

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



ЭРДЭНЭБАТ ЭНХСАЙХАН

**УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С  
РАСПРЕДЕЛЕННОЙ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ (НА ПРИМЕРЕ  
МОНГОЛЬСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ)**

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 - 2019

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|   |    |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....  | 6  |
| 1 АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В МИРЕ, РОССИИ И МОНГОЛИИ И ЕГО ВЛИЯНИЯ НА УПРАВЛЯЕМОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ ..... | 13 |
| 1.1 От централизации к децентрализации .....  | 13 |
| 1.2 Распределенная генерация в мире, России и Монголии .....  | 18 |
| 1.2.1 Развитие возобновляемых источников энергии в мире и России .....  | 18 |
| 1.2.2 Развитие малой когенерационной топливной генерации .....  | 21 |
| 1.2.3 Малая энергетика Монголии .....   | 27 |
| 1.2.4 Существующие виды объектов с малой и микрогенерацией, цели субъектов по их развитию и интеграции в электрические сети .....   | 34 |
| Выводы по главе 1 .....   | 37 |
| 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ МАЛОЙ СИНХРОННОЙ И ЭЛЕКТРОННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ МОНГОЛИИ .....         | 38 |
| 2.1 Влияние распределенной малой генерации на устойчивость энергосистем .....   | 38 |
| 2.1.1 Устойчивость режимов электроэнергетических систем. Общие положения ..   | 38 |
| 2.1.2 Основные понятия общей теории устойчивости .....  | 38 |
| 2.1.3 Устойчивость по Ляпунову .....  | 39 |
| 2.1.4 Устойчивость линейных систем .....  | 39 |
| 2.1.5 Устойчивость по первому приближению .....   | 41 |
| 2.1.6 Основные понятия теории устойчивости режимов электроэнергетических систем .....   | 43 |
| 2.1.7 Энергосистема Монголии, как представитель Macrogrid с распределенной малой синхронной и электронной генерацией .....          | 47 |
| 2.2 Баланс мощности и энергии в Монгольской энергосистеме .....   | 50 |

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 2.3     | Определение влияния электронной генерации на пределы передаваемой мощности в сечениях электрической сети Монголии.....                                   | 54 |
| 2.4     | Исследование устойчивости объектов на базе синхронной малой генерации (Minigrid), интегрированных в распределительные электрические сети.....            | 58 |
| 2.4.1   | Требования к сети Minigrid и ее системе управления.....  | 58 |
| 2.4.1.1 | Современные общие требования к Minigrid .....  | 58 |
| 2.4.1.2 | Международные требования по безопасности для оборудования к поведению Minigrid в составе внешней электрической сети .....                                | 58 |
| 2.5     | Технические решения для интеграции Minigrid с внешней электрической сетью .....  | 61 |
| 2.5.1   | Обзор и анализ технических решений, обеспечивающих надежность энергоснабжения в Minigrid и безопасный режим параллельной работы объединяемых систем..... | 61 |
| 2.5.2   | Предлагаемый способ безопасной параллельной работы Minigrid с внешней электрической сетью .....  | 65 |
| 2.5.2.1 | Общее описание .....   | 65 |
| 2.5.2.2 | Автоматика опережающего деления в составе программно-технического комплекса управления режимом Minigrid.....   | 69 |
| 2.5.2.3 | Требования к схеме выдачи мощности при интеграции Minigrid с внешней электрической сетью .....   | 70 |
| 2.6     | Исследование применения автоматики опережающего деления сети на объектах малой генерации Монгольской энергосистемы .....                                 | 79 |
| 2.6.1   | Существующее положение .....   | 79 |
| 2.7     | Анализ режимов и устойчивости электрической сети с распределенной малой генерацией Mini ТЭС Ухаахудаг .....  | 82 |
| 2.7.1   | Исследование динамической устойчивости Mini ТЭС Ухаахудаг .....  | 84 |
| 2.7.2   | Результаты математического моделирования переходных процессов Mini ТЭС Ухаахудаг .....   | 87 |

|  |           |
|--|-----------|
| 2.7.2.1 Переходные процессы без автоматики опережающего сбалансированного деления.....   | 87        |
| 2.7.2.2 Переходные процессы при применении автоматики опережающего сбалансированного деления.....  | 89        |
| 2.8 Режимные характеристики Mini ТЭС при параллельной работе с внешней электрической сетью .....   | 91        |
| 2.8.1 Токи короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции Ухаахудаг .....   | 91        |
| 2.8.2 Ударные моменты. Возникновение в переходных процессах и при неправильной синхронизации при обычной параллельной работе .....                       | 94        |
| 2.8.3 Асинхронные режимы, предотвращение.....  | 96        |
| Выводы по главе 2 .....  | 96        |
| <b>3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ УСТАНОВИВШИМИСЯ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ MINIGRID К ВНЕШНЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В ДВУХ ТОЧКАХ.....</b> | <b>97</b> |
| 3.1 Способ снижения потерь мощности в распределительной сети, осуществляемого в Minigrid и исследование его работоспособности и эффективности .....      | 97        |
| 3.1.1 Существующие способы снижения потерь в замкнутых контурах электрической сети. Уровень техники.....   | 97        |
| 3.1.2 Предлагаемый способ.....   | 99        |
| 3.1.3 Проверка работоспособности способа.....  | 103       |
| 3.1.4 Определение оптимальной ЭДС фазоповоротного устройства .....   | 105       |
| 3.2 Распределенный расчет установившихся режимов электрических сетей с Minigrid .....  | 107       |
| 3.2.1 Распределенный расчет установившихся режимов (общие положения) .....   | 107       |
| 3.2.2 Расчет режима электрической сети при заданных нагрузках в узлах и напряжениях в части узлов .....  | 109       |

|   |     |
|---|-----|
| 3.2.3 Математическая модель установившегося режима контролируемой сети Minigrd .....  | 115 |
| 3.2.4 Алгоритм расчета установившегося режима Minigrd реализованный в тестовой программе .....  | 118 |
| 3.2.5 Тестирование алгоритма расчета установившегося режима системой управления Minigrd в контролируемом по результатам измерений районе сети, как части распределенного расчета режима полной схемы сети ..... | 120 |
| 3.2.6 Алгоритм расчета установившегося режима полной сети .....   | 124 |
| 3.2.7 Утяжеление установившихся режимов полной электрической сети .....   | 125 |
| 3.2.8 Алгоритм утяжеления установившегося режима полной сети .....  | 126 |
| Выводы по главе 3 .....   | 126 |
| 4 ИСПЫТАНИЯ ПТК НА ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ .....  | 128 |
| 4.1 Функционал автоматики .....   | 128 |
| 4.2 Общие положения и условия проведения испытаний .....  | 129 |
| 4.3 Состав и порядок испытаний .....  | 131 |
| 4.4 Результаты испытаний .....  | 133 |
| Выводы по главе 4 .....   | 146 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....  | 147 |
| СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ .....   | 148 |
| ГЛОССАРИЙ .....   | 152 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....   | 160 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А ИДЕНТИФИКАЦИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ ГАЗОПОРШНЕВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПО ОСЦИЛЛОГРАММАМ ПЕРЕХОДНОГО ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА .....  | 171 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ .....   | 177 |

## ВВЕДЕНИЕ

Любая система создается для получения полезных, так называемых, системных эффектов, которые заключаются в появлении у системы положительных свойств, отсутствующих у ее элементов, или повышении качества имеющихся свойств. Соответственно и развитие систем предполагает наращивание системных эффектов. В частности, на практике, широко применяется *принцип не ухудшения* свойств существующей системы при присоединении к ней дополнительных потребителей энергии или ее источников, в т.ч. числе объектов с малой генерацией.

Применительно к современным электроэнергетическим системам, особенно с распределенной генерацией, правильнее говорить даже не о системе, а о системе систем, т.к. они состоят из множества подсистем разного уровня, способных сохранять свою функциональность даже при изолированной работе.

Широкомасштабное развитие энергетики на возобновляемых источниках приводит к массовому применению инверторов (преобразователей постоянного тока в переменный) для создания автономных систем электроснабжения на переменном токе, а также включения источников постоянного тока через преобразователи (электронной генерации) в существующие сети переменного тока централизованных систем электроснабжения.

Бесспорный положительный экологический эффект от использования возобновляемых источников энергии сопровождается множеством потенциально негативных технических последствий от их применения, обусловленных принципиальными особенностями преобразования постоянного тока в переменный в инверторах.

Последствия для электрических сетей от недостаточно проработанного включения в сети большого количества мощных инверторов заключается в снижении качества электроэнергии, надежности электроснабжения, связанном, как с отключениями инверторов, так и потребителей, нарушениями в работе средств релейной защиты и автоматики. При этом, основным побуждающим фактором включения инверторов в сети является повышение эффективности использования генерации на возобновляемых источниках энергии.

Системы управления электроэнергетическими системами (согласно принципа Эшби о соответствии сложности объекта и системы управления) представляют собой

не менее сложный объект, чем сами электроэнергетические системы. Это многоконтурные системы управления, работающие на разных временных интервалах от очень продолжительных (управление развитием), до скоротечных (релейная защита, режимная и противоаварийная автоматики). При этом структуры входящих в систему управления подсистем варьируются от сугубо централизованных до децентрализованных. Как правило, большинство задач управления могут решаться как централизованно, так и децентрализованно. Выбор зависит не только от технико-экономических характеристик того или иного решения, но и от ментальности, социальных условий разработчиков. Так, например, для соседних синхронных зон («Энергосистем стран СНГ и Балтии» и УСТЕ) различие проявляется в том, что в первой синхронной зоне доминируют централизованные системы (диспетчерского, режимного, противоаварийного управления), а во второй - децентрализованные.

Очевидно, что электрические сети и электроэнергетические системы с децентрализованным управлением являются более открытыми, предоставляют большую свободу входящим в них подсистемам и элементам, однако, требуют от них и большей ответственности за поведение в составе энергосистемы и при изолированной работе.

Современный тренд развития электрических сетей и электроэнергетических систем, как открытых систем (Интернета энергии (*IoE*)) с множеством активных элементов, включая распределенную генерацию [1, 2], усиливает акцент на применении децентрализованных систем технологического управления и глобальных открытых систем для осуществления коммерческого управления (сделок по закупкам и поставкам энергии и услуг на различных рынках).

Целью настоящей работы является исследование влияния распределенной малой генерации, в т.ч. электронной на устойчивость режимов электроэнергетических систем разного уровня (от Micro- до Macrogrid), как основы надежности электроснабжения потребителей в широком плане, начиная от моделирования этого влияния, анализа используемых критериев устойчивости и заканчивая рекомендациями по снижению их негативного влияния, а также исследование влияния распределенной малой генерации на моделирование и управление установившимися режимами электрических сетей с энергетическими ячейками на базе малой генерации.

*Актуальность темы исследования.* Одной из основных современных тенденций развития электроэнергетики является ее децентрализация с переходом к использованию электрогенераторов небольшой мощности (1 до 25 МВт), располагаемых в непосредственной близости к нагрузкам, а также децентрализации управления режимами, главным образом, в распределительных электрических сетях.

Массовое развитие РМГ в распределительных сетях, как правило, не имеющих централизованного диспетчерского управления из-за значительного усложнения системы управления и невозможности в силу отсутствия (в том числе по причине экономической нецелесообразности) наблюдаемости режимов, обуславливает необходимость создания на их основе качественно новых энергосистем, так называемых, Smartgrid.

Основой управления режимами в централизованной системе, в т.ч. в МЭС, является центр управления, в котором с учетом обобщенных требований определяются режимы работы объектов управления, часто в условиях их плохой наблюдаемости, особенно, в распределительных электрических сетях, однако, система централизованного управления плохо приспособлена к работе в режиме реального времени, неготова к осуществлению управления режимами множества новых активных объектов с собственной генерацией. В тоже время, в Монгольской энергосистеме масштабно развиваются генерирующие источники малой мощности, как топливные, так и возобновляемые.

*Степень разработанности темы исследования.* Особенности использования распределенных источников электроэнергии малой мощности с точки зрения их влияния на системные свойства МЭС, управления их режимами изучены недостаточно, что приводит к потере эффективности использования распределенной генерации, риску возникновения нарушений нормального режима во всей энергосистеме.

*Объект исследования.* Электрические сети с синхронной и несинхронной (электронной) распределенной малой генерацией (на примере ЭС Монголии).

*Предмет исследования.* Влияние распределенной малой генерации на устойчивость ЭЭС, пропускную способность электрической сети, надежность электроснабжения, способы управления объектами малой генерации.

*Концепция работы.* Анализ проблемы с использованием математического и физического моделирования, разработка и исследование технических решений, в т.ч. способов управления малой генерацией для ее решения.

*Цель работы.* Исследование влияния распределенной малой генерации (синхронной и электронной) на устойчивость режимов электроэнергетических систем разного уровня в МЭС (Mini- и Macrogrid), как основы надежности электроснабжения потребителей, в широком плане, начиная от моделирования и анализа этого влияния, исследования возможностей получения положительных систем эффектов от применения инновационной автоматики управления объектами Minigrid, до разработки новых способов управления.

*Для достижения цели поставлены и решены следующие задачи:*

- Анализ стратегий развития электроэнергетики в Мирове, России и Монголии;
- Анализ особенностей режимов объектов с электрогенерацией малой мощности разных видов (синхронной и электронной), интегрированной в распределительные электрические сети;
- Моделирование режимов Macro- и Minigrid с выбором и использованием адекватных задачам ПВК;
- Исследование влияния распределенной малой генерации на устойчивость МЭС и пропускную способность основных сечений сети;
- Исследование режимов локальных систем энергоснабжения (ЛСЭ), работающих параллельно с внешней электрической сетью под управлением инновационной автоматики опережающего сбалансированного деления (АОСД);
- Участие в испытаниях автоматики опережающего сбалансированного деления (АОСД) на физической модели Minigrid;
- Идентификация динамических параметров энергоблоков малой мощности реальной ТЭС по осциллограммам переходного процесса при их аварийном отключении с последующим определением их предельно-допустимых по нагрузке режимов;
- Разработка способа снижения потерь в электрической сети, шунтируемой присоединяемой в двух точках Minigrid.

- Разработка метода распределенного расчета установившегося режима в электрической сети с Minigrдами.

*Методы исследования.* В работе используются методы моделирования и анализа режимов и устойчивости энергосистем, методы идентификации динамических параметров, методы аппроксимации. Моделирование режимов работы энергосистемы проводилось с помощью профессиональных ПВК АНАРЭС, Мустанг, RastrWin3 и ЕТАР.

*Научная новизна работы заключается в следующем:*

1. Исследовано влияние распределения малой генерации по электрической сети на устойчивость Macrogrid и пропускную способность сечений электрической сети (на пример МЭС);
2. Исследована возможность и эффективность применения АОСД в локальных системах энергоснабжения МЭС;
3. Предложен способ децентрализованного управления уравнительными перетоками мощности в замкнутом контуре при присоединении Minigrd к внешней электрической сети в двух точках;
4. Предложен метод и алгоритмы распределенного расчета установившегося режима в электрической сети с Minigrдами;
5. Проведены испытания АОСД на физической модели Minigrd, подтвердившие ее работоспособность и эффективность;
6. Предложена методика идентификации динамических параметров энергоблоков малых электростанций.

*Практическая значимость и реализация работы:*

1. Результаты исследования влияния распределенной генерации на режимы Macrogrid будут учитываться при дальнейшем развитии малой синхронной и электронной генерации в Монголии;
2. Динамические характеристики энергоблока малой ТЭС уже учтены при определении ограничений на режимы существующей электростанции и будут учитываться на аналогичных объектах;
3. Способ децентрализованного управления уравнительными перетоками мощности в замкнутом контуре при присоединении Minigrd к внешней

электрической сети может быть применен на множестве объектов и реализуется в создаваемом по проекту АО Тюменьэнерго ПТК Minigrid.

*Положения, выносимые на защиту:*

- 1 Электронная генерация позволяет создавать желаемые статические характеристики активной мощности по частоте и напряжению, обеспечивает возможность использования наиболее благоприятных для статической устойчивости характеристик, позволяет применять обычные критерии и программные средства контроля устойчивости;
- 2 Концентрация электронной генерации в определенных районах электрической сети оказывает существенное влияние на ее пропускную способность и надежность параллельной работы традиционных электростанций, что должно учитываться при определении допустимых перетоков по сечениям сети, величине резервов и работе противоаварийной автоматики (ПА);
- 3 АОСД может эффективно применяться в различных схемно-режимных условиях для обеспечения надежной работы электростанций малой мощности и надежности электроснабжения потребителей.

*Соответствие работы паспорту специальности.* Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта специальности 05.14.02 - Электрические станции и электроэнергетические системы:

- пункту 2 - «Разработка методов расчета установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем»,
- пункт 6 - «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»,
- пункт 13 - «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике».

*Достоверность научных положений, полученных результатов.* Подтверждена сопоставительными вычислительными экспериментами, проводившимися на базе специализированных компьютерных ПВК (АНАРЭС, Мустанг, RastrWin3 и ЕТАР), корректным использованием теории переходные процессы и устойчивости ЭЭС, а также сопоставлением теоретических расчетов с результатами экспериментальных исследований на физической модели электроэнергетической системы и на реальной электростанции малой мощности.

*Апробация работы.* Основные положения работы докладывались и обсуждались на международных и монгольских конференциях, научных семинарах и технических совещаниях:

- Международной научно - практической конференции «Инновационные технологии энергетики и горного электроснабжения – 2019», Отделение энергетики и информационной технологии, Дарханский институт технологий, Монгольский Государственный Университет Науки и Технологии, г. Дархан, Монголия, 4 мая 2019 г.;
- Южные электрические сети «Филиал Ухаахудаг» Mini ТЭС Ухаахудаг, Умнугоби аймак, Цогтцэций сомон, Монголия, 23 – 25 июля 2018 г.;
- Конференция по теории и практике «Развитие энергетики, новые техника и технологии, энергосбережение» г. Улан-Батор, Монголия, 15 июня 2018 г.;
- Факультет энергетики (Подразделение подготовки инженеров по электроэнергетики), Монгольский Государственный Университет Науки и Технологии, г. Улан-Батор, Монголия, 8 июня 2018 г.;
- Международный форум «IFOST-2017» 12th International Forum on Strategic Technology, Улсан, Южная Корея, 31 мая – 2 июня 2017г.;
- Научный семинар кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ.

*Публикации.* По теме работы опубликовано 11 печатных работ, в том числе 2 работы в рецензируемых изданиях из перечня рекомендованных ВАК Российской Федерации, 1 работа включена в наукометрическую базу SCOPUS и 8 работы в прочих российских, монгольских и международных изданиях.

*Личный вклад соискателя.* Личный вклад соискателя в проведенное исследование заключаются в формализации постановок задач, подготовке моделей для выполнения исследований, подготовке и проведении расчетных и физических экспериментов, обработке и обобщении результатов, подготовке статей и докладов опубликованию.

*Структура и объем работы.* Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, глоссария, списка литературы, включающего в себя 103 наименования, и 2 приложений. Общий объём работы составляет 178 страниц, включая 40 таблиц и 88 рисунков.

# **1 АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В МИРЕ, РОССИИ И МОНГОЛИИ И ЕГО ВЛИЯНИЯ НА УПРАВЛЯЕМОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

## **1.1 От централизации к децентрализации**

Существующая в России единая электроэнергетическая система практически полностью исчерпала присущий ей ресурс эффективности и в условиях появления новых технологий генерации и передачи электроэнергии, не может считаться оптимальным вариантом системы электроснабжения потребителей.

Очевидно, что в больших энергосистемах с высокой концентрацией производства электроэнергии, т.е. где основными источниками служат небольшое количество крупных электростанций и существенную долю в структуре потребления занимают энергоемкие промышленные предприятия, эффективна централизованная система управления нормальными и послеаварийными режимами. К таким энергосистемам можно отнести ЕЭС РФ.

В ЕЭС РФ общая мощность электростанций 236 ГВт, где доля ТЭС - 67 %, ГЭС - 21%, АЭС - 11 %. В связи с разными КИУМ, отражающим загрузку установленных мощностей, выработка электроэнергии составляет на ТЭС - 68 %, на АЭС - 17 %, на ГЭС - 15 %. На высокий уровень концентрации генерирующих мощностей указывают следующие факты.

Из 358 тепловых электростанций более 25 МВт общей установленной мощностью которых 158,6 ГВт, на 43 станции с мощностью более 1 ГВт приходится около 77,185 ГВт (48,7 %). Если к ним добавить 51,350 ГВт, установленных на 107 ТЭС мощностью от 300 до 900 МВт, среди которых доминируют крупные ТЭС, то получится, что более 80 % мощности ТЭС установлено всего на 150 станциях.

Концентрация генерации на ГЭС значительно выше, чем на ТЭС. По данным Русгидро в настоящее время функционируют 102 гидростанции мощностью свыше 100 МВт, а общая установленная мощность гидроагрегатов на ГЭС по данным ОАО «СО ЕЭС» составила 48,086 ГВт. При этом на 14 ГЭС (13,7 % от общего числа) с установленной мощностью более 1 ГВт приходится 40,7 ГВт, т.е. 84,6 % от суммарной установленной мощности всех гидроэлектростанций. Но самая высокая

концентрация установленных мощностей на АЭС. На 10 действующих АЭС общей мощностью 30,214 ГВт, из 37 энергоблоков 27 имеют мощность 1 ГВт и выше.

Очевидно, что концентрация производства электроэнергии не соответствует структуре электропотребления. Для существующей генерации доля промышленных потребителей с присоединенной мощностью 750 кВт и выше должна составлять не менее (60 – 70) % от общей нагрузки, как это было в начале 80-х годов. Уже к окончанию реформ в электроэнергетике ситуация приобрела иную динамику. Ниже приведена структура электропотребления в одном из самых крупных промышленных центров страны, в г. Москве (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Структура электропотребления в Москве в 2008 г., млн. кВт·ч

|   |          |        |        |
|---|----------|--------|--------|
| Потреблено, всего   | 51 730,0 | 100 %  |        |
| в том числе:  |          |        |        |
| Потери  | 4923,6   | 9,5 %  |        |
| Собственные нужды электростанций                              | 3957,2   | 7,6 %  |        |
| Конечное/полезное потребление,                                | 42 849,2 | 82,8 % | 100 %  |
| в том числе:  |          |        |        |
| Обрабатывающие производства (сектор D)                        | 13 779,9 | 26,6 % | 32,2 % |
| Сектор E (без собственных нужд электростанций)                | 2460,1   | 4,8 %  | 5,7 %  |
| Строительство   | 1080,2   | 2,1%   | 2,5 %  |
| Транспорт и связь   | 3401,3   | 6,6 %  | 7,9 %  |
| Производственные нужды сельского хозяйства, лесного хозяйства | 24,7     | 0,0 %  | 0,1 %  |
| Бытовой сектор (население)                                    | 11 613,9 | 22,5 % | 27,1 % |
| Прочие, включая сферу услуг                                   | 10 489,1 | 20,3 % | 24,5 % |

Основной объем потребления электроэнергии приходился на непроизводственную сферу (почти 52 % от конечного потребления) в составе бытового сектора и «прочего» потребления, подавляющую долю которого составляет потребление предприятиями и организациями сферы услуг. Рост электропотребления в сфере услуг, включая социальную сферу и коммунальные системы, можно объяснить изменением образа жизни людей, сопровождающегося ростом спроса на самые различные услуги, от развлекательных до банковских. Естественно, сильнее всего по сравнению с другими регионами страны это проявилось в Москве, что привело к опережающему росту сектора услуг и связанному с этим ростом энергопотребления. Москва является важнейшим центром оптовой и розничной торговли России. На долю Москвы приходится около 17 % общероссийского объема розничного товарооборота. Общее количество супермаркетов и гипермаркетов,

принадлежащих различным сетям, в Москве непрерывно растет. Важная особенность социальной сферы Москвы как федеральной столицы состоит в более высоком уровне развития здравоохранения и образования за счет концентрации на ее территории «верхних» этажей этих секторов.

Конечно, в целом по России структура потребления отличается от Москвы, но из рисунка 1.1 видно, что доля крупной промышленности снижается, и эта тенденция в России имеет стабильный характер. Следует заметить, что в период экономических кризисов наблюдается снижение потребления электричества во всех секторах экономики, кроме спроса населения. Наиболее стабильными отраслями по объемам потребления являются транспорт и связь, сельское и лесное хозяйство [12, 13].

Естественно на фоне снижения доли крупных, энергоемких предприятий тяжелой и легкой промышленности, увеличения доля жилищно-коммунальной нагрузки, с ростом электропотребления малыми и средними промышленными предприятиями и действующими в различных сферах услуг, в отечественной электроэнергетике появились и обостряются противоречия между производством и потреблением электроэнергии.

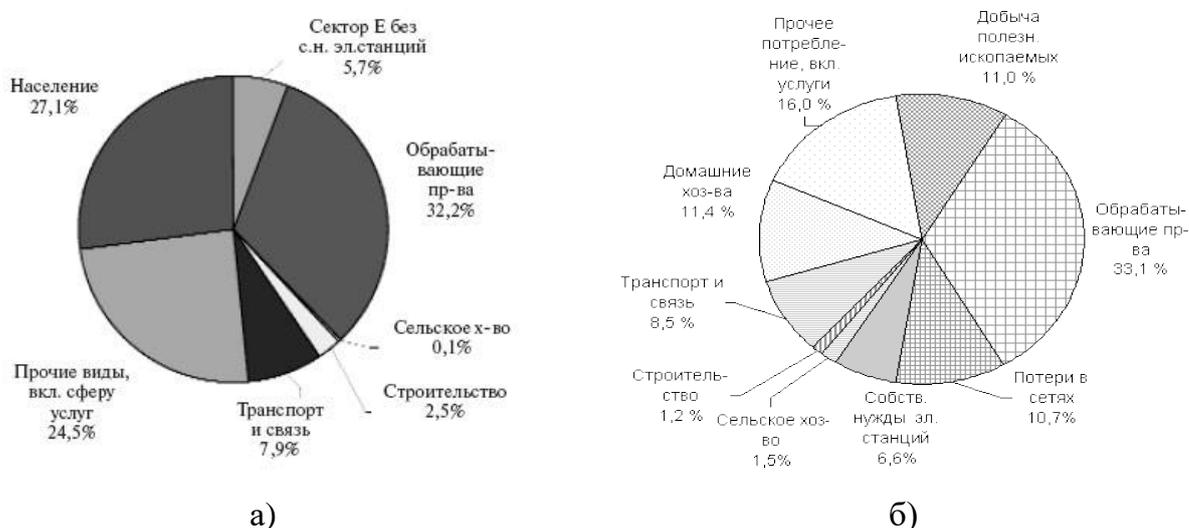


Рисунок 1.1 - Структура электропотребления в 2008 году:

а) в г. Москве, б) в России

Ответом на аналогичный вызов в системах теплоснабжения стало массовое появление котельных малой (до 5 Гкал/час) и средней (до 20 Гкал/час) мощности, которые составляют конкуренцию системам централизованного теплоснабжения. Например, в мегаполисе Новосибирск система теплоснабжения включает четыре крупные ТЭЦ, на которые приходится 60 % установленной тепловой мощности,

потребляемой в городе, а остальные 40% располагаются на более 200 котельных, из них около 15 % это котельные мощностью (5 - 20) Гкал/ч каждая. При этом практически все они работают на газе, что создает предпосылки для их перевода в когенерационный режим работы, т.к. это ведет к существенному удешевлению выработки тепла. Аналогичное положение складывается в Санкт-Петербурге, где в процесс теплоснабжения вовлечено более 600 котельных. Практически повсеместно в субъектах РФ, где энергетический ландшафт изменился благодаря тотальной газификации, появилась и эффективно работает распределенная тепловая генерация.

В Германии уже не строятся объекты с длиной теплотрассы выше 500 м. При новом строительстве используется децентрализованное энергообеспечение. За последние 10 лет введены в строй более 100 000 газопоршневых установок различной мощности. Правительство Германии выплачивает субсидии 50 % от стоимости строительства когенерационной установки, оправданно считая этот путь наиболее перспективным. В Голландии законодательно закреплён запрет на строительство котельных мощностью выше 1 МВт. При строительстве такого источника необходимо устанавливать оборудование, вырабатывающее электроэнергию [14].

В Российской электроэнергетике, благодаря существующей организации рынка электроэнергии и мощности, установленному порядку (правилам) экономических отношений, главные роли в процессе ценообразования остаются за объединенными и территориальными генерирующими компаниями, гарантирующими поставщиками. Но важное место занимает ПАО «РОССЕТИ», т.к. в конечной цене за электроэнергию (40 – 50) % (Рисунок 1.2) это доля затрат за услуги по передаче электроэнергии, оказываемых сетевыми компаниями.

Такое положение не соответствует новым разнообразным и динамически меняющимся требованиям потребителей и вынуждает их искать новые экономически эффективные технические решения. Одним из таких решений является переход на собственное энергоснабжение от энергоустановок, преимущественно относящихся к распределенной генерации. Хотя нельзя сбрасывать со счета и мероприятия, направленные на энергосбережение, которые осуществляются обычно по энергосервисному контракту специализированными предприятиями на основании соответствующего закона [15].

Причины, сдерживающие процесс развития отечественной энергетики за счет распределенной генерации, имеют естественный и искусственный характер. К естественным относятся ограничения на доступные первичные энергоресурсы, которые по территории страны распределены определенным образом. К искусственным можно отнести нормативные и ведомственные барьеры, очевидно противодействие, оказываемое со стороны системы централизованного управления и территориальных сетевых организаций, т.к. рассматриваемое направление развития противоречит их интересам.

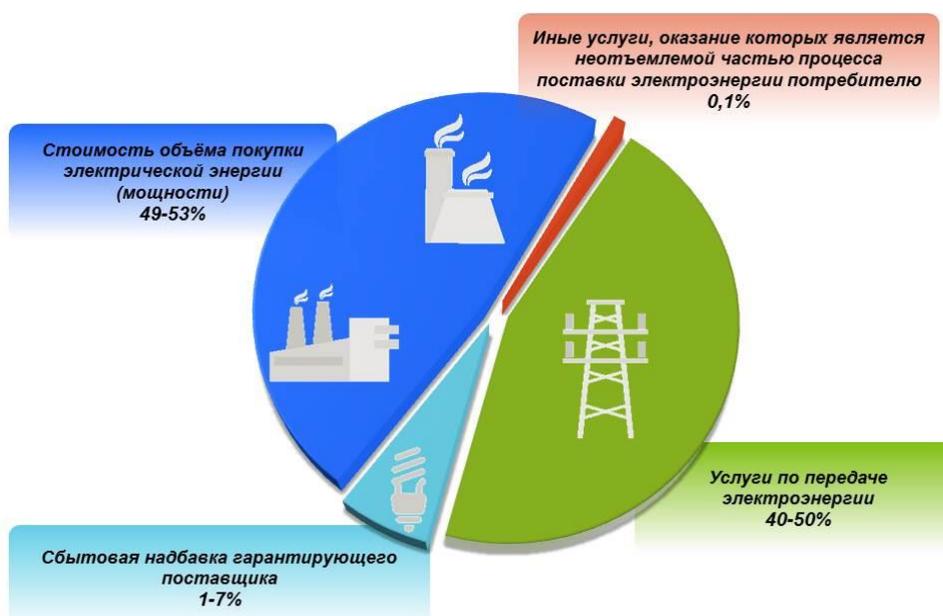


Рисунок 1.2 - Структура конечной цены на электроэнергию

По существу, ключевая проблема - найти путь развития энергетики на основе гармоничного сочетания концентрированной и распределенной генерации, питающей сети 110 - 220 кВ и распределительной сети 0.4 - 10 кВ, централизованной и децентрализованной систем управления.

Противодействие со стороны субъектов естественной монополии было и в других странах, но оно было преодолено политическими силами, сформировавшим общественное мнение и позитивное отношение, прежде всего, к «зеленой» энергетике. Поэтому многие государства оказывают всемерную поддержку и придают ускорение росту распределенной генерации на возобновляемых энергоресурсах. Это принято объяснять тремя основными причинами:

1. Экологическими требованиями к снижению объемов выбросов отходов от сжигания углеводородного топлива, оказывающих отрицательное влияние на климат;
2. Ограниченностью на Земле природных энергоресурсов, используемых традиционными технологиями по выработке электроэнергии, что требует снижения темпов их использования, чтобы воспользоваться полученным временным ресурсом для разработки и освоения новых технологий;
3. Необходимостью повышения энергобезопасности и снижения энергозависимости от третьих стран, осуществляющих добычу и поставку углеводородного топлива.

## **1.2 Распределенная генерация в мире, России и Монголии**

### **1.2.1 Развитие возобновляемых источников энергии в мире и России**

Доля ВИЭ в структуре генерирующих мощностей за последние десятилетия увеличивается, что иллюстрирует рисунок 1.3. Как отмечает норвежская экологическая организация Bellona, 2016 год стал поворотным моментом для альтернативной энергетики: затраты на производство энергии из ВИЭ и из углеводородного сырья сравнялись. По информации International Renewable Energy Agency (IRENA), альтернативная энергетика побила очередной рекорд: в 2016 году в этом сегменте был введен в строй 161 ГВт новых мощностей. По объемам лидируют солнечная (71 ГВт) и ветрогенерация (51 ГВт). Как отмечает IRENA, этот рост доказывает, что альтернативная энергетика становится все более конкурентоспособной и экономически оправданной.

Очевидно, что потенциал производства энергии на ВИЭ определяется распределением «Возобновляемых ресурсов» на планете. К примеру, для России с ее географическими и климатическими условиями, следует ожидать роста ВИЭ в регионах черноморского побережья и северного Кавказа, где с одной стороны имеются возобновляемые энергоресурсы, а с другой – существует спрос на электроэнергию, который удовлетворяется за счет ее передачи от электростанций, находящихся в других регионах (Рисунки 1.4 а, б).

Известно, что северные и восточные прибрежные регионы обладают значительными ветровыми ресурсами, но это территория с низкой плотностью

населения (Рисунок 1.5), электрическая нагрузка предприятий распределена по обширной территории, а надежное электроснабжение от ПАГ - энергетики потребует сочетания с системами накопления электрической энергии (СНЭЭ), с управляемыми генерирующими источниками или ВИЭ должны быть присоединенными к внешним сетям.



Рисунок 1.3 - Динамика роста мощности ВИЭ в мире

Последнее дает определенные гарантии инвесторам в ВИЭ, т.к. действует порядок обязывающий сетевые компании приобретать от ВИЭ электроэнергию на компенсацию потерь. Поэтому в силу указанных факторов и природно-климатических условий имеется определенная перспектива появления ВЭС в районах ЯНАО и ХМАО, но только в случае их присоединения к внешним сетям, т.к. в этих регионах задача экономии ПНГ не стоит.

Основным местом, где ВИЭ могут сыграть важную роль – это изолированные районы с генерацией на привезенном топливе. Такие регионы известны, достаточно проанализировать «северный завоз» дизельного топлива, угля и прочее. В этих районах можно ожидать получение значимых экономических эффектов от сооружения ветряных и солнечных станций. Первые примеры уже имеются – установка ПАО «Русгидро» в изолированной части Якутии ветряных установок.

Конечно, повышение экологических требований сказалось и на отечественной энергетике, что нашло свое отражение в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года [16].



а)



б)

Рисунок 1.4 - Возобновляемые энергоресурсы России:  
а) Солнечная энергия, б) Ветровая энергия

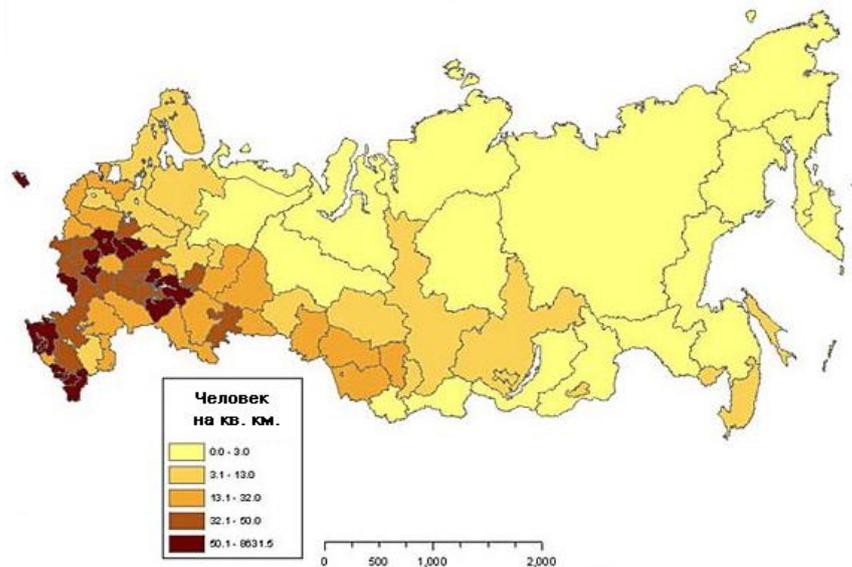


Рисунок 1.5 - Плотность населения по субъектам России

Большую роль играет ПП РФ от 28 мая 2013 г. № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии», что по расчетам Правительства приведет к появлению в отечественной энергетике солнечных, ветровых, приливных, геотермальных и других электростанций, мощностью около (4 - 6) % от суммарных генерирующих мощностей.

### 1.2.2 Развитие малой когенерационной топливной генерации

О полезных свойствах генераторов на ВИЭ много пишется и об этом широко известно. Однако, в мире нашли широкое распространение станции на ГТУ и ГПУ, где осуществляется выработка тепловой и электрической энергии. Из приведенного рисунка 1.6 видно, что лидерами в этом являются Дания, Голландия и Финляндия, т.е. страны с близким для многих регионов России климатом.

Рост когенерации в Европейском Союзе характеризуется крайним разнообразием, и в масштабах, и в типах, используемых ГТУ и ГПА. Разница в объеме когенерации объясняется отличиями в приоритетах, имеющихся природных ресурсов, климате стран, а также зависит от порядка, устанавливающего связь когенерации с рынками электроэнергии каждой конкретной страны. Диаграмма показывает степень развития когенерации в различных странах.

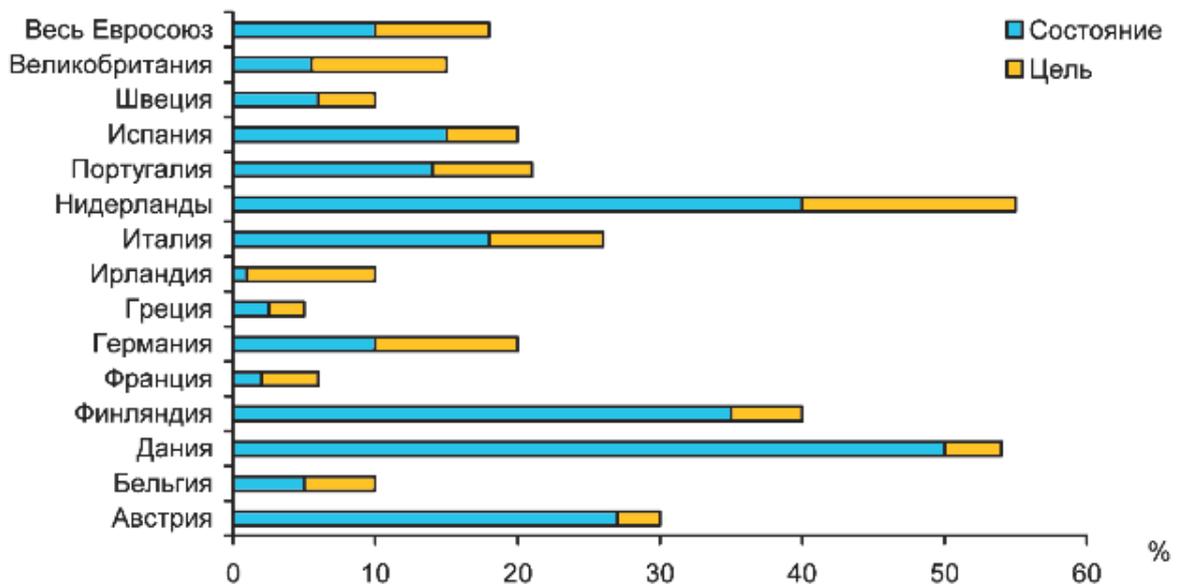


Рисунок 1.6 - Доля выработки электроэнергии на когенерационных станциях Евросоюза в 2010 г.

В европейских странах пришли к осознанию двойной выгоды от когенерации. С экономической точки зрения - это надежность энергоснабжения, рациональное использование энергии, экономия первичной энергии. С точки зрения охраны окружающей среды - это сокращение выбросов углекислого газа, выполнение обязательств в рамках Киотского протокола по изменению климата.

В США была принята и реализована программа, целью которой является удвоение к 2010 году существующих мощностей когенерации по сравнению с уровнем 1998 года. Это значит, что дополнительно введено приблизительно 46 ГВт.

В мире *понятие когенерации характеризуется тремя словами: энергия, экономия, экология.* Когенерация позволяет максимально использовать энергетический потенциал топлива. Другими словами, производство равного количества электрической и тепловой энергии требует меньше топлива. Расчетная экономия первичной энергии или топлива по сравнению с традиционными системами раздельного производства составляет от 10 до 35 %.

С экономической точки зрения, такая энергетическая эффективность означает существенное сокращение затрат на энергию (уменьшение количества энергии, купленной у энергосетей, оптимизация стоимости производства тепловой энергии) и существенную экономию или получение доходов за счет перепродажи энергосетям произведенной энергии.

Общая установленная мощность когенерационных установок в мире в 2016 году достигла 755,2 ГВт. К 2025 году мощности когенерации в мире могут возрасти до 972 ГВт (увеличиваясь ежегодно на 2,8 %). Традиционным рынком когенерации является Европа, при этом основной прирост мощностей ожидается в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Масштабному освоению прогрессивных и эффективных когенерационных установок в России началось, когда 8 января 2009 г. было подписано Постановление Правительства "О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках". Постановление устанавливает целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факелах в размере не более 5 % от объема добытого попутного газа. Повышение платы за сверхлимитное сжигание ПНГ началось с 1 января 2012 г., причем при расчете этой платы применяется дополнительный коэффициент (4,5 – 6).

Введение указанного фискального механизма вынудило крупные нефтедобывающие компании произвести закупку у зарубежных и отечественных изготовителей газотурбинных и газопоршневых установок. На их основе были запущены многоагрегатные энергоустановки для систем собственного энергоснабжения.

Из регионов, где осуществляется добыча ПНГ, безусловным лидером является Ханты-Мансийский автономный округ - Югра. В ХМАО добывается около половины попутного нефтяного газа. В 2013 году здесь было извлечено 37 млрд. м<sup>3</sup> попутного газа. Это более чем в 4 раза превышает объемы ПНГ, извлекаемые в других районах нефтегазодобычи России - в Восточной Сибири или на Ямале. В 2013 году показатель полезного использования ПНГ в ХМАО достиг 91 %.

Основной объем добычи попутного нефтяного газа в России приходится на четыре нефтегазовые компании: «Роснефть» (32 %), «Сургутнефтегаз» (16,5 %), «ЛУКОЙЛ» (14%) и «Газпром нефть» (9 %). В суммарной добыче ПНГ за 2013 год доля указанных вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) достигла более 85 %.

Во исполнение указанного постановления можно привести в качестве примера ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (100-% дочернее предприятие ПАО «ЛУКОЙЛ»), которое для снижения объемов факельного сжигания ПНГ ввело в эксплуатацию газотурбинную электростанцию мощностью 28 МВт на Восточно-Перевальном месторождении. Она состоит из четырёх энергоблоков «Урал-6000» и одного энергоблока «Урал-4000», четырёх модулей дожимных компрессорных станций (ДКС). ДКС обеспечивает электростанцию топливом, в качестве которого используется попутный нефтяной газ, добываемый на месторождении. Электростанция решила проблему дефицита генерирующих мощностей на промысле и обеспечивает утилизацию 65 млн. кубометров попутного нефтяного газа (ПНГ) ежегодно.

Безусловным лидером исполнения указанного Постановления является «Сургутнефтегаз». Компания достигла наименьшего показателя по сжиганию ПНГ в факелах. Уже по итогам 2013 года коэффициент утилизации ПНГ в компании составил 99,3%. Очевидно, что экономическая эффективность ввода ГТУ и ГПУ обосновывалась не столько дешевой получаемой тепловой и электрической энергии, сколько размерами штрафов от нарушения нормативов, установленных в

указанном Постановлении. Снижение обязательств по платежам за загрязнение воздуха от сжигания ПНГ и выбросам канцерогенов за каждые 50 млн. м<sup>3</sup>/год несет экономию около 65 млн.руб./год [17].

Следует заметить, что не редко электроприемники нефтедобывающих компаний остаются присоединенными к внешним сетям соответствующих ТСО, которые выполняют функции основного источника и отвечают за надежность электроснабжения потребителей. ОАО «Сургутнефтегаз», осуществляя поэтапную программу, направленную на рост выработки собственной электроэнергии, уже в 2011 году обеспечила себя мощностью в размере более 570 МВт благодаря наличию собственной распределенной генерации. Располагая 19 газотурбинными и 7 газопоршневыми электростанциями в компании объем производства собственной электроэнергии составлял 4,2 млрд. кВт·ч, что покрывало в 2011 году более трети потребности акционерного общества.

Это не полный перечень технических решений, обоснованных экологическими требованиями к энергетике. В этом плане можно указать на перевод тепловых электростанций в европейской части страны на сжигание газа вместо угля. Часто это сопровождается реконструкцией тепловых электростанций, связанное с появлением на рынке парогазовых установок, производимых за рубежом. Это техническое решение повысило техническую эффективность ТЭС, т.к. появилась возможность использовать установленные мощности для покрытия пиковой и полупиковой части суточного графика нагрузки. Таким образом, в Европейской части России удалось снизить дефицит маневренных мощностей в ЕЭС РФ, что в определенной степени повышает эффективность работы АЭС.

Парогазовая установка (ПГУ) обладает двумя различными блоками - паросиловой и газотурбинной. Газовая турбина вращается из-за продуктов горения природного газа. Первый генератор расположен на одном валу с газовой турбиной. После газовой турбины отработавшие газы переходят в паросиловую установку, в котел-утилизатор, где осуществляется, нагрев воды и вырабатывается водяной пар. Получающийся насыщенный пар при давлении 10 МПа применяется в паровой турбине, которая приводит в действие второй генератор (Рисунок 1.7).

Часто именно недостаток маневренных мощностей обуславливает техническую необходимость ввода ГТУ и ГПА с их присоединением к сетям. Маневренные

агрегаты этих электростанций могут снять регулярные колебания графиков нагрузки, что позволяет извлечь системные эффекты, как сетевым компаниям, так и электрическим станциям.

Режим загрузки сетей становится ровным, что снимает проблему нагрузочных потерь. Кроме этого генераторы ГТУ и ГПУ оснащены системой АРВ, что позволяет их привлекать для регулирования напряжением и тем самым повысить качество электроснабжения, ответственность, за которую несут сетевые компании.



Рисунок 1.7 - Схема парогазовой электростанции

За повышение качества ТСО получают от регулятора надбавку к базовому тарифу за услуги по передаче. Регулирование напряжения ведет к снижению технологических потерь, но кроме этого в нормальных режимах загрузка сетей будет соответствовать расчетной по экономической плотности тока. Это снижает перегрузку трансформаторов при прохождении максимальных нагрузок, что повышает их ресурс безотказной работы. Наличие более стабильной загрузки ПС 110/10 кВ облегчает настройку и работу РЗ и ПА, а также облегчает использование АСКУЭ для выявления коммерческих потерь, которые сети должны компенсировать из собственных средств.

Участие ГТУ и ГПА в покрытии регулярных колебаний ведет к снижению требований по маневренности крупных ТЭС, повышает у них два основных показателя, характеризующих техническую эффективность - коэффициент использования установленных мощностей (КИУМ) и коэффициент полезного

использования топлива (КПИТ). Кроме этого они локализуют стахастику выработки электроэнергии на ВИЭ. Естественно, что это приведет к ухудшению КИУМ и КПИТ у самих ГТУ и ГПУ, что требует соответствующей компенсации, но это задача другого порядка, которую должно решать государство, как оно это сделало по отношению к ВИЭ.

В качестве примера использования распределенной генерации в указанных целях можно привести газопоршневую ТЭС курорта Белокуриха.

Курортный город Белокуриха расположен Алтайском крае. ТЭС построена за 10 месяцев на территории центральной котельной. объем инвестиций составил 1,3 млрд. руб. Поскольку объект находится в курортной зоне, к нему предъявляются повышенные требования по уровню шума, что привело к дополнительным затратам и удорожанию объекта.

ТЭС состоит из 8 установок Caterpillar G3520C HV электрической мощностью по 2 МВт с комплектом вспомогательного оборудования, систем контроля и управления. Основным топливом ТЭС является природный газ высокого давления – 0,6 МПа. Резервное топливо не предусматривается, поскольку работа станции резервируется сетями 10 кВ по электрической мощности и существующей котельной – по теплу. Оптимальный режим загрузки установки - от 60 % до 80 % от номинальной мощности. Для этого ТЭС оснащена САУ Terberg, обеспечивающей надежную работу оборудования без постоянного присутствия персонала.

ТЭС повысила надежность энергоснабжения г. Белокурихи, которое осуществляется через Бийский энергоузел, являющийся дефицитным. Однако самое главное - режим работы станции осуществляется по графику электрической мощности. График загрузки ГПУ обеспечивает покрытие неравномерности нагрузки самого города Белокуриха и прилегающих к нему районов. Тепловая энергия, вырабатываемая в таком режиме работы ТЭС, позволяет заместить значительную часть тепловых нагрузок горячего водоснабжения, ранее покрываемых водогрейной котельной.

Работа ГПУ по электрическому режиму снижает выработку тепла котельной, что ведет к экономии топлива, уменьшению вредных выбросов в атмосферу, снижает общую себестоимость тепла. Последнее позволяет извлекать значимый экономический эффект, который увеличивается за счет продажи электроэнергии

«Алтайэнерго» по цене компенсации коммерческих потерь. Это один из успешных проектов в распределенной энергетике с участием государственного и частного капитала.

### 1.2.3 Малая энергетика Монголии

Монголия - богатая ресурсами страна, изобилующая не только углем, но и возобновляемыми источниками энергии, такими как солнечная энергия, энергия ветра и гидроэнергия [49]. В таблице 1.2 представлены разведанные и потенциальные запасы энергетических ресурсов в Монголии. На протяжении нескольких десятилетий уголь был основным источником энергии, подпитывающим быстрый экономический рост Монголии. Однако, это связано с экологическими издержками, особенно в городских центрах и горнодобывающих районах.

Таблица 1.2 - Энергетические ресурсы Монголии [47]

| Ресурсы   | Резерв и потенциал  |
|-----------|---|
| Уголь     | 173 млрд. тонн оценочных ресурсов в 15 угольных бассейнах   |
|           | 12 млрд. тонн доказанных запасов (из них 2 млрд. тонн коксующийся уголь)  |
|           | 40 млн. тонн запасов метана   |
| Нефть     | 332 млн тонн разведанных запасов  |
| Солнечный | Среднегодовой объем солнечной энергии составляет 1400 кВт·ч/м <sup>2</sup> в год, с солнечной интенсивностью (4,3 – 4,7) кВт·ч/м <sup>2</sup> в день. Суммарная годовая интенсивность излучения равна 2,2·10 <sup>6</sup> ТВт |
| Гидро     | 6,2 ГВт теоретический потенциал, выявлено более 1 ГВт   |
| Ветер     | 1100 ГВт ветрового электрического потенциала. Возможная выработка электроэнергии более 2,5 трлн. кВт·ч в год.   |
| Уран      | По данным монгольских геологов, запасы составляют 60 000 тонн, по оценкам российских экспертов – от 120 000 до 150 000 тонн.  |

Всемирная организация здравоохранения (ВОЗ) включила столицу Улан-Батор в список пяти наиболее загрязненных городов мира, в то время как Всемирный банк занимается проектами и исследованиями, направленными на уменьшение ущерба для здоровья человека в результате ухудшающегося загрязнения воздуха в городе. Изменение глобальных реалий представляет собой дополнительную проблему, поскольку выбросы углерода, как ожидается, будут все более сдерживаться в международных усилиях по борьбе с глобальным потеплением.

При решении этих проблем правительство Монголии продемонстрировало твердую политическую приверженность зеленому развитию, наметив переход к

энергетическому будущему, основанному на увеличении доли возобновляемых источников энергии в стране и регионе в целом. Монголия провозгласила двухэтапную цель в области возобновляемых источников энергии, направленную на увеличение возобновляемых источников энергии от установленной мощности по производству электроэнергии до 20% к 2023 году и на дальнейшее увеличение этого показателя до 30% к 2030 году [47, 48].

Все большее число проектов по созданию ветровых и солнечных электростанций разрабатывается в соответствии с планом развития в области возобновляемых источников энергии, принятым правительством.

Однако, даже если эти цели будут достигнуты, масштабы производства возобновляемой энергии останутся небольшими. Это отражает ограниченные масштабы внутреннего энергетического рынка, который обслуживает около 3 миллионов человек. Для сравнения, общий потенциал страны в области возобновляемых источников энергии оценивается в 2.6 ТВт [According to calculations by Mongolia's National Renewable Energy Centre (NREC) based on data from the US National Renewable Energy Laboratory (NREL), что является потенциально огромной ресурсной базой. Суммарная выработка электроэнергии за счет ветровых и солнечных ресурсов Монголии может достигать 15 тыс ТВт.ч в год [Consisting of excellent wind resources (2 550 TWh), moderate wind resources (8 123 TWh) and solar resources (4 774 TWh)], что достаточно для удовлетворения общего спроса на электроэнергию в соседнем Китае в 2030 [Estimated at 12100 TWh by the National Renewable Energy Centre of China].

В рамках этой инициативы изучается потенциал солнечной и ветровой энергии в малонаселенных районах пустыни Гоби с целью экспорта электроэнергии в Китай и другие страны. В поддержку этой цели министерство иностранных дел активно приступило к укреплению сотрудничества с соседними странами. Правительство также признало важность создания благоприятных условий с четкими и достижимыми целями. Для реализации указаний президента, стране также необходим правильный набор правовых, нормативных и политических решений, а также необходимый технический потенциал для регионального внедрения возобновляемых источников энергии.

### *Основные элементы благоприятных условий*

Спустя почти десятилетие после принятия монгольского закона о возобновляемых источниках энергии его эффективное осуществление по-прежнему является проблемой, препятствующей созданию необходимых благоприятных условий для инвестиций и развития в области возобновляемых источников энергии. Например, вводимые в действие в соответствии с законом о возобновляемых источниках энергии льготные тарифы столкнулись с двумя основными препятствиями:

- Ограниченный срок кредитования. Первоначальный закон предусматривал срок в 10 лет, что удерживало инвесторов от заключения договора купли-продажи электроэнергии (СПЭ) на более длительные сроки. Долгосрочные ценовые гарантии могут снизить риск, связанный с инвестициями в возобновляемые источники энергии, облегчая получение банковских кредитов. Но гарантийный срок должен быть достаточно длительным - вопрос, который рассматривался в поправке к закону от июня 2015 года.
- Валютный риск. Закон предусматривает оплату в долларах США, что стимулирует иностранных инвесторов. Тем не менее, это эффективно передает валютный риск на правительство. Когда Монгольская валюта обесценивается, как это было сделано резко по отношению к доллару США в последние годы, правительство попадает под финансовое давление.

Задержки с активацией Фонда возобновляемых источников энергии усугубили эту проблему. Фонд был создан в соответствии с законом о возобновляемых источниках энергии для покрытия дополнительных расходов, связанных с производством возобновляемых источников энергии. Без этого механизма правительство продолжает нести на себе основную тяжесть финансового давления, заставляя инвесторов опасаться будущего участия. Недавняя поправка включает в себя *“тариф поддержки”* для решения этого вопроса; насколько это эффективно еще предстоит увидеть.

Следует изучить возможность применения системы квот на возобновляемые источники энергии в Монголии. Такая система позволит создать рынок, который позволит развивать возобновляемые источники энергии, тем самым способствуя достижению целевых показателей. Квоты могут быть экономически эффективными

схема политики, поскольку они поддерживают рыночный подход. Что еще более важно, они могут стимулировать угольные электростанции использовать возобновляемые генераторы в качестве дополнительного источника дохода. Развитие отечественной возобновляемой энергетики, в свою очередь, поможет подготовить страну к региональному рынку электроэнергии.

### *Электрификация сельских районов*

Высокий уровень доступа Монголии к электроэнергии для такого крупного, малонаселенного района в значительной степени объясняется усилиями правительства и Всемирного банка за последние полтора десятилетия. В рамках совместной программы сельским семьям, большинство из которых по-прежнему ведут кочевой образ жизни, предоставляются переносные солнечные домашние системы (СДС), как показано на рисунке 1.8. Учитывая ограниченную мощность, которую могут обеспечить солнечные домашние системы, они могут удовлетворить только самые основные потребности в энергии, такие как освещение, радио и телевидение.



Рисунок 1.8 - Солнечные домашние системы

Таким образом, может возникнуть необходимость в модернизации существующих домашних солнечных систем, которые могут эксплуатироваться на коммерческой основе, в связи с цепочкой поставок, установленной в рамках программы электрификации сельских районов, и резким снижением стоимости солнечных фотоэлектрических систем за последние годы.

До сих пор Монголия стремилась внедрять технологии использования возобновляемых источников энергии в соответствии с местными потребностями. Сегодня более 100000 кочевых скотоводов используют небольшие солнечные

фотоэлектрические системы для обеспечения своей спутниковой связи, когда они пасут своих животных летом.

Minigrid и Microgrid приведенные в действие чисто солнечным или ветром, или как гибридные системы, также использованы в сельских или отдаленных областях (Таблицы 1.3 - 1.5).

Таблица 1.3 - Mini, Micro и Nano СЭС

| №  | Местоположение                                   | Названия Mini и Micro СЭС | Год ввода в эксплуатацию | Установленная мощность, кВт | Операционная зона    |
|----|--|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------|
| 0  | 1  | 2                         | 3                        | 4                           | 5                    |
| 1  | Дархан-Уул аймак, Хонгор сомон                   | Солар повер               | 2016.12                  | 10000                       | ЦЭС, подключено с ЭС |
| 2  | Тов аймак, Баянчандмань сомон                    | Моннаран                  | 2017.11                  | 10000                       | ЦЭС, подключено с ЭС |
| 3  | Дорноговь аймак, Замын-Ууд сомон                 | Гэгээн                    | 2018.06                  | 15000                       | ЦЭС, подключено с ЭС |
| 4  | Тов аймак, Сэргэлэн сомон                        | Бохог                     | 2019.01                  | 15000                       | ЦЭС, подключено с ЭС |
| 5  | Говь-Алтай аймак, Алтай сомон                    | Алтай                     | 2010                     | 300                         | АУЭС, автономно      |
| 6  | Говь-Алтай аймак, Пограничные войска 0214 класса | Хилийн цэрэг 0214         | 2014                     | 100                         | АУЭС, автономно      |
| 7  | Говь-Алтай аймак, Цогт сомон                     | Баянтоорой                | 2010                     | 100                         | АУЭС, автономно      |
| 8  | Говь-Алтай аймак, Бугат сомон                    | Бугат                     | 2010                     | 140                         | АУЭС, автономно      |
| 9  | Говь-Алтай аймак, Бугат сомон                    | Тахийн тал                | 2015                     | 60                          | АУЭС, автономно      |
| 10 | Завхан аймак, Дорволжин сомон                    | Дорволжин                 | 2010                     | 150                         | АУЭС, автономно      |
| 11 | Завхан аймак, Ургамал сомон                      | Ургамал                   | 2010                     | 150                         | АУЭС, автономно      |
| 12 | Баянхонгор аймак, Баянцагаан сомон               | Баянцагаан                | 2008                     | 60                          | ЦЭС, автономно       |
| 13 | Ховд аймак, Цэцэг сомон                          | Цэцэг                     | 2007                     | 100                         | ЗЭС, автономно       |

Продолжение таблицы 1.3

| 0     | 1                                      | 2         | 3    | 4     | 5                          |
|-------|--|-----------|------|-------|----------------------------|
| 14    | Баян-Улгий аймак,<br>Алтай сомон       | Алтай     | 2010 | 10    | ЗЭС,<br>автономно          |
| 15    | Баян-Улгий аймак,<br>Буянт сомон       | Буянт     | 2010 | 10    | ЗЭС,<br>автономно          |
| 16    | Баян-Улгий аймак,<br>Цэцэг сомон       | Цэнгэл    | 2010 | 10    | ЗЭС,<br>автономно          |
| 17    | Улан-батор,<br>аэропорт<br>“Чингисхан” | Чингисхан | 2010 | 443   | ЦЭС,<br>подключено<br>с ЭС |
| Всего |  |           |      | 51633 | Монголии                   |

Таблица 1.4 - Мiсro гибридные системы

| №     | Местоположение                        | Названия<br>Мiсro<br>гибридная<br>система | Год ввода<br>в эксп-<br>луатацию | Установленная<br>мощность, кВт<br>(ФП/ВУ с (без) НЭ) | Операцион-<br>ная зона |
|-------|---------------------------------------|---|----------------------------------|--|------------------------|
| 1     | Баянхонгор аймак,<br>Шинэжинст сомон  | Шинэжинст                                 | 2008                             | 150(30/120)  | ЦЭС,<br>автономно      |
| 2     | Говь-Алтай аймак,<br>Цээл сомон       | Цээл                                      | 2009                             | 150(30/120)  | АУЭС,<br>автономно     |
| 3     | Баянхонгор аймак,<br>Баян-Ондор сомон | Баян-Ондор                                | 2008                             | 150(30/120)  | ЦЭС,<br>автономно      |
| 4     | Дорноговь аймак,<br>Хатанбулаг сомон  | Хатанбулаг                                | 2012                             | 332.5(182.5/150)                                     | ЦЭС,<br>автономно      |
| 5     | Дорноговь аймак,<br>Мандах сомон      | Мандах                                    | 2011                             | 200(80/120)  | ЦЭС,<br>автономно      |
| 6     | Омноговь аймак,<br>Манлай сомон       | Манлай                                    | 2007                             | 150(30/120)  | ЦЭС,<br>автономно      |
| 7     | Дорнод аймак,<br>Матад сомон          | Матад                                     | 2008                             | 142.5(42.5/100)                                      | ВЭС,<br>автономно      |
| Всего |                                       |   |                                  | 1275   | Монголии               |

Таблица 1.5 - Mini ВЭС

| №     | Местоположение                     | Названия<br>Mini ВЭС | Год ввода<br>в эксп-<br>луатацию | Установленная<br>мощность,<br>МВт | Операцион-ная<br>зона   |
|-------|------------------------------------|----------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| 1     | Тов аймак,<br>Сэргэлэн сомон       | Салхит               | 2013                             | 50(31x1.6)                        | ЦЭС, подключено<br>с ЭС |
| 2     | Омноговь аймак,<br>Цогтцэций сомон | Цэций                | 2017                             | 50(25x2.0)                        | ЦЭС, подключено<br>с ЭС |
| 3     | Дорноговь аймак,<br>Сайншанд сомон | Шанд                 | 2018                             | 55(25x2.2)                        | ЦЭС, подключено<br>с ЭС |
| Всего |                                    |                      |                                  | 155                               | Монголии                |

Имея по оценкам 3.800 рек и ручьев общей протяженностью 6.500 км, Монголия располагает значительным гидроэнергетическим потенциалом. По последним данным в стране действуют 13 малых ГЭС суммарная установленная мощность 28.12 МВт (Таблица 1.6), Mini ГЭС Тайшир (11 МВт) и Доргон (12 МВт) работают параллельно с энергосистемами. Остальные Micro ГЭС используются для автономного режима работы, в зависимости от сезона.

Таблица 1.6 - Mini и Micro ГЭС

| №     | Местоположение                    | Названия Mini и Micro ГЭС | Год ввода в эксплуатацию | Установленная мощность, кВт | Операционная зона     |
|-------|-----------------------------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------------------|
| 1     | Говь-Алтай аймак, Тайшир сомон    | Тайшир                    | 2010                     | 11000                       | АУЭС, подключено с ЭС |
| 2     | Ховд аймак, Дургун сомон          | Доргон                    | 2008                     | 12000                       | ЗЭС, подключено с ЭС  |
| 3     | Завхан аймак, Улиастай сомон      | Богдын гол                | 1997                     | 2000                        | АУЭС, автономно       |
| 4     | Говь-Алтай аймак, Дэлгэр сомон    | Гуулин                    | 1999                     | 400                         | АУЭС, автономно       |
| 5     | Ховд аймак, Манхан сомон          | Манхан                    | 1998                     | 150                         | ЗЭС, автономно        |
| 6     | Ховд аймак, Мунххайрхан сомон     | Монххайрхан               | 2003                     | 150                         | ЗЭС, автономно        |
| 7     | Увс аймак, Ундурхангай сомон      | Жигжийн гол               | 1989                     | 200                         | ЗЭС, автономно        |
| 8     | Ховд аймак, Уенч сомон            | Уенч                      | 2006                     | 860                         | ЗЭС, автономно        |
| 9     | Завхан аймак, Тосонцэнгэл сомон   | Идэр                      | 2006                     | 380                         | АУЭС, автономно       |
| 10    | Ховсгол аймак, Эрдэнэбулган сомон | Эрдэнэбулган              | 2006                     | 150                         | ЦЭС, автономно        |
| 11    | Завхан аймак, Цэцэн-Уул сомон     | Галуутайн                 | 2008                     | 150                         | АУЭС, автономно       |
| 12    | Завхан аймак, Завханмандал сомон  | Хунгуйн гол               | 2010                     | 150                         | АУЭС, автономно       |
| 13    | Оворхангай аймак, Хархорин сомон  | Хархорин                  | 1960                     | 528                         | ЦЭС, автономно        |
| Всего |                                   |                           |                          | 28118                       | Монголии              |

#### **1.2.4 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 1.7 представлены виды объектов и требования к их системной автоматике.

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.

Наиболее простым и малозатратным способом интеграции объектов малой генерации 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 1.8.

Учитывая все аргументы целесообразности интеграции объектов малой генерации 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) автоматике, обеспечивающей совмещение без дополнительных технических силовых устройств.

Таблица 1.7 - Особенности назначения и требования к системной автоматике объектов с малой генерацией

| № пп | Вид объекта   | Назначение   | Требования к системной автоматике и энергоисточнику  |
|------|---|--|--|
| 0    | 1   | 2  | 3  |
| 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 с внешней электросетью не допускается.             |
| 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.   |

Продолжение таблицы 1.7

|   |   |   |  |
|---|---|---|--|
| 5 | Источники энергии, производство энергии для которых является составляющей технологического процесса 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 электроснабжения и минимальными или нулевыми 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 электрической сетью.  |
| 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 МГ  | 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 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. |

Таблица 1.8 - Технологические барьеры и риски параллельной работы МГ с сетью

| № 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                                       |

### Выводы по главе 1

Масштабное развитие малой синхронной и электронной генерации является общемировой тенденцией, которая изменяет динамические свойства энергосистем, вызывает необходимость разработки новых средств и способов управления режимами энергосистем.

Для эффективно работы малой генерации необходимо ее включение в мощную электрическую сеть, однако, плохая электромеханическая совместимость генераторов малой и большой мощности требует решения проблемы управления подобными режимами.

## 2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ МАЛОЙ СИНХРОННОЙ И ЭЛЕКТРОННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ МОНГОЛИИ

### 2.1 Влияние распределенной малой генерации на устойчивость энергосистем

#### 2.1.1 Устойчивость режимов электроэнергетических систем. Общие положения

Устойчивость режимов электроэнергетических систем в части своего понятийного и математического аппаратов базируется на общей теории устойчивости:

Устойчивость - способность системы сохранять текущее состояние при внешних воздействиях.

Если текущее состояние при этом не сохраняется, то такое состояние называется неустойчивым.

В математике устойчивость характеризуется реакцией на малое возмущение системы, находящейся в механическом равновесии. Различают асимптотическую устойчивость, устойчивость по Ляпунову, экспоненциальную устойчивость, асимптотическую устойчивость в целом и др [62].

#### 2.1.2 Основные понятия общей теории устойчивости

Предположим, что некоторое явление описывается системой  $n$  дифференциальных уравнений

$$\frac{dx_i}{dt} = f_i(t, x_1, x_2, \dots, x_n), \quad i = \overline{1, n} \quad (2.1)$$

с начальными условиями

$$x_i(t_0) = x_{i0}, \quad i = \overline{1, n}. \quad (2.2)$$

Будем считать, что функции  $f_i(t, x_1, x_2, \dots, x_n)$  определены и непрерывны вместе со своими частными производными на множестве  $\{t \in [t_0, +\infty), x_i \in \mathcal{R}^n\}$ . Далее без ограничения общности полагаем, что начальный момент равен нулю:  $t_0 = 0$ .

Систему дифференциальных уравнений удобнее записать в векторной форме:

$$X' = F(t, X), \quad \text{где } X = (x_1, x_2, \dots, x_n), \quad F = (f_1, f_2, \dots, f_n) \quad (2.3)$$

В реальных системах начальные условия задаются с определенной точностью, поэтому возникает естественный вопрос: как малые изменения начальных условий влияют на поведение решения при больших временах - в предельном случае при  $t \rightarrow \infty$ ?

Если траектория движения системы мало изменяется при малых возмущениях начального положения, то говорят, что движение системы является устойчивым.

Строгое определение устойчивости в терминах  $\varepsilon - \delta$  - нотации было предложено в 1892 году русским математиком А. М. Ляпуновым (1857 - 1918). Рассмотрим более подробно понятие устойчивости, введенное Ляпуновым.

### 2.1.3 Устойчивость по Ляпунову

Решение  $\varphi(t)$  системы дифференциальных уравнений  $X' = F(t, X)$  с начальными условиями  $X(0) = X_0$  устойчиво (в смысле Ляпунова), если для любого  $\varepsilon > 0$  найдется число  $\delta = \delta(\varepsilon) > 0$ , такое, что если  $\|X(0) - \varphi(0)\| < \delta$ , то  $\|X(t) - \varphi(t)\| < \varepsilon$  для всех значений  $t \geq 0$ .

В противном случае решение  $\varphi(t)$  называется неустойчивым. В качестве нормы для измерения расстояния между точками можно использовать, например, евклидову метрику  $\|x_e\|$  или метрику Манхеттена  $\|x_m\|$ :

$$\|x_e\| = \sqrt{\sum_{i=1}^n |x_i|^2}, \quad \|x_m\| = \sum_{i=1}^n |x_i|. \quad (2.4)$$

В случае  $n = 2$  устойчивость по Ляпунову означает, что любая траектория  $X(t)$ , которая начинается в  $\delta(\varepsilon)$  - окрестности точки  $\varphi(0)$ , остается внутри трубки с максимальным радиусом  $\varepsilon$  при всех  $t \geq 0$  (Рисунок 2.1 а).

Общая теория устойчивости, помимо устойчивости в смысле Ляпунова, содержит также много других концепций и определений устойчивого движения.

### 2.1.4 Устойчивость линейных систем

Линейная система

$$X' = A(t)X + F(t) \quad (2.5)$$

называется устойчивой, если все ее решения устойчивы в смысле Ляпунова. Оказывается, что неоднородная линейная система будет устойчивой при любом

свободном члене  $F(t)$ , если устойчиво нулевое решение соответствующей однородной системы

$$X' = A(t)X . \quad (2.6)$$

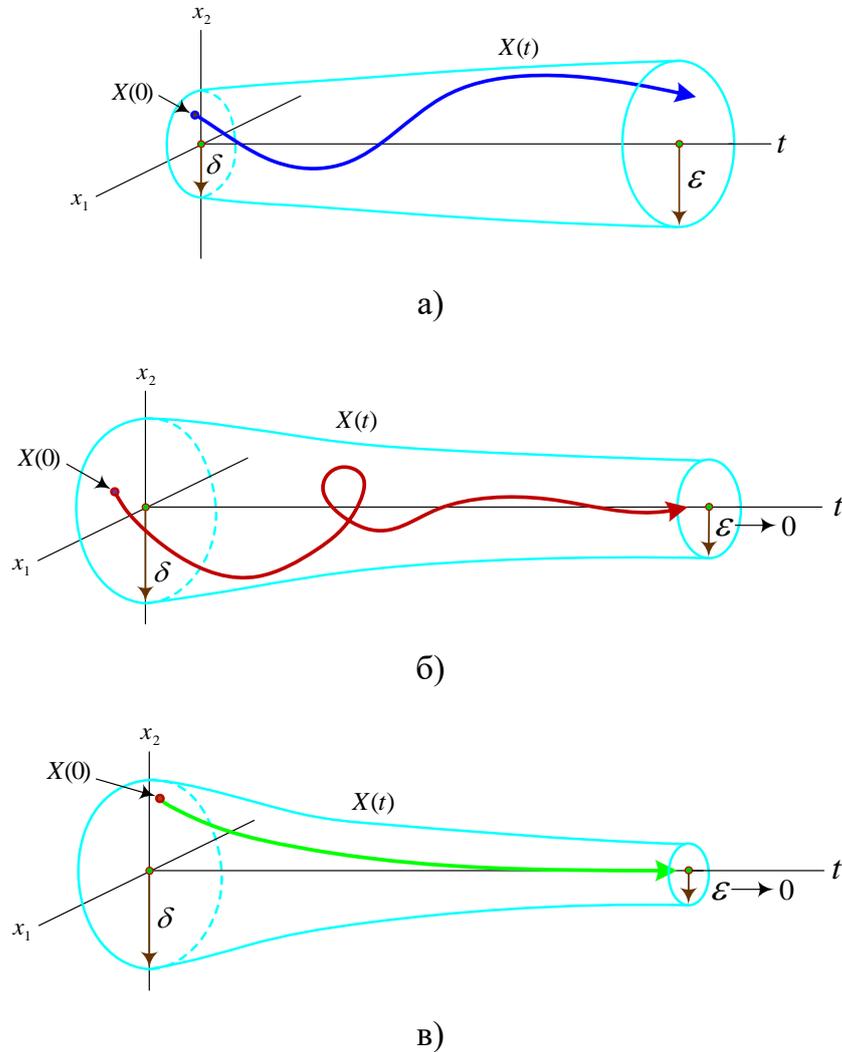


Рисунок 2.1 - Виды устойчивости: а) Устойчивость по Ляпунову  
 б) Асимптотическая устойчивость в) Экспоненциальная устойчивость

Поэтому при изучении устойчивости в классе линейных систем достаточно ограничиться анализом однородных дифференциальных систем. В наиболее простом случае, когда матрица коэффициентов  $A$  является постоянной, условия устойчивости формулируются в терминах собственных значений матрицы  $A$ . Рассмотрим однородную линейную систему

$$X' = AX , \quad (2.7)$$

где  $A$  - постоянная матрица размером  $n \times n$ . Такая система (она также является автономной) имеет нулевое решение  $X(t) = 0$ . Устойчивость данного решения определяется следующими теоремами.

Пусть  $\lambda_i$  - собственные числа матрицы  $A$ .

**Теорема 1.** Линейная однородная система с постоянными коэффициентами устойчива в смысле Ляпунова тогда и только тогда, когда все собственные значения  $\lambda_i$  матрицы  $A$  удовлетворяют соотношению  $Re[\lambda_i] \leq 0$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ), причем у собственных значений, действительная часть которых равна нулю, алгебраическая и геометрическая кратность должны быть одинаковы (т.е. соответствующие жордановы клетки должны быть размера  $1 \times 1$ ).

**Теорема 2.** Линейная однородная система с постоянными коэффициентами является асимптотически устойчивой тогда и только тогда, когда все собственные значения  $\lambda_i$  имеют отрицательные действительные части:  $Re[\lambda_i] < 0$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ).

**Теорема 3.** Линейная однородная система с постоянными коэффициентами неустойчива, если выполнено хотя бы одно из условий:

- Матрица  $A$  имеет собственное значение  $\lambda_i$  с положительной действительной частью;
- Матрица  $A$  имеет собственное значение  $\lambda_i$  с нулевой действительной частью, причем геометрическая кратность собственного числа  $\lambda_i$  меньше его алгебраической кратности.

Приведенные теоремы позволяют исследовать устойчивость линейных систем с постоянными коэффициентами, зная собственные значения и собственные векторы. Однако, во многих случаях характер устойчивости можно определить, не решая систему уравнений, а используя критерии устойчивости.

Одним из таких критериев устойчивости является критерий Рауса-Гурвица. Он позволяет судить об устойчивости системы, зная лишь коэффициенты характеристического уравнения матрицы  $A$ .

### 2.1.5 Устойчивость по первому приближению

Рассмотрим нелинейную автономную систему  $X' = f(X)$ . Предположим, что система имеет нулевое решение  $X = 0$ , которое будем исследовать на устойчивость.



### 2.1.6 Основные понятия теории устойчивости режимов электроэнергетических систем

При исследовании устойчивости режимов ЭЭС принято использовать следующую классификацию видов устойчивости, исходя из характера процессов при ее нарушении и воздействий, вызывающих эти нарушения:

- Статическая устойчивость режима ЭЭС;
- Статическая апериодическая устойчивость режима ЭЭС;
- Статическая колебательная устойчивость режима ЭЭС;
- Динамическая устойчивость режима ЭЭС;
- Результирующая устойчивость режима ЭЭС.

Нарушения устойчивости режима ЭЭС могут носить глобальный или локальный характер, затрагивать разные аспекты режима (синхронность параллельной работы генераторов и синхронных электродвигателей, устойчивость работы асинхронных электродвигателей, устойчивость частоты, устойчивость напряжения).

Нарушения устойчивости делятся на первичные и вторичные. Так, например, нарушение устойчивости параллельной работы генераторов в ЭЭС (первичное нарушение), может вызывать нарушение устойчивости частоты, устойчивости напряжения, устойчивости нагрузки в ЭЭС (вторичные нарушения) [65-73].

В таблице 2.1 представлены критерии устойчивости, используемые при проектировании ЭЭС и планировании их режимов.

Таблица 2.1 - Критерии устойчивости, используемые при проектировании ЭЭС и планировании их режимов

| № | Вид устойчивости режима ЭЭС                        | Критерий устойчивости  |
|---|--|--|
| 1 | Статическая устойчивость режима ЭЭС                | Проверка левой расположенности корней по разным критериям              |
| 2 | Статическая апериодическая устойчивость режима ЭЭС | $a_n/a_0 > 0$ по расходимости решения УУР в процессе утяжеления режима |
| 3 | Статическая колебательная устойчивость режима ЭЭС  | Проверка левой расположенности корней по разным критериям              |
| 4 | Динамическая устойчивость режима ЭЭС               | По затуханию переходного процесса без нарушений синхронизма            |
| 5 | Результирующая устойчивость режима ЭЭС             | По затуханию переходного процесса с восстановлением синхронизма        |

*Режим ЭЭС считается статически устойчивым*, если он сохраняется при малых возмущениях.

*Режим ЭЭС считается статически аperiodически устойчивым*, если при малых возмущениях не наступает аperiodического увеличения отклонений его параметров от исходного состояния.

*Режим ЭЭС считается статически колебательно устойчивым*, если при малых возмущениях не наступает увеличения отклонений его параметров от исходного состояния в колебательном процессе.

*Режим ЭЭС считается динамически устойчивым*, если после больших возмущений в ЭЭС восстанавливается исходный или близкий к нему режим и, при этом, в переходном процессе не возникает нарушений устойчивости.

*Режим ЭЭС считается результирующе устойчивым*, если после больших возмущений в ЭЭС восстанавливается исходный или близкий к нему режим и, при этом, в переходном процессе возникали нарушения устойчивости.

Устойчивость режима ЭЭС является одной из основ надежности энергосистем и электроснабжения потребителей. Она определяет устойчивоспособность ЭЭС, как важнейшей составляющей комплексного свойства надежности ЭЭС.

Устойчивоспособность ЭЭС обобщенно характеризует способность ЭЭС противостоять возмущениям без нарушения электроснабжения потребителей. Показателями устойчивоспособности являются запасы статической и динамической устойчивости, определяемые нормативным образом [65-69].

#### *Статическая аperiodическая устойчивость электроэнергетической системы*

Строгим критерием статической устойчивости ЭЭС является левое расположение корней характеристического уравнения малых колебаний положения равновесия ЭЭС. Этому критерию соответствует условие  $a_n/a_0 > 0$ , где  $a_0$  и  $a_n$  - первый и последний коэффициенты характеристического уравнения движения ЭЭС.

На практике, проверка устойчивости ЭЭС производится без составления характеристического уравнения с определением его коэффициентов, а используется тождественность  $a_n$  и якобиана (определителя матрицы Якоби) уравнений установившегося режима (УУР) в форме балансов мощности, решаемых методом

Ньютона [69-71]. Эта тождественность имеет место лишь при определенных условиях:

- Задание нагрузок узлов своими статистическими характеристиками по напряжению и частоте;
- Закрепление напряжений по модулю в генерирующих узлах с регуляторами напряжения.

Принятие в качестве балансирующего узла сети узла генерации, осуществляющего регулирование частоты.

Априорная неизвестность знака  $a_0$ , т.к. анализ строится без получения характеристического уравнения, вынуждает вместо критерия  $a_n/a_0 > 0$  использовать критерий статической апериодической устойчивости в виде смены знака свободного члена характеристического уравнения ( $a_n$ ) в процессе утяжеления заведомо устойчивого режима ЭЭС в выбранном направлении. В процессе утяжеления значение якобиана уменьшается, а при приближении к границе устойчивости происходит его вырождение ( $a_n \rightarrow 0$ ). При этом возникает расходимость итерационного процесса решения УУР методом Ньютона.

#### *Определение и нормирование устойчивости ЭЭС при проектировании и эксплуатации*

В настоящее время контроль и нормирование запасов устойчивости в Единой энергосистеме (ЕЭС) России осуществляется в соответствии с нормативным документом “Методические указания по устойчивости энергосистем” (далее – МУ), который был утвержден в 03 августа 2018 года. МУ относятся к разряду документов, которые необходимо пересматривать и совершенствовать по мере развития структуры электроэнергетических систем (ЭЭС), появления новых технических устройств, средств измерения и управления. Однако основные принципы контроля и нормирования устойчивости, изложенные в МУ, практически остались неизменными со времен введения первых руководящих указаний по устойчивости в 1964 году, которые основывались на опыте эксплуатации и проектирования транзитной электрической сети 500 кВ.

Существующие методы анализа, контроля и нормирования устойчивости режимов ЭЭС являются эффективным инструментом для исследования

перспективных схем и режимов ЭЭС, позволяют выявить основные закономерности связей свойств ЭЭС со схемно - режимными параметрами. Эти методы широко применяются при проектировании ЭЭС, для настройки устройств релейной защиты и автоматики, систем регулирования, средств противоаварийного управления (ПАУ) и на стадии планирования режимов ЭЭС.

Технология определения ограничений по устойчивости ЭЭС, используемая в настоящее время проектными и эксплуатирующими организациями, предполагает выполнение заблаговременных (по принципу «ДО») расчетов устойчивости для ограниченного набора схемно - режимных условий и нормативных возмущений. Эта технология при использовании в системах реального времени обладает рядом недостатков:

- Проводимый анализ устойчивости требует подробной информации о режимных параметрах, топологии электрической сети и параметрах схем замещения всех элементов ЭЭС, которая поступает от устройств телемеханики и из эксплуатационных баз данных. Большой объем данных, ошибки, погрешности их определения и сбора замедляют процессы контроля запасов устойчивости и вносят значительные погрешности в результаты;
- В процессе функционирования ЭЭС ее схемно-режимные параметры непрерывно изменяются, а для адекватного контроля запасов устойчивости необходимо учитывать эти изменения в режиме реального времени;
- Контроль запасов статической устойчивости выполняется только в установившихся нормальных и послеаварийных режимах. Переход к послеаварийному установившемуся режиму является многостадийным процессом, в котором на квазиустановившемся этапе в результате действия регуляторов мощности и напряжения возможно нарушение статической устойчивости. Контроль запасов устойчивости на этой стадии следует выполнять в темпе переходного процесса, что не предусмотрено действующими нормативами по устойчивости;
- В рамках существующей технологии контроля и нормирования запасов устойчивости повышение коэффициента использования пропускной способности связей достигается введением заведомо избыточных управляющих воздействий противоаварийной автоматики (ПА).

### 2.1.7 Энергосистема Монголии, как представитель Macrogrid с распределенной малой синхронной и электронной генерацией

Цель исследования состоит в определении характера и степени влияния распределенной малой генерации на ограничения по статической устойчивости режимов ЭЭС. Исследование проведено на примере центральной энергосистемы (ЦЭС) Монголии. Монгольской ЭЭС в качестве представителя сложной энергосистемы обоснован тем, что к настоящему времени в ЭЭС Монголии доля электронной генерации (на базе ВИЭ) уже составляет 17 % и продолжает увеличиваться.

На рисунке 2.2. представлены установленные мощности электроэнергии Монголии.



Рисунок 2.2 - Установленные мощности электроэнергии Монголии

#### *Характеристика энергосистемы Монголии*

История монгольской энергетики началась с 1914 года, когда правительство Монголии приобрело электрический генератор (мощностью 20 кВт) у Российской Империи. Затем Советский Союз помогал проектировать, строить и эксплуатировать монгольскую энергосистему.

Энергосистема Монголии состоит из 5 подсистем: Западной, Алтай-Улиастайской, Центральной, Восточной и электрической сети южного региона. На рисунке 2.3 представлена карта-схема ЭЭС Монголии.



Рисунок 2.3 - Карта-схема энергосистемы Монголии

Характеристики генерирующих мощностей Монголии приведены в таблице 2.2.

Для Монголии, с ее обширной территорией и малой плотностью населения, наиболее гармоничным видом электроснабжения потребителей является малая распределенная генерация.

Исторически сложилось, что почти все генерирующие мощности Монгольской энергосистемы сосредоточены в г. Улан-Батор, и лишь небольшая ее часть находится в городах Дархан и Эрдэнэт, которые расположены центральной части страны.

#### *Центральная энергосистема Монголии*

В настоящее время ЦЭС Монголии обеспечивает около 88 процентов энергопотребления в стране. В структуру энергоснабжения ЦЭС входят пять угольных теплоэлектростанций (ТЭС), три в Улан-Баторе и по одной в Дархане и Эрдэнэте, три ветропарка (ВП) и четыре солнечные электростанции (СЭС - Фотовольтаическая). ЦЭС работает синхронно с ОЭС Сибири через ЛЭП 220 кВ Селендума-Дархан (район примыкания - энергосистема Республики Бурятия). На рисунках 2.4 и 2.5 представлены эквивалентная схема и структура источников электроэнергии ЦЭС Монголии.

Таблица 2.2 - Характеристики электростанций Монголии (2018 г.)

| №   | Электростанции                                     | Установлен-<br>ная<br>мощность,<br>МВт | Год ввода в<br>эксплуатацию<br>и год<br>модернизации | Износ<br>оборудования<br>электростанции | Операцион-<br>ная зона |
|---|--|--|--|---|------------------------|
| Традиционные источники энергии - 1165 МВт |  |  |  |   |                        |
| 1   | ТЭС-2  | 24                                     | 1961 – 1969  | 57                                      | ЦЭС                    |
| 2   | ТЭС-3  | 198                                    | 1968 – 1982,<br>2014                                 | 51                                      |                        |
| 3   | ТЭС-4  | 700                                    | 1983-1991,<br>2012 – 2015                            | 35                                      |                        |
| 4   | Дархан ТЭС   | 48                                     | 1966, 1986   | 32                                      |                        |
| 5   | Эрдэнэт ТЭС  | 36                                     | 1987 – 1989  | 31                                      |                        |
| 6   | Эрдэнэт ГОК,<br>ТЭС                                | 48                                     | 2017   | 1                                       |                        |
| 7   | Чойбалсан ТЭС                                      | 36                                     | 1969, 1979   |   | ВЭС                    |
| 8   | Даланзадгад ТЭС                                    | 9                                      | 2000, 2013   | 17                                      | ЦЭС                    |
| 9   | Ухаахудаг ТЭС                                      | 18                                     | 2011   | 6                                       |                        |
| 10  | Дизельные<br>станции                               | 48                                     | -  | -                                       | -                      |
| Возобновляемые источники энергии -238 МВт |  |  |  |   |                        |
| 11  | Дургун ГЭС   | 12                                     | 2008 – 2010  | 10                                      | ЗЭС                    |
| 12  | Тайшир ГЭС   | 11                                     | 2010 – 2011  | 8                                       | АУЭС                   |
| 13  | Богд ГЭС   | 2                                      | 1997,<br>2005 – 2009                                 | 21                                      | АУЭС                   |
| 14  | Другие малые<br>ГЭС                                | ~3.5                                   | -  | -                                       | -                      |
| 15  | Салхит ветропарк                                   | 50                                     | 2013   | 5                                       | ЦЭС                    |
| 16  | Дархан СЭС   | 10                                     | 2017   | 1                                       |                        |
| 17  | Моннаран СЭС                                       | 10                                     | 2017   | 1                                       |                        |
| 18  | Цэций ветропарк                                    | 50                                     | 2017   | 1                                       |                        |
| 19  | Сайншанд<br>ветропарк                              | 55                                     | 2018   | -                                       |                        |
| 20  | Замын-Ууд СЭС                                      | 15                                     | 2018   | -                                       |                        |
| 21  | Хушигт СЭС   | 15                                     | 2019   | -                                       |                        |
| 22  | Другие малые<br>солнечных и<br>ветряные<br>турбины | ~4.5                                   | -  | -                                       | Монголия               |
| <b>Всего</b>                              |  | <b>1403</b>                            | -  | -                                       | <b>Монголия</b>        |

Как видно из рисунка 2.5, 83,3 % мощности суммарной генерации составляют угольные и тепловые электростанции, 16,6 % приходится на солнечные, ветровые и гидроэлектростанции ЦЭС Монголии.

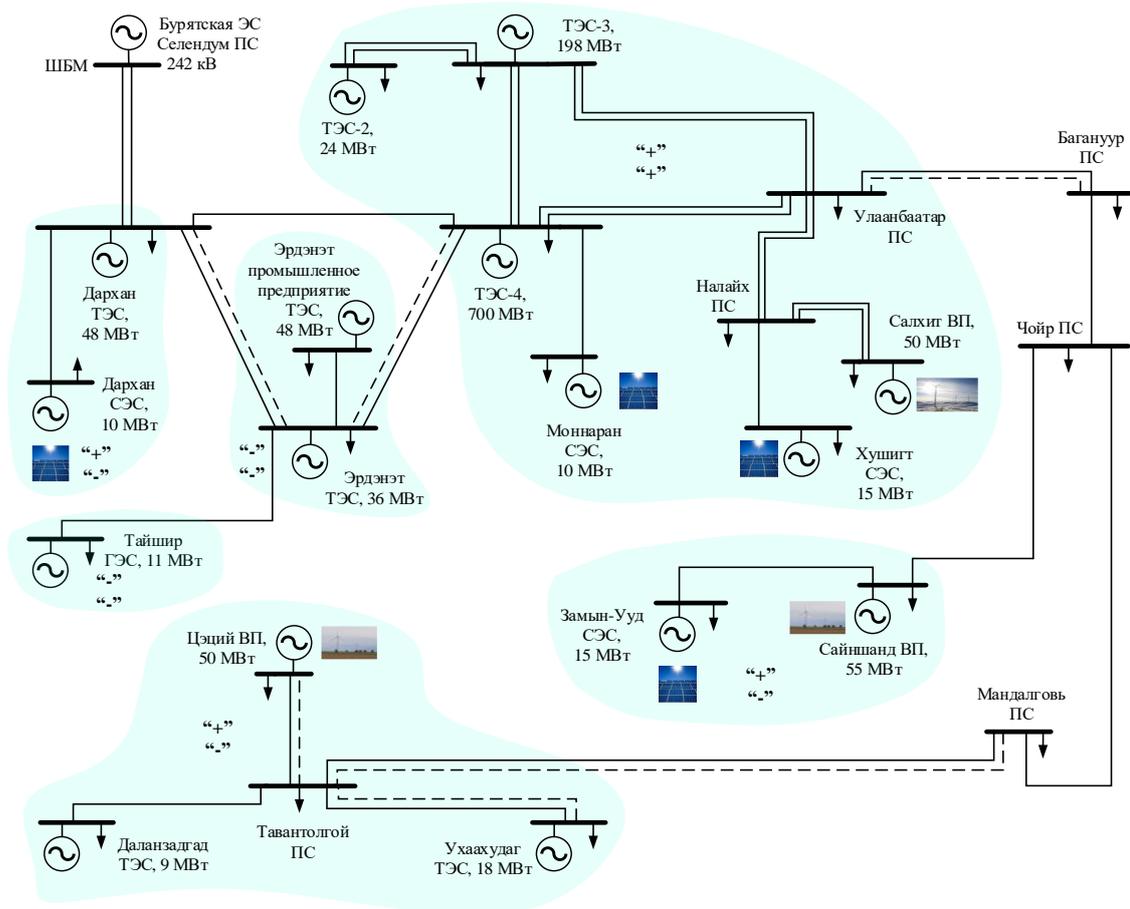


Рисунок 2.4 - Эквивалентная схема ЦЭС с источниками электроэнергии



Рисунок 2.5 - Структура источников ЭЭ ЦЭС Монголии (2018 г.)

## 2.2 Баланс мощности и энергии в Монгольской энергосистеме

Выработка электроэнергии в 2017 году составила 6089,2 млн.кВт·ч. В общем объеме выработки доля ТЭС составила - 95,6 %, доля ГЭС - 1,4 %, доля СЭС - 2,9 % и доля ДЭС - 0,1 %.

Производство тепловой энергии в 2017 составило 8933,4 тыс. Гкал, по сравнению с 2016 годом выработка тепла увеличилась на 79,9 тыс. Гкал (0,9 %) по сравнению с предыдущим годом.

В 2017 году импорт электроэнергии в Монголию составил 1522,5 млн.кВт·ч, что на 103,4 млн. кВт·ч (7,3 %) ниже по сравнению с предыдущим годом, а импорт в ЦЭС составил 270,6 млн. кВт·ч электроэнергии в 2017 году.

В настоящее время рост выработки электроэнергии связан с вводом в эксплуатацию электростанций, использующих возобновляемые источники энергии. В таблице 2.3 представлена выработка электроэнергии по типам электростанций.

Таблица 2.3 - Выработка электроэнергии по годам, млн. кВт·ч

| Источник электроэнергии | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| ТЭС                     | 4550,0 | 4775,5 | 5014,0 | 5191,3 | 5415,5 | 5555,9 | 5826,9 |
| Дизельные ЭС            | 20,2   | 28,7   | 5,4    | 8,2    | 6,0    | 3,8    | 3,7    |
| СЭС                     | -      | -      | -      | 0,6    | 0,5    | 0,3    | 19,7   |
| ГЭС                     | 52,6   | 52,1   | 59,9   | 66,3   | 59,3   | 84,7   | 84,5   |
| ВЭС                     | -      | -      | 52,9   | 125,4  | 152,5  | 157,5  | 154,4  |
| Общая выработка         | 4522,8 | 4856,3 | 5132,2 | 5391,9 | 5634,2 | 5802,4 | 6089,2 |
| Импорт                  |        |        |        |        |        | 1419,1 | 1522,5 |

На рисунке 2.6 приведена структурная схема с указанием перетоков по линиям связи между районами ЦЭС Монголии.

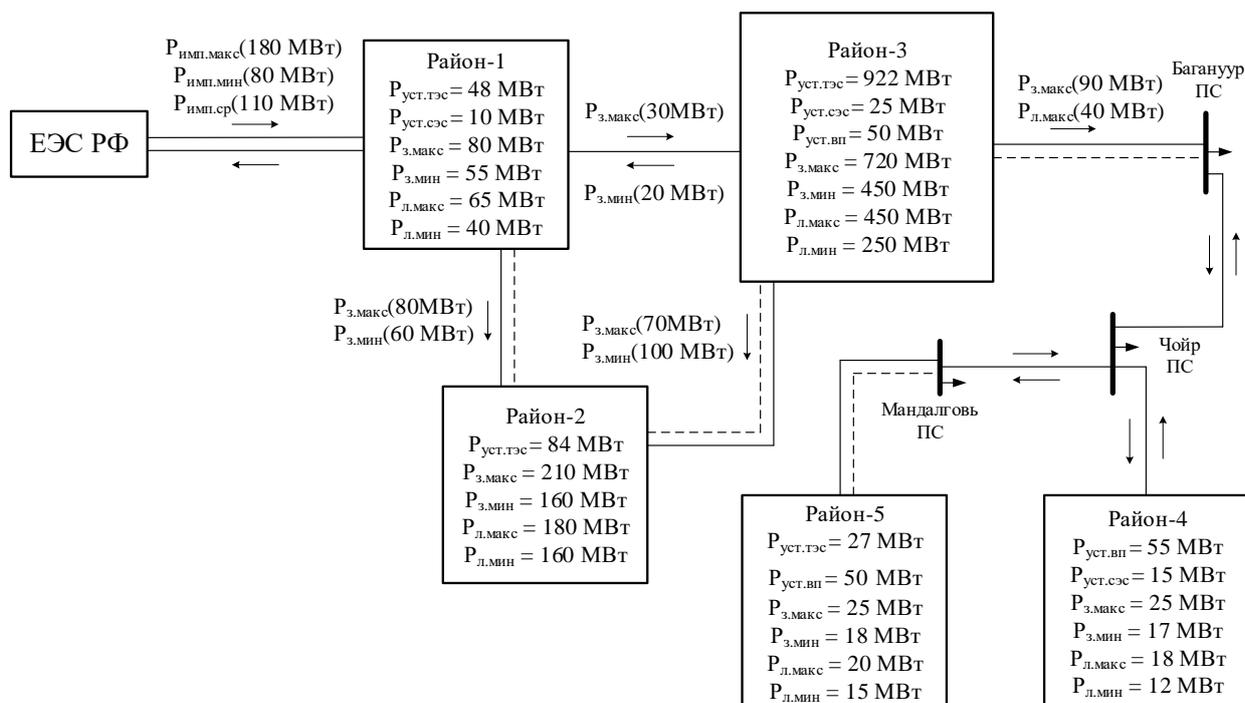


Рисунок 2.6 - Баланс мощности в энергорайонах ЦЭС

На рисунке 2.7 показан суточный (05.12.2018) график ЦЭС Монголии и на рисунке 2.8 представлен рост выработки электроэнергии в Монголии за последние 25 лет.

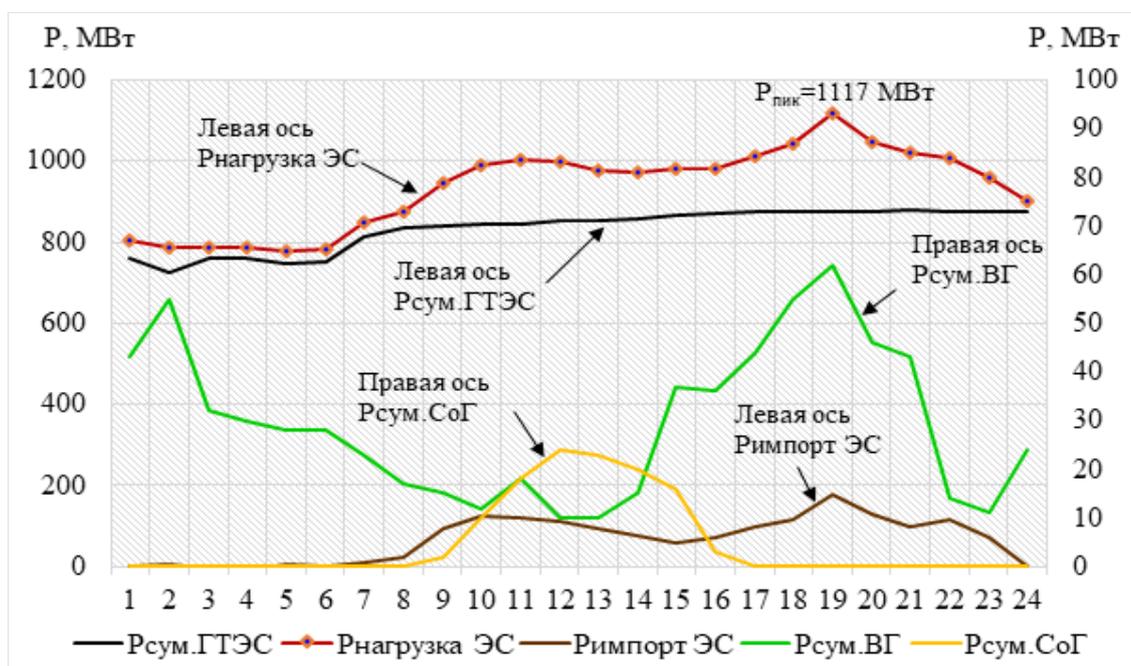


Рисунок 2.7 - Суточный график ЦЭС Монголии (05.12.2018)

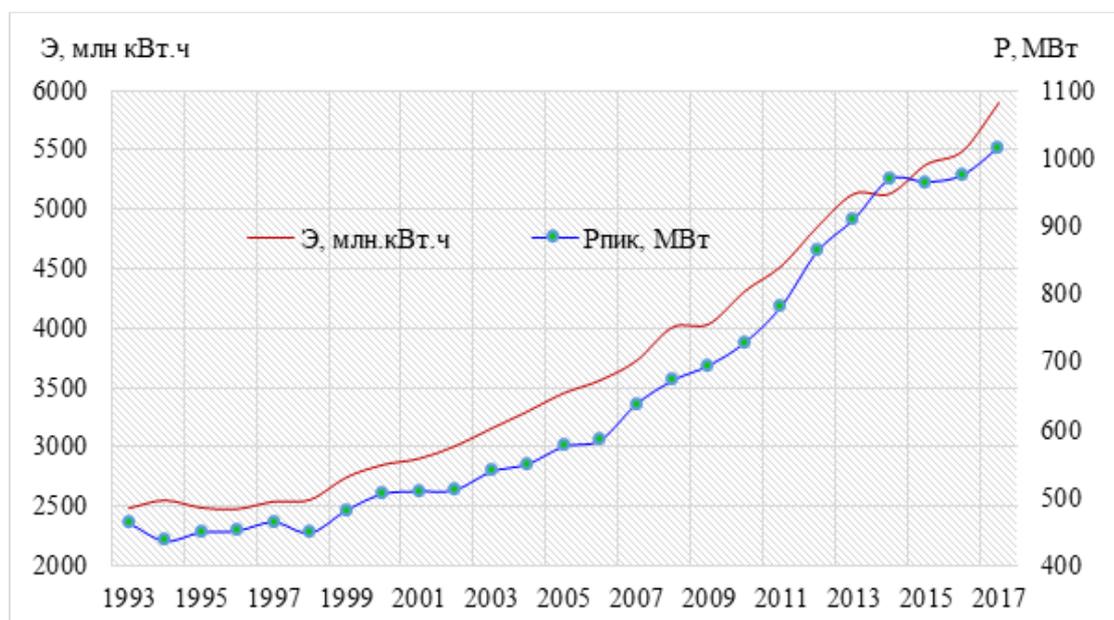


Рисунок 2.8 - Динамика потребляемой ЭЭ и пиковой нагрузки с 1993 до 2017 года

### Солнечная электростанция Монголии «Дархан»

В 2016 году Монгольская компания «Solar Power International» и Японская компания «Sharp» подписали договор о строительстве солнечной электростанции

мощностью 10 МВт в Монголии. 30 ноября 2016 года началось строительство солнечной электростанции рядом с городом Дархан. 1 января 2017 Mini СЭС «Дархан» ввелась в промышленную эксплуатацию и начала работать параллельно с ЦЭС Монголии.

На рисунке 2.9. показан внешний вид Mini СЭС Дархан.



Рисунок 2.9 - Внешний вид Mini СЭС Дархан

На СЭС установлено 32274 солнечных панелей, произведенных в Японии. Мощность одной панели составляет 310 Вт. На станции расположены 16 инверторных установок, которые подключены к 8 трансформаторным подстанциям 10/0.4 кВ. На рисунке 2.10 показана фрагмент схемы Mini СЭС Дархан.

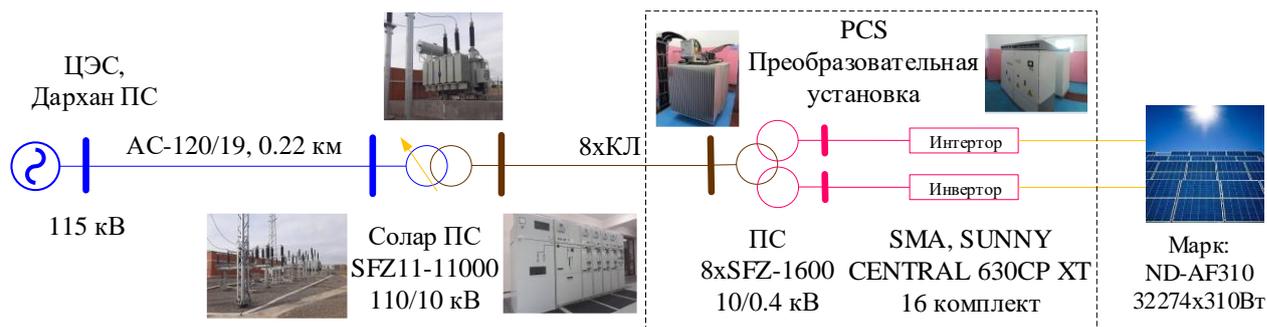


Рисунок 2.10 - Фрагмент схемы Mini СЭС Дархан

Производство, выдача в сеть и собственные нужды приведены в таблице 2.4. и на рисунке 2.11.

Таблица 2.4 - Производственные характеристики Дархан СЭС в 2017 г., млн. кВт·ч

| Месяц | Выработка | Выдача | СН    | СН, % |
|-------|-----------|--------|-------|-------|
| 1     | 1,126     | 1,101  | 0,025 | 2,22  |
| 2     | 1,466     | 1,448  | 0,018 | 1,23  |
| 3     | 1,906     | 1,895  | 0,011 | 0,58  |
| 4     | 1,763     | 1,756  | 0,007 | 0,40  |
| 5     | 1,736     | 1,733  | 0,003 | 0,17  |
| 6     | 1,558     | 1,555  | 0,003 | 0,19  |
| 7     | 1,604     | 1,600  | 0,004 | 0,25  |
| 8     | 1,298     | 1,295  | 0,003 | 0,23  |
| 9     | 1,454     | 1,449  | 0,005 | 0,34  |
| 10    | 1,327     | 1,317  | 0,01  | 0,75  |
| 11    | 1,055     | 1,043  | 0,012 | 1,14  |
| 12    | 0,875     | 0,856  | 0,019 | 2,17  |
| Год   | 17,168    | 17,048 | 0,12  | 0,70  |

### 2.3 Определение влияния электронной генерации на пределы передаваемой мощности в сечениях электрической сети Монголии

Определение предельного по статической устойчивости перетока в сечении осуществлялось утяжелением режима (увеличением перетока) по траектории, которой соответствует наименьшая предельная мощность [52, 70, 71].

Сечения для определения предельной передаваемой мощности были выбраны из следующих соображений:

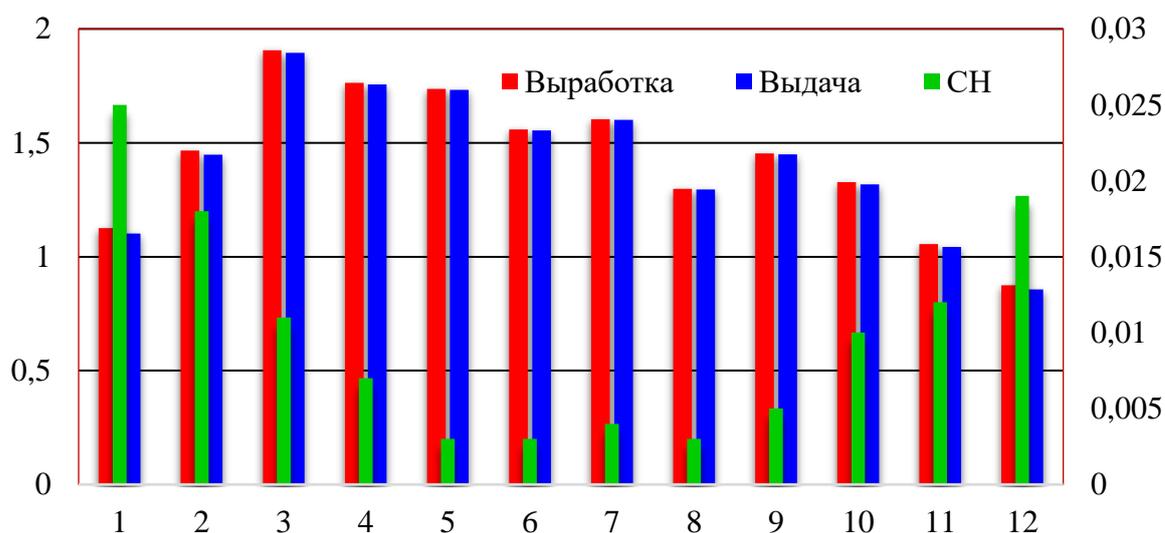
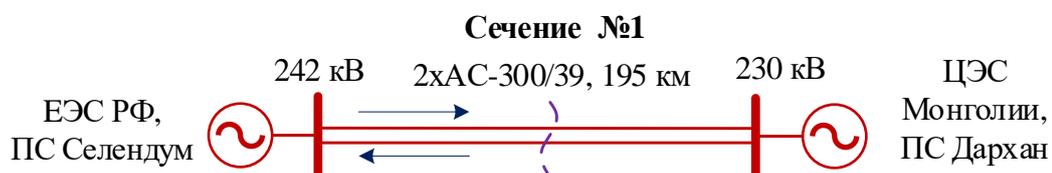


Рисунок 2.11 - Годовой график месячной выработки ЭЭ Mini СЭС Дархан в 2017 г., млн.кВт·ч

**Сечение №1** состоит из двухцепной ВЛ 220 кВ ПС Селендум - Дархан и является главной связью ЭС Монголии с ЕЭС России (Рисунок 2.12). Особенностью

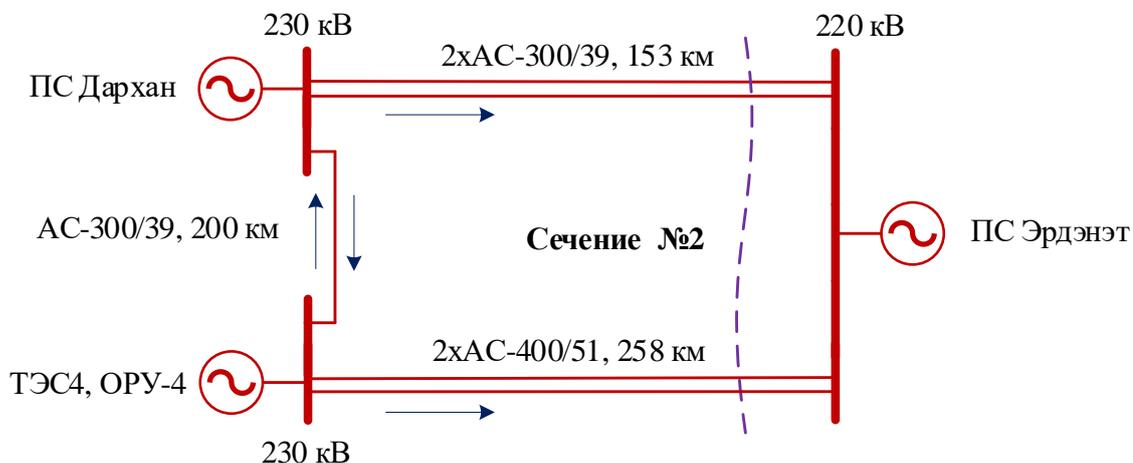
этого сечения является поддержание баланса мощности ЭС Монголии за счет обменного перетока мощности с РФ. Средний переток мощности составляет около 100 МВт.



**Сечение №2** включает в себя двухцепную линию, а именно: ВЛ 220 кВ ПС Дархан - ПС Эрдэнэт и ОРУ - 4 - ПС Эрдэнэт (Рисунок 2.13). Район 2 дефицитный по активной и реактивной мощности и электроэнергии, поэтому в этом сечении переток мощности, в основном, направлен в сторону ПС Эрдэнэт.

Расчеты потокораспределения выполнялись с использованием программного комплекса «АНАРЭС», предназначенного для решения задач по планированию и анализу режимов электрических сетей и систем, позволяющего выполнять:

- Эквивалентирование электрической сети;
- Расчет установившихся режимов;
- Определение предельных режимов по статической аperiodической устойчивости;
- Оптимизацию режима по напряжению и реактивной мощности;
- Расчет электромеханических переходных процессов;
- Расчет токов короткого замыкания.



На рисунке 2.14 представлена расчетная эквивалентная схема МЭС. Схема содержит основную сеть напряжением (35 - 220) кВ, межсистемную связь (Россия-Монголия) 220 кВ, кольцевые сети 220 - 110 кВ крупных городов Монголии, распределительную сеть 35 кВ. Красным цветом обозначены линии и шины номинальным напряжением 220 кВ, синим - 110 кВ, зеленым - 35 кВ. Электрические нагрузки определены на основе балансов мощности и электроэнергии Монгольской ЭС с учетом пиковой нагрузки за 2018 год. Загрузка электростанций соответствует режиму максимума нагрузки.

*Определение предельного по статической аperiodической устойчивости перетока для сечения №1*

Утяжеление производилось увеличением нагрузки в районе 3. Первоначальная нагрузка в утяжеляемом узле составляет  $185+j82$  МВА. Шаг утяжеление  $20+j9$  МВА. Мощность нерегулярных колебаний 25 МВт. Предельные перетоки в результате утяжеления для сечения 1 при двух включенных в сечении цепях линии представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Результаты расчета предельных режимов для сечения №1

| № | Рассматриваемые варианты          | Причина расходимост и решения УУР | Увеличение суммарной нагрузки в утяжеляемом районе, МВА | Загрузка сечения в исходном нормальном режиме, МВА | Предел передаваемой мощности, МВт |
|---|-----------------------------------|-----------------------------------|---|--|-----------------------------------|
| 1 | <i>Без учета ВИЭ</i>              | По предельной мощности            | $259+j116$  | $190 - j24$  | 527                               |
| 2 | <i>С учетом ВИЭ</i>               | По снижению напряжения            | $376+j169$  | $55-j12$   | 514                               |
| 3 | Изменение расположения <i>ВИЭ</i> | По снижению напряжения            | $380+j171$  | $63-j13$   | 540                               |

*Определение предельного по статической аperiodической устойчивости перетока для сечения №2*

Утяжеление производилось увеличением нагрузки в районе 2. Первоначальная нагрузка в утяжеляемом узле составляет  $165+j55$  МВА. Шаг утяжеление  $20+j9$  МВА.

Предельные перетоки в результате утяжеления для сечения 2 определяется по двум линиям, включенных в 2 цепи, и представлены в таблице 2.6.

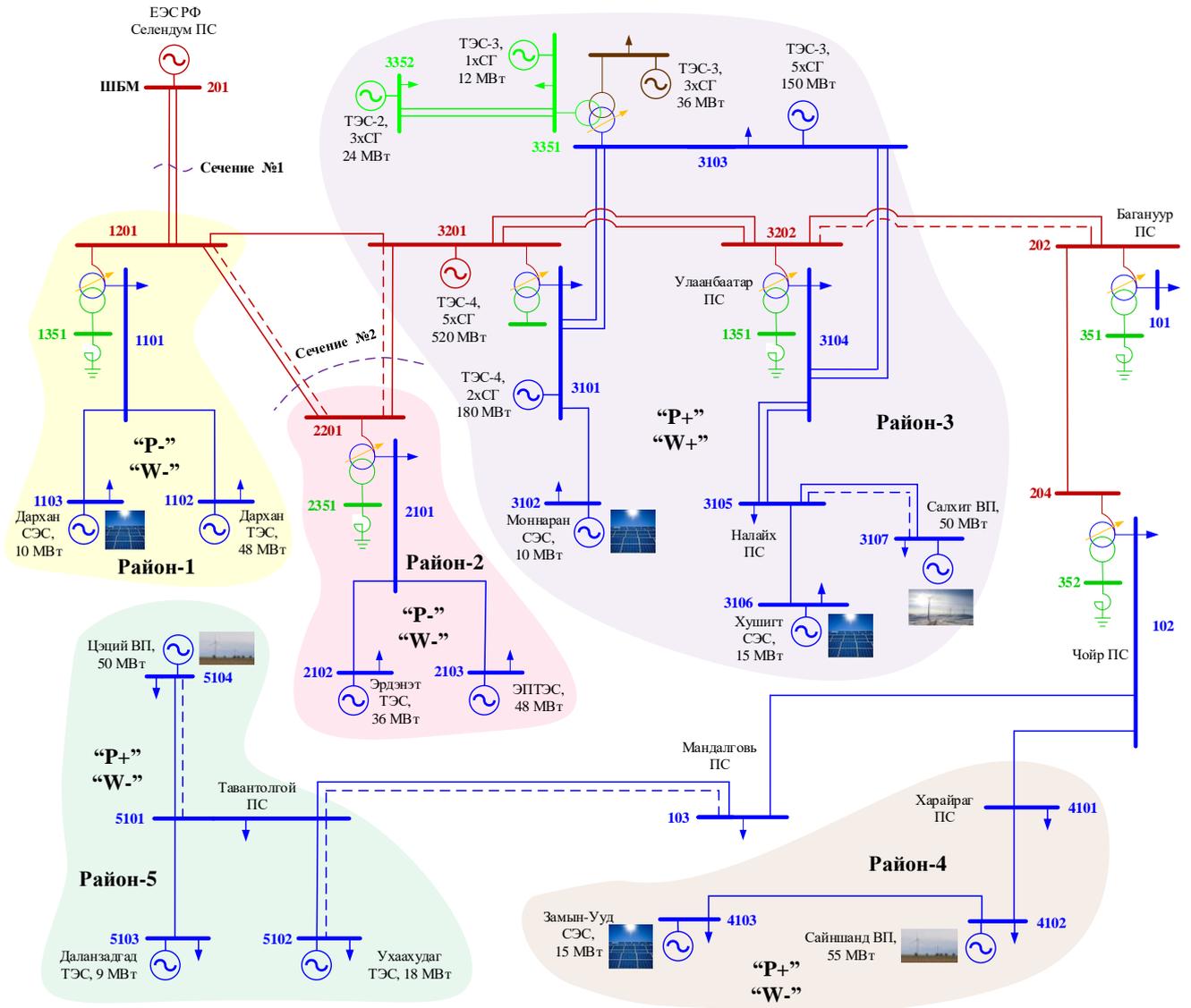


Рисунок 2.14 - Расчетная эквивалентная схема МЭС

Таблица 2.6 - Результаты расчета предельных режимов для сечения №2

| № | Рассматриваемые варианты   | Причина расходимости решения УУР | Увеличение суммарной нагрузки в утяжеляемом районе, МВА | Загрузка сечения в исходном нормальном режиме, МВА | Предел передаваемой мощности, МВт |
|---|----------------------------|----------------------------------|---|--|-----------------------------------|
| 1 | Без учета ВИЭ              | По снижению напряжения           | 282+j127  | 146 – j38  | 459                               |
| 2 | С учетом ВИЭ               | По снижению напряжения           | 282+j127  | 146 – j42  | 460                               |
| 3 | Изменение расположения ВИЭ | По снижению напряжения           | 443+j199  | 22-j41   | 498                               |

## **2.4 Исследование устойчивости объектов на базе синхронной малой генерации (Minigrid), интегрированных в распределительные электрические сети**

### **2.4.1 Требования к сети Minigrid и ее системе управления**

#### **2.4.1.1 Современные общие требования к Minigrid**

- Экономически доступная интеграция с внешней электрической сетью переменного тока;
- Надежная автономная работа;
- Повышенная надежность электроснабжения в режиме параллельной работы с внешней электрической сетью;
- Управляемый обмен мощностью и энергией с внешней электрической сетью;
- Возможность подключения к разным точкам внешней электрической сети;
- Возможность шунтирования внешней электрической сети с управлением уравнивающим перетоком мощности;
- Доступная интеграция ЭГ всех видов (ВИЭ, накопители) как дополнительных источников энергии;
- Независимость технологического управления от системы управления внешней электрической сети;
- Отсутствие необходимости согласования средств РЗА энергетической ячейки и внешней электрической сети;
- Возможность участия в системных услугах внешней электрической сети;
- Автоматический режим работы;
- Самонастройка по структуре, составу оборудования, уставкам регулирования.

#### **2.4.1.2 Международные требования по безопасности для оборудования к поведению Minigrid в составе внешней электрической сети**

Требования к поведению Minigrid в составе внешней электрической сети должны обеспечивать взаимную безопасность (как для оборудования РЭС, 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 IEEE 1547-2018 [4].

Ниже в таблице 2.7 приведена часть требований, относящаяся к источникам малой синхронной генерации, которые несомненно должны обеспечиваться по отношению к Minigrid, работающей в составе внешней электрической сети или присоединяемой к ней. Критерии и требования, содержащиеся в указанном стандарте, применяются к распределенным источникам, основанным на любой технологии, с суммарной мощностью не более 10 МВА в точке подключения.

Стандарт составлен с учетом того, что распределённые источники имеют рабочую частоту 60 Гц.

Таблица 2.7 - Функциональные требования стандарта IEEE 1547-2018

| <b>Функциональные требования IEEE 1547-2018</b>  |                    |                       |                          |
|--|--------------------|-----------------------|--------------------------|
| 4.1.3. Синхронная работа<br>Энергоблоки распределенных источников в режиме параллельной работы с РЭС не должны вызывать колебания напряжения в точке подключения более $\pm 5\%$ от преобладающего уровня напряжения РЭС в точке подключения и соответствовать требованиям к фликеру.  |                    |                       |                          |
| 5.1.2. Синхронизация<br>А. Синхронное присоединение к РЭС (прямое подключение Minigrid для выдачи мощности в РЭС)<br>Таблица 5 – Предельно допустимые параметры для синхронного включения Minigrid в РЭС<br>В момент включения источника на параллельную работу с РЭС все три параметра, указанные в таблице 5, должны находиться в допустимых пределах.<br>Таблица 5  |                    |                       |                          |
| 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                       |
| 4.2.2. Условие повторного включения на параллельную работу с РЭС<br>Источник прекращает режим выдачи мощности в РЭС до АПВ.<br>4.2.6. Повторное включение на параллельную работу с РЭС<br>После возмущения в РЭС, повторное включение источника не должно происходить до тех пор, пока напряжение в РЭС не будет находиться в диапазоне, указанном в ANSI C84.1-1995, таблица 1, а частота - в диапазоне частот от 59,3 Гц до 60,5 Гц. |                    |                       |                          |

## Продолжение таблицы 2.7

4.1.4.2. 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 РЭС.

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

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

#### 4.1.1. Регулирование напряжения

Распределённые источники не должны интенсивно регулировать напряжение в точке подключения. Присоединение распределённых источников не должно приводить к тому, что эксплуатационное напряжение РЭС на других Minigrid выйдет за рамки требований ANSI C84.1-1995, диапазон А.

#### 4.2.1. Аварии в РЭС

Источник должен прекратить выдачу мощности в РЭС при аварии на линии, по которой он подключен.

#### 4.2.3. Напряжение

Система защиты присоединений должна измерять действующее (среднеквадратичное значение) или значение основной гармоники каждого межфазного напряжения, за исключением случаев, когда трансформатор, соединяющий ЛСЭ с РЭС, 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, источник должен быть отключен от РЭС в пределах соответствующего времени.

Таблица 1 – Реакция автоматики Minigrid 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                  |

Продолжение таблицы 2.7

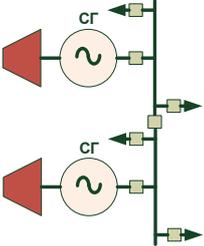
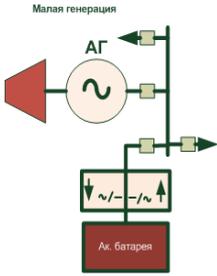
| 4.2.4. Частота   |   |                                  |
|--|---|----------------------------------|
| При значениях частоты системы в диапазоне, указанном в таблице 2, распределенные источники должны быть отключены от РЭС в пределах соответствующего времени.   |   |                                  |
| Таблица 2 – Реакция MinigrId 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                             |
| 4.4.1. Непреднамеренное отделение  |   |                                  |
| При непреднамеренном отделении источника, выдающего мощность в РЭС через точку подключения, система управления источника должна обнаружить отделение и прекратить выдачу мощности в течение двух секунд после образования острова (отделения)                        |   |                                  |
| 4.1.6. Объем 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. |   |                                  |
| 4.1.8.3. Устройства, включаемые на параллельную работу   |   |                                  |
| Устройства, включаемые на параллельную работу с внешней электрической сетью должны выдерживать 220 % от номинального напряжения системы в точке присоединения.   |   |                                  |
| 4.1.4.2. Подключение распределенных источников к РЭС разрешено только в том случае, если на шинах находится в работе более чем 50 % установленных сетевых устройств защиты.  |   |                                  |
| 4.1.5. Непреднамеренное питание РЭС  |   |                                  |
| Распределенные источники не должны питать РЭС, если РЭС обесточена.  |   |                                  |

## **2.5 Технические решения для интеграции MinigrId с внешней электрической сетью**

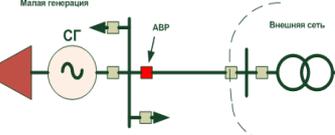
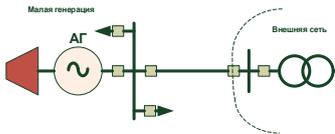
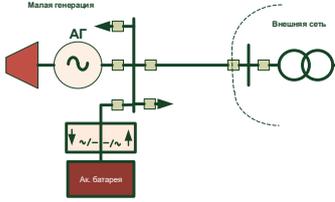
### **2.5.1 Обзор и анализ технических решений, обеспечивающих надежность энергоснабжения в MinigrId и безопасный режим параллельной работы объединяемых систем**

В таблицах 2.8 и 2.9 представлены технические решения для автономной и параллельной работы объединяемых генераторов.

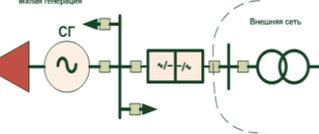
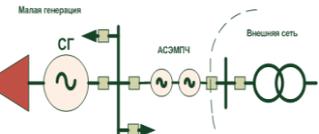
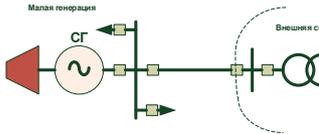
Таблица 2.8 - Технические решения для автономной и параллельной работы объединяемых генераторов

| № пп | Техническое решение  | Описание  | Достоинства  | Недостатки  |
|------|--|---|--|---|
| 1    | 2  | 3   | 4  | 5   |
| 0    | <p>Работа автономной ЛСЭ на базе синхронной малой генерации (СМГ) в островном режиме</p>  | <p>Источниками являются энергоблоки с синхронными генераторами. По критерию надежности (<math>n - 1</math>) необходим дополнительный генератор, а с учетом ремонтных работ 2 генератора. Для запуска станции с нуля необходим резервный дизель генератор.</p> | <p>Независимость</p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Высокие затраты на надежность.</li> <li>• Необходимость регулирования режима и противоаварийного управления в полном объеме.</li> <li>• Низкое использование установленных мощностей.</li> </ul>   |
| 1    | <p>Работа ЛСЭ на базе СМГ с накопителем и преобразователем</p>                          | <p>Для выравнивания графика нагрузки, регулирования напряжения, кратковременного резервирования используется накопитель энергии (аккумуляторная батарея) с преобразователем</p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Независимость.</li> <li>• Кратковременное резервирование от батареи.</li> <li>• Возможность использования генератора на постоянных магнитах и асинхронного генератора.</li> <li>• Возможность высокого использования мощности генераторов.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Высокие затраты на батарею и преобразователь.</li> <li>• Необходимость регулирования режима в полном объеме.</li> <li>• Искажение формы синусоиды (появление высших гармоник в собственной сети).</li> <li>• Дополнительные потери при накоплении и преобразовании энергии.</li> </ul> |

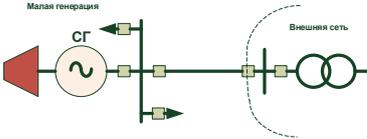
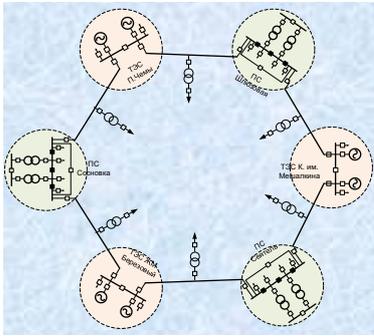
Продолжение таблицы 2.8

| 1 | 2  | 3  | 4  | 5  |
|---|--|--|--|--|
| 2 | <p>Работа ЛСЭ на базе СМГ в островном режиме с автоматическим вводом резерва от сети при погашении станции</p>  | <p>Параллельная работа электростанции с внешней сетью не предусматривается. Надежность электроснабжения потребителей обеспечивается АВР от внешней сети.</p> | <p>Обеспеченная надежность при наличии сетевого резерва в требуемом объеме.</p>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Необходимость регулирования режима и противоаварийного управления в полном объеме.</li> <li>• Низкое использование установленных мощностей.</li> </ul>  |
| 3 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ с асинхронным генератором</p>                                       | <p>Использование асинхронных генераторов в энергоблоках станции.</p>   | <p>Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть.</p>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Надежность и качество ЭЭ определяются внешней сетью</li> <li>• Подпитка коротких замыканий токами от внешней сети</li> <li>• Невозможность автономной работы при нарушениях во внешней сети или связи с ней.</li> </ul>   |
| 4 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ с асинхронным генератором и накопителем энергии</p>                 | <p>Использование асинхронных генераторов в сочетании с накопителями и преобразователями.</p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей.</li> <li>• Возможность использования мощности генераторов.</li> <li>• Меньшая по отношению к 2 потребность в сетевом резерве.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Высокие затраты на батарею и преобразователь.</li> <li>• Искажение формы синусоиды, в т.ч. появление гармоник во внешней сети.</li> <li>• Подпитка коротких замыканий токами от внешней сети.</li> <li>• Дополнительные потери при накоплении и преоб/энергии.</li> </ul> |

Продолжение таблицы 2.8

|   |  |  |   |   |
|---|--|--|---|---|
| 5 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ на базе СМГ через вставку постоянного тока</p>                          | <p>Использование несинхронной связи на базе вставки постоянного тока.</p>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции.</li> <li>• Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Высокие затраты на преобразовательную вставку.</li> <li>• Искажение формы синусоиды.</li> <li>• Дополнительные потери мощности и энергии.</li> </ul>   |
| 6 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ на базе СМГ через электромеханическую вставку</p>                     | <p>Использование несинхронной связи на базе асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты.</p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции.</li> <li>• Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Высокие затраты на преобразовательную вставку.</li> <li>• Дополнительные потери мощности и энергии.</li> </ul>   |
| 7 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ на базе СМГ с использованием обычной противоаварийной автоматики</p>  | <p>Использование традиционного комплекса автоматики для обеспечения безопасной и надежной работы энергоузла с электростанцией в составе энергосистемы.</p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции.</li> <li>• Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть.</li> <li>• Повышение качества ЭЭ в районе присоединения станции к сети за счет АРВ генератора.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Рост отключаемых токов КЗ в сети АСЭ и внешней сети.</li> <li>• Возможность нарушения синхронности параллельной работы.</li> <li>• Возможность возникновения недопустимых ударных моментов на валах СМГ с повреждением энергоблоков.</li> <li>• Взаимное влияние АСЭ и внешней сети на работу РЗА и необходимость их согласования.</li> <li>• Дополнительные затраты на реконструкцию существующей автоматики и дооснащение дополнительной.</li> <li>• Необходимость интеграции системы управления АСЭ в систему ОДУ внешней сети.</li> <li>• Дополнительные затраты на оснащение автоматикой управления режимом параллельной работы.</li> </ul> |

Продолжение таблицы 2.8

| 1 | 2   | 3   | 4   | 5   |
|---|---|---|---|---|
| 8 | <p>Присоединение к электрической сети ЛСЭ на базе СМГ с использованием автоматики опережающего сбалансированного деления сети и автооператора</p>  | <p>Использование автоматики опережающего сбалансированного деления (АОСД) сети при нарушениях нормального режима и автооператора для автоматического восстановления нормального режима, и осуществления режимного управления.</p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции.</li> <li>• Возможность выдачи избытков мощности и энергии в сеть.</li> <li>• Повышение качества ЭЭ в районе присоединения станции к сети за счет АРВ генератора.</li> </ul>                 | <p>Дополнительные затраты на оснащение автоматикой АОСД.</p>  |
| 9 | <p>Объединение ЛСЭ на базе СМГ в малые изолированно работающие энергосистемы (ИРЭС)</p>    | <p>Создание изолированно работающих энергосистем на базе АСЭ.</p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Обеспеченная надежность электроснабжения потребителей и работы электростанции.</li> <li>• Возможность обмена избытками мощности и энергии в сети.</li> <li>• Повышение качества ЭЭ за счет системного регулирования и выравнивания суммарного графика нагрузки.</li> </ul> | <p>Дополнительные затраты на создание системообразующей сети, оснащение системной автоматикой на базе АОСД.</p> |

## 2.5.2 Предлагаемый способ безопасной параллельной работы Minigrid с внешней электрической сетью

### 2.5.2.1 Общее описание

Предлагаемая технология (способ параллельной работы с опережающим сбалансированным делением системы) 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 присоединяемой сети с ТЭС [3, 5, 6].

Таблица 2.9 - Сводная таблица свойств технических решений (зеленые оттенки - достоинства, красные - недостатки)

| № пп | Свойства                                   | Независимость | Надежность | Потребность в регулировании | Потребность в ПА | Использование мощности | Качество ЭЭ | Токи КЗ | Потери | Затраты на доп. силовое обор. | Затраты на доп/ную автоматику |
|------|--|---------------|------------|-----------------------------|------------------|------------------------|-------------|---------|--------|-------------------------------|-------------------------------|
|      | Техническое решение                        |               |            |                             |                  |                        |             |         |        |                               |                               |
| 0    | Автономная работа                          | ■             | ■          | ■                           | ■                | ■                      | ■           | ■       | ■      | ■                             | ■                             |
| 1    | Автономная работа с АВР от сети            | ■             | ■          | ■                           | ■                | ■                      | ■           | ■       | ■      | ■                             | ■                             |
| 2    | Автономная работа с накопителем            | ■             | ■          | ■                           | ■                | ■                      | ■           | ■       | ■      | ■                             | ■                             |
| 3    | Работа с сетью АС генератора               | ■             | ■          | ■                           | ■                | ■                      | ■           | ■       | ■      | ■                             | ■                             |
| 4    | Работа с сетью АС генератора с накопителем | ■             | ■          | ■                           | ■                | ■                      | ■           | ■       | ■      | ■                             | ■                             |
| 5    | Работа с сетью через вставку               | ■             | ■          | ■                           | ■                | ■                      | ■           | ■       | ■      | ■                             | ■                             |
| 6    | Работа с сетью через АСЭМПЧ                | ■             | ■          | ■                           | ■                | ■                      | ■           | ■       | ■      | ■                             | ■                             |
| 7    | Работа с сетью и обычной ПА                | ■             | ■          | ■                           | ■                | ■                      | ■           | ■       | ■      | ■                             | ■                             |
| 8    | Работа с сетью с АОСД                      | ■             | ■          | ■                           | ■                | ■                      | ■           | ■       | ■      | ■                             | ■                             |
| 9    | Объединение в малые ИРЭС                   | ■             | ■          | ■                           | ■                | ■                      | ■           | ■       | ■      | ■                             | ■                             |

*Базовые идеи технологии* - опережающее сбалансированное деление системы (делением до срабатывания РЗ и выключателей внешней сети) по фиксированным сечениям сети при нарушениях нормального режима с переходом в островной режим работы с последующим автоматическим восстановлением синхронизма и нормального режима с требуемой нагрузкой оборудования.

#### *Принципиальное описание*

Рассмотрим предлагаемую технологию на простейшем принципиальном примере, соответствующем присоединению подстанции ТЭС к одной из шин 10 кВ ПС 110/10 кВ (Рисунок 2.15).

Исходно система работает в одном из трех режимов:

1. Без выдачи значимой мощности во внешнюю сеть ( $P_{\text{выд}} = 0$ );
2. С выдачей значимой мощности во внешнюю сеть ( $P_{\text{выд}} = P_{\text{зад}}$ );
3. С потреблением значимой мощности из внешней сети ( $P_{\text{выд}} = -P_{\text{зад}}$ ).

Первый режим является частным случаем второго при ( $P_{\text{выд}} = P_{\text{зад}} = 0$ ).

*Рассмотрим второй режим, как основной и наиболее интересный*

В этом режиме один из генераторов ТЭС (или несколько генераторов, образующих группу А) несет нагрузку  $P_2 = P_{\text{выд}}$ , т.е. **равную выдаваемой во внешнюю сеть мощности.**

Это условие поддерживается режимной автоматикой в нормальных условиях работы системы.

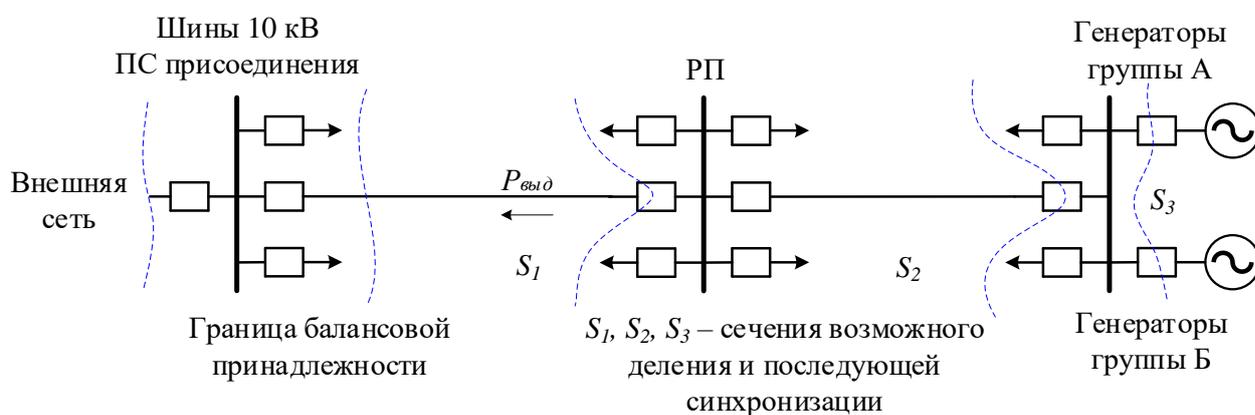


Рисунок 2.15 - Принципиальная схема, отражающая условия параллельной работы сети ТЭС с внешней сетью

При возникновении внешнего или внутреннего для сети ТЭС КЗ, по факту снижения напряжения (например, на РП) или появления напряжения обратной последовательности, опережающим образом (менее уставок срабатывания защит внешней сети (за время 0,1 с)) отключаются выключатели сечения  $S_1$  и генератора (выключатели генераторов группы А), обеспечивающих выдачу мощности во внешнюю сеть.

Если КЗ было внешним, то при таком делении сохранился баланс мощности в отделившемся острове и его работоспособность при переходе оставшихся генераторов в режим регулирования частоты.

Во внешней сети после деления **восстанавливаются условия работы РЗА, соответствующие отсутствию параллельной работы, поэтому не требуется согласование работы защит острова и внешней сети.**

Если КЗ было внутренним с нарушением баланса после его отключения, то в отделившемся острове после восстановления напряжения автоматика действует на предотвращение нарушения недопустимого снижения или повышения частоты путем отключения части нагрузки, включения дополнительной нагрузки, изменения выдаваемой генераторами мощности. Этим обеспечивается сохранение работоспособности отделившейся части.

Восстановление системы (параллельной работы) осуществляется автоматически путем точной синхронизации при восстановлении нормальных условий (по напряжению и частоте с обеих сторон выключателя сечения для деления).

#### *Рассмотрим третий режим*

Если в исходном режиме сеть ТЭС была дефицитной ( $P_{\text{выд}} = - P_{\text{зад}}$ ), то деление будет происходить по сечению  $S_2$  с ликвидацией основного дефицита мощности отделившегося района путем отнесения части нагрузки (нагрузки РП) к внешней сети.

Таким образом, быстродействующее опережающее деление (деление до срабатывания РЗ и выключателей внешней сети) по фиксированным сечениям позволяет:

- 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  $S_2$ ),
- радикальным образом предотвратить возможность нарушения устойчивости параллельной работы генераторов ТЭС 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.

### 2.5.2.2 Автоматика опережающего деления в составе программно-технического комплекса управления режимом Minigrid

На рисунке 2.16 представлена структурная схема автоматики опережающего деления (АОД) для каждой полустанции (части Minigrid). Автоматика должна быть выполнена резервированной, и, кроме того, резервная автоматика должна выполнять как функцию резервирования основной, так и УРОВ, осуществляющего деление по второму штатному сечению.

Автоматика Minigrid, отвечающая за безопасную для оборудования параллельную работу сети Minigrid и РЭС, подразделяется на технологическую (ТА) и противоаварийную (ПА).

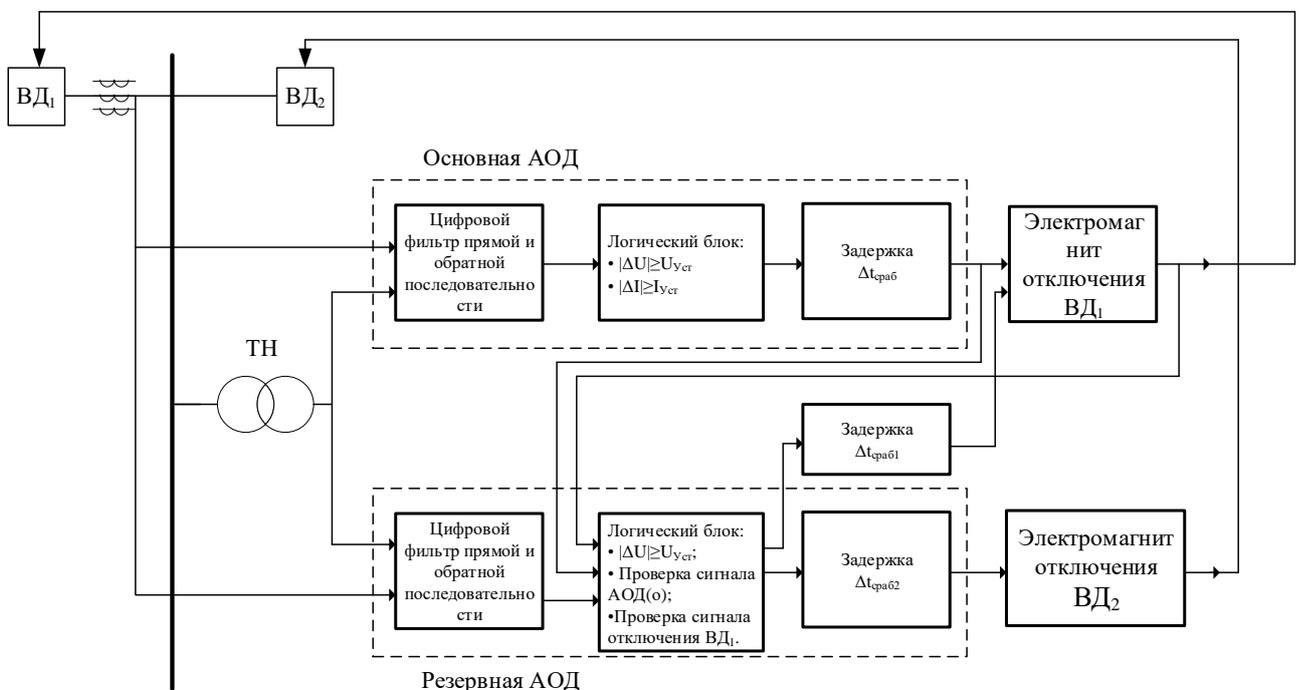


Рисунок 2.16 - Структурная схема комплекта автоматики опережающего деления

ТА обеспечивает сборку сети для параллельной работы путем активной синхронизации, необходимую загрузку генераторов, соответствующую выбранному сечению для сбалансированного деления.

Основными функциями ПА являются блокировка возникновения недопустимых коммутационных состояний сети, сбалансированное деление сети Minigrid и РЭС при внутренних и внешних КЗ. Для блокировки используются данные о топологии сети имеющейся АСУ ТП, а для деления - измерение напряжения прямой

и обратной последовательностей на шинах РП. При снижении напряжения прямой последовательности ниже уставки или возникновении напряжения обратной последовательности выше уставки выдается сигнал на деление сети. Деление сети происходит за время менее 0,1 с, что позволяет исключить недопустимое влияние аварийного режима при параллельной работе на оборудование и необходимость его модернизации/замены. При работе ПА действия ТА блокируются.

АОД состоит из двух взаимно резервирующих друг друга устройств. При отказе одного второй берет управление на себя. Отказ работы АОД из-за оперативного тока исключается, т.к. при исчезновении оперативного тока питание автоматики осуществляется за счет устройства бесперебойного питания. При исчерпании заряда устройства и не возобновлении подачи оперативного тока, выдается команда на деление сети.

### **2.5.2.3 Требования к схеме выдачи мощности при интеграции Minigrid с внешней электрической сетью**

В качестве вариантов и схем интеграции Minigrid с внешней электрической сетью будем рассматривать:

- 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 ИРЭС с подключением к внешней электрической сети с возможностями как параллельной, так и изолированной работы.

Следует отметить, что в случае присоединения Minigrid к внешней электрической сети необходимо решить следующие проектные задачи (часть из них отмечены в [5, 6, 8]):

- обеспечение безопасности для оборудования электростанции, электрической сети в районе присоединения;
- определение 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.

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

Целью присоединения Minigrid к внешней электрической сети является обеспечение надежности энергоснабжения ее потребителей и возможности выдачи избытков мощности ЭС в электрическую сеть.

Типовые структуры Minigrid с подключением к внешней электрической сети (шины приемной подстанции внешней электрической сети представлены слева) приведены на рисунках 2.17, 2.18 и 2.19.

Безопасная работа во всех трех вариантах обеспечивается за счет опережающего сбалансированного отключения всей Minigrid или ее части от внешней сети при возникновении нарушений нормального режима системы [4]. При восстановлении условий для нормальной работы производится автоматическое восстановление нормального режима ее работы.

Рассмотрим схему, представленную на рисунке 2.17.

#### *Режим с выдачей значимой мощности во внешнюю сеть.*

В этом режиме один из генераторов ЭС (или несколько генераторов) несет нагрузку  $P_g = P_{\text{выд.}}$ , т.е. равную выдаваемой во внешнюю сеть мощности.

Это условие поддерживается режимной автоматикой в нормальных условиях работы системы.

При возникновении внешнего или внутреннего для сети ЛСЭ короткого замыкания, по факту снижения напряжения или появления напряжения обратной последовательности (при несимметричном КЗ), опережающим образом (быстрее уставок срабатывания защит внешней сети) отключаются выключатели сечения  $S_1$  и генератора, обеспечивающего выдачу мощности во внешнюю сеть.

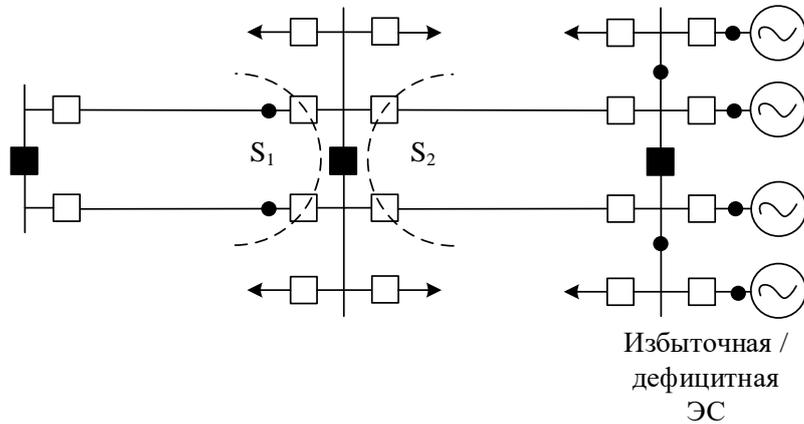


Рисунок 2.17 - Схема Minigrid с многоагрегатной электростанцией и распределительным пунктом в собственной сети электроснабжения, присоединенной двумя синхронными связями на разделенные шины ПС внешней электрической сети

Если КЗ было внешним, то при таком делении сохранился баланс мощности в отделившемся острове и его работоспособность при переходе оставшихся генераторов в режим регулирования частоты.

Во внешней сети после деления восстанавливаются условия работы РЗА, соответствующие отсутствию параллельной работы, поэтому не требуется согласование работы защит острова и внешней сети.

Если КЗ было внутренним с нарушением баланса после его отключения, то в отделившемся острове после восстановления напряжения автоматика действует на предотвращение нарушения недопустимого снижения или повышения частоты путем отключения части нагрузки (в случае необходимости), включения дополнительной нагрузки, изменения выдаваемой генераторами мощности. Этим обеспечивается сохранение работоспособности отделившейся части.

Восстановление системы (параллельной работы) осуществляется автоматически путем точной синхронизации при восстановлении нормальных условий (по напряжению и частоте с обеих сторон выключателя сечения для

деления). Восстановление систем с РМГ имеет особенности, по сравнению с большими генерирующими установками и высоковольтной электрической сетью [6,7,10].

*Если в исходном режиме сеть Minigrid была дефицитной*, то деление будет происходить по сечению  $S_2$  с ликвидацией основного дефицита мощности отделившегося района путем отнесения части нагрузки к внешней сети.

Таким образом, быстродействующее опережающее деление по фиксированным сечениям позволяет:

- Полностью восстановить условия работы РЗ внешней сети после деления, соответствующие отсутствию подключения к сети ЛСЭ, т.е. исключить необходимость изменения РЗА внешней сети;
- Сохранить неизменными отключаемые выключателями токи КЗ (кроме двух выключателей в сечении  $S_1$  и  $S_2$ );
- Радикальным образом предотвратить возможность нарушения устойчивости параллельной работы генераторов ЭС 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.

Следует отметить, что при присоединении Minigrid к ПС внешней электрической сети двумя синхронными связями необходимость разделения станции и сети Minigrid на две части определяется требованиями недопустимости шунтирования разделенных шин ПС подключения, а также ограничения токов подпитки КЗ.

На рисунке 2.18 представлена схема присоединения Minigrid к внешней сети без промежуточного РП.

Для корректной работы автоматики, повышения надежности работы Minigrid в схемах без промежуточного распределительного устройства рекомендуется использовать нетиповую схему распределительного устройства ЭС, т.к. в типовой схеме (одиночная секционированная система сборных шин 6 (10) кВ) для организации выработки мощности электрических станций имеются общие секции шин, к которым могут быть подключены как электрические нагрузки, так и вводы от

внешней электрической сети, с которой осуществляется параллельная работа, что делает невозможным выделение электростанции на сбалансированный островной режим работы в случае возникновения аварийных возмущений во внешней и внутренней электрических сетях. Может быть применена схема с выполнением двойного секционирования шин с разделением подключенных электрических нагрузок и вводов от внешней электрической сети.

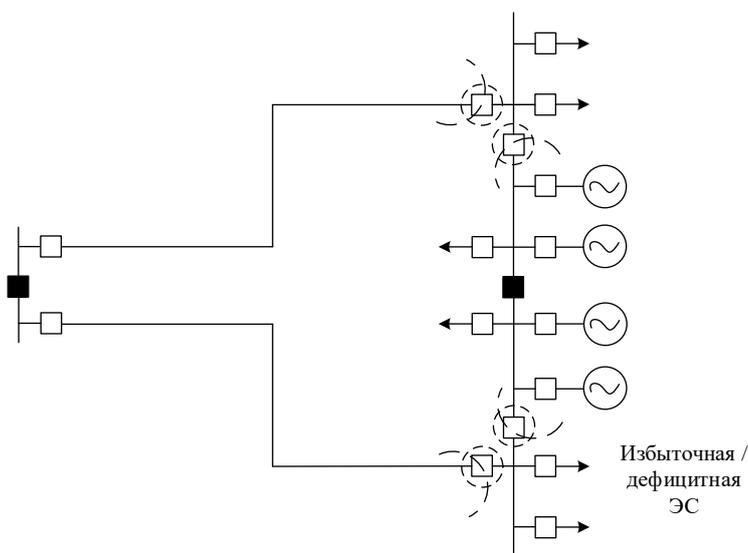


Рисунок 2.18 - Схема Minigrid с многоагрегатной электростанцией с дополнительным секционированием шины, присоединенной двумя синхронными связями на разделенные шины ПС внешней электрической сети

На рисунке 2.19 приведена схема присоединения Minigrid с помощью одной линии.

В данном случае в делении электростанции на полустанции нет необходимости, однако, невозможным становится сбалансированное отделение с отнесением части нагрузки к внешней электрической сети. Кроме того, возрастает подпитка токов КЗ как со стороны Minigrid, так и от внешней электрической сети.

Рассмотрим приведенные схемы с точки зрения необходимости обеспечения резерва мощности.

По определению нормальным является режим ЭС (Minigrid) с допустимыми значениями всех режимных параметров и наличием нормативного резерва мощности. В автономном режиме этот резерв обеспечивается генераторами электростанции. В

режиме параллельной работы с внешней ЭС, как генераторами электростанции, так и резервной мощностью от внешней сети.

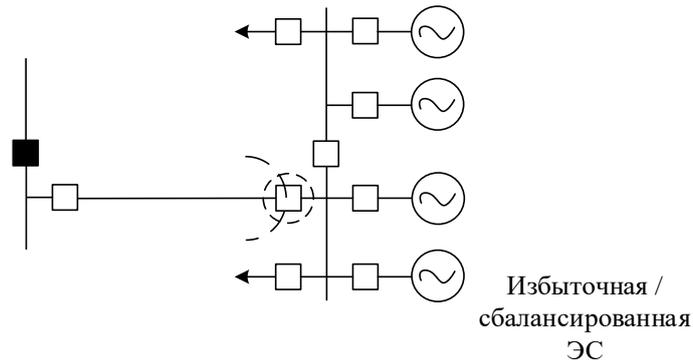


Рисунок 2.19 - Схема ЛСЭ с многоагрегатной электростанцией, присоединенной одной синхронной связью к шине ПС внешней электрической сети

В случае, когда внешняя сеть является загруженной и не может обеспечить необходимый резерв мощности, Minigrid должна обладать полным резервом генерации, включая схемы ремонтов оборудования и обеспечения «явного» резерва. В работе одновременно должно находиться столько агрегатов, и их загрузка должна быть такова, чтобы при выходе одного агрегата оставшиеся в работе могли полностью обеспечить нагрузку.

При возникновении аварийных ситуаций во внешней электрической сети происходит переход в островной режим работы, при этом несбалансированное выделение приводит либо к потере питания части нагрузок, либо к отключению генерирующих мощностей. При этом снижается качество электроэнергии (частота, напряжение).

#### *Объединение нескольких Minigrid в локальную изолированно работающую энергосистему*

Рассмотрим вариант интеграции группы Minigrid путем создания локальной изолированно работающей энергосистемы. Пример схемы объединения Minigrid приведен на рисунке 2.20.

Объединение Minigrid в локальную ИРЭС позволяет снизить необходимый резерв мощности по условиям « $n + 1$ » и ремонтного режима. В данном случае, достаточно иметь один генератор в «нагруженном» резерве и один генератор по условиям вывода в ремонт, что позволяет увеличить, при необходимости, нагрузку

отдельной Minigrid. Таким образом, экономическая эффективность работы объединенных Minigrid выше, чем отдельно работающих.

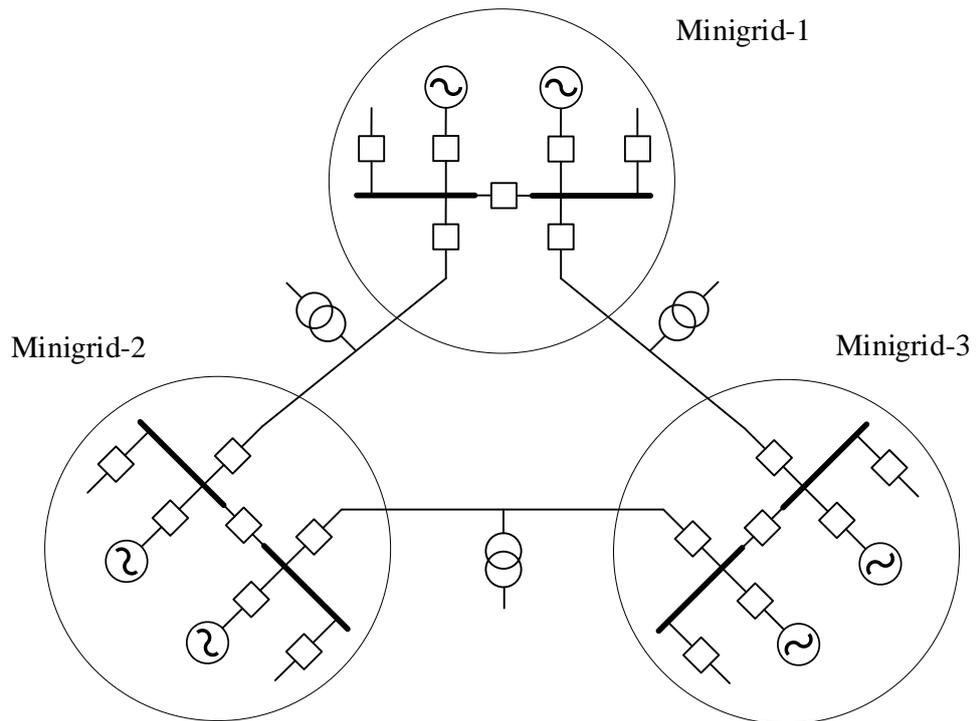


Рисунок 2.20 - Схема объединения нескольких Minigrid в локальную энергосистему

Дополнительный экономический эффект достигается за счет выравнивания суммарного графика нагрузок в ИРЭС.

Следует отметить то, что надежность электроснабжения при нарушениях нормального режима отдельно взятой Minigrid повышается за счет наличия резервных мощностей и нормальной работы других Minigrid при создании кольцевых схем сети. Также при нарушении нормального режима возможны варианты сбалансированного выделения в островной режим отдельных Minigrid.

Качество электроэнергии в случае объединения Minigrid также повышается, при этом появляются широкие возможности локального регулирования напряжений.

Однако данный вариант обладает рядом недостатков, таких как:

- Отсутствие возможности выдачи избытков мощности во внешнюю электрическую сеть;
- Необходимость оснащения системными устройствами режимной и противоаварийной автоматики в полном объеме;

- Возникновение рисков нарушения устойчивости между объединяемыми Minigrid (значительно менее опасных, чем в случае параллельной работы Minigrid с внешней электрической сетью значительно большей мощности);
- При создании локальной ИРЭС требуется решение всего комплекса задач проектирования энергосистем, начиная от организации центра оперативно-технологического управления, обеспечения балансов активной и реактивной мощностей, определения и поддержания резервных мощностей, разработки систем первичного и вторичного регулирования частоты и напряжения, противоаварийного управления.

*Присоединение локальной энергосистемы на базе нескольких Minigrid к внешней электрической сети*

Схема присоединения на базе нескольких ЛСЭ к внешней электрической сети, объединенных в единую электрическую сеть представлена на рисунке 2.21.

Особенностями данного варианта являются:

- При параллельной работе набросы, сбросы мощности в эксплуатационных режимах распределяются между внешней электрической сетью и Minigrid, что исключает неустойчивую работу энергоблоков в нормальных эксплуатационных режимах;
- Качество напряжения при присоединении к внешней электрической сети повышается, как в части стабильности частоты, так и в части напряжения, его симметрии и синусоидальности (в режиме параллельной работы генераторы ЭС поддерживают стабильное желаемое напряжение, как на своих шинах, так и на шинах ПС присоединения, т.к. они оснащены регуляторами напряжения);
- Избыток вырабатываемой мощности, при необходимости, путем перекоммутации электрической сети может быть направлен во внешнюю сеть в той точке примыкания, где это необходимо;
- Вырабатываемая по условию баланса и выдачи во внешнюю сеть мощность может быть перераспределена между электростанциями;
- С точки зрения сбалансированного деления сети схема является более гибкой и многовариантной, что позволяет выделяться на островной/

полуостровной режим работы с более приемлемым распределением мощностей и сохранением баланса.

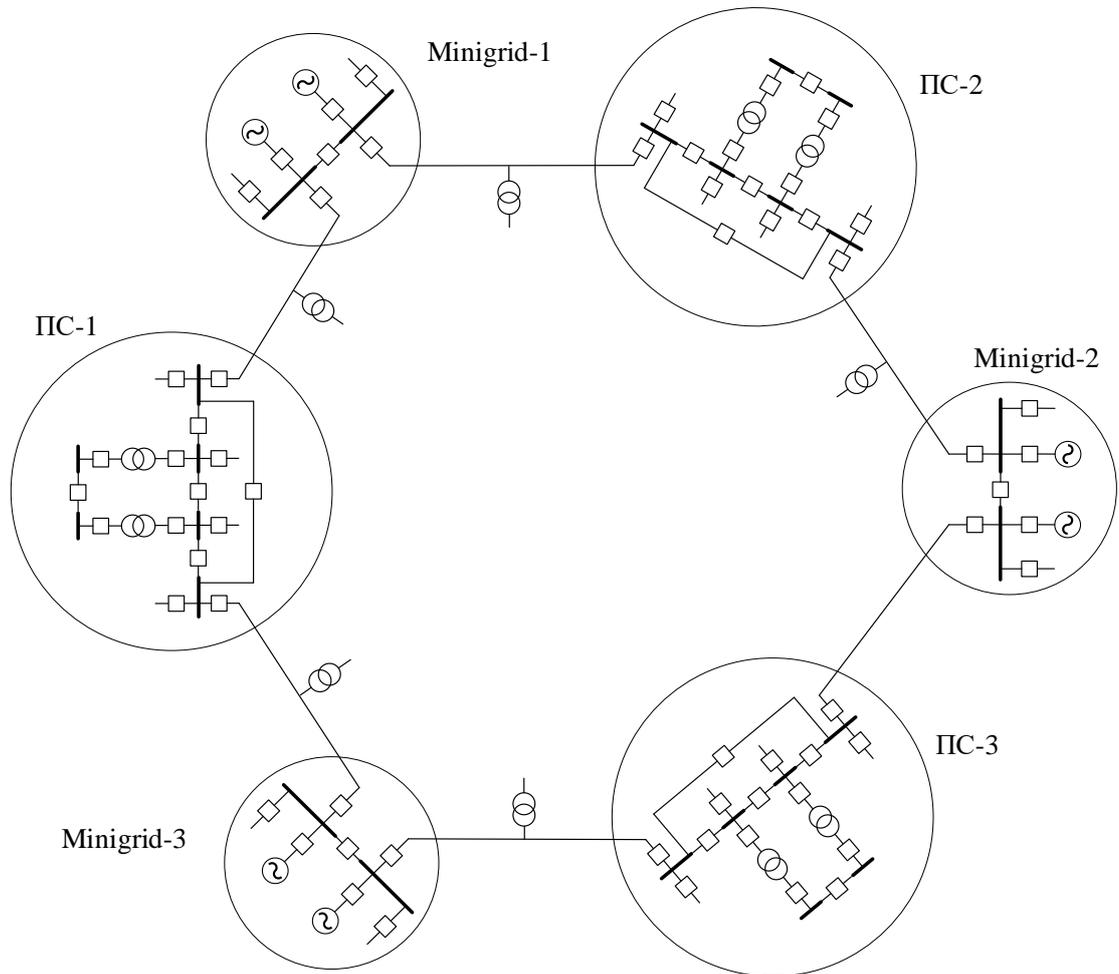


Рисунок 2.21 - Присоединение локальной энергосистемы на базе нескольких Minigrid к внешней электрической сети

Недостатком схемы является возможность подключения на параллельную работу с внешней сетью лишь в одной из точек подключения для исключения шунтирования электрической сети внешней энергосистемы по сетям 6(10) кВ локальной системы.

Ко всем представленным схемам подключения могут быть предъявлены требования ограничений токов КЗ, токов замыкания на землю, предотвращения нарушений устойчивости параллельной работы с возникновением асинхронных режимов, исключения ударных моментов на валах синхронных машин, исключения необходимости согласования защит внешней сети с защитами и автоматикой присоединяемой ИРЭС.

Эти требования могут быть удовлетворены применением опережающего сбалансированного отделения всей ЛСЭ или ее части от внешней сети при возникновении нарушений нормального режима системы. При восстановлении условий для нормальной работы должно производиться автоматическое восстановление нормального режима.

## **2.6 Исследование применения автоматики опережающего деления сети на объектах малой генерации Монгольской энергосистемы**

*Цель* - исследование возможностей обеспечения надежности энергоснабжения потребителей и выдачи избытков мощности ТЭС в централизованную электрическую сеть с применением инновационной системной автоматики на примерах Mini ТЭС Ухаахудаг Монгольской энергосистемы.

*Средство достижения* - моделирование режимов ЛСЭ, работающих параллельно с внешней электрической сетью под управлением инновационной автоматики опережающего сбалансированного деления (АОСД).

### **2.6.1 Существующее положение**

Mini ТЭС Ухаахудаг является первой частной станцией, построенной Монгольскими инженерами. В 2011 году ТЭС была введена в эксплуатацию. Внешний вид станции показан на рисунке 2.22. Станция находится в южном регионе Монголии и назначением станции является обеспечение электроэнергией обогатительного завода. Изначально станция спроектирована на месторождении угля Тавантолгой. Эксплуатацию станции обеспечивает компания ООО М-Си-Эс Интернэйшнл. Установленная мощность станции 18 МВт и 3 котлами марки НХ35/3.82-450 с технологиям горения циркулирующим кипящим слоем, который за час может производит 35 тонн пара, 3 конденсационными турбинами 6 МВт марки N6-3.43 и 3 синхронными генератора марки QF-J6-2.

*Технологические особенности Mini ТЭС Ухаахудаг:*

- Система охлаждения - сухим воздухом путем конденсации рабочего пара в турбине;
- Печь с технологией сжигания с вращающейся жидкостью для сжигания угля при низкотемпературном зонде;

- Фильтр электростатический, фильтрует 99.9% отработанной золы от дымовых газов;
- Система управления DCS для управления, контроля и обслуживания;
- ТЭС имеет полностью автоматизированное, современное оборудование, включающее дезинфекцию воды.



Рисунок 2.22 - Внешний вид Mini ТЭС «Ухаахудаг»

В 2011 году «Филиал Ухаахудаг» стал единым подразделением, отвечающим за эксплуатацию и техническое обслуживание Mini ТЭС Ухаахудаг и региональной электросети.

На рисунке 2.23 представлено производство электроэнергии электростанцией Ухаахудаг и поставка энергии во внешнюю сеть. Общая электрическая нагрузка составляет около 14 МВт. Основными потребителями Ухаахудаг ТЭС являются электрические двигатели обогатительного завода, население инженерно-технического лагеря станции и сомон Цогтцэций, промышленные учреждения и др.

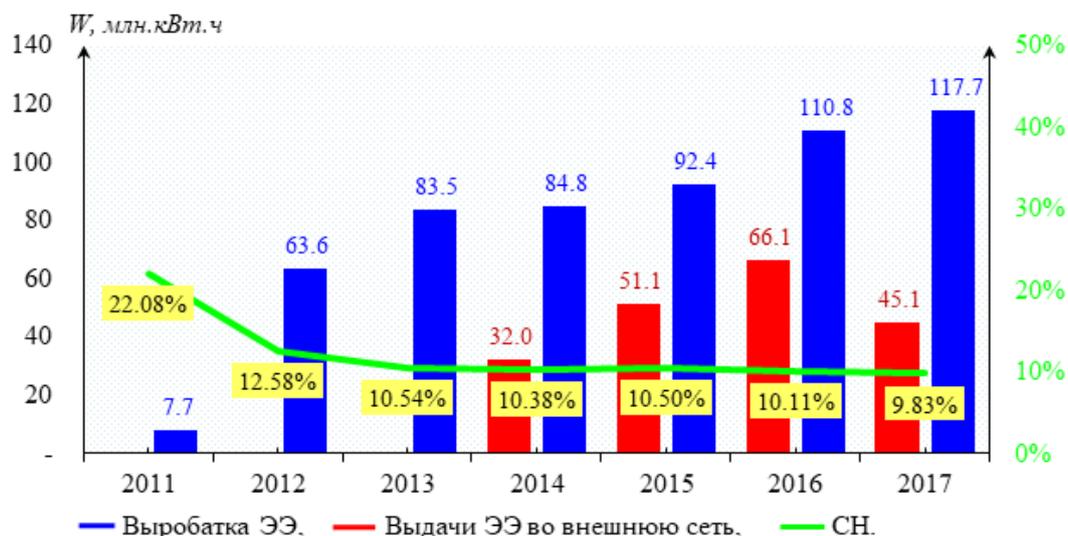


Рисунок 2.23 - Выработка и выдача электроэнергии по годам

Суточный график нагрузки Мини ТЭС Ухаахудаг (19.12.2018) представлен на рисунке 2.24, также его показатели приведены в таблице 2.10.

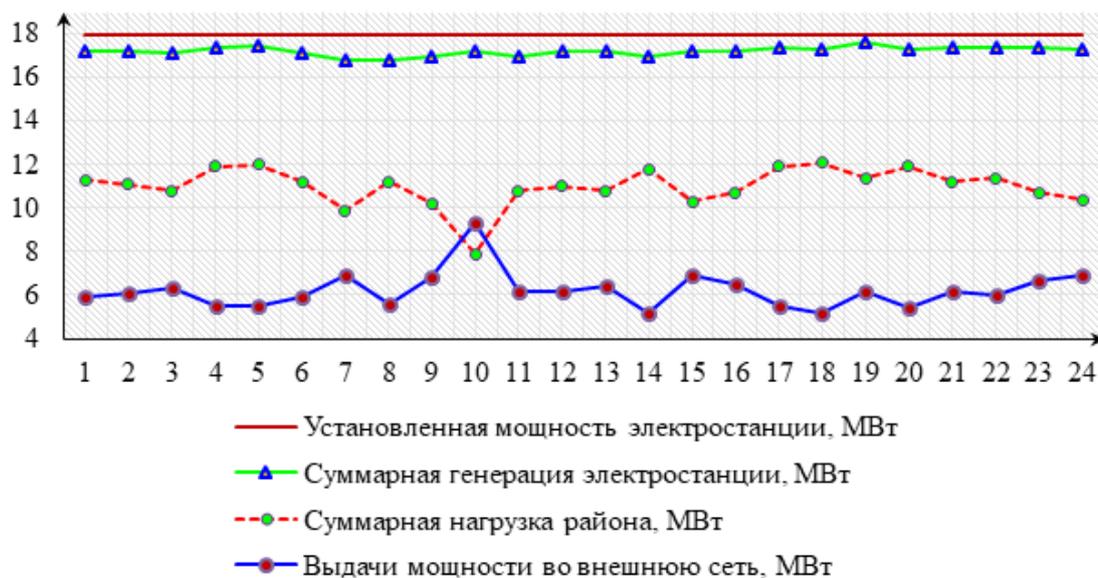


Рисунок 2.24 - Суточный график нагрузки Мини ТЭС Ухаахудаг (19.12.2018)

Таблица 2.10 - Показатели графика нагрузки

| Объект             | $P_{уст}$ , МВт | $P_{мин}$ , МВт | $P_{ср}$ , МВт | $P_{макс}$ , МВт | $K_{исп}$ | $K_{нр}$ | $T_{макс}$ , час |
|--------------------|-----------------|-----------------|----------------|------------------|-----------|----------|------------------|
| Мини ТЭС Ухаахудаг | 18              | 16.8            | 17.2           | 17.6             | 0.955     | 0.954    | 7255             |

Годовой график потребления электроэнергии представлен на рисунке 2.25.

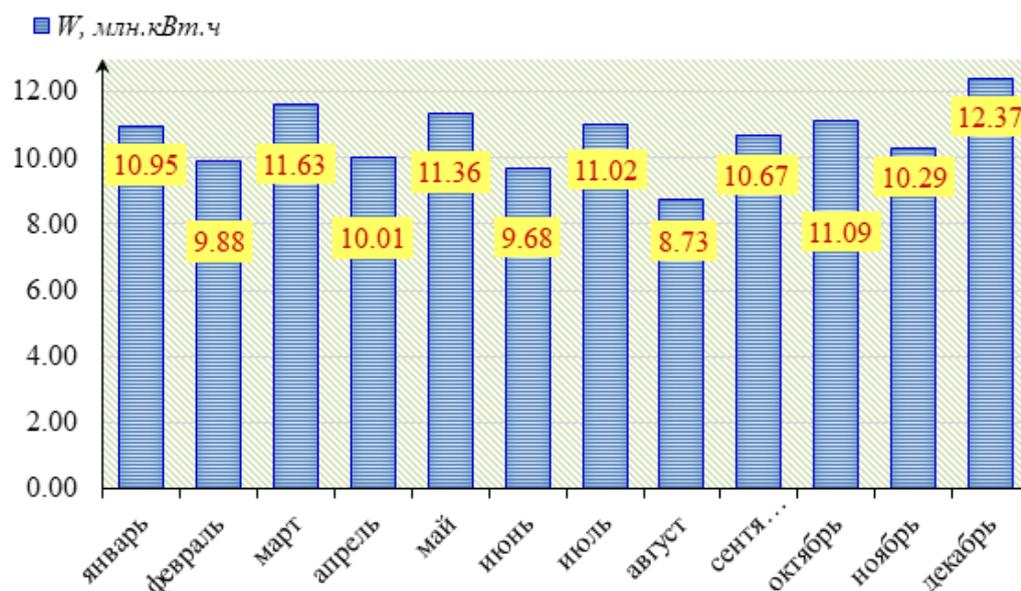


Рисунок 2.25 - Годовой график нагрузки Мини ТЭС Ухаахудаг

## 2.7 Анализ режимов и устойчивости электрической сети с распределенной малой генерацией Mini ТЭС Ухаахудаг

Для исследования использовались ПВК (Мустанг, АНАРЭС и ЕТАР). На рисунке 2.26 представлена расчетная эквивалентированная схема центральной ЭС Монголии, где выделено 5 энергорайонов. К 5 району относится южная электрическая сеть Монголии, в которой находится Mini ТЭС Ухаахудаг.

Mini ТЭС Ухаахудаг соединяется с мощной узловой подстанцией Тавантолгой (2x125 МВА, 220/110/35 кВ) воздушными ЛЭП напряжением 110 кВ (длиной около 15 км). Противоаварийная автоматика Mini ТЭС Ухаахудаг по факту аварийного снижения напряжения/повышения и частоты отключает ее энергоблоки при возмущениях в сети центральной ЭС. Частые посадки на ноль станции являются актуальной проблемой, требующей решения в настоящее время, особенно, учитывая необходимость включения на параллельную работу с сетью других станций (Таблица 2.11).

Для выявления способов управления электростанцией, предотвращающих ее посадку на ноль, проведен анализ нормальных и аварийных режимов электрической сети южного региона. Было выявлено, что необходимость отключения энергоблоков вызвана вероятностью возникновения недопустимых динамических электромагнитных моментов генераторов в электромеханическом процессе [101].

Для решения задачи предложено использование специального управления режимом параллельной работы станции с сетью с противоаварийным сбалансированным делением сети и автоматическим восстановлением нормального режима.

Таблица 2.11 - Статистика аварий Mini ТЭС Ухаахудаг

| Показатели                                 | Годы |      |      |      |      |      |      |
|--|------|------|------|------|------|------|------|
|  | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Общее погасание станции + успешные деления | 59   | 23   | 47   | 36   | 37   | 30   | 32   |
| Посадка ТЭС на "0"                         | 59   | 22   | 37   | 33   | 32   | 26   | 29   |
| Успешные деления                           | 0    | 1    | 10   | 3    | 5    | 4    | 3    |
| Причина от нарушений в ЦЭС                 | 0    | 12   | 30   | 22   | 26   | 30   | 25   |
| Причина от эксплуатации ТЭС                | 59   | 10   | 7    | 5    | 6    | 6    | 4    |

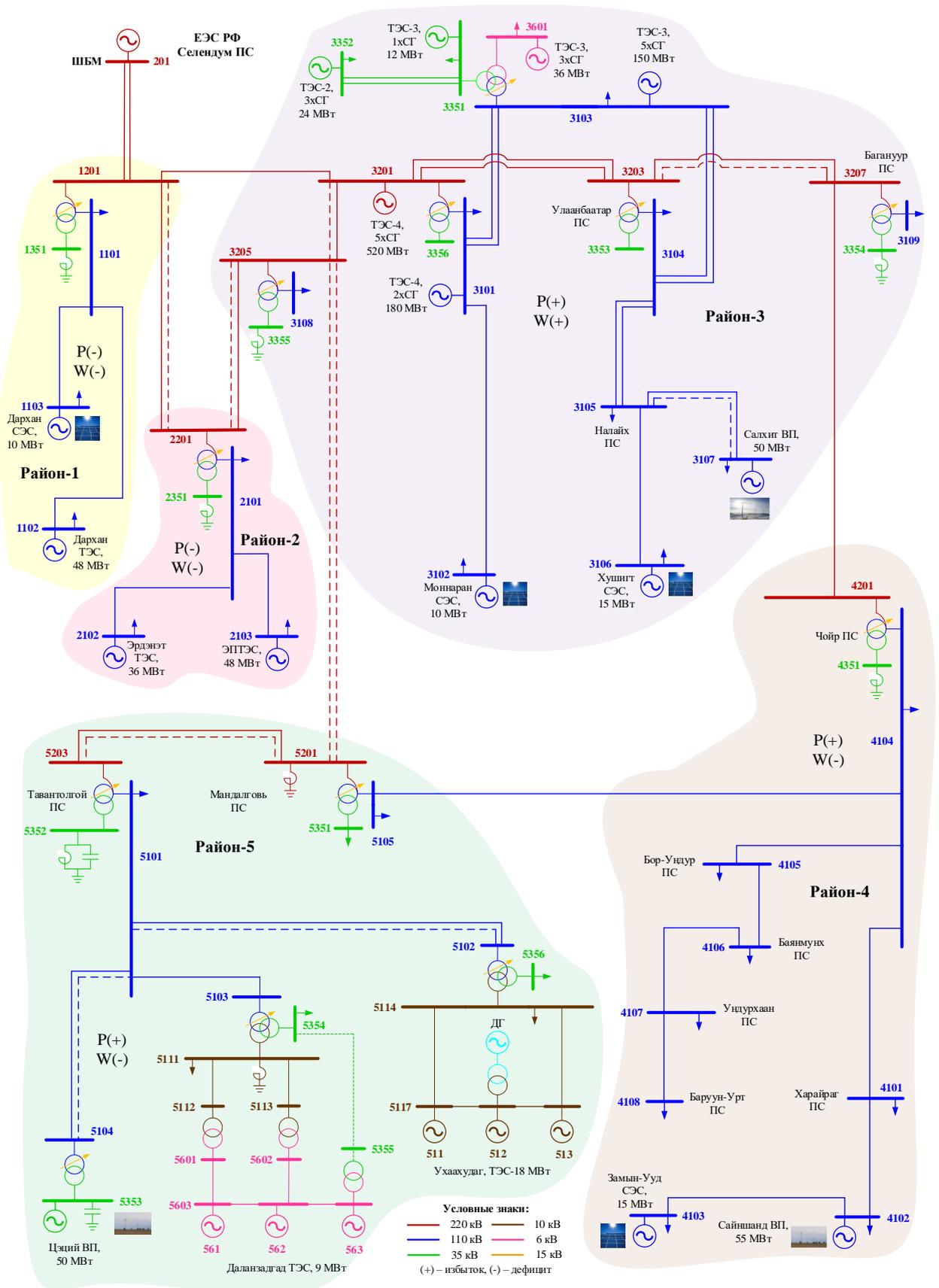


Рисунок 2.26 - Расчетная эквивалентная схема ЦЭС Монголии

### 2.7.1 Исследование динамической устойчивости Mini ТЭС Ухаахудаг

Для верификации используемой в дальнейшем математической модели режимов МЭС использовались регистрограммы реальных переходных процессов, представленные ниже.

На ЛЭП 207 (Багануур - Чойр) номинальным напряжением 220 кВ часто происходит нарушение (одно и трех фазные КЗ, с успешным АПВ и неуспешным АПВ) устойчивости. Линия 207 представляет собой одноцепную ВЛ длиной 185 км, выполненную проводом АС-300/39 (6.3 км) и АС-240/32 (178 км), связывающей подстанции Багануур и Чойр.

На рисунке 2.27 показан процесс (осциллограмма тока и напряжения) при однофазном коротком замыкании (запись реле SEL-311С) на линии в 16 мая 2019 года.

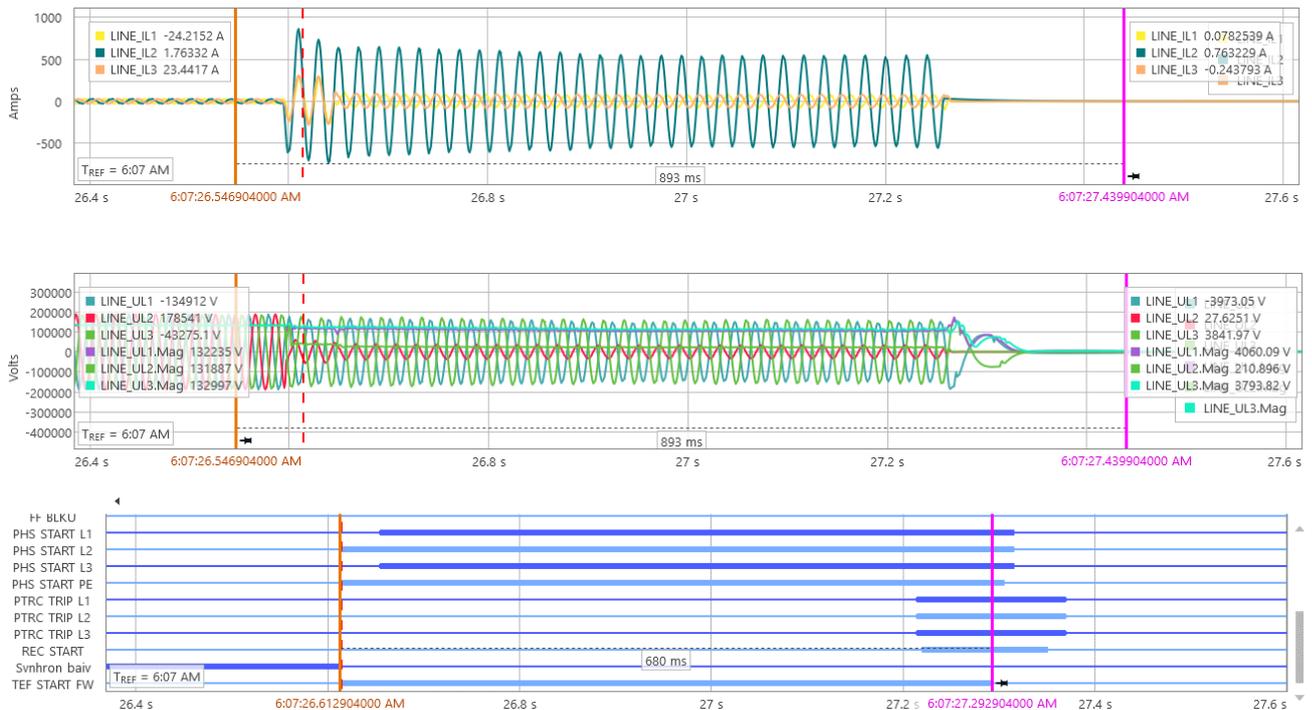


Рисунок 2.27 - Осциллограмма тока и напряжения при однофазном КЗ на линии 207

Из осциллограммы видно, что произошло однофазное КЗ на фазе В и срабатывание защиты резервной МТЗ с отключением ЛЭП 207 через 0.65 с.

*Переходный процесс в Mini ТЭС Ухаахудаг при реальной аварии  
20 января 2019 года с погасанием станции*

### Доаварийный режим

Mini ТЭС Ухаахудаг работала в нормальном режиме параллельно с центральной ЭС с 3 котлами и 3 турбинами.

- Турбогенератор 1,  $P_{21}=6.0$  МВт;
- Турбогенератор 2,  $P_{22}=5.8$  МВт;
- Турбогенератор 3,  $P_{23}=5.9$  МВт;
- Обогащительная фабрика 1 и 2,  $P_{сум.наг}=5.9$  МВт;
- Передаваемая через Тавантолгой Б ВЛ во внешнюю сеть мощность 4.5 МВт.

На рисунке 2.28 приведена аварийная запись реле SEL-311С на ПС Ухаахудаг ВН, осциллограмма тока, напряжения и частоты при аварии на ЛЭП 207 (трехфазное КЗ, 20 января 2019 года).

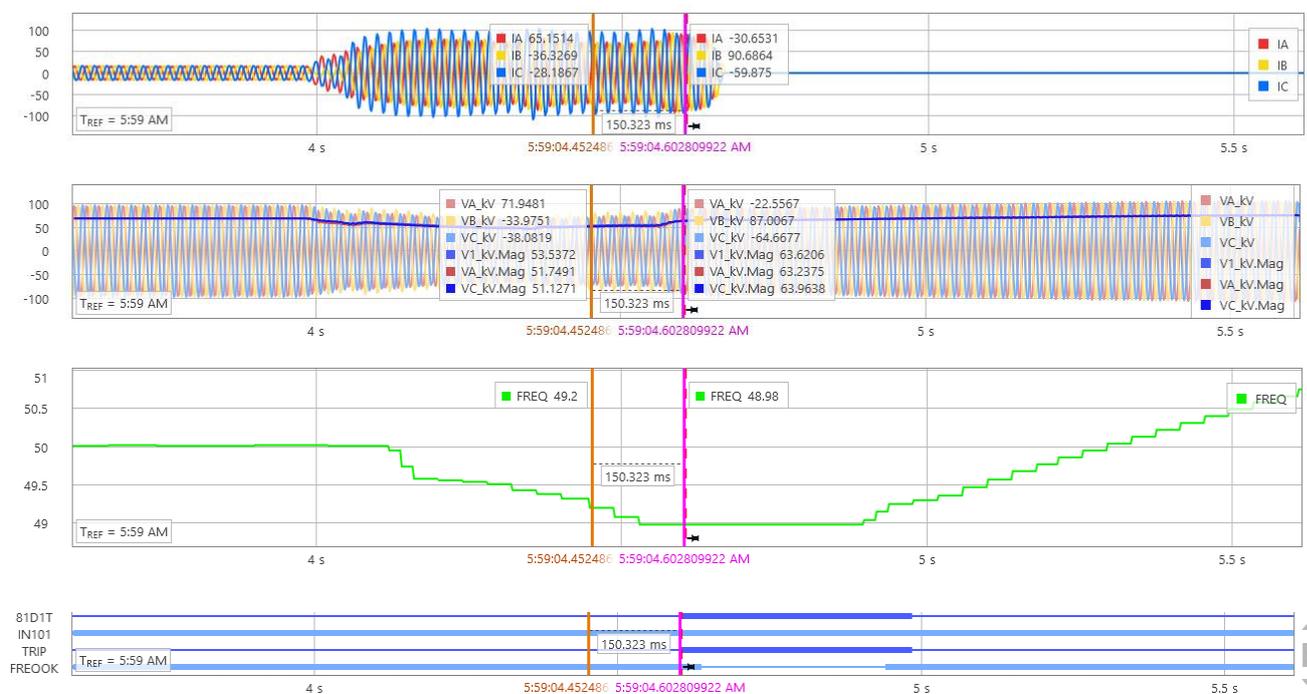


Рисунок 2.28 - Аварийная запись реле SEL-311С на ПС Ухаахудаг ВН

Записи срабатывания автоматики генераторов при КЗ на ЛЭП 207 представлены на рисунках 2.29, 2.30 и 2.31. При возмущении один генератор отключился при действии МТЗ, остальные генераторы были отключены автоматика ЧДА.

В таблице 2.12 указаны уставки, параметры и последовательность работы автоматики.

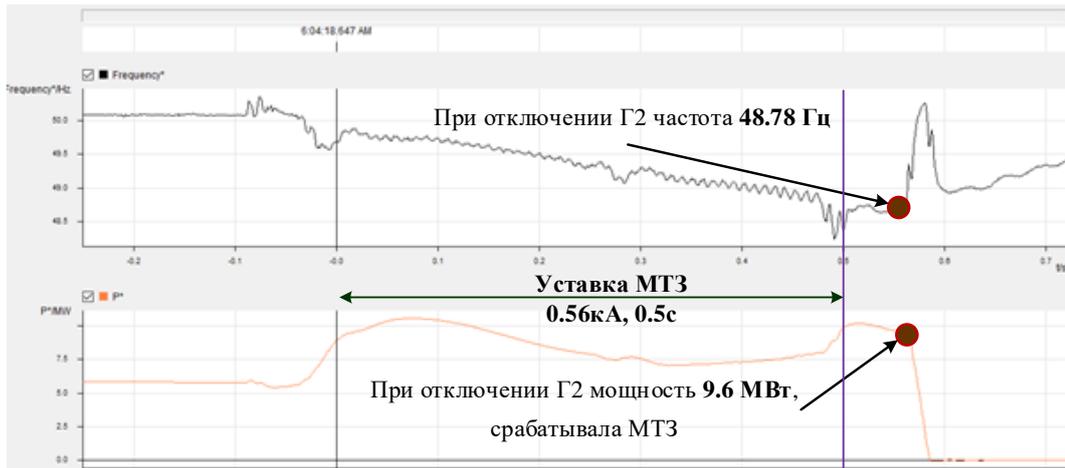


Рисунок 2.29 - Осциллограмма частоты и мощности Г2 при срабатывании автоматики действием МТЗ

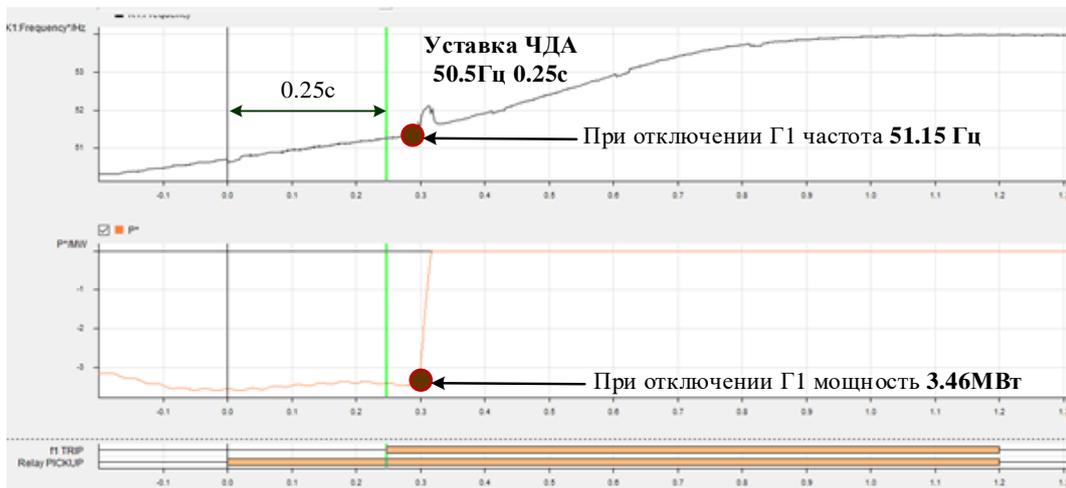


Рисунок 2.30 - Осциллограмма частоты и мощности Г1 при срабатывании автоматики ЧДА

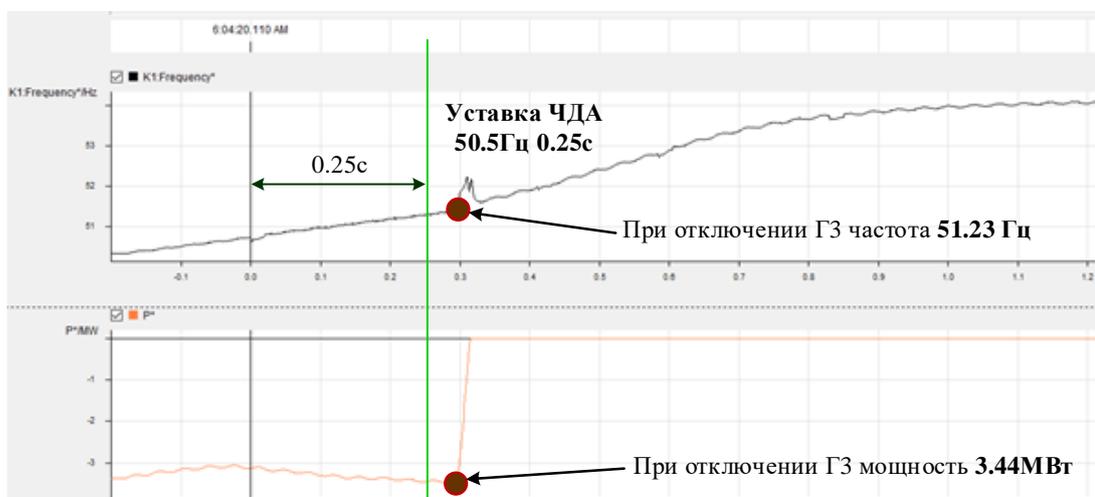


Рисунок 2.31 - Осциллограмма частоты и мощности Г3 при срабатывании автоматики ЧДА

Таблица 2.12 - Уставки и срабатывания автоматики и последовательность ее работы

| Объекты                             | Срабатывание защит | Уставки                                | Параметры при срабатывании защит | Времена выдачи команд на отключение Выкл (последовательность работы) |
|-------------------------------------|--------------------|--|----------------------------------|--|
| Турбогенератор 1                    | Повышение частоты  | 50.5 Гц<br>0.25с<br>47.0 Гц<br>3.0с    | 51.15 Гц                         | 5. 06:04:06.341  |
| Турбогенератор 2                    | МТЗ                | 0.60 кА<br>0.5 сек                     | 0.66 кА<br>0.57 сек              | 3. 06:04:05.209  |
| Турбогенератор 3                    | Повышение частоты  | 50.5 Гц<br>0.25с<br>47.0 Гц<br>3.00с   | 51.16 Гц                         | 6. 06:04:06.360  |
| Обогатительная фабрика угля 1 НБУ-1 | Снижение частоты   | 50.9 Гц<br>0.00с<br>49.5 Гц<br>0.00с   | 49.448 Гц                        | 1. 06:04:04.885  |
| Обогатительная фабрика угля 2 НБУ-2 | Снижение частоты   | 50.9 Гц,<br>49.5 Гц<br>0.00с           | 49.449 Гц                        | 2. 06:04:04.915  |
| ЭУС                                 | Снижение частоты   | 48.6 Гц<br>0.30с                       | 40.2 Гц                          | 8. 06:04:06.824  |
| УСХАН-А                             | Снижение частоты   | 48.8 Гц<br>0.30с                       | 40.5 Гц                          | 7. 06:04:06.786  |
| УСХАН-Б                             | Снижение частоты   | 48.2 Гц<br>0.30с                       | 40.4 Гц                          | 9. 06:04:06.833  |
| Тавантолгой-Б ВЛ                    | Снижение частоты   | 50.75 Гц<br>0.15с<br>49.25 Гц<br>0.15с | 48.98 Гц                         | 4. 06:04:05.450  |

## 2.7.2 Результаты математического моделирования переходных процессов

### Mini ТЭС Ухаахудаг

#### 2.7.2.1 Переходные процессы без автоматики опережающего сбалансированного деления

Моделирование режимов ЭС Монголии выполнялось с помощью ПВК АНАРЭС, Мустанг и ЕТАР. На рисунке 2.32 и 2.33 представлены результаты расчетов установившегося режима и динамической устойчивости при моделировании возмущений с реальными уставками по времени РЗА на Mini ТЭС Ухаахудаг при подключении к внешней сети. Суммарная генерация электростанции 17.4 МВт,

собственная нагрузка 13.43 МВт и выдача мощности во внешнюю сеть 3.76 МВт через ВЛ Тавантолгой-А.

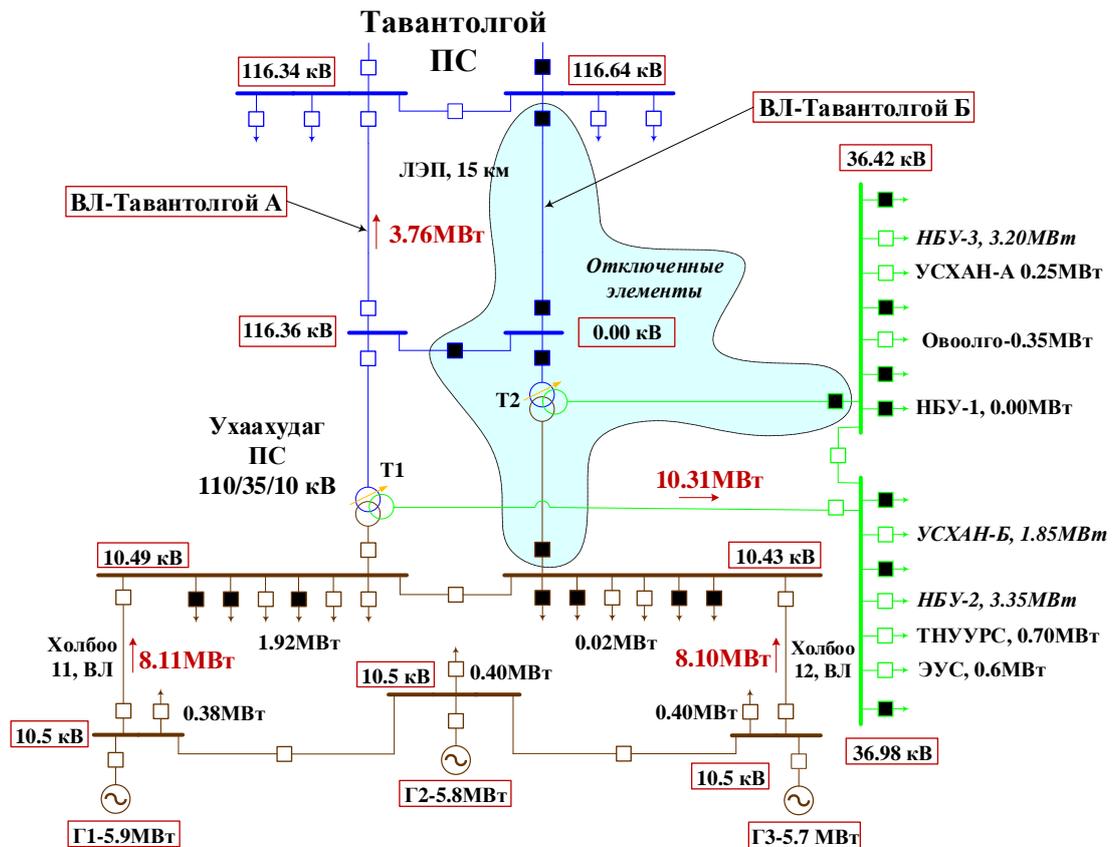


Рисунок 2.32 - Результаты расчета УР электрической сети с ТЭС Ухаахудаг

*Возмущения.* Трехфазное КЗ на линии 207 с отключением основной защитой и неуспешным АПВУС. Время переходного процесса  $0.15 \text{ с} + 1.5 \text{ с}$  (пауза АПВ)  $+ 0.1 \text{ с} = 1.75 \text{ с}$  (взяты из реального процесса и уставок РЗ и ПА).

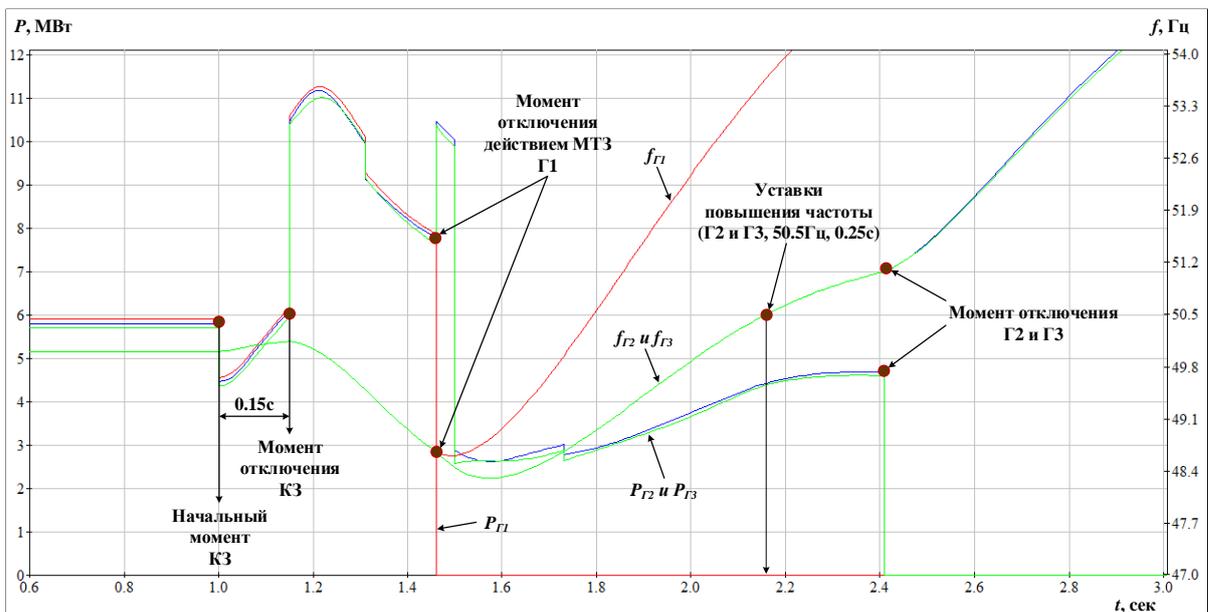


Рисунок 2.33 - Результаты расчета переходного процесса на Mini ТЭС Ухаахудаг

Из рисунка 2.33 видно, что динамическая устойчивость нарушена, и произошло погасание станции. Качественное совпадение результата с реальным процессом подтверждает достоверность моделирования и его использования для дальнейших исследований при любых видах возмущений и способах управления.

### 2.7.2.2 Переходные процессы при применении автоматики опережающего сбалансированного деления

На рисунке 2.34 представлены результаты расчета установившегося режима Mini ТЭС Ухаахудаг при образовании двух полустанций (Полустанция А и Б), где суммарная генерация ТЭС 17.4 МВт, собственная нагрузка 13.43 МВт и выдача мощности полустанции-А во внешнюю сеть 3.65 МВт через ВЛ Тавантолгой-А, полустанция-Б параллельно с внешней сетью через ВЛ Тавантолгой-Б, но переток мощности под действием АОСД контролируется и поддерживается на уровне уставки ( $P_{уст}, 0.01 \text{ МВт}$ ).

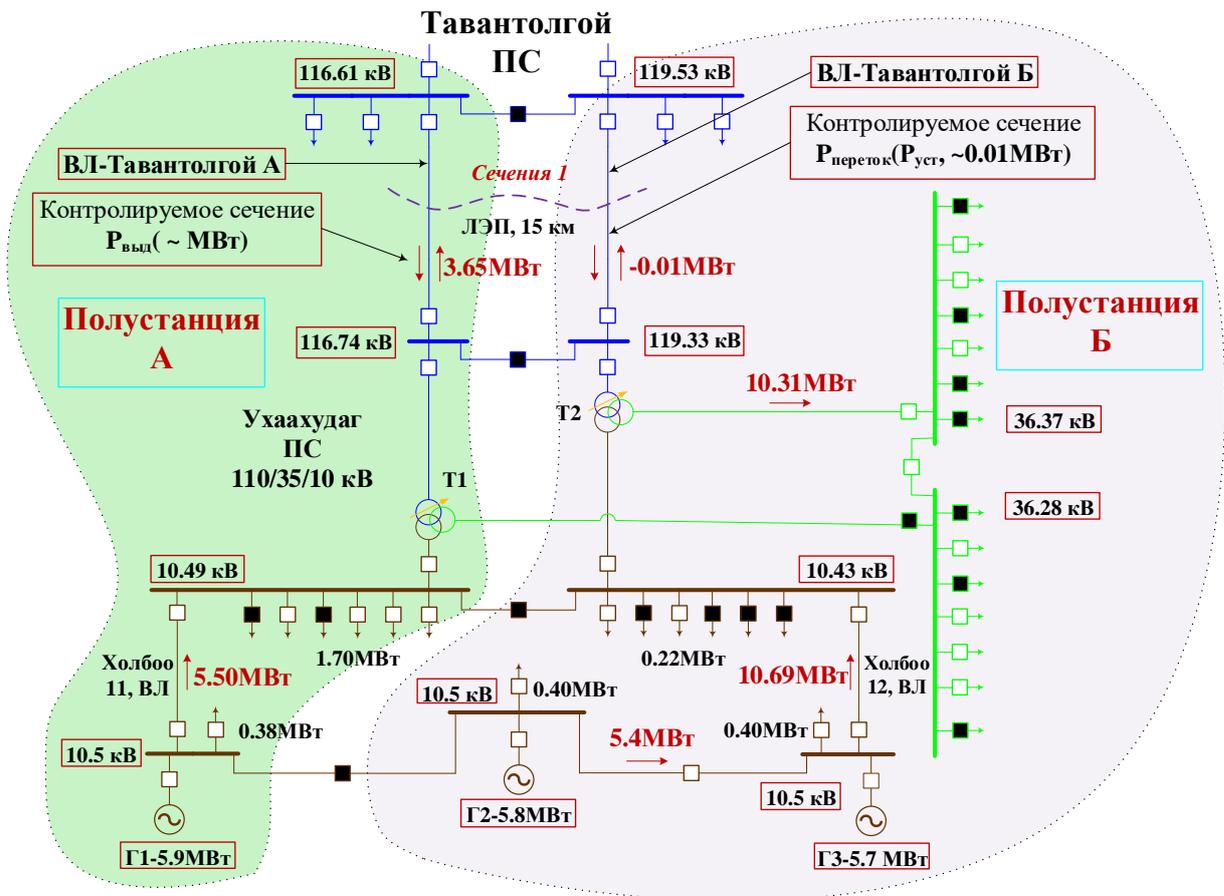


Рисунок 2.34 - Результаты расчета УР электрической сети с ТЭС Ухаахудаг (образовании двух полустанций А и Б)



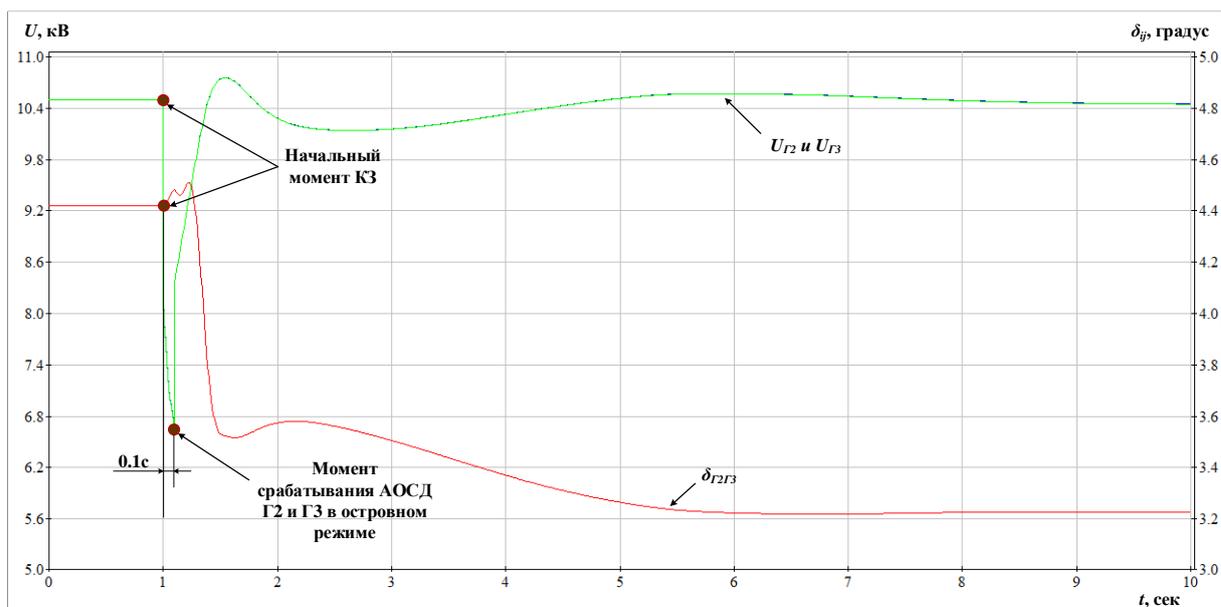


Рисунок 2.37 - Результаты изменение напряжения и взаимный угол генератора 2 и 3 при срабатывании АОСД

## 2.8 Режимные характеристики Mini ТЭС при параллельной работе с внешней электрической сетью

### 2.8.1 Токи короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции Ухаахудаг

Расчет тока КЗ проводился в ПВК ETAP (Американский ПВК). Часть расчетной схемы (район Mini ТЭС Ухаахудаг) представлена на рисунке 2.38.

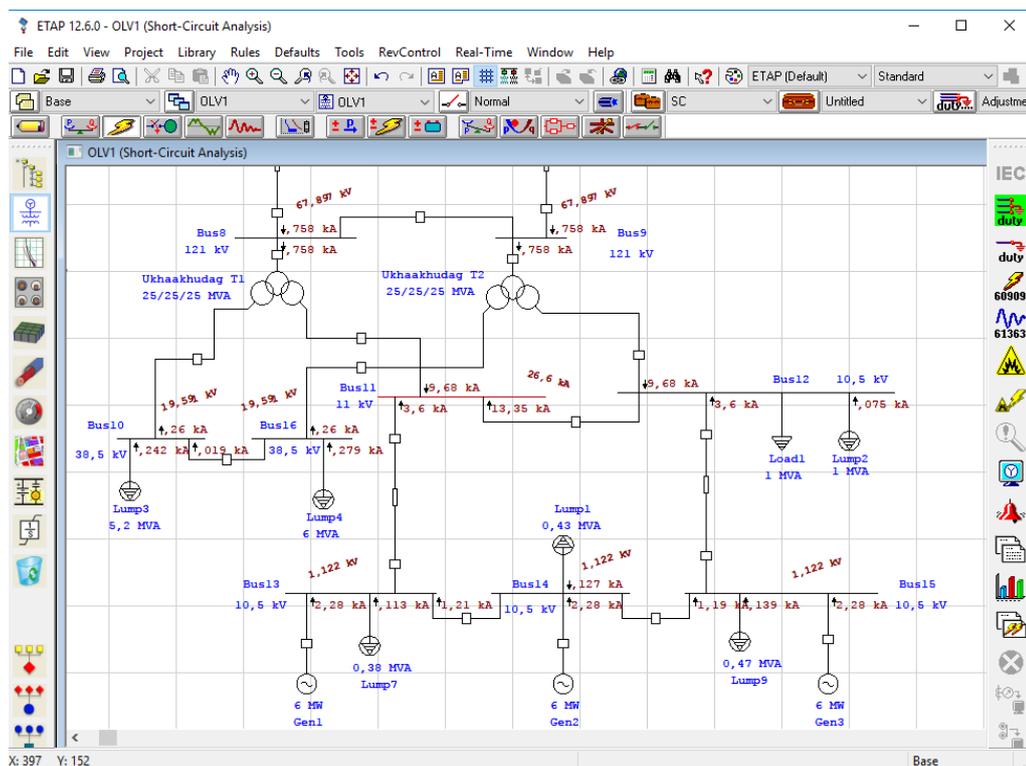


Рисунок 2.38 - Часть схемы (район ТЭС Ухаахудаг) для расчета ТКЗ

Токи трех фазного КЗ на шинах 10 кВ ПС Ухаахудаг при включенном секционном выключателе приведены на рисунках 2.39, 2.40 и 2.41 и в таблице 2.13.

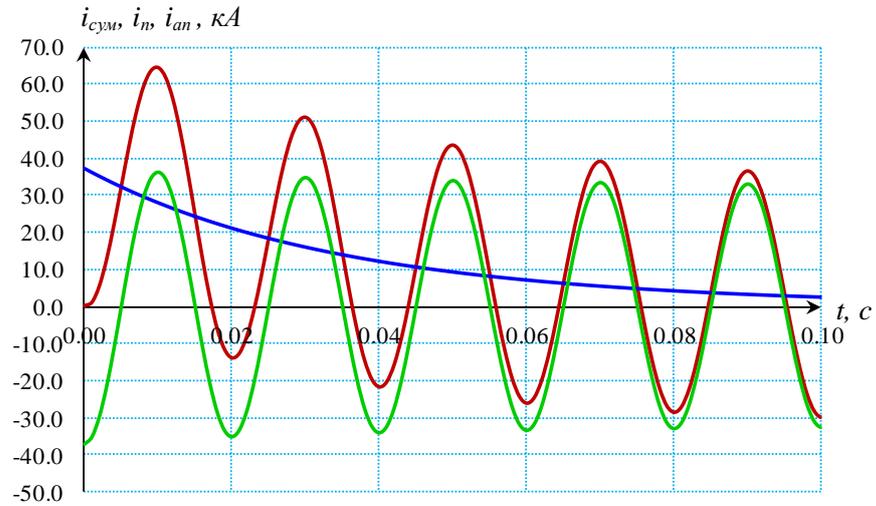


Рисунок 2.39 - Суммарный трехфазный ток КЗ на шине 10 кВ Ухаахудаг ПС

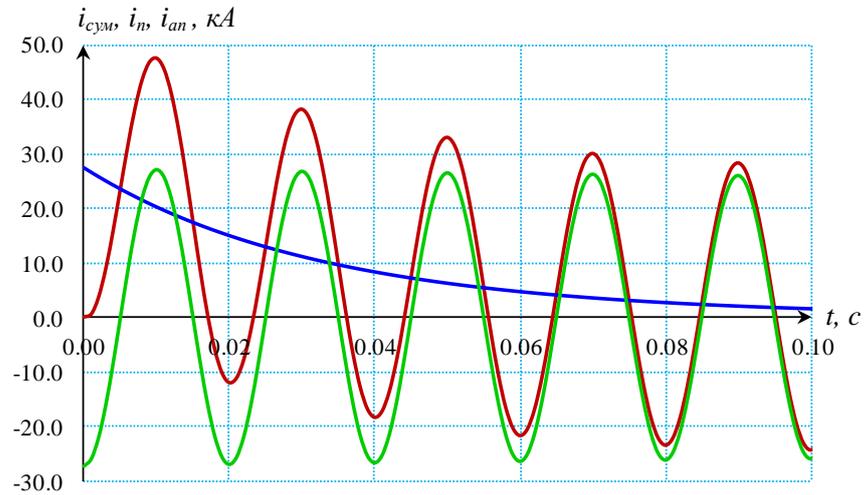


Рисунок 2.40 - Трехфазный ток КЗ со стороны энергосистемы

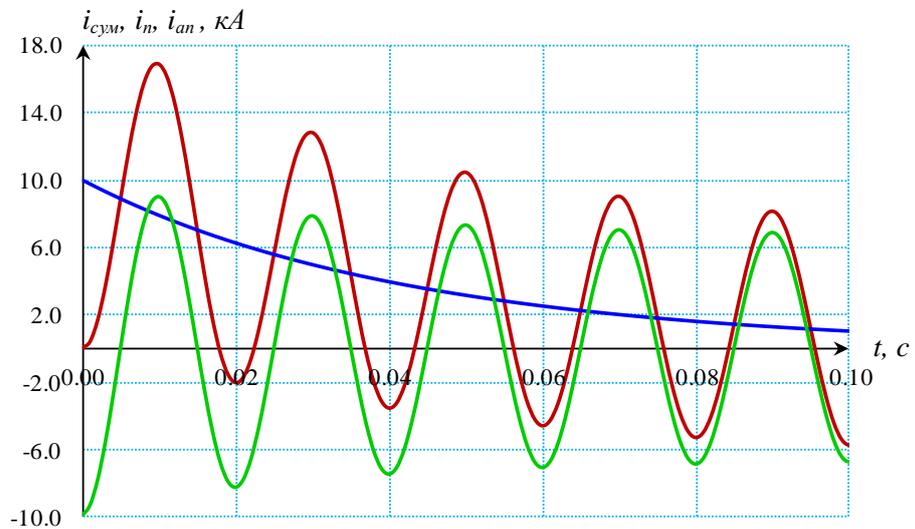


Рисунок 2.41 - Трехфазный ток КЗ со стороны трёх генераторов

Время разрыва цепи КЗ дугогасительными контактами фидерного выключателя ( $\tau$ ) с учетом времени срабатывания РЗ и выключателя:

$$\tau_{\phi.B} = 0.01 + 0.1 = 0.11 \text{ с,}$$

где  $t_{c.в.откл}$  - собственное время отключения выключателя - 0.1 с, время срабатывания токовой отсечки - 0.01 с.

Таблица 2.13 - Сводка токов подпитки КЗ со стороны энергосистемы и ТЭС

| Параметры            | Суммарный ток КЗ | Со стороны энергосистемы | Со стороны трёх генераторов |
|----------------------|------------------|--------------------------|-----------------------------|
| $I_{n0}$ , кА        | 26.6             | 19.4                     | 7.2                         |
| $I_{nt}$ , кА        | 20.2             | 16.4                     | 3.8                         |
| $i_{y\partial}$ , кА | 66.3             | 48.0                     | 18.3                        |
| $i_{at}$ , кА        | 2.6              | 1.6                      | 1                           |

Токи трех фазного КЗ на шинах 10 кВ ПС Ухаахудаг при отключенном секционном выключателе (образовании двух полустанций) приведены в таблицах 2.14 и 2.15.

Трехфазное КЗ на шине ПС Ухаахудаг полустанции А:

Таблица 2.14 - Сводка токов подпитки КЗ со стороны энергосистемы и ТЭС

| Параметры            | Суммарный ток КЗ | Со стороны энергосистемы | Со стороны одного генератора |
|----------------------|------------------|--------------------------|------------------------------|
| $I_{n0}$ , кА        | 14.5             | 12.0                     | 2.4                          |
| $I_{nt}$ , кА        | 10.6             | 8.78                     | 1.82                         |
| $i_{y\partial}$ , кА | 36.8             | 30.5                     | 6.3                          |
| $i_{at}$ , кА        | 3.4              | 3.4                      | 0.0                          |

Трехфазное КЗ на шине ПС Ухаахудаг полустанции Б:

Таблица 2.15 - Сводка токов подпитки КЗ со стороны энергосистемы и ТЭС

| Параметры            | Суммарный ток КЗ | Со стороны энергосистемы | Со стороны двух генераторов |
|----------------------|------------------|--------------------------|-----------------------------|
| $I_{n0}$ , кА        | 16.3             | 11.9                     | 4.4                         |
| $I_{nt}$ , кА        | 11.8             | 7.95                     | 3.85                        |
| $i_{y\partial}$ , кА | 41.3             | 30.0                     | 11.3                        |
| $i_{at}$ , кА        | 2.3              | 2.3                      | 0.0                         |

Значение токов короткого замыкания для схемы с отключенным секционным выключателем 10 кВ уменьшается в два раза, так как увеличивается эквивалентное сопротивление трансформаторов и системы.

## 2.8.2 Ударные моменты. Возникновение в переходных процессах и при неправильной синхронизации при обычной параллельной работе

Максимальный ударный момент на валах СМ может возникнуть при включении на параллельную работу с фазовым рассогласованием, соответствующим выдаче максимальной (предельной) мощности.

Предельная мощность генераторов ТЭС Ухаахудаг по статической устойчивости была определена путем утяжеления режима (увеличения выдаваемой мощности). Результат расчета представлен на рисунке 2.42, где максимальный ударный момент примерно в 6 раз больше номинальной мощности генератора.

*Определение минимального времени выбега роторов генераторов  
Mini ТЭС Ухаахудаг при КЗ до угла с максимальным моментом  
на валу синхронных машин*

При выбеге до угла предельной мощности при отключении КЗ возникнет максимальный ударный момент на валах синхронных генераторов.

Рассмотрим процесс при трехфазном КЗ вблизи шин генераторов (Рисунки 2.43, 2.44) с отключением короткого замыкания через время  $\Delta t$ . Результат приведен в таблице 2.16.

$$\Delta t \text{ изменение угла от } \delta_0 \text{ до } \delta_{\text{макс}}: \Delta t = \sqrt{\frac{2T_j \Delta \delta}{\omega_0}}$$

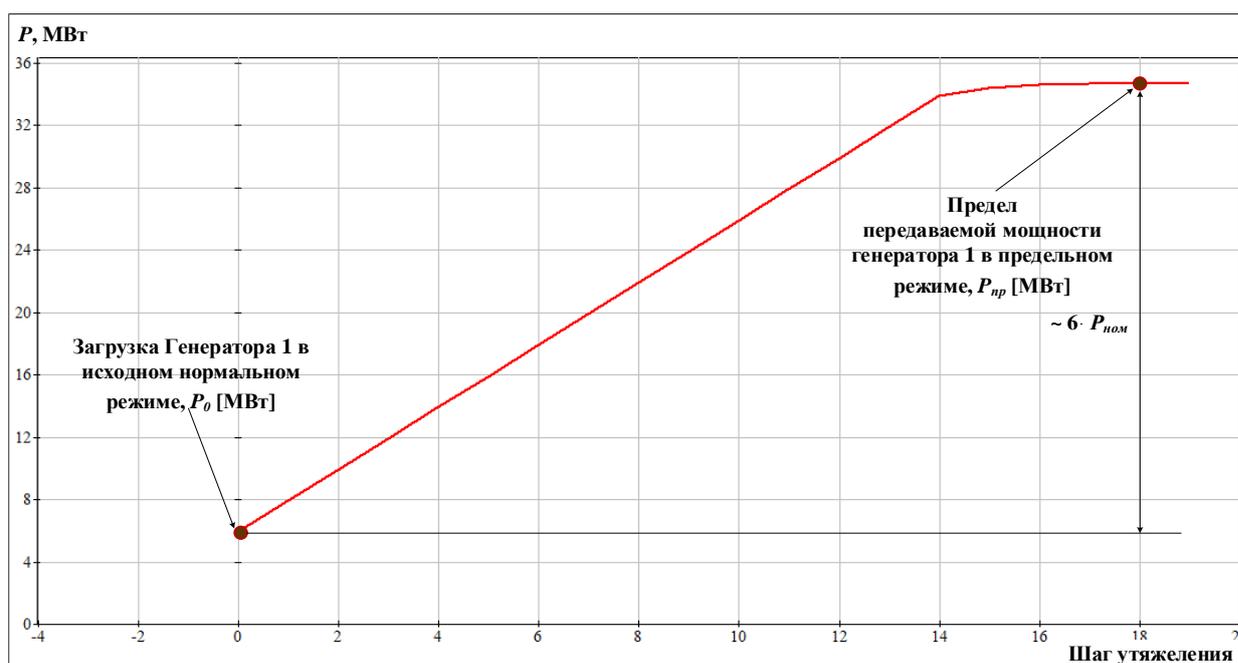


Рисунок 2.42 - Выдаваемая мощность генератора в процессе утяжеления

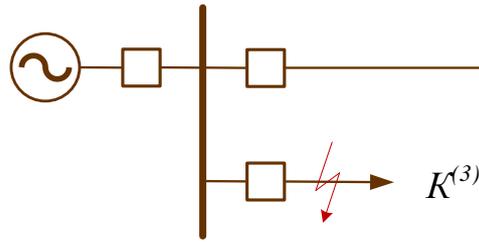


Рисунок 2.43 - Принципиальная схема для оценки времени выбега роторов генераторов

Таблица 2.16 - Предельные времена достижения угла максимальных ударных моментов на валах генераторов в зависимости от длительности КЗ

| $T_j, \text{с}$ | $\alpha$ | $\Delta t, \text{с}$ |
|-----------------|----------|----------------------|
| 1               | 314      | 0,1                  |
| 2               | 157      | 0,14                 |
| 3               | 104,6    | 0,175                |
| 4               | 78,5     | 0,195                |

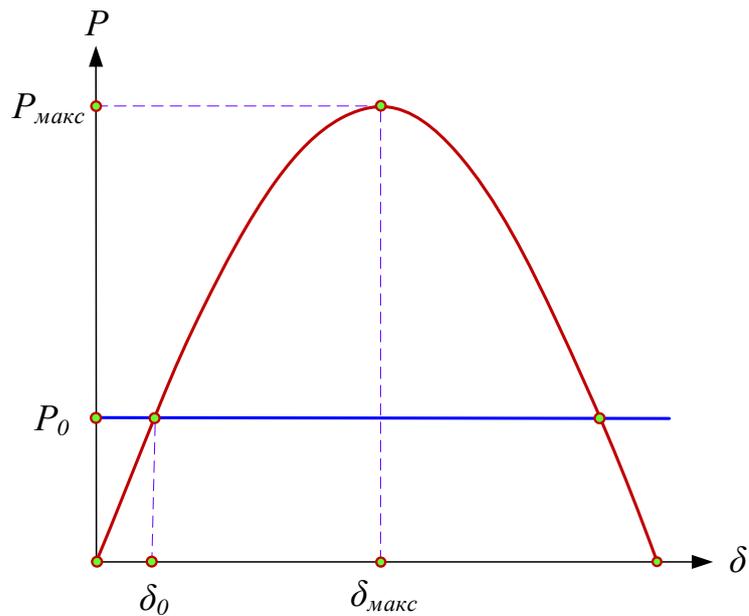


Рисунок 2.44 - Угловая характеристика мощности генератора

Постоянная времени инерции ( $T_j$ ) энергоблоков ТЭС находится в диапазоне 2 - 4 с, поэтому проходящее короткое замыкание способно вызвать возникновение ударных моментов на валах кратностью 3 - 6 от номинальных, что может быть причиной их повреждения. Опережающее деление сети решает эту проблему.

### 2.8.3 Асинхронные режимы, предотвращение

Результаты расчета переходных процессов в сети свидетельствуют об их недопустимости и также предотвращаются автоматическим опережающим делением сети.

#### Выводы по главе 2

Исследование влияния электронной генерации на устойчивость в Macrogrid проводилось путем сравнения результатов моделирования режимов МЭС без и с распределенной малой электронной генерации. Пределы по устойчивости для двух сечений №1 и №2 определялись путем утяжеления. Рассматривались варианты концентрированного расположения ВИЭ в утяжеляемых районах и распределенного расположения по всей сети. Максимальный эффект по повышению статической устойчивости обеспечивается при концентрированном расположении ВИЭ в дефицитных районах, однако, это безусловно снижает балансовую устойчивость системы вследствие стохастичности ВИЭ.

Увеличение предельного по статической устойчивости перетока по сечениям при учете электронной генерации от ВИЭ обусловлено также регулированием реактивной мощности инверторов для поддержания допустимого напряжения в сети МЭС.

Не менее актуальна для МЭС проблема динамической устойчивости малой генерации, которая была исследована на примере динамической устойчивости работы Mini ТЭС Ухаахудаг в составе южной подсистемы Монголии.

Для решения указанной проблемы было исследовано применение инновационной системной автомати НГТУ.

Применение инновационной АОСД на Mini ТЭС Ухаахудаг обеспечивает требуемую динамическую устойчивость.

### **3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ УСТАНОВИВШИМИСЯ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ MINIGRID К ВНЕШНЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В ДВУХ ТОЧКАХ**

#### **3.1 Способ снижения потерь мощности в распределительной сети, осуществляемого в Minigrid и исследование его работоспособности и эффективности**

Присоединение локальных энергосистем (ЛЭС) на базе малой генерации с собственными системами управления к электрическим сетям в нескольких точках существенно изменяет представления о моделировании общего режима и управлении режимами в таких сетях. Речь идет о распределенном расчете электрических режимов и децентрализованном управлении режимом. Исследованию данных представлений посвящена данная глава.

При присоединении энергетической ячейки (ЛЭС) к внешней электрической сети в двух точках, возможно, ее использование для снижения потерь мощности и повышения пропускной способности участка контролируемой и внешней электрической сети. В данном разделе представлены предложенный способ управления контурным током, использующим доступные измерения и специально установленные средства воздействия на режим локальной электрической сети, и результаты проверки его работоспособности.

##### **3.1.1 Существующие способы снижения потерь в замкнутых контурах электрической сети. Уровень техники**

В замкнутых электрических сетях естественное потокораспределение, как правило, отличается от оптимального, поэтому снижение потерь мощности и энергии, выполняют различными способами, устанавливающими потокораспределение, близкое к оптимальному. В монографии [53] рассмотрены основные характеристики свойств замкнутых электрических сетей, обладающих, так называемым, свойством неоднородности, которая и приводит к нерациональному распределению потоков мощности в электрической сети.

Можно назвать следующие основные свойства неоднородных замкнутых сетей при оптимизации их режимов:

- Экономическое потокораспределение устанавливается по так называемой  $r$ -схеме, т.е. пропорционально активным сопротивлениям участков электрической сети;
- В кабельных электрических сетях влияние реактивных сопротивлений невелико и естественное потокораспределение близко к экономическому;
- Наибольший эффект от установления экономического потокораспределения имеет место в смешанных кабельно-воздушных сетях одного напряжения и в сетях с трансформаторными связями;
- Уровни напряжения при переходе к экономическому потокораспределению могут как повышаться, так и понижаться в зависимости от средств, с помощью которых переход осуществляется.

Существует три основных способа достижения экономического потокораспределения:

1. включение в контуры сети продольно-поперечных вольтодобавочных трансформаторов;
2. включение в контуры сети установок продольной компенсации в виде батарей конденсаторов или групп реакторов;
3. размыкание контуров с переходом на разомкнутую схему.

Использование перечисленных способов имеет определенные трудности, главной из которых является необходимость управления устройствами в реальном времени вследствие изменения нагрузок, структуры и параметров сети.

Известен способ снижения потерь электроэнергии в замкнутых электрических сетях [54], при котором измеряют фазовые сдвиги напряжений по ветвям сети, определяют их тангенсы, умножают каждый из них на значение синуса дополнительного угла взаимного сопротивления соответствующей ветви электрической сети, алгебраически суммируют полученные значения с учетом заданного направления обхода замкнутой сети. В случае отличия от нуля и положительного знака полученной суммы изменяют контурный поток активной мощности в сторону, совпадающую с заданным направлением, обхода замкнутой электрической сети, а в случае отрицательного знака - в сторону, противоположную заданному направлению обхода.

Недостатком указанного способа является сложность его реализации, т.к. необходимо измерять параметры режима всех ветвей контура электрической сети (напряжения по модулю и фазе, активные и реактивные мощности), а также знать параметры всех ветвей, включая ветви электрической сети, не входящие непосредственно в рассматриваемый контур.

Кроме того, известен способ снижения потерь электроэнергии в замкнутых электрических сетях с продольно включенным управляемым реактором на одном из участков разгружаемой электрической сети [55], при котором централизованно контролируется топология замкнутой электрической сети, параметры ее элементов, транзитный поток энергии и узловые нагрузки внутри контролируемой замкнутой сети, на вычислительном устройстве по известной модели определяется оптимальное (экономическое) потокораспределение в замкнутом контуре, полученное значение оптимальной по потерям активной мощности по ветви контура с управляемым реактором передается локальному устройству управления реактором, в котором измеряют фактическое значение активной мощности через реактор и сравнивают его с экономическим значением и, если фактическое значение больше экономического, сопротивление реактора увеличивают, а если меньше экономического – уменьшают до устранения неравенства между ними.

Недостатком указанного способа является сложность его реализации, т.к. он содержит централизованную систему сбора распределенных данных, высокопроизводительное вычислительное устройство, канал передачи значения оптимальной мощности через реактор от центра управления до места расположения реактора, регулятор реактора. Способ реализуется в централизованных системах управления.

### **3.1.2 Предлагаемый способ**

В предлагаемом способе потери мощности снижаются за счет включения в контур электрической сети фазоповоротного устройства (ФПУ), ЭДС которого находится при минимизации суммарных потерь мощности в прилегающей локальной сети с учетом внешней электрической сети на основе текущей оценки в реальном времени ее эквивалентного сопротивления.

Технический результат в виде упрощения реализации способа заключается в отсутствии необходимости централизованного сбора распределенных данных о топологии и параметрах элементов электрической сети.

Рассмотрим локальную электрическую сеть среднего напряжения, прилегающую к малой электростанции и имеющую связь с внешней электрической сетью, рисунок 3.1. Эта связь может быть выполнена посредством отпаечной, тупиковой или промежуточной подстанции, к которой присоединяется рассматриваемая сеть.

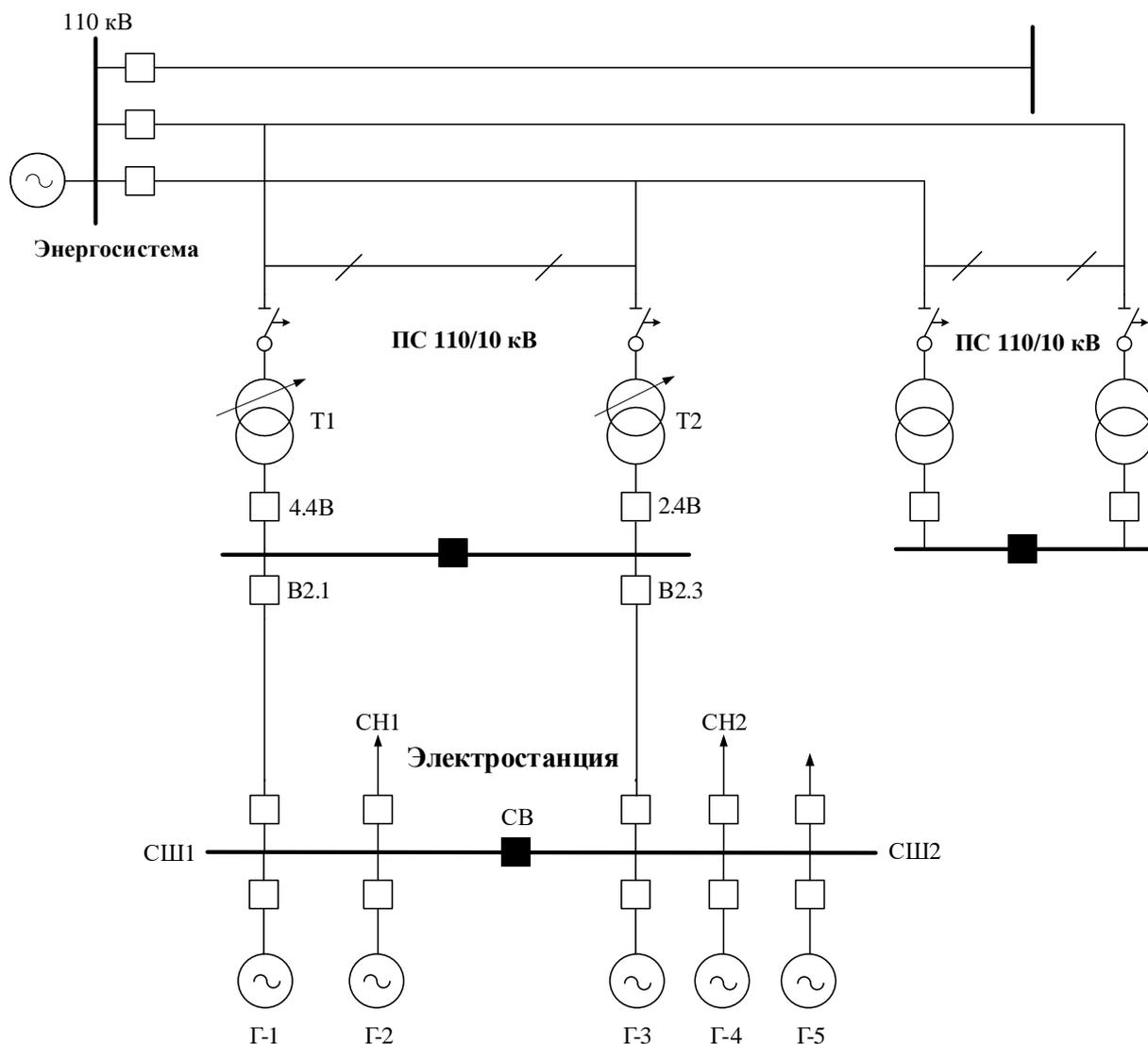


Рисунок 3.1 - Схема электрической сети с присоединением электростанции малой мощности

В простейшем случае в схеме присоединения локальной электрической сети к энергосистеме электрическая сеть имеет связь с внешней электрической сетью непосредственно от генераторного распределительного устройства (РУ) по линиям Л1 и Л2, отходящих от секций шин СШ1 и СШ2 к узлам примыкания с внешней

системой 3 и 4. Генераторы подключены к обеим секциям шин РУ и могут работать независимо по секциям шин или совместно в контуре, образованном отходящими линиями, соединительным выключателем (СВ) и внешней электрической сетью, рисунок 3.2 а.

Основным управляющим устройством предлагаемого способа снижения потерь в такой сети является ФПУ, включенное между секциями шин электростанции.

Устройство позволяет изменять напряжение по величине и фазе в небольших пределах, необходимых для изменения потокораспределения активной и реактивной мощности. Такими пределами могут быть изменения величины напряжения в диапазоне  $\pm 5\%$  и угла  $\pm 5^\circ$ . Типом такого устройства может быть, например, ФПУ для распределительных сетей среднего напряжения при продольном, поперечном и продольно- поперечном способе регулирования напряжения [56].

Выделим локальную электрическую сеть, в которой имеются шины электростанции и присоединения – фидеры и линии связи с внешней сетью Л1 и Л2, рисунок 3.2 а. Способ снижения потерь электроэнергии, основан на регулировании ЭДС ФПУ, включенного между секциями шинами электростанции, таким образом, чтобы уменьшить суммарные потери мощности в контуре, образованном локальной электрической сетью и сопротивлением внешней сети, рисунок 3.2 б.

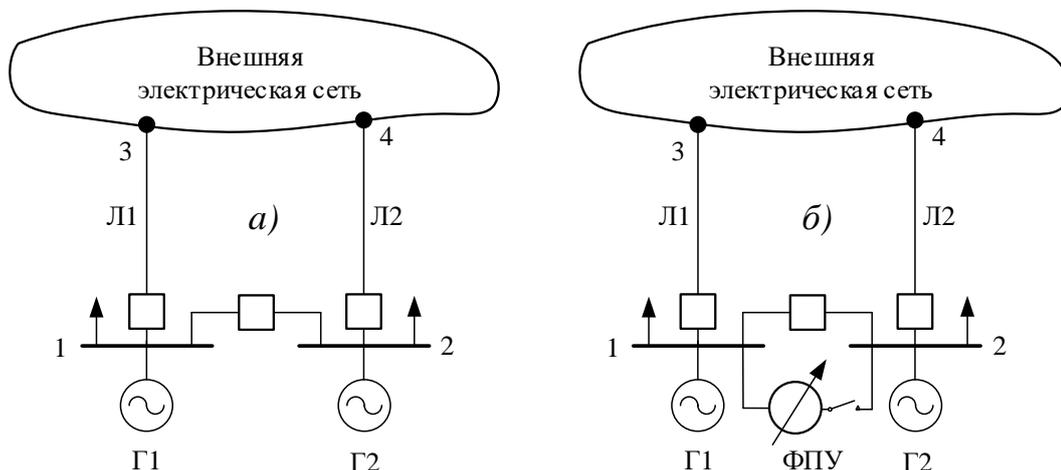


Рисунок 3.2 - Схема локальной электрической сети: а) исходная схема, б) схема с включением ФПУ

Составим схему замещения электрической сети (Рисунок 3.2), представляя ФПУ источником ЭДС с внутренним сопротивлением  $Z_{\text{ФПУ}}$ , а внешнюю электрическую сеть - эквивалентным сопротивлением  $Z_{\text{эке}}$  (Рисунок 3.3).

Уравнение, связывающее ЭДС ФПУ и токи в ветвях электрической схемы, записывается по второму закону Кирхгофа в виде

$$\underline{E} = \underline{Z}_{\text{ФПУ}} \underline{I}_{\text{ФПУ}} + \underline{Z}_{\text{Л1}} \underline{I}_{\text{Л1}} - \underline{Z}_{\text{экв}} \underline{I}_{\text{экв}} - \underline{Z}_{\text{Л2}} \underline{I}_{\text{Л2}}. \quad (3.1)$$

Для определения эквивалентного сопротивления внешней сети воспользуемся принципом наложения, в соответствии с которым любое изменение ЭДС в контуре приведет к линейному изменению тока в контуре - контурного тока  $\underline{I}_k$ . Таким образом, приращение ЭДС вызывает приращение контурного тока  $\delta \underline{I}_k$ :

$$\Delta \underline{E} = \delta \underline{I}_k (\underline{Z}_{\text{ФПУ}} + \underline{Z}_{\text{Л1}} + \underline{Z}_{\text{Л2}} + \underline{Z}_{\text{экв}}), \quad (3.2)$$

откуда эквивалентное сопротивление

$$\underline{Z}_{\text{экв}} = \frac{\Delta \underline{E}}{\delta \underline{I}_k} - \underline{Z}_{\text{Л1}} - \underline{Z}_{\text{Л2}} - \underline{Z}_{\text{ФПУ}}. \quad (3.3)$$

Способ использует измерения напряжений на обеих шинах электростанции, их фазового сдвига и мощностей в отходящих линиях. На основе прямых и косвенных измерений будем иметь значения напряжений:

- $U_1$  - вектор напряжения на шинах СШ1,
- $U_2$  - вектор напряжения на шинах СШ2,
- $\delta_{12}$  - разность фаз напряжений шин СШ1 и СШ2,
- $U_3$  - вектор напряжения в конце линии Л1,
- $U_4$  - вектор напряжения в конце линии Л2.

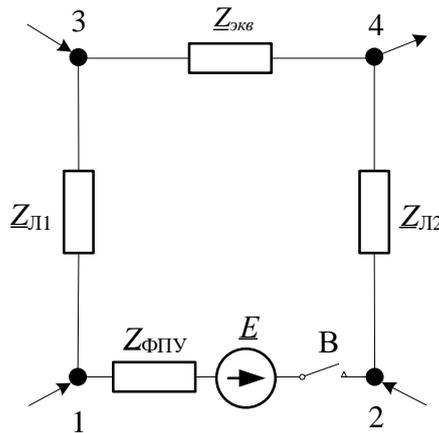


Рисунок 3.3 - Схема замещения локальной электрической сети

ФПУ включается между секциями шин СШ1 и СШ2. Первоначально ЭДС ФПУ принимается равной разности напряжений секций шин, так, чтобы при ее включении потокораспределение в контуре не изменилось. При этом ток по ФПУ будет равен

нулю. После изменения ЭДС между секциями шин СШ1 и СШ2 будет протекать ток отличный от нуля.

Обозначим параметры первого режима индексом I, а второго - II.

Зададим направление тока по ФПУ от СШ1 к СШ2. Протекая по контуру сети, уравнивающий ток в эквивалентном сопротивлении внешней сети будет иметь направление от узла примыкания 4 к узлу 3. Разность напряжений  $\underline{U}_4$  и  $\underline{U}_3$  есть вектор падения напряжения на эквивалентном сопротивлении внешней электрической сети. Ток по этому сопротивлению считаем неизвестным в силу ненаблюдаемости параметров режима внешней электрической сети.

Для обоих режимов можно вычислить:

$$\begin{aligned}\Delta \underline{U}_{4-3}^I &= \underline{U}_4^I - \underline{U}_3^I, \\ \Delta \underline{U}_{4-3}^{II} &= \underline{U}_4^{II} - \underline{U}_3^{II}.\end{aligned}\quad (3.4)$$

Для падения напряжения на эквивалентном сопротивлении имеем изменение падения напряжения во втором режиме относительно первого:

$$\delta \Delta \underline{U}_{4-3} = \Delta \underline{U}_{4-3}^{II} - \Delta \underline{U}_{4-3}^I. \quad (3.5)$$

Примем для простоты второй режим с ЭДС  $\underline{E} = 0$ , тогда изменение тока ФПУ во втором режиме по отношению к первому:

$$\delta \underline{I}_{\text{ФПУ}} = \underline{I}_{\text{ФПУ}}^{II} - \underline{I}_{\text{ФПУ}}^I = \underline{I}_{\text{ФПУ}}^{II}. \quad (3.6)$$

Откуда эквивалентное сопротивление:

$$\underline{Z}_{\text{экв}} = \frac{\delta \Delta \underline{U}_{4-3}}{\sqrt{3} \delta \underline{I}_{\text{ур}}} \quad (3.7)$$

Определение оптимальной ЭДС ФПУ выполняется путем минимизации потерь на основе оптимизационного расчета режима локальной сети с учетом внешней сети ее эквивалентным сопротивлением. Выражения (3.3) и (3.7) дают один и тот же результат.

### 3.1.3 Проверка работоспособности способа

Рассмотрим пример, представленный на рисунке 3.4.

Данные измерений получены на основе имитации режима полной сети, изображенной на рисунке 3.4. Здесь внешняя электрическая сеть состоит из двух ветвей и источника питания (балансирующий узел БУ).

Режим I выбран с  $\underline{I}_{\text{ур}} = 0$ , что соответствует случаю раздельной работы шин ТП.

Режим II выбран для случая соединения шин ТП накоротко:  $\underline{E}_{ур} = 0$ .

Данные по параметрам узлов и ветвей приведены в таблицах 3.1 и 3.2.

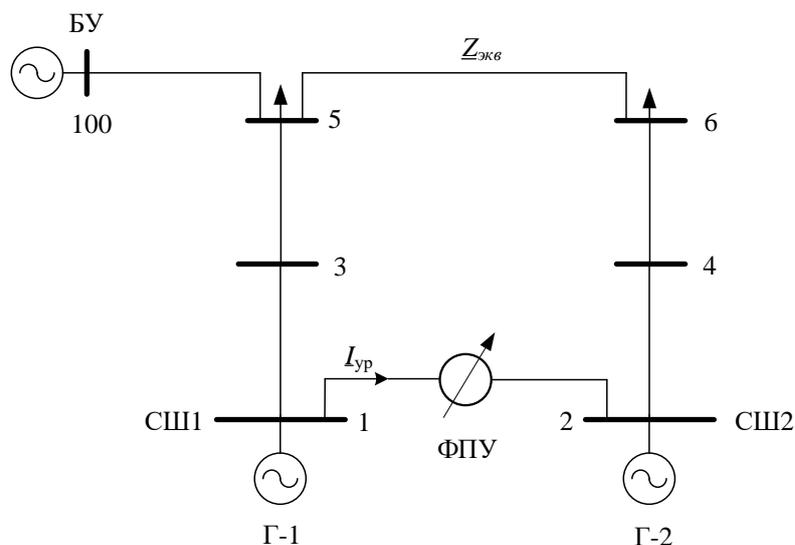


Рисунок 3.4 - Расчетная схема полной сети

Таблица 3.1 - Параметры узлов полной схемы с результатами расчетов напряжений в узлах сети, мощности в МВА, напряжения в кВ, углы в градусах

| Номер | Название      | P <sub>н</sub> | Q <sub>н</sub> | P <sub>г</sub> | Q <sub>г</sub> | Режим I        |                | Режим II        |                 |
|-------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|
|       |               |                |                |                |                | U <sup>I</sup> | δ <sup>I</sup> | U <sup>II</sup> | δ <sup>II</sup> |
| 1     | Г-1 Генератор | 0              | 0              | 1              | 0,5            | 10,12          | -0,47          | 10,05           | -0,5            |
| 2     | Г-2 Генератор | 0              | 0              | 4              | 2              | 9,85           | -0,53          | 10,05           | -0,5            |
| 3     | РП СШ1        | 0              | 0              | 0              | 0              | 10,09          | -0,49          | 10,04           | -0,53           |
| 4     | РП СШ2        | 0              | 0              | 0              | 0              | 9,72           | -0,62          | 9,91            | -0,58           |
| 5     | ПС1 СШ1       | 2              | 1              | 0              | 0              | 9,97           | -0,82          | 9,98            | -0,81           |
| 6     | ПС1 СШ2       | 6              | 3              | 0              | 0              | 9,23           | -2,03          | 9,38            | -1,98           |
| 100   | Балансирующий |                |                |                |                | 10,5           | 0              | 10,5            | 0               |

Потери мощности во всей сети составили:

- в режиме I - 0,515 МВт,
- в режиме II - 0,491 МВт.

Таблица 3.2 - Параметры ветвей полной схемы сети, сопротивления в Омах

| N <sub>нач</sub> | N <sub>кон</sub> | R     | X    | B | Примечание                                   |
|------------------|------------------|-------|------|---|--|
| 1                | 2                | 0,001 | 0,01 | 0 | Сопротивление ФПУ (близко к нулю)            |
| 1                | 3                | 0,24  | 0,16 | 0 |  |
| 2                | 4                | 0,24  | 0,16 | 0 |  |
| 3                | 5                | 0,75  | 0,93 | 0 |  |
| 4                | 6                | 0,75  | 0,93 | 0 |  |
| 5                | 6                | 2     | 2    | 0 | Эквивалентное сопротивление                  |
| 100              | 5                | 1     | 1    | 0 | Ветвь передачи мощности от источника питания |

Расчет эквивалентного сопротивления выполнен в Mathcad:

При раздельной работе шин

$$U'_{G1} := 10.12e^{-j0.47\text{deg}},$$

$$U'_{G2} := 9.85e^{-j0.53\text{deg}},$$

$$S'_u := 0,$$

Шины соединены

$$U''_{G1} := 10.06e^{-j0.5\text{deg}},$$

$$U''_{G2} := 10.06e^{-j0.5\text{deg}},$$

$$S''_u := 0.359 + j0.34.$$

Уравнительный ток рассчитывается через мощность  $\underline{S}_{1-2}$ .

$$I'_u := 0,$$

$$I''_u := \frac{\overline{S''_u}}{\sqrt{3}U''_{G1}} = 0.02 - 0.02i,$$

$$U'_5 := 9.97e^{-j0.81\text{deg}},$$

$$U''_5 := 9.977e^{-j0.807\text{deg}},$$

$$U'_6 := 9.23e^{-j2.03\text{deg}},$$

$$U''_6 := 9.377e^{-j1.98\text{deg}},$$

$$\Delta U'_{65} := U'_6 - U'_5 = -0.745 - 0.186i,$$

$$\Delta U''_{65} := U''_6 - U''_5 = -0.605 - 0.183i,$$

$$\delta I_u := I''_u - I'_u = 0.02 - 0.02i,$$

$$\delta \Delta U_{65} := \Delta U''_{65} - \Delta U'_{65} = 0.14 - 2.547 \times 10^{-3},$$

$$Z_{ekv} := \frac{\delta \Delta U_{65}}{\sqrt{3} \delta I_u} = 2.012 + 2.017i.$$

Действительное сопротивление участка сети полной схемы 5 – 6 равно:

$$\underline{Z}_{5-6} = 2 + j2 \text{ Ом.}$$

Таким, образом *подтверждается равенство полученного эквивалентного сопротивления исходно заданному.*

### 3.1.4 Определение оптимальной ЭДС фазоповоротного устройства

Таким образом, в предлагаемом способе нет необходимости контролировать полностью топологию, параметры и режимные параметры элементов замкнутого контура сети, а полученное значение оптимальной по потерям активной мощности не нужно передавать локальному устройству управления. При этом фактическое значение активной мощности не нужно сравнивать с экономическим значением и, по результатам сравнения корректировать принудительное потокораспределение в замкнутом контуре.

Способ основан на замыкании контура устройством принудительного потокорас-пределения с величиной ЭДС, соответствующей естественному потокораспределению, т.е. равной разнице напряжений на разрыве контура в месте

установки устройства принудительного потокораспределения, и осуществлении небольшого зондирующего изменения ЭДС устройства принудительного потокораспределения. По результатам локальных измерений изменений мощности через устройство принудительного потокораспределения, мощности по линиям связи присоединяемой к электрической сети подстанции или схемы выдачи мощности электростанции при зондирующем изменении вводимой в контур ЭДС определяют эквивалентное сопротивление всего района электрической сети, шунтируемого присоединяемой схемой, для определения и установления оптимального по потерям режима электрической сети.

Далее поиск оптимальной ЭДС, т.е. Минимизация функции одной переменной просто организуется методом покоординатного спуска.

Для этого в замкнутом контуре электрической сети рассчитывают суммарные потери активной мощности до и после ввода зондирующего изменения ЭДС путем суммирования потерь во всех его элементах, используя для определения потерь во внешней части контура полученное эквивалентное сопротивление, и, если после ввода ЭДС потери снизились, то увеличивают вводимую ЭДС в том же направлении до исчерпания снижения потерь в контуре, а если потери увеличились, то меняют направление изменения ЭДС на противоположное и далее увеличивают вводимую ЭДС до исчерпания снижения потерь в данном направлении.

Далее процесс повторяется с ввода зондирующей ЭДС при каждом существенном изменении режима электрической сети. После определения  $Z_{экв}$  контроллер определяет потери мощности всего контура до и после ввода зондирующей ЭДС по известным формулам:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_5 + \Delta P_6 + \Delta P_7 + \Delta P_9,$$

где  $\Delta P_5 = 3I_5^2 R_5$  - потери мощности в активном сопротивлении 5;

$\Delta P_6 = 3I_6^2 R_6$  - потери мощности в активном сопротивлении 6;

$\Delta P_7 = 3I_7^2 \operatorname{Re}(Z_{экв})$  - потери мощности в активном сопротивлении 7,  $R_7 = \operatorname{Re}(Z_{экв})$ ;

$\Delta P_9 = 3I_9^2 R_9$  - потери мощности в активном сопротивлении ВДТ 9.

Зная потери мощности до и после ввода зондирующего воздействия, а также то, что Минимальные потери могут быть получены при правильном выборе направления изменения вводимой в контур ЭДС и ее величины, контроллер сравнивает потери до

и после ввода зондирующего воздействия (ЭДС), и, если после ввода ЭДС потери снизились, то увеличивает вводимую ЭДС в том же направлении до исчерпания снижения потерь в контуре, а если потери увеличились, то меняет направление изменения ЭДС на противоположное и далее также увеличивает вводимую ЭДС до исчерпания снижения потерь в данном направлении (Рисунок 3.5).

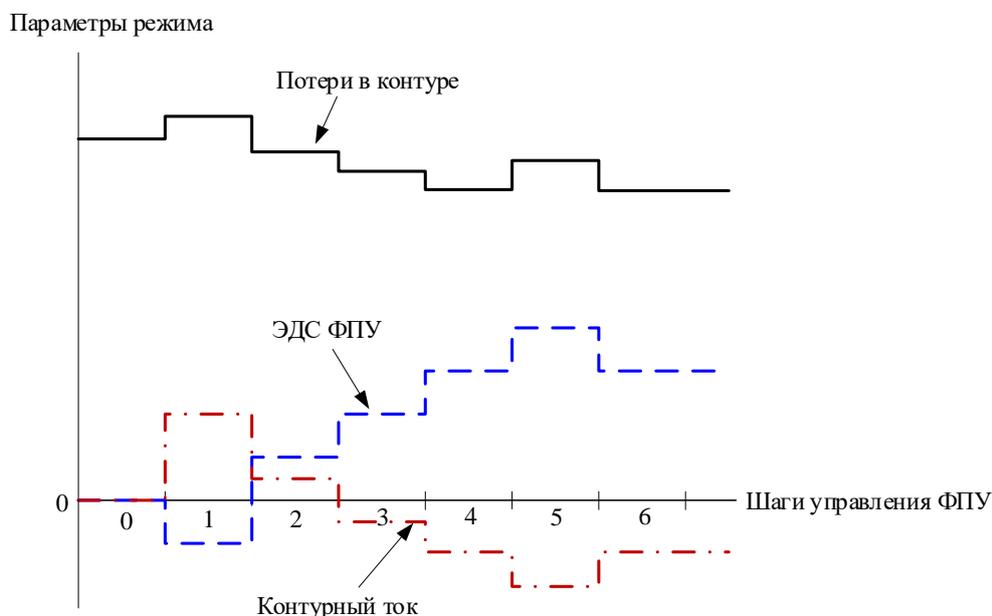


Рисунок 3.5 - Процесс поиска Минимальных потерь мощности

## 3.2 Распределенный расчет установившихся режимов электрических сетей с Minigrid

### 3.2.1 Распределенный расчет установившихся режимов (общие положения)

Расчет установившегося режима полной схемы электрической сети в реальном времени при наличии множества Minigrid осложняется большим количеством независимых локальных систем управления этих Minigrid. Синхронная работа Minigrid с внешней электрической сетью и возможностью, при необходимости, перехода Minigrid в островной режим предъявляет определенные требования к ее автоматике режимного и противоаварийного управления. Учесть работу локальных автоматических систем в расчетах и прогнозировании режимов на верхнем уровне (ЦУС) достаточно сложно и, поэтому, целесообразно осуществлять выделение в электрической сети Minigrid, как отдельных подсистем, в которых выполнять расчеты локальных параметров установившихся режимов.

На рисунке 3.6 изображена условная схема электрической сети с тремя Minigrid.

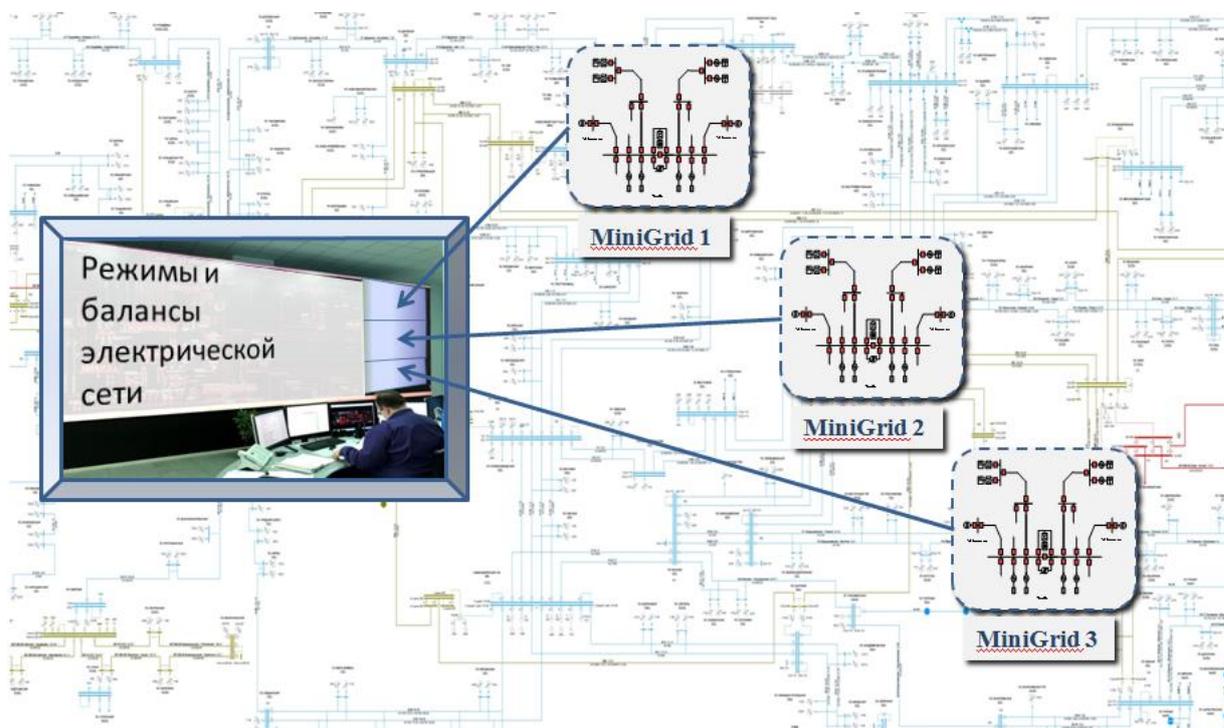


Рисунок 3.6 - Схематическое изображение Minigrid в составе электрической сети

Автоматика Minigrid может использовать данные, полученные только путем местных измерений режимных параметров с целью расчета остальных параметров установившихся режимов - напряжений, токов и потоков мощности в контролируемой сети (Minigrid). Измерение параметров выполняется в векторном виде (синхронизировано с сигналами GPS), т.е., в контролируемой зоне сети (в схеме выдачи мощности) используются синхронизированные векторные измерения (СВИ) напряжений и токов [60]. На рисунке 3.7 в уравнениях установившегося режима условно отмечены синхронизированные векторные измерения напряжений, на рисунке 3.8 - структура полного вектора напряжений электрической сети

$$\begin{cases} P_i = U_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n U_i U_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) \\ Q_i = U_i^2 y_{ii} \cos \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n U_i U_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) \end{cases}$$

Векторные измерения напряжений в центрах питания и токов в схеме выдачи мощности

Рисунок 3.7 - Синхронизированные векторные измерения напряжения

С учетом результатов расчетов установившихся режимов в отдельных Minigrid на уровне ЦУС выполняется дорасчет установившегося режима полной схемы электрической сети. Учет результатов расчетов, полученных для отдельных Minigrid, производится в узлах примыкания Minigrid к внешней сети с заданием в них узловых мощностей и закрепления векторов напряжений.



Рисунок 3.8 - Структура полного вектора напряжений электрической сети

Такой расчет является распределенным расчетом установившегося режима электрической сети, так как полный режим рассчитывается в нескольких центрах (все Minigrid, ЦУС).

Таким образом, узловые напряжения и мощности в узлах примыкания Minigrid становятся данными для расчета режима полной схемы сети, а узловые напряжения в остальных узлах полной схемы электрической сети либо измеряются, либо рассчитываются в ЦУС. При этом внутренние узлы Minigrid не включаются в схему полной сети.

Расчет установившегося режима в полной схеме сети выполняется по любому программно-вычислительному комплексов (ПВК) - RastrWin3, АНАРЭС и др. Каких-либо модификаций, существующих ПВК не требуется.

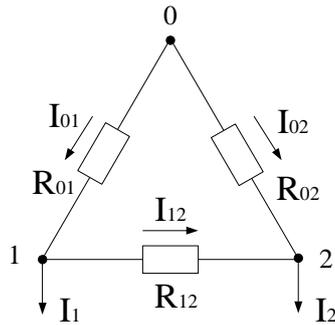
Рассмотрим особенности распределенного расчета режима электрической сети более подробно.

### 3.2.2 Расчет режима электрической сети при заданных нагрузках в узлах и напряжениях в части узлов

*Рассмотрим простейшие примеры для сети постоянного тока*

Будем считать известными топологию, параметры схемы. Базисом режима является вектор напряжения  $U = (U_0, U_1, U_2)$ . В общем случае параметры режима будут связаны 3-мя линейными уравнениями узловых напряжений с 6-ю неизвестными  $(U_0, U_1, U_2, I_0, I_1, I_2)$ .

## 1. Трехузловая схема



$$YU = I \quad (3.8)$$

Для однозначного решения этой системы уравнений достаточно знания трех переменных, при этом, как минимум, одна из них напряжение (как правило, это  $U_0$ ,  $I_1$ ,  $I_2$ ). Знание большего числа переменных ведет к переопределению системы и отсутствию необходимости решения системы уравнений, а лишь к их использованию для дорасчета параметров.

Представим, что в результате измерений получены токи и напряжения узлов ( $I_1$ ,  $I_2$ ,  $U_1$ ,  $U_2$ ). Неизвестным параметром базиса остается  $U_0$ .

Произведем дорасчет параметров с определением  $U_0$ .

Определим токи в ветвях

$$I_{12} = \frac{(U_1 - U_2)}{R_{12}},$$

$$I_{01} = I_1 + I_{12},$$

$$I_{02} = I_2 - I_{12}.$$

Определим напряжение  $U_0$  разным путем, используя избыточность измерений

$$U'_0 = U_1 + I_{01} R_{01},$$

$$U''_0 = U_2 + I_{02} R_{02}.$$

При точных измерениях эти значения совпадут. При наличии погрешности полезно сделать оценивание состояния путем усреднения

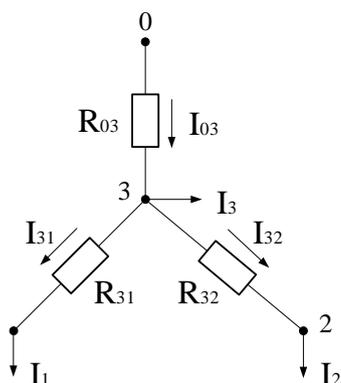
$$U_0 = (U'_0 + U''_0) / 2,$$

или решения задачи минимизации невязок

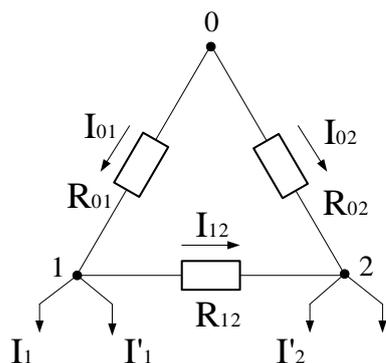
$$\varepsilon = (U'_0 - U''_0)^2 \rightarrow 0.$$

## 2. Четырехузловая схема

Изменим топологию предыдущей схемы, введя дополнительный узел 3 с переходом к лучевой схеме. При этом сохраним состав измерений с добавлением  $I_3$ .



Порядок системы уравнений стал 4. Очевидно, что, исключив узел 3 в процессе прямого хода решения ЛСАУ методом Гаусса, мы приходим к схеме предыдущего раздела, т.е. к трехузловой схеме с некоторыми эквивалентными параметрами схемы и узловыми токами.



Из приведенных простых примеров можно сделать следующие выводы:

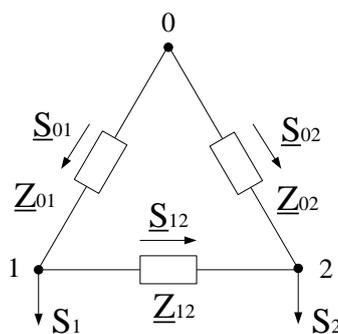
В многоузловой схеме сети при наличии избыточных измерений напряжения для расчета полного потокораспределения:

- Необходимо исключить все узлы, кроме балансирующего и узлов с измеренными напряжениями (группа базисных узлов) методом исключения по Гауссу;
- Необходимо провести расчет токов в ветвях, связывающих балансирующий узел с узлами измеренных напряжений (если в балансирующем узле напряжение не закреплено);
- Провести расчет напряжения в балансирующем узле, причем если измерения произведены с погрешностью, то необходима оценка (усреднение) полученного напряжения;

- Определить напряжение во всех ранее исключенных узлах в процессе обратного хода по Гауссу;
- По известному базису режима ( $\underline{U}$ ) рассчитать остальные параметры режима (потокораспределение по сети).

Рассмотрим простейшие примеры для сети переменного тока

### 3. Трехузловая схема



Будем считать известными топологию, параметры схемы. Базисом режима является вектор напряжения  $\underline{U} = (\underline{U}_0, \underline{U}_1, \underline{U}_2)$ . В общем случае параметры режима будут связаны 6 -ю нелинейными уравнениями узловых напряжений (по  $P$  и по  $Q$ ) с 12-ю неизвестными ( $\underline{U}_0, \underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{S}_0, \underline{S}_1, \underline{S}_2$ , имея ввиду активные и реактивные составляющие или модули и фазы по каждому параметру). В матричном виде

$$\underline{U}^A \underline{Y} \underline{U} = \underline{S} \quad (3.9)$$

Для однозначного решения этой системы уравнений достаточно знания шести переменных, при этом, как минимум, две из них модуль напряжения, фаза напряжения (как правило, это  $U_0, \delta, \underline{S}_1, \underline{S}_2$ ). Знание большего числа переменных ведет к переопределению системы и отсутствию необходимости решения системы уравнений, а лишь к их использованию для дорасчета параметров.

Представим, что в результате измерений получены вектора мощностей и напряжений узлов 1, 2 ( $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{U}_1, \underline{U}_2$ ), модуля напряжения узла 0. Неизвестным параметром базиса остается модуль  $U_0$ .

Произведем дорасчет параметров.

Имеем

$$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1,$$

$$\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2.$$

Определим

$$\underline{I}_{12} = (\underline{U}_1 - \underline{U}_2) / \underline{Z}_{12},$$

$$\underline{S}_{12} = \sqrt{3} \underline{U}_1 \hat{I}_{12}$$

$$\underline{S}_{21} = \sqrt{3} \underline{U}_2 \hat{I}_{12}$$

$$\underline{S}_{10} = -\underline{S}_1 - \underline{S}_{21}$$

$$\hat{I}_{10} = \underline{S}_{10} / \sqrt{3} \underline{U}_1$$

$$\Delta \underline{U}_{10} = -\hat{I}_{10} \underline{Z}_{01}$$

$$\underline{U}'_0 = \underline{U}_1 + \Delta \underline{U}_{10}$$

$$\underline{S}_{20} = -\underline{S}_2 + \underline{S}_{21}$$

$$\hat{I}_{20} = \underline{S}_{20} / \sqrt{3} \underline{U}_2$$

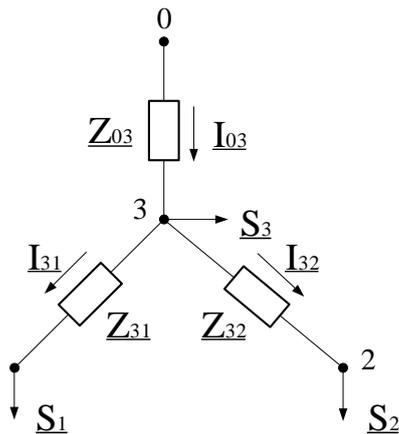
$$\Delta \underline{U}_{20} = -\hat{I}_{20} \underline{Z}_{02}$$

$$\underline{U}''_0 = \underline{U}_1 + \Delta \underline{U}_{20}$$

При точных измерениях значения  $\underline{U}'_0$  и  $\underline{U}''_0$  совпадут. При наличии погрешности полезно сделать оценивание состояния, например, путем усреднения  $\underline{U}_0 = (\underline{U}'_0 + \underline{U}''_0) / 2$ .

В данном случае расчет произведен безитерационно, т.к. в узлах 1, 2 заданы, как вектора мощностей, так и напряжений.

#### 4. Четырехузловая схема



В этой схеме при тех же заданных расчетных условиях, т.е. известны 9 параметров ( $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{U}_1, \underline{U}_2, U_0$ ), система уравнений переопределена, а расчет (дорасчет) режима может быть произведен безитерационно (от узлов 1, 2 к 3, а затем к 0). Возможен также итерационный расчет, например, методом Ньютона, для 3-х

уравнений (баланс  $P$  и  $Q$  для узла 3 и равенства модуля напряжения в узле 0 заданной величине).

*Рассмотрим многоузловую схему сети, для которой в некоторых узлах известны все узловые векторные параметры режима и, возможно, некоторые векторные параметры ветвей для этих узлов*

Представленный в заголовке случай соответствует использованию синхронизированных векторных измерений параметров режима в электрических сетях. В таких случаях часть базиса режима ( $U$ ) определяется с высокой точностью в результате прямых векторных измерений напряжений и токов, а также косвенных при безитерационном дорасчете части параметров сети.

### Комментарии:

По пункту 1

Запишем уравнение в матричном виде  $YU = I$  в развернутом виде

$$\begin{aligned} Y_{00}U_0 + Y_{01}U_1 + Y_{02}U_2 &= J_0, \\ Y_{10}U_0 + Y_{11}U_1 + Y_{12}U_2 &= J_1, \\ Y_{20}U_0 + Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 &= J_2. \end{aligned} \quad (3.10)$$

Здесь узловые токи (задающие токи) я обозначил через  $J$ .

Выделим синим цветом не известные параметры ( $J_0, U_1, U_2$ )

$$\begin{aligned} Y_{00}U_0 + Y_{01}U_1 + Y_{02}U_2 &= J_0, \\ Y_{10}U_0 + Y_{11}U_1 + Y_{12}U_2 &= J_1, \\ Y_{20}U_0 + Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 &= J_2. \end{aligned} \quad (3.11)$$

Эта система линейных уравнений легко решается относительно  $J_0, U_1, U_2$ , только матрицей коэффициентов является не матрица узловых проводимостей  $Y$ , а составная матрица

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} -1 & Y_{01} & Y_{02} \\ 0 & Y_{11} & Y_{12} \\ 0 & Y_{21} & Y_{22} \end{pmatrix} \quad (3.12)$$

В развернутом виде система уравнений выглядит так

$$\begin{aligned} -J_0 + Y_{01}U_1 + Y_{02}U_2 &= -Y_{00}U_0, \\ Y_{11}U_1 + Y_{12}U_2 &= J_1 - Y_{10}U_0, \\ Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 &= J_2 - Y_{20}U_0. \end{aligned} \quad (3.13)$$

Первое уравнение этой системы уравнений обычно решают после определения  $U_1$  и  $U_2$ , так как  $J_0$  не входит в остальные уравнения. Это и есть дорасчет вместе с расчетом токов и падений напряжений ветвей, а также потокораспределения мощностей и потерь мощности.

Теперь случай, когда никакого расчета установившегося режима не было.

Представим, что в результате измерений получены токи и напряжения узлов ( $J_1, J_2, U_1, U_2$ ). Неизвестным параметром базиса остается  $U_0$ .

В этом случае  $U_0$  может быть получено из второго или третьего уравнения системы уравнений (3.13) (а также из первого уравнения, где ток  $J_0$  получается исходя из соотношения  $\sum_{i=0}^2 J_i = 0$ ).

Полученные значения  $U_0$  по трем уравнениям не будут совпадать из-за ошибок измерения. Разумно вычислить их среднее значение и среднеквадратическое отклонение, которое можно принять за ошибку расчета данного параметра.

Избыточность измерений приводит к исключению, и порой полному, узловых уравнений из системы независимых уравнений установившегося режима, как это было сделано для системы (3.13) в случае измерений напряжений в узлах 1 и 2.

Оценивание состояния возможно в случае наличия, так называемых, независимых переменных (режимных параметров, которые можно менять по своему усмотрению для достижения экстремума какой-либо целевой функции). В задаче оценки состояния определяется такой вектор независимых параметров, который доставляет минимум критерия оценивания состояния, например, критерия функции, полученной по методу наименьших квадратов.

### **3.2.3 Математическая модель установившегося режима контролируемой сети Minigrid**

Информация для расчета установившегося режима в такой постановке включает [57]:

1. Векторы напряжений в центрах питания Minigrid;
2. Векторы токов генераторов и линий связи с внешней электрической сетью;
3. Дискретные данные о коммутационном состоянии схемы выдачи мощности;

4. Цифровые данные от счетчиков электрической энергии о среднеинтервальной мощности  $P$  и  $Q$  по отходящим от центров питания фидерам нагрузки.

СВИ выполняются для ограниченного числа параметров режима и расчет установившегося режима контролируемой сети Minigrid заключается в оценке остальных параметров режима, включая потоки и потери мощности.

Необходимость СВИ обусловлена требованиями синхронизации генераторов электростанции и дорасчетом режимных параметров Minigrid для схемы выдачи мощности.

Типовая схема Minigrid с указанием мест установки измерений токов и напряжений приведена на рисунке 3.9.

Поскольку векторные измерения выполняются для напряжений узлов и токов линий в схеме выдачи мощности, то для них следует рассматривать систему уравнений ветвей, в которой для каждой ветви, представленной схемой замещения, записывается уравнение для векторов токов и напряжений. Ветвями являются ЛЭП, силовые трансформаторы, выключатели и другие элементы электрической сети, такие как токоограничивающие реакторы и устройства продольной компенсации.

Для П-образной схемы замещения ЛЭП, рисунок 10 для действующих значений токов и напряжений используются следующие два уравнения [58]:

$$\underline{U}_i - \underline{U}_j = \underline{Z}(\underline{I}_i - \underline{I}_{Y1}) = \underline{Z}(\underline{I}_i - \underline{Y}_1 \underline{U}_i), \quad (3.14)$$

$$\underline{I}_i - \underline{I}_j = \underline{I}_{Y1} - \underline{I}_{Y2} = \underline{Y}_1 \underline{U}_i + \underline{Y}_2 \underline{U}_i, \quad (3.15)$$

где  $\underline{Z}$ ,  $\underline{Y}_1$ ,  $\underline{Y}_2$  – параметры П-образной схемы замещения (продольное сопротивление  $\underline{Z}$ , поперечные проводимости  $\underline{Y}_1$  и  $\underline{Y}_2$ );

$\underline{U}_i$  и  $\underline{U}_j$  – векторы напряжений в начальном  $i$  и конечном  $j$  узлах, примыкающих к ЛЭП;

$\underline{I}_i$  и  $\underline{I}_j$  – векторы токов в начале и конце ЛЭП.

В случае неучета поперечных проводимостей  $\underline{Y}_1$  и  $\underline{Y}_2$  (емкостных проводимостей ЛЭП) остается одно уравнение

$$\underline{U}_i - \underline{U}_j = \underline{Z} \underline{I}_i, \quad (3.16)$$

В каждом уравнении может быть только одно неизвестное - векторы  $\underline{U}_i$  или  $\underline{U}_j$  или  $\underline{I}_i$  или  $\underline{I}_j$ , причем последовательность вычислений имеет значение.

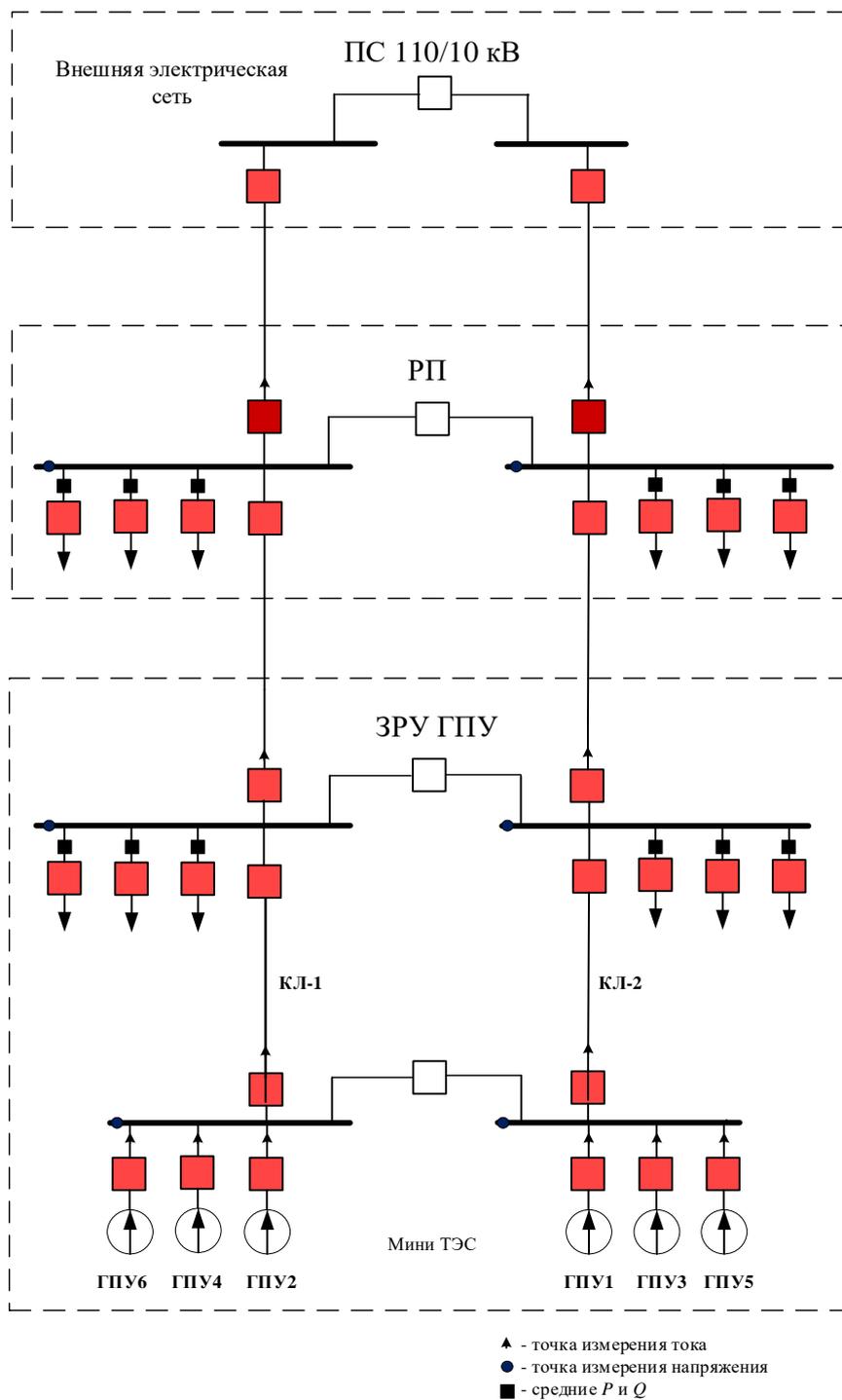


Рисунок 3.9 - Принципиальная схема Minigrid с присоединением к внешней сети

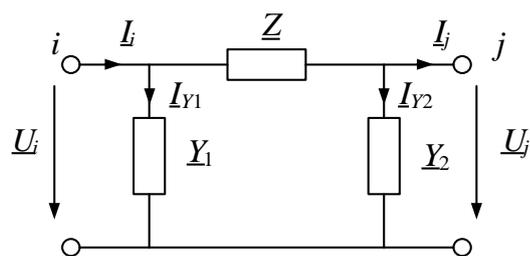


Рисунок 3.10 -  $\Pi$ -образная схема замещения ЛЭП

Параметры для  $\Pi$  - образной схемы замещения трансформатора определяются по выражениям:

$$\begin{aligned} \underline{Z} &= k_T \underline{Z}_T, \\ \underline{Y}_1 &= \underline{Y}_\mu + \frac{1}{\underline{Z}_T} \left( 1 - \frac{1}{k_T} \right), \\ \underline{Y}_2 &= \frac{1}{k_T \underline{Z}_T} \left( \frac{1}{k_T} - 1 \right), \end{aligned} \quad (3.17)$$

где  $k_T$  - коэффициент трансформации трансформатора  $k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} < 1$ ;

$\underline{Z}_T$  - сопротивление обмоток трансформатора, Ом;

$\underline{Y}_\mu$  - проводимость холостого хода трансформатора, См.

#### *Расчетные формулы*

Так как расчеты в программном коде выполняются с вещественными числами, то векторные переменные и аналоговые комплексные параметры представляются своими составляющими - вещественной и мнимой или модулем и фазой. Ниже приводятся формулы для вычисления составляющих искомым векторов, а также активных и реактивных потоков и потерь мощности в ветвях схемы электрической сети.

Заданы напряжение и ток в начале ветви, определить напряжение и ток в конце ветви:

$$\begin{aligned} \underline{U}_j &= (1 + \underline{Z}\underline{Y}_1) \underline{U}_i - \underline{Z}\underline{I}_i, \\ \underline{I}_j &= -(\underline{Y}_1 + \underline{Y}_1 \underline{Z}\underline{Y}_2 + \underline{Y}_2) \underline{U}_i + (1 + \underline{Z}\underline{Y}_2) \underline{I}_i. \end{aligned} \quad (3.18)$$

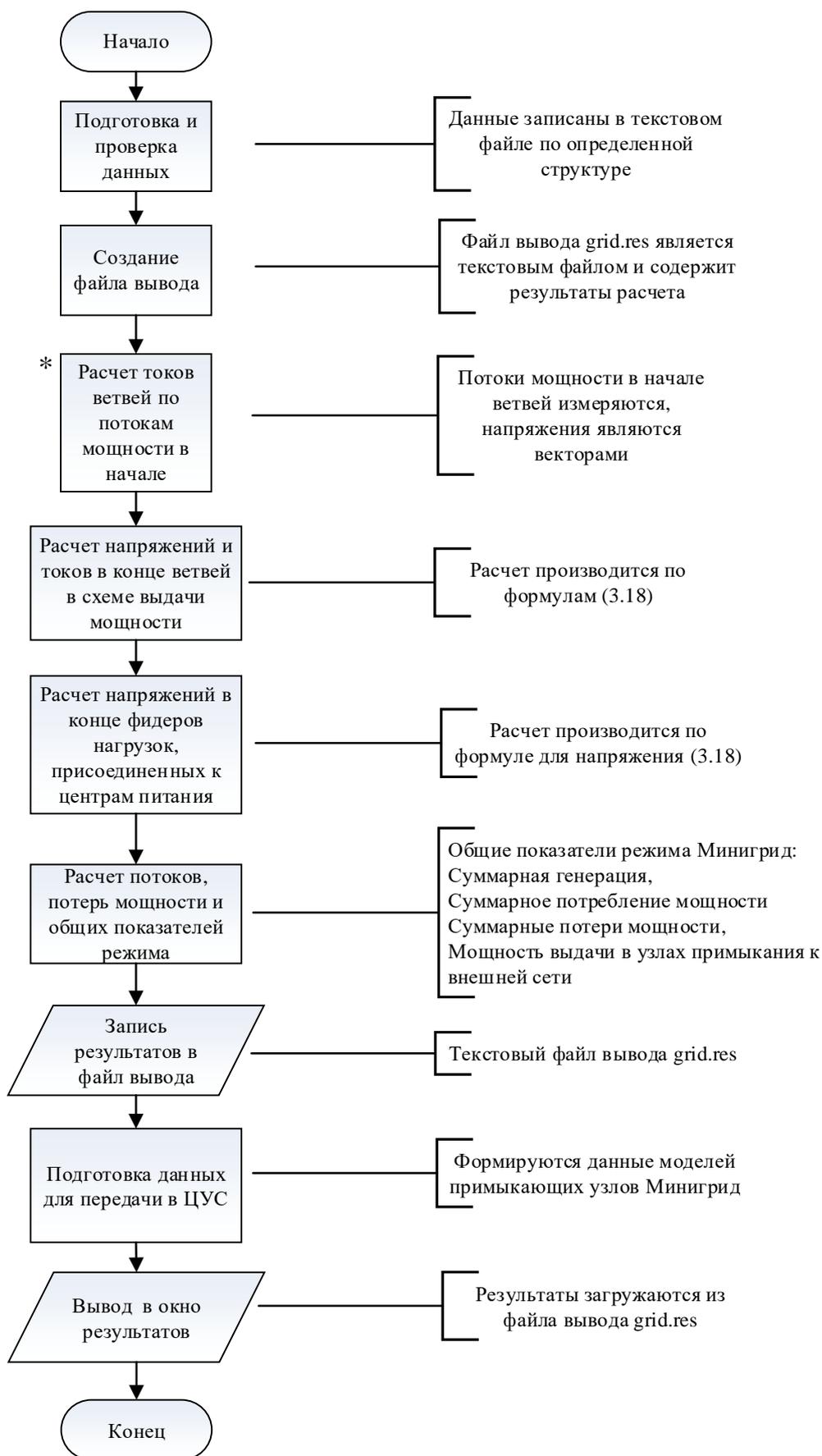
Для известного тока и напряжения в конце линии:

$$\begin{aligned} \underline{U}_i &= (1 + \underline{Z}\underline{Y}_2) \underline{U}_j + \underline{Z}\underline{I}_j, \\ \underline{I}_i &= (\underline{Y}_1 + \underline{Y}_1 \underline{Z}\underline{Y}_2 + \underline{Y}_2) \underline{U}_j + (1 + \underline{Z}\underline{Y}_1) \underline{I}_j. \end{aligned} \quad (3.19)$$

### **3.2.4 Алгоритм расчета установившегося режима Minigrid реализованный в тестовой программе**

Выполняется расчет установившегося режима контролируемой сети Minigrid. Расчет включает вычисление полных параметров режима для ветвей и узлов схемы сети и в том числе данных для моделей Minigrid в примыкающих узлах для ЦУС.

Алгоритм представлен на рисунке 3.11.



\* Необходимость блока обусловлена отсутствием векторных измерений в тестовой программе

Рисунок 3.11 - Алгоритм расчета установившегося режима в Minigrad

### 3.2.5 Тестирование алгоритма расчета установившегося режима системой управления Minigrid в контролируемом по результатам измерений районе сети, как части распределенного расчета режима полной схемы сети

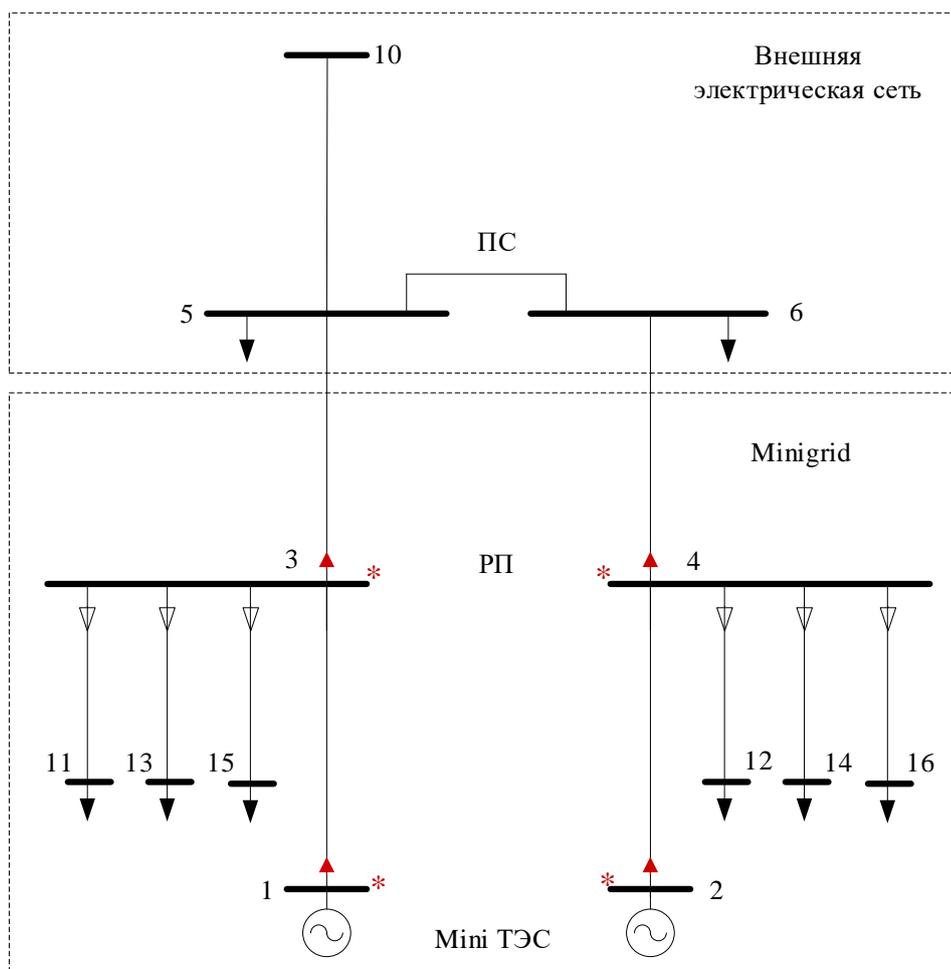
Тестирование алгоритма расчета установившихся режимов в контролируемом Minigrid районе электрической сети заключалось в дорасчете параметров режима по получаемым данным векторных измерений напряжений в центрах питания Minigrid, токов в линиях электропередачи схемы выдачи мощности, а также измерениям среднеинтервальных мощностей фидеров, питающих нагрузки сети. Тестирование выполнялось по тестовой программе, составленной на языке C++ Builder 6.

Данные для расчета записываются в текстовый файл с расширением “.dat”, результаты расчета отображаются в окне результатов и записываются в файл с расширением “.res”.

Для тестирования выбрана схема Minigrid с простой внешней сетью для расчета режима на ПВК. Расчетная схема сети представлена на рисунке 3.12, параметры ЛЭП приведены в таблице 3.3, файл данных с параметрами сети, включая векторы напряжений в узлах и измерения мощностей Minigrid показан на рисунке 3.13.

Таблица 3.3 - Параметры ЛЭП тестовой схемы электрической сети

| Номер п/п | Тип ЛЭП | Марка ВЛ/КЛ | Сечение, мм <sup>2</sup> | Цепей | Длина, км | $r_0$ , Ом/км | $x_0$ , Ом/км |
|-----------|---------|-------------|--------------------------|-------|-----------|---------------|---------------|
| 1         | ВЛ      | АС-70/11    | 70                       | 1     | 0,8       | 0,429         | 0,339         |
| 2         | ВЛ      | АС-70/11    | 70                       | 1     | 0,8       | 0,429         | 0,339         |
| 3         | ВЛ      | АС-50/8     | 50                       | 1     | 1,2       | 0,603         | 0,35          |
| 4         | ВЛ      | АС-50/8     | 50                       | 1     | 1,2       | 0,603         | 0,35          |
| 5         | ВЛ      | АС-150/24   | 95                       | 1     | 10,56     | 0,199         | 0,35          |
| 6         | ВЛ      | АС-150/24   | 95                       | 1     | 6,53      | 0,199         | 0,35          |
| 7         | ВЛ      | АС-35/6,2   | 35                       | 1     | 1,7       | 0,79          | 0,358         |
| 8         | ВЛ      | АС-50/8     | 50                       | 1     | 3         | 0,603         | 0,35          |
| 9         | КЛ      | ААБ-240     | 240                      | 1     | 2,2       | 0,125         | 0,12          |
| 10        | ВЛ      | АС-35/6,2   | 35                       | 1     | 1,7       | 0,79          | 0,358         |
| 11        | ВЛ      | АС-50/8     | 50                       | 1     | 3         | 0,603         | 0,35          |
| 12        | КЛ      | ААБ-240     | 240                      | 1     | 2,2       | 0,125         | 0,12          |



Обозначения:

- ▲ - Векторы токов в контролируемых ЛЭП
- \* - Для шин выполняются векторные измерения напряжений
- ▽ - Потоки мощности в фидерах нагрузки

Рисунок 3.12 - Расчетная схема для тестирования алгоритма

В тестовой схеме центрами питания для фидеров нагрузок являются шины РП (узлы 3 и 4) и шины Mini ТЭС Minigrid (узлы 1 и 2). Узлами примыкания Minigrid к внешней сети являются - шины подстанции внешней сети (узлы 5 и 6). Шесть узлов с номерами с 11 по 16 являются узлами нагрузки, как правило, РУ высокого напряжения трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

В качестве измеренных векторов напряжений и потоков мощности в контролируемой сети использованы результаты, полученные по ПВК RastrWin3 для полной схемы.

Узел с номером 10 принят в качестве базисного узла.

Результаты расчета по тестовой программе распределенного расчета установившегося режима приведены на рисунке 3.14.

## Тестовая схема 1. Параметры Минигрид и Векторные Измерения

Сопротивления в омах, проводимости в микросименсах, мощности в МВА, напряжения в киловольтах. Топология сети (описываются все ветви, если есть Т, то добавить строки Т)

## ЛЭП

|   | Нач. | Кон. | R    | X    | B |
|---|------|------|------|------|---|
| L | 1    | 3    | 0.34 | 0.27 | 0 |
| L | 2    | 4    | 0.34 | 0.27 | 0 |
| L | 3    | 5    | 0.72 | 0.42 | 0 |
| L | 4    | 6    | 0.72 | 0.42 | 0 |
| L | 3    | 11   | 1.34 | 0.61 | 0 |
| L | 3    | 13   | 1.81 | 1.05 | 0 |
| L | 3    | 15   | 0.28 | 0.26 | 0 |
| L | 4    | 12   | 1.34 | 0.61 | 0 |
| L | 4    | 14   | 1.81 | 1.05 | 0 |
| L | 4    | 16   | 0.28 | 0.26 | 0 |

Измерения токов (мощностей) в ветвях (ЛЭП и трансформаторах)

измерения указаны для начала ветви. Если для другого, то поменять местами Нач. Кон.

Положительное направление от Нач. к Кон. Если противоположное, то ставится "минус".

|   | Нач. | Кон. | P       | Q       |
|---|------|------|---------|---------|
| B | 1    | 3    | 1.0002  | 0.4999  |
| B | 2    | 4    | 4.0031  | 2.0005  |
| B | 3    | 5    | -0.0077 | -0.0056 |
| B | 4    | 6    | 2.9332  | 1.4474  |
| B | 3    | 11   | 0.2007  | 0.1003  |
| B | 3    | 13   | 0.3019  | 0.1010  |
| B | 3    | 15   | 0.5010  | 0.3008  |
| B | 4    | 12   | 0.5048  | 0.3019  |
| B | 4    | 14   | 0.2010  | 0.1005  |
| B | 4    | 16   | 0.3004  | 0.1002  |

Измерения напряжений - векторные измерения напряжений (угол в град.).

|   | Номер | U, кВ  | $\delta$ , град |
|---|-------|--------|-----------------|
| N | 1     | 10.006 | -1.868          |
| N | 2     | 10.345 | -1.790          |
| N | 3     | 9.958  | -1.926          |
| N | 4     | 10.161 | -2.009          |

Рисунок 3.13 - Файл данных

| Измерения и результаты по узлам сети  |         |         |                 |                       |               |                       |
|---------------------------------------|---------|---------|-----------------|-----------------------|---------------|-----------------------|
| Номер                                 | Признак | U [кВ]  | $\delta$ [град] |                       |               |                       |
| 1                                     | 1       | 10.006  | -1.868          |                       |               |                       |
| 2                                     | 1       | 10.345  | -1.790          |                       |               |                       |
| 3                                     | 1       | 9.959   | -1.926          |                       |               |                       |
| 4                                     | 1       | 10.161  | -2.008          |                       |               |                       |
| 5                                     | 1       | 9.958   | -1.925          |                       |               |                       |
| 6                                     | 1       | 9.894   | -2.117          |                       |               |                       |
| 11                                    | 1       | 9.925   | -1.919          |                       |               |                       |
| 12                                    | 1       | 10.077  | -1.954          |                       |               |                       |
| 13                                    | 1       | 9.893   | -2.004          |                       |               |                       |
| 14                                    | 1       | 10.115  | -2.025          |                       |               |                       |
| 15                                    | 1       | 9.937   | -1.952          |                       |               |                       |
| 16                                    | 1       | 10.150  | -2.036          |                       |               |                       |
| Измерения и результаты по ветвям сети |         |         |                 |                       |               |                       |
| Начало                                | Конец   | Признак | $I_{ij}$ [кА]   | phase $I_{ij}$ [град] | $I_{ji}$ [кА] | phase $I_{ji}$ [град] |
| 1                                     | 3       | 1       | 0.065           | -28.424               | 0.065         | -28.424               |
| 2                                     | 4       | 1       | 0.250           | -28.343               | 0.250         | -28.343               |
| 3                                     | 5       | 1       | 0.001           | -37.953               | 0.001         | -37.953               |
| 4                                     | 6       | 1       | 0.186           | -28.273               | 0.186         | -28.273               |
| 3                                     | 11      | 1       | 0.013           | -28.479               | 0.013         | -28.479               |
| 3                                     | 13      | 1       | 0.018           | -20.423               | 0.018         | -20.423               |
| 3                                     | 15      | 1       | 0.034           | -32.906               | 0.034         | -32.906               |
| 4                                     | 12      | 1       | 0.033           | -32.890               | 0.033         | -32.890               |
| 4                                     | 14      | 1       | 0.013           | -28.573               | 0.013         | -28.573               |
| 4                                     | 16      | 1       | 0.018           | -20.455               | 0.018         | -20.455               |

Рисунок 3.14 - Результаты дорасчета параметров режима Minigrid тестовой схемы. По узлам сети приведены векторы напряжений, по ветвям - векторы токов

Корректность результатов дорасчета векторов напряжений в узлах примыкания к внешней сети и узлов нагрузки, питаемых по фидерам, проверяется по данным таблицы 3.4, в которой представлены результаты, полученные по ПВК и рассчитанные по программе тестирования алгоритма.

Таблица 3.4 - Вектора напряжений в контролируемых узлах тестовой схемы сети

| Номер узла | Модуль вектора напряжения, кВ |        | Фаза вектора напряжения, град |        |
|------------|-------------------------------|--------|-------------------------------|--------|
|            | Тестовая программа            | ПВК    | Тестовая программа            | ПВК    |
| 5          | 9.958                         | 9.959  | 1.925                         | -1.926 |
| 6          | 9.894                         | 9.893  | 2.117                         | -2.117 |
| 11         | 9.925                         | 9.925  | 1.919                         | -1.919 |
| 12         | 10.077                        | 10.076 | 1.954                         | -1.955 |
| 13         | 9.893                         | 9.893  | 2.004                         | -2.004 |
| 14         | 10.115                        | 10.115 | 2.025                         | -2.025 |
| 15         | 9.937                         | 9.936  | 1.952                         | -1.952 |
| 16         | 10.150                        | 10.150 | 2.036                         | -2.037 |

Погрешность вычисления модулей и фаз напряжений в узлах контролируемой сети не превышает 0,001 кВ и 0,001 град, соответственно.

Мощности, передаваемые из узлов примыкания в Minigrid, рассчитанные по программе тестирования алгоритма и по ПВК, приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Мощности узлов примыкания к внешней электрической сети

| Узел примыкания | Активная мощность, МВт |         | Реактивная мощность, Мвар |         |
|-----------------|------------------------|---------|---------------------------|---------|
|                 | Тестовая программа     | ПВК     | Тестовая программа        | ПВК     |
| 5               | 0,007                  | 0,0077  | 0,0055                    | 0,0056  |
| 6               | -2,839                 | -2,8586 | -1,4037                   | -1,4039 |

*Примечание. За положительное направление потока мощности принято направление от внешней сети к Minigrid.*

Погрешность вычисления мощностей по тестируемой программе не превышает 0,0002 МВА.

Суммарные потери мощности в сети Minigrid составили 0,15 МВт.

Таким образом, результаты тестирования алгоритма признаются удовлетворительными.

### 3.2.6 Алгоритм расчета установившегося режима полной сети

Выполняется расчет установившегося режима полной электрической сети на уровне ЦУС с учетом рассчитанных на уровне Minigrid данных для моделей примыкающих узлов.

Алгоритм представлен на рисунке 3.15.

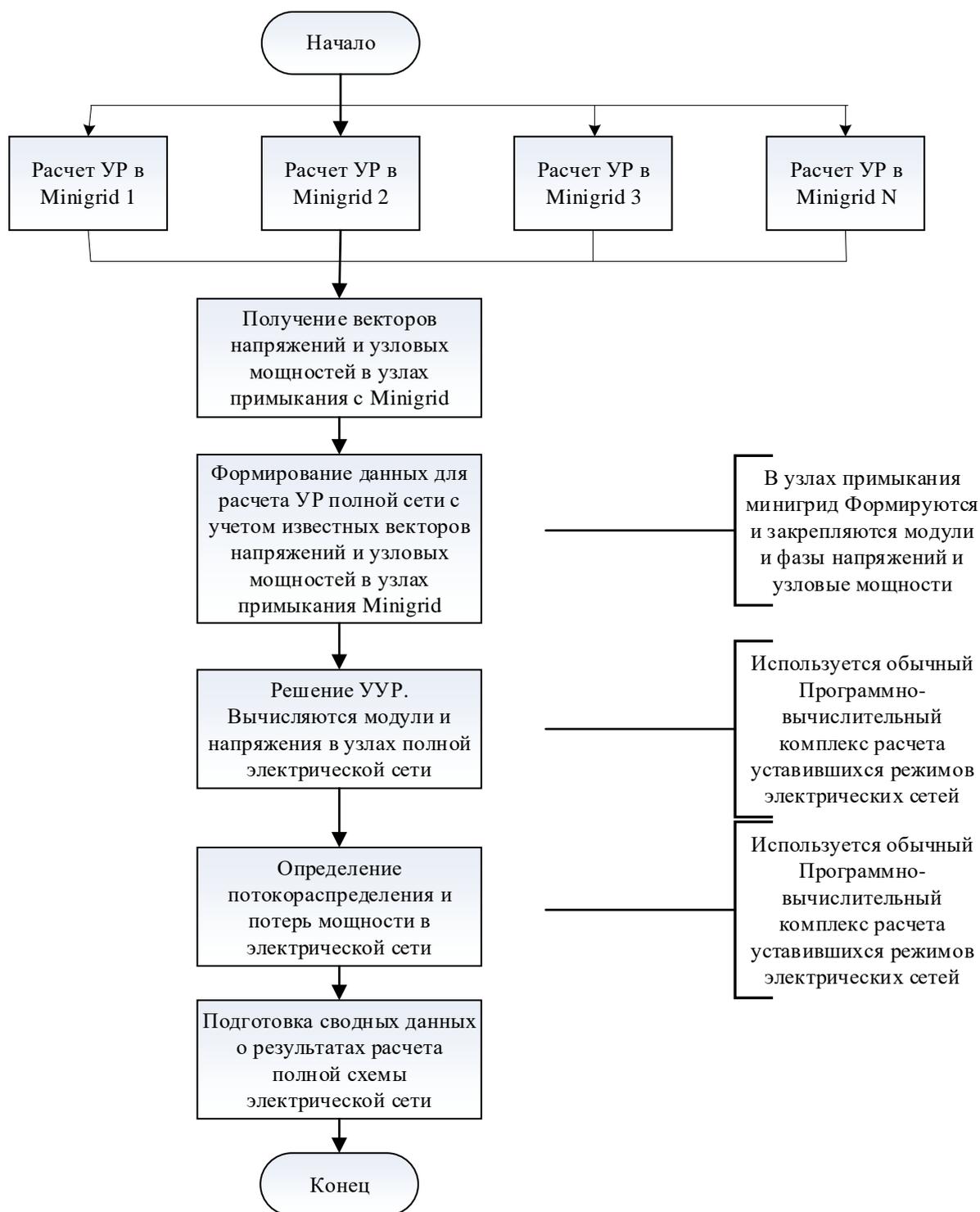


Рисунок 3.15 - Алгоритм расчета установившегося режима полной схемы электрической сети

### 3.2.7 Утяжеление установившихся режимов полной электрической сети

Утяжеление электроэнергетического режима представляет собой приращение мощности электростанций и нагрузок в различных частях системы, задаваемых формируемой стратегией утяжеления.

Утяжеление режима выполняется, как правило, изменением активной и/или реактивной мощности разного знака в нагрузочных и генераторных узлах в приемной и отправной частях схемы относительно предварительно выделенного сечения. Формирование траектории (стратегии) утяжеления [59] осуществляется для приемной и отправной частей сети относительно выделенного сечения.

Траектория утяжеления задается в виде пошагового изменения вектора параметров электрического режима, которые приводят к изменению перетока активной мощности в рассматриваемом сечении.

При утяжелении режима внешней электрической сети Minigrid моделируются своими эквивалентами, полученными путем применения к ним процедуры исключения внутренних узлов Minigrid. Эквивалент представляет собой импеданс между узлами примыкания и узловыми мощностями в них. При использовании эквивалентов Minigrid закрепление векторов напряжений в узлах примыкания не производится.

### **3.2.8 Алгоритм утяжеления установившегося режима полной сети**

Выполняется расчет серии установившихся режимов полной электрической сети на уровне ЦУС с учетом рассчитанных эквивалентов Minigrid в соответствии с выбранной траекторией утяжеления.

Алгоритм утяжеления представлен на рисунке 3.16.

### **Выводы по главе 3**

При присоединении Minigrid к внешней электрической сети в двух точках, возможно, ее использование для снижения потерь мощности и повышения пропускной способности участка контролируемой и внешней электрической сети.

Потери мощности снижаются за счет включения в контур электрической сети ФПУ, ЭДС которого находится при минимизации суммарных потерь мощности в прилегающей локальной сети с учетом внешней электрической сети на основе текущей оценки в реальном времени ее эквивалентного сопротивления. Способ проверен на имитационной модели.

Моделирование распределенного расчета установившегося режима на тестовой схеме, подтвердило работоспособность предложенного метода.

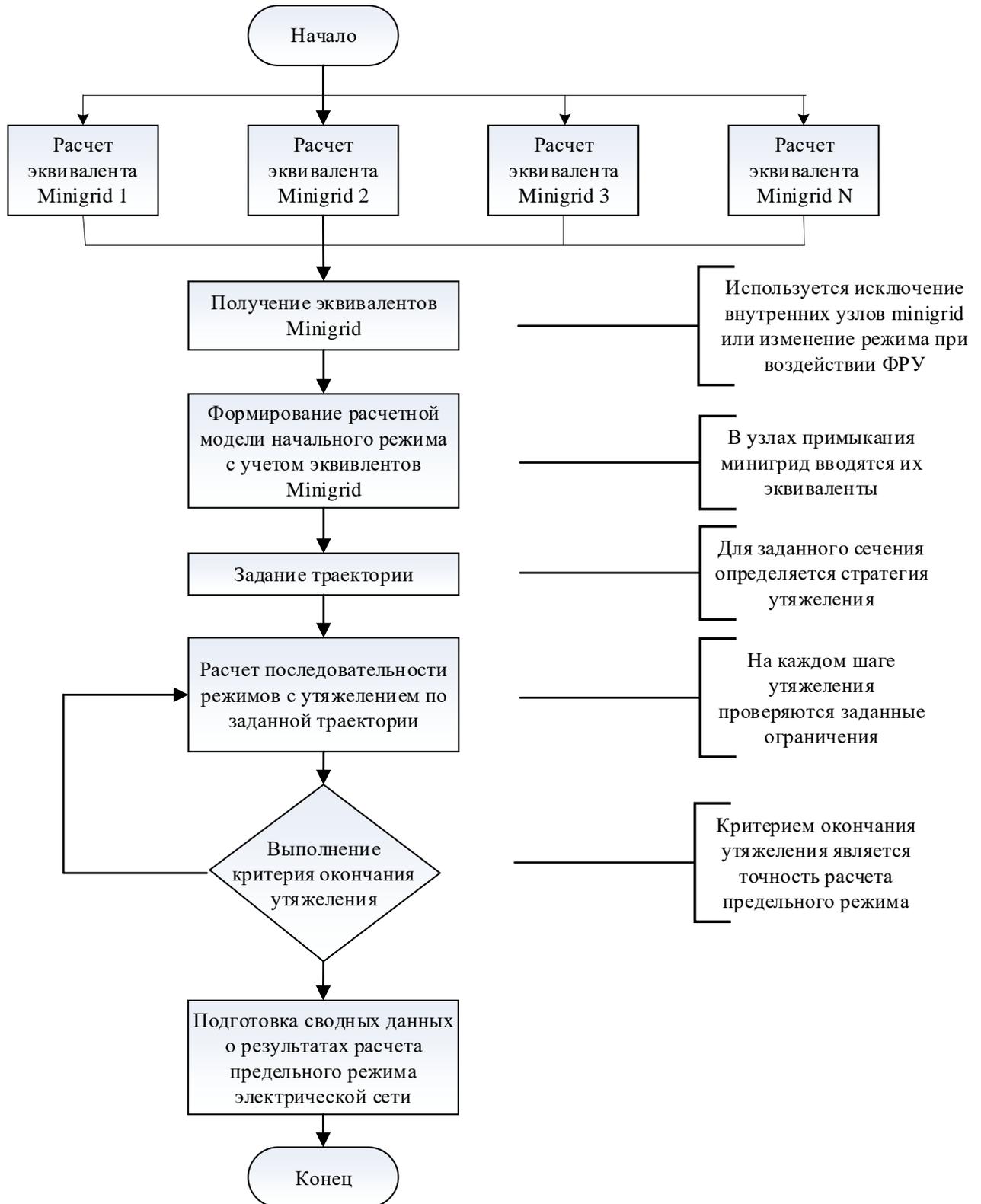


Рисунок 3.16 - Алгоритм утяжеления режима полной электрической сети

## **4 ИСПЫТАНИЯ ПТК НА ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ**

В данном разделе представлены результаты испытаний на физической модели программно-технического комплекса (ПТК) управления нормальными и аварийными режимами Minigrid, разработанного совместно НГТУ и ООО «Модульные системы Торнадо» в рамках НИОКР с НТИ и АО «Тюменьэнерго» в 2017-2019 годах. ПТК режимного и противоаварийного управления Minigrid позволяет управлять режимом Minigrid на базе синхронной малой генерации в автономном режиме и при параллельной работе с внешней электрической сетью.

В основу функционала и алгоритмов ПТК входят и предложенные в диссертационной работе способ управления ФПУ для снижения потерь в контурах электрической сети, метод контроля и расчета режимов Minigrid.

Испытания ПТК проводились по согласованной с заказчиками программе. Автор, совместно с другими аспирантами каф. АЭЭС (Ивкиным Ефимом Сергеевичем, Марченко Андреем Ивановичем, Семендяевым Родионом Юрьевичем), принимал активное участие в разработке программы, подготовке физической модели Minigrid к проведению испытаний, проведении испытаний, а также в обработке результатов и подготовке отчетов.

### **4.1 Функционал автоматики**

#### **1. Оперирование:**

- Ввод в работу/вывод энергоблоков;
- Синхронизация подсистем;
- Восстановление нормального режима;
- Оперативный и аварийный перевод Minigrid в островной режим;
- Перевод Minigrid в режим параллельной работы.

#### **2. Режимное управление:**

- Регулирование частоты в островном режиме;
- Регулирование сальдо перетока в режиме параллельной работы;
- Регулирование напряжения в островном режиме;
- Регулирование напряжения в режиме параллельной работы;

#### **3. Противоаварийное управление:**

- Опережающее сбалансированное деление системы.
4. Контроль и измерение:
- Контроль коммутационного состояния схемы сети;
  - Измерение режимных параметров оборудования и проверка их допустимости.
5. Визуализация:
- Визуализация текущего коммутационного состояния схемы и параметров режима;
  - Визуализация режимов и уставок регуляторов возбуждения и мощности;
  - Визуализация состояний Minigrd;
  - Визуализация действий автооператора;
  - Визуализация процессов синхронизации;
  - Визуализация настроек и срабатываний автоматики опережающего деления режима параллельной работы;

Цель испытаний - подтверждение работоспособности и заявленных характеристик разработанного опытного образца ПТК.

#### **4.2 Общие положения и условия проведения испытаний**

Испытания проводились при физическом моделировании Minigrd с нагрузками, четырьмя энергоблоками и секционированной шиной на базе электродинамической модели кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ.

##### *Физическая модель Minigrd на Электродинамической модели ЭЭС НГТУ*

Электродинамическая модель предназначена для испытаний устройств и систем управления режимами, исследования процессов в электроэнергетических системах.

*Модельный комплекс позволяет проводить:*

- Имитацию режимов электроэнергетических объектов и систем с помощью силового оборудования ЭДМ;
- Измерение и регистрацию параметров моделируемой системы;
- Исследование систем и способов управления, испытания устройств автоматики и релейной защиты ЭЭС.

Испытательная схема физической модели Minigrid представлена на рисунке 4.1.

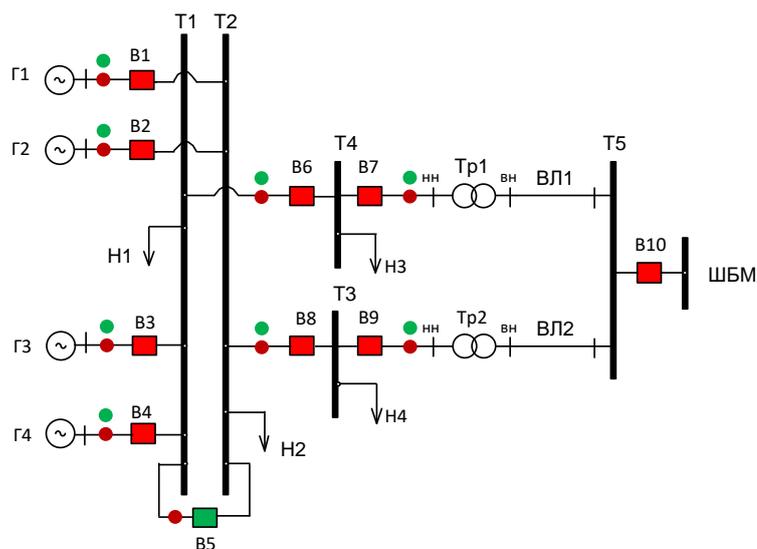


Рисунок 4.1 - Схема физической модели Minigrid для испытаний ПТК

Красный цвет выключателей соответствует их включенному состоянию, зеленый - отключенному. Представленное на рисунке коммутационное состояние соответствует параллельной работе полустанции А с внешней электрической сетью при погашенной полустанции Б.

Красные точки указывают места измерения токов, зеленые - напряжений.

При подготовке испытательной схемы и проведении испытаний было принято решение, что полустанция А находится полностью под управлением автоматики, а полустанция Б управляется оперативным персоналом. При работе автооператора оперативный персонал полустанции Б получает от него команды по изменению режима полустанции.

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  $S_1$  и  $S_2$  полустанции А соответствуют выключатели В7 и В5. Сечение  $S_2$  используется для деления при дефиците генерирующей мощности полустанции А для покрытия собственных нагрузок.

Начальная сборка схемы и установление одного из двух указанных нормальных режимов осуществлялась испытателем. После его установления осуществлялся перевод управления в автоматический режим (передача управления автооператору).

### 4.3 Состав и порядок испытаний

Состав и порядок проведения испытаний определен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Состав испытаний

| № | Проверка и испытание  | Способ   | Требуемые (желаемые) свойства или параметры  | Источник или причины   |
|---|---|--|--|--|
| 0 | 1   | 2  | 3  | 4  |
| 1 | Перевод генератора из горячего резерва в состояние готовности к синхронизации или несения нагрузки  | Включение регуляторов скорости и возбуждения на вращающемся на пониженных оборотах энергоблоке                         | Вывод скорости вращения и напряжения генератора на заданные уставками параметры с допустимым отклонением | Стандарт IEEE 1547-2003 (допустимые разницы напряжения и частоты при синхронизации генераторов)  |
| 2 | Допустимость статизма первичного регулирования напряжения и скорости вращения энергоблоков  | Включение нагрузки на шины холостого генератора при включенных регуляторах возбуждения и скорости вращения             | Статизм менее 3%   | Минимальный статизм нормированного первичного регулирования скорости (Стандарт СО ЕЭС по нормам первичного нормированного регулирования частоты)                     |
| 3 | Синхронизация генераторов Minigrid, работающих без нагрузки, с шиной приемной энергосистемы (на модели с ШБМ или с удаленным центром питания) при значениях параметров из допустимой области (с одновременным включением группы выключателей) | Запуск активной автоматической синхронизации с заданными допустимыми рассогласованиями по частоте, напряжению и углу   | Не превышение допустимых рассогласований параметров. Время синхронизации не более 20 с.                  | Стандарт IEEE 1547-2003 по допустимым разностям напряжения, частоты и взаимного угла при синхронизации генераторов (менее 0.1 Гц, 3% по напряжению, 10 град по углу) |
| 4 | Синхронизация нагруженных генераторов с ШБМ или с центром питания при значениях параметров из допустимой области  | Запуск активной автоматической синхронизации с заданными допустимыми рассогласованиями и по частоте, напряжению и углу | Не превышение допустимых рассогласований параметров. Время синхронизации не более 20 с.                  | Стандарт IEEE 1547-2003 по допустимым разностям напряжения, частоты и взаимного угла при синхронизации генераторов   |

Продолжение таблицы 4.1

| 0 | 1   | 2   | 3  | 4   |
|---|---|---|--|---|
| 5 | Синхронизация генераторов Minigrid, работающих без нагрузки, между собой при значениях параметров из допустимой области (с одновременным включением группы выключателей и нагрузки) | Запуск активной автоматической синхронизации с заданными допустимыми рассогласованиями по частоте, напряжению и углу              | Не превышение допустимых рассогласований параметров. Время синхронизации не более 20 с.  | Стандарт IEEE 1547-2003 (допустимые разницы напряжения, частоты и взаимного угла при синхронизации генераторов) |
| 6 | Управление составом включенного генерирующего оборудования при изолированной работе Minigrid  | Подключение и отключение дополнительной нагрузки с превышением допустимой загрузки работающих генераторов                         | Автоматически вводятся в работу с синхронизацией и заданным распределением нагрузки дополнительные генераторы при перегрузке работающих генераторов или выводятся из работы лишние генераторы при снижении нагрузки. | Функциональные требования к режимной автоматике.  |
| 7 | Управление загрузкой заданных сечений сети и выбор сечений для регулирования перетока.  | Изменение уставок передаваемой по сечениям сети мощности. Переключение заданий на регулирование мощности по разным сечениям сети. | Автоматическая отработка заданий по выдаваемой мощности во внешнюю сеть, выбор сечений для регулирования перетока.   | Функциональные требования к режимной автоматике.  |

Продолжение таблицы 4.1

|    |  |   |   |   |
|----|--|---|---|---|
| 8  | Автооператорный перевод Minigrid из режима параллельной работы в автоном.  | Ввод запрета параллельной работы Minigrid с внешней электрической сетью в режиме параллельной работы.   | Правильность действий автооператора при отработке макрозадач на реконфигурацию схемы и режимов работы Minigrid и автоматики.                    | Функциональные требования к автооператору автоматики.   |
| 9  | Автооператорный перевод Minigrid из режима автономной работы в режим параллельной работы с внешней электрической сетью           | Отмена запрета параллельной работы Minigrid с внешней электрической сетью в режиме автономной работы.   | Ввод запрета параллельной работы Minigrid с внешней электрической сетью в режиме параллельной работы.   | Функциональные требования к автооператору автоматики.   |
| 10 | Быстродействующее и селективное срабатывание пускового органа противоаварийной автоматики опережающего сбалансированного деления | Осуществление оперативных действий в Minigrid. Создание симметричных и несимметричных К.З. в электрической сети разной электрической удаленности. | Требуемое быстродействие противоаварийного опережающего деления сети, чувствительность и селективность работы противоаварийной автоматики АОСД. | Сбалансированное отделение ЛСЭ от внешней электрической сети за время менее 0.1 с. Время срабатывания ПО менее 20 мс. |

#### 4.4 Результаты испытаний

*Проверка автоматического перевода генератора из горячего резерва в состояние готовности к синхронизации или несения нагрузки (№1, таблица 4.1).*

Регулирование осуществляется разработанными ПИ регуляторами.

Перевод генератора из состояния горячего резерва в состояние готовности к синхронизации или несения нагрузки осуществляется при отключенном автооператоре (в режиме ручного управления) по команде «Включить генератор» (Рисунок 4.2).

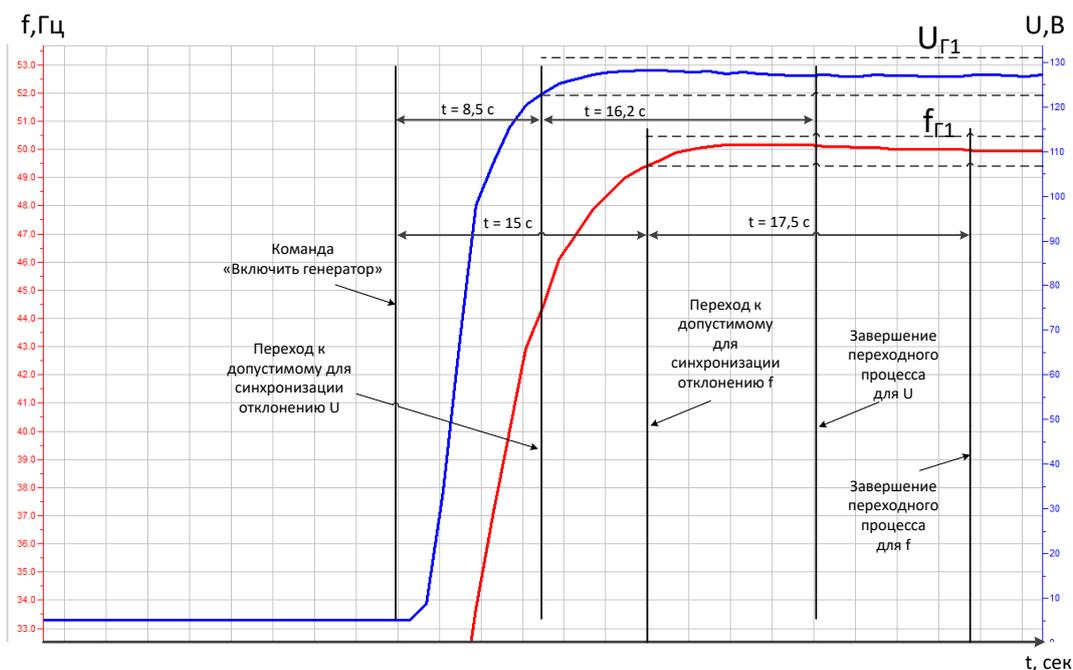


Рисунок 4.2 - Осциллограмма процесса опыта 1.1

*Основные результаты опыта 1.1:*

Время выхода генератора в режим с допустимыми отклонениями:

По напряжению  $8,5$  с;

По частоте  $15$  с.

Длительность переходного процесса при регулировании напряжения:  $24,7$  с;

Длительность переходного процесса при регулировании частоты:  $32,5$  с;

Статизм регулирования напряжения  $0\%$ ;

Статизм регулирования частоты  $0\%$ ;

Перерегулирование по напряжению  $1,6\%$ ;

Перерегулирование по частоте  $0,2\%$ .

***Проверка допустимости статизма первичного регулирования напряжения и скорости вращения энергоблоков (№2, таблица 4.1).***

Опыты предусматривают включение нагрузки Н2 ( $P_{\text{нагр}} = 1.08$  кВт при номинальном напряжении) на шины холостого генератора при отключенных и включенных регуляторах возбуждения и скорости вращения. Регулирование осуществляется ПИ регуляторами.

В опыте 2.1. Регуляторы отключены (Рисунок 4.3);

В опыте 2.2. Регуляторы включены (Рисунок 4.4).

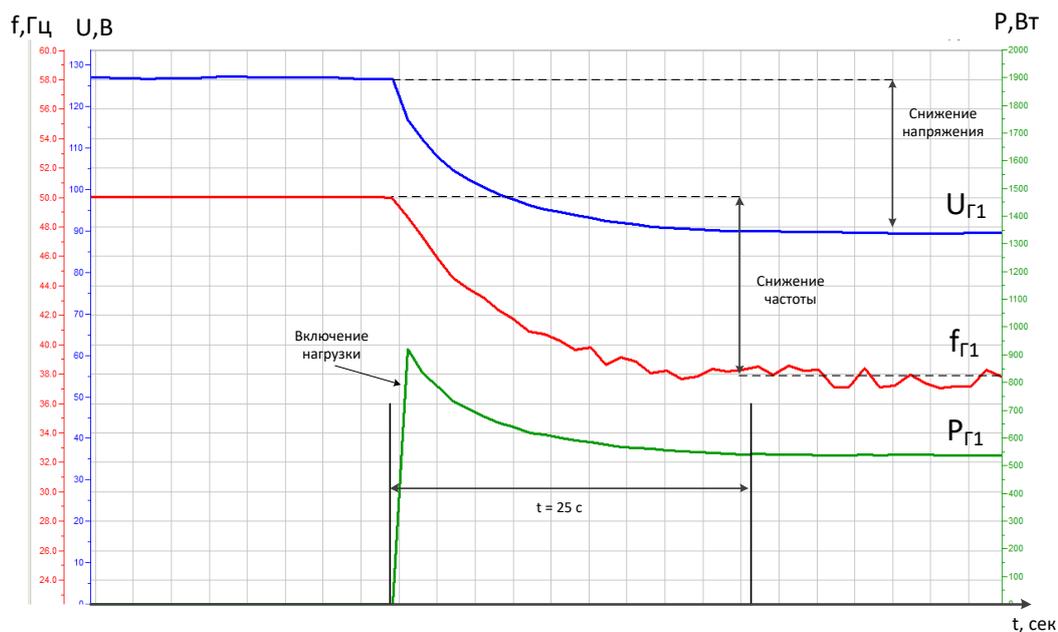


Рисунок 4.3 - Осциллограмма опыта 2.1

*Основные результаты опыта 2.1:*

Статизм по напряжению в относительных единицах ( $U_{\text{ном}} = 127 \text{ В}$ ,  $P_{\text{ном.Г1}} = 3 \text{ кВт}$ )  
0,95;

Статизм по частоте в относительных единицах 0,79.

*Вывод* - нерегулируемый энергоблок обладает недопустимыми статизмами по напряжению и частоте.

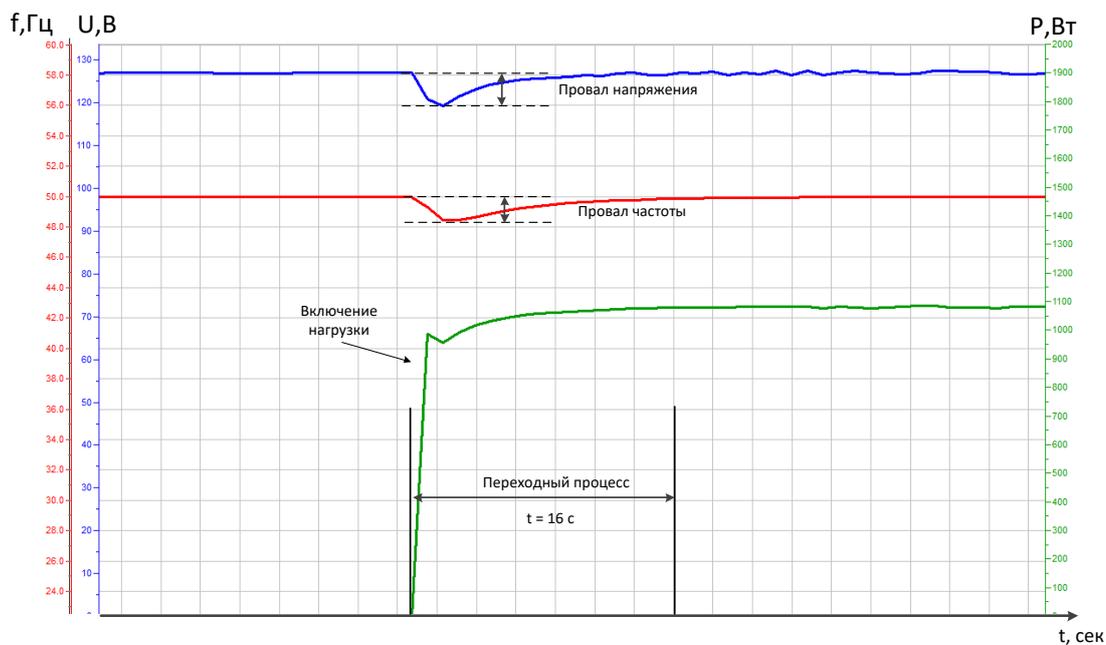


Рисунок 4.4 - Осциллограмма опыта 2.2

*Основные результаты опыта 2.2:*

|  |               |
|--|---------------|
| Время завершения переходного процесса      | 16 с;         |
| Провал напряжения                          | 7 В (5,5 %);  |
| Провал частоты                             | 1,5 Гц (3 %); |
| Статизм регулирования напряжения и частоты | 0 %.          |

*Вывод* - регулируемый энергоблок обладает нулевыми статизмами по напряжению и частоте, высоким качеством регулирования, показатели с запасом удовлетворяют существующим требованиям.

***Проверка синхронизации генераторов Minigrid, работающих без нагрузки, с шинами приемной энергосистемы (на модели с ШБМ или с удаленным центром питания) при значениях параметров из допустимой области (с одновременным включением группы выключателей) (№3, таблица 4.1).***

Опыты предусматривают запуск активной автоматической синхронизации генератора с ШБМ или между собой с заданными допустимыми рассогласованиями по частоте, напряжению и углу (Рисунок 4.5).

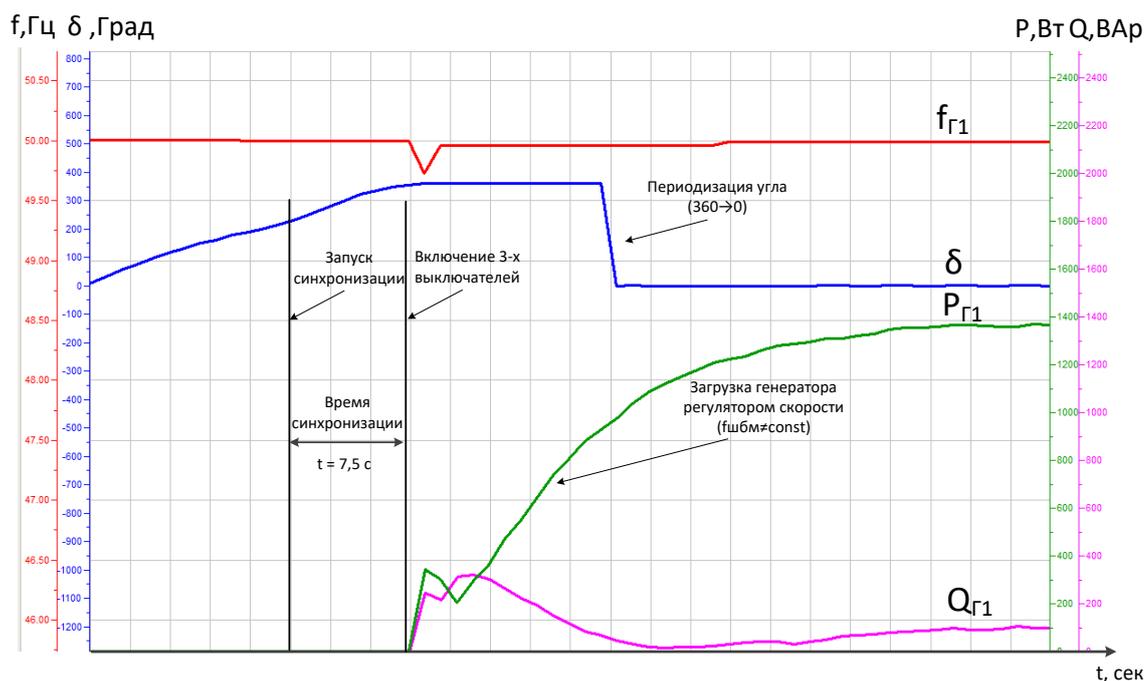


Рисунок 4.5 - Оциллограмма синхронизации ненагруженного генератора Г1 с ШБМ

*Основные результаты опыта:*

Параметры процесса:

|                                |          |
|--------------------------------|----------|
| Ошибка включения по напряжению | 3 %;     |
| Ошибка включения по скольжению | 0,05 Гц; |

Ошибка включения по углу 6 град;

Длительность синхронизации 7,5 с.

*Вывод* - синхронизация ненагруженного генератора производится с высоким качеством регулирования всех условий синхронизации, показатели с запасом удовлетворяют существующим требованиям.

***Проверка синхронизации нагруженных генераторов с ШБМ или с центром питания при значениях параметров из допустимой области (№4, таблица 4.1).***

В опыте осуществляется запуск активной автоматической синхронизации с заданными допустимыми рассогласованиями по частоте, напряжению и углу при отключенном автооператоре.

Состояние схемы модели Minigrid до и после команды синхронизации нагруженного генератора Г1 с ШБМ с одновременным включением 2-х выключателей в цепи связи источников (Рисунок 4.6).

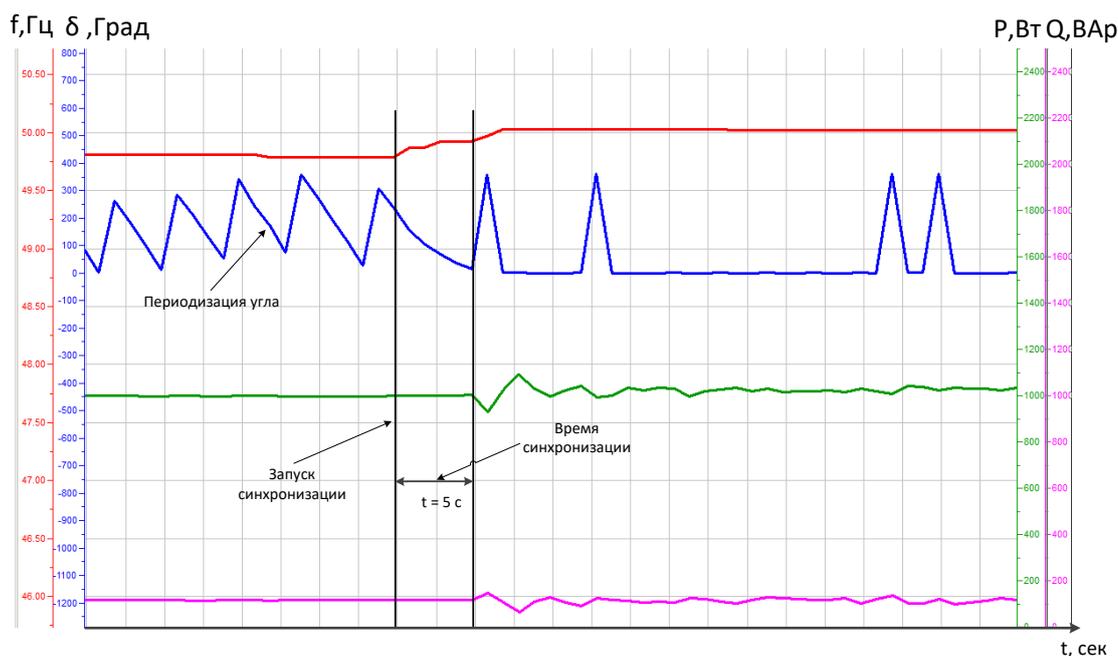


Рисунок 4.6 - Осциллограмма синхронизации нагруженного генератора Г1 с ШБМ

*Основные результаты опыта:*

Параметры процесса:

Ошибка включения по напряжению 3 %;

Ошибка включения по скольжению 0,05 Гц;

Ошибка включения по углу 6 град;

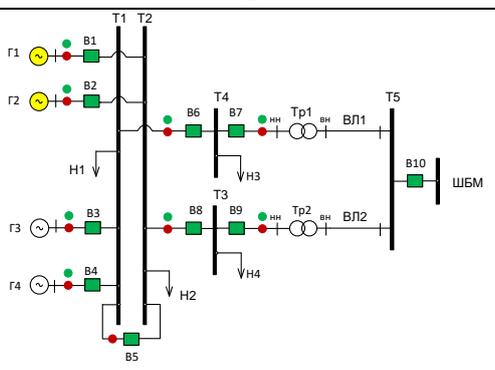
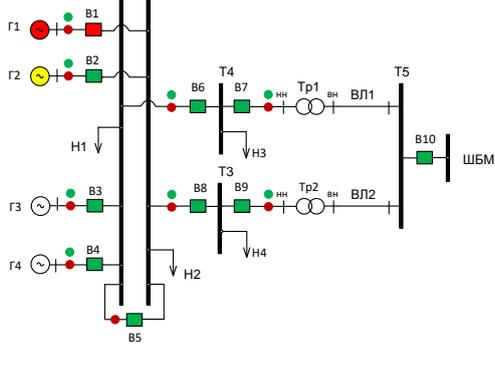
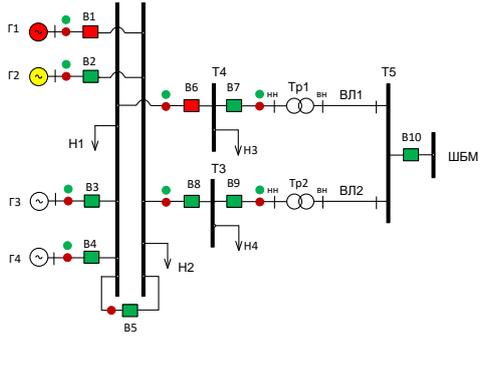
Длительность синхронизации 5 с.

*Вывод* - синхронизация нагруженного генератора производится с высоким качеством регулирования всех условий синхронизации, показатели с запасом удовлетворяют существующим требованиям.

*Проверка управления автооператором составом включенного генерирующего оборудования при изолированной работе Minigrid (№5, таблица 4.1).*

В опытах осуществляют подключение и отключение дополнительной нагрузки с превышением допустимой загрузки работающих генераторов (Рисунок 4.7).

Таблица 4.2 - Состояния генераторов и схемы ЛСЭ при испытании

| Режим генераторов и сети  | Схема сети   |
|---|--|
| <p style="text-align: center;">0</p> <p>Исходно Г1 и Г2 находятся в состоянии горячего резерва (вращаются с малым возбуждением на пониженных оборотах)</p>                          | <p style="text-align: center;">1</p>  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Дается команда на включение Г1 (включаются регуляторы возбуждения и скорости)</li> <li>Включением В1 Г1 включается на нагрузку Н1</li> </ul> |                                      |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Включается В6 (включение нагрузки Н3), создавая превышение загрузки генератора заданной номинальной мощности</li> </ul>                      |                                      |

Продолжение таблицы 4.2

|   |  |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Автооператор включает регуляторы генератора Г2</li> <li>• После достижения напряжением и скоростью вращения уставочных значений запускает синхронизацию Г2 с Г1</li> <li>• После синхронизации на В2 переводит регуляторы возбуждения и мощности Г2 в режим долевого участия в активной и реактивной мощностях Г1</li> </ul> |  |
| <p>Отключают В6 (нагрузку Н3)</p>   |  |
| <p>Автооператор по условию достаточности мощности Г1 для покрытия оставшейся нагрузки разгружает Г2 до нуля и дает команду на его отключение (перевод в режим пониженных оборотов и малого возбуждения)</p>   |  |

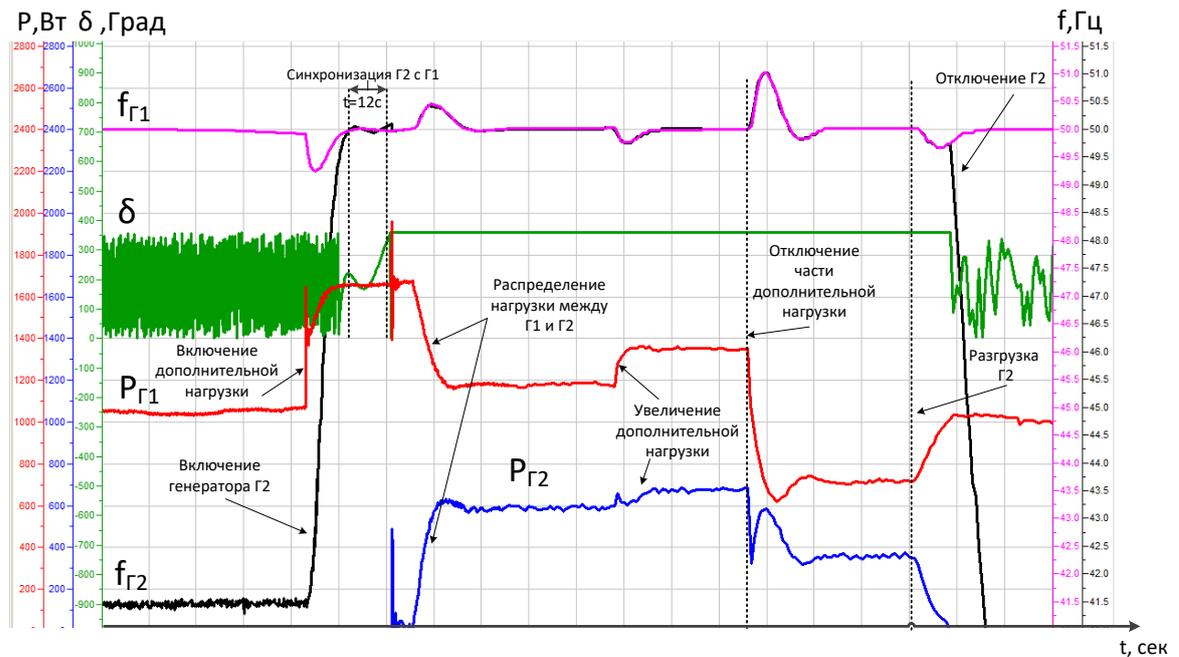


Рисунок 4.7 - Осциллограмма процессов при управлении составом включенного генерирующего оборудования автооператором в режиме изолированной работы ЛСЭ

*Основные результаты опыта:*

- Запуск и синхронизация генераторов под управлением автооператора осуществляется за время менее 30 с;
- Разгрузка и перевод генераторов в режим готовности к пуску осуществляется за время менее 20 с.

Управление автооператором составом включенного оборудования безошибочно, эффективно по времени и качеству переходного процесса.

*Основной вывод* - Управление составом генерирующего оборудования работает правильно.

***Управление загрузкой заданных сечений сети и выбор сечений для регулирования перетока (№6, таблица 4.1).***

В опытах производится изменение уставок передаваемой по сечениям сети мощности.

Проверяется автоматическая отработка заданий по выдаваемой мощности во внешнюю сеть, выбор сечений для регулирования перетока (Рисунок 4.8).

Таблица 4.3 - Состояние схемы и состав генерирующего оборудования в опытах

| Режим ЛСЭ   | Схема сети |
|---|------------|
| <p>Режим параллельной работы с внешней электрической сетью с разделением электростанции на полустанции. В работе 4 генератора. Автооператор контролирует условия сбалансированности, выбирает сечения для балансировки и изменяет режимы и уставки регуляторов в зависимости от собственной нагрузки ЛСЭ.</p> |            |

*Основные результаты опыта:*

- Увеличение загрузки сечений при управлении процессом автооператором производится за время 5 -10 с;
- Уменьшение загрузки сечений при управлении процессом автооператором производится за время менее 5 с.

Автооператор правильно выбирает и обеспечивает сечения для поддержания готовности к аварийному сбалансированному делению

*Основной вывод* - Управление нагрузкой заданных сечений сети и выбор сечений для регулирования перетока *работает* правильно с хорошим качеством переходных процессов.

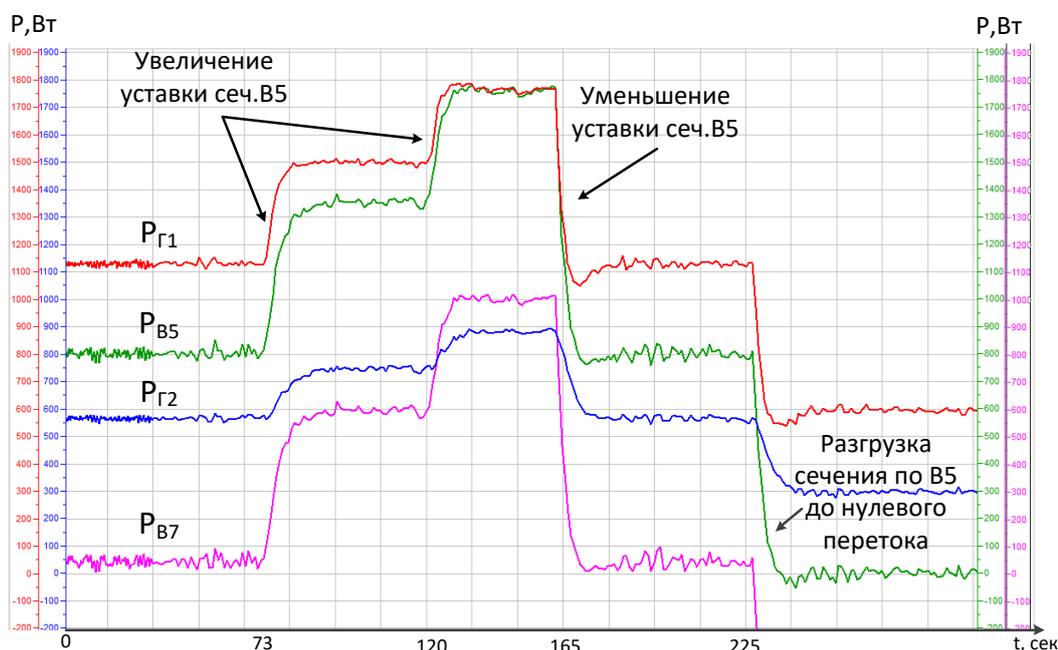


Рисунок 4.8 - Процесс обработки автооператором заданий по нагрузке заданных сечений сети и выбор сечений для регулирования перетока (№7, таблица 4.1)

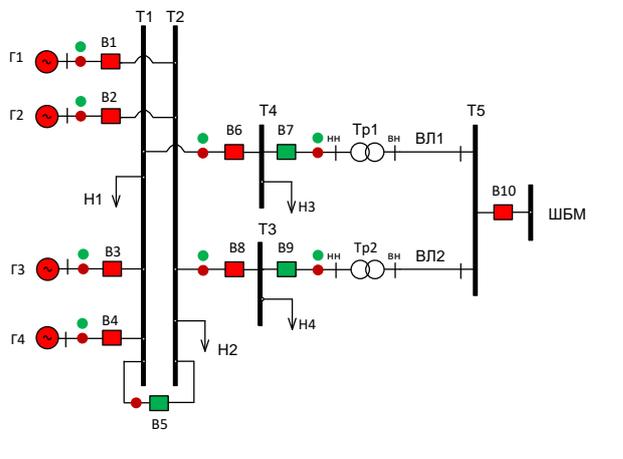
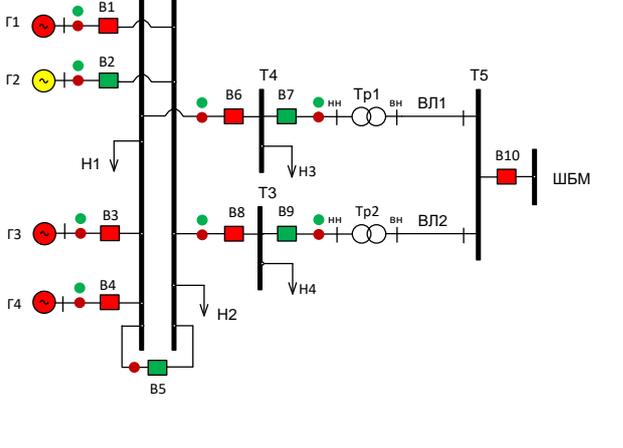
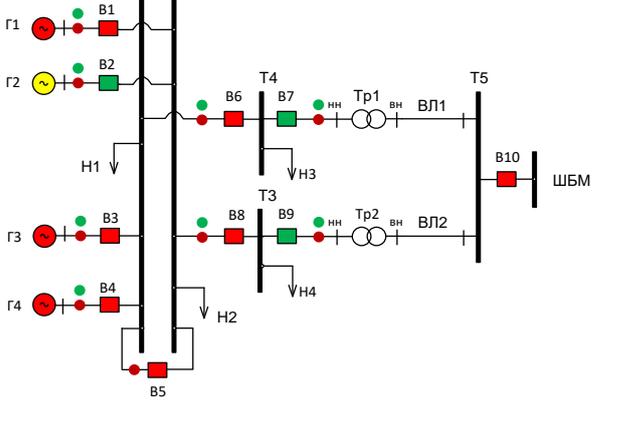
**Проверка перевода автооператором Minigrid из режима параллельной работы в автоном (№8, таблица 4.1).**

Проверяется правильность действий автооператора при обработке макрозаданий на реконфигурацию схемы и режимов работы Minigrid и автоматики при переходе в режим автономной работы.

Таблица 4.4 - Структурные изменения схемы электрической сети при работе автооператора

| Режим сети  | Схема сети |
|---|------------|
| 0   | 1          |
| <p>Исходно обе полустанции Minigrid работают параллельно с внешней сетью.<br/> Полустанции выдают мощность во внешнюю электрическую сеть.<br/> Автооператор включен.<br/> Режим параллельной работы Minigrid с внешней электросетью разрешен.</p> |            |

Продолжение таблицы 4.4

| 0   | 1  |
|---|--|
| <p>Оператором Minigrіd дается команда запрета режима параллельной работы с внешней сетью.</p> <p>Автооператор путем выдачи команд регуляторам Г1 сводит переток по В7 к нулю, отключает В7, переводит регуляторы Г1 в режим регулирования частоты и напряжения, дает задание оператору подстанции Б сбалансировать ее с нагрузкой Н2 и отключить выключатель В9.</p>          |    |
| <p>После перехода подстанции А в автономный режим автооператор по условиям баланса располагаемой генерации и имеющейся нагрузки разгружает Г2 до нуля и дает команду на его отключение с переводом в состояние готовности к возможному последующему вводу в работу.</p> <p>В результате действий обе подстанции работают изолированно на собственную нагрузку.</p>            |   |
| <p>Автооператор запускает синхронизацию подстанции А (Г1) с подстанцией Б (Г3, Г4).</p> <p>После синхронизации и включения В5 автооператор из генераторов Г1 и Г2 создает общую группу регулирования частоты и напряжения в Minigrіd и продолжает управление ее режимами как автономно работающей энергосистемы до снятия запрета на параллельную работу с внешней сетью.</p> |  |

*Основные результаты опыта:*

Автооператор безошибочно переводит Minigrіd из режима параллельной работы в автоном. На всех этапах обеспечивается хорошее качество переходных процессов.

*Основной вывод* - Управление автооператором переводом Minigrid в автономный режим работает правильно.

***Проверка перевода Minigrid из режима автономной работы в режим параллельной работы с внешней электрической сетью при отмене запрета параллельной работы.***

Проверяется правильность действий автооператора при отработке макрозаданий на реконфигурацию схемы и режимов Minigrid и автоматики при переходе из режима автономной работы в режим параллельной работы с внешней электрической сетью.

*Основные результаты опыта:*

Автооператор безошибочно переводит Minigrid из режима автономной работы в режим параллельной работы с внешней электрической сетью.

На всех этапах обеспечивается хорошее качество переходных процессов.

*Основной вывод* - Управление автооператором переводом Minigrid в режим параллельной работы с внешней электрической сетью работает правильно.

***Проверка быстродействия и селективности срабатывания пускового органа противоаварийной автоматики опережающего сбалансированного деления (№9 Таблица 4.1).***

*Цель испытаний* - проверка работоспособности, требуемой селективности и быстродействия срабатывания пускового органа (ПО) автоматики опережающего сбалансированного деления (АОСД) (Рисунок 4.9).

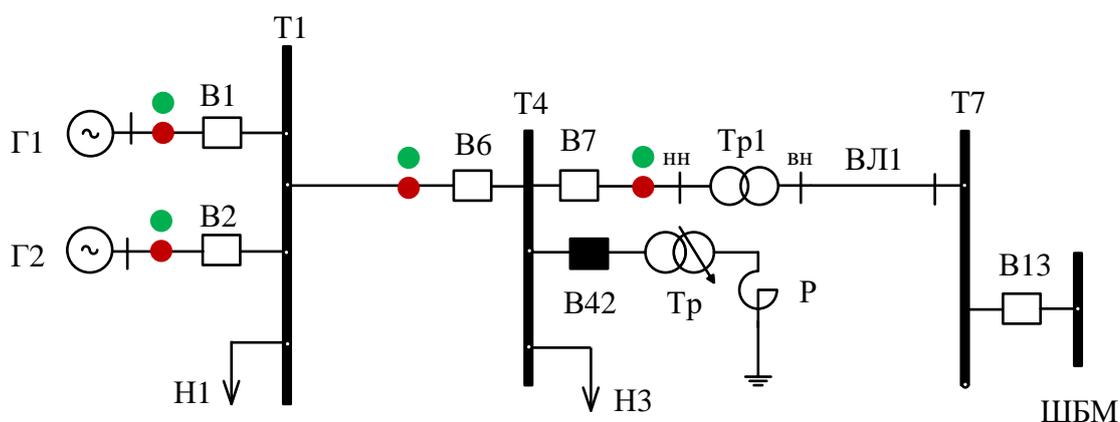


Рисунок 4.9 - Схема установки для проверки работы ПО

*Способ проверки:*

Создаются нормальные и аварийные режимы с условиями срабатывания и несрабатывания ПО.

К условиям срабатывания относятся снижение напряжения ниже уставки по прямой и повышение напряжения выше уставки по обратной последовательности.

Уставки срабатывания, предварительно заданные в устройстве: напряжение прямой последовательности  $0,8U_n$ , напряжение обратной последовательности  $0,2U_n$ .

К условиям несрабатывания относятся операционные режимы технологического характера - включения, отключения нагрузок, синхронизации и включения генераторов и т.д.

Для реализации требуемых условий в исходной схеме на шины Т4 дополнительно включается через выключатель В42 трансформатор, к выводам которого подсоединяется реактор Р.

Во всех случаях исходным является режим параллельной работы полустанции с внешней сетью.

**Опыт №1**

Таблица 4.5 - Действия при определении напряжения срабатывания пускового органа

| № | Действие  | Результат                              |
|---|---|--|
| 1 | Вручную, последовательно включаем выключатели В13, В7, В42  | -                                      |
| 2 | С помощью регулировочного трансформатора Тр увеличиваем ток потребления реактором. При этом напряжение на шине Т4 проседает за счёт дополнительного падения напряжения на сопротивлениях ВЛ1 и питающего трансформатора Тр1 | ПО срабатывает при снижении напряжения |
| 3 | Регистрируем напряжение, при котором происходит срабатывание пускового органа   | Срабатывание при $U=101В$ (0.8 от 127) |
| 4 | Вручную выключаем выключатель В42   | выполнено                              |

**Опыты группы №2**

Определение напряжения срабатывания пускового органа в динамических режимах при включении симметричного и несимметричного шунтового элемента выключателем В42.

Таблица 4.6 - Действия при определении напряжения срабатывания пускового органа в динамических режимах

| № | Действие   | Результат  | Примеч.       |
|---|--|--|---------------|
| 1 | Запускается регистратор процесса                               | -  | -             |
| 2 | Вручную включаем выключатель В42                               | -  | -             |
| 3 | Вручную с задержкой выключаем выключатель В42                  | -  | -             |
| 4 | Анализируются регистрограммы процесса при симметричном шунте   | Срабатывание по напряжению прямой последовательности 101 В с задержкой 15 мс.  | Рисунок 4.10. |
| 5 | Анализируются регистрограммы процесса при несимметричном шунте | Срабатывание по напряжению обратной последовательности 25 В с задержкой 14 мс. | Рисунок 4.11. |

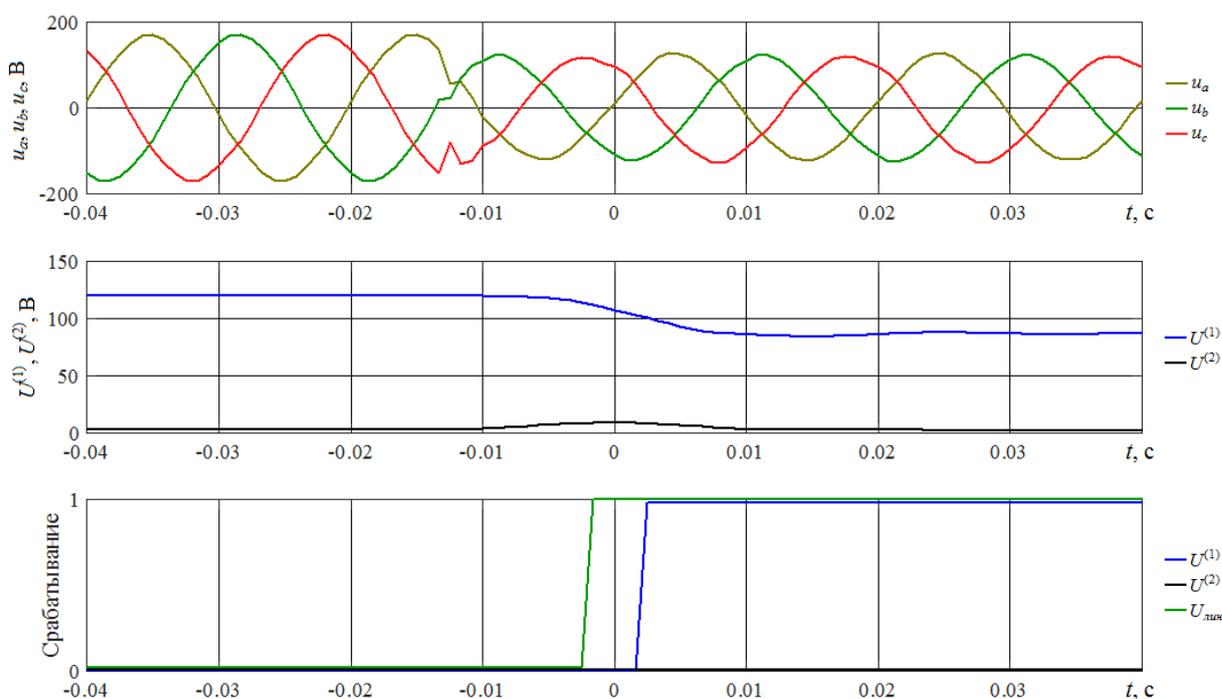


Рисунок 4.10 - Осциллограмма напряжений в фазах (верхняя часть), напряжения прямой и обратной последовательностей (средняя часть), сигналы срабатывания по каналам прямой последовательности (синий цвет) и среднеквадратического трехфазного напряжения (зеленый цвет)

### Опыты группы №3

Проверки несрабатывания ПО при коммутациях нагрузки, включении с синхронизацией генераторов, отключении генераторов.

Таблица 4.7 - Действия при проверке не срабатывания пускового органа в динамических режимах

| № | Действие   | Результат         | Примеч.   |
|---|--|-------------------|---|
| 1 | Вручную последовательно включаем и отключаем нагрузки Н1,Н3  | ПО не срабатывает | По регистрограммам процессов проверяем возникающие Минимальные напряжения прямой последовательности и максимальные обратной |
| 2 | Вручную включаем с синхронизацией Г1 и Г2, отключаем Г1 и Г2 | ПО не срабатывает |   |

Выводы: автоматика пускового органа опережающего сбалансированного деления работает правильно. Время срабатывания пускового органа 14-17 мс.

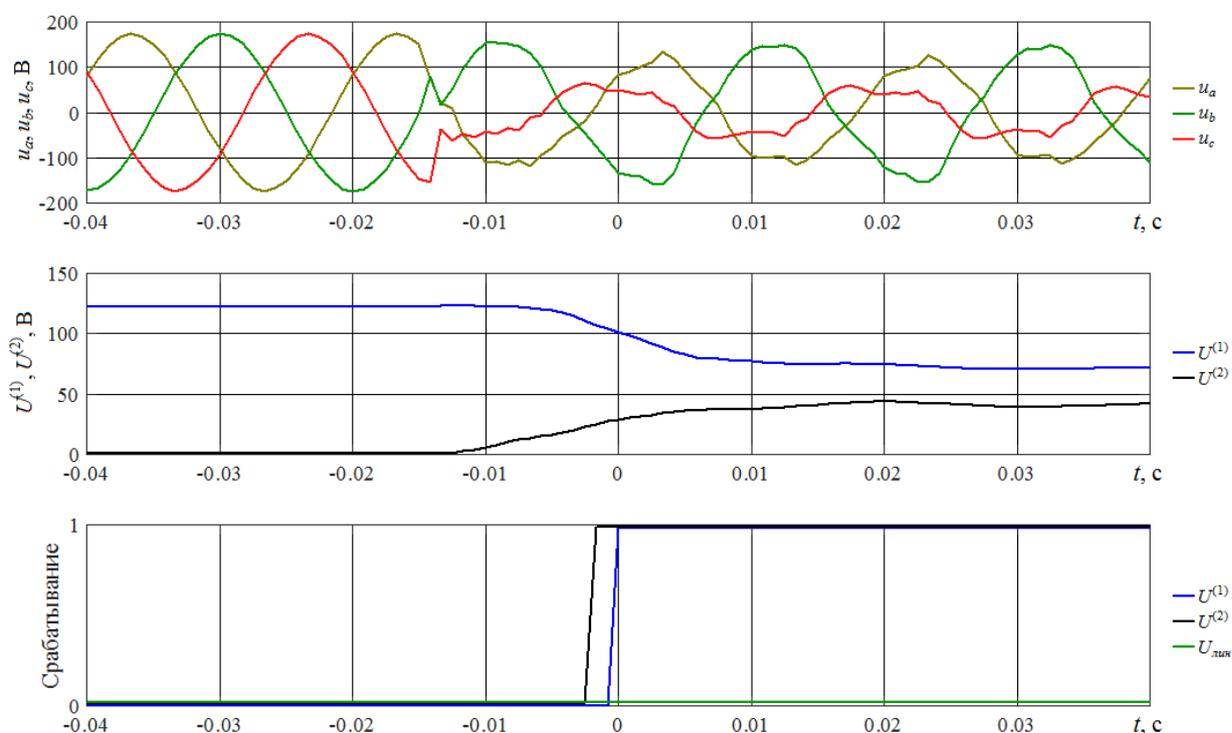


Рисунок 4.11- Осциллограмма напряжений в фазах (верхняя часть), напряжения прямой и обратной последовательностей (средняя часть), сигналы срабатывания по каналам прямой (синий цвет) и обратной последовательностям (черный цвет)

#### Выводы по главе 4

Испытания ПТК подтвердили его работоспособность.

При испытаниях установлено, что опытный образец ПТК соответствует требованиям программы и методики испытаний.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За последние годы в Монгольской энергосистеме введено в эксплуатацию множество электростанций малой мощности, включенных в общую электрическую сеть. Среди них есть, как топливные электростанции, так и электростанции на возобновляемых энергоресурсах. Новыми проблемами, связанными с развитием распределенной малой генерации, стали обеспечение допустимости режимов в условиях повышенной стохастичности генерации и надежности электроснабжения потребителей в условиях нестабильной работы электронной генерации, частых отключений синхронной малой генерации.

Полученные в работе результаты исследования устойчивости режимов МЭС и локальных сетевых зон с малой генерацией позволили обосновать рекомендации по дальнейшему развитию РМГ в МЭС в части размещения и концентрации МГ в районах МЭС, применения инновационной автоматики опережающего сбалансированного деления, управления уравнительными перетоками мощности в замкнутых контурах с МГ, а также распределенный расчет установившихся режимов электрических сетей с локальными системами энергоснабжения (Minigrid).

Рекомендации будут учитываться при проектировании объектов малой генерации, а разработанный способ управления реализуется в опытном образце автоматики ООО «Модульные системы Торнадо».

Достоверность и практическая реализуемость части результатов подтверждена испытаниями автоматики АОСД на физической модели Minigrid с участием автора.

**СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

|       |   |
|-------|---|
| ААЭС  | Активно-адаптивные электрические сети                         |
| АОД   | Автоматика опережающего деления                               |
| АОСД  | Автоматика опережающего сбалансированного деления             |
| АРВ   | Автоматический регулятор возбуждения                          |
| АРС   | Автоматический регулятор скорости                             |
| АСКУЭ | Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии |
| АЭС   | Атомная электростанция  |
| АЭЭС  | Автоматизированные электроэнергетические системы              |
| БУ    | Балансирующий узел  |
| ВДТ   | Вольтодобавочный трансформатор                                |
| ВИЭ   | Возобновляемый источник энергии                               |
| ВЛ    | Воздушная линия   |
| ВН    | Высокое напряжение  |
| ВОЗ   | Всемирная организация здравоохранения                         |
| ВЭС   | Ветроэлектростанция   |
| ГПУ   | Газопоршневая установка                                       |
| ГТУ   | Газотурбинная установка                                       |
| ГЭС   | Гидроэлектростанция   |
| ЕЭС   | Единая энергетическая система                                 |
| ИУ    | Интеллектуальное управление                                   |
| ИЭ    | Интернет энергий  |
| ИЭС   | Интеллектуальная электроэнергетическая система                |
| КИУМ  | Коэффициент использования установленных мощностей             |
| КЛ    | Кабельная линия   |
| КПИТ  | Коэффициент полезного использования топлива                   |
| КУ    | Компенсирующие устройства                                     |
| ЛР    | Локальный регулятор   |
| ЛСАУ  | Линейных системы алгебраических уравнений                     |
| ЛСЭ   | Локальная система электроснабжения                            |
| ЛЭП   | Линия электропередачи   |
| ЛЭС   | Локальная энергосистема                                       |

|       |  |
|-------|--|
| МГ    | Малая генерация  |
| МГЭС  | Малая гидроэлектростанция  |
| МУ    | Методические указания  |
| МЭС   | Монгольская энергосистема  |
| НН    | Низкое напряжение  |
| НР    | Нормальный режим   |
| НТИ   | Национальная технологическая инициатива  |
| ПА    | Противоаварийная автоматика  |
| ПАГ   | Прерывистая альтернативная генерация   |
| ПБВ   | Устройство переключения без возбуждения  |
| ПВК   | Программно-вычислительный комплекс   |
| ПГУ   | Парогазовая установка  |
| ПН    | Преобразователь напряжения   |
| ПНГ   | Попутного нефтяного газа   |
| ПС    | Подстанция   |
| ПТК   | Программно-технический комплекс  |
| Р     | Реактор  |
| РГ    | Распределенная генерация   |
| РЗ    | Релейная защита  |
| РЗА   | Релейная защита и автоматика   |
| РМГ   | Распределенная малая генерация   |
| РП    | Распределительный пункт  |
| РПН   | Устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой   |
| РУ    | Распределительные устройства   |
| РЭС   | Распределительная электрическая сеть   |
| СГ    | Синхронный генератор   |
| СИГРЭ | Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения (Conseil International des Grands Reseaux Electriques – CIGRE) |
| СК    | Синхронный компенсатор   |
| СКРМ  | Средства компенсации реактивной мощности   |
| СНЭ   | Система накопления энергии   |
| СО    | Системный оператор   |

|       |  |
|-------|--|
| СТК   | Статический тиристорный компенсатор  |
| СУ    | Система управления   |
| СЭС   | Солнечная электростанция   |
| ТП    | Трансформаторный пункт   |
| ТЭС   | Тепловая электростанция  |
| ТЭЦ   | Теплоэлектроцентраль   |
| УУР   | Уравнения установившегося режима   |
| ФПУ   | Фазоповоротное устройство  |
| ФЭМ   | Фотоэлектрические модули   |
| ХХ    | Холостой ход   |
| ЦМ    | Цифровая модель  |
| ЦП    | Центр питания  |
| ЦС    | Централизованная система   |
| ЦУС   | Центр управления система   |
| ЦЭС   | Центральная энергосистема  |
| Ш     | Шина   |
| ШБМ   | Шины бесконечной мощности  |
| ШР    | Шунтирующий реактор  |
| ЭГ    | Электронная генерация  |
| ЭДС   | Электродвижущая сила   |
| ЭС    | Электрическая сеть   |
| ЭС    | Энергосистема  |
| ЭЭ    | Электроэнергия   |
| ЭЭС   | Электроэнергетическая система  |
| АС    | Alternating current (Переменный ток)   |
| DC    | Direct current (Постоянный ток)  |
| DFIG  | Doubly fed induction generators (Асинхронхронизированные генераторы двойного питания)  |
| FACTS | Flexible alternative current transmission system (Гибкая система передачи переменного тока, управляемая система передачи переменного тока) |
| HVRT  | High voltage ride through  |
| LVRT  | Low voltage ride through   |

|      |   |
|------|---|
| MPPT | Maximum power point tracker (Слежение за точкой максимальной мощности)    |
| PMU  | Phasor measurement unit (Блок векторных измерений)                        |
| SG   | Smart Grid (Интеллектуальная/умная энергосистема/сеть)                    |
| UVRT | Under-voltage ride through  |
| WAMS | Wide area measurement system (Система распределенных векторных измерений) |

## ГЛОССАРИЙ

*Электронная генерация* - источник электроэнергии, питающий нагрузку на переменном или постоянном токе через преобразовательное устройство. Одним из видов электронной генерации является виртуальная синхронная машина.

*Интернет энергии (Internet of Energy (IoE))* - децентрализованная электроэнергетическая система, в которой реализованы распределенная генерация и распределенное интеллектуальное управление, осуществляемое за счет энергетических транзакций между ее пользователями.

*Энергетическая транзакция (Transactive energy (TE))* - акт технического и экономического взаимодействия между пользователями и их оборудованием, при котором осуществляется согласованное управление параметрами работы этого оборудования, за счет чего один из пользователей приобретает некоторое полезное качество (ценность), а другой пользователь получает оплату за это качество (ценность). Энергетическая транзакция представляет собой единство трех взаимодействий между пользователями и их оборудованием: финансово-договорного, информационно-управляющего и физического (электрического).

*Пользователями* - Интернета энергии могут быть владельцы любого электроэнергетического оборудования, которое может производить (генерировать), накапливать (аккумулировать) и потреблять электроэнергию, а также субъекты, оказывающие владельцам электроэнергетического оборудования различные услуги. Пулы электроэнергетического оборудования пользователей Интернета энергии, имеющего общую точку присоединения к электрическим сетям и информационным каналам, обеспечивающим связь с Интернетом энергии, образуют структурную единицу Интернета энергии – энергетическую ячейку. Интернет энергии представляет собой сеть энергетических ячеек и обеспечивает их связь и взаимодействие друг с другом. В целях роботизированного оказания и получения услуг пользователи Интернета энергии обращаются к приложениям (App) - сервисным программам, самостоятельно выстраивающим взаимодействие между энергетическими ячейками за счет формирования наборов энергетических транзакций для реализации тех или иных услуг. В Интернете энергии возможны два типа энергетических транзакций: peer-to-peer транзакции, осуществляемые между двумя пользователями Интернета энергии, и peer to-operator транзакции, осуществляемые

между пользователем Интернета энергии и оператором пользовательского приложения.

*Internet of Things (IoT)* - подсистема межмашинного взаимодействия и обмена управляющими воздействиями между энергетическими ячейками и энергетическим оборудованием.

*Neural Grid (NG)* - подсистема поддержания баланса мощности и обеспечения статической и динамической устойчивости энергосистемы.

*Smart Grid* - концепция интеллектуальной электроэнергетической системы, которая базируется на внедрении инновационных технологий и решений.

*Виртуальная синхронная машина* - источник электроэнергии, включенный в электрическую сеть переменного тока через инвертор, имитирующий динамические характеристики, статизм по напряжению и частоте синхронной электрической машины традиционного источника.

*Устойчивость динамической системы* - свойство системы возвращаться в исходное или близкое к нему установившееся состояние после воздействия какими-либо внешними или внутренними факторами.

*Балансовая устойчивость покрытия спроса на ЭЭ и мощность* - свойство ЭЭС непрерывно удовлетворять спрос на электрическую энергию и генерирующую мощность в условиях стохастичности спроса и части генерирующей мощности.

*Функциональная «устойчивость» релейной защиты и автоматики* - свойство РЗА непрерывно выполнять свои основные функции при внешних и внутренних возмущениях, изменениях условий работы.

*Исследование устойчивости динамической системы* - исследование свойства системы возвращаться в исходное или близкое к нему установившееся состояние после воздействия какими-либо внешними или внутренними факторами.

*Критерий устойчивости* - условие, выполнение или невыполнение которого соответствуют сохранению или нарушению устойчивости.

*Статически устойчивый режим ЭЭС* - режим ЭЭС, сохраняющийся при малых возмущениях.

*Статически апериодически устойчивый режим ЭЭС* - режим ЭЭС без апериодического увеличения отклонений его параметров от исходного состояния при малых возмущениях.

*Статически колебательно устойчивый режим ЭЭС* - режим ЭЭС без увеличения отклонений его параметров от исходного состояния в колебательном процессе при малых возмущениях.

*Динамически устойчивый режим ЭЭС* - режим ЭЭС, восстанавливающий в переходном процессе исходный или близкий к нему режим без нарушений устойчивости после больших возмущений.

*Результирующе устойчивый режим ЭЭС* - режим ЭЭС, после больших возмущений которого восстанавливается исходный или близкий к нему режим и, при этом, в переходном процессе возникали нарушения устойчивости.

#### *Примечание к Глоссарию*

Представленные определения устойчивых режимов носят общий характер, т.е. характеризуют режим по свойствам в целом, независимо от его частных проявлений. Например, можно говорить об устойчивости частоты в ЭЭС, об устойчивости параллельной работы отдельных частей ЭЭС, об устойчивости узлов нагрузки в ЭЭС, об устойчивости режима напряжения, об устойчивости распределения нагрузки между энергоблоками на электростанциях, между электростанциями и частями ЭЭС и т.д.

Важно отметить, что нарушение устойчивости системы в общем смысле (*в целом*) есть всегда, если есть нарушение любой частной устойчивости, но сохранение *частной* устойчивости не является достаточным условием сохранения устойчивости в целом. Также следует отметить, что, если “устойчивость” режима сохранена за счет отключения (ограничения) потребления энергии, то исходный режим в целом, по определению, также следует считать неустойчивым, т.к. не сохранились близкими к исходным параметрам основные параметры, а именно параметры электропотребления.

Нарушения устойчивости могут носить локальный или системный характер. Локальным нарушением следует считать, нарушения, затронувшие небольшую область общего режима энергосистемы. Соответственно глобальными (системными) следует считать нарушения, затронувшие значительные области, как правило, со структурными изменениями (разделение системы на несбалансированные части с

большими отклонениями режимных параметров и ограничениями электропотребления).

Сложнее дело обстоит с системами систем, в т.ч. для *IoE*, предполагающей множество активных энергетических ячеек, как одноуровневых, так и вложенных (иерархических). В таких системах с учетом децентрализованного управления, локализуемого в ячейках, ослабляется их взаимное влияние друг на друга. Последствия локального возмущения, в том числе нарушения устойчивости режима, преимущественно могут локализоваться в той ячейке, где оно возникло без последствий для других частей системы. Структурные изменения (деление системы на части, изменение конфигурации электрической сети) ввиду сбалансированности ячеек могут не приводить к системным последствиям в виде ограничений электропотребления.

Для систем с высокой долей распределенных возобновляемых источников энергии (ВИЭ), имеющих негарантированную (стохастическую) выработку электроэнергии и мощности, целесообразно учесть в понятии Системной устойчивости возможность ее нарушения в результате распределенных возмущений, связанных со значительными снижениями и колебаниями суммарной выработки энергии и мощности на ВИЭ.

*С учетом представленных особенностей IoE представляется целесообразным ввести дополнительные понятия устойчивости: устойчивость режима энергетической ячейки, системная устойчивость режима ЭЭС, первичное возмущение, вторичное возмущение, территориальное нарушение баланса.*

*Статически устойчивый режим энергетической ячейки ЭЭС - режим энергетической ячейки, сохраняющийся при малых возмущениях.*

*Статически аperiodически устойчивый режим энергетической ячейки ЭЭС - режим энергетической ячейки ЭЭС без аperiodического увеличения отклонений его параметров от исходного состояния при малых возмущениях.*

*Статически колебательно устойчивый режим энергетической ячейки ЭЭС - режим энергетической ячейки ЭЭС без увеличения отклонений его параметров от исходного состояния в колебательном процессе при малых возмущениях.*

*Динамически устойчивый режим ячейки ЭЭС - режим энергетической ячейки ЭЭС, восстанавливающий в переходном процессе исходный или близкий к нему*

режим без нарушений устойчивости после больших возмущений и не вызывающий опасных для внешних по отношению к ней ячеек ЭЭС вторичных возмущений.

*Результирующе устойчивый динамический режим ячейки ЭЭС* - режим энергетической ячейки ЭЭС, в котором после больших возмущений в ней восстанавливается исходный или близкий к нему режим и, при этом, в переходном процессе возникали нарушения устойчивости внутри ячейки, но не возникали опасные для внешних по отношению к ней ячеек ЭЭС вторичные возмущения.

*Системно устойчивый режим ЭЭС, состоящих из энергетических ячеек* - режим ЭЭС, в котором при возмущениях устойчивость режима сохраняется или ее нарушения происходят только в тех ячейках, в которых возникли возмущения.

*Первичное возмущение режима* - возмущение, возникающее внутри энергетической ячейки или на ее связях с другими энергетическими ячейками.

*Вторичное возмущение режима* - возмущение, возникающее в результате распространения действия первичного возмущения на внешние ячейки, по отношению к ячейке, в которой возникло первичное возмущение.

*Территориальное нарушение баланса* - нарушение общего баланса мощности и энергии в ЭЭС, вызываемое стохастичностью (слабой предсказуемостью) выработки электроэнергии и мощности на распределенных по электрической сети ЭЭС ВИЭ.

*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). 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 аккумулирования 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;
- Macrogrid - районные энергосистемы (активные районы сети) до 2 ГВт, напряжения 220 кВ и ниже;
- Minigrid - локальные энергосистемы (активные районы сети), от 1 до 25 МВт мощностей, напряжения (10 - 110) кВ;
- Microgrid - локальные энергосистемы (активные районы сети), от 100 кВт до 1 МВт мощностей, напряжения до 1 кВ;
- Nanogrid - индивидуальные и связанные системы энергоснабжения до 100 кВт;
- Picogrid - индивидуальные системы энергоснабжения до сотен Вт.

Использование приведенных понятий предполагает, что речь идет об умных сбалансированных электрических сетях (районах), т.е. *Minigrid* означает *Smart Minigrid*.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Дмитрий Холкин., Игорь Чаусов., Илья Бурдин. Архитектура Интернета энергии (Internet of Distributed Energy Architecture) White Paper 2018 Подготовлено Центром Развития Цифровой Энергетики в рамках мероприятий «Энерджинет» Национальной Технологической Инициативы. 2018. – с 47.;
2. 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.;
3. 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.;
4. IEEE 1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.;
5. 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. 2017 г. : сб. докл. - Санкт-Петербург, 2017.;
6. 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 2018 г., Новосибирск;
7. М.С. Волков, Особенности проектирования схем выдачи мощности объектов распределенной генерации//ЭНЕРГОЭКСПЕРТ. 2015, №5.;
8. 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;
9. 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.;
10. 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.;
  11. 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. 2017 г.: сб. докл. - Санкт-Петербург, 2017.;
  12. Антонов Н.В., Татевосова Л.И. Электропотребление России в 2008 году: вхождение в кризис // Электрика. 2010. - № 5. - С. 3 - 12.;
  13. Динамика потребления электроэнергии как индикатор экономической активности// Бюллетень социально-экономического кризиса в России - Выпуск №10, февраль 2016.
  14. Информационный ресурс:  
[http://www.kotelnaya.ru/publication/index.php?publicationtree\\_id=46.;](http://www.kotelnaya.ru/publication/index.php?publicationtree_id=46.;)
  15. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года  
<https://minenergo.gov.ru/node/1026.;>
  16. Федеральный Закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» .;
  17. Смородова О.В. Энергоэффективное использование попутного нефтяного газа//Инновационная наука. 2016 №4-3. С.154-157.;
  18. ПП Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1220 "Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг";
  19. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 октября 2009 г. № 846 "Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"
  20. Федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ "О теплоснабжении".;

21. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 “Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации.;
22. Горбачев Г. Н., Чаплыгин Е. Е. Промышленная электроника: Учебник для вузов/Под ред. В. А. Лабунцова. — М.: Энергоатом-издат, 1988, — 320 с.;
23. Зайцев А. И. Силовая промышленная электроника: учеб. пособие. – Воронеж: Издательство «Научная книга», 2007. Ч. 2. - 124 с.;
24. “IEEE recommended practice for monitoring electric power quality,” IEEE Standards 1159, 2009.;
25. Отчет о глобальном состоянии возобновляемой энергетики (GSR), Всемирная сеть по энергетической политике 21 века (REN21), 2016.;
26. Global trends in clean energy investment. Report Bloomberg New Energy Finance (BNEF), 2017.;
27. Y.N. Kucherov, D.N. Yarosh, Y.G. Fedorov, A. Oudalov. An analysis of technical aspects of smart grid technologies integration into power system of megacity *I I* CIGRE International Symposium «The electric power system of the future - Integrating upergrids and Microgrids», Bologna, Italy; 13 -15 September 2011.;
28. ГОСТ Р 55890-2013. ЕЭС и изолированно работающие энергосистемы. ОДУ. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования.;
29. СТО 59012820.29.240.001 -2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем.;
30. Ю.Н. Кучеров, П.К. Березовский, П.В. Илюшин, Ф.В. Веселов. Нормативно-техническое регулирование интеграции источников распределенной генерации, включая ВИЭ, в энергосистему. Материалы совместного заседания НТК НП «НТС
31. ЕЭС», ПК-5/ТК016 «Электроэнергетика», Москва, 8 июля 2015 г.;
32. Fault Current Contributions from Wind Plants. Prepared by the Joint Working Group. IEEE Power and Energy Society 2013.;
33. M.R. Banaei. Vahid Rezanejad Asl Bonab. Wind Turbine Control Based OFIG with Reduced Switches AC/AC Converter. IJRDET, April 2014. .;

34. V. Gevorgian, E. Muljadi. Wind Power Plant Short Circuit Current Contribution for Different Fault and Wind Turbine Topologies. Preprint. NREL. Quebec. Canada, October 18 -19, 2010.;
35. D. Fonteyne, P.L. Khilar, M. Boden. Design consideration associated with DolWin3 and evolution of GE's Grid Solutions Business VSC Solution. B4-132. CIGRE, 46 Expert Sessions, Paris, August 2016.;
36. ГОСТ Р 51991-2002. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования.;
37. В. Сидорович Солнечные электростанции для обеспечения системной надежности/ Материалы сайта <http://renen.ru/solar-power-plants-to-ensure-system-reliability/>.;
38. В. Сидорович Интеграция ВИЭ в энергосистему: практика, мифы и легенды (Обзор документов Международного энергетического агентства)/ Материалы сайта <http://renen.ru/wp-content/uploads/2017/06/IEA-getting-wind-and-solar-RenEn.pdf>.;
39. Ф. Р. Исмаилов, Б.Н. Шарифов, Б.М. Гайзинз, Т.Р. Терегубов, Н.Л. Бабкина Исследование параллельной работы солнечной электростанции с сетью/ Вестник УГАТУ, 2016. Т. 20 , № 4 (74). С. 71–79.;
40. Guerrero-Rodríguez N. F., Herrero-de Lucas L. C., Performance study of a synchronization algorithm for a 3-phase photovoltaic grid-connected system under harmonic distortions and unbalances // Electric Power Systems Research, 2014. vol. 119. pp. 252–265.;
41. Bo Yin, Oruganti R., Panda S.K., Bhat A.K.S. A Simple Single-Input-Single-Output (SISO) Model for a Three-Phase PWM Rectifier // IEEE Transactions on Power Electronics, 2009. Vol.24 pp. 620-631.;
42. Лукутин Б.В., Муравлев И.О., Плотников И.А. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2015. – 128 с.;
43. [http://cigre.ru/research\\_commitets/ik\\_rus/b4\\_rus/library/pdf](http://cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b4_rus/library/pdf;).;
44. Интеграция возобновляемых источников электроэнергии в электрические сети с применением силовой электроники - Ю.Г. Крамской, НИ по развитию ВИЭ

- «Евро Солар Русская Секция», ООО «Солар Системс» - Энергия единой сети №1 (30) февраль - март 2017 – с.52.;
45. Strunz K. et al. TF C6. 04.02: TB 575–Benchmark systems for network integration of renewables and distributed energy resources //CIGRE, Tech. Rep. – 2014.;
  46. Неуймин В. Г. и др. Программный комплекс «RastrWin3» //Руководство пользователя. – 2012. – Т. 29.;
  47. Источник: Правительство Монголии Министерство энергетики. 2017 (июль). <https://eneken.ieej.or.jp/data/7391.pdf>.;
  48. Статистический сборник Монголии. – Улан–Батор : Изд-во Монг. нац. комитет статистики, 2017. – 66 с.;
  49. Энхжаргал, Х. Разработка научных основ создания экологически чистой угольной ТЭС на принципе мультикомплекса, обеспечивающей интеграцию электроэнергетической системы Монголии : дис. ...техн. наук: 05.14.01 / Халтар Энхжаргал. – Иркутск, 2012. – 317 с.;
  50. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. Изд. 4-е, переработ. и доп., М., «Энергия», 1969. – 352 с.;
  51. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. – М., Энергия, 1979. – 456 с., ил.;
  52. ПРИКАЗ МИНЭНЕРГО РОССИИ ОТ 03.08.2018 № 630 «МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ». – 18 с. Системный оператор единой энергетической системы России [Электронный ресурс] // Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков активной мощности: (сайт). – URL: [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru).;
  53. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы). – М.: Высшая школа, 1975. – 280 с.;
  54. Способ распределения потоков активной мощности в замкнутой неоднородной электрической сети. Патент SU 1436181 A1.;
  55. Способ принудительного распределения потоков активной мощности в замкнутой неоднородной электрической сети. Патент SU 1128332 A.;
  56. Кралин А.А., Асабин А.А., Крюков Е.В. Фазоповоротное устройство для распределительных сетей среднего напряжения // Энергетические системы и комплексы, НГТУ им. Р.Е. Алексеева № 2, 2017. – С. 62-67.;

57. Roy Moxley, Greg Rzepka, Eren Ersonmez, Bill Flerchinger “Applying All the Available Synchrophasor Information” // Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation 30 May – 3 June 2011, Saint Petersburg.;
58. D. Shi, D. J. Tylavsky, K. M. Koellner, N. Logic, and D. E. Wheeler, “Transmission line parameter identification using PMU measurements,” European Transactions on Electrical Power, vol. 21, no. 4, pp. 1574–1588, 2011.;
59. Расчеты допустимых перетоков мощности в энергосистемах: учебное пособие / С. А. Ерошенко, А. О. Егоров, В. О. Самойленко, А. И. Хальясмаа. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2017. — 86.;
60. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети Гежа Е.Н., Глазырин В.Е., Глазырин Г.Е., Ивкин Е.С., Марченко А.И., Семендяев Р.Ю., Сердюков О.В., Фишов А.Г. Релейщик, № 2, 2018.;
61. Фролов М. Ю. Идентификация параметров синхронных машин в эксплуатационных режимах электрической сети : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 / М. И. Фролов ; [Место защиты: Новосиб. гос. техн. ун-т]. - Новосибирск, 2018. - 24 с. / М. Ю. Фролов ; [науч. рук. А.Г. Фишов]. - Новосибирск : Б.и., 2018. - 24 с. - 100 экз.;
62. Арзамасцев Д. А., Рудницкий М. П. Некоторые вопросы практического использования второго метода Ляпунова для исследования динамической устойчивости многомашинных систем. В кн.: Второй метод Ляпунова и его применение в энергетике. Новосибирск, «Наука», 1966, с. 73—81.;
63. Энхсайхан Э. Восстановление нормального режима в системах энергоснабжения, работающих автономно или параллельно с региональными электрическими сетями [Электронный ресурс] / Р. Ю. Семендяев, А. Г. Фишов, Э. Энхсайхан // Новое в российской электроэнергетике: науч.-техн. электрон. журн.. - 2018. – № 11. – С. 50–61.
64. Энхсайхан Э. Анализ и оптимизация режимов электроэнергетической системы Монголии с учетом электрификации Уланбаторской железнодорожной магистрали [Электронный ресурс] / Манусов В.З., Бумцэнд У., Энхсайхан Э./ Новое в российской электроэнергетике: науч.-техн. электрон. журн.. - 2017. – №10. – С. 55-66.;

65. Вайнер И. Г., Гуревич Ю. Е., Хачатуров А. А. Влияние учета переходных процессов в статоре на расчеты устойчивости синхронных машин. — «Труды ВНИИЭ», 1967-, вып. 29, с. 39—56.;
66. Веников В. А., Иванов-Смоленский А. В. Физическое моделирование электрических систем. М.—Л., ГЭИ, 1956. 358 с.;
67. Веников В. А., Мамиконянц Л. Г. Современное состояние электрических систем и их объединений. — «Изв. АН СССР. Сер. Энергетика и транспорт», 1968, № 6, с. 79—94.
68. Веников, В. А. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети [Текст] / В. А. Веников [и д. р.] – Москва : Высшая школа, 1971. – 440 с.;
69. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов [Текст] / С.А. Ульянов. – Москва : Энергия, 1970. – 529 с.;
70. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах [Текст] / В.А. Веников. - Москва: Высшая школа, 1970. - 472 с.;
71. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости электрических систем [Текст] / П.С. Жданов. – Москва : Энергия, 1979. – 456 с.;
72. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990.;
73. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем. Книга 1. – СПб.: Изд. НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006.;
74. П.В. Илюшина "Применение алгоритма введения режима распределительной сети с распределенной генерацией в допустимую область", журнал «Релейная защита и автоматизация» № 1, 2016 г.;
75. П.В. Илюшина, Ю.Е. Гуревича "О специальном воздействии на систему возбуждения автономно работающих генераторов при больших набросах нагрузки", журнал «Электро» № 2, 2016 г.;
76. В.В. Денисова, А.Г. Фишова и М.А. Шиллера "Макетирование и испытание системы контроля устойчивости генераторов по данным векторных измерений", журнал «Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока» №1-2, 2014 г.;

77. Ю.Н. Кучерова, П.К. Березовского, Ф.В. Веселова и П.В. Илюшина "Анализ общих технических требований к распределенным источникам энергии при их интеграции в энергосистему", журнал «Электрические станции» № 3, 2016 г.;
78. М.О. Строковой "Особенности участия объектов распределенной генерации в отношениях по продаже электрической энергии на розничных рынках", журнал «Энергоэксперт» № 4, 2015 г., рубрика "Распределенная генерация.;
79. П.В. Илюшина, П.В. Чусовитина «Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей», журнал «Релейная защита и автоматизация» № 4, ноябрь 2014 г.;
80. П.В. Илюшина, Ю.Н. Кучерова, А.З. Жука, Ф.В. Весалова «Особенности интеграции малых распределенных ТЭЦ в энергосистему», журнал «Академия энергетики» № 6 (62), 2014 г.;
81. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети / Е. Н. Гежа, В. Е. Глазырин, Г. В. Глазырин, А. И. Марченко, Р. Ю. Семендяев, А. Г. Фишов [и др.] // Релейщик. - 2018. – № 2. – С. 24–31.;
82. Фишов А. Г. SMART технологии для подключения к электрическим сетям и управления режимами малой генерации = SMART technology for connection to electric networks and control regimes of small generation / А. Г. Фишов, А. К. Ландман, О. В. Сердюков // Электроэнергетика глазами молодёжи : материалы 8 междунар. науч.-техн. конф., Самара, 2 – 6 окт. 2017 г. В 3 т. – Самара : Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – Т. 1. - С. 27-34. - 60 экз. - ISBN 978-5-7964-2030-0.;
83. Д.А. Сенчука "Управление спросом и интеграция потребителей с ценозависимым снижением потребления", журнал «Энергоэксперт» № 1, 2016 г., рубрика "Распределенная генерация".;
84. А.Г. Фишова "Интеллектуальная электрическая сеть – революция в отношениях субъектов и управлении режимами электроэнергетических систем".;
85. О.Д. Балабанюка и А.Г. Фишова "Мониторинг технологических услуг в электрических сетях с распределенной генерацией", Электроэнергетика

- глазами молодежи: научные труды V международной научно-технической конференции, т.2, г. Томск, 10-14 ноября 2014 г.;
86. М.С. Волкова "Особенности схем выдачи мощности объектов распределенной генерации", журнал «Энергоэксперт» № 5, 2015 г., рубрика "Распределенная генерация".;
  87. Ю.Н.Кучерова и Ю.Г.Федорова «СИГРЭ. Исследовательский комитет Сб “Системы распределения электроэнергии и распределенная генерация”», журнал "Энергия электрической сети" № 4(9) за август-сентябрь 2013 г.;
  88. Монголии: Углублённый обзор по инвестиционному климату и структуре рынка электроэнергетическом секторе [Электронный ресурс]. URL: [https://energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/ICMS/ICMS-Mongolia\\_2013\\_ru.pdf](https://energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/ICMS/ICMS-Mongolia_2013_ru.pdf)
  89. Монголии: Углублённый обзор политики и программ в области энергоэффективности [Электронный ресурс]. URL: [https://energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/IDEER/IDEER-Mongolia\\_2011\\_ru.pdf](https://energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/IDEER/IDEER-Mongolia_2011_ru.pdf).;
  90. International Renewable Energy Association (IRENA), 2018. *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi: IRENA. ISBN: 978-92-9260-040-2. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf) .;
  91. Mongolian Ministry of Environment and Green Development (MEGD), 2013. GHG Mitigation Scenarios in the Energy Sector.;
  92. Официальный сайт Национальный диспетчерский центр Монголии [Электронный ресурс]. URL: <http://ndc.energy.mn>.;
  93. Automation of unmanned low capacity power plant with synchronized generation / A. G. Fishov, A. I. Marchenko, I. S. Murashkina, E. Erdenebat, Y. S. Ivkin [et al.] // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018) = Actual problems of electronic instrument engineering (APEIE–2018) : тр. 14 междунар. науч.-техн. конф., Новосибирск, 2–6 окт. 2018 г. : в 8 т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. – Т.1 ,ч.5.– С. 108–114. - 45 экз. - ISBN (NSTU) 978-5-7782-3614-1.;
  94. Decentralized smart multi-agent voltage regulation in electric grids. Ideology and modeling [Electronic resource] / A. G. Fishov, I. L. Klavsuts, N. A. Karjaubayev, D.

- A. Klavsuts // Proceedings 53 international universities power engineering conference (UPEC2018), United Kingdom, Glasgow, 4–7 Sept. 2018. – Glasgow, 2018. – 6 p. - Mode of access: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8542109>. - Title from screen. - ISBN 978-1-5386-2910-9/18. - DOI: 10.1109/UPEC.2018.8542109.;
95. Steady state and dynamic analysis of renewable energy integration into the western energy system of Mongolia [Electronic resource] / A. G. Fishov, D. Sodnomdorj, N. Enebish, E. Enkhsaikhan, P. Erkhemtur // 13 International forum on strategic technology (IFOST 2018) : proc., China, Harbin, 30 May – 1 June 2018. – Harbin : IEEE, 2018. – P. 844-849. - 1 flash card (CFP18786-USB). – Title with the label. - ISBN 978-1-5386-5073-8/18.;
96. Семендяев Р. Ю. Восстановление нормального режима в системах энергоснабжения, работающих автономно или параллельно с региональными электрическими сетями [Электронный ресурс] / Р. Ю. Семендяев, А. Г. Фишов, Э. Эрдэнэбат // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн.. - 2018. – № 11. – С. 50 – 61. - Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36532381>. - Загл. с экрана.;
97. Фишов А. Г. Идентификация классов состояния автономной системы энергоснабжения для управления режимом ее параллельной работы с централизованной электрической сетью = Identification of state classes of stand-alone power supply system to control its mode of parallel operation with centralized electrical network / А. Г. Фишов, А. В. Петрицев // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2018. – Т. 22, № 1. – С. 168-185.;
98. Идентификация параметров схемы замещения и контроль устойчивости нагрузки в режиме on-line = Real time identification of the load equivalent circuit parameters and stability of load control / А. Л. Нагайцев, А. В. Семенов, Р. В. Федюков, А. Г. Фишов, В. О. Чершова // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - 2015. - № 3. - С. 198-203.;
99. Марченко А. И. Моделирование и анализ влияния присоединения малой генерации на качество электроэнергии в электрической сети = Modeling and Analysis of the Impact of Distributed Generation on Power Quality in the Electric Network / А. И. Марченко, А. Г. Фишов // Электроэнергетика глазами

- молодежи : тр. 6 междунар. молодеж. науч.-техн. конф.,Иваново, 9-13 нояб. 2015 г. : в 2 т. - Иваново, 2015.- Т. 1. - С. 322-327. - 50 экз. - ISBN 978-5-00062-131-8,ISBN 978-5-00062-132-5.;
100. Энхсайхан Э. Синхрон эх уусвэртэй бага чадлын цахилгаан станцын автомат удирдлага / А. Г. Фишов, А. И. Марченко, И. С. Мурашкина, Э. Энхсайхан, О.В. Сердюков, Ивкин Е.С. // Конференция по теории и практике «Развитие энергетики, новые техники и технологии, энергосбережение», 15 июня 2018 г.: – Улан-Батор: Изд-во “Голден Легион” – С 305-313. – ISBN 978-99978-57-52-1.;
101. Энхсайхан Э. Анализ режимов и устойчивости электрической сети с распределенной малой генерацией южного региона Монголии / Э. Энхсайхан, А. Г. Фишов // “Радиоэлектроника, Электротехника и Энергетика”: Р 154 Двадцать четвертая междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов (15–16 марта 2018 г., Москва): Тез. докл. — М.: ООО «Центр полиграфических услуг “Радуга”», 2018. – 1000с.– ISBN 978-5-905486-08-1.;
102. Энхсайхан Э. Синхрон эх уусвэртэй бага чадлын цахилгаан станцын автомат удирдлага [Электронный ресурс] / А. Г. Фишов, Э. Энхсайхан, О.В. Сердюков, Ивкин Е.С. // Международной научно - практической конференции «Инновационные технологии энергетики и горного электроснабжения – 2019», Отделение энергетики и информационной технологии, Дарханский институт технологий, МГУНиТ, г. Дархан, Монголия, №32/230., 4 мая 2019 г., – С.162-169. – ISSN 1560-8794.;
103. Энхсайхан Э. Исследование установившихся режимов и устойчивости центральной энергосистемы Монголии при параллельной работе с солнечной электрической станцией города “Алтай” Гоби-Алтайского аймака мощностью 10 МВт / Содномдорж Д., Эрхэмтур П., Энхсайхан Э. // Научно-практической конференции студентов, магистрантов и аспирантов «Интеллектуальная энергия с нашим участием» №26/253. 29 – 30 марта 2019 г.: – Улан-батор: Изд-во МГУНиТ, 2019. – С.275-283. – ISBN 978-99929-4-321-4.;

**ПРИЛОЖЕНИЕ А****ИДЕНТИФИКАЦИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ  
ЭНЕРГОБЛОКОВ ГАЗОПОРШНЕВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПО  
ОСЦИЛЛОГРАММАМ ПЕРЕХОДНОГО ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО  
ПРОЦЕССА***1. Постановка задачи*

Для проектирования применения и работы автоматики опережающего сбалансированного деления в локальной системе энергоснабжения (ЛСЭ) жилмассива «Березовое» (г. Новосибирск) необходимо знать динамические параметры газопоршневых энергоблоков ( $T_j$ , постоянные времени и коэффициенты регуляторов мощности и возбуждения), которые неизвестны, т.к. ранее Mini ТЭС ЛСЭ работала в исключительно в автономном режиме, а настройки регуляторов были заданы производителем. Определение данных параметров необходимо произвести по осциллограммам электромеханических переходных процессов, для получения которых необходимы эксперименты по отключению нагруженных энергоблоков выключателями.

*2. Общая характеристика объекта*

Ж/м «Березовое» расположен в Первомайском районе г. Новосибирска. От Mini ТЭС ЛСЭ ж/м «Березовое» в островном режиме осуществляется электро, теплоснабжение и снабжение горячей водой ж/м «Березовое».

Mini ТЭС (когенерационная электростанция) включает в себя 5 ГПУ фирмы Caterpillar G3520C мощностью 2000 кВт каждая. ГПУ подключены к распределительному устройству (РУ) 10 кВ энергоблока - ЗРУ ГПУ, выполненного по схеме «одна рабочая секционированная выключателем система шин». ЗРУ ГПУ имеет связь с РУ 10 кВ электростанции - ЗРУ ДГУ по двум кабельным линиям, выполненным счетверённым кабелем ААБ2л-10-3х120, протяженностью 0,08 км. К ЗРУ ДГУ подключены два резервных дизельных генератора мощностью по 1600 кВт. Распределительная сеть ЛСЭ 10 кВ питается от ЗРУ ДГУ. На рисунках 1 и 2 представлены внешний вид и схема выдачи мощности на Mini ТЭС ж/м «Березовое».



Рисунок 1 - Внешний вид Mini ТЭС ж/м «Березовое»

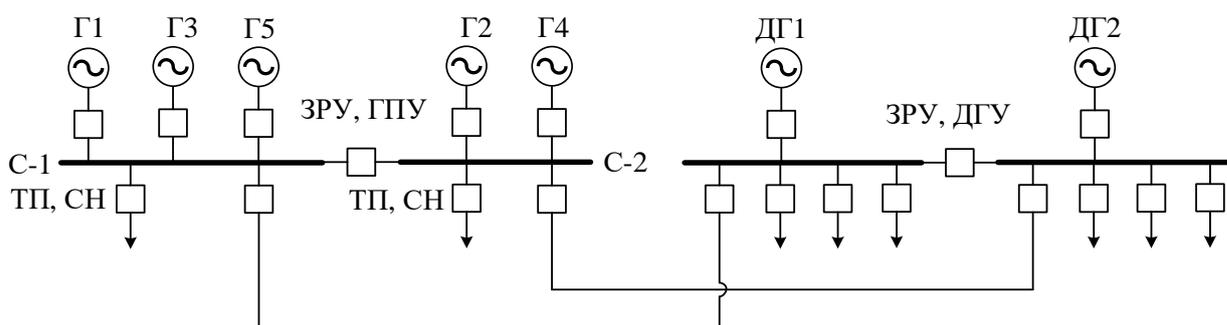


Рисунок 2 - Схема выдачи мощности на Mini ТЭС ж/м «Березовое»

### 3. Эксперименты для получения осциллограмм переходных процессов

Эксперименты с отключением нагруженного энергоблока проводились при соблюдении условий, исключающих погашение электростанции и нарушение электроснабжения потребителей, а также минимизации последствий, если такое нарушение произойдет:

- наброс мощности оставшихся в работе после отключения нагруженного энергоблока не должен приводить к их отключению автоматикой энергоблока (допустимый наброс мощности на 1 энергоблок не должен превышать 200 кВт),
- для снижения негативных последствий в случае погашения электростанции эксперименты желательно проводить в интервалах времени, с наименьшими неудобствами и последствиями для потребителей,
- для подготовки потребителей к вероятному нарушению энергоснабжения необходимо осуществит оповещение о проведении испытаний и его времени,
- загрузка отключаемого энергоблока и сохраняемых в работе не должна быть ниже технологического минимума (800 кВт).

Эти условия выполнялись в обязательном порядке, что приводило к необходимости использования интервалов времени, в которых суммарная нагрузка ТЭС с учетом собственных нужд превышала 4 МВт, и, при этом, в работе должно находиться 5 энергоблоков, один из которых отключается с нагрузкой 800 кВт.

#### 4. Полученные экспериментальные осциллограммы

На рисунке 3 представлена одна из полученных в эксперименте осциллограмм переходного электромеханического процесса в ЛЭС при отключении нагруженного энергоблока, используемой для идентификации  $T_j$ .

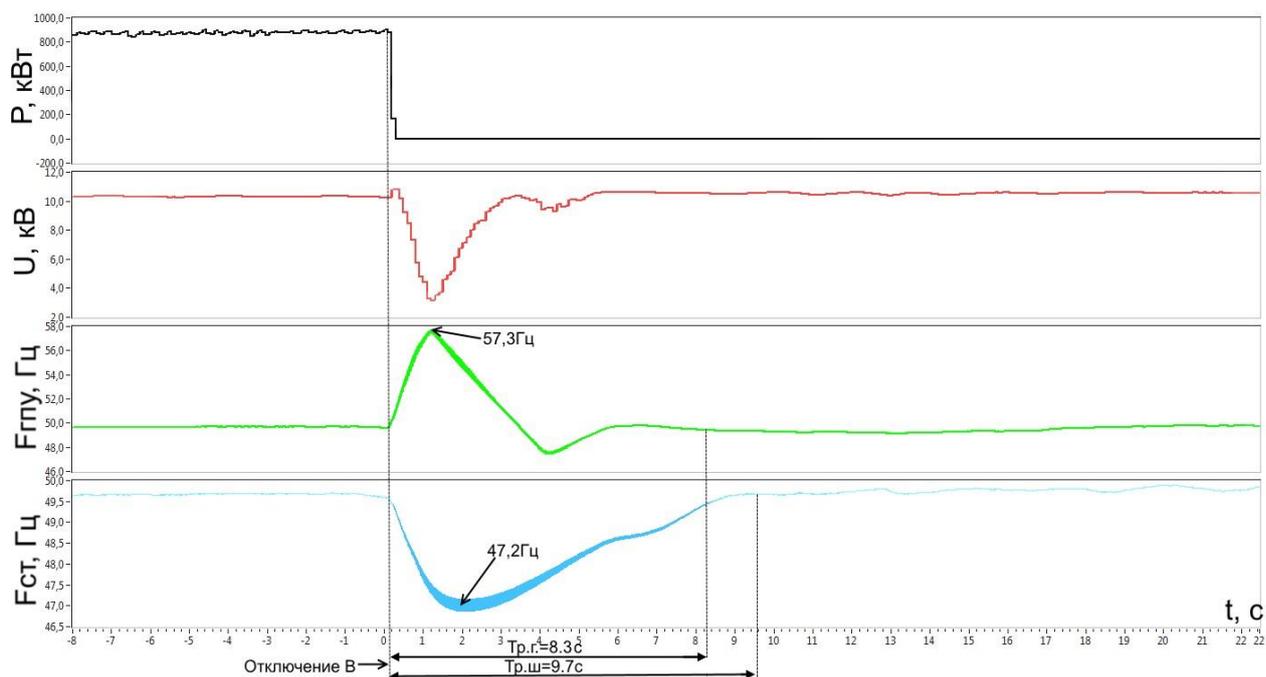


Рисунок 3 - Осциллограмма электромеханического переходного процесса при отключении одного энергоблока с нагрузкой 850 кВт и сохранении в работе 4 энергоблоков

#### 5. Метод и результаты идентификации

Для идентификации процесс моделировался на ПК ЕТАР с подбором  $T_j$  и параметров регуляторов методом покоординатного спуска для достижения приемлемой идентичности процессов (Рисунок 4).

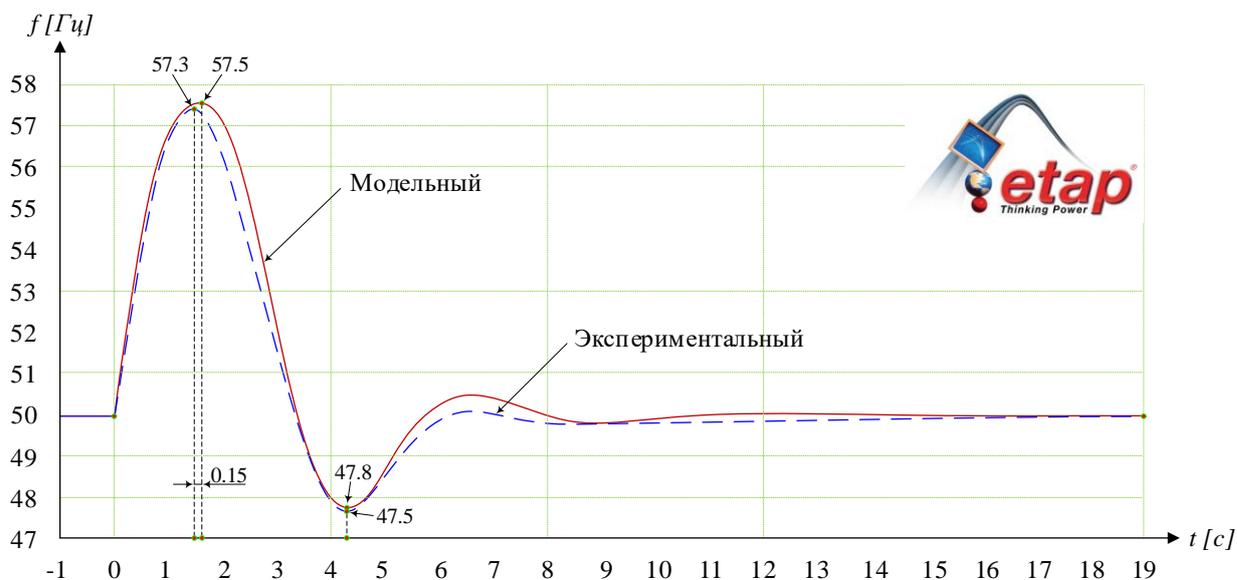


Рисунок 4 - Идеализированная осциллограмма реального процесса и процесса, полученного по модели ЕТАР с подобранными параметрами для отключаемого с нагрузкой 850 кВт энергоблока

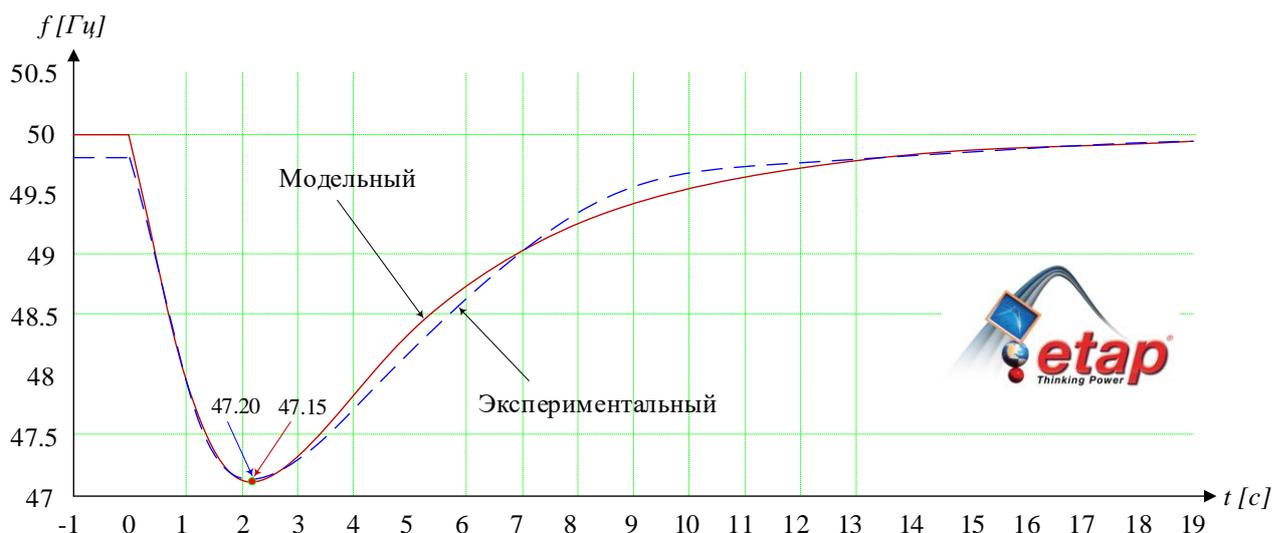


Рисунок 5 - Идеализированная осциллограмма реального процесса и процесса, полученного по модели ЕТАР с подобранными параметрами для сохраняемых в работе энергоблоков

*Параметры, определенные по результатам идентификации*

### Генератор:

Таблица 1 - Параметры генераторы, определенные по результатам идентификации

| Параметр | Описание           | Значения | Ед. изм |
|----------|--------------------|----------|---------|
| $T_j$    | Постоянные времени | 1,6      | сек     |

**АРС:** Структурная схема регулятора мощности ГПУ представлена на рисунке 6.

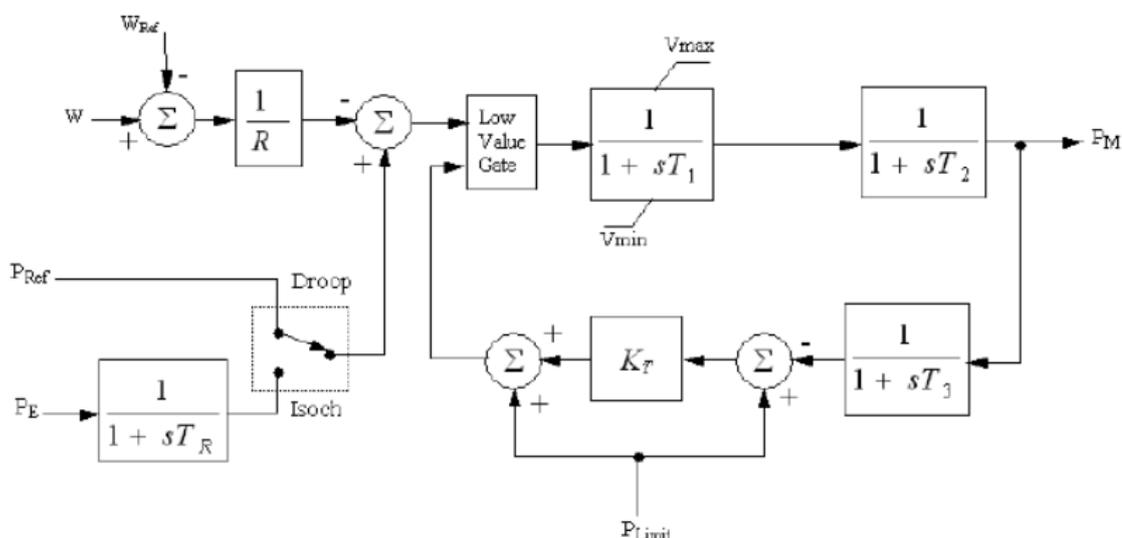


Рисунок 6 - Регулятор мощности ГПУ (GT-3)

Таблица 2 - Параметры АРС, определенные по результатам идентификации

| Параметр   | Описание   | Значения | Ед. изм |
|------------|--|----------|---------|
| $P_{ref}$  | Уставка по нагрузке  | 1        | о.е.    |
| $P_{limt}$ | Предел нагрузки при текущей температуре окружающей среды     | 0,93     | о.е.    |
| $V_{max}$  | Открытие клапана подачи топлива при максимуме запаса топлива | 1,25     | о.е.    |
| $V_{min}$  | Открытие аппарата подачи топлива при минимуме запаса топлива | -0,05    | о.е.    |
| $Base$     | Максимально допустимая мощность                              | 2,105    | МВт     |
| $R$        | Скорость снижения  | 0,4      | о.е.    |
| $T_R$      | Постоянная времени определения нагрузки                      | 0,215    | сек     |
| $T_1$      | Постоянная времени регулятора                                | 0,215    | сек     |
| $T_2$      | Постоянная времени камеры сгорания                           | 0,59     | сек     |
| $T_3$      | Постоянная времени изменения температуры двигателя           | 0        | сек     |

**АРВ:** Структурная схема регулятора возбуждения (АРВ) представлена на рисунке 7.

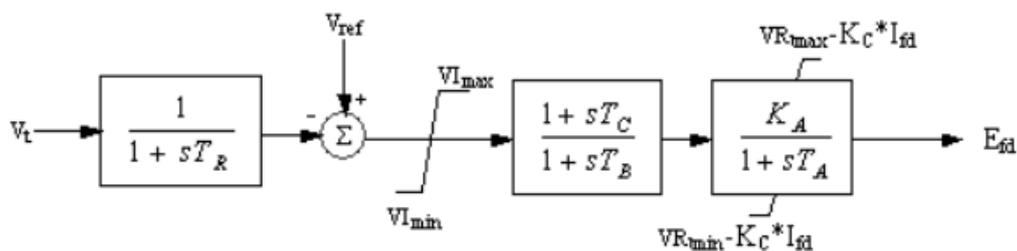


Рисунок 7 - Регулятор возбуждения IEEE тип AC4

АРВ представляет собой выпрямительную систему возбуждения.

Таблица 3 - Параметры АРВ, определенные по результатам идентификации

| Параметр   | Определение   | Значения | Ед. изм |
|------------|---|----------|---------|
| $V_{Rmax}$ | Максимальное значение выходного напряжения регулятора | 5,64     | о.е.    |
| $V_{Rmin}$ | Минимальное значение выходного напряжения регулятора  | -4,53    | о.е.    |
| $V_{Imax}$ | Значение функции возбуждения при $E_{fdmax}$          | 10       | о.е.    |
| $V_{Imin}$ | Значение функции возбуждения при $0.75 E_{fdmax}$     | -10      | о.е.    |
| $K_A$      | Коэффициент усиления регулятора                       | 20       | о.е.    |
| $T_A$      | постоянная времени усилителя                          | 0,015    | сек     |
| $T_B$      | Постоянная времени возбудителя                        | 10       | сек     |
| $T_C$      | Постоянная времени цепи стабилизации регулятора       | 1        | сек     |
| $T_R$      | Постоянная времени входного фильтра                   | 0        | сек     |

б. Использование полученных параметров для определения настроек ПА и режимной автоматики Mini ТЭС

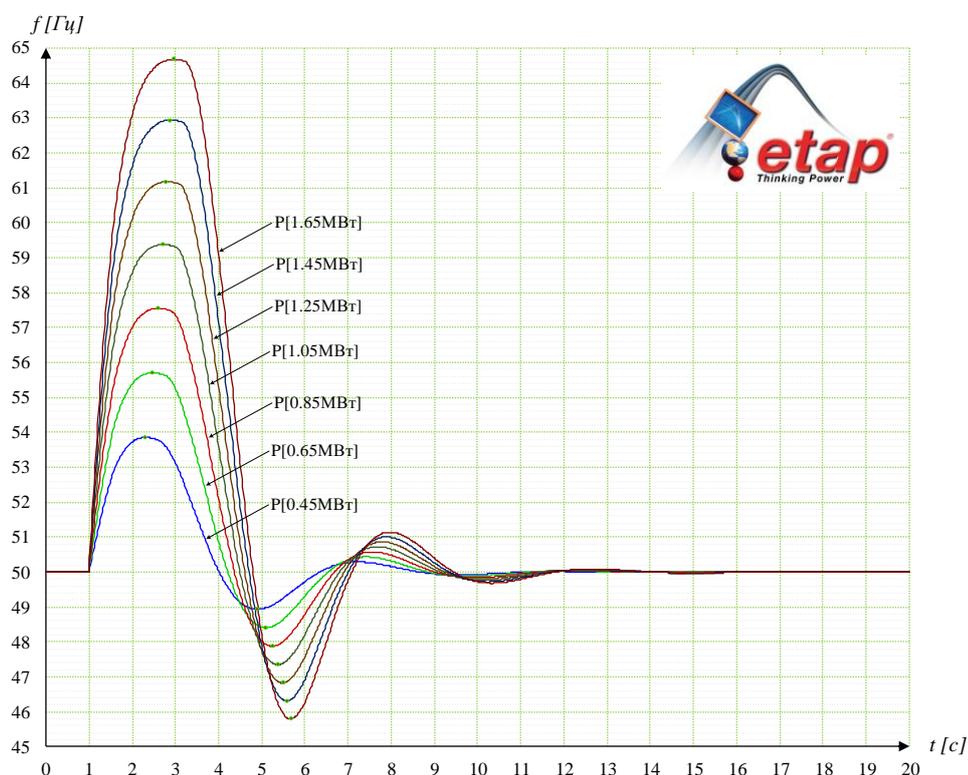


Рисунок 8 - Оциллограмма процессов при вариации загрузки отключаемого энергоблока для определения предельной загрузки отключаемых энергоблоков по допустимому выбегу частоты

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ**

**Общество с ограниченной ответственностью**  
**«Генерация Сибири»**

630032, г. Новосибирск, микрорайон Горский, д. 40/1, офис 5  
ИНН 5405436860 КПП 540401001 ОГРН 1115476072579  
тел./факс: (383) 240-93-63, сайт: <http://gensib.ru>

*О внедрении разработок  
диссертационного исследования*

Настоящим письмом удостоверяется, что следующие теоретические разработки, практические рекомендации, полученные в диссертационном исследовании Эрдэнэбат Энхсайхан, внедрены на нашем предприятии:

- методика идентификации динамических параметров энергоблоков и электростанций по регистрограммам переходного процесса при отключении нагруженного генератора;
- технологические ограничения на загрузку энергоблоков электростанции при использовании противоаварийной автоматики опережающего сбалансированного деления в локальной системе энергоснабжения жилмассива “Березовое” (г. Новосибирск);
- результаты испытаний системной автоматики управления режимами локальной системы энергоснабжения на физической модели энергосистемы.

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 Эрдэнэбат Энхсайхан за существенный вклад в реализацию проекта.

Директор ООО «Генерация Сибири»



О.В. Гилёв

3.10.2019

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по научной работе  
Д.т.н., профессор  
Вострецов А. Г.

» 2019 г.



## АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета результатов диссертационной работы  
Эрдэнэбат Энхсайхан

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Эрдэнэбат Энхсайхан на тему «Управление режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией (на примере Монгольской энергосистемы)» в учебный процесс кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского государственного технического университета.

Предмет внедрения:

1. Модели режимов энергосистемы Монголии и ее отдельных подсистем, как объекты исследования и использования разрабатываемых на кафедре способов и средств управления режимами энергосистем;
2. Способ управления режимами параллельной работы Минигрид с внешней электрической сетью для снижения потерь в замкнутом контуре при двух точках присоединения к сети;
3. Методика идентификации динамических параметров энергоблоков и электростанций по регистрограммам переходного процесса при отключении нагруженного генератора.

Характер внедрения:

1. Использование студентами и аспирантами при выполнении исследовательских и выпускных квалификационных работ;
2. Исследования аспирантами при обосновании предложений по выполнению НИОКР для энергосистемы Монголии, а также других энергосистем, развивающих распределенную малую генерацию в своих электрических сетях;
3. Использование студентами и аспирантами полученных динамических параметров энергоблоков малой мощности в моделях энергосистем.

Декан факультета энергетики  
к.э.н., доцент

Чернов С. С.