НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

«УТВЕРЖДАЮ»
Президент НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., профессор

Н.Д. Рогалев
«16» января 2019 г.

ПРОТОКОЛ

совместного заседания 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»**

10 октября 2018 г. г. Москва

Присутствовало: 57 человек (список представлен в Приложении 1).

На заседании выступили:

С вступительным словом:

- Председатель секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России», к.т.н. – А.В. Жуков (приложение 2).

С докладами:

1. «**Актуальные задачи развития и применения данных СМПР для задач мониторинга и управления, отечественный и зарубежный опыт»** - Д.М. Дубинин (АО «СО ЕЭС») (приложение 3).

2. «**Применение данных СВИ для задачи оценивания состояния электроэнергетического режима**» - А.В. Николаев (АО «НТЦ ЕЭС») (приложение 4);

3. «**Применение технологии синхронизированных векторных измерений для управления, защиты и автоматики**» - А.В. Мокеев (ООО «ИЦ Энергосервис») (приложение 5);

4. **«Практический опыт использования облачных технологий для сбора данных от УСВИ объектов электроэнергетики»** А.В. Родионов (ООО «ИЦ Энергосервис»), Ф.Н. Гайдамакин (ООО «АльтероПауэр») (приложение 6);

5. «**Применение СВИ для расчета параметров ЛЭП и трансформаторов**» - П.Н. Казаков (АО «РТСофт») (приложение 7);

6. «**Реализованные и перспективные разработки технологических приложений на базе синхронизированных векторных измерений**» - П.Ю. Коваленко (ООО «АльтероСмарт») (приложение 8);

7. «**Применение СВИ и СМПР для оперативного и автоматического противоаварийного управления**» - А.Б. Осак (ИСЭМ) (приложение 9).

8. «**Достоверизация СВИ при оценивании состояния ЭЭС в аспекте кибербезопасности**» - Е.С. Коркина (ИСЭМ) (приложение 10).

В обсуждении докладов и прениях выступили:

А.В. Жуков, А.Ф. Бондаренко, Д.М. Дубинин, Д.Л. Муратов, В.А. Коротков, А.В, Мокеев, Е.С. Коркина, П.Н. Казаков, Ф.Н. Гайдамакин, А.В. Николаев, П.Ю. Коваленко, А.Б. Осак, А.В, Родионов.

Заслушав доклады, выступления участников в дискуссии, заседание отмечает следующее:

1. Применение технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ), основанной на измерении с высокой точностью параметров электрического режима в различных точках энергосистемы позволяет существенно повысить наблюдаемость протекающих в энергосистеме процессов и способствует повышению уровня технического

совершенства современных систем мониторинга, защиты и управления электрическим режимом энергосистемы.

2. Создаваемая АО «СО ЕЭС» система мониторинга переходных режимов ЕЭС России (СМПР) 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.

3. В ЕЭС России активно ведутся работы по развитию и применению технологии СВИ:

3.1. АО «СО ЕЭС» разрабатываются нормативно-технические документы, содержащие нормы и требования при создании СМПР, к устройствам синхронизированных векторных измерений (УСВИ), концентраторам синхронизированных векторных данных (КСВД), описание процедуры сертификации УСВИ и КСВД, требования по размещению программно-технических комплексов (ПТК) СМПР, УСВИ и КСВД на объектах электроэнергетики в ЕЭС России.

3.2. Разработаны и успешно внедряются на объектах электроэнергетики ЕЭС России отечественные аппаратные средства измерения и обработки СВИ - УСВИ и КСВД. По состоянию на 10.10.2018 во всех объединенных энергосистемах России внедрено более 100 ПТК СМПР, включающих 715 УСВИ и 77 КСВД.

3.3. АО «СО ЕЭС» разработана и введена в эксплуатацию автоматическая система сбора информации СВИ в режиме on- и off-line (АССИ СМПР), обеспечивающая сбор данных СВИ в режиме on-line с 520 УСВИ и в режиме off-line со всех 715 УСВИ.

3.4. АО «СО ЕЭС с применением данных СВИ ведется разработка 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).

3.5. Проводимые АО «СО ЕЭС» разработки в области СВИ осуществляются в соответствии с утвержденной «Концепцией развития и применения технологи СВИ для повышения качества и надежности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на период до 2020 года».

4. Современные тенденции развития электроэнергетики, предусматривающие широкомасштабное применение и внедрение цифровой техники и информационных технологий, требуют совершенствования систем защиты, мониторинга и управления (РЗА) ЕЭС России. Важнейшим условием решения этой задачи является применение в алгоритмах систем РЗА данных СВИ.

5. В ЕЭС России создана технологическая платформа, позволяющая использовать данные СВИ для решения следующих практических задач:

5.1. Послеаварийный анализ технологических возмущений в ЕЭС России, анализ результатов системных испытаний, проводимых в ЕЭС России, оценка правильности функционирования устройств РЗА.

5.2. Верификация динамических расчетных моделей энергосистем.

5.3. Расчетно-аналитические задачи, связанные с мониторингом работы энергетического оборудования и систем регулирования.

5.4. Идентификация синхронных качаний активной мощности в контролируемых сечениях ЕЭС России.

5.5. Мониторинг НЧК, определение уровня демпфирования НЧК.

5.6. Мониторинг функционирования автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения (АРВ/СВ), внедрение СМСР.

5.7. Визуализация динамических процессов в ЕЭС России в режиме off-line.

6. Актуальными перспективными задачами применения данных СВИ являются:

6.1. Для задач оперативно-диспетчерского управления:

6.1.1. Визуализация в режиме реального времени динамики изменения параметров электрического режима в ЕЭС России.

6.1.2. Мониторинг колебательной устойчивости энергосистемы.

6.1.3. Расчет параметров ЛЭП и оборудования в режиме on-/off-line.

6.1.4. Мониторинг разделения энергосистемы на части.

6.1.5. Мониторинг устойчивости по напряжению.

6.1.6. Режимное и противоаварийное управление:

- оценивание состояния электрического режима энергосистемы;
- управление электроэнергетическим режимом с применением параметра угла;
- создание пусковых органов и ПА на базе СВИ.

6.1.7. Разработка технических средств измерений угловой скорости генераторов на базе СВИ для измерения частоты вращения генератора.

6.2. Для задач уровня объекта электроэнергетики:

6.2.1. Послеаварийный анализ режимов работы оборудования и систем регулирования.

6.2.2. Мониторинг технического состояния генерирующего и сетевого оборудования.

6.2.3. Мониторинг режимов работы генерирующего оборудования:

6.2.3.1. Мониторинг синхронных качаний активной мощности

6.2.3.2. Оценка корректности работы автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения.

6.2.3.3. Статистический анализ режимов работы генерирующего оборудования.

6.2.4. Мониторинг режимов работы сетевого оборудования:

6.2.4.1. Идентификация возникновения несимметричного режима работы генерирующего и сетевого оборудования.

6.2.4.2. Мониторинг работы трансформаторов напряжения и устройств РПН силовых трансформаторов.

6.2.5. Автоматическая достоверизация измерений в режиме реального времени (АСУ ТП, СОТИ АССО, АИИС КУЭ).

6.2.6. Информационная поддержка решений оперативного персонала.

7. Ожидаемый эффект от внедрения технологии СВИ:

7.1. Повышение качества информационной поддержки оперативного и диспетчерского персонала при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы.

7.2. Повышение точности расчетов электроэнергетического режима на основе верифицированных расчетных моделей оборудования и энергосистемы.

7.3. Повышение устойчивости работы генерирующего оборудования, связанном со своевременным выявлением и демпфированием низкочастотных колебаний (НЧК), определением корректности работы и настройки автоматического регулирования возбуждения генераторов.

7.4. Сокращение числа технологических нарушений в энергосистеме, возникающих в результате нарушения колебательной или динамической устойчивости, своевременном выявлении и оценке последствий утяжеления электроэнергетического режима энергосистемы.

7.5. Повышение точности противоаварийного управления за счет применения в алгоритмах работы противоаварийной автоматики фазовых углов напряжений.

8. Несмотря на широкие возможности применения данных на объектах электроэнергетики для задач, связанных с оценкой эксплуатационного состояния и остаточного ресурса силового оборудования, корректности работы систем регулирования, фактически данные СВИ специалистами электростанций и подстанций не используются. В основном это связано с отсутствием необходимого инструментария (технологического программного обеспечения).

Рассмотрев материалы НТС и заслушав докладчиков, совместное заседание секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» «Стандартизация в электроэнергетике» НП «НТС ЕЭС» **приняло следующие решения**:

1. Одобрить проводимые АО «СО ЕЭС» работы по развитию технологии СВИ и практическому применению результатов исследований для повышения технического совершенства программно–технических комплексов систем оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЕЭС России.

2. Рекомендовать субъектам электроэнергетики, собственникам объектов электроэнергетики:

- инициировать проведение НИОКР по разработке вопросов применения СВИ в системах оперативно-технологического управления, системах мониторинга эксплуатационного состояния генерирующего и сетевого оборудования в соответствии с принятым в отрасли

сетевого оборудования в соответствии с принятым в отрасли направлением развития цифровых технологий и вытекающих задач перехода к созданию цифровых объектов электроэнергетики (ЦПС) без постоянного обслуживающего персонала;

- результаты проводимых НИОКР по разработке вопросов применения СВИ в системах оперативно-технологического управления и системах мониторинга эксплуатационного состояния генерирующего и сетевого оборудования объектов электроэнергетики учесть при разработке пилотных проектов ЦПС.

3. Результаты применения данных СВИ для задач мониторинга, защиты и управления, полученные в процессе опытной эксплуатации пилотных проектов ЦПС, рассмотреть на заседании секций НП «НТС ЕЭС».

4. Рекомендовать АО «СО ЕЭС» продолжать осуществление функций координации разработки и применения технологии СВИ для повышения технического совершенства систем мониторинга, защиты и управления ЕЭС России в условиях цифровой трансформации электроэнергетики.

Первый заместитель Председателя Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор

В.В. Молодюк

Ученый секретарь Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

Я.Ш. Исамухамедов

Председатель секции «Управление режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС ЕЭС»

А.Ф. Бондаренко

Ученый секретарь секции «Управление режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС ЕЭС»

А.Ф. Морозова

Председатель секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России» НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

А.В. Жуков

Ученый секретарь секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России» НП «НТС ЕЭС»

А.И. Расщепляев

Приложение 1

Список участников заседания НТС ЕЭС 10 октября 2018 г.

	ФИО	Организация
1.	Антонов Владислав Иванович	ООО НПП «ЭКРА»
2.	Балихин Кирилл Александрович	ПАО «РусГидро»
3.	Березовский Петр Константинович	АО «СО ЕЭС»
4.	Бикмухаметов Ринат Рафгатович	ПАО «РусГидро»
5.	Бондаренко Александр Федорович	АО «СО ЕЭС»
6.	Бузина Елена Яковлевна	ИСЭМ СО РАН
7.	Борисов Руслан Константинович	ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»
8.	Бузина Елена Яковлевна	ИСЭМ СО РАН
9.	Вероцкая Наталья Александровна	АО «СО ЕЭС»
10.	Гайдамакин Фёдор Николаевич	ООО «АльтероПауэр»
11.	Гаплевский Дмитрий Анатольевич	АО «РАСУ»
12.	Григорьев Денис Алексеевич	АО "ОЭК"
13.	Губарева Юлия Владимировна	АО «СО ЕЭС»
14.	Гусев Юрий Павлович	ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»
15.	Денисов Сергей Николаевич	АО «РАСУ»
16.	Дубинин Дмитрий Михайлович	АО «СО ЕЭС»
17.	Ёжкин Дмитрий Сергеевич	АО НПП «ЭнергопромСервис»
18.	Ермолаев Геннадий Сергеевич	ООО "ПАРМА"
19.	Жуков Андрей Васильевич	АО «СО ЕЭС»
20.	Жуков Дмитрий Андреевич	ПАО «РусГидро»
21.	Иванов Юрий Васильевич	ООО «Прософт-Системы»
22.	Казаков Павел Николаевич	АО «РТСофт»
23.	Калинин Алексей Никодимович	ПАО «РусГидро»
24.	Кваша Екатерина Михайловна	ООО «Цифровая подстанция»
25.	Климова Татьяна Георгиевна	ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»
26.	Коваленко Павел Юрьевич	AlteroSMART Solutions
27.	Коркина Елена Сергеевна	ИСЭМ СО РАН
28.	Коротков Владимир Александрович	АО "ОЭК"
29.	Кошкарёва Людмила Александровна	АО "ОЭК"

	ФИО	Организация
30.	Куликов Александр Леонидович	НГТУ им. Р.Е. Алексеева
31.	Лебедев Андрей Анатольевич	ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»
32.	Мальцан Злата Станиславовна	АО «СО ЕЭС»
33.	Минаев Александр Иванович	АО «РТСофт»
34.	Мокеев Алексей Владимирович	ООО «Инженерный центр «Энергосервис»
35.	Мальцан Злата Станиславовна	АО «СО ЕЭС»
36.	Муратов Даниил Леонидович	АО «Концерн Росэнергоатом»
37.	Немкович Андрей Сергеевич	ООО "ПАРМА"
38.	Неуступкин Роман Вячеславович	АО «РАСУ»
39.	Николаев Алексей Васильевич	АО «НТЦ ЕЭС»
40.	Никольский Николай Вениаминович	АО "ОЭК"
41.	Орлова Елена Владимировна	АО "Институт "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ":
42.	Осак Алексей Борисович	ИСЭМ СО РАН
43.	Поздняков Владислав Викторович	AlteroSMART Solutions
44.	Порозков Максим Андреевич	ООО «Прософт-Системы»
45.	Посошков Виктор Иванович	ИД «Вся электротехника»
46.	Рабинович Марк Аркадьевич	АО "НТЦ ФСК ЕЭС"
47.	Расщепляев Антон Игоревич	АО «СО ЕЭС»
48.	Родионов Андрей Вячеславович	ООО «Инженерный центр «Энергосервис»
49.	Солдатов Александр Вячеславович	ООО НПП «ЭКРА»
50.	Страхов Сергей Николаевич	АО "Институт "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ":
51.	Ткачев Виктор Владимирович	ПАО «РусГидро»
52.	Уткин Дмитрий Николаевич	АО «СО ЕЭС»
53.	Федоров Юрий Геннадьевич	АО «СО ЕЭС»
54.	Фербиков Дмитрий Михайлович	АО «РАСУ»
55.	Филиппов Сергей Васильевич	ОАО «ВНИИР»
56.	Хлыстов Максим Алексеевич	АО «РАСУ»
57.	Черепов Антон Сергеевич	ООО «Прософт-Системы»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

Опыт применения технологии синхронизированных векторных измерений (WAMS) для задач мониторинга и управления в электроэнергетике

Жуков Андрей Васильевич

Заместитель директора по управлению режимами ЕЭС

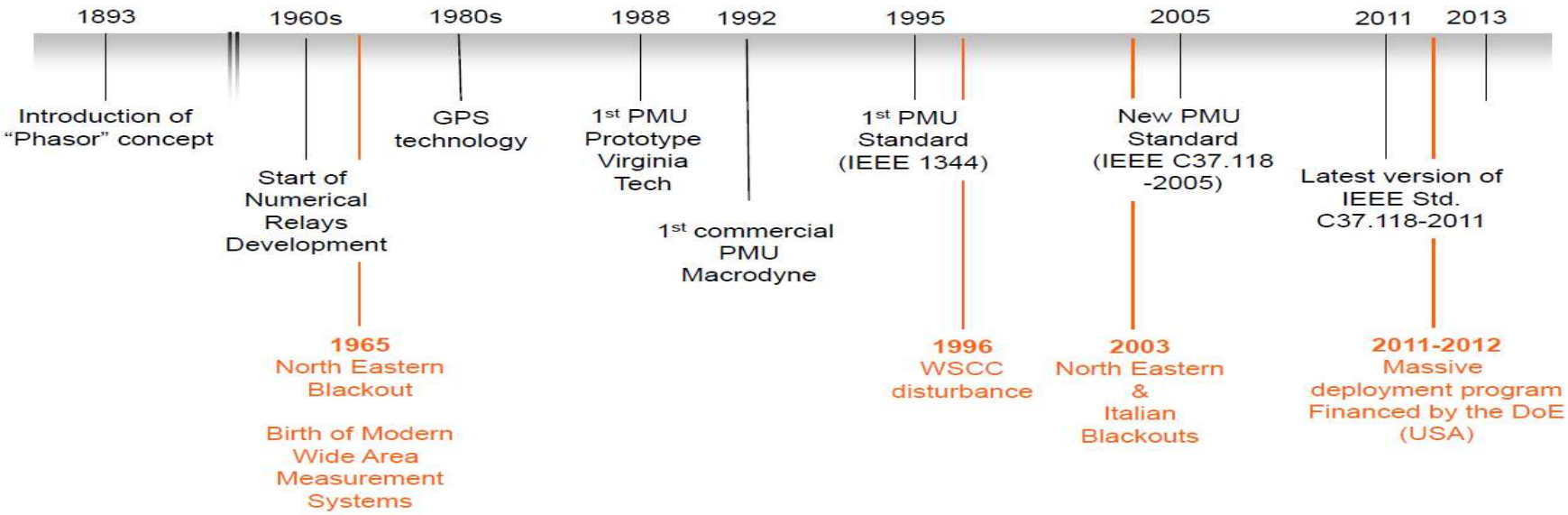
АО «СО ЕЭС»

10.10. 2018, г. Москва

Создание и развитие технологии СВИ

Синхронизированные векторные измерения – это совокупность векторных и скалярных параметров электроэнергетического режима, измеренных и рассчитанных с заданной дискретизацией в однозначно определенные моменты времени, синхронизированные с помощью глобальных навигационных спутниковых систем

- исследования по созданию PMU - 1982-1992 гг. (A.Phadke)
- прототип PMU Virginia Tech – 1988 г. (установлен в ОЭ в BPA)
- первый PMU «Macrodyne» - 1992 г.
- первый PDC – 1996 г. (Ken Martin, BPA)
- первая созданная WAMS - в энергосистеме WECC (США)
- развитие технологии СВИ в ЕЭС России – с 2005 г.



Предпосылки развития и применения технологии СВИ в электроэнергетике

- Изменение топологии, структуры генерации и потребления электроэнергетических систем (внедрение ВИЭ, FACTS), определяемые современными трендами развития мировой электроэнергетики, требует проведение мониторинга динамических характеристик энергосистем.
- Повышение тяжести системных аварий в энергосистемах различных стран, требующей углубленного анализа причин их возникновения.
- Возможность применения технологии глобального позиционирования (Global Positioning System, GPS) для синхронизации измерений параметров электрического режима в узловых точках по всей территории энергосистемы (переход к векторному измерению параметров).
- Современный уровень развития цифровой техники, информационных технологий позволяет передавать и обрабатывать в реальном масштабе времени огромные массивы информации , что обеспечивает возможность совершенствования систем мониторинга, защиты и управления режимами работы энергосистемы.

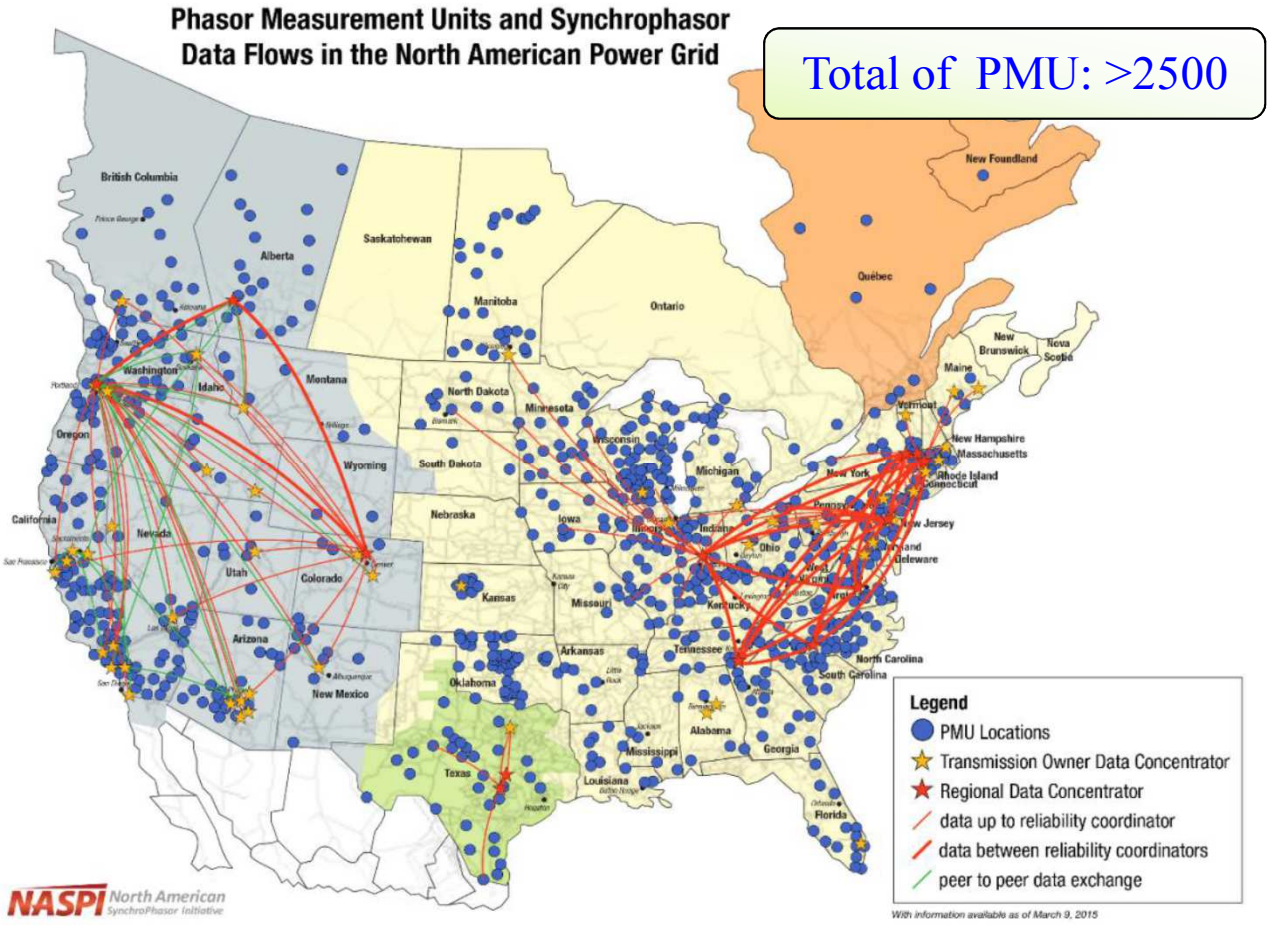
Качество данных СВИ предоставляет необходимый инструментарий для:

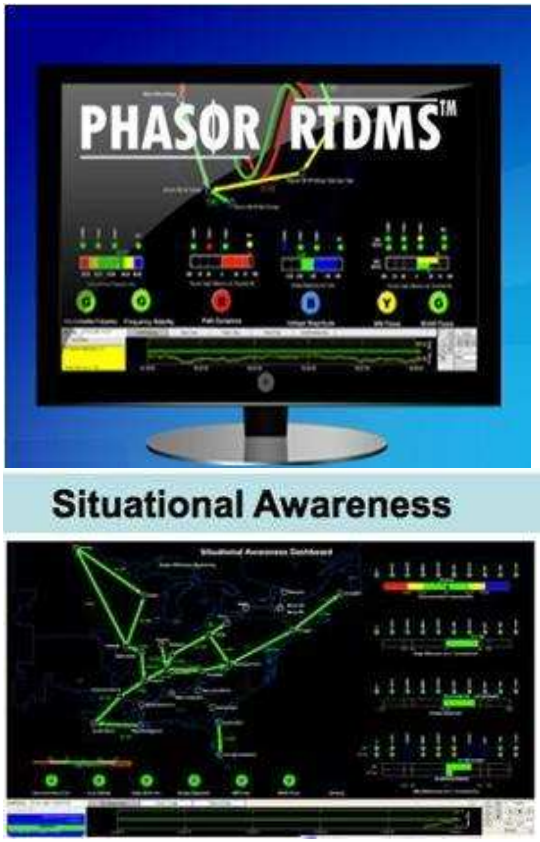
- ❑ анализа характеристик энергосистемы и режимов ее работы;
- ❑ оценки эффективности функционирования систем управления оборудованием, систем релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики;
- ❑ разработки мероприятий по повышению надежности работы энергосистемы;
- ❑ повышения технического совершенства современных технических комплексов управления;
- ❑ планирования развития энергосистемы.

Самые масштабные блэкауты в энергосистемах

History of Blackouts	Region	Duration	People affected	Initiating Event
9-Nov-65	NE US, NYC	14 hours	25M	Faulty substation relay
13-Jul-77	NYC	25 hours	8M	Lightning
1-Mar-89	Quebec & NY State	9 hours	6M	Geomagnetic storm
11-Mar-99	Sao Paolo, Brazil	5 hours	97M	Lightning
14-Aug-03	NE US (8 states), Canada	upto a day	50M	Line overload problems
28-Sep-03	95% of Italy, Switzerland	18 hours	55M	Line fault
12-Jul-04	Greece	varied	7M	Heavy Load conditions
1-Aug-05	Indonesia	5 hours	100M	Grid imbalance
1-Nov-06	Germany, France, Italy, Spain	varied	10M	Line switching error
1-Feb-08	Chenzou, China	2 weeks	4M	Winter storms
10-Nov-09	Brazil & Paraguay	3 hours	67M	Storms
10-Jul-12	India North	24 hours	370M	Over-withdrawals, line overloads
31-Jul-12	India - 3 regions	several hours	**620M**	Over-withdrawals, line overloads

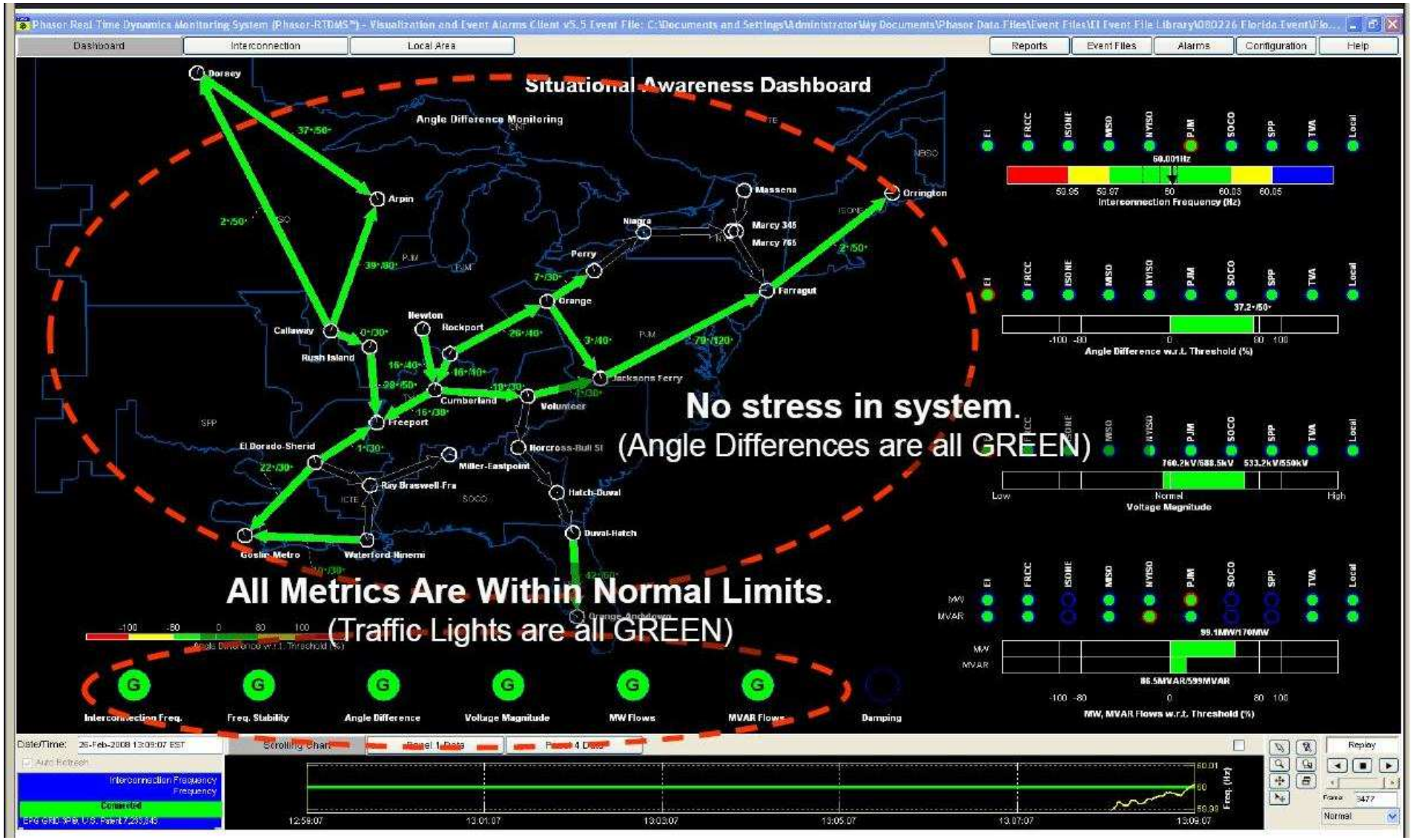
Развитие WAMS в США (2017 г)





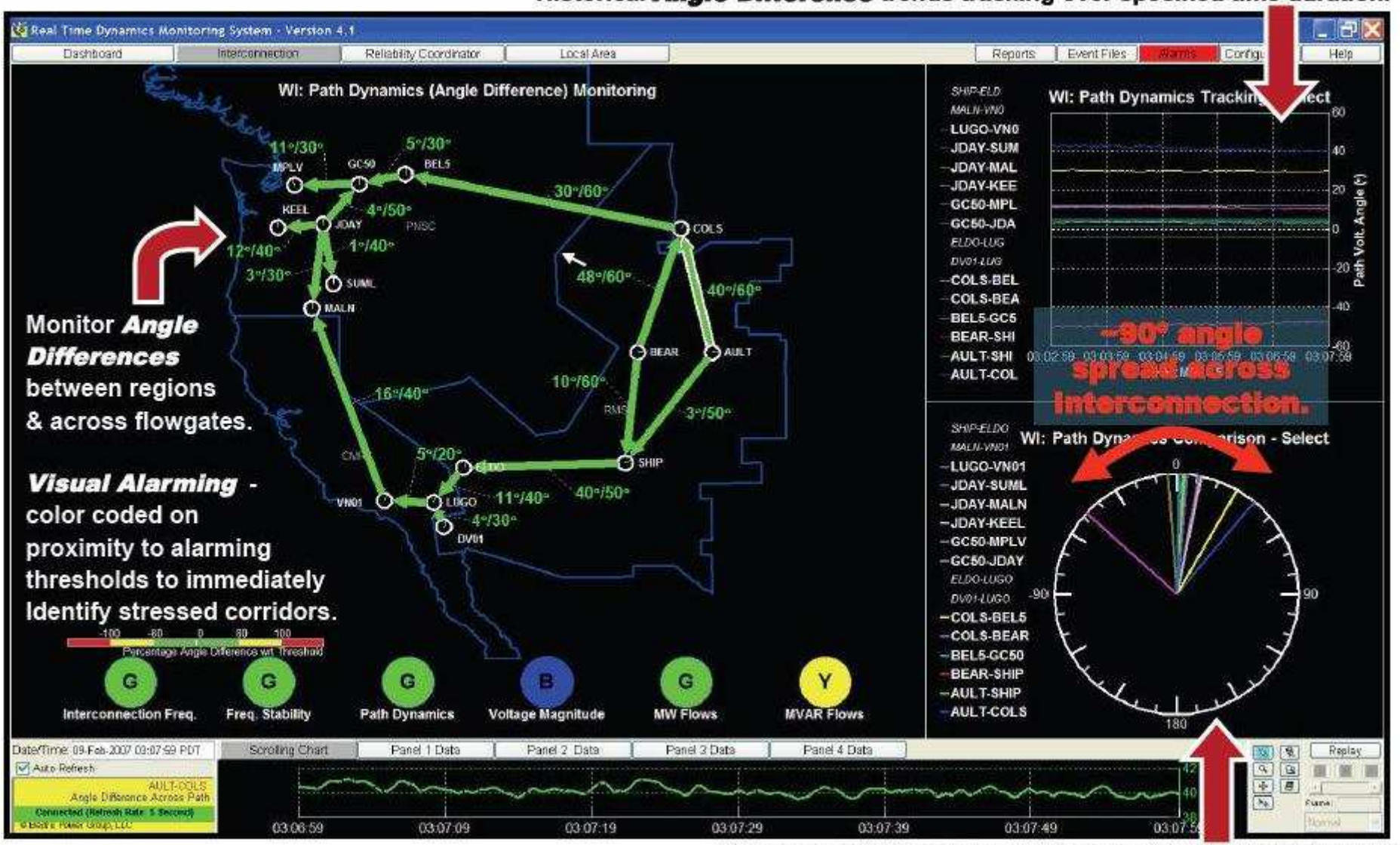
- В настоящее время за рубежом насчитывается более 150 производителей PMU, PDC и ПО для WAMS/WACS/WAPS.
- Мировыми лидерами производства устройств синхронизированных векторных измерений являются компании ABB, Alstom Grid, Arbiter Systems, Electric Power Group, GE Energy, Grid Protection Alliance, OSIsoft, Schweitzer Engineering Laboratories, Siemens, Symmetricom и др.

Внедрение RTDMS в диспетчерских центрах США



Пример внедрения RTDMS в диспетчерских центрах

Historical ***Angle Difference*** trends tracking over specified time duration.



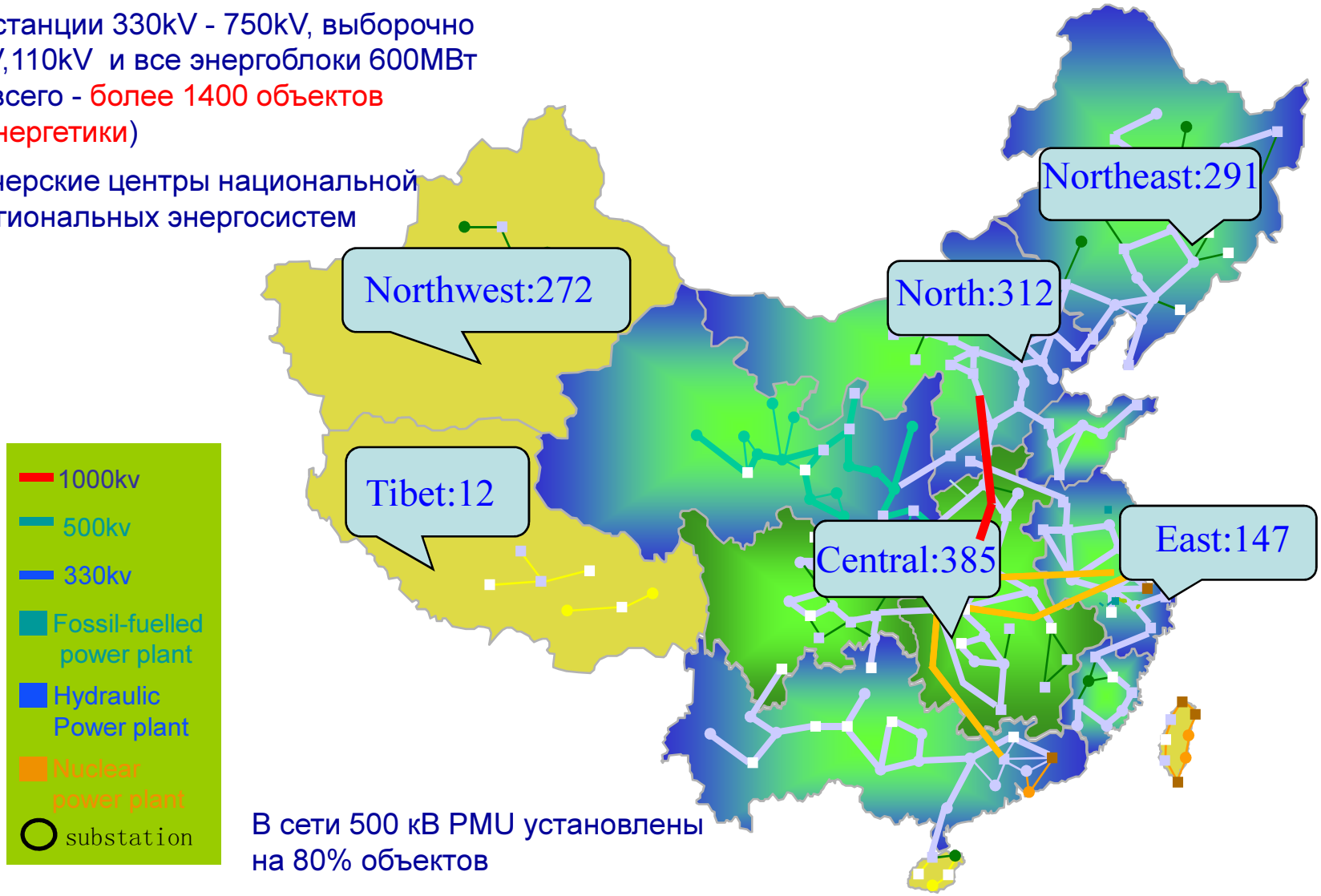
Compare ***Angle-of-Separation*** across different interfaces

Развитие СМПР (WAMS) в Китае

Принципы размещения устройств СМПР

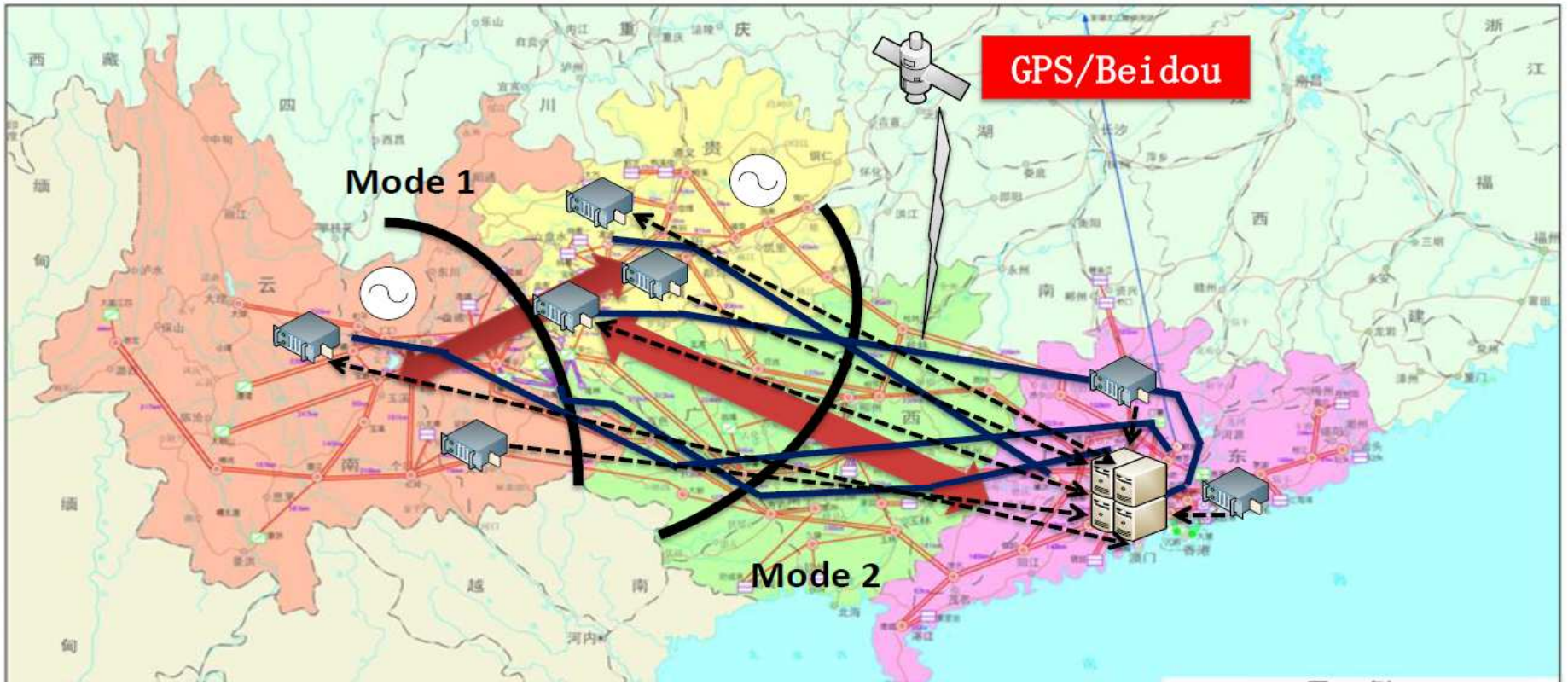
• все подстанции 330kV - 750kV, выборочно ПС 220kV,110kV и все энергоблоки 600МВт и выше (всего - более 1400 объектов электроэнергетики)

• диспетчерские центры национальной сети и региональных энергосистем



В сети 500 кВ PMU установлены на 80% объектов

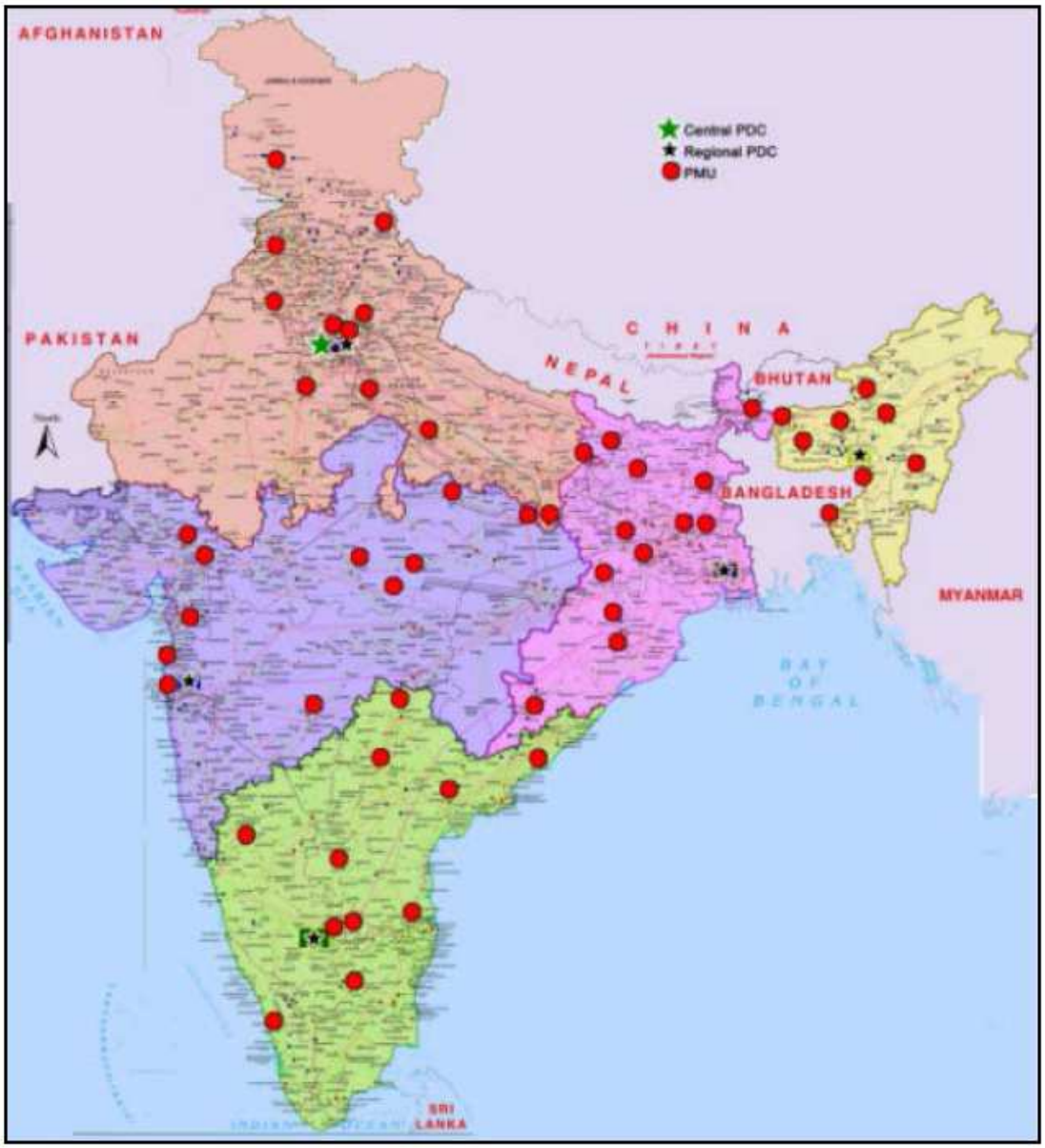
Пример внедрения ПО в диспетчерских центрах Китая



ПО идентификации низкочастотных колебаний (НЧК):

1. Стратегия управления демпфированием межзональных НЧК в энергообъединениях путем выдачи компенсирующих воздействий через HVDC.
2. Проектирование контроллеров демпфирования НЧК.
3. Координирующая система управления контроллерами демпфирования НЧК.

Внедрение WAMS в Индии



После масштабного блэкаута в июле 2013 года, из-за которого без электричества остались более 600 млн. человек, электросетевой корпорацией Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL) было инициировано создание глобальной системы мониторинга динамики изменения режимных параметров энергосистемы Индии по данным PMU, предусматривающей:

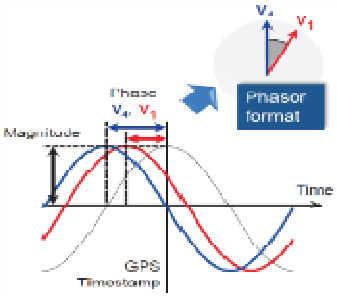
- **установку 1300 PMU на 351 подстанциях и электростанциях,**
- **HVDC, межгосударственных линиях;**
- **сбор данных в 34 ДЦ в режиме реального времени;**
- **проектные решения компаний Alstom, General Electric;**
- **установку в ДЦ ПО PhasorPoint;**
- **разработку технологических алгоритмов университетами Индии.**

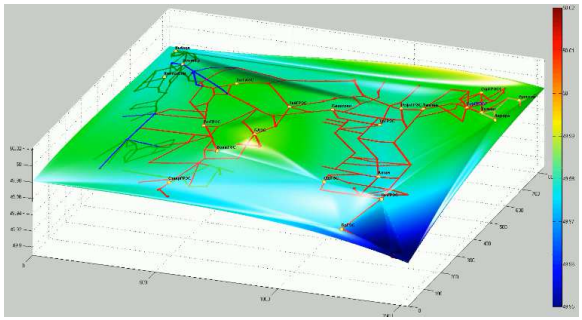
Ввод системы в эксплуатацию – 2016 г.

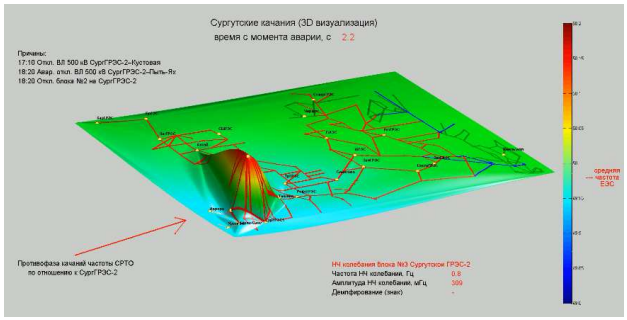
Создание СМПР ЕЭС России

- Начало работ по применению технологии СВИ в ЕЭС России – 2005
- Создание отечественных PMU/PDC – 2006/2009
- Внедрение пилотной очереди СМПР ЕЭС (32 объекта) – 2006-2010
- Разработка системных проектов создания СМПР – 2008-2010
- Разработка проекта и внедрение СМЗУ СРТО – 2008-2009
- Разработка Концепции применения технологии СВИ – 2009
- Внедрение АССИ СМПР в ДЦ АО «СО ЕЭС» – 2010-2012
- Создание СМПР ЕЭС России – 2012

- ❑ Идеологом развития и применения технологии СВИ в ЕЭС России, координатором работ по созданию СМПР ЕЭС России является АО «СО ЕЭС»
- ❑ Научно-техническое взаимодействие с иностранными специалистами в области СВИ (VLPGO, CIGRE, BPA, Virginia University, PJM, CAISO, OSIsoft, etc.)
- ❑ Научная поддержка разработки технологии СВИ осуществлялась научно-исследовательскими и проектными институтами (НТЦ ЕЭС, ИСЭМ РАН, ЭСП), техническими университетами (МЭИ, УПИ) и компаниями-производителями оборудования (РТСофт, Прософт-Системы, Парма, ЭнергоСервис, АльтероПауэр)







Основные направления развития СМПР в ЕЭС России

- Создание и развитие аппаратных средств - отечественных УСВИ и КСВД
- Создание системы автоматического сбора информации в режимах on- и off-line для задач оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЭЭС
- Разработка нормативно-методической базы применения технологии СВИ
- Организация работ по проектированию и внедрению ПТК СМПР на энергообъектах
- Развитие технологий оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЭЭС на базе СВИ
- Сопровождение эксплуатации ПТК СМПР на объектах электроэнергетики

Развитие СМПР ЕЭС России

• **Разработка методики верификации расчетных моделей энергосистем на базе данных СВИ**	– 2008
• **Реализация проекта установки УСВИ на АЭС**	– 2011-2014
• **Реализация функции измерения в PMU параметров системы возбуждения, разработка и начало внедрения СМСР на электростанциях**	– 2012
• **Проведение испытаний PMU/PDC отечественных производителей на базе комплексов ЦАФК/RTDS на соответствие требованиям Стандартов IEEE C37.118.1, C37.118.2, C37.242**	– 2007-н.вр.
• **Создание Концепции развития и применения технологии СВИ в ЕЭС России до 2020 г.**	– 2016
• **Тестирование и внедрение модуля НЧК ПО PhasorPoint в главном ДЦ**	– 2015-2016
• **Разработка отечественной нормативной базы в области СВИ**	– 2009-н.вр.
• **Запуск процедуры сертификации PMU/PDC**	– 2017
• **Разработка и внедрение СМЗУ и ПО оценивания состояния на базе данных СВИ**	– 2017-2018
• **Разработка ПО визуализации динамических процессов в ЕЭС России**	– 2017-2018

- ❑ Акцент на применение СВИ для реальных задачах мониторинга и управления
- ❑ Создание СМПР на платформе отечественных разработок и устройств

Анализ применения технологии СВИ для задач мониторинга и управления

Задача развития технологии СВИ – от задач мониторинга перейти к применению в системах режимного и противоаварийного управления (WAMS – WACS – WAPS) => WAMPACS

Советчик технолога:
- ПО мониторинга низкочастотных колебаний;
- Система мониторинга системных регуляторов (СМСР);
- ПО мониторинга разделения ЭС на части;
- ПО мониторинга электроэнергетического режима и т.д.

Требования к быстродействию функционирования

OFFLINE	АСДУ	WAMS offline	не регламентируется	Стационарные и электромеханические переходные процессы	расчетные задачи (верификация, пост-аварийный анализ и т.д.)
REAL TIME		WAMS online	t < 5 сек.		Советчик технолога
	САУ (ONLINE)	WACS	t ≤1 сек.	Стационарный режим	РА
		WAPS	t << 1 сек.	Электромеханические переходные процессы	ПА
				Электромагнитные переходные процессы	РЗ

Функциональные направления применения СВИ

Off-line	Послеаварийный анализ	Верификация динамических моделей	Расчетно-аналитические задачи
On-line	Мониторинг функционирования СВ и АРВ	Мониторинг НЧК, идентификация синхронных качаний	Идентификация аварийных ситуаций (тип и вид КЗ)
	Режимное и противоаварийное управление	Оценка тяжести режима энергосистемы, управление по углу	Оценивание состояния
	Мониторинг возникновения несимметричных режимов	Мониторинг разделения энергосистемы на части	Расчет параметров схемы замещения ЛЭП, ОМП
	Мониторинг колебательной устойчивости, демпфирование колебаний	Мониторинг устойчивости по напряжению	Ситуационная осведомленность (визуализация)

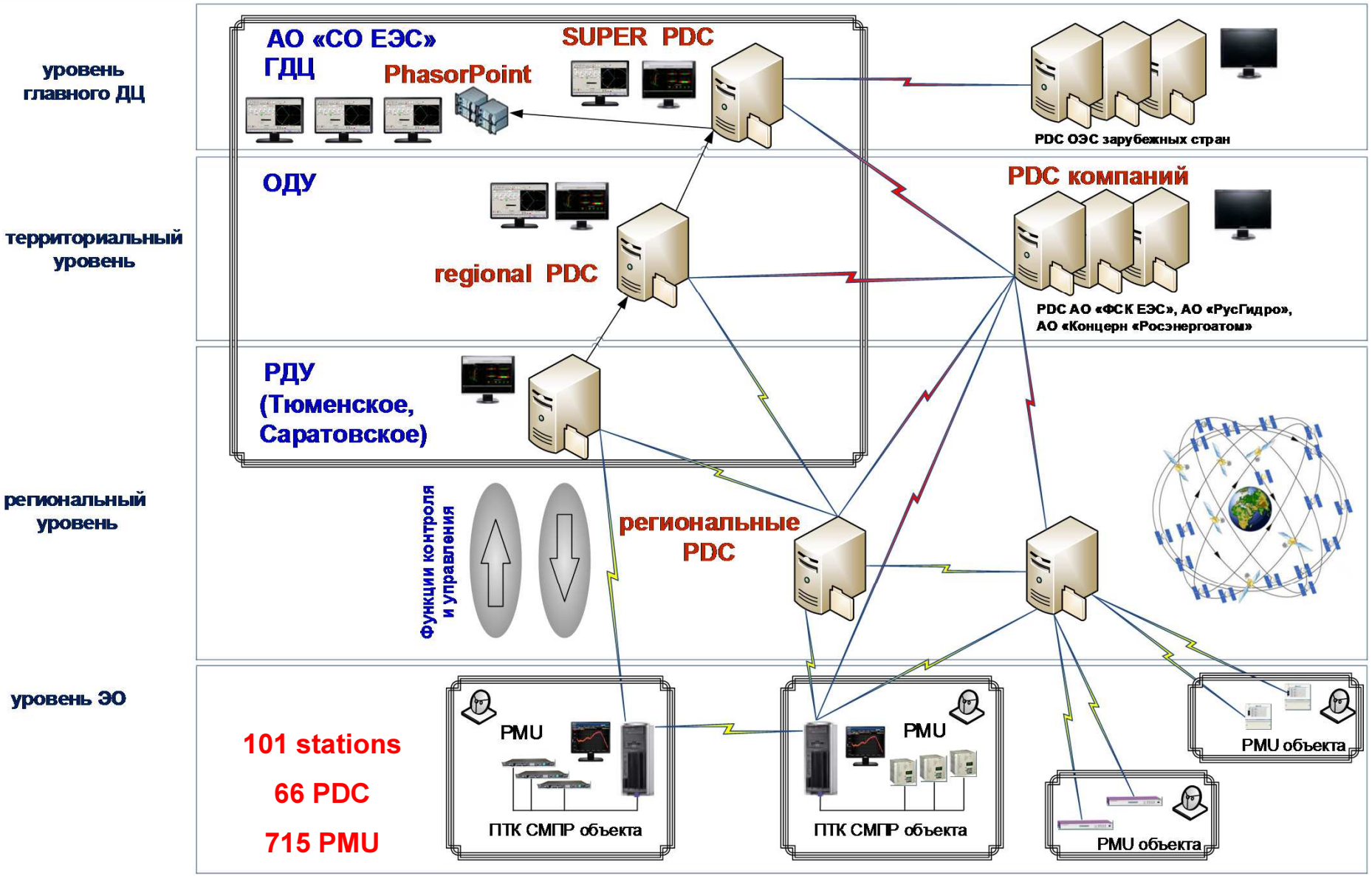
Развитие WAMS в США

Planned
Development and Testing
Fully implemented (on-line or study mode)

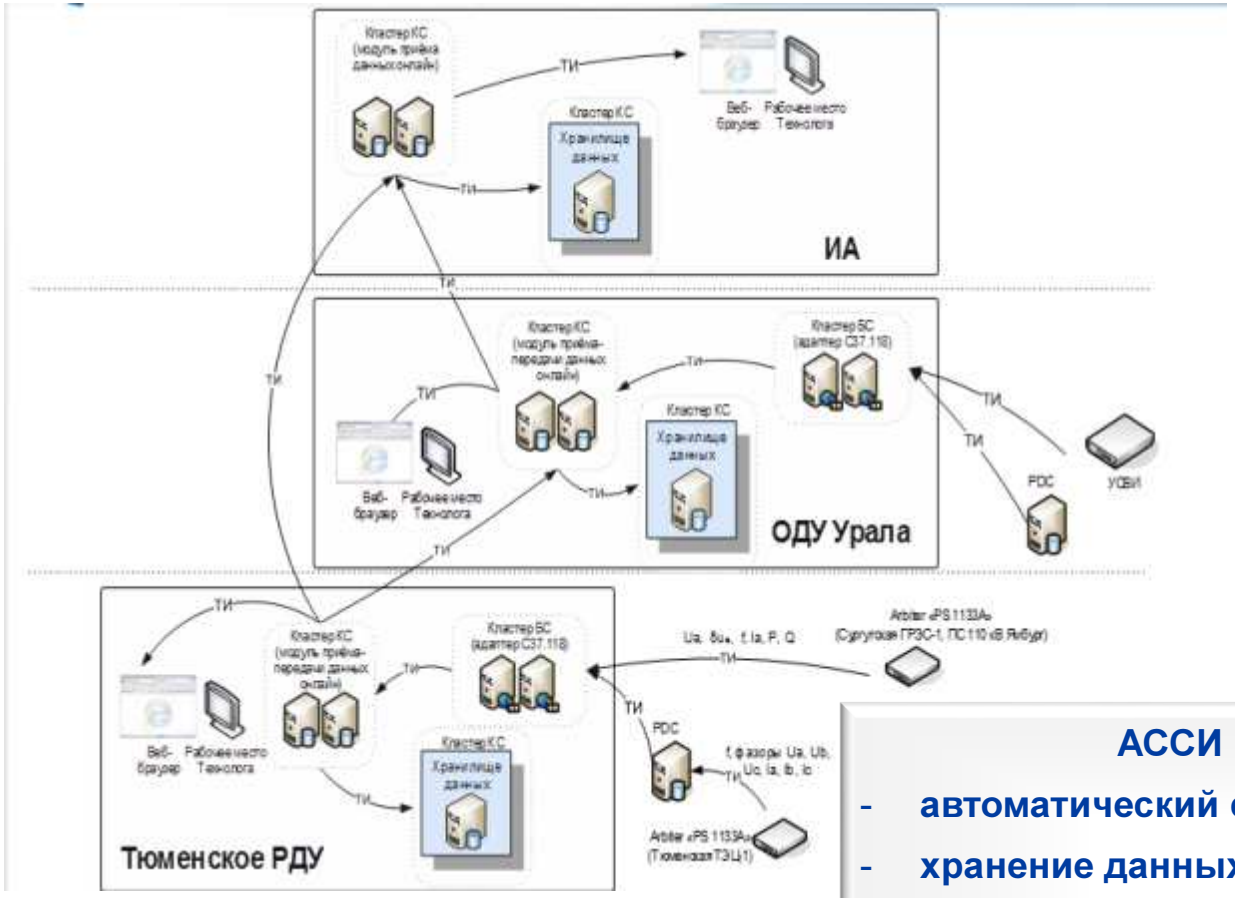
Recovery Act Smart Grid Investments
SYNCHROPHASOR PROJECT STATUS
30 June 2014

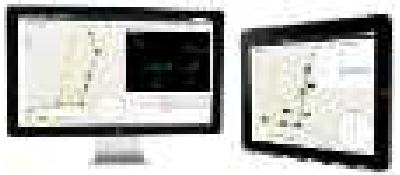
INSTALLED	ATC Comm.	ATC PMU	CCET	Duke Energy	Entergy	Florida P&L	Idaho Power	ISO-NE	Lafayette	Midwest Energy	Midwest ISO	NY ISO *	PJM	WECC
PMU Devices	N/A	49	19	103	49	45	8	73	31	7	260	41	322	393
PMU Substations	69	45	16	52	49	45	4	40	31	7	166	41	90	134
PMU Signals	110 miles fiber	620	19	1,872			100	383			1928	759	2,615	3,032
PDC Count		45	3	4	9	13	0	9	3	1	15	11	24	57
ПРИЛОЖЕНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ														
Идентификация н/ч колебаний														
Мониторинг фазовых углов														
Определение возмущений по частоте														
Мониторинг уровней напряжения														
Управление событиями														
Идентификация возмущений														
Мониторинг разделения ЭС на части														
Ситуационная осведомленность														
ПРИЛОЖЕНИЯ В РЕЖИМЕ OFLINE														
Верификация расчетных моделей														
Оценивание состояния														
Верификация моделей электростанций														
Послеаварийный анализ														
Тренинг персонала														

Архитектура СМПР в ЕЭС России



Организация сбора данных векторных измерений в режиме реального времени





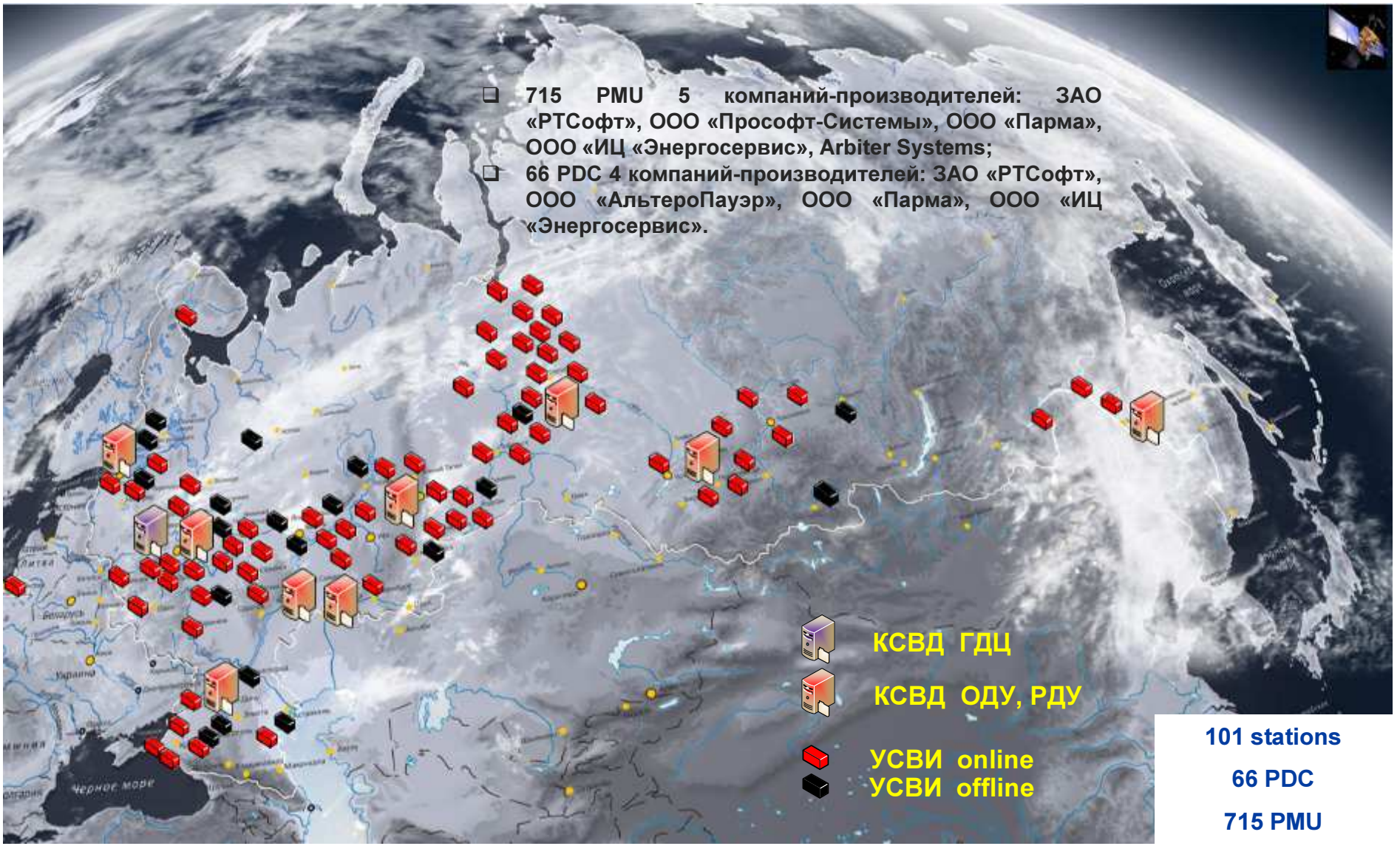
АРМ технолога

АССИ СМПР обеспечивает:

- **автоматический сбор данных (on-, offline);**
- **хранение данных во всех PDC;**
- **среднее время задержки передачи до главного PDC – 150 мс;**
- **интеграцию с внешними системами (PhasorPoint, WAProtector, СМЗУ, ЦСПА, ОИК СК-2007 и т.п.);**
- **визуализацию данных СВИ.**

Система мониторинга переходных режимов ЕЭС России

- 715 PMU 5 компаний-производителей: ЗАО «РТСофт», ООО «Прософт-Системы», ООО «Парма», ООО «ИЦ «Энергосервис», Arbiter Systems;
- 66 PDC 4 компаний-производителей: ЗАО «РТСофт», ООО «АльтероПауэр», ООО «Парма», ООО «ИЦ «Энергосервис».



101 stations

66 PDC

715 PMU

Система мониторинга переходных режимов ЕЭС России (состояние на 25.01.2018)

ОЭС	ПТК СМПР	PMU	PDC
ОЭС Северо-Запада	11	74	3
ОЭС Сибири	12	80	8
ОЭС Средней Волги	10	43	7
ОЭС Урала	36	241	27
ОЭС Центра	17	142	10
ОЭС Юга	13	130	10
ОЭС Востока	2	6	1
ВСЕГО	101	715	66

Присоединения	PMU
ЛЭП	408
Генераторы	194
Трансформаторы	18

Объекты электроэнергетики	кол-во
объекты генерации	57
АЭС	9
ГЭС	7
ТЭС	40
подстанции 110 – 750 кВ	34

Критерии установки PMU на объектах электроэнергетики

PMU в составе ПТК СМПР объекта электроэнергетики устанавливаются:

- **на подстанциях напряжением 330 кВ и более:**
  - **на отходящих линиях высшего напряжения;**
- **на электростанциях установленной мощностью 500 МВт и более:**
  - **на всех отходящих линиях высшего класса напряжения;**
  - **на гидроагрегатах мощностью 100 МВт и выше;**
  - **на турбогенераторах АЭС и ТЭС мощностью 200 МВт и более;**
  - **на генераторах мощностью 60 МВт и более, входящих в состав ПГУ;**
- **на межгосударственных и/или входящих в контролируемые сечения ЕЭС России ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше;**
- **на отходящих линиях среднего класса напряжения при условии, что от них запитаны крупные промышленные потребители.**

В Концепции определены следующие перспективные направления развитию и сформирован план работ по применению технологии СВИ для выполнения задач оперативно-диспетчерского управления:

- **совершенствование технологических задач управления;**
- **информационная поддержка диспетчера по ситуационному анализу электроэнергетического режима энергосистемы;**
- **развитие комплексов противоаварийной и режимной автоматики.**

Определены первоочередные задачи оперативно-диспетчерского управления:

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

2. Анализ корректности работы системных регуляторов.

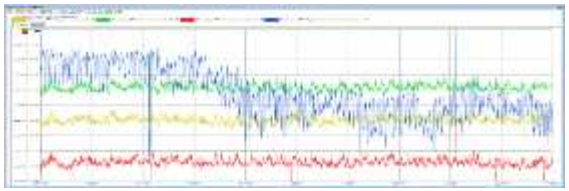
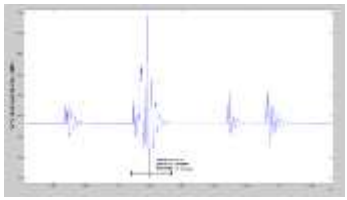
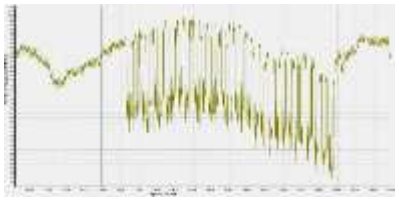
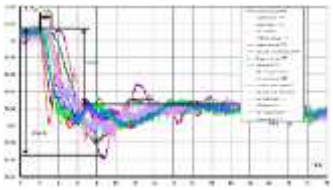
3. Верификация расчетных моделей оборудования и энергосистем, используемых в расчетных моделях СЭР и СРЗА, в том числе уточнение параметров схем замещения ЛЭП, силового оборудования и нагрузки потребителей, определение статических и динамических характеристик узлов нагрузки по данным СВИ.

4. Визуализация динамических процессов в энергосистеме.

5. Мониторинг разделения энергосистемы на изолированно работающие части.

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

7. Оценивание состояния электроэнергетического режима для расчетных задач (СМЗУ, ЦСПА).

Развитие технологии СВИ для задач мониторинга состояния оборудования и управления режимами его работы

Диагностика состояния оборудования и выявление неисправностей на основе данных СВИ

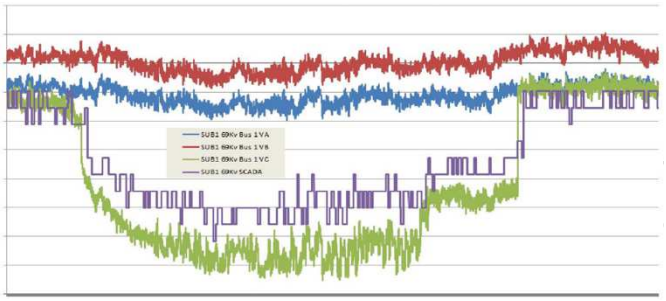
NASPI Технический отчет

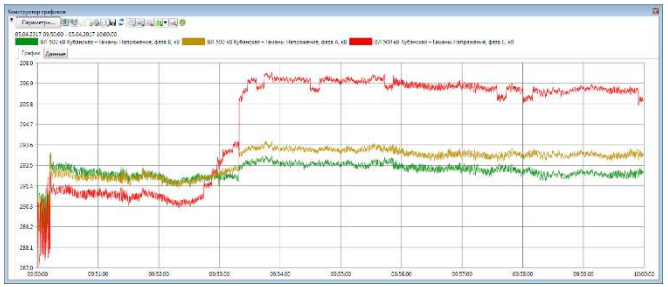
01 мая 2015

NASPI North American SynchroPhasor Initiative

Задачи применения технологии СВИ на объектах электроэнергетики:

- мониторинг режимов работы генерирующего оборудования (on-line):
  - идентификация возникновения синхронных качаний активной мощности и определение их параметров (частота, амплитуда, коэффициент демпфирования);
  - визуализация динамического поведения оборудования;
  - оценка корректности работы систем возбуждения, АРВ, систем регулирования генерирующего оборудования;
  - идентификация возникновения несимметричного режима работы оборудования (оценка коэффициента обратной последовательности);
- реализация предупредительной сигнализации при приближении текущих параметров работы оборудования к эксплуатационным пределам;
- мониторинг работы трансформаторов напряжения и целостности вторичных цепей напряжения;
- мониторинг работы устройств РПН силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- мониторинг достоверности данных измерений, используемых персоналом объектов в задачах управления (АСУ ТП, СОТИ АССО, АИИС КУЭ) по данным СВИ;
- пост-анализ режимов работы силового оборудования, правильности функционирования его систем регулирования и управления.

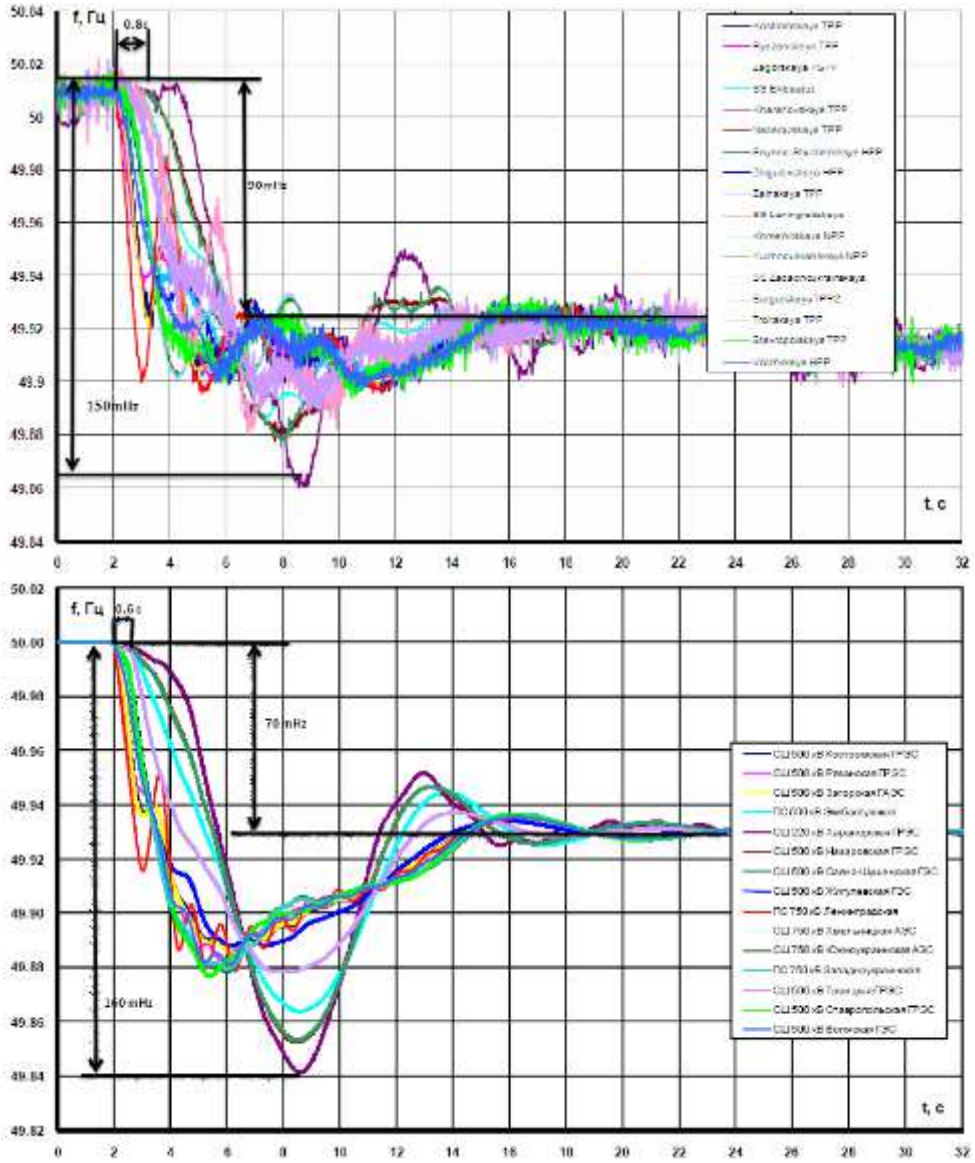




Верификация динамических моделей энергосистем

данные СМПР

данные модели



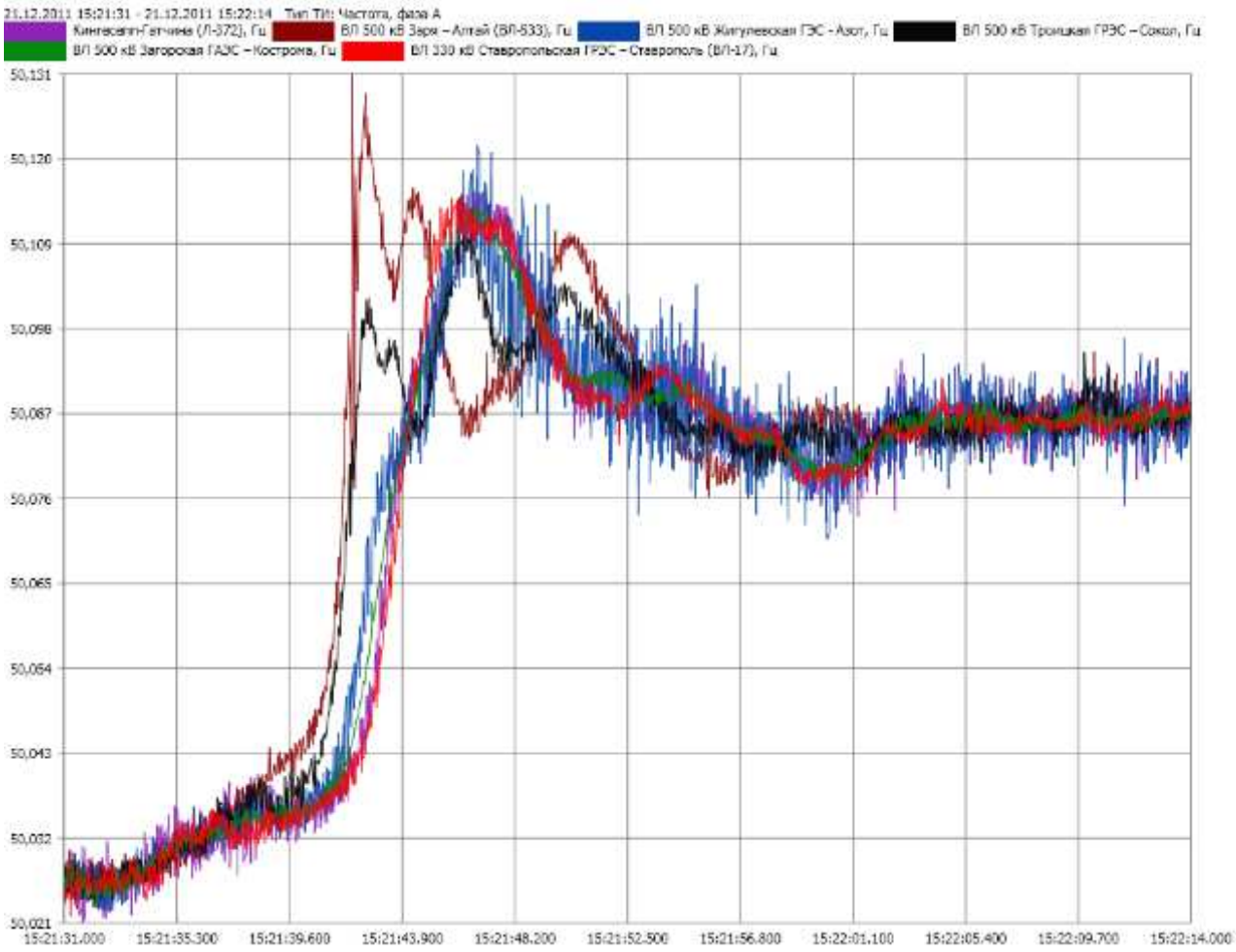
- Разработаны «Методические указания по принципам и критериям верификации динамических моделей», содержащие:
  - основные требования к моделям;
  - количественные показатели качества верификации, позволяющие получать объективную оценку достоверности разработанных моделей.
- Отработана технология верификации динамических моделей больших и протяженных энергообъединений.

❑ Верификация проводится в ПК Rustab, Eurostag при:
- разработке новых динамических моделей;
- проведении НИР и проектных работ;
- анализе аварийных ситуаций;
- выборе параметров настройки устройств и комплексов режимной и противоаварийной автоматики.

Анализ технологических возмущений и аварийных ситуаций

Анализ технологических возмущений и аварий в ЕЭС производится при:

- нарушении баланса мощности в ЕЭС на 500 МВт и более;
- проведении системных испытаний;
- расследовании технологических нарушений режима работы ЕЭС/ОЭС.



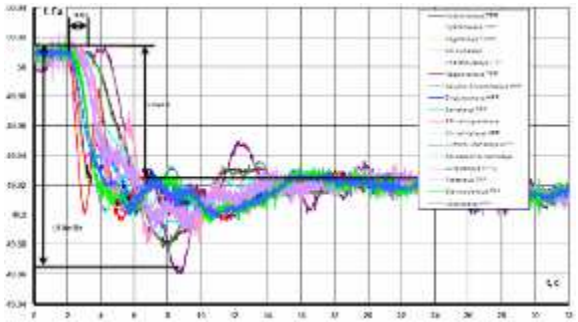


График частоты по данным СМПР при отключении
ВЛ 500 кВ Южно-Казахстанская ГРЭС – Агадырь ц.1, ц.2

Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы в реальном времени (СМЗУ)

ПК СМЗУ предназначен для:

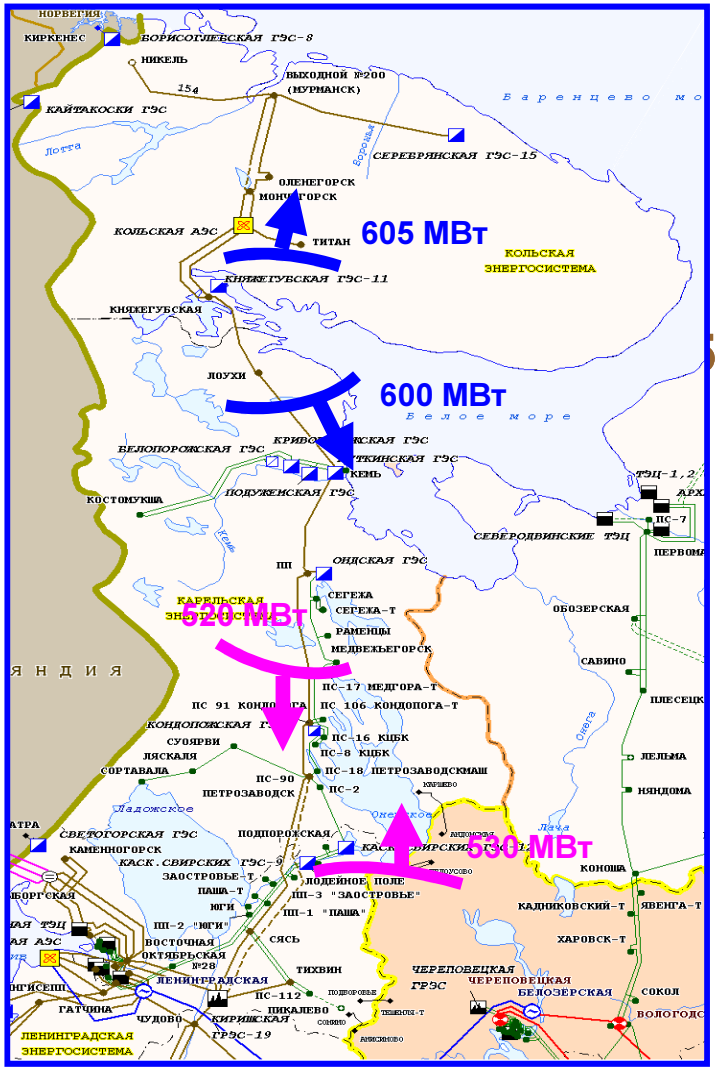
- Выявления в режиме on-line опасных сечений.
- Расчёта в режиме on-line текущих значений максимально-допустимых перетоков в выявленных опасных и заданных контролируемых сечениях с учётом:
  - критерия n-1;
  - обеспечения допустимой токовой загрузки электросетевых элементов;
  - обеспечения допустимых уровней напряжения;
  - текущих настроек устройств и комплексов ПА (ЛАПНУ, АОПО, АОСН).

Эффект от внедрения:

- Повышение степени использования пропускной способности электрических сетей энергосистемы;
- Выявление актуальных опасных сечений;
- Обеспечение диспетчера ОДУ/РДУ необходимой информацией для управления установившимся режимом энергосистемы при возникновении схемно-режимных ситуаций, не предусмотренных Положениями по ведению режимов.

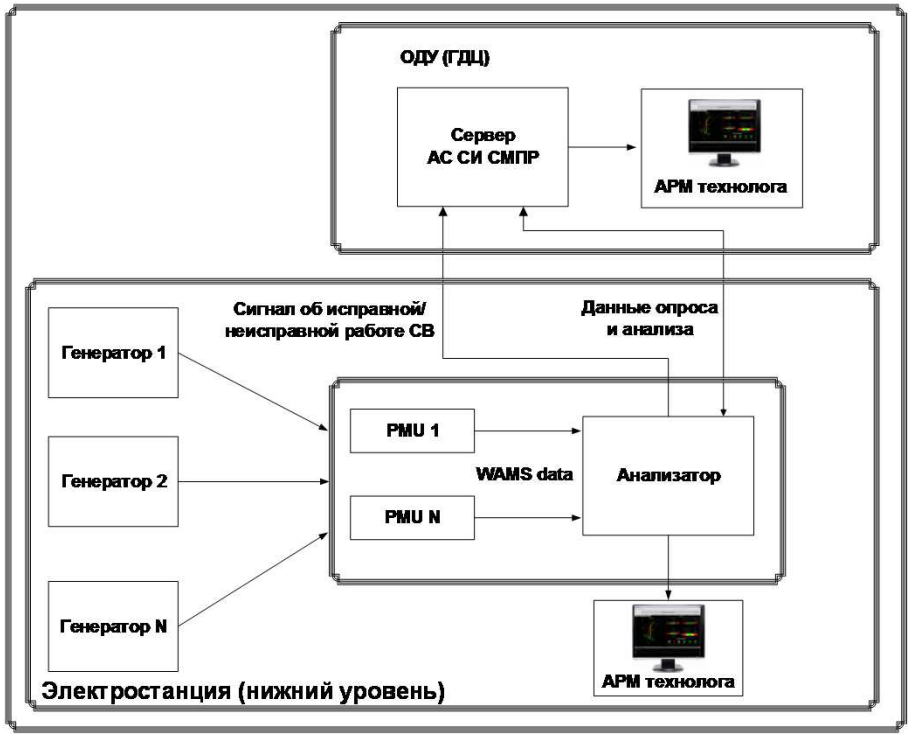
Перспективы развития:

- Определение МДП с учетом критерия сохранения динамической устойчивости.
- Внедрение ПК СМЗУ в диспетчерских центрах системного оператора.



Система мониторинга работы системных регуляторов (СМСР)

Основная функция СМСР - **своевременное выявление генерирующего оборудования электростанций, являющегося источником незатухающих низкочастотных синхронных колебаний (НЧК) в энергосистеме (контроль корректности работы каналов системной стабилизации).**



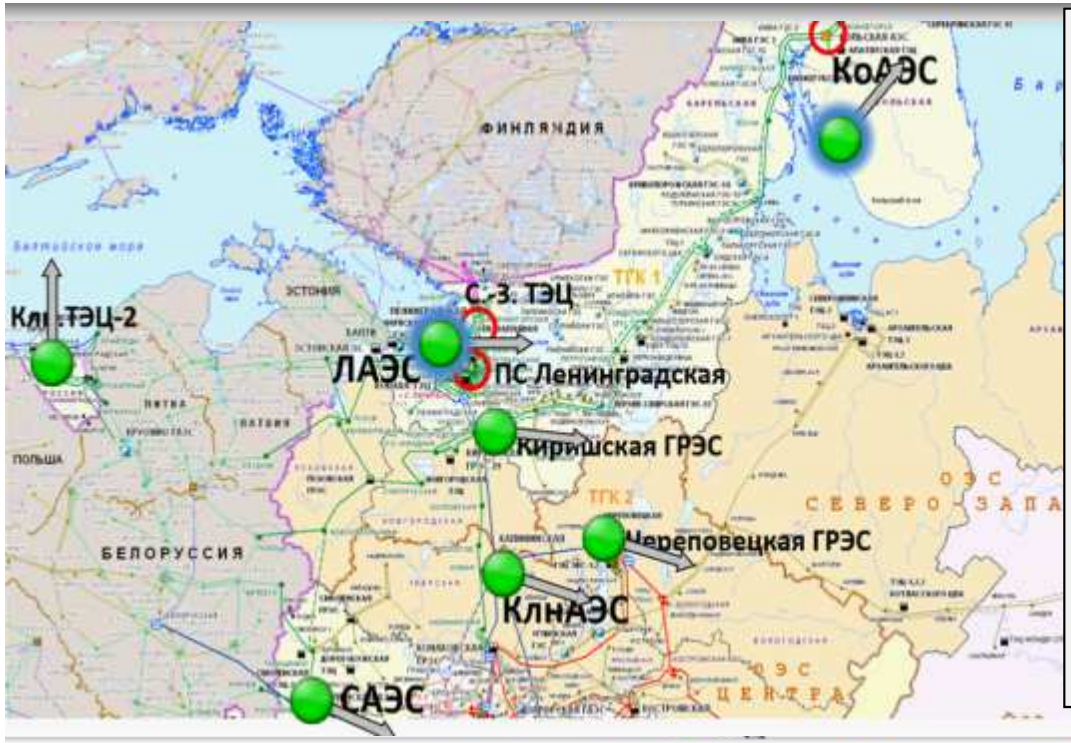
Алгоритмы СМСР идентифицируют пять характерных неисправностей АРВ генератора, а именно:

- **отсутствие блокировки каналов стабилизации при возникновении дефицита/избытка мощности;**
- **отсутствие или несвоевременный ввод релейной форсировки возбуждения;**
- **преждевременное снятие форсировки возбуждения;**
- **некорректность работы ограничителя минимального возбуждения;**
- **некорректность работы ограничителя двукратного тока возбуждения (в случае наличия возможности измерения тока возбуждения).**

Для бесщеточных СВ генераторов в СМСР дополнительно реализованы алгоритмы контроля тока возбуждения возбудителя и напряжения ротора генератора.

СМСР введена в эксплуатацию на Северо-Западной ТЭЦ-2 и Краснодарской ТЭЦ.
Задача – внедрение универсального ПО СМСР на уровне объектов генерации в КСВД

Реализация пилотного проекта по внедрению в ГДЦ PhasorPoint (Alstom, GE)



Ввод в АО «СО ЕЭС» ПК PhasorPoint в промышленную эксплуатацию (пилотная версия, 10 PMU) – июнь 2016.

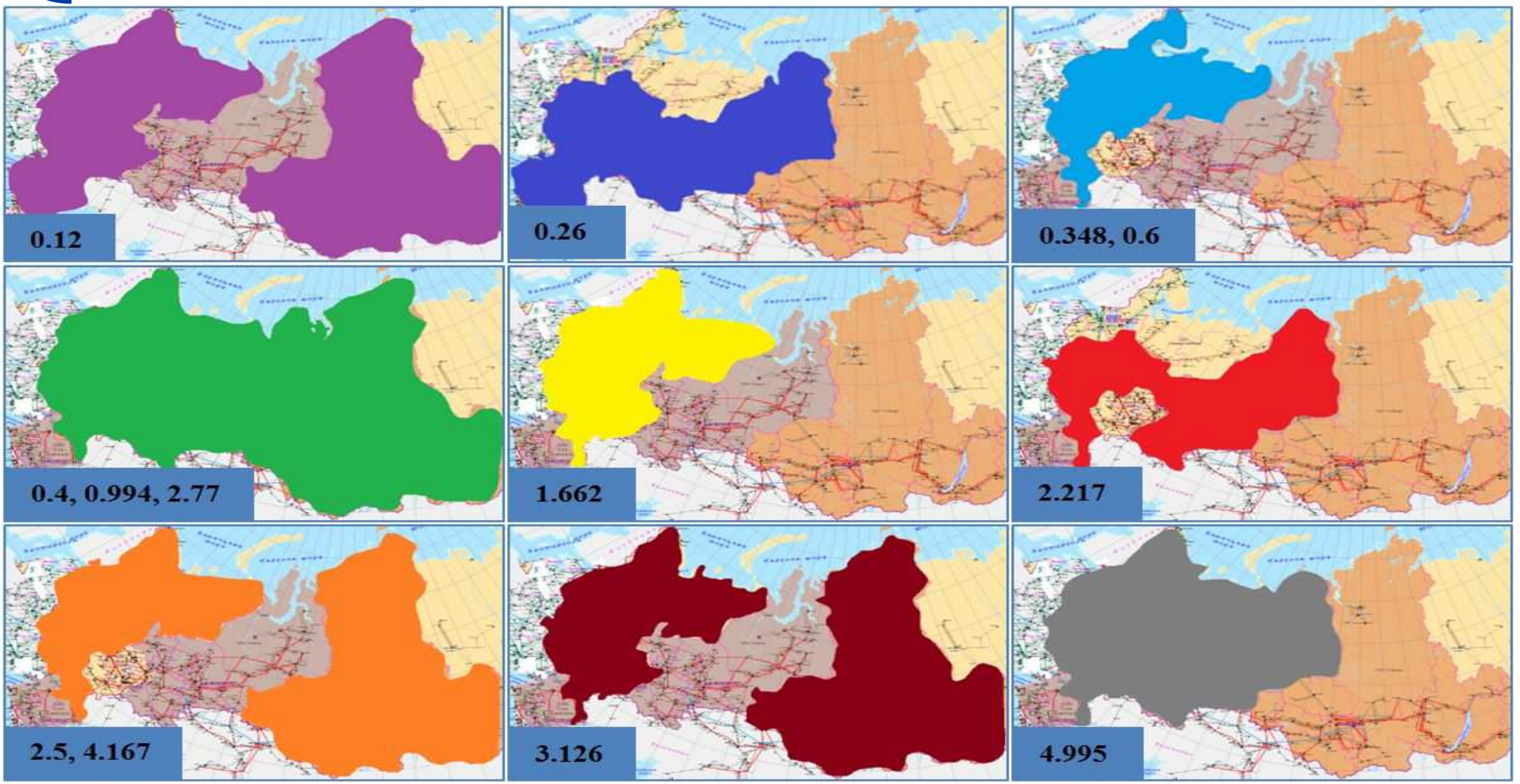
Реализован мониторинг в режиме реального времени параметров синхронизированных векторных измерений.

Основные функции ПК PhasorPoint:

- **мониторинг низкочастотных колебаний;**
- **идентификация возникновения синхронных качаний;**
- **визуализация источника колебаний;**
- **анализ возмущений.**

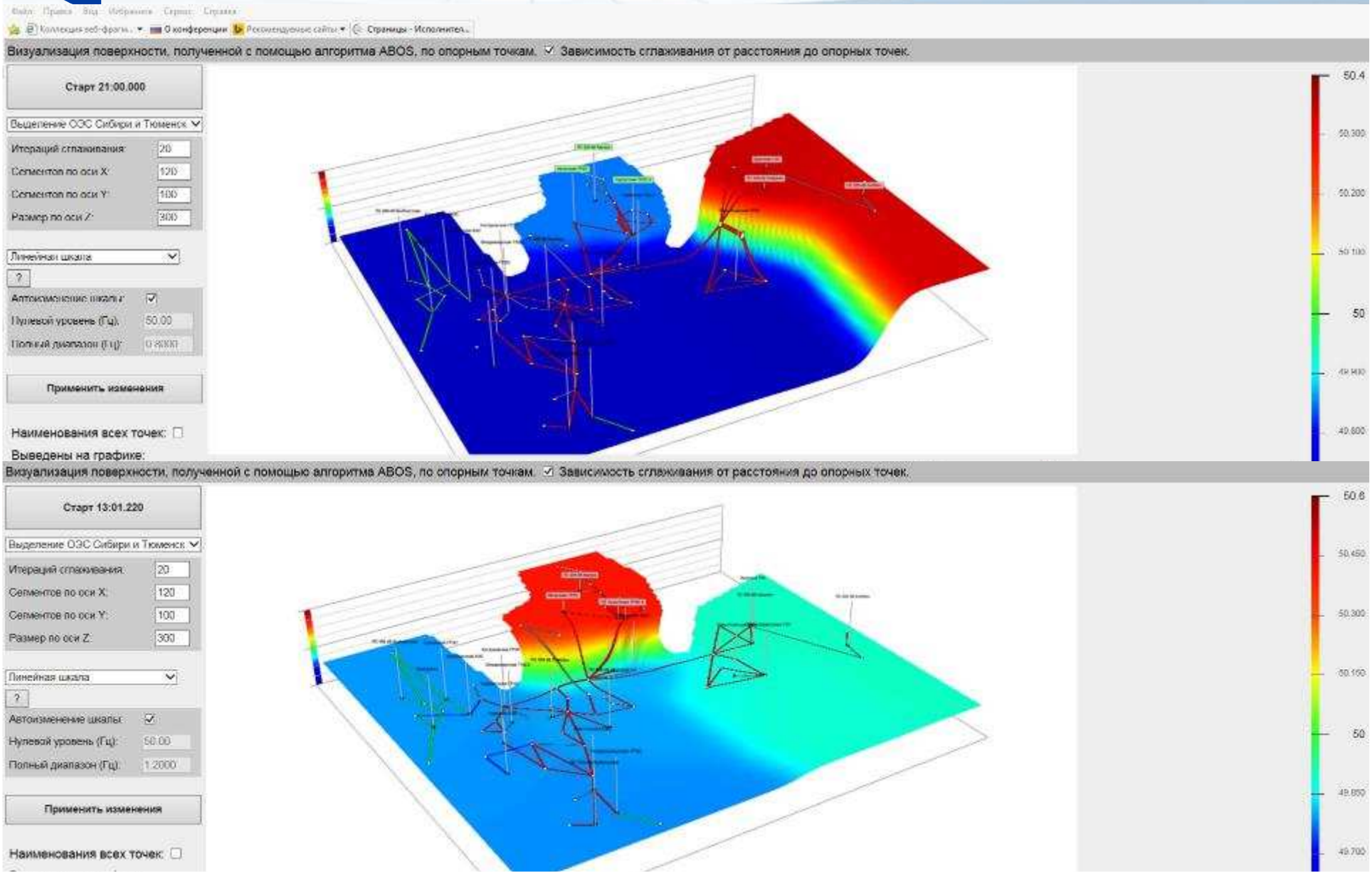
Расширение лицензии до 150 PMU – 2018 г.

Практические результаты применения ПО мониторинга НЧК

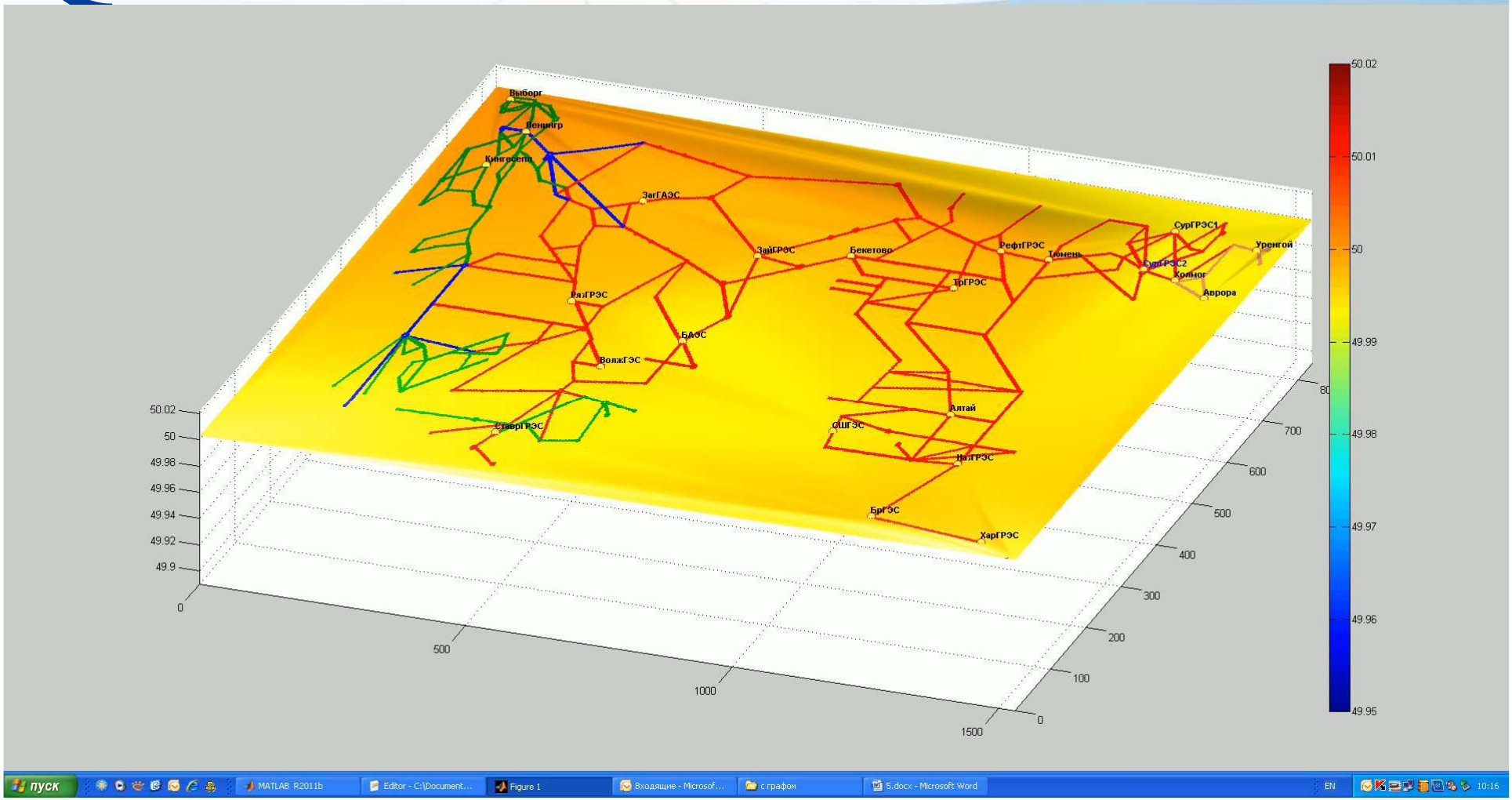


Причины возникновения НЧК (NASPI)	Частота, Гц
- Работа регулятора скорости турбин	0,01 - 0,15
- Межзональные колебания, неэффективное демпфирование, характеристики нагрузки	0,15 - 1,0
- Некорректная работа АРВ генераторов	0,10 - 5,0
- Крутильные колебания вала ТГ, HVDC, FACTS	5,0 - 45,0

ПО визуализации динамики изменения параметров электроэнергетического режима ЕЭС России в режиме реального времени



ПО визуализации динамики изменения параметров электроэнергетического режима ЕЭС России в режиме реального времени



Сургутские качания (3D визуализация)

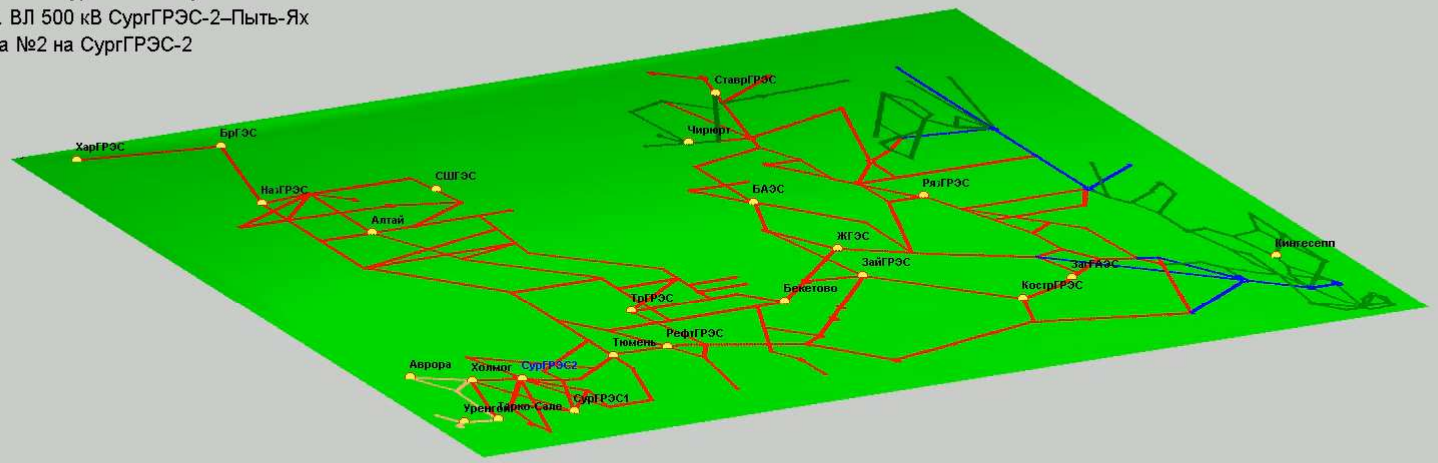
время до аварии, с 2.0

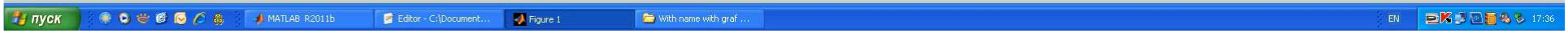
Причины:

17:10 Откл. ВЛ 500 кВ СургГРЭС-2–Кустовая

18:20 Авар. откл. ВЛ 500 кВ СургГРЭС-2–Пыть-Ях

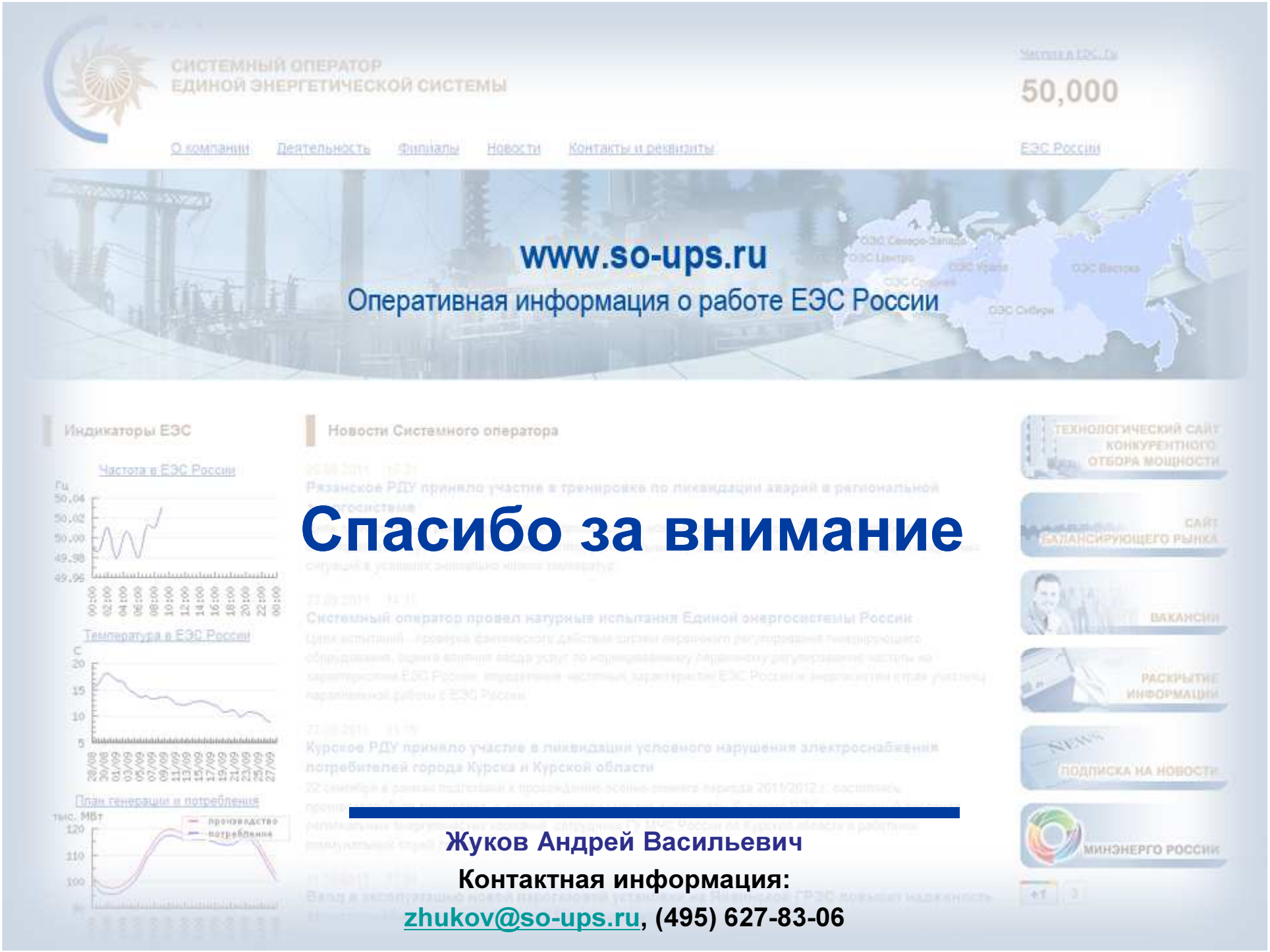
18:20 Откл. блока №2 на СургГРЭС-2





ВЫВОДЫ

- В России создана технологическая платформа, позволяющая использовать векторные on- и off-line измерения параметров режима в практических задачах оперативно-диспетчерского и автоматического управления
- АО «СО ЕЭС» координирует усилия отечественных разработчиков по совершенствованию аппаратной базы устройств синхронизированных векторных измерений и формирует требования к функциональности и техническим характеристикам УСВИ
- АО «СО ЕЭС» разработаны, внедрены и совершенствуются технологии автоматического мониторинга запасов устойчивости электрической сети и мониторинга корректности работы системных регуляторов электростанций, работающие в режиме реального времени. Ведутся работы по применению технологии СВИ при разработке современных устройств ПА
- Направления развития и применения технологии векторных измерений в системах управления ЕЭС России:
  - управление режимом работы электропередачи с использованием параметра относительного угла;
  - мониторинг колебательной устойчивости энергосистемы в режиме реального времени;
  - создание пусковых органов и ПА на базе СВИ;
  - разработка технических средств синхронизированных измерений угловой скорости генераторов;
  - разработка Стандартов в области СМПР и решение вопросов сертификации УСВИ.



Жуков Андрей Васильевич

Контактная информация:

zhukov@so-ups.ru, **(495) 627-83-06**

10 октября 2018, Москва

совместное заседание секции «Управления режимами энергосистем, РЗиА» и секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России» НП «НТС ЕЭС» по вопросам «Актуальные задачи развития и применения технологии СВИ для задач управления в электроэнергетике», Обсуждение проекта национального стандарта «РЗА. СМПР. Нормы и требования»

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

Актуальные задачи развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для задач управления в электроэнергетике.

Дубинин Дмитрий Михайлович, начальник отдела мониторинга переходных режимов

Технология синхронизированных векторных измерений

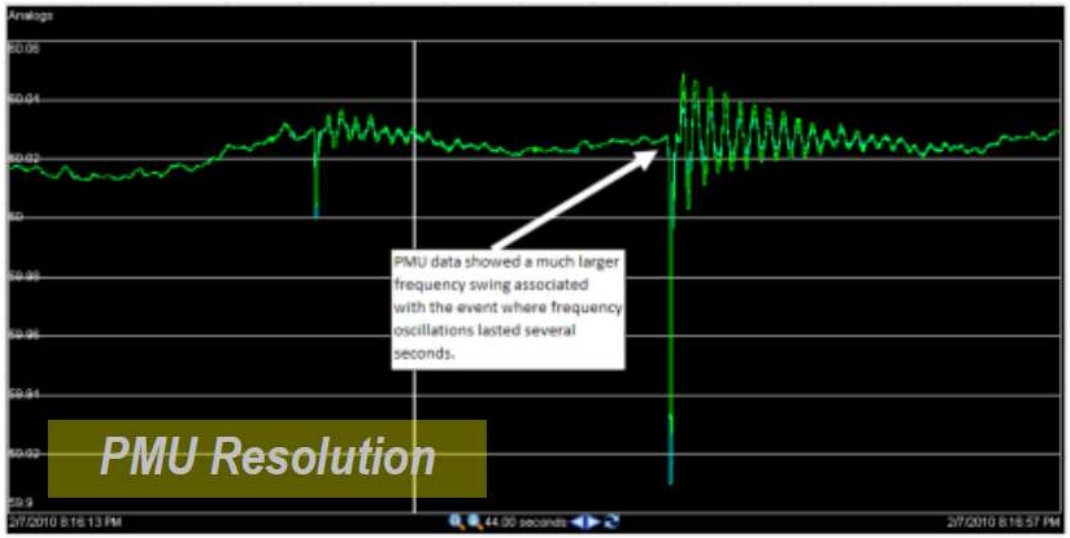
* **Нормированная точность измерений в электромеханических переходных режимах (точность подтверждается при тестировании УСВИ (PMU) при модуляции входного сигнала, линейном изменении частоты, скачкообразном изменении параметров.**
Время отклика для УСВИ класса M – 140 мс, время отклика для УСВИ класса P – 35 мс.

* **Измерение расширенного набора параметров:**
U_a, U_b, U_c, δ_{Ua}, δ_{Ub}, δ_{Uc}, I_a, I_b, I_c, δ_{Ia}, δ_{Ib}, δ_{Ic}, f_a, f_b, f_c, f_{U1}, df_a/dt, df_b/dt, df_c/dt, dU_a/dt, dU_b/dt, dU_c/dt, U_1, U_2, U_0, I_1, I_2, I_0 (+ расчет фазных и трехфазных значений P, Q, S).

* **50 измерений в секунду.**

* **Синхронизация времени с глобальными навигационными системами (не хуже 1 мкс) обеспечивает измерений угла с точностью 0,1 градуса.**

* **Протокол он-лайн передачи данных – IEEE C37.118.2 (метка качества времени, совмещение данных от разных УСВИ (PMU) по времени).**



Типы измерений электрических параметров на электростанциях

Аналоговые ИП → **Микропроцессорные цифровые ИП** → **Устройства СМПР**

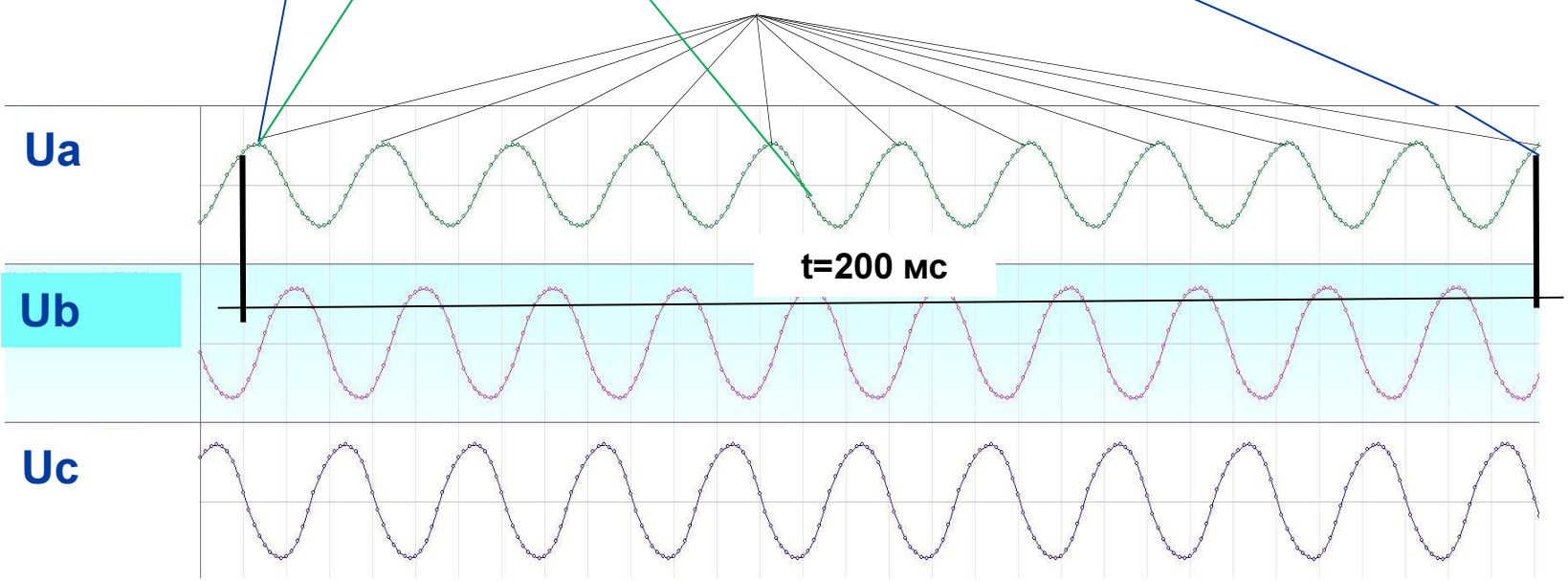
Аналоговые ИП (каждые 100..250 мс) - измерение как правило одного параметра

Микропроцессорные цифровые ИП (каждые 50..100 мс):
U_a, U_b, U_c, I_a, I_b, I_c, f (+ расчет фазных и трехфазных значений P, Q, S)

Зависимость качества регистрации данных от характеристик **АСУ ТП** (1..8 с)

! – на объекте нет ограничений по применению данных СМПР со стороны каналов передачи данных

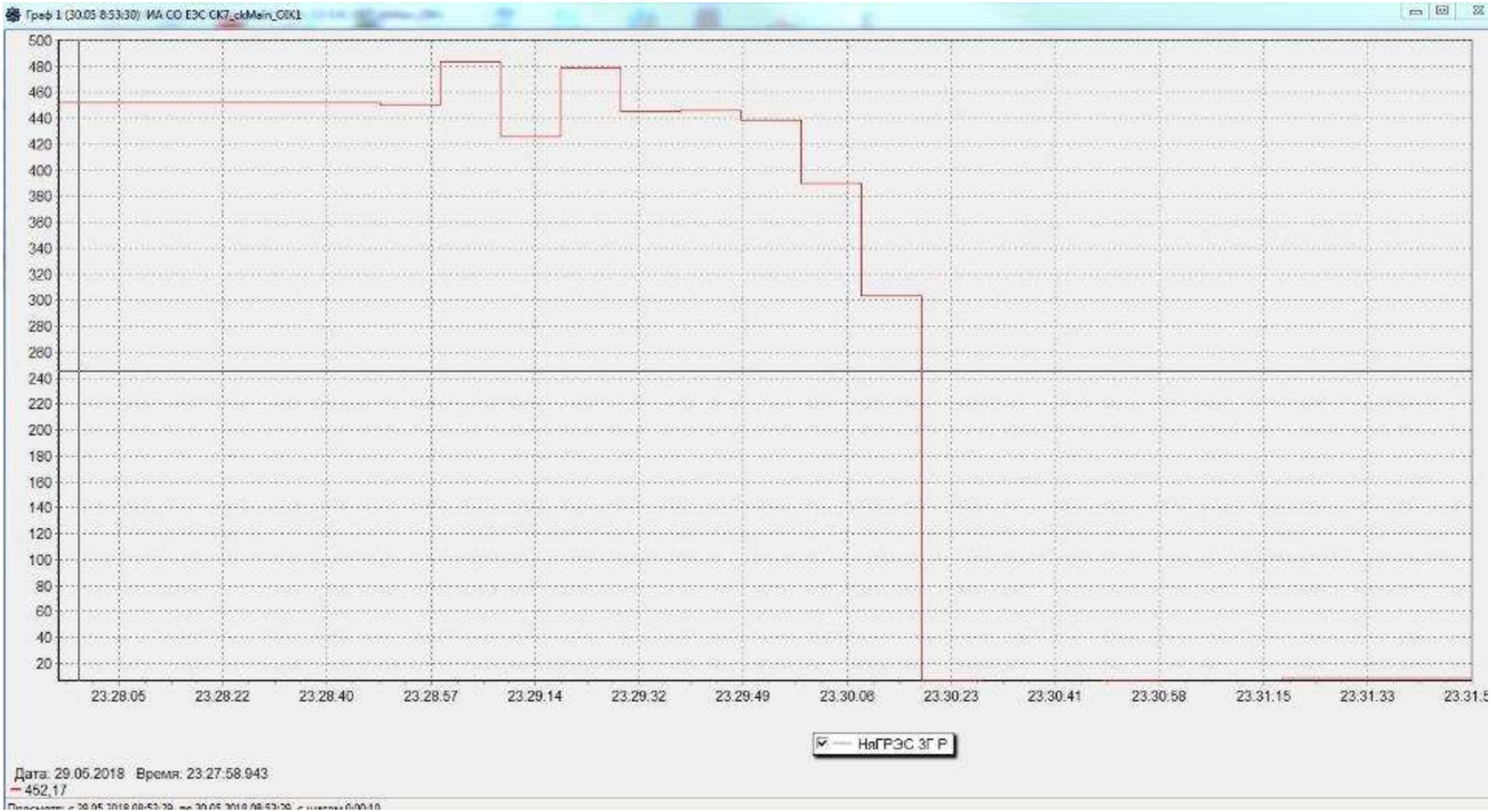
данные СМПР (каждые 20 мс): U_a, U_b, U_c, δ_{Ua}, δ_{Ub}, δ_{Uc}, I_a, I_b, I_c, δ_{Ia}, δ_{Ib}, δ_{Ic}, f_a, f_b, f_c, f_{U1}, df_a/dt, df_b/dt, df_c/dt, dU_a/dt, dU_b/dt, dU_c/dt, U_1, U_2, U_0, I_1, I_2, I_0 (+ расчет фазных и трехфазных значений P, Q, S)



Технология синхронизированных векторных измерений

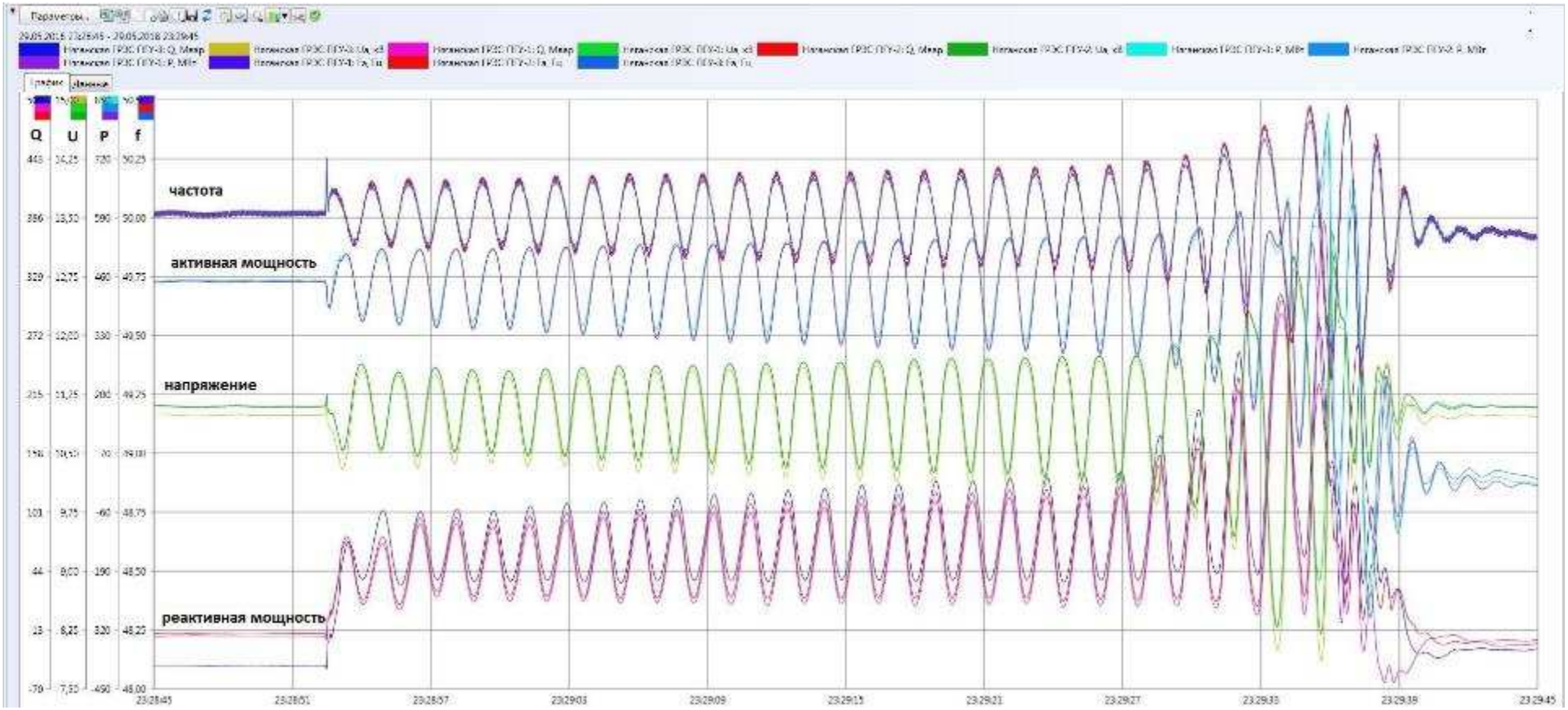
Основной вопрос – как эффективно применять данные такого качества

Применение данных СМПР для задач электростанций. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ



Качания активной мощности Няганьской ГРЭС, показания ОИК – Р Г-3 Няганьской ГРЭС

Применение данных СМПР для задач электростанций. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ



Качания активной мощности Няганьской ГРЭС (низкочастотные колебаний f, P, Q, U)

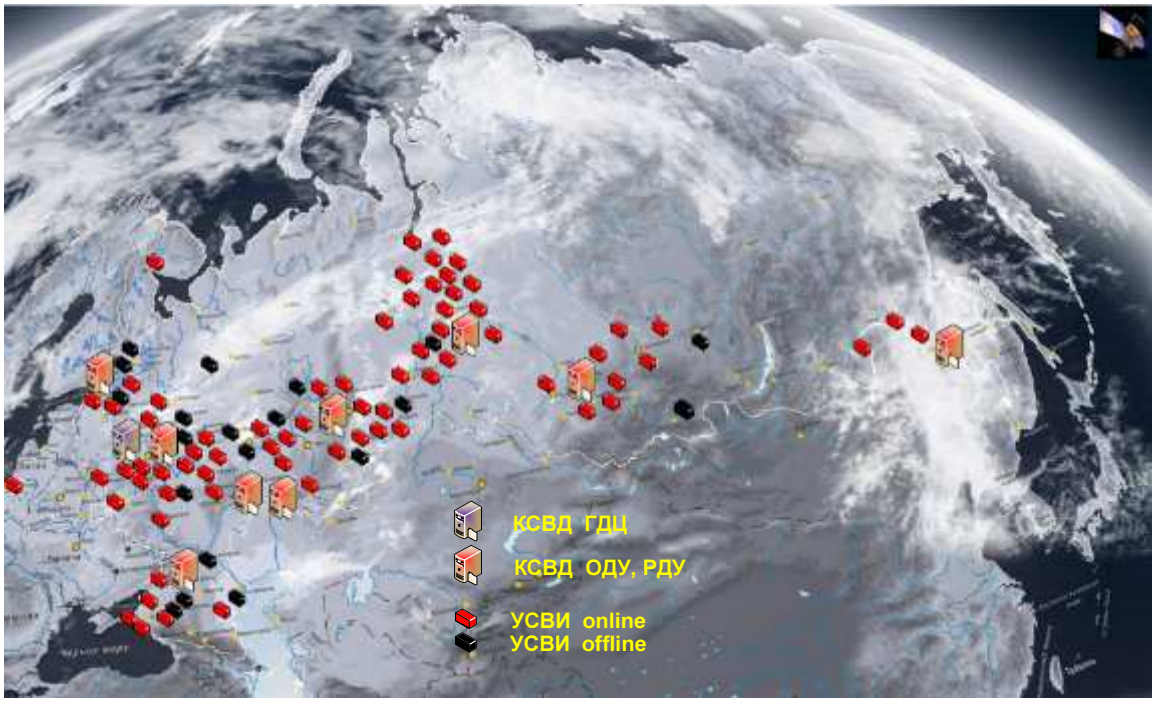
амплитуда НЧК - до 400 МВт, длительность – 44 секунды

Применение данных СМПР для задач электростанций. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ

Режим синхронных качаний активной мощности на Няганьской ГРЭС.

Реакция энергоблоков других станций

Развитие СМПР в России



На октябрь 2018 г.
комплексы СМПР установлены на 101 объекте электроэнергетики.

715 УСВИ / 66 КСВД

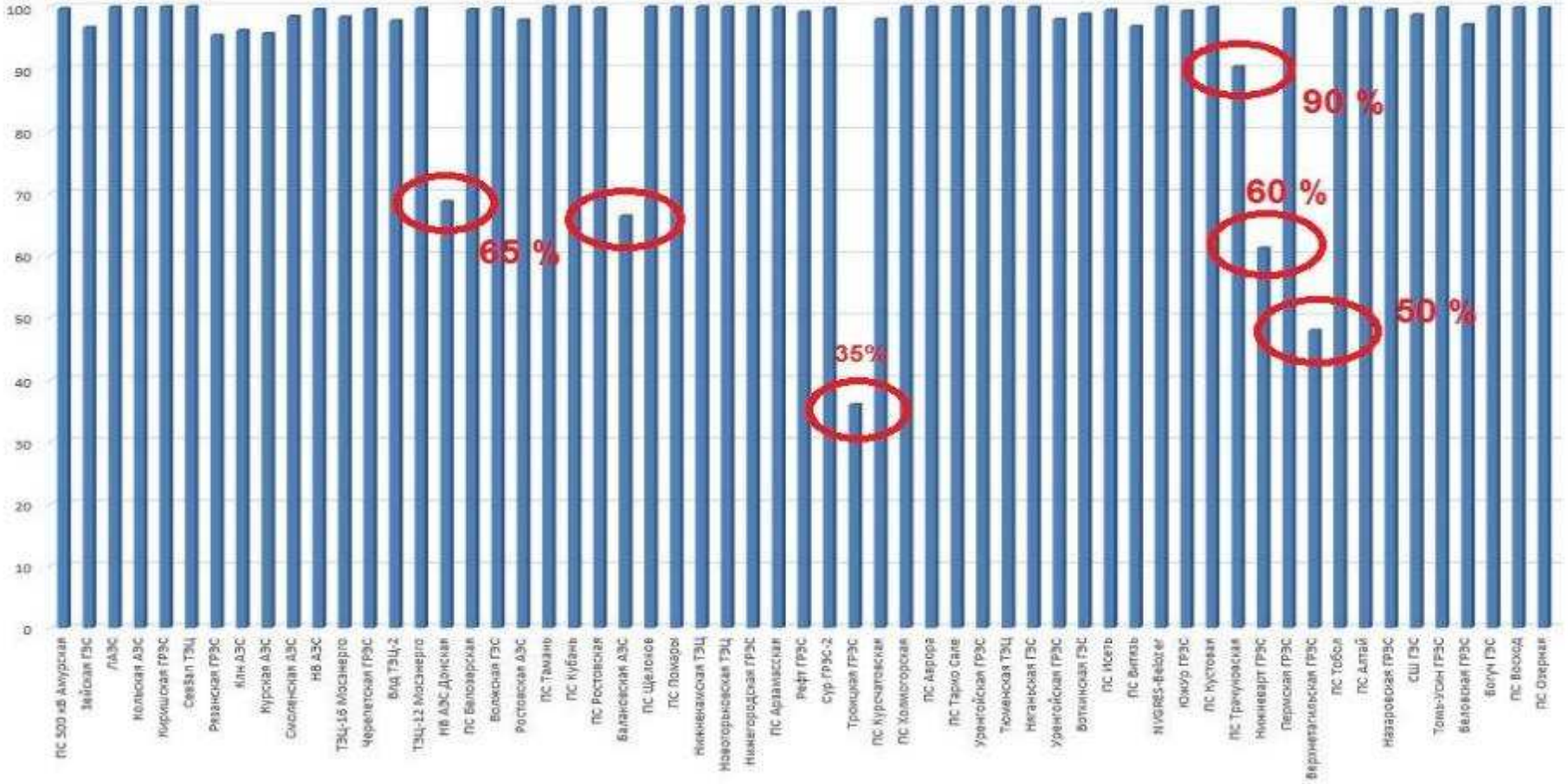
Система сбора данных СМПР внедрена в:

- **ЦДУ;**
- **всех ОДУ;**
- **3-х РДУ.**

Среднее время доставки данных – 150 мс

ПАО «ФСК ЕЭС», сетевые компании	124 УСВИ на 38 подстанциях,
ГУП РК «Крымэнерго»	18 УСВИ на 2 подстанциях,
ПАО «Концерн Росэнергоатом»	114 УСВИ на 9 АЭС,
АО «ИнтерРАО»	91 УСВИ на 9 электростанциях,
ПАО «ОГК-2»	62 УСВИ на 8 электростанциях,
ПАО «РусГидро»	78 УСВИ на 7 ГЭС,
ПАО «Мосэнерго»	20 УСВИ на 3 электростанциях,
генерирующие компании	208 УСВИ на 25 электростанциях.

Мониторинг качества данных СВИ в ДЦ



Потери данных СВИ, поступающих в ДЦ в режиме реального времени:
около 70% ПТК СМПР объектов электроэнергетики – 99,5..99,9 % кадров
около 10% ПТК СМПР объектов электроэнергетики – 98,0..99,5 % кадров
около 10% ПТК СМПР объектов электроэнергетики – 95,0..98,0 % кадров
около 10% ПТК СМПР объектов электроэнергетики – 35,0..95,0 % кадров

Развитие технологии СВИ в задачах мониторинга, защиты и управления

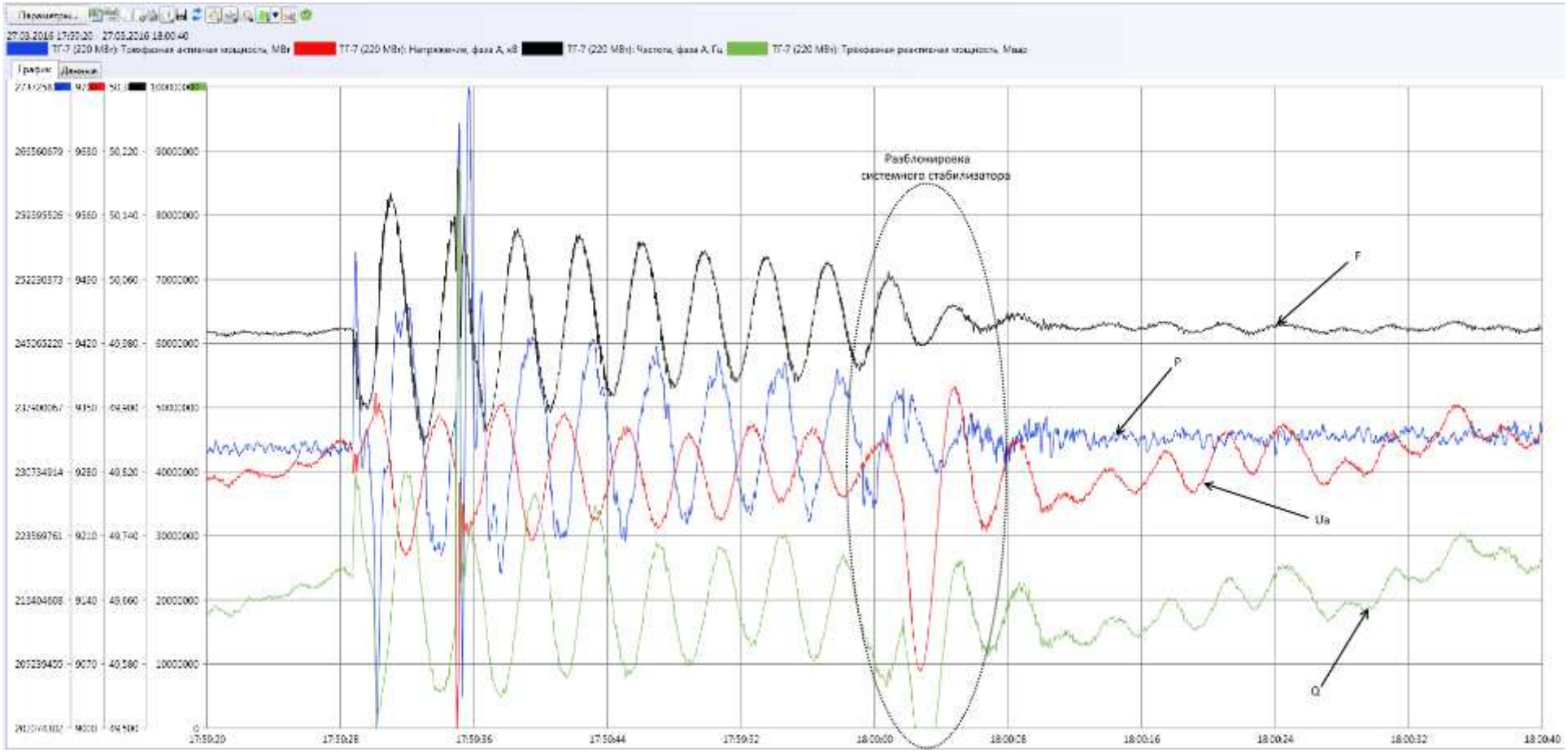
Задачи	Результат
Разработка концептуальных вопросов развития и применения технологии СВИ для задач мониторинга, защиты и управления в ЕЭС России с учетом стратегических направлений ее развития	Разработана **Концепция** развития и применения технологии СВИ для повышения качества и надежности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на период до 2020 года: ❑ сформирован план работ по применению технологии СВИ для выполнения задач оперативно-диспетчерского управления; ❑ определены первоочередные задачи оперативно-диспетчерского управления: ▪ **мониторинг низкочастотных колебаний;** ▪ **анализ корректности работы системных регуляторов;** ▪ **верификация расчетных моделей оборудования и энергосистем;** ▪ **визуализация динамических процессов в энергосистеме;** ▪ **мониторинг разделения энергосистемы на изолированно работающие части;** ▪ **реализация управления по параметрам фазового угла в АРПМ, АЛАР;** ▪ **оценивание состояния электроэнергетического режима для расчетных задач (СМЗУ, ЦСПА).** Анализ построения и функционирования коммуникационной инфраструктуры, оценка достигнутого уровня, мероприятия по улучшению качества СВИ (надежность, скорость доставки) и функционирования инфраструктуры сбора и передачи данных.

Как можно применять данную информацию для задач мониторинга и управления

что можно увидеть посредством данной информации?

Что видим мы

Мониторинг синхронных качаний активной мощности
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ



Режим синхронных качаний активной мощности на Кольской АЭС.

Мониторинг синхронных качаний активной мощности
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ

Применение данных СМПР для задач электростанций. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ

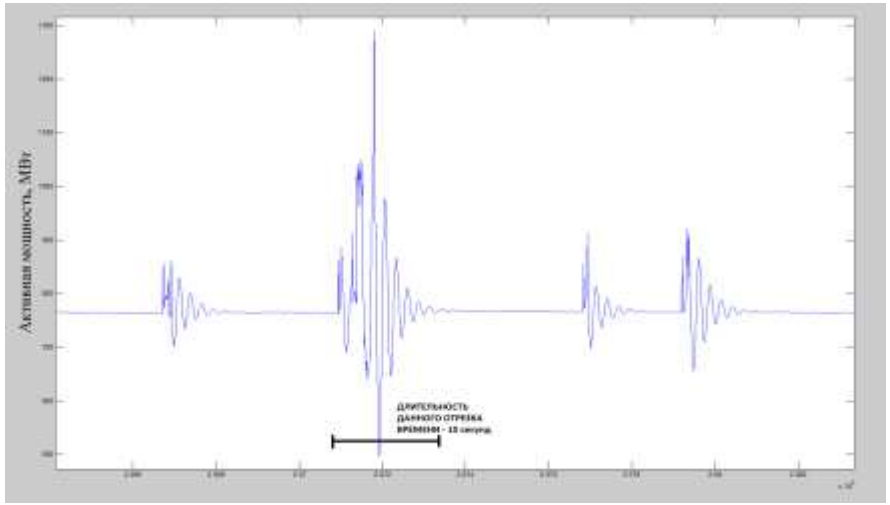
Выделение Крымской энергосистемы на изолированную работу,

снижение напряжения на ПС 330 кВ Симферопольская

Снижение напряжения до 5-7 % от Uном.

Пробой изолятора на стороне 20 кВ
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ

P, МВт (размах колебаний – 250 МВт)

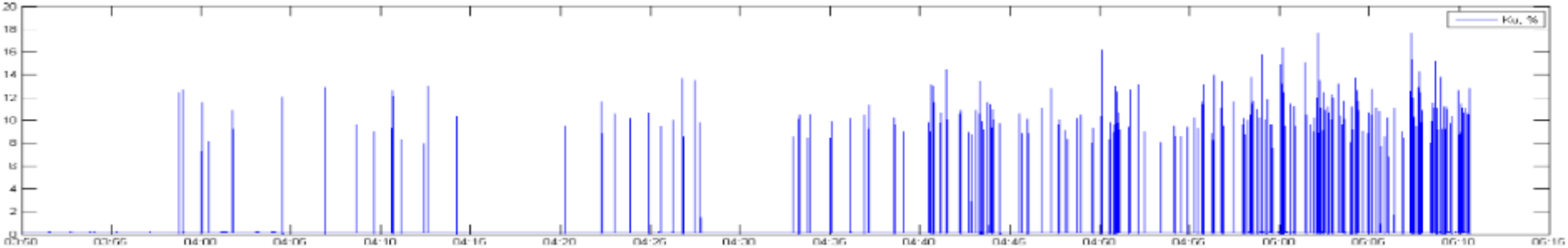


U, кВ

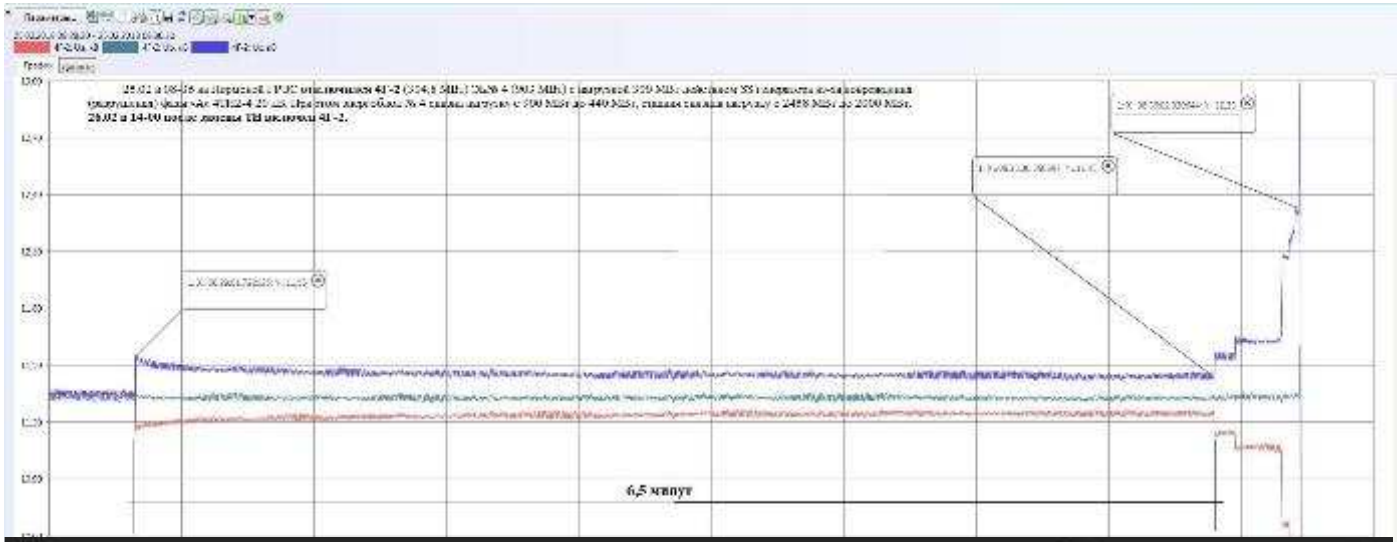
Зафиксированы многочисленные замыкания в ф.В генератора (по причине пробоя изолятора на высоковольтном вводе повышающего трансформатора), смещение нейтральной точки в цепях генераторного напряжения и работа форсировки возбуждения АРВ генератора с возникновением кратковременных качаний активной мощности размахом от 250 до 500 МВт. Условия для пробоя изолятора устранялись и пробой самоликвидировался.

В связи с тем, что величина тока замыкания была меньше уставки, повреждение не было ликвидировано. Процесс продолжался 1 час 10 минут, до срабатывания зафиксировано более 400 замыканий (оперативный персонал действий не предпринимал).

Ku2/u1, %



Применение данных СМПР для мониторинга несимметричного режима



Отключение энергоблока мощностью 300 МВт действием защиты от замыкания на землю генератора из-за повреждения (разрушения) фазы «А» 4ТН2-4 20 кВ.

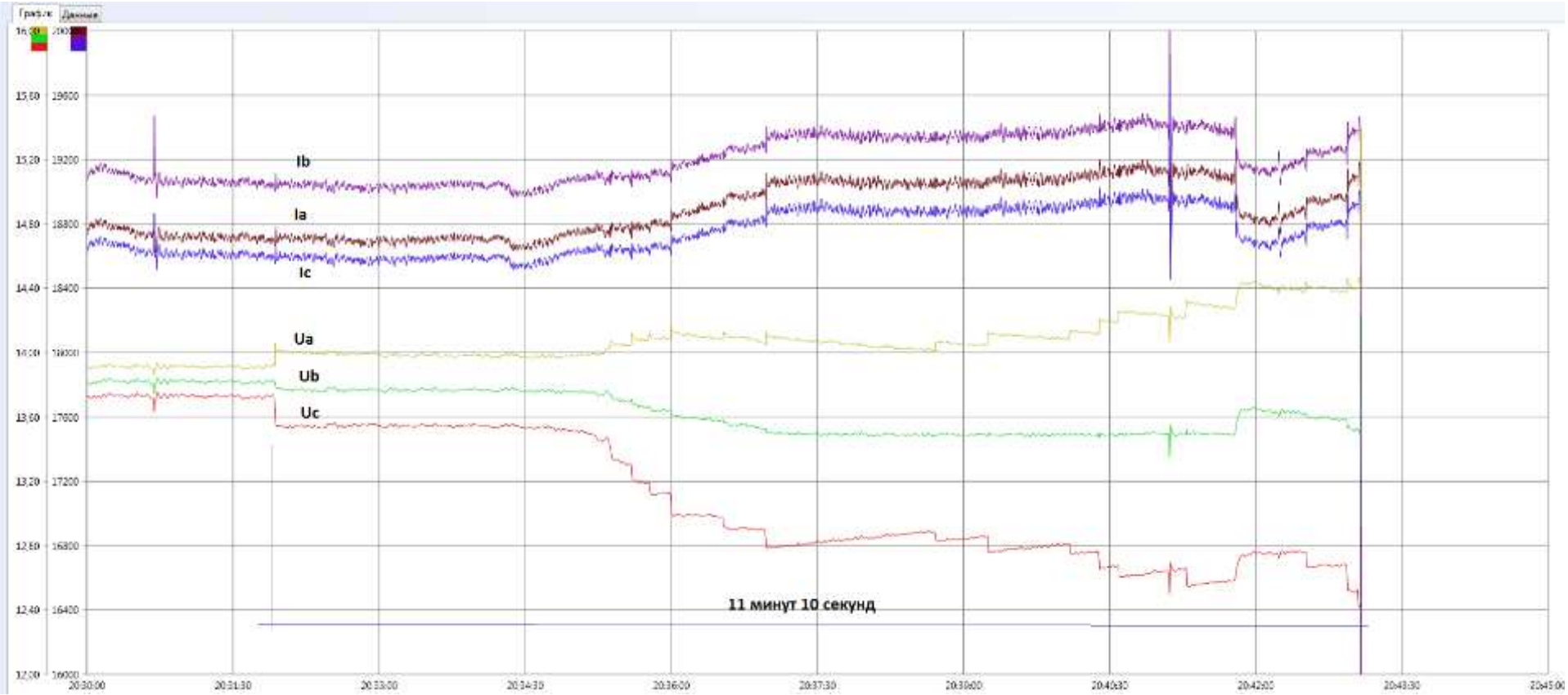
Рекомендация:

установка ПО мониторинга с выдачей оповещения в режиме реального времени

+

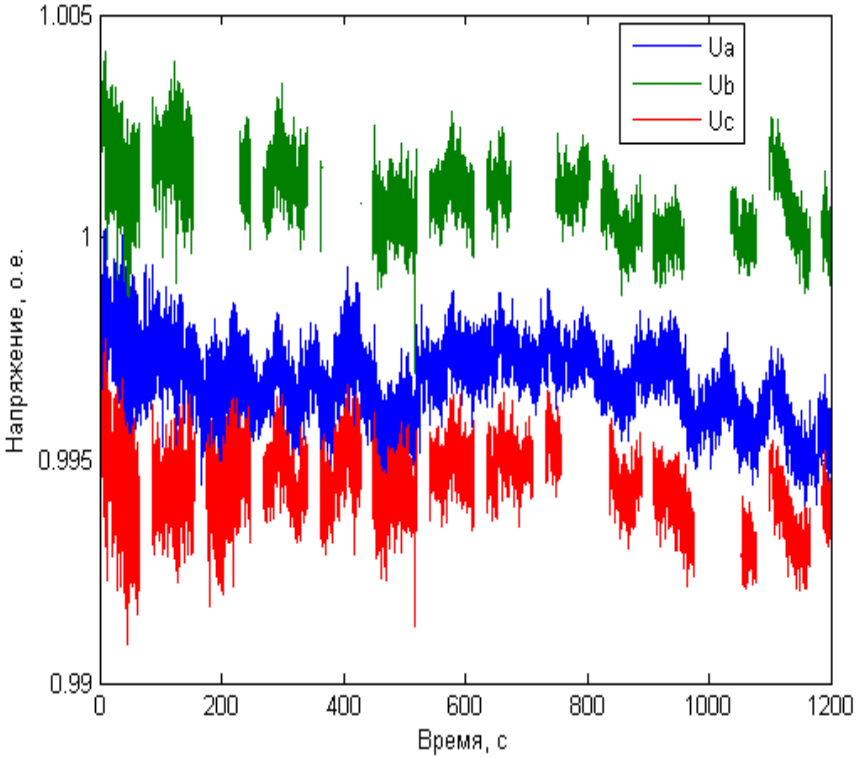
оперативное выявление причины отключения

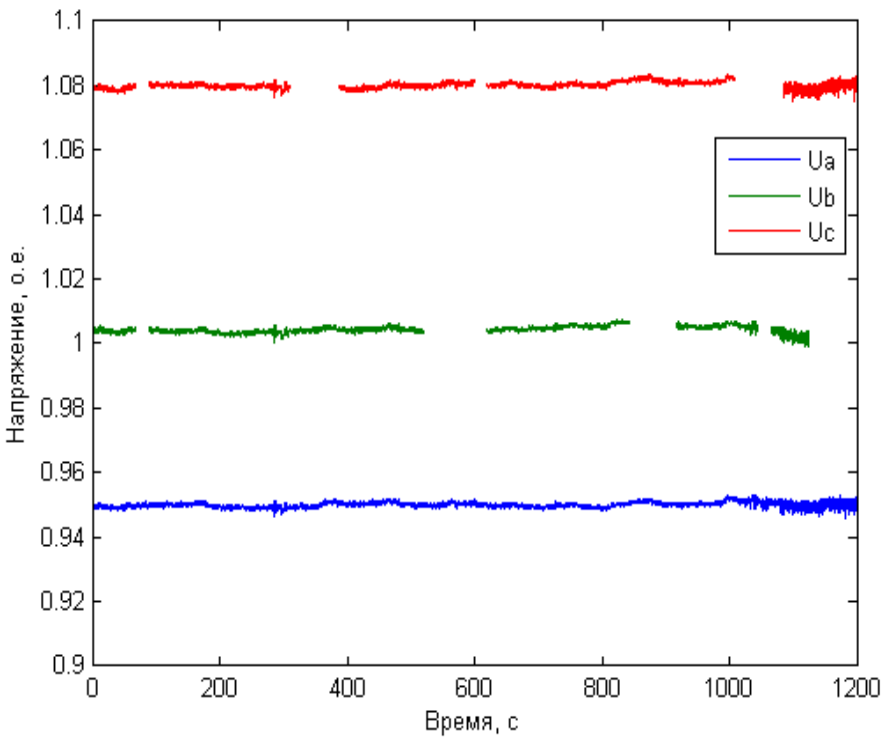
Применение данных СМПР для мониторинга несимметричного режима



26.08 в 20-43 на **Сургутской ГРЭС-2** отключился ЭБ№ 1 (810 МВт) с нагрузкой 770 МВт действием защиты от потери возбуждения из-за КЗ в ТН 24 кВ (TV3-1) фазы «С»

Дефект ТН на ВЛ 500 кВ АЭС





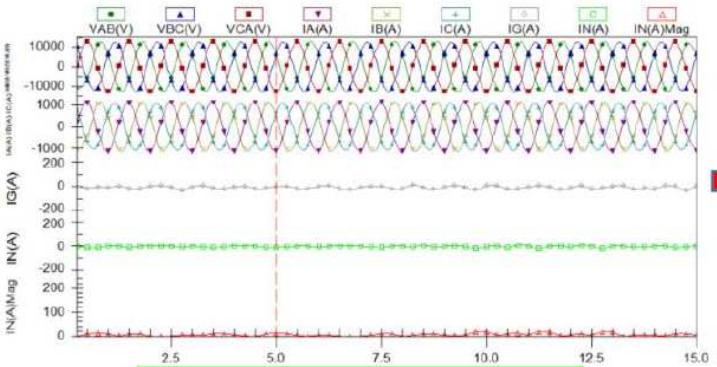
Во вторичных цепях напряжения электростанции зафиксирована несимметрия фазных напряжений (от 0,94Uном до 1,08Uном, рис.2).

Вероятная причина – состояние контактов или ухудшение изоляции во вторичных цепях ТН.

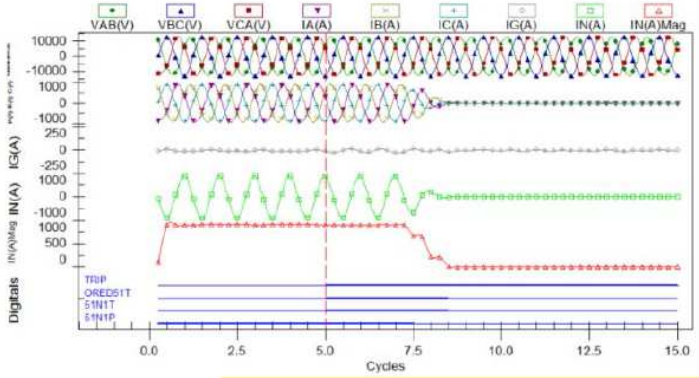
После замены дефектной жилки во вторичных цепях ТН проблема была устранена, симметрия фазных напряжений восстановлена.

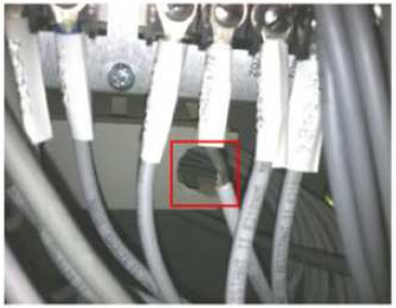
На базе СМПР электростанции может быть создана автоматическая система мониторинга точности и корректности работы ТН, измерительных преобразователей и РАС.

Проблема во вторичных цепях напряжения



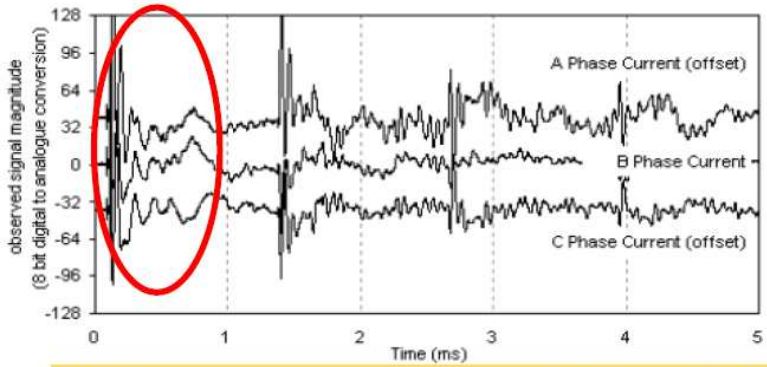
Normal Operation – No failure

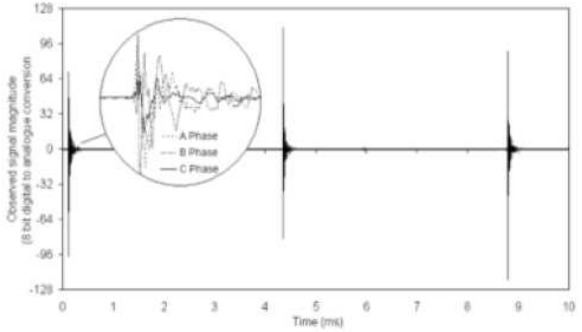




Open Circuit in CT secondary due to Wiring damage

Reference: [G]





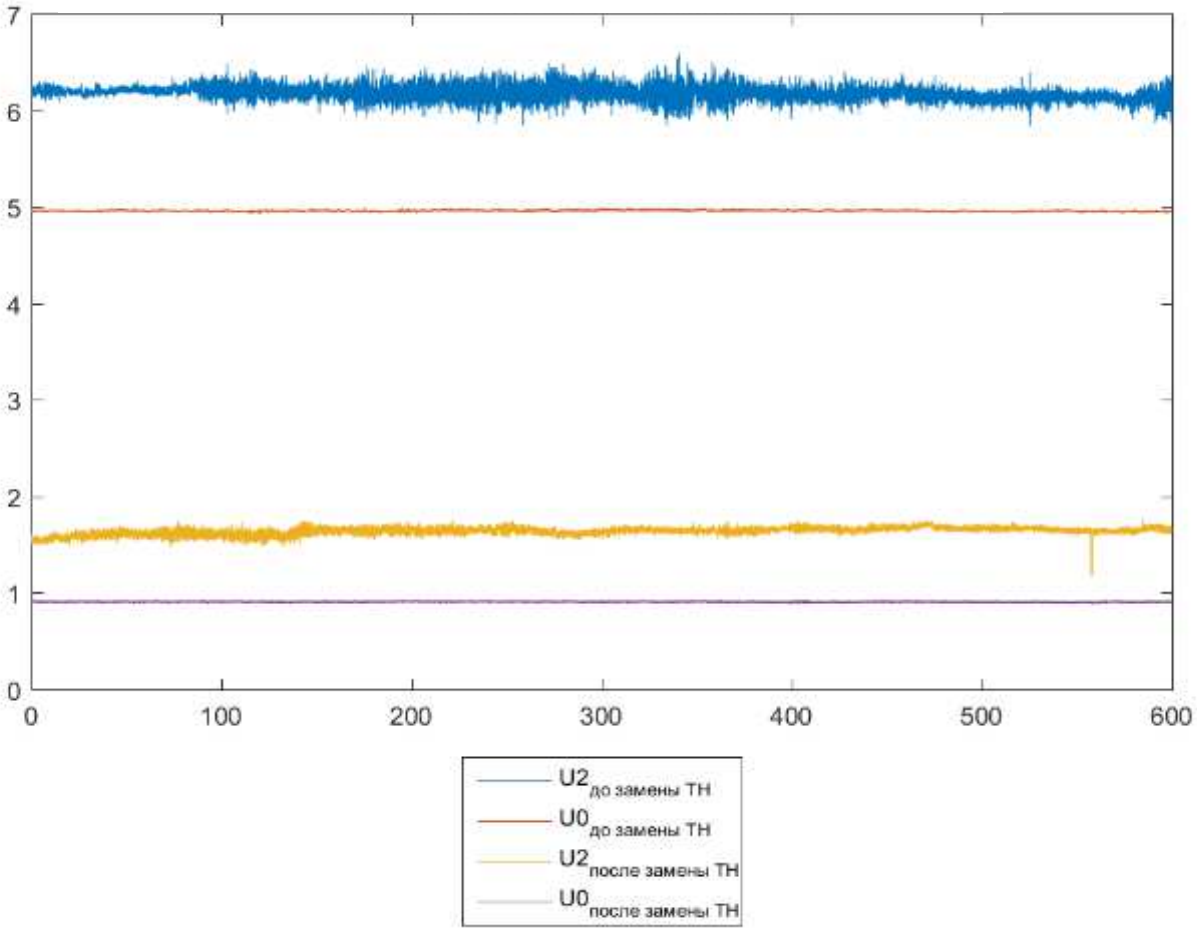
High frequency transients observed 8 minutes before CT failure (partial discharge in insulation)

Reference: [F]

Замена трансформаторов напряжения

ДО

ПОСЛЕ



Значения U2, U0

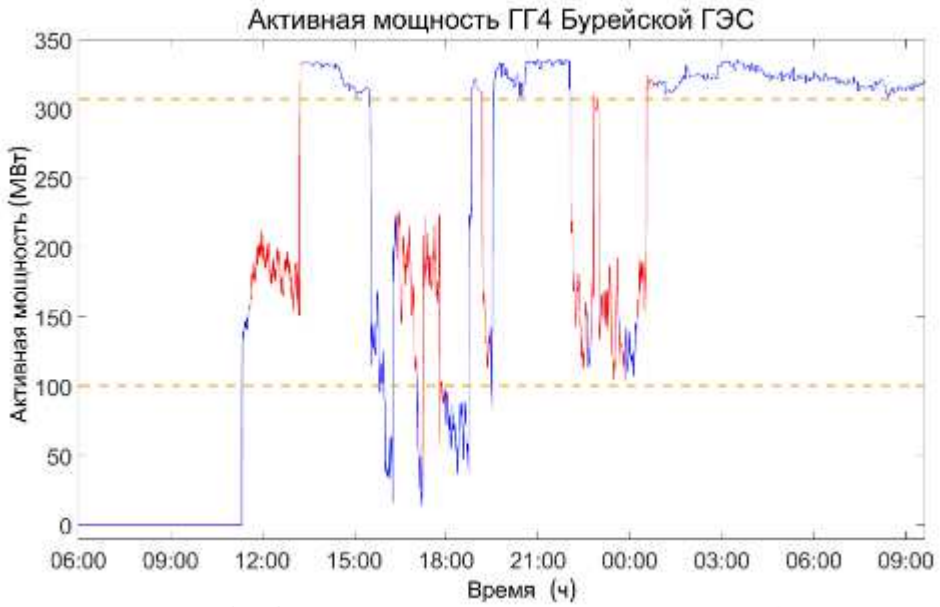
ДО / ПОСЛЕ

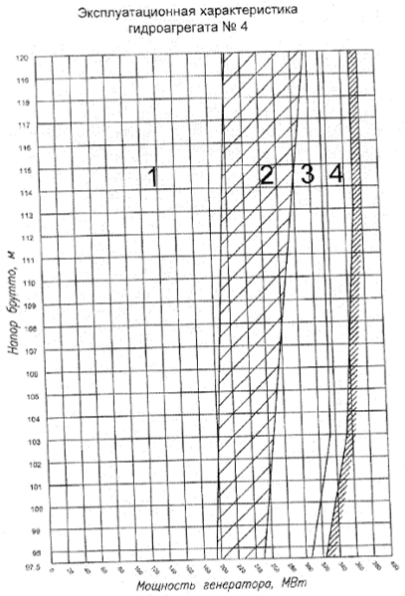
замены ТН

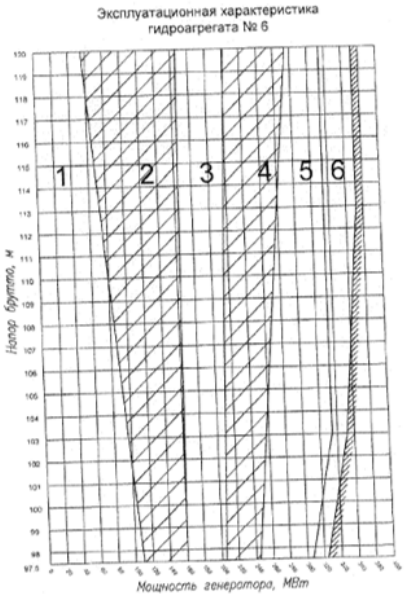
1) **наблюдаем проблемы, возникающие с ТН,**
2) **наблюдаем исчезновение проблем после замены ТН.**

!!! - при наличии необходимого инструментария данную информацию могут видеть специалисты объектов.

Практический опыт мониторинга НЧК: качания активной мощности с низким уровнем демпфирования на ГА-4 Бурейской ГЭС





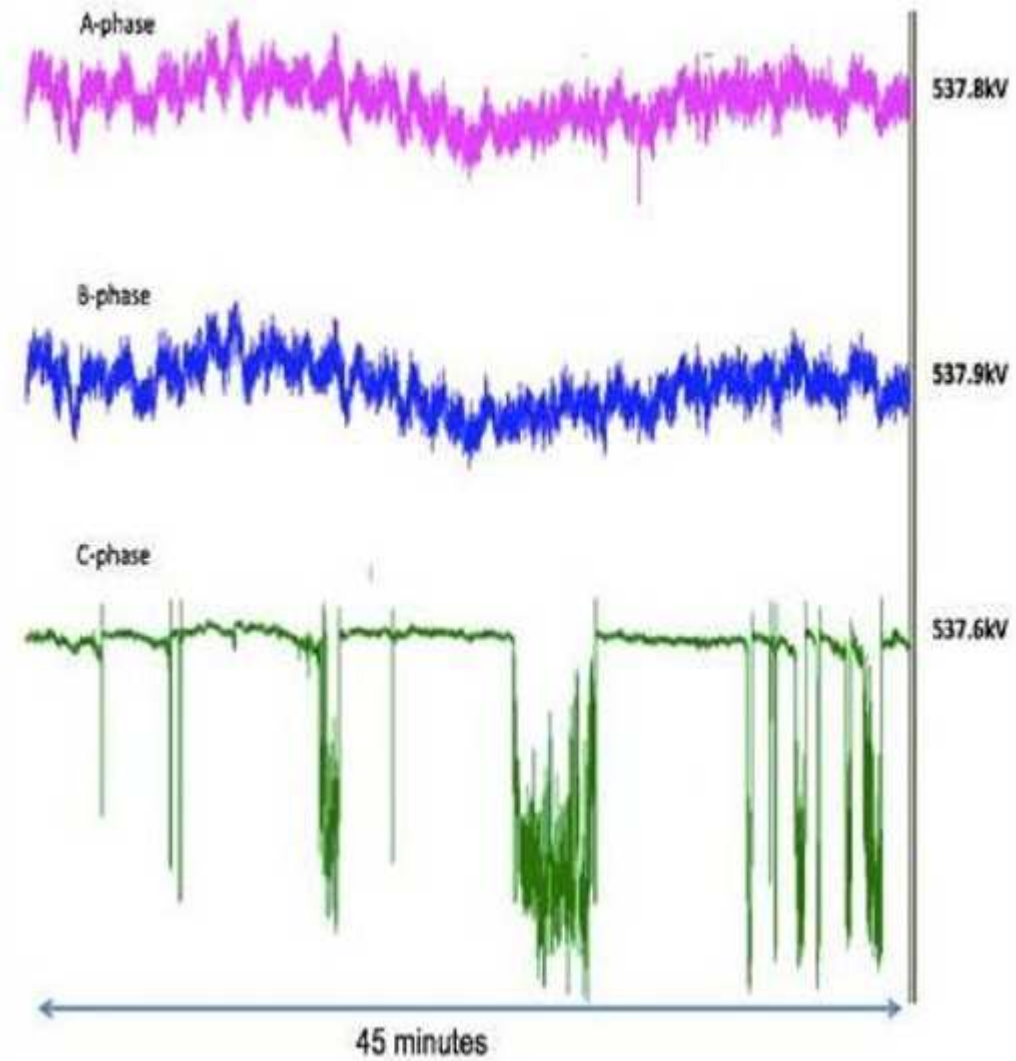


На ПС 500 кВ Амурская (ОЭС Востока) наблюдалась мода НЧК ПЭР с частотой 0.47 Гц, амплитудой 7 МВт по активной мощности, 6 мГц по частоте и значительно пониженным уровнем демпфирования 70 с. Для исследования причин возникновения НЧК проведен анализ загрузки Зейской ГЭС и Бурейской ГЭС в различных режимах работы. Определено, что резкое падение уровня демпфирования моды 0,47 Гц возникает при работе ГА-4 Бурейской ГЭС в диапазоне 100÷320 МВт.

На графике активная мощность ГА-4 Бурейской ГЭС отмечена красным цветом во время превышения демпфированием границы 10 с.

В результате проведенных Бурейской ГЭС совместно с заводом-изготовителем ОАО «Силовые машины» испытаний скорректирована эксплуатационная характеристика ГА-4 Бурейской ГЭС в части исключения диапазонов 70÷140 и 190÷220 МВт (при напоре воды 120 м) из зоны разрешенной работы.

Дефект трансформатора напряжения (пример США)



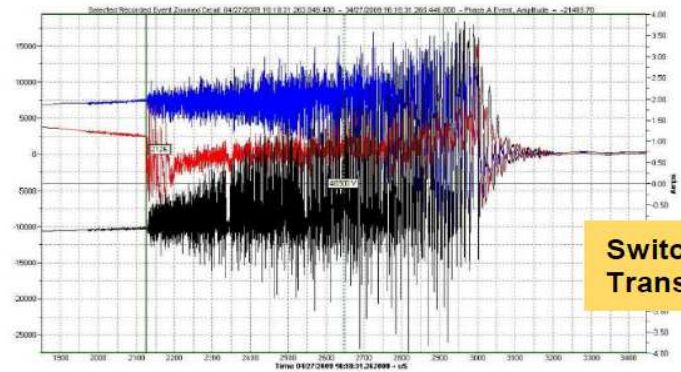
Зафиксированы колебания напряжения на емкостном ТН - свидетельствует об окончании срока службы конденсатора, скачки напряжения на одном конденсаторе увеличивают нагрузку других конденсаторов.

Отказ конденсатора емкостного ТН может стать причиной взрыва оборудования. По этой причине рекомендуется замена ТН в максимально короткие сроки.

В описываемом случае после срабатывания аварийного сигнала на реле в ходе осмотра ТН было обнаружено, что он находился в предаварийном состоянии.

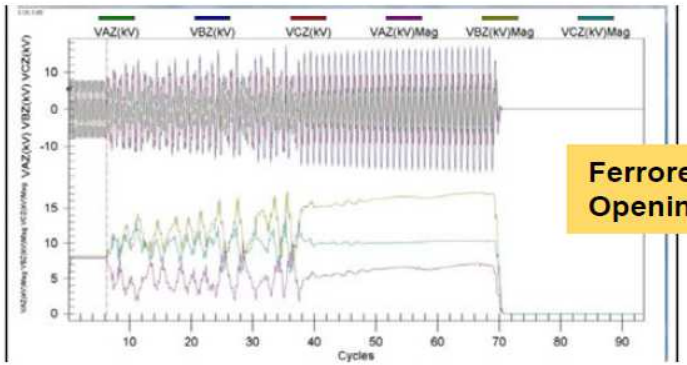
В компании Dominion сообщают, что данные PMU указали на признаки неизбежного отказа емкостного ТН за четыре дня до получения аварийного сигнала от SCADA-системы.

Дефект трансформатора напряжения (пример США)



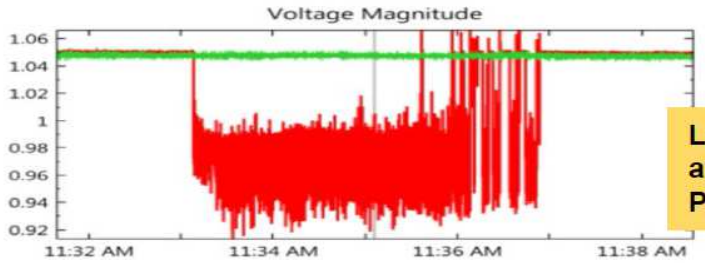
Switching Transients

Reference: [A]

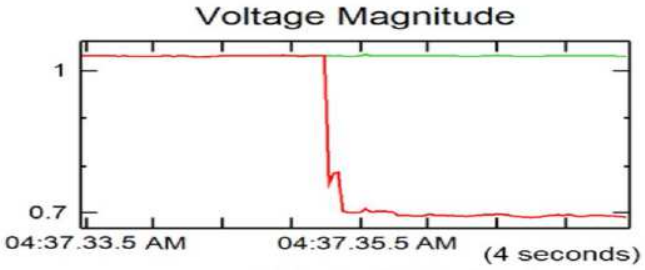


Ferroresonance – Opening Breaker

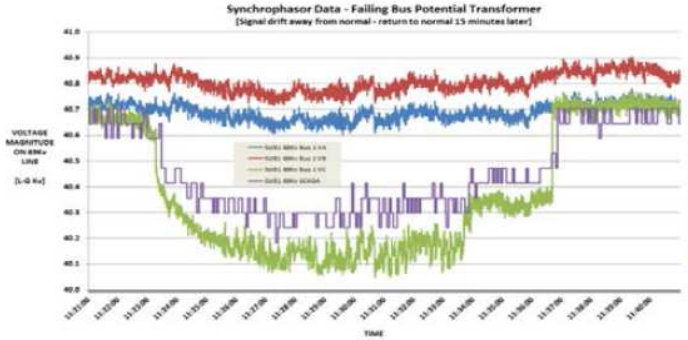
Reference: [C]



Loose Connection at PT feeding the PMU



Blown fuse on One Phase of PT



Internal Primary Winding Issue

Reference: [A]

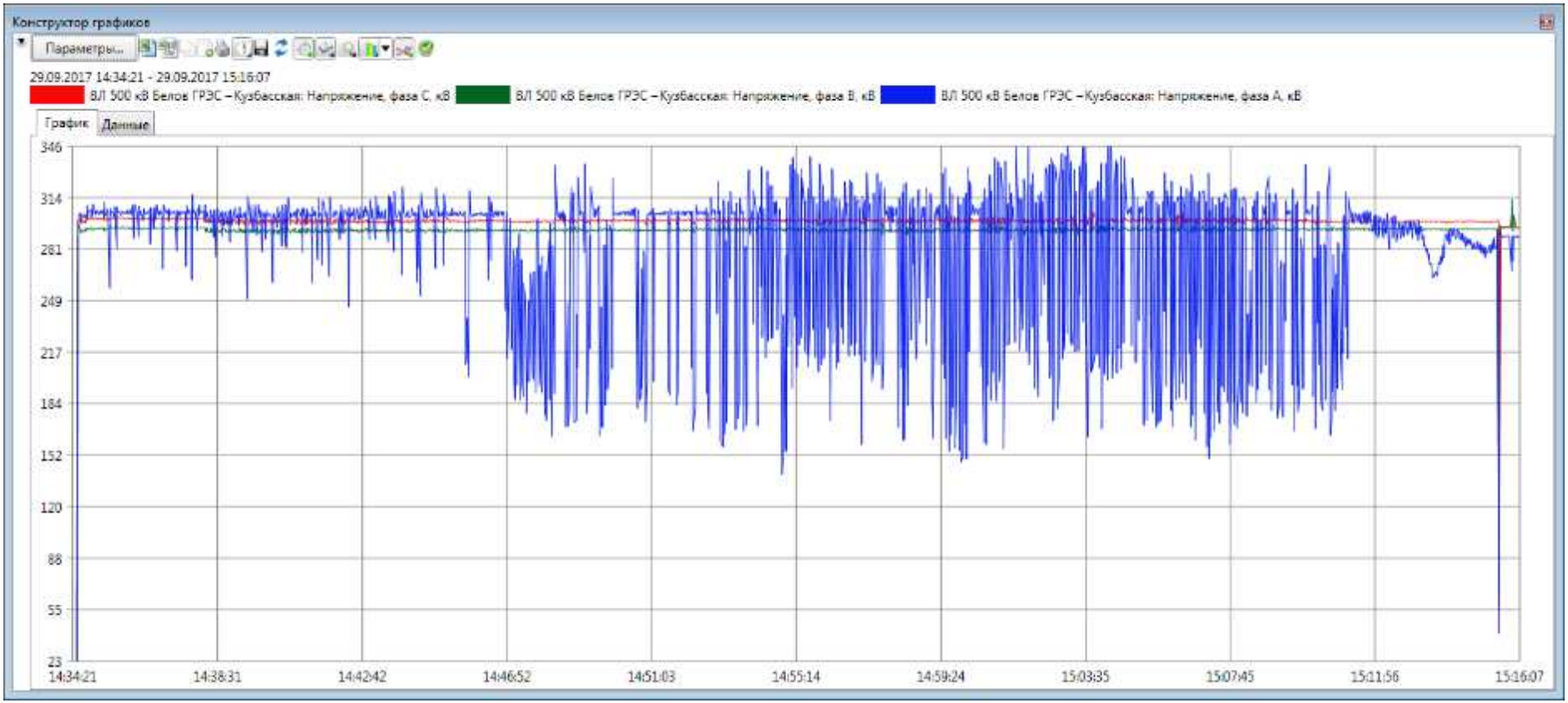
Фиксация кратковременного отклонения напряжения в одной из фаз ТН.

Возможные причины – дефект обмотки, состояние контактов, неисправный предохранитель в цепях напряжения.

Опасность – некорректная работа РЗА и средств измерений.

На базе СМПР электростанции может быть реализована автоматическая система выявления дефектов оборудования при коммутациях и неисправностей ТН и их вторичных цепей.

Неисправность разрядника ТН 500 кВ



1) Зафиксирована неисправность разрядника фазы «А» в схеме ТН.
2) Выводилась в ремонт в аварийный ремонт ТН-500 Кузбасская
3) ВЛ 500 кВ Беловская ГРЭС – Кузбасская из-за неисправности разрядника фазы «А» в схеме ТН

Информация по данному вопросу:

- **NASPI Technical Report**

Diagnosing Equipment Health and Mis-operations with PMU Data, May 2015
Технический отчет NASPI «Диагностика состояния оборудования и выявление неисправностей на основе данных СВИ»

- **Презентация Electric Power Group (конференция NASPI, 2018 г.)**

Substation Secondary Asset Health Monitoring and Management System

материалы могут быть направлены по запросу

РАСПОРЯЖЕНИЕ

05.04.2016 Москва № 44р

Об утверждении концепции
развития и применения технологии
синхронизированных векторных измерений

В целях развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений при выполнении задач оперативно-диспетчерского управления:

1. Утвердить Концепцию развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для повышения качества и надежности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на период до 2020 года (далее – Концепция) согласно приложению к настоящему распоряжению.
2. Директору по управлению режимами ЕЭС – главному диспетчеру Говоруну М.Н. и заместителю директора по автоматизированным системам диспетчерского управления Занину И.В. руководствоваться Концепцией в текущей производственной деятельности.
3. Признать утратившим силу распоряжение ОАО «СО ЕЭС» от 07.09.2015 № 87р «О создании рабочей группы».
4. Контроль за исполнением настоящего распоряжения оставляю за собой.

Заместитель Председателя Правления С.А. Павлушко

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

Концепция развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для повышения качества и надежности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на период до 2020 года

Москва
2016

В Концепции определены следующие перспективные направления развития и сформирован план работ по применению технологии СВИ для выполнения задач оперативно-диспетчерского управления:

- совершенствование технологических задач управления;
- информационная поддержка диспетчера по ситуационному анализу электроэнергетического режима энергосистемы;
- развитие комплексов противоаварийной и режимной автоматики.

Определены первоочередные задачи оперативно-диспетчерского управления:

1. Мониторинг НЧК с целью анализа причин их возникновения, идентификации источников НЧК, контроля колебательной устойчивости энергосистемы.
2. Анализ корректности работы системных регуляторов.
3. Верификация расчетных моделей оборудования и энергосистем, используемых в расчетных моделях СЭР и СРЗА, в том числе уточнение параметров схем замещения ЛЭП, силового оборудования и нагрузки потребителей, определение статических и динамических характеристик узлов нагрузки по данным СВИ.
4. Визуализация динамических процессов в энергосистеме.
5. Мониторинг разделения энергосистемы на изолированно работающие части.
6. Реализация управления по параметрам фазового угла в АРПМ, АЛАР.
7. Оценивание состояния электроэнергетического режима для расчетных задач (СМЗУ, ЦСПА).

Применение данных СМПР для задач электростанций

Выполнение в режиме ONLINE следующих задач:

- автоматическая достоверизация данных СОТИАССО и АИИС КУЭ (СМПР – система-арбитр);
- информационная поддержка решений оперативного персонала АЭС;
- мониторинг в режиме реального времени:
  - возникновения синхронных качаний активной мощности (ALARM);
  - работы систем регулирования, АРВ и СВ;
  - возникновения несимметричного режима (ALARM);
  - целостности цепей напряжения (ALARM);
  - режимов работы генераторов (автоматический отчет за час/смену/сутки);
  - мониторинг U(f), P(Q), S(U), Q(U);
  - статистический анализ работы генераторов;
  - динамики изменения погрешностей ТН;
- ПО визуализации данных СМПР/РАС/ТИ.

Спасибо за внимание

Дубинин Дмитрий Михайлович

Контактная информация:

dubinin@so-ups.ru, (495) 627-84-14

ОПТИМАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ PMU В ОЭС ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ В ЦСПА И СМЗУ

Беляева Е.В., Николаев А.В., Прихно В.Л.

ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ РАБОТЫ:

Цель работы: определение оптимального места расстановки PMU с использованием ОС (оценка состояния) ЭС и проверка полученных режимов в определении МДП и выбора УВ.

Работы за рубежом и в нашей стране:

Power system observability with minimal phasor measurement placement T.L. Baldwin, L.Mili… USA IEEE TOPS may 1993

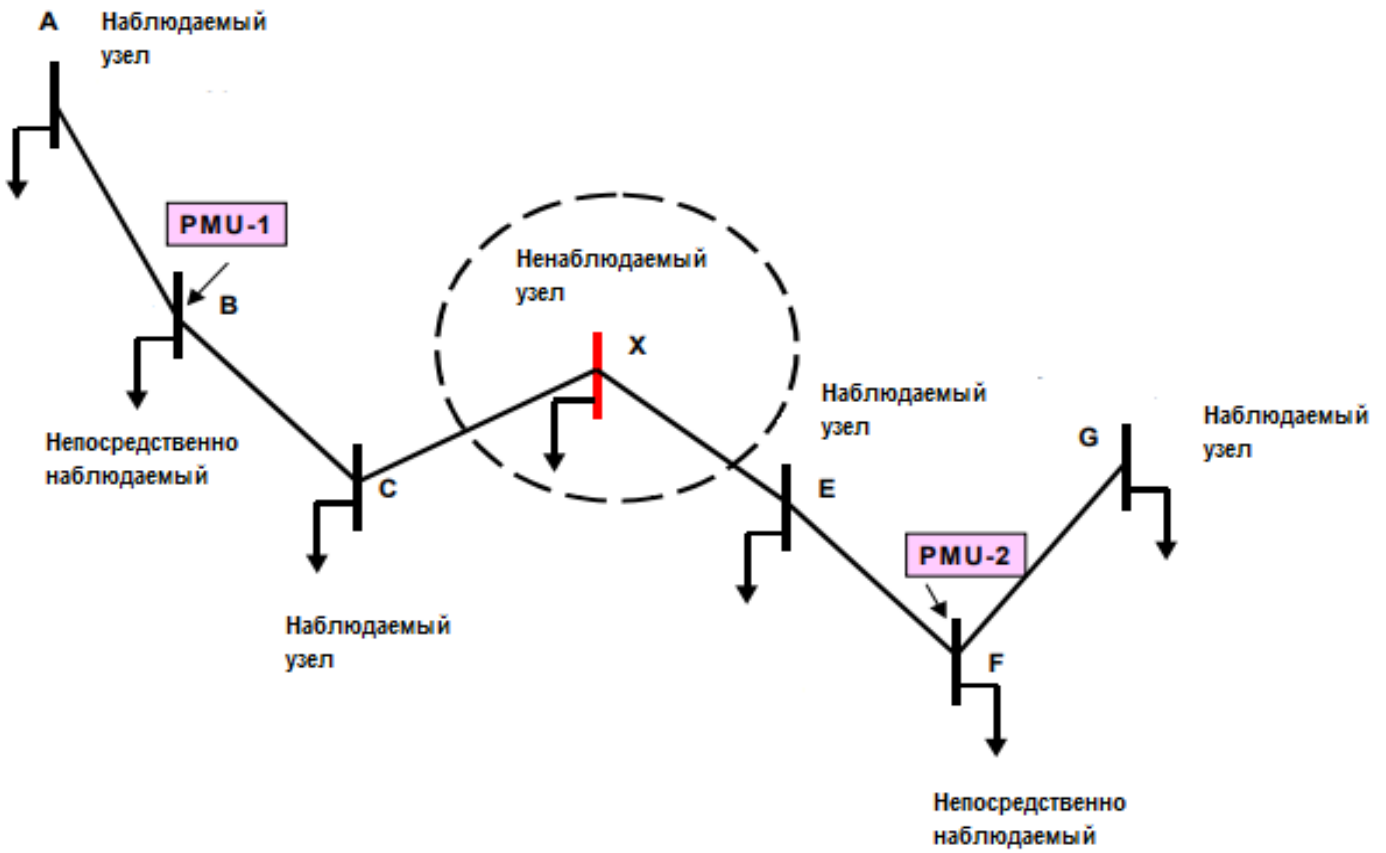
PMU Placement for Power System Observability using Integer Linear Programming 1Madhavi Kavaiya, 2Kartik Pandya 1Electrical Department, ITM Universe, Vadodara, India 2Electrical Department, Charusat University, Changa, India Jan. 2014

Chakrabarti, E. Kyriakides, D.G. Eliades, "Placement of Synchronized Measurements for Power System Observability," Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.24, no.1, pp.12-19, Jan. 2009

Коркина Елена Сергеевна. Развитие методов оценивания состояния ЭЭС на основе интеграции данных SCADA и PMU : диссертация ... кандидата технических наук

Я.И. Кузькина. Обеспечение топологической наблюдаемости ЭЭС на основе синхронизированных векторных измерений Системные исследования в энергетике / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 45. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – 218 с.

ФОРМУЛИРОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ

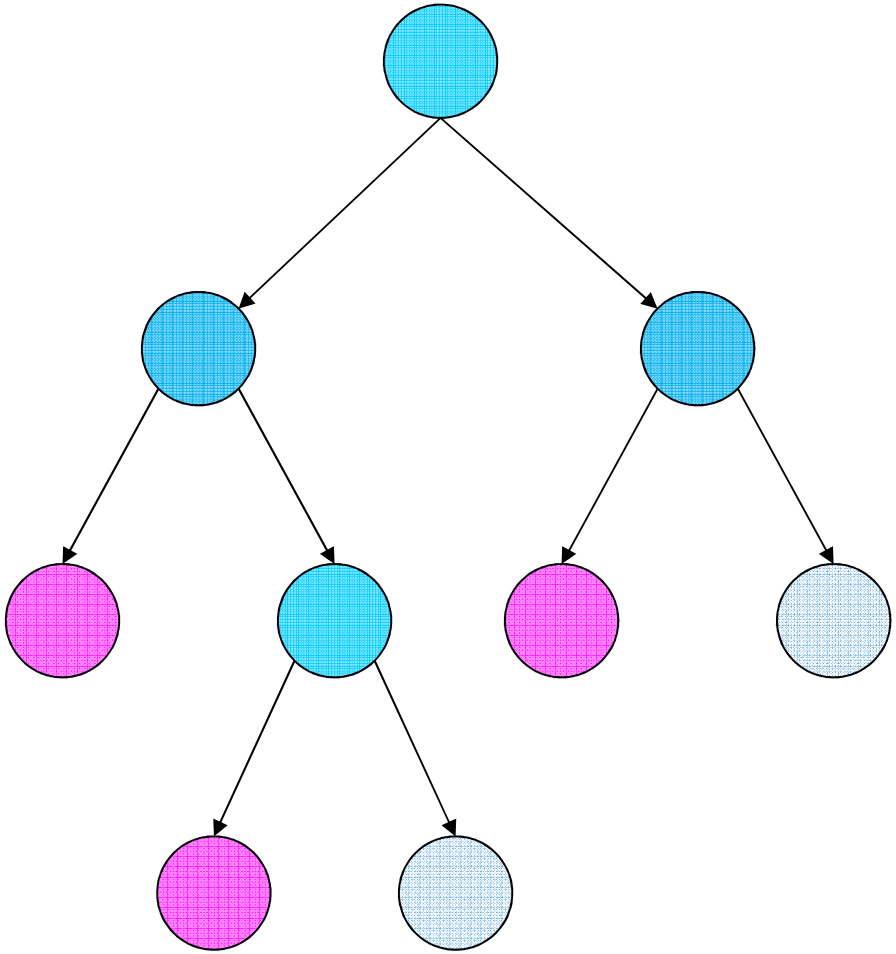


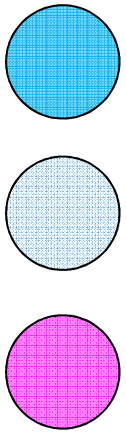
$$\sum_{j=1}^{N} u_j \rightarrow min,$$

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

МЕТОД ВЕТВЕЙ И ГРАНИЦ

Дерево ветвлений:





- *ветвление*

- *подзадача*

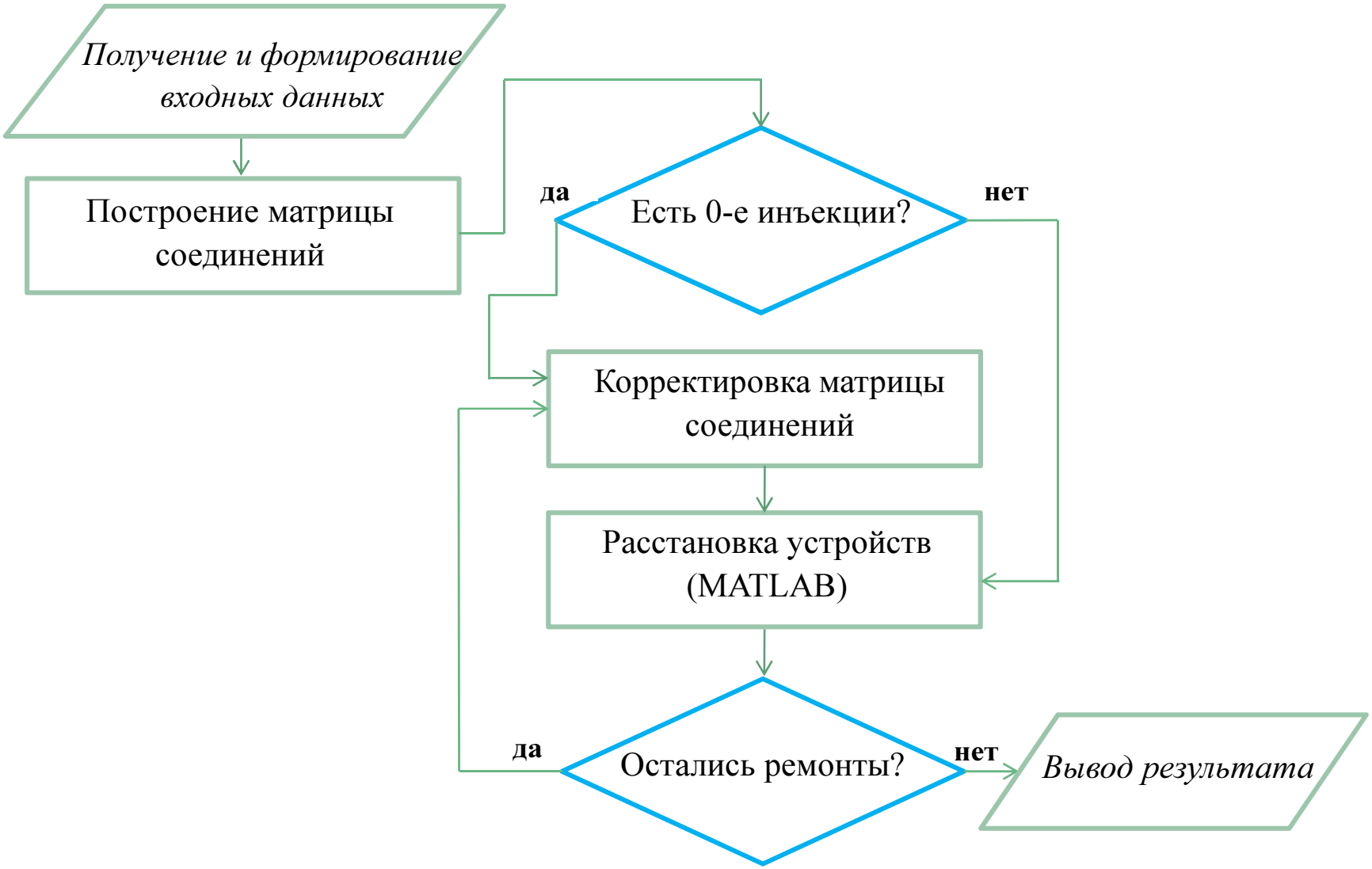
- *отсеянная подзадача*

• *не имеет решения*

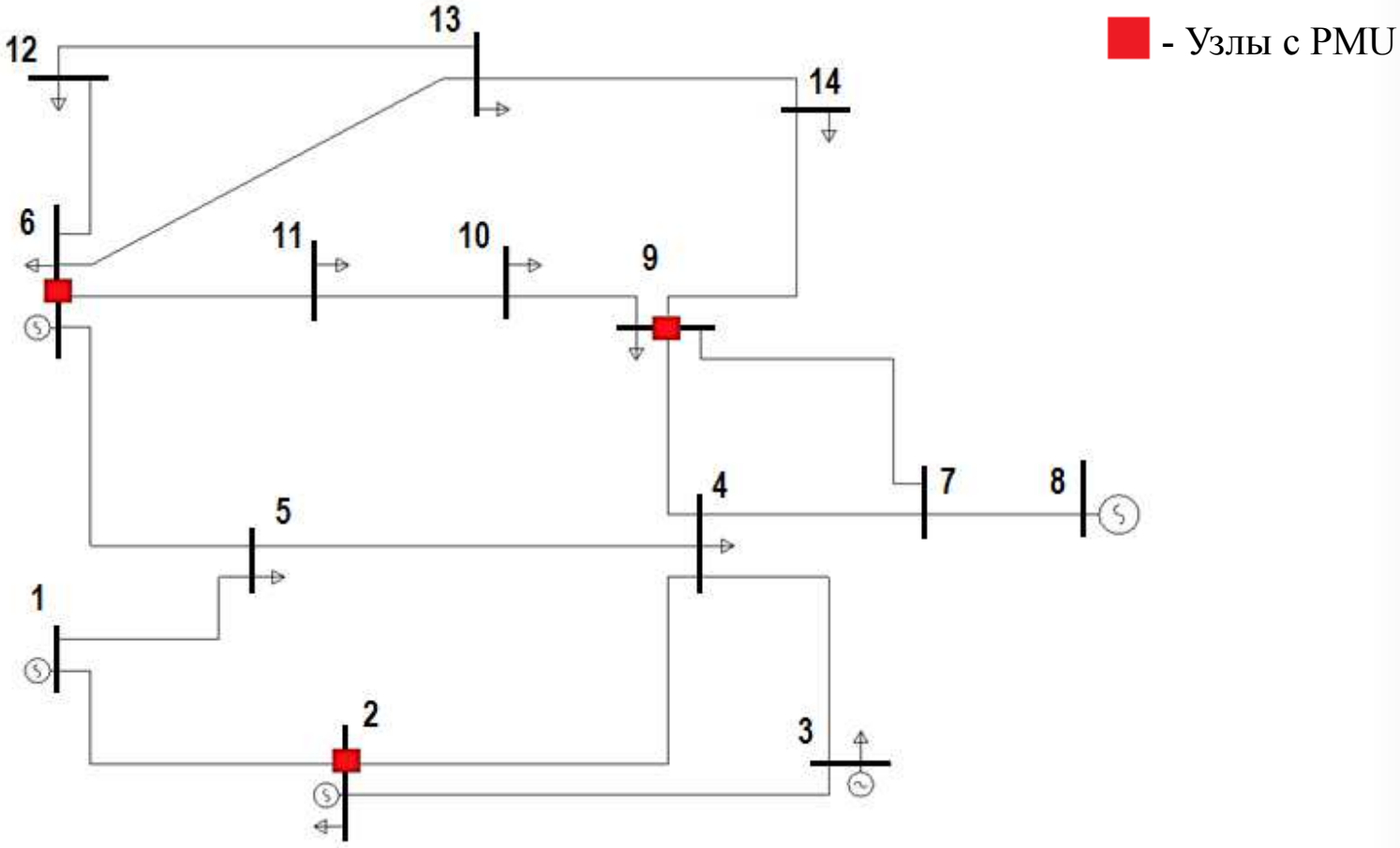
• *оптимум найден*

•*оптимум не лучше найденного*

БЛОК-СХЕМА АЛГОРИТМА РАССТАНОВКИ PMU в Matlab:

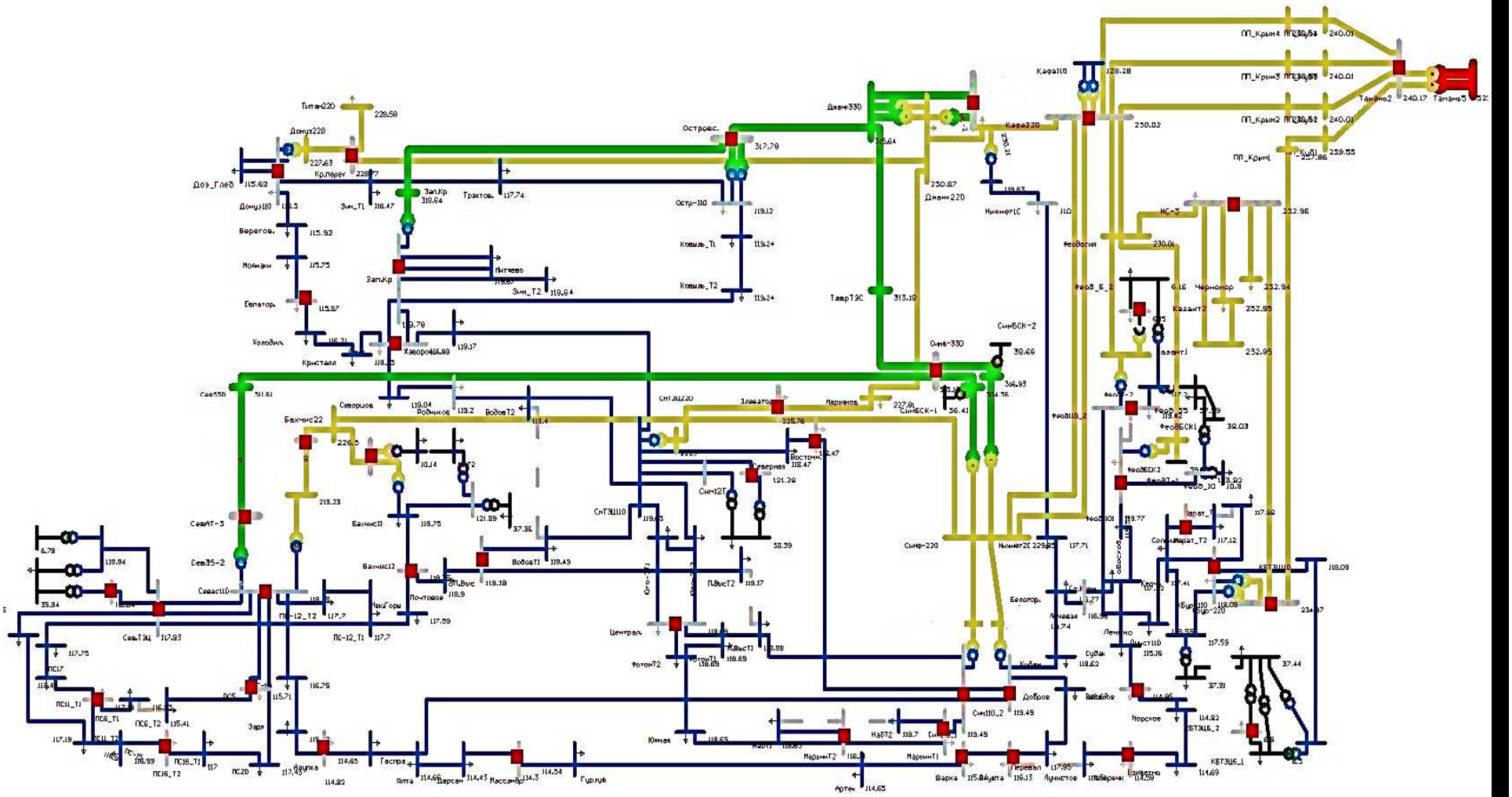


РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ПРОГРАММНОГО МОДУЛЯ:



Расстановка PMU в тестовой схеме IEEE 14 bus-system

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ПРОГРАММНОГО МОДУЛЯ:



Расстановка PMU в схеме Крымской ЭС

ОС В ПВК КОСМОС+

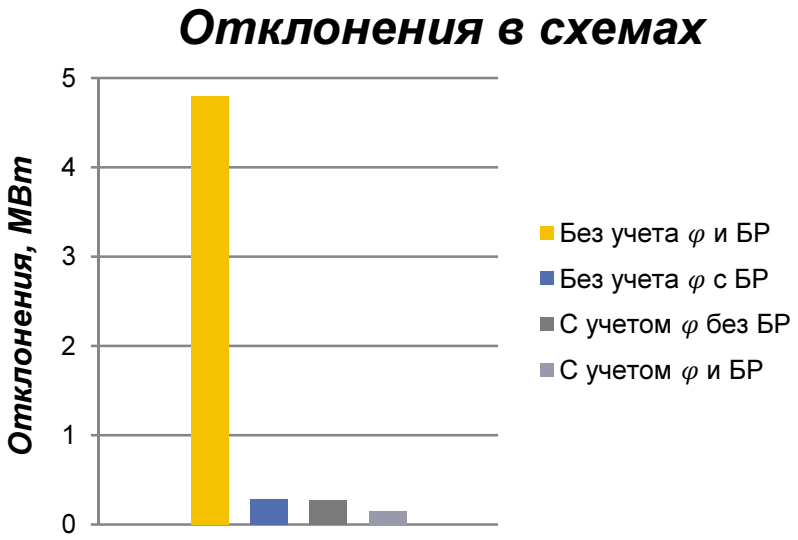
В расчетном модуле были внесены следующие изменения:

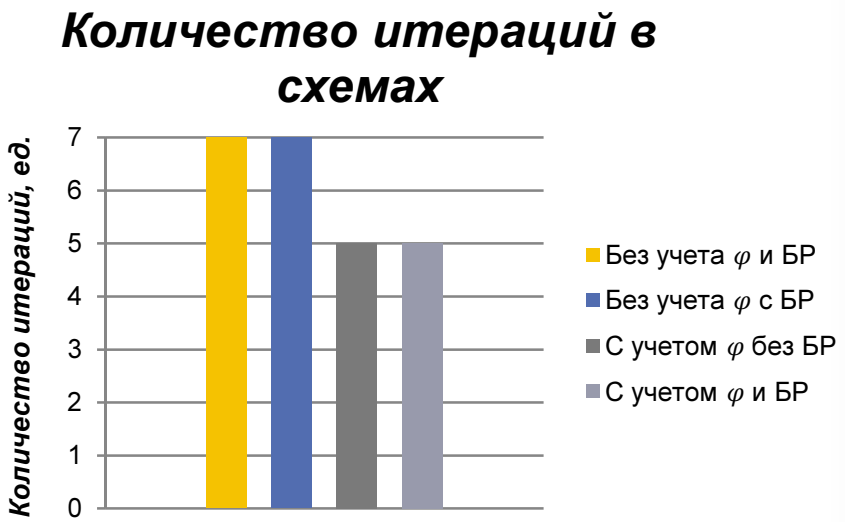
- обеспечено выполнение оценивания в полярных координатах и разработан новый модуль расчета производных измеряемых величин по модулям и фазам напряжений узлов;
- разработан модуль определения весовых коэффициентов для измерений фаз углов;
- обеспечен учет измерений углов в подсистеме анализа наблюдаемости;
- 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:

- 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.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ ОС





- В схемах без измерений фаз и без применения БР результат оценивания имеет наихудший результат.
- Измерения фаз позволяет точнее оценить режим в условиях бракованных ТИ и ТС.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ МДП ЭС КРЫМА:

Схема	$P_{тек}$, МВт	$P_{пр}$, МВт	$P_{МДП}$, МВт
Нормальная схема	**688**	**1014**	**932**

№ п/п	№ схемы	ОС с измерениями PMU					
		$P_{тек}$, МВт	Откл,%	$P_{пр}$, МВт	Откл,%	$P_{МДП}$, МВт	Откл,%
1	1	688	0	1012	0,2	928	0,42
2	2	690	0,3	1017	0,3	932	0
3	3	769	11	978	3,55	898	3,64

№ п/п	№ схемы	ОС с измерениями SCADA					
		$P_{тек}$, МВт	Откл,%	$P_{пр}$, МВт	Откл,%	$P_{МДП}$, МВт	Откл,%
4	4	502	27	765	25	701	25
5	5	700	1,8	1002	1,2	918	1,5
6	6	795	16	972	4,2	846	9

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫБОРА УВ в ЭС КРЫМА:

АП - отключение ВЛ 220 кВ Тамань-Кафа ц1

с измерениями PMU	с измерениями SCADA
Опасное сечение: **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**	Опасное сечение: 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

ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР ЭНЕРГОСЕРВИС

ПРИМЕНЕНИЕ УСВИ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ, ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Мокеев Алексей Владимирович

Совместное заседание секций НП «НТС ЕЭС»: «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», «Управления режимами энергосистем РЗиА» и «Стандартизация в электроэнергетике»

Москва, 10 октября 2018 г.

Установка даже небольшого количества УСВИ в составе АСТУ позволит существенно повысить оценку состояния энергосистемы. Массовое же применение устройств с поддержкой технологии СВИ позволит создать в перспективе автоматизированные системы управления нового поколения WACS.

УСВИ можно рассматривать как логическое развитие МИП телемеханики.

Российские производители готовы начать массовое производство устройств с поддержкой технологии СВИ, которые сопоставимы с МИП телемеханики как по массогабаритным показателям, так и по стоимости.

Основная проблема: отсутствие поддержки отечественными ПТК АСТУ устройств с поддержкой СВИ, а также в отсутствии взаимодействия между СМПР и АСТУ.

В сложившейся ситуации целесообразно использовать УСВИ как в составе СМПР, так и в АСТУ. В качестве примера рассмотрим систему сбора и передачи данных, реализованную на одной из ПС 330 кВ.

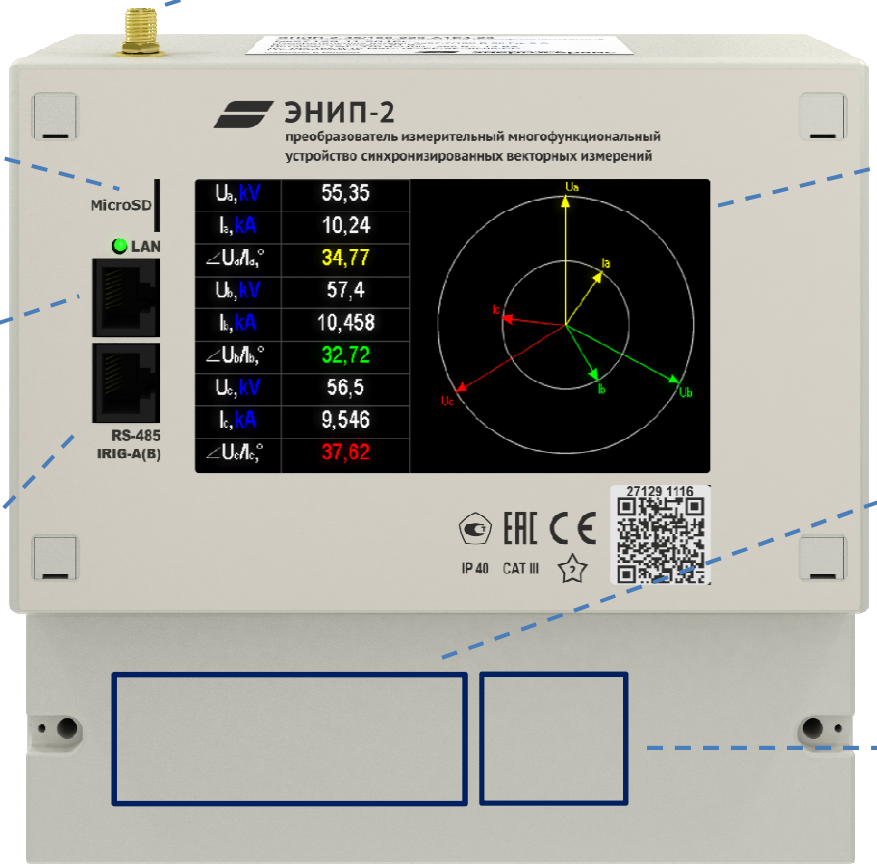
ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ УСВИ ДЛЯ СМПР И АСТУ

Встроенный ГЛОНАСС/GPS приемник

Накопитель:
– Архив измерений
– Осциллограммы

Ethernet 100BASE-T:
– C37.118.2
– МЭК 104
– Modbus
– FTP

Внешний источник синхронизации



Сенсорная панель:
– Отображение измерений
– Диагностика
– Настройка параметров

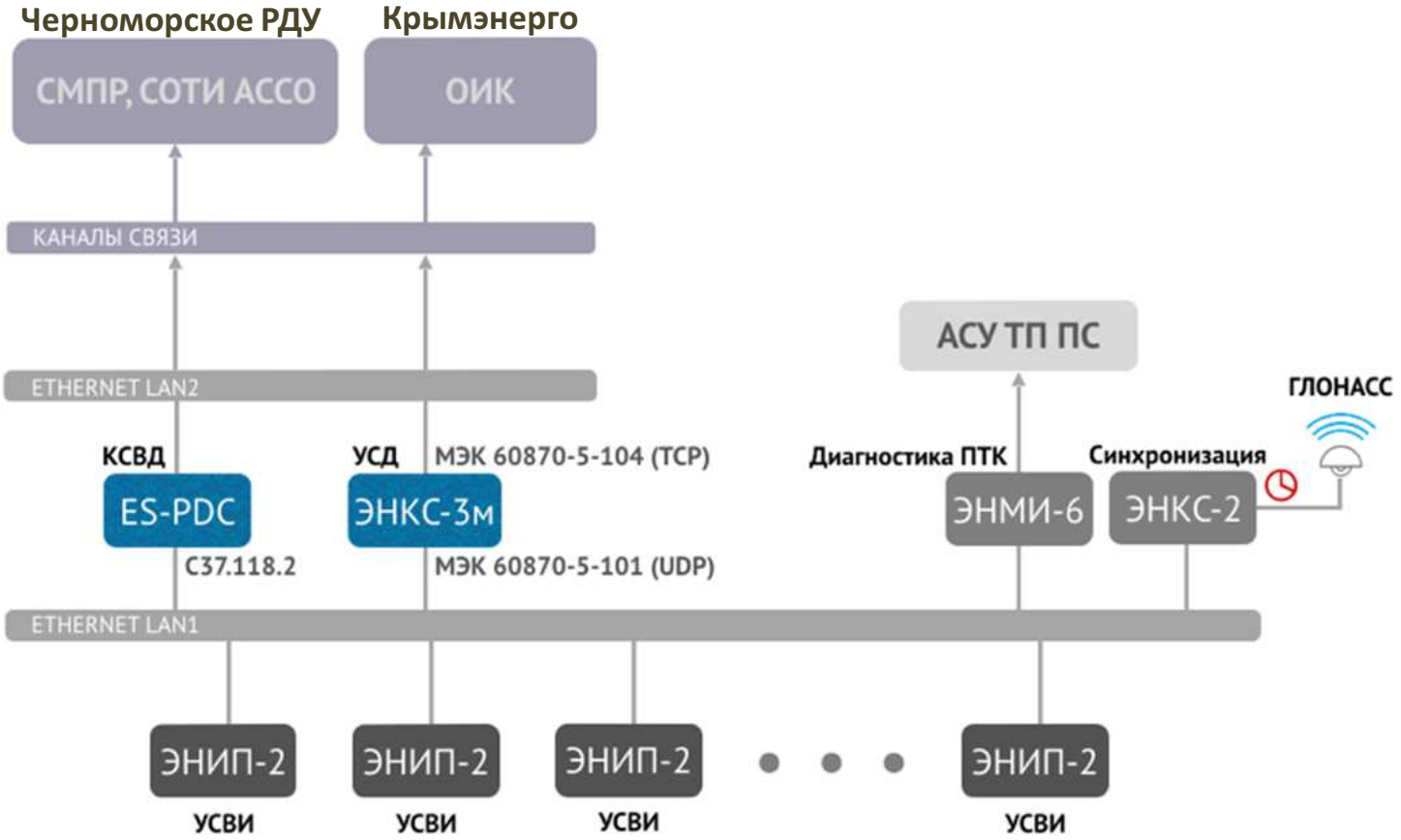
Измерительные входы:
– Аналоговые цепи
– SV поток (IEC 61850-9-2LE)

Дискретные входы/выходы

Компактные габаритные размеры: 166 x 161 мм

ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ УСВИ ДЛЯ СМПР И АСТУ

ПС СИМФЕРОПОЛЬСКАЯ 330 КВ



15 УСВИ ЭНИП-2: на ВЛ и ОВ 110 (9), 220 (4), 330 (2) кВ
КСВД ES-PDC: 360 параметров 50 раз/сек; хранение 60…180 суток, FTP-доступ к линейным архивам;
Синхронизация времени — **ЭНКС-2** (ГЛОНАСС).
Передача ТИ в СОТИ АССУ, ОИК, АСУ ТП — **ЭНКС-3м** (135 ТИ)
Диагностика ПТК — ЭНМИ-6
Основной и резервный каналы.

СИСТЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

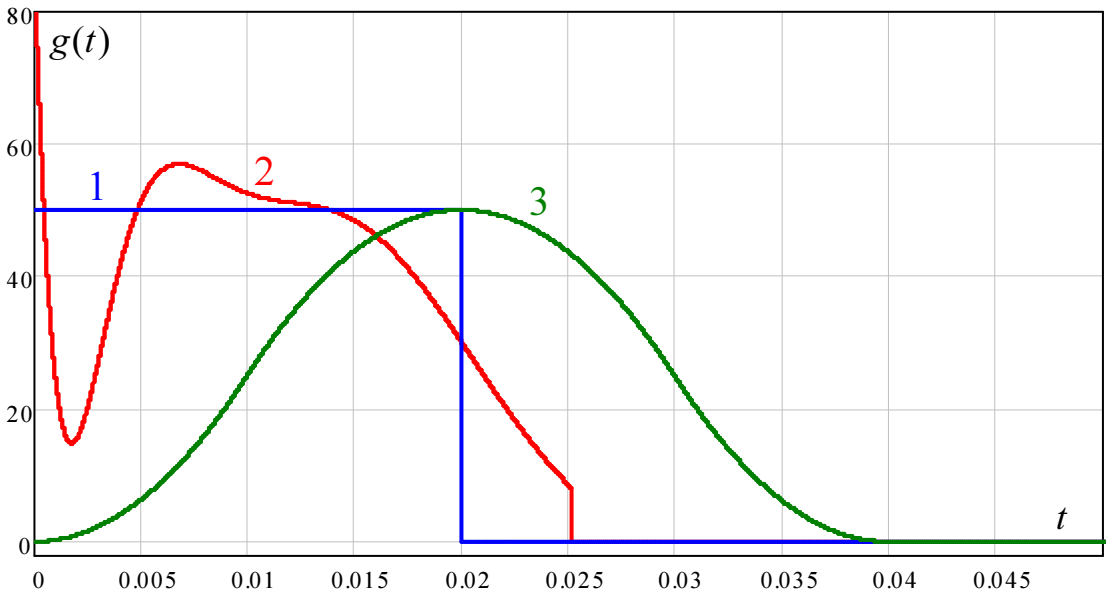
Тенденции УРЗА ведущих мировых производителей: наличие встроенного УСВИ.

МЭК 61850-90-5: : передача синхровекторов (R-SPH), GOOSE-сообщений (R-GOOSE) и выборочных значений тока и напряжения (R-SV).

Особенности и требования к УСВИ для реализации устройств РЗА

- повышения быстродействия и снижение требований по точности обработки сигналов (TVE=3;5;10 %);
- обеспечение правильной работы в условиях интенсивных электромагнитных и электромеханических переходных процессов;
- повышение темпа передачи синхровекторов (≥1000).

Необходимо увеличивать количество тестовых испытаний, соответствующих сложным электромеханическим и электромагнитным переходным процессам.



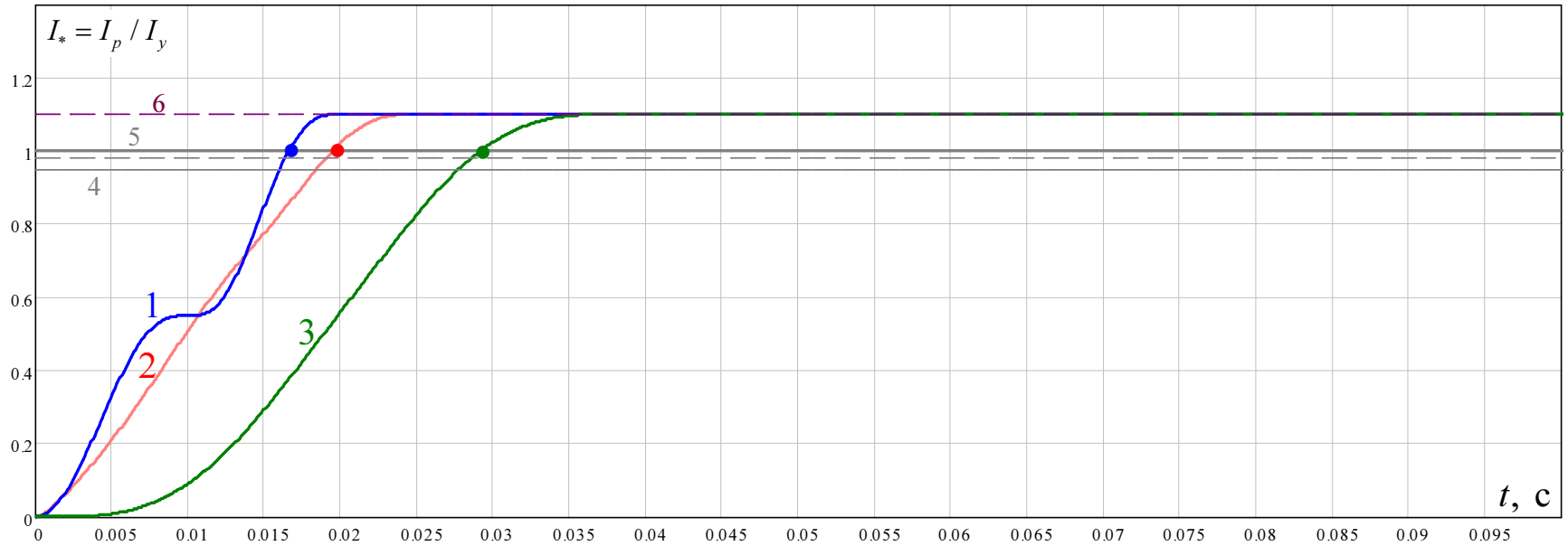
Импульсные функции усредняющих фильтров УСВИ:

1 – фильтр с прямоугольным окном (алгоритм Фурье)

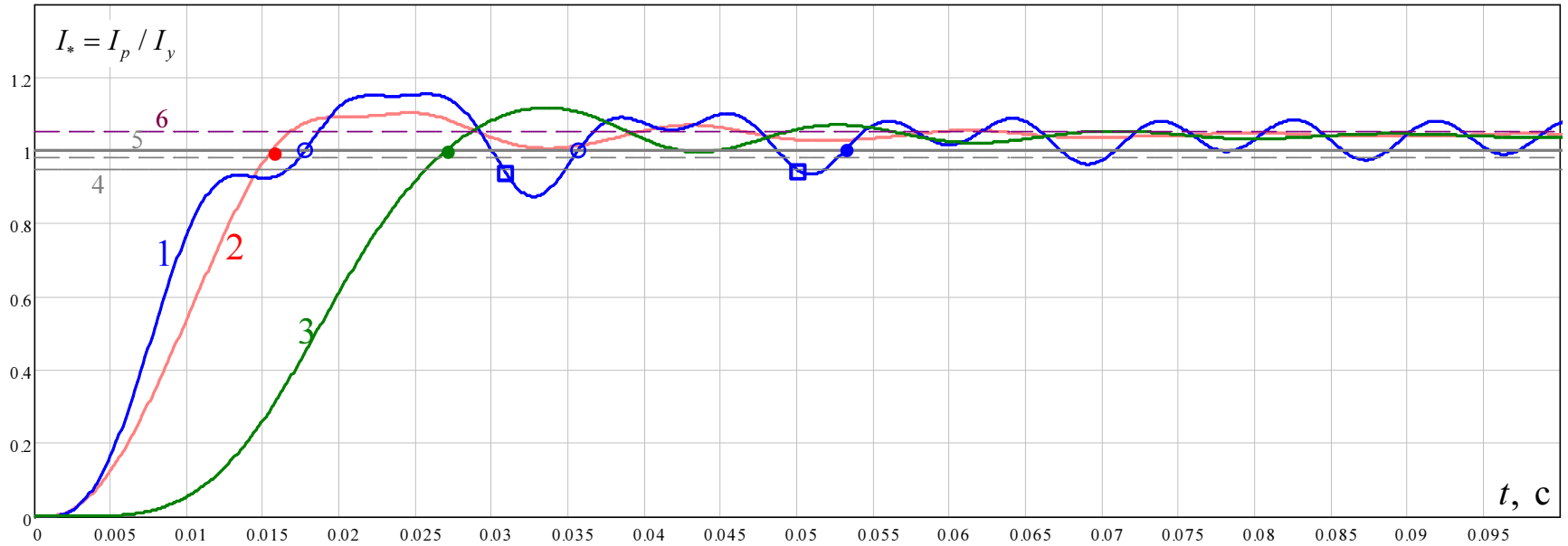
2 – специально синтезированный фильтр

3 – фильтр в ENMU

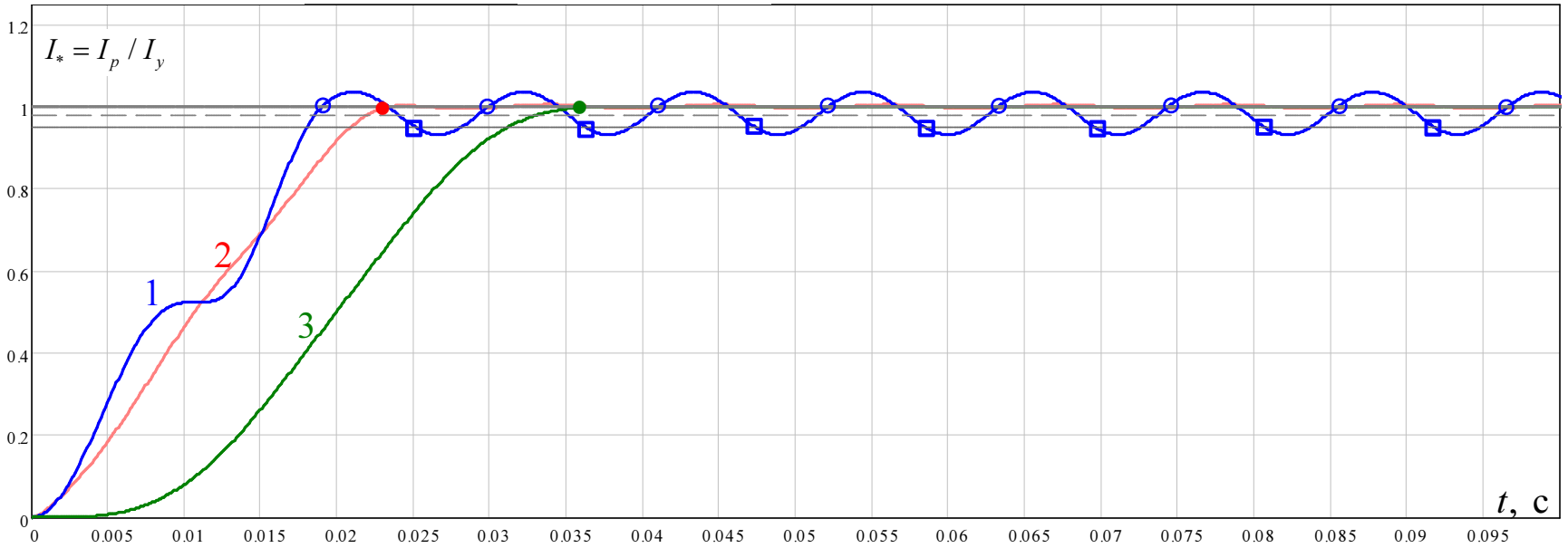
$i(t) = I_m \sin(2\pi 50t)$ $I_p = 1{,}1 I_y$ $k_в = 0{,}95\ (0{,}98)$



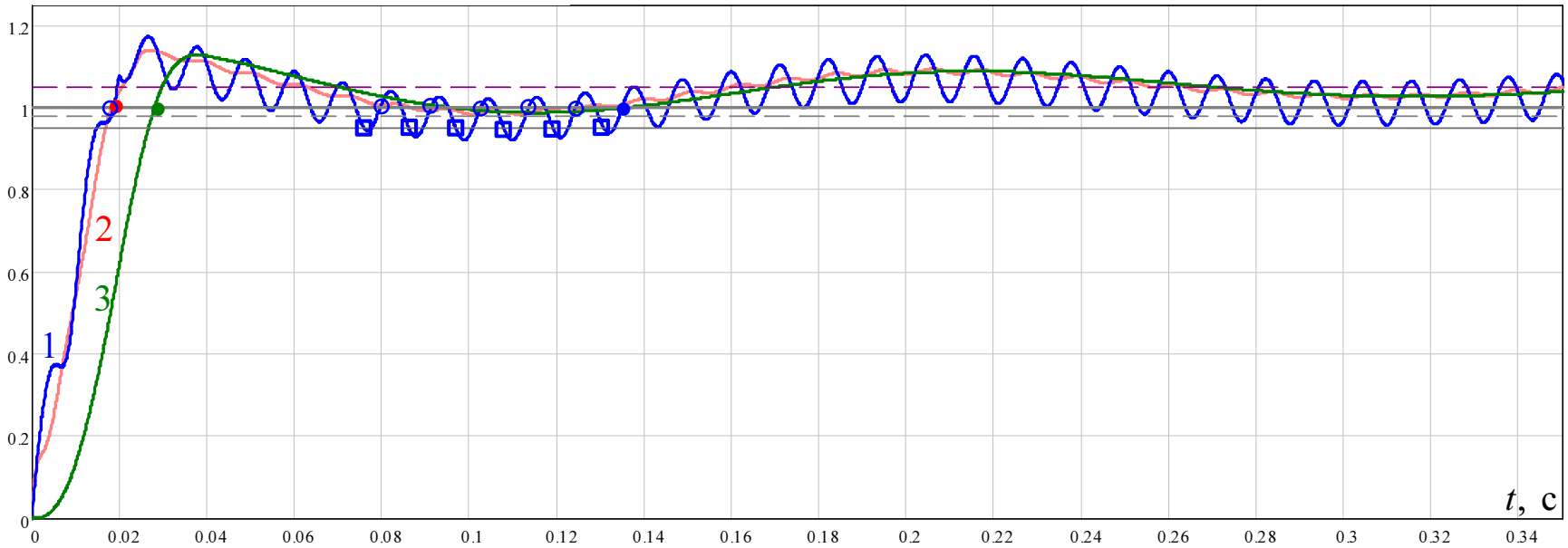
$i(t) = I_m \cos(2\pi 55t) - I_m e^{-45t}$ $I_p = 1{,}05 \cdot I_y$ $k_в = 0{,}95$



$i(t) = I_m \sin(2\pi 45t)$ $I_p = I_y$ $k_в = 0{,}95$



$i(t) = I_m \left(1 + e^{-5t} \cos(2\pi 5t)\right) \cos(2\pi 45t)$ $I_p = 1{,}05 \cdot I_y$ $k_в = 0{,}95$



УСТРОЙСТВО СОПРЯЖЕНИЯ С ШИНОЙ ПРОЦЕССА

ENMU: *преобразователь аналоговых сигналов*
(SAMU, Stand-Alone Merging Unit**)**

Подключение к измерительной и релейной обмоткам ИТТ.

Дополнительно реализованы функции ***телеизмерений***, ***регистратора аварийных событий*** и ***PCMU*** (Phasor Control and Measurement Unit), ***концентратора векторных данных***.

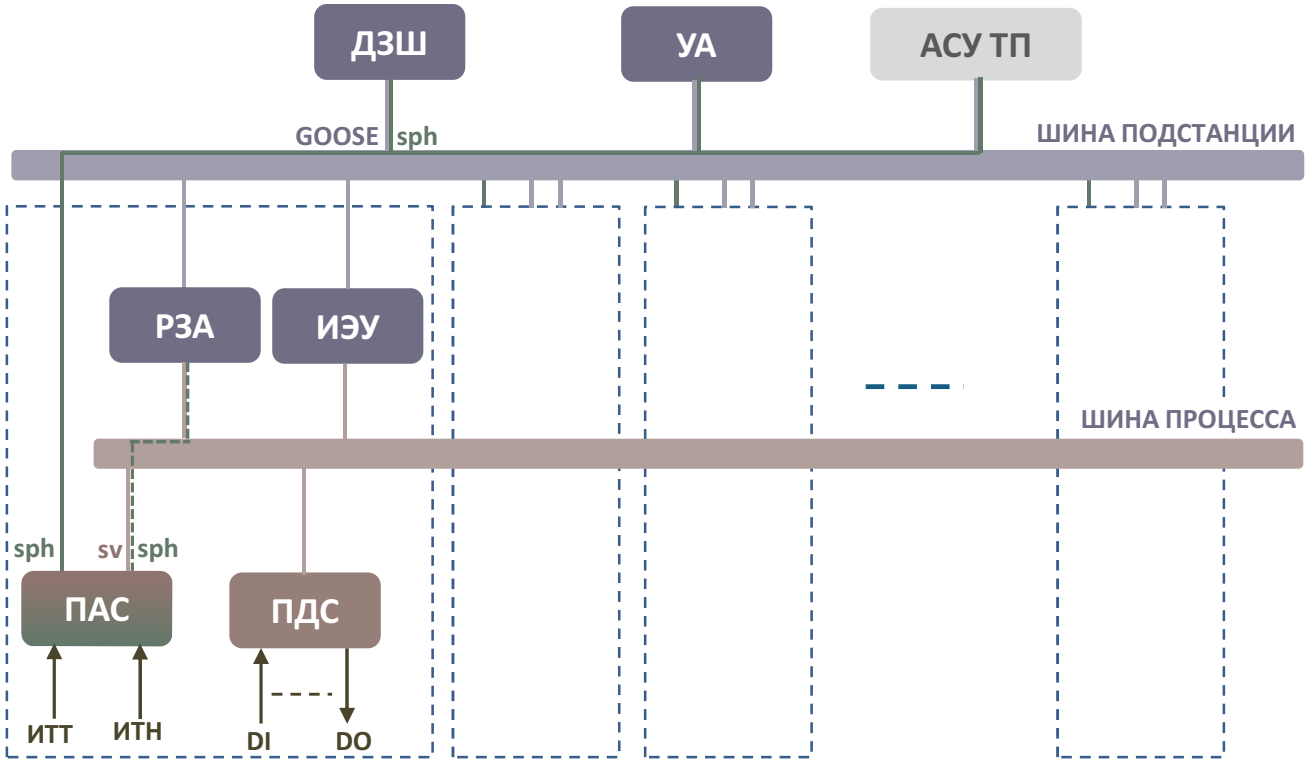
3 порта Ethernet 100Base-T/FX

Формирование и одновременная передача

- *3 потоков SV* (sv256, sv80m, sv80r),
- *синхронизированных векторных измерений* IEEE C37.118.2,
- *передача телемеханической информации* МЭК 60870-5-104.

Синхронизация времени
оптический интерфейс SYNC (PPS или IRIG-A/B) или PTP.

СИСТЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ



Использования СВИ для реализации устройств РЗА отдельных присоединений, дифференциальной защиты шин (ДЗШ), устройствами автоматики управления нормальными и аварийными режимами, а также для АСУ ТП подстанции.

Благодарим за внимание!

Мокеев Алексей Владимирович
зам. генерального директора, д.т.н.
ООО ”Инженерный центр ”Энергосервис”,
a.mokeev@ens.ru, *http://www.enip2.ru*

Родионов Андрей Вячеславович
начальник отдела разработки программно-технических комплексов
a.rodionov@ens.ru, *http://www.enip2.ru*

Практический опыт использования облачных технологий для сбора данных от PMU энергообъектов

Гайдамакин Фёдор АльтероПауэр
Родионов Андрей ИЦ Энергосервис

Опыт с NE ISO США

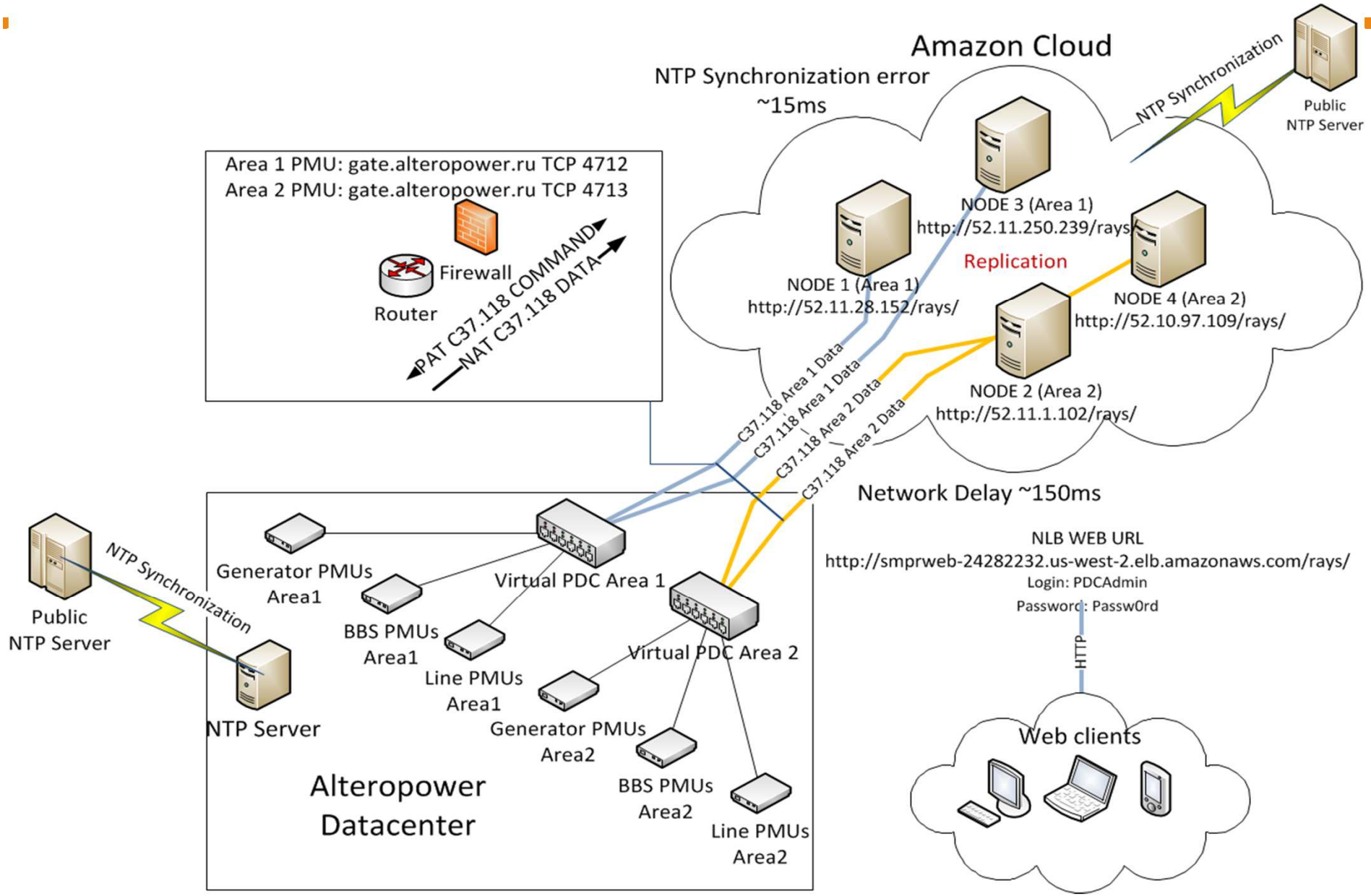
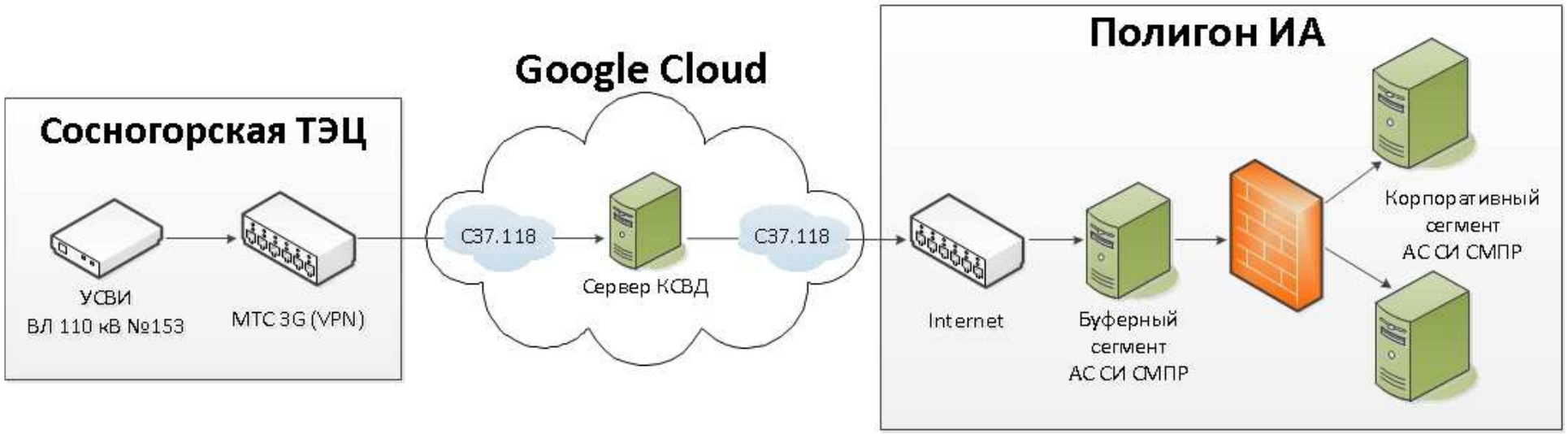


Схема эксперимента



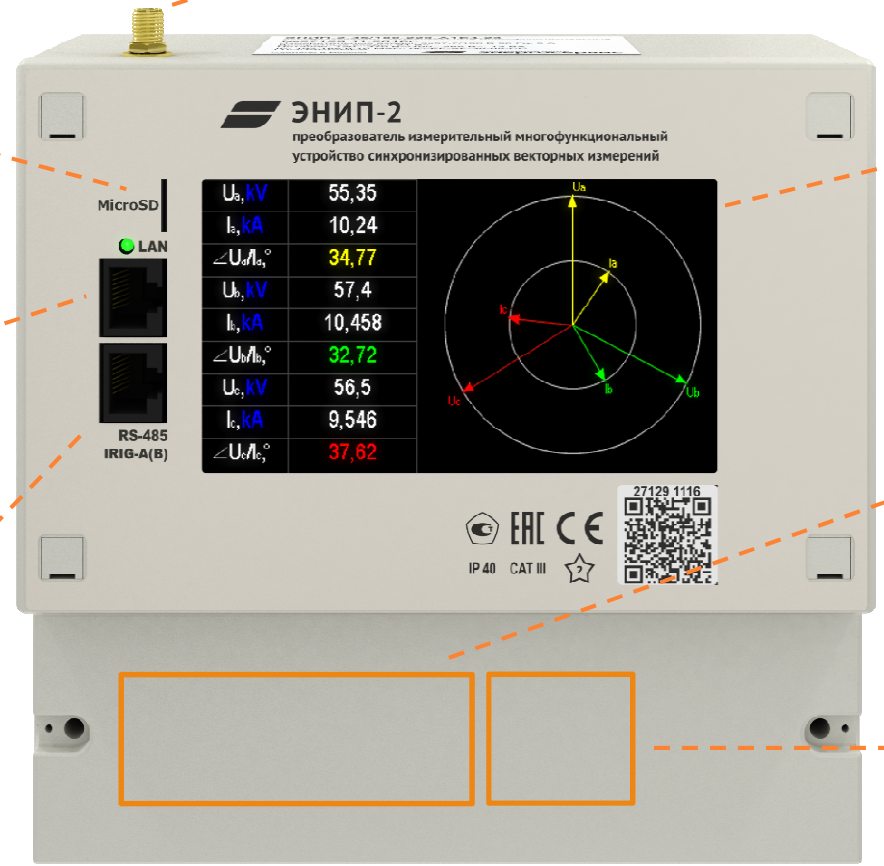
“ЭНИП-2” многофункциональное УСВИ

Встроенный ГЛОНАСС/GPS приемник

Накопитель:
– Архив измерений
– Осциллограммы

Ethernet 100BASE-T:
– C37.118.2
– МЭК 104
– Modbus
– FTP

Внешний источник синхронизации



Сенсорная панель:
– Отображение измерений
– Диагностика
– Настройка параметров

Измерительные входы:
– Аналоговые цепи
– SV поток (IEC 61850-9-2LE)

Дискретные входы/выходы

Компактные габаритные размеры: 166 x 161 мм

Параметры

- 14 телеизмерений, 45,6 кбит/сек
- Задержка (средняя) поступления данных между УСВИ и облаком = 250мс

Cyber Security

- VPN средствами мобильного оператора (опционально VPN на 4g роутере)
- HTTPS при доступе клиентов к облаку
- Аутентификация и авторизация по логину-паролю
- Разграничение доступа к СВИ
- Дополнительный VPN может использоваться для подключения клиентов
- Проброс трафика в СО ЕЭС через DMZ

Преимущества и особенности

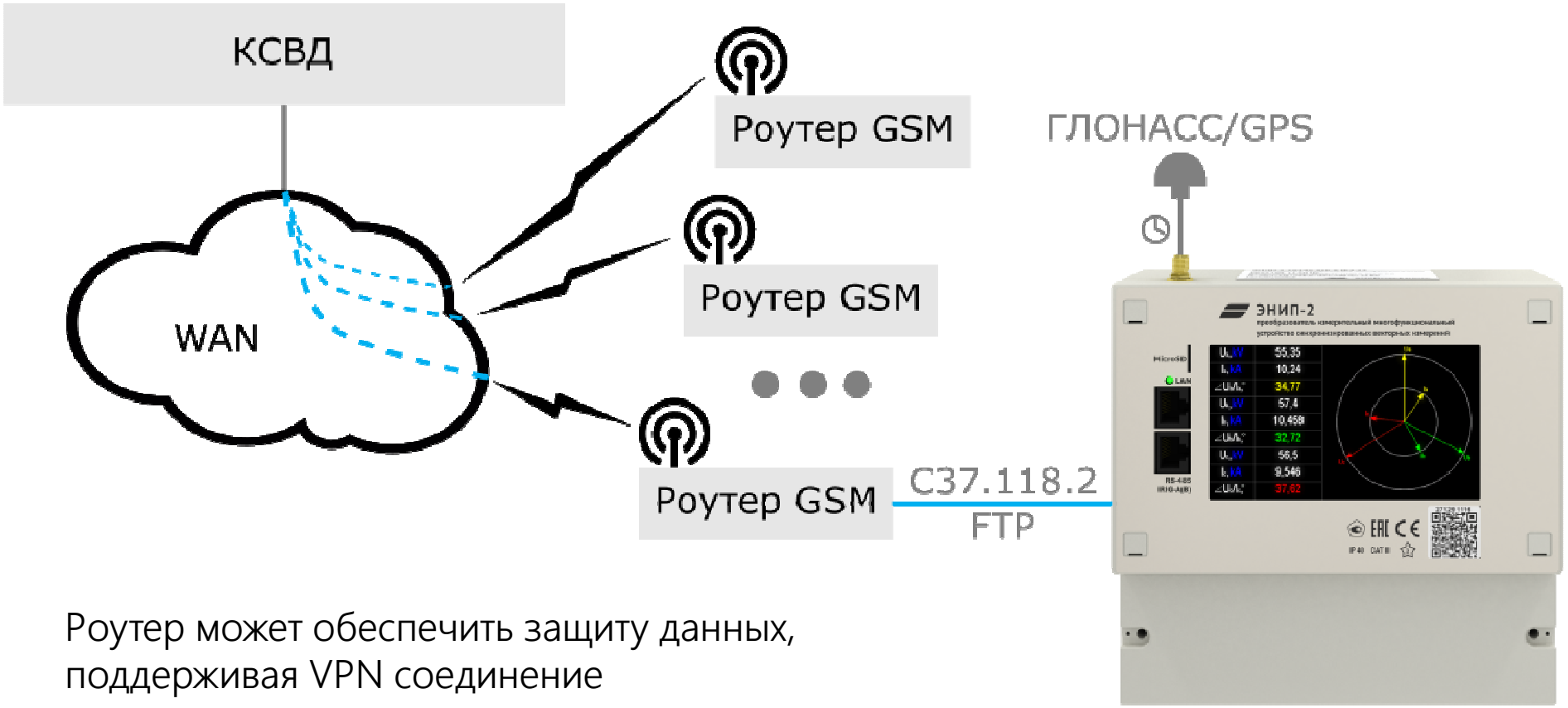
- Размещение вычислительных ресурсов в облачной инфраструктуре
- Недорогие устройства PMU
- Простые коммуникационные решения (4g роутеры)
- Избыточность может нивелировать нестабильность связи
- Альтернативная экономическая модель:
  - Для основного потребителя – абонентская плата за доступ к данным, а не покупка серверов и ПО
  - Поставщики данных могут получать за них вознаграждение или другую информацию «по бартеру»

Спасибо за внимание

АльтероПауэр

Инженерный центр "Энергосервис"

Схема передачи данных от УСВИ



Роутер может обеспечить защиту данных,
поддерживая VPN соединение

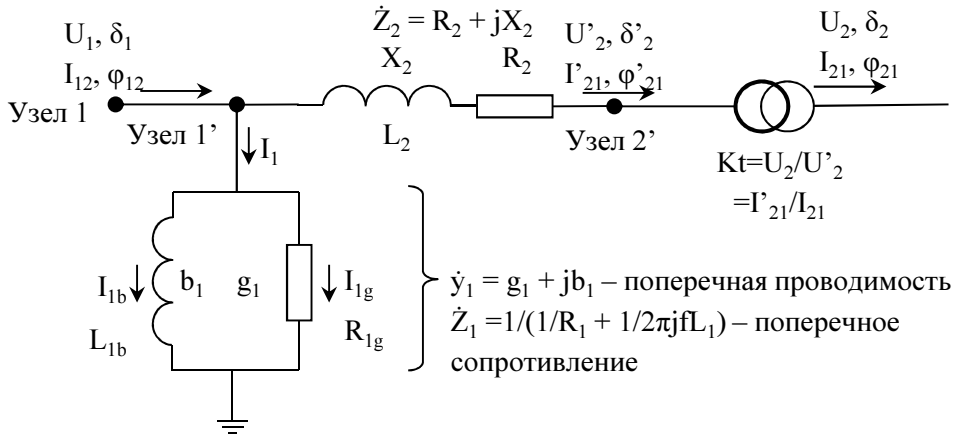
RTSoft

средства и системы автоматизации

ПРИМЕНЕНИЕ СВИ ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ЛЭП И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Руководитель продуктового направления
Казаков П.Н.

Г-ОБРАЗНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА



$(\bar{I}_{12} - \bar{U}_1 * \dot{y}_1) * \dot{Z}_2 = \bar{U}_1 - \bar{U}_2 / Kt$ Закон Ома

$\bar{I}_{12} = \bar{I}_1 + \bar{I}'_{21} = \bar{U}_1 * \dot{y}_1 + \bar{I}_{21} * Kt$ Первое правило Кирхгофа

$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + I'^2_{21} * \dot{Z}_2 + \bar{U}_1^2 * \dot{y}_1$ Закон сохранения энергии

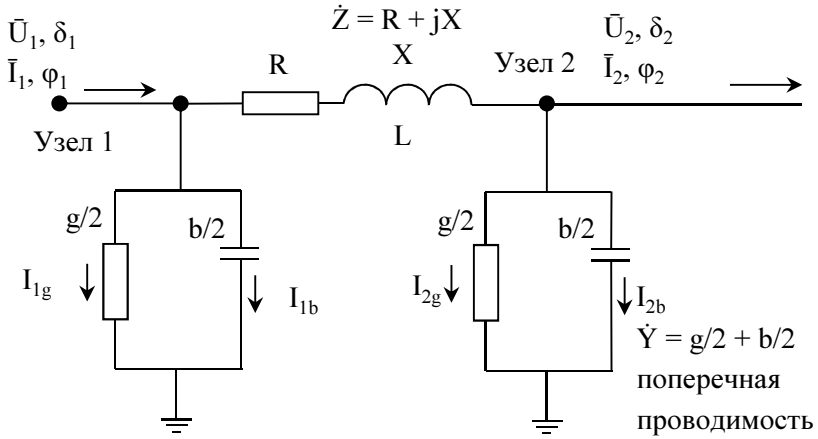
Прямой расчет параметров

$\dot{y}_1 = (\bar{I}_{12} - \bar{I}_{21} * Kt) / \bar{U}_1$

$\dot{Z}_2 = (\bar{U}_1 - \bar{U}_2 / Kt) / (\bar{I}_{12} - \bar{U}_1 * \dot{y}_1)$

RTSoft

П-ОБРАЗНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИИ



$(\bar{I}_1 - \bar{U}_1 * \dot{Y}) * \dot{Z} = \bar{U}_1 - \bar{U}_2$ Закон Ома

$\bar{I}_1 - \bar{U}_1 * \dot{Y} = \bar{I}_2 + \bar{U}_2 * \dot{Y}$ Первое правило Кирхгофа

$\bar{U}_1 * \bar{I}_1 = \bar{U}_2 * \bar{I}_2 + (\bar{U}_1 - \bar{U}_2)^2 / \dot{Z} + \bar{U}_1^2 * \dot{Y} + \bar{U}_2^2 * \dot{Y}$ Закон сохранения энергии

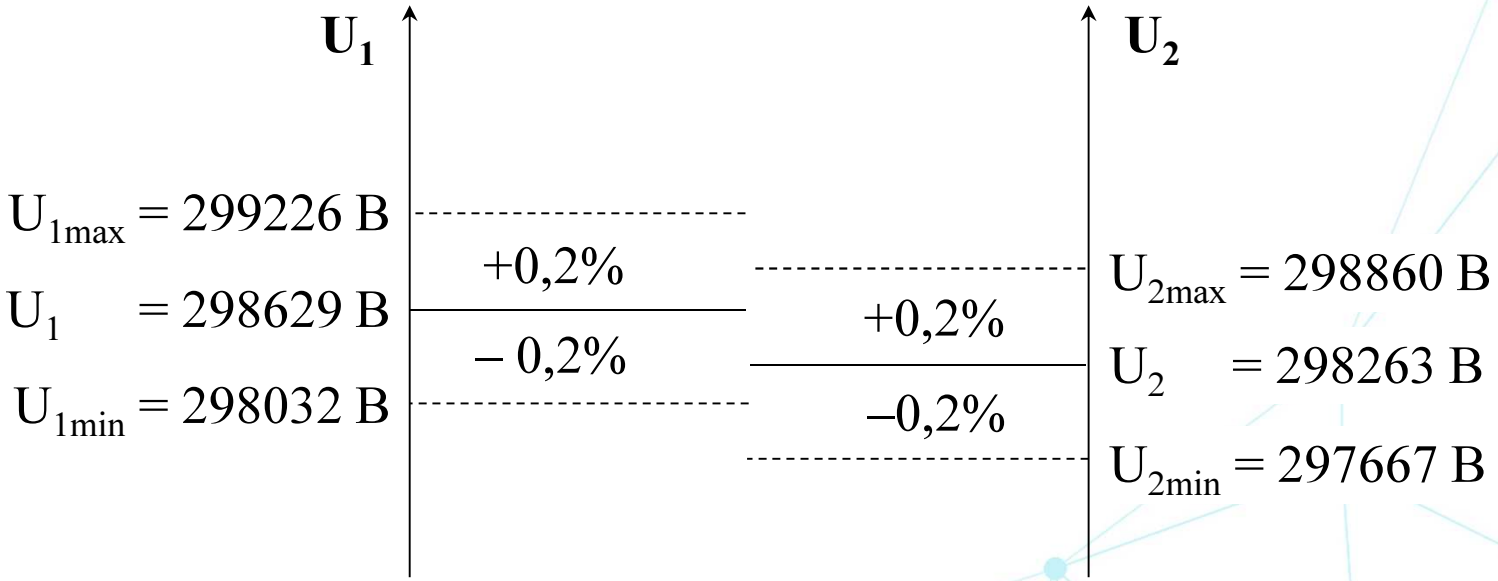
Прямой расчет параметров

$\dot{Y} = (\bar{I}_1 - \bar{I}_2) / (\bar{U}_1 + \bar{U}_2)$

$\dot{Z} = (\bar{U}_1 - \bar{U}_2) / (\bar{I}_1 - \bar{U}_1 * \dot{Y})$

RTSoft

ИЗМЕРЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА КОНЦАХ ЛИНИИ



РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ВЛ 500 КВ

СУРГУТСКАЯ ГРЭС 2 – ПС СВЯТОГОР ПО ДАННЫМ СВИ

Паспортные параметры ЛЭП			
Активное сопротивление линии	R	4,06	Ом
Индуктивное сопротивление линии	X	43,04	Ом
Емкостная проводимость на землю	b	-504,5	microSim

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ

СУРГУТСКАЯ ГРЭС 2 – ПС СВЯТОГОР ПО ДАННЫМ СВИ

	Фаза А	Ошибка %	Фаза В	Ошибка %	Фаза С		Ошибка %
Активное сопротивление линии	4,0846	**0,6059**	1,2786	**68,5074**	3,7831	Ом	**6,8202**
	3,9019	**3,8941**	1,2182	**69,9951**	3,7459	Ом	**7,7365**
	4,0489	**0,2734**	1,4985	**63,0911**	3,8438	Ом	**5,3251**
Индуктивное сопротивление линии	43,4656	**0,9888**	42,7663	**0,6359**	43,0401	Ом	**0,0002**
	43,0339	**0,0142**	42,3898	**1,5107**	42,7423	Ом	**0,6917**
	43,5382	**1,1575**	42,8806	**0,3704**	43,2449	Ом	**0,4761**
Емкостная проводимость на землю	170,5000		134,0000		116,7000	microSim	
	115,4000		99,9900		56,6000	microSim	
	0,5201		6,4840		54,9000	microSim	
Активная проводимость на землю	-0,3108		15,8400		14,6700	microSim	
	16,5800		33,4300		42,1100	microSim	
	59,2200		69,1500		86,2800	microSim	

RTSoft

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

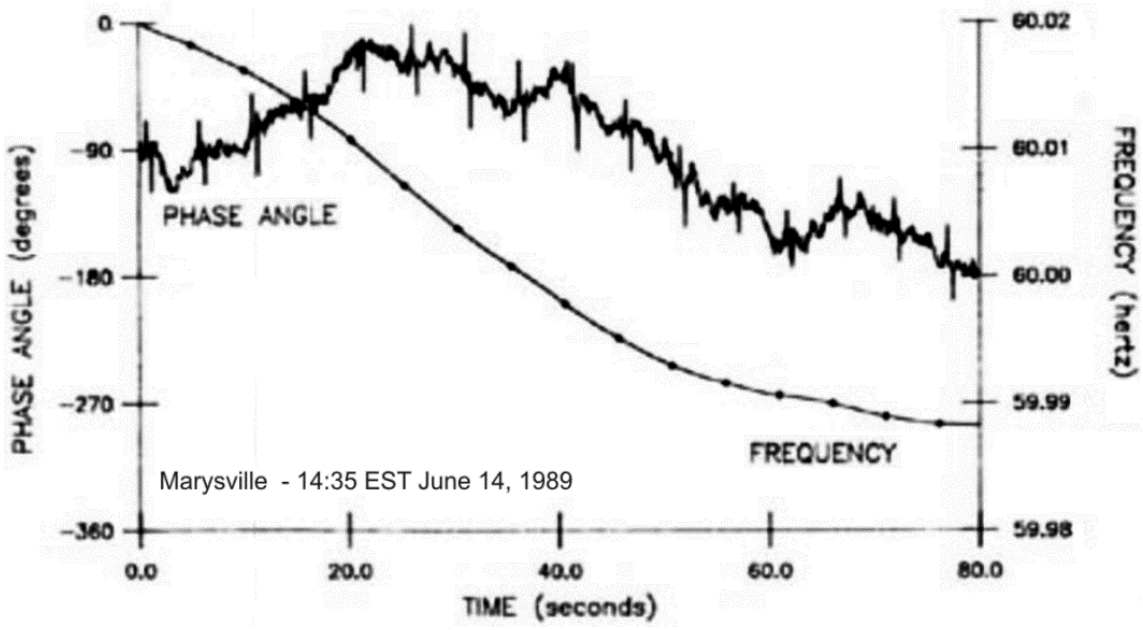
RTSoft

Реализованные и перспективные разработки технологических приложений на базе синхронизированных векторных измерений

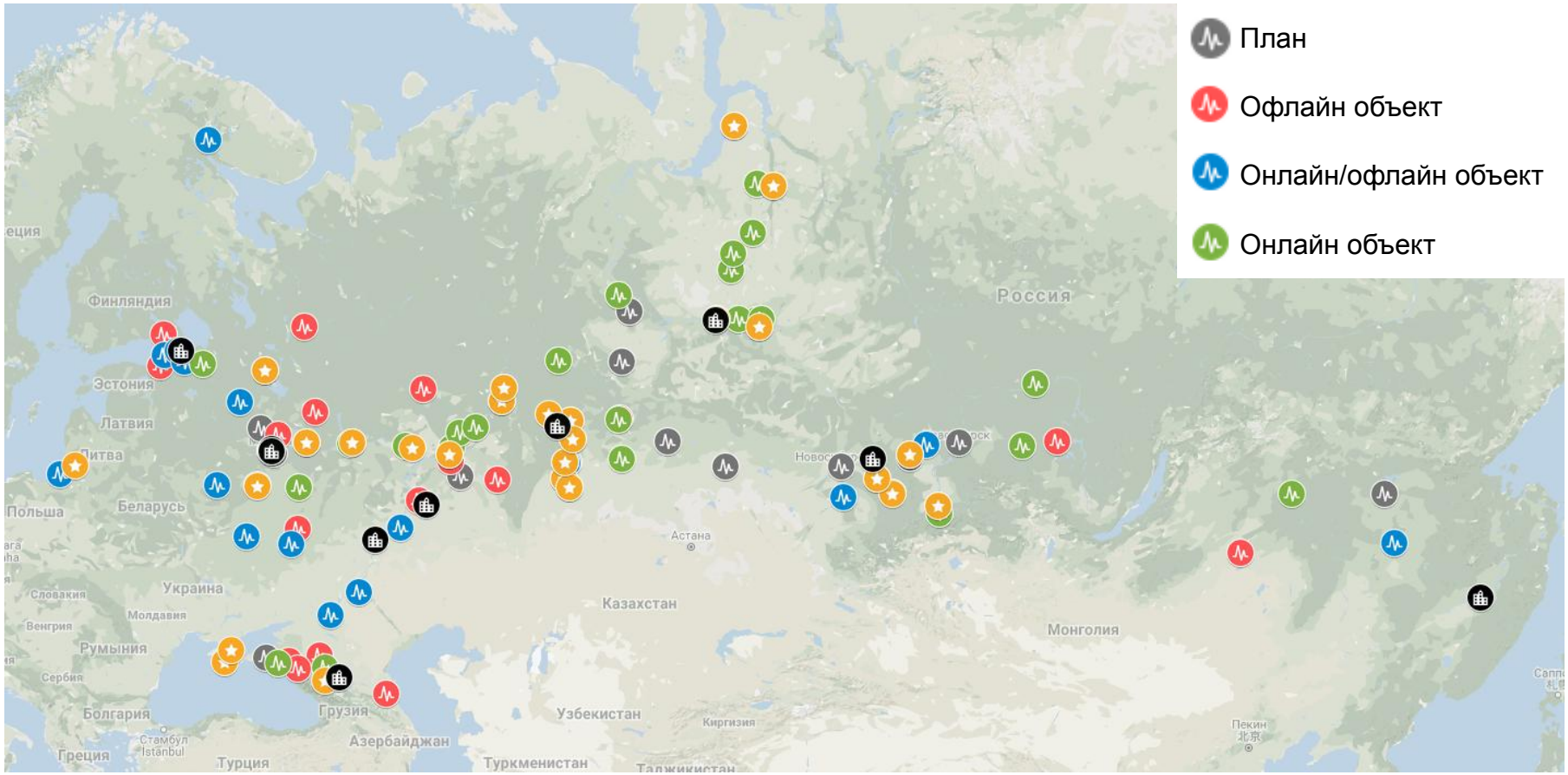
Павел Юрьевич Коваленко, к.т.н.

История создания и развития СВИ

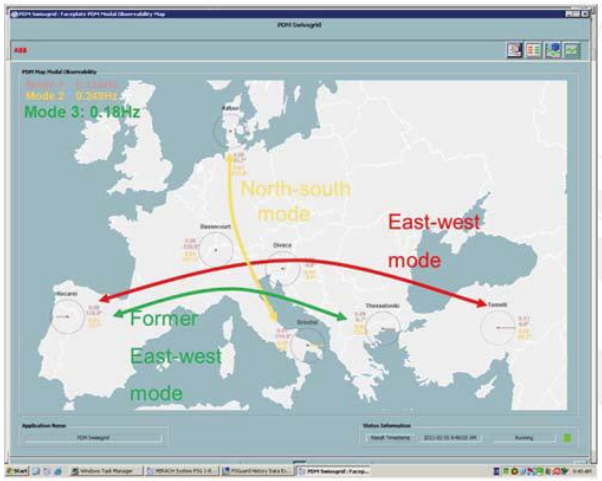
- 1893 – предложено комплексное (векторное) представление переменного тока
- 1988 – технология синхронизированных векторных измерений (Arun G. Phadke и James S. Thorp, Virginia Tech)
- 1998 – первый прототип УСВИ

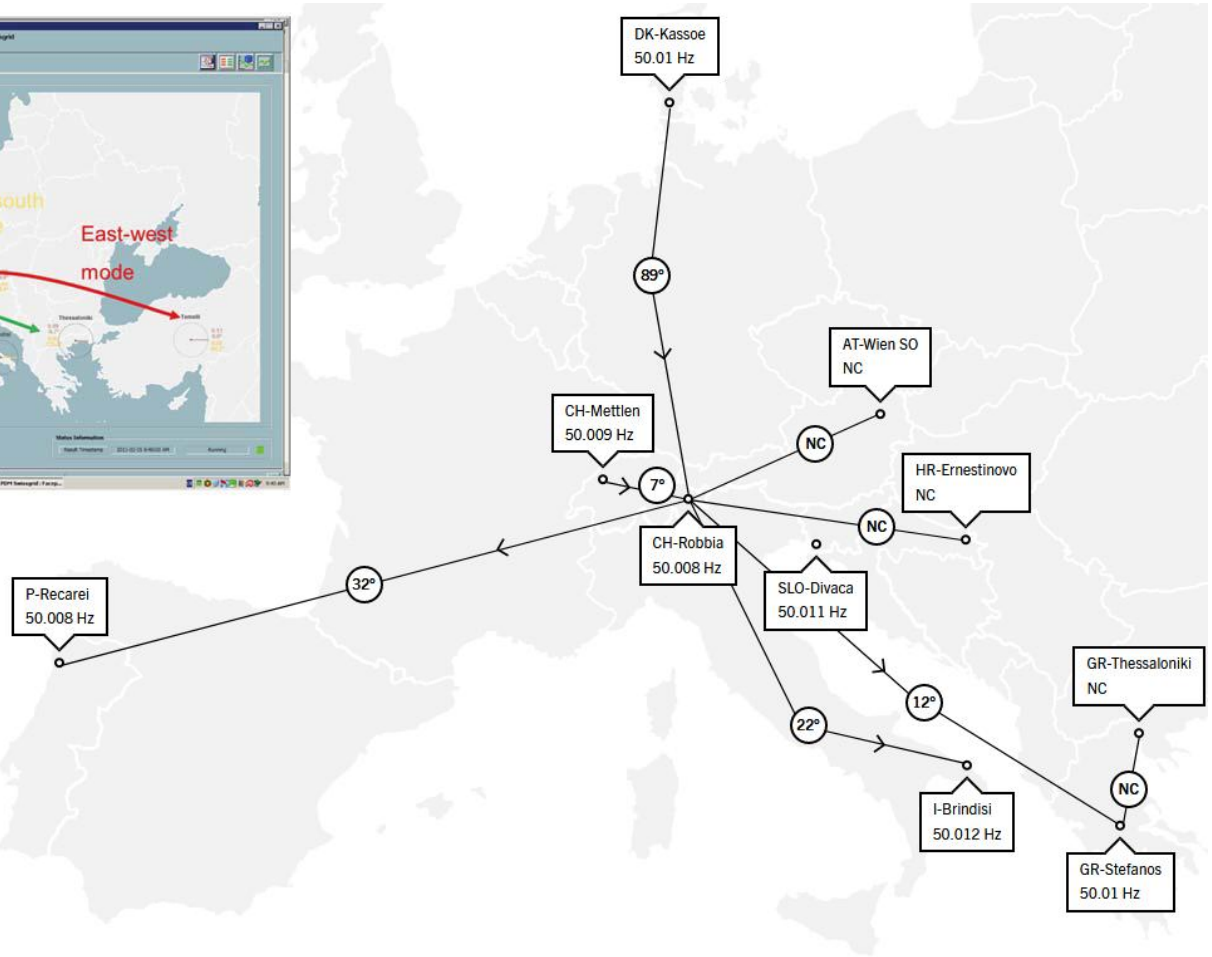


СМПР ЕЭС России



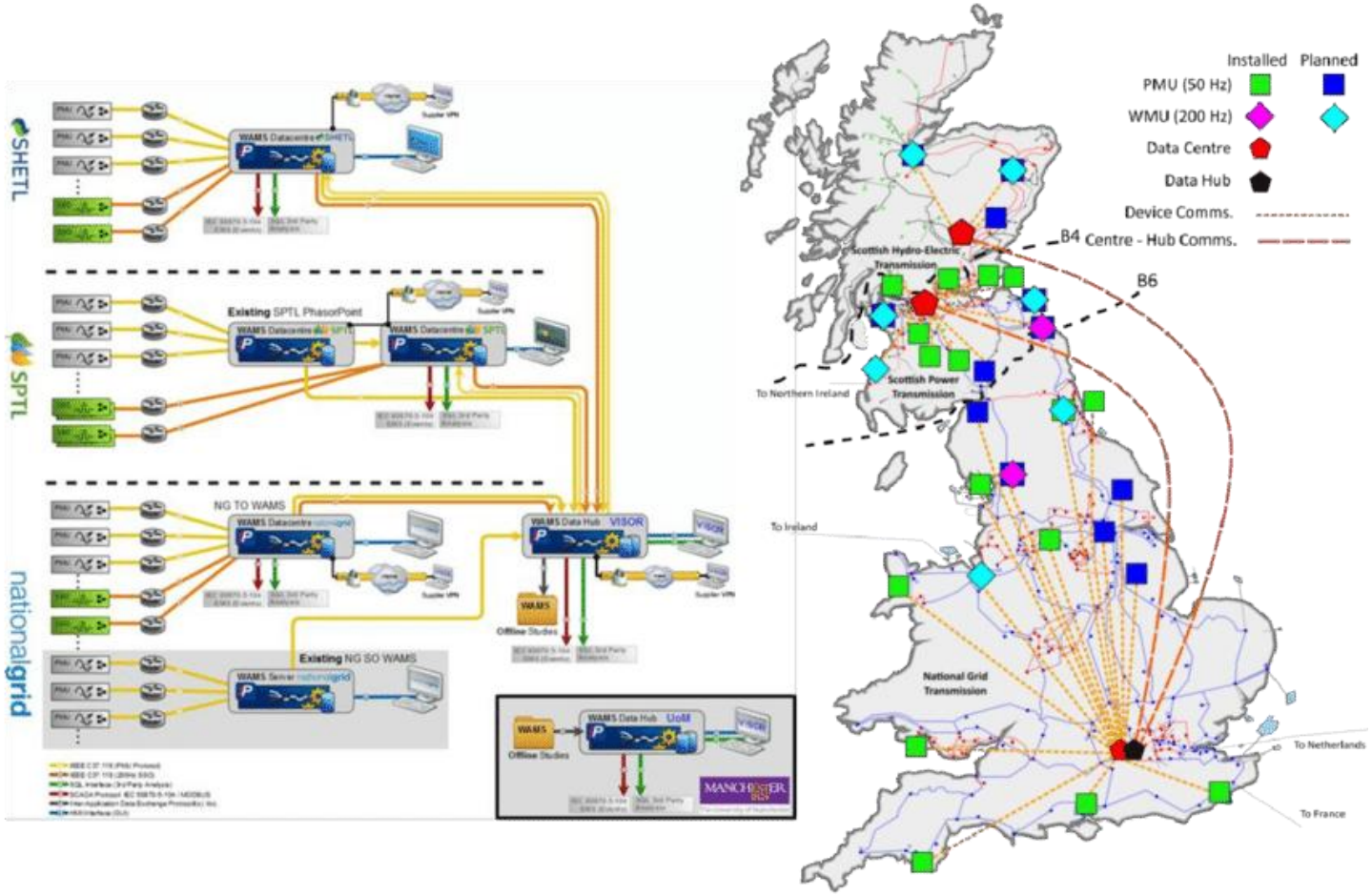
ENTSO-E





Источник: https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/reliability/wam.html

Соединенное Королевство



Источник: Wall, Peter & Dattaray, Papiya & Osborne, Mark & Ashton, Phil. (2015). VISOR project: Opportunities for Enhanced Real Time Monitoring and Visualisation of System Dynamics in GB.

Внедрение технологии

Страна/энерго-объединение	Количественные показатели внедрения	Реализованные технологические приложения
Китай (2015)	2500+ УСВИ (все ПС 500 кВ и выше, ЭС 100 МВт и выше – УСВИ-Г)	• Выявление колебаний, поиск источника, мониторинг и управление демпфированием • Централизованная автоматика
Индия (2015)	1000+ УСВИ на 351 объекте 34 КСВД	• Централизованная противоаварийная автоматика на базе СВИ
Европа / ENTSO-E (2014)	Swissgrid – 22 УСВИ (10 Гц)	• Выявление колебаний, мониторинг демпфирования межсистемных колебаний • Мониторинг устойчивости по напряжению • Мониторинг температуры ЛЭП • Верификация моделей
Соединенное Королевство		• Выявление колебаний, поиск источника • Определение параметров ЛЭП • Верификация моделей • Оценивание состояния

Эквадор

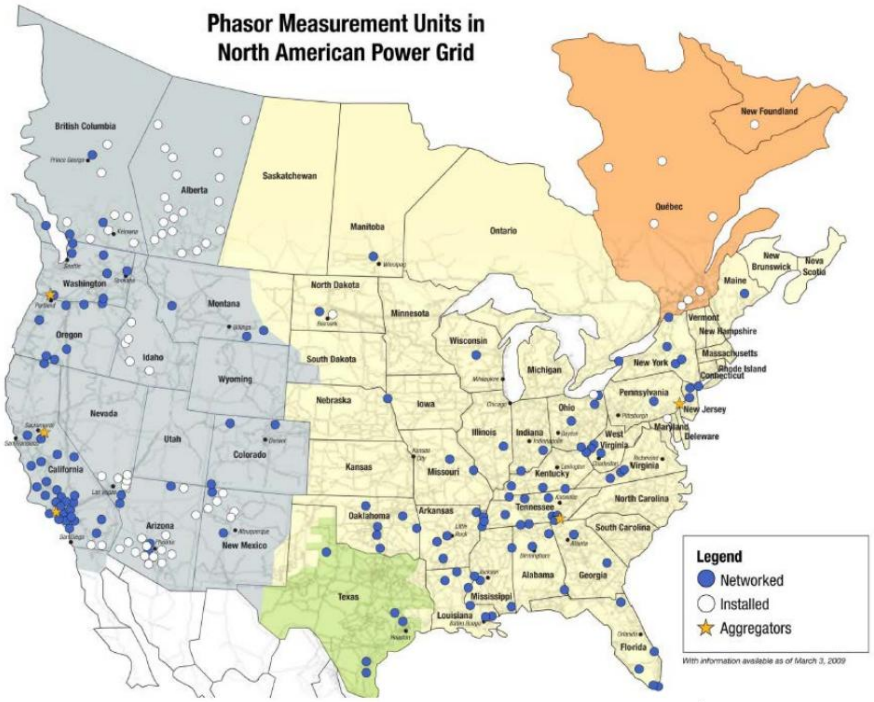
Источник: https://www.naspi.org/sites/default/files/2016-09/osisoft_bachiega_wams_ecuador_20120606.pdf

Внедрение технологии

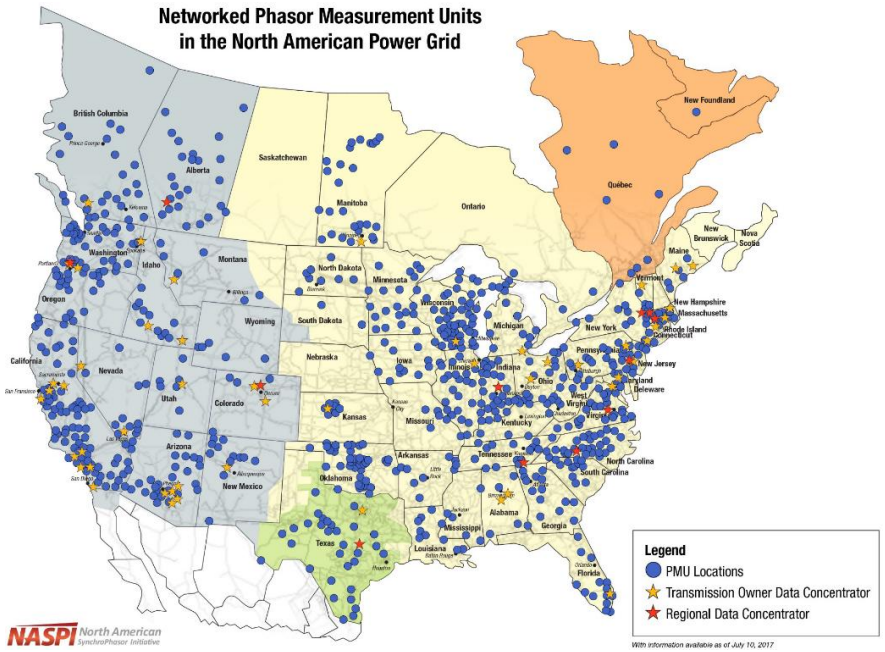
Страна/энерго-объединение	Количественные показатели внедрения	Реализованные технологические приложения
Эквадор	27 УСВИ	• Централизованная противоаварийная автоматика на базе СВИ • Выявление колебаний, поиск источника • Выявление выделившихся на изолированную работу энергорайонов • Мониторинг устойчивости по напряжению • Мониторинг разности фазовых углов • Мониторинг температуры ЛЭП
Колумбия		• Оценивание состояния • Мониторинг и управление устойчивостью по напряжению • Мониторинг и регулирование частоты • Верификация моделей

Северная Америка

2009



2017



Внедрение технологии

Страна/энерго-объединение	Количественные показатели внедрения	Реализованные технологические приложения
Северная Америка (2017)	2500+ УСВИ Регистраторы частоты (FDR)	• Мониторинг фазовых углов • Выявление колебаний • Мониторинг устойчивости по напряжению • Выявление возмущений, восстановление работоспособности • Выявление выделившихся на изолированную работу энергорайонов, ресинхронизация • Мониторинг технического состояния оборудования • Верификация моделей • Мониторинг и управление генерацией на основе ВИЭ

Перспективные разработки

Основные движущие силы	NASPI	Control Room Solutions Task Team (CRSTT)
		Data and Network Management Task Team (DNMTT)
		Distribution Task Team (DisTT)
		Engineering Analysis Task Team (EATT)
		Performance Requirements Standards and Verification Task Team (PRSVTT)
	CIGRE	…
		B5 Protection and Automation
		C2 Power System Operation and Control
		C4 Power System Technical Performance
		D2 Information Systems and Telecommunication
	Производители	

Актуальные вопросы

- CIGRE:
  - 47 сессия:
    - Мониторинг устойчивости магистральной сети по углу
    - Блокировка от повторного включения генератора
    - Технологические приложения для диспетчерских центров
    - Идентификация динамической модели энергорайона
  - 46 сессия:
    - Портативные PMU
  - 45 сессия:
    - Реализация систем мониторинга, защиты и управления (WAMPACS) на базе СВИ
    - Блокировка дистанционной защиты от качаний
  - 42 сессия:
    - Мониторинг и анализ динамической устойчивости энергосистемы

Актуальные вопросы

- NASPI:
  - Вопросы синхронизации времени (повышение точности, безопасность)
  - Мониторинг технического состояния оборудования
  - Мониторинг и управление устойчивостью:
    - Колебания: выявление, поиск источника, управление демпфированием
    - Мониторинг запасов устойчивости на основе загрузки
    - Динамическая устойчивость
    - Устойчивость по напряжению
  - Верификация моделей (энергорайон, электростанция, отдельное оборудование)
  - Применение для мониторинга генерирующего оборудования
  - Определение места повреждения (прямые и географические методы)
  - Оценивание состояния в реальном времени
  - Мониторинг, планирование и управление распределенной генерацией и возобновляемыми источниками энергии
  - Мониторинг распред. сетей
  - Удешевление УСВИ, разработка и внедрение микроУСВИ
  - Внедрение и эксплуатация регистраторов частоты (FDR), FNET
  - Вопросы сбора, передачи, хранения и обработки данных
  - Проблемы качества данных
  - Методы анализа данных – большие данные, машинное обучение
  - Периферийные вычисления (edge computing)

Тенденции и перспективы развития

- Повышение качества данных
- Унификация форматов данных и обмена ими
- Повышение дискретности измерений выше 50/60 Гц
- Расширение функциональности для использования на станциях
- Удешевление и массовое внедрение устройств
- Решение технических сложностей, связанных с объемами данных – передача, обработка, хранение

Потенциал применения СВИ в распределительных сетях

- Управление электрическими режимами распределительных сетей
- Активно-адаптивные системы защиты и автоматики
- Интеграция малой распределенной генерации за счёт повышения наблюдаемости и управляемости
- Ценозависимое и управляемое потребление
- Внедрение синхронизированных (не векторных измерений)
- Интеграция с другими инженерными и коммуникационными системами

Заключение

- Набор технологических приложений для магистральных электрических сетей высокого напряжения массово реализован на высоком уровне
- Возможности применения СВИ для магистральных сетей не исчерпаны
- Цель применения в магистральных сетях – локальное и централизованное управление электрическими режимами (диспетчерское и противоаварийное)
- Сдерживающие факторы: качество данных и скорость их передачи и обработки

Заключение

- Управление крупными объектами ЭЭС – электростанции, узловые ПС: мониторинг состояния оборудования с целью повышения надёжности и эффективности
- Перспективное направление развития – распределительные сети, управление активными элементами и интеграция малой генерации
- Важное направление – управление потоками данных и методы анализа (большие данные, машинное обучение)

Спасибо за внимание

Павел Юрьевич Коваленко, к.т.н.
АльтероСмарт, Екатеринбург
p.kovalenko@alterosmart.com
+79226124835

Применение СВИ и СМПР для оперативного и автоматического противоаварийного управления

А.Б. Осак, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина
ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск
osakalexey@mail.ru

Информационно-предупредительная система

СВИ могут использоваться как предупредительные сигналы оперативно-диспетчерскому персоналу Системного оператора, сетевых и генерирующих компаний о начале и масштабах системных аварий.

Событийный поток (сработало то-то, отключилось то-то) неинформативен при большом количестве событий и требует времени для осознания произошедшего.

На основании данных СВИ можно достаточно просто произвести районирование аварийной обстановки без уточнения событий и объектов. При этом оперативно-диспетчерскому персоналу соответствующего уровня достаточно сообщить информацию о ближайшем к нему регионе.

Информационно-предупредительная система

Можно сообщать о разделении ЕЭС, конкретной ОЭС и ЭЭС на несинхронно работающие части (например, во время системных аварий 2016–2017 годов сообщить: «Восточная часть ОЭС Сибири выделилась на изолированную работу от ЕЭС», «Бурятская и Забайкальская ЭЭС отделились от Иркутской ЭЭС»).

Получив краткое и информативное сообщение, оперативно-диспетчерский персонал энергообъектов может действовать более внимательно и ответственно, если управляемый им объект находится в эпицентре событий.

Актуальность этого повышается с появлением объектов малой и распределенной генерации в распределительных сетях, где наблюдается недостаток телеинформации.

Взаимодействие с системами автоматического управления

Разделение ЕЭС на части существенно влияет на свойства выделившихся на изолированную работу энергорайонов. При этом от состава выделившихся на изолированную работу генераторов и размера выделившегося энергорайона зависит оптимальный состав управляющих воздействий для приведения параметров режима в допустимую область.

Не всегда возможно выбрать универсальную настройку устройств автоматического управления, приемлемую для любых сценариев развития ситуации. А посредством имеющихся сигналов ФОЛ можно зафиксировать не все варианты отделения энергорайонов.

Взаимодействие с системами автоматического управления

По данным СВИ с электростанций и крупных подстанций можно достаточно надежно и быстро идентифицировать выделенные на изолированную работу энергорайоны и основные их характеристики по составу генерации.

На основании данных СВИ, обработанных специализированными алгоритмами в филиалах СО, можно формировать и передавать на энергообъекты сигналы по ускорению, повышению или снижению чувствительности пусковых органов устройств режимной и противоаварийной автоматики ЭЭС.

СВИ в распределительных сетях

Аварии, связанные существенным изменением топологии сети, например, с разрывом транзита (или последующим обратным замыканием транзита действием АПВ) связаны с резким скачкообразным изменением угла напряжения (разрыв синусоиды напряжения), измерение которого можно осуществлять тем же методом, по которому работают устройства векторных измерений (односторонний замер без использования каналов связи).

Соответственно, резкий скачок угла напряжения характеризует близость к месту возмущения, что требует более интенсивных мероприятий по введению режима в допустимую область. Поэтому данный фактор может использоваться для ускорения (уменьшения уставок по времени) режимной автоматики, действующие на дискретно управляемые ИРМ/СКРМ.

Спасибо за внимание!

Применение СВИ при оценивании состояния ЭЭС в аспекте кибербезопасности

Коркина Е. С.
Колосок И. Н.

ИСЭМ СО РАН, Иркутск

План

1. **Задача оценивания состояния электроэнергетической системы**

- Традиционный подход . Метод контрольных уравнений. Линейное ОС.
- Априорная достоверизация измерений.
- Апостериорная достоверизация измерений.
- Декомпозиция схемы на подсистемы.

2. **Применение СВИ в задаче оценивания состояния.**
3. **Киберуязвимость СМПР.**
4. **Киберуязвимость задачи ОС и её работа в условиях кибератак. Отказоустойчивость ПВК ОС.**
5. **Предлагаемый подход к выявлению возможных атак.**
6. **Выводы.**

Основные этапы решения задачи ОС ЭЭС

Задача оценивания состояния - ключевая функция любой современной системы оперативного управления и противоаварийной автоматики, обеспечивающая управление ЭЭС надежной и качественной информацией .

Оценивание состояния заключается в расчете установившегося режима по данным телеизмерений (SCADA-измерений).

В результате работы ОС формируется математическая модель текущего режима, который затем проверяется на устойчивость при возникновении тех или иных возмущений.

С появлением технологии WAMS Оценка работает с синхронизированными векторными измерениями (СВИ).

Основные этапы решения задачи ОС ЭЭС

- **Формирование текущей расчетной схемы по данным ТС**
- **Анализ наблюдаемости**
- **Выявление грубых ошибок в ТИ (ОПД)**
- **Фильтрация случайных погрешностей ТИ (получение оценок ТИ и дорасчет неизмеренных параметров)**

Оценивание состояния ЭЭС

$\bar{y} = (P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, U_i, I_i, I_{ij})$ - вектор SCADA измерений

$\bar{y}_{PMU} = (U_{PMU}, \delta_{PMU}, I_{PMU}, \psi_{PMU})$ - вектор измерений СМПР (СВИ)

При решении задачи ОС основой всех расчетов является вектор состояния $x = (\delta, U)$, включающий модули U и фазовые углы δ напряжений всех узлов схемы ЭЭС кроме фазы базисного узла. Такой вектор состояния однозначно определяет все остальные измеренные y и неизмеренные z параметры режима $y = f(x), \; z = f(x)$.

Классическая постановка задачи ОС, при которой ищутся оценки вектора состояния, состоит в минимизации критерия

$$\varphi(x) = \left(\bar{y} - y\left(\hat{x}\right)\right)^T R_y^{-1} \left(\bar{y} - y\left(\hat{x}\right)\right) \to min, \qquad \textbf{(1)}$$

где R_y - диагональная матрица, элементы которой являются дисперсиями измерений.

В ИСЭМ СО РАН разработан метод контрольных уравнений. Контрольные Уравнения (КУ) – это уравнения установившегося режима, в которые входят только измеренные переменные режима y

$$w_k(y) = 0 \qquad \textbf{(2)}$$

и / или переменные, вычисленные через измеренные

$$w_k(y, z(y)) = 0.$$

Априорная достоверизация измерений на основе КУ

$$w_k = a_{1k}y_1 + a_{2k}y_2 + a_{3k}y_3 + \ldots + a_{lk}y_l$$

$$| w_k | < d_k \quad (4),$$

Если условие (4) выполняется, все измерения, входящие в КУ, достоверны.

Если условие (4) не выполняется, необходим анализ данного КУ на наличие в нем плохих данных.

В результате априорной достоверизации на основе КУ все измерения подразделяются на 4 категории:

- **Достоверные ;**
- **Непроверенные (КРИТИЧЕСКИЕ);**
- **Сомнительные ;**
- **Ошибочные .**

Преимущества априорной достоверизации очевидны:

- **уточняется модель измерений,**
- **по более точным исходным данным вычисляются более точные оценки параметров режима,**
- **отсутствие грубых ошибок в информации ускоряет сходимость вычислений.**

Апостериорный алгоритм Обнаружения Плохих данных

Целевая функция ОС $\varphi(y) = (\bar{y} - \hat{y}\ )^T R_y^{-1} (\bar{y} - \hat{y})$

Вычисление значения целевой функции в точке решения задачи ОС:

$$\varphi(\hat{y}) = ?$$

$\nu = m - (2n-1)$ число избыточных измерений (число степеней свободы), где m – количество измерений, n – количество узлов в схеме

Если $\nu < 30$, то $\varphi(\hat{y}) < \chi^2_{\nu,\alpha}$

(вероятность α ошибки I рода)

Если $\nu \geq 30$, то $\tau = \frac{\varphi(\hat{y}) - \nu}{\sqrt{2\nu}}$ и $\tau < \gamma_\alpha$

(γ_α - квантиль нормального распределения)

Использование данных СМПР при ОС ЭЭС

Оценивание состояния только на основе СВИ

Вектор измерений в этом случае имеет вид:

$$\bar{y} = \{\delta_i, U_i, I_{ij}, \varphi_{ij}\},$$

При решении задачи ОС в прямоугольных координатах модель измерений

$\bar{y} = y(x)$, где $x = \{U_{ai}, U_{ri}\}$,

становится линейной, а матрица Якоби H постоянной.

Оценки вектора состояния $\hat{x}$:

$$\hat{x} = \left[H^T R_y^{-1} H\right]^{-1} H^T R_y^{-1} \bar{y} \qquad (3)$$

вычисляются без выполнения итераций.

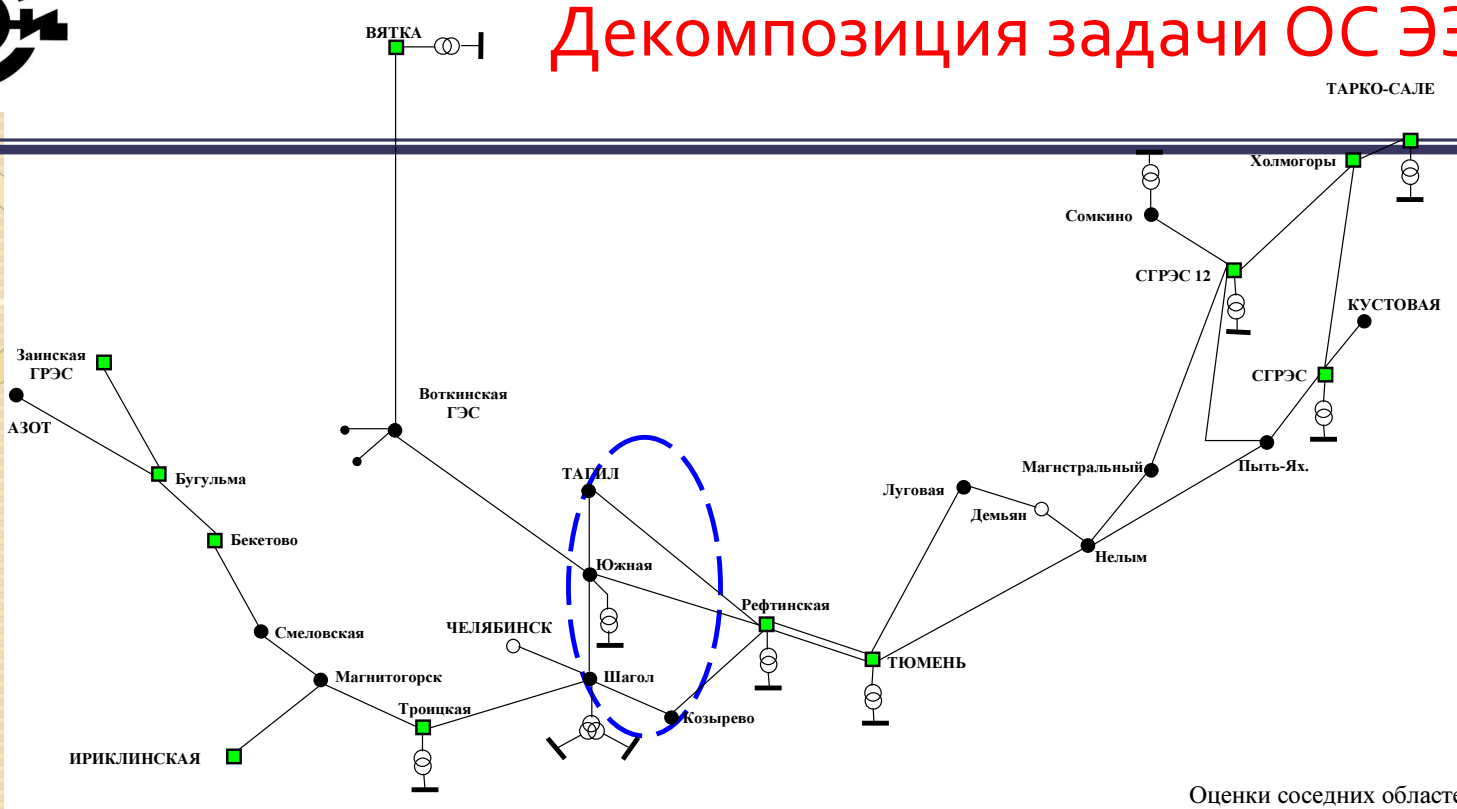
Достоинства

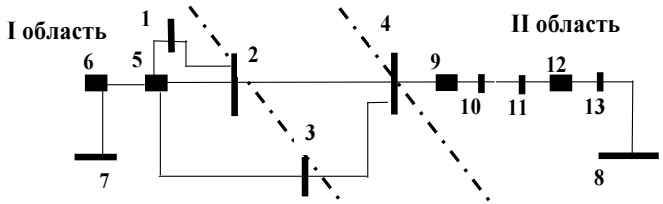
1) Процесс вычислений упрощается, поскольку задача получения оценок $\hat{x}$ становится линейной.

2) Точности оценок повышаются за счет существенно более высокой точности измерений от УСВИ по сравнению с точностями традиционных ТИ.

3) Нет необходимости приводить в соответствие по времени точки снятия данных УСВИ и SCADA.

Декомпозиция задачи ОС ЭЭС





Оценки соседних областей

"Расчетные PMU"	Эталонные значения		PMU области I U_5=525; δ_5=6.3		PMU области II U_9 =515; δ_9=-6.4	
	U	δ_i				
Узел 1	529	3.0	529	3.0	-	-
Узел 2	516	0.1	516	0.1	-	-
Узел 3	505	-12.7	505	-12.7	-	-
Узел 4	515	-17.3	-	-	515	-17.3

Применение СВИ в задаче Оценивания состояния

Применение СВИ в традиционном ОС совместно со SCADA-измерениями – повышение наблюдаемости схемы, избыточности набора измерений, обработка известными алгоритмами (МВНК, КУ, BDD).

Недостатки: разнородность SCADA-измерений и СВИ по точности.

- **На основе СВИ в прямоугольных координатах** – линейное ОС, это ускоряет процесс расчетов.
- Распределенное ОС сначала **по областям, наблюдаемым по СВИ**, потом по остальным территориям (SCADA-измерения + оценки СВИ).
- **Возможность достоверизации SCADA-измерений по точным СВИ** методом Контрольных Уравнений, но невозможность обратного. Достоверность СВИ подтверждается только с помощью СВИ.
- **Выявление систематических ошибок в измерениях**, участвующих в ОС, с помощью анализа невязок Контрольных Уравнений.
- **Выявление систематических ошибок измерительных трансформаторов** при условии, что СВИ достоверны.
- На основе технологии дерева отказов: **определение уязвимых мест современных систем сбора и обработки данных** и ПО, анализ кибер-безопасности ПВК ОС, анализ кибер-устойчивости ЦПС.
- **Подходы к проблеме кибер-безопасности схем ЭЭС** с привлечением методов достоверизации и декомпозиции ОС по системам сбора данных .

Кибер-уязвимость СМПР

СМПР: огромный урон наносится устройствам УСВИ, PDC, коммуникационной структуре, компрометируется надёжность GPS.

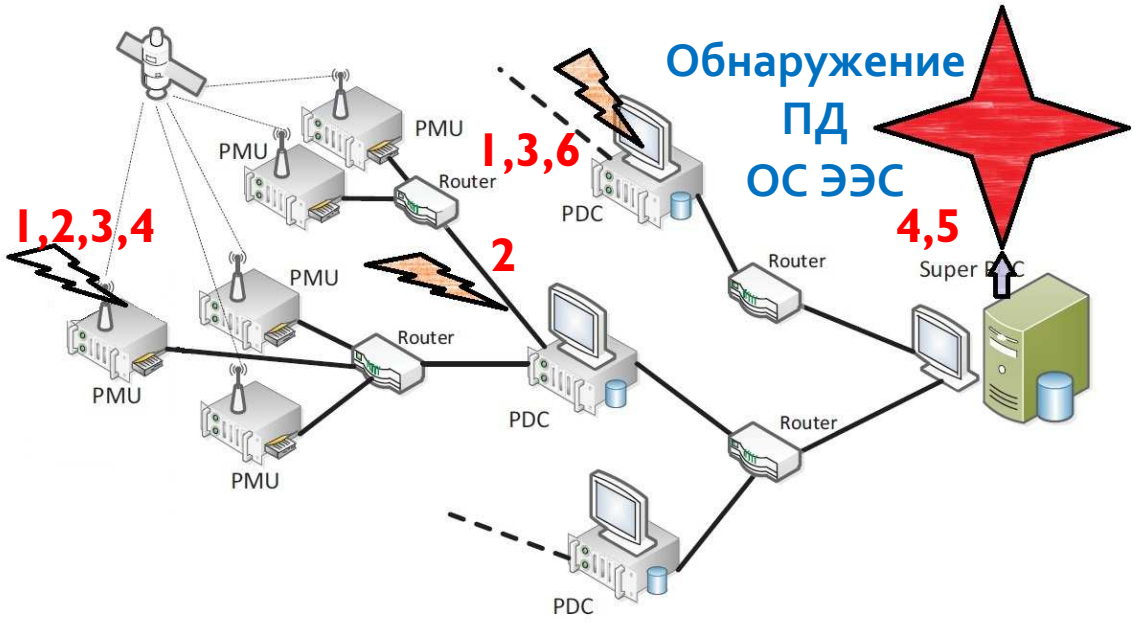
Результаты кибератак на СМПР :

- Если атаковано одно УСВИ – процедура ОС способна справиться с кибератакой благодаря алгоритмам достоверизации
- Если атаковано большое количество УСВИ – качественные результаты ОС не могут быть получены

Контрмеры : **Декомпозиция ОС на системы сбора данных - SCADA и СМПР**

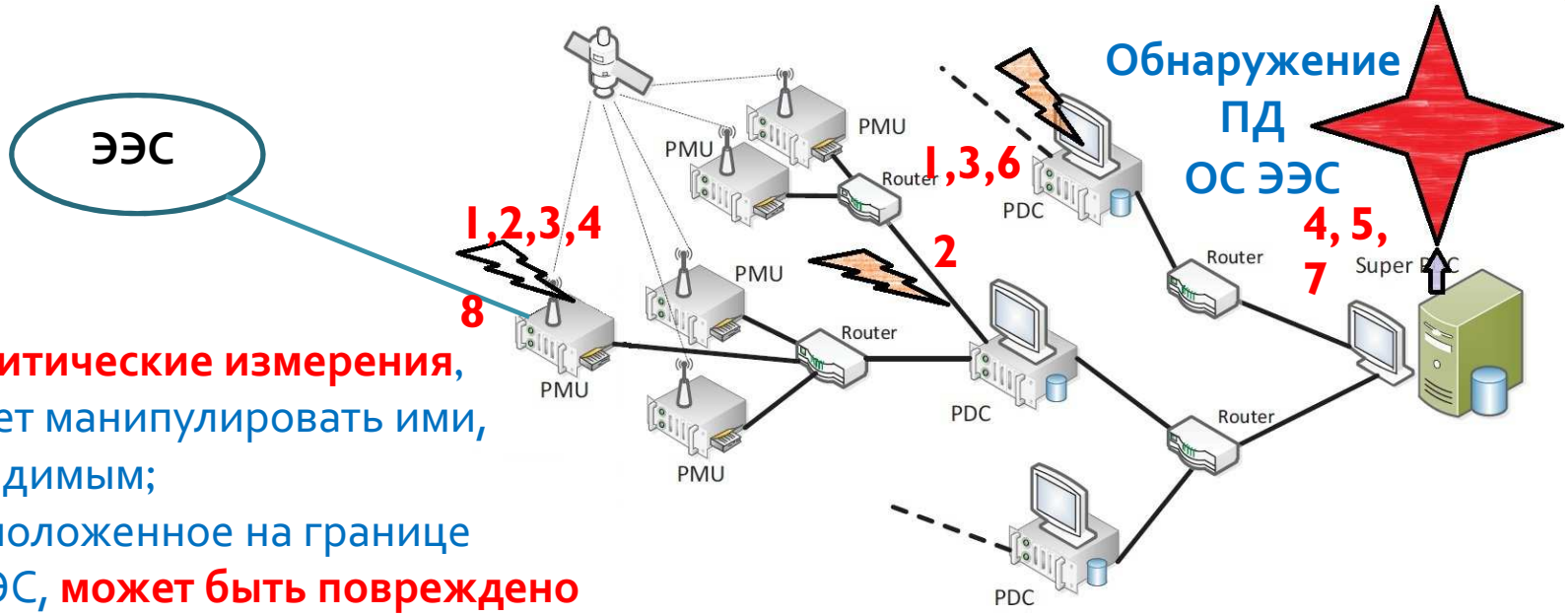
Уязвимость задачи ОС ЭЭС

1 – **Denial of Service attack** – выводит из рабочего состояния трафик, нет доступа к серверу, базе данных, PDC. Измерения невозможно получить или отправить;
2 - **Physical Attack** выводит из строя оборудование компьютерной сети, линии связи,PMU;
3 - **Man-in-the-Middle (MITM)** – злоумышленник внедряется в сеть, перехватывает и перенаправляет данные. MITM может легко изменить содержимое незашифрованного контента;
4 - **Malicious code injection –** вредоносный код произвольным образом меняет функциональность УСВИ или внедряется в уязвимое программное обеспечение;
5 – **Data Integrity** – называется невидимой атакой, компрометирует данные;
6 – **Data Spoofing** фальсифицирует имеющиеся измерения, меняет метку времени.



Уязвимость задачи ОС ЭЭС

1 – **Denial of Service attack** – выводит из рабочего состояния трафик, нет доступа к серверу, базе данных, PDC. Измерения невозможно получить или отправить;
2 - **Physical Attack** выводит из строя оборудование компьютерной сети, линии связи,PMU;
3 - **Man-in-the-Middle (MITM)** – злоумышленник внедряется в сеть, перехватывает и перенаправляет данные. MITM может легко изменить содержимое незашифрованного контента;
4 - **Malicious code injection –** вредоносный код произвольным образом меняет функциональность УСВИ или внедряется в уязвимое программное обеспечение;
5 – **Data Integrity** – называется невидимой атакой, компрометирует данные;
6 – **Data Spoofing** фальсифицирует имеющиеся измерения, меняет метку времени.



Кроме того,
7 – если это **критические измерения**,
то зл-к может манипулировать ими,
оставаясь невидимым;
8 – **УСВИ,** расположенное на границе
с другой ЭЭС, **может быть повреждено**

Работа задачи ОС ЭЭС в условиях кибератак

1 – **Denial of Service attack** – выводит из рабочего состояния трафик, нет доступа к серверу, базе данных, PDC. Измерения невозможно получить или отправить – **ОС использует архивные или прогнозные псевдоизмерения, проблему можно локализовать путем мониторинга результатов достоверизации .**

2 - **Physical Attack** выводит из строя оборудование компьютерной сети, линии связи, УСВИ – **Декомпозиция ОС для одновременного расчета частей схемы.**

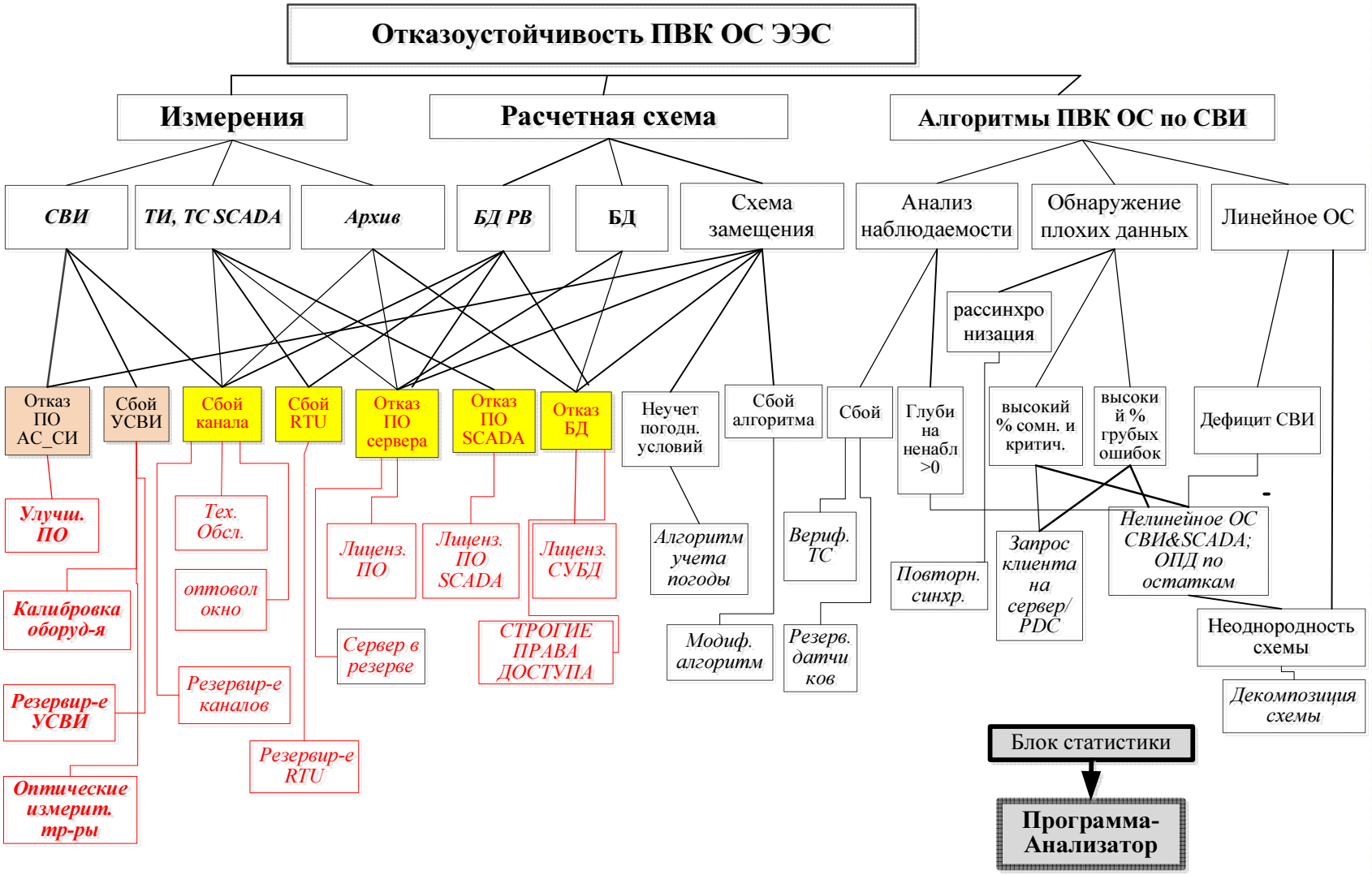
3 - **Man-in-the-Middle (MITM)** – злоумышленник внедряется в сеть, перехватывает и перенаправляет данные. MITM может легко изменить содержимое незашифрованного контента) – **искаженные данные можно выявить и удалить до начала расчета ОС методом Контрольных Уравнений. Вместо них брать псевдоизмерения.**

4 - **Malicious code injection –** вредоносный код произвольным образом меняет функциональность УСВИ или внедряется в уязвимое программное обеспечение **– процедура Достоверизации может обнаружить искаженные СВИ, задача ОС заменит их псевдоизмерениями**;

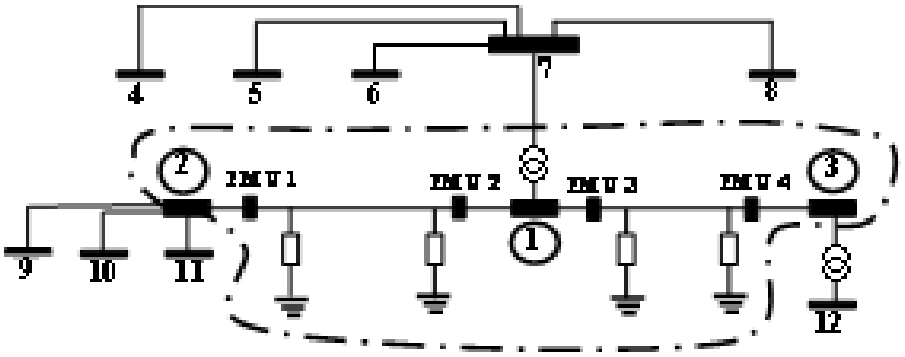
5 – **Data Integrity** – называется невидимой атакой, компрометирует данные – **процедура обнаружения плохих данных не всегда справляется с этой атакой;**

6 – **Data Spoofing** фальсифицирует имеющиеся измерения, меняет метку времени – изменение метки времени **не обнаруживается традиционными методами ОС.**

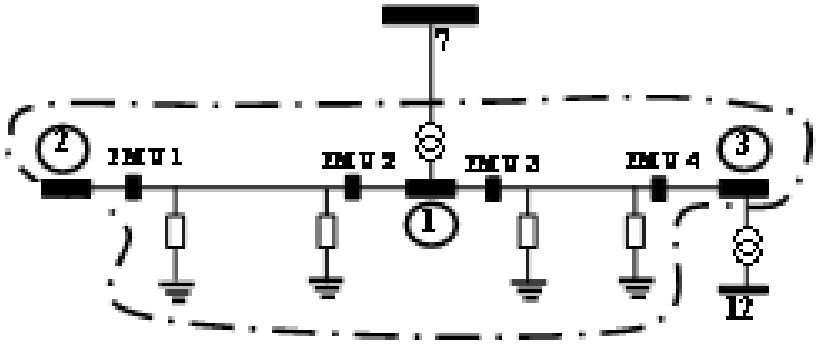
Отказоустойчивость ПВК ОС ЭЭС



Предлагаемый подход

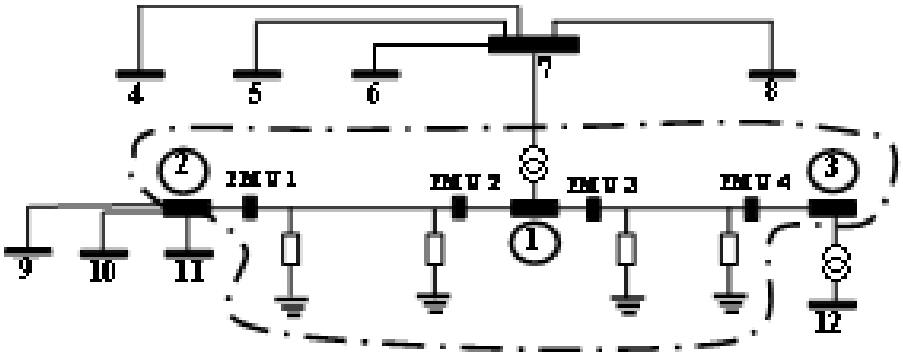


Фрагмент реальной схемы с областью, наблюдаемой по СВИ



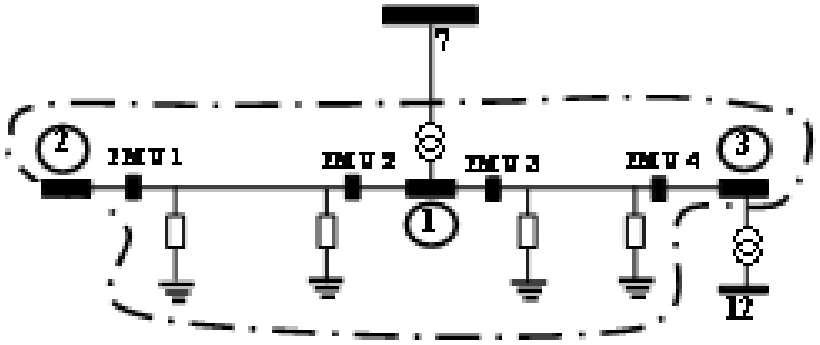
Область, наблюдаемая по СВИ, с включением "расчетных" УСВИ (узлы 7 и 12)

Предлагаемый подход



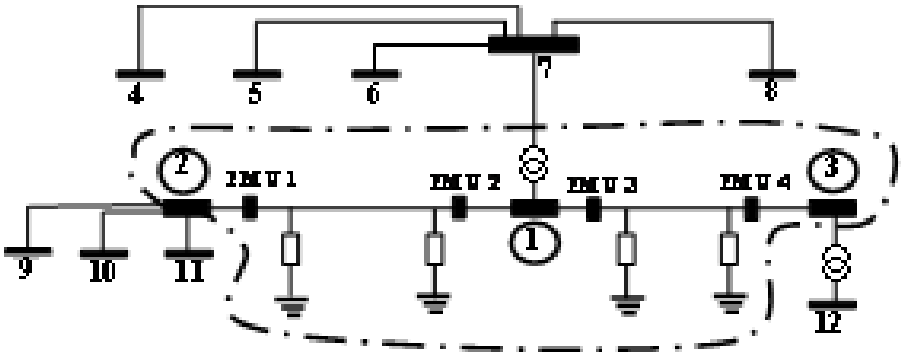
Фрагмент реальной схемы с областью, наблюдаемой по СВИ

Работает традиционное ОС на основе SCADA-измерений, условие $\varphi(\hat{y}) < \chi^2$ выполняется



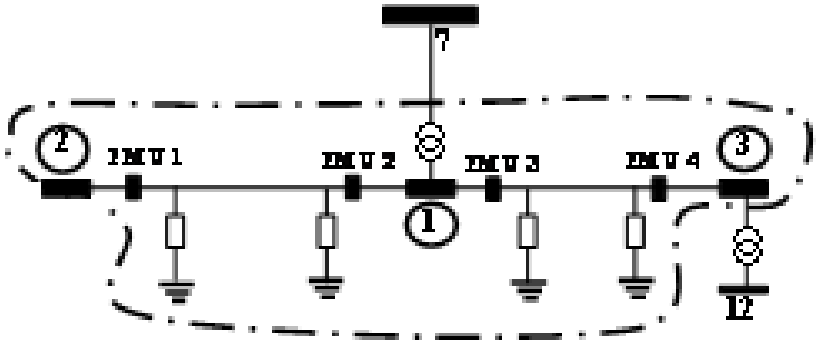
Область, наблюдаемая по СВИ, с включением "расчетных" УСВИ (узлы 7 и 12)

Предлагаемый подход



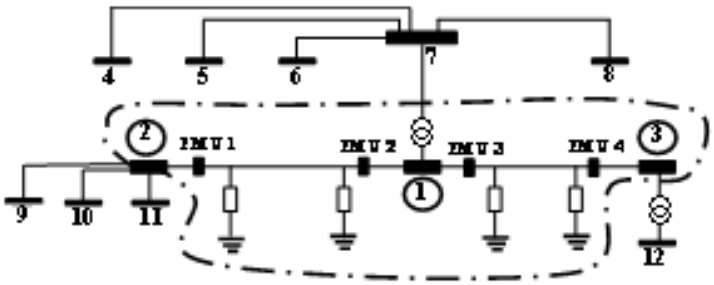
Фрагмент реальной схемы с областью, наблюдаемой по СВИ

С момента t условие $\varphi(\hat{y}) < \chi^2$ **НЕ выполняется, начинается расчет ОС по СВИ:**

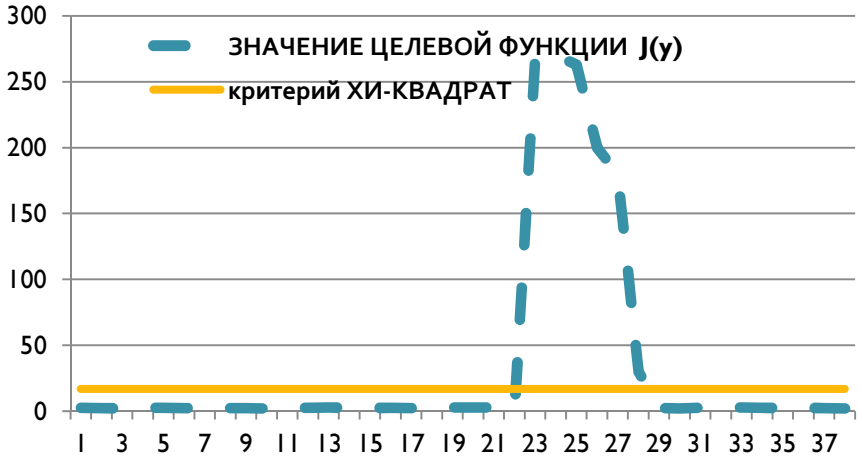


Область, наблюдаемая по СВИ, с включением "расчетных" УСВИ (узлы 7 и 12)

Предлагаемый подход



Фрагмент реальной схемы с областью, наблюдаемой по СВИ



Положение значения целевой функции задачи ОС относительно уровня значения критерия ХИ-квадрат.

Предлагаемый подход

Деление схемы на системы сбора данных позволяет решить несколько проблем:

1) исчезает неоднородность данных (измерения SCADA и СМПР обрабатываются раздельно);

2) Алгоритмы обнаружения плохих данных работают быстрее на маленьких областях;

3) задача Оценивания Состояния решается в каждой области: в случае кибератаки на отдельный SCADA сервер или PDC (или вывод его из строя), становится очевидным, какая именно процедура ОС выдала некорректные результаты или не проработала вовсе.

Анализ результатов может помочь сделать заключение о месте нахождения сбоя и возможной цели атакующего.

Роль процедуры ОС в условиях кибератак

Обнаружение плохих данных и подавление их влияния на оценки измерений – одна из главных функций ОС.

ОС обеспечивает корректное решение, только если в измерениях не содержатся ошибки, вызванные разными причинами от технических до кибер-преступных.

ОС является связующим звеном между физической (ФП) и информационно-коммуникационной (ИКП) подсистемами.

ОС выполняет роль барьера на пути искажения данных.

Выводы

- В настоящее время процедура ОС становится все более важной в условиях развития СМПР, а также в условиях различных кибер угроз. Математические инструменты ОС позволяют нам разобраться в путанице истинных и ошибочных измерений и сделать определенные заключения о функционировании устройств для сбора и основной обработки измерений.
- Алгоритм двухуровневого ОС на основе SCADA и СМПР измерений эффективен с точки зрения обнаружения злонамеренных атак на объекты ЭЭС.
- Результаты обнаружения неправильных данных, используя две независимых системы (SCADA и СМПР) и комбинация априорных и апостериорных методов обнаружения неправильных данных позволяют сделать заключение, есть ли злонамеренная кибератака на конкретное энергетическое устройство.

Спасибо за внимание!