

Секция 3 НТС ОАО «Россети»

«УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ И ПРИМЕНЕНИЕ
АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ»

«УТВЕРЖДАЮ»

Руководитель секции 3 НТС
ОАО «Россети»



Г.С. Нудельман

«26» декабря 2014 г.

ПРОТОКОЛ

заседания секции

**«УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ И ПРИМЕНЕНИЕ
АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ»**

«05» декабря 2014 г.

№ 3/6

г. Москва

ПОВЕСТКА ЗАСЕДАНИЯ:

№	Тема выступления	Ф.И.О. докладчика / ответственного за подготовку материалов
1.	Вступительное слово	Нудельман Года Семёнович - председатель Совета директоров, директор по техноло- гии и развитию ОАО «ВНИИР», руководитель секции НТС ОАО «Россети»
2.	Вопрос 1. О нормативном обеспечении кибербезопасности <i>(в формате круглого стола)</i> : <ul style="list-style-type: none">✓ Нормативное обеспечение ки- бербезопасности: вопросы и предложения✓ Основные документы и стан- дарты МЭК по кибербезопас- ности АСУ ТП, особенности и перспективы их применения в энергетике✓ Обзор мировых стандартов ИБ АСУ ТП и советы по их при- менимости в российских усло- виях✓ О разработке нормативных требований защиты информа- ции и обеспечения кибербез- опасности	Докладчики: Литвинов Павел Васильевич (ЗАО «РТСофт») Промыслов Виталий Георгиевич (Институт проблем управления РАН) Лукацкий Алексей Викторович, Кадер Михаил Юрьевич Cisco Systems, Inc. (Российское представительство) Массель Алексей Геннадьевич Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

3.	<p>Вопрос 2. Цифровая подстанция. Система защиты и управления iSAS.</p>	<p>Докладчик: Дорофеев Иван Николаевич – технический директор ООО «ЛИСиС»</p> <p>Оппоненты:</p> <p>1. Дорофеев Владимир Валерианович (Объединенный Институт Высоких температур РАН); 2. Попов Сергей Григорьевич, к.т.н. (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»); 3. Мурзин Андрей Юрьевич, к.т.н., доцент (Ивановский государственный энергетический университет им. Ленина); 4. Волошин Александр Александрович, к.т.н., (НИУ МЭИ).</p>
----	--	--

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Члены секции:

- | | | | |
|----|--|---|---|
| 1. | Нудельман
Года Семенович | – | руководитель секции, ОАО «ВНИИР»; |
| 2. | Гончаров
Павел Викторович | – | ОАО «МРСК Юга»; |
| 3. | Дорофеев
Владимир Валерианович | – | Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН); |
| 4. | Магадеев
Руслан Раисович | – | Ситуационно-аналитический центр
ОАО «Россети»; |
| 5. | Шадрин
Виталий Анатольевич | – | ОАО «Россети»; |
| 6. | Мурзин
Андрей Юрьевич
(отсутствовал; предоставил
доверенность действовать от своего
имени Нудельману Г.С.) | – | ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный
энергетический университет имени
В.И. Ленина» (ИГЭУ); |
| 7. | Нагай
Владимир Иванович | – | ФГБОУ ВПО «ЮРГТУ (НПИ)
им. М.И. Платонова»; |

Члены секции – эксперты:

- | | | | |
|-----|---------------------------------|---|--|
| 8. | Воропай
Николай Иванович | – | Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН); |
| 9. | Дони
Николай Анатольевич | – | ООО НПП «ЭКРА»; |
| 10. | Кужеков
Сергей Станиславович | – | ОАО «Россети»; |
| 11. | Мальцев
Максим Ильич | – | ОАО «РусГидро»; |
| 12. | Моржин
Юрий Иванович | – | ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» |

Ответственный секретарь НТС:

13. Емельянов — ОАО «Россети»;
Олег Викторович

Ученый секретарь секции НТС:

14. Наволочный — ОАО «ВНИИР».
Александр Альбертович

Приглашённые участники:

список приведён в приложении 1.

Руководитель секции Г.С. Нудельман представил участников заседания. Из пятнадцати членов и экспертов секции на заседании присутствовали двенадцать. Также на заседании присутствовал член секции 2 НТС ОАО «Россети» Линт М.Г.

Во вступительном слове Г.С. Нудельман напомнил присутствующим повестку заседания и предоставил слово докладчикам.

По первому вопросу

СЛУШАЛИ:

- 1) начальника аналитического отдела ЗАО «РТСофт» Павла Васильевича Литвинова с докладом «Нормативное обеспечение кибербезопасности: вопросы и предложения»;
- 2) ведущего научного сотрудника канд. физ.-мат. наук Института проблем управления РАН Виталия Георгиевича Промыслова с докладом «Основные документы и стандарты МЭК по кибербезопасности АСУ ТП, особенности и перспективы их применения в энергетике»;
- 3) заслуженного системного инженера Российского представительства Cisco Systems, Inc. Михаила Юрьевича Кадера с докладом «Обзор мировых стандартов ИБ АСУ ТП и советы по их применимости в российских условиях»;
- 4) старшего научного сотрудника лаборатории информационных технологий в энергетике Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН канд. техн. наук Алексея Геннадьевича Масселя с докладом «О разработке нормативных требований защиты информации и обеспечения кибербезопасности»;
- 5) заместителя генерального директора по развитию технологий ЗАО «Позитив Текнолоджис» Сергея Владимировича Гордейчика с докладом по направлению кибербезопасности.

В обсуждении приняли участие:

Г.С. Нудельман, М.И. Мальцев, А.Ф. Иванченко, А.А. Небера.

РЕШИЛИ:

1. В рамках деятельности подкомитета D2 РНК CIGRE «Информационные технологии и телекоммуникации» создать рабочую группу по развитию нормативного обеспечения кибербезопасности электрических сетей. Учитывая высокую компетенцию докладчиков (Литвинов П.В., Промыслов В.Г., Кадер М.Ю., Лукацкий А.В., Массель А.Г., Гордей-

чик С.В.), рекомендовать их в состав упомянутой рабочей группы. Предложить ОАО «Россети» выдвинуть из состава своих сотрудников других участников рабочей группы и назначить её руководителя.

Срок – 27 января 2015 г.

2. Поручить Рабочей группе разработать предложения по определению перечня необходимых для разработки документов по кибербезопасности для электроэнергетики.

Срок – февраль 2015 г.

3. Поручить Рабочей группе подготовить предложения по переводу на русский язык действующих международных стандартов.

Срок – март 2015 г.

4. Поручить Рабочей группе подготовить предложения по подготовке проектов технических заданий с целью проведения следующих конкурсов:

- а) Разработка СТО для ОАО «Россети» на основе Приказа ФСТЭК №31.
- б) Создание Программного комплекса Моделирования и поддержки жизненного цикла решений по обеспечению информационной безопасности (ПК МиПЖЦ ИБ), позволяющего на основе стандартов, нормативно-технической документации, архитектуры и состава испытываемой системы формализовать разработку моделей нарушителя, уязвимостей и, как следствие, частной модели угроз; выполнить оценку надежности. Базу данных предлагаемого программного комплекса предполагается использовать для хранения информации предметной области в структурированном виде, накопления и консолидации результатов работы рабочей группы.
- в) Разработка типовой программы и методики испытаний и проектирование стенда для проведения предварительных испытаний отдельных видов устройств, ПТК автоматизации подстанций и ПТК ЦУС на соответствие стандартам и требованиям информационной безопасности.

По второму вопросу

СЛУШАЛИ:

технического директора ООО «ЛИСиС» Ивана Николаевича Дорофеева с докладом «Цифровая подстанция. Система защиты и управления iSAS».

С оценкой выполненной работы выступили назначенные оппоненты:

- 1) Дорофеев Владимир Валерианович – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Объединенный институт высоких температур РАН (отзыв прилагается);
- 2) Волошин Александр Александрович – ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ» (отзыв прилагается);
- 3) Мурзин Андрей Юрьевич – ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»; отзыв (прилагается) зачитал Г.С. Нудельман;
- 4) Попов Сергей Григорьевич – ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» (отзыв прилагается).

В обсуждении также приняли участие:

Г.С. Нудельман, М.Г. Линт, Д.В. Ягодка, В.В. Костенко, А.С. Шеметов, М.И. Мальцев, В.Г. Промыслов, Н.А. Дони, П.А. Горожанкин.

Перечень вопросов, заданных оппонентами и другими участниками заседания в ходе обсуждения, а также полученные на них ответы приведены в приложении 2.

ОТМЕТИЛИ:

1. Автоматизированная система защиты и управления электрической подстанцией (АСЗУ iSAS) разработки ООО «ЛИСИС», рассмотренная на заседании секции НТС, представляет научный и практический интерес, однако, в силу того, что предложенная архитектура построения системы защиты и управления электрической подстанцией отличается от применяемых на сегодняшний момент решений и отсутствует опыт реализации и эксплуатации подобных систем на реальных объектах, необходимо проведение пилотных внедрений для наработки опыта и подтверждения заявляемых технико-экономических параметров системы.

РЕШИЛИ:

1. Продолжить работу по реализуемым пилотным внедрениям АСЗУ iSAS в соответствии с текущими договорами, Распоряжением ОАО «Россети» от 14.08.2014 № 349р «О реализации Соглашения о сотрудничестве между ОАО «Россети» и ООО «ЛИСИС» и Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.12.2013 № 734 «Об организации внедрения инновационной техники и технологий».

2. По итогам опытно-промышленной эксплуатации поручить рабочей группе «Цифровая подстанция» секции 3 НТС ОАО «Россети» произвести оценку результатов реализации и опыта эксплуатации пилотных внедрений АСЗУ iSAS и проектов, реализованных на других принципах.

3. По итогам опытно-промышленной эксплуатации, в целях развития в России технологии «цифровая подстанция» рекомендовать ОАО «РОССЕТИ» инициировать следующие НИР:

- а) Разработка методики оценки показателей надежности системы защиты и управления электрической подстанции, реализованной как на традиционных, так и на принципах «Цифровая подстанция» и «Централизованная система защиты и управления».
- б) Разработка технико-экономического обоснования нового строительства и реконструкции электросетевых объектов ЕНЭС напряжением 35-500 кВ с применением технологии «цифровая подстанция» и различных архитектур построения систем защиты и управления ПС. В рамках разрабатываемого ТЭО предусмотреть четкое разделение функциональности защит и автоматики для подстанций разного класса напряжения.
- в) Разработка типовых проектных решений для автоматизации ПС, применяемых в ЕЭС России на базе технологии «цифровая подстанция».

4. Обратиться в ТК 016 с предложением о разработке национального профиля стандарта МЭК 61850.

5. По результатам пилотных внедрений технологии «цифровая подстанция» и выполненных НИР подготовить предложения по изменению нормативно-технической базы, регламентирующей внедрение и эксплуатацию систем автоматизации электрическими подстанциями в России.

Учёный секретарь секции НТС



А.А. Наволочный

Список приглашённых на заседание секции участников

- | | | | |
|-----|-------------------------------------|---|---|
| 1. | Агафонов
Сергей Валентинович | – | ОАО «МРСК Центра»; |
| 2. | Антонов
Алексей Николаевич | – | ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»; |
| 3. | Арутюнов
Сергей Альпиньевич | – | ОАО «ФСК ЕЭС»; |
| 4. | Балашов
Сергей Васильевич | – | ОАО «ВНИИР»; |
| 5. | Балинин
Александр Викторович | – | ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»; |
| 6. | Бикмухаметов
Ринат Рафгатович | – | ОАО «РусГидро»; |
| 7. | Великанов
Александр Владимирович | – | ОАО «Россети»; |
| 8. | Волошин
Александр Александрович | – | ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»; |
| 9. | Воронков
Николай Борисович | – | ОАО «МРСК Центра»; |
| 10. | Гвоздев
Дмитрий Борисович | – | ОАО «Россети»; |
| 11. | Гордейчик
Сергей Владимирович | – | ЗАО «Позитив Текнолоджис»
(Positive Technologies); |
| 12. | Горелик
Татьяна Григорьевна | – | ОАО «НТЦ ЕЭС»; |
| 13. | Горожанкин
Павел Алексеевич | – | ОАО «Институт ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»; |
| 14. | Грибков
Максим Александрович | – | ОАО «МОЭСК»; |
| 15. | Грибов
Максим Валерьевич | – | ОАО «Управление ВОЛС-ВЛ»; |
| 16. | Добкин
Олег Сергеевич | – | ЗАО «РКСС»; |
| 17. | Дорофеев
Иван Николаевич | – | ООО «ЛИСиС»; |
| 18. | Егоров
Николай Алексеевич | – | ОАО «Управление ВОЛС-ВЛ»; |
| 19. | Железнов
Федор Дмитриевич | – | ОАО «РЖД»; |
| 20. | Загурский
Юрий Александрович | – | ОАО «Россети»; |

- | | | | |
|-----|-----------------------------------|---|--|
| 21. | Зуйков
Александр Васильевич | – | ОАО «РЖД»; |
| 22. | Иванов
Дмитрий Валерьевич | – | ООО «ЛИСиС»; |
| 23. | Иванченко
Алексей Фёдорович | – | ОАО «Россети»; |
| 24. | Кадер
Михаил Юрьевич | – | Cisco Systems, Inc. (Российское представительство); |
| 25. | Кишиневский
Давид Владимирович | – | ООО «ЛИСиС»; |
| 26. | Костенко
Виталий Владимирович | – | ОАО «Институт ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»; |
| 27. | Левандовский
Андрей Викторович | – | ОАО «ФСК ЕЭС»; |
| 28. | Линт
Михаил Георгиевич | – | ООО «Исследовательский центр «Бреслер»; |
| 29. | Липкин
Лев Григорьевич | – | ОАО «Институт ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»; |
| 30. | Литвинов
Павел Васильевич | – | ЗАО «РТСофт»; |
| 31. | Макаров
Борис Александрович | – | ОАО «РЖД»; |
| 32. | Маргулян
Александр Михайлович | – | группа компаний «Микроника – ЛИСиС»; |
| 33. | Массель
Алексей Геннадьевич | – | Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН); |
| 34. | Машинский
Юрий Викторович | – | ЗАО «РТСофт»; |
| 35. | Мейчик
Евгений Робертович | – | ОАО «Россети»; |
| 36. | Морозов
Алексей Павлович | – | ОАО «РусГидро»; |
| 37. | Наумов
Владимир Александрович | – | ООО НПП «ЭКРА»; |
| 38. | Небера
Алексей Анатольевич | – | ЗАО «РТСофт»; |
| 39. | Николаев
Иван Николаевич | – | ООО «Исследовательский центр «Бреслер»; |
| 40. | Новиков
Сергей Леонидович | – | ОАО «МРСК Центра»; |
| 41. | Оганесян
Ашот Арутюнович | – | ОАО «ВНИИР-Прогресс»; |
| 42. | Онисова
Ольга Александровна | – | ОАО «ВНИИР»; |

- | | | | |
|-----|-----------------------------------|---|---|
| 43. | Орлов
Леонид Леонидович | – | ЗАО «РТСофт»; |
| 44. | Пономарев
Дмитрий Иванович | – | ОАО «МОЭСК»; |
| 45. | Попов
Сергей Григорьевич | – | ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»; |
| 46. | Промыслов
Виталий Георгиевич | – | Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем управления им. В. А. Трапезникова Российской академии наук (ИПУ РАН);
ОАО «Россети»; |
| 47. | Селезнев
Виктор Юрьевич | | ОАО «Россети»; |
| 48. | Селезнев
Михаил Игоревич | – | ОАО «ФСК ЕЭС»; |
| 49. | Сорин
Валентин Дмитриевич | – | ООО «ЛИСиС»; |
| 50. | Степанюк
Дмитрий Олегович | – | ЗАО «Позитив Текнолоджис»
(Positive Technologies);
ОАО «Россети»; |
| 51. | Федоров
Вадим Николаевич | | ОАО «Россети»; |
| 52. | Шавкин
Сергей Викторович | – | Курчатовский центр сверхпроводимости
НИЦ "Курчатовский институт"; |
| 53. | Шайхутдинов
Роберт Гайнуллович | – | ОАО "Тюменьэнерго"; |
| 54. | Шеметов
Андрей Сергеевич | – | ОАО «ФСК ЕЭС»; |
| 55. | Юхименко
Дмитрий Владимирович | – | ОАО «МРСК Юга»; |

***Перечень вопросов, заданных в ходе обсуждения доклада И.Н. Дорофеева
(ООО «ЛИСиС») по второму вопросу заседания секции, полученные на них ответы***

Вопрос: Из материалов презентации непонятно, что представляется на обсуждение – система защиты и управления, программный комплекс или программно-технический комплекс? Не отражены цели системы, решаемые ей задачи, область применения.

Ответ: На обсуждение секции НТС был представлен программный комплекс iSAS, разрабатываемый компанией ЛИСИС. Данный программный комплекс (ПК) предназначен для применения в составе программно-технических комплексов (ПТК) при построении систем защиты и управления оборудованием электрических подстанций (ПС). ПК ориентирован на замену (виртуализацию) большого количества микропроцессорной аппаратуры, в настоящее время входящих в состав автоматизированных систем управления ПС. Объем разработанных на текущий момент прикладных программных модулей для ПК iSAS позволяет применять вышеозначенный ПК для построения следующих автоматизированных подсистем: РЗА, АСУТП, ТМ, локальная ПА, АИИС КУЭ (ТУЭ), контроля показателей качества электрической энергии для подстанций и электрической части электростанций высшим классом напряжения до 220 кВ включительно. Однако, принципы, заложенные при создании данного программного комплекса, позволяют расширить область применения на объекты более высоких классов напряжения, и более того – на автоматизацию в других областях промышленности.

Программный комплекс iSAS – это необязательно централизованная система. Функциональное укрупнение в решениях на его базе – это следствие применения алгоритма синтеза системы заданного уровня надежности с минимальной стоимостью при отсутствии ограничений на централизацию функций. Другими словами, ПК iSAS позволяет строить системы любой архитектуры – от полностью распределенной до полностью централизованной, однако заданный уровень надежности (за который взяты уровни показателей надежности традиционных систем) наиболее экономически выгодным путем достигается за счет других методов (множество перекрестных связей, дублирование), но при максимальном функциональном укрупнении устройств.

Вопрос: Авторы сообщили, что время срабатывания у них порядка 2 мс, но ничем не доказали. Само утверждение неверное. Поскольку в цепи управления используется значительное количество разнородных устройств и телекоммуникационное оборудование, то мы можем говорить только о распределении вероятности. И даже если пик этого распределения это 2 мс, то "хвост" может тянуться во времени до 200 мс. В этой управляющей системе нет достаточного детерминизма. Отдельный вопрос возникает, если в случае сбоя любого из программных сервисов-модулей потребуется его перезапуск – это уже секундные времена! А вероятность сбоя пропорциональна (разумеется, сложным образом) нагрузке на CPU, т.е. перезапуск программных модулей наиболее вероятен во время развития аварии.

Ответ: 2 мс – это не время срабатывания, а время цикла выполнения алгоритмов внутри главного цикла в процессе vIED ПК iSAS. Время выполнения данного цикла строго детерминировано и не зависит от темпа поступающих на обработку данных. Соблюдение и контроль заявленных временных характеристик достигается специальными средствами, включающими в себя свойства и методы ядра операционной системы реального времени, внутренними механизмами комплекса и применения ряда правил написания кода. Конечно, данная временная характеристика имеет некоторую дисперсию, однако она пренебрежимо мала, а в данном случае имеется в виду, что время выполнения не превышает 2 мс ни при каких условиях.

Что касается времени срабатывания, то временная характеристика определяется, главным образом, используемыми алгоритмами обработки данных (например, видом защиты, уставками выдержки времени, размером окна цифрового фильтра и т.д.). Стандартом IEC 61850 (части 5 и 10) определены времена доставки сообщений GOOSE и SV от источника к приемнику. Это время составляет не более 3 мс и распределяется следующим

образом: по 1,2 мс на обработку данных коммуникационным ПО источника и приемника и 0,6 мс на собственно пересылку. На практике при применении опорной сети 1 Гб/с время передачи(мат. ожидание) пакета SV80 составляет около 900 нс и не превышает 10 мкс. Превышение заданного таймаута (1,2 мс принято по умолчанию в iSAS) при ожидании новой порции данных определяется системой как неисправность источника данных или канала связи с последующей блокировкой алгоритмов защит.

Полное же время срабатывания включает в себя:

- 1 время на проведения измерений;
- 2 время на пересылку данных в устройство обработки;
- 3 обработку и принятие решения(в ПК iSAS это как раз 2 мс, но в зависимости от применяемого алгоритма может потребоваться не один такт);
- 4 передачу команды отключения;
- 5 выполнение команды отключения;
- 6 собственное время КА.

В случае возникновения сбоя программных модулей самого ПК iSAS предусмотрен механизм их перезапуска. Время перезапуска процессов iSAS (включая время обнаружения сбоя) составляет не более 500 мкс. В случае отказа процессов ядра операционной системы в наихудшем случае потребуются перезагрузка сервера. Время такой перезагрузки может составлять до 10 мин. В любом случае, в такой ситуации все функции защиты продолжают выполняться дублирующим сервером.

Вопрос: В работе описана возможность группировки функциональных модулей: логический узел, логическое устройство, и виртуальное интеллектуальное электронное устройство. Не приведены сведения по обоснованию необходимости такой группировки. Из представленных материалов не ясно vIED это аналог какого-либо реального МП терминала РЗА с соответствующим набором функций? Или vIED это некоторая абстракция, необходимая для распараллеливания задач и использования многоядерных процессоров?

Ответ: Структура ПК iSAS предусматривает следующую иерархию сущностей:

- 1 Логический узел – минимальная атомарная функция автоматизации.
- 2 Логическое устройство – средство группировки логических узлов по функциональному признаку.
- 3 vIED – сущность, определяющая набор задач выполняющихся последовательно на одном ядре процессора. Отсюда и ограничение по суммарному времени исполнения, которое не должно быть более чем заданное время цикла vIED. Функциональность vIED определяется тем набором логических узлов и логических устройств, которые в него помещены пользователем. Набор прикладных функций содержащихся в vIED, в случае использования современных процессоров может быть достаточно обширным, например, целиком все функции защиты РУ 110 кВ. Таким образом, понятие vIED хоть и имеет сходную философию с реальным терминалом РЗА, однако может значительно превосходить его по функциональным возможностям.

Вопрос: Требуют пояснения результаты испытаний по объемам принимаемых SV-поток и GOOSE-сообщений. Необходимо пояснить, что конкретно тестировалось: возможность приема указанного объема информации на сетевом интерфейсе или работа алгоритмов ПК iSAS с указанной информационной нагрузкой?

Ответ: Касательно заявленных предельных значений по приему и обработке информации можно пояснить следующее:

- 1 Прием потоков SV80: 150 потоков на интерфейс 1 Гб/с. Проверялся корректный прием данных сетевым интерфейсом, распаковка пакета, контроль целостности потока, доступность данных в объектной модели программного комплекса для дальнейшей обработки.
- 2 Работа с GOOSE: обмен сообщениями, содержащими в общей сложности 10 000 сигналов. Создавалась конфигурация, содержащая 1 000 GoCB с наборами данных по 10 сигналов в каждом. На данном стенде проводился опыт «пинг-понг», когда прием сообщения устройством инициирует ответную передачу сообщения.

- 3 Что касается приближенных к реальным условиям опытов – на сегодняшний день максимально проверенным результатом является полная система защиты и управления, включающая алгоритмы РЗА, АСУТП, АИИСКУЭ, ККЭ, ОМП для ПС 110/10 кВ (схема РУ 110-5Н; 40 отходящих фидеров 10 кВ; 4 секции шин 10 кВ) и принимающая 65 потоков SV80. Однако это не является пределом для ПК iSAS. В выше приведенном опыте степень утилизации ресурсов сервера составила 37,5% (интегральный показатель). Ограничение связано со значительной трудоемкостью подготовки конфигураций для комплекса. По сути – это проектирование и наладка системы автоматизации целой ПС.

Вопрос: Заявление о том, что библиотека узлов достаточна для построения систем РЗА, АСУТП, АИИС КУЭ, ККЭЭ, РАС на ПС 220 кВ нуждается в подтверждении. В частности, требуется пояснение, каким образом организованы базы данных для хранения информации в краткосрочном и долгосрочном архивах АСУТП, каким образом реализуется АРМ персонала, каким образом выполняются функции РАС и накопление банка данных осциллограмм.

Ответ: Здесь нужно пояснить, что речь идет о среднем уровне вышеупомянутых систем, т.е. об уровне микропроцессорных устройств. На текущий момент для построения полноценной АСУТП ПС, в составе ПТК должна применяться SCADA стороннего производства, с помощью которой и реализуется АРМ ОП.

ПК iSAS позволяет организовывать локальный ЧМИ для реализации среднего уровня управления (аналог ЧМИ микропроцессорных устройств).

Также ПК iSAS содержит в своем составе две СУБД – реального времени и реляционную. При помощи данного инструментария организуются архивы различной дискретности и глубины хранения.

Вопрос: На слайде 22 сказано, что минимальная стоимость достигается за счет централизации функций и отсутствия структурного резервирования. Если это распространять на РЗА, то это приведет к уменьшению надежности самой РЗА и ЭЭС в целом.

Ответ: На данном слайде отражены принципы определения системы минимальной стоимости – как отправной точки для поэтапного применения мер, направленных на увеличение надежности системы (слайд 23). Собственно, алгоритм действий приведен на слайде 21:

- 1 Берем систему минимальной стоимости и надежности. Естественно, данная система должна быть способна выполнять возлагаемые на нее функции.
- 2 Задаем требуемым уровнем показателей надежности, например, как у традиционной системы аналогичных функциональных возможностей и назначения.
- 3 Используя ранжированный по критерию стоимости список методов повышения надежности, итеративно применяем к синтезируемой системе эти методы и их сочетания.
- 4 Пересчитываем показатели надежности для каждого нового полученного варианта построения системы.
- 5 Как только показатели надежности синтезируемой системы превысят заданный уровень, останавливаем расчет и получаем систему, имеющую заданный уровень надежности и при этом минимально возможную в данных условиях стоимость.

Вопрос: Анализ предлагаемой авторами методики расчета ПН ТС показывает неполное её соответствие с общей схемой расчета надежности, изложенной в ГОСТ 27.301-95:

- не описан объект, подлежащий расчету, и его составные части (например, непонятно, учитывались ли при расчете надежности средства и каналы передачи данных (в том числе объемы и скорости передачи данных), серверов, УСО, программное обеспечение и т.п.);
- не выделены этапы в расчетах надежности рассматриваемой системы согласно пп.4.3.1 ГОСТ 27.301-95;
- не определены цели и задачи расчета на выделенных этапах, номенклатура и требуемые значения рассчитываемых показателей надежности;
- не приведена информация о выборе метода(ов) расчета, адекватного(ых) особенностям объекта, целям расчета, наличию необходимой информации об объекте и

исходных данных для расчета;

- не приведена информация об оценке достоверности результатов расчетов надежности;
- отсутствуют модели для расчета каждого ПН, принятые при их построении допущения и предположения, соответствующие алгоритмы вычисления ПН и применяемые программные средства оценки погрешностей и чувствительности выбранных (построенных) моделей;
- отсутствуют методики оценки параметров нагруженности объекта и его составных частей или непосредственно оценки указанных параметров со ссылками на соответствующие результаты и методики прочностных, тепловых, электрических и иных расчетов объекта.

Ответ: В докладе представлена (и проиллюстрирована рядом примеров) лишь небольшая часть положений методики оценки надежности, разработанной специалистами компании ЛИСИС. Значительная часть обосновывающих материалов, выкладок и математических моделей элементов РЗА намеренно оставлена за рамками доклада ввиду значительного объема и опосредованного отношения к тематике доклада.

Кроме того, следует заметить, что в силу ряда причин значения показателей надежности (ПН), полученные с использованием данной методики, не являются абсолютными и лишь позволяют провести качественное относительное сравнение ПН двух систем РЗА. Причем ПН обеих систем должны быть вычислены при помощи данной методики. Таким образом, представленную методику следует рассматривать исключительно как инструмент сравнения одного решения с другим. Комментарии по пунктам заданного вопроса:

- В представленном докладе достаточно подробно представлен метод определения состава объекта, подлежащего расчету, коим является часть системы РЗА, выполняющая определенную функцию. (сл. 50 пп. 1 - 6, сл. 52). Результатом применения этого метода является граф технических средств, влияющих на выполнение рассматриваемой функции защиты (сл. 57 и сл. 60), на котором приведены все элементы, учитываемые в расчете и их взаимосвязи. На основании данного графа составляется структурная функция системы.
- Настоящий расчет предназначен для сравнительного качественного анализа показателей надежности системы РЗА, выполненной на основе ПК iSAS, и в настоящем своем состоянии не предусматривает этапности выполнения расчетов в том смысле, в котором этого требует ГОСТ 27.301-95.
- Цель расчета, очевидно, сравнительный анализ показателей надежности систем РЗА двух архитектур: традиционной и предлагаемой. Номенклатура ПН приведена на сл. 56 «Защита ВЛ 110 кВ. Определяемые показатели надежности». Что касается требуемых значений определяемых ПК – в настоящее время не существует нормативных значений показателей надежности для систем РЗА. Поэтому за требуемые показатели надежности были взяты ПК традиционных систем, сходных по возможностям и назначению, и рассчитанные по данной методике. В приведенном в докладе примере расчета сравниваются системы РЗА построенные для одного объекта ПС 110/10 кВ Олимпийская ОАО Тюменьэнерго.

В части обоснованности выбранной при расчете номенклатуры показателей надежности можно отметить следующее:

Согласно "ГОСТ 27.003-90 Надежность. Общие правила задания требований по надежности", для системы РЗА как для обслуживаемого изделия конкретного назначения непрерывного и длительного применения определяемым комплексным показателем надежности является коэффициент готовности. Данный показатель и был определен для всех рассматриваемых случаев и компонентов. Однако, учитывая тот факт, что коэффициент готовности системы РЗА различен для разных типов повреждений в энергосистеме (что проиллюстрировано на слайде 68), в качестве интегрального показателя использовалась интенсивность отказов, что есть произведение интенсивности требований функционирования на коэффициент готовности(см. слайд 56).

- В настоящее время производится валидация методики расчета математических моделей и использованных исходных данных с использованием статистической

информации о работе РЗА за последние 10 лет, предоставленной ОАО «СО ЕЭС». Работа еще не закончена, поэтому о результатах говорить преждевременно.

- Очевидно, что большая часть математических моделей, использованных для расчета, оставлена за рамками доклада. Однако следует заметить, что в докладе приведены в качестве примера ряд наиболее интересных моделей расчета ПН для компонентов системы РЗА (сл. 61-69).

Вопрос: Вызывает сомнение корректность утверждения, что отказ функции защиты одного элемента не влияет на функционирование защиты другого элемента вследствие принципа селективности. Непонятно, для чего употреблена фраза «Случаи дальнего резервирования учитываются отдельно».

Ответ: Имелось ввиду то, что, т.к. РЗА обладает свойством селективности, т. е. намеренно отстраивается от повреждений на смежном участке, то подсистемы РЗА, предназначенные для защиты отдельных элементов электрической сети, являются независимыми в смысле надежности, т.к. не резервируют и не влияют на работу друг друга за исключением случаев дальнего резервирования, когда защита предназначена для работы при повреждении на смежном элементе (резервируя защиту этого элемента). Например, защита трансформатора независима от защиты линии, т.к. не будет действовать при повреждении на линии, даже если защита линии выйдет из строя. Но защита фидера зависима от защиты ввода, т.к. защита ввода подействует при повреждении на фидере и отказе его собственной защиты. Данные обстоятельства необходимо учитывать при декомпозиции комплекса РЗА на отдельные функции для последующего анализа.

Вопрос: Приведенный авторами на слайде 52 состав функций неполный, так как известно, что для устранения «мертвой зоны» дистанционной защиты ВЛ дополнительно применяется МТЗ (больше известная как ненаправленная токовая отсечка от междуфазных КЗ).

Ответ: Данный пример расчета выполнен для конкретного объекта ПС 110/10 кВ Олимпийская и на данном объекте, согласно предоставленной эксплуатирующей организацией карты уставок, МФТО не используется (является постоянно выведенной).

Вопрос: На слайде 59 можно только догадываться к чему относится структурное выражение для традиционной схемы. Кроме того, в структурном выражении не учтены цепи ТН и модель МТЗ (ненаправленной ТО).

Ответ: Данное структурное выражение относится к графу системы на предыдущем слайде 58. В представленном выражении содержится опечатка – конечно, нужно учесть ТН и его цепи. Верным будет выражение:

$$DISP = CT_{DIS} * VT_{DIS} * IEDS * PS_{IEDS} * OC_S * AUX * CBC * PS_{CBC}$$

Вопрос: Учитывалась ли при расчете ПН системы РЗА на базе ПК iSAS надежность климатической установки?

Ответ: Нет, в расчете (в докладе) влияние климатической установки на ПН системы РЗА не учитывалось, равно как и влияние системы отопления. Это указано в допущениях на слайде 61.

Вопрос: Какие источники использовались для получения исходных данных для расчетов показателей надежности?

Ответ: Для расчетов показателей надежности в основном использовались данные, заявленные производителями оборудования и статистические данные о работе РЗА, предоставленные ОАО «СО ЕЭС». Кроме этого использовались следующие источники:

1. Надежность и эффективность в технике. Справочник в 10 томах. 1986. Москва.
2. Impact of fiber optics on system reliability and maintainability. Air Force Systems Command 7 of Griffiss AFB, NY 13441-5700. 1988.
3. MIL-HDBK-217F MILITARY HANDBOOK
4. Шалин А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем. 2002. Новосибирск.
5. CIGRE Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 4 - Instrument Transformers.
6. NERC Protection Misoperation Report, April 2013.
7. Kontron CG2100 Carrier Grade Server. MTBF Prediction.

8. DELL PowerEdge Servers Reliability Prediction.

9. и др.

Вопрос: На каком основании время срабатывания ДЗЛ принимается равным 0 с?

Ответ: Время срабатывания ДЗЛ, равное нулю (как, впрочем, и времена срабатывания всех остальных защит) принято на основании карты уставок в целях упрощения иллюстрации предлагаемого метода. Конечно, в случае реального расчета необходимо учитывать задержки из-за работы цифровых фильтров и внутренней логики устройств, задержки вносимые коммуникациями и т.д.

Вопрос: Почему действие ТЗНП заканчивается срабатыванием II ступени?

Ответ: Данное дерево не является полным деревом событий и призвано лишь проиллюстрировать предлагаемый метод сравнения систем РЗА.

Вопрос: Почему не учитывается действие УРОВ перед действием II ступени ТЗНП?

Ответ: Потому что отсутствуют условия для пуска УРОВ, т.к. на этот момент ни одна из защит не сработала.

Вопрос: На слайде 74 приведены выражения для определения трех показателей, но не сказано, какой из приведенных является показателем технического совершенства. Для того, чтобы рассчитывать показатель технического совершенства необходимо дать понятие технического совершенства УРЗ, обосновать цель определения, содержание и требуемые значения показателя.

Ответ: Показатель технического совершенства – это экономический (или какой-либо другой) ущерб, единицы измерения ущерба определяются коэффициентом С) ущерб, который система РЗА наносит своим несовершенным быстродействием в случае наличия повреждения в энергосистеме, а также ущерб, который она наносит в случае излишнего или ложного срабатывания. Соответственно, показателем технического совершенства является сумма ущербов по трем вышеприведенным случаям. Применение данного критерия позволяет производить сравнения различных вариантов построения системы с учетом всех особенностей, в т.ч. различие в подходах к реализации алгоритмов.

Вопрос: Необходимо пояснение, почему вариант топологии шины процесса с применением технологии HSR принимается перспективным.

Ответ: Потенциально этот вариант сулит значительное упрощение ЛВС за счет полного отсутствия коммутаторов и, соответственно, снижение стоимости. Однако существует ряд нерешенных на сегодняшний момент проблем, связанных с этой технологией.

Вопрос: При расчете экономического эффекта не указаны расходы на создание «серверных» помещений. Для какого случая рассматривается экономический эффект – новое строительство или реконструкция?

Ответ: Расчет экономического эффекта в приведенном примере выполнялся для реконструируемых подстанций. Поэтому в данных расчетах принимается, что помещения для установки оборудования уже существуют. Например, для варианта 3, который соответствует нашему пилотному проекту в ОАО Тюменьэнерго, мы используем существующую аппаратную связь, которая имеет экранирование. Однако, мы дооснащаем это помещение системой кондиционирования, расходы на которую учтены в соответствующих строках ТЭО. При новом строительстве следует брать в рассмотрение не только расходы на организацию «серверных» помещений, но и эффект от экономии места занимаемого системой защиты и управления, возникающий при применении ПК iSAS.



Открытое акционерное общество
«Российские сети»

Российская Федерация
121353 г. Москва, ул. Беловешская, д. 4
тел.: +7(495) 995 53 33, факс: +7(495) 664-81 33
e-mail: info@rosseti.ru, www.rosseti.ru

02.02.2015 № БР-230

Председателю Совета директоров
ОАО «ВНИИР», руководителю
секции НТС ОАО «Россети»

Г.С. Нудельману

на № 8806 от 18.12.2014

О направлении информации

Уважаемый Года Семенович!

Направляю Вам информацию по специалистам от ОАО «Россети» для включения в состав рабочей группы по развитию нормативного обеспечения кибербезопасности электрических сетей (далее - Рабочая группа), а именно:

Зайцев Алексей Андреевич - начальник отдела информационной безопасности Департамента безопасности ОАО «Россети»;

Капустин Дмитрий Сергеевич - начальник управления инновационной, технической политики и повышения энергоэффективности Департамента технологического развития и инноваций ОАО «Россети».

Предлагаю руководителем Рабочей группы назначить А.А. Зайцева.

Первый заместитель
Генерального директора
по технической политике

Р.Н. Бердников