



**ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМИТЕТ**  
**НП «РНК СИГРЭ»**

**Промежуточный отчет о работе  
проблемной рабочей группы № 3 (ПРГ № 3) РНК СИГРЭ В5  
(ОТЧЕТ о работе за 2015-2018 гг.)**

**«Развитие технологии СВИ в задачах  
мониторинга, защиты и управления»**

04 апреля 2019 г.

## Содержание

1. Введение
2. Предметная область рабочей группы ПРГ В5.3
3. Участники рабочей группы ПРГ В5.3
4. Анализ зарубежных публикаций в области развития и применения технологии СВИ для задач мониторинга и управления
5. Разработка Концепции развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для повышения качества и надежности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России за период до 2020 года
6. Разработка стандартов, регламентирующих развитие СМПР ЕЭС России
7. Сертификация устройств СМПР
8. Испытания УСВИ в части измерения параметров системы возбуждения и разработка методики проверки измерения УСВИ параметров системы возбуждения
9. Вопросы применения данных СВИ для задач мониторинга работы генерирующего и сетевого оборудования
10. Мониторинг работы силовых трансформаторов
11. Тестирование технического решения по сбору данных СВИ посредством облачных технологий
12. Актуализация параметров ЛЭП на основе данных СВИ
13. Разработка ПО идентификации низкочастотных колебаний
14. Применение данных СВИ в задаче оценивания состояния
15. Разработка алгоритмов идентификации типа и вида нарушений в энергосистеме на основе данных СВИ
16. Разработка УСВИ класса Р
17. Разработка УСВИ с поддержкой стандартов цифровой подстанции
18. Мониторинг качества данных СВИ в режиме реального времени
19. Вопросы достоверизации данных СВИ
20. Вопросы кибербезопасности СМПР и СВИ

### Приложения:

- А. Методика проверки УСВИ в части измерения параметров системы возбуждения
- В. Тестирование технического решения по сбору данных СВИ посредством облачных технологий
- С. Актуализации фактических параметров воздушных линий электропередачи на основе СВИ
- Д. Результаты разработки ПО идентификации НЧК
- Е. Применение данных СВИ в задаче оценивания состояния
- Ф. Результаты разработки алгоритмов идентификации типа и вида нарушений в энергосистеме на основе данных СВИ
- Г. Мониторинг качества данных СВИ в режиме реального времени
- Н. Вопросы достоверизации данных СВИ
- І. Вопросы кибербезопасности устройств СМПР

## 1. Введение

Проблемная рабочая группа № 3 РНК СИГРЭ В5 «Развитие технологии СВИ в задачах мониторинга, защиты и управления» была утверждена решением технического комитета РНК СИГРЭ (Протокол заседания Технического комитета № 09.02-8(13) от 14.06.2017).

Развитие технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) направлено на повышение эффективности оперативно-диспетчерского управления и на повышение уровня технического совершенства современных систем релейной защиты и автоматики (РЗА) ЕЭС России.

Эффект от внедрения технологии СВИ выражается в:

- повышении качества информационной поддержки оперативного и диспетчерского персонала при мониторинге режимов работы и технического состояния первичного оборудования объектов электроэнергетики и в процессе управления электроэнергетическим режимом энергосистемы;
- повышении точности расчетов электроэнергетического режима на основе верифицированных расчетных моделей оборудования и энергосистемы;
- повышении устойчивости работы генерирующего оборудования, связанном с своевременным выявлением низкочастотных колебаний в энергосистеме, определением корректности работы и настройки системных стабилизаторов и систем возбуждения генераторов, сокращении числа технологических нарушений в энергосистеме, возникающих в результате нарушения колебательной или динамической устойчивости генерирующего оборудования;
- повышении точности противоаварийного и режимного управления путем совершенствования алгоритмов работы противоаварийной и режимной автоматики на платформе СВИ.

Развитие технологии СВИ в ЕЭС России происходит под руководством Системного оператора. Создаваемая система мониторинга переходных режимов ЕЭС России (СМНР) является информационно-измерительной системой, предназначенной для получения с нормированным качеством данных СВИ в электромеханических переходных и установившихся режимах работы энергосистемы в реальном времени и по запросу для применения в технологиях оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического, автоматического режимного и противоаварийного управления.

Системным оператором разработана и введена в эксплуатацию автоматическая система сбора информации СВИ в режиме on- и off-line (АССИ СМНР), обеспечивающая сбор данных СВИ (по состоянию на 31 марта 2019 г) в режиме on-line с 560 УСВИ и в режиме off-line со всех 775 УСВИ, установленных на 110 объектах электроэнергетики ЕЭС России.

Системный оператор с применением данных СВИ ведет разработку и внедрение технологических приложений (прикладного программного обеспечения - ПО), направленных на совершенствование автоматизированной

системы диспетчерского управления (АСДУ) и развитие систем мониторинга режимов работы оборудования и энергосистемы:

- ПО системы мониторинга системных регуляторов (СМСР);
- ПО мониторинга низкочастотных колебаний (НЧК) и поиска источника НЧК;
- ПО расчета статических и динамических характеристик узлов нагрузки;
- ПО визуализации динамики изменения параметров электрического режима;
- ПО оценивания состояния электрического режима энергосистемы для обеспечения функционирования систем мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) и централизованных систем противоаварийной автоматики (ЦСПА).

Целью работы проблемной рабочей группы (ПРГ 5.3) является объединение усилий специалистов энергетических компаний, компаний-производителей устройств СМНР, научных работников, проектировщиков для совместной проработки новых технических решений и разработки практических рекомендаций, повышающих эффективность развития и применения технологии СВИ в ЕЭС России.

На заседании Технического комитета № 09.02-8(13) были определены следующие задачи ПРГ 5.3:

- I. Анализ текущего уровня развития и применения технологии СВИ в мировой электроэнергетике.
- II. Разработка концептуальных вопросов развития и применения технологии СВИ для задач мониторинга, защиты и управления в ЕЭС России с учетом стратегических направлений ее развития.
- III. Разработка нормативно-технической базы применения технологии СВИ в ЕЭС России.
- IV. Разработка технических требований к программно-аппаратным компонентам, коммуникационной инфраструктуре и технологическому программному обеспечению (ПО), обеспечивающим применение технологии СВИ при проектировании и внедрении в ЕЭС России программно-технических комплексов мониторинга, защиты и управления.
- V. Подготовка рекомендаций по повышению уровня технического совершенства программно-аппаратной платформы устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) и концентраторов синхронизированных векторных измерений (КСВД).
- VI. Разработка методических документов по сертификации УСВИ и КСВД.

В процессе работы ПРГ 5.3 была определена **предметная область** рабочей группы, включающая следующие вопросы:

- 1.1. Разработка концептуальных вопросов развития и применения технологии СВИ для задач мониторинга, защиты и управления в ЕЭС России с учетом стратегических направлений ее развития **(2015-2017 гг.)**
- 1.2. Разработка нормативно-технической базы СМПР ЕЭС России **(2016-2019 гг.)**
- 1.3. Разработка требований к функциональности УСВИ и КСВД и процедуры их сертификации **(2016-2019 гг.)**
- 1.4. Вопросы приемки, ввода в эксплуатацию, проведения испытаний устройств и комплексов СМПР **(2016-2019 гг.)**
- 1.5. Вопросы применения данных СВИ для задач мониторинга работы генерирующего и сетевого оборудования **(2018-2023 гг.)**
- 1.6. Вопросы повышения эффективности функционирования СМПР ЕЭС России, апробирование технических решений **(2015-2023 гг.)**
- 1.7. Системы мониторинга и информирования оперативно-диспетчерского персонала, функционирующие на основе данных СВИ **(2018-2023 гг.)**
- 1.8. Вопросы разработки, тестирования и внедрения приложений и программного обеспечения, функционирующего на основе СВИ **(2018 - 2023 гг.)**
- 1.9. Вопросы совершенствования характеристик устройств СМПР (УСВИ и КСВД) **(2018-2023 гг.)**
- 1.10. Вопросы применения стандарта МЭК 61850 в СМПР (адаптация функциональности УСВИ и КСВД) **(2018-2023 гг.)**
- 1.11. Вопросы развития системы мониторинга и анализа функционирования устройств и комплексов СМПР ЕЭС России **(2018-2023 гг.)**
- 1.12. Вопросы кибербезопасности для систем мониторинга и управления на основе СВИ **(2018 - 2023 гг.)**
- 1.13. Вопросы совершенствования архитектуры системы сбора данных СВИ, установленной в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС», энергетических и сетевых компаниях **(2019-2023 гг.)**
- 1.14. Способы построения систем единого времени, методы передачи сигналов времени и синхронизации устройств и комплексов СМПР **(2019 - 2023 г.)**
- 1.15. Особенности применения данных СВИ в системах мониторинга и управления, функционирующих на основе СВИ (инструменты анализа данных, обнаружения и устранения некорректных данных СВИ) **(2020 - 2023 гг.)**
- 1.16. Вопросы технического обслуживания и повышения уровня эксплуатации устройств и комплексов СМПР **(2020 - 2023 гг.)**
- 1.17. Применение СВИ в распределительных сетях нового поколения **(2020 - 2023 гг.)**
- 1.18. Применение СВИ для мониторинга режимов работы ветрогенерации **(2020 - 2023 гг.)**

- 1.19. Вопросы образования и учебные программы, связанные с задачами на основе СВИ (теория и основы выполнения СВИ, расчет синхронизированных векторов, особенности дискретизации СВИ и т.п.) (2019 - 2023 гг.)

Промежуточные результаты работы рабочей группы ПРГ 5.3 сведены в разделы отчета №№ 3 – 17 и приложения А – Г.

Итоговый отчет о работе ПРГ 5.3 будет выпущен в январе 2020 г.

## **2. В работе над материалами отчета приняли участие следующие специалисты:**

### **АО «СО ЕЭС»:**

Жуков Андрей Васильевич, руководитель Подкомитета В5 РНК СИГРЭ «Релейная защита и автоматика», [zhukov@so-ups.ru](mailto:zhukov@so-ups.ru)

Сацук Евгений Иванович, [satsuk-ei@so-ups.ru](mailto:satsuk-ei@so-ups.ru)

Дубинин Дмитрий Михайлович, руководитель ПРГ В5.3, [dubinin@so-ups.ru](mailto:dubinin@so-ups.ru)

Уткин Дмитрий Николаевич, [utkin@so-ups.ru](mailto:utkin@so-ups.ru)

### **ООО «АльтероПауэр»:**

Гайдамакин Федор Николаевич, [gfn@alteropower.net](mailto:gfn@alteropower.net)

Кисловский Антон Александрович, [kaa@alteropower.net](mailto:kaa@alteropower.net)

Кожевин Александр Вячеславович, [kav@alteropower.net](mailto:kav@alteropower.net)

Теплоухов Роман Павлович, [trp@alteropower.net](mailto:trp@alteropower.net)

### **ООО «ИЦ Энергосервис»**

Мокеев Алексей Владимирович, [a.mokeev@ens.ru](mailto:a.mokeev@ens.ru)

Ульянов Дмитрий Николаевич, [d.ulyanov@ens.ru](mailto:d.ulyanov@ens.ru)

Бовыкин Владимир Николаевич, [v.bovykin@ens.ru](mailto:v.bovykin@ens.ru)

Миклашевич Алексей Викторович, [a.miklashevich@ens.ru](mailto:a.miklashevich@ens.ru)

Родионов Андрей Вячеславович, [a.rodionov@ens.ru](mailto:a.rodionov@ens.ru)

Попов Александр Игоревич [a.popov@ens.ru](mailto:a.popov@ens.ru)

### **ООО «Прософт-Системы»**

Иванов Юрий Васильевич, [ivanov@prosoftsystems.ru](mailto:ivanov@prosoftsystems.ru)

Порозков Максим Андреевич, [m.porozkov@prosoftsystems.ru](mailto:m.porozkov@prosoftsystems.ru)

Черепов Антон Сергеевич, [cherepov@prosoftsystems.ru](mailto:cherepov@prosoftsystems.ru)

Мустафин Рустам Рифович, [mustafin@prosoftsystems.ru](mailto:mustafin@prosoftsystems.ru)

### **АО «НТЦ ЕЭС»:**

Кабанов Дмитрий Анатольевич, [kabanov\\_d@ntcees.ru](mailto:kabanov_d@ntcees.ru)

Шескин Евгений Борисович, [sheskin\\_e@ntcees.ru](mailto:sheskin_e@ntcees.ru)

Зеленин Александр Сергеевич, [zelenin\\_a@ntcees.ru](mailto:zelenin_a@ntcees.ru)

Николаев Алексей Васильевич, [nikolaev\\_a@ntcees.ru](mailto:nikolaev_a@ntcees.ru)

Елисеев Дмитрий Сергеевич, [eliseev\\_d@ntcees.ru](mailto:eliseev_d@ntcees.ru)

### **ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»**

Климова Татьяна Георгиевна, [tgklim@mail.ru](mailto:tgklim@mail.ru)

Серов Дмитрий Михайлович, [serovrzias@yandex.ru](mailto:serovrzias@yandex.ru)

Лебедев Андрей Анатольевич, [andreilebedev76@mail.ru](mailto:andreilebedev76@mail.ru)

### **АО «РТСофт»:**

Казаков Павел Николаевич, [kazakov@rtsoft.msk.ru](mailto:kazakov@rtsoft.msk.ru)

Жданов Александр Владимирович. [zhdanov\\_av@rtsoft.msk.ru](mailto:zhdanov_av@rtsoft.msk.ru)

**ООО «Парма»**

Ермолаев Геннадий Сергеевич, [ermolaev@parma.spb.ru](mailto:ermolaev@parma.spb.ru)

Немкович Андрей Сергеевич, [nemkovich@parma.spb.ru](mailto:nemkovich@parma.spb.ru)

Климов Алексей Алексеевич, [klimov@parma.spb.ru](mailto:klimov@parma.spb.ru)

**Ивановский государственный энергетический университет (ИГЭУ)**

Иванов Игорь Евгеньевич, [iivanov@mtu.edu](mailto:iivanov@mtu.edu)

**ИСЭМ СО РАН**

Колосок Ирина Николаевна, [kolosok@isem.sei.irk.ru](mailto:kolosok@isem.sei.irk.ru)

Коркина Елена Сергеевна, [korkina@isem.irk.ru](mailto:korkina@isem.irk.ru)

Глазунова Анна Михайловна, [glazunova@isem.irk.ru](mailto:glazunova@isem.irk.ru)

**3. Анализ зарубежных публикаций в области развития и применения технологии СВИ для задач мониторинга и управления (п.1.1)**

В рамках изучения международного опыта развития технологии СВИ для задач мониторинга и управления были изучены следующие материалы:

**3.1** Отчет NASPI “Using Synchrophasor Data during System Islanding Events and Blackstart Restoration” (Применение данных СВИ при выделении части энергосистемы на изолированную работу и последующей синхронизации).

**3.2** Отчет NASPI “Model Validation Using Phasor Measurement Unit Data” (Верификация расчетных моделей при помощи данных СВИ).

**3.3** Отчет NASPI “Diagnosing Equipment Health and Mis-operations with PMU Data” (Диагностика состояния оборудования выявление неисправностей на основе данных СВИ).

**3.4** Отчет ENTSO-E “Report on Blackout in Turkey on 31<sup>st</sup> March 2015” (Отчет о блэкауте в энергосистеме Турции 31.03.2015).

**3.5** Отчет NASPI “Synchrophasor Data Quality Attributes and a Methodology for Examining Data Quality Impacts upon Synchrophasor Applications” (Атрибуты качества данных СВИ и методика проверки влияния качества данных на приложения, работающие со СВИ).

**3.6** Технический справочник NERC “Phase Angle Monitoring: Industry Experience Following the 2011 Pacific Southwest Outage Recommendation” (Контроль фазовых углов: Отраслевой опыт реализации Рекомендаций после отключения электроснабжения юго-западных штатов на тихоокеанском побережье в 2011 г.).

**3.7** Материалы ISGAN (International Smart Grid Action Network) “Synchrophasor Applications for Wide Area Monitoring and Control” (Приложения на основе СВИ для систем мониторинга и управления).

**3.8** Отчет EPG (Electric Power Group) “Synchro-Phasor Data Conditioning and Validation Project” (Проект по оценке качества и проверке достоверности данных СВИ), ч.1, 2, 3.

**3.9** Отчет рабочей группы СИГРЭ WG B5.14 «Wide area protection&control technologies» (Распределенные системы защиты и управления на основе данных СВИ).

**3.11** Отчет о ходе реализации проекта VISOR (Визуализация динамики поведения энергосистемы в режиме реального времени на основе усовершенствованного мониторинга).

**3.13** Материалы сессий СИГРЭ 2016-2018 гг (расшифровать – какие были коллоквиумы по СМНР).

**3.14** Материалы конференций NASPI 2015-2018 гг (более 100 презентаций).

**3.15** Статья «A review on synchrophasor communication system: communication technologies, standards and applications» (Обзор коммуникационных систем для передачи данных СВИ: коммуникационные технологии, стандарты, приложения) (2018 г.)

**3.16** Отчет Pacific Northwest National Laboratory “Assessment of Existing Synchrophasor Networks” (Оценка существующих сетей для передачи данных СВИ), 2018 г.

**3.17** Дорожная карта ENTSO-E (Research and Innovations) 2017–2026 гг в части развития технологии СВИ.

Следующей задачей в продолжение данного направления является продолжение изучения материалов зарубежных и российских конференций в области развития и применения технологии СВИ для практических задач управления и мониторинга режимами работы энергосистемы, генерирующего и сетевого оборудования.

#### **4. Разработка Концепции развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для повышения качества и надежности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России за период до 2020 года (п.1.1)**

**Участники:** АО «СО ЕЭС»

Целью настоящей Концепции является определение перспективных направлений и формирование плана работ по применению и развитию технологии СВИ для выполнения задач оперативно-диспетчерского управления на период до 2020 года.

Для достижения поставленных целей в Концепции:

- проведен анализ текущего уровня развития технологии СВИ в ЕЭС России;
- определены перспективные направления развитию и сформирован план работ по применению технологии СВИ для выполнения задач оперативно-диспетчерского управления;
- определены требования к составу и качеству данных СВИ;
- сформирован план работ по совершенствованию вычислительного комплекса системы мониторинга переходных режимов ОАО «СО ЕЭС» и аппаратных средств системы мониторинга переходных режимов;
- приведен план разработки нормативно-технических документов для развития технологии СВИ в ЕЭС России.

Эффект от внедрения технологии СВИ выражается в:

- повышении качества информационной поддержки оперативного и диспетчерского персонала при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;
- повышении точности расчетов электроэнергетического режима на



основе верифицированных расчетных моделей оборудования и энергосистемы;

- повышении устойчивости работы генерирующего оборудования, связанном со своевременным выявлением и демпфированием низкочастотных колебаний, определением корректности работы и настройки автоматического регулирования возбуждения генераторов;
- сокращении числа технологических нарушений в энергосистеме, возникающих в результате нарушения колебательной или динамической устойчивости, своевременном выявлении и оценке последствий утяжеления электроэнергетического режима энергосистемы;
- повышении точности противоаварийного управления за счет применения в алгоритмах работы противоаварийной автоматики фазовых углов напряжений.

В Концепции перспективными направлениями развития технологии СВИ определены следующие:

#### 4.1. Совершенствование технологических задач управления:

4.1.1. Мониторинг НЧК с целью анализа причин их возникновения, идентификации источников НЧК, контроля колебательной устойчивости энергосистемы.

4.1.2. Анализ корректности работы системных регуляторов.

4.1.3. Верификация расчетных моделей оборудования и энергосистем, используемых в расчетных моделях, в том числе уточнение параметров схем замещения ЛЭП, силового оборудования и нагрузки потребителей, определение статических и динамических характеристик узлов нагрузки по данным СВИ.

4.2. Информационная поддержка диспетчера по ситуационному анализу электроэнергетического режима энергосистемы:

4.2.1. Визуализация динамических процессов в энергосистеме.

4.2.2. Мониторинг разделения энергосистемы на изолированно работающие части.

4.3. Развитие комплексов противоаварийной и режимной автоматики.

4.3.1. Реализация управления по параметрам фазового угла в АРПМ, АЛАР.

4.3.2. Оценивание состояния электроэнергетического режима для расчетных задач.

Следующей задачей в продолжение данного направления является актуализация Концепции в 2020 г. с учетом выполненных мероприятий, достигнутого уровня развития технологии СВИ и актуальных практических задач управления и мониторинга режимами работы энергосистемы, генерирующего и сетевого оборудования.

## 5. Разработка стандартов, регламентирующих развитие СМПР ЕЭС России (п.1.2, 1.4)

**Участники:** все члены рабочей группы, АО «СО ЕЭС»

В 2017 году был утвержден **СТО 59012820.29.020.011-2016** «РЗА. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования», определяющий требования:

- к функциональности УСВИ (минимальные требования);
- к составу измеряемых параметров;
- к метрологическому обеспечению УСВИ;
- к точности синхронизации времени;
- к классам УСВИ;
- к сертификации УСВИ,

а также Методику сертификационных испытаний УСВИ и требования к погрешностям измерений УСВИ.

Ссылка на СТО: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto\\_synhro\\_vector.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_synhro_vector.pdf)

В 2018 году был утвержден **СТО 59012820.29.020.003-2018** «РЗА. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования» и проект СТО «РЗА. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования», определяющий требования к функциональности п сертификации КСВД, а также Методику сертификационных испытаний КСВД, правила взаимодействия КСВД при сборе архивных данных СВИ, описание структуры сообщений при запросе архивных данных СВИ.

Ссылка на СТО: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto\\_rza\\_ksvd.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_rza_ksvd.pdf)

В марте 2019 года утвержден **СТО 59012820.29.020.001-2019** «Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования», определяющий требования:

- требования к структуре СМПР ЕЭС России;
- требования к установке УСВИ, КСВД и ПТК СМПР на объектах электроэнергетики и в ДЦ АО «СО ЕЭС»;
- требования к функциональности КСВД и УСВИ в составе СМПР;
- требования к ПТК СМПР, устанавливаемым на объектах электроэнергетики;
- требования к информационному взаимодействию в СМПР ЕЭС России;
- требования к длительности хранения линейных архивов данных СВИ на разных уровнях СМПР ЕЭС России;
- особенности ввода в эксплуатацию устройств СМПР и ПТК СМПР.

Ссылка на СТО: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st\\_smpr\\_norm\\_2019.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st_smpr_norm_2019.pdf)

Следующей задачей в продолжение данного направления является разработка следующих национальных стандартов:

- ГОСТ Р «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования»;
- ГОСТ Р «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования»;

- ГОСТ Р «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования»,  
а также Типового технического задания на создание и внедрение ПТК СМПР на объектах электроэнергетики, Типовой Программы и методики испытаний программно-технических комплексов СМПР на объектах электроэнергетики (включая региональные КСВД и автономные УСВИ).

## 6. Сертификация устройств СМПР (п.1.3)

**Участники:** Климова Т.Г., Серов Д.М., Мокеев А.В, Бовыкин В.Н., Родионов А.В., Казаков П.Н., Черепов А.С., Порозков М.А., Ермолаев Г.С., Немкович А.С., Климов А.А., Дубинин Д.М.

В соответствии с требованиями СТО 59012820.29.020.011-2016 «РЗА. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» проводятся работы по сертификации УСВИ в органах добровольной сертификации. В 2018 году сертификаты соответствия требованиям стандарта АО "СО ЕЭС" СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» выданы на следующие устройства:

- преобразователь измерительный многофункциональный ЭНИП-2-4Х/ХХХ-ХХХ-ХХХХ-ХЗ класса Р (ООО «Инженерный центр «Энергосервис»);
- преобразователь измерительный многофункциональный ЭНИП-2-4Х/ХХХ-ХХХ-ХХХХ-ХЗ класса М (ООО «Инженерный центр «Энергосервис»);
- преобразователь измерительный многофункциональный ЭНИП-2-0-ХХХ-ХХХХ-ХЗ класса Р (ООО «Инженерный центр «Энергосервис»);
- преобразователь измерительный многофункциональный ЭНИП-2-0-ХХХ-ХХХХ-ХЗ класса М (ООО «Инженерный центр «Энергосервис»);
- преобразователь измерительный многофункциональный МИП-02А-40.01М класса М (ЗАО «РТСофт»);
- преобразователь измерительный многофункциональный МИП-02А-40.05М класса М (ЗАО «РТСофт»).

Следующими задачами в продолжение данного направления являются:

- дальнейшая сертификация УСВИ в части их соответствия требованиям СТО;
- аттестация органа добровольной сертификации в области КСВД;
- сертификация установленных в ЕЭС России КСВД в части их соответствия требованиям СТО 59012820.29.020.003-2018 «РЗА. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования».

## **7. Испытания УСВИ в части измерения параметров системы возбуждения и разработка методики проверки измерения УСВИ параметров системы возбуждения (п.1.3)**

**Участники:** Кабанов Д.А., Зеленин А.С., Шескин Е.Б., Дубинин Д.М., Жданов А.В., Немкович А., Ермолаев Г.С., Мокеев А.В., Родионов А.В., Мустафин Р.Р.

Для корректного анализа функционирования АРВ и СВ синхронных генераторов электрических станций, СМСР использует измеренные значения не только токов и напряжений статорных обмоток машины, но и обмоток ротора, сигналы от которых имеют сложный спектральный состав и представляют интерес для анализа в нижнем диапазоне частот до 15-20 Гц.

В настоящее время Стандарт АО «СО ЕЭС», устанавливающий требования к УСВИ, не предъявляет требований в части измерения сигналов от систем возбуждения синхронных машин, что делает невозможным проведение сертификации этой функции.

Целью данной работы являлось:

- 7.1. Проведение в АО «НТЦ ЕЭС» испытаний УСВИ в части функции реализации измерения параметров системы возбуждения с участием всех производителей.
- 7.2. Разработка методики тестирования, а также формулировка типовых требований к УСВИ в части измерения параметров системы возбуждения.

На основании результатов испытаний 4-х моделей УСВИ был разработан проект Методики проверки УСВИ в части измерения параметров системы возбуждения (**приложение А**).

Следующей задачей в продолжение данного направления является интеграция данной Методики в ГОСТ УСВИ, проведение сертификации УСВИ с целью проверки их соответствия требованиям стандарта.

## **8. Вопросы применения данных СВИ для задач мониторинга работы генерирующего и сетевого оборудования (п.1.5)**

Применение технологии СВИ позволяет существенно повысить наблюдаемость протекающих в энергосистеме процессов и способствует повышению уровня технического совершенства современных систем мониторинга, защиты и управления электрическим режимом энергосистемы.

Актуальными перспективными задачами применения данных СВИ для задач уровня объекта электроэнергетики являются:

- 8.1. Послеаварийный анализ режимов работы оборудования и систем регулирования.
- 8.2. Мониторинг технического состояния генерирующего и сетевого оборудования.
- 8.3. Мониторинг режимов работы генерирующего оборудования:
  - 8.3.1. Мониторинг синхронных качаний активной мощности

- 8.3.2. Оценка корректности работы автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения.
- 8.3.3. Статистический анализ режимов работы генерирующего оборудования.
- 8.4. Мониторинг режимов работы сетевого оборудования:
  - 8.4.1. Идентификация возникновения несимметричного режима работы генерирующего и сетевого оборудования.
  - 8.4.2. Мониторинг работы трансформаторов напряжения и устройств РПН силовых трансформаторов.
- 8.5. Автоматическая достоверизация измерений в режиме реального времени (АСУ ТП, СОТИ АССО, АИИС КУЭ).
- 8.6. Информационная поддержка решений оперативного персонала.

10 октября 2018 г. в АО «СО ЕЭС» состоялось совместное заседание секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» и «Стандартизация в электроэнергетике» НП «НТС ЕЭС» по теме: «Актуальные задачи развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для задач управления в электроэнергетике», на котором присутствовало 57 человек. На данном заседании были заслушаны доклады о применении данных СВИ для задач объектов электроэнергетики. Протокол заседания доступен по адресу:

[https://docs.wixstatic.com/ugd/77b43c\\_a85faa7edae9417b943bd980fad2c5e0.pdf](https://docs.wixstatic.com/ugd/77b43c_a85faa7edae9417b943bd980fad2c5e0.pdf)

Следующей задачей в продолжение данного направления является сбор практических примеров применения данных СВИ для задач объектов электроэнергетики, выработка рекомендаций для эффективного применения данных СВИ специалистами эксплуатирующих организаций.

## 9. Мониторинг работы силовых трансформаторов (п.1.5)

**Участники:** Мокеев А.В., Ульянов Д.Н., Бовыкин В.Н., Родионов А.В., Дубинин Д.М.

Электромагнитные параметры силовых трансформаторах могут служить эффективными характеристиками для идентификации возникновения дефектов и повреждений в силовых трансформаторах. Использование данных СВИ позволяет производить оценку указанных параметров в режиме реального времени и реализовать мониторинг работы силовых трансформаторов. Оценка параметров трансформатора производится на основе уравнений состояния трансформатора.

Специалистами ООО «Инженерный центр «Энергосервис» разработан проект по мониторингу силовых трансформаторов с использованием данных СВИ. В рамках опытно-промышленной эксплуатации реализован первый этап проекта на ПС-8 ПО «Архангельские электрические сети» филиала «Архэнерго» ПАО «МРСК Северо-Запада» для Т-1 (марка трансформатора ТД-10000/35/6,3). Сформирован архив данных, проведена их первичная обработка. Определена состоятельность базы данных, составлена расчётная модель диагностируемого оборудования (**пробраз**

**цифрового двойника).** В рамках данной системы предполагается выполнять также мониторинг измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Работа выполняется в рамках перспективной темы ПАО «Россети» «Система мониторинга электросетевого оборудования с применением синхронных векторных измерений», но может быть реализована на любых объектах электроэнергетики.

Следующей задачей в продолжение данного направления является повышение точности оценки параметров силового трансформатора, разработка ПО мониторинга работы трансформаторов в режиме on-line.

Одной из основных проблем является недостаточное количество УСВИ, установленных на присоединениях трансформаторов.

## **10. Тестирование технического решения по сбору данных СВИ посредством облачных технологий (п.1.6)**

**Участники:** Мокеев А.В., Родионов А.В., Гайдамакин Ф.Н., Кожевин А.В., Дубинин Д.М., Уткин Д.Н.

В качестве разработки и апробирования технических решений по обмену технологической информацией объектов электроэнергетики и диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» было проведено тестирование технического решения по сбору с уровня объектов электроэнергетики данных СВИ в ДЦ посредством облачных технологий и сформированы рекомендации к УСВИ для данной задачи, произведена оценка надежности решения и качества получаемых в диспетчерских центрах данных. Описание и результаты данной работы приведены в **приложении В**.

Следующей задачей в продолжение данного направления является расширение количества собираемой информации, увеличение количества участников данного решения, оценка возможности и эффективности применения собираемых посредством облачных технологий данных в задачах мониторинга и оценивания состояния.

## **11. Актуализация параметров ЛЭП на основе данных СВИ (пп.1.7, 1.8)**

**Участники:** Иванов И.Е., Дубинин Д.М.

В качестве расширения задач применения данных СВИ для задач мониторинга и управления проведено исследование по вопросу актуализации параметров воздушных линий электропередачи на основе СВИ. Предварительные результаты приведены в **приложении С**.

Следующей задачей в продолжение данного направления является практическая реализация алгоритма определения параметров ЛЭП на основе СВИ и его тестирование на реальных данных.

## **12. Разработка программного обеспечения идентификации низкочастотных колебаний на основе данных СВИ (пп.1.7, 1.8)**

**Участники:** Родионов А.В., Попов А.И., Мокеев А.В., Дубинин Д.М.

Специалистами ООО «Инженерный центр «Энергосервис» совместно с Системным оператором ведется работа по созданию комплекса программ для решения различных прикладных задач с применением методов анализа данных синхронизированных векторных измерений.

Основное внимание на первом этапе разработки ПО было уделено задачам on-line и off-line мониторинга параметров низкочастотных колебаний (НЧК) и обнаружения их источника.

Главенствующую роль при разработке ПО играют принципы гибкости, универсальности архитектурных решений и возможности повторного использования реализуемых компонентов. Такой подход позволяет использовать при анализе НЧК как известные, так и оригинальные алгоритмы цифровой обработки сигналов. Описание ПО идентификации НЧК и первые результаты тестирования на реальных данных в режиме off-line приведены в **приложении D**.

Следующей задачей в продолжение данного направления является тестирование ПО на реальных данных в различных схемно-режимных ситуациях, проработка взаимодействия с существующими источниками данных СВИ, развитие пользовательского интерфейса с визуализацией результатов.

## **13. Применение данных СВИ в задаче оценивания состояния (п.1.8)**

**Участники:** Николаев А.В., Дубинин Д.М., Уткин Д.Н., Гайдамакин Ф.Н., Кожевин А.В.

Для управления электроэнергетической системой требуется полная и точная информация о параметрах режима, которая характеризует текущее состояние ЭЭС. В ОИК ДЦ такая информация поступает с помощью средств телемеханики в виде телесигналов (ТС) и телеизмерений (ТИ) параметров режима.

Как правило, объемы и качество телеметрической информации недостаточны для полной наблюдаемости схемы ЭЭС, что негативно отражается на оценивании состояния (ОС).

Оценивание состояния – это одна из основных задач подсистемы оперативного управления режимами. Она выполняет функцию формирования моделей текущих режимов работы энергосистем на основе телеметрической информации для выполнения дальнейших расчетов. Программа ОС ПВК КОСМОС+ является обязательной составной частью всех комплексов централизованной противоаварийной автоматики и системы мониторинга запаса устойчивости.

Применение СВИ открывает новые перспективы для решения задачи оценивания режимов:

- наличие дополнительных измерений увеличивает надежность системы при отказах отдельных измерительных каналов;
- возрастает обоснованность решений в процессе отбраковки измерений, содержащих грубые ошибки;
- повышается вероятность выработки правильных рекомендаций при проверке состояния топологии сети;

- наличие прямых измерений независимых переменных, к которым относятся модули и фазы напряжений узлов, повышает устойчивость вычислительного процесса (за счет улучшения свойств матриц Якоби);
- более высокая точность дополнительных измерений способствует повышению точности оценки режима в целом.

Описание работы приведено в **приложении Е**.

Следующей задачей в продолжение данного направления является расширение применения данных СВИ в задаче ОС. В современных условиях, при использовании данных СВИ, требуется дальнейшее развитие методики ОС, ранее базирующейся на несинхронизированных SCADA-измерениях, а также методов расстановки УСВИ для улучшения свойств решения задачи ОС ЭЭС. Использование СВИ позволит избежать основных проблем, возникающих при решении задачи ОС, связанных с низким качеством измерительной информации, поступающей от системы SCADA. В полученных SCADA измерениях проявляется эффект «замершего измерения», что может привести к ненаблюдаемости в расчетной схеме и некачественному ОС.

#### **14. Разработка алгоритмов идентификации типа и вида нарушений в энергосистеме на основе данных СВИ (п.1.8)**

**Участники:** Лебедев А.А., Климова Т.Г., Дубинин Д.М.

В качестве расширения задач применения данных СВИ для задач мониторинга и управления на базе программно-технического комплекса real-time digital simulator (RTDS) было проведено исследование эффективности применения данных СВИ для анализа и идентификации аварийных ситуаций, происходящих в энергосистеме.

В ходе работы было проведено моделирование различных коротких замыканий, произведено сравнение изменений режимных параметров, описанных теоретически и полученных на RTDS. На основе полученных данных реализован алгоритм в виде программы в среде MATLAB, которая выводит окно с сообщением о виде несимметрии, времени начала и времени окончания произошедшего события и осциллограммы измеряемых параметров в этот промежуток времени пофазно (**приложение F**).

Следующей задачей в продолжение данного направления является дальнейшее совершенствование алгоритмов, тестирование алгоритмов на полигоне АО «СО ЕЭС».

#### **15. Разработка УСВИ класса Р (п.1.9)**

**Участники:** Мокеев А.В., Бовыкин В.Н., Миклашевич А.В., Родионов А.В.

Устройство синхронизированных векторных измерений ЭНИП-2-XX/XXX-XXX-XXXX-X3 класса Р разработано с применением оригинальных алгоритмов обработки сигналов. Устройства прошли сертификацию на выполнение требований стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования». Характеристики УСВИ класса Р (характеристики точности и динамические характеристики не уступают иностранным аналогам).



Следующей задачей в продолжение данного направления является реализация пилотного проекта по установке УСВИ класса Р на объекты электроэнергетики с целью получения практического опыта применения данных СВИ в задачах мониторинга и управления.

## **16. УСВИ с поддержкой стандартов цифровой подстанции (п.1.10)**

**Участники:** Мокеев А.В., Бовыкин В.Н., Миклашевич А.В. Родионов А.В., Климова Т.Г.

Для применения в составе цифровой подстанции специалистами ООО «Инженерный центр «Энергосервис» разработаны модификации устройства синхронизированных векторных измерений ЭНИП-2-0-XXX-XXXX-X3 класса Р и М с цифровым входом согласно IEC 61850-9-2LE.

Указанные устройства прошли сертификацию на выполнение требований стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования».

Другим устройством с поддержкой технологий цифровой подстанции и синхронизированных векторных измерений является преобразователь аналоговых сигналов ENMU. Устройства ENMU согласно стандарта IEC 61869 относятся к классу устройств Stand-Alone Merging Unit и подключается к традиционным электромагнитным трансформаторам тока и напряжения, осуществляют аналого-цифровое преобразование сигналов и выдачу оцифрованных данных в виде выборочных значений (sampled values) в сеть Ethernet широкополосными потоками согласно МЭК 61850-9-2. Дополнительно ENMU выполняет функции устройства синхронизированных векторных измерений, концентратора векторных данных, регистратора аварийных событий и многофункционального измерительного преобразователя телемеханики. ENMU первыми в Российской Федерации внесены в реестр средств измерений. Устройства предназначены для использования как в составе СМРП, так и для создания WAMPAC.

Устройства синхронизированных векторных измерений ЭНИП-2-0-XXX-XXXX-X3 с поддержкой МЭК 61850-9-2 и преобразователи аналоговых сигналов ENMU внедрены на ПС 500 кВ «Тобол» в рамках пилотного проекта ПАО «ФСК» цифровая подстанция.

Следующей задачей в продолжение данного направления являются работы по использованию устройств с поддержкой векторных измерений в системах релейной защиты и автоматики.

## **17. Мониторинг качества данных СВИ в режиме реального времени (п.1.11)**

**Участники:** Дубинин Д.М., Уткин Д.Н., Кисловский А.А., Теплоухов Р.Н.

В главном ДЦ введено в эксплуатацию ПО мониторинга низкочастотных колебаний (ПК PhasorPoint) и ПО мониторинга высокоамплитудных синхронных качаний активной мощности в контролируемых сечениях, функционирующее в режиме реального времени на основе данных СВИ. В связи с этим становится актуальной

задача оценки качества получаемых СВИ для предотвращения потери функциональности ПО.

Была проведен анализ функциональности ПО PhasorPoint, ПО WAProtector в части мониторинга качества данных СВИ, а также материалы отчетов NASPI, PJM по данной теме. На основе анализа были сформированы требования к функциональности ПО в части мониторинга качества данных СВИ в режиме реального времени.

Информация по данному вопросу приведена в **приложении Г**.

Следующей задачей в продолжение данного направления является разработка модуля мониторинга качества данных, тестирование данного модуля в реальных условиях эксплуатации и его последующая интеграция в Автоматической системы сбора данных СВИ, установленную в ДЦ.

## **18. Вопросы достоверизации данных СВИ (п.1.11)**

**Участники:** Колосок И.Н., Коркина Е.С., Глазунова А.М., Дубинин Д.М

Грубые ошибки (плохие данные) в телеизмерениях и другой исходной информации являются источником искажения расчетного режима, полученного в результате оценивания состояния (ОС), что может привести к ошибкам при управлении ЭЭС. Поэтому обнаружение грубых ошибок, подавление их влияния на оценки параметров режима ЭЭС – одна из наиболее актуальных проблем при решении задачи ОС. Причинами появления этих ошибок могут быть как случайные факторы, связанные со сбоями в системе сбора данных, ошибками персонала и т.д., так и преднамеренные воздействия – кибератаки (КА) на систему сбора и передачи данных, базы данных и саму программу оценивания состояния.

Измерения параметров электроэнергетической системы, полученные от новых измерительных источников (УСВИ), дополняют традиционные измерения, ранее используемые в аппарате КУ при ОС ЭЭС. С включением измерений PMU в вектор измерений существенно увеличивается количество контрольных уравнений, используемых для достоверизации измерений при оценивании состояния. **Достоверизация измерений с помощью КУ необходима для обнаружения среди исходных данных измерений с грубыми ошибками** (так называемых «плохих данных»). Сформированные Контрольные Уравнения позволяют проверить качество исходной информации перед работой алгоритма Оценивания Состояния, что является очень важным условием получения качественного результата задачи ОС ЭЭС – грубые ошибки не попадают в базис и не “размазываются” по всем оценкам вектора состояния.

Результаты исследований по данному вопросу приведены в **приложении Н**.

Следующей задачей в продолжение данного направления является задача применения УСВИ при моделировании устройств FACTS.

## **19. Вопросы обеспечения кибербезопасности устройств СМПП (п.1.12)**

**Участники:** Колосок И.Н., Гурина Л.А., Коркина Е.С., Дубинин Д.М

Системы SCADA и СМПП являются наиболее уязвимыми к кибератакам компонентами информационной подсистемы интеллектуальной ЭЭС (ИЭС), вместе с тем, от качества измерений, поступающих из этих систем, зависит качество управления физической подсистемой ИЭС. Наряду с техническими и организационными мерами, направленными на повышение кибербезопасности ИЭС, для анализа уязвимостей объектов SCADA и СМПП и снижения степени влияния произошедших кибератак на качество управления предлагается использовать **статистические методы обработки измерительной информации.**

Результаты исследований по данному вопросу приведены в **приложении I.**

Следующей задачей в продолжение данного направления является решение вопросов кибербезопасности объектов “Умных сетей” (Смарт Грид) с позиций кибер-физических систем (на примере ЦПС, систем с распределенными источниками и накопителями энергии и т.д.)

## ПРОЕКТ МЕТОДИКИ ПРОВЕРКИ УСВИ В ЧАСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ

### Требования к погрешностям УСВИ в части измерений параметров системы возбуждения синхронных генераторов (дополнение)

Б.5<sup>1</sup>. Допустимые пределы погрешностей измерений в статических условиях

Эксперимент	Диапазон изменения параметра	Пределы допускаемых погрешностей УСВИ
Измерение напряжения при различных значениях угла зажигания и угла коммутации	$\alpha \in [0; 150]$ , $\mu \in [0; 60]$ , $U_f \in [0; 135]$ В  При разных значениях частоты напряжения электропитания преобразователя $f_{\text{пит.}} \in \{50; 150; 300\}$ Гц	$\Delta U_f < 1$ В
Измерение тока возбуждения при различных его значениях	$I_f \in [0.1; I_{\text{max}}] I_{f\text{ном}}$	$\Delta I_f < 0.02$ А для заявленного диапазона измерений
Измерение напряжения при различных значениях частоты напряжения электропитания моста	$f_{\text{пит.}} \in [45; 55]$ Гц; $f_{\text{пит.}} \in [135; 165]$ Гц; $f_{\text{пит.}} \in [270; 330]$ Гц	$\Delta U_f < 1$ В

$I_{\text{max}}$  – максимальная допустимая кратность в заявленном диапазоне измерений (не менее чем 2.5 о.е.);

$I_{f\text{ном}}$  – номинальный ток возбуждения, 1 А;

$\Delta U_f$  – модуль абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения;

$\Delta I_f$  – модуль абсолютной погрешности измерения тока возбуждения.

<sup>1</sup> Нумерация продолжает нумерацию Стандарта

Б.6. Допустимые пределы погрешностей измерений класса  $M$  в динамических условиях

Эксперимент	Диапазон изменения параметра	Пределы допускаемых погрешностей УСВИ
Скачкообразное изменение напряжения электропитания	Для всех тестовых условий, приведенных в описании эксперимента 8.1.3	$\Delta U_f < 1 \text{ В}$ при $T_{\text{откл}} \leq 0.04 \text{ с}$ ; $\Delta I_f < 0.02 \text{ А}$ при $T_{\text{откл}} \leq 0.04 \text{ с}$ ; время реакции $\leq \max(0.005;$ $0.25/F_s)$ ; перерегулирование (вычисленное по формуле (9)) $\leq 5 \%$
Скачкообразное изменение напряжения электропитания с последующим возвратом к исходному значению через заданное время	Для всех тестовых условий, приведенных в описании эксперимента 8.1.4	
Скачкообразное изменение угла зажигания	Для всех тестовых условий, приведенных в описании эксперимента 8.1.5	
Скачкообразное изменение угла зажигания с последующим возвратом к исходному значению через заданное время	Для всех тестовых условий, приведенных в описании эксперимента 8.1.6	
Модуляция угла зажигания	Для всех тестовых условий, приведенных в описании эксперимента 8.1.7	Для $[0; 5] \text{ Гц}$ : $\Delta U_f < 1 \text{ В}$ $\Delta I_f < 0.02 \text{ А}$ Для $(5; 10] \text{ Гц}$ : $\Delta U_f < 5 \text{ В}$ $\Delta I_f < 0.1 \text{ А}$ с учетом уменьшения амплитуды сигнала, вычисленного по выражению (19)
Модуляция напряжения электропитания	Для всех тестовых условий, приведенных в описании эксперимента 8.1.8	
Имитация короткого замыкания	Для всех тестовых условий, приведенных в описании эксперимента 8.1.9	$\Delta I_f < 0.02 \text{ А}$ при $T_{\text{откл}} \leq 0.1 \text{ с}$
Линейное изменение частоты напряжения электропитания	Для всех тестовых условий, приведенных в описании эксперимента 8.1.10	Погрешность не нормируется. Результаты эксперимента носят информативный характер

## Методика сертификационных испытаний УСВИ в части в части измерения параметров системы возбуждения синхронных генераторов (дополнение)

В разделе 0 приводится базовое описание сигналов по напряжению возбуждения и тока возбуждения, которое должно быть использованы при проведении сертификационных испытаний.

При сертификационных испытаниях допускается выполнять подстройку синхронизации времени УСВИ под аналоговые сигналы от ПАК РВ.

### Модели тестовых сигналов для проведения экспериментов

#### Базовая модель сигнала напряжения возбуждения $u_f(t)$

Базовая модель сигнала напряжения возбуждения  $u_f(t)$  описывается следующими выражениями:

$$\left. \begin{aligned}
 &\varphi(t) = t \cdot 2\pi \cdot f_{\text{пит.}} - \text{floor}(t \cdot f_{\text{пит.}} \cdot 2\pi/2\pi) \cdot 2\pi \\
 &\varphi_1(t) = \varphi(t) - \alpha(t) - \pi/6 \\
 &u_{\sin}(t, \gamma) = \frac{X_{\text{НОМ}}^U}{\sqrt{3}} \cdot A(t) \cdot \sin(\varphi(t) + \gamma) \\
 &u_a(t) = u_{\sin}(t, 0) \\
 &u_b(t) = u_{\sin}\left(t, -\frac{2\pi}{3}\right) \\
 &u_c(t) = u_{\sin}\left(t, -\frac{4\pi}{3}\right) \\
 &u_{ab}(t) = u_a(t) - u_b(t) \\
 &u_{bc}(t) = u_b(t) - u_c(t) \\
 &u_{ca}(t) = u_c(t) - u_a(t) \\
 &u_{abc}(t) = (u_a(t) + u_b(t)) \cdot 0.5 - u_c(t) \\
 &u_{bca}(t) = (u_b(t) + u_c(t)) \cdot 0.5 - u_a(t) \\
 &u_{cab}(t) = (u_c(t) + u_a(t)) \cdot 0.5 - u_b(t) \\
 &i1 = \text{floor}(\varphi_1(t)/(\pi/3)) \cdot 2 \\
 &\varphi_d(t) = \varphi(t) - 0.5 \cdot i1 \cdot \pi/3 \\
 &i2 = -1 \text{ если } 0 \leq \varphi_d(t) < \mu \\
 &\text{nomer} = i1 + i2 + 1 \\
 &\text{nomer} = \text{nomer} + 12 \text{ если } \text{nomer} < 1 \\
 &\text{nomer} = \text{nomer} - 12 \text{ если } \text{nomer} > 12 \\
 &u_f(t, \alpha, \mu) = \begin{cases} u_{ab}(t) & \text{для } \text{nomer} = 1 \\ -u_{bca}(t) & \text{для } \text{nomer} = 2 \\ -u_{ca}(t) & \text{для } \text{nomer} = 3 \\ u_{abc}(t) & \text{для } \text{nomer} = 4 \\ u_{bc}(t) & \text{для } \text{nomer} = 5 \\ -u_{cab}(t) & \text{для } \text{nomer} = 6 \\ -u_{ab}(t) & \text{для } \text{nomer} = 7 \\ u_{bca}(t) & \text{для } \text{nomer} = 8 \\ u_{ca}(t) & \text{для } \text{nomer} = 9 \\ -u_{abc}(t) & \text{для } \text{nomer} = 10 \\ -u_{bc}(t) & \text{для } \text{nomer} = 11 \\ u_{cab}(t) & \text{для } \text{nomer} = 12 \end{cases}
 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где:

$t$  – время, с;

$f_{\text{пит.}}$  – напряжение электропитания системы возбуждения (далее – напряжение электропитания), Гц;

$\alpha(t)$  – функция изменения угла зажигания тиристоров системы возбуждения (далее – угол зажигания), радианы;

$\mu$  – значение угла коммутации выпрямителя системы возбуждения (далее – угол коммутации), радианы;

$A(t)$  – функция изменения амплитуды напряжения электропитания (далее – амплитуда напряжения электропитания), о.е.;

$X_{\text{ном}}^U = 100 \text{ В}$  – номинальное действующее значение линейного напряжения электропитания СВ, В;

$u_f(t, \alpha, \mu)$  – функция напряжения возбуждения системы возбуждения (далее – напряжение возбуждения), В.

**Точность задания угла зажигания, угла коммутации должна быть не хуже чем  $0.1^\circ$  на частоте 50 Гц.**

Среднее значение для напряжения возбуждения при постоянстве  $\alpha$  и  $\mu$ , линейном напряжении электропитания  $U^U(t) = X_{\text{ном}}^U \cdot A(t)$ , заданного по выражениям (1), вычисляется по формуле **Ошибка! Источник ссылки не найден.:**

$$U_f(\alpha, \mu, t) = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} \cdot U^U(t) \cdot \frac{(\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu))}{2} \quad (2)$$

В формулу  $\alpha, \mu$  необходимо подставлять в радианах.

### **Базовая модель сигнала тока возбуждения $i_f(t)$**

Базовая модель сигнала тока возбуждения  $i_f(t)$  описывается следующим выражением:

$$i_f(t) = I_{f \text{ ном}} \cdot I(t) \quad (3)$$

где:  $I(t)$  – функция, описывающая характер изменения тока возбуждения, требуемая в эксперименте, о.е.

### **Эксперименты, проводимые в статических условиях**

В статических условиях параметры, определяющие величину постоянной составляющей напряжения возбуждения и тока возбуждения, остаются неизменными в процессе проведения каждого из экспериментов.

Длительность каждой ступени теста должна быть не менее 5 секунд.

В каждой ступени каждого теста должны быть определены: значения модуля мгновенных абсолютных погрешностей ( $\Delta X(t)$ ) измерения напряжения возбуждения ( $\Delta U(t)$ ) и/или тока возбуждения ( $\Delta I(t)$ ) (по формуле (4)).

Выражения для расчета модуля мгновенного значения абсолютной погрешности для времени  $t$ :

$$\begin{aligned} \Delta U(t) &= \left| U_{f \text{ ист.}}(t) - U_{f \text{ УСВИ}}(t) \right|, \\ \Delta I(t) &= \left| I_{f \text{ ист.}}(t) - I_{f \text{ УСВИ}}(t) \right| \end{aligned} \quad (4)$$

среднее значение модуля абсолютной погрешности измерения ( $\Delta X_{\text{сред}}$ ) для напряжения возбуждения ( $\Delta U_{\text{сред}}$ ) и/или тока возбуждения ( $\Delta I_{\text{сред}}$ ) на интервале не менее чем 5 секунд (по формуле (5));

Среднее значение модуля абсолютной погрешности на интервале  $[t_1; t_2]$ :

$$N = \frac{t_2 - t_1}{f_s}$$

$$\Delta X_{\text{сред}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta X \left( t_1 + (i-1) \cdot \frac{1}{f_s} \right) \quad (5)$$

где  $N$  – количество точек на интервале времени  $[t_1; t_2]$ , измеренное УСВИ при заданном  $f_s$ ;  $\Delta X(t)$  – значение модуля мгновенной абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения или тока возбуждения для момента времени  $t$ ;  $f_s$  – темп передачи УСВИ (частота дискретизации сигнала  $\Delta X(t)$ ).  
 максимальные значения модуля абсолютной погрешности измерения ( $\Delta X_{\text{max}}$ ) для напряжения возбуждения ( $\Delta U_{\text{max}}$ ) и/или тока возбуждения ( $\Delta I_{\text{max}}$ ) на интервале не менее чем 5 секунд.

### Эксперимент 8.1.1.А. Сценарий тестирования УСВИ в экспериментах с различными значениями угла зажигания и угла коммутации

#### Условия проведения теста:

1. задать сигнал  $u_f(t, \alpha, \mu)$ , описанный в разделе 0, для которого:

$$\begin{aligned} A(t) &= \text{const} \in \{1.0\} \text{ о. е.}, \\ f_{\text{пит.}}(t) &= \text{const} \in \{50; 150; 300\} \text{ Гц}, \\ \alpha(t) &= \text{const} \in \{0; 30; 60; 90; 120; 150\}^\circ, \\ \mu &= \text{const} \in \{0; 30; 60\}^\circ \end{aligned} \quad (6)$$

2. для каждой комбинации значений  $f_{\text{пит.}}$ ,  $\alpha$ ,  $\mu$  определить истинное среднее значение моделируемого сигнала  $u_f(t, \alpha, \mu)$  по формуле (2);
3. после изменения любого из параметров  $f_{\text{пит.}}$ ,  $\alpha$ ,  $\mu$  для выполнения последующих измерений необходима пауза длительностью не менее 5 с;

Заполнить таблицу Г.8.1.1.А.

Таблица Г.8.1.1.А. Результаты тестирования УСВИ при различных значениях угла зажигания и угла коммутации.

$f_{\text{пит.}}$ , Гц	$\alpha$ , град.	Модуль абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения $U_f$					
		$\Delta U_{\text{max}}$ , В			$\Delta U_{\text{сред}}$ , В		
		$\mu$ , град			$\mu$ , град		
		0	30	60	0	30	60
50	0						
	30						
	60						
	90						
	120						
	150						
150	0						
	30						
	60						
	90						
	120						
	150						
300	0						
	30						
	60						
	90						
	120						
	150						

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.



### Эксперимент 8.1.1.Б. Сценарий тестирования УСВИ при различных значениях тока возбуждения

#### Условия проведения теста:

1. задать сигнал  $i_f(t)$ , описанный в разделе 0, для которого:

$$I(t) = k_I, \quad k_I = \text{const} \in \left\{ 0.1; 0.25; 0.5; 0.75; 1.0; 1.25; 1.5; 1.75; 2.0; 2.25; 2.5; 3; 4 \right\} \text{ о.е.} \quad (7)$$

где  $k_I$  – коэффициент кратности тока возбуждения, о.е.

2. после изменения  $k_I$  для выполнения последующих измерений необходима пауза длительностью не менее 5 с;
3. заполнить таблицу Г.8.1.1.Б с учетом диапазона измерений тока, минимально допустимый диапазон – 0.1-2.5 о.е.;

Таблица Г.8.1.1.Б. Результаты тестирования УСВИ при различных значениях тока возбуждения

$k_I$ , о.е.	Модуль абсолютной погрешности измерения тока возбуждения $I_f$	
	$\Delta I_{\max}$ , А	$\Delta I_{\text{сред}}$ , А
0.10		
0.25		
0.50		
0.75		
1.00		
1.25		
1.50		
1.75		
2.00		
2.25		
2.50		
3.00		
4.00		

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.

### Эксперимент 8.1.2. Сценарий тестирования УСВИ при различных значениях частоты напряжения электропитания моста

#### Условия проведения теста:

1. задать сигнал  $u_f(t, \alpha, \mu)$ , описанный в разделе 0, для которого:

$$f_{\text{пит.}}(t) = \text{const} \in \left\{ \begin{array}{l} A(t) = \text{const} \in \{1.0\} \text{ о. е.,} \\ 45; 46; 47; 48; 49; 50; 51; 52; 53; 54; 55; \\ 135; 138; 141; 144; 147; 150; \\ 153; 156; 159; 162; 165; \\ 270; 276; 282; 288; 294; 300; \\ 306; 312; 318; 324; 330 \end{array} \right\} \text{ Гц,} \quad (8)$$

$$\alpha(t) = \text{const} \in \{60\}^\circ,$$

$$\mu = \text{const} \in \{15\}^\circ$$

2. определить истинное среднее значение моделируемого сигнала  $u_f(t, \alpha, \mu)$  по формуле (2) для  $\alpha, \mu$ ;
3. после изменения параметра  $f_{\text{пит.}}$  для выполнения последующих измерений необходима пауза длительностью не менее 5 с;

Заполнить таблицу Г.8.1.2.

Таблица Г.8.1.2. Результаты тестирования УСВИ при различных значениях частоты напряжения электропитания моста

$f_{\text{пит.}}, \text{ Гц}$	Модуль абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения $U_f$	
	$\Delta U_{\text{max}}, \text{ В}$	$\Delta U_{\text{сред}}, \text{ В}$
45		
46		
47		
48		
49		
50		
51		
52		
53		
53		
55		
135		
138		
141		
144		
147		
150		
153		
156		
159		
162		
165		
270		
276		
282		
288		
294		
300		
306		
312		
318		
324		
330		

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.

### Эксперименты, проводимые в динамических условиях

Динамическими условиями при тестировании УСВИ считаются условия, в которых один или несколько параметров, описывающих сигналы  $u_f(t)$  и/или  $i_f(t)$ , изменяются по заданному закону.

Длительность каждой ступени теста определена в описании соответствующего эксперимента.

Для каждой ступени экспериментов 8.1.3 и 8.1.5 должны быть определены:  
значение времени реакции  $T_{\text{реакции}}$  (определяется как интерполированное значение согласно определению и рисунку Г.2);  
значение перерегулирования  $\sigma$  (в %):

$$\sigma = \frac{X_{\text{max}}^{\text{УСВИ}} - X_{\text{уст}}^{\text{УСВИ}}}{|X_{\text{пред}}^{\text{УСВИ}} - X_{\text{уст}}^{\text{УСВИ}}|} \cdot 100\% \text{ для положительной величины ступени}$$

$$\sigma = \frac{X_{\text{min}}^{\text{УСВИ}} - X_{\text{уст}}^{\text{УСВИ}}}{|X_{\text{пред}}^{\text{УСВИ}} - X_{\text{уст}}^{\text{УСВИ}}|} \cdot 100\% \text{ для отрицательной величины ступени}$$
(9)

где  $X_{\text{max}}^{\text{УСВИ}}$  – максимальное значение измеренной УСВИ величины, зафиксированное в ходе переходного процесса при положительной величине ступени;

$X_{\text{min}}^{\text{УСВИ}}$  – минимальное значение измеренной УСВИ величины, зафиксированное в ходе переходного процесса при положительной величине ступени;

$X_{\text{пред}}^{\text{УСВИ}}$  – значение измеренной УСВИ величины перед переходным процессом;

$X_{\text{уст}}^{\text{УСВИ}}$  – значение измеренной УСВИ величины после переходного процесса;

значение фактического времени отклика УСВИ  $T_{\text{откл}}$  (определяется как интерполированное значение согласно определению и рисунку Г.2);

значения модулей мгновенных абсолютных погрешностей измерения напряжения возбуждения и/или тока возбуждения (по формуле (4));

среднее значение модуля абсолютной погрешности на интервале времени ступени теста при исключении из расчета интервала времени  $T_{\text{откл\_max}}$  (по формуле (11)):

$$T_{\text{откл\_max}} = T_{\text{откл}} \text{ если } T_{\text{откл}} < T_{\text{класс\_max}}$$

$$T_{\text{откл\_max}} = T_{\text{класс\_max}} \text{ если } T_{\text{откл}} \geq T_{\text{класс\_max}}$$
(10)

где  $T_{\text{класс\_max}}$  – максимально допустимое время отклика для рассматриваемого класса УСВИ (см. раздел 0);

максимальное значение модуля абсолютной погрешности на интервале времени ступени теста при исключении из расчета интервала времени  $T_{\text{откл\_max}}$ .

Для каждой ступени экспериментов 8.1.4 и 8.1.6 должны быть определены:  
параметры переходного процесса, характеризующие **первое** изменение изменяемой величины согласно перечню параметров переходного процесса для экспериментов 8.1.3 и 8.1.5;

параметры переходного процесса, характеризующие **второе** изменение изменяемой величины согласно перечню параметров переходного процесса для экспериментов 8.1.3 и 8.1.5;

среднее значение абсолютной погрешности на интервале времени, соответствующем длительности ступени теста, должно определяться при исключении из расчета двух интервалов времени отклика  $T_{\text{откл\_max\_1}}$  и  $T_{\text{откл\_max\_2}}$  (по формуле (12)).

Для каждой ступени экспериментов 8.1.7, 8.1.8, 8.1.9, 8.1.10 должны быть определены:

значения модулей мгновенных абсолютных погрешностей ( $\Delta X(t)$ ) измерения напряжения возбуждения ( $\Delta U(t)$ ) и/или тока возбуждения ( $\Delta I(t)$ ) (по формуле (4))

среднее значение модуля абсолютной погрешности измерения ( $\Delta X_{\text{сред}}$ ) для напряжения возбуждения ( $\Delta U_{\text{сред}}$ ) и/или тока возбуждения ( $\Delta I_{\text{сред}}$ ) на требуемом по условиям проведения эксперимента интервале (по формуле (5));

максимальные значения модуля абсолютной погрешности измерения ( $\Delta X_{max}$ ) для напряжения возбуждения ( $\Delta U_{max}$ ) и/или тока возбуждения ( $\Delta I_{max}$ ) на требуемом по условиям проведения эксперимента интервале.

Выражения для расчета среднего значения модуля абсолютной погрешности на интервалах времени  $[t_1; t_2)$ ,  $[t_3; t_4)$ :

$$\begin{aligned} N &= \frac{t_2 - t_1}{f_s} \\ M &= \frac{t_3 - t_4}{f_s} \\ \Delta X_{\text{сред}} &= \frac{1}{N + M} \left( \sum_{i=1}^N \Delta X \left( t_1 + (i - 1) \cdot \frac{1}{f_s} \right) + \sum_{j=1}^M \Delta X \left( t_3 + (j - 1) \cdot \frac{1}{f_s} \right) \right) \end{aligned} \quad (11)$$

где  $\Delta X(t)$  – значение модуля мгновенной абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения или тока возбуждения для момента времени  $t$ ;  
 $f_s$  – темп передачи УСВИ (частота дискретизации сигнала  $\Delta X(t)$ ).

Выражения для расчета среднего значения модуля абсолютной погрешности на интервалах времени  $[t_1; t_2)$ ,  $[t_3; t_4)$ ,  $[t_5; t_6)$ :

$$\begin{aligned} N &= \frac{t_2 - t_1}{f_s} \\ M &= \frac{t_3 - t_4}{f_s} \\ P &= \frac{t_5 - t_6}{f_s} \\ \Delta X_{\text{сред}} &= \frac{1}{N + M + P} \left( \sum_{i=1}^N \Delta X \left( t_1 + (i - 1) \cdot \frac{1}{f_s} \right) + \sum_{j=1}^M \Delta X \left( t_3 + (j - 1) \cdot \frac{1}{f_s} \right) + \sum_{k=1}^P \Delta X \left( t_5 + (k - 1) \cdot \frac{1}{f_s} \right) \right) \end{aligned} \quad (12)$$

где  $\Delta X(t)$  – значение модуля мгновенной абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения или тока возбуждения для момента времени  $t$ ;  
 $f_s$  – темп передачи УСВИ (частота дискретизации сигнала  $\Delta X(t)$ ).

### Эксперимент 8.1.3. Сценарий тестирования УСВИ при скачкообразном изменении напряжения электропитания

#### Условия проведения теста:

1. задать сигналы  $u_f(t, \alpha, \mu)$  и  $i_f(t)$ , описанные в разделе 0 и 0, для которых:

$$\begin{aligned}
 A(t) &= (A_0 + k_{x_U} \cdot 1(t)) \text{ о. е.}, \\
 f_{\text{пит.}}(t) &= \text{const} \in \{50\} \text{ Гц}, \\
 \alpha(t) &= \text{const} \in \{60\}^\circ, \\
 \mu &= \text{const} \in \{15\}^\circ, \\
 I(t) &= (A_0 + k_{x_I} \cdot 1(t)), \\
 A_0 &= \text{const} \in \{1.0; 0.5\} \text{ о. е.} \\
 k_{x_U}, k_{x_I} &= \text{const} \\
 &\in \left\{ \begin{array}{ll} -0.9; -0.7; -0.5; -0.3; -0.1 & \text{для } A_0 = 1.0 \\ 0.2; 0.4; 0.6; 0.8 & \text{для } A_0 = 0.5 \end{array} \right\} \text{ о. е.}
 \end{aligned} \tag{13}$$

где  $k_{x_U}$  – величина скачкообразного изменения напряжения электропитания;

$k_{x_I}$  – величина скачкообразного изменения тока возбуждения;

$A_0$  – начальное значение напряжения возбуждения/тока возбуждения.

2. определить сигнал, соответствующий истинному среднему значению моделируемого сигнала  $u_f(t, \alpha, \mu)$  по формуле (2), изменение напряжения возбуждения принять мгновенным;
3. определить сигнал, соответствующий истинному среднему значению моделируемого тока возбуждения  $I(t)$ , изменение тока возбуждения принять мгновенным;
4. длительность одной ступени эксперимента – 4 секунды, интервал времени перед ступенчатым изменением для расчета средних/максимальных значений абсолютных погрешностей 2 секунды;
5. каждая ступень повторяется 3 раза, в качестве результата эксперимента заносятся максимальные значения для каждого из параметров переходного процесса;

Заполнить таблицу Г.8.1.3.

Таблица Г.8.1.3. Результаты тестирования УСВИ при скачкообразном изменении напряжения электропитания

$A_0$ , о.е.	$k_{x_U}$ , о.е.	Погрешности измерений и параметры переходного процесса для напряжения возбуждения $U_f$			
		$\Delta U_{\text{max}}$ , В	$\Delta U_{\text{сред}}$ , В	$T_{\text{реакции}}$ , с	$\sigma$ , %
1.0	-0.9				
	-0.7				
	-0.5				
	-0.3				
	-0.1				
0.5	+0.2				
	+0.4				
	+0.6				
	+0.8				
$A_0$ , о.е.	$k_{x_I}$ , о.е.	Погрешности измерений и параметры переходного процесса для тока возбуждения $i_f$			
		$\Delta I_{\text{max}}$ , А	$\Delta I_{\text{сред}}$ , А	$T_{\text{реакции}}$ , с	$\sigma$ , %
1.0	-0.9				
	-0.7				
	-0.5				
	-0.3				
	-0.1				
0.5	+0.2				

	+0.4				
	+0.6				
	+0.8				

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.

### Эксперимент 8.1.4. Сценарий тестирования УСВИ при скачкообразном изменении напряжения электропитания с последующим возвратом к исходному значению через заданное время

#### Условия проведения теста:

1. задать сигналы  $u_f(t, \alpha, \mu)$  и  $i_f(t)$ , описанные в разделе 0 и 0, для которых:

$$\begin{aligned}
 A(t) &= (A_0 + k_{x_U} \cdot \Pi(t)) \text{ о. е.}, \\
 f_{\text{пит.}}(t) &= \text{const} = \{50\} \text{ Гц}, \\
 \alpha(t) &= \text{const} = \{60\}^\circ, \\
 \mu &= \text{const} \in \{15\}^\circ, \\
 I(t) &= (A_0 + k_{x_I} \cdot \Pi(t)), \\
 \Pi(t) &= \begin{cases} 0 & \text{для } t < 0 \\ 1 & \text{для } 0 \leq t \leq \Delta T, \\ 0 & \text{для } t > \Delta T \end{cases}, \\
 \Delta T &\in \{0.04; 0.05; 0.1; 0.2\}, \\
 k_{x_U}, k_{x_I} &= \text{const} \in \{-0.8; -0.6; -0.4; -0.2\} \text{ о. е.}
 \end{aligned} \tag{14}$$

где  $k_{x_U}$  – амплитуда импульса изменения напряжения электропитания;

$k_{x_I}$  – амплитуда импульса изменения тока возбуждения;

$A_0$  – начальное значение напряжения возбуждения/тока возбуждения (1.0 о.е.).

$\Delta T$  – ширина импульса напряжения электропитания/тока возбуждения.

2. определить сигнал, соответствующий истинному среднему значению моделируемого сигнала  $u_f(t, \alpha, \mu)$  по формуле (2), изменение напряжения возбуждения принять мгновенным.
3. определить сигнал, соответствующий истинному среднему значению моделируемого тока возбуждения  $I(t)$ , изменение тока возбуждения принять мгновенным.
4. длительность одной ступени эксперимента – 4 секунды, интервал времени перед ступенчатым изменением для расчета средних/максимальных значений абсолютных погрешностей 2 секунды.
5. каждая ступень повторяется 3 раза, в качестве результата эксперимента заносятся максимальные значения для каждого из параметров переходного процесса.

Заполнить таблицу Г.8.1.4.

Таблица Г.8.1.4. Результаты тестирования УСВИ при скачкообразном изменении напряжения электропитания с последующим возвратом к исходному значению через заданное время

$\Delta T, \text{с}$	$k_{x_U}, \text{о.е.}$	Погрешности измерений и параметры переходного процесса для напряжения возбуждения $U_f$					
		$\Delta U_{\max}, \text{В}$	$\Delta U_{\text{сред}}, \text{В}$	$T_{\text{реакции}_1}, \text{с}$	$\sigma_1, \%$	$T_{\text{реакции}_2}, \text{с}$	$\sigma_2, \%$
0.04	-0.8						
	-0.6						
	-0.4						
	-0.2						
0.05	-0.8						
	-0.6						
	-0.4						
	-0.2						
0.10	-0.8						
	-0.6						
	-0.4						
	-0.2						
0.20	-0.8						
	-0.6						
	-0.4						
	-0.2						
$\Delta T, \text{с}$	$k_{x_I}, \text{о.е.}$	Погрешности измерений и параметры переходного процесса для тока возбуждения $I_f$					
		$\Delta I_{\max}, \text{А}$	$\Delta I_{\text{сред}}, \text{А}$	$T_{\text{реакции}_1}, \text{с}$	$\sigma_1, \%$	$T_{\text{реакции}_2}, \text{с}$	$\sigma_2, \%$
0.04	-0.8						
	-0.6						
	-0.4						
	-0.2						
0.05	-0.8						
	-0.6						
	-0.4						
	-0.2						
0.10	-0.8						
	-0.6						
	-0.4						
	-0.2						
0.20	-0.8						
	-0.6						
	-0.4						
	-0.2						

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.

### Эксперимент 8.1.5. Сценарий тестирования УСВИ при скачкообразном изменении угла зажигания

#### Условия проведения теста:

1. задать сигнал  $u_f(t, \alpha, \mu)$ , описанный в разделе 0, для которого:

$$\begin{aligned} A(t) &= \text{const} \in \{1.0\} \text{ о. е.}, \\ f_{\text{пит.}}(t) &= \text{const} \in \{50\} \text{ Гц}, \\ \alpha(t) &= (A_0 + k_{x_\alpha} \cdot 1(t))^\circ, \\ \mu &= \text{const} \in \{15\}^\circ, \end{aligned} \quad (15)$$

$$k_{x_\alpha} = \text{const} \in \{-60; -45; -30; -15; 15; 30; 45; 60; 75; 90\}^\circ$$

где  $k_{x_\alpha}$  – величина скачкообразного изменения угла зажигания;

$A_0$  – начальное значение угла зажигания ( $60^\circ$ ).

2. определить сигнал, соответствующий истинному среднему значению моделируемого сигнала  $u_f(t, \alpha, \mu)$  по формуле (2), изменение напряжения возбуждения принять мгновенным;
3. длительность одной ступени эксперимента – 4 секунды, интервал времени перед ступенчатым изменением для расчета средних/максимальных значений абсолютных погрешностей 2 секунды;
4. каждая ступень повторяется 3 раза, в качестве результата эксперимента заносятся максимальные значения для каждого из параметров переходного процесса;

Заполнить таблицу Г.8.1.5.

Таблица Г.8.1.5. Результаты тестирования УСВИ при скачкообразном изменении угла зажигания

$k_{x_\alpha}, ^\circ$	Погрешности измерений и параметры переходного процесса для напряжения возбуждения $U_f$			
	$\Delta U_{\text{max}}, \text{ В}$	$\Delta U_{\text{сред}}, \text{ В}$	$T_{\text{реакции}}, \text{ с}$	$\sigma, \%$
–60				
–45				
–30				
–15				
+15				
+30				
+45				
+60				
+75				
+90				

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.



### Эксперимент 8.1.6. Сценарий тестирования УСВИ при скачкообразном изменении угла зажигания с последующим возвратом к исходному значению через заданное время

#### Условия проведения теста:

1. задать сигнал  $u_f(t, \alpha, \mu)$ , описанный в разделе 0, для которого:

$$\begin{aligned}
 A(t) &= \text{const} \in \{1.0\} \text{ о. е.}, \\
 f_{\text{пит.}}(t) &= \text{const} \in \{50\} \text{ Гц}, \\
 \alpha(t) &= (A_0 + k_{x_\alpha} \cdot \Pi(t))^\circ, \\
 \mu &= \text{const} \in \{15\}^\circ, \\
 \Pi(t) &= \begin{cases} 0 & \text{для } t < 0 \\ 1 & \text{для } 0 \leq t \leq \Delta T, \\ 0 & \text{для } t > \Delta T \end{cases} \\
 \Delta T &\in \{0.04; 0.05; 0.1; 0.2\}, \\
 k_{x_\alpha} &= \text{const} \in \{-60; -30; 30; 60; 90\}^\circ
 \end{aligned} \tag{16}$$

где  $k_{x_\alpha}$  – амплитуда импульса изменения угла зажигания;

$A_0$  – начальное значение угла зажигания ( $60^\circ$ );

$\Delta T$  – ширина импульса изменения угла зажигания.

2. определить сигнал, соответствующий истинному среднему значению моделируемого сигнала  $u_f(t, \alpha, \mu)$  по формуле (2), изменение напряжения возбуждения принять мгновенным;
3. длительность одной ступени эксперимента – 4 секунды, интервал времени перед ступенчатым изменением для расчета средних/максимальных значений абсолютных погрешностей 2 секунды;
4. каждая ступень повторяется 3 раза, в качестве результата эксперимента заносятся максимальные значения для каждого из параметров переходного процесса;

Заполнить таблицу Г.8.1.6.

Таблица Г.8.1.6. Результаты тестирования УСВИ при скачкообразном изменении угла зажигания с последующим возвратом к исходному значению через заданное время

$k_{x_\alpha}, ^\circ$	Погрешности измерений и параметры переходного процесса для напряжения возбуждения $U_f$					
	$\Delta U_{\text{max}}, \text{ В}$	$\Delta U_{\text{сред}}, \text{ В}$	$T_{\text{реакции\_1}}, \text{ с}$	$\sigma_1, \%$	$T_{\text{реакции\_2}}, \text{ с}$	$\sigma_2, \%$
-60						
-30						
+30						
+60						
+90						

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.

### Эксперимент 8.1.7. Модуляция угла зажигания

#### Условия проведения теста:

1. задать сигналы  $u_f(t, \alpha, \mu)$  и  $i_f(t)$ , описанные в разделе 0 и 0, для которых:

$$\begin{aligned} A(t) &= \text{const} \in \{1.0\} \text{ о.е.}, \\ f_{\text{пит.}}(t) &= \text{const} \in \{50; 150; 300\} \text{ Гц}, \\ \alpha(t) &= (A_0 + k_{x_\alpha} \cdot \sin(2\pi \cdot f_m \cdot t))^\circ, \\ \mu &= \text{const} \in \{0\}^\circ, \\ f_m &= \text{const} \in \{0.5; 1; 2; 5; 10; 15; 20\} \text{ Гц} \end{aligned} \quad (17)$$

где  $k_{x_\alpha}$  – амплитуда модуляции угла зажигания ( $30^\circ$ );

$A_0$  – начальное значение угла зажигания ( $30^\circ$ );

$f_m$  – частота модуляции угла зажигания.

2. определить сигнал, соответствующий среднему значению напряжения возбуждения, вычисленному на периоде частоты напряжения электропитания;
  3. длительность одной ступени эксперимента – не менее двух периодов модуляции;
- Заполнить таблицу Г.8.1.7.

Таблица Г.8.1.7. Результаты тестирования УСВИ при модуляции угла зажигания

Частота напряжения электропитания 50 Гц		
$f_m$ , Гц	Модуль абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения $U_f$	
	$\Delta U_{\text{max}}$ , В	$\Delta U_{\text{сред}}$ , В
0.5		
1.0		
2.0		
5.0		
10.0		
15.0		
20.0		
Частота напряжения электропитания 150 Гц		
$f_m$ , Гц	Модуль абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения $U_f$	
	$\Delta U_{\text{max}}$ , В	$\Delta U_{\text{сред}}$ , В
0.5		
1.0		
2.0		
5.0		
10.0		
15.0		
20.0		
Частота напряжения электропитания 300 Гц		
$f_m$ , Гц	Модуль абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения $U_f$	
	$\Delta U_{\text{max}}$ , В	$\Delta U_{\text{сред}}$ , В
0.5		
1.0		
2.0		
5.0		
10.0		
15.0		
20.0		

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.

### Эксперимент 8.1.8. Модуляция напряжения электропитания

#### Условия проведения теста:

1. задать сигналы  $u_f(t, \alpha, \mu)$  и  $i_f(t)$ , описанные в разделе 0 и 0, для которых:

$$\begin{aligned} A(t) &= (A_0 + k_{x_U} \cdot \cos(2\pi \cdot f_m \cdot t)) \text{ о. е.}, \\ f_{\text{пит.}}(t) &= \text{const} = \{50; 150; 300\} \text{ Гц}, \\ \alpha(t) &= \text{const} = \{60\}^\circ, \\ \mu &= \{15\}^\circ, \\ I(t) &= (A_0 + k_{x_I} \cdot \cos(2\pi \cdot f_m \cdot t)) \text{ о. е.}, \\ f_m &= \text{const} \in \{0.5; 1; 2; 5; 10; 15; 20\} \text{ Гц} \end{aligned} \quad (18)$$

где  $k_{x_U}$  – амплитуда модуляции напряжения электропитания (0.2 о.е.);

$k_{x_I}$  – амплитуда модуляции тока возбуждения (0.2 о.е.);

$A_0$  – начальное значение напряжения электропитания (1.0);

$f_m$  – частота модуляции напряжения электропитания.

2. определить сигнал, соответствующий истинному среднему значению моделируемого сигнала  $u_f(t, \alpha, \mu)$  по формуле (2) с учетом ослабления амплитуды колебательной составляющей  $k_{x_I}$  на коэффициент  $k_f(f_m)$  (19), изменение напряжения возбуждения принять мгновенным;

$$k_f(f_m) = \left| \frac{1 - e^{-2 \cdot \pi \cdot f_m \cdot j \cdot 0.02\text{с}}}{2 \cdot \pi \cdot f_m \cdot j \cdot 0.02\text{с}} \right| \quad (19)$$

3. определить сигнал, соответствующий истинному среднему значению моделируемого тока возбуждения  $I(t)$  с учетом ослабления амплитуды колебательной составляющей  $k_{x_I}$  на коэффициент  $k_f(f_m)$  (19), изменение тока возбуждения принять мгновенным;
4. длительность одной ступени эксперимента – не менее двух периодов модуляции;

Заполнить таблицу Г.8.1.8.

Таблица Г.8.1.8. Результаты тестирования УСВИ при модуляции напряжения электропитания

Частота напряжения электропитания 50 Гц		
$f_m$ , Гц	Модуль абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения $U_f$	
	$\Delta U_{\text{max}}$ , В	$\Delta U_{\text{сред}}$ , В
0.5		
1.0		
2.0		
5.0		
10.0		
15.0		
20.0		
$f_m$ , Гц	Модуль абсолютной погрешности измерения тока возбуждения $I_f$	
	$\Delta I_{\text{max}}$ , А	$\Delta I_{\text{сред}}$ , А
0.5		
1.0		
2.0		
5.0		
10.0		
15.0		
20.0		
Частота напряжения электропитания 150 Гц		
$f_m$ , Гц	Модуль абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения $U_f$	
	$\Delta U_{\text{max}}$ , В	$\Delta U_{\text{сред}}$ , В
0.5		
1.0		
2.0		
5.0		
10.0		
15.0		
20.0		
$f_m$ , Гц	Модуль абсолютной погрешности измерения тока возбуждения $I_f$	
	$\Delta I_{\text{max}}$ , А	$\Delta I_{\text{сред}}$ , А

0.5		
1.0		
2.0		
5.0		
10.0		
15.0		
20.0		
<b>Частота напряжения электропитания 300 Гц</b>		
$f_m$ , Гц	Модуль абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения $U_f$	
	$\Delta U_{max}$ , В	$\Delta U_{сред}$ , В
0.5		
1.0		
2.0		
5.0		
10.0		
15.0		
20.0		
$f_m$ , Гц	Модуль абсолютной погрешности измерения тока возбуждения $I_f$	
	$\Delta I_{max}$ , А	$\Delta I_{сред}$ , А
0.5		
1.0		
2.0		
5.0		
10.0		
15.0		
20.0		

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.

### Эксперимент 8.1.9. Имитация короткого замыкания

#### Условия проведения теста:

1. задать сигнал  $i_f(t)$ , описанный в разделе 0, для которого:

$$\begin{aligned}
 I_f(t) &= (1 + I_0 + I_1 \cdot \cos(2\pi \cdot f_1 \cdot t) \cdot e^{-\frac{t}{T_1}} + I_2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}), \\
 I_0 &= \text{const} \in \{0.5; 1.0; 1.5\} \text{ о. е.}, \\
 I_1 &= \text{const} \in \{0.5\} \text{ о. е.}, \\
 I_2 &= \text{const} \in \{0.5\} \text{ о. е.}, \\
 T_1 &= \text{const} \in \{0.5; 0.25\} \text{ с}, \\
 T_2 &= \text{const} \in \{0.5; 0.25\} \text{ с},
 \end{aligned}
 \tag{20}$$

где  $I_0$  – разница между исходным значением тока возбуждения и током возбуждения установившегося короткого замыкания;

$I_1$  – амплитуда колебательной (наведенной) составляющей тока возбуждения;

$f_1$  – частота колебательной (наведенной) составляющей тока возбуждения (100 Гц);

$T_1$  – постоянная времени затухания колебательной (наведенной) составляющей тока возбуждения;

$I_2$  – значение аperiodически затухающей составляющей тока возбуждения для начального момента времени;

$T_2$  – постоянная времени затухания аperiodически затухающей составляющей тока возбуждения.

2. определить сигнал, соответствующий истинному среднему значению моделируемого тока возбуждения  $I(t)$  по формуле (21), изменение тока возбуждения принять мгновенным;

$$I(t) = (1 + I_0 + I_2 \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}) \tag{21}$$

3. длительность одной ступени эксперимента – 5 секунд;

Заполнить таблицу Г.8.1.9 для значений  $I_0$ , при которых кривая  $I_f(t)$  выражения (20) полностью соответствует диапазону измерений УСВИ (с учетом колебательной амплитуды составляющей).

Таблица Г.8.1.9. Результаты тестирования УСВИ при модуляции напряжения электропитания

$I_0$ , о.е.	$T_1$ , с	$T_2$ , с	Модуль абсолютной погрешности измерения тока возбуждения $I_f$	
			$\Delta I_{\max}$ , А	$\Delta I_{\text{сред}}$ , А
0.5	0.50	0.25		
	0.25	0.50		
1.0	0.50	0.25		
	0.25	0.50		
1.5	0.50	0.25		
	0.25	0.50		

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.

**Эксперимент 8.1.10. Линейное изменение частоты электропитания**

1. задать сигналы  $u_f(t, \alpha, \mu)$  и  $i_f(t)$ , описанные в разделе 0 и 0, для которых:

$$\begin{aligned}
 \varphi(t) &= 2\pi \cdot f_{start} \cdot t + \pi \cdot k_f \cdot t^2 \text{ Гц}, \\
 \alpha(t) &= const = \{60\}^\circ, \\
 \mu &= \{15\}^\circ \\
 f_{start} &\in \{45; 55\} \text{ Гц} \\
 f_{stop} &\in \{55; 45\} \text{ Гц} \\
 k_f &\in \{1; 2; 4; 8; -1; -2; -4; -8\} \text{ Гц/с} \\
 \min\left(\frac{d(\varphi(t))}{dt} \cdot \frac{1}{2\pi}\right) &= \begin{cases} f_{start} \text{ для } k_f > 0 \\ f_{stop} \text{ для } k_f < 0 \end{cases}, \\
 \max\left(\frac{d(\varphi(t))}{dt} \cdot \frac{1}{2\pi}\right) &= \begin{cases} f_{stop} \text{ для } k_f > 0 \\ f_{start} \text{ для } k_f < 0 \end{cases}
 \end{aligned} \tag{22}$$

где  $k_f$  – скорость изменения частоты напряжения электропитания;

$f_{start}$  – начальное значение частоты напряжения электропитания;

$f_{stop}$  – конечное значение частоты напряжения электропитания.

2. определить сигнал, соответствующий истинному среднему значению моделируемого сигнала  $u_f(t, \alpha, \mu)$  по формуле (2);

Заполнить таблицу Г.8.1.10.

Таблица Г.8.1.10. Результаты тестирования УСВИ при модуляции напряжения электропитания

$k_f$ , Гц/с	Модуль абсолютной погрешности измерения напряжения возбуждения $U_f$	
	$\Delta U_{max}$ , В	$\Delta U_{сред}$ , В
1		
2		
4		
8		
-1		
-2		
-4		
-8		

Критерии проверки соответствия погрешностей УСВИ приведены в разделе 0.

## ТЕСТИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО СБОРУ ДАННЫХ СВИ ПОСРЕДСТВОМ ОБЛАЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

### 1. Постановка задачи

Внедрение технологии СВИ и применение данных СВИ в задачах мониторинга и управления в ЕЭС России связано с необходимостью сбора, передачи и обработки большого количества информации в режимах реального времени и по запросу. Системный оператор активно развивает технологию СВИ для задач верификации расчетных моделей, мониторинга низкочастотных колебаний, оценивания состояния электрического режима, пост-аварийном анализа, мониторинга корректности работы системных регуляторов, а также для применения данных СВИ в Централизованной системе противоаварийной автоматики (ЦСПА) и Системе мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ).

Текущий уровень развития современных аппаратных комплексов управления и защиты определяется качеством применяемой информации и техническим совершенством информационных технологий. Последние достижения в области информационных технологий, в частности, рост вычислительной мощности компьютеров, совершенствование протоколов передачи данных, разработка big data analysis, machine learning, 5G, cloud computing, достижения в области кибербезопасности позволяют совершенствовать технологическую и коммуникационную инфраструктуру систем, функционирующих на основе данных СВИ. Данная задача является чрезвычайно актуальной для Системного оператора и энергетических компаний с целью повышения эффективности задач мониторинга и управления за счет применения данных СВИ.

В настоящее время реализованы традиционные методы сбора и передачи информации. При существенном росте объемов передаваемой информации такой подход снижает эффективность, а иногда и ограничивает возможности применения данных СВИ. Организация сбора данных СВИ в облачных ресурсах, их архивирование, развертывание в облаке интеллектуальных сервисов по обработке данных, предоставление сервисов для их дальнейшего совместного применения представляют собой новую парадигму и обеспечивают доступ к гибким аппаратным ресурсам, которые легко адаптировать для периодически выполняемых задач, а также существенно оптимизируют задачу доступа к данным и предоставляют информацию различным категориям пользователей.

Системный оператор совместно с двумя российскими компаниями инициировали реализацию пилотного проекта по сбору данных СВИ в диспетчерские центры через облачное хранилище.

### 2. Актуальность задачи

Одним из основных преимуществ технологии СВИ является возможность видеть и анализировать измерения параметров электрического режима в одни и те же моменты времени, так как процесс измерений синхронизирован с точностью до 1 мкс. Обычно этим тезисом оперируют специалисты системных операторов, доказывая актуальность применения данных СВИ для задач оперативно-диспетчерского управления. Но это также означает, что разные собственники объектов электроэнергетики также могут наблюдать и понимать электрический режим более корректно, если будут знать, что именно происходит на соседних объектах. В мировой практике было немало случаев, когда отсутствие

согласованности в понимании и интерпретации протекающих в энергосистеме процессов приводило к системным авариям.

Внедрение облачных технологий при сборе и предоставлении доступа к данным СВИ позволит говорить о появлении такого понятия как согласованная ситуационная осведомленность, позволяющая неявно координировать свои действия, так как все стороны будут уверены об идентичном видении процессов, протекающих в энергосистеме.

Вторым преимуществом такого решения является сокращение дополнительных затрат собственников на коммуникационную инфраструктуру связи и установку дорогих вычислительных комплексов, так как все процессы по обработке, достоверизации данных СВИ, а также их хранение будут сконцентрированы в облачных ресурсах. Всем участникам процесса достаточно будет обеспечить надежную передачу данных в «облако», все остальные функции по работе с данными СВИ будут выполняться оператором данных.

И третьим преимуществом является решение проблемы совместимости. В настоящее время даже при желании собственников реализовать обмен данными, сделать это без модернизации существующих комплексов будет весьма затруднительно. Облако фактически будет являться общей точкой, обеспечивающей совместимость.

### **3. Облачные вычисления**

Термин «облачные вычисления» является достаточно гибким. По данным Национального института стандартов и технологий США (NIST), облачные вычисления можно определить как “модель для обеспечения повсеместного, удобного доступа к сети по требованию к общему пулу настраиваемых вычислительных ресурсов (например, сети, серверы, хранилища, приложения и службы), которые могут быть быстро подготовлены и выпущены с минимальными усилиями по управлению или взаимодействию с поставщиком услуг” [1]. Парадигма облачных вычислений сосредотачивается на легком доступе к крупномасштабным вычислительным ресурсам через коммуникационную сеть (т. е. Интернет) по относительно низкой цене. Облачные вычисления могут быть основой для надежного и эффективного решения, которое может ненадолго использовать мощные вычислительные ресурсы, недоступные большинству организаций. Кроме того, кибербезопасность облака в последнее время значительно повысилась и обеспечивает защиту от широкого спектра атак. Дальнейшее совершенствование IT-технологий способствуют развитию технологии облачных вычислений, в том числе резкому сокращению затрат на оборудование, оптимизации облачных вычислений, увеличению вычислительной мощности и емкости хранения, появлению многоядерных и многопоточных вычислительных архитектур, что приводит к экспоненциальному росту вычислений и хранения данных в соответствии с требованиями технологического ПО.

### **4. Кибербезопасность облачных ресурсов**

При реализации облачных вычислений все большее внимание уделяется потенциальным проблемам безопасности и конфиденциальности. В облачной среде сторонний поставщик размещает данные, которые конечные пользователи традиционно хранят на своих внутренних компьютерах за многими уровнями брандмауэров. Современный уровень развития облачных ресурсов показывает, что в данных структурах реализованы решения, обеспечивающие более высокий уровень информационной безопасности, чем у отдельных компаний.

В настоящее время появляются варианты, обеспечивающих практически абсолютную защищенность информации, например, используя архитектуру Intel SGX [4-5], узлы



облачных вычислений образуют «анклавы», в которые не может проникнуть даже сам владелец дата-центра: дата-центр размещает систему и предоставляет вычислительные ресурсы, при этом расчетные и сохраненные данные все время остаются в зашифрованном виде с использованием ключей, которые находятся только на стороне клиента. Таким образом, даже злоумышленник, который полностью взломал облачный дата-центр, не сможет получить доступ к потокам данных, состояниям сети или другой аналитике.

## 5. Области применения данных СВИ облачной платформы

Перечислим основные области применения облачных СВИ. Прежде всего следует отметить возможность всех заинтересованных сторон (а не только Системного оператора) использовать одни и те же данные. Применение облачных вычислений позволяет свести к минимуму затраты всех участников на доступ в данным СВИ и оценить эффективность создания собственных автоматизированных систем с использованием данных СВИ.

Внедрение автоматизированных систем на базе СВИ сопряжено с финансовыми затратами, связанными установкой оборудования на объектах устройств и комплексов СМПП, организацией высокоскоростных каналов связи. И хотя преимущества от применения данных СВИ на уровне объекта очень подробно описана в техническом отчете NASPI [6], зачастую собственники не всегда четко представляют экономический эффект от внедрения СМПП и срок окупаемости системы. Поэтому применение облачных технологий для развития СМПП, может значительно снизить затраты и повысить эффективность применения технологии СВИ. Именно с этой точки зрения целесообразно использовать облачные технологии на первом этапе развертывания СМПП электростанций и подстанций, в том числе тех, которые не попадают под требования Системного оператора к установке устройств и комплексов СМПП.

Перспективно применение облачных вычислений для реализации исследовательских задач по применению СВИ, в том числе задач по мониторингу устойчивости работы энергосистемы, анализу НЧК, применению технологии СВИ для управления, защиты и автоматики. Применение облачных вычислений позволит оптимизировать затраты на коммуникационное оборудование и услуги связи и при организации систем мониторинга и управления энергообъединений. В последние годы наблюдается повышенный интерес к применению технологии СВИ для автоматизации распределительных сетей, для автоматизации энергорайонов с распределенными источниками энергии и microGrid [7-11].

Передача данных от УСВИ при реализации в облаке системы сбора данных СВИ или другой автоматизированной системы может производиться при использовании различных каналов связи, в том числе при использовании каналов сотовой связи для опробования системы. В распределительных сетях, энергорайонах с распределенными источниками энергии и microGrid наряду с традиционными каналами связи перспективно применение сотовой связи 4G/5G, применение нового поколения широкополосной связи по линиям электропередачи PLC-IoT и недорогой волоконно-оптической связи по технологии xPON [11], радиосвязи [8].

Применение сотовой сети для традиционных WAMS целесообразно на этапе опробования отдельных подсистем или на первом этапе развертывания для ряда электроэнергетических объектов. Для распределительных сетей сотовая связь может использоваться как один из возможных каналов связи. Особенно это касается промышленного IoT на базе сетей 5G. Сети 5G открывают новые возможности по расширению областей применения СВИ за счет высоких скоростей передачи данных (до 10 Гб/с) и использования специальных сетевых сегментов (slice), для которых характерна

сверхмалая задержка в передаче данных (до 1 мс) и обеспечение высокой надежности передачи данных [11]. По прогнозам специалистов, к 2025 году будет обеспечено сплошное покрытие сетями 5G городских территорий и транспортных магистралей в Европе. Это открывает широкие возможности по применению технологий СВИ для SmartGrid и microGrid.

## 6. Пилотный проект по реализации сбора данных СВИ в облаке

Системный оператор совместно с двумя российскими компаниями инициировали реализацию пилотного проекта по сбору данных СВИ в ДЦ через облачное хранилище. Основной целью работы являлось тестирование технических решений по передаче данных СВИ с уровня объектов электроэнергетики в ДЦ через облачные ресурсы, оценка характеристик информационных потоков и качества получаемых данных, получение практического опыта по развертыванию в облаке КСВД и интеллектуальных расчетных сервисов.

В России перед уже был опыт тестирования подобного решения, сбор данных СВИ через облако был реализован в 2012 г в рамках проекта PmuLive (рис.1). На сайте проекта в режиме реального времени можно увидеть графики данных частоты, измеряемых УСВИ, установленными в разных городах России и зарубежных стран [12]. В текущем проекте в качестве источников данных были взяты три УСВИ, один из которых установлен в офисной сети 0,4 кВ, один на подстанции и третий на одной из электростанций в ОЭС Северо-Запада.

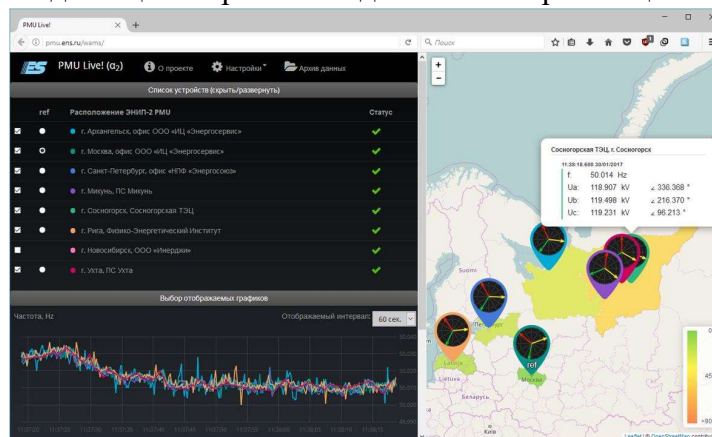


Рис. 1. Демо-проект PmuLive

В качестве КСВД был использован CloudHistorian – распределённая, отказоустойчивая система, позволяющая строить кластеры, состоящие из десятков и сотен серверов в отказоустойчивых конфигурациях [13]. На рис.2 показана реализованная в проекте схема. Данные СВИ передавались в CloudHistorian посредством мобильной связи в формате стандарта IEEE C37.118.2 с частотой 50 раз в секунду с созданием виртуальной безопасной сети VPN. В CloudHistorian была организована ретрансляция данных в Автоматическую систему сбора информации от устройств и комплексов СМПП (АС СИ СМПП) ОДУ Северо-Запада. Срок хранения полученных данных в CloudHistorian ограничен только объемом дисковой подсистемы.

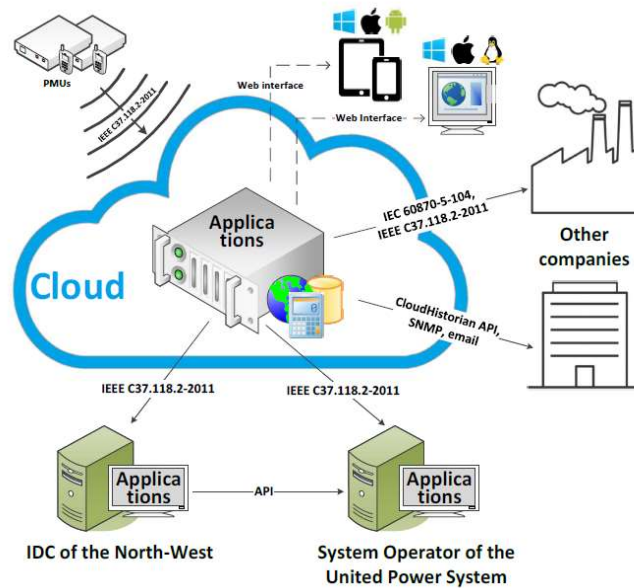


Рис. 2. Схема взаимодействия CloudHistorian

### 6.1. Особенности сбора данных СВИ

Сбор данных от УСВИ в CloudHistorian реализован через сети сотовой связи. При передаче данных в сотовых сетях необходимо учитывать ряд особенностей, таких как потеря пакетов, спонтанные разрывы соединения, задержка прохождения пакетов. Для обеспечения надежности в проекте используются роутеры с несколькими sim картами. Такое устройство позволяет передавать данные через сети разных операторов, резервируя каналы связи путем переключения их по триггеру. Например, определив отсутствие доступа к внешней сети, либо поддерживая одновременно оба соединения активными («горячее» резервирование).

Специфика организации каналов связи в сетях сотовых операторов определяет так же необходимость резервного хранения данных СВИ на стороне источника для исключения потери данных при нарушении соединения. Таким образом, за период отсутствия online потока данных, данные могут быть скачаны из архива с устройства, после восстановления соединения.

Для защиты информации, в том числе конфигурационной, данные могут передаваться внутри VPN соединения. Современные роутеры поддерживают различные способы организации таких сетей. Источники данных СВИ могут предоставлять доступ по различным протоколам и в разных форматах.

### 6.2. Описание CloudHistorian

CloudHistorian обладает веб-интерфейсом для работы с формами отображения, конфигурации и выполнения расчетов. В продукте используются современные технологии как для разработки пользовательского интерфейса (HTML5, CSS3, JavaScript/ES6), так и для серверной части (Java10, Spring Framework, Apache Cassandra, Nаяzelcast). CloudHistorian поддерживает обработку данных, например, расчет времени задержки получения данных или расчет новых значений по произвольной математической формуле.

Для эксперимента была задействована одна виртуальная машина (1 CPU, 4 Gb RAM, 50 Gb HDD), развернутая с использованием облачных сервисов Google, где были установлены все компоненты CloudHistorian.

CloudHistorian поддерживает передачу данных по протоколам IEEE C37.118.2, веб-сервис, IEC 60870-5-104, собственный протокол онлайн-транспорта, API. Каждый из способов является двусторонним, т.е. может выступать как в роли клиента, так и в роли сервера. Что касается режима офлайн, то данные могут быть предоставлены по веб-сервису в формате COMTRADE, либо через API.

Помимо базовых функций, в CloudHistorian реализованы технические функции, позволяющие использование ПО в качестве платформы для решения других задач:

- анализ и применение получаемых в режиме онлайн данных (верификация и достоверизация данных, определение вида короткого замыкания, запись аварийных архивов, оценивание состояния и т.д.);
- инициирование различных действий при возникновении заданных критериев (уведомления, аварийные сигналы, групповая рассылка и т.д.);
- модификация данных (в соответствии со Стандартом АО «СО ЕЭС». Организация передачи обработанной информации (расчетных параметров) в соответствии с правами доступа;
- обеспечение возможности установки ПО на основе данных СВИ и т.д.

### 6.3. О задержках времени

В качестве каналов связи использовались мобильные операторы, поэтому был произведен замер времени доставки данных. Виртуальная машина развернута в data-центре, расположенном на территории Западной Европы (Нидерланды), а УСВИ находятся на территории Архангельской области и республики Коми (рис. 3).

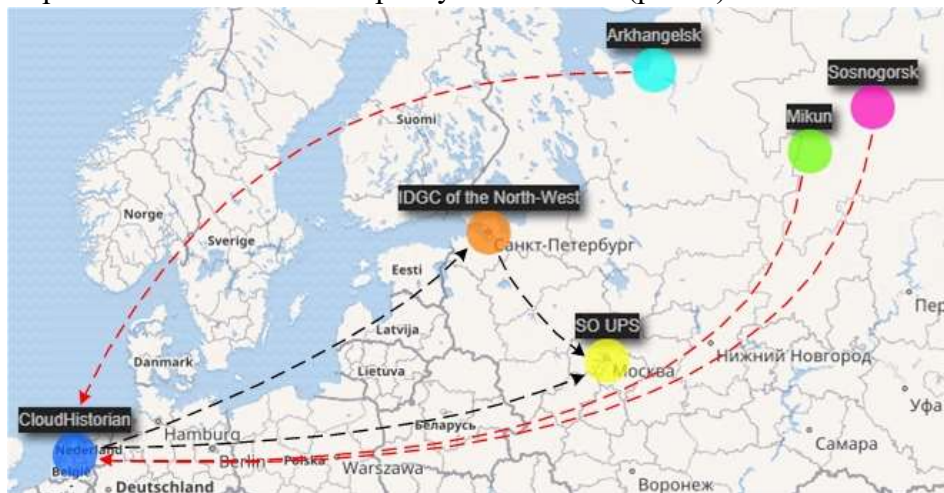


Рис. 3. Географическое расположение устройств СМПП

Для преодоления такого большого расстояния данным требуется достаточно много времени. Если расположить data-центр недалеко от источников данных и принимающих систем, то станет возможным ограничить время задержки до 100 мс и ниже.

### 6.4. О рекомендациях к УСВИ как к источникам данных для облака

Данный проект позволил сформировать набор рекомендаций к техническим характеристикам УСВИ, сбор данных с которых будет производиться посредством облачных технологий.

Для СМПР энергосистем в случае небольшого количества территориально-разнесенных УСВИ на объекте целесообразно использовать УСВИ со встроенными КСВД и GPS/ГЛОНАСС-приемником. Это позволяет минимизировать затраты при установке УСВИ на объекте (без традиционного КСВД) и снизить требования к каналам передачи данных. При этом на первом этапе развертывания системы СВИ на объекте могут использоваться каналы сотовой связи и облачные вычисления. Наличие встроенного КСВД позволит обеспечить хранение данных СВИ в случае сбоев связи и обеспечить эффективное использование каналов связи (режим он-лайн с ограниченным количеством передаваемых данных, режим офф-лайн – полным объемом). Среди УСВИ, обеспечивающих перечисленные выше возможности, следует отметить модель 1133A фирмы Arbiter [14] и ENIP-2-PMU [9].

При использовании облачных вычислений в системах для распределительных сетей и microGrid к УСВИ предъявляются дополнительные требования, связанные с малыми массогабаритными характеристиками и невысокой стоимостью. Опыт внедрения УСВИ и технический прогресс в микроэлектронике позволили разработать устройства с небольшими массогабаритными размерами и невысокой стоимостью. Это позволяет сделать прогноз о массового применения подобных устройств на подстанциях различных классов напряжения, в том числе и на подстанциях 6-20 кВ, а также на объектах распределенной генерации и в microGrid.

В качестве примеров можно привести следующие УСВИ:

- микроУСВИ (встроенные КСВД и GPS -приемник, малые габариты и вес) [15];
- ENIP-2-УСВИ (встроенные КСВД и GPS/ГЛОНАСС-приемник, малые габариты и вес, невысокая стоимость) [9];
- WAMS node (встроенный GPS -приемник, встроенный LTE-модуль, малые габариты и вес) [8].

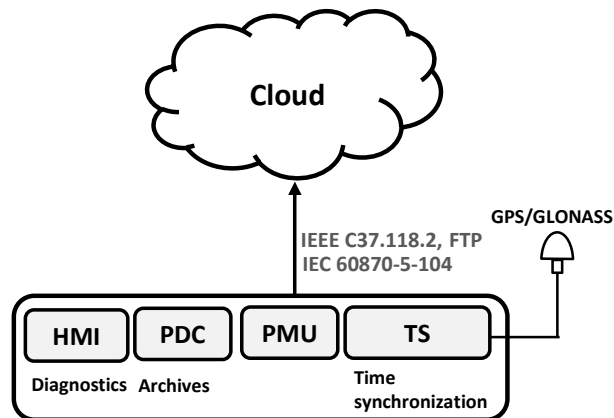


Рис. 4. Структурная схема УСВИ для облачных вычислений

На рис. 4 приведена структурная схема УСВИ, отражающая необходимый функциональный набор компонентов для облачных УСВИ для применения в распределительных сетях и microGrid.

## 7. Выводы

Развитие данного проекта показывает надежность и эффективность решения, а главное, способность очень быстро увеличить наблюдаемость энергорайона, региона или даже энергосистемы. Финансовые затраты собственников при установке нескольких УСВИ и организацию передачи данных в облако будут чрезвычайно низки.

В ходе проекта были отработаны технические решения по сбору данных СВИ посредством облачных технологий, получен практический опыт развертывания КСВД в облачной инфраструктуре и эксплуатации технических устройств, произведена оценка надежности решения, зафиксированы технические характеристики тракта приема-передачи данных, выработаны рекомендации к устанавливаемым УСВИ.

В итоге можно отметить следующие преимущества реализации облачного решения для сбора данных СВИ:

- эксплуатационная эффективность решения и экономия затрат при его развертывании;
- операционная устойчивость аппаратного решения благодаря использованию современных систем резервного копирования и обеспечения безопасности, а также полной избыточности аппаратной инфраструктуры и услуг;
- повышение ситуационной осведомленности оперативного персонала энергетических компаний;
- масштабируемость, гибкость, простота организации взаимодействия;
- практически неограниченное по размеру облачное хранилище данных;
- возможность с организации сбора данных СВИ с энергообъектов с минимальными затратами собственников на коммуникационную инфраструктуру;
- возможность выдачи данных (определенного набора данных) по запросу, по подписке, при определенных заданных условиях;
- организация общего доступа к данным для удобного сотрудничества различных организаций;
- возможность организации в облаке вычислений любой сложности, развертывания расчетных задач в том числе сторонними компаниями;
- обеспечение отказоустойчивости работы сервисов и оборудования, масштабируемости, резервирования и безопасности квалифицированным персоналом провайдера услуг вместе с приобретенными облачными сервисами;
- быстрота развертывания облачной инфраструктуры (установка и настройка CloudHistorian заняла 1 день);
- независимость реализации решения от территориального расположения УСВИ;
- возможность передать данные СВИ в «облако» или получить данные из «облака» в любом месте, где есть доступ в интернет.

## Список литературы

- [1] <https://www.nist.gov/sites/default/files/documents/itl/cloud/cloud-def-v15.pdf>
- [2] [https://en.wikipedia.org/wiki/Cloud\\_computing](https://en.wikipedia.org/wiki/Cloud_computing)
- [3] Q. Zhang, L. Cheng & R. Boutaba, "Cloud Computing: state-of-the-art and research challenges," Journal of Internet Services and Applications (2010) 1: 7-18. DOI:10.1007/s13174-010-0007-6.
- [4] Anati, Ittai, et al. "Innovative technology for CPU based attestation and sealing," Proceedings of the 2nd international workshop on hardware and architectural support for security and privacy. Vol. 13. 2013.
- [5] V. Costan, D. Srinivas, "Intel SGX Explained," IACR Cryptology ePrint Archive 2016 (2016): 86.
- [6] Diagnosing Equipment Health and Mis-operators with PMU Data. 2015 (NASPI Technical Report).

- [7] M. Cosovic and etc., "5G Mobile Cellular Networks: Enabling Distributed State Estimation for Smart Grids", <https://arxiv.org/abs/1703.00178>.
- [8] <http://sunseed-fp7.eu/wp-content/uploads/2015/04/D1.4-Project-Final-report-public.pdf>
- [9] A.V. Mokeev, "Applications based on PMU technology for MicroGrid" , SCD2 CIGRE, Moscow, 2017.
- [10] P.V. Ilyshin and etc., "Opportunities and perspectives of PMU application in powerdistricts with distributed energyresources", E3S Web Conf., Methodological Problems in Reliability Study of Large Energy Systems (RSES 2018), Vol. 58, 2018.
- [11] <http://e-file-beta.huawei.com/in/solutions/industries/smart-grid>
- [12] Model 1133A Power Sentinel. Power Quality. Revenue Standard. Operation manual. Arbiter Systems, Inc., Paso Robles, CA 93446. U.S.A.
- [13] <https://www.powerstandards.com/product/micropmu/highlights/>
- [14] <http://pmu.ens.ru/pmulive/>
- [15] <https://www.alteropower.net/cloudhistorian>



## АКТУАЛИЗАЦИЯ ФАКТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ОСНОВЕ СВИ

Информация о параметрах высоковольтных воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) – комплексных сопротивлениях  $[Z]$  и проводимостях  $[Y]$  – необходима при решении ряда следующих задач электроэнергетики:

- оценивание состояния режима электрической сети,
- определение места повреждения на ВЛЭП «классическим» способом,
- выбор параметров срабатывания («уставок») дистанционной защиты.

В настоящее время в инженерной практике параметры ВЛЭП рассчитываются по известным выражениям, опираясь на некоторые усредненные данные о «геометрии» ВЛЭП и физических свойствах системы проводников – фазных проводов, грозозащитных тросов и контура возврата тока через землю (грунт). Реальные же параметры ВЛЭП, во-первых, могут отличаться от рассчитанных, а во-вторых, могут существенно варьироваться (вплоть до 20–30 % и более) в зависимости от уровней токов нагрузки, протекающих по ВЛЭП, и фактических погодных условий. Поэтому программно-инструментальные комплексы, использующие информацию о параметрах ВЛЭП, могут иметь входные данные, не отражающие фактический режим.

Необходимость уточнения параметров расчетных моделей элементов электроэнергетической системы, в том числе и ВЛЭП, неоднократно обсуждалась в технической литературе. В последние годы исследования в области актуализации параметров ВЛЭП в основном связаны с освоением технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ). На рисунке 1 представлена общая идеология решения поставленной задачи. При этом рисунок 1, а, отражает состав входных сигналов, необходимых устройству СВИ (УСВИ), а рисунок 1, б, – состав выходных параметров (комплексных значений токов и напряжений), необходимых для актуализации сопротивлений и проводимостей ВЛЭП.

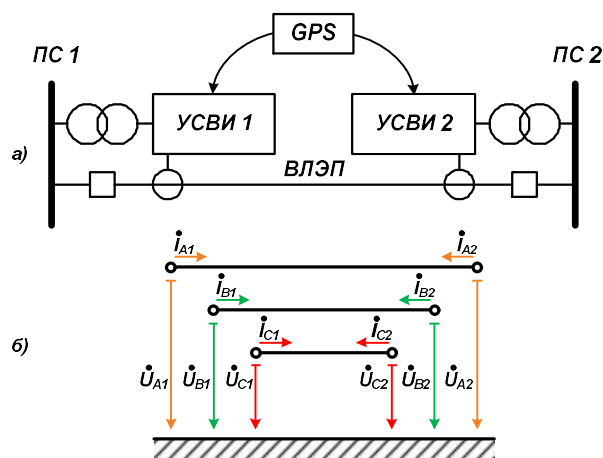


Рисунок 1 – Общая идеология формирования СВИ напряжений и токов по концам ВЛЭП:  
а – состав входных сигналов, требуемых УСВИ; б – состав выходных сигналов, формируемых УСВИ и необходимых алгоритмам определения параметров ВЛЭП



Задача определения фактических параметров ВЛЭП на основе СВИ напряжений и токов нашла отражение во многих публикациях российских и зарубежных исследователей. Несмотря на это, успешные практические внедрения предложенных алгоритмов с высокой вероятностью отсутствуют (либо находятся в стадии тестирования, планирования «пилотных» проектов и т.п.). Основные проблемы, характеризующие сложившуюся ситуацию, можно свести к следующему.

1. Задача идентификации параметров ВЛЭП с использованием СВИ напряжений и токов установившегося режима (УР) является плохо обусловленной. Уровни напряжений на шинах «ПС 1» и «ПС 2» (рисунок 1, а) в УР изменяются очень незначительно (часто в пределах 1 %). Уровни токов нагрузки в течение интервала наблюдения (расчетного «окна данных») могут варьироваться в существенно большей степени, однако их изменения (как в отдельных фазах, так и по обоим концам ВЛЭП) отличаются очень высокой корреляцией. Коэффициенты несимметрии, отражающие вклад составляющих обратной и нулевой последовательностей в токах и напряжениях, малы (как правило, не превышают одного процента). В этих условиях корректное определение параметров нулевой последовательности фактически невозможно, поскольку информационная составляющая практически полностью «перекрывается» погрешностями измерений (прежде всего, систематическими) вкупе с неточностью самой расчетной модели. Вместе с тем оценка сопротивлений нулевой последовательности является наиболее интересной задачей, т.к. эти характеристики подвержены в целом большей вариации по сравнению с аналогичными параметрами прямой последовательности.

Обусловленность задачи можно потенциально улучшить путем использования СВИ токов и напряжений, полученных в аварийных и послеаварийных режимах, например, при коротких замыканиях и коммутациях на участке сети, непосредственно примыкающем к анализируемой ВЛЭП. В этих режимах может возникать значительная несимметрия по фазам, что благоприятствует оценке параметров ВЛЭП. Очевидно, подобные ситуации относительно редки<sup>2</sup>. Кроме того, использование соответствующих им векторных измерений сопряжено с дополнительными сложностями, связанными с необходимостью учета динамических характеристик всей системы сбора данных (как УСВИ, так и измерительных трансформаторов), а также, возможно, со слишком ограниченным интервалом времени существования «ненормального» режима.

2. Верификация разработанных алгоритмов актуализации параметров ВЛЭП в «полевых» условиях представляет собой отдельную сложную задачу. Очевидно, что перед практическим внедрением алгоритмов потребуется их многократная достоверизация. При этом вычисления, осуществляемые даже на базе реальных массивов СВИ на работающей линии, не позволят сделать однозначных выводов о качестве функционирования алгоритмов. Простое сопоставление результатов расчетов параметров ВЛЭП с соответствующими данными, принятыми «по умолчанию» (усредненными, паспортными), нельзя рассматривать подходящим критерием: отсутствует «эталон», которым не является ни расчетное значение, ни соответствующее паспортное.

---

<sup>2</sup> Не имеет смысла решать задачу по оценке параметров ВЛЭП, опираясь на комплекты СВИ, существенно разнесенные во времени (на дни, недели и тем более месяцы). Приблизительным ориентиром может служить «окно данных» в несколько часов, максимум – в сутки. В противном случае параметры ВЛЭП могут заметным образом измениться, и задача определения этих параметров (ошибочно предполагаемых неизменными) на базе массива СВИ, содержащего замеры напряжений и токов из нескольких разных дней, теряет смысл.

В этой связи представляется целесообразным выполнить серию специально запланированных экспериментов по достаточно точному замеру фактических эквивалентных параметров ВЛЭП, например, методом холостого хода и короткого замыкания, с одновременным расчетом этих параметров по данным СВИ. Вероятно, подобные эксперименты могут быть заранее согласованы и осуществлены при плановом выводе ВЛЭП из работы. Только наличие достаточной базы результатов, полученных при испытаниях такого рода, позволят сделать действительно объективные выводы в части применимости предлагаемых методик оценки параметров ВЛЭП на основе СВИ.

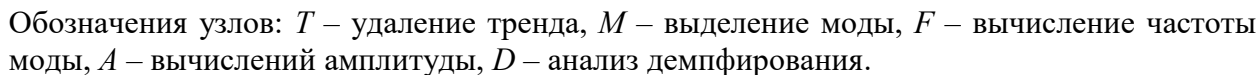
С практической точки зрения задача не выглядит неосуществимой: за один «сеанс» вывода из работы конкретной линии можно протестировать множество различных сценариев (с разными соотношениями напряжений и токов), а также запустить одновременно несколько алгоритмов расчета параметров ВЛЭП. При этом результаты, которые можно получить в ходе подобных экспериментов, трудно переоценить: они должны быть существенно более объективными по сравнению с моделированием режимов в программных продуктах, RTDS, а также с вычислениями на базе реальных массивов СВИ, но в отсутствие «эталонных» сопротивлений и проводимостей ВЛЭП.

Обобщая вышеизложенное, необходимо совершенствование алгоритмов оценки фактических параметров ВЛЭП на базе СВИ напряжений и токов, а также, что не менее важно, осуществление полномасштабной верификации этих алгоритмов с целью их возможно скорейшего внедрения в эксплуатационную практику.

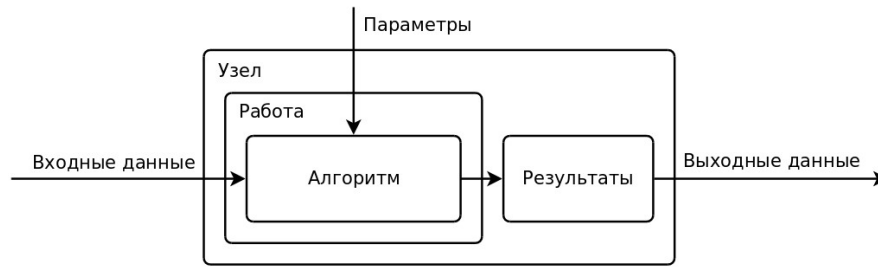
Работу с данными СМПР, учитывая уже накопленный их объём, скорость прироста и многообразие вариантов использования, можно отнести к задачам обработки больших данных. Особенности технологии СВИ и их применение в решении ряда прикладных задач позволили выработать определенный подход в работе с такими данными и создать ряд инструментов, которые используются для проведения исследований и анализа, в том числе в задаче идентификации низкочастотных колебаний (НЧК). Сложившаяся практика позволяет решать «частную» задачу, применяя уже созданные общие блоки. Ниже описаны основные результаты данной работы.

С одной стороны, вычислительный процесс в задачах анализа НЧК представляет из себя набор взаимосвязанных этапов, подзадач. Каждая подзадача относится к некоторому общему типу. Например: декомпозиция сигнала, демодуляция и др. С другой стороны, существует и увеличивается разнообразие методов решения каждой подзадачи при том, что методы имеют свои наборы параметров и на практике применяются в виде различных реализаций. Таким образом, возникает множество комбинаций методов при решении общей задачи.

Одна из общих схем, используемых при анализе НЧК:



Узел содержит в себе работу, главным параметром которой является конкретный алгоритм, исполнитель работы:



Это позволяет варьировать используемые реализации этапов вычислений без разрушения схемы на общем уровне. Обеспечивается разделение организации вычислений и наполнение вычислительных схем специфическими для предметной области алгоритмами обработки данных.

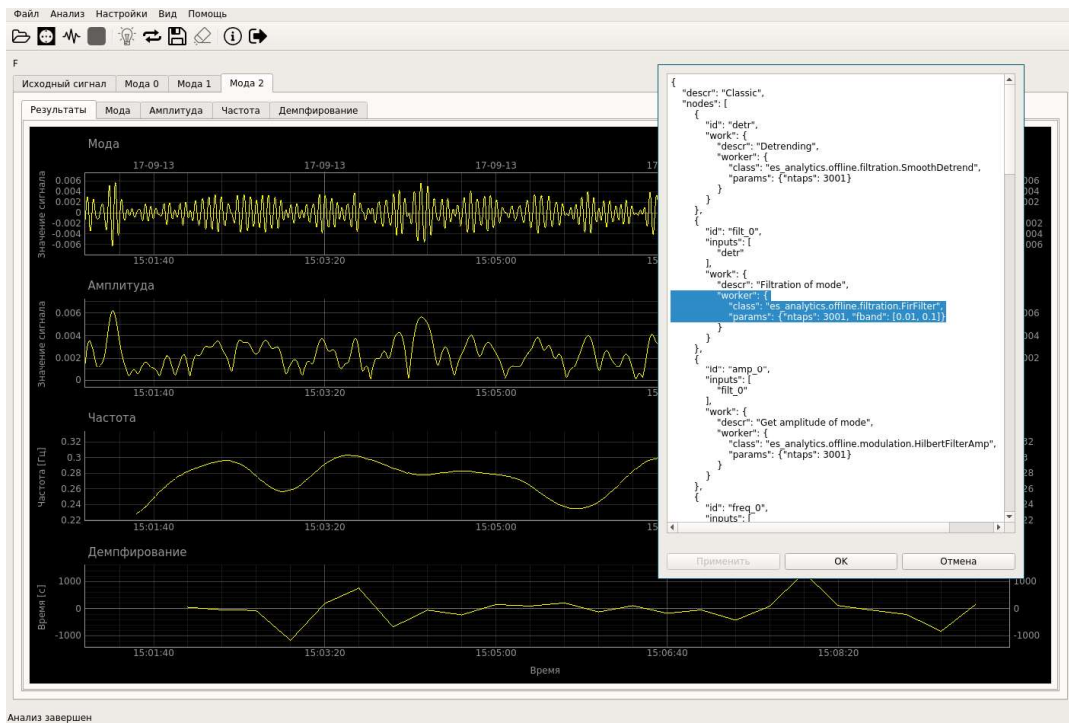
## 2. Алгоритмы обработки сигналов

Ведется разработка пакета `es_analytics`, содержащего реализации различных процедур обработки сигналов в режимах онлайн и оффлайн, в том числе, в задачах анализа НЧК. В `es_analytics` реализованы разные методы вычисления динамических параметров колебаний: амплитуды, фазы, частоты, времени затухания мод. Библиотека интегрируется с `dsplab`.

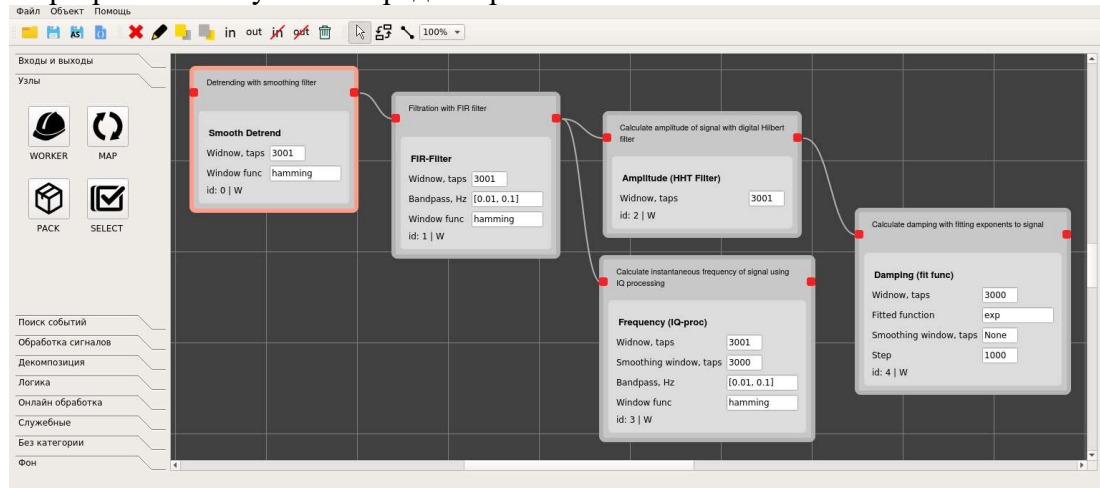
## 3. Прикладное программное обеспечение

Разработано приложение `es_plan`, предназначенное для применения схем вычислений к сигналам. В текущей версии имеется следующее ограничение на схему вычислений: входом должен быть сигнал, выходом – группа сигналов. В эту схему вписывается задача вычисления динамических параметров НЧК для одного присоединения. Входной сигнал – архивный (финитный сигнал или онлайн поток) или поток СЗ7. Основное назначение приложения в текущем варианте – исследования.

Главное окно:



Ведется разработка визуального редактора схем вычислений:



#### 4. Высокопроизводительные вычисления

Проводятся эксперименты по распараллеливанию вычислений на общем уровне. Рассмотрены различные варианты распараллеливания: разделение входного сигнала на фрагменты с последующей сборкой результата; разделение совокупности входных сигналов на параллельно обрабатываемые группы; параллельное исполнение узлов схемы, для которых выполнены условия запуска. Эти варианты распараллеливания отличаются друг от друга соотношением привлекаемых знаний о решаемой задаче и достигаемым ускорением вычислений. В качестве платформы для этой работы используется вычислительный кластер Северного (Арктического) федерального университета.

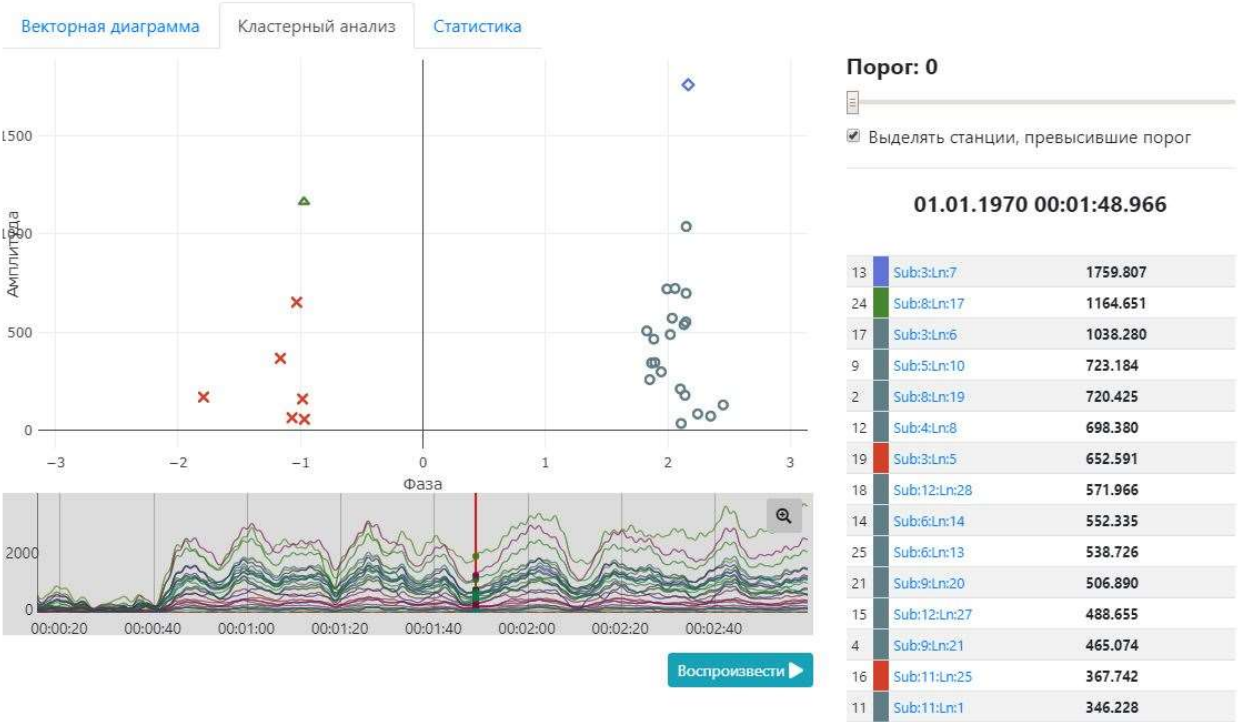
#### 5. Обнаружение источника колебаний

Ведется разработка математического и программного обеспечения поддержки принятия решений об источниках низкочастотных колебаний в энергосистеме. Выполнены эксперименты с использованием различных методов кластерного анализа для разделения набора исследуемых сигналов на группы, характеризующиеся различным вкладом в демпфирование колебаний. Предложено метрическое пространство признаков, основанное на динамических параметрах мод. Разработан и программно реализован математический аппарат для быстрого вычисления параметров кластеров. Это позволило, в частности, реализовать процедуры определения лидирующей по фазе группы и лидера группы – что, в большинстве случаев, характерно для источника низкочастотных колебаний.

Предлагаемые подходы апробированы на ряде случаев низкочастотных колебательных процессов, имевших место в энергосистеме России, а также на данных из открытых источников. При этом использовались архивные записи частоты и мощности от совокупности присоединений.

На рисунке ниже показан результат применения кластерного анализа на массиве данных синхронизированных векторных измерений сегмента энергосистемы с присутствующими в ней низкочастотными колебаниями частотой 0,27 Гц. На плоскости отображаются станции, выделенные в группы по признакам амплитуда-фаза низкочастотной моды:

Анализ НЧК



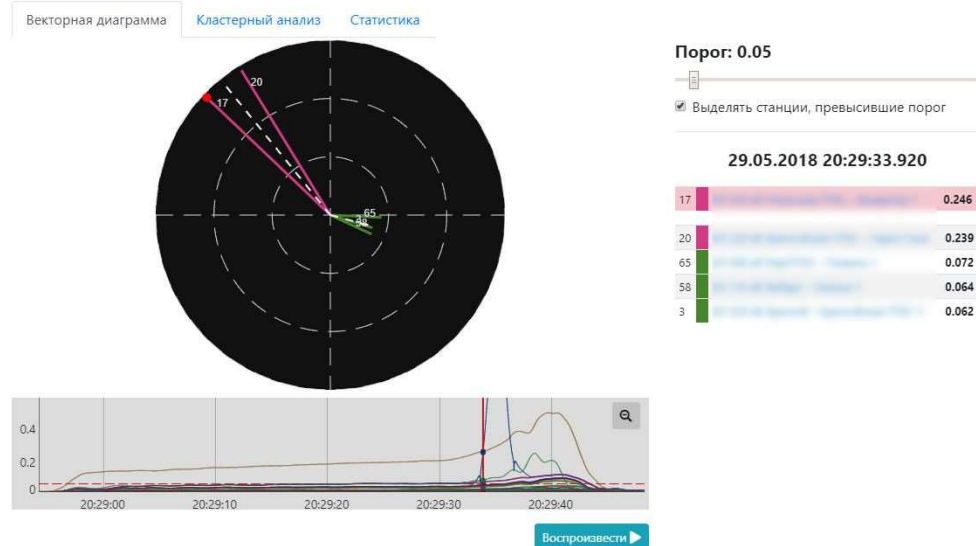
Пример кластерного анализа по данным СМГР другой энергосистемы, с присутствующими НЧК. Не отображаются станции с величиной амплитуды моды ниже заданного порога.

Анализ НЧК



На векторной диаграмме одним цветом выделены станции, относящиеся к одной группе. Белым цветом – средний вектор группы. Красной точкой показана лидирующая станция – предполагаемый источник низкочастотных колебаний.

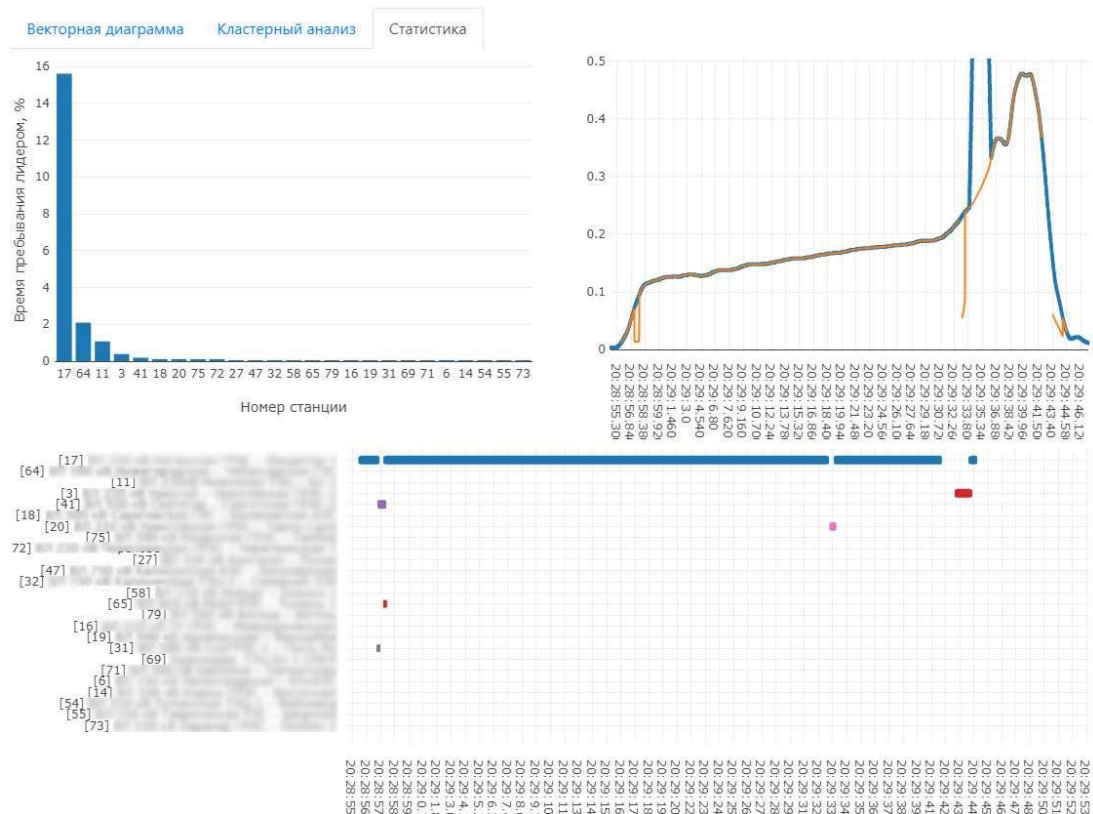
## Анализ НЧК



Отображение статистической информации о станциях в выделенном процессе низкочастотных колебаний. Столбчатая диаграмма показывает процент от общего времени пребывания станции, лидирующей по фазе исследуемой моды среди всех рассматриваемых. Синяя кривая на графике справа показывает максимальную амплитуду моды среди всех станций. Оранжевый – амплитуду моды лидирующей станции в данный момент времени.

Изображение в виде диаграммы Ганта даёт представление обо всех станциях, которые были определены как лидирующие в течение процесса НЧК.

## Анализ НЧК



**ПРИЛОЖЕНИЕ Е****ОПТИМАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ УСВИ В ОЭС ДЛЯ РЕШЕНИЯ  
ЗАДАЧИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ В ЦСПА И СМЗУ**

Для управления электроэнергетической системой (ЭЭС) требуется полная и точная информация о параметрах режима, которая характеризует текущее состояние ЭЭС. В Оперативно-Информационный Комплекс (ОИК) диспетчерского центра такая информация поступает с помощью средств телемеханики в виде телесигналов (ТС) и телеизмерений (ТИ) параметров режима.

Как правило, объемы и качество телеметрической информации недостаточны для полной наблюдаемости схемы ЭЭС, что негативно отражается на оценивании состояния (ОС). Оценивание состояния – это одна из основных задач подсистемы оперативного управления режимами. Она выполняет функцию формирования моделей текущих режимов работы энергосистем на основе телеметрической информации для выполнения дальнейших расчетов. Программа оценивания состояния ПВК КОСМОС+ является обязательной составной частью всех комплексов централизованной противоаварийной автоматики (ЦСПА) и системы мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ), находящихся в эксплуатации в энергообъединениях России.

Благодаря возможности получения векторных измерений от источников информации — УСВИ задача ОС ЭЭС приобретает новое качество. В современных условиях, при использовании данных УСВИ, требуется дальнейшее развитие методики ОС, ранее базирующейся на несинхронизированных SCADA-измерениях, а также методов расстановки УСВИ для улучшения свойств решения задачи ОС ЭЭС. Использование векторных измерений позволит избежать основных проблем, возникающих при решении задачи ОС, связанных с низким качеством измерительной информации, поступающей от системы SCADA. В полученных SCADA измерениях проявляется эффект «замершего измерения», что может привести к ненаблюдаемости в расчетной схеме и некачественному ОС.

Данные, полученные от всех УСВИ, установленных на различных подстанциях, собираются, проходят первичную отбраковку, синхронизируются и архивируются в концентраторе синхронизированных векторных данных (Phasor Data Concentrator - PDC) и становятся доступны с минимальной задержкой для других приложений, предназначенных для отображения, анализа или контроля. Каналы связи между уровнями новой измерительной системы двунаправленные и имеют достаточную пропускную способность. Как правило, это каналы связи с использованием оптоволоконных кабелей, которые могут обеспечить большой объем передаваемых данных с минимальными задержками.

Получение высокоточных синхронизированных измерений мгновенных значений напряжений открывает новые перспективы для решения задачи оценивания режимов:

- наличие дополнительных измерений увеличивает надежность системы при отказах отдельных измерительных каналов;
- возрастает обоснованность решений в процессе отбраковки измерений, содержащих грубые ошибки;



- повышается вероятность выработки правильных рекомендаций при проверке состояния топологии сети;
- наличие прямых измерений независимых переменных, к которым относятся модули и фазы напряжений узлов, повышает устойчивость вычислительного процесса (за счет улучшения свойств матриц Якоби):
- более высокая точность дополнительных измерений способствует повышению точности оценки режима в целом.

В настоящее время в АО «НТЦ ЕЭС» существуют актуальные задачи по созданию расчетной модели СМЗУ Крымской энергосистемы, включая определение перечня УСВИ и их измерений, и модификации алгоритма модуля оценивания состояния ПВК КОСМОС+ с учетом измеряемых фаз напряжения.

### **Ненаблюдаемость при ОС**

Наблюдаемость характеризуется возможностью расчета параметров режима по располагаемым измерениям. Наблюдаемость зависит как от общего числа измерений, так и от их расположения на схеме замещения. В реальных условиях очень часто возникают ситуации, когда наблюдаемость режима не обеспечивается при общем числе измерений, значительно превышающем минимально необходимое из-за их неравномерного распределения.

Размещение УСВИ на каждой подстанции позволяет получить вектора напряжений в каждом узле сети, тем самым обеспечив наблюдаемость схемы, поскольку режим энергосистемы считается однозначно определенным, если известны модули и фазы напряжения во всех узлах схемы замещения. Однако повсеместное размещение УСВИ редко бывает возможным из-за их высокой стоимости или отсутствия средств связи на некоторых подстанциях. Следовательно, существует необходимость нахождения оптимального набора устройств УСВИ, с целью сделать систему топологически наблюдаемой, учитывая некоторые ограничения на количество устройств и места их размещения.

В узлах, оснащенных УСВИ, можно измерить вектор напряжения, а также токи всех смежных линий, что является прямыми измерениями. В случае, если известен вектор напряжения и ток на одном конце ветви, существует возможность вычислить вектор напряжения другого конца ветви, или в случае, если известны вектора напряжений на обоих концах ветви, рассчитать поток мощности по этой ветви, что будет являться расчетным измерением. Полная наблюдаемость энергосистем при определении энергоузлов установки устройств УСВИ обеспечивается за счет применения обоих видов измерений. Наблюдаемость узла сети зависит от наличия УСВИ в этом узле или в соседнем узле на другом конце смежной линии.

На рисунке 1 показана схема с ненаблюдаемым фрагментом (узел X) при расстановке устройств УСВИ. Напряжение на шинах узлов В и F непосредственно измеряется УСВИ-1 и УСВИ-2 соответственно, напряжения на шинах узлов А, С, Е и G могут быть рассчитаны с использованием измеренных напряжений и линейных токов ветвей, подходящих к узлам В и F представленных на (1). В таком случае, узел X остается ненаблюдаемым. Такая схема характеризуется глубиной ненаблюдаемости равной 1.

$$\begin{cases} \dot{U}_a = \dot{U}_b - \dot{I}_{ab}(R_{ab} + j \cdot X_{ab}) \\ \dot{U}_c = \dot{U}_b - \dot{I}_{bc}(R_{bc} + j \cdot X_{bc}) \\ \dot{U}_e = \dot{U}_f - \dot{I}_{ef}(R_{ef} + j \cdot X_{ef}) \\ \dot{U}_g = \dot{U}_f - \dot{I}_{ef}(R_{ef} + j \cdot X_{ef}) \end{cases} \quad (1)$$

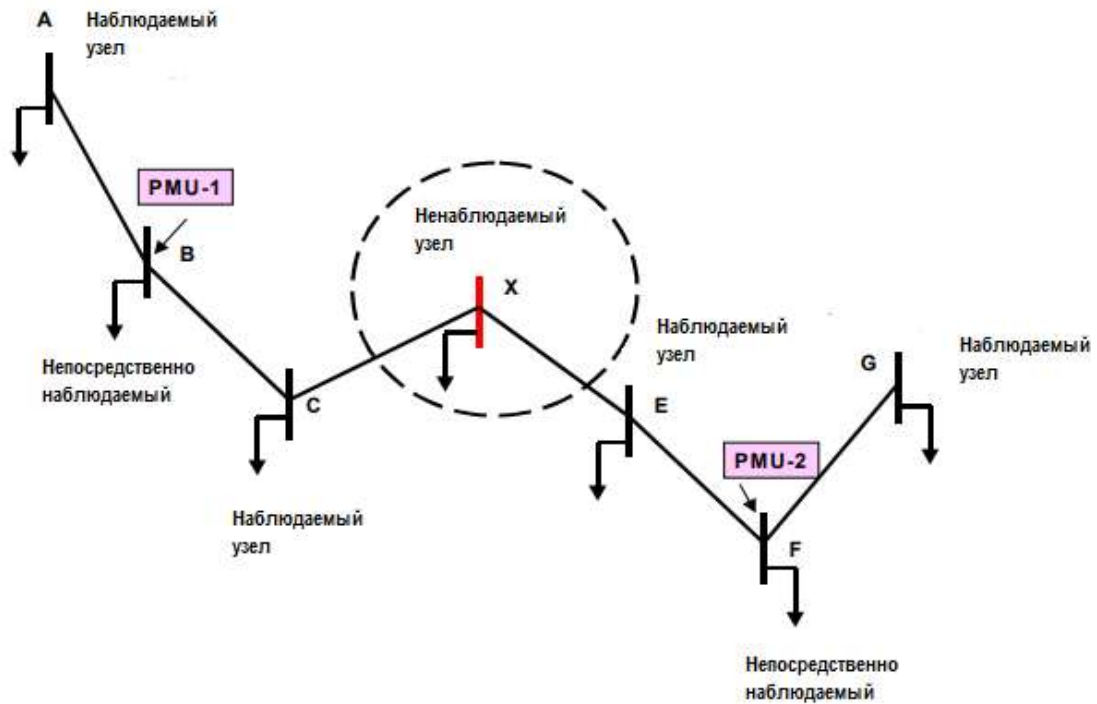


Рис 1. Схема сети с ненаблюдаемым фрагментом

В исследуемых системах также могут существовать узлы с нулевыми инъекциями мощности – это узлы, не имеющие собственной нагрузки или генерации и являющиеся транзитными узлами для передачи мощности. Если в рассматриваемой системе моделируются узлы с нулевыми инъекциями мощности, общее количество устанавливаемых УСВИ может быть уменьшено, поскольку в случае, если узлы, смежные узлу с нулевой инъекцией мощности, наблюдаемы, узлы с нулевой инъекцией мощности тоже становятся наблюдаемыми.

Для схем большой размерности, актуально выявить наиболее вероятные узлы – кандидаты для установки УСВИ, в стратегически важных или проблемных с точки зрения оценки состояния местах расчетной схемы.

### Задача оптимальной расстановки УСВИ

Поставленную задачу размещения минимального количества УСВИ можно сформулировать в виде:

$$\sum_{j=1}^N u_j \rightarrow \min, \quad (2)$$

где  $N$  – набор узлов в энергосистеме,  $u_j$  – признак установки регистратора УСВИ в  $j$ -й энергоузел ( $u_j = 1$  – регистратор установлен в  $j$ -м энергоузле,  $u_j = 0$  – регистратор в  $j$ -м энергоузле отсутствует).

При выполнении условия обеспечения наблюдаемости, формализованных в виде линейных ограничений:

$$f_i \geq 1 \text{ — критерий обеспечения полной наблюдаемости энергосистемы (3),}$$

$$f_i = \sum_{j=1}^N a_{ij} u_j \text{ — функция наблюдаемости для каждого узла ЭЭС (4)}$$

$a_{ij}$  - параметр связи между узлами с номерами  $i$  и  $j$ ;

$a_{ij} = 1$ , если  $i = j$ , или узлы  $i$  и  $j$  имеют связь (ветвь между  $i$  и  $j$ );

$a_{ij} = 0$ , - если связи нет.

Учитывая моделирование узлов с нулевой инъекцией, необходимо добавить линейные ограничения вида:

$$f_{N0} = f_{N0} + f_0 \cdot f_{I0} \cdot \dots \cdot f_{M0} \geq 1, \quad (5)$$

где  $f_{I0}$  - функция наблюдаемости  $I$ -й шины, смежной узлу с нулевой инъекцией,

$f_0$  - функция наблюдаемости шины с нулевой инъекцией,

$\cdot$  — логическое И.

Существует обширный класс задач, называемых задачи оптимизации, в рамках которых возникает необходимость в минимизации (максимизации) функций различного вида. Для решения задач оптимизации разработаны различные методики и подходы, позволяющие найти экстремумы исследуемых функций.

Сформулированная проблема относится к числу задач дискретной оптимизации, одним из методов решения которой является метод ветвей и границ, в основе которого лежит идея последовательного разбиения множества допустимых решений. Метод ветвей и границ позволяет осуществить поиск гораздо быстрее и избежать полного перебора вариантов размещения, сохраняя при этом, высокую точность решения целочисленных задач.

Метод ветвей и границ относится к группе комбинаторных методов. Комбинаторные методы исходят из конечности числа допустимых планов задачи и заменяют полный перебор всех планов их частичным направленным перебором. Комбинаторные методы в значительно меньшей степени подвержены в процессе вычислений влиянию ошибок округления, поэтому являются более предпочтительными по сравнению с методами отсечения. Метод ветвей и границ – один из наиболее эффективных методов решения задач комбинаторного типа. Далее представлена общая структура метода.

Рассмотрим общую задачу дискретного программирования

$$\max F = f(x), \quad (6)$$

$$x \in \Omega, \text{ где } \Omega - \text{конечное множество допустимых планов.} \quad (7)$$

1. Находим верхнюю границу (оценку) функции  $f(x)$ ,  $x \in \Omega$ , т.е. такое число  $\phi_0(\Omega)$ , что для любых  $x \in \Omega$

$$f(x) \leq \phi_0(\Omega),$$

Если при этом удастся найти такой план  $x_0$  задачи (6)-(7), для которого выполняется равенство

$$f(x) = \phi_0(\Omega),$$

то  $x_0$  — оптимальный план задачи (6)-(7).

2. Если оптимальный план не найден, то некоторым способом разбиваем множество  $\Omega$  на конечное число непересекающихся подмножеств

$$\Omega = \bigcup_{r=1}^{r_1} \Omega_r^1, \quad \bigcap_{r=1}^{r_1} \Omega_r^1 = \emptyset$$

и находим для каждого из этих подмножеств верхнюю границу  $\phi_1(\Omega_r^1)$  ( $r = 1, 2, 3 \dots r_1$ ). Если при этом удастся найти такой план  $x_l^1 \in (\Omega_r^1)$  ( $r = 1, 2, 3 \dots r_1$ ), что выполняется соотношение

$$f(x_l^1) = \phi(\Omega_l^1) \geq \phi(\Omega_r)(r = 1, 2, 3 \dots r_1),$$

то  $x_l^1$  — оптимальный план задачи (6)-(7). Если же такой план не найден, то выбираем подмножество  $\Omega_r^1$  с наибольшей верхней границей

(перспективное подмножество) и разбиваем его на несколько непересекающихся подмножеств  $\Omega_s^2$  ( $s = 1, 2, 3 \dots s_1$ ). Для каждого нового подмножества находим верхнюю границу  $\phi(\Omega_s^2)$ . Если будет найден такой план  $x_k^2$ , что

$$f(x_k^2) = \phi(\Omega_k^2) \geq \phi(\Omega_s^2),$$

то  $x_k^2$  — оптимальный план задачи. Если оптимальный план не найден, то дальнейшему ветвлению подвергаем подмножество с наибольшей верхней границей, и т.д. Процесс продолжается до получения оптимального плана. Способы ветвления и нахождения верхних границ выбираются для каждой конкретной задачи дискретного программирования.

На рис.2 показан процесс построения дерева ветвления, позволяющий графически представить метод ветвей и границ.

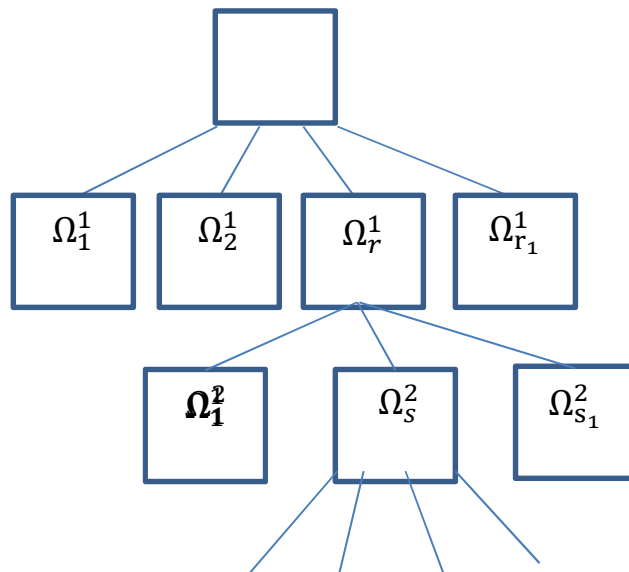


Рис. 2 Дерево ветвления в методе ветвей и границ.

В задачах целочисленного линейного программирования в качестве верхней границы на множестве планов рассматривают значение целевой функции на оптимальном плане соответствующей задачи линейного программирования (ЗЛП) без ограничений переменных на целочисленность.

Пусть, далее,  $x_r$  — целочисленная переменная, значение  $x_r^*$  которой в оптимальном решении задачи ЗЛП является дробным. Интервал  $[x_r^*] < x_r < [x_r^*] + 1$  не содержит допустимых целочисленных компонент решения. Поэтому допустимое целое значение  $x_r$  должно удовлетворять одному из неравенств:  $x_r \leq [x_r^*]$  или  $x_r \geq [x_r^*] + 1$ . Введение этих

условий в задачу с отброшенным условием целочисленности порождает две не связанные между собой задачи. Говорят, что исходная задача разветвляется на две подзадачи.

Затем каждая подзадача решается как ЗЛП с целевой функцией исходной задачи:

$$\max F = f(x)$$

$$x \in \Omega, x_r \leq [x_r^*]$$

$$\max F = f(x)$$

$$x \in \Omega, x_r \geq [x_r^*] + 1$$

Если полученное оптимальное решение оказывается допустимым для целочисленной задачи, то его следует зафиксировать как наилучшее. При этом нет необходимости продолжать ветвление подзадачи, поскольку улучшить полученное решение не удастся. В противном случае подзадача должна быть разбита на две подзадачи и т.д. Как только полученное допустимое целочисленное решение одной из подзадач оказывается лучше имеющегося, оно фиксируется вместо зафиксированного ранее. Процесс ветвления продолжается до тех пор, пока каждая подзадача не приведет к целочисленному решению или пока не будет установлена невозможность улучшения имеющегося решения.

### Реализация метода ветвей и границ на Matlab.

Средой для реализации алгоритма является пакет Matlab, поскольку данный комплекс содержит набор классических алгоритмов для оптимизации стандартных задач и задач большой размерности, имеет расширения и содержит функции линейного, квадратичного, целочисленного программирования, функции нелинейной оптимизации и нелинейного метода наименьших квадратов, функции решения систем нелинейных уравнений, многокритериальной оптимизации, а также функции, позволяющие решать минимаксные задачи оптимизации.

В качестве основной функции программы служит встроенная функция `bintprog`.

Функция `bintprog` предназначена для решения задачи целочисленного программирования вида:

$$\min_x f(x),$$

$$\text{при условии } A \cdot x \leq b, Aeq \cdot x \leq beq,$$

где  $f$ ,  $b$  и  $beq$  являются векторами,  $A$  и  $Aeq$  - матрицы, а  $x$  - целочисленный вектор решения (0 или 1).

С использованием функции `bintprog` был разработан программный модуль УСВИ Optimization App, предназначенный для нахождения минимального количества УСВИ и обеспечения условия топологической наблюдаемости энергосистемы. Функциональная схема алгоритма модуля представлена на рис. 3.

В программном модуле УСВИ Optimization App имеется следующий состав реализуемых функций:

- обработка схемной и режимной информации и выбор узлов, ветвей для формирования матрицы соединений;
- получение информации об узлах, в которых имеется нагрузка или генерация, для определения нулевых инъекций;
- формирование матрицы соединений. Формирование векторов с нулевыми инъекциями;
- нахождение оптимальных узлов для УСВИ методом линейного программирования;

- перебор вариантов ремонтных схем. Запись результатов расчета.

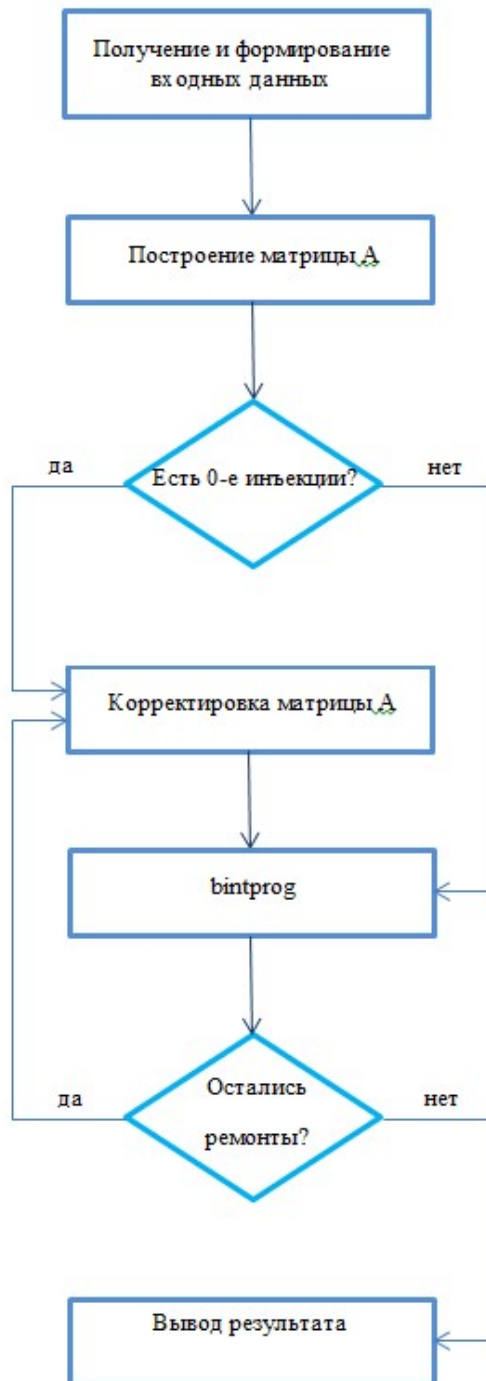


Рис. 3 Блок-схема алгоритма модуля УСВИ Optimization App

Были проведены проверочные расчеты на программном модуле УСВИ Optimization App по расстановке УСВИ для тестовой расчетной схемы 14 IEEE bus-system. Результаты приведены в Таблице 1 и на рис.4.

Табл.1

Места расстановки УСВИ

Схема	Номера узлов, в которых необходимо установить УСВИ (без учета узлов с нулевой инъекцией)	Номера узлов, в которых необходимо установить УСВИ (с учетом узлов с нулевой инъекцией)
14 IEEE bus system*	2, 6, 7, 9	2, 6, 9

\*- Схема IEEE 14 bus-system, включает в себя 14 узлов, 19 ветвей и 5 генераторов [].

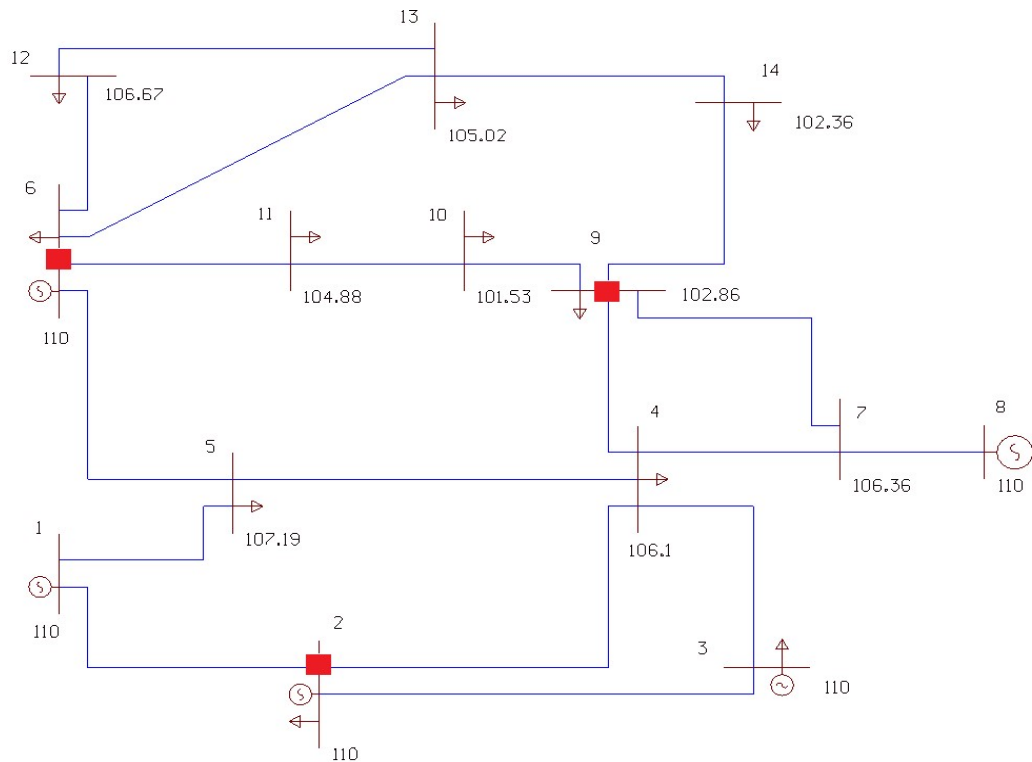


Рис 4 Места установки устройств УСВИ в схеме IEEE 14-bus system

Результат, полученный с помощью УСВИ Optimization App, совпадает и с другими исследованиями, полученными в [2-4] в которых использовались различные алгоритмы дискретной оптимизации.

### Учет векторных измерений от УСВИ в программе ОС

Задача ОС является комплексной и включает несколько взаимосвязанных подзадач, к которым, прежде всего, относятся:

- проверка состояния топологии сети;
- проверка наблюдаемости режима и, при необходимости, восполнение дефицита телеметрической информации;
- отбраковка грубых ошибок в измерениях;
- расчета режима в соответствии с принятым критерием оценивания.

В качестве основы алгоритма оценивания состояния в ПВК КОСМОС+ используется метод взвешенных наименьших квадратов. Сбалансированный электрический режим определяется в результате минимизации следующей целевой функции:

$$f = \sum_{i=1}^n r_i \cdot [z_i - \bar{z}_i(\dot{u})]^2$$

где  $n$  — число измерений;

$z_i$  — значение  $i$ -го измерения;

$\bar{z}_i(\dot{u})$  – функция, отражающая зависимость между  $i$ -м измерением и независимыми параметрами – составляющими комплексных узловых напряжений;

$r_i$  – весовой коэффициент, характеризующий точность  $i$ -го измерения.

При решении задач, связанных с расчетами электрических режимов, в качестве независимых параметров используются, как правило, либо модули и фазы напряжений (полярные координаты), либо составляющие узловых напряжений (прямоугольные координаты). Опыт и многочисленные исследования показывают, что однозначно сделать вывод о преимуществах одной из систем координат невозможно. Однако в конкретных случаях специфика решаемой задачи предопределяет выбор. Так при решении задачи оптимизации режимов по реактивным мощностям и напряжениям предпочтительнее использование полярных координат. Это связано с тем, что в процессе решения задачи возникает необходимость учета большого числа ограничений по уровням напряжений и эти ограничения накладываются непосредственно на независимые переменные, а не на функции от них (что было бы, очевидно, необходимо при использовании прямоугольных координат).

Для решения задачи оценивания состояния выбор системы координат явных преимуществ до последнего времени не давал. Исторически сложилось, что в упомянутом продукте при решении задачи оценивания состояния в качестве независимых переменных используются продольные и поперечные составляющие узловых напряжений, т. е. расчет ведется в прямоугольных координатах. Однако открывающиеся возможности непосредственных измерений углов фаз напряжений требуют пересмотра подхода к выбору системы координат. Очевидно, в качестве независимых переменных лучше использовать непосредственно измеряемые величины, чем функции от них. В связи со сказанным, актуальной становится задача обеспечения возможности оценивания состояния и в полярных координатах. При этом ранее реализованный алгоритм с использованием прямоугольных координат должен быть сохранен. Выбор того или иного подхода должен определяться технологом, проводящим расчет.

Кроме сказанного, преимущество использования полярной системы координат состоит в том, что при полном доверии к измерениям углов проще осуществляется фиксация расчетных величин на уровне измеренных. По сути, уменьшается размерность задачи – фазы некоторых углов могут быть выведены из числа независимых переменных.

В целевой функции задачи оценивания состояния используются весовые коэффициенты, характеризующие точности измерений. Однако, участие в одной функции абсолютно разнородных измерений – мощностей и углов – вызывает сложности с обоснованной установкой весовых коэффициентов. Для определения весовых коэффициентов при измерениях углов предлагается подход, основанный на следующих соображениях. Если рассмотреть схему, состоящую из двух узлов и одной ветви, то в качестве весового коэффициента для измерения угла между узлами можно принять

величину  $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_{ij}}$ , которая определяется как параметрами ветви, так и параметрами режима. Для обоснованного определения весового коэффициента измерения угла в сложно-замкнутой схеме целесообразно выполнить эквивалентирование, свернув исходную схему к двухузловой. При этом напряжения узлов и параметры эквивалентной связи позволят



определить весовой коэффициент. Поскольку операция эквивалентирования должна выполняться многократно, ее целесообразно выполнять в два этапа. Сначала необходимо исходную схему заменить эквивалентной, в которой оставлены лишь те узлы, между которыми имеются измерения, а затем из эквивалентной, значительно меньшего размера, сформировать набор двухузловых эквивалентов. Поскольку, как было отмечено, величины определяемых подобным образом коэффициентов зависят не только от параметров сети, но и от режима, то для эквивалентирования следует подобрать близкий базовый режим (с учетом реального состояния топологии). При циклических расчетах для эквивалентирования может использоваться результат предыдущего расчета.

Модернизация существующего программного обеспечения, связанная с использованием измерений фаз напряжений заключалась в существенной переработке и расчетного модуля, и сервисной подсистемы ПВК КОСМОС+. В расчетном модуле были внесены следующие изменения:

- обеспечено выполнение оценивания в полярных координатах и разработан новый модуль расчета производных измеряемых величин по модулям и фазам напряжений узлов;
- разработан модуль определения весовых коэффициентов для измерений фаз углов;
- обеспечен учет измерений углов в подсистеме анализа наблюдаемости;
- модули, связанные с отбраковкой измерений, содержащих грубые ошибки, доработаны с целью выявления ошибочных величин среди измерений углов напряжений в узлах схемы замещения;
- алгоритм учета ограничений доработан таким образом, чтобы обеспечивалась, при необходимости, фиксация измерений углов напряжений в узлах, вызывающих максимальное доверие.
- для автономного расчетного модуля оценивания состояния реализован ввод измерений фаз напряжений узлов из базы данных.

Доработки в модуле оценивания состояния и в БД ЦСПА и СМЗУ выполнены в следующем объеме:

- в таблице исходных данных добавлены поля для задания номеров измерений фаз напряжений, а также реализована возможность занесения самих измерений (поле заполняется после выполнения запроса на ввод телеметрической информации за указанное время);
- отображение в табличном виде измеренных и расчетных величин фаз напряжений, а также отклонений;
- отображение измеренных и расчетных величин на графических изображениях.

### **Проверка результатов выбора оптимальных мест установки УСВИ в модернизированном модуле ОС**

В качестве реальной расчетной схемы для проверки результатов выбора оптимальных мест установки УСВИ и ОС с использованием векторных измерений принята схема энергосистемы (ЭС) Республики Крым. Расчетная модель включает в себя 217 узлов, 286 ветвей и 31 генератор.

С помощью программного модуля PMU Optimization App был получен результат по оптимальной расстановке УСВИ. УСВИ необходимо установить в 55 узлах (подстанциях).

Для каждой подстанции выполнена привязка измеряемых величин от УСВИ:

- модуль напряжения;
- фаза напряжения;
- переток активной мощности по отходящим линиям;
- переток реактивной мощности по отходящим линиям;

Расчеты по оцениванию состояния выполнялись на ПВК КОСМОС+.

В расчетной схеме были проведены варианты расчетов по выявлению ненаблюдаемости. Установлено, что весовые коэффициенты по напряжению и фазе помогают уйти от появляющейся ненаблюдаемости. Результаты расчетов по выявлению ненаблюдаемости можно свести к следующим выводам:

- бракованный ТС у линии к подходящей к тупиковому генераторному узлу приводит к ненаблюдаемости в схеме;
- базовый режим позволяет снизить ненаблюдаемость;
- дополнительные места установки УСВИ, выбранные с учетом ремонтов не всегда приводят к устранению ненаблюдаемости;
- использование графиков нагрузки позволяет полностью избавиться от ненаблюдаемости, и повысить качество оцениваемого режима.

При бракованных ТИ измерение по фазам дает преимущество для наиболее точного оценивания нагрузки. На рис. 5 показаны отклонения мощностей нагрузки в различных схемах. Количество итераций вычислительного процесса ОС уменьшается при использовании измеренных фаз напряжения.

Ошибки в измерениях фазы дают существенные отклонения по оцененной генерации и нагрузке в узлах расчетной модели. Использование базового режима позволяет уменьшить это отклонение. При более значительных отклонениях измеряемых фаз, более  $3^\circ$ , наблюдается расходимость вычислительного процесса.



Рис. 5 Результаты ОС с использованием фазы напряжения и без

### Определение МДП в СМЗУ и выбор УВ в ЦСПА с учетом оцененных векторных измерений

Расчеты выполнялись на автономной программе ТА СМЗУ и ЦСПА. Автономная программа СМЗУ и ЦСПА предназначена для расчета МДП в СМЗУ и для выбора управляющих воздействий в ЦСПА. Программа работает на основе данных о топологии схемы и установившемся режиме энергосистемы, в формате файлов программного комплекса «Мустанг» и текстовых файлов формата базы данных СМЗУ и ЦСПА.

Тестирование технологического алгоритма СМЗУ проводилось на контролируемом сечении (КС) – «ОЭС Юга – Крым».

Тестирование проводилось в схеме Крымской энергосистемы, представленной на рис. 5. Пунктиром отмечено рассматриваемое контролируемое сечение «ОЭС Юга-Крым», выделены устройства УСВИ и ветви, в которых задавались бракованные ТИ.

ЭС Республики Крым является дефицитной и пределы передаваемой мощности ограничиваются по КВЛ от ПС 500 кВ Тамань. Для тестирования были выбраны режимы, с бракованными ТИ по КВЛ, в которых могут возникать серьезные ошибки в работе модуля ОС, что в итоге приводит к некорректным результатам определения МДП.

С помощью автономной программы были получены текущее ( $P_0$ ) значение перетока и предельное значение ( $P_{пр}$ ) перетока для КС «ОЭС Юга – Крым» для нормальной и ремонтной схем. Было получено значение МДП ( $P_{мдп}$ ) с учетом действия АПНУ и рассматриваемых нормативных возмущений. Результаты расчетов с эталонными ТИ приведены в табл. 2.

Таблица 2 Результаты расчетов с эталонными ТИ

Схема	$P_0$ , МВт	$P_{пр}$ , МВт	$P_{мдп}$ , МВт
Нормальная схема	688	1014	932
Ремонтная схема	700	772	710

Для режимов с бракованными ТИ аналогичным образом были проведены расчеты на автономной программе ТА СМЗУ. При этом рассматривалось два варианта задания измерений – это с использованием фазы напряжения (PMU), и без ее использования (SCADA). Полученные результаты сопоставлены с эталонными значениями текущего, предельного перетоков и МДП в КС «ОЭС Юга – Крым». Результаты представлены в таблицах 3 и 4.

Табл. 3 Результаты расчетов в схемах с бракованными ТИ

Схема	с измерениями УСВИ					
	$P_0$ , МВт	Откл, %	$P_{пр}$ , МВт	Откл, %	$P_{мдп}$ , МВт	Откл, %
Нормальная	688	0	1012	0.2	928	0.42
Ремонтная	690	0.3	1017	0.3	932	0
Ремонтная	769	11	978	3.55	898	3.64

Табл. 4. Результаты расчетов в схемах с бракованными ТИ

Схема	с измерениями SCADA					
	$P_0$ , МВт	Откл, %	$P_{пр}$ , МВт	Откл, %	$P_{мдп}$ , МВт	Откл, %
Нормальная	502	27	765	25	701	25
Ремонтная	700	1.8	1002	1.2	918	1.5
Ремонтная	795	16	972	4.2	846	9

Полученные результаты, для случая бракованных ТИ для активной и реактивной мощностей по энергопотоку Тамань-Кафа показывают о преимуществе векторных измерений УСВИ. Погрешность результата определения МДП в схеме со SCADA измерениями составляет 25% от значения в эталонном режиме, а в схеме с УСВИ измерениями отклонение МДП составило 3.64%.

Проверка расчета УВ ЦСПА проводилась в автономной программе для аварийного процесса – отключение ВЛ 220 кВ Симферопольская – Кафа (1ц) для нормальной схемы. Сравнивались расчеты для схем с бракованными ТИ, от УСВИ и SCADA. Результаты расчета выбора УВ в ЦСПА приведены в таблице 5.

Табл.5 Результаты расчёта выбора УВ

с измерениями УСВИ	с измерениями SCADA
<i>Опасное сечение:</i> ВЛ 220 кВ Тамань – Кафа (ц2) ВЛ 220 кВ Тамань – Кафа (ц3) ВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун Предельный переток в сечении – 944 МВт Допустимый переток в сечении – 832 МВт Расчетный переток в сечении - 817 МВт УВ по нагрузке – 0 МВт	<i>Опасное сечение:</i> ВЛ 220 кВ Тамань – Кафа (ц2) ВЛ 220 кВ Тамань – Кафа (ц3) ВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун Предельный переток в сечении – 889 МВт Допустимый переток в сечении – 781 МВт Расчетный переток в сечении - 889 МВт УВ по нагрузке – 92МВт

В случае работы ЦСПА в оцененном режиме с измерениями из SCADA может даже проявиться избыточный выбор УВ, что негативно отразится на потребителях ЭС.

### Выводы

Разработаны критерии и предложены методы расстановки УСВИ для улучшения свойств решения задачи ОС. Разработан программный модуль, позволяющий осуществить расстановку УСВИ на основании входных данных, содержащих информацию о топологии сети.

Выполнены вариантные расчеты ОС в реальной схеме Крымской ЭС. На основании полученных результатов, установлено, что применение новых синхронизированных векторных измерений, имеющих высокую точность в отличие от традиционных SCADA-измерений, позволяет получить более точные результаты ОС ЭС, даже с учетом частично ошибочных измерений.

Произведены расчеты МДП и выбора УВ в схеме ЭС Республики Крым с учетом и без использования УСВИ в ОС. По полученным результатам расчета МДП показано, что ОС с использованием векторных измерений позволяет получить более достоверную модель установившегося режима и корректно определить МДП. Использование измерений от УСВИ позволяет наиболее точно выполнять выбор УВ в ЦСПА даже при бракованных ТИ.

## ПРИЛОЖЕНИЕ F

### ИДЕНТИФИКАЦИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ ПО ДАННЫМ УСВИ

В работе рассматривается применение данных, получаемых от УСВИ, для анализа и идентификации аварийных ситуаций, происходящих в электроэнергетической системе. Для этого исследовались методы обработки и анализа данных СВИ.

В начале были теоретически описаны особенности и закономерности коротких замыканий, как основного вида повреждений воздушных линий и электрооборудования. Было отмечено поведение параметров электроэнергетического режима при однофазном, двойном на землю, междуфазном и трехфазном коротких замыканиях. С помощью программно-технического комплекса real-time digital simulator (RTDS) и УСВИ была собрана тестовая схема, в которой моделировались данные виды КЗ и снимались показания. Произведено сравнение изменений режимных параметров, описанных теоретически и полученных на RTDS. На основе полученных данных реализован алгоритм в виде программы в среде MATLAB. Программа выводит окно с сообщением о виде несимметрии, времени начала и времени окончания произошедшего события и осциллограммы измеряемых параметров в этот промежуток времени пофазно.

Так же, были рассмотрены и проанализированы данные, полученные с УСВИ, установленных на реальных электроэнергетических объектах.

#### Описание характеристик УСВИ и их возможностей

Требования к качеству передаваемой телеинформации о параметрах электрического режима и фактическом эксплуатационном состоянии ЛЭП и оборудования в настоящее время приспособлены к техническим характеристикам коммуникационных IT-систем и аналоговых измерительных преобразователей. Данные об изменении параметров режима работы оборудования поступают в центры управления (ДЦ, ЦУС) от 3 до 10 раз в минуту. Такая частота подачи информации не позволяет определять и учитывать в реальном времени динамические характеристики силового оборудования и узлов нагрузки в технологических алгоритмах систем мониторинга и управления, что сдерживает возможности их дальнейшего развития.

Использование УСВИ обеспечивает более высокую точность измерений параметров энергетического режима, в отличие от стандартных средств телеизмерений:

- допустимая относительная погрешность измерений тока и напряжения – 0,2%;
- точность измерения угла – 0,1 градуса;
- абсолютная погрешность измерения частоты – 1 мГц.

В соответствии с требованиями стандарта Системного оператора в УСВИ должны быть реализованы следующие функции:

- выполнение измерений СВИ с нормированными погрешностями измерений в статических и динамических условиях;
- синхронизация с глобальными навигационными системами;
- формирование на каждом установленном интервале времени кадра данных СВИ;

- передача данных СВИ по одному из протоколов, установленных стандартами, с настраиваемым темпом передачи;
- включение в каждый кадр данных СВИ метки времени UTC;
- передача данных СВИ двум или более получателям;
- регистрация и передача дискретных сигналов;
- самодиагностика функционирования.

### **Анализ данных, полученных при помощи тестовой схемы**

С помощью программно-технического комплекса RTDS была собрана тестовая схема, в которой моделировались следующие виды несимметрии:

- ближнее однофазное КЗ;
- дальнее однофазное КЗ;
- дальнее междуфазное КЗ;
- отключение выключателя нагрузки;
- включение выключателя нагрузки.

Тестовая схема для измерений состоит из генератора, выключателей, шин станции, блоков, позволяющих задать КЗ, шин бесконечной мощности, нагрузки, синхронного и асинхронного двигателя.

Для данной схемы были смоделированы ближнее однофазное КЗ в месте KZ1, дальнее однофазное и междуфазное КЗ в месте KZ2, отключение и последующие включение выключателя Q5 управляющего нагрузкой, изменение значения уставки напряжения генератора.

Исходными данными для исследования были значения времени, пофазные значения токов, напряжений и частоты, полученные из RTDS в виде файла с расширением .CSV. Данный файл был преобразован в файл Excel. Каждый ряд значений I, U и f соответствовал определенному значению времени – измерения параметров производились один раз в 20 мс.

Анализ данных производился следующим образом: в исходном файле excel отмечались отклонения величин характерные для определенного рода возмущений, сильные отклонения параметров фиксировались в одной или нескольких фазах. Отмечался участок, на котором данные отличались от нормального уровня и определялось максимальное отклонение на этом участке. В ходе анализа были выявлены закономерности, представленные ниже.

Ближнее однофазное КЗ. Моделировалось замыкание на землю фазы А. Данные снимались с УСВИ типа ЭНИП. Часть полученных данных приведена в таблице 2, синим выделена область изменения параметров, черным выделены максимумы. Как было указано в пункте «Теоретические сведения», частота при КЗ возросла. Но изменение частоты произошло в разных фазах в различные моменты времени. Максимумы по фазам различаются на 0,02-0,06 секунды. Изменение фазных напряжений совпадает с описанным в теории: напряжение «особой» фазы А снизилось сильнее, а в двух других фазах снижение напряжения было не столь выражено. Ток фазы А возрос в большей степени, чем в фазах В и С (в них ток изменился практически одинаково). Значение тока фазы С изменилось не сразу, а с отставанием на 0,06 секунд. Ток нулевой последовательности можно получить математически путем комплексного сложения значений фазных токов.

Таблица 2 – Измерения параметров при однофазном КЗ

FA	FB	FC	UA	UB	UC	IA	IB	IC
50,000	50,000	49,995	54,112	55,313	55,009	1,159	1,066	1,051
49,633	50,115	49,863	49,167	54,705	54,343	1,511	1,113	1,003
49,643	50,133	49,863	44,219	53,966	53,557	1,846	1,162	0,958
50,699	50,080	49,970	42,970	53,241	53,144	1,862	1,178	0,955
50,860	50,021	50,026	42,745	53,012	52,930	1,869	1,184	0,962
50,869	50,031	50,033	42,607	52,869	52,700	1,876	1,192	0,969
50,873	50,037	50,038	42,519	52,775	52,700	1,885	1,200	0,977
50,876	50,040	50,041	42,462	52,712	52,650	1,894	1,209	0,986
50,879	50,042	50,043	42,421	52,666	52,608	1,903	1,218	0,995
50,879	50,042	50,043	42,392	52,635	52,577	1,912	1,227	1,004
50,880	50,043	50,044	42,370	52,611	52,555	1,921	1,236	1,013
50,880	50,043	50,049	43,303	52,484	52,706	1,831	1,240	1,0315
51,246	49,927	50,181	48,240	53,080	53,362	1,487	1,201	1,087
51,236	49,910	50,181	53,184	53,813	54,143	1,160	1,160	1,140
50,178	49,960	50,072	54,433	54,536	54,557	1,152	1,151	1,150
50,016	50,017	50,015	54,665	54,770	54,776	1,152	1,152	1,150
50,005	50,005	50,005	54,815	54,922	54,921	1,150	1,150	1,149

Дальнее однофазное КЗ. Характер изменения значений токов, напряжений и частоты по фазам совпадают с ближним однофазным КЗ, но эти значения изменились в меньшей степени. Это произошло из-за удаленности КЗ.

Дальнее междуфазное КЗ фаз А и В. Часть полученных данных приведена в таблице 3. Данные показывают, что значения частоты изменились значительно в двух фазах (что соответствует теоретическим сведениям), но частота фазы В изменилась в обратную сторону – уменьшилась. Данное явление можно объяснить неточностью модели или вероятностью. Проведение большего количества подобных опытов даст значения, совпадающие с теорией. Напряжения в поврежденных фазах снизились меньше, чем при однофазном КЗ, но их снижение все еще может повлиять на устойчивость электроэнергетической системы. Значения токов не совпадают с предполагаемым в теории, показания в фазе А превышают две другие фазы, в которых изменения значений находятся примерно на одном уровне. При комплексном сложении фазных токов нулевая последовательность отсутствует. Эти измерения производились УСВИ класса М с временем реакции до 100 мсек, что приводило к ошибкам измерения, особенно кратковременных процессов. Кроме того, искажение измерений может быть вызвано моментом включения КЗ. Разноуровневые сигналы имеют разные искажения при сглаживании кратковременных процессов. Целесообразно провести анализ искажения теоретических признаков различных событий при использовании УСВИ классов М и Р.

Таблица 3 – Измерения при междуфазном КЗ

FA	FB	FC	UA	UB	UC	IA	IB	IC
50,000	50,000	50,000	55,007	55,046	55,172	1,061	1,063	1,061
49,926	50,256	50,002	53,145	53,754	54,980	1,162	1,101	1,068
49,919	50,263	49,999	51,185	52,406	54,706	1,260	1,136	1,077
49,968	50,032	50,007	50,894	52,098	54,509	1,266	1,134	1,082
50,017	50,050	50,018	50,769	51,997	54,387	1,271	1,138	1,087

50,002	50,046	50,010	50,676	51,953	54,293	1,275	1,143	1,092
50,005	50,049	50,013	50,607	51,931	54,220	1,280	1,149	1,097
50,007	50,051	50,015	50,552	51,923	54,160	1,285	1,155	1,103
50,009	50,052	50,016	50,505	51,922	54,107	1,290	1,161	1,109
50,010	50,054	50,015	50,471	51,910	54,071	1,296	1,167	1,115
50,032	50,055	50,029	50,448	51,887	54,049	1,302	1,173	1,121
50,032	50,056	50,030	50,479	52,023	54,033	1,308	1,178	1,127
50,107	49,799	50,027	52,324	53,297	54,208	1,213	1,146	1,126
50,113987	49,792	50,030	54,270	54,627	54,467	1,120	1,116	1,123
50,063	50,022	50,022	54,549	54,928	54,652	1,120	1,124	1,123
50,013	50,004	50,010	54,663	55,013	54,765	1,121	1,125	1,124

Отключение выключателя, который управляет нагрузкой. В RTDS было смоделировано отключение выключателя нагрузки. Часть измеренных данных приведена в таблице 4. После отключения нагрузки наблюдается повышение частоты во всех трех фазах. Значения изменились в одно и то же время и практически на одну и ту же величину. Сама величина изменения составляет доли процента. Так же изменились и значения напряжения. Прибором зафиксировано повышение напряжения во всех трех фазах. Наибольшее повышение напряжения наблюдается в фазе С. Снижение значений тока произошло во всех трех фазах симметрично. В системе возник небаланс из-за неравенства мощности нагрузки и генерируемой мощности, что и вызвало изменения значений частоты, токов и напряжений. Составляющих обратной и нулевой последовательностей в данных не обнаружено, так как данный вид несимметрии носит симметричный характер и их наличие может быть вызвано только разновременностью работы приводов выключателей (на объектах сверхвысокого напряжения) или погрешностью измерительных трансформаторов и приборов.

Таблица 4 – Отключение выключателя нагрузки

FA	FB	FC	UA	UB	UC	IA	IB	IC
50,057	50,058	50,058	58,652	58,897	59,029	0,888	0,884	0,874
50,062	50,062	50,062	59,091	59,337	59,467	0,869	0,865	0,851
50,067	50,067	50,067	59,519	59,766	59,894	0,851	0,848	0,838
50,072	50,068	50,072	59,953	60,085	60,189	0,832	0,832	0,834
50,054	50,043	50,048	59,986	60,076	60,166	0,842	0,841	0,843
50,046	50,048	50,047	59,926	60,019	60,094	0,850	0,850	0,852
50,039	50,047	50,043	59,835	59,938	59,988	0,860	0,860	0,861
50,042	50,050	50,046	59,726	59,841	59,866	0,869	0,870	0,871
50,044	50,052	50,048	59,607	59,732	59,732	0,879	0,880	0,881
50,046	50,054	50,050	59,478	59,616	59,591	0,889	0,891	0,891

Включение выключателя, который управляет нагрузкой. Часть показаний измерительных приборов приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Включение выключателя нагрузки

FA	FB	FC	UA	UB	UC	IA	IB	IC
49,798	49,801	49,798	49,798	49,838	49,760	1,321	1,133	1,291
49,790	49,792	49,790	48,371	48,415	48,330	1,378	1,145	1,335



49,779	49,780	49,779	46,995	47,047	46,959	1,429	1,162	1,379
49,766	49,765	49,765	45,717	45,780	45,693	1,479	1,178	1,421
49,755	49,751	49,752	44,582	44,657	44,579	1,525	1,192	1,462
49,740	49,738	49,738	43,629	43,727	43,657	1,567	1,205	1,497
49,731	49,824	49,767	43,242	43,399	43,389	1,581	1,164	1,463
49,873	49,884	49,884	43,760	43,992	43,944	1,528	1,089	1,405
49,905	49,916	49,912	44,669	44,968	44,892	1,460	1,043	1,334
49,938	49,943	49,941	45,840	46,181	46,090	1,378	1,012	1,280

В данном случае, после включения выключателя мы наблюдаем обратную ситуацию. Значения частоты в фазах изменились симметрично. Показания по фазным напряжениям так же изменились в одну сторону – уменьшились. Прием, значение в фазе А изменилось в большей степени, по сравнению с другими фазами. Фазные токи выросли. Токи в фазах изменились не симметрично, больше всех изменил свое значение ток в фазе А. Следует отметить, что и напряжение фазы А снизилось в большей степени, чем остальные.

Изменение уставки напряжения возбуждения генератора на 5 %. С помощью специальных блоков была изменена уставка по напряжению возбуждения генератора. Некоторые данные измерений приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Изменение уставки напряжения возбуждения генератора на 5%

FA	FB	FC	UA	UB	UC	IA	IB	IC
49,998	49,998	49,998	57,986	58,136	58,108	1,055	1,056	1,056
49,999	49,999	49,999	57,989	58,139	58,111	1,055	1,056	1,056
49,999	49,999	49,999	57,991	58,142	58,113	1,055	1,056	1,056
50,000	50,000	50,000	57,993	58,143	58,115	1,055	1,056	1,056
50,000	50,000	50,000	57,993	58,144	58,116	1,055	1,056	1,056
50,001	50,001	50,001	57,993	58,144	58,116	1,055	1,056	1,056
50,001	50,001	50,001	57,993	58,143	58,115	1,056	1,057	1,056
50,001	50,001	50,001	57,991	58,142	58,114	1,056	1,057	1,057

Значения частоты в трех фазах изменились в третьем знаке после запятой, что соответствует тысячным долям процента и может расцениваться как неизменное значение частоты. Значения токов в трех фазах так же практически не изменились, лишь в третьем знаке после запятой, что позволяет нам принять их за постоянные. Значения напряжения увеличились на величину, близкую к 5%. Изменение значения напряжения произошло одновременно, с разницей в 0,02 секунды.

На Рис. 1 представлены осциллограммы частоты  $f$  и напряжение  $U$  фазы А описанных выше несимметричных режимов.

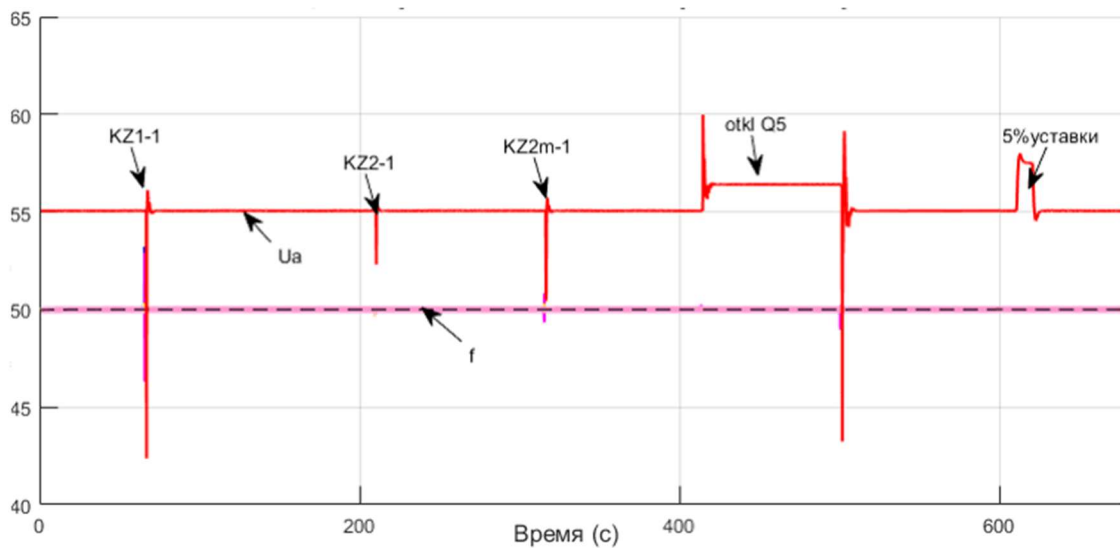


Рис.1 Осциллограммы снятые в RTDS

Изменения параметров, рассмотренных в данном эксперименте, сведены в табл. 7.

Таблица 7 – Анализ видов несимметрии

Вид		$f$	$U$	$I$
КЗ	К(3)	$f \uparrow$	$U \downarrow$	$I \uparrow$
	К(1)	$f_a \uparrow$	$U_a \downarrow$	$I_a \uparrow$
	К(2)	$f_{ab} \uparrow$	$U_{ab} \downarrow$	$I_{ab} \uparrow$
	К(1,1)	$f_{ab} \uparrow$	$U_{ab} \downarrow$	$I_{ab} \uparrow + I_o$
$\uparrow$ уставки по $U$		$f \uparrow$ (в начале)	$U \uparrow$	$I \uparrow$ (в начале)
$\downarrow$ уставки по $U$		$f \downarrow$ (в начале)	$U \downarrow$	$I \downarrow$ (в начале)
Отключение В		$f \uparrow$	$U \uparrow$	$I \downarrow$
Включение В		$f \downarrow$	$U \downarrow$	$I \uparrow$

### Обработка массивов данных реальных УСВИ

Технология СВИ позволяет фиксировать параметры в различных точках электроэнергетической системы (ЭЭС) в однозначно определенные моменты времени, благодаря чему появляется возможность решения задач мониторинга, управления, оценивания состояния, моделирования и визуализации работы ЭЭС и поиска мест повреждения в режиме реального времени [7].

В качестве реальных данных были взяты показания УСВИ с 9 электростанций. Массив данных содержал показания частоты, фазового угла, напряжения, активной и реактивной мощностей. На одной из электростанций отключились трансформатор и блок (800 МВт) действием поперечной дифференциальной защиты генератора. Рассматривалось влияние произошедшего на параметры электростанций. Были построены осциллограммы и проанализированы значения частоты и активной мощности со всех станций (Рис. 2).

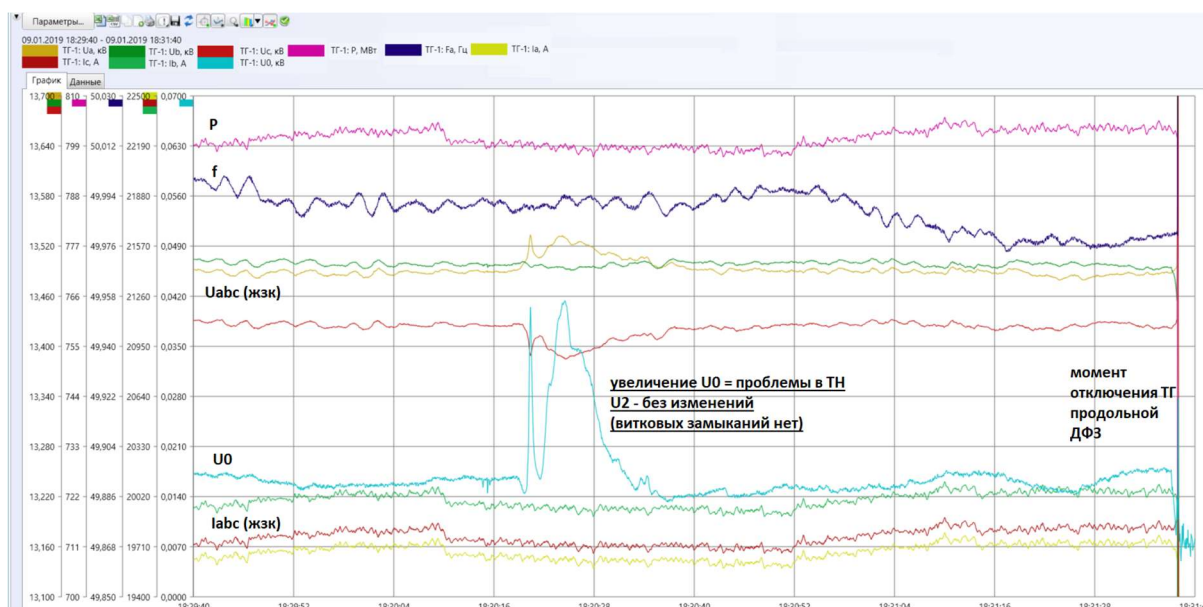


Рис. 2. Осциллограммы отключенного блока

На основе полученных результатов разрабатывается методика определения близости произошедшего: параметры записаны на разных станциях и степень их изменения на разных объектах различна.

### Проверка работы алгоритмов идентификации в тестовых ситуациях

Рассматривались данные, полученные в схеме Рис. 1, которые анализировались выше. На рис. 3 показан возможный алгоритм идентификации (т.е. определения типа, времени возникновения и места возникновения) аварийных возмущений. Для повышения точности определения момента возникновения используются значения приращений режимных параметров. Максимальное приращение наблюдается в УСВИ, установленном максимально близко к точке приложения возмущения, и в режимном параметре, характеризующем повреждение.

Пример работы одного из алгоритмов идентификации аварийных ситуаций показан на рис.4. В результате работы алгоритм определяет, имеет ли новый сегмент данных характеристики, отличные от предыдущего / последующего сегмента, для обозначения события.

Программа выводит окно с сообщением о виде несимметрии, времени начала и времени окончания произошедшего события и осциллограммы измеряемых параметров в этот промежуток времени пофазно.

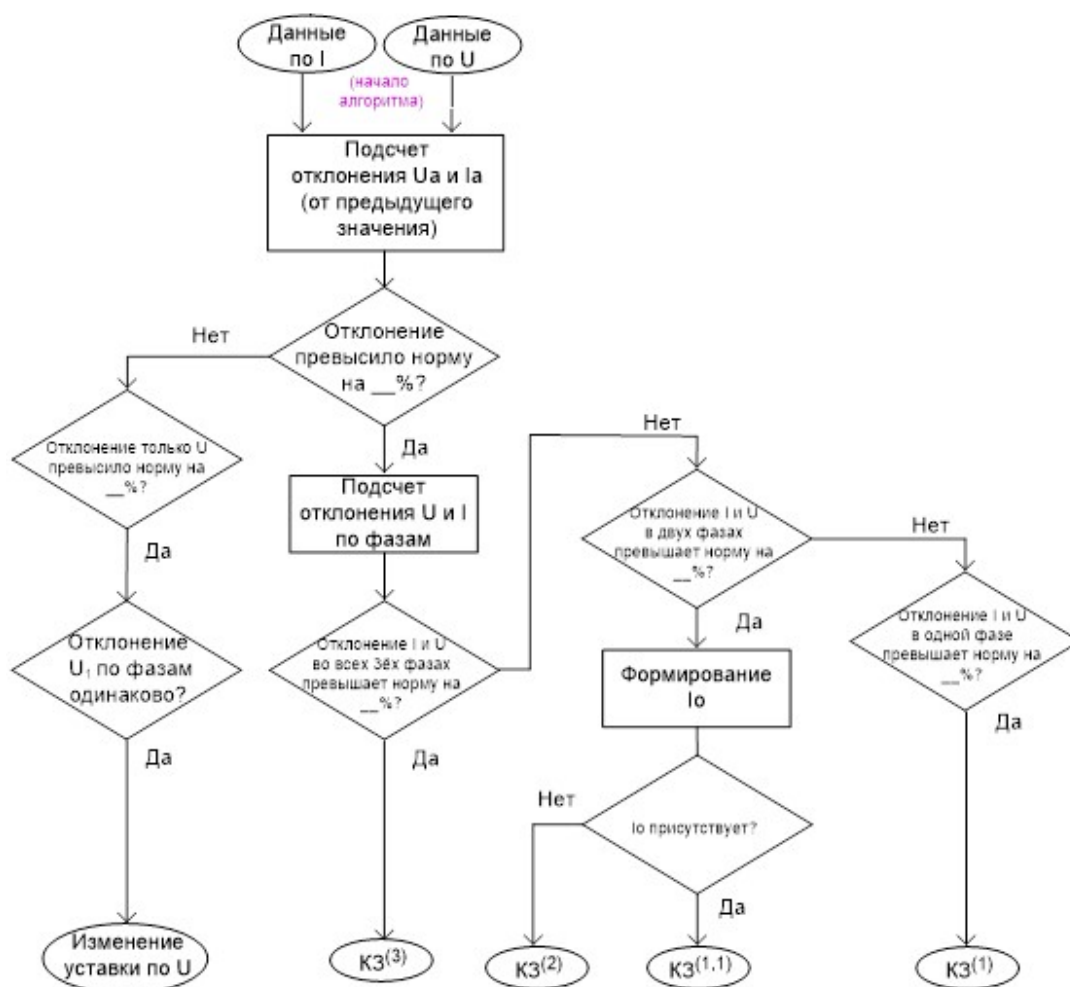


Рис. 3. Алгоритмы определения аварийных ситуаций

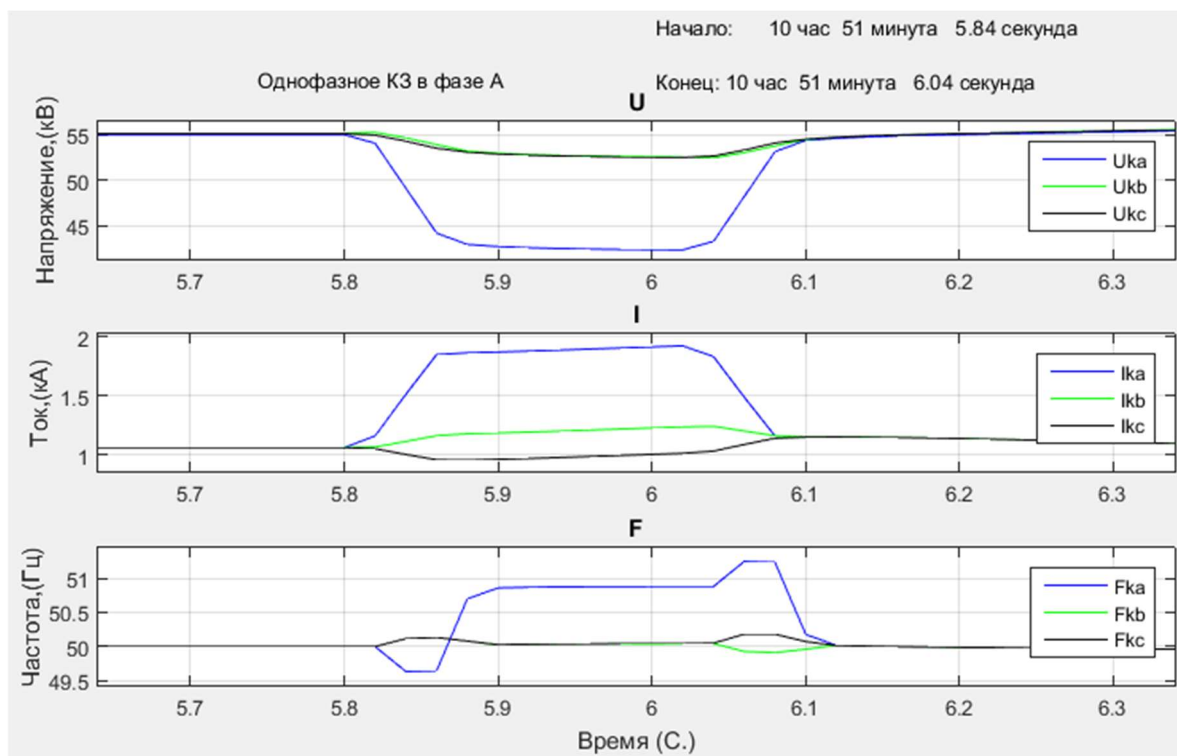


Рис. 4. Результаты работы алгоритмов идентификации аварийных ситуаций

## **Возможность разработки алгоритмов реального времени**

В ходе данной работы рассматривалось использование уже записанных данных от УСВИ. В дальнейшем ожидается, что операторам будет выдано предупреждающее сообщение посредством обнаружения в реальном времени аварийных событий, которые происходят в энергосистеме.

При обнаружении конкретного события следующим шагом является извлечение характеристик, связанных с событием, и их классификация для быстрого предоставления полезной информации и принятия решения. Это требует аналитического анализа, чтобы не только обнаруживать события, но и распознавать их характеристики.

## **Заключение и выводы**

Потенциальным применением методов обработки сигналов является не только обнаружение события, но и определение его характеристики в соответствии с физическим нарушением.

Решение задач мониторинга электрического режима с целью определения в режиме реального времени вида КЗ и ранней диагностики, влияющей на сохранность оборудования, направлено на выявление и распознавание дефектов по признакам и критериям несимметрии параметров элементов сети в начальной стадии их проявления и развития, дефектного оборудования и ЛЭП. Эти задачи решаются построением системы контроля мониторинга несимметричных режимов [8].

В дальнейшем задача мониторинга будет решаться с помощью программно-технических комплексов диагностики энергообъекта. Обмен информацией между энергообъектами и передача по каналам связи на более высокий уровень оперативного и технологического управления даст возможность ее сравнения с аналогичной информацией, регистрируемой на других энергообъектах и электрических связях между ними. Анализ всей информации позволит создать целостную картину дефекта на ранней стадии его возникновения и наблюдать динамику его развития. В случае положительной динамики можно будет принимать упреждающие меры для локализации нарушения и последующей диагностики оборудования и ВЛ [9].

В основу исследования были положены показания единичного прибора на тестовой схеме, собранной в RTDS, с помощью которых получен алгоритм по определению основных, часто встречающихся видов несимметрии и разработана программа, анализирующая и информирующая о произошедшем.

На данный момент программа работает с данными, записанными заранее. Точность и частота записи данных, фиксируемых УСВИ, позволяют более качественно анализировать происходящие события.

## МОНИТОРИНГ КАЧЕСТВА ДАННЫХ СВИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

### Постановка задачи обеспечения качества СВИ

Принципиально с точки зрения обеспечения качества СВИ для их применения в практических задачах в режиме реального времени можно выделить три основных направления:

1. Мониторинг качества СВИ с целью обеспечения приложений-потребителей данных качественной входной информацией.

Необходимо обеспечить постоянный мониторинг данных и в этом контексте устройства синхронизированных векторных измерений (далее – УСВИ), коммуникационные сети, концентраторы синхронизированных векторных данных (далее – КСВД) являются элементами, которые не должны в значительной мере снижать показатели качества, полноты и скорости доставки данных.

Основной задачей мониторинга является идентификация «слабого звена» в коммуникационной инфраструктуре передачи данных СВИ с уровня объекта электроэнергетики в главный ДЦ.

2. Развитие средств управления данными (реализация на уровне АС СИ СМПР либо приложений применения СВИ).

При фиксации факта постоянных потерь данных, необходимо задействовать эффективные, функционирующие автоматически, методики и средства идентификации и обработки ошибочных (отсутствующих) данных (резервирование данных, распознавание ошибочных данных, экстраполяция, замещение, а также критерии идентификации данных как недостаточно достоверных для применения).

3. Требования к уровню приложений в части работы с данными.

Приложения на базе СВИ должны разрабатываться таким образом, чтобы на результаты их работы ухудшение качества СВИ умеренного характера не оказывало бы значительное влияние. Оптимальным подходом является включение в приложения, функционирующие на базе СВИ, модулей контроля качества данных и оповещение пользователя в том случае, если недостоверные данные могут оказать критическое влияние на работу ПО.

Системное решение задачи обеспечения качества данных предполагает:

- формирование набора терминов и определений для описания и определения качественных характеристик СВИ;
- предварительное определение требований к показателям качества данных СВИ (при этом для разных приложений они могут отличаться);
- проведение исследований для выявления качества поступающих в ДЦ данных СВИ;
- анализ и выявление проблем, возникающих на пути передачи и обработки данных, начиная от УСВИ до Автоматической системы сбора информации от регистраторов СМПР (АС СИ СМПР) ДЦ;

- разработка методики определения корректности работы приложений на данных СВИ с различными показателями качества;
- внедрение в узлах АС СИ СМПР модулей контроля качества данных СВИ;
- выявление и устранение причин ухудшения качества данных СВИ, доведение показателей качества данных до необходимого уровня.

### **Причины снижения качества данных**

В качестве основных причин снижения качества данных можно выделить следующие:

#### **1. УСВИ и источники синхронизации времени**

Первоначальным источником ошибок данных и, соответственно причиной их недостоверности, могут быть измерительные трансформаторы напряжения (ТН) или тока (ТТ), к вторичным цепям которых подключены УСВИ. Необходимо принимать во внимание класс точности ТТ (ТН), степень насыщения ТТ, превышение допустимой нагрузки обмотки ТН и т.п. Также на качество данных будут оказывать влияние настройки алгоритмов УСВИ, погрешности и непосредственно надежность его работы.

Кроме того, ошибки в данных будут появляться в случае некорректных или отсутствующих меток времени. Сбои синхронизации времени приводят к формированию признака недостоверности данных.

#### **2. Промежуточная обработка данных**

При любой промежуточной обработке данных увеличивается вероятность появления ошибок (например, на уровне КСВД, при записи данных в базы данных и т.п.)

#### **3. Коммуникационная сеть**

Коммуникационная сеть, обеспечивающая передачу данных от точки измерения до точки применения, может стать источником повреждения данных, возникновения проблем с данными из-за сбоев в работе коммуникационного оборудования, чрезмерных задержек, выходящих за пределы приемлемого интервала времени доставки данных и т.п.

Потеря кадров данных при их передаче в режиме реального времени происходит по следующим причинам:

- потеря связи;
- переподключение клиентов (первопричиной также может быть потеря связи);
- переконфигурирование (на стороне сервера или клиента), что может приводить к обрывам связи и переподключениям;
- агрегирование данных от нескольких источников данных в один общий пакет может привести к появлению задержки от одного или нескольких источников по различным причинам (например, задержка данных от этих источников по времени больше, чем время ожидания/размера онлайн-буфера).

На величину потерь данных, связанных с коммуникационной сетью, влияют следующие факторы:

- количество неравномерных задержек в сети - по некоторым сетевым соединениям задержки могут достигать несколько секунд;
- настройка приоритезации сетевых потоков (особенно актуально в случае передачи по UDP - при наличии более приоритетного сетевого потока по TCP маршрутизатор, как правило, обычный UDP-трафик отправляет с допустимой задержкой, составляющей до 3 секунд);

- особенности реализации обработки данных в КСВД;
- отсутствие приоритезации потоков внутри приложения может стать причиной задержки данных при агрегировании и, как следствие, увеличить количество пропусков данных.

#### 4. Уровень приложений.

Ошибки могут возникать из-за несовершенства обработки данных непосредственно алгоритмами конечного приложения.

### Характеристика качества данных и требования к функциональности ПО

Таблица Характеристики качества данных СВИ

№ п.п.	Характеристика качества данных	Обозначение, формула расчета	Размерность
1	Темп передачи данных	$F_d$	Кадр/с
2	Временной интервал определения качества данных	$t$	с
3	Максимальное (нормальное) количество кадров СВИ	$N_{\max} = F_d * t$	ед.
4	Фактически полученное количество принятых кадров за временной интервал $t$	$N_{\text{факт}}$	ед.
5	Суммарное количество пропущенных кадров (на выбранном интервале времени)	$N_{\text{проп.}} = N_{\max} - N_{\text{факт}}$	ед.
6	Коэффициент потери данных	$P = N_{\text{проп.}} / N_{\max} * 100$	%
7	Фиксация в режиме реального времени количества пропущенных подряд кадров (1-2, 3-4, 5-10, 11-20, 21-50, 51-100, 101 и более)	$N_{\text{проп.1-2}},$ $N_{\text{проп.3-4}}, N_{\text{проп.5-10}}, N_{\text{проп.11-20}},$ $N_{\text{проп.21-50}}, N_{\text{проп.51-100}},$ $N_{\text{проп.101 и более}}$	ед.
8	Время доставки данных	$Z$	с

Формируемая информация по качеству данных СВИ, передаваемых в режиме On-line, должна фиксироваться в базе данных Системы.

Должна быть реализована возможность выдачи сигнализации (оповещения) при достижении определенных характеристик качества данных.

Характеристики качества данных должны определяться как для одного КСВД (УСВИ), так и для группы КСВД (УСВИ).

Пользователь должен иметь возможность получения информации о качестве данных СВИ как на своем, так и на нижестоящих узлах Системы через пользовательский интерфейс своего узла, например, пользователь ИА должен иметь возможность посмотреть (в таблице или на графике) информацию по качеству принимаемых данных в ОДУ или РДУ.

Пользователь должен иметь возможность получать информацию по качеству данных за определенный интервал времени и сохранять ее в отдельной области дискового пространства для длительного хранения (с целью сбора информации по статистике).

Функциональность Системы должна позволять пользователю:

- выводить результаты мониторинга качества данных СВИ за выбранный интервал времени в таблице или на графике;
- одновременно показывать в таблице или на графике информацию:
  - по нескольким УСВИ или КСВД;



- с отдельных (нескольких) групп (узлов Системы).
- информацию по узлу Системы в целом (общие потери данных от узла).
- экспортировать результаты мониторинга качества в файл формата .csv.

Для информации о качестве данных должен устанавливаться срок хранения в Системе, по истечении которого она должна удаляться.

### **Требования к разработке функции определения процента потери получаемых данных**

Должна быть разработана функция определения процента принимаемых в режиме On-line данных на каждом уровне Системы. Функция должна обеспечивать определение процента потери получаемых данных с учетом следующих установок:

- основной временной интервал определения качества данных,  $t = 60$  с;
- максимальное (нормальное) количество кадров СВИ на интервале времени, равном 60 секунд,  $N_{\max} = 3000$ .

### **Требования к разработке функции фиксации количества пропущенных подряд кадров данных**

Должна быть разработана функция фиксации количества пропущенных подряд кадров данных по каждому УСВИ (КСВД), принимаемых Системой в режиме On-line на каждом уровне Системы. Характеристики качества данных, используемые при определении количества пропущенных подряд кадров данных, приведены в таблице .

Пользователь должен иметь возможность сформировать в Системе несколько показателей по фиксации количества пропущенных подряд кадров данных. Например, показатель  $N_{\text{проп.1-2}}$  означает зафиксированное Системой за временной интервал определения качества данных количество пропущенных подряд от 1 (одного) до 2 (двух) кадров данных,  $N_{\text{проп.51-100}}$  – количество пропущенных подряд от 51 до 100 кадров данных.

Функция должна быть разработана для следующих значений характеристик качества данных:

- временной интервал определения качества данных,  $t = 60$  с;
- показатель количества пропущенных подряд кадров данных (настраиваемый пользователем показатель).

БД Системы должна быть модифицирована в части организации хранения данных, используемых при определении количества пропущенных подряд кадров данных. Например, для каждого интервала времени  $t = 60$  с должно храниться значения для сформированных пользователем показателей количества пропущенных подряд кадров данных  $N_{\text{проп.к1-к2}}$  ( $N_{\text{проп.1-2}}$ ,  $N_{\text{проп.51-100}}$ , и другие).

### **Требования к разработке функции фиксации времени доставки кадра данных**

Должна быть разработана функция фиксации времени доставки кадра данных, принимаемых Системой от КСВД или УСВИ в режиме On-line. Характеристики качества данных, используемые при определении времени доставки кадра данных, приведены в таблице .

Величина времени доставки данных должна рассчитываться по следующей формуле:  $Z = t_{\text{сервер}} - t_{\text{метка}}$ , где

- $t_{\text{сервер}}$  – время приема кадра данных Системой,
- $t_{\text{метка}}$  – метка времени, присвоенная УСВИ в момент измерения.

БД Системы должна быть модифицирована в части организации хранения времени приема кадра данных Системой для каждого УСВИ. Величины времени доставки отдельных кадров и статистические характеристики (усредненное время доставки, максимальное, минимальное значение) должны иметь отдельные настройки хранения.

Функция фиксации времени доставки кадра данных должна позволять пользователю получать и анализировать информацию по величине времени доставки данных  $Z$  на свой узел и нижестоящие узлы за выбранный временной интервал как в табличном, так и графическом виде.

### **Требования к разработке функции определения достоверности принимаемых данных**

Должна быть разработана функция определения достоверности данных, принимаемых Системой от КСВД или УСВИ в режиме On-line. Пользователь должен иметь возможность сформировать в Системе один и более профилей определения достоверности данных.

Система должна позволять включать в профиль определения достоверности данных одну или несколько характеристик качества данных с установлением для каждой характеристики условия. Невыполнение установленного условия или одновременное невыполнение установленных нескольких условий должно определяться Системой как несоответствие принимаемых данных выбранному профилю достоверности.

## ВОПРОСЫ ДОСТОВЕРИЗАЦИИ ДАННЫХ СВИ

Грубые ошибки (плохие данные) в телеизмерениях и другой исходной информации являются источником искажения расчетного режима, полученного в результате оценивания состояния, что может привести к ошибкам при управлении ЭЭС. Поэтому обнаружение грубых ошибок, подавление их влияния на оценки параметров режима ЭЭС – одна из наиболее актуальных проблем при решении задачи ОС. Причинами появления этих ошибок могут быть как случайные факторы, связанные со сбоями в системе сбора данных, ошибками персонала и т.д., так и преднамеренные воздействия – кибератаки (КА) на систему сбора и передачи данных, базы данных и саму программу оценивания состояния.

Измерения параметров электроэнергетической системы, полученные от новых измерительных источников (УСВИ), дополняют традиционные измерения, ранее используемые при ОС ЭЭС. С включением измерений УСВИ в вектор измерений существенно увеличивается количество контрольных уравнений (КУ), используемых для достоверизации измерений при оценивании состояния. Достоверизация измерений с помощью КУ необходима для обнаружения среди исходных данных измерений с грубыми ошибками (так называемых «плохих данных»). Сформированные Контрольные Уравнения позволяют проверить качество исходной информации перед работой алгоритма Оценивания Состояния, что является очень важным условием получения качественного результата задачи ОС ЭЭС – грубые ошибки не попадают в базис и не “размазываются” по всем оценкам вектора состояния.

Оценивание состояния – статистический метод обработки данных, используемый для расчета текущего режима ЭЭС по данным измерений. В качестве исходной информации для решения задачи оценивания состояния в основном используются телеизмерения и телесигналы, поступающие от SCADA-систем и устройств СМПП.

Часть электроэнергетических приложений может быть решена только на верхнем уровне управления, тогда как другую часть можно и нужно решать на уровне установки УСВИ – уровне подстанции (ПС), при этом вместо передачи больших объёмов исходной информации на верхний уровень иерархии предлагается передавать обработанные данные, полученные в результате расчётов на нижнем уровне. Задача Оценивания состояния, предназначенная для расчёта режима ЭЭС по текущим измерениям и телесигналам, с этой точки зрения – универсальна. Она может решаться на всех уровнях иерархии:

- глобальное ОС - расчёт оценок параметров режима одновременно по всей схеме, инициируемый верхним управляющим уровнем;
- иерархическое ОС - запуск ОС инициируется верхним уровнем, расчёты ведутся на нижнем уровне параллельно по каждой энергосистеме, с последующим агрегированием результатов на верхнем уровне иерархии для решения задач управления;
- локальное ОС - ОС отдельной области (объекта) по имеющимся в наличии измерениям, обеспечивающим наблюдаемость области (объекта).

Основная идея локального ОС по данным СВИ состоит в следующем. В схеме сети выделяются локальные области, содержащие хотя бы один узел, в котором установлено УСВИ. В эту область включаются все отходящие от этого узла связи, на противоположных

концах которых могут быть получены «расчетные» УСВИ (то есть, измерения векторов напряжений, рассчитанные по УСВИ-измерениям), а также связи между этими узлами. Если в схеме есть районы, в которых находятся несколько связанных между собой узлов с УСВИ, то область локального ОС охватывает все узлы с УСВИ и формируется по тем же принципам. Важным частным случаем такой области является межсистемная связь, по концам которой установлены УСВИ. Сформированные таким образом области полностью наблюдаемы по измерениям УСВИ.

Поскольку УСВИ устанавливаются на наиболее «ответственных» с точки зрения управления объектах ЭЭС, то полученные в результате такого локального ОС значения параметров режима подсистем могут использоваться для мониторинга за состоянием этих объектов и участвовать в реализации функций управления их оборудованием, а также передаваться в центр управления для координации и формирования режима полной схемы.

Важно подчеркнуть, что при таком подходе в центр управления передаются не «сырые» измерения, а их оценки, строго синхронизированные по времени, что позволяет избежать многих проблем, возникающих при распределенном подходе к декомпозиции задачи ОС на уровне центра управления. С ростом количества УСВИ области локального ОС будут объединяться, повышая тем самым эффективность предлагаемого подхода. Реализовать такой подход предлагается на уровне ПС, оснащённой устройствами УСВИ, а в перспективе - на цифровой подстанции (ЦПС). Значимость оценивания локального состояния возрастает именно для уровня подстанции. Фактически, ОС уровня ПС даёт самые точные результаты. Это обусловлено следующими положениями:

- измерения, обрабатываемые алгоритмами ОС непосредственно на ПС, не искажены передачей по каналам связи от первичных измерителей в центр обработки данных,
- синхронизация измерений и телесигналов позволяет осуществить мгновенную корректировку топологии расчётной схемы,
- измерения проверяются априори и сразу же обрабатываются.

Реализация ОС на уровне подстанции снизит нагрузку на вычислительные ресурсы в центре управления, уменьшит требования к коммуникационным каналам связи, обеспечит более качественную достоверизацию как состояний элементов сети, так и аналоговых измерений.

### **Достоверизация измерений СМПП**

Среди методических и алгоритмических разработок ИСЭМ СО РАН существует метод контрольных уравнений (КУ), первоначально созданный для достоверизации измерений SCADA, то есть, обнаружения в них грубых ошибок. Проверенная методом КУ информация затем поступает в задачу оценивания состояния. В настоящее время метод КУ опробован нами применительно к синхронизированным векторным измерениям. Алгоритмы ОС доработаны для использования в ОС измерений СВИ как совместно с традиционными измерениями SCADA, так и без них.

**Обнаружение Плохих Данных (ОПД).** При подстановке в КУ измерений, пришедших из ОИК, на практике невозможно получить нулевую невязку. В результате вычислений получается невязка, происхождение которой объясняется погрешностями измерений. Алгоритмы ОПД на основе КУ основаны на сравнении величины модуля невязки КУ, вычисленной после подстановки в него полученных измерений, с некоторым порогом

$$|w_i| < d_i \quad (1)$$

На основании того, что ошибки измерений носят случайный характер и имеют нормальное распределение  $N(0, \sigma_y^2)$  с нулевым матожиданием и средним квадратическим отклонением  $\sigma_y$ , допускается, что случайные ошибки измерений не выходят за пределы  $\pm 3\sigma_y$  от истинных значений, то есть, с вероятностью, близкой к единице, находятся в пределах точности, заданной измерительным оборудованием.

При пересчете измерений УСВИ в псевдоизмерения SCADA набор КУ и методика достоверизации измерений остается прежней (1).

Измерения от УСВИ имеют высокую точность и могут использоваться в качестве значений контролируемых параметров в задачах анализа и управления. Вместе с тем, исследования и опыт эксплуатации УСВИ свидетельствуют о различных причинах, вызывающих сбои в работе УСВИ и появление грубых ошибок в их показаниях.

Это, в первую очередь, низкий класс точности измерительных ТТ и ТН; ошибки коммуникационных линий – задержки передачи информации, непринятие пакетов данных в КСВД; использование УСВИ различных производителей. Нельзя исключить и человеческий фактор – например, ошибки в подключении фаз к четко определенным входам УСВИ. В связи с этим возникает необходимость достоверизации измерений УСВИ и выполнения ОС. В зависимости от результатов достоверизации формируется вектор измерений для локальной оценки состояния области.

Проведенные исследования убедительно показывают, что уравнения электрической цепи не позволяют определить достоверность измерений, имеющих малые дисперсии (СВИ), по достоверным измерениям, имеющим большие дисперсии (телеизмерения). Поэтому, когда в КУ входят и телеизмерения SCADA, и измерения УСВИ, невозможно сделать вывод о качестве последних.

В российской практике мы имеем дело с двумя вариантами установки УСВИ: 1) в одном отдельно взятом узле схемы, соответствующем крупной подстанции или станции и 2) в узлах по концам ветви, отображающей в схеме межсистемную связь.

Вариант 1 – это комплекс СМПП в  $i$ -том узле (Рис.1), включающий несколько УСВИ, установленных в местах присоединения  $i - j_k$ -той линии к шине  $i$  ( $k$ - число отходящих линий). Каждое УСВИ производит измерения вектора напряжения на шине и вектора тока в отходящей линии. Совокупность нескольких независимых измерений векторов напряжения в одном узле позволяет провести достоверизацию этих измерений.

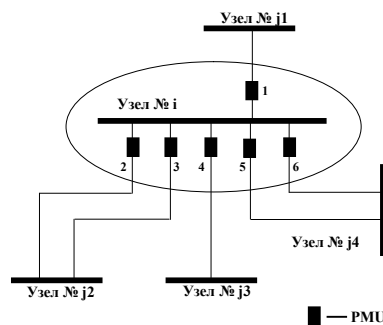


Рис.1. 6 УСВИ в узле  $i$

На основе показаний  $k$  УСВИ и оценок векторов напряжений, взятых из предыдущего цикла, проводится сопоставление между собой  $(k+1)$  фазовых углов  $(\delta_1, \delta_2, \delta_3, \delta_4, \delta_5, \delta_6$  и  $\hat{\delta}_{\text{узел } i})$  и  $(k+1)$  модулей напряжения  $(U_1, U_2, U_3, U_4, U_5, U_6$  и  $\hat{U}_{\text{узел } i})$ . В каждой выборке убираются максимальное и минимальное значения, и из оставшихся



**Идентификация грубых и систематических ошибок в СВИ.** При запуске задачи ОС в режиме реального времени в базе данных ОИК кроме архивов телеметрической информации ведется архив оцененных значений. Накопленная статистика невязок КУ показывает расположение ошибок в срезах телеизмерений. Если на протяжении длительного отрезка времени происходит локализация ошибок в одном месте, можно сделать вывод о наличии систематических ошибок в измерительных трактах. Иначе – ошибки носят случайный характер и должны быть выявлены алгоритмически.

**Контрольные уравнения по СВИ.** Для узла  $i$ , в котором установлено УСВИ, можно записать КУ в полярных (2,а) и в декартовых (2,б) координатах:

$$w_i = I_i + \sum_{j \in \omega_i} I_{ij}, \quad (2,а) \quad w_i = (I_{i_a} + j I_{i_r}) + \sum_{j \in \omega_i} (I_{ij_a} + j I_{ij_r}) \quad (2,б)$$

где  $I_i = 0$  в транзитном узле или  $I_i$  - это измерение АСКУЭ, имеющее точность, аналогичную точности измерений СМПР,  $\omega_i$  - множество узлов, инцидентных  $i$ -му. Уравнения вычисления невязки КУ с разделением на её активную (3) и реактивную (4) составляющие, для линии  $i$ - $j$ , связанной с узлом  $i$ , имеют вид:

$$w_{ij_a} = \bar{I}_{ij_a} - [(U_{i_a} - U_{j_a}) y_{ij_a} - (U_{i_r} - U_{j_r}) y_{ij_r} + U_{i_a} y_{ij_a} - U_{i_r} y_{ij_r}], \quad (3)$$

$$w_{ij_r} = \bar{I}_{ij_r} - [(U_{i_a} - U_{j_a}) y_{ij_r} + (U_{i_r} - U_{j_r}) y_{ij_a} + U_{i_a} y_{ij_r} + U_{i_r} y_{ij_a}], \quad (4)$$

где  $y_{ij} = (y_{ij_a} + j y_{ij_r})$  - продольная проводимость линии  $i$ - $j$ ,  $y_{ij} = (y_{ij_a} + j y_{ij_r}) = y_{ij}$  - поперечная проводимость линии  $i$ - $j$  в П-образной схеме замещения. Необходимо учитывать, что для КУ по измерениям, представленным в декартовых координатах, порог  $d$  (1) также должен быть в декартовых координатах (исходя из того, что дисперсии этих измерений должны быть пересчитаны таким образом):

$$\text{для } I - \sigma_{I_a}^2 = (\sin \varphi)^2 \sigma_I^2 + I_{\text{mod}}^2 (\cos \varphi)^2 \sigma_\varphi^2; \quad \text{и} \quad \sigma_{I_r}^2 = (\cos \varphi)^2 \sigma_I^2 + I_{\text{mod}}^2 (\sin \varphi)^2 \sigma_\varphi^2; \quad (5)$$

$$\text{для } U - \sigma_{U_a}^2 = (\sin \delta)^2 \sigma_U^2 + U_{\text{mod}}^2 (\cos \delta)^2 \sigma_\delta^2; \quad \text{и} \quad \sigma_{U_r}^2 = (\cos \delta)^2 \sigma_U^2 + U_{\text{mod}}^2 (\sin \delta)^2 \sigma_\delta^2. \quad (6)$$

Если невязки КУ и пороги выражены в комплексном виде, то перед их проверкой по (1) определяются

$$w_{\text{mod}} = \sqrt{w_{ij_a}^2 + w_{ij_r}^2} \quad (7,а) \quad \text{и} \quad d_{\text{mod}} = \sqrt{d_{ij_a}^2 + d_{ij_r}^2}. \quad (7,б)$$

Алгоритм идентификации систематической составляющей погрешности измерений по текущей невязке КУ базируется на том, что систематические погрешности измерений не меняются на протяжении длительного отрезка времени. В этом случае условие (1) не будет выполняться в течение такого отрезка времени. По срезам, приходящим в моменты времени  $0, 1, 2 \dots t-1, t, \dots$ , методом скользящего среднего вычисляется матожидание невязки контрольного уравнения:

$$\Delta_{w_i}(t) = (1 - \alpha) \Delta_{w_i}(t-1) + \alpha w_i(t) \quad (8), \quad \text{где } 0 \leq \alpha \leq 1.$$

На рис.3 показана кривая невязки КУ (тонкий штрих), рассчитанной по (8), за 100 тактов по измерениям, не имеющим систематических ошибок. Она практически не превышает порога (зелёная линия). Над порогом находится кривая невязки КУ (жирный штрих), в котором есть измерение с систематической ошибкой и кривая ненулевого матожидания (голубая линия).

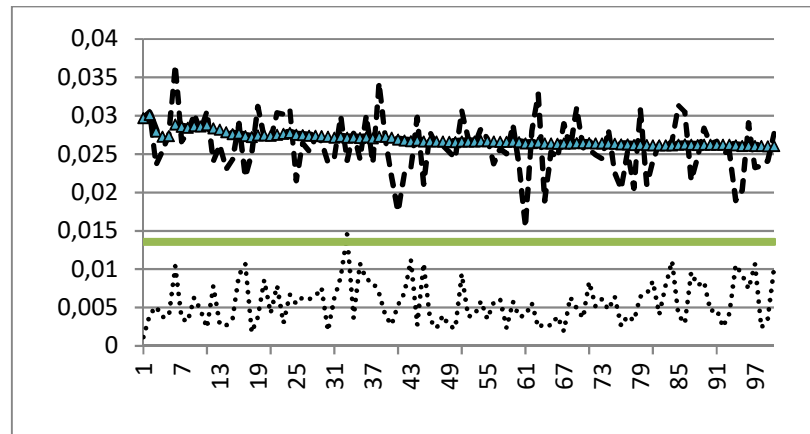


Рис.3. Обнаружение систематической ошибки в СВИ и идентификация матожидания КУ

Однако, по ненулевой величине вычисленного матожидания невязки КУ можно судить только о наличии систематической ошибки в СВИ, входящих в данное КУ, но нельзя её локализовать.

Для надежного обнаружения плохих данных и получения режима, адекватно отражающего текущее состояние ЭЭС, необходима достаточно высокая избыточность измерений. При ОС ЭЭС с низкой избыточностью измерений возникает проблема достоверизации критических измерений и критических групп. Грубые ошибки в критических измерениях и критических группах не могут быть обнаружены методами анализа плохих данных, используемыми при статическом ОС, что приводит к искажению расчетного режима. Поэтому рассматриваются вопросы применения методов динамического ОС (ДиОС) для проверки достоверности измерений в областях с низкой информационной избыточностью, содержащих критические измерения и критические группы.

При решении задачи достоверизации измерений статистическими методами возможны ошибки первого рода – браковка достоверных измерений и ошибки второго рода – пропуск ошибочного измерения. Наиболее неблагоприятная ситуация, с точки зрения качества результатов оценивания состояния, складывается при наличии ошибок второго рода. По ошибочным измерениям вычисляются параметры режима, не соответствующие текущему состоянию ЭЭС, что может быть причиной некорректных действий диспетчеров при управлении режимом. Ошибку первого рода также следует избегать, т.к. исключение достоверного измерения ведет к ухудшению наблюдаемости, а в случае критического измерения – к потере наблюдаемости.

### **Современное состояние проблемы**

В настоящее время разработано много методов ОПД, основанных на анализе:

- балансовых соотношений;
- инноваций;
- остатков оценивания;
- ретроспективной информации об одном и том же параметре режима;
- корреляции между измерениями.

Методы, основанные на анализе балансовых соотношений, являются наиболее надежными методами обнаружения ошибочных измерений и используются в основном в статическом оценивании состояния. При наличии числа измерений, достаточного для составления балансов мощностей в узлах, связях, по контуру, либо проверочных соотношений, ошибочные измерения могут быть обнаружены при наличии только одного среза измерений. Методы, использующие инновации, ретроспективную информацию требуют большого количества срезов. Основным преимуществом таких методов является их робастность в условиях низкой избыточности измерений. Существуют методы ОПД, в



которых ошибки выявляются в результате анализа двух и более величин, например, анализируются одновременно инновации и остатки оценивания.

Под инновацией  $v$  понимается разность между измерением  $\bar{y}$  и прогнозом этого измерения  $\tilde{y}$

$$v = \bar{y} - \tilde{y}. \quad (9)$$

Вектор  $v$  представляет собой белый шум с нулевым матожиданием и ковариационной матрицей  $N$

$$N = R + H M H^T, \quad (10)$$

где  $M$  – ковариационная матрица ошибок прогнозирования,  $R$  – ковариационная матрица ошибок измерений,  $H$  – матрица Якоби.

Предложенный метод обнаружения грубых ошибок в измерениях основан на анализе ретроспективной и прогнозной информации о параметрах режима. В качестве ретроспективной информации используются измерения или оценки, полученные на предыдущем срезе. Значение прогноза вычисляется с помощью ДиОС.

Проверка ретроспективной информации осуществляется в соответствии с условиями:

$$|\bar{y}_{i(k)} - \bar{y}_{i(k-1)}| \neq 0 \quad (11)$$

$$|\bar{y}_{i(k)} - \bar{y}_{i(k-1)}| < d_i \quad (12)$$

$$|\bar{y}_{i(k)} - \hat{y}_{i(k-1)}| < \hat{d}_i. \quad (13)$$

Условия (12), (13) будут интерпретировать изменение режима как наличие ошибки в измерении. Для устранения этого недостатка формируется состоящее из инновации дополнительное условие, которое учитывает прогнозную информацию и дает корректный ответ в случае изменения режима:

$$|\bar{y}_{i(k)} - \tilde{y}_{i(k)}| < \tilde{d}_i. \quad (14)$$

В (11), (12), (13) и (14)  $\bar{y}_{i(k)}$  –  $i$ -е измерение на срезе  $k$ ;  $\tilde{y}_{i(k)}$  – прогноз  $i$ -го измерения на срезе  $k$ ;  $\bar{y}_{i(k-1)}$  –  $i$ -е измерение на  $k-1$  срезе;  $\hat{y}_{i(k-1)}$  – оценка  $i$ -го измерения на срезе  $k-1$ ;  $d_i, \tilde{d}_i, \hat{d}_i$  – пороги, вычисляемые по формулам:

$$d_i = \gamma \sqrt{\sigma_{y(i)}^2} \quad \tilde{d}_i = \gamma \cdot \sqrt{\sigma_i^2 + \sigma_{N_i}^2}, \quad \hat{d}_i = \gamma \cdot \sqrt{\sigma_i^2 + Y_i} \quad ,$$

где  $\sigma_{y(i)}^2$  – дисперсия  $i$ -го измерения,  $\sigma_{N_i}^2$  – диагональный элемент матрицы  $\tilde{N}$ ,  $Y_i$  – диагональный элемент матрицы  $Y$ , где  $Y = H P H^T$ ,  $\tilde{N} = H M H^T$ .

Условия (11), (12), (13) и (14) могут обрабатываться параллельно. В результате анализа неравенств формируется трехзначный код ошибки – XYZ, где первый элемент (X) сигнализирует о выполнении – 1 или невыполнении – 0 равенства (11), Y – о выполнении / невыполнении (12) или (13), и Z, соответственно, (14). В зависимости от значения трехзначного кода все измерения делятся на достоверные (XYZ==111), ошибочные (XYZ==011) и сомнительные. Для сомнительных измерений код ошибки принимает значение, равное любому сочетанию, когда хотя бы одно из условий (11) – (14) не выполняется (XYZ==110 или 101 или 011 и т.д.).

В случае неудачной работы методов ОПД возможны ошибки первого и второго рода:

1) Ошибки первого рода проявляются в ситуациях, когда в результате работы метода, истинное измерение отмечается ошибочным и исключается из вычислений. Такие ошибки не являются губительными с точки зрения качества результатов ОС, но они ухудшают наблюдаемость или даже приводят к ее потере.

2) Ошибки второго рода проявляются в результате некорректной работы методов достоверизации, когда искаженные измерения не были выявлены. В результате, вычисляется режим, отдалённый от действительного, и чем больше значение ошибки, тем хуже получатся результат.

В работе проведены исследования, направленные на минимизацию ошибок I-го и II-го рода, появляющихся при решении задачи ОПД для схем с различной избыточностью измерений.

Анализ уравнения (12) показал, что при отсутствии грубых ошибок может появиться ошибка первого рода из-за наложения случайных ошибок в двух соседних срезах. В этом случае измерение объявляется ошибочным или сомнительным. Например, для 7-ми узловой схемы при отсутствии грубых ошибок сомнительными измерениями были объявлены в 1% случаев.

С целью уменьшения ошибок I рода было исследовано уравнение (13), которое использует ретроспективную информацию об оценках вместо измерений. В этом случае сомнительными измерениями объявлены в 0.3% случаев.

Для проверки способности метода не пропускать ошибки, моделируются грубые ошибки различной кратности  $n$  в соответствии с формулой:

$$\bar{y} = y_{\text{ист}} + \xi_y + n\sigma_y. \quad (15)$$

Если измерение помечается ошибочным, для подавления влияния ошибочных измерений на результаты оценивания их значения заменяются прогнозами. На рис.4, 5 представлены графики напряжения в одном из узлов 7-ми узловой схемы до и после замены ошибочных измерений. Ошибки были смоделированы на каждом 20 срезе при  $n=7$ .

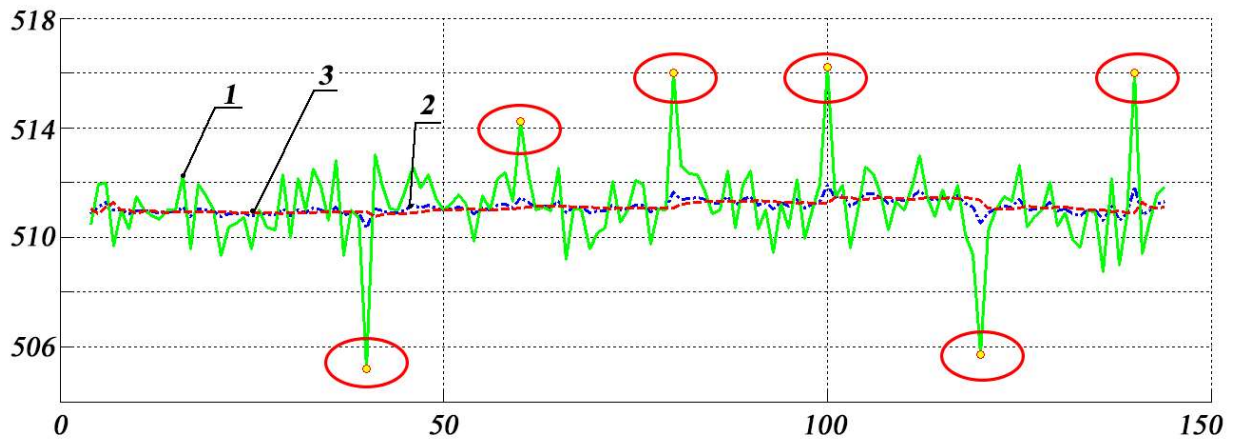


Рис.4. Измерения, оценки и прогнозы  $U_I$  без замены ошибочных измерений.

1 — измерения, 2 —оценки, 3 — прогноз

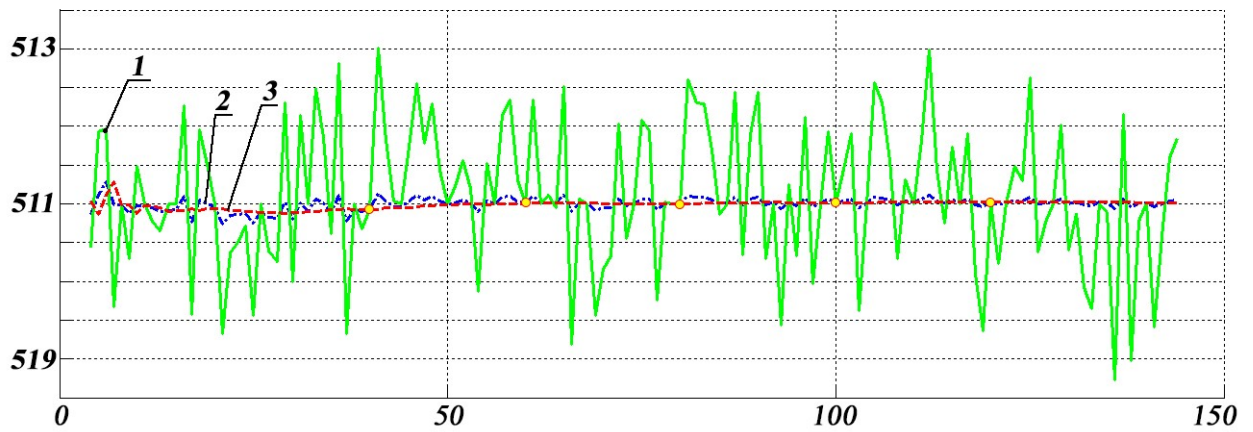


Рис.5. Измерения, оценки и прогнозы  $U_I$  с заменой ошибочных измерений.

1 – измерения, 2 – оценки, 3 – прогноз.

При небольших значениях кратности грубой ошибки метод выявления ошибок оказывается недостаточно чувствительным, объявляя такие измерения сомнительными из-за нарушения условий (12). Ликвидация этой ошибки возможна за счет уменьшения доверительного интервала, что приведет к увеличению вероятности появления ошибок I рода. В случае критического измерения небольшое искажение этого измерения предпочтительнее его отсутствия.

Разработанный метод позволяет уменьшить ошибки I-го рода в критических измерениях, что является особенно важным для обеспечения наблюдаемости. Это становится возможным за счет применения свойства ДиОС практически полностью отфильтровывать погрешности в измерениях компонент вектора состояния

Предложенный метод позволяет выявлять грубые ошибки во всех измерениях, включая критические. На примере 7-ми и 33-х узловых схемах было установлено, что метод дает правильное решение в 100% случаев при ошибках с кратностью больше 6. При кратности грубой ошибки меньше бплохие данные выявляются с вероятностью около 70%.

## ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ УСТРОЙСТВ СМПП

Системы SCADA и СМПП являются наиболее уязвимыми к кибератакам компонентами информационной подсистемы интеллектуальной ЭЭС (ИЭС), вместе с тем, от качества измерений, поступающих из этих систем, зависит качество управления физической подсистемой ИЭС. Наряду с техническими и организационными мерами, направленными на повышение кибербезопасности ИЭС, для анализа уязвимостей объектов SCADA и СМПП и снижения степени влияния произошедших кибератак на качество управления предлагается использовать **статистические методы обработки измерительной информации**. В первую очередь, это методы статического и динамического оценивания состояния (ОС), достоверизации измерений и другие методы обработки информации, используемой при управлении ЭЭС.

Анализ событий в процессе развития ряда системных аварий в различных странах, выполненный в зарубежных работах, показал при развитии аварий наличие взаимного влияния отказов и возмущений в технологической (физической, ФП) и информационно-коммуникационной (ИКП) подсистемах ЭЭС. Как отмечено в большом количестве публикаций, системы SCADA, СМПП и задача оценивания состояния относятся к критическим с точки зрения безопасности, т.е. к наиболее опасным инфраструктурам по последствиям реализованных киберугроз.

Результатом кибератаки (КА) на ИКП может стать отказ любого элемента в измерительной, вычислительной, коммуникационной системах, привести к ослаблению ИКП, потере и недостоверности информации, к реализации отрицательных управляющих воздействий и к аварийному состоянию физической системы. В свою очередь, отказ элемента физической инфраструктуры может привести к аварийному состоянию электрической части и способствовать выходу из строя системы управления ИКП. Злоумышленное вторжение в кибер-физическую инфраструктуру может нарушить работоспособность как информационно-коммуникационной инфраструктуры, так и физической инфраструктуры или обеих вместе.

С увеличением использования информационных и вычислительных средств в информационно-коммуникационной инфраструктуре, ее уязвимость к кибератакам будет возрастать. Поэтому должны быть выявлены потенциально уязвимые объекты ИП, выполнен анализ возможных кибератак, выработаны способы их обнаружения и разработаны меры для уменьшения влияния атак злоумышленника на надежность функционирования ФП.

### **Роль статистических методов обработки данных в повышении кибер-физической безопасности ИЭС**

Современные методы обеспечения кибербезопасности нацелены на предотвращение или уменьшение влияния кибератак посредством методов криптографии, аутентификации и системы контроля и управления доступом. Но применение этих методов не может обеспечить стопроцентную защиту от кибератак и их вредоносных последствий. Поэтому важной задачей является выявление КА и уменьшение их влияния на работу ФП. Для анализа уязвимостей объектов ИП и смягчение риска или снижения степени влияния КА, произошедших в ИП на физическую подсистему, используются статистические методы обработки измерительной информации при управлении ЭЭС, в первую очередь это методы ОС.

Нами были рассмотрены возможные последствия кибератак на точность решения задачи оценивания состояния по измерениям SCADA и СМПП, а также использование

методов обнаружения грубых ошибок в телеизмерениях для идентификации этих последствий и их подавления.

Было показано, что процедуры обнаружения и компенсации ошибочных измерений позволяют существенно снизить вероятность искажения параметров текущего режима, используемых при управлении ЭЭС, и служат эффективным средством идентификации кибератак на системы SCADA и СММР и ликвидации их последствий на результаты ОС.

Разведывательные атаки позволяют злоумышленнику определить слабые места и потенциальные цели в архитектуре систем SCADA и СММР. В подсистеме измерения и обработки данных целью этих атак может быть определение IP-адресов подключенных RTU, УСВИ, КСВД и другим устройствам. Такая информация может быть использована для проведения атак внедрения ложных данных и отказа в обслуживании. В подсистеме передачи данных может производиться сканирование сети, протоколов передачи сети, анализ сетевого трафика.

Атаки внедрения ложных данных направлены на нарушение целостности, доступности и достоверности данных или же работоспособности системы. Такие атаки могут быть реализованы внедрением ложных данных в измерения или в команды. Они могут быть направлены против одного или нескольких RTU/УСВИ, а также против КСВД, который принимает потоки синхронизированных данных от нескольких УСВИ и формирует единый поток вывода. Это делает КСВД идеальной мишенью для вторжения, чтобы затем манипулировать большим количеством синхронизированных измерений.

Атаки отказа в обслуживании (DoS) направлены на доступность. Отказ в обслуживании может прекратить передачу измерений от УСВИ или RTU в управляющие центры, передачу управляющих воздействий или и то, и другое. Кроме этого, при осуществлении атаки отказа в обслуживании может прекратиться работа УСВИ, КСВД и супер-КСВД или RTU, MTU, что чревато потерей наблюдаемости системы.

Атаки повторного воспроизведения позволяют злоумышленникам перехватывать и сохранять потоки данных для повторной ретрансляции и манипуляции ими, а также вводить ложные управляющие сигналы в систему. Успешно реализованные атаки могут вызвать физическое повреждение системы.

Основная цель реализации атаки создания помех – это зашумление подсистемы передачи данных сигналами помех для нарушения связи между компонентами систем SCADA и СММР.

Атаки, направленные на ГННС, называются атаками синхронизации времени. К ним относятся спуфинг-атаки. Здесь злоумышленник может манипулировать временными метками измерений, что может привести к неточным действиям по управлению. При проведении таких атак подделывается сигнал GPS, так что формирование выборки измерений УСВИ происходит не в то время, что позволяет производить измерения УСВИ с неправильными метками времени.

Кроме этого, успешно проведенные атаки влияют на функциональные способности управления ЭЭС – планирование режимов, прогнозирование, мониторинг, оценивание состояния ЭЭС и т.д. Поэтому необходимо развитие или разработка методов решения задач управления, обеспечивающих надежное функционирование ЭЭС при кибер-вторжениях.

### **Использование данных СВИ для снижения уязвимости оценивания состояния ЭЭС к кибератакам**

Для оценки способности сложной технической системы противостоять воздействию кибератак вводится понятие уровня уязвимости системы, численной характеристикой которого является показатель уязвимости. Было введено понятие показателя уязвимости задачи оценивания состояния, который характеризует степень незащищенности ее результатов от возможных ошибок в измерительной информации при воздействии кибератак на систему SCADA. Для определения показателя уязвимости был использован набор индикаторов, характеризующих точность результатов оценивания состояния.

Поскольку эти индикаторы носят недетерминированный характер, то для оценки показателя уязвимости используется аппарат теории нечетких множеств.

Безопасность оценки состояния может быть нарушена введением ложных данных, полученных в результате кибератаки на устройство RTU, установленное на объекте ЭЭС. Расчет показателя уязвимости оценивания состояния будем выполнять для отдельных узлов схемы, моделирующих объекты ЭЭС – электрические станции, передающие подстанции, трансформаторные подстанции потребителей и др.

Расчеты проводились для тестовой 7-узловой схемы (рис.1), для двух вариантов оснащения схемы измерениями.

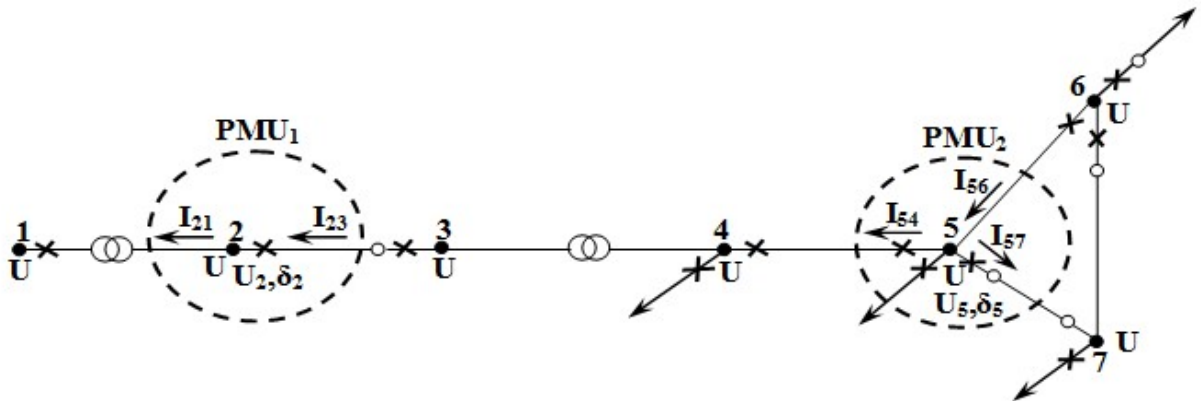


Рис. 1. 7-узловая тестовая схема. Измерения SCADA: x - активной мощности, o - реактивной мощности, U – напряжения )

В первом варианте использовались только телеизмерения SCADA, поступающие по каналам телемеханики от RTU. При этом, если по телеизмерениям SCADA схема была не полностью наблюдаема, то в ненаблюдаемых узлах были добавлены либо измерения узловых нагрузок от счетчиков электрической энергии АСКУЭ, либо псевдоизмерения прогнозов узловых нагрузок. Во втором варианте к телеизмерениям SCADA для ликвидации критических измерений и критических групп были добавлены СВИ.

Показатели уязвимости оценивания состояния по данным SCADA и SCADA+ СМПП для 7-узловой тестовой схемы показаны на рис.2.

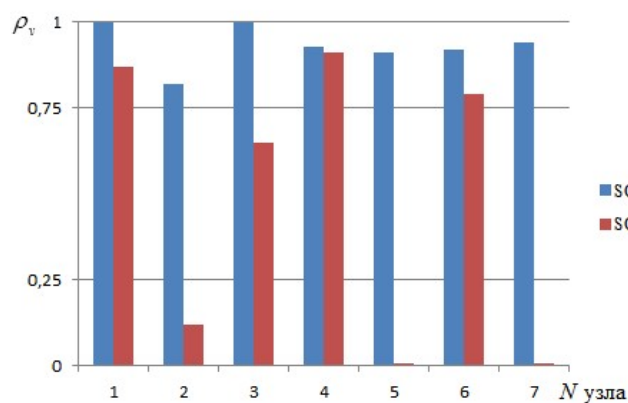


Рис. 2. Показатели уязвимости оценивания состояния по данным SCADA и СМПП

Показатель уязвимости позволяет выявить наиболее уязвимые объекты в ЭЭС и разработать стратегию повышения их кибербезопасности. В качестве такой стратегии предлагается дополнительно к телеизмерениям SCADA использовать СВИ, поступающие от СМПП, и использовать сочетание различных методов проверки измерений.

Вейвлет-анализ для проверки достоверности данных СВИ. При наличии недостоверных данных, появившихся в результате кибератак, измерения параметров режима  $\bar{y}$  предлагается описывать следующей моделью

$$\bar{y}(t) = y(t) + \xi_y(t) + a(t), \quad (1)$$

где  $y(t)$  - поток истинных значений измеряемых параметров;  $\xi_y(t)$  - вектор шума измерений, имеющий нормальное распределение  $\xi_y \rightarrow (0, \sigma_y^2)$  с нулевым математическим ожиданием и дисперсией  $\sigma_y^2$ , характеризующей точность измерений;  $a(t)$  - кибератака.

Для обработки данных СВИ предлагается использовать вейвлет-преобразования, возможности которого позволяют выявлять различия в характеристиках измерений на различных частотах и анализировать свойства сигналов в различных точках на всем временном интервале благодаря таким важным свойствам вейвлетов, как подвижное частотно-временное окно и локальности.

**Вейвлет-анализ информационных потоков** состоит из прямого вейвлет-преобразования (ПВП) и обратного вейвлет-преобразования (ОВП). ПВП состоит в разложении сигнала на аппроксимирующие коэффициенты  $A = \{A_k\}$ , представляющие собой сглаженный процесс, и детализирующие коэффициенты  $D = \{D_k\}$ , описывающие колебания, с последующим их уточнением итерационным методом, как во временной, так и в частотной областях. Причем шумовая составляющая отражается в детализирующих коэффициентах. ОВП реконструирует сигнал на основе аппроксимирующих и детализирующих коэффициентов.

В условиях различной степени недостоверности информации применение вейвлетов для ее достоверизации становится важным инструментом для удаления шумов и грубых ошибок. Для этого можно применить пороговую обработку, при которой значения детализирующих коэффициентов, меньших некоторого заданного уровня, обращаются в нуль. В данном случае оценивается спектральный состав случайного шума, выбирается тип пороговой обработки и критерий расчета самого порога, который при наименьшем смещении восстановленного процесса обеспечивает наибольшее значение отношения процесс/шум. При этом детализирующие вейвлет-коэффициенты могут вести себя как система фильтров высоких частот, а аппроксимирующие коэффициенты как система фильтров низких частот.

Проверка достоверности данных СВИ при помощи вейвлет-анализа производится по схеме, представленной на рис. 3.

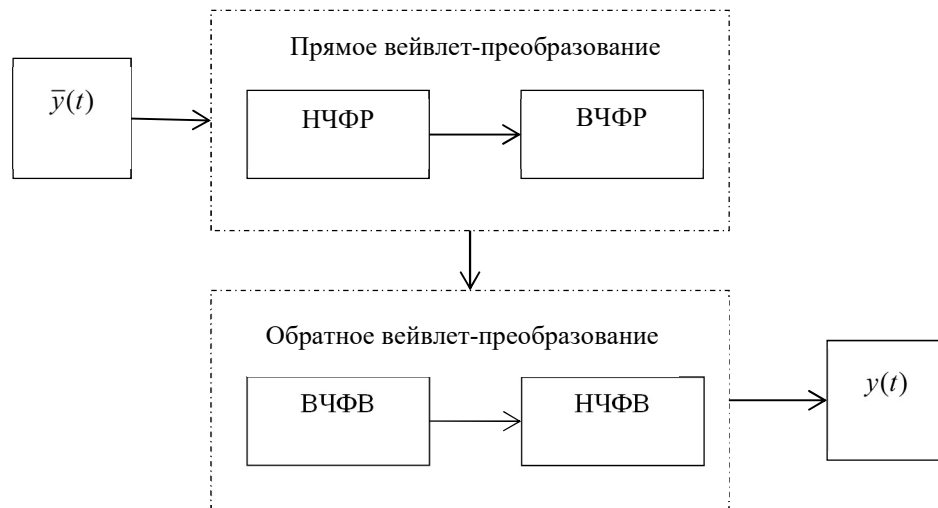


Рис. 3. Алгоритм достоверизации данных СВИ с помощью вейвлет-анализа

Идентификация кибератак на данные СМПП. В качестве примера кибератаки на СМПП нами рассмотрены кибератаки внедрения ложных данных. Вектор атаки  $a$  в (1) может иметь любой характер (скрытая, открытая, целевая, одномерная и т.д.) и содержание (дополнительный шум или помехи  $\xi_a$ , дополнительные ошибки  $b = (0, b_2, 0, b_3, \dots, 0, \dots, b_i, \dots, b_m)$ ,  $m \leq n$ , созданные в подсистемах измерения, обработки или передачи данных). Поэтому наряду с традиционными методами достоверизации измерений предлагается использовать вейвлет-анализ.

Применение вейвлет-анализа информационных потоков при идентификации кибератак на данные СВИ было реализовано в пакете Matlab. Для моделирования кибератаки на данные СВИ и ее идентификации была рассмотрена трехузловая схема участка электрической сети (рис. 4). На основе вейвлет-преобразований был проведен анализ измерений модуля напряжения и тока фазы  $A$  для каждого узла (число измерений каждого параметра режима  $n = 30000$  с интервалом дискретизации  $\Delta t = 20$  мс) согласно алгоритму достоверизации, описанному в предыдущем разделе. Выявлено, что измерения не содержат грубых ошибок.

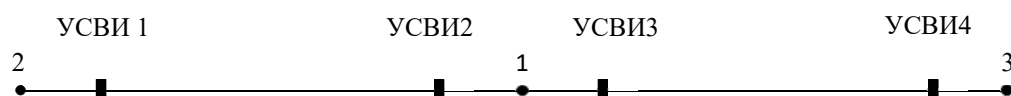


Рис. 4. Фрагмент схемы электрической сети

Далее была взята выборка измерений модуля напряжений в узле 1 ( $n = 3000$  с интервалом дискретизации  $\Delta t = 20$  мс, рис. 5.а) и сгенерированы следующие атаки внедрения ложных данных в эти измерения:

$KA1$  – дополнительный шум  $a(t) = \xi_{KA1}(t) \rightarrow N(0, \sigma_a^2)$ ,  $\sigma_a^2 > \sigma_y^2$ . При этом (1) представляется как

$$\bar{y}_{KA1} = y(t) + \xi_y(t) + \xi_{KA1}(t) \quad (2)$$

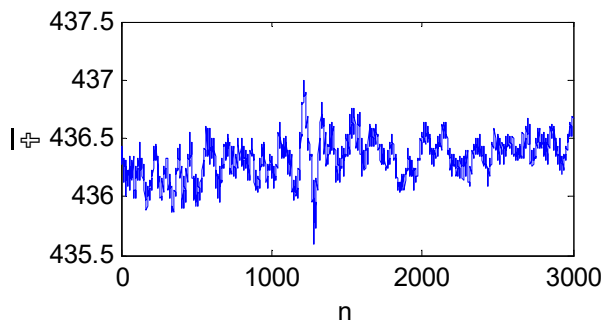


$KA2$  – дополнительные ошибки  $a(t) = b_{KA2}$ . Соответственно, (1) имеет вид

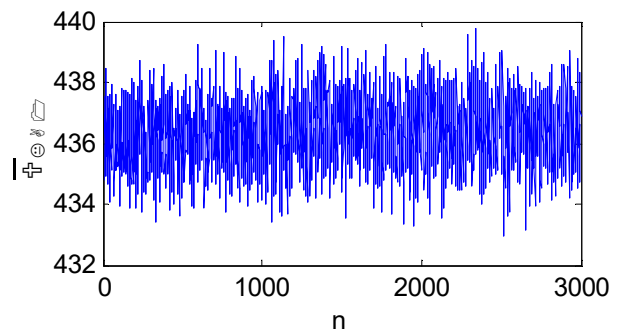
$$\bar{y}_{KA2} = y(t) + \xi_y(t) + b_{KA2}(t) \quad (3)$$

При достоверизации потоков данных проведены вейвлет-анализ потока измерений напряжения  $\bar{U}_{KA1}$  (рис. 5.б), фильтрация реализаций измерений от шумов  $\xi_{\bar{U}} = \xi_y$  и  $\xi_{a1} = \xi_{\bar{U}} + \xi_{KA1}$  (ПВП, рис. 5.в, 5.г) и их восстановление (ОВП, рис 5.д, 5.е).

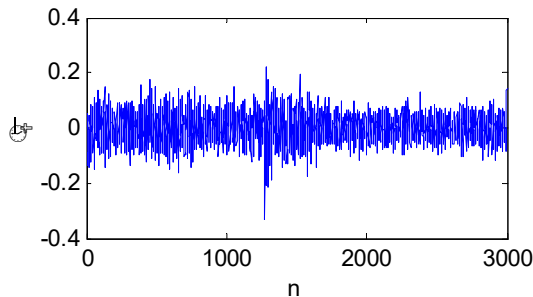
Затем, был исследован поток измерений напряжения  $\bar{U}_{KA2}$ , полученный в результате кибератаки  $KA2$  (рис.6.а). Применение вейвлет-анализа позволило выделить составляющую  $\xi_{a2} = \xi_{\bar{U}} + b_{KA2}$  (рис.6.б), отфильтровать ложные данные (ПВП) и восстановить поток измерений напряжения  $U_{e,KA2}$ .



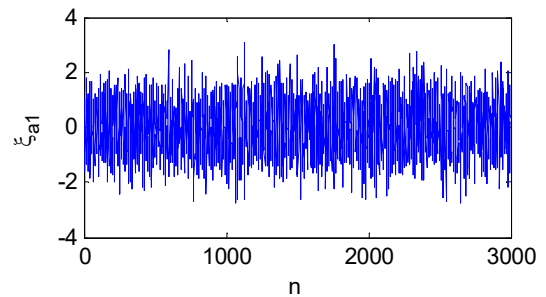
а) измерение напряжения  $\bar{U}$ , кВ



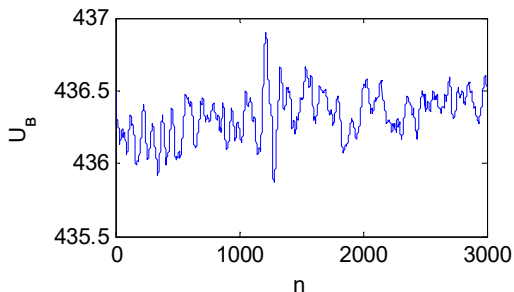
б) измерение напряжения  $\bar{U}_{KA1}$ , кВ



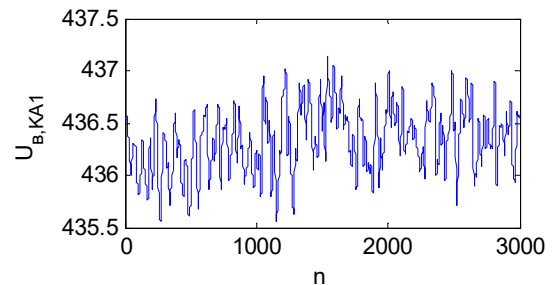
в) шум измерения,  $\xi_{\bar{U}}$



г) шум измерения при  $KA1$ ,  $\xi_{a1}$



д) восстановленное напряжение  $U_e$ , кВ



е) восстановленное напряжение  $U_{e,KA1}$ , кВ

Рис. 5. Кибератака внедрения ложных данных  $KA1$

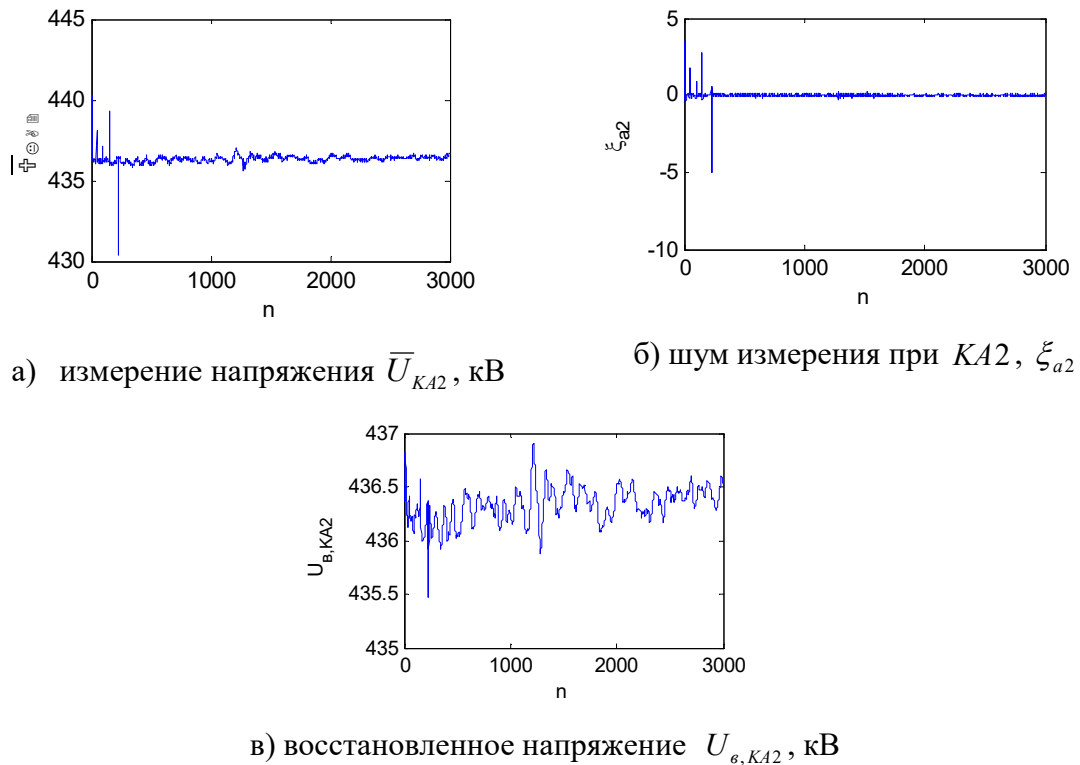


Рис. 6. Кибератака внедрения ложных данных KA2

Таким образом, выполнены расчеты и показаны возможности применения вейвлет-анализа данных СВИ при реализации кибератак, влияющих на достоверность информационных потоков. Представленные результаты моделирования кибератак внедрения ложных данных и обработки реальных измерений УСВИ подтвердили эффективность применения предложенного алгоритма достоверизации режимной информации, применение которого может быть полезным при решении задач управления и мониторинга ЭЭС.

**Повышение избыточности данных благодаря предоставлению информации от соседней энергосистемы.** На основе гибридного ОС можно провести ОС граничной области с введением ограничений: значения  $\dot{U}_{i(k)}$  «расчетных УСВИ» в узле  $i$  должны рассматриваться как реальные компоненты вектора состояния  $U_i$  для последующего определения остальных переменных режима, то есть должны выполняться условия

$$U_i - U_{i(k)} = 0 \text{ и } \theta_i - \theta_{i(k)} = 0. \quad (4)$$

Поскольку величины  $U_{i(k)}$  и  $\delta_{i(k)}$  могут быть получены не только от УСВИ, стоящего в смежном узле  $k$ , но и от других УСВИ в смежных узлах  $k1, k2$  и т.д., то может быть получен целый вектор ограничений  $c(x^{new})=0$ , участвующий затем при расчете целевой функции, которая не требует существенных модификаций используемого алгоритма оценивания состояния методом КУ.

В данной работе для повышения избыточности данных и повышения эффективности процедуры обнаружения плохих данных и оценивания состояния предлагается использовать информацию от соседней энергосистемы. Идея такого подхода предложена авторами в работах по декомпозиции задачи ОС. Установка УСВИ в граничных узлах соседних энергосистем позволяет зафиксировать граничные переменные вектора состояния на измеренных с высокой точностью значениях. При этом граничные условия – равенства модулей напряжений  $U$ , а также фазовых углов  $\delta$  и соблюдение балансов активных и

реактивных мощностей во всех граничных узлах – выполняются автоматически, а координационная задача состоит в расчете узловых инъекций в граничных узлах по оценкам перетоков мощности в линиях, полученных при расчете отдельных ЭЭС. УСВИ, установленное в одном из узлов граничной ветви, позволяет получить «расчетное» УСВИ в соседней ЭЭС. Размещение УСВИ в одном из узлов граничной ветви в сочетании с измерениями от «расчетного» УСВИ в соседнем узле обеспечивает выполнение граничных условий в граничной ветви – равенства активных  $P_{ij}$  и реактивных  $Q_{ij}$  перетоков мощности из  $i$ -й ЭЭС в  $j$ -ю ЭЭС. При оптимальном сочетании физических и «расчетных» УСВИ во всех граничных узлах энергосистем могут быть определены  $U$  и  $\delta$ , необходимые для координации решений отдельных ЭЭС. При этом режимы отдельных ЭЭС могут рассчитываться независимо друг от друга.

На основе предыдущих исследований, с позиций кибер-безопасности и синхронной работы соседних ЭЭС, связанных линиями электропередач, предлагается следующий алгоритм обработки измерений УСВИ:

1. Установка УСВИ в граничных узлах энергосистем, имеющих связи по ЛЭП друг с другом
2. Выделение локальных граничных областей, наблюдаемых по измерениям УСВИ, для каждой ЭЭС.
3. Накапливание измерений УСВИ на серверах, выполняющих функции PDC и принадлежащих отдельным ЭЭС.
4. Резервирование измерений УСВИ на удаленном сервере, играющем роль виртуального УСВИ.
5. Формирование КУ методом Краута, позволяющим обнаружить критические измерения и критические группы, которые представляют собой наиболее очевидные «лазейки» с точки зрения кибератак.
6. Анализ измерений, получивших в ходе достоверизации признаки «сомнительных» и «ошибочных данных». Замена таких измерений псевдоизмерениями  $P_{ij}, Q_{ij}$ , вычисленными по измерениям УСВИ, или резервными измерениями УСВИ от виртуальных УСВИ.
7. Использование аналогичных измерений соседних ЭЭС, взаимная проверка их достоверности.
8. Решение задачи ОС для граничных областей ЭЭС.

### **Оценивание Состояния ЭЭС, инициирующей процедуру ОС, и её сотрудничество с соседними энергосистемами (расчетный пример).**

На схеме (Рис.7) показаны 3 независимые ЭЭС.

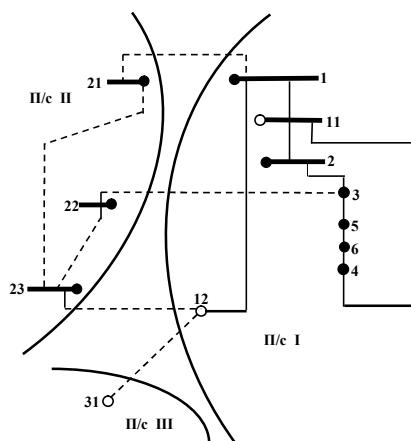


Рис.7. Расстановка УСВИ в граничных узлах

Важными межсистемными линиями являются 1-21, 3-22, 12-23, 12-31. Заметим, что один из объектов ЭЭС I (узел 12) ненаблюдаем по УСВИ, в то же время, он неуязвим к кибератакам.

На рисунке показано расположение фактических (черные кружки) и «расчётных» (незакрашенные кружки) УСВИ при декомпозиции задачи ОС [11]. При решении задач взаимного мониторинга предпочтительнее использовать только фактически установленные УСВИ, чтобы не накапливать ошибки в псевдоизмерениях

«расчётных» УСВИ, полученных от попавших под кибератаку реальных устройств.

Рассмотрим состояние граничного узла 1. Проверка достоверности измерений УСВИ в узле 1 по измерениям УСВИ, являющихся соседними по ЭЭС I, невозможна ввиду их отсутствия. Косвенно достоверность измерений УСВИ в узле 1 можно проводить путем мониторинга узла 11 по выполнению условия (4). Сопоставляя между собой значения «расчетных» УСВИ в узле 11, полученных от УСВИ в узлах 1,2,4, то есть, проверяя условие:

$$[\hat{U}_{11(1)} - \hat{U}_{11(2)} \leq \varepsilon \cup \hat{\delta}_{11(1)} - \hat{\delta}_{11(2)} \leq \varepsilon], \quad (5)$$

$$[\hat{U}_{11(1)} - \hat{U}_{11(4)} \leq \varepsilon \cup \hat{\delta}_{11(1)} - \hat{\delta}_{11(4)} \leq \varepsilon], \quad (6)$$

$$[\hat{U}_{11(2)} - \hat{U}_{11(4)} \leq \varepsilon \cup \hat{\delta}_{11(2)} - \hat{\delta}_{11(4)} \leq \varepsilon], \quad (7)$$

можно сделать заключение, что режимные параметры ЭЭС I находятся в своих технологических пределах и дают приблизительно ( $\pm \varepsilon$ ) одинаковые расчётные  $U, \delta$  в узле без УСВИ.

Значительное превышение заведомо малого  $\varepsilon$  какой-либо из пар требует последующего анализа для выяснения причины ошибки в измерениях УСВИ в узлах 1 или 2, или 4. Можно расширить область проверки (или с самого начала составить уравнения всех возможных вариантов проверки) достоверности измерений всех УСВИ в ЭЭС I:

$$[\hat{U}_{3(2)} - \hat{U}_{3(5)} \leq \varepsilon \cup \hat{\delta}_{3(2)} - \hat{\delta}_{3(5)} \leq \varepsilon]; \quad [\hat{U}_{5(6)} - \hat{U}_{5(3)} \leq \varepsilon \cup \hat{\delta}_{5(6)} - \hat{\delta}_{5(3)} \leq \varepsilon];$$

$$[\hat{U}_{6(5)} - \hat{U}_{6(7)} \leq \varepsilon \cup \hat{\delta}_{6(5)} - \hat{\delta}_{6(7)} \leq \varepsilon]; \quad [\hat{U}_{7(4)} - \hat{U}_{7(6)} \leq \varepsilon \cup \hat{\delta}_{7(4)} - \hat{\delta}_{7(6)} \leq \varepsilon];$$

Запрос в соседние ЭЭС на предоставление их измерений УСВИ необходим в том случае, когда

$$\hat{U}_{11(2)} = \hat{U}_{11(4)} \& \hat{U}_{11(2)} \neq \hat{U}_{11(1)} \& \hat{U}_{11(4)} \neq \hat{U}_{11(1)} \quad \text{или} \quad \hat{U}_{3(2)} \neq \hat{U}_{3(5)}.$$

**Расчеты.** Для расчетов были использованы следующие контрольные уравнения:

$$w_{I_{ij}a} = \bar{I}_{ij}a - (U_{ai} - U_{aj})y_{aij} + (U_{ri} - U_{rj})y_{rij} - U_{ai}y_{aiij} + U_{ri}y_{riij}$$

$$w_{I_{ij}r} = \bar{I}_{ij}r - (U_{ai} - U_{aj})y_{rij} - (U_{ri} - U_{rj})y_{aij} - U_{ai}y_{riij} - U_{ri}y_{aiij}$$

где  $y_{aij}, y_{rij}$  - продольная активная и реактивная проводимости, а  $y_{aiij}, y_{riij}$  - поперечная активная и реактивная проводимости ветви  $i-j$ .

$$w_{U_{ia}} = \bar{U}_{ia} - U_{ia},$$

$$w_{U_{ir}} = \bar{U}_{ir} - U_{ir},$$

$$w_{U_{i(j)1}a} = \bar{U}_{i(j)1} \cos \delta_{i(j)1} - U_{i(j)2} \cos \delta_{i(j)2},$$

$$w_{U_{i(j)1}r} = \bar{U}_{i(j)1} \sin \delta_{i(j)1} - U_{i(j)2} \sin \delta_{i(j)2},$$

$$\text{где} \quad U_{i(j)1} = \sqrt{U_{j1}^2 - 2U_{j1}I_{j1}(r \cos \varphi_{ij1} + x \sin \varphi_{ij1}) + I_{ij1}^2(r^2 + x^2)},$$

$$\text{и} \quad \delta_{i(j)1} = \delta_{j1} - \arctg \frac{I_{j1}(x \cos \varphi_{ij1} - r \sin \varphi_{ij1})}{U_{j1} - I_{j1}(r \cos \varphi_{ij1} + x \sin \varphi_{ij1})}.$$

(Формулы (для  $U_{i(j)1}$  и  $\delta_{i(j)1}$ ) - это «расчетное УСВИ», полученное по реальному УСВИ)

В таблице 1 приведены расчеты по предлагаемому алгоритму. Каждая строка соответствует измерению  $\bar{U}(U_a, U_r)$ . В строках 5-7 – значения «расчетных» УСВИ  $\bar{U}_{11(1)}, \bar{U}_{11(2)}, \bar{U}_{11(4)}$ . Столбец 3 показывает оценки  $\hat{U}$ , полученные по достоверным данным. Появление грубой ошибки  $\bar{U}_1 = 368.0691 - j0.8193$ , исказившей  $\bar{U}_{11(1)}$ , зафиксировано в столбце 4. В этом случае оценки  $\hat{U}_1, \hat{U}_{11(1)}$  получены с искажениями (столбец 5). Далее из ЭЭС II заимствуются измерения  $\bar{U}_{21}, \bar{U}_{22}, \bar{U}_{23}$  (столбец 6). По измерению  $\bar{U}_{21}$  находим

«расчетное» УСВИ  $\bar{U}_{1(21)} = 356.6002 - j1.7438$ , его оценка (столбец 8) стала гораздо точнее, однако для оценки  $\hat{U}_{11(1)}$  не выполняются условия (5)-(6). Значит, по  $\bar{U}_{1(21)}$  необходимо вычислить  $\bar{U}_{11(1(21))}$  (столбец 9) и только затем получить оценки  $\hat{U}_1, \hat{U}_{11(1)}$  (столбец 10).

Таблица 1

	Вид изм.	$\bar{U}$	$\hat{U}$	$\bar{U}_{\text{ош.}}$	$\hat{U}$	$\bar{U}_{\text{с ош.}}$	$\bar{U}_{\text{испр}}$	$\hat{U}$	$\bar{U}_{\text{испр}}$	$\hat{U}$
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	$\bar{U}_1$	356.0984 -j1.0513	357.1613- j1.1582	368.0691 -j0.8193	368.9184 -j0.9353	368.0691- j0.8193	356.6002 -j1.7438	359.7732 -j1.2221	356.6002 -j1.7438	356.9000 -j1.4496
2	$\bar{U}_2$	350.1166 -j1.1776	350.3196 -j1.1968	350.1166 -j1.1776	350.3196 -j1.1968	350.1166 -j1.1776	350.1166 -j1.1776	350.2707 -j1.1921	350.1166 -j1.1776	350.2707 -j1.1921
3	$\bar{U}_3$	353.0000 0	353.2013 -j0.0192	353.0000 0	353.2013 -j0.0192	353.0000 0	353.0000 0	353.1524 -j0.0145	353.0000 0	353.1524 -j0.0145
4	$\bar{U}_4$	350.4332 +j52.877	351.3785 +j52.930	350.4332 +j52.877	351.3785 +j52.930	350.4332 +j52.877	350.4332 +j52.877	351.3785 +j52.930	350.4332 +j52.877	351.3785 +j52.930
5	$\bar{U}_{11(1)}$	351.8915 +j7.7807	350.7775 +j7.8920	363.8557 +j8.0096	362.4632 +j8.1206	363.8557 +j8.0096	363.8557 +j8.0096	353.1524 +j7.8301	352.4103 +j7.0963	350.5180 +j7.6022
6	$\bar{U}_{11(2)}$	350.3264 +j7.9383	349.9216 +j7.9767	350.3264 +j7.9383	349.9216 +j7.9767	350.3264 +j7.9383	350.3264 +j7.9383	349.8727 +j7.9814	350.3264 +j7.9383	349.8727 +j7.9814
7	$\bar{U}_{11(4)}$	351.6641 +j7.9387	350.7136 +j7.8843	351.6641 +j7.9387	350.7136 +j7.8843	351.6641 +j7.9387	351.6641 +j7.9387	350.7136 +j7.8843	351.6641 +j7.9387	350.7136 +j7.8843
8	$\bar{U}_{12}$	373.9452 -j14.442	374.9796 -j14.542	373.9452 -j14.442	386.4124 -j14.275	373.9452 -j14.442	373.9452 -j14.442	377.5200 -j14.593	373.9452 -j14.442	374.7268 -j14.826
9	$\bar{U}_{21}$					350.2082 +j2.0960	350.2082 +j2.0960	353.8908 +j1.9107	350.2082 +j2.0960	351.0113 +j1.6833
10	$\bar{U}_{22}$					351.8900 +j0.6784	351.8900 +j0.6784	352.0393 +j0.6644	351.8900 +j0.6784	352.0393 +j0.6644
11	$\bar{U}_{23}$					374.8520 -j21.063	374.8520 -j21.063	378.3887 -j21.205	374.8520 -j21.063	375.6260 -j21.441

Результаты расчетов показывают, что мониторинг напряжений в граничных узлах с УСВИ и с помощью «расчетных» УСВИ позволяет обнаружить появление искаженных измерений. Привлечение измерений соседних ЭЭС даёт возможность выявить ошибки в измерениях и принять меры по устранению источника ошибки в своей энергосистеме.

### Выводы

1. Технические и программные средства SCADA- системы и СМПП и задача оценивания состояния, предназначенные для поддержки действий диспетчерского персонала при оперативном и противоаварийном управлении ЭЭС, являются критически важными и наиболее уязвимыми к кибератакам компонентами информационно-коммуникационной подсистемы ИЭС.
2. должны проводиться действия для снижения влияния атак, произошедших в ИП на ФП:
  - усиление технических мер защиты объектов ИП (датчиков, каналов связи, серверов, БД и др.);
  - резервирование каналов передачи данных;
  - наращивание объемов и дублирование измерительной информации (ТИ SCADA и УСВИ);
  - обработка данных, поступающих от SCADA и СМПП, методами обнаружения и компенсации ошибочных измерений.

Применение предложенных методов позволяет существенно снизить вероятность искажения расчетной модели текущего режима и служат эффективным средством идентификации кибератак на систему SCADA и СМПП и ликвидации их последствий на результаты ОС.