В качестве вариантов и схем интеграции MiniGrid с внешней электрической сетью можно рассматривать [22]:

- присоединение MiniGrid к внешней электрической сети без параллельной работы электростанций с сетью (работа MiniGrid с АВР от внешней электрической сети);
- индивидуальное присоединение каждой из MiniGrid к внешней электрической сети с возможностями, как параллельной работы электростанций с сетью, так и автономной;
- объединение нескольких MiniGrid в локальную изолированно работающую энергосистему (ИРЭС) без связи с внешней электрической сетью;
- объединение нескольких MiniGrid в локальную ИРЭС с подключением к внешней электрической сети без параллельной работы (с возможностями взаимного резервирования потребителей);
- объединение нескольких MiniGrid в локальную энергосистему малой мощности с подключением к внешней электрической сети с возможностями как параллельной, так и изолированной работы.
- Следует отметить, что в случае присоединения Minigrіd к внешней электрической сети необходимо решить следующие проектные задачи (часть из них отмечены в [19-21]):
- обеспечение безопасности для оборудования электростанции MiniGrid, электрической сети в районе присоединения;
- определение и обеспечение выполнения ограничений по обмену мощностями между MiniGrid и внешней электрической сетью;
- создание управляемых сечений для режимов выдачи мощности во внешнюю сеть и ее потребления MiniGrid из внешней сети (путем применения традиционных систем РЗА и ПА, а также специальной автоматики опережающего сбалансированного деления сети (АОСД));

- обеспечение требуемой наблюдаемости режима и осуществления управления в полном объеме.

Риски и принятые способы их исключения представлены в [23,24] .

## **1.6 Требования к программно-техническому комплексу Minigrid**

*Требования к программно-техническому обеспечению и интерфейсам ПТК.*

Система, обеспечивающая управление, планирование и мониторинг MiniGrid должна соответствовать ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления. Общие требования». Порядок и стадии создания Системы не должны противоречить ГОСТ 34.601-90 «Автоматизированные системы. Стадии создания».

Компоненты ПТК должны иметь модульную структуру программного и аппаратного обеспечения для возможности быстрой замены неисправных частей, что обеспечивает простоту обслуживания и высокую степень готовности программно-технических средств.

ПТК MiniGrid должны функционировать в едином астрономическом времени, обеспечиваемом системой единого времени. Также должно быть обеспечено гарантированное время реакции системы на внешние события. Оперативное оповещение верхних уровней об аварийных событиях должно осуществляться с минимальной задержкой.

ПТК MiniGrid должны соответствовать принятым в отрасли требованиям по надежности – ГОСТ 24.701-86 ЕСС АСУ «Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения».

Надежность системы должна основываться на:

- применении принципа распределенного управления;
- самодиагностике основных компонентов;
- резервировании наиболее ответственных частей.

Общие эргономические требования к рабочим местам персонала, использующего ПТК MiniGrid, должны соответствовать:

- ГОСТ 22269-76 «Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования»;
- ГОСТ Р 50923-96 «Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения»;
- СанПиН 2.2.2.542-96 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ».

Общие эргономические требования к сигнализаторам звуковых первичных сообщений - по ГОСТ 21786-76 «Система "человек-машина". Сигнализаторы звуковые неречевых сообщений. Общие эргономические требования».

#### Требования к интерфейсам пользователей ПТК MiniGrid

Интерфейс пользователя должен обеспечивать выполнение всех функций Системы и быть единообразным в применении для ее подсистем.

Интерфейс должен масштабироваться при изменении разрешения экрана, либо размера шрифта, используемого в операционной Системе (кнопки и элементы управления должны быть доступны пользователю при любых доступных пользователю разрешениях экрана и размерах шрифтов).

Все формы отображения информации должны иметь единообразную компоновку и не противоречащие друг другу правила. Это требование должно касаться, как стандартных, так и не стандартных форм отображения. Каждая форма отображения должна быть единообразной в том, что касается использования графики, команд, меню, цветов, активных элементов и ввода данных, с тем, чтобы схожие по виду данные имели единообразное значение во всей Системе.

Для обеспечения этого соответствия все формы отображения должны быть основаны на единых библиотеках стилей. Свойства выводимых значений (формат, шрифт) должны также быть основаны на единых библиотеках стилей.

### **1.7 Требования к интеграции систем управления MiniGrid и автоматизированной системы диспетчерского управления центра управления сетями**

ЦУС должен иметь возможность контролировать режим Minigrid, определять и задавать для нее ограничения на обмен мощностью, запрашивать и использовать избыточные мощности MiniGrid для резервирования потребителей в основной электрической сети, использовать свободный регулировочный диапазон источников реактивной мощности MiniGrid для регулирования напряжения в своей электрической сети. Для этого система контроля и мониторинга MiniGrid ЦУСа должна обеспечивать следующую функциональность:

### **1.8 Характер взаимодействия систем управления MiniGrid и центра управления сетями**

Взаимодействие систем управления MiniGrid и ЦУС строится по иерархическому принципу, предполагающему внешнее управление Minigrid ЦУСом электрической сети путем задания режимных ограничений и уставок по напряжению, перетоку мощности, эквивалентным статическим характеристикам по частоте и напряжению.

### **Выводы по главе 1**

1. В рамках концепции развития распределенной генерации в электрических сетях несомненным предпочтением является создание на ее основе малых энергосистем (MiniGrid), способных работать, как автономно, так и параллельно с внешней сетью, т.е. быть интегрированными в общий баланс мощности и электрический режим.

2. Основным способом обеспечения устойчивости режимов MiniGrid с учетом малой электромеханической инерционности ее генераторов может стать опережающее сбалансированное отделение MiniGrid от внешней сети при угрозах нарушения устойчивости параллельной работы.

3. Отсутствие нормативной базы для включения MiniGrid на параллельную работу с сетями ЕЭС, специализированной системной автоматики для управления режимами MiniGrid являются основными сдерживающими факторами их развития.

4. Международный стандарт (IEEE 1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces), а также опыт реализации пилотных проектов по созданию MiniGrid могут служить достаточным основанием для разработки отечественных нормативных документов, значительно упрощающих и ускоряющих процесс развития распределенной генерации в России.

## **ГЛАВА 2 ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ СОЗДАНИИ MINIGRID НА БАЗЕ ЛОКАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ**

В главе обоснованы и представлены технические решения, позволяющие при различных внешних и внутренних возмущениях сохранить в работоспособном состоянии оборудование электросетевого комплекса внешней энергосистемы и MiniGrid, газопоршневых агрегатов ТЭЦ. Реализованные в программно-техническом комплексе (ПТК) и принятые технические решения позволяют обеспечить надежность электроснабжения электроприемников MiniGrid в различных схемно-режимных условиях, безопасность для оборудования за счет соответствующей функциональности, требуемых быстродействия, селективности и чувствительности работы устройств противоаварийной и режимной автоматики. Основные риски режима параллельной работы MiniGrid с внешней энергосистемой ранее уже были представлены в гл.1.

### **2.1 Использование синхронизированных векторных измерений для мониторинга синхронизма и синхронизации частей сети**

Для мониторинга синхронизма и синхронизации частей сети в ПТК используются синхронизированные векторные измерения (СВИ) в центрах питания MiniGrid (шины электростанции, РП в схеме выдачи мощности во внешнюю сеть). 3-фазные напряжения с ТН центров питания подаются на модули цифровых преобразователей ПТК, а от них вместе с отметками синхронного времени поступают в блок обработки измерений, в котором выделяются основная гармоника с модулем и фазой, прямая и обратная последовательности напряжений.

Для синхронизации используются вектора напряжений прямой последовательности, а одними из основных разрешительных условий синхронизации является нормальность режима напряжений в синхронизируемых частях сети (отклонение напряжения не более 5% от номинального, несущественность несимметрии и несинусоидальности в синхронизируемых частях сети). Измерительным интервалом для СВИ является период промышленной частоты.

## 2.2 Применение противоаварийного опережающего сбалансированного отделения

Для предотвращения нарушений динамической устойчивости и возникновения опасных динамических ударных моментов на валах генераторов используется опережающее сбалансированное отделение (ОСД) MiniGrid по связям (деление до срабатывания релейной защиты и выключателей внешней сети) по заранее подготовленным сечениям при нарушениях нормального режима с переходом отделяемой части в сбалансированный по мощности островной режим с последующим автоматическим восстановлением синхронизма и нормального режима с требуемой загрузкой оборудования.

На рисунке 2.1(а,б) представлены графики переходных процессов при проходящем КЗ во внешней сети без отделения MiniGrid (с нарушением устойчивости) и при управлении данным способом (без нарушения устойчивости). Можно видеть, что изменение режимных параметров в послеаварийном режиме не является аварийным. Изменение частоты вызвано возникновением кратковременного динамического небаланса мощности на валу генератора при КЗ в сети и ликвидируется работой штатного регулятора скорости энергоблока.

Таким образом, быстродействующее опережающее деление позволяет:

- восстановить условия работы релейной защиты внешней сети при электрически близких КЗ с глубокой просадкой напряжения прямой последовательности после отделения MiniGrid, соответствующие отсутствию подключения к сети MiniGrid;
- сохранить неизменными отключаемые выключателями токи КЗ в сети MiniGrid и внешней электрической сети (кроме выключателей в сечении);
- радикальным образом предотвратить возможность нарушения устойчивости параллельной работы генераторов MiniGrid с сетью;

исключить возникновение на валах синхронных машин разрушительных динамических моментов из-за больших электромагнитных моментов, возникающих



при восстановлении напряжения в сети после отключения КЗ с учетом выбега роторов генераторов электростанции MiniGrid.

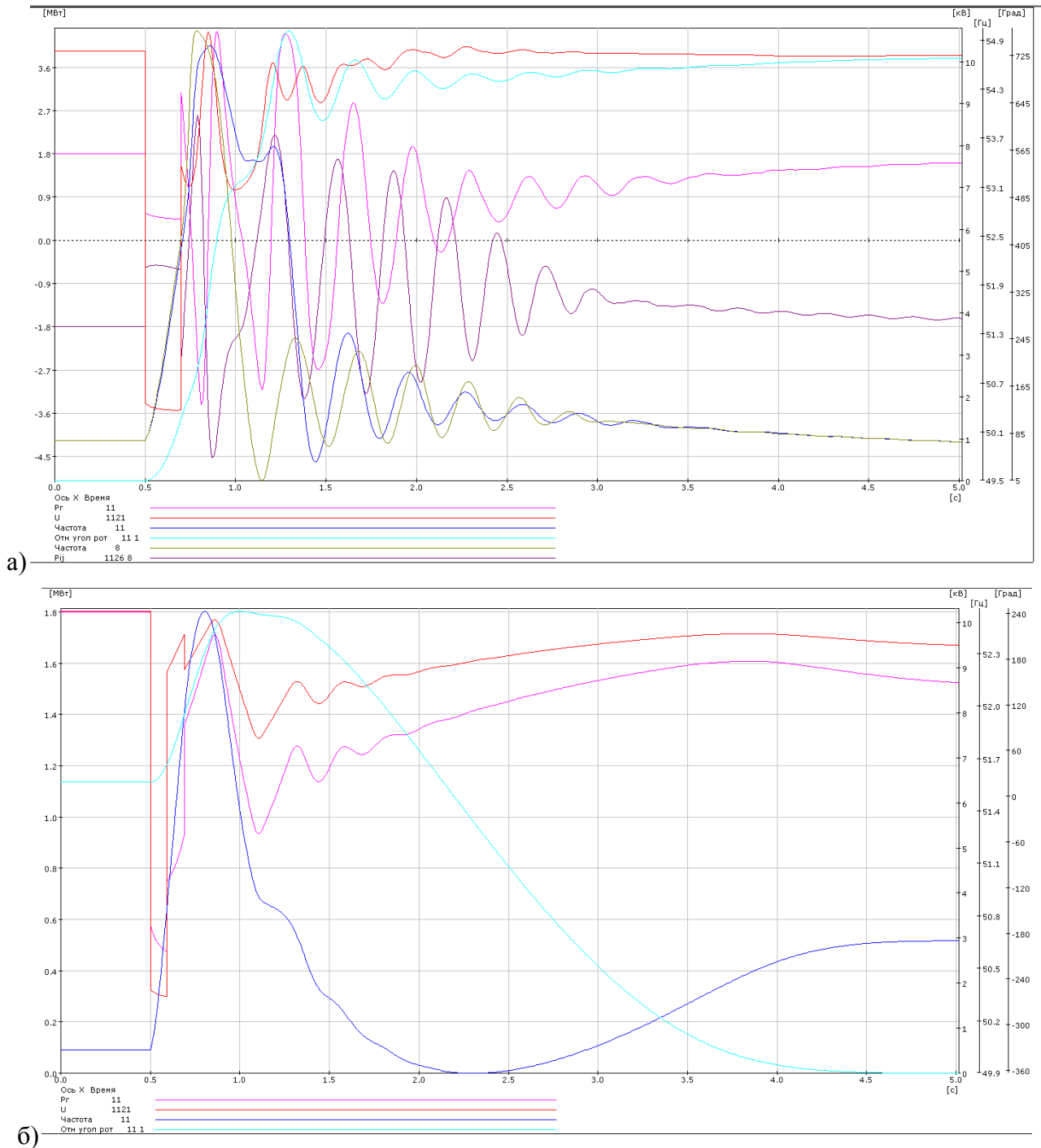


Рисунок 2.1 – Переходные процессы в MiniGrid при проходящем 3-х фазном КЗ на шинах 110 кВ основной питающей ПС. а) с нарушением устойчивости режима (без отделения MiniGrid от внешней электрической сети) б) с отделением MiniGrid от внешней электрической сети под действием разработанной автоматики

### 2.3 Коммутационная схема для осуществления автономного и параллельного режимов MiniGrid

Автономный режим MiniGrid осуществляется при наличии флага запрета параллельной работы, выставляемого либо оператором станции, либо диспетчером внешней сети, либо самой автоматикой ввиду не возможности параллельной работы. При этом в автономном режиме используются принципиальные схемы выдачи мощности, представленные на рисунке 2.2. Схемы предусматривают одностороннее отключение одной из линий L1 или L2, необходимость которого обусловлена требованием гарантированного исключения возможности несинхронизированного включения на параллельную работу энергоблоков ТЭЦ MiniGrid и внешней энергосистемы при срабатывании АВР. Так, при исчезновении напряжения на шинах РП АВР вначале отключит В8 в схеме а) или В7 в схеме б), а затем включит В9 или В10. После проверки отключенного состояния всех выключателей генераторов и выключателей В2 или В1 разрешено включение В1 или В2 для подачи напряжения на шины ГРУ.

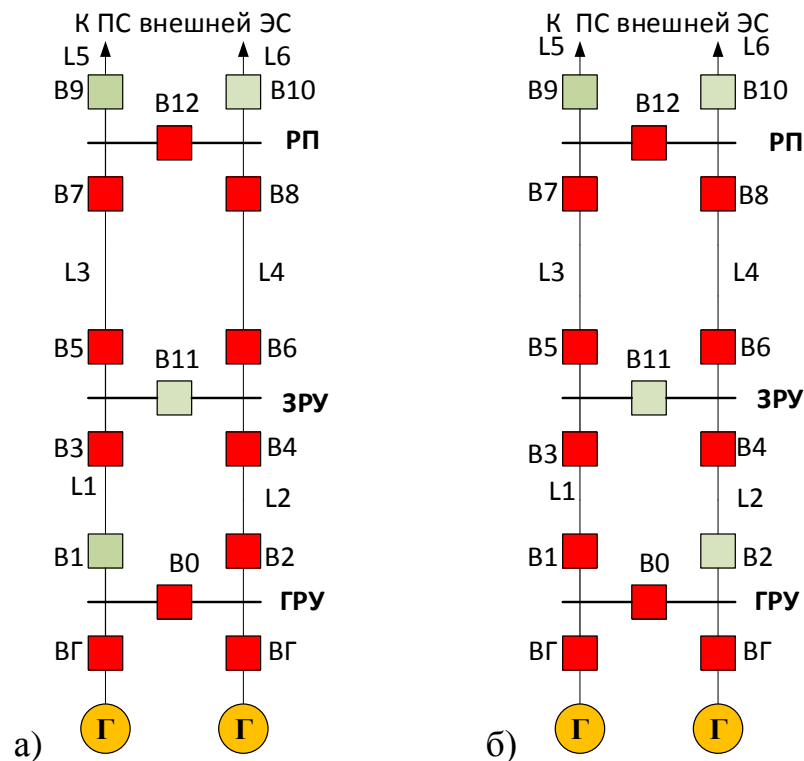


Рисунок 2.2 – Принимаемые нормальные коммутационные состояния схемы выдачи мощности (СВМ) в режиме автономной работы

Режим электроснабжения потребителей MiniGrid от внешней электрической сети используется при аварийном или оперативном погашении ТЭЦ MiniGrid. Режим осуществляется по схемам, представленным на рисунке 2.3. В этом режиме автоматике выставляется флаг «Параллельная работа запрещена». Переход к данному режиму осуществляется при оперативном управлении в двух случаях:

- При необходимости оперативного погашения станции в режиме параллельной работы. В этом случае диспетчер последовательно отключает с разгрузкой энергоблока с переводом их эксплуатационного состояния «В ремонт». Далее вводится флаг «Запрет параллельной работы».
- После аварийного погашения электростанции и срабатывания АВР на РП.

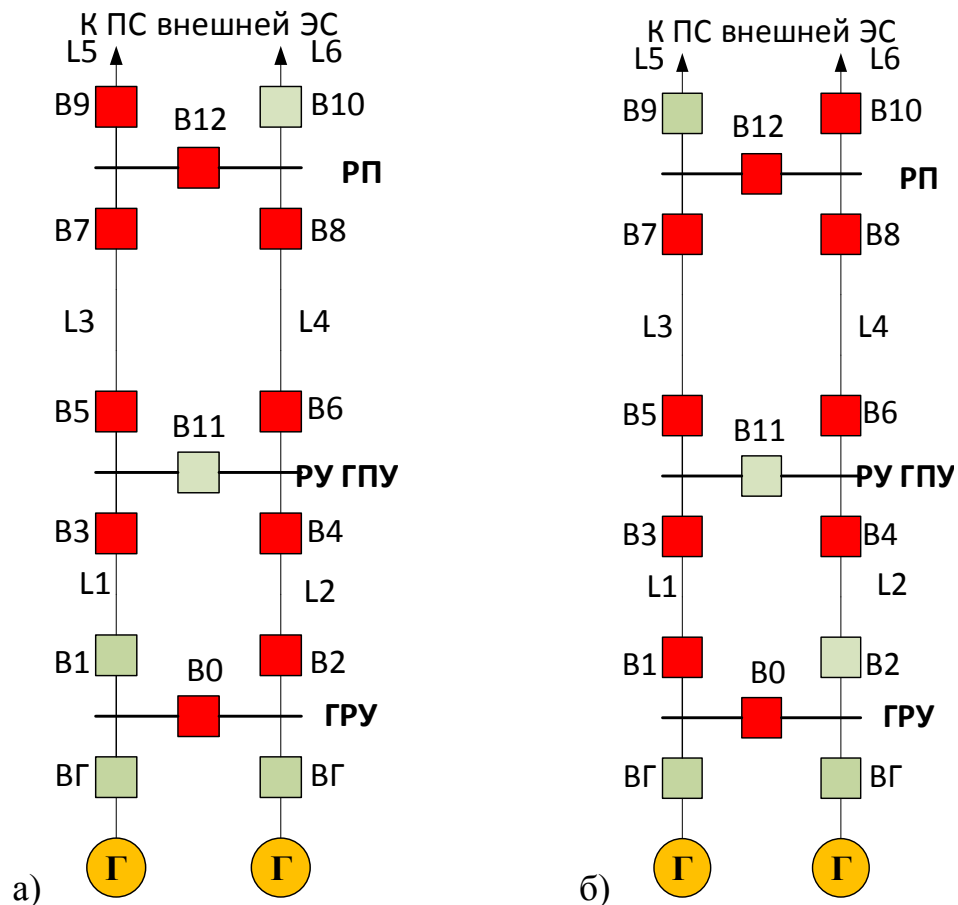


Рисунок 2.3 – Принимаемые нормальные коммутационные состояния СВМ в режиме электроснабжения потребителей от РЭС

Режим параллельной работы (включен В9 или В10) реализуется по принципиальным схемам выдачи мощности, представленным на рисунке 2.4. Включение на параллельную работу MiniGrid с внешней электрической сетью осуществляется исключительно автооператором ПТК при выставлении автоматике флага «Параллельная работа разрешена». Синхронизация при включении на параллельную работу осуществляется на выключателях В9 или В10, при этом оператором устанавливается предпочтительность использования указанных выключателей. При отсутствии напряжения со стороны ПС 110 кВ внешней энергосистемы на одном из выключателей автоматически используется выключатель с поданным напряжением.

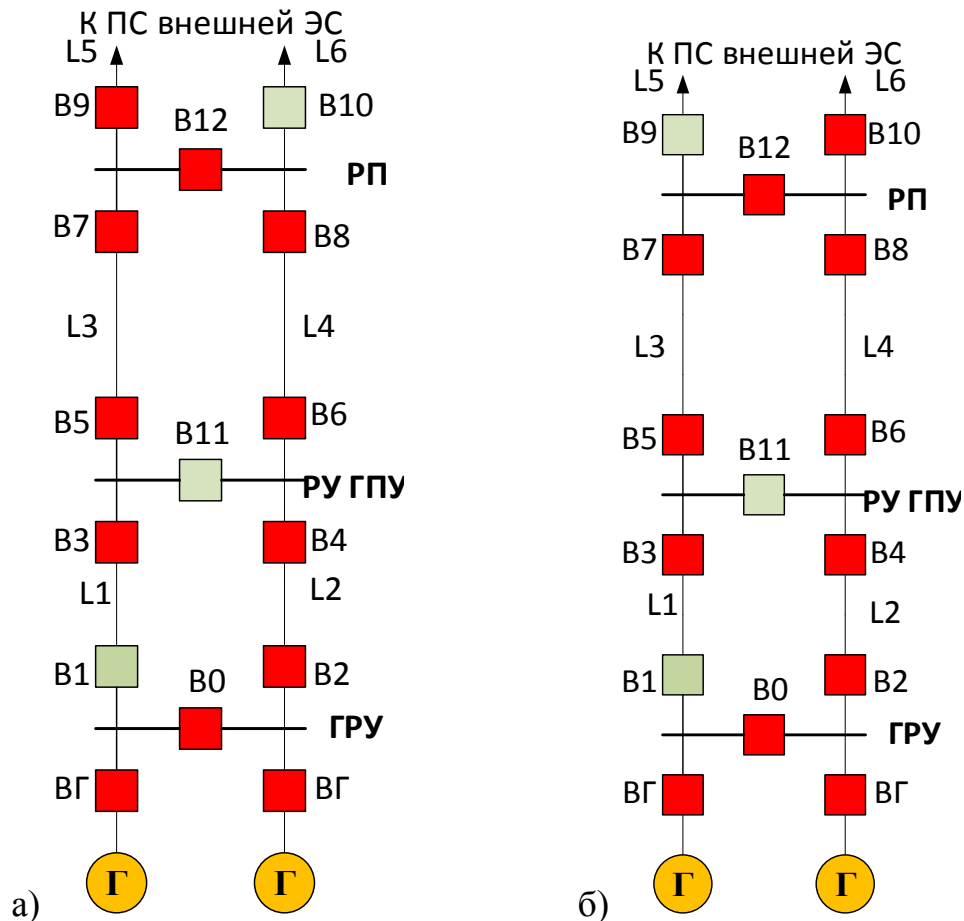


Рисунок 2.4 – Коммутационные состояния СВМ при параллельной работе (Автооператором включен с синхронизацией В9 или В10)

## 2.4 Использование распределенного управления для надежного управления режимом параллельной работы MiniGrid с внешней энергосистемой

Для управления режимом параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью в MiniGrid предполагается использование *системной автоматики*, представляющей собой взаимодействующий комплекс противоаварийной, режимной автоматик и автооператора переходов из режимов параллельной работы в автономный и наоборот, а также выбора состава работающих энергоблоков на ТЭС и управления их мощностью для осуществления требуемого режима параллельной работы.

Автоматика *не является* основным средством защиты оборудования подстанции присоединения и питающих линий 110 кВ, однако, не мешает работе имеющейся защиты указанного оборудования и обеспечивает быстрое их отключение от собственного источника MiniGrid после их отключения от внешних источников, как при наличии не устранившегося КЗ, так и без него. При этом, подпитка КЗ от генераторов MiniGrid, как правило, в 4-5 раз меньше, чем от генераторов внешней электрической сети.

Способом предотвращения нарушений динамической устойчивости режимов параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью и предотвращения возникновения опасных динамических моментов для энергоблоков ТЭС является опережающее отделение MiniGrid от внешней электрической сети при возмущениях, несущих такую угрозу (т.е. быстродействующее отделение MiniGrid от внешней электрической сети до отключения в ней КЗ с глубокой посадкой напряжения в схеме электрических связей MiniGrid с внешней сетью).

Учитывая возможность выделения отключенных линий 110 кВ, как с коротким замыканием, так и без него, с подпиткой от MiniGrid до момента ее отделения, для требуемой надежности отключения MiniGrid и выполнения требования ПУЭ (п.3.2.28) о недопустимости работы отделившихся частей сетей 110 кВ с изолированной нейтралью, нейтрали трансформаторов на ПС присоединения должны быть заземлены.

Для обеспечения надежной работы автоматики и осуществления безопасной параллельной работы использована децентрализация автоматического управления. Системная автоматика представляет собой связанные дублированными каналами передачи данных 2 комплекса (ПТК 1, размещенный в диспетчерском центре ТЭЦ, и ПТК 2, размещенный на РП в схеме выдачи мощности во внешнюю сеть).

ПТК 1 осуществляет функции телемеханики MiniGrid, управления пусками и остановами ГПУ, режимами их работы для поддержания постоянной готовности к спорадическому отделению MiniGrid, выполнения ПТК 2 синхронизации MiniGrid с внешней электрической сетью.

ПТК 2 осуществляет функции опережающего отделения MiniGrid от внешней электрической сети при коротких замыканиях в сети MiniGrid и близких КЗ во внешней сети, УРОВ, пассивной синхронизации MiniGrid с внешней электрической сетью, сбор и передачу в ПТК телеметрической информации от расположенного на РП-39201 оборудования.

Пусковой орган, сама автоматика ОСД, УРОВ выполнена с соблюдением требований к устройствам РЗ и ПА.

Делительная автоматика является основной противоаварийной подсистемой Системной автоматики управления режимом параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью. Функционально она состоит из двух подсистем:

- Автоматика опережающего сбалансированного отделения MiniGrid от внешней электрической сети (АОСД) при коротких замыканиях, угрожающих нарушению устойчивости параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью и возникновению недопустимых динамических моментов на валах энергоблоков ТЭЦ MiniGrid, обеспечивающая отделение MiniGrid до отключения близких КЗ во внешней сети ( $t \leq 0.1$  с);
- Автоматика сбалансированного отделения MiniGrid, опережающая работу АЧР во внешней электрической сети, а также исключая длительную подпитку отключенных от источников внешней сети питающих подстанцию присоединения линий 110 кВ. Автоматика без задержки отделяет MiniGrid от внешней электрической сети при отклонении частоты  $\pm 0.2$  Гц от

номинального значения. Блок схемы противоаварийного модуля автоматики, для схемы представленной на рисунке 2.4, приведены на рисунках 2.5 и 2.6.

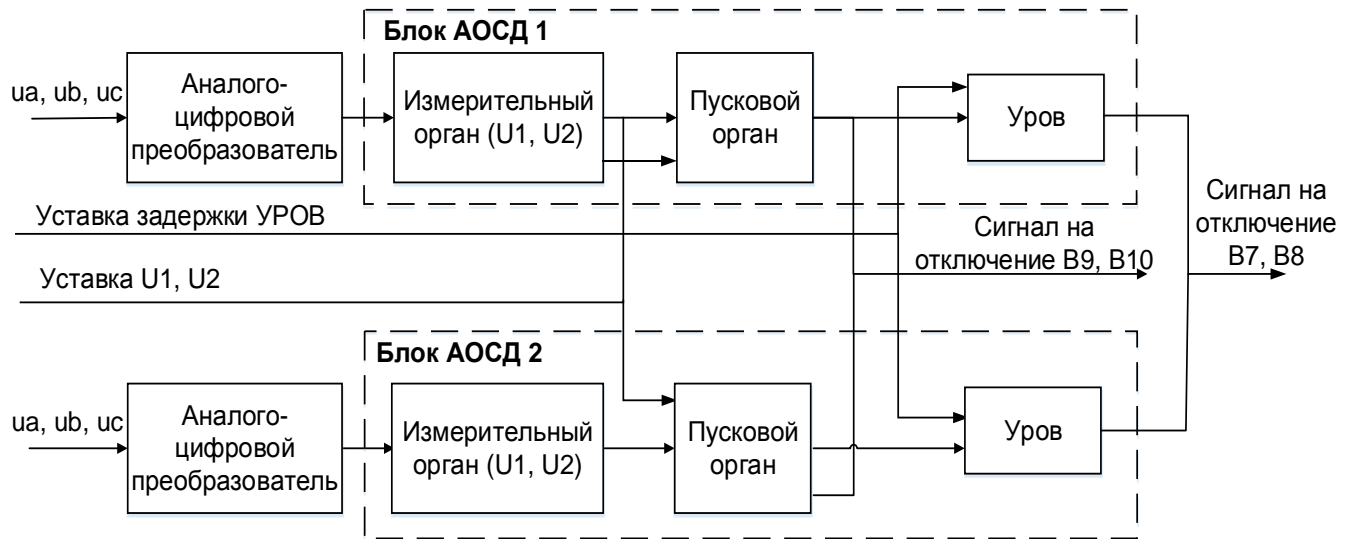


Рисунок 2.5 – Блок-схема противоаварийного модуля АОСД на РП (ПТК2)

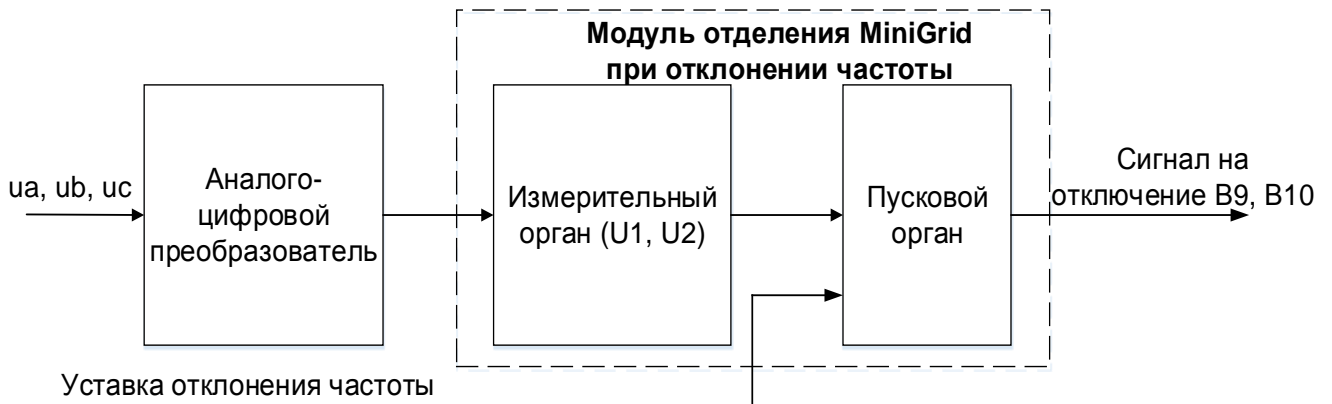


Рисунок 2.6 – Блок-схема противоаварийного модуля отделения MiniGrid при отклонениях частоты на РП (ПТК2)

На рисунке 2.7 приведен алгоритм работы и взаимодействия АОСД и УРОВ на РП.

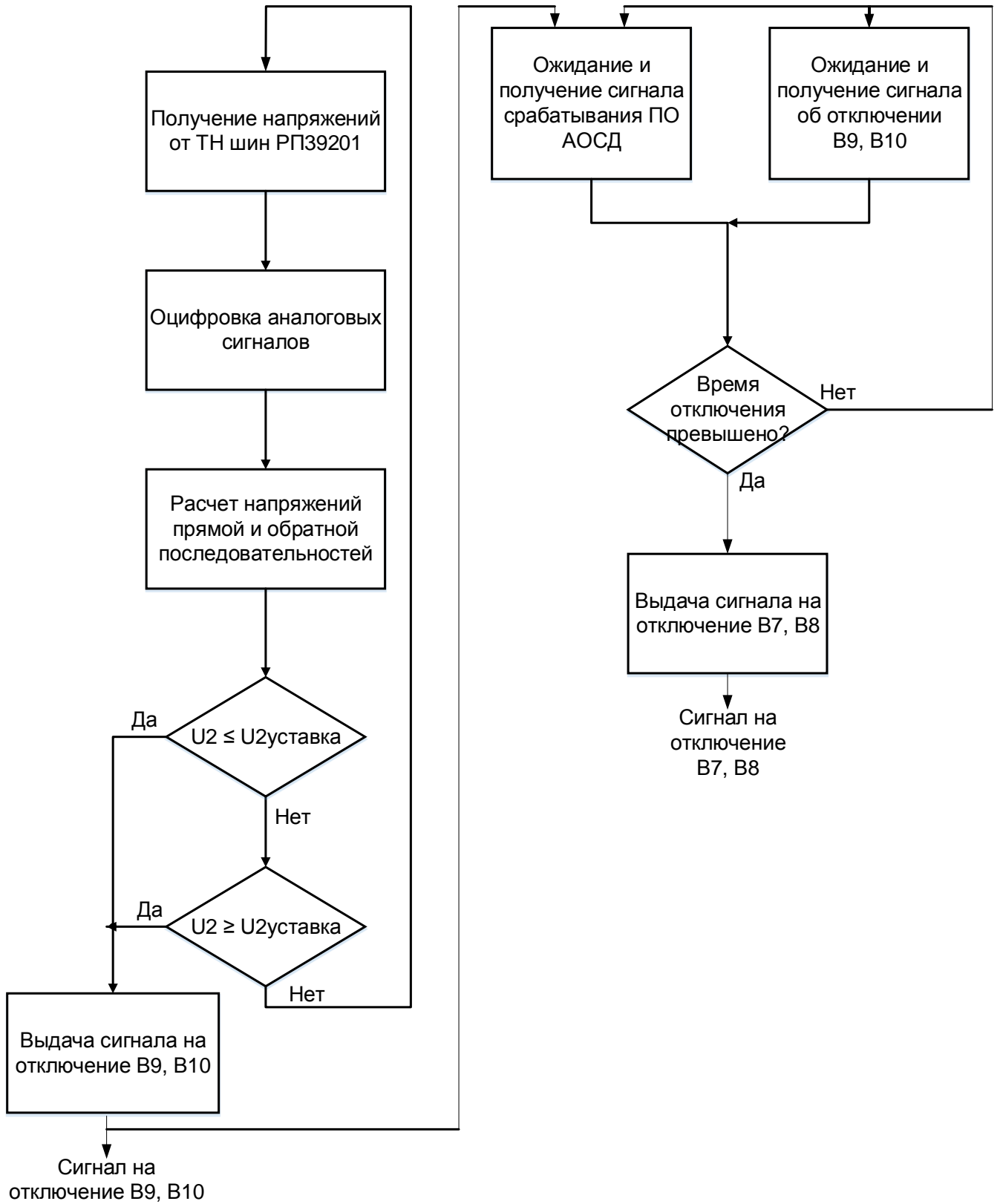


Рисунок 2.7 – Алгоритм работы и взаимодействия АОСД и УРОВ



## **2.5 Способы предотвращения несинхронных включений на параллельную работу**

Основными способами предотвращения несинхронных включений генераторов на параллельную работу с внешней электрической сетью являются:

- отказ от использования дизель генераторов для запуска ТЭЦ с нуля после получения разрешения на параллельную работу MiniGrid с внешней электрической сетью с технологическим исключением возможности включения их выключателей;
- Включение MiniGrid, работающей в автономном режиме, на параллельную работу с внешней электрической сетью только в автоматическом режиме управления MiniGrid с автоматической синхронизацией на выключателях РП в схеме выдачи мощности во внешнюю сеть;
- Включение ГПУ на шины ГРУ ТЭЦ, находящиеся под напряжением, только с автоматической синхронизацией штатной блочной автоматикой;
- Блокировка АПВ питающих подстанцию присоединения MiniGrid ВЛ 110 кВ при наличии напряжения на отключенных линиях (При подпитке со стороны ТЭЦ MiniGrid).

## **2.6 Процессы управления включением на параллельную работу и прекращения параллельной работой MiniGrid с внешней электрической сетью под автоматическим управлением**

*Автоматическое восстановление нормально режима параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью*

*Запуск ТЭЦ после аварийного погашения станции*

(Параллельная работа разрешена).

Питание всех или части потребителей MiniGrid (без превышения разрешенной мощности по внешним связям), в т.ч. собственных нужд ТЭЦ, осуществляется от ПС присоединения 110 кВ.

На шинах ГРУ ГПУ нормальное напряжение.

Персонал ТЭС выясняет и устраняет причины погашения станции. Выставляет исправным энергоблокам статус «В автоматическом резерве». Переводит ПТК в режим управления «Автоматическое».

Для режима управления «Автоматическое» ПТК 1 переводит ключи управления всех исправных энергоблоков в режим «Auto».

- В зависимости от нагрузки, контролируемой по сечению, ПТК 1 выдает сигналы «Пуск» на необходимое число энергоблоков с уставками на уровне 1000 кВт, задаваемыми внешними источниками тока.
- После завершения процессов синхронизации и набора нагрузки ПТК 1 специализирует энергоблоки, дозагружает их до требуемых уровней и ведет последующий режим по установленным правилам.

*Восстановление нормально режима параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью в динамическом режиме после срабатывания АОСД*

(Режим управления «Автоматическое»)

После срабатывания АОСД при КЗ в режиме выдачи мощности в электрическую сеть один или несколько нагруженных энергоблоков для балансирования послеаварийного режима отключаются выключателями с одновременной подачей команды «Стоп». Рост оборотов их роторов ограничивается регуляторами скорости. Если КЗ в сети было проходящим, то оно отключится через 0.15 - 0.5 с и напряжение на выключателе связи РП с ПС присоединения 110 кВ восстановится.

- В этом случае автоматика выдаст команду на включение отключенного на связи выключателя с синхронизацией.
- После синхронизации автоматика выдаст команду «Пуск» на отключенные энергоблоки, роторы которых еще продолжают вращение.
- Автоматика энергоблоков с синхронизацией включит отключенные энергоблоки на шины ГРУ ГПУ.
- ПТК 1 восстановит нормальный по загрузке энергоблоков и сечения режим.

Ожидаемое время восстановления нормального режима 1-3 минуты.

*Восстановление нормального режима параллельной работы с внешней электрической сетью в статическом режиме (после перевода MiniGrid в автономный режим по команде «Запрет параллельной работы» или срабатывания АОСД и длительного отсутствия условий для восстановления параллельной работы)*

Необходимые для нормальной параллельной работы дополнительные (отключаемые) энергоблоки находятся в режиме «Auto».

- Если выполнены все разрешительные условия параллельной работы, то ПТК 2 выдает команду включения с синхронизацией выключателя основной линии связи с ПС присоединения;
- После синхронизации ПТК1 переводит работающие энергоблоки в режим регулирования нулевого перетока по сечению и выдает команду «Пуск» дополнительным (свободным) энергоблокам;
- Автоматика энергоблоков с синхронизацией включает дополнительные энергоблоки на шины ГРУ ГПУ;
- ПТК 1 переводит регулирование мощности группы основных генераторов в режим поддержания равенства перетока по сечению и выдаваемой мощности свободными генераторами с учетом допустимого коридора рассогласования этого равенства;
- ПТК 1 осуществляет требуемую для нормального режима параллельной работы загрузку свободных генераторов;
- Автоматический перевод MiniGrid в автономный режим (перевод в нормальных условиях);
- Перевод осуществляет ПТК 1 при возникновении запретов на параллельную работу со стороны диспетчеров внешней сети, MiniGrid или нарушении канала связи MiniGrid с внешней сетью;
- ПТК 1 дается команда «Стоп» отключаемым энергоблокам;
- Автоматика энергоблоков разгружает отключаемые энергоблоки, отключает их от шин ГРУ ГПУ;

- ПТК 1 корректирует загрузку сохраняемых энергоблоков, а, при необходимости, и их состав для снижения обменного перетока до нуля;
- ПТК 2 отключает выключатель на связи с внешней сетью при нулевом перетоке, меняет ключи управления на сохраняемых энергоблоках на режим «Работа на локальную нагрузку».

## **2.7 Способ поддержания постоянной готовности MiniGrid к сбалансированному отделению от внешней электрической сети**

Параллельная работа MiniGrid с внешней электрической сетью осуществляется исключительно при автоматическом управлении режимом MiniGrid от ПТК 1 и 2.

Оператор вправе назначить один из трех режимов обмена мощностью с внешней электрической сетью:

- *Режим поддержания нулевого обмена мощностью.* В этом режиме групповой регулятор мощности ТЭЦ поддерживает с погрешностью регулирования динамический баланс мощности между генерацией и потреблением в MiniGrid. Такой режим иначе называется режимом следования за собственной нагрузкой. Для спорадического отделения MiniGrid он является режимом идеальной сбалансированности, однако, для экономики и технологии ТЭЦ он наименее благоприятен, т.к. свободные генерирующие мощности не используются, а интенсивность регулирования мощности энергоблоков выше, чем при автономной работе, т.к. при автономной работе возникающие динамические небалансы частично компенсируются изменениями частоты. При параллельной работе небалансы полностью проявляются в изменениях перетока и вызывают необходимость их компенсации в полном объеме.
- *Режим поддержания нулевой средней мощности с удержанием мощности в коридоре допустимых перетоков по сечению для устойчивости работы энергоблоков в случае спорадического отключения MiniGrid от внешней электрической сети (Режим работы в допустимом коридоре с нулевой средней мощностью).* В этом режиме возникающий при спорадическом отключении небаланс MiniGrid не превышает допустимых сбросов/набросов мощности на

работающий энергоблок (на энергоблоки 2000 кВт - около 150 -200 кВт). Ширина коридора зависит от числа работающих энергоблоков. При 3-4 работающих энергоблоках ширина коридора около  $\pm$  500 кВт. Для ТЭЦ этот режим выгоден тем, что основную часть времени энергоблоки работают с постоянной нагрузкой, т.к. их нагрузка корректируется только при выходе перетока за границы указанного коридора, что увеличивает их эксплуатационный ресурс и повышает КПД выработки энергии, использование установленной мощности энергоблоков, т.к. технологическим ограничением при регулировании перетока является мощность 70-80% от номинальной, а технологическим ограничением при работе с постоянной нагрузкой – 95-100%. Режим является основным при отсутствии свободных генерирующих мощностей.

- *Режим максимальной выдачи свободной генерирующей мощности* во внешнюю электрическую сеть с учетом коридора допустимых небалансов при спорадическом отделении. В этом режиме автооператор ПТК1 выявляет наличие и количество свободных (неиспользуемых для покрытия собственной нагрузки MiniGrid генераторов), определяет их как нерегулируемые и загружает до заданной максимальной величины. Также автооператор обеспечивает подключение цепей управления выключателями этих генераторов к выходу АОСД, что будет приводить к их отключению при срабатывании ИПО АОСД, т.е. при спорадическом отделении MiniGrid от внешней электрической сети.

При этом групповое регулирование остальных энергоблоков переводится в режим регулирования обменного перетока с поддержанием его равенства суммарной выдаваемой мощности свободными генераторами с учетом коридора допустимых небалансов в случае спорадического отделения MiniGrid. Этот режим экономически наиболее выгоден ТЭЦ, т.к. создает максимальное использование установленных мощностей электрогенерации и максимальную выработку энергии в режиме когенерации.

## **2.8 Компенсация токов замыкания на землю при объединении электрических сетей 10 кВ MiniGrid и подстанции присоединения**

При включении MiniGrid на параллельную работу с внешней электрической сетью или при питании потребителей MiniGrid от внешней электрической сети с погашенной ТЭЦ происходит увеличение токов замыкания на землю в общей сети 10 кВ ПС присоединения 110 кВ и MiniGrid. Согласно требований ПТЭ при величине тока замыкания на землю выше 20А необходима компенсация токов замыкания дугогасящими реакторами.

## **2.9 Ближнее резервирование автоматики опережающего сбалансированного отделения**

Функция АОСД выполнена с полным аппаратным и функциональным дублированием. Сигналы на отключение выключателей линии связи РП с ПС присоединения 110 кВ, а также генераторов, выдающих мощность во внешнюю электрическую сеть, выдаются при срабатывании пускового органа хотя бы одного из устройств. Замеры напряжения, используемые для работы АОСД, выполняются каждым комплектом отдельно, по своим кабельным связям. Цепи воздействия на соленоиды выключателей и кабельные связи выполнены отдельными для каждого из комплекта АОСД.

Кроме аппаратного дублирования непосредственно автоматики, обеспечивающей отделение MiniGrid от внешней сети, блоки ПТК 2 контролируют отключение выключателя на связи с ПС 110 кВ присоединения, и, при его неотключении за заданное время 0.07 – 0.08 с, выдают сигнал на отключение смежного выключателя, разрывая связь РП с шинами ГРУ ТЭЦ (выполняют функцию УРОВ).

## **2.10 Выбор состава работающего генерирующего оборудования, обеспечивающего выдачу свободных мощностей в сеть и постоянную готовность к спорадическому отделению MiniGrid на примере MiniGrid «Березовое»**

Введем обозначения

$n$  – общее число работающих под нагрузкой энергоблоков (on load) (1-5)

$n_c$  – число сохраняемых работающих под нагрузкой энергоблоков (on load) (1-5)

$n_o$  – число работающих под нагрузкой энергоблоков (on load), отключаемых АОСД (1-4)

$\Delta P_{б+}$  - допустимый наброс мощности на энергоблок (200 кВт)

$\Delta P_{б-}$  - допустимый сброс мощности энергоблока (150 кВт)

$P_{сеч. макс.}$  – максимальный разрешенный переток по сечению (4500 кВт)

$P_{сеч. мин.}$  – минимальный разрешенный переток по сечению (0 кВт)

$P_{сеч.}$  – текущая загрузка сечения

$P_{с. макс.}$  – максимальная допустимая мощность сохраняемого энергоблока

$P_{с. мин.}$  – минимальная допустимая мощность сохраняемого энергоблока

$P_{о. макс.}$  – максимальная допустимая мощность отключаемого выключателем энергоблока (1800 кВт)

$P_{о. мин.}$  – минимальная допустимая мощность отключаемого выключателем энергоблока (1000 кВт)

*Режим параллельной работы с внешней электрической сетью*

*а) Режим параллельной работы без выдачи свободной мощности во внешнюю электрическую сеть (работа в коридоре допустимых небалансов)*

В этом режиме работающие энергоблоки работают с выдачей заданной мощности. Задание дает автооператор и корректирует по мере необходимости. Мощность между энергоблоками динамически не перераспределяется. Динамические небалансы компенсируются изменениями внешнего перетока.

При суммарной нагрузке менее 1950 кВт, но более 1000 кВт – в работе 1 энергоблок.

Загрузка сечения должна поддерживаться в диапазоне  $0 < P_{сеч.} < 150$  кВт.

При суммарной нагрузке более 2000 кВт условие выбора работающего состава и режима энергоблоков:

$$1000 < P_i < 1500 + 150 = 1650 \text{ кВт},$$

где 1000 - технологический минимум,

1650 предел устойчивости при распределении нагрузки между энергоблоками с учетом допустимого сброса мощности (150 кВт) и устойчивости перераспределения нагрузки после спорадического отключения и перехода в автономный режим (1500 кВт).

Переток по внешнему сечению должен поддерживаться в диапазоне

$$0 < P_{сеч.} < P_{сеч. \text{ макс. по устойчивости}},$$

где  $P_{сеч. \text{ макс. по устойчивости}}$  определяется допустимым сбросом нагрузки работающей группы генераторов ( $P_{сеч. \text{ макс. по устойчивости}} = n_c * 150$  кВт).

Соответственно имеем:

$$\text{При } n_c=5 \quad - \quad 750 \text{ кВт}$$

$$\text{При } n_c=4 \quad - \quad 600 \text{ кВт}$$

$$\text{При } n_c=3 \quad - \quad 450 \text{ кВт}$$

$$\text{При } n_c=2 \quad - \quad 300 \text{ кВт}$$

*в) Режим параллельной работы с внешней электрической сетью с отключением энергоблоков (режим максимальной выдачи свободных мощностей во внешнюю электрическую сеть)*

Отключаемые энергоблоки исходно должны иметь загрузку от 1000 кВт до 1300 кВт, т.к. ниже нельзя из-за технологического минимума, а выше – из-за предельно допустимого выбега ротора по частоте при отключении от АОСД.

Допустимая нагрузка сохраняемых энергоблоков  $1000 < P_i < 1500 + 150 = 1650$  кВт.

Загрузка внешнего сечения определяется допустимостью сбросов и набросов мощности на сохраняемых энергоблоках.

Соответственно имеем:



Для отключаемого *одного* энергоблока при четырех сохраняемых ( $n_c=4$ ) Рсеч. макс. по устойчивости 1600 кВт. Рсеч. мин. по устойчивости 200 кВт,

При  $n_c=3$  Рсеч. макс. по устойчивости 1450 кВт. Рсеч. мин. по устойчивости 400 кВт,

при  $n_c=2$ . Рсеч. макс. по устойчивости 1300 кВт Рсеч. мин. по устойчивости 400 кВт,

Для отключаемых *двух* энергоблоков

при трех сохраняемых ( $n_c=3$ )

Рсеч. макс. по устойчивости 2450 кВт.

Рсеч. мин. по устойчивости 1400 кВт,

при  $n_c=2$

Рсеч. макс. по устойчивости 2300 кВт.

Рсеч. мин. по устойчивости 1600 кВт,

при  $n_c=1$

Рсеч. макс. по устойчивости 3150 кВт.

Рсеч. мин. по устойчивости 2800 кВт.

Графическая иллюстрация допустимой загрузки энергоблоков и выдачи мощности во внешнюю электрическую сеть в режиме параллельной работы при разных сочетаниях энергоблоков, работающих на собственную нагрузку MiniGrid, и выдающих мощность во внешнюю сеть приведена на рисунке 2.8.

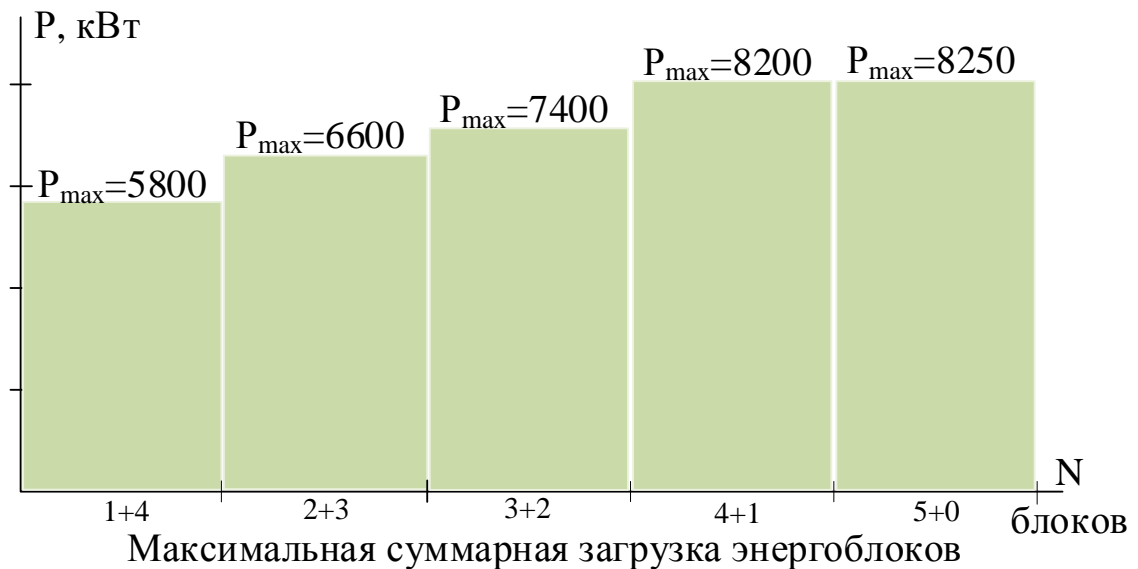
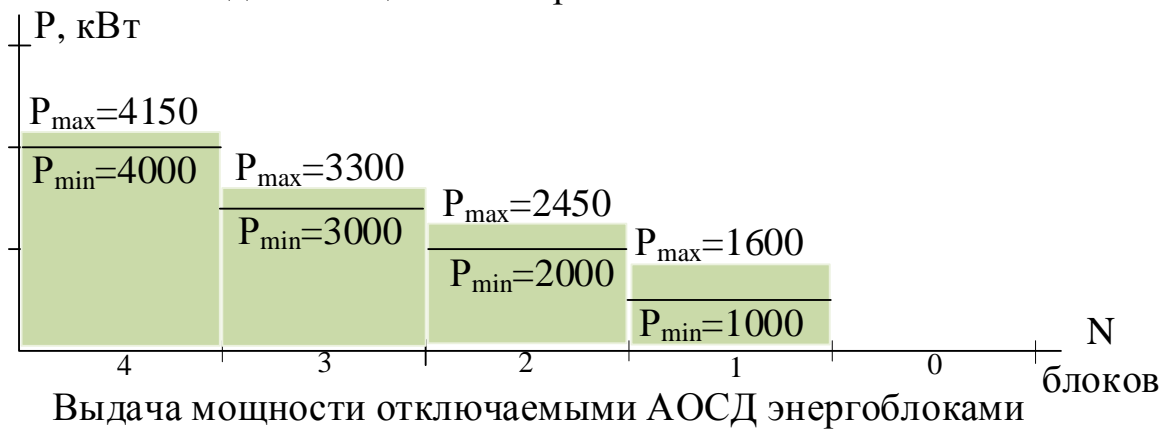
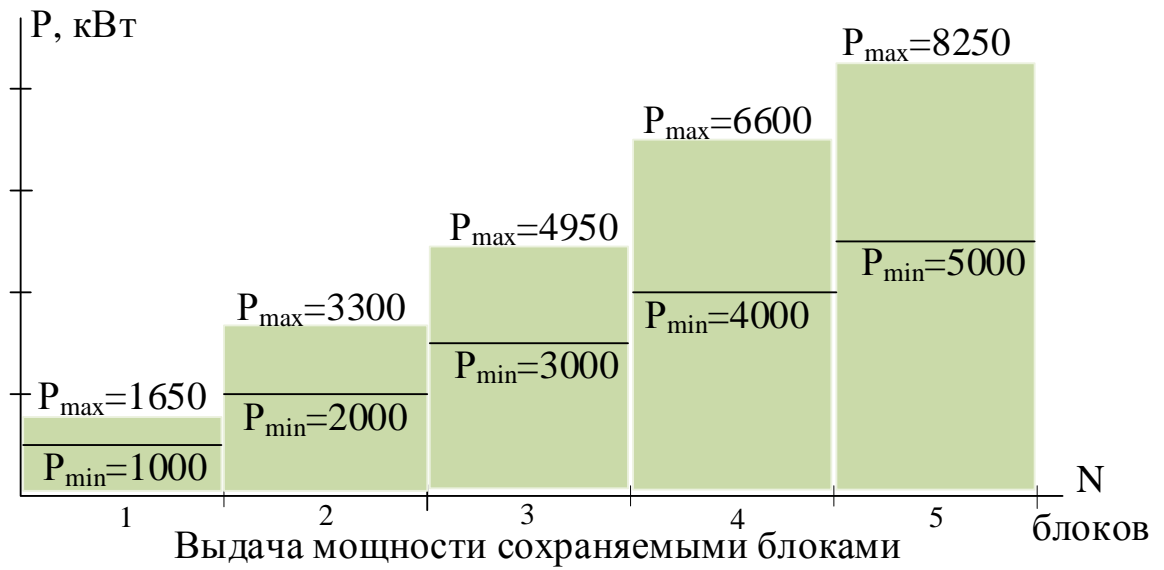


Рисунок 2.8 – Графическая иллюстрация допустимой загрузки энергоблоков и выдачи мощности во внешнюю электрическую сеть в режиме параллельной работы

## 2.11 Режимы управления MiniGrid при параллельной работе с внешней электрической сетью и автономной работе

*Исключение человеческого фактора в режиме параллельной работы.*

*Режимы управления ТЭЦ и MiniGrid*

Управление режимом ТЭЦ и MiniGrid осуществляется в одном из трех режимов управления:

Автоматическое управление (Работает автооператор. Действия диспетчера по изменению режима параллельной работы заблокированы, кроме выставления Запрета параллельной работы).

- Полуавтоматическое управление (Автооператор отключен. Действуют блокировки включения энергоблоков на параллельную работу с сетью. Диспетчеру разрешен запуск макрокоманд по предлагаемому списку\* с блокировкой недопустимых действий).
- Ручное телеуправление (отключены макрокоманды и автооператор, действуют блокировки включения энергоблоков на параллельную работу с сетью).

*Примечание*

- В любом режиме управления диспетчеру разрешено телеуправление выключателями фидеров нагрузки.
- В любом режиме управления при параллельной работе станции с сетью в работе всегда находится ПА опережающего отделения MiniGrid.
- Параллельная работа MiniGrid с внешней электрической сетью разрешена только в режиме автоматического управления.
- АВР со стороны ПС 110 кВ присоединения разрешен только при всех отключенных энергоблоках электростанции (нулевом напряжении на РП схемы выдачи мощности во внешнюю сеть и на шинах станции).

*Персонал, допущенный к работе с программно-техническим комплексом, и его полномочия*

- Руководитель ТЭЦ;
- Диспетчеры;

- Технологи;
- Администратор ПТК.

*Руководитель ТЭЦ* имеет исключительное право определять статус (полномочия) лиц, допущенных к работе с ПТК, а также имеет полные права Диспетчера и Технолога.

*Диспетчер* имеет исключительные права управления режимом ТЭЦ и MiniGrid, используя все возможности ПТК.

*Технолог* имеет право осуществлять настройку и корректировку уставок ПТК, используемых при управлении режимами MiniGrid.

*Администратор ПТК* имеет право контролировать работу ПТК, вносить изменения в его программное обеспечение без нарушения работы ПТК.

*Видеокадры ПТК, используемые лицами, допущенными к работе с ним*

В таблице 2.1 представлена сводка видеокадров и прав их использования.

Таблица 2.1 – Сводка основных видеокадров автоматике и прав их использования

| № | Пользователь<br>Видеокадр    | Руководитель                      | Диспетчер                 | Технолог                          | Администратор<br>ПТК   |
|---|------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|-----------------------------------|------------------------|
| 1 | Электронный журнал           | Просмотр                          | Просмотр                  | Просмотр                          | Просмотр,<br>Ред. форм |
| 2 | Управление MiniGrid          | Просмотр,<br>Оперирование         | Просмотр,<br>Оперирование | Просмотр                          | Просмотр,<br>Ред. форм |
| 3 | Управление энергоблоками     | Просмотр,<br>Оперирование         | Просмотр,<br>Оперирование | Просмотр                          | Просмотр,<br>Ред. форм |
| 4 | Мониторинг мощности MiniGrid | Просмотр,<br>Оперирование         | Просмотр,<br>Оперирование | Просмотр                          | Просмотр,<br>Ред. форм |
| 5 | Ограничения и уставки        | Просмотр,<br>Редактирование       | Просмотр                  | Просмотр,<br>Редактирование       | Просмотр,<br>Ред. форм |
| 6 | Регуляторы                   | Просмотр,<br>Редактирование       | Просмотр                  | Просмотр,<br>Редактирование       | Просмотр,<br>Ред. форм |
| 7 | Делительная автоматика       | Просмотр,<br>Выбор группы уставок | Просмотр                  | Просмотр,<br>Выбор группы уставок | Просмотр,<br>Ред. форм |
| 8 | Диагностика ПТК              | Просмотр                          | Просмотр                  | Просмотр                          | Просмотр,<br>Ред. форм |

*Переходы в режим параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью и в автономный режим*

Переходы осуществляются автоматически автооператором ПТК путем смены диспетчером флага автооператору

- Режим параллельной работы разрешен.
- Режим параллельной работы запрещен.

*Управление MiniGrid при автономной работе*

Управление может осуществляться в ручном, полуавтоматическом и автоматическом режимах.

В ручном режиме используются команды блочной автоматики, запускаемые через видеокadres «Управление ГПУ».

В полуавтоматическом режиме диспетчером используются макрокоманды из приведенного ниже списка:

- Запуск энергоблока, имеющего статус «Сервис».
- Запуск энергоблока, имеющего статус «В работе».
- Останов энергоблока, находящегося в состоянии «Без нагрузки» и «Под нагрузкой».
- Изменение статуса генератора (В работе/ В ремонте. Ведущего и ведомых генераторов в работающих группах).
- Включение станции на параллельную работу с сетью с предварительным переходом в автоматический режим управления.
- Перевод станции в режим автономной работы.

*Управление основными режимами MiniGrid автооператором ПТК*

1. Запуск ТЭЦ с нуля, в т.ч. после аварийного погашения станции и срабатывания АВР со стороны ПС присоединения 110 кВ

- Проверяется наличие нормального напряжения на шинах ГРУ
- Включаются выключатели фидеров нагрузки (без превышения разрешенной обменной мощности).

Все исправные энергоблоки переводятся в состояние «Автоматический резерв».

ПТК переводится в режим управления «Автоматическое».

- В зависимости от нагрузки, контролируемой по сечению, ПТК поочередно выдает сигнал «Пуск» на энергоблоки с уставками, задаваемыми внешними источниками тока.
- После завершения процессов синхронизации и набора нагрузки автооператор ПТК специализирует энергоблоки, дозагружает их до требуемых уровней и ведет последующий режим по установленным правилам.

*Автоматическое восстановление нормально режима параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью.*

1. Восстановление нормально режима параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью в динамическом режиме после срабатывания АОСД

После срабатывания АОСД при КЗ в режиме выдачи мощности в электрическую сеть отделение MiniGrid произойдет за время менее 0.083 с, при этом один или несколько нагруженных энергоблоков, выдающих избыточные мощности в сеть, отключатся выключателями с одновременной подачей команды «Стоп». Рост оборотов роторов отключенных энергоблоков ограничивается регуляторами скорости. Если КЗ в сети было проходящим, то оно отключится через 0.15 - 0.5 с и напряжение с двух сторон на выключателях на связях MiniGrid с РП восстановится.

- MiniGrid синхронизируется с внешней электрической сетью.
- Спустя 1-2 с ПТК выдаст команду «Пуск» на отключенные энергоблоки, роторы которых еще продолжают вращение.
- Автоматика энергоблоков с синхронизацией включит отключенные энергоблоки на шины ГПУ.
- Системная автоматика восстановит нормальный по загрузке энергоблоков и сечения режим.
- Ожидаемое время восстановления нормально режима 1-3 минуты.

2. Восстановление нормально режима параллельной работы с внешней электрической сетью в статическом режиме (после оперативного перевода MiniGrid

в автономный режим или срабатывания АОСД и длительного отсутствия условий для восстановления параллельной работы)

Необходимые для нормальной параллельной работы дополнительные (отключаемые) энергоблоки находятся в режиме «Auto».

- Если выполнены все разрешительные условия параллельной работы, то Автооператор ПТК 1 выдает команду включения с синхронизацией выключателя основной линии связи с ПС присоединения 110 кВ.
- После синхронизации Автооператор выдает команду «Пуск» дополнительным (свободным) энергоблокам.
- Автоматика энергоблоков с синхронизацией включает дополнительные энергоблоки на шины ГПУ.
- Автооператор переводит регулирование мощности группы основных генераторов в режим поддержания равенства перетока по сечению и выдаваемой мощности свободными генераторами.
- Автооператор осуществляет требуемую для нормального режима параллельной работы загрузку свободных генераторов.

*Автоматический перевод MiniGrid в автономный режим (перевод в нормальных условиях).* Перевод осуществляется автооператором ПТК при возникновении запретов на параллельную работу.

- Автооператор выдает команду «Стоп» отключаемым энергоблокам.
- Автооператор переводит «Режим параллельной работы» в «Поддержание нулевого перетока».
- ПТК 1 разгружает отключаемые энергоблоки, отключает их от шин ГПУ, при этом, Автооператор корректирует загрузку сохраняемых энергоблоков, а, при необходимости, и их состав для снижения перетока до нуля.
- Автооператор отключает выключатель на связи MiniGrid с внешней сетью при нулевом перетоке, меняет сигнал на сохраняемых энергоблоках на режим «Работа на локальную нагрузку», т.е. переводит групповое регулирование в режим регулирования частоты и напряжения.

## 2.12 Снижение отключаемых токов короткого замыкания в сети 10 кВ MiniGrid при опережающем сбалансированном отделении ее от внешней сети

Соотношение токов подпитки короткого замыкания в сети от внешней сети и собственного источника MiniGrid в режиме параллельной работы, как правило, с многократным превышением от внешней сети, например, для MiniGrid «Березовое» 4 к 1. Так, при КЗ на фидере за выключателем В11 (рисунок 2.9) подпитка со стороны ПС 110 кВ присоединения 9 кА. Подпитка со стороны 4-5 генераторов ТЭЦ – 2.5 кА. При суммарной задержке на отключение В11 не более 0.083 с, первоначально АОСД отключает В10, снимая подпитку 9 кА со стороны ПС 110 кВ присоединения, а затем РЗ отключается В11 с током 2.5 кА. При этом следует отметить, что отключающая способность вакуумных выключателей в сети MiniGrid – 25 кА, поэтому отключение даже полного тока вполне допустимо.

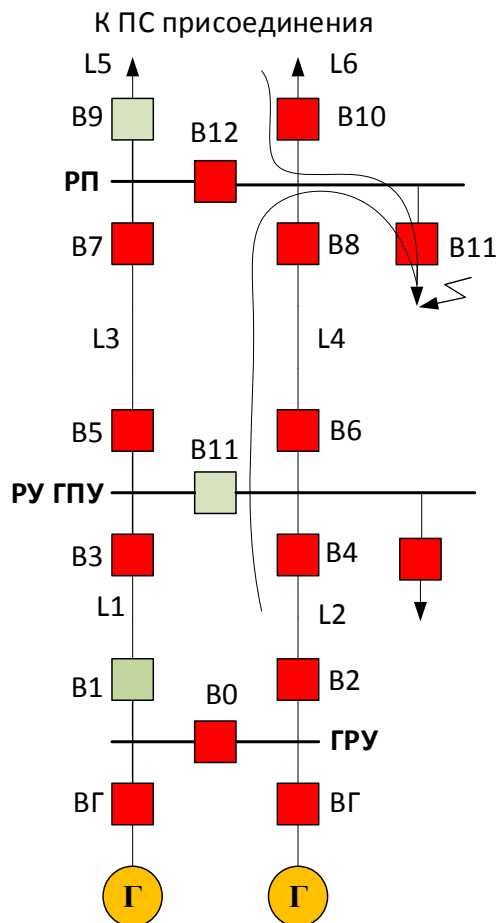


Рисунок 2.9 – Иллюстрация к каскадному отключению короткого замыкания за выключателем В11



### **2.13 Исключение подпитки от MiniGrid отключенных линий 110 кВ, питающих подстанции присоединения 110 кВ**

Рассмотрим физику процесса.

Работа MiniGrid с подключением к отключенной питающей ПС 110 кВ ВЛ 110 кВ может возникнуть только, если до отключения существовал режим параллельной работы, а ПТК находился в режиме автоматического управления. В этом режиме групповые регуляторы активной мощности энергоблоков поддерживали заданный режим обмена мощности, а групповые регуляторы – заданный  $\cos\phi$ . При отключении питающей линии 110 кВ произойдет значительное нарушение баланса мощности в MiniGrid и снижение напряжения на шинах РП, т.к. дополнительной нагрузкой MiniGrid станет нагрузка шины или всей ПС 110 кВ присоединения. Поскольку ПО АОСД отстроено по снижению напряжения при отключении фидеров нагрузки и единичных энергоблоков, то значительный внезапный небаланс вызовет снижение напряжения ниже уставки срабатывания ПО АОСД, и за время не более 0.083 с произойдет отключение выключателя на связи РП и ПС 110 кВ присоединения. После чего MiniGrid перейдет в автономный режим с переводом групповых регуляторов в режим регулирования частоты и напряжения.

Маловероятным, но возможным может быть случай, когда при отключении ВЛ 110 кВ ее нагрузка с учетом ПС 110 кВ присоединения окажется близкой к исходной мощности, выдаваемой MiniGrid во внешнюю электрическую сеть в режиме параллельной работы и существенного спорадического изменения напряжения на шинах РП не произойдет. В этом случае через некоторое время, ввиду нерегулярных колебаний и просто изменений нагрузки, частота в отделившейся части изменится на величину больше заданной уставки (например, +/- 0.2 Гц), что будет свидетельствовать об отсутствии параллельной работы с внешней энергосистемой, и ПТК2 осуществит отключение выключателя на связи РП с ПС 110 кВ присоединения. Выявление отсутствия параллельной работы по изменению частоты и отключение занимает не более 10 с.

## Выводы по главе 2

Принятые технические решения обеспечивают безопасность параллельной работы MiniGrid с ЕЭС, где в качестве точки технологического присоединения используется ПС 110 кВ.

Обосновано использование синхронизированных векторных измерений для мониторинга синхронного режима работы генерирующего оборудования ТЭЦ с внешней электрической сетью, выполнения синхронизации. Учитывая требования по обеспечению быстродействия, селективности и чувствительности АОСД к возмущениям, представляющим угрозу устойчивости параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью и возникновению опасных для энергоблоков ТЭЦ динамических моментов, предложено использовать быстродействующий пусковой орган.

Определены правила и порядок выполнения переключений в силовых цепях и в системе управления при переходе в автономный и параллельный режимы работы MiniGrid. Для обеспечения ближнего резервирования предусмотрено выполнение автоматики с полным аппаратным и функциональным дублированием, предусмотрена реализация УРОВ. Пусковой орган, АОСД, УРОВ выполнены с соблюдением всех требований к устройствам РЗ и ПА.

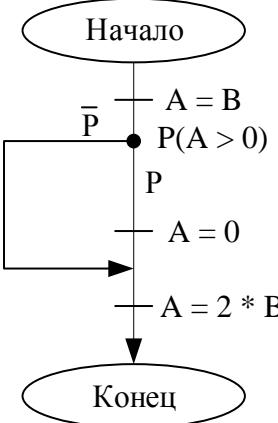




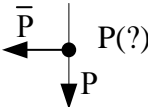
Определены функции автоматики по управлению нормальными режимами при автономной и параллельной работе MiniGrid с внешней электрической сетью, а также способы предотвращения несинхронных включений на параллельную работу и поддержания постоянной готовности MiniGrid к сбалансированному отделению. Таким образом, обеспечивается согласованность режимной и противоаварийной автоматики и обеспечивается долговечность силового сетевого и генерирующего оборудования.

### ГЛАВА 3 МОДЕЛИ (АЛГОРИТМЫ) УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ MINIGRID, РЕАЛИЗОВАННЫЕ В АВТОМАТИКЕ

В данном разделе представлены модели (алгоритмы) режимного, противоаварийного управлений и автооперирования опытного образца автоматики. Для их представления использован метод ведущей линии.

По методу ведущей линии процесс (алгоритм) представляется линией, направленной сверху вниз, отражающей его протекание с нанесением действий и условий их выполнения, а также указанием последовательности. Пример и использование обозначений приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Описание метода ведущей линии.

| Пример  | № | Обозначения  | Содержание  |
|---|---|--|---|
|  | 1 | <br>Начало | Начало цикла программы                                |
|   | 2 | <br>Конец | Конец цикла программы                                 |
|   | 3 |           | Ведущая линия - процесс последовательности протекания |
|   | 4 |           | Действие  |
|   | 5 | <br>P(?) | Проверяемое условие. Разветвление процесса            |
|   | 6 | P  | Истинность условия P                                  |
|   | 7 | P-bar  | Ложность условия P.                                   |

Для каждой модели (алгоритма) управления приводятся входные, выходные и внутренние переменные. Справа от алгоритма располагаются пояснения, взаимосвязь алгоритмов раскрывающая сущность объединения отражена на функциональной модели автоматики рисунок 4.3.

Алгоритмы были протестированы и использованы при создании физических моделей MiniGrid в НГТУ, НИУ МЭИ, а также при реализации пилотного проекта MiniGrid на базе ЛСЭ жилмассива в Новосибирске.

В данной главе приведены алгоритмы применительно к физической модели MiniGrid, созданной в НГТУ.

Схема физической модели MiniGrid приведена на рисунке 3.1.

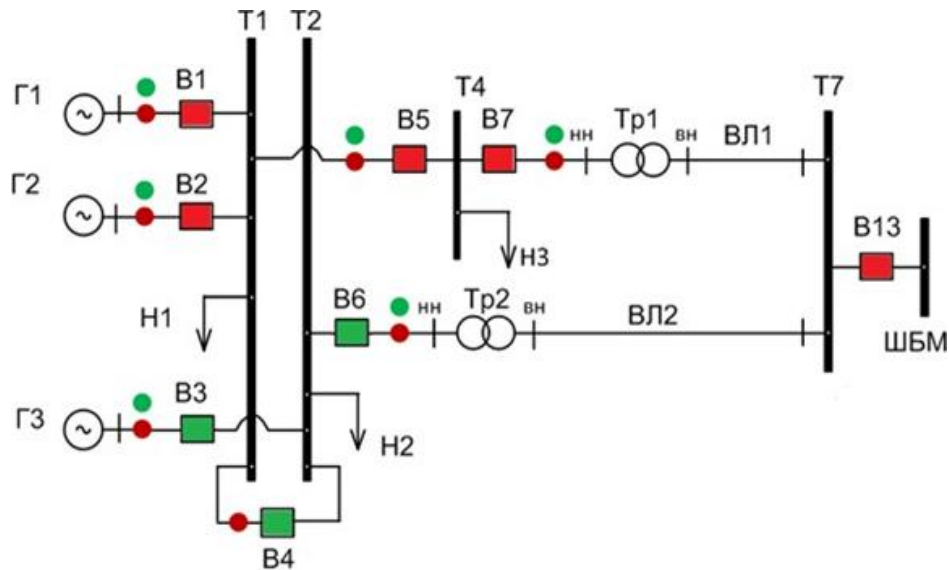


Рисунок 3.1 – Схема физической модели MiniGrid и внешний вид лаборатории

При минимальности физических объектов (моделей энергоблоков, нагрузок, выключателей, линий электропередач, измерительных, силовых трансформаторов и шин, в том числе и шин бесконечной мощности (ШБМ) – эквивалента внешней ЭЭС)

она в целом удовлетворяет условиям работы реальных MiniGrid и позволяет проводить отладку и испытания разрабатываемых для MiniGrid Автоматик. Схема содержит 3 энергоблока с синхронными генераторами (Г 1-3). Выключатели имеют подключенные ТТ и ТН. Красный цвет выключателей соответствует их включенному состоянию, зеленый – отключенному. Красные точки указывают места измерения токов, зеленые – напряжений. Моделируемая MiniGrid имеет два нормальных режима: режим автономной работы с объединенными полустанциями и режим параллельной работы с внешней электрической сетью с разделенными шинами станции (разделенными полустанциями). Сечениям S1 и S2 полустанции А соответствуют выключатели В7 и В5.

### 3.1 Структура и состав алгоритмов

Принятая классификация и номера (коды) алгоритмов: XY, где X обозначает группу алгоритмов

0 – базовые (инициализация, опросы, обмены данными),

1 – информационно-измерительные,

2 – противоаварийные,

3 – локального режимного управления,

4 – системного режимного управления,

5 – автооперирования,

6 – интерфейсные,

Y обозначает номер алгоритма в группе.

В таблице 3.2. приведен состав основных алгоритмов системной автоматики.

Таблица 3.2 – Состав алгоритмов контроля и управления режимами MiniGrid

| № пп                        | Код | Наименование  |
|-----------------------------|-----|---|
| Базовые                     |     |   |
| 1                           | 01  | Инициализация параметров при пуске системы  |
| Информационно-измерительные |     |   |
| 2                           | 15  | Идентификация классов состояния объекта (укрупненных)   |
| 3                           | 16  | Выявление установившегося режима и измерение $P_{устан}$ для сечений 1, 2 и секционного выключателя |

| № пп              | Код | Наименование  |
|-------------------|-----|---|
| 4                 | 17  | Контроль готовности сечений к делению (выхода на заданную мощность по сечению) S1, S2, СВ   |
| Противоаварийные  |     |   |
| 5                 | 21  | Опережающее деление сети (с переходом полустанции в сбалансированный островной режим)   |
| 6                 | 22  | Блокировка недопустимых коммутаций в электрической сети   |
| Режимно-локальные |     |   |
| 7                 | 31  | Регулирование мощности ведущего генератора (по заданным частоте (индивидуально и в качестве ведущего в группе) или заданной активной мощности генератора или одного из 3-х сечений) |
| 8                 | 32  | Регулирование мощности ведомого генератора (индивидуально регулирующий частоту, ведомый в группе при автономном режиме, задающий переток при параллельной работе)                   |
| 9                 | 33  | Регулирование возбуждения ведущего генератора (индивидуальное, ведущего в группе)   |
| 10                | 34  | Регулирование возбуждения ведомого генератора (индивидуальное без группы, с долевым участием в группе)  |
| Режимно-системные |     |   |
| 11                | 41  | Включение генераторов с синхронизацией  |
| Автооператорные   |     |   |
| 12                | 50  | Выбор сечения полустанции для его балансирования  |
| 10                | 52  | Изменение состава и режима включенных генераторов полустанции   |
| 13                | 54  | Перевод параллельно работающей с внешней сетью станции в режим автономной работы  |
| 14                | 55  | Перевод автономно работающей станции в режим параллельной работы с внешней сетью  |

### 3.2 Базовые алгоритмы

#### *Инициализация параметров при пуске системы*

Алгоритм инициализирует (обнуляет) цели и флаги заданий, создаваемые автооператором.

Имя алгоритма: INIT

Обозначения глобальных переменных:

внутренние – IG0 + обозначение в алгоритме.

Алгоритм представлен на рисунке 3.2, описание переменных алгоритма дано в таблице 3.3.

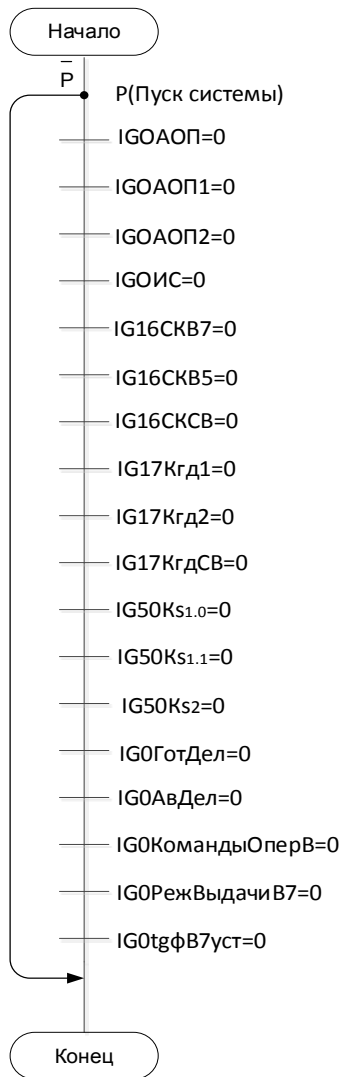


Рисунок 3.2 – Алгоритм инициализации параметров при пуске системы

Таблица 3.3 – Переменные алгоритма

| №<br>пп | Характер | Технологиче<br>ское<br>содержание           | Обозначение                       |                          | Значения                    | Тип |
|---------|----------|---|-----------------------------------|--------------------------|-----------------------------|-----|
|         |          |   | в<br>алгоритме                    | в программе              |                             |     |
| 1       | Входные  | Счетчики<br>циклов                          | IG16СКВ7<br>IG16СКВ5<br>IG16СКСВ  |                          | 0 – 200                     | D   |
| 2       |          | Флаги<br>готовности<br>сечений к<br>делению | IG17Кгд1<br>IG17Кгд2<br>IG17КгдСВ | IG17KGD1XA<br>IG17KGD2XA | 0 – не готово<br>1 – готово |     |

|   |          |   |                                   |                                   |  |   |
|---|----------|---|-----------------------------------|-----------------------------------|--|---|
| 3 |          | Флаг<br>возможностей<br>баланси-<br>рования                   | IG50Ks1.0<br>IG50Ks1.1<br>IG50Ks2 | IG50KS1_0<br>IG50KS1_1<br>IG50KS2 | 0 – невозможно<br>1 – режим с<br>выдачей<br>2 – баланс по<br>сечению В7<br>3 – баланс по<br>сечению В5   | D |
| 4 | Выходные | Флаг<br>состояния<br>автооператора                            | IGOAOP                            |                                   | 0 – отключен<br>1 – в работе   | D |
| 5 |          | Флаг<br>активности<br>автооператора                           | IGOAOP1                           |                                   | 0 – действий нет<br>1 – действие на<br>отделение по<br>сечению В7<br>2 – действие на<br>отделение по<br>сечению В5<br>3 – действие на<br>отделение по<br>сечению СВ<br>4 – действие по<br>синхронизации<br>полустанций и<br>нормализации<br>режима | D |
| 6 |          | Указатель<br>цели действий                                    | IGOAOP2                           |                                   | 0 – цели нет<br>1 – переход к<br>парал. работе<br>2 – переход к<br>автоном. работе   | D |
| 7 |          | Индикатор<br>состояния<br>станции в<br>кадре<br>автооператора | IGOIC                             |                                   | 0 – неопределено<br>1 – параллельная<br>работа станции<br>2 – параллельная<br>работа одной<br>полустанции<br>3 – автоном<br>полустанций<br>4 – автоном<br>станции  | D |



|    |  |                                    |                 |  |  |   |
|----|--|------------------------------------|-----------------|--|--|---|
| 8  | Готовность к делению по любому сечению |                                    | IG0ГотДел       |  | 0 – готовности нет<br>1 – готовность есть                          | D |
| 9  |  | Команды оператору полустанции В    | IG0КомандыОперВ |  | 0 – нет<br>1 – перейти к парал. работе<br>2 – перейти в автоном    | D |
| 10 | Сигнал противоаварийного разделения    |                                    | IG0АвДел        |  | 0 – нет<br>1 – произошло деление                                   | D |
| 11 |  | Флаг работы в режиме выдачи в сеть | IG0РежВыдачиВ7  |  | 0 – выдачи нет<br>1 – выделенные генераторы выдают мощность в сеть | D |
| 12 | Уставка по tgФ на В7                   |                                    | IG0tgфВ7уст     |  | -2 – 2   | A |

### 3.3 Информационно-измерительные алгоритмы

*Идентификация (укрупненных) классов состояния MiniGrid*

Имя алгоритма: IdentiC

Укрупненные состояния MiniGrid классифицированы по ряду оснований:

- параллельность / автономность работы MiniGrid и внешней электрической сети,
- объединённость полустанций MiniGrid / разделённость MiniGrid на полустанции.

Для опытного образца автоматики, тестируемого на ЭДМ, выделены четыре класса состояний, из них один «двойной» – определяемый асимметрично относительно полустанций (с меткой «а» – для первой, «б» – для второй). Частные определения «двойных» классов состояний, учитывающие только тип «а» или тип «б», и определения «одинарных» образуют множество «расширенных» классов

состояния (их количество равно пяти). Определения этих классов состояния в виде уравнений, содержащих агрегированные логические переменные даны таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Логические уравнения состояний MiniGrid

| №<br>пп | Состояние               |   |                 |  | Значение<br>переменной     | Логическое<br>уравнение<br>состояния  |
|---------|-------------------------|---|-----------------|--|----------------------------|---|
|         | Обозначение<br>(Индекс) | Наименование  | Изображе<br>ние | Пояснение                                  |                            |   |
| 1       | 2                       | 3   | 4               | 5  | 6                          | 7   |
| 1       | C1<br>(1)               | Нормальная<br>параллельная<br>работа                              |                 | Связи<br>существуют                        | $LNG_1 = 1$<br>$LNG_2 = 1$ | $(LNG_1 \wedge GEN_1)$<br>$\wedge$<br>$\overline{SCS_{12}} \wedge$<br>$\wedge (LNG_2 \wedge$<br>$GEN_2) = 1$                              |
|         |                         |   |                 | ЩСВ отключен                               | $SCS_{12} = 0$             |   |
|         |                         |   |                 | На каждой из<br>шин есть<br>генератор(ы)   | $GEN_1 = 1$<br>$GEN_2 = 1$ |   |
| 2       | C2<br>(4)               | Нормальная<br>автономная<br>работа                                |                 | Связи разорваны                            | $LNG_1 = 0$<br>$LNG_2 = 0$ | $(\overline{LNG_1} \wedge GEN_1)$<br>$\wedge$<br>$\wedge \overline{SCS_{12}} \wedge$<br>$\wedge (\overline{LNG_2} \wedge$<br>$GEN_2) = 1$ |
|         |                         |   |                 | ЩСВ включен                                | $SCS_{12} = 1$             |   |
|         |                         |   |                 | На каждой из<br>шин есть<br>генератор(ы)   | $GEN_1 = 1$<br>$GEN_2 = 1$ |   |
| 3       | C7a<br>(2)              | Одна<br>полустанция<br>работает<br>параллельно с<br>сетью, вторая |                 | Одна из связей<br>разорвана                | $LNG_1 = 1$<br>$LNG_2 = 0$ | $(LNG_1 \wedge GEN_1)$<br>$\wedge$<br>$\overline{SCS_{12}} \wedge$<br>$\wedge (\overline{LNG_2} \wedge$<br>$GEN_2) = 1$                   |
|         |                         |   |                 | ЩСВ отключен                               | $SCS_{12} = 0$             |   |
|         |                         |   |                 | К каждому ГРУ<br>подключен<br>генератор(ы) | $GEN_1 = 1$<br>$GEN_2 = 1$ |   |
| 4       | C7б<br>(2)              | автономно   |                 | Одна из связей<br>разорвана                | $LNG_1 = 0$<br>$LNG_2 = 1$ | $(\overline{LNG_1} \wedge GEN_1)$<br>$\wedge$<br>$\overline{SCS_{12}} \wedge$<br>$\wedge (LNG_2 \wedge$<br>$GEN_2) = 1$                   |
|         |                         |   |                 | ЩСВ отключен                               | $SCS_{12} = 0$             |   |
|         |                         |   |                 | К каждому ГРУ<br>подключен<br>генератор(ы) | $GEN_1 = 1$<br>$GEN_2 = 1$ |   |
| 5       | C8<br>(3)               | Полустанции<br>в острове, не<br>связаны                           |                 | Обе связи<br>разорваны                     | $LNG_1 = 0$<br>$LNG_2 = 0$ | $(\overline{LNG_1} \wedge GEN_1)$<br>$\wedge$<br>$\overline{SCS_{12}} \wedge$<br>$\wedge (\overline{LNG_2} \wedge$<br>$GEN_2) = 1$        |
|         |                         |   |                 | ЩСВ отключен                               | $SCS_{12} = 0$             |   |
|         |                         |   |                 | К каждому ГРУ<br>подключен<br>генератор(ы) | $GEN_1 = 1$<br>$GEN_2 = 1$ |   |

Обозначения глобальных переменных:

внешние – EG15 + обозначение в алгоритме,

внутренние – IG15 + обозначение в алгоритме.

Алгоритм представлен на рисунке 3.3.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.4.

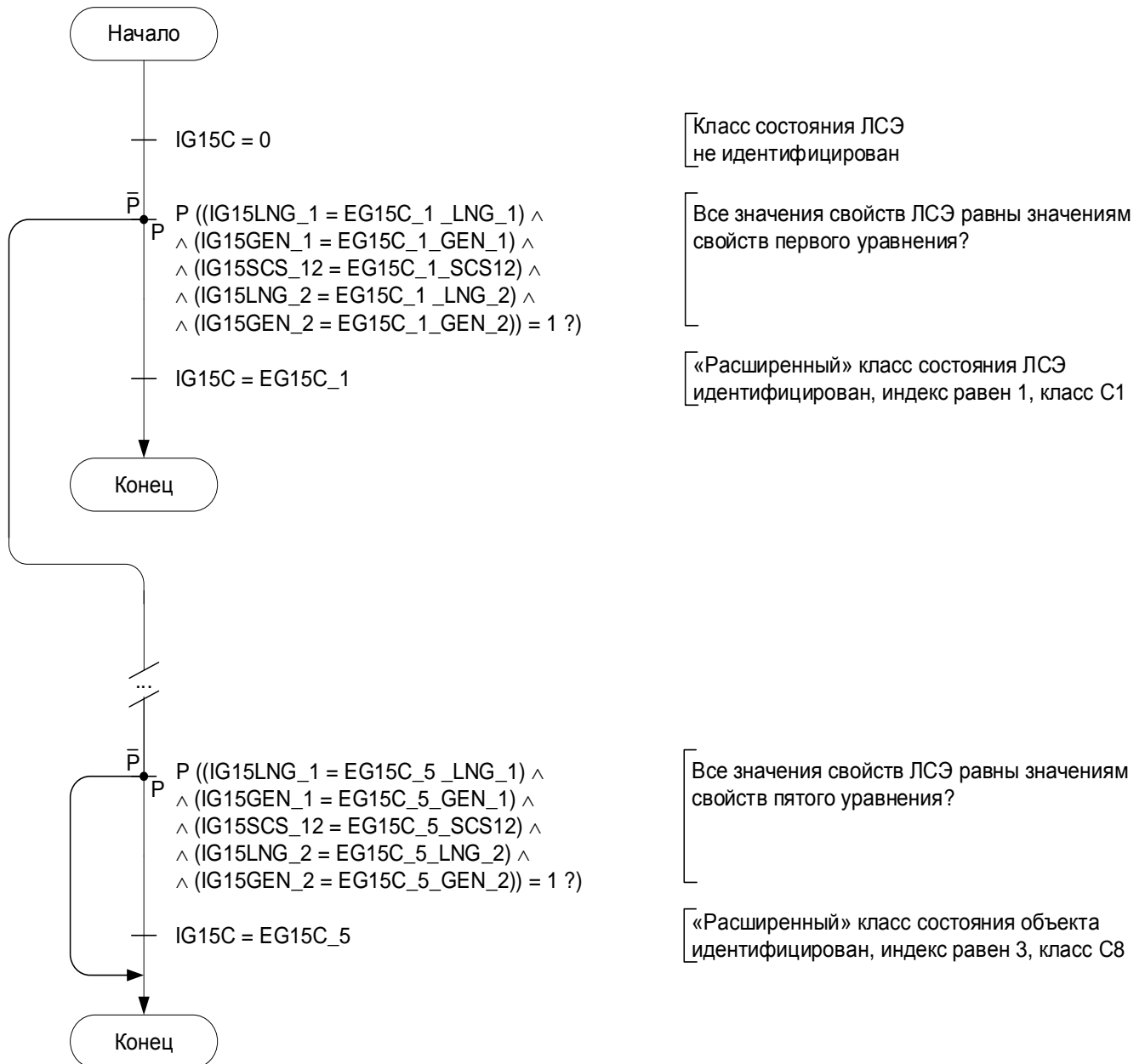


Рисунок 3.3 – Алгоритм идентификация (укрупненных) классов состояния MiniGrid

Таблица 3.5 – Переменные алгоритма

| №<br>пп | Характер   |                | Технологическое<br>содержание                                   |   |                      |       |            |
|---------|--|----------------|---|---|----------------------|-------|------------|
|         |  |                |   | в алгоритме   | Диапазон<br>значений | Тип   | Примечание |
| 1       | Входные  | Используемые   | Подключение к ШБМ первой полустанции                            | IG15LNG_1   | 0 – нет<br>1 – есть  | D     | -          |
| 2       |  |                | Подключение к шине первой полустанции хотя бы одного генератора | IG15GEN_1   | 0 – нет<br>1 – есть  | D     | -          |
| 3       |  |                | Связь между первой и второй полустанциями                       | IG15SCS_12  | 0 – нет<br>1 – есть  | D     | -          |
| 4       |  |                | Подключение к ШБМ второй полустанции                            | IG15LNG_2   | 0 – нет<br>1 – есть  | D     | -          |
| 5       |  |                | Подключение к шине второй полустанции хотя бы одного генератора | IG15GEN_2   | 0 – нет<br>1 – есть  | D     | -          |
| 5       |  |                | Задаваемые оператором<br>(сервисным инженером)                  | Индекс предопределённого i-го «расширенного» класса состояния объекта (C) | IG15C_i              | 1 – 4 | D          |
| 6       | Наличие связи между первой и второй полустанциями (SCS) для предопределённого i-го «расширенного» класса состояния объекта (C) | EG15C_i_SCS_12 |   | 0 – нет<br>1 – есть   | D                    |       |            |

|   |          |  |               |   |   |   |
|---|----------|--|---------------|---|---|---|
| 7 |          | Наличие подключения к ШБМ j-ой полустанции (LNG) для predeterminedного i-го «расширенного» класса состояния объекта (С)                            | EG15C_i_LNG_j | 0 – нет<br>1 – есть                                 | D |   |
| 8 |          | Наличие подключения к шине j-ой полустанции хотя бы одного генератора (GEN) для predeterminedного i-го «расширенного» класса состояния объекта (С) | EG15C_i_GEN_j | 0 – нет<br>1 – есть                                 | D |   |
| 9 | Выходные | «Расширенный» класс состояния объекта  | IG15C         | 0 – не идентифицирован<br>(1 – 4) – идентифицирован | D | - |

*Выявление установившегося режима и измерение  $P_{устан}$  для сечений 1, 2 и секционного выключателя.*

Имя алгоритма: ИдентУстанРеж

Способ выявления и измерения:

- задание продолжительного интервала времени (100 циклов общего алгоритма) для нахождения измеряемого параметра внутри области с отклонением  $\pm 5\%$  от значения в начале интервала,
- переход к началу нового интервала выявления установившегося режима при выходе текущего значения за границу интервала.

Факт выявления установившегося режима подтверждается выставлением значений 1 индикаторам IG16Сеч1устан, IG16Сеч2устан, IG16СечСВустан по каждому сечению в одном цикле общего алгоритма.

Обозначения глобальных переменных:

внешние – EG16 + обозначение в алгоритме,

внутренние – IG16 + обозначение в алгоритме.

Алгоритм представлен на рисунках 3.4 – 3.7.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.6.

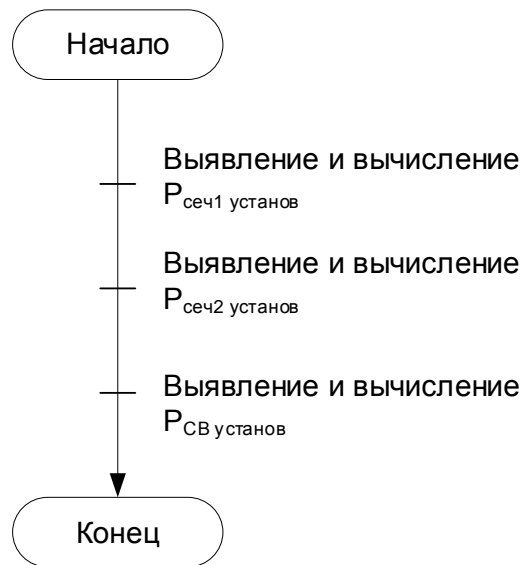


Рисунок 3.4 – Алгоритм выявления установившегося режима и измерение  $P_{устан}$  для сечений 1, 2 и секционного выключателя (укрупнённое представление)

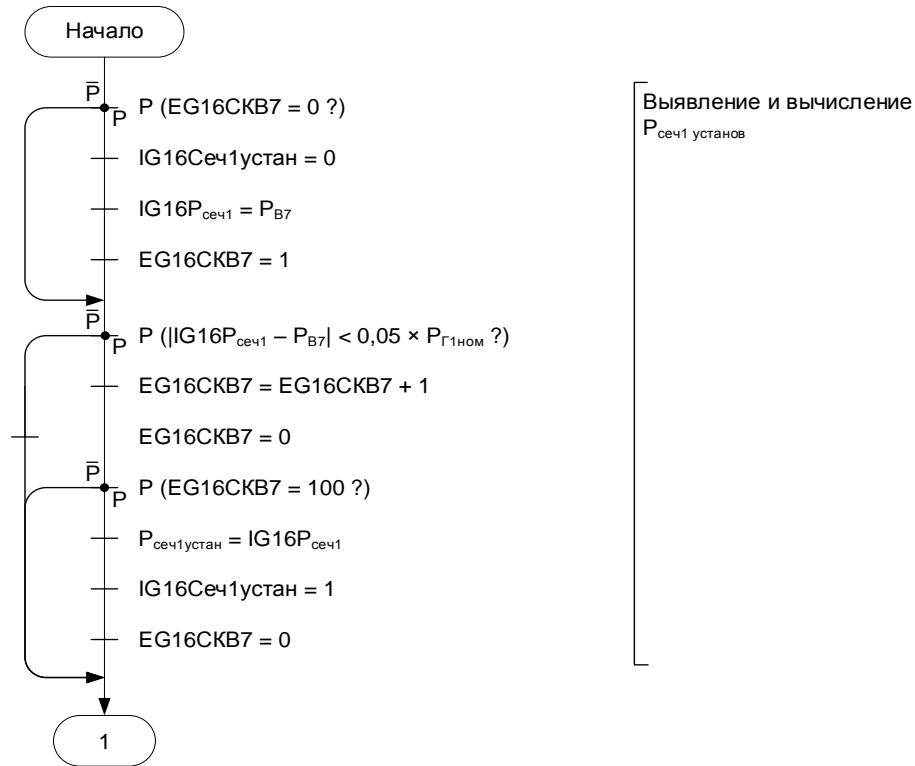


Рисунок 3.5 – Алгоритм выявления установившегося режима и измерение  $P_{устан}$  для сечений 1, 2 и секционного выключателя (начало)

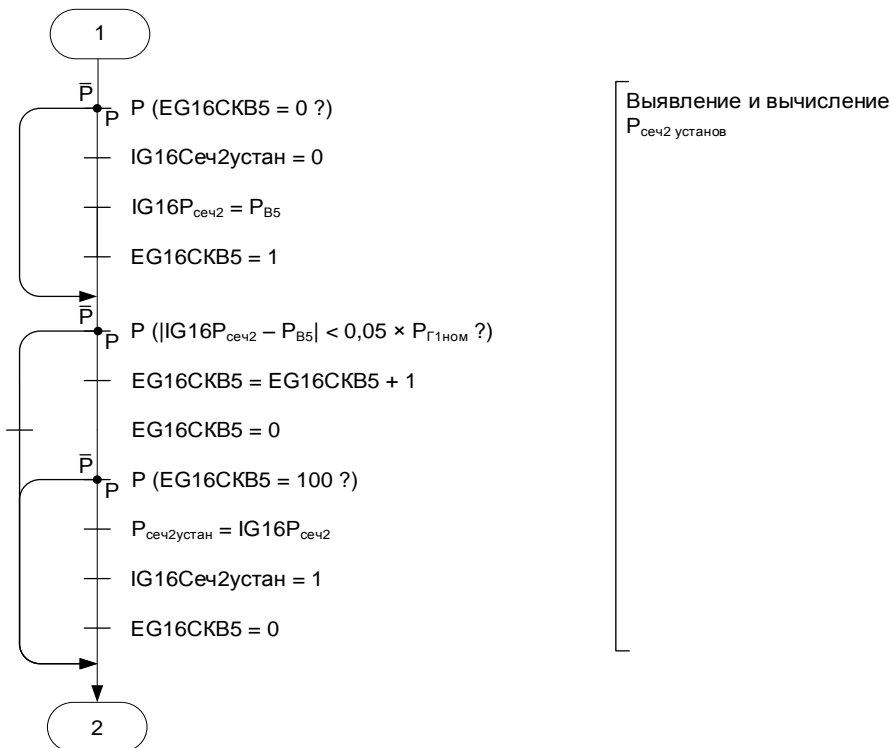


Рисунок 3.6 – Алгоритм выявления установившегося режима и измерение  $P_{устан}$  для сечений 1, 2 и секционного выключателя (продолжение)

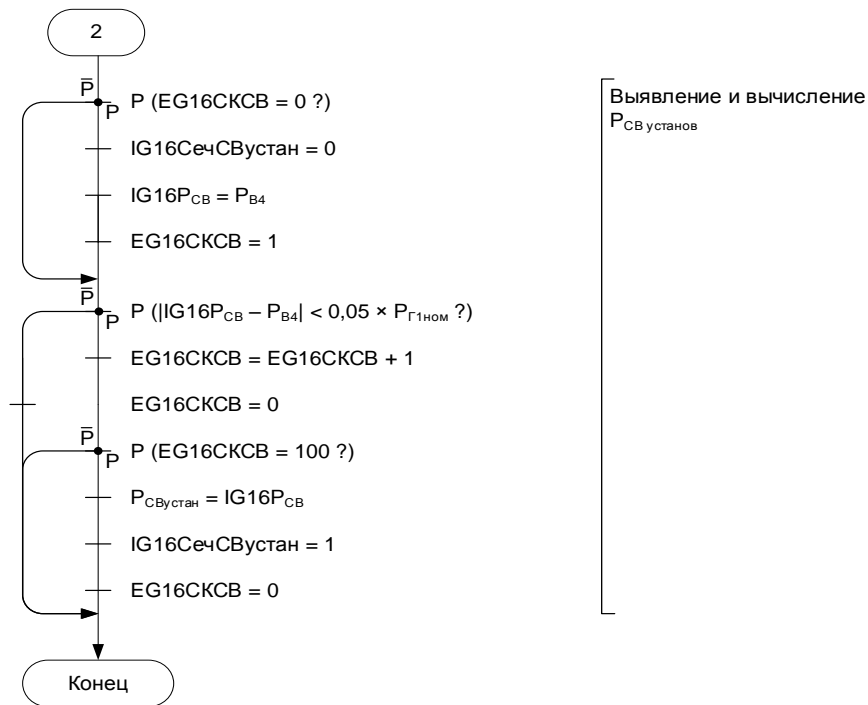


Рисунок 3.7 – Алгоритм выявления установившегося режима и измерения  $P_{устан}$  для сечений 1, 2 и секционного выключателя (завершение)

Таблица 3.6 – Переменные алгоритма выявления установившегося режима и измерения  $P_{устан}$  для сечений 1, 2 и секционного выключателя

| №<br>пп | Характер |              | Технологическое содержание   | Обозначение    |                    | Диапа-<br>зон<br>значе-<br>ний | Ти<br>п |
|---------|----------|--------------|--|----------------|--------------------|--------------------------------|---------|
|         |          |              |  | в<br>алгоритме | в программе        |                                |         |
| 1       | 2        | 3            | 4  | 5              | 6                  | 7                              | 8       |
| 1       | Входные  | Используемые | Мощность в сечении $B_4$   | $P_{B4}$       | BBB04CE101XQ50     |                                | A       |
| 2       |          |              | Мощность в сечении $B_5$   | $P_{B5}$       | AKA05CE101XQ5<br>0 |                                | A       |
| 3       |          |              | Мощность в сечении $B_7$   | $P_{B7}$       | AKA07CE101XQ5<br>0 |                                | A       |
| 4       |          |              | Счётчик числа измерений мощности в сечении $B_5$ для идентификации уст. режима | EG16CKB5       | IG16SKB5           | 0 – 100                        | D       |
| 5       |          |              | Счётчик числа измерений мощности в сечении $B_7$ для идентификации уст. режима | EG16CKB7       | IG16SKB7           | 0 – 100                        | D       |
| 6       |          |              | Счётчик числа измерений мощности в сечении $B_4$ для идентификации уст. режима | EG16CKCB       | IG16SKSB           | 0 – 100                        | D       |



|    |          |                       |            |   |                                |                      |   |   |   |
|----|----------|-----------------------|------------|---|--------------------------------|----------------------|---|---|---|
| 7  | Входные  | Задаваемые оператором | Изменяемые | -   | -                              | PG1NOMXQ21           | - | - |   |
| 8  |          |                       |            | Номинальная мощность генератора $\Gamma_1$  | $P_{\Gamma 1 \text{ном}}$      |                      |   |   | A |
| 9  |          |                       |            | Номинальная мощность генератора $\Gamma_2$  | $P_{\Gamma 2 \text{ном}}$      | PG2NOMXQ21           |   |   | A |
| 10 | Выходные |                       |            | Индикатор устан. режима в сечении 1 по значению перетока мощности                                   | IG16Сеч1у<br>стан              | IG16S1USTREGX<br>A01 |   | D |   |
| 11 |          |                       |            | Индикатор устан. режима в сечении 2 по значению перетока мощности                                   | IG16Сеч2у<br>стан              | IG16S2USTREGX<br>A01 |   |   | D |
| 12 |          |                       |            | Индикатор устан. режима в сечении СВ по значению перетока мощности                                  | IG16СечСВ<br>устан             | IG16SSUSTREGX<br>A01 |   |   | D |
| 13 |          |                       |            | Переток мощности в сечении 1 в установившемся режиме  | IG16P <sub>сеч1уст</sub><br>ан | IG16PS1UST           |   |   | A |
| 14 |          |                       |            | Переток мощности в сечении 1 в установившемся режиме  | IG16P <sub>сеч2уст</sub><br>ан | IG16PS2UST           |   |   | A |
| 15 |          |                       |            | Переток мощности в сечении СВ в установившемся режиме   | IG16P <sub>СВуста</sub><br>н   | IG16PSSBUST          |   |   | A |
| 16 |          |                       |            | Переток мощности в сечении 1 в начале цикла идентификации установившегося режима (при EG16СКВ7 = 1) | IG16P <sub>сеч1</sub>          | IG16PS1_1            |   |   | A |
| 17 |          |                       |            | Переток мощности в сечении 1 в начале цикла идентификации установившегося режима (при EG16СКВ5 = 1) | IG16P <sub>сеч2</sub>          | IG16PS2_1            |   |   | A |
| 18 |          |                       |            | Переток мощности в сечении 1 в начале цикла идентификации установившегося режима (при EG16СКСВ = 1) | IG16P <sub>СВ</sub>            | IG16PSSB_1           |   |   | A |

*Контроль готовности сечений к делению (выхода на заданную мощность по сечению) S1, S2, CB*

Имя алгоритма: Контроль готовности сечений к делению

Способ выявления и измерения:

- задание продолжительного интервала времени (счётчик суммарного количества циклов общего алгоритма) для контроля готовности сечения к делению по значению отличия перетока мощности в сечении от заданного уставной, не превышающему  $\varepsilon_p$  на всём интервале измерений;
- переход к началу нового интервала выявления готовности сечения к делению при выходе текущего значения мощности за границу интервала  $\varepsilon_p$ .

Факт выявления готовности сечения к делению подтверждается выставлением значений 1 индикаторам IG17K<sub>гд1</sub>, IG17K<sub>гд2</sub>, IG17K<sub>гдсв</sub> по каждому сечению в одном цикле общего алгоритма.

Алгоритм представлен на рисунке 3.8.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.6.

Входными переменными алгоритмы являются: PB4, PB5, PB7, EG17СК<sub>гд1</sub>, EG17СК<sub>зад1</sub>, EG17СК<sub>гд2</sub>, EG17СК<sub>гдсв</sub>, EG17ССК.

К выходным переменным алгоритма относятся: IG17K<sub>гд1</sub>, IG17K<sub>зад1</sub>, IG17K<sub>гд2</sub>, IG17K<sub>гдсв</sub>.

Обозначения глобальных переменных:

внешние – EG17 + обозначение в алгоритме,

внутренние – IG17 + обозначение в алгоритме.

Примечание. Само отделение производится пусковым органом, при возникновении возмущения во внешней сети либо при установке флага «Запрет параллельной работы» оператором либо автооператором.

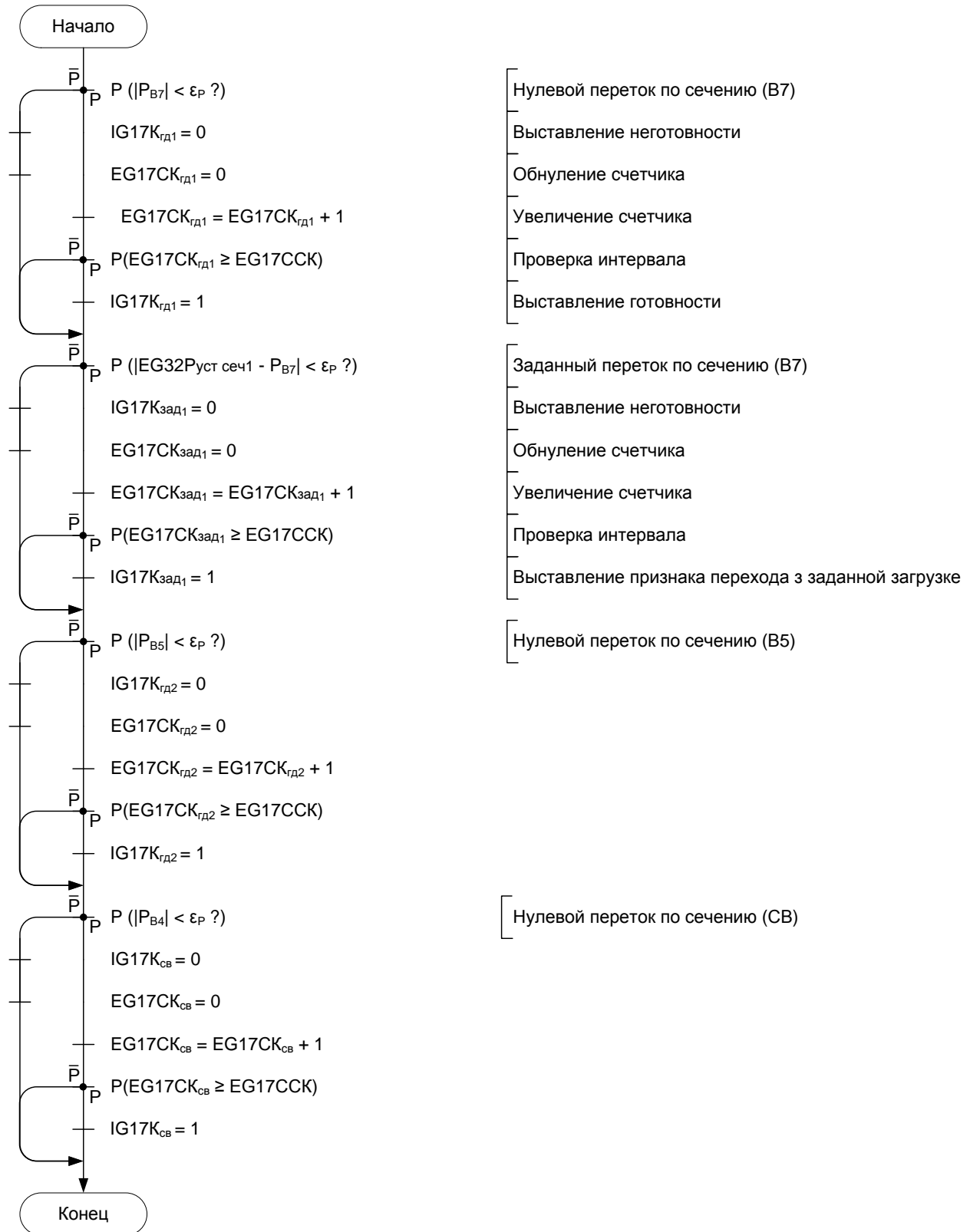


Рисунок 3.8 – Алгоритм контроля готовности сечений к делению (выхода на заданную мощность по сечению) S1, S2, CB

Таблица 3.7 – Переменные алгоритма контроля готовности сечений к делению (выхода на заданную мощность по сечению) S1, S2, СВ

| №<br>пп | Характер   |                                     | Технологическое<br>содержание  | Обозначение  |                    | Диапазо<br>н<br>значени<br>й      | Тип          |        |
|---------|--|-------------------------------------|--|--|--------------------|-----------------------------------|--------------|--------|
|         |  |                                     |  | в<br>алгоритме   | в программе        |                                   |              |        |
| 1       | Входные  | Используемые                        | Мощность в сечении В <sub>4</sub>  | P <sub>В4</sub>  | BBB04CE10<br>1XQ50 |                                   | A            |        |
| 2       |  |                                     | Мощность в сечении В <sub>5</sub>  | P <sub>В5</sub>  | AKA05CE10<br>1XQ50 |                                   | A            |        |
| 3       |  |                                     | Мощность в сечении В <sub>7</sub>  | P <sub>В7</sub>  | AKA07CE10<br>1XQ50 |                                   | A            |        |
| 4       |  |                                     | Счётчик числа измерений<br>мощности в сечении В <sub>7</sub> для<br>контроля готовности<br>сечения к делению | EG17CK <sub>гд</sub><br>1  | IG17SKB7           | 0 – 100                           | D            |        |
|         |  |                                     | Счётчик числа измерений<br>мощности в сечении В <sub>7</sub> для<br>контроля выхода на<br>заданную загрузку  | EG17CK <sub>за</sub><br>д1   | IG17SKZAD<br>1     | 0 – 100                           | D            |        |
| 5       |  |                                     | Счётчик числа измерений<br>мощности в сечении В <sub>5</sub> для<br>контроля готовности<br>сечения к делению | EG17CK <sub>гд</sub><br>2  | IG17SKB5           | 0 – 100                           | D            |        |
| 6       | Счётчик числа измерений<br>мощности в сечении В <sub>4</sub> для<br>контроля готовности<br>сечения к делению | EG17CK <sub>гд</sub><br>св          | IG17SKSB   | 0 – 100  | D                  |                                   |              |        |
| 7       | Входные  | Задаваемые оператором<br>Изменяемые | Максимально допустимый<br>переток мощности в<br>сечении при отделении  | ε <sub>Р</sub>   | IG17EPSPX<br>Q21   | 0 –<br>0.15P <sub>Г1но</sub><br>м | A            |        |
| 8       |  |                                     | Неизм.   | Число циклов измерений,<br>определяющее<br>достаточность контроля<br>готовности сечения к<br>делению - | EG17CCK<br>-       | IG17SSKXQ<br>22<br>-              | 0 – 100<br>- | D<br>- |
| 9       |  |                                     |  |  |                    |                                   |              |        |

|    |          |   |                       |                   |                   |   |
|----|----------|---|-----------------------|-------------------|-------------------|---|
| 10 | Выходные | Готовность к делению сечения 1          | IG17K <sub>гд1</sub>  | IG17KGD1X<br>A01  | 0 – нет<br>1 – да | D |
|    |          | Выход на заданную мощность по сечению 1 | IG17K <sub>зад1</sub> | IG17KZAD1<br>XA01 | 0 – нет<br>1 – да | D |
| 11 |          | Готовность к делению сечения 2          | IG17K <sub>гд2</sub>  | IG17KGD2X<br>A01  | 0 – нет<br>1 – да | D |
| 12 |          | Готовность к делению сечения СВ         | IG17K <sub>гдсв</sub> | IG17KGD5B<br>XA01 | 0 – нет<br>1 – да | D |

### 3.4 Алгоритмы локального режимного управления

*31 Регулирование мощности ведущего генератора (по заданным частоте (индивидуально и в качестве ведущего в группе) или заданной активной мощности генератора или одного из 3-х сечений)*

Имя алгоритма: APPf1

Способ регулирования:

- поддержание частоты на шинах генератора на уровне заданной уставки по принципу обратной связи;
- поддержание заданной мощности генератора (B1) или мощности заданного сечения (сечения – СВ, S1, S2 (B4, B5, B7)) по принципу обратной связи;
- закон регулирования – пропорционально-интегральный;

Все цели достигаются в пределах возможностей и ограничений. Для регулирования используется программный цикл с периодом 100мс.

Обозначения глобальных переменных:

внешние – EG32 + обозначение в алгоритме,

внутренние – IG32 + обозначение в алгоритме.

Входные переменные:

EG32f<sub>1</sub>, EG32P<sub>г1</sub>, EG32P<sub>сеч1</sub>, EG32P<sub>сеч2</sub>, EG32P<sub>св</sub>

EG32C<sub>11</sub>, EG32C<sub>21</sub>

EG32f<sub>уст1</sub>, EG32P<sub>г уст1</sub>, EG32P<sub>уст сеч1</sub>, EG32P<sub>уст сеч2</sub>, EG32P<sub>уст св</sub>

EG32k<sub>1</sub>, EG32Kпр1, EG32k<sub>2</sub>, EG32Kпр2

Выходные переменные:

$IG32U_{дв1}$

Алгоритм представлен на рисунке 3.9.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.7.

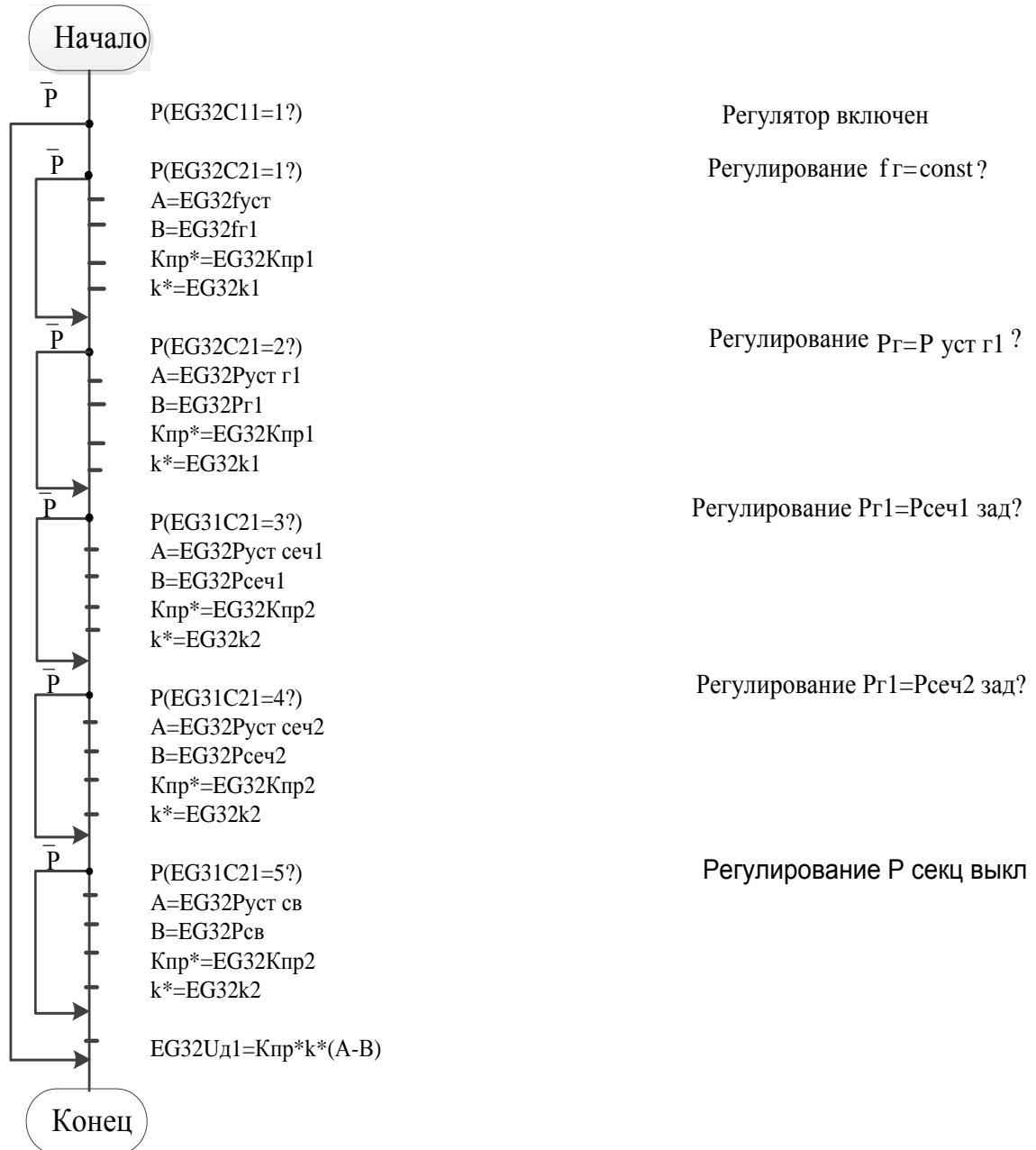


Рисунок 3.9 – Алгоритм регулирования мощности ведущего генератора (по заданным частоте (индивидуально и в качестве ведущего в группе) или заданной активной мощности генератора или одного из 3-х сечений)

Таблица 3.8 – Переменные алгоритма

| №  | Характер    |                       | Технологическое содержание           | Обозначение в алгоритме        | В БД               | Обозначение в программе | Диапазон значений  | Тип перемен  |   |
|----|-------------|-----------------------|--------------------------------------|--------------------------------|--------------------|-------------------------|--------------------|--|---|
| 1  | Входные     | Используемые          | Средняя частота ген.                 | $EG32f_1$                      | Измер              | МКА01CE501XQ01          | $(0-2)*f$          | A  |   |
| 2  |             |                       | Средняя Р генератора                 | $EG32P_{г1}(B1)$               | Измер              | МКА01CE101XQ01          | $(-1-1,2)*P_{ном}$ | A  |   |
| 3  |             |                       | Средняя Р сечения S1                 | $EG32P_{сеч1}(B7)$             | Измер              | АКА07CE101XQ01          | $(-1-1,2)*P_{ном}$ | A  |   |
| 4  |             |                       | Средняя активная мощность сечения S2 | $EG32P_{сеч2}(B5)$             | Измер              |                         | $(-1-1,2)*P_{ном}$ | A  |   |
| 5  |             |                       | Средняя активная мощность СВ         | $EG32P_{св}(B4)$               | Измер              |                         | $(-1-1,2)*P_{ном}$ | A  |   |
| 6  |             | Задаваемые оператором | Изменяемые                           | Рабочее состояние регулятора   | $EG32C_{11}$       | Зад                     | МКА01DE101XC55     | 0 – выкл<br>1 – вкл  | D |
| 7  |             |                       |                                      | Тип регулирования              | $EG32C_{21}$       | Зад                     | МКА01DE201XU55     | 1 – регул.f<br>2 – регул. P <sub>г</sub><br>3 – рег. P <sub>сеч1</sub><br>4 – рег. P <sub>сеч2</sub><br>5 – рег. P <sub>св</sub> | D |
| 8  |             |                       |                                      | Уставка по частоте             | $EG32f_{уст1}$     | Зад                     | МКА01DE301XQ55     | $(0,9-1,15)f_{ном}$  | A |
| 9  |             |                       |                                      | Уставка по мощности генератора | $EG32P_{г уст1}$   | Зад                     | МКА01DE401XQ55     | $(0,1-1,05)*P_{ном}$   | A |
| 10 |             |                       |                                      | Уставка по мощности сечения S1 | $EG32P_{уст сеч1}$ | Зад                     |                    | $(0,1-1,05)*P_{ном}$   | A |
| 11 |             |                       |                                      | Уставка по мощности сечения S2 | $EG32P_{уст сеч2}$ | Зад                     |                    | $(0,1-1,05)*P_{ном}$   | A |
| 12 |             |                       |                                      | Уставка по мощности СВ         | $EG32P_{уст св}$   | Зад                     |                    | $(0,1-1,05)*P_{ном}$   | A |
|    | Коэффициент |                       |                                      | $EG32k1$                       | Зад                | МКА01DE601XQ            | 0 – 25             | A  |   |

Продолжение таблицы 3.8

|    |   |   |   |                      |                    |                    |            |   |
|----|---|---|---|----------------------|--------------------|--------------------|------------|---|
| 13 |   |   | усиления регулятора по частоте              |                      |                    | 55                 |            |   |
| 14 |   | Неизменяемые  | Коэффициент усиления регулятора по мощности | EG32k2               | Зад                | МКА01DE701XQ<br>55 |            | A |
| 15 | Коэффициент соответствия сигнала управления по частоте  |   | EG32Kпр1                                    | Зад                  | МКА01DE801XQ<br>55 |                    | A          |   |
| 16 | Коэффициент соответствия сигнала управления по мощности |   | EG32Kпр2                                    | Зад                  | МКА01DE901XQ<br>55 |                    | A          |   |
| 17 | Выходные  |   | Выходное напряжение регулятора              | IG32U <sub>дв1</sub> | Выд                | МКА01DE001XQ<br>90 | (-5 – 5) В | A |
| 18 | Внутренние  | Универсальная уставка   | A   |                      | произвольно        |                    | A          |   |
| 19 |   | Универсальный параметр регулирования                              | B   |                      | произвольно        |                    | A          |   |
| 20 |   | Универсальные коэф. соответствия параметров и усиления регулятора | Kпр*,<br>k*                                 |                      |                    | произвольно        |            | A |

Примечание (вспомогательные обозначения):

Гном – номинальная частота, Рном – номинальная активная мощность генератора, БД – база данных, Измер – измерения, Зад – задаваемые параметры (оператором и логикой в процессе), Выд – выдаваемая величина.



*Регулирование мощности ведомого генератора (индивидуально регулирующий частоту, ведомый в группе при автономном режиме, задающий переток при параллельной работе).*

Имя алгоритма: APPf2

Способ регулирования в автономном режиме:

- Поддержание частоты на шинах генератора на уровне заданной уставки в режиме индивидуальной работы по принципу обратной связи;
- поддержание заданной мощности генератора (B2) в режиме параллельной работы по принципу обратной связи;
- поддержание заданной доли мощности от ведущего генератора группы (Г1) по принципу обратной связи;

Обозначения глобальных переменных:

внешние – EG32 + обозначение в алгоритме;

внутренние – IG32 + обозначение в алгоритме;

Входные переменные:

EG32f<sub>Г2</sub>, EG32f<sub>Г2уст</sub>, EG32P<sub>Г2</sub>, EG32P<sub>Г2уст</sub>, EG32P<sub>Г1</sub>, EG32k<sup>\*</sup>P<sub>Г1уст</sub>,  
EG32k1.2, EG32Kпр1.2, EG32k2.2, EG32Kпр2.2, EG32C<sub>12</sub>, EG32C<sub>22</sub>

Выходные переменные:

IG32U<sub>дв2</sub>

Алгоритм представлен на рисунке 3.10.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.8.

Примечание. Переключение типа регулирования регулятора генератора осуществляется автооператором с учетом класса режима состояния Minigrid.

Выбор ведущего генератора может назначаться оператором станции, либо по установленной заранее приоритетности генерирующего оборудования. При отключении ведущего генератора, автооператор самостоятельно устанавливает номер ведущего генератора.

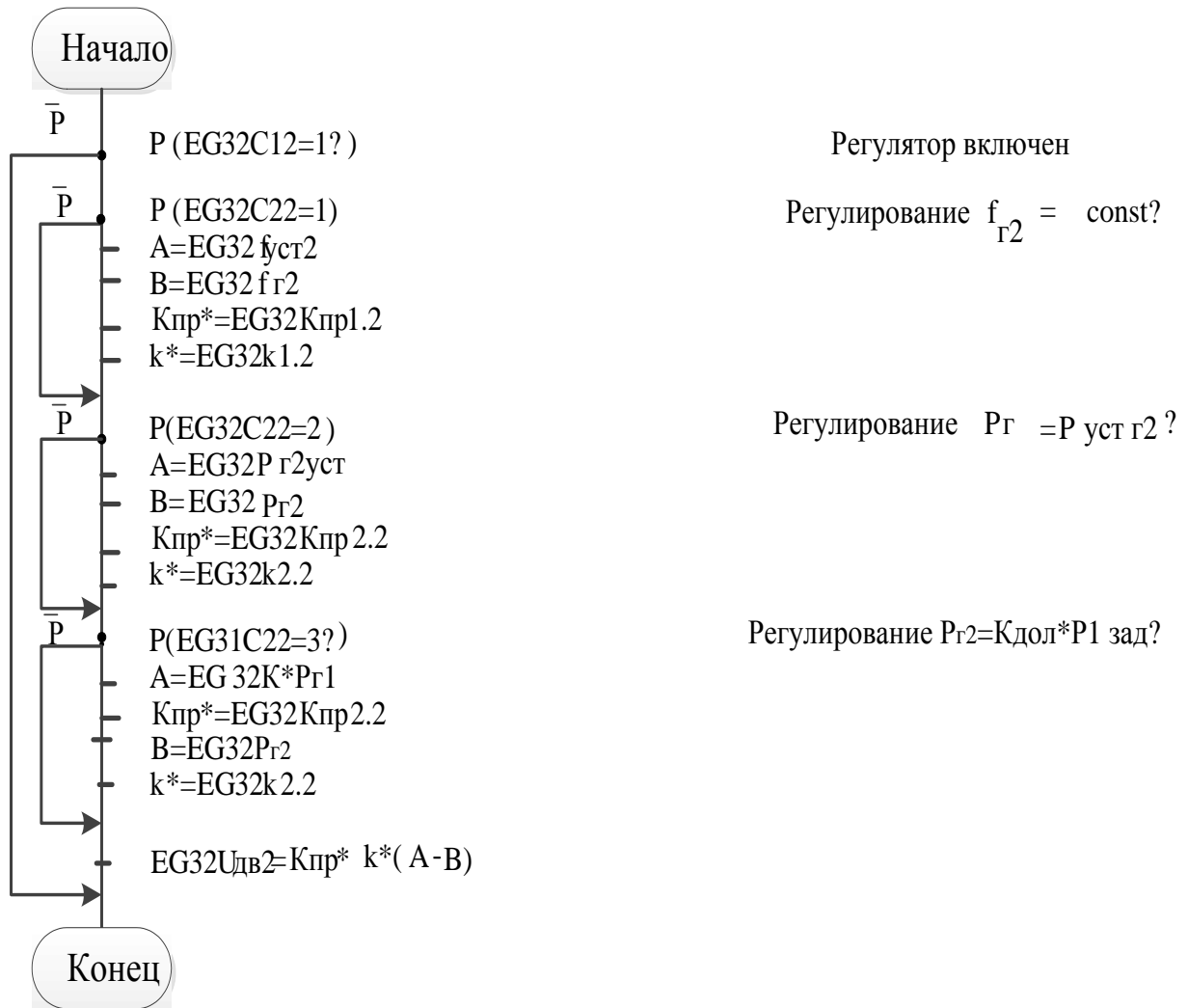


Рисунок 3.10 – регулирования мощности ведомого генератора (индивидуально регулирующий частоту, ведомый в группе при автономном режиме, задающий переток при параллельной работе)

Примечание. Возможна экспертная замена автооператором параметров задаваемых оператором

Необходима поддержка двух типов запусков регуляторов при инициализации системы, по параметрам оператора и при перезапуске системы по предшествующим значениям.

Таблица 3.9 – Переменные алгоритма

| № | Характер |                       | Технологическое содержание             | Обозначение в алгоритме               | В БД                                       | Обозначение в программе | Диапазон значений      | Тип перемен  |        |
|---|----------|-----------------------|--|---------------------------------------|--|-------------------------|------------------------|--|--------|
| 1 | Входные  | Используемые          | Средняя частота генератора             | $EG32f_{Г2}$                          | Измер                                      |                         | $(0 - 2) * f$          | A  |        |
| 2 |          |                       | Средняя активная мощность генератора 2 | $EG32P_{Г2}$                          | Измер                                      |                         | $(-1 - 1,2) * P_{ном}$ | A  |        |
| 3 |          |                       | Средняя активная мощность генератора 1 | $EG32P_{Г1}$                          | Измер                                      |                         | $(-1 - 1,2) * P_{ном}$ | A  |        |
| 4 |          | Задаваемые оператором | Изменяемые                             | Рабочее состояние регулятора          | $EG32C_{12}$                               | Зад                     | МКА02DE101XC<br>55     | 0 – выкл.<br>1 – вкл.  | D      |
| 5 |          |                       |  | Тип регулирования                     | $EG32C_{22}$                               | Зад                     | МКА02DE201XU<br>55     | 1 – регул.f<br>2 – регул. P <sub>Г</sub><br>3 – регул. к*P <sub>Г1</sub> | D      |
| 6 |          |                       |  | Уставка по частоте                    | $EG32f_{Густ}$                             | Зад                     | МКА02DE301XQ<br>55     | $(0,9 - 1,15) * f_{ном}$   | A      |
| 7 |          |                       |  | Уставка по мощности генератора        | $EG32P_{Густ}$                             | Зад                     | МКА02DE401XQ<br>55     | $(0,1 - 1,05) * P_{ном}$   | A      |
| 8 |          |                       |  | Уставка по доли мощности генератора 1 | $EG32k^{*}P_{Г1уст}$                       | Зад                     |                        |  | A      |
| 9 |          |                       |  | Неизменяемые                          | Коэффициент усиления регулятора по частоте | $EG32k_{1.2}$           | Зад                    | МКА02DE601XQ<br>55   | 0 – 25 |

Продолжение таблицы 3.9

|    |            |   |                          |     |             |            |   |
|----|------------|---|--------------------------|-----|-------------|------------|---|
| 10 | Выходные   | Выходное напряжение регулятора                                    | IG32U <sub>дв2</sub>     | Выд |             | (-5 – 5) В | А |
| 11 | Внутренние | Универсальная уставка   | А                        |     | произвольно |            | А |
| 12 |            | Универсальный параметр регулирования                              | В                        |     | произвольно |            | А |
| 13 |            | Универсальные коэф. соответствия параметров и усиления регулятора | К <sub>пр</sub> *,<br>к* |     | произвольно |            | А |

Примечание (вспомогательные обозначения):

Гном – номинальная частота, Рном – номинальная активная мощность генератора, БД – база данных, Измер – измерения, Зад – задаваемые параметры (оператором и логикой в процессе), Выд – выдаваемая величина.

*Регулирование возбуждения ведущего в группе генератора*

Имя алгоритма: APB1

Способ регулирования в автономном режиме:

- независимое индивидуальное регулирование,
- поддержание напряжения на уровне заданной уставки по напряжению генератора (B1), центра питания (B7) или заданного  $tg \varphi$  сечения S1 (B7) по принципу ОС.

Обозначения глобальных переменных:

внешние – EG31 + обозначение в алгоритме,

внутренние – IG31 + обозначение в алгоритме.

Входные переменные:

EG31U<sub>Г1</sub>, EG31U<sub>уст1</sub>, EG31U<sub>уст цп1</sub>, EG31U<sub>цп1</sub>,

EG31P<sub>г1</sub>, EG31Q<sub>г1</sub>, EG31tgφ<sub>1</sub>, EG31tgφ<sub>устг1</sub>,

EG31k<sub>1</sub>, EG31K<sub>пр1</sub>, EG31k<sub>2</sub>, EG31K<sub>пр2</sub>, EG31C<sub>11</sub>, EG31C<sub>21</sub>

Выходные переменные:

IG31U<sub>возб1</sub>

Алгоритм представлен на рисунке 3.11.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.9.

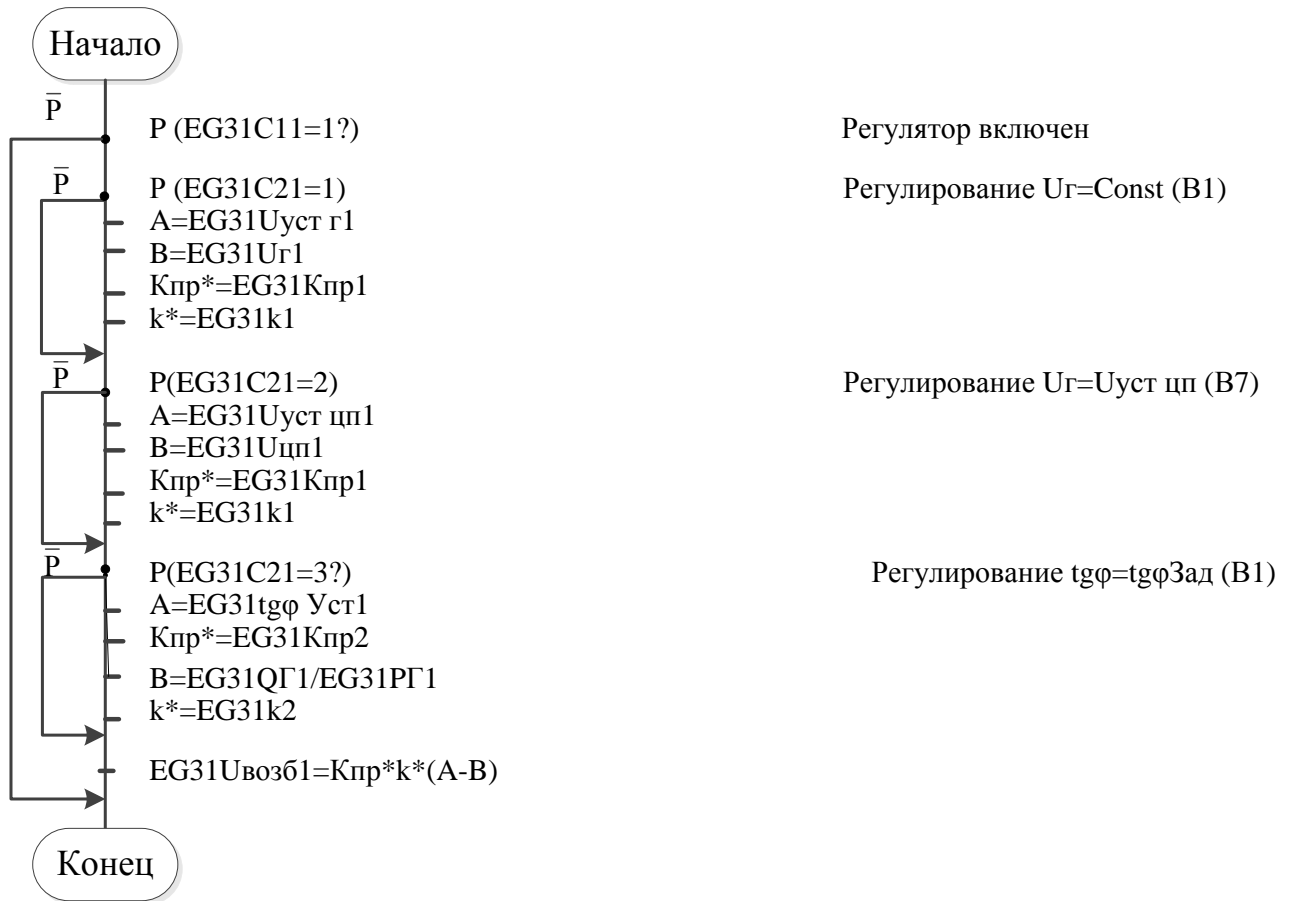


Рисунок 3.11 – Регулирование возбуждения ведущего генератора (индивидуальное, ведущего в группе)

Примечания. Следует учесть, что часть задаваемых оператором параметров меняется автооператором при изменении режимов станции.

Необходимо также поддерживать два начальных запуска регулятора:

Таблица 3.10 – Переменные алгоритма

| № | Характер              |              | Технологическое содержание                                       | Обозначение в алгоритме | В БД  | Обозначение в программе | Диапазон значений   | Тип перемен |
|---|-----------------------|--------------|--|-------------------------|-------|-------------------------|---|-------------|
| 1 | Входные               | Используемые | Средне интервальное значение напряжения генератора               | EG31U <sub>Г1</sub>     | Измер | МКА01CE601XQ01          | (0 – 2)U <sub>Н</sub>   | А           |
| 2 |                       |              | Напряжение удаленного регулирования                              | EG31U <sub>цп1</sub>    | Измер | АКА07CE601XQ01          | (0,9 – 1,15)U <sub>Н</sub>  | А           |
| 3 |                       |              | Средне интервальная активная мощность генератора (или сечения)   | EG31P <sub>Г1</sub>     | Измер | МКА01CE101XQ01          | (-1 – 1,2)P <sub>ном</sub>  | А           |
| 4 |                       |              | Средне интервальная реактивная мощность генератора (или сечения) | EG31Q <sub>Г1</sub>     | Измер | МКА01CE201XQ01          | (-1 – 1,2)P <sub>ном</sub>  | А           |
| 5 | Задаваемые оператором | Изменяемые   | Рабочее состояние регулятора                                     | EG31C <sub>11</sub>     | Зад   | МКС01DE101XC55          | 0 – выкл.<br>1 – вкл.   | Д           |
| 6 |                       |              | Тип регулирования  | EG31C <sub>21</sub>     | Зад   | МКС01DE101XU55          | 1 – регул. U <sub>Г</sub><br>2 – регул. U <sub>цп</sub><br>3 – регул. tgφ | Д           |
| 7 |                       |              | Уставка по напряжению  | EG31U <sub>устГ1</sub>  | Зад   | МКС01DE201XQ55          | (0,9-1,15)U <sub>Н</sub>  | А           |
| 8 |                       |              | Уставка по напряжению удаленного регулирования                   | EG31U <sub>устцп1</sub> | Зад   | МКС01DE301XQ55          | (0,9-1,15)U <sub>Н</sub>  | А           |

|    |              |  |                        |     |                |                                   |   |
|----|--------------|--|------------------------|-----|----------------|-----------------------------------|---|
| 1  | Неизменяемые | усиления регулятора по $tg\varphi$                                   |                        |     | 55             |                                   |   |
| 12 |              | Коэффициент соответствия сигнала управления по напряжению генератора | EG31Kпр1               | Зад | МКС01DE701XQ55 |                                   | А |
| 13 |              | Коэффициент соответствия сигнала управления по $tg\varphi$ ген.      | EG31Kпр2               | Зад | МКС01DE801XQ55 |                                   | А |
| 1  | Выходные     | Выходное напряжение регулятора                                       | IG31U <sub>возб1</sub> | Выд | МКА01DE002XQ90 | -5-5В                             | А |
| 1  | Внутренние   | Универсальная уставка  | А                      |     | произвольно    | EG31Uг1,<br>EG31Uцп1,<br>EG31tgφ1 | А |
| 2  |              | Универсальный параметр регулирования                                 | В                      |     | произвольно    | EG31Uг1,<br>EG31Uцп1,<br>EG31tgφ1 | А |
| 3  |              | Универсальные коэф. соответствия параметров и усиления регулятора    | Kпр*,<br>k*            |     |                | произвольно                       |   |

Примечание (вспомогательные обозначения):

$f_{ном}$  – номинальная частота,  $P_{ном}$  – номинальная активная мощность генератора, БД – база данных, Измер – измерения, Зад – задаваемые параметры (оператором и логикой в процессе), Выд – выдаваемая величина.

*Регулирование возбуждения ведомого генератора с долевым участием в группе*

Имя алгоритма: АРВ2

Способ регулирования в автономном режиме:

- индивидуальное регулирование напряжения генератора без группы с поддержанием напряжения на уровне заданной уставки по напряжению,

- долевое участие в мощности 1-го генератора при работе в группе по принципу обратной связи.

Все цели достигаются в пределах возможностей и ограничений.

Для регулирования используются средние за заданный интервал значения (0,1 – 1 с) входных параметров.

Обозначения глобальных переменных:

внешние – EG31 + обозначение в алгоритме,

внутренние – IG31 + обозначение в алгоритме.

Алгоритм представлен на рисунке 3.12.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.10.

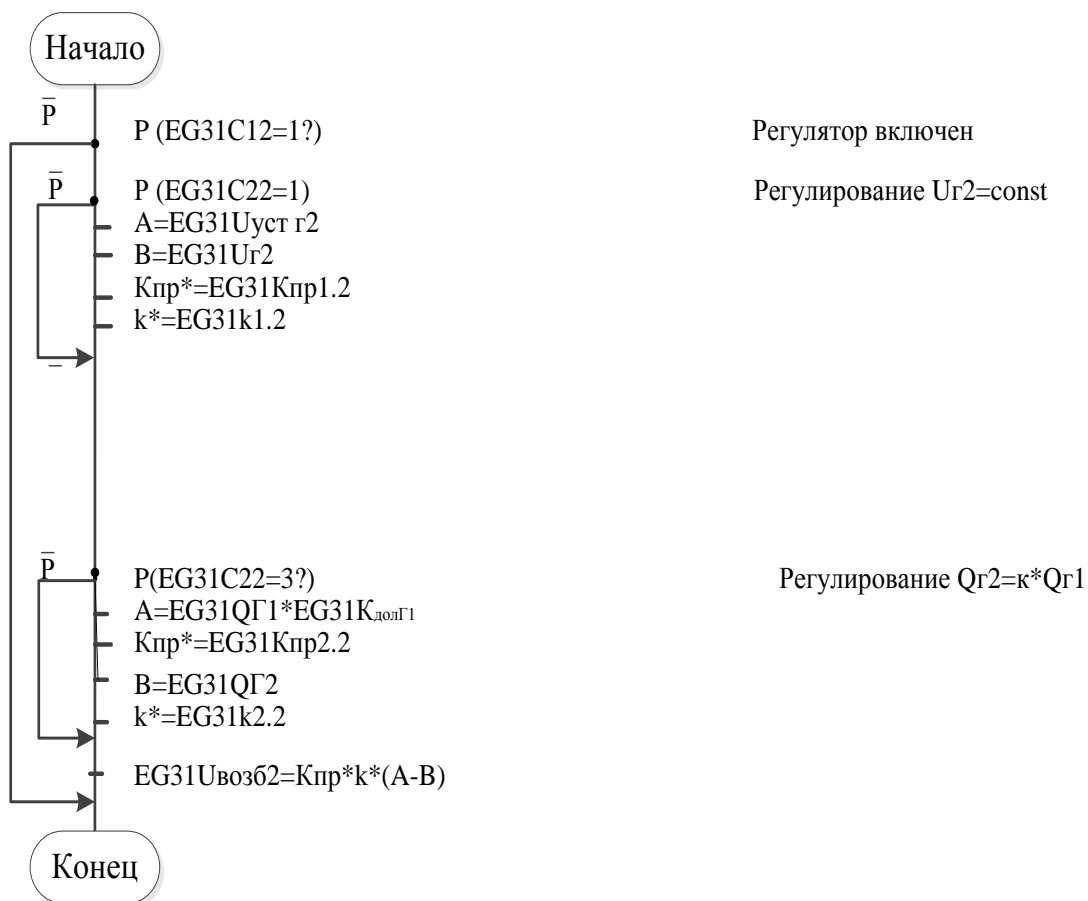


Рисунок 3.12 – Алгоритм регулирования возбуждения ведомого генератора (индивидуальное без группы, с долевым участием в группе)

Примечания. Возможна экспертная замена автооператором параметров задаваемых оператором



Необходима поддержка двух типов запусков регуляторов при инициализации системы, по параметрам оператора и при перезапуске системы по предшествующим значениям

Таблица 3.11 – Переменные алгоритма

| № | Характер                       |                 | Технологическое содержание                           | Обозначение в алгоритме | В БД                         | Обозначение в программе | Диапазон значений                                      | Тип перемен        |
|---|--------------------------------|-----------------|--|-------------------------|------------------------------|-------------------------|--|--------------------|
| 1 | Входные                        | Используемые    | Средне интервальное напряжения генератора            | $EG31U_{г2}$            | Измер                        |                         | $(0-2)U_{н}$   | A                  |
| 3 |                                |                 | Средне интервальная реактивная мощность генератора 1 | $EG31Q_{г1}$            | Измер                        |                         | $(-1-1,2)P_{ном}$                                      | A                  |
| 4 |                                |                 | Средне интервальная реактивная мощность генератора 2 | $EG31Q_{г2}$            | Измер                        |                         | $(-1-1,2)P_{ном}$                                      | A                  |
| 5 |                                |                 | Задаваемые оператором                                | Изменяемые              | Рабочее состояние регулятора | $EG31C_{12}$            | Зад  | МКС02DE101XC<br>55 |
| 6 | Тип регулирования              | $EG31C_{22}$    |  |                         | Зад                          | МКС02DE101XU<br>55      | 1 – регул. U <sub>г</sub><br>2 – регул. долев. участия | D                  |
| 7 | Уставка по напряжению          | $EG31U_{устг2}$ |  |                         | Зад                          | МКС02DE201XQ<br>55      | $(0,9-1,15)U_{н}$                                      | A                  |
| 9 | Уставка коэф. долевого участия | $EG31K_{долг1}$ |  |                         | Зад                          |                         | 0 – 1  | A                  |

|    |            |  |                   |   |                        |     |                |                                   |   |
|----|------------|--|-------------------|---|------------------------|-----|----------------|-----------------------------------|---|
|    |            |  |                   |   |                        |     |                |                                   |   |
| 2  |            |  | 1<br>Неизменяемые | соответствия сигнала управления по напряжению генератора          | 2                      |     | 55             |                                   |   |
| 13 |            |  |                   | Коэффициент соответствия сигнала управления по дол. участию       | EG31Kпр2.2             | Зад | МКC02DE801XQ55 |                                   | A |
| 1  | Выходные   |  |                   | Выходное напряжение регулятора                                    | IG31U <sub>во3б2</sub> | Выд | МКА01DE002XQ90 | (-5 – 5) В                        | A |
| 1  | Внутренние |  |                   | Универсальная уставка   | A                      |     | произвольно    | EG31Uг1,<br>EG31Uцп1,<br>EG31tgφ1 | A |
| 2  |            |  |                   | Универсальный параметр регулирования                              | B                      |     | произвольно    | EG31Uг1,<br>EG31Uцп1,<br>EG31tgφ1 | A |
| 3  |            |  |                   | Универсальные коэф. соответствия параметров и усиления регулятора | Kпр*,<br>k*            |     |                | произвольно                       |   |

Примечание (вспомогательные обозначения):

Fnom – номинальная частота, Pном – номинальная активная мощность генератора, БД – база данных, Измер – измерения, Зад – задаваемые параметры (оператором и логикой в процессе), Выд – выдаваемая величина.

### 3.5 Системные алгоритмы режимного управления

*Включение генераторов с синхронизацией*

Имя алгоритма: СИНХР

Способ включения – активная синхронизация генератора (одиночного или группы) с центрами питания по векторным измерениям напряжения при работающих регуляторах возбуждения и скорости:

- включение генераторов на параллельную работу между собой или с центрами питания осуществляется при одновременной подаче команд на включение всех выключателей в цепи связи синхронизируемых объектов,
- при синхронизации группы генераторов с центрами питания управление процессом осуществляется одним (ведущим генератором), остальные переводятся в пассивный режим (регуляторы возбуждения и скорости отключаются на время синхронизации)

Все цели достигаются в пределах возможностей и ограничений.

Для регулирования используются средние за заданный интервал значения (0,1 – 1 с) входных параметров (модули напряжений генераторов и центров питания, частоты генераторов и центров питания, взаимные углы векторов напряжений генераторов и центров питания (с монотонным изменением в диапазоне  $\pm 180^\circ$ )).

Примечание: Следует учесть, что часть задаваемых оператором параметров (уставки по напряжению и частоте ведущего генератора) меняются в процессе синхронизации.

Обозначения глобальных переменных:

внешние – EG38 + обозначение в алгоритме,

внутренние – IG38 + обозначение в алгоритме.

Входные переменные:

EG38CC, EG38U<sub>Г1</sub>, EG38U<sub>Г2</sub>, EG38U<sub>Г3</sub>, EG38U<sub>шбм</sub>,

EG38f<sub>Г1</sub>, EG38f<sub>Г2</sub>, EG38f<sub>Г3</sub>, EG38f<sub>шбм</sub>,

EG38d<sub>12</sub>, EG38d<sub>21</sub>, EG38d<sub>13</sub>, EG38d<sub>17</sub>,

EG38E<sub>U</sub>, EG38E<sub>f</sub>, EG38E<sub>d</sub>,

EG38U<sub>Г1уст</sub>, EG38U<sub>Г2уст</sub>, EG38f<sub>Г1уст</sub>, EG38f<sub>Г2уст</sub>, EG38U<sub>прев</sub>, EG38df<sub>прев</sub>,

Выходные переменные:

IG38B1<sub>вкл</sub>, IG38B2<sub>вкл</sub>, IG38B3<sub>вкл</sub>, IG38B4<sub>вкл</sub>, IG38B5<sub>вкл</sub>, IG38B7<sub>вкл</sub>

Значения команд синхронизации:

EG38CC = 12 – синхронизация Г1 с Г2

EG38CC = 21 – синхронизация Г2 с Г1

EG38CC = 134 – синхронизация Г1 с Г3

EG38CC = 157 – синхронизация Г1 с ШБМ или РП

Матрица синхронизации для электростанции MiniGrid физической модели MiniGrid НГТУ с тремя энергоблоками показана в таблице 3.11.

Таблица 3.12 – Матрица синхронизации

| Активные объекты | Пассивные в процессе объекты |               |                   |                   |                   |   | Примечание |
|------------------|------------------------------|---------------|-------------------|-------------------|-------------------|---|------------|
|                  | Г1                           | Г2            | Г3                | ШБМ               | РП                |   |            |
| Г1               |                              | <b>B2, B1</b> | B1, <b>B3, B4</b> | B1, B5, <b>B7</b> | B1, B5, <b>B7</b> |   |            |
| Г2               | B1, B2                       |               | x                 | x                 | x                 |   |            |
| Г3               | x                            | x             |                   | x                 | x                 | Неуправляемый по мощности (только ручное) |            |

Примечание. Жирным выделены номера выключателей, напряжения которых используются в качестве напряжений пассивных центров питания при синхронизации.

Алгоритм представлен на рисунках 3.13-3.16. Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.11.

Таблица 3.13 – Переменные процедуры (алгоритма)

| № | Характер                | Технологическое содержание | Обозначение в алгоритме | В БД  | Обозначение в программе | Диапазон значений | Тип перемен |
|---|-------------------------|----------------------------|-------------------------|-------|-------------------------|-------------------|-------------|
| 1 | Входные<br>Используемые | Напряжение генератора 1    | EG38U <sub>Г1</sub>     | Измер | МКА01CE601XQ01          |                   | А           |
| 2 |                         | Напряжение генератора 2    | EG38U <sub>Г2</sub>     | Измер | МКА02CE601XQ01          |                   | А           |
| 3 |                         | Напряжение генератора 3    | EG38U <sub>Г3</sub>     | Измер | МКА03CE601XQ01          |                   | А           |
| 4 |                         | Напряжение ШБМ             | EG38U <sub>шбм</sub>    | Измер |                         |                   | А           |

|    |                       |                       |  |                        |                |                |                 |   |
|----|-----------------------|-----------------------|--|------------------------|----------------|----------------|-----------------|---|
| 5  | Задаваемые оператором | Изменяемые            | Частота генератора 1                     | EG38f <sub>Г1</sub>    | Измер          | МКА01CE501XQ01 |                 | A |
| 6  |                       |                       | Частота генератора 2                     | EG38f <sub>Г2</sub>    | Измер          | МКА02CE501XQ01 |                 | A |
| 7  |                       |                       | Частота генератора 3                     | EG38f <sub>Г3</sub>    | Измер          | МКА03CE501XQ01 |                 | A |
| 8  |                       |                       | Частота ШБМ                              | EG38f <sub>шбм</sub>   | Измер          |                |                 | A |
| 9  |                       |                       | Взаимный угол Г1 относ Г2                | EG38d <sub>12</sub>    | Измер          | МКА01CE302XQ01 |                 | A |
| 10 |                       |                       | Взаимный угол Г1 относ Г2                | EG38d <sub>21</sub>    | Измер          | МКА02CE302XQ01 |                 | A |
| 11 |                       |                       | Взаимный угол Г1 относ Г3                | EG38d <sub>13</sub>    | Измер          | МКА01CE303XQ01 |                 | A |
| 12 |                       |                       | Взаимный угол Г1 относит ШБМ             | EG38d <sub>17</sub>    | Измер          |                |                 | A |
| 13 |                       |                       | Флаг синхронизации                       | EG38CC                 | Зад            |                | 0,12,21,134,157 | D |
| 14 |                       |                       | Уставка Г1 по напряжению                 | EG38U <sub>Г1уст</sub> | Зад            | МКС01DE201XQ55 |                 | A |
| 15 |                       |                       | Уставка Г2 по напряжению                 | EG38U <sub>Г2уст</sub> | Зад            | МКС02DE201XQ55 |                 | A |
| 16 |                       |                       | Уставка Г1 по частоте                    | EG38f <sub>Г1уст</sub> | Зад            | МКА01DE301XQ55 |                 | A |
| 17 |                       | Уставка Г2 по частоте | EG38f <sub>Г2уст</sub>                   | Зад                    | МКА02DE301XQ55 |                | A               |   |
| 18 |                       | Неизменяемые          | Допустимое рассогласование по напряжению | EG38E <sub>U</sub>     | Зад            |                | 0,2             | A |
| 19 |                       |                       | Допустимое рассогласование по частоте    | EG38E <sub>f</sub>     | Зад            |                | 0.2             | A |

|    |          |  |  |                        |     |                |     |   |
|----|----------|--|--|------------------------|-----|----------------|-----|---|
| 20 |          |  | Допустимое рассогласование по углу                           | EG38E <sub>d</sub>     | Зад |                | 3   | A |
| 21 |          |  | Дополнительная вторичная корректировка уставки по напряжению | EG38U <sub>прев</sub>  | Зад |                | 0,1 | A |
| 22 |          |  | Дополнительная вторичная корректировка уставки по частоте    | EG38df <sub>прев</sub> | Зад |                | 0,1 | A |
| 1  | Выходные |  | Команда включения В1   | IG38B1 <sub>вкл</sub>  | Выд | МКА01GS001YB01 | 1   | D |
| 2  |          |  | Команда включения В2   | IG38B2 <sub>вкл</sub>  | Выд | МКА02GS001YB01 | 1   | D |
| 3  |          |  | Команда включения В3   | IG38B3 <sub>вкл</sub>  | Выд | МКА03GS001YB01 | 1   | D |
| 4  |          |  | Команда включения В4   | IG38B4 <sub>вкл</sub>  | Выд | BBB04GS001YB01 | 1   | D |
| 5  |          |  | Команда включения В5   | IG38B5 <sub>вкл</sub>  | Выд | АКА05GS001YB01 | 1   | D |
| 7  |          |  | Команда включения В7   | IG38B7 <sub>вкл</sub>  | Выд | АКА07GS001YB01 | 1   | D |

Примечание (вспомогательные обозначения):

ƒ<sub>ном</sub> – номинальная частота, Р<sub>ном</sub> – номинальная активная мощность генератора, БД – база данных, Измер – измерения, Зад – задаваемые параметры (оператором и логикой в процессе), Выд – выдаваемая величина.

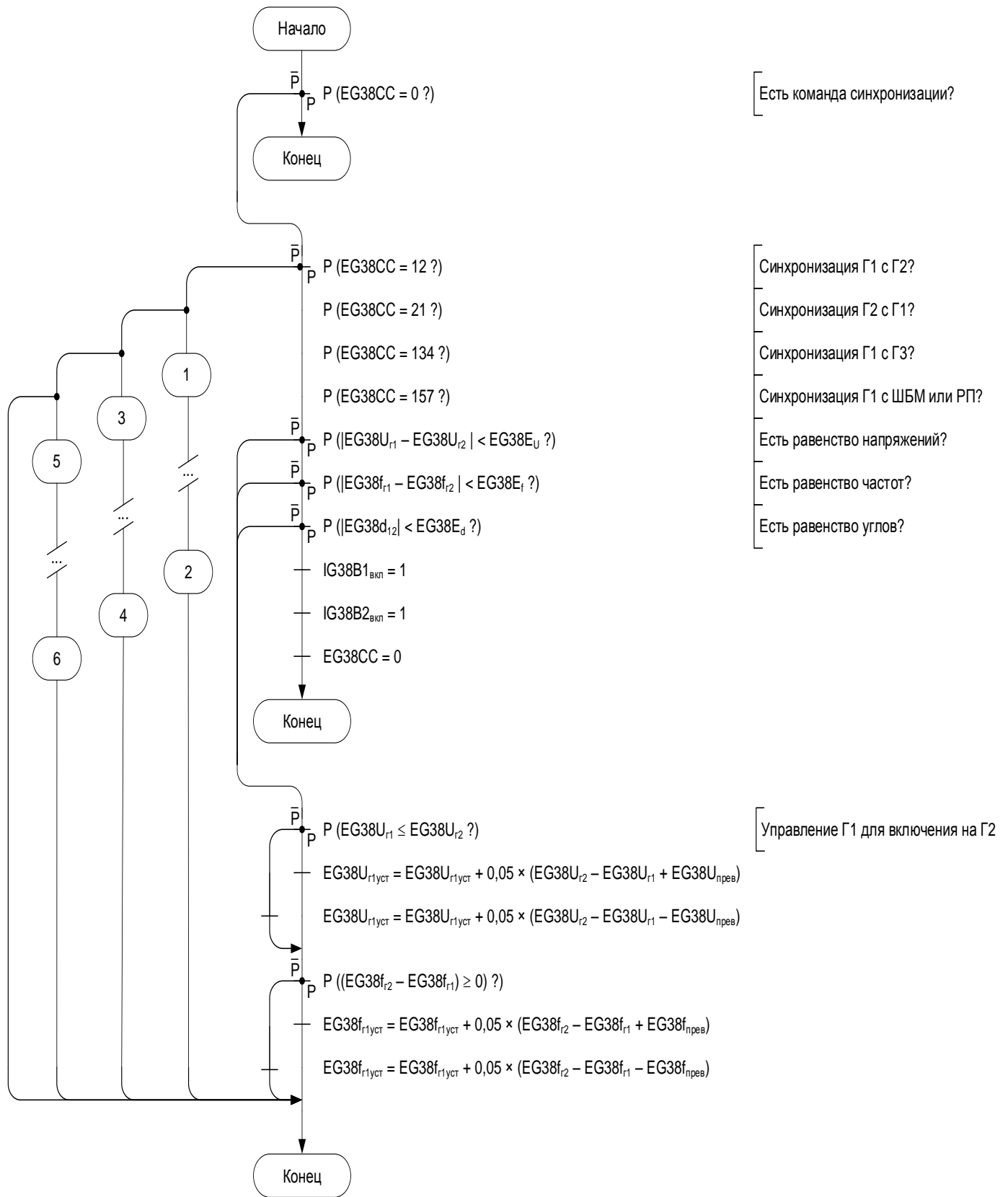


Рисунок 3.13 – Алгоритм включения генераторов с синхронизацией (начало)

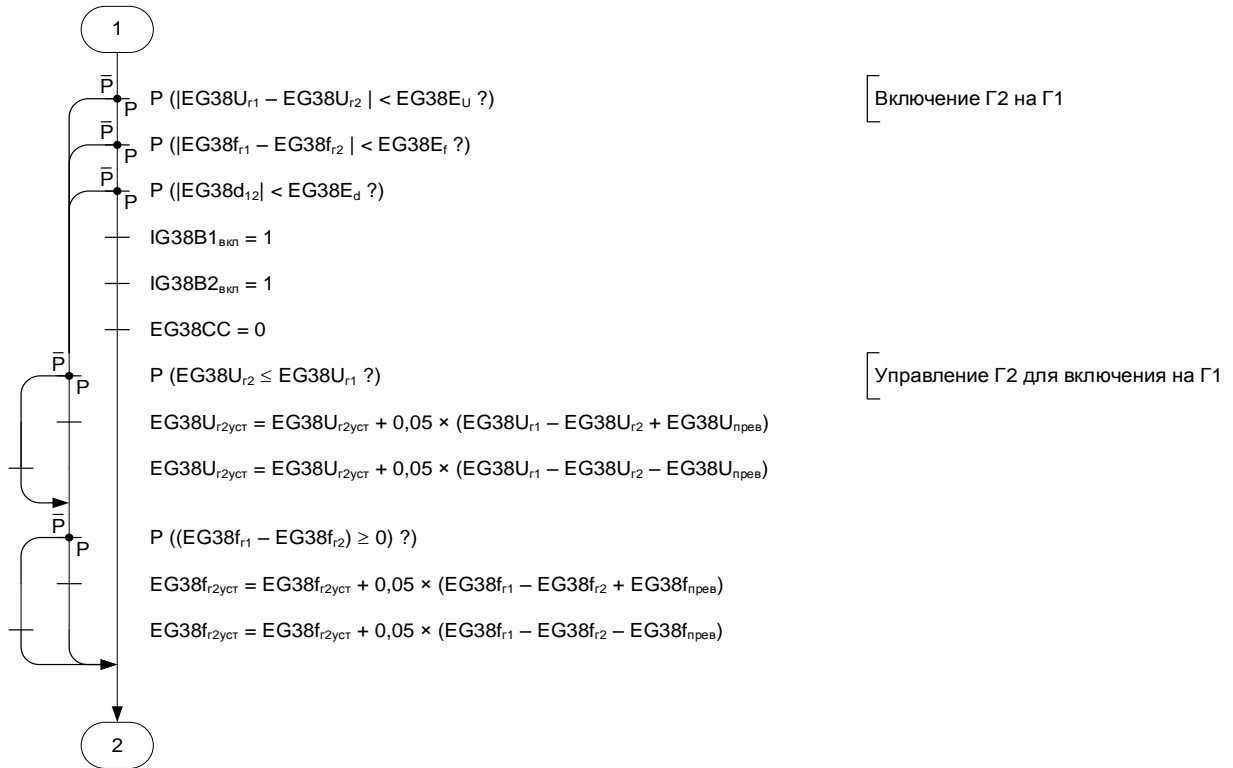


Рисунок 3.14 – Алгоритм включения генераторов с синхронизацией  
(продолжение)

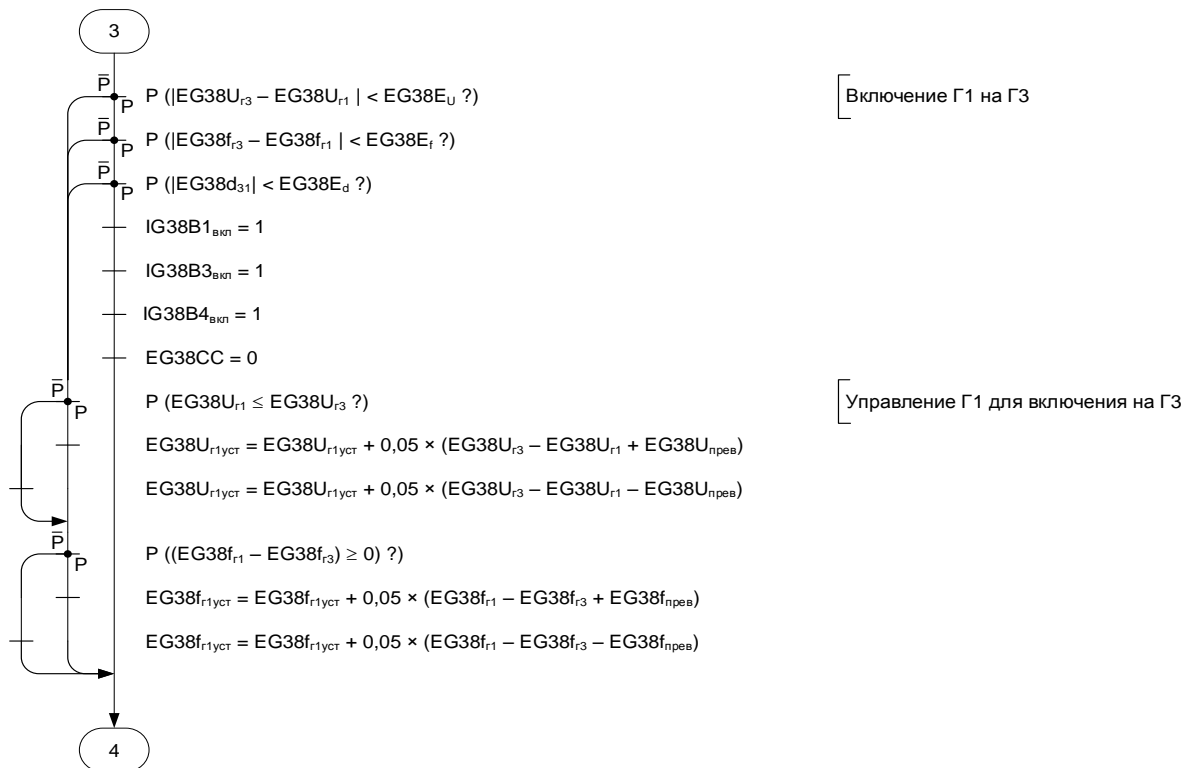


Рисунок 3.15 – Алгоритм включения генераторов с синхронизацией  
(продолжение)



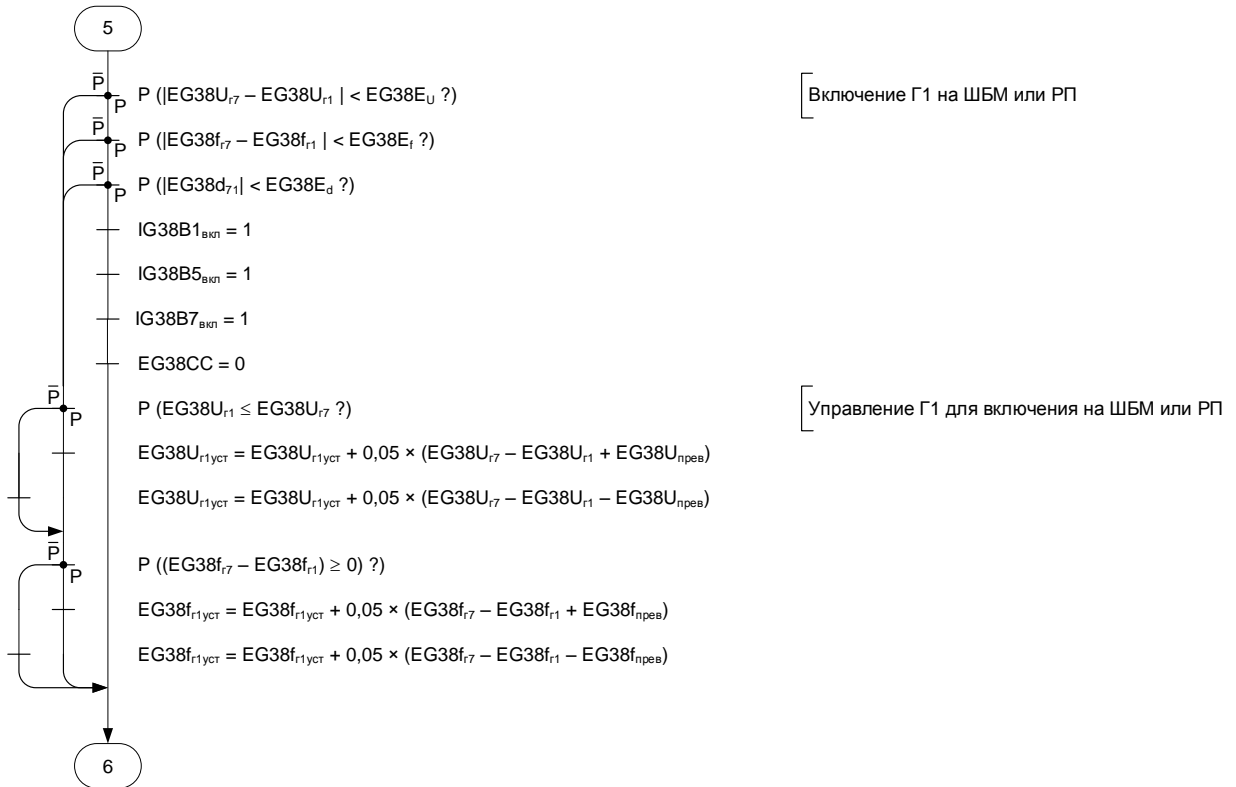


Рисунок 3.16 – Алгоритм включения генераторов с синхронизацией  
(завершение)

### 3.6 Алгоритмы автооперирования

*Выбор сечения подстанции А для его балансирования*

Условия выбора:

Параллельная работа подстанции А с сетью разрешена:

- Если располагаемой мощности недостаточно для балансирования по сечению 1 (В7)

$$P_{расп} < 1.1 \cdot P_{нагр(s1)},$$

то выбирается сечение 2

(В5),

$$\text{где } P_{расп} = P_{Г1ном} + P_{Г2ном}, P_{нагр}(s1) = P_{Г1} + P_{Г2} - P_{s1};$$

- Если располагаемой мощности достаточно для балансирования по сечению 1 (В7)

$$P_{Г1ном} > 1.1 \cdot P_{нагр}(s1),$$

то выбирается сечение 1 (В7)

с режимом выдачи мощности генератором 2;

- Если располагаемой мощности достаточно для балансирования по сечению 1 (B7)

$$P_{расп} > 1.1 \cdot P_{нагрs1},$$

но

$$P_{Г1ном} < 1.1 \cdot P_{нагр(s1)},$$

то выбирается сечение 1 (B7)

с режимом нулевого перетока (без выдачи мощности в сеть).

Выбор подтверждается выставлением индикаторов:

- IG50Ks1.0 (сечение 1 с нулевым перетоком),
- IG50Ks1.1 (выдача мощности в сеть),
- IG50Ks2 (сечение 2).

Для выбора используются текущие значения перетока мощности по сечению 1 (B7).

Обозначения глобальных переменных:

внешние – EG50 + обозначение в алгоритме,

внутренние – IG50 + обозначение в алгоритме.

Имя алгоритма: Выбор сечения

Входные переменные:

$$P_{Г1ном}, P_{Г2ном}$$

$$P_{Г1}, P_{Г2}, P_{B7}$$

Выходные переменные:

$$IG50Ks1.0, IG50Ks1.1, IG50Ks2, IG50K_{CB}$$

Алгоритм представлен на рисунке 3.17.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 2.16.

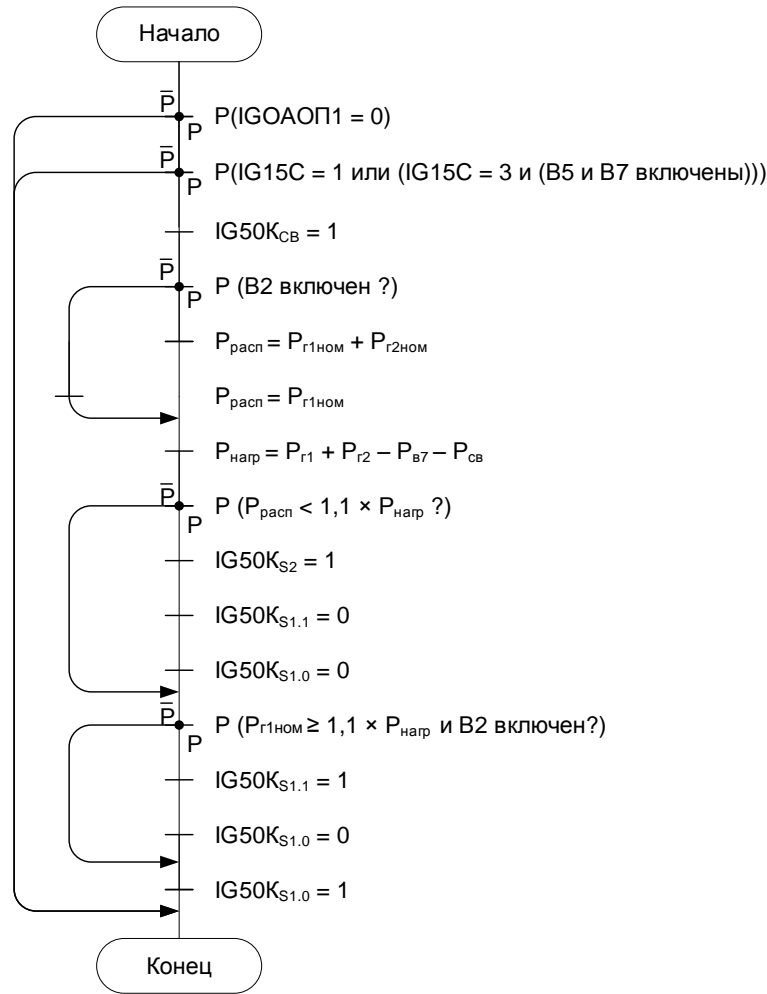


Рисунок 3.17 – Алгоритм выбора сечения подстанции А для его балансирования

Таблица 3.14 – Переменные процедуры (алгоритма)

| № пп | Характер |              | Технологическое содержание     | Обозначение |                | Диапазон значений | Тип |
|------|----------|--------------|--------------------------------|-------------|----------------|-------------------|-----|
|      |          |              |                                | в алгоритме | в программе    |                   |     |
| 1    | 2        | 3            | 4                              | 5           | 6              | 7                 | 8   |
| 1    | Входные  | Используемые | Мощность генератора $\Gamma_1$ | $P_{Г1}$    | МКА01СЕ101ХQ50 |                   | А   |
| 2    |          |              | Мощность генератора $\Gamma_2$ | $P_{Г2}$    | МКА02СЕ101ХQ50 |                   | А   |
| 3    |          |              | Мощность в сечении $B_7$       | $P_{B7}$    | АКА07СЕ101ХQ50 |                   | А   |

|   |          |                       |  |   |                     |            |                   |   |
|---|----------|-----------------------|--|---|---------------------|------------|-------------------|---|
| 1 | Входные  | Задаваемые оператором | Изменяемые                                 | -   | -                   | -          | -                 |   |
| 2 |          |                       | Неизменяемые                               | Номинальная мощность генератора $\Gamma_1$    | $P_{\Gamma_{1ном}}$ | PG1NOMXQ21 |                   | A |
| 3 |          |                       | Номинальная мощность генератора $\Gamma_2$ | $P_{\Gamma_{2ном}}$                           | PG2NOMXQ21          |            | A                 |   |
| 1 | Выходные |                       |  | Индикатор нулевого перетока в сечении 1       | IG50Ks1.0           | IG50KS1_0  | 0 – нет<br>1 – да | D |
| 2 |          |                       |  | Индикатор выдачи мощности в сеть по сечению 1 | IG50Ks1.1           | IG50KS1_1  | 0 – нет<br>1 – да | D |
| 3 |          |                       |  | Индикатор нулевого перетока в сечении 2       | IG50Ks2             | IG50KS2    | 0 – нет<br>1 – да | D |
| 4 |          |                       |  | Индикатор нулевого перетока в сечении В4      | IG50K <sub>CB</sub> | IG50KSB    | 0 – нет<br>1 – да | D |

*Изменение состава и режима включенных генераторов полустанции*

Имя алгоритма: Состав генераторов А

Способ управления:

- проверка соответствия располагаемой генерирующей мощности и ее использования с подключением к ведущему генератору ( $\Gamma_1$ ) ведомого ( $\Gamma_2$ ) или его отключением,
- подключение осуществляется с синхронизацией и переводом в режим долевого участия,
- отключение сопровождается выставлением нулевых уставок регуляторов мощности и возбуждения.

Для регулирования используются установившиеся (на интервале от 5 до 10 с) значения мощностей нагрузки и перетока по сечению 1 (В7).

Алгоритм представлен на рисунке 3.18.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.13.

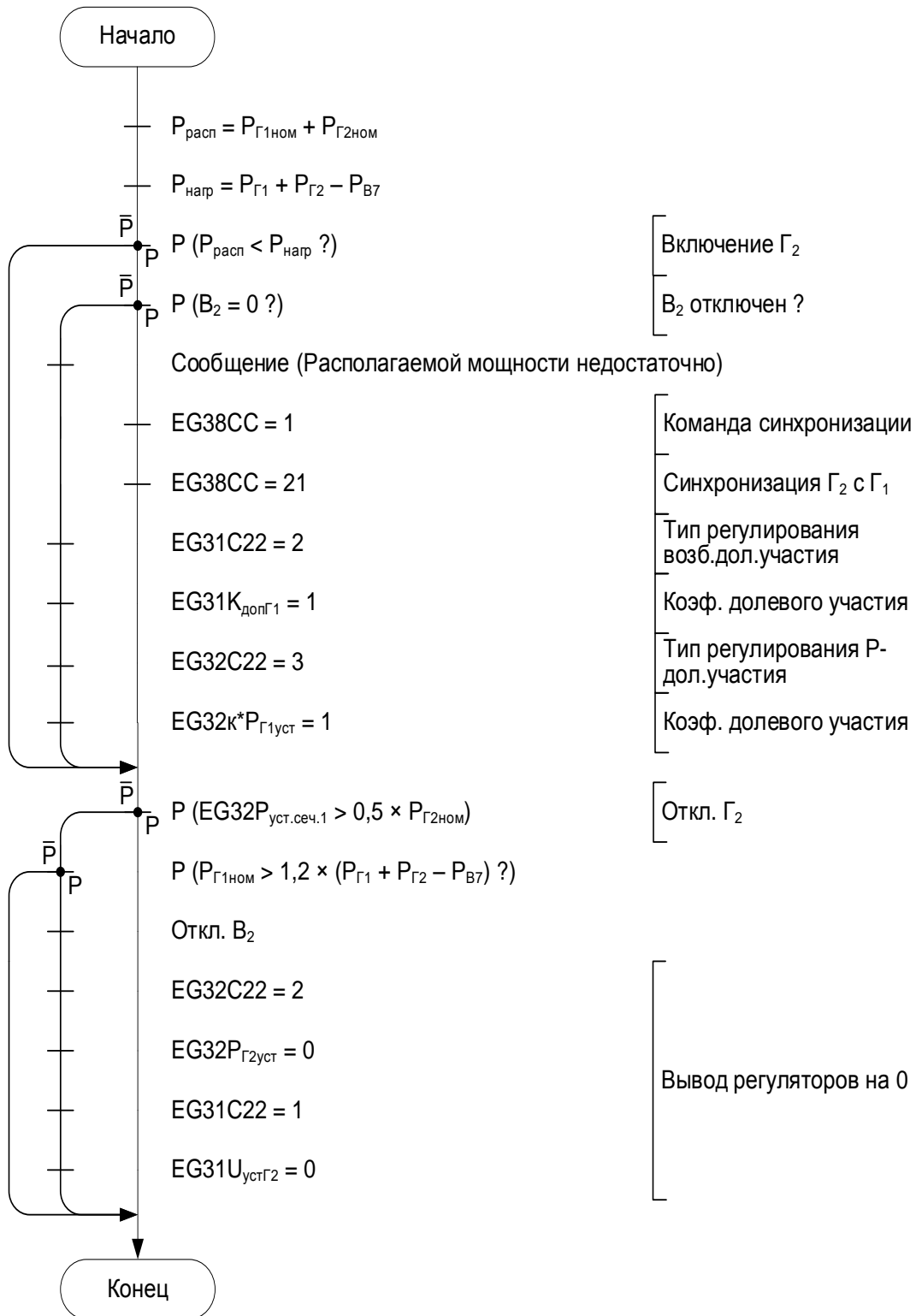


Рисунок 3.18 – Алгоритм изменения состава и режима включенных генераторов полустанции

Таблица 3.15 – Переменные алгоритма

| №<br>пп | Характер |                       | Технологи-<br>ческое<br>содержание | Обозначение                           |                               |                    | Диапазон<br>значений  | Тип   |                             |
|---------|----------|-----------------------|------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|--------------------|-----------------------|---|-----------------------------|
|         |          |                       |                                    | в алгоритме                           | в БД                          | в<br>программе     |                       |   |                             |
| 1       | 2        | 3                     | 4                                  | 5                                     | 6                             | 7                  | 8                     | 9   |                             |
| 1       | Входные  | Используемые          | Положение выключателя $B_2$        | $B_2$                                 |                               | МКА02GS<br>001XB02 | 0 – выкл.<br>1 – вкл. | D   |                             |
| 2       |          |                       | Мощность генератора $\Gamma_1$     | $P_{\Gamma 1}$                        |                               | МКА01CE<br>101XQ01 |                       | A   |                             |
| 3       |          |                       | Мощность генератора $\Gamma_2$     | $P_{\Gamma 2}$                        |                               | МКА02CE<br>101XQ01 |                       | A   |                             |
| 4       |          |                       | Мощность в сечении $B_7$           | $P_{B7}$                              |                               | АКА07CE<br>101XQ01 |                       | A   |                             |
| 5       |          | Задаваемые оператором | Изменяемые                         | Флаг синхронизации                    | EG38CC                        | Зад                |                       | 0, 12, 21, 134,<br>157  | D                           |
| 6       |          |                       |                                    | Тип регулирования                     | EG31C22                       | Зад                |                       | 1 – регул. $U_{\Gamma}$<br>2 – регул.<br>долев.<br>участия                      | D                           |
| 7       |          |                       |                                    | Уставка коэф. долевого участия        | EG31K <sub>допГ1</sub>        | Зад                |                       | (0 – 1)   | A                           |
| 8       |          |                       |                                    | Уставка по напряжению                 | EG31U <sub>устГ2</sub>        | Зад                |                       | (0,9 – 1,15) ·<br>$U_{ном}$   | A                           |
| 9       |          |                       |                                    | Тип регулирования                     | EG32C22                       | Зад                |                       | 1 – регул. f<br>2 – регул. $P_{\Gamma}$<br>3 – регул.<br>$k \cdot P_{\Gamma 1}$ | D                           |
| 10      |          |                       |                                    | Уставка по доли мощности генератора 1 | EG32k $\cdot P_{\Gamma 1уст}$ | Зад                |                       |   | A                           |
| 11      |          |                       |                                    | Уставка по мощности генератора        | EG32P $\Gamma_{2уст}$         |                    |                       |   | (0,1 – 1,05) ·<br>$P_{ном}$ |

|    |            |  |            |   |  |                         |   |
|----|------------|--|------------|---|--|-------------------------|---|
| 12 | Внутренние | Располагаемая мощность генераторов полустанции А | $P_{расп}$ | - |  | $P_{Г1ном} + P_{Г2ном}$ | А |
| 13 |            | Мощность нагрузки полустанции А                  | $P_{нагр}$ | - |  | (0 – 5) кВт             | А |

*Перевод параллельно работающей с внешней сетью станции в автономный режим*

Алгоритм осуществляет переход из режима параллельной работы в автономный. Если предшествующий режим был выдача мощности в сеть, то ведущим генератором производится разгрузка сечения по активной мощности до 0 (с допустимой точностью). Выполнение каждого действия контролируется по смене состояния объекта, в конце выставляется флаг «Изолированная работа». Регуляторы возбуждения и скорости генераторов перенастраиваются под каждое действие автооператора, в конце приводятся в соответствие режиму изолированной работы.

Обозначения глобальных переменных:

Внешние – EG32 + обозначение в алгоритме,

EG31+ обозначение в алгоритме.

Внутренние – IGO + обозначение в алгоритме,

IG17 + обозначение в алгоритме,

IG50 + обозначение в алгоритме.

Алгоритм представлен на рисунке 3.19.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.14.

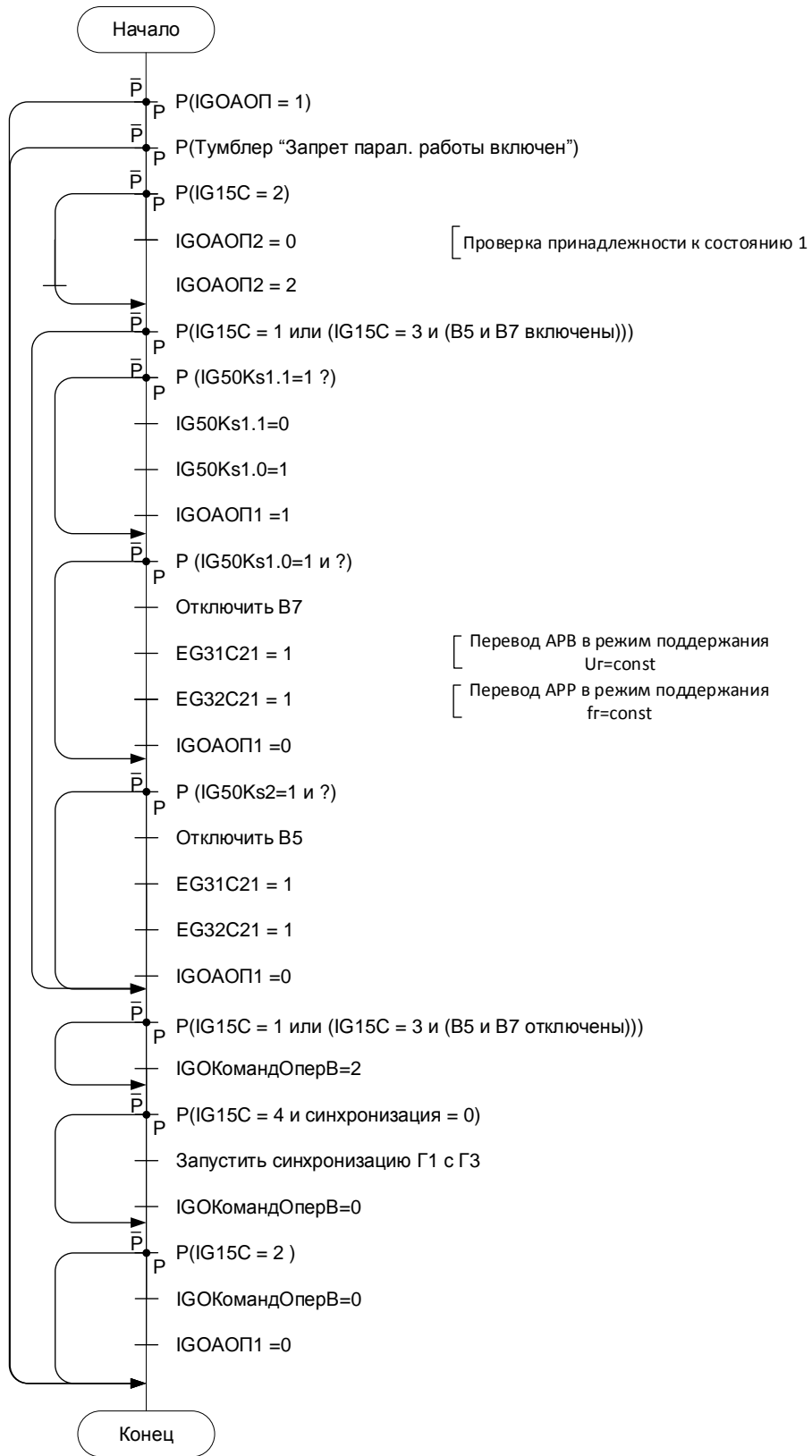


Рисунок 3.19 – Алгоритм изменения состава и режима включенных генераторов полустанции



Таблица 3.16 – Переменные алгоритма

| №<br>пп | Характер |                       | Технологиче<br>ское<br>содержание                           | Обозначение                                 |                                   | Диапазон значений  | Тип  |   |
|---------|----------|-----------------------|---|---|-----------------------------------|--|--|---|
|         |          |                       |   | в алгоритме                                 | в программе                       |  |  |   |
| 1       | 2        | 3                     | 4   | 5   | 6                                 | 7  | 8  |   |
| 1       | Входные  | Используемые          | Флаги<br>готовности<br>сечений к<br>делению<br>(B7, B5, CB) | IG17Kгд1<br>IG17Kгд2<br>IG17KгдCB           |                                   | 0 – неготово<br>1 – готово   | D  |   |
| 2       |          |                       | Индикатор<br>класса<br>состояния                            | IG15C                                       | IG15CCXQ31                        | 0 – не идентифицирован<br>(1 – 4) – классы в кадре<br>автооп.                          | D  |   |
| 3       |          |                       | Флаг<br>возможности<br>балансирова<br>ния                   | IG50Ks1.0<br>IG50Ks1.1<br>IG50Ks2           | IG50KS1_0<br>IG50KS1_1<br>IG50KS2 | 0 – невозможно<br>1 – режим с выдачей на<br>B7<br>2 – баланс по B7<br>3 – баланс по B5 | D  |   |
| 4       |          | Задаваемые оператором | Изменяемые  | Тип<br>регулирован<br>ия                    | EG31C21                           | МКC01DE101X<br>U55   | 1 – регул. Uг<br>2 – регул. Uцп(B5)<br>3 – регул. tgφ(B7)            | D |
| 5       |          |                       |   | Уставка по<br>частоте                       | EG32fr уст1                       |  | (0,9-1,15)fном   | D |
| 6       |          |                       |   | Тип<br>регулирован<br>ия                    | EG32C21                           | МКА01DE101<br>XU55   | 1 – регул.f<br>2 – регул. Pг<br>3 – регул. Pсеч1<br>4 – регул. Pсеч2 | D |
| 7       |          |                       | Уставка по<br>напряжению                                    | EG31Uуст1                                   |                                   | (0,9-1,15)Uн   | D  |   |
| 8       |          |                       | Неизменяемые  | Уставка по<br>мощности<br>сечения<br>S1(B7) | EG32Pуст<br>сеч1                  |  | (0,1-1,05)*Pном  | A |
| 9       |          |                       |   | Уставка по<br>мощности<br>сечения<br>S2(B5) | EG32Pуст<br>сеч2                  |  | (0,1-1,05)*Pном  | A |

|    |            |  |                     |          |   |   |
|----|------------|--|---------------------|----------|---|---|
| 10 | Выходные   | Флаг<br>Состояния<br>автооперато<br>ра   | IGOAOP              | IGOAOP   | 0 – отключен<br>1 – в работе  | D |
| 11 |            | Флаг<br>Активности<br>автооперато<br>ра  | IGOAOP1             | IGOAOP1  | 0 – действий нет<br>1 – действие на<br>отделение В7<br>2 – действие на<br>отделение по В5<br>3 – действие на<br>отделение по СВ<br>4 – действие по<br>синхронизации ПС и<br>нормализации режима | D |
| 12 |            | Указатель<br>цели<br>действий            | IGOAOP2             | IGOAOP2  | 0 – цели нет<br>1 – переход к парал.<br>работе<br>2 – переход к<br>автономной работе  | D |
| 13 |            | Команды<br>оператору<br>полустанции<br>В | IG0Команды<br>ОперВ | IGOCMDOB | 0 – нет<br>1 – Перейти к парал.<br>работе<br>2 – Перейти в автоном  | A |
| 14 | Внутренние | Запоминание<br>текущего<br>состояния     | СС1зап              |          |   |   |

*Перевод автономно работающей станции в режим параллельной работы с внешней сетью*

Алгоритм осуществляет переход из режима автономной работы в режим параллельной работы с внешней электрической сетью. Производится деление MiniGrid на две полустанции, синхронизация с приемной системой. Выполнение каждого действия контролируется по смене состояния объекта, в конце выставляется флаг «Параллельная работа». Регуляторы возбуждения и скорости генераторов перенастраиваются под каждое действие автооператора, в конце приводятся в соответствие режиму параллельной работы.

Обозначения глобальных переменных:

внешние – EG32 + обозначение в алгоритме,

EG31 + обозначение в алгоритме.

внутренние – IGO + обозначение в алгоритме,

IG17 + обозначение в алгоритме,

IG50 + обозначение в алгоритме.

Алгоритм представлен на рисунке 3.20.

Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.15.

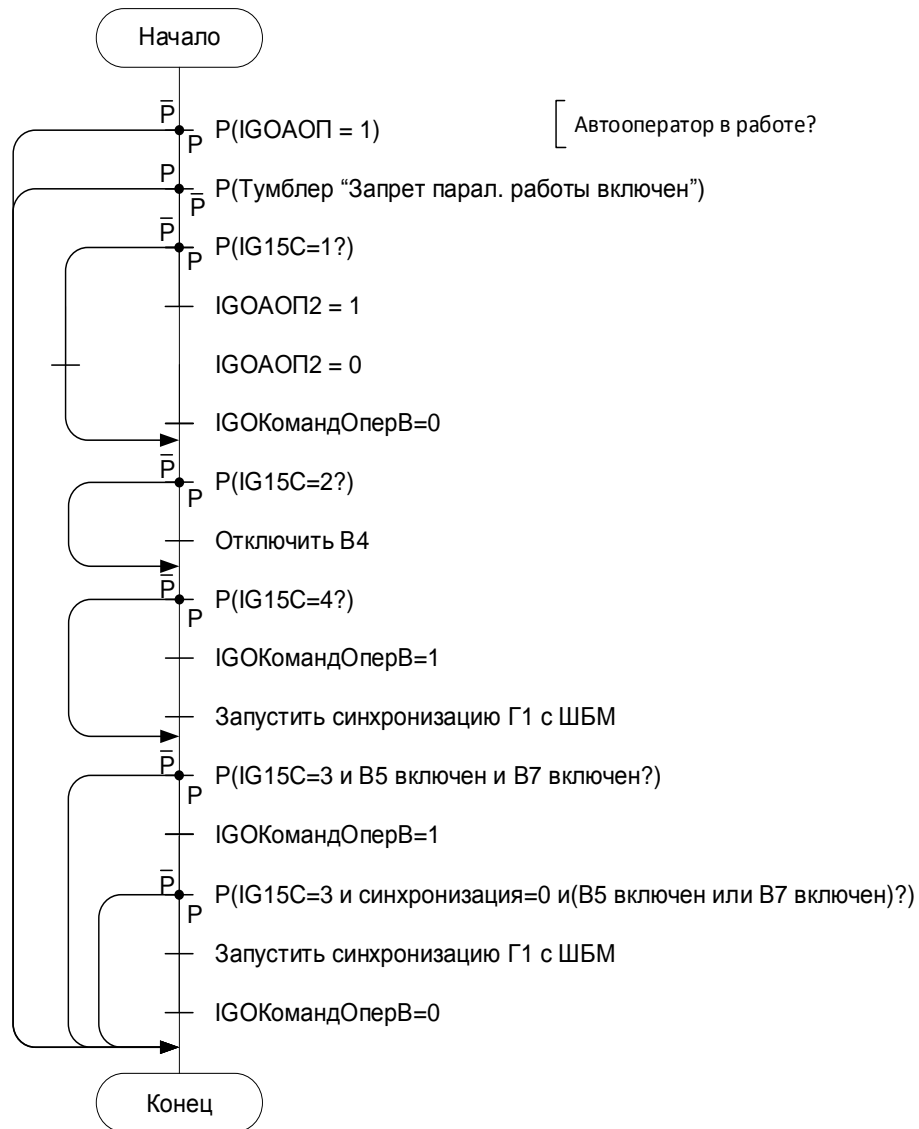


Рисунок 3.20 – Алгоритм перевода автономно работающей станции в режим параллельной работы с внешней сетью

Таблица 3.17 – Переменные алгоритма

| №<br>пп | Характер |                       | Технологическое<br>содержание                   | Обозначение                        |                                   | Диапазон значений   | Тип   |   |
|---------|----------|-----------------------|---|------------------------------------|-----------------------------------|---|---|---|
|         |          |                       |   | в алгоритме                        | в программе                       |   |   |   |
| 1       | 2        | 3                     | 4   | 5                                  | 6                                 | 7   | 8   |   |
| 1       | Входные  | Используемые          | Флаги готовности сечений к делению (B7, B5, CB) | IG17Kгд1<br>IG17Kгд2<br>IG17KгдCB  |                                   | 0 – не готово<br>1 – готово   | D   |   |
| 2       |          |                       | Индикатор класса состояния                      | IG15C                              | IG15CCXQ31                        | 0 – не идентифицирован<br>(1 – 4) – классы в кадре автооп.                          | D   |   |
| 3       |          |                       | Флаг возможности балансирования                 | IG50Ks1.0<br>IG50Ks1.1<br>IG50Ks2  | IG50KS1_0<br>IG50KS1_1<br>IG50KS2 | 0 – невозможно<br>1 – режим с выдачей на B7<br>2 – баланс по B7<br>3 – баланс по B5 | D   |   |
| 4       |          | Задаваемые оператором | Изменяемые                                      | Тип регулирования                  | EG31C21                           | МКC01DE101X<br>U55  | 1 – регул. Uг<br>2 – регул. Uцп(B5)<br>3 – регул. tgφ(B7)             | D |
| 5       |          |                       |   | Уставка по частоте                 | EG32fg уст1                       |   | (0,9-1,15)fном  | D |
| 6       |          |                       |   | Тип регулирования                  | EG32C21                           | МКА01DE101<br>XU55  | 1 – регул. f<br>2 – регул. Pг<br>3 – регул. Pсеч1<br>4 – регул. Pсеч2 | D |
| 7       |          |                       | Уставка по напряжению                           | EG31Uуст1                          |                                   | (0,9-1,15)Uн  | D   |   |
| 8       |          |                       | Неизменяемые                                    | Уставка по мощности сечения S1(B7) | EG32Pуст<br>сеч1                  |   | (0,1-1,05)*Pном   | A |
| 9       |          |                       |   | Уставка по мощности сечения S2(B5) | EG32Pуст<br>сеч2                  |   | (0,1-1,05)*Pном   | A |

|    |            |                                 |                  |          |  |   |
|----|------------|---------------------------------|------------------|----------|--|---|
| 10 |            | Активности автооператора        |                  |          | 1 – действие на отделение В7<br>2 – действие на отделение по В5<br>3 – действие на отделение по СВ<br>4 – действие по синхронизации ПС и нормализации режима |   |
| 11 |            | Указатель цели действий         | IG0АОП2          | IG0АОП2  | 0 – цели нет<br>1 – переход к парал. работе<br>2 – переход к автономной работе   | D |
| 12 |            | Команды оператору полустанции В | IG0Команды ОперВ | IG0СМДОВ | 0 – нет<br>1 – Перейти к парал. работе<br>2 – Перейти в автоном  | A |
| 13 | Внутренние | Запоминание текущего состояния  | СС1зап           |          |  |   |

### Выводы по главе 3

1. Предложенная структура алгоритмов обладает достаточной универсальностью для использования при разработке программного обеспечения системной автоматики различных MiniGrid.

2. Разработанный комплекс алгоритмов и программного обеспечения на его основе, их реализация для физических объектов доказали возможность осуществления полностью автоматического управления мини энергосистемами (MiniGrid) за счет реализации автооперирования и системного управления.

## ГЛАВА 4 ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ И ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМНОЙ АВТОМАТИКИ MINIGRID

### 4.1 Общее описание автоматики

Автоматика предназначена для осуществления полностью автоматического управления режимами энергосистем малой мощности с синхронной генерацией (MiniGrid) по активной и реактивной мощности в нормальных и аварийных условиях с выбором состава работающего оборудования и вариантов работы – островном или параллельном с внешней электрической сетью.

Общий вид опытного образца автоматики показан на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Общий вид автоматики

Структурная схема аппаратных средств применительно к MiniGrid жилмассива «Березовое», подключенной к внешней электрической сети через промежуточный РП внутренней сети (ПТК 1 расположен на ТЭЦ, а ПТК2 на удаленном РП) представлена на рисунке 4.2.

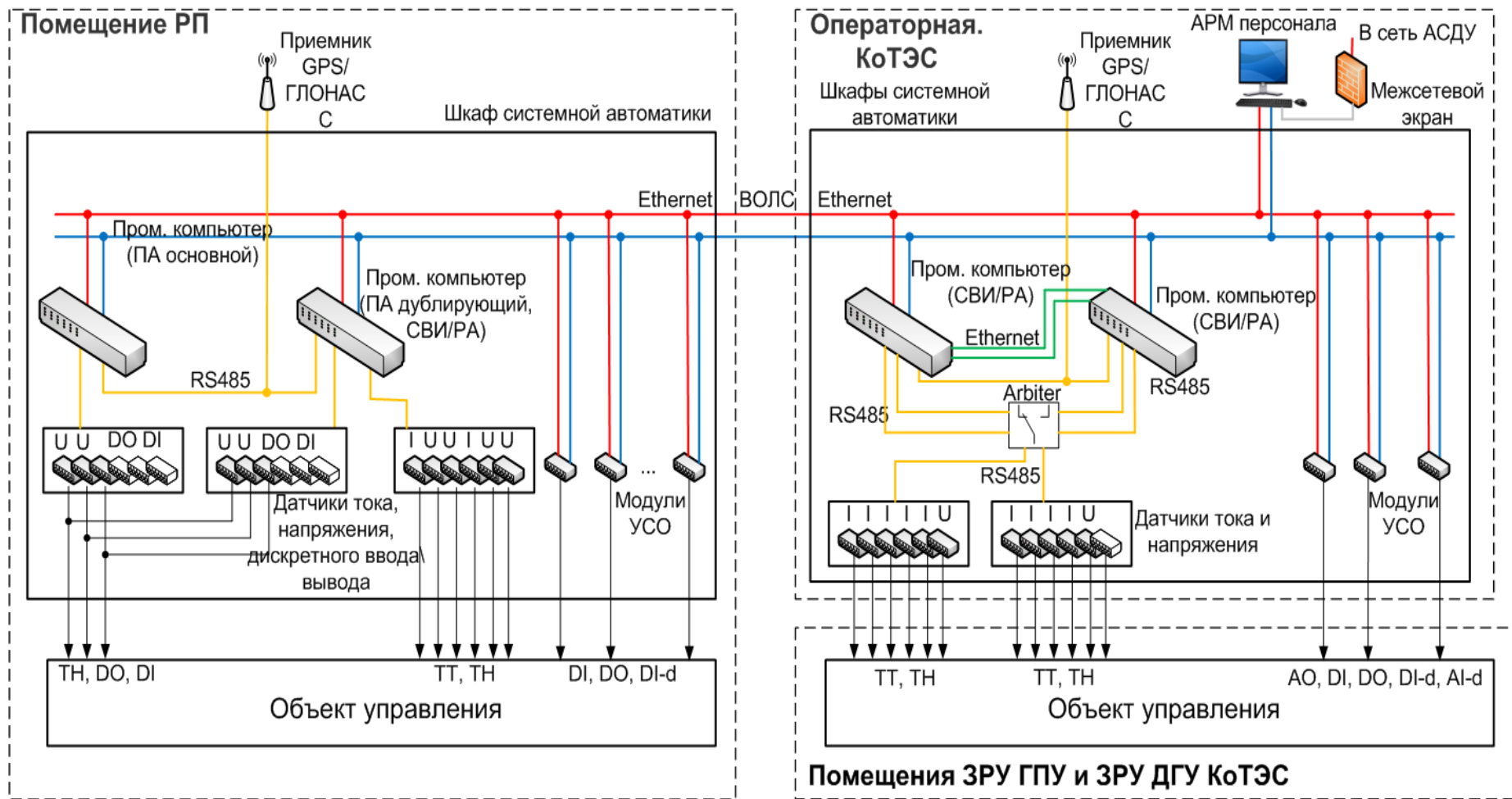


Рисунок 4.2 – Структурная схема автоматики

Функциональная модель автоматики в стандарте SADT [25] представлена на рисунке 4.3.

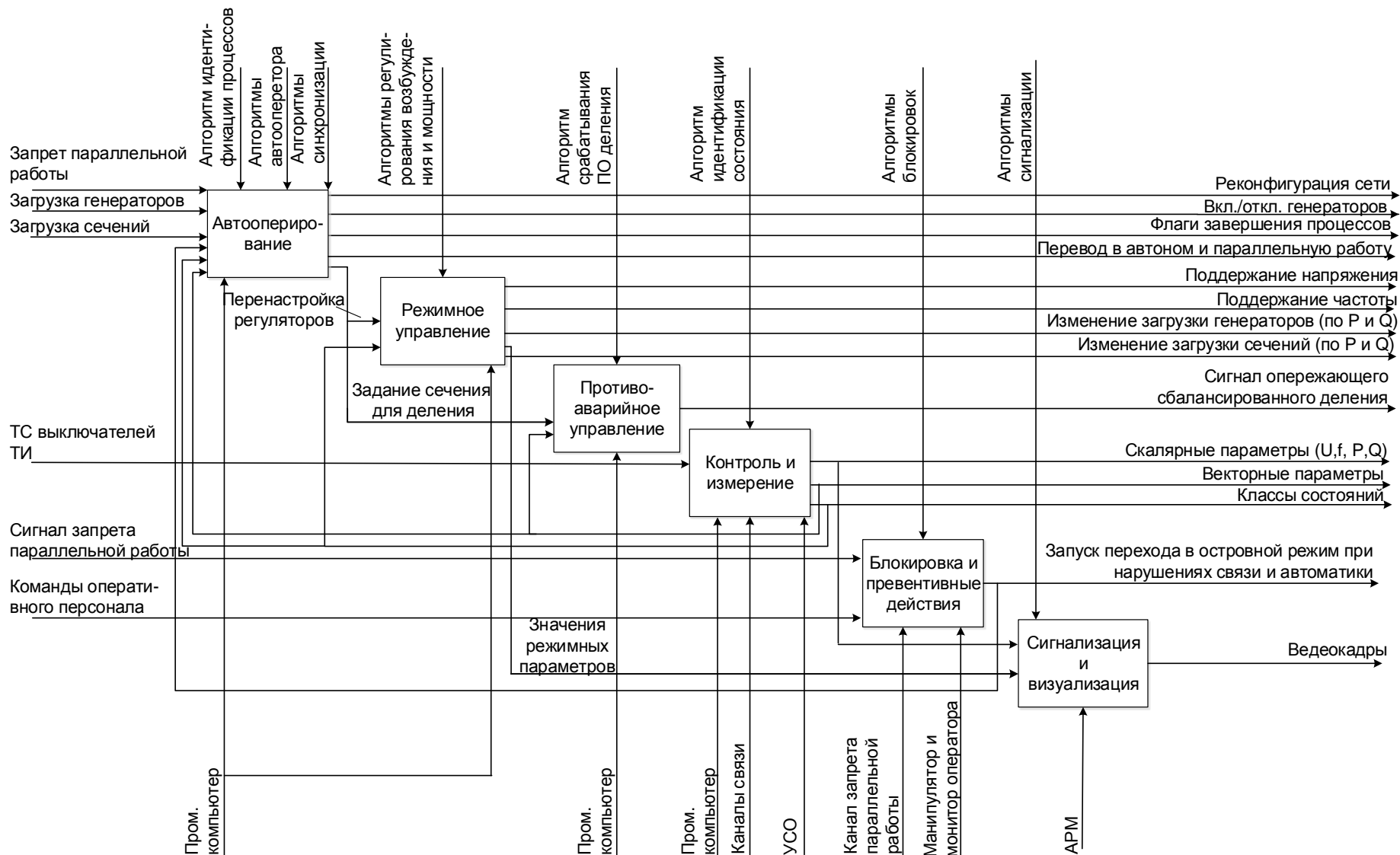


Рисунок 4.3 – Функциональная модель ПТК (в стандарте SADT)



## **4.2 Аннотированное описание функций системной автоматики с учетом ее взаимодействия с имеющейся на станции блочной автоматикой Terberg**

### **4.2.1 Оперирование**

*Ввод в работу/вывод энергоблоков (ГПУ).*

Для ввода в работу ПТК дает команду контроллеру энергоблока Terberg (логический сигнал) на ввод энергоблока в работу.

Terberg готовит энергоблок к включению по внутренней программе:

- Осуществляет его запуск с набором номинальной частоты и напряжения;
- Осуществляет его включение с синхронизацией на шины ЗРУ 10 кВ (режим off load)
- По команде on load осуществляет загрузку энергоблока в процессе перераспределения нагрузки между блоками (выравнивание загрузки блока)
- В режиме параллельной работы с сетью (по флагу от ПТК) переводит энергоблок в режим выдачи заданной мощности и заданного  $\cos\varphi$ .

*Для вывода энергоблока из работы ПТК:*

- Дает команду Terberg на вывод энергоблока с отключением и остановом;
- Terberg запускает и исполняет команду off load, отключает энергоблок от шин и запускает команду останова энергоблока с погашением момента и возбуждения;
- Запускает команду Stop с переводом энергоблока в режим «Отключено».

*Синхронизация генераторов с шиной осуществляется по алгоритму синхронизации Terberg.*

Синхронизация MiniGrid по сечению (на выключателе линии) осуществляется следующим образом:

- ПТК1 дает команду ПТК2 на включение выключателя линии при выполнении условий синхронизации;
- ПТК2 производит синхронизированные векторные измерения с двух сторон отключенного выключателя, рассчитывает разницу модулей напряжений и частоты. Результаты передаются по оптическому каналу в ПТК1.

- ПТК1 изменяет мощность используемого для синхронизации генератора для подгонки частоты, а также корректирует напряжение (больше/меньше) для подгонки модулей напряжений;
- ПТК2 выдает сигнал на включение выключателя линии при выполнении всех трех условий синхронизации;
- После включения выключателя линии команда отменяется.

*Восстановление нормального режима.*

Автооператор в непрерывном режиме контролирует класс текущего состояния MiniGrid. Для этого выявляется (идентифицируется) возникновение установившегося режима (по отсутствию значимых изменений контролируемых параметров).

Для установившегося режима определяется его принадлежность к одному из классов множества состояний.

Если выявляется ненормальный класс состояния MiniGrid, то автооператор по маршрутной карте реализует программы перевода состояния MiniGrid в один из нормальных классов (нормальный автономный режим, нормальный режим параллельной работы с сетью).

Предпочтение имеет класс нормальной параллельной работы с сетью.

*Перевод MiniGrid в островной режим*

Перевод MiniGrid из режима параллельной работы с сетью в автономный осуществляет автооператор по соответствующей маршрутной карте. Инициализация перевода возникает вследствие:

- Запрета на параллельную работу со стороны центра управления сетями внешней электрической сети;
- Запрета на параллельную работу со стороны оперативного персонала MiniGrid;
- Возникновении нарушений в работе ПТК1, ПТК2, каналов связи, измерительных и контрольных цепях.

*Перевод MiniGrid в режим параллельной работы с сетью.*

Перевод осуществляет автооператор по соответствующей маршрутной карте.

Условиями запуска (инициализации) перевода являются:

- Отсутствие параллельной работы;
- Отсутствие каких-либо запретов на параллельную работу;
- Исправность всего комплекса ПТК, в т.ч. системы измерений, контроля, каналов связи.

*Перевод группы энергоблоков в режим регулирования частоты производится в двух ситуациях:*

- При прерывании электрической связи MiniGrid с внешней электрической сетью (обеспечивается автооператором ПТК снятием флага параллельной работы);
- При возникновении существенных отклонений частоты (более 0,2 Гц) (обеспечивается Terberg).

*Перевод группы энергоблоков в режим регулирования мощности*

Перевод производится автооператором выставлением флага («параллельная работа») после синхронизации MiniGrid с внешней электрической с сетью.

Диагностическим признаком параллельной работы является включенное состояние выключателей в цепи выдачи мощности, а для достоверизации используется наличие перетока мощности по связи MiniGrid с внешней электрической сетью.

#### **4.2.2 Противоаварийное управление**

ПО АОСД ПТК отстроено от скачков напряжения в сети при ведении нормальных и послеаварийных режимов и срабатывает по опасному снижению напряжения прямой последовательности или возникновению недопустимой обратной последовательности на шинах РП 39201.

Время срабатывания ПО < 20 мс.

Время отключения MiniGrid от внешней электрической сети < 70 мс.

Сбалансированность MiniGrid при отделении достигается одним из двух способов, а для надежности - их одновременным использованием:

1. практически одновременным с отделением MiniGrid отключением части генераторов (генераторов, работающих на выдачу мощности во внешнюю электрическую сеть);

2. селективным опережающим отключением указанных генераторов за счет выбора и реализации соответствующих уставок по времени при увеличении частоты.

Так, отключаемые генераторы должны иметь, например, нулевую задержку на отключение при увеличении частоты на 0,15 - 0,2 Гц, а остальные генераторы в этом диапазоне более 1 с, а без задержки при повышении частоты более 3-5 Гц.

Предотвращение и ликвидация нарушений ограничений на режимные параметры энергоблоков и линий в схеме выдачи мощности.

Автооператор поддерживает допустимость режима энергоблоков в автономном режиме путем изменения состава включенных в работу генераторов. При этом обеспечивается загрузка каждого из энергоблоков выше технологического минимума (1000 кВт) и ниже допустимой загрузки по условию устойчивости распределения нагрузки между энергоблоками (1800 кВт).

Отключение работающего энергоблока производится при условиях:

- Загрузки работающих блоков ниже технологического минимума;
- Наличии тренда на снижение загрузки работающих энергоблоков и достижении загрузки на 5% выше технологического минимума.

Запуск и включение дополнительного энергоблока осуществляется при условиях:

- Загрузки работающих блоков выше технологического максимума;
- Наличии тренда на увеличение загрузки работающих энергоблоков и достижении их загрузки на 5% ниже технологического максимума.

В режиме параллельной работы с внешней электрической сетью автооператор предотвращает превышение выдаваемой в сеть мощности по сечению (линии на РП39201) выше установленного предела (10000 кВт).

Следует учесть, что для режима параллельной работы желательно иметь загрузку включенных энергоблоков около 1800 кВт, что, как правило, соответствует максимуму КПД и оставляет некоторый резерв для регулирования перетока.

Также, при определении состава включенных энергоблоков должны быть учтены допустимые в режиме автономной работы набросы мощности на работающие блоки  $\approx 200$  кВт и сбросы  $\approx 150$  кВт.

По совокупности данных требований автооператором определяется, как состав работающих блоков, так и число отключаемых блоков для балансирования MiniGrid автоматикой АОСД.

#### 4.2.3 Режимное управление

Регулирование частоты в островном режиме осуществляет Terberg.

Регулирование (ограничение) сальдо перетока с внешней электрической сетью в режиме параллельной работы выполняет автооператор, осуществляющий ввод в работу/вывод энергоблоков по условиям:

- Желаемой выдачи мощности в сеть (максимально возможной или соответствующей заданному графику);
- Не превышения заданного ограничения на сальдо переток (по линии РП39201 – ПС «Силикатная»);
- Допустимой несбалансированности MiniGrid при ОСД.

Регулирование напряжения в островном режиме осуществляет Terberg на основе заданных уставок. Оператору доступно ручное изменение уставок в режиме «добавить/убавить».

Регулирование сальдо перетока реактивной мощности по сечению осуществляется автооператором заданием фиксированного  $\cos\varphi$  генераторам мини-ТЭЦ. Учитывая, что  $\cos\varphi$  нагрузки MiniGrid близок к 1, обеспечиваемые генераторами  $\cos\varphi$  близки к  $\cos\varphi$  перетока мощности по сечению.

Автооператор имеет возможность регулировать напряжение на шинах ПС Силикатная, осуществляя косвенное измерение этого напряжения по измерениям на РП 39201 и изменяя задаваемые генераторам  $\cos\varphi$ .

#### 4.2.4 Контроль и измерение

Контроль текущего коммутационного состояния схемы сети, срабатывания защит производится по данным ТС. Для достоверности данных о состоянии выключателя используется два сигнала – отключен, включен. О срабатывании защит свидетельствует один сигнал, который снимается оперативным персоналом.

Измерение режимных параметров для управления мощностью, синхронизации, проверки их допустимости.

- Первичными данными являются 3-хфазные сигналы с ТН и ТТ. Сигналы оцифровываются с частотой 4 кГц и поступают в расчетно-измерительный блок вместе с синхронизирующими сигналами спутников. Расчетно-измерительный блок осуществляет выделение основных гармоник токов и напряжений и их векторизацию (представление модулем и фазой, выделение из 3-х фазных векторных измерений прямой и обратной последовательностей). По векторным значениям  $U$  и  $I$  осуществляется расчет активных и реактивных мощностей, сглаживание их значений в скользящих временных окнах.
- Измерения выполняются независимо в ПТК1 и ПТК2. ПТК2 передает синхронизированные (с отметками времени) измерения в ПТК1 по оптическим каналам связи, где они используются для регулирования режимов выработки ЭЭ, напряжения, осуществления синхронизации.
- Достоверизация коммутационного состояния и измеряемых параметров схемы выдачи мощности осуществляется:
- Сопоставлением данных ТС и ТН (в разомкнутых цепях должен быть нулевой ток, в отключенных элементах должен быть нулевой ток и отсутствовать напряжение);
- Достоверность напряжений проверяется их равенством при работе нескольких ТН в одном узле.

#### **4.2.5 Блокировки и превентивные действия**

Автоматика осуществляет блокировку недопустимых включений MiniGrid на параллельную работу с внешней электрической сетью на РП39201 (на выключателях линий связи с ПС Силикатная).

Блокировка сигналов управления на включение соответствующих выключателей производится путем их запрета при наличии запретов на параллельную работу (со стороны внешней сети или MiniGrid), нарушениях в работе автоматики, каналов связи, невыполнении условий синхронизации.

Превентивный перевод MiniGrid в островной режим при технологических нарушениях, запретах на параллельную работу осуществляется автооператором с разгрузкой до нуля перетока по сечению с внешней сетью и последующим отключением выключателя, переводом MiniGrid в режим автономной работы. При этом изменяется количество включенных в работу генераторов и режим их работы (осуществляется переход к регулированию частоты и напряжения).

#### **4.2.6 Сигнализация и визуализация**

Визуализация текущего коммутационного состояния схемы осуществляется на мониторе на схеме соединений для всех выключателей ГРУ, ЗРУ и РПЗ9201. Недостовверное состояние выделяется мерцающей заливкой.

Классы состояний MiniGrid создают обобщенное представление о её режиме и отражаются на маршрутной карте, также представленной на мониторе.

Визуализация режимных параметров и ограничений осуществляется на мониторе в предусмотренных окнах с обозначениями. Нарушение установленных ограничений отражается изменением цвета и появлением сообщений.

Визуализация функциональной готовности (неготовности) подсистем управления осуществляется на структурной схеме автоматики с выделением неработоспособных элементов.

Сигнализация о нарушениях в объекте и системе управления осуществляется подачей звукового сигнала и выводом на монитор соответствующих сообщений

#### **4.3 Автоматизированное рабочее место оператора и сервисного инженера**

В составе автоматики предусмотрено АРМ оперативного персонала, технолога и сервисного инженера.

Интерфейс АРМа (в качестве примера приведен для физической модели MiniGrid) состоит из шести видеокладов, основные из которых представлены на рисунках 4.4 - 4.8:

1. «Режим и уставки», представленный на рисунке 4.4, позволяет контролировать актуальное коммутационное состояние сети, уставки и режимы

регуляторов мощности и возбуждения генераторов энергоблоков, а также режимные параметры генераторов и сечений сети:

- состояния выключателей (зеленая – выключен, красная – включен), генераторов (зеленая – включен, без цвета – отключен), работы регуляторов (зеленая – включен, без цвета – отключен).
- режимы регуляторов мощности и возбуждения (на рисунке 4.4 эта информация выделена желтой рамкой);
- активную (P) и реактивную (Q) мощности, частоту генераторов электростанции, частоту и напряжение в контролируемых точках сети (на рисунке 4.4 эти данные выделены синей рамкой);
- значение уставок регулирования мощности (частоты), напряжения (на рисунке 4.4 эти данные выделены оранжевой рамкой).

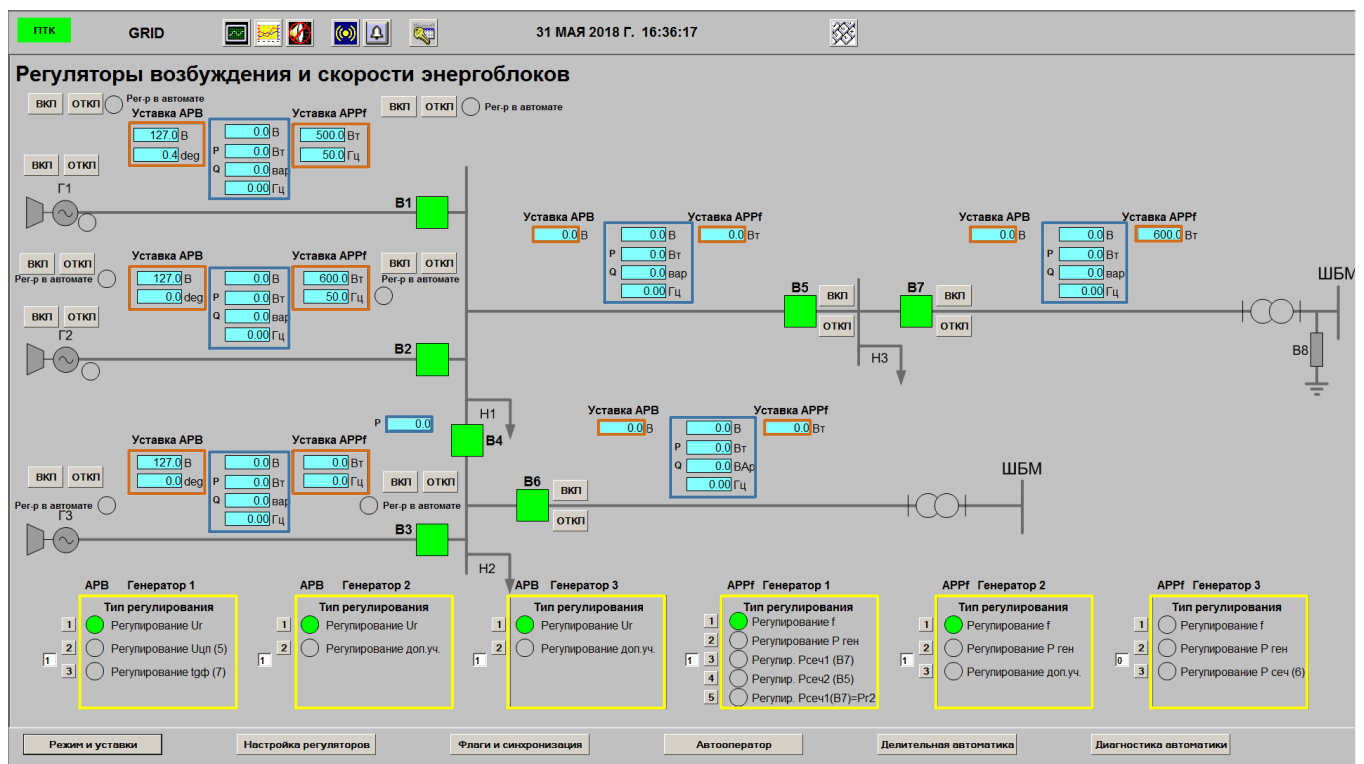


Рисунок 4.4 – Видеоквадр АРМ «Режим и уставки»

2. «Настройки регуляторов», представленный на рисунке 4.5, позволяет сервисному инженеру (технологу), производить первичную настройку и корректировать уставки автоматика, к которым относятся:



- уставки регулятора возбуждения
  - $U_{уст}$  – уставка по напряжению,
  - $U_{уст}$  – уставка по напряжению удаленного регулирования,
  - $tg\varphi_{уст}$  – уставка по  $tg\varphi$  генератора,
  - $K_{ус U}$  – коэффициент усиления регулятора по напряжению,
  - $K_{с U}$  – коэффициент соответствия сигнала управления по напряжению генератора,
  - $K_{ус tg\varphi}$  – коэффициент усиления регулятора по  $tg\varphi$ ,
  - $K_{с tg\varphi}$  – коэффициент соответствия сигнала управления по  $tg\varphi$  ген);
  
- уставки регулятора мощности
  - $F_{уст \Gamma}$  – уставка по частоте,
  - $P_{уст \Gamma}$  – уставка по мощности,
  - $P_{уст (B7)}$  – уставка по мощности сечения S1,
  - $P_{уст (B5)}$  – уставка по мощности сечения S2,
  - $P_{уст (CB)}$  – уставка по мощности секционного выключателя,
  - $K_{ус F}$  – коэффициент усиления регулятора по частоте,
  - $K_{с F}$  – коэффициент соответствия сигнала управления по частоте,
  - $K_{ус P}$  – коэффициент усиления регулятора по мощности,
  - $K_{с P}$  – коэффициент соответствия сигнала управления по мощности,
  - $CoP$  – постоянное смещение выходного сигнала,
  - $K_{ус.инт}$  – коэффициент усиления по интегралу отклонения мощности от уставки) для генераторов.

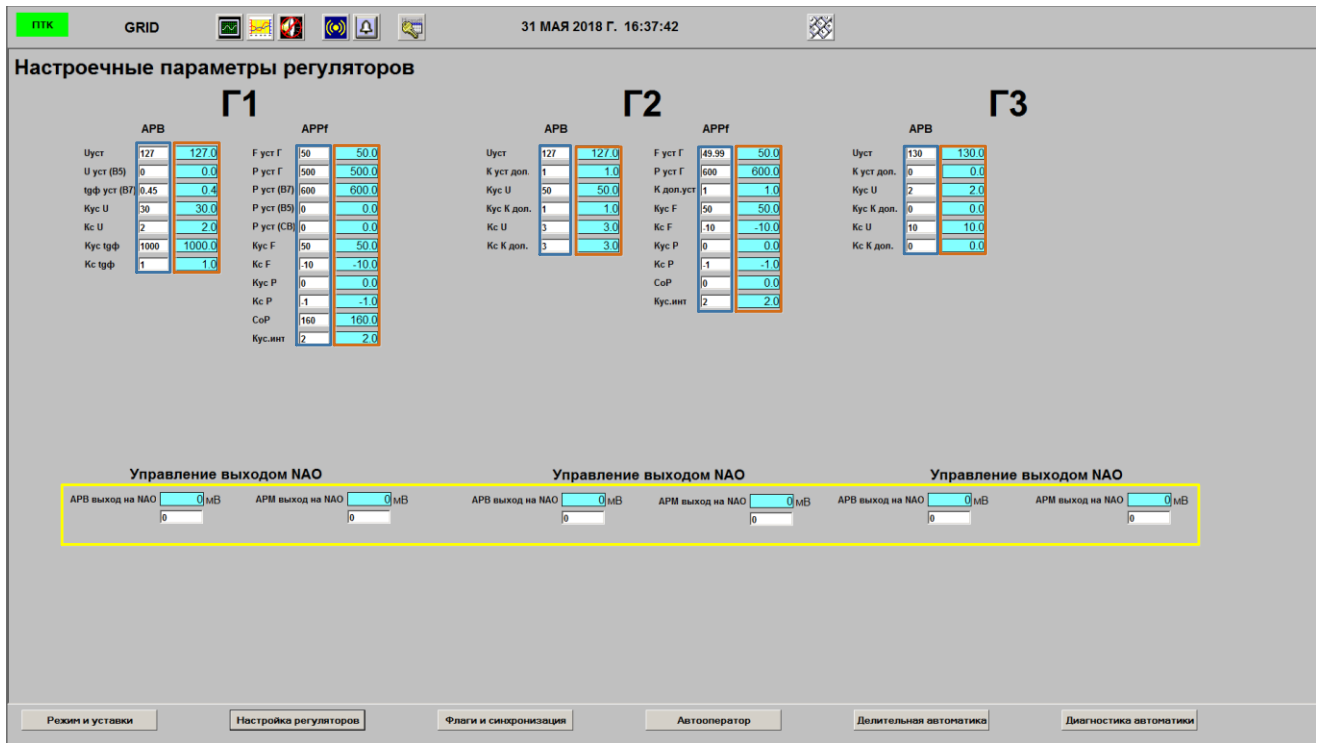


Рисунок 4.5 – Видеокадр АРМ «Настройки регуляторов»

В области, выделенной синей рамкой, располагаются строки, в которые непосредственно осуществляется запись параметров технологом или сервисным инженером, а в области, выделенной оранжевой рамкой, располагаются строки с текущими значениями параметров.

Строки, показывающие выходное напряжение регулятора, обведены желтым, причем ячейки белого цвета позволяют внести ручную корректировку в выходное напряжение, а в ячейках синего цвета отображается текущее напряжение на выходе регулятора.

3. «Флаги и синхронизация», представленный на рисунке 4.6, позволяет оперативному персоналу в режиме реального времени контролировать:

- актуальные внешние команды и действия автооператора автоматика (какие команды и директивы выполняются, а также в каком состоянии находятся регуляторы мощности, разрешена ли параллельная работы со стороны электростанции или со стороны внешней электрической сети (область выделена, синей рамкой));

- изменение угла  $\delta$  между напряжениями Г1 и Г2, Г1 и Г3, Г1 и ШБМ, а также в ручном (т.е. когда автооператор отключен) режиме включать активную синхронизацию генераторов между собой и с внешней электрической сетью (область выделена оранжевой рамкой).

На этом же видеокадре задаются уставки по частоте и напряжению для режима пуска каждого генератора и допустимое рассогласование по частоте, напряжению и фазе напряжения между синхронизируемыми частями (области выделены желтой рамкой).

**Контроль состояний**

- Параллельная работа со стороны ТЭС для подстанции 1 разрешена
- Параллельная работа со стороны ТЭС для подстанции 2 разрешена
- Регуляторы мощности подстанции 1 регулируют частоту
- Регуляторы мощности подстанции 2 регулируют частоту
- Регуляторы мощности подстанции 1 регулируют переток по сечению 1
- Регуляторы мощности подстанции 2 регулируют переток по сечению 2
- Директива ТЭС на объединение подстанции 1 и 2
- Директива ТЭС на объединение подстанции 1 и РЭС
- Директива ТЭС на объединение подстанции 2 и РЭС
- Директива ТЭС на разделение подстанции 1 и 2
- Директива ТЭС на разделение подстанции 1 и РЭС
- Директива ТЭС на разделение подстанции 2 и РЭС
- Директива ТЭС перехода к полному острову
- Команда АОСД подстанции 1
- Команда АОСД подстанции 2
- Команда синхронизации по S2 подстанции 1
- Команда синхронизации по S1 подстанции 1
- Команда перехода к регулированию перетока по S1 подстанции 1
- Команда перехода к регулированию перетока по S2 подстанции 1
- Команда перехода к регулированию автономного режима

**Синхронизация**

Запуск активной синхронизации между элементами

|     | Г1 с Г2 | Г2 с Г1 | Г1 с Г3 | Г1 с ШБМ или РП |
|-----|---------|---------|---------|-----------------|
| Г1  | 0       | 0       | 0       | 0               |
| Г2  | 0       | 0       | 0       | 0               |
| Г3  | 0       | 0       | 0       | 0               |
| Ш1  | 0       | 0       | 0       | 0               |
| ШБМ | 0       | 0       | 0       | 0               |

Уст. Г1 127 127.0  
Уст. Г2 127 127.0  
Уст. Г3 127 0.0  
Уст. Ш1 50 50.0  
Уст. Ш2 50 50.0

допуст. рассогл. U 7 7.0    корр. уст. U 0 0.0  
допуст. рассогл. f 0.1 0.10    корр. уст. f 0 0.0  
допуст. рассогл. ф 3 3.0

Уном 127 127.0  
max U=0 5 5.0  
max допуст. разница модулей двух U 5 5.0  
max допуст. разница фаз двух U 5 5.0  
max допуст. Уном 135 135.0  
min допуст. Уном 95 95.0

fnom 50 50.0  
max f=0 5 5.0  
max допуст. разница f в двух точках 2 2.0  
max допуст. разница f в двух точках 2 2.0  
max допуст. fnorm 53 53.0  
min допуст. fnorm 48 48.0

max I=0 10 10.0  
max I 50 50.0  
Число измерений f 10 10.0

Режим и уставки    Настройка регуляторов    Флаги и синхронизация    Автооператор    Делительная автоматика    Диагностика автоматика

Рисунок 4.6 – Видеокадр АРМ «Флаги и синхронизация»

4. «Автооператор», представленный на рисунке 4.7, позволяет оперативному персоналу вводить и выводить из работы автооператор (область выделена синей рамкой), а также контролировать действия автооператора (область выделена, оранжевой рамкой). При включенном автооператоре в области, выделенной желтой рамкой, появляются команды (от автооператора) оперативному персоналу (необходимость связана с особенностями использования автоматика на физической модели энергосистемы, используемой при испытаниях). На этом же видеокадре

визуализируются актуальные классы состояний MiniGrid, а также указывается направление перехода к целевому состоянию (область выделена зеленой рамкой).

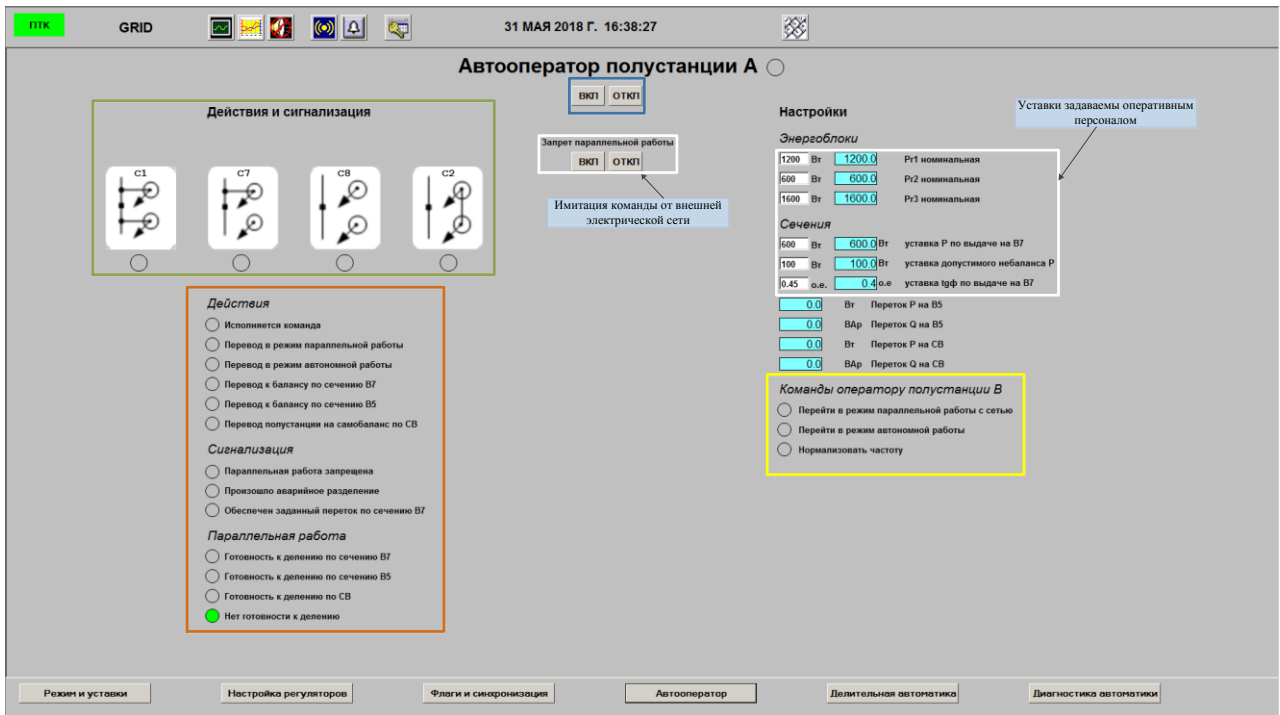


Рисунок 4.7 – Видеокадр АРМ «Автооператор»

5. «Делительная автоматика», представленный на рисунке 4.8, визуализирует состояние и уставки пускового органа противоаварийной делительной автоматике.

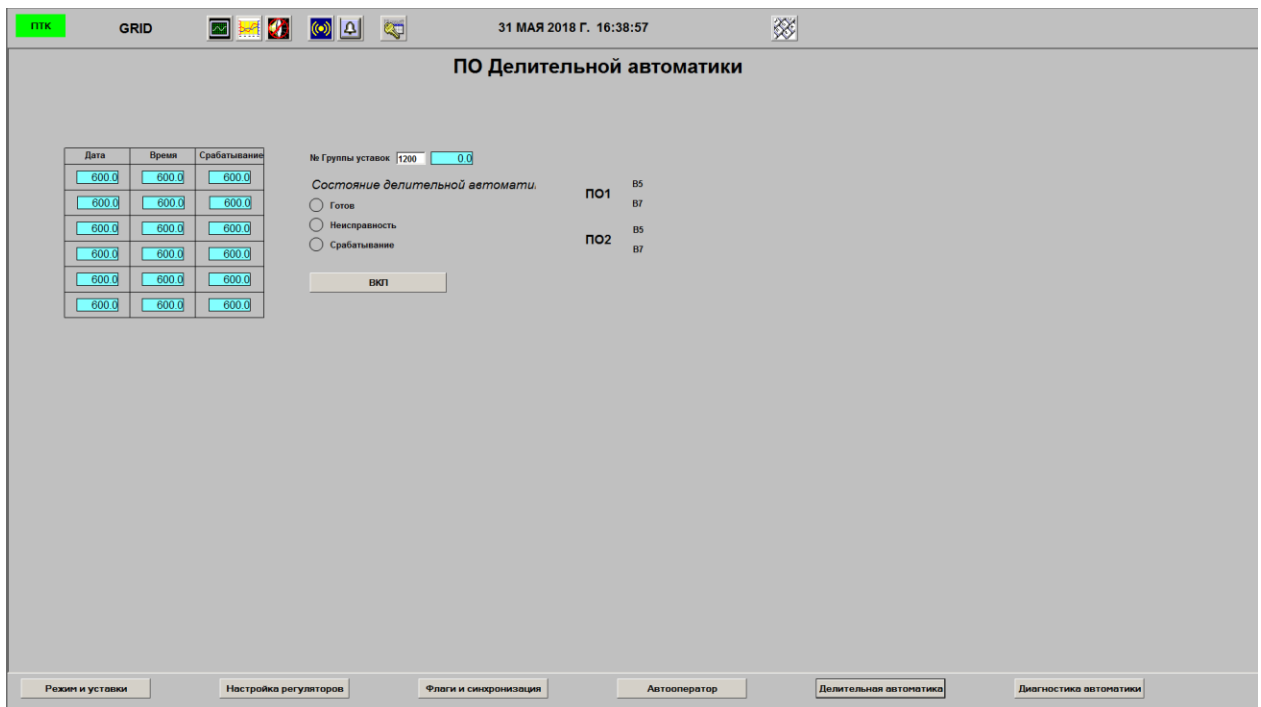


Рисунок 4.8 – Интерфейс АРМ «Делительная автоматика»

6. «Диагностика автоматики» - предназначен для визуализации диагностической информации по всем подсистемам автоматики, каналам связи.

Интерфейс АРМа условно можно разбить на три области:

в верхней части видеокadra отображены (слева-направо):

- вызов окна просмотра графиков истории,
  - вызов окна просмотра графиков в реальной времени,
  - сквитировать звуковую сигнализацию,
  - снять мигание, вызов окна текущей сигнализации,
  - вызов окна регистрации диспетчера,
  - дата и вызов виртуальной клавиатуры,
- посередине расположена рабочая область,  
в нижней части отображаются переходы между видеокadрами.

#### **4.4 Техническая реализация и испытания системной автоматики MiniGrid жилмассива «Березовое»**

##### **4.4.1 Общая характеристика**

Электро- и теплоснабжение ж/м «Березовое» в Первомайском районе г Новосибирска осуществляется от мини ТЭЦ (Энергоблок) в островном режиме. Общий вид ТЭЦ представлен на рисунке 4.9.



Рисунок 4.9 – Внешний вид ТЭС ж/м «Березовое»

*Характеристики объекта в целом.*

- Установленная (максимальная) электрическая мощность МиниТЭЦ 10,0 МВт (5x2,0 МВт).
- Режим работы мини-ТЭЦ – постоянный.
- Количество точек присоединения к внешней сети - 2.
- Класс напряжения электрических сетей, к которым осуществлено технологическое присоединение – 10 кВ.
- Срок включения MiniGrid на параллельную работу с внешней энергосистемой - 2021г.
- Суммарная нагрузка питаемого от MiniGrid микрорайона «Березовое» 7,5 МВт, в том числе 4,5 МВт I категория.

*Технические параметры энергоблоков мини-ТЭЦ:*

- установленная мощность: 2000 кВт;
- максимальная располагаемая мощность: 1800 кВт;
- скорость набора и снижения активной мощности: 10-50 кВт/с
- регулировочный диапазон активной мощности: 1000 – 2000 кВт;
- технологический минимум: 1000 кВт;
- регулировочный диапазон по реактивной мощности:  
в зависимости от выдаваемой активной мощности  
при  $P = 1000$  кВт  $Q = 1500$  кВА,  
при  $P = 1800$  кВт  $Q = 1000$  кВА.
- основной режим по реактивной мощности при параллельной работе с внешней распределительной сетью 10 кВ через ПС 110 кВ «Силикатная» - постоянство  $\cos\phi$  (0.95 – 0.97) обменного перетока мощности.

*Технические, экономические и социальные эффекты создания MiniGrid на базе мини-ТЭЦ с использованием специализированной системной автоматики*

- Повышение экономичности режимов мини-ТЭЦ.
- Повышение надежности энергоснабжения потребителей.

- Обеспечение технической и экономической доступности электроэнергии для потребителей.
- Снижение срока окупаемости мини-ТЭЦ.
- Значительное снижение стоимости создания MiniGrid и ее интеграции в существующие электрические сети.
- Эффективное автоматическое управление режимами MiniGrid.
- Независимое от централизованных внешних систем управление режимами MiniGrid.
- Переход к “беспилотному” объекту, снижающему потребности в высококвалифицированном оперативном персонале.

#### *Режимы MiniGrid*

*Автономный* – по мере необходимости, 3 - 5 ГПУ работают по потребности мощности от потребителей в режиме распределения нагрузки между ними с выбором числа работающих генераторных установок.

*Параллельный* – постоянный, 2 - 5 ГПУ работают параллельно с распределительной сетью 10 кВ ПС 110 кВ «Силикатная» по схеме приема – выдачи мощности.

#### *Ограничения по обмену мощностью:*

Максимальная мощность в режиме потребления из внешней сети – 4,5 МВт, в режиме выдачи – 10,0 МВт.

На рисунке 4.10 приведена схема выдачи мощности Мини ТЭЦ в свою распределительную сеть и по связям с внешней энергосистемой.

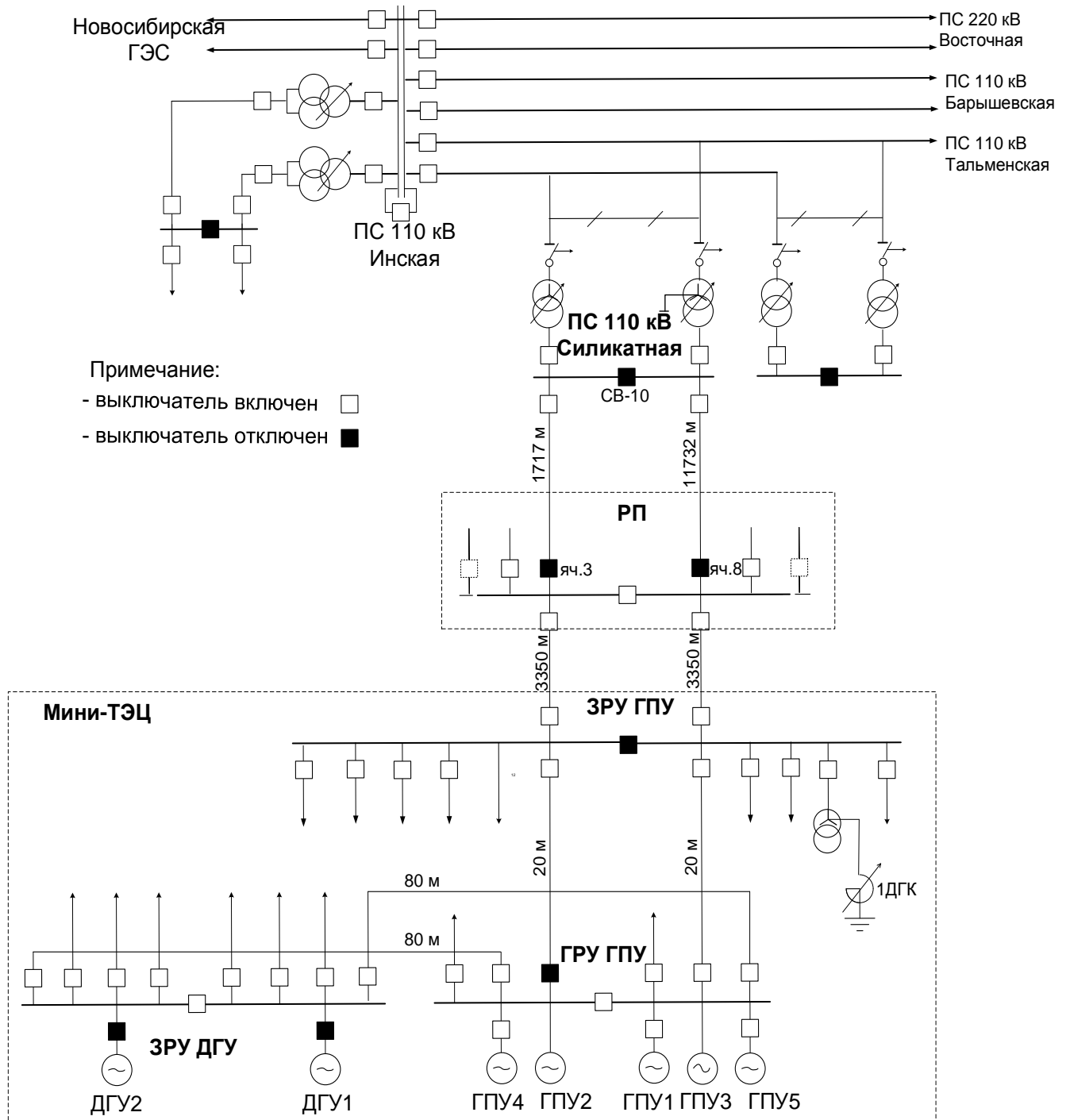


Рисунок 4.10 – Схема выдачи мощности мини-ТЭЦ

На рисунке 4.11 представлена оперативная схема MiniGrid, контролируемая диспетчером и автоматикой MiniGrid.



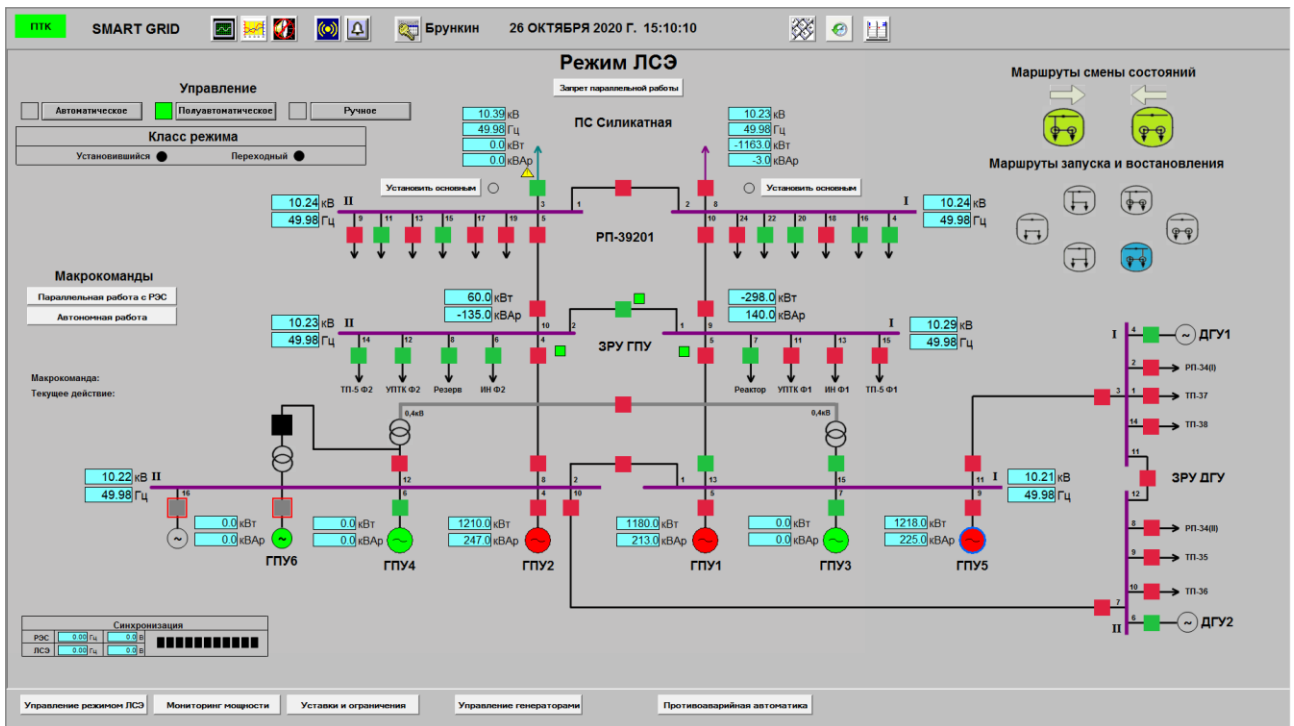


Рисунок 4.11 – Оперативная схема MiniGrid (Видеокадр ПТК)

#### 4.4.2 Комплексная программа испытаний готовности MiniGrid к включению на параллельную работу с Единой энергетической системой

Ниже приводится только перечень проверок, включенных в состав комплексной программы.

1. Проверка блокировки несинхронного включения выключателей фидеров связи 10 кВ с РП 39201 на ПС 110 кВ «Силикатная».
2. Проверка автоматической синхронизации MiniGrid «Березовое» с электрической сетью ЕЭС.
3. Проверка параллельной работы MiniGrid «Березовое» с электрической сетью ЕЭС в режимах поддержания сбалансированности с «нулевым» перетоком по сечению и с выдачей мощности в заданном коридоре ограничений по максимальной и минимальной мощности.
4. Проверка автоматического отделения MiniGrid «Березовое» от электрической сети ЕЭС при запрете параллельной работы со стороны диспетчерского персонала АО «РЭС» и АО «Филиал СО ЕЭС – Новосибирское РДУ».

5. Проверка автоматического восстановления режима параллельной работы из автономного режима после отмены запрета на параллельную работу.

6. Проверка автоматического отключения подпитки MiniGrid «Березовое» отделившихся пассивных районов электрической сети АО «РЭС» (при поочередном отключении каждой из линий в режимах их использования для параллельной работы).

7. Проверка противоаварийного отключения MiniGrid «Березовое» от электрической сети ЕЭС выключателями 10 кВ РП 39201 при имитации коротких замыканий в электрической сети с посадкой напряжения на РП 39201 ниже уставки срабатывания АОСД (0.8 от номинального).

#### **4.4.3 Программа проверки участия энергоблоков MiniGrid жилмассива «Березовое» в общем первичном регулировании частоты в Единой энергетической системе**

Программа разработана в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 9 января 2019г. № 2 “Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003г. № 229”. Зарегистрировано в Минюсте РФ 30 января 2019г. Регистрационный № 53624

*Описание автоматической системы регулирования частоты и мощности Березовой ТЭЦ.*

Система АРЧМ состоит из:

- Штатных цифровых регуляторов оборотов газопоршневых двигателей, реализованных в модулях управления каждого энергоблока (в составе цифрового блока ЕСМ АДЕМ 3.) (Производитель Caterpillar).
- Системы регулирования частоты с выравниванием нагрузки энергоблоков, использующим обмен данными о загрузке генераторов по CAN шине, также реализованной в модулях управления каждого энергоблока (Производитель Terberg, Голландия)

- Системы управления составом и загрузкой энергоблоков для параллельного режима работы MiniGrid с внешней электрической сетью, реализованной в составе системной автоматики MiniGrid (Разработчик – ООО «Модульные системы Торнадо», НГТУ)

*Работа АРЧМ в автономном режиме MiniGrid.*

Баланс мощности в MiniGrid поддерживается дежурным персоналом путем изменения числа включенных генераторов, регуляторами оборотов двигателей со статизмом 4-5% и вторичным регулятором частоты ведущего генератора, при этом неравномерность загрузки энергоблоков компенсируется работой системы выравнивания загрузки. Алгоритм выравнивания состоит в выявлении энергоблоков с максимальным отклонением в обе стороны (превышенное, пониженное) относительно ведущего с последующей корректировкой их мощности соответственно для снижения и повышения.

*Работа АРЧМ в режиме параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью.*

Основным режимом параллельной работы MiniGrid с внешней электрической сетью является работа энергоблоков в, так называемом, «коридоре допустимых небалансов», при котором мощность энергоблоков задается внешними постоянными сигналами по аналоговым каналам 4-20 мА, и регулируется только регуляторами частоты вращения двигателей. Т.е. системная автоматика осуществляет разомкнутое управление мощностью энергоблоков для задания желаемой выдаваемой мощности, а АРЧВ осуществляют независимое регулирование мощности по отклонению частоты (ОПРЧ).

При этом, состав работающих энергоблоков и желаемая загрузка задаются автооператором, а ширина коридора допустимых небалансов определяется допустимостью набросов / сбросов мощности на энергоблоки (+ 200 кВт на увеличение /- 100 кВт на снижение на каждый работающий энергоблок) при спорадическом отделении MiniGrid от внешней электрической сети (сбросе обменного перетока мощности).

При работе в «коридоре допустимых небалансов» при приближении к границе коридора осуществляется корректировка желаемой загрузки энергоблоков для ввода режима в середину коридора. Необходимость корректировок обусловлена изменением собственной нагрузки MiniGrid и производится, как правило, с частотой 1-2 раза час. Длительность корректировки составляет 60-75 с. Корректировка осуществляется только при условии нахождения частоты в зоне мертвой полосы ОПРЧ, т.е. не препятствует его работе.

### ***Цель испытаний***

Получение основных характеристик ОПРЧ Энергоблока жилмассива «Березовое» и проверка их соответствия требованиям, установленным Приказом Министерства энергетики РФ от 9 января 2019г. № 2 «Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты...»

Последовательность выполнения мероприятий (испытаний) (Приводится только для одного энергоблока №5) представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Программа испытаний для получения основных характеристик ОПРЧ энергоблока.

| №  | Мероприятие   | Ответственный      |
|--|---|--------------------|
| 1.   | Получает разрешение руководителя работ на производство работ по данной программе  | Диспетчер ООО «ГС» |
| Этап 1. Подготовка схемы и режимов MiniGrid для снятия характеристик ОПРЧ энергоблока 5 (Продолжительность 1 день) |   |                    |
| 1.1.   | В диспетчерском центре АО «ГС»:<br>В режиме минимальной нагрузки Р <sub>нагр</sub> < 5 МВт дает команду на подготовку схемы КоТЭС к проведению экспериментов по снятию характеристик АРС энергоблока 5  | Диспетчер ООО «ГС» |
| 1.2.   | В диспетчерском центре АО «ГС»:<br>На мониторе АРМ запускает отключение генератора 5 (при необходимости, если исходно он был в работе с его заменой в составе работающих энергоблоков неработающим генератором с номером 1,2,3 или 4, для сохранения баланса мощности в MiniGrid) | Диспетчер ООО «ГС» |

|   |   |                                |
|---|---|--------------------------------|
| 1.3.  | В диспетчерском центре АО «ГС»:<br>Контролирует требуемое изменение состава работающего ГО, сохранение нормального автономного режима MiniGrid, отключение генераторного выключателя энергоблока 5.   | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |
| 1.4.  | В диспетчерском центре АО «ГС»:<br>Дает команду на отключение шинного разъединителя Г5.   | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |
| 1.5.  | В ГРУ ГПУ: Отключает шинный разъединитель Г5.<br>Сообщает о выполнении команды.   | ОП<br>ООО «ГС»                 |
| 1.6.  | В диспетчерском центре АО «ГС»:<br>Дает команду на подключение: кабелей 10 кВ связи Г5 с блоками индукционных и воздушных ТЭНов, цепей измерения токов и напряжений Г5 к РЕТОМ 61. Отключение автоматики Терберг энергоблока 5 от трансформаторов напряжения шины 1с ГРУ ГПУ и CAN шины (Для обеспечения автономной работы энергоблока при включенном генераторном выключателе).  | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |
| 1.7.  | В ГРУ ГПУ: Подключает к генераторному выключателю кабели 10 кВ связи с блоками индукционных и воздушных ТЭНов. Подключает измерительные токовые цепи РЕТОМ 61 к трансформаторам тока Г5. Подключает измерительные цепи напряжения РЕТОМ 61 к трансформатору напряжения Г5. В шкафу автоматики Терберг энергоблока 5 отключает автомат в цепи измерения напряжения шины 1с ГРУ ГПУ. Вынимает разъем CAN шины в шкафу автоматики Терберг энергоблока 5. Сообщает диспетчеру о выполнении команды. | ОП<br>ООО «ГС»                 |
| Этап 2. Проведение испытаний ОПРЧ энергоблока 5 |   |                                |
| 2.1.  | В диспетчерском центре АО «ГС»:<br>На мониторе АРМ запускает энергоблок 5 в режиме «В работе». Контролирует возникновение нормального режима холостого хода генератора с номинальной частотой (1500 об/мин).  | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |
| 2.2.  | В диспетчерском центре АО «ГС»: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61.<br>Дает команду на последовательное включение 4-го, 3-го и 1-го индукционных ТЭНов с задержкой на включение каждого 60 с.   | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |
| 2.3.  | В машинном зале: Запускает осциллографирование частоты и мощности Энергоблока с помощью РЕТОМ 61. Останавливает осциллографирование через 60 с после включения последнего из 3-х ТЭНов. Сообщает диспетчеру о завершении осциллографирования.   | Инженер<br>КИП и А<br>ООО «ГС» |
| 2.4.  | В машинном зале ГПУ: С задержкой 10 с последовательно включает 4-ый, 3-ий и 1-ый индукционные ТЭНЫ с задержкой на включение каждого 60 с. Сообщает диспетчеру о выполнении команды.   | ОП<br>ООО «ГС»                 |

|       |  |                                |
|-------|--|--------------------------------|
| 2.5.  | В диспетчерском центре АО «ГС»: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61.<br>Дает команду на последовательное включение автоматов 1,2 воздушных ТЭНов с задержкой на включение второго 60 с.   | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |
| 2.6.  | В блоке воздушных ТЭНов: С задержкой 10 с последовательно включает автоматы 1,2 двух групп воздушных ТЭНов с задержкой на включение второго 60 с. Сообщает диспетчеру о выполнении команды.  | ОП<br>ООО «ГС»                 |
| 2.7.  | В машинном зале: Запускает осциллографирование частоты и мощности Энергоблока с помощью РЕТОМ 61. Останавливает осциллографирование через 60 с после включения последнего из 2-х ТЭНов. Сообщает диспетчеру о завершении осциллографирования.  | Инженер<br>КИП и А<br>ООО «ГС» |
| 2.8.  | В диспетчерском центре АО «ГС»: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61.<br>Дает команду на одновременное отключение автоматов 1,2 двух групп воздушных ТЭНов.  | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |
| 2.9.  | В блоке воздушных ТЭНов: С задержкой 10 с одновременно отключает автоматы 1,2 двух групп воздушных ТЭНов.<br>Сообщает диспетчеру о выполнении команды.   | ОП<br>ООО «ГС»                 |
| 2.10. | В машинном зале ГПУ: Запускает осциллографирование частоты и мощности Энергоблока с помощью РЕТОМ 61. Останавливает осциллографирование через 60 с после отключения воздушных ТЭНов.<br>Сообщает диспетчеру о завершении осциллографирования.  | Инженер<br>КИП и А<br>ООО «ГС» |
| 2.11. | В диспетчерском центре АО «ГС»: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61.<br>Дает команду на одновременное включение автоматов 1,2 двух групп воздушных ТЭНов. Сообщает диспетчеру о выполнении команды.   | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |
| 2.12. | В блоке воздушных ТЭНов: С задержкой 10 с одновременно включает автоматы 1,2 двух групп воздушных ТЭНов.<br>Сообщает диспетчеру о выполнении команды.  | ОП<br>ООО «ГС»                 |
| 2.13. | В машинном зале ГПУ: Запускает осциллографирование частоты и мощности Энергоблока с помощью РЕТОМ 61. Останавливает осциллографирование через 60 с после отключения воздушных ТЭНов.<br>Сообщает диспетчеру о завершении осциллографирования.  | Инженер<br>КИП и А<br>ООО «ГС» |
| 2.14. | В диспетчерском центре АО «ГС»: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61.<br>Дает команду на последовательное отключение автоматов 1,2 двух групп воздушных ТЭНов с задержкой на отключение второго 60 с.<br>Сообщает диспетчеру о выполнении команды. | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |

|       |  |                                |
|-------|--|--------------------------------|
| 2.15. | В машинном зале ГПУ: Запускает осциллографирование частоты и мощности Энергоблока с помощью РЕТОМ 61. Останавливает осциллографирование через 60 с после отключения второго автомата воздушных ТЭНов. Сообщает диспетчеру о завершении осциллографирования.  | Инженер<br>КИП и А<br>ООО «ГС» |
| 2.16. | В блоке воздушных ТЭНов:<br>С задержкой 10 с последовательно отключает автоматы 1,2 двух групп воздушных ТЭНов с задержкой на отключение второго 60 с.<br>Сообщает диспетчеру о выполнении команды.  | ОП<br>ООО «ГС»                 |
| 2.17. | В диспетчерском центре АО «ГС»: Дает команду на запуск осциллографирования процесса с помощью РЕТОМ 61.<br>Дает команду на последовательное отключение 1-го, 3-го и 4-го индукционных ТЭНов с задержкой на отключение каждого 60 с.  | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |
| 2.18. | В машинном зале ГПУ:<br>Запускает осциллографирование частоты и мощности Энергоблока<br>Останавливает осциллографирование через 2 минуты после отключения всех индукционных ТЭНов.<br>Сообщает диспетчеру о завершении осциллографирования.  | Инженер<br>КИП и А<br>ООО «ГС» |
| 2.19  | В машинном зале АО «ГС»: Последовательно отключает 1-ый, 3-ий и 4-ый индукционный ТЭН с задержкой на отключение каждого 60с.   | ОП<br>ООО «ГС»                 |
| 2.20. | В диспетчерском центре АО «ГС»: На мониторе АРМ останавливает энергоблок 5 выдачей команды «Стоп». Контролирует останов энергоблока 5 с отключением генераторного выключателя.<br>Дает команду на отключение кабелей 10 кВ связи с ТЭНами от генераторного выключателя Энергоблока 5, подключение разъема САН шины энергоблока 5, подключение автоматики Терберг энергоблока 5 к трансформаторам напряжения шины 1с ГРУ ГПУ, включение шинного разъединителя генератора Г5, отключение измерительных цепей РЕТОМ 61. | Диспетчер<br>ООО «ГС»          |
| 2.21. | В ГРУ ГПУ: отключает кабели 10 кВ связи с ТЭНами от генераторного выключателя Энергоблока 5, подключает разъем САН шины энергоблока 5, отключает измерительные цепи РЕТОМ 61 от трансформаторов тока и напряжения энергоблока 5.<br>включает шинный разъединитель генератора Г5.<br>В шкафу автоматики Терберг энергоблока 5 включает автомат в цепи измерения напряжения шины 1с ГРУ ГПУ.   | ОП<br>ООО «ГС»                 |

*Оформление результатов испытаний.*

Результаты контрольных испытаний представляются в виде краткой пояснительной записки, содержащей:

— данные по основному оборудованию (тип, номинальная нагрузка, топливо, диапазон регулирования нагрузки, режимы работы и др.);

— данные по системе регулирования частоты вращения газопоршневых двигателей, реализованных в модулях управления каждого энергоблока Берёзовой ТЭЦ, их структурные схемы (входные сигналы, функциональные преобразователи, регулирующие органы);

— данные по измерительным приборам, использованным при испытаниях (тип, шкала, класс точности и т.д.);

— информацию о выполнении требований к мониторингу, хранению и передаче данных по участию в ОПРЧ;

— тренды основных регистрируемых параметров (частота, мощность энергоблоков по отдельности);

— статическая характеристика регулирования по частоте вращения газопоршневых двигателей в регулировочном диапазоне;

— зона нечувствительности по частоте вращения и «мёртвая полоса» первичного регулирования;

— степень неравномерности (статизм) по частоте вращения газопоршневых двигателей;

— краткое описание проведенных испытаний: даты и условия проведения опытов, состав участвующего оборудования, экспериментально определенные величины и продолжительность возмущающих воздействий, количество проведенных опытов и их краткая характеристика, особенности и недостатки в работе оборудования и систем регулирования, выявленные в процессе проведения испытаний, необходимость и причины вмешательства оператора и т.д., выводы;

Результаты визируются (рисунок 4.12) ответственными за проведение испытаний лицами и утверждаются техническим директором. Отчет по результатам



испытаний на готовность к ОПРЧ мини-ТЭЦ «Березовое» направляется на рассмотрение в Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ.

#### 4.4.5 Методика получения статической характеристики первичного регулирования с учетом зоны нечувствительности

Параметры статической характеристики ОПРЧ, подлежащие подтверждению

- Соответствие статизма заданной величине (0.04 о.е. или 4%);
- Невыход зоны нечувствительности первичного регулирования с учетом смещения нулевой точки из требуемой мертвой полосы регулирования;
- Подтверждение линейности характеристики.

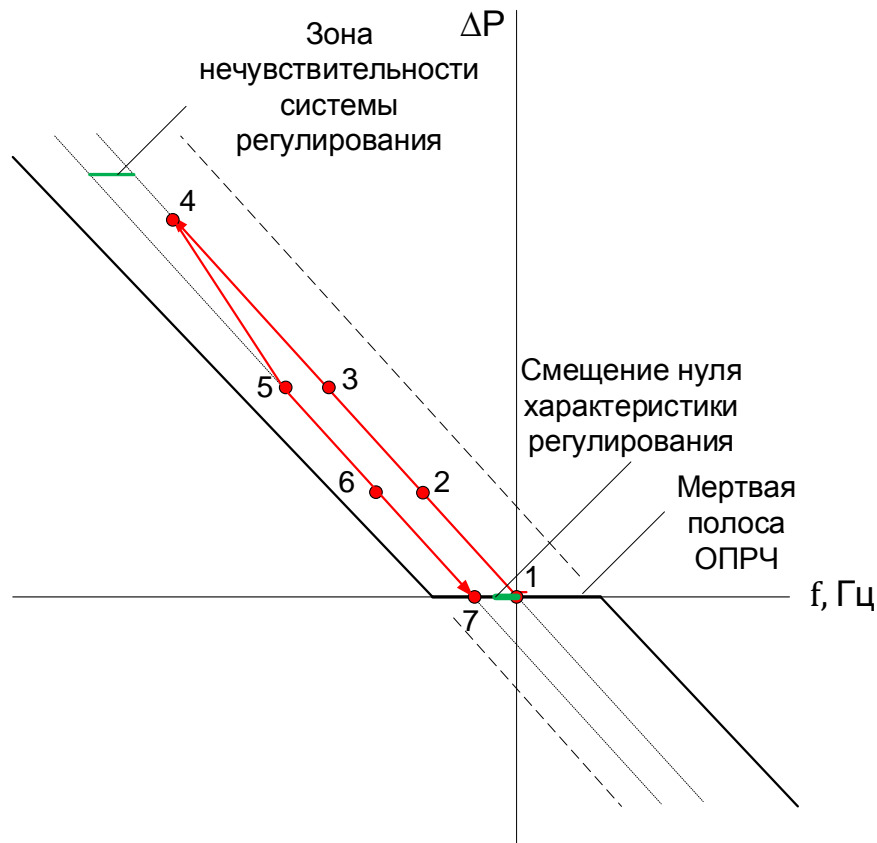


Рисунок 4.12 – Характеристики ОПРЧ и иллюстрация методики определения  $K_s$ , зоны нечувствительности и смещения характеристик

Порядок действий для получения параметров первичного регулирования

1. Создание режима генератора с номинальной частотой вращения ротора и включенным регулятором возбуждения, поддерживающим заданное напряжение (Режим XX, 1).

2. Последовательная загрузка генератора путем включения не менее 3-х нагрузочных ТЭНов с плавным набором мощности (Режимы 2,3,4) с регистрацией мощности и частоты генератора. Небаланс активной мощности определяется через сопротивления каждого из ТЭНов по данным измерения значений напряжений.

3. Последовательное снижение нагрузки генератора путем отключения не менее 3-х нагрузочных ТЭНов с плавным снижением мощности (Режимы 5,6,7) и с регистрацией мощности и частоты генератора. Небаланс активной мощности определяется через сопротивления каждого из ТЭНов по данным измерения значений напряжений РЕТОМ 61.

4. Линейная аппроксимация правой ветви (набора мощности генератором при снижении частоты, точки 2,3,4).

5. Линейная аппроксимация левой ветви (набора мощности генератором при снижении частоты, точки 5,6,7).

6. Определение статизма характеристики регулирования по линейным аппроксимациям правой и левой ветвей.

7. Определение ширины зоны нечувствительности регулирования по расстоянию (в Гц) между правой и левой ветвями.

8. Определение смещения характеристики регулирования относительно номинальной частоты 50 Гц по расстоянию (в Гц) средней линии характеристики относительно 50 Гц на горизонтальной оси.

#### **4.4.6 Результаты испытаний энергоблока электростанции микрорайона «Березовое» на соответствие требованиям к участию в общем первичном регулировании частоты**

Тренды основных регистрируемых параметров (частота, мощность энергоблоков по отдельности).

Согласно целям и программе испытаний получены статические и динамические характеристики ОПРЧ для энергоблоков ТЭЦ «Березовая».

Осциллограммы процессов к протоколу испытаний ГПУ №5 приведены на рисунках 4.13 – 4.26.



Рисунок 4.13 – Холостой ход

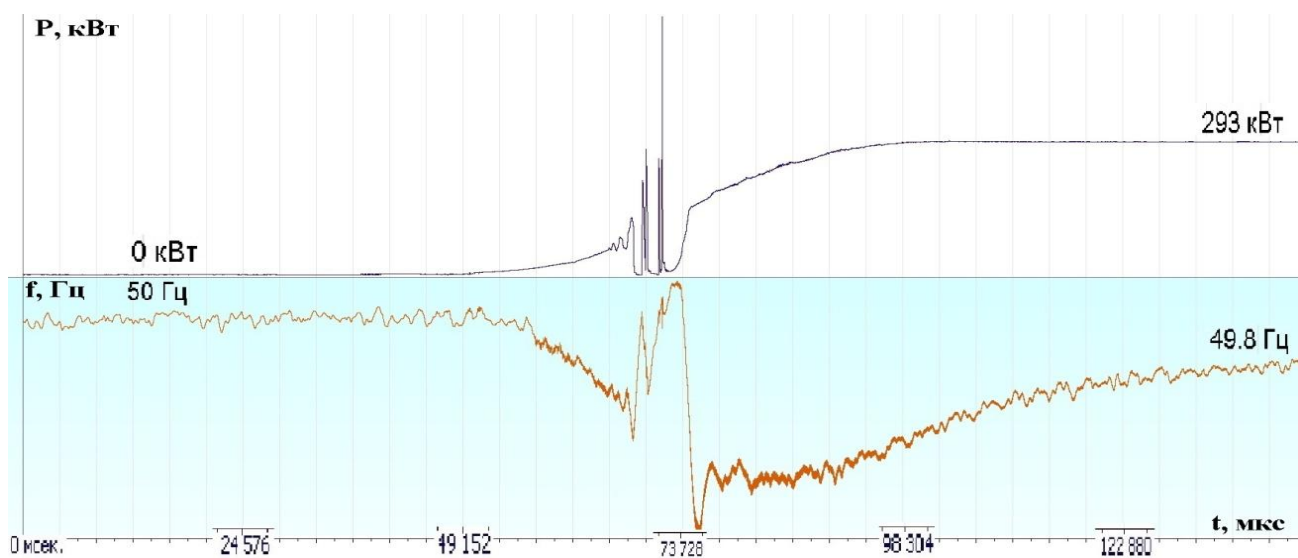


Рисунок 4.14 – Включение ТЭН4

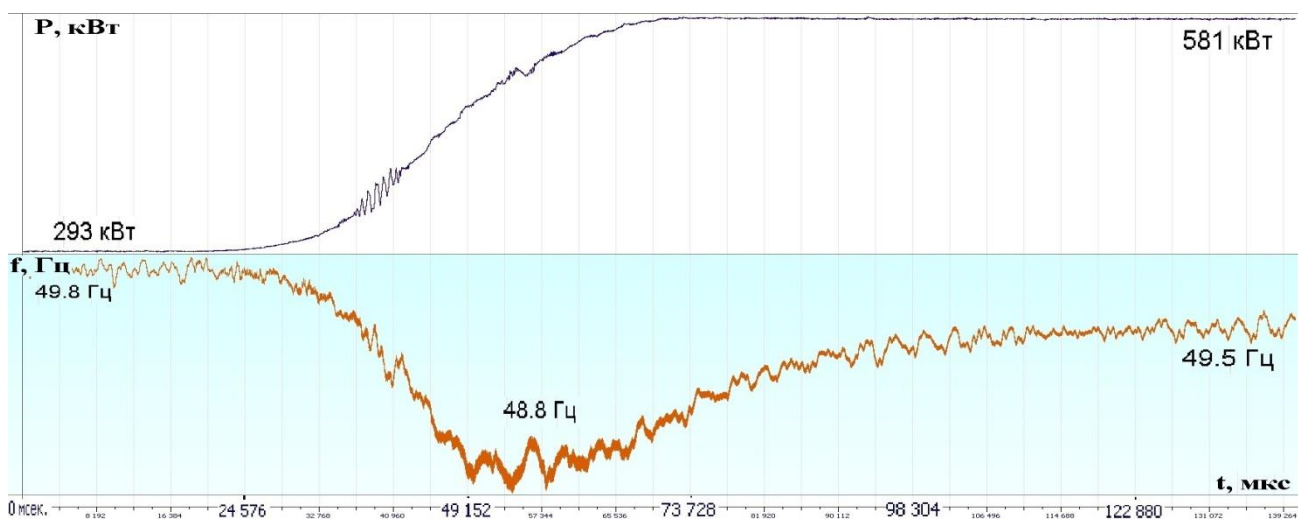


Рисунок 4.15 – Включение ТЭН3

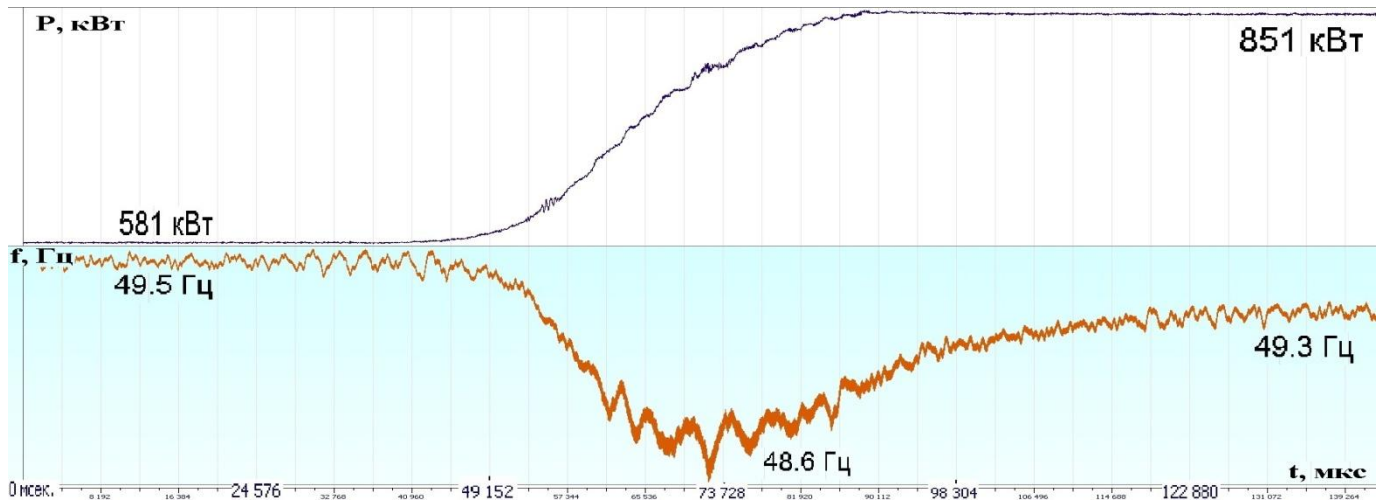


Рисунок 4.16 – Включение ТЭН1



Рисунок 4.17 – Включение ВТЭН1

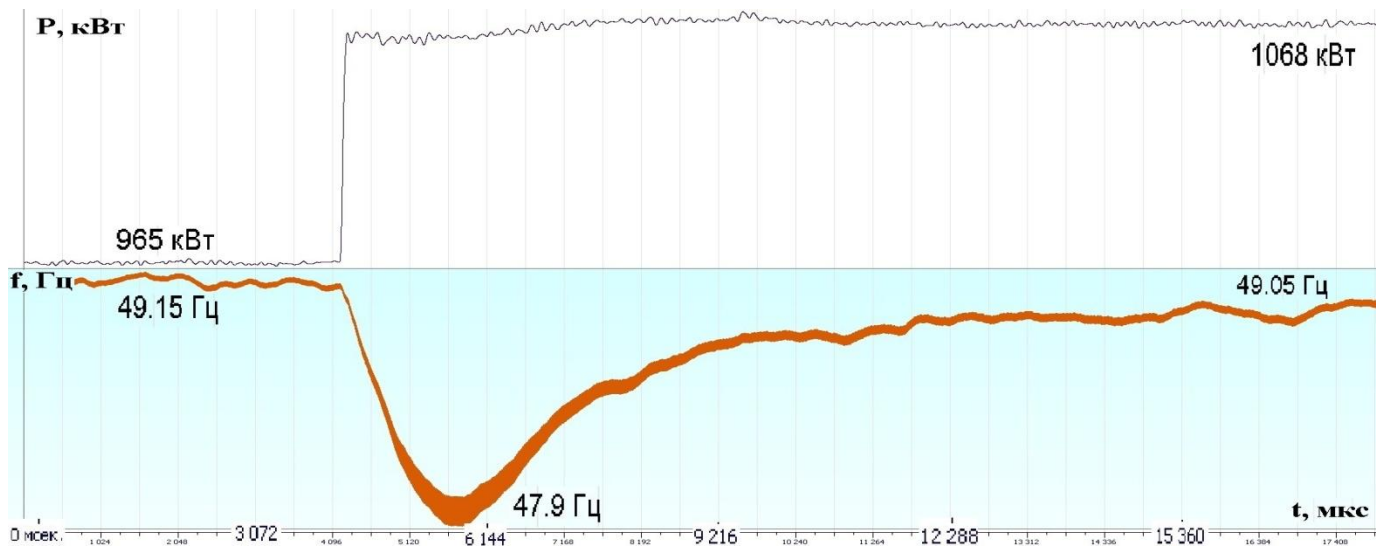


Рисунок 4.18 – Включение ВТЭН2

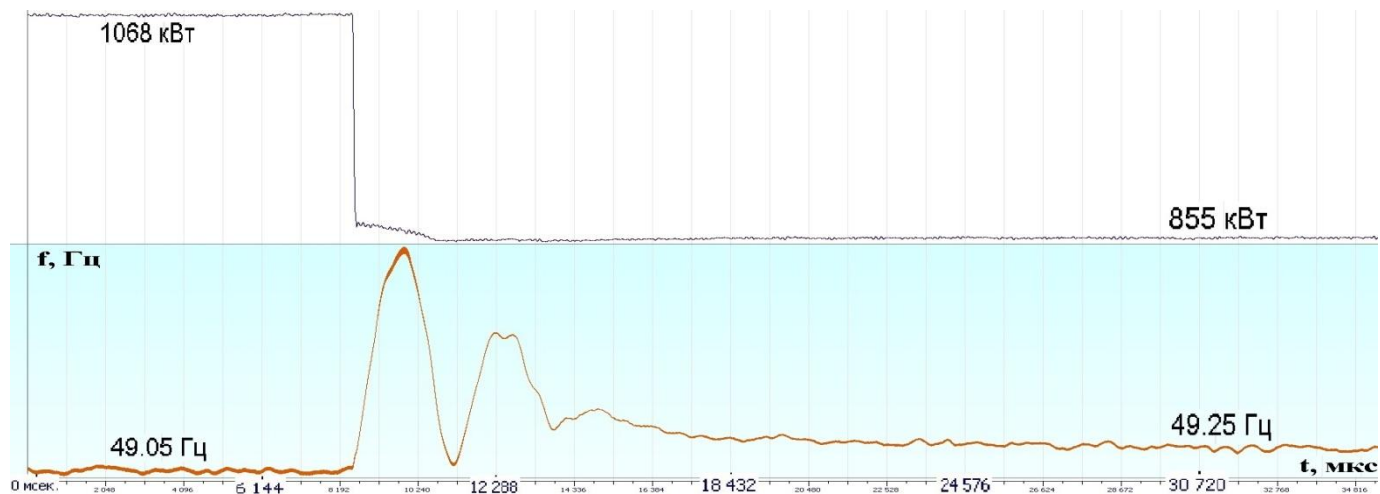


Рисунок 4.19 – Отключение ВТЭН1,2

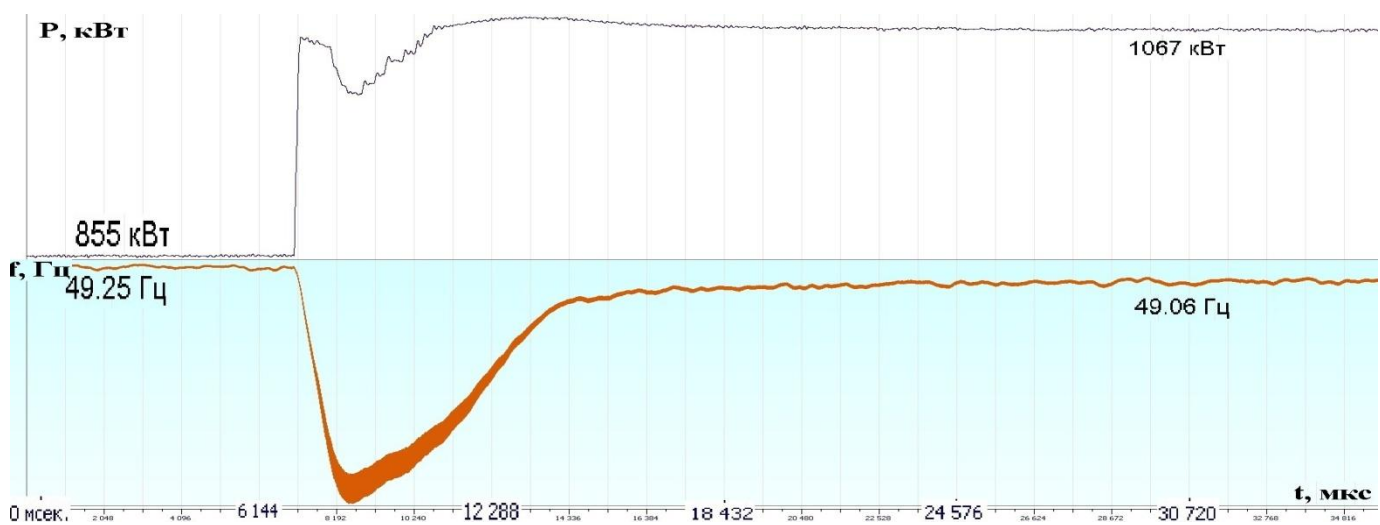


Рисунок 4.20 – Включение ВТЭН1,2

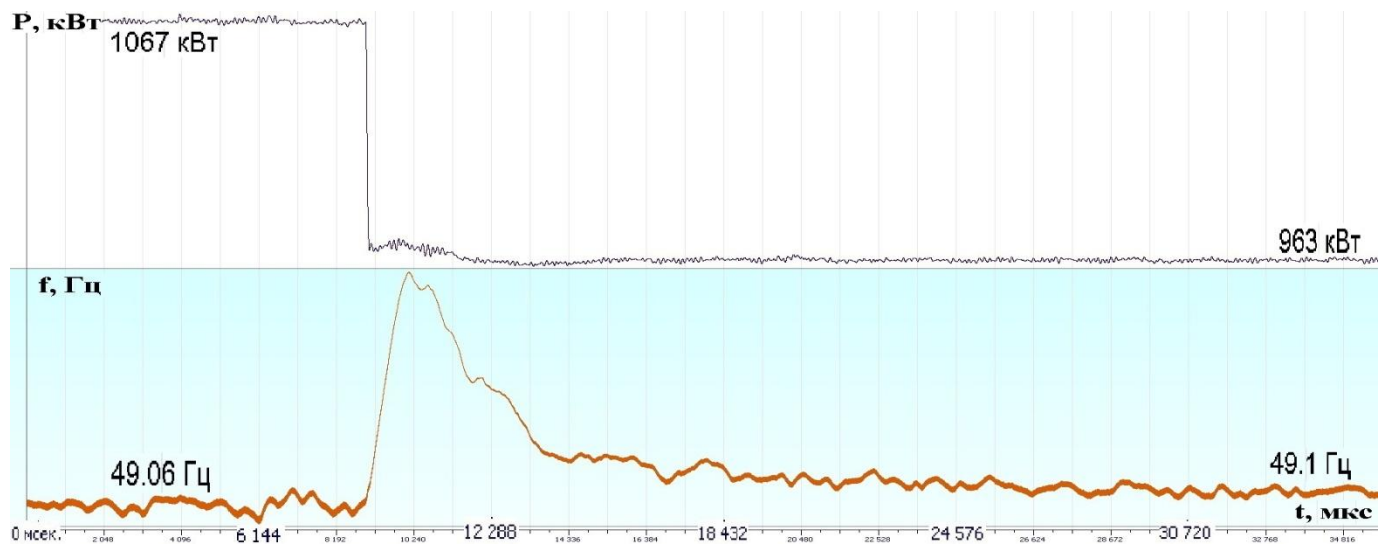


Рисунок 4.21 – Отключение ВТЭН2

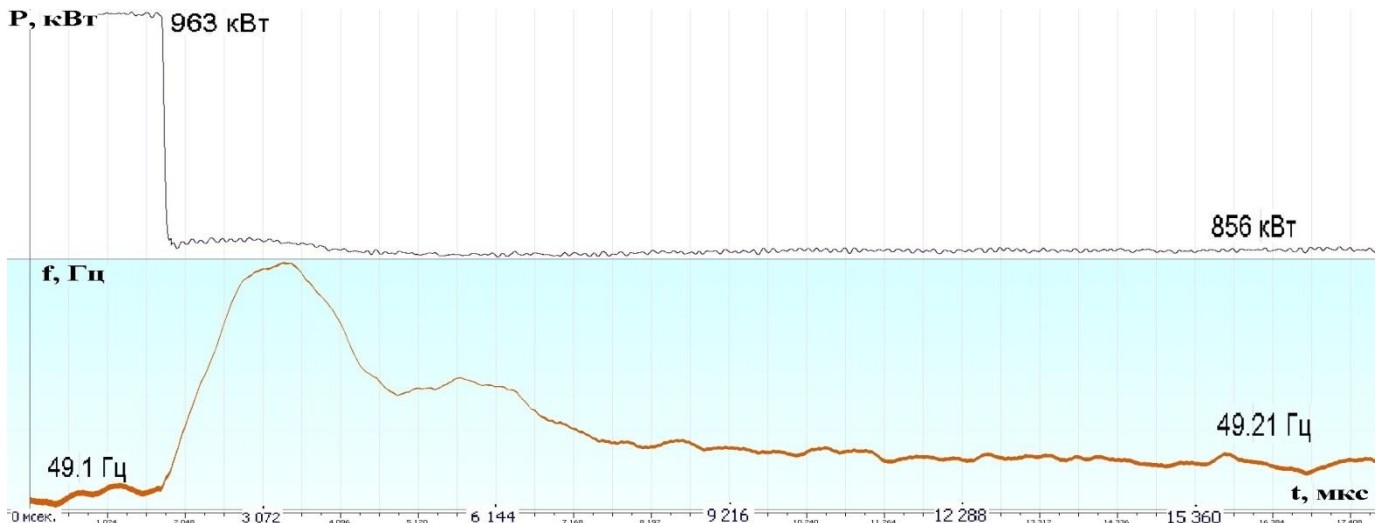


Рисунок 4.22 – Отключение ВТЭН1

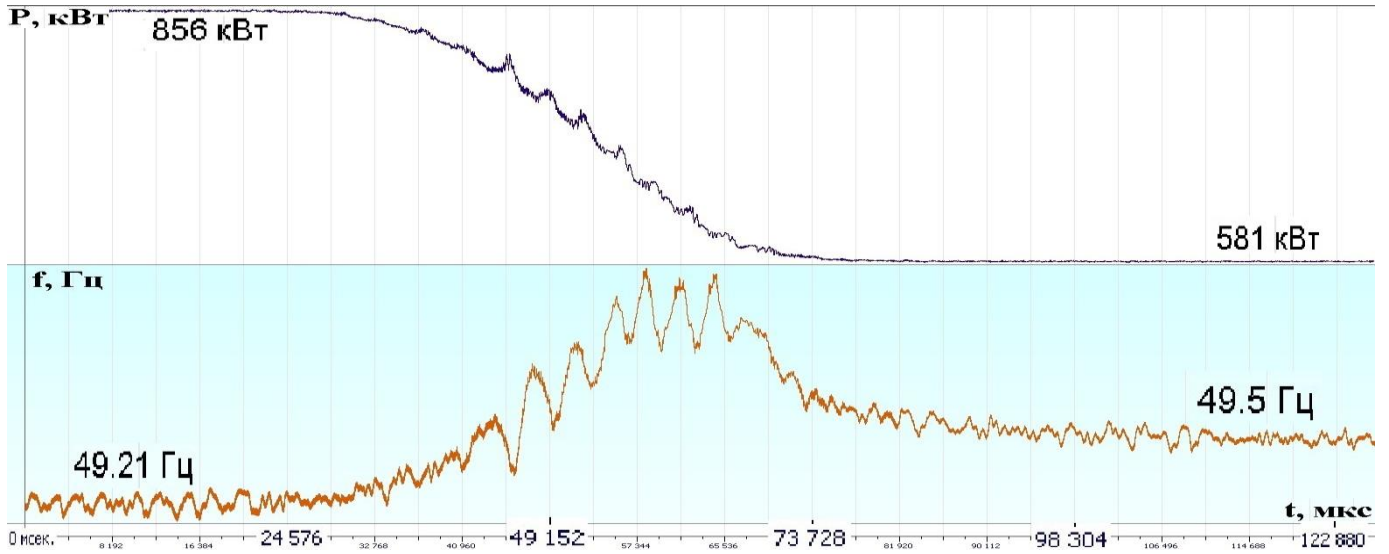


Рисунок 4.23 – Отключение ТЭН1



Рисунок 4.24 – Отключение ТЭН3



Рисунок 4.25 – Отключение ТЭН4

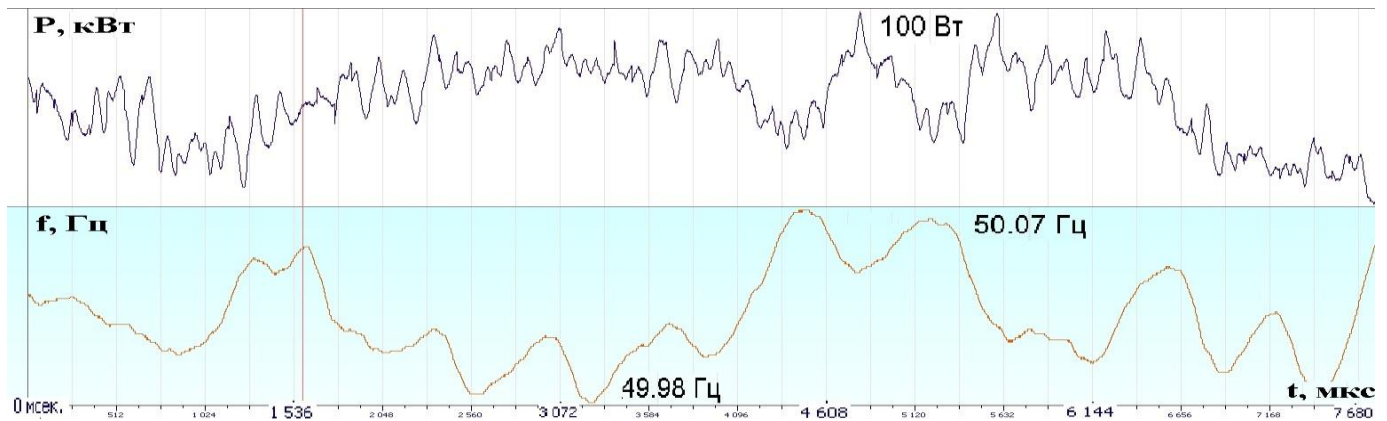


Рисунок 4.26 – Холостой ход

#### *Краткое описание проведенных испытаний Г5.*

Испытания проводились 10.03.21 на выделенном для работы на индукционные и воздушные ТЭНы через генераторный выключатель энергоблок 5. Подготовка основной схемы, схемы измерений и регистрации произведена с 9-00 до 10-00. Выполнение испытаний согласно утвержденной программы с 10-00 до 11-00.

Всего проведено 14 опытов по подключению и отключению индукционных и воздушных ТЭНов.

Результаты в целом подтвердили выполнение всех требований к ОПРЧ:

- Статизм регулирования соответствует заданному (4%)
- Зона нечувствительности системы первичного регулирования равна 69 мГц (допустимо 150 мГц).
- Время ввода первичной мощности значительно меньше требуемого.

- Процессы при набросах мощности до 210 кВт имеют апериодический характер.
- Процессы при сбросе мощности до 106 кВт носят апериодический характер.
- Процессы при сбросе мощности более 120 кВт носят затухающий колебательный характер, что обусловлено особенностью конструкции ГПУ (наличием наддува газа и, соответственно, сложностями сброса мощности).

Требуемая первичная мощность на загрузку и разгрузку обеспечивается регулятором энергоблока 5 в полном объеме.

По результатам испытаний были построены статические характеристики регулирования по частоте вращения вала всех ГПУ мини-ТЭЦ. В качестве примера приводится на рисунке 4.27 статическая характеристика регулирования по частоте ГПУ №5, а также соответствие требованиям, продемонстрированным на рисунке 4.28.

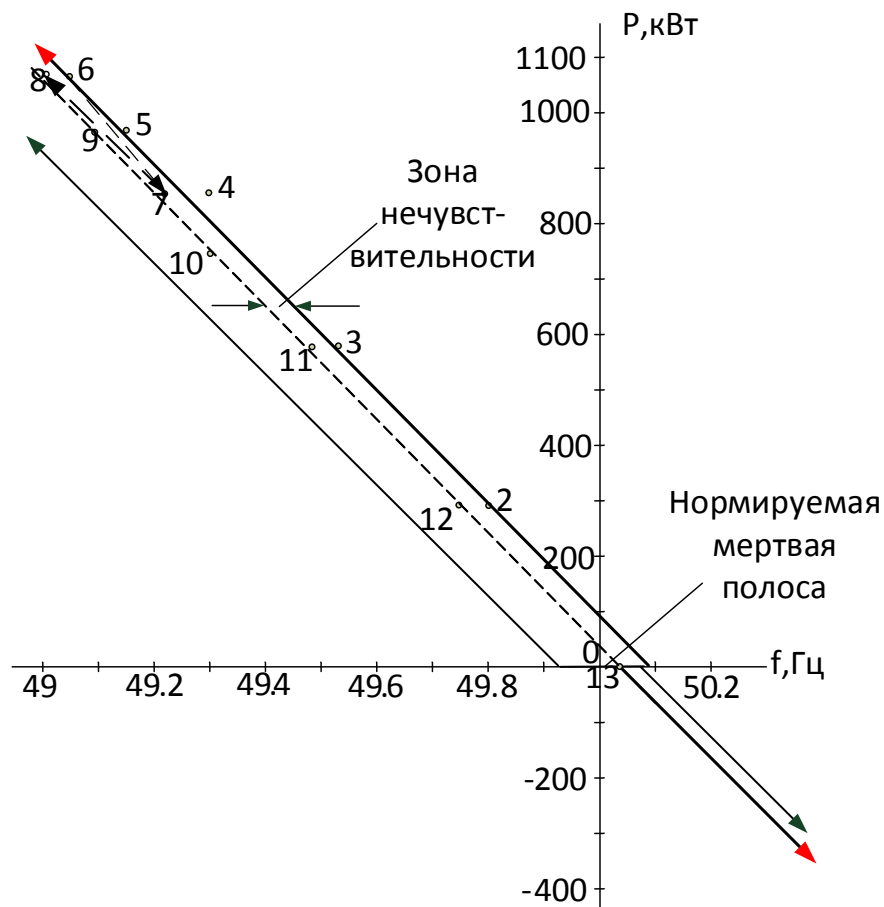


Рисунок 4.27 – Статическая характеристика регулирования по частоте вращения вала газопоршневого двигателя Г5 в регулировочном диапазоне



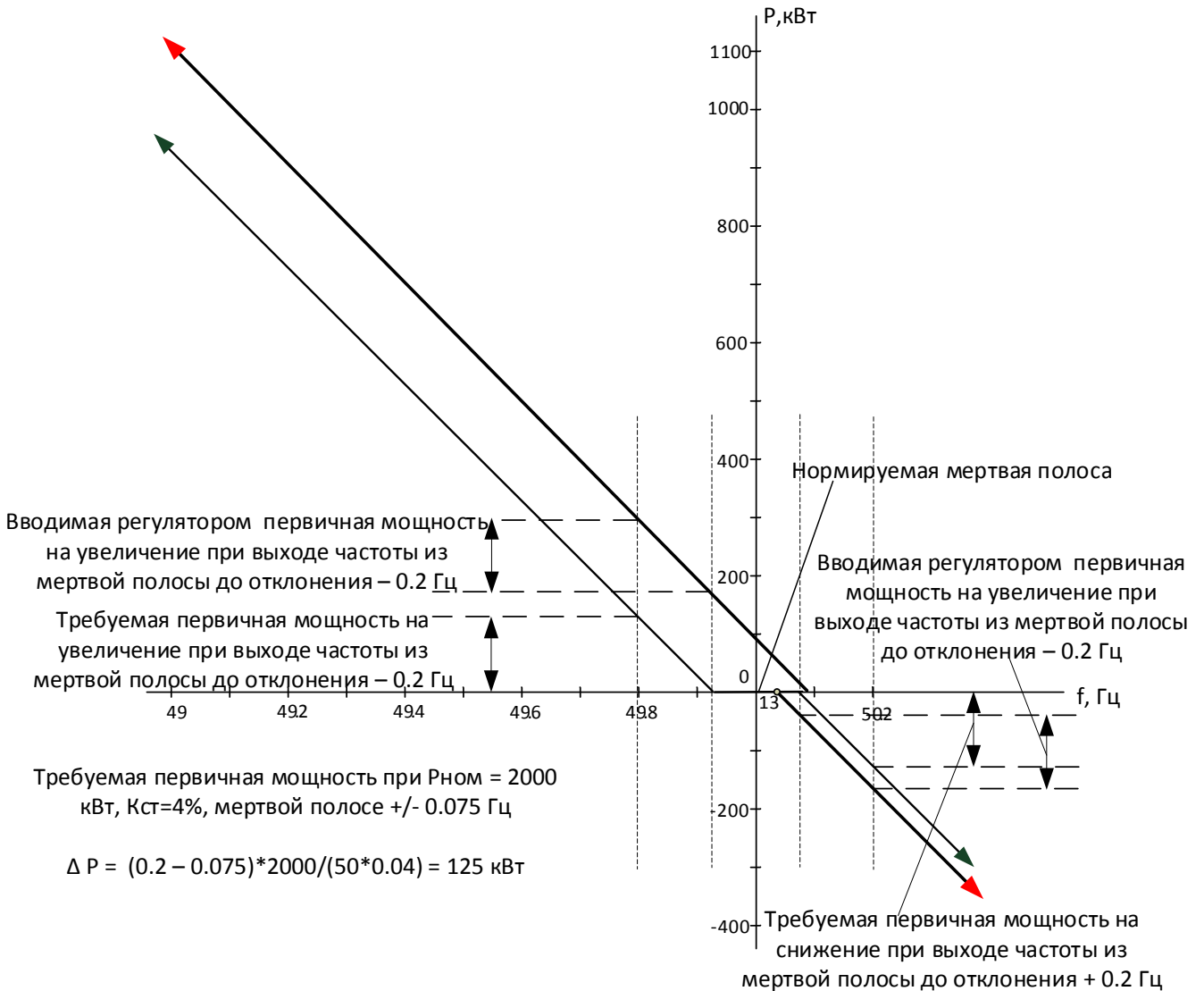


Рисунок 4.28 – Подтверждение реализации требуемой первичной мощности генератором Г5

#### Выводы по главе 4

1. Разработанные алгоритмы системной автоматики обладают достаточной универсальностью, что подтверждено их успешным применением в автоматике двух физических моделей MiniGrid (в НГТУ и НИУ МЭИ), а также при реализации пилотного проекта преобразования локальной системы энергоснабжения жилмассива «Березовое» в Новосибирске, работающей в островном режиме, в MiniGrid с полноценными режимами автономной и параллельной с внешней сеть

режимами, автоматическими переходами между ними в нормальных и аварийных условиях.

2. Создание MiniGrid на базе объектов с малой генерацией нуждается не только в применении специализированной системной автоматики, но и принятия комплекса согласованных с ней технических решений, обеспечивающих безопасность режима параллельной работы для оборудования MiniGrid и внешней электрической сети, в т.ч. с использованием инновационных способов управления таким режимом.

3. Разработанная системная автоматика обеспечивает полностью автоматическое управление режимами MiniGrid, создавая таким образом качественно новый объект энергетики – “беспилотную” энергосистему малой мощности, работающую в составе ЕЭС.

4. Предложенный комплекс технических решений и разработанная автоматика для создания MiniGrid позволяют обеспечить удовлетворение требований существующей нормативной базы электроэнергетики для объектов, работающих в составе ЕЭС, включая режим параллельной работы с реверсивным обменом мощности между MiniGrid и ЕЭС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день можно выделить восемь типов объектов с малой генерацией, определяемых их системным назначением. Одним из этих типов объектов является ЛСЭ, системное назначение которой – независимое от централизованной системы энергоснабжение потребителей. Однако работа ЛСЭ в автономном режиме имеет недостатки в виде низкой надежности электроснабжения потребителей и низкого качества электроэнергии. Также в островном режиме существует необходимость в поддержании резервной мощности, что уменьшает коэффициент использования установленной мощности ЛСЭ и, как следствие, увеличивает сроки окупаемости объектов МГ в ЛСЭ. Эти недостатки устраняются при правильной интеграции ЛСЭ в электрические сети централизованного энергоснабжения или между собой. Помимо устранения недостатков ЛСЭ, приведенных выше, интеграция с внешними сетями также дает положительные эффекты для сетей присоединения в виде снижения потерь, возможности подключения дополнительных потребителей за счет разгрузки сети, а также повышения качества электроэнергии по напряжению в районе присоединения.

Наиболее простым и мало затратным способом интеграции ЛСЭ с внешней сетью является их прямое включение в сеть посредством синхронных связей. Однако, без специального управления такая параллельная работа МГ с внешней электрической сетью имеет риски для оборудования вследствие малой механической инерции роторов ГУ ЛСЭ. Появляется высокая вероятность возникновения асинхронных режимов и недопустимых ударных моментов на валах энергоблоков ЛСЭ. Также без специализированного управления при таком подключении увеличиваются отключаемые в сети ЛСЭ токи короткого замыкания, что может приводить к необходимости реконструкции коммутационного оборудования, средств РЗА, как в самой ЛСЭ, так и во внешней сети, также повышаются требования к квалификации оперативного персонала, что нивелирует низкие затраты на прямое подключение.

В работе предлагается комплекс из технических решений и системной автоматики, который позволяет из ЛСЭ при прямом подключении к внешней

электрической сети создать MiniGrid, исключая риски, присущих ЛСЭ, работающих параллельно с централизованным электроснабжением посредством синхронных связей, а также преодолеть основные организационные и нормативные барьеры для включения ЛСЭ на параллельную работу.

Разработана интеллектуальная системная автоматика, осуществляющая режимное, противоаварийное управление и автооперирование MiniGrid, параллельно работающей с внешней энергосистемой.

При параллельной работе автоматика формирует и поддерживает загрузку двух групп генераторов (А или Б) с учетом допустимых аварийных небалансов на единицу генерирующего оборудования, меняет алгоритмы работы регуляторов в зависимости от класса режимов ЛСЭ.

Необходимость в автооператоре определяется сложностью и ответственностью данного функционала, что предъявляет высокие требования к его квалификации и психофизической устойчивости, и тем не менее может приводить к негативному влиянию человеческого фактора на безопасность параллельной работы ЛСЭ с внешней сетью.

В работе разработан комплекс алгоритмов управления режимами MiniGrid, ПО системной автоматики MiniGrid на его основе для ряда объектов, что свидетельствует о возможности использования разработанных алгоритмов (с некоторыми доработками) инжиниринговыми компаниями для создания системной автоматики для MiniGrid на различных технических платформах с учетом специфических особенностей схем и оборудования.

Для полной реализации функционала системной автоматики MiniGrid требуется ее взаимодействие с блочной автоматикой ГУ ЛСЭ, что, как правило, затруднено ограниченностью доступа к информации о блочной автоматике со стороны ее зарубежных производителей. Принятые технические решения и применение разработанной системной автоматики на реальном объекте доказывают возможность организации необходимого взаимодействия в условиях ограниченных возможностей, предоставляемых производителем оборудования.

Практическим результатом работы являются два прототипа системной автоматики MiniGrid, разработанные для физических моделей в НГТУ и НИУ МЭИ, которые доказали возможность технической реализации самой концепции MiniGrid, как интеллектуальной энергосистемы малой мощности, с последующей ее реализацией в пилотном проекте по объединению локальной системы энергоснабжения жилмассива с когенерационной электростанцией установленной электрической мощностью генераторов 10 МВт и тепловой 59 МВт с ЕЭС России по сетям 10 -110 кВ в г. Новосибирск.

Для доказательства работоспособности системной автоматики и безопасности режима параллельной работы ЛСЭ с внешней сетью, соответствия требованиям СО ЕЭС к генерирующему оборудованию по участию в общем режиме в связке предложенными техническими решениями были разработаны программы и методики испытаний: «Комплексная программа испытаний готовности MiniGrid к включению на параллельную работу с сетью ЕЭС» и «Программа проверки соответствия требованиям к участию энергоблоков ТЭС MiniGrid в ОПРЧ ЕЭС». По результатам испытаний в августе 2021 года MiniGrid жилмассива «Березовое» стал первой локальной интеллектуальной энергетической системой России на базе синхронной генерации.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

|          |  |
|----------|--|
| GPS      | Global Positioning System  |
| FACTS    | Flexible alternating current transmission system                                 |
| SADT     | Методология структурного анализа и проектирования                                |
| IoE      | Internet of Energy   |
| UCTE     | Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity                       |
| ААЭС     | Активно-адаптивной электрической сети  |
| АОСД     | Автоматики опережающего сбалансированного деления                                |
| АО «РЭС» | АО «Региональные электрические сети»   |
| АПВ      | Автоматическое повторное включение   |
| АРВ      | Автоматическое регулирование возбуждения   |
| АРМ      | Автоматизированное рабочее место   |
| АРЧМ     | Автоматическое регулирование частоты и активной мощности                         |
| АСДУ     | Автоматизированная система диспетчерского управления                             |
| АСУ ТП   | Автоматизированная система управления технологическим процессом                  |
| ВОЛС     | Волоконно-оптическая линия связи   |
| ВЭС      | Внешняя электрическая сеть   |
| ГЛОНАСС  | Глобальная навигационная спутниковая система                                     |
| ООО «ГС» | ООО «Генерация Сибири»   |
| ГПУ      | Газопоршневая установка  |
| ГРУ      | Генераторное распределительное устройство  |
| ДВЭС     | Диспетчер Филиала АО «РЭС» - Восточные электрические сети                        |
| ДГК      | Дугогасящая катушка  |
| ДГУ      | Дизель-генераторная установка  |
| ДЗ       | Дистанционная защита   |
| ДНРДУ    | Диспетчер АО «Филиал АО СО ЕЭС – Новосибирский региональный диспетчерский центр» |
| ДЦУС     | Диспетчер Центра управления сетями АО «РЭС»                                      |
| ЕЭС      | Единая энергетическая система  |
| ЗРУ      | Закрытое распределительное устройство  |
| ИРЭС     | Изолированно работающие энергосистемы  |
| ИПО      | Измерительно-пусковой орган  |
| КЗ       | Короткое замыкание   |
| КЛ       | Кабельная линия  |
| КПД      | Коэффициент полезного действия   |

|          |   |
|----------|---|
| ЛИЭС     | Локальных интеллектуальных энергосистем                                       |
| ЛСЭ      | Локальная система энергоснабжения   |
| ЛЭП      | Линия электропередачи   |
| МГ       | Малая генерация   |
| Мини-ТЭЦ | Теплоэлектроцентраль на основе малой генерации                                |
| МТЗ      | Максимальная токовая защита   |
| НГТУ     | Новосибирский государственный технический университет                         |
| НИУ МЭИ  | Национальный исследовательский университет Московский энергетический институт |
| ОИК      | Оперативно-информационный комплекс  |
| ОП       | Оперативный персонал  |
| ОПРЧ     | Общее первичное регулирование частоты   |
| ОСД      | Опережающее сбалансированное деление  |
| ПА       | Противоаварийная автоматика   |
| ПО       | Пусковой орган  |
| ПС       | Подстанция  |
| ПТК      | Программно-технический комплекс   |
| ПТЭ      | Правила технической эксплуатации  |
| ПУЭ      | Правила устройства электроустановок   |
| РА       | Режимная автоматика   |
| РЗА      | Релейная защита и автоматика  |
| РП       | Распределительный пункт   |
| РПН      | Регулирование под нагрузкой   |
| РУ       | Распределительное устройство  |
| СВ       | Секционный выключатель  |
| СВИ      | Синхронизированные векторные измерения  |
| СВМ      | Схемы выдачи мощности   |
| СГ       | Синхронный генератор  |
| СМГ      | Синхронная малая генерация  |
| СНГ      | Содружество независимых государств  |
| ТА       | Технологическая автоматика  |
| ТИ       | Телеизмерения   |
| ТН       | Трансформатор напряжения  |
| ТС       | Телесигнализация  |
| ТТ       | Трансформатор тока  |
| ТЭС      | Тепловая электростанция   |

|         |  |
|---------|--|
| УРОВ    | Устройство резервирование отключения выключателя |
| УСО     | Устройство связи с объектом                      |
| ООО ФСК | Федеральная сетевая компания ЕЭС                 |
| ЦУС     | Центр управления сетью (сетями)                  |
| ШБМ     | Шины бесконечной мощности                        |
| ЭДМ     | Электродинамическая модель энергосистемы         |
| ЭДС     | Электродинамические силы                         |
| ЭЭ      | Электроэнергия                                   |



## СПИСОК ТЕРМИНОВ

*Малая генерация* – источники электроэнергии мощностью до 25 МВт.

*Распределенная малая генерация* – множество объектов малой генерации, включенных на параллельную работу в разных узлах общей распределительной электрической сети.

*Локальная система энергоснабжения (ЛСЭ)* - система энергоснабжения, состоящая из электростанции(ий) малой мощности, электрических и тепловых распределительных сетей и находящаяся под диспетчерским управлением из диспетчерского центра ЛСЭ.

*Локальная интеллектуальная энергосистема (ЛИЭС или MiniGrid)* – локальная система энергоснабжения с источниками электрической энергии суммарной мощностью 1 - 25 МВт, подключенная к распределительной сети 6 - 110 кВ, способная работать под управлением автоматики, независимой от внешней системы, как автономно, так и параллельно с внешней сетью, а также устойчиво и безопасно переходить из режима автономной работы в параллельный и наоборот.

*Системная автоматика ЛИЭС (MiniGrid)* - взаимодействующий комплекс противоаварийной, режимной автоматик и автооператора переходов из режимов параллельной работы в автономный и наоборот, а также выбора состава работающих энергоблоков на электростанции ЛСЭ и управления их мощностью для осуществления требуемого режима параллельной работы.

*Опережающее сбалансированное отделение MiniGrid от внешней электрической сети* – противоаварийное отделение MiniGrid от внешней электрической сети до срабатывания основных защит внешней электрической сети и энергоблоков электростанции с балансированием MiniGrid отключением избыточной генерации (энергоблоков, работающих на выдачу мощности во внешнюю сеть).

*Диспетчер ЛСЭ* – работник диспетчерского центра Мини ТЭЦ, уполномоченный на выдачу команд оперативному персоналу ЛСЭ на изменение режима обслуживаемого оборудования.

*Автономный режим ЛСЭ* – режим энергоснабжения потребителей, обеспеченный исключительно выработкой энергии на электростанции (иях) ЛСЭ.

*Режим параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью (Параллельный режим ЛСЭ)* – режим энергоснабжения потребителей, при котором балансы электрической мощности и энергии обеспечиваются генераторами электростанции ЛСЭ и внешней электрической сетью. Генераторы в этом режиме работают синхронно с частотой внешней электрической сети за счет синхронных электрических связей через подстанцию подключения к сети.

*Сечение электрической сети* – элементы электрической сети, отключение которых разделяет электрическую сеть на две независимые части.

*Переток мощности по сечению* – сальдо (сумма с учетом направлений) перетоков мощности по элементам сети, входящим в сечение.

*Групповое регулирование (активной, реактивной мощностей, частоты, напряжения)* – регулирование параметра группой генераторов, один из которых (ведущий) осуществляет непосредственное регулирование, а остальные поддерживают постоянство заданной уставкой доли в активной или реактивной мощности ведущего генератора.

*Сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети* – отделение (отключение выключателями) ЛСЭ от внешней электрической сети по сечению с нулевыми или близкими к нему перетоками активной и реактивной мощностями.

*Мертвая полоса первичного регулирования* - задаваемая величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется первичное регулирование.

*Зона нечувствительности первичного регулирования* - максимальная величина изменения частоты вращения турбин от любого ее исходного значения в любом направлении ее изменения, при которой не гарантируется участие генерирующего оборудования в первичном регулировании.

*Крутизна статической частотной характеристики (крутизна СЧХ)* - коэффициент линеаризованной зависимости суммарной первичной мощности от изменения частоты.

*Модель (алгоритм) управления* - форма отображения процесса формирования управляющего воздействия (оригинала модели), которое содержит существенные свойства оригинала, представленного в абстрактном знаковом виде. К существенным относятся - входные и выходные параметры, действия, условия и последовательность их выполнения.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года / Распоряжение Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020г. № 1523-р.
2. Национальной технологической инициативы по направлению "Энерджинет" / Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28 апреля 2018г. № 830-р
3. Инновационная электроэнергетика - 21 // под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая - М.: ИЦ «Энергия», 2017. – 584 с.
4. Воропай Н.И., Суслов К.В. Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. - 2018. - № 1. - С. 2-6.
5. Бухгольц Б.М. SmartGrids - основы и технологии энергосистем будущего : пер. с англ. / Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински; [под общ. ред. Н.И. Воропая ; науч. ред. пер. Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев]. - М. : Издательский дом МЭИ, 2017. - 461 с.
6. Марченко А.И. Разработка и исследование автоматики опережающего сбалансированного деления в электрических сетях с малой генерацией: диссертация кандидата технических наук: 05.14.02 // Фишов А.Г. д.т.н., проф. (научный руководитель); Новосибирский государственный технический университет - Новосибирск, 2020. - 184 с.
7. Ackermann, T. Distributed generation: a definition / T. Ackermann, G. Andersson, L. Soder // Electric Power Systems Research. – 2001. — V. 57, №3. — P. 195–204.
8. Ackermann T., Knyazkin V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2002, Volume 2, Conference Paper, Publisher: IEEE Cited by: Papers (122).
9. А.И.Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. - М.: ИАЦ Энергия, 2010. - 208 с.
10. Марченко А. И. Исследование устойчивости параллельной работы локальной системы энергоснабжения малой мощности с внешней электрической сетью энергосистемы / А. Г. Фишов, А. И. Марченко, В. В. Денисов, И. С.

Мурашкина // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2020. – № 1. – С. 116–127.

11. Эрдэнэбат Э. Управление режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией (на примере монгольской энергосистемы): диссертация кандидата технических наук: 05.14.02 // Фишов А.Г. д.т.н., проф. (научный руководитель); 2019. - 178 с.

12. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети / Гежа Е.Н., Ивкин Е.С., Сердюков О.В., Глазырин В.Е., Глазырин Г.В., Марченко А.И., Семендяев Р.Ю., Фишов А.Г. // Релейщик. 2018. № 2 (32). С.24-31.

13. Илюшин П.В. Разработка схем выдачи мощности объектов распределенной генерации, с учетом особенностей современных генерирующих установок // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 2 (53). С. 28-35.

14. Влияние присоединения малой генерации на чувствительность дистанционной защиты в сети присоединения. / Ивкин Е.С., Фишов А.Г. // В сборнике: Наука. Технологии. Инновации. Сборник научных трудов в 9 частях. Новосибирский государственный технический университет. 2016. С. 116-118.

15. Онисова О.А. Характеристика влияния распределенной генерации на функционирование релейной защиты и автоматики // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 5 (50). С. 88-93.

16. Electric power systems and equipment - voltage ranges. ANSI Standard C84.1 -1995.

17. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE Standard 1547-2018.

18. Марченко А. И., Мукатов Б. Б., Фишов А. Г. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях, Патент РФ №2662728, Опубл. БИ №22 от 30.07.18.;

19. Фишов А.Г., Семендяев Р.Ю., Марченко А.И., Ивкин Е. С., Автоматика опережающего деления в схемах присоединения малой генерации к электрической

сети// Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: междунар. выст. и конф., Санкт-Петербург, 25–28 апр. 2017г. : сб. докл. - Санкт-Петербург, 2017.;

20. Фишов А.Г., Ивкин Е.С., Марченко А.И., Мурашкина И., Сердюков О.В., Э. Энхсайхан. Автоматика «беспилотной» электростанции малой мощности с синхронной генерацией // Материалы XIV международной научно-технической конференции "Актуальные проблемы электронного приборостроения" 2-6 октября 2018г, Новосибирск;

21. Фишов А.Г., Ландман А.К., Сердюков О.В. SMART технологии для подключения к электрическим сетям и управления режимами малой генерации/ VIII Международная молодёжная научно-техническая конференция 02 – 06 октября 2017 года «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2017»: сб.докл.- г. Самара, 2017;

22. Фишов А. Г., Петрищев А. В. Идентификация классов состояния автономной системы энергоснабжения для управления режимом ее параллельной работы с централизованной электрической сетью// Вестник Иркутского государственного технического университета 2018. – Т. 22, № 1. – С. 168-185.;

23. Режимы и автоматика минигрид, работающих в составе распределительных электрических сетей ЕЭС / Фишов А.Г. Ивкин Е.С. Гилев О.В. Кокоша Ю.В // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – №3. – С. 22-37;

24. 2. Синхронизация microgrid с внешней электрической сетью и между собой в нормальных и послеаварийных режимах при разных схемах объединения / Фишов А.Г., Гуломзоде А.Х., Ивкин Е.С., Семендяев Р.Ю // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – №2. – С. 32-42;

25. Дэвид А. Марка и Клемент МакГоуэн Предисловие Дугласа Т. Росса методология структурного анализа и проектирования SADT. – М: 1993 – 241с.

26. Фишов А.Г., Семендяев Р.Ю., Ивкин Е.С. Способ управления составом и загрузкой генераторов электростанции с собственными нагрузками, работающей изолированно и параллельно с приемной энергосистемой. Патент РФ № 2697510, 15.08.2019, Опубликовано: Бюллетень изобретений №23 от 15.08.2019.

27. Исследование влияния электронной генерации на статическую апериодическую устойчивость электроэнергетической системы/ Фишов А.Г., Мурашкина И.С., Марченко А.И., Энхсайхан Э., Ивкин Е.С./ Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 2. С. 51-64.

28. R. Kuwahata, N. Martensen, T. Ackermann and S. Teske «The role of microgrids in accelerating energy access» 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012, pp. 1-9.

29. N. Hadsaid. Les reseauelectriques de distribution: de la production decentralisee aux SmartGrids I I Edition Hermes, 2010.

30. Barton, J, Emmanuel-Yusuf, D, Hall, S, Johnson, V, Longhurst, N, O'Grady, A, Robertson, E, Robinson, E & Sherry-Brennan, F 2015 «Distributing Power. A transition to a civic energy future» [Электронный ресурс] Режим доступа: [https://purehost.bath.ac.uk/ws/portalfiles/portal/137232615/FINAL\\_distributing\\_power\\_report\\_WEB.pdf](https://purehost.bath.ac.uk/ws/portalfiles/portal/137232615/FINAL_distributing_power_report_WEB.pdf)

31. Васильев В.В., Бушуев В.В., Кобец Б.Б., Лизалек Н.Н. Интеллектуальное развитие электроэнергетики с участием «активного потребителя» // Энергетическая политика. 2013. - 84 с.

32. Филиппов С.П., Дильман М.Д., Илюшин П.В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов // Теплоэнергетика. 2019. № 12. С. 4-17.

33. Хохлов А., Мельников Ю., Веселов Ф., Холкин Д., Дацко К. Распределенная генерация в России: потенциал развития. М.: Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2018.

34. Куликов А.Л., Шарыгин М.В., Илюшин П.В. Принципы организации релейной защиты в микросетях с объектами распределённого генерирования электроэнергии // Электрические станции. 2019. № 7 (1056). С. 50-56.

35. Ерохин П.М., Ерошенко С.А., Паздерин А.В., Самойленко В.О., Рывлин А.Л., Стерлягова С.А. Разработка адекватных технических условий для технологического присоединения генерирующих объектов малой мощности к электрической сети // Промышленная энергетика. 2016. № 2. С. 6-12.

36. Онисова О.А. Направления развития электроэнергетических систем с малыми распределенными электростанциями // Релейщик, 2014, № 4. С. 20-25.
37. Chowdhury, S. Microgrids and Active Distribution Networks [Text] / S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley. - The Institution of Engineering and Technology. Renewable Energy series 6, 2009. - 297 p.
38. Марченко А.И., Денисов В.В., Мурашкина И.С. Средства и способы управления параллельной работой электрической станции малой генерации с электрической сетью // Научный вестник НГТУ, том 74, № 1, 2019, с. 77– 90.
39. ООО «Генерация Сибири» [Электронный ресурс] [www.gensib.ru](http://www.gensib.ru)
40. Caterpillar Energy Solutions GmbH Carl Benz Strabe. Power plants layout with gas engines (Planning and installation notes). 2014. pp. 6-16.
41. Барзам, А. Б. Системная автоматика : Учебник / А. Б. Барзам. - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 446 с.
42. Делительные защиты автоматика деления при авариях/ М. А. Шабад. М.: НТФ "Энергопрогресс", 2006. 64 с.; ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик"; Вып. 7 (91)].
43. Автоматика энергосистем: учебное пособие / составители Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, М.В. Андреев, А.О. Сулайманов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 196 с.
44. Овчаренко Н.И., Автоматика энергосистем : учебник для вузов / Н.И. Овчаренко ; под ред. чл.-корр. РАН, докт. техн. наук, проф. А.Ф. Дьякова - М. : Издательский дом МЭИ, 2016.
45. СТО 59012820. 29.240. 001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М.: АО СО ЕЭС, 2011.
46. Fishov A.G., Marchenko A.I. Synchronized mode operation of distributed generation in power grid // 12 Intern. forum on strategic technology (IFOST 2017): proceedings, Korea, Ulsan, 31 May–2 June 2017. Ulsan. 2017. V. 1. P. 276–280.



47. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. - Москва: Высшая школа, 1970. - 472 с.
48. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. – М., Энергия, 1979. – 456 с.
49. П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров, А.З. Жук, Ф.В. Веселов «Особенности интеграции малых распределенных ТЭЦ в энергосистему», журнал «Академия энергетики» № 6 (62), 2014.
50. Илюшин П.В. Особенности применения объектов распределенной генерации в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий / Материалы Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Ответственные редакторы Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукуреев. Сыктывкар: Изд-во ООО «Коми республиканская типография», 2016. С. 100-109.
51. Нудельман, Г.С. Исследование режимов электроэнергетических систем с распределенной генерацией / Г.С. Нудельман, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во Российский нац. комитет СИГРЭ. - 2013. - С. 1-8.
52. Гуревич Ю.Е., Илюшин П.В. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография. - Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. - 280 с.
53. Кучеров Ю.Н., Березовский П.К., Веселов Ф.В., Илюшин П.В. Анализ общих технических требований к распределённым источникам энергии при их интеграции в энергосистему // Электрические станции. 2016. № 3 (1016). С. 2-10.
54. Fishov A.G., Marchenko A.I., Murashkina I.S., Erdenebat E., Ivkin Y.S. Automation of unmanned low capacity power plant with synchronized generation // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018) / Actual problems of electronic instrument engineering (APEIE–2018) : тр. 14 международная научно-техническая конференция, Новосибирск, 2–6 октября 2018г. : в 8 т. –

Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – Т. 1, ч. 5. – С. 108–114. DOI: 10.1109/APEIE.2018.8545916

55. Fishov A.G., Semendyaev R.Y., Ifkin E. Reconfiguration of the electric grid, regulators and modes control of the “unmanned power station” of low power at parallel operation with an external grid [Electronic resource] // The 13 Intern. forum on strategic technology (IFOST 2018): proc., Harbin, China, 30 May–1 June, 2018. Harbin. 2018. P. 898–901.

56. Строев В.А., Штробель В.А. Роль физического моделирования на современном этапе исследования электроэнергетических систем. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1990, № 6.

57. Ilyushin P.V., Sukhanov O.A. The structure of emergency-management systems of distribution networks in large cities // Russian Electrical Engineering. 2014. Vol. 85. № 3. Pp. 133-137.

58. Анализ влияния распределенной генерации на свойства ЭЭС / П.И. Бартоломей, Т.Ю. Паниковская, Д.А. Чечушков. // Объединенный симпозиум, 30 августа - 2 сентября. Иркутск, Россия. – 2010.

59. Воропай Н.И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы / Н.И. Воропай // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2011. - № 3 (20). – С.11-16.

60. Казаков А.В., Заворин А.С., Новосельцев П.Ю., Табакаев Р.Б., Малая распределенная энергетика России : современная выработка тепло- и электроэнергии // Вестник науки Сибири № 4 (10) Серия Энергетика, Томский политехнический университет, 2013.

61. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения // Введен приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии РФ от 22.07.2013г. N 400-ст

62. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушения электроснабжения. М.: Издательский дом МЭИ, 2010. 188 с.

63. Информационный ресурс:  
[http://www.kotelnaya.ru/publication/index.php?publicationtree\\_id=46](http://www.kotelnaya.ru/publication/index.php?publicationtree_id=46)
64. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года  
<https://minenergo.gov.ru/node/1026>
65. Архитектура Интернета энергии (Internet of Distributed Energy Architecture)
66. Н.И. Воропай, А.В. Кейко, Б.Г. Санеев, С.М. Сендеров, В.А. Стенников. Тенденции развития централизованной и распределенной энергетики, Ж.Энергия: экономика, техника, экология, 2005, № 7. УДК 621.311.1;
67. Смородова О.В. Энергоэффективное использование попутного нефтяного газа//Иновационная наука. 2016 №4-3. С.154-157. Марченко А. И., Мукатов Б. Б., Фишов А. Г.
68. Автоматика «беспилотной» электростанции малой мощности с синхронной генерацией/ Фишов А.Г., Ивкин Е.С., Марченко А.И., Мурашкина И., Какоша Ю., Сердюков О.В., Э. Энхсайхан// actual problems of electronic instrument engineering (apeie) - proceedings apeie. 14th international scientific-technical conference. Novosibirsk, 2018 г, НГТУ
69. Варианты и схемы интеграции синхронной малой генерации в электрические сети и локальные энергосистемы/ Какоша Ю.В., Фишов А.Г. В сборнике: Альтернативная и интеллектуальная энергетика Материалы Международной научно-практической конференции. 2018. С. 18-20.
70. А. Ю. Азорин, Н. И. Воропай. Проблемы синхронизации при восстановлении систем электроснабжения, включающих распределенную генерацию. Институт систем энергетики имени Л. А. Мелентьева СО РАН. Тр.5-й межд.н.-т. конф. Электроэнергетика глазами молодежи, Томск, 2014.
71. Фишов А.Г., Карджаубаев Н.А., Эрдэнэбат Э. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях// Релейная защита и автоматика энергосистем 2017 : междунар. выст. и конф., Санкт-Петербург, 25–28 апр. 2017г. : сб. докл. - Санкт-Петербург, 2017.

## ПРИЛОЖЕНИЕ «А» ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2697510

**СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ И ЗАГРУЗКОЙ  
ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С  
СОБСТВЕННЫМИ НАГРУЗКАМИ, РАБОТАЮЩЕЙ  
ИЗОЛИРОВАННО И ПАРАЛЛЕЛЬНО С ПРИЕМНОЙ  
ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ**

Патентообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью  
"Торнадо Модульные Системы" (RU)*

Авторы: *Фишов Александр Георгиевич (RU), Семендяев Родион  
Юрьевич (RU), Ивкин Ефим Сергеевич (RU)*

Заявка № 2018113035

Приоритет изобретения 10 апреля 2018 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 15 августа 2019 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 10 апреля 2038 г.

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

*Г.П. Ивлиев*



## ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ



УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по научной работе

д.т.н.

Брованов С.В.

мая 2021 г.

АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета результатов диссертационной работы Ивкина Ефима Сергеевича на тему «Системная автоматика для самобалансирующихся энергетических ячеек (Минигрид) с синхронными генераторами»

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационного исследования Ивкина Ефима Сергеевича на тему «Системная автоматика для самобалансирующихся энергетических ячеек (Минигрид) с синхронными генераторами» в учебный процесс кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского государственного технического университета.

Предмет внедрения:

- Усовершенствованный способ синхронизации Минигрид с внешней энергосистемой;
- Способ двухгруппового регулирования обменной мощности Минигрид с внешней энергосистемой;
- Способ выбора состава работающего генерирующего оборудования на электростанции Минигрид в режиме параллельной работы с внешней энергосистемой;
- Разработанное программное обеспечение системной автоматики режимного, противоаварийного управления и автооперирования в Минигрид.

Характер внедрения:

1. Использование студентами и аспирантами при выполнении исследовательских и выпускных квалификационных работ;
2. Исследования аспирантами при обосновании предложений по выполнению НИОКР для энергосистем, развивающих распределенную малую генерацию в своих электрических сетях;
3. Использование студентами и аспирантами физической модели Минигрид, созданной на основе ПТК управления ее режимами, использующего созданное в диссертации программное обеспечение.

Декан факультета энергетики, к.т.н.

А. В. Белоглазов

## АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования Ивкина Ефима Сергеевича на тему «Системная автоматика для самобалансирующихся энергетических ячеек (Минигрид) с синхронными генераторами»

Настоящим актом удостоверяется, что следующие теоретические разработки, практические рекомендации, технические результаты, полученные в диссертационном исследовании Ивкина Ефима Сергеевича внедрены на нашем предприятии:

- Усовершенствованный способ синхронизации Минигрид с внешней энергосистемой;
- Способ двухгруппового регулирования обменной мощности Минигрид с внешней энергосистемой;
- Способ выбора состава работающего генерирующего оборудования на электростанции Минигрид в режиме параллельной работы с внешней энергосистемой;
- Разработанное программное обеспечение системной автоматики режимного, противоаварийного управления и автооперирования в Минигрид.

Указанные результаты использованы при проектировании и практической реализации автоматики, обеспечивающей возможность присоединения локальной системы энергоснабжения жилмассива «Березовое» к региональной электрической сети с выдачей избытков мощностей в режиме параллельной работы.

Выражаем признательность Ивкина Ефима Сергеевича за существенный вклад в реализацию проекта, обеспечившего повышение надежности энергоснабжения потребителей жилмассива «Березовое», экономичности выработки энергии на когенерационной электростанции и сокращение сроков окупаемости генерирующего оборудования.

Директор ООО «Генерация Сибири»



Гилёв О.В.  
16.02.2021