

# Задачи комплексной автоматизации и оптимизации режимов работы распределительных сетей

**Интеллектуализация электроэнергетического комплекса не первый год является актуальным мировым трендом. Элементы Smart Grid внедряются на разных уровнях энергосистем, в том числе интеллектуальные технические решения, системы и устройства активно применяются при техпереворужении и реконструкции распределительных электрических сетей.**

**Семин В.В.**, начальник управления АСДУ и систем связи ПАО «МОЭСК»

**Волошин А.А.**, заведующий кафедрой РЗиАЭ ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»

**Коваленко А.И.**, старший преподаватель кафедры РЗиАЭ ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»

**Благодарзмов Д.О.**, инженер кафедры РЗиАЭ ФГБОУ ВО «НИУ МЭИ»

## ВВЕДЕНИЕ

Интеллектуальная распределительная сеть — это сеть, при эксплуатации которой широко применяются микропроцессорные системы управления, средства компьютерного анализа и цифровые коммуникации. В интеллектуальной сети параллельно с инфраструктурой передачи электроэнергии существует инфраструктура обмена технологической информацией. Структура таких систем управления и средств коммуникаций в полной мере соответствует структуре силовой распределительной сети.

В качестве элементарной масштабируемой ячейки сетевой компании выступает районная электрическая сеть (РЭС), в которую, как правило, входит несколько питающих подстанций 110/6 (10, 35) кВ, ВЛ (КЛ) 6–35 кВ общей протяженностью в сотни км, ТП 6(10)/0,4 кВ (сотни шт.), десятки (сотни) тысяч потребителей. Унифицированные решения, сформированные для РЭС, позволят осуществить интеллектуализацию распределительных сетей в целом.

Для реализации интеллектуальной сети следует решить ряд задач, в число которых входит создание интеллектуальной интегрированной системы

управления режимами распределительной сети в режиме реального времени с интеллектуальным учетом электроэнергии, модернизация концепции построения комплекса РЗА, правовые вопросы интеграции объектов распределенной генерации (ОРГ) на уровне распределительных сетей.

## СОЗДАНИЕ И ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИНТЕГРИРОВАННОЙ СЕТИ

### *Интеграция объектов распределенной генерации*

Массовое включение объектов распределенной генерации в распределительные сети невозможно при существующей концепции их радиального построения с односторонним питанием с соответствующим построением комплекса РЗА.

ОРГ потребителей могут выдавать в сеть излишки электроэнергии, создавая в линиях электропередачи двунаправленные потоки мощности, также подпитка точек КЗ становится многосторонней. Включение генерирующих установок создает условия для возникновения асинхронных режимов (АР).

Таким образом, возникают ранее не свойственные для распределительной сети режимы работы. При этом распределительные

сети с ОРГ имеют свои особенности протекания переходных процессов в зависимости от характеристик включенных генерирующих установок (ГУ), например, включение ВИЭ через преобразователи на базе силовой электроники, малые постоянные инерции ( $T_j$ ) синхронных генераторов и использование зависимых систем самовозбуждения для последних.

С точки зрения организационных вопросов для возврата электроэнергии от ГУ активного потребителя в распределительную сеть необходима система интеллектуального учета (Smart Metering) с установкой двунаправленных счетчиков и тарифами, определяемыми на основании данных единого расчетного центра.

Для преодоления препятствий и интеграции ОРГ пересматривается комплекс РЗА распределительной сети, формируется интегрированная интеллектуальная система управления в режиме реального времени с интеграцией локальных САУ ОРГ.

Такая система управления позволяет обеспечивать непрерывное самобалансирование и саморегулирование системы, беспрепятственное подключение новых потребителей и источников энергии.

### Интегрированная система управления в режиме реального времени

Такая система является ключевым компонентом интеллектуальной сети. Она выполняет функции контроля и управления, анализа и оптимизации режимов работы распределительной сети с ОРГ (рисунок 1).

В рамках интеллектуальной системы управления реализуются функции системы мониторинга и управления энергопотреблением потребителей с установкой интеллектуальных двунаправленных счетчиков, контролем качества и удаленным управлением коммутационными аппаратами.

Для реализации алгоритмов интеллектуальной системы используются следующие данные:

- определение состояний ОРГ;
- значения суммарной генерации ОРГ, напряжения и токи в точках общего подключения;

- группировка ОРГ по областям и по технологии со сведениями, относящимися к производству, напряжению и токам для каждой системы, группы или ОРГ;
- формирование списка переключений для генераторов (генераторы фильтруются по областям, классам фидеров и индивидуально);
- моделирование работы ОРГ после отправки выработанных команд; стандартизированные отчеты (экспорт в файлы заданного формата).

### Smart Metering

Функционирование системы Smart metering обеспечивается следующими мероприятиями:

- установка интеллектуальных приборов учета в точках потребления и генерации электроэнергии;
- организация опроса приборов учета, обработка данных и пре-

доставление информации о потреблении и генерации энергоресурсов;

- реализация единого расчетного центра на базе отдельного сервера для оценки текущих потреблений и производство электроэнергии регулируемой системы, расчет данных о потреблении и отклонениях системы, балансе энергии и мощности, а также выполнение прогноза о потреблении для ценообразования.

### Интеллектуальные системы мониторинга и управления

Внедрение в эксплуатацию интеллектуальных систем мониторинга и управления повышает наблюдаемость РЭС, позволяет более точно локализовать место повреждения, уменьшая количество отключаемых потребителей и время отыскания повреждения.

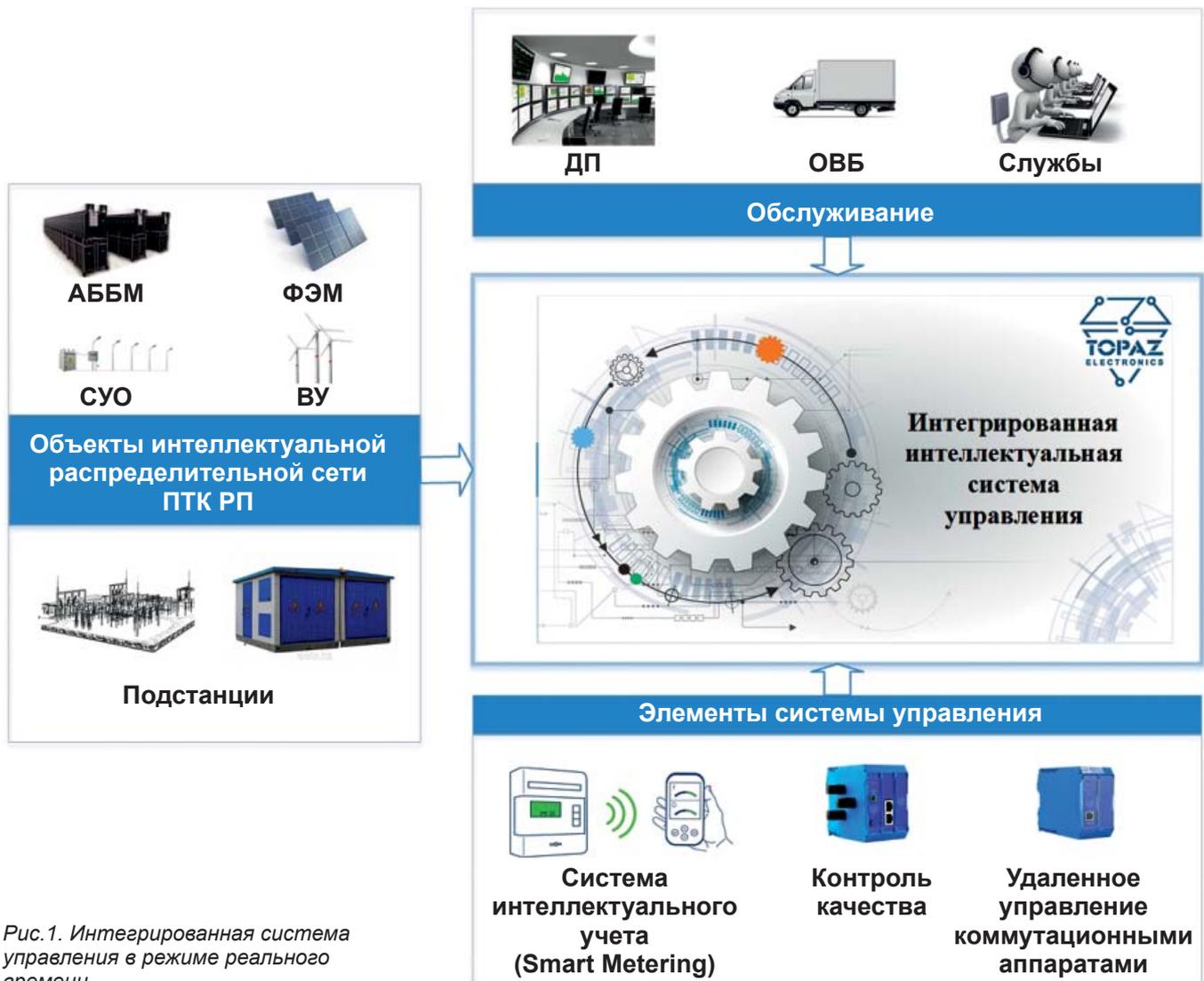


Рис. 1. Интегрированная система управления в режиме реального времени

Таким образом, снижается среднее время отключения потребителя (SAIDI), среднее количество отключений потребителя (SAIFI) и повышается надежность электроснабжения.

В конечном варианте подобного рода системы позволят участникам рынка электроэнергии интегрироваться в сеть, становясь полноценными участниками рынка, заключать и оплачивать в режиме реального времени контракты на поставку электроэнергии. Кроме того использование различных цифровых протоколов откроет дополнительные возможности по оказанию не только энергетических услуг.

Для расширения функционала специалистами ООО «ПиЭлСи Технолоджи» было разработано ПО верхнего уровня ТОРАЗ АСКУЭ и устройство сбора и передачи данных (УСПД) ТОРАЗ.

УСПД ТОРАЗ обеспечивает объединение потребителей с управляемой нагрузкой, объектов распределенной генерации и накопления электрической энергии. УСПД позволяет производить сбор данных учета энергоресурсов (электрической энергии, тепловой энергии, газа, воды и других энергоресурсов) с подавляющего большинства используемых приборов учета (рисунок 2).

### Совершенствование концепции построения РЗА

Появление особенностей режимов, связанных с наличием генерации в распределительной сети (двунаправленных потоков мощности, подпитка КЗ с разных сторон и т.д.) заставляет практически полностью пересматривать принципы построения РЗА, ориентируясь в сторону сетей более высокого класса напряжения (110, 220 кВ). Так, например, АПВ ВЛ без контроля синхронизма становится невозможным, отключение основного источника питания при параллельной работе с ОРГ требует применения специальной противоаварийной автоматики для осуществления балансирующих воздействий и перехода в островной режим, появляется необходимость выполнять защиты ВЛ направленными.

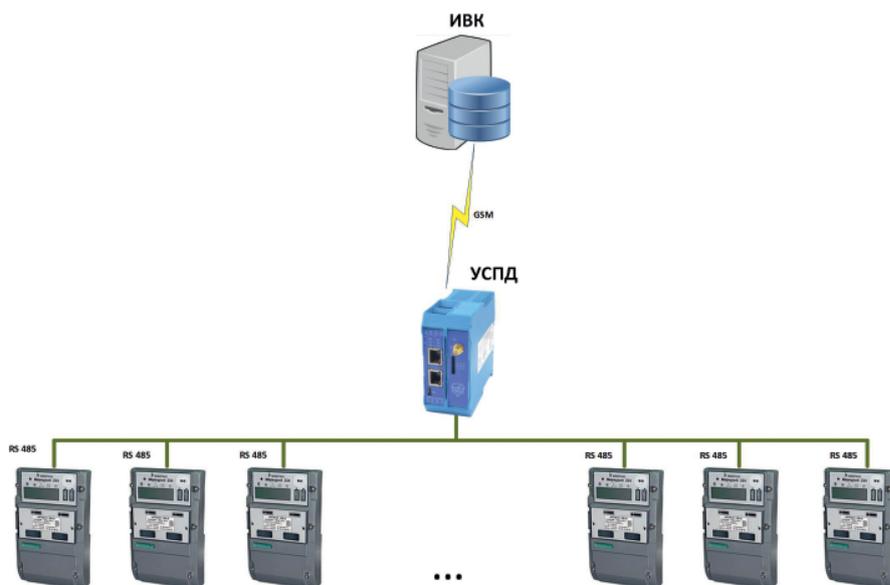


Рис. 2. Структурная схема АИИС КУЭ

Малые постоянные времена синхронных генераторов (СГ) обуславливают быстротечность переходных процессов, использование зависимых систем самовозбуждения, как правило, обеспечивает затухание тока КЗ на выводах практически до нуля в течение 0,5–0,7 с, малые значения токов КЗ от ОРГ, включенных через преобразователи, создают сложности с обеспечением чувствительности защит с традиционными для распределительных сетей алгоритмами.

В такой ситуации наиболее перспективный выход — использовать развитые современные коммуникационные и сетевые технологии при построении комплекса РЗА распределительной сети и ОРГ.

## СОЗДАНИЕ И РАЗВИТИЕ АКТИВНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ТОРАЗ FLISR

### Описание алгоритма FLISR

Автоматика локализации, изоляции повреждения и восстановления электроснабжения (FLISR) является ключевым компонентом систем интеллектуализации. Применение данной автоматики сокращает продолжительность перерывов в электроснабжении и локализует место повреждения.

В состав FLISR входят следующие компоненты:

- автоматика определения наличия устойчивого повреждения

на участке питающей сети (АОП);

- автоматика определения (локализации) поврежденного участка сети между двумя коммутационными аппаратами (АЛП);
- автоматика отключения (изоляции) поврежденного сегмента (АИП);
- автоматика восстановления электроснабжения потребителей (АВЭ).

Алгоритм АОП выполняется в начале и конце каждого сегмента сети. Факт устойчивого повреждения за точкой наблюдения определяется при выполнении следующих условий (один из возможных вариантов реализации):

- признак аварийного режима (например, превышение тока заданной уставки);
- срабатывание соответствующих защит (МТЗ, ЗОЗЗ) фидера на распределительном пункте (РП);
- превышение заданного количества циклов АПВ (если применимо).

Автоматика определения (локализации) поврежденного участка сети вводится в работу при срабатывании АОП и анализирует массив состояний алгоритмов АОП, расположенных вдоль питающей линии. Несоответствие показаний индикаторов повреждения по концам сегмента сети указывает на наличие повреждения в данном сегменте.

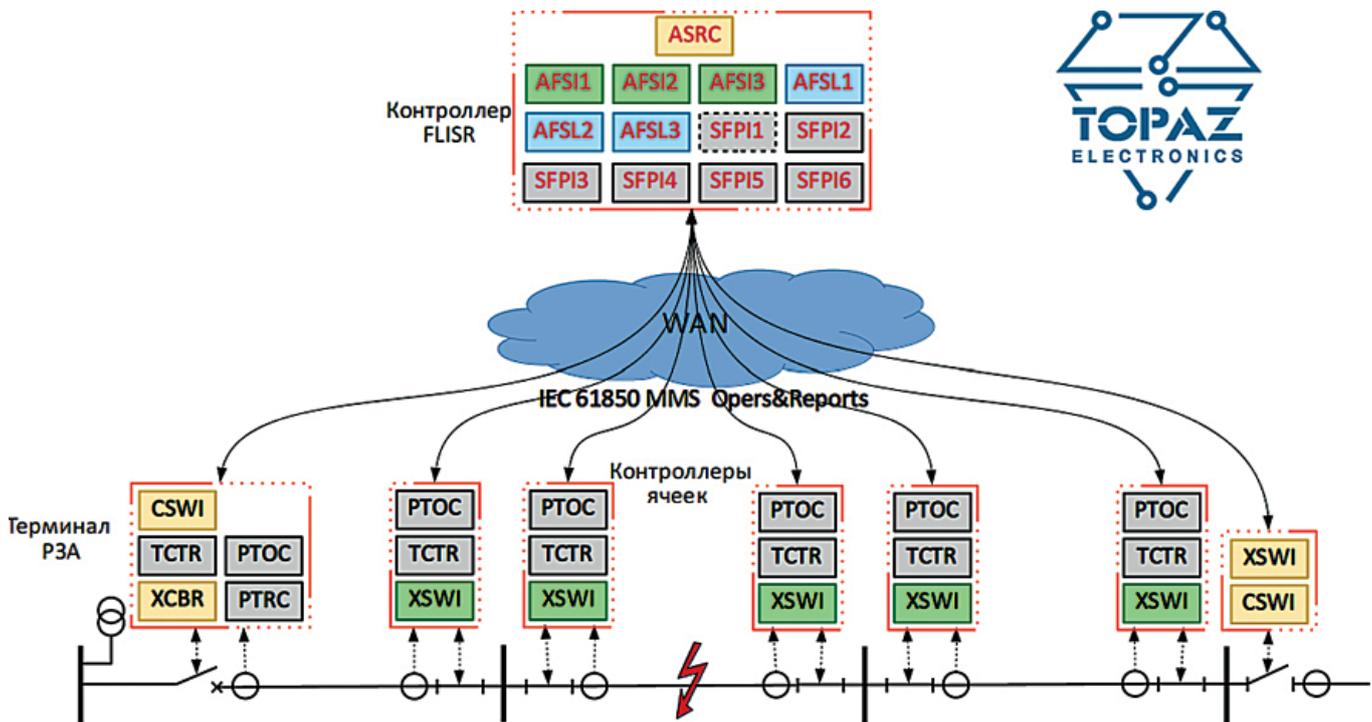


Рис. 3. Централизованная архитектура автоматика FLISR

Автоматика отключения (изоляции) поврежденного сегмента, в свою очередь, вводится в работу в случае успешного определения поврежденного сегмента и осуществляет передачу команд на отключение коммутационной аппаратуры, которая изолирует поврежденный сегмент при условии отсутствия тока через отключаемый КА.

АВЭ вводится в работу в случае успешной изоляции повреждения. Далее восстанавливается электроснабжение потребителей путем включения выключа-

теля на РП и в точке деления сети.

Существует централизованная и децентрализованная архитектура автоматика FLISR. В централизованном варианте логика автоматика FLISR выполняется устройством — контроллером FLISR, устанавливаемым на РП или на диспетчерском пункте. При таком принципе построения в соответствующих точках сети устанавливаются устройства, обеспечивающие измерение электрических величин, их обработку и взаимодействие с коммута-

ционной аппаратурой. Для передачи информации между центральным контроллером FLISR и полевыми устройствами целесообразно использовать сервисы отчетов (Reports) и сервисы управления (Control), реализованные посредством протокола MMS (IEC 61850-8-1) в направлениях мониторинга и управления соответственно. На рисунке 3 приведен пример структурной схемы автоматика FLISR, в централизованном исполнении.

При децентрализованной реализации автоматика FLISR (ри-

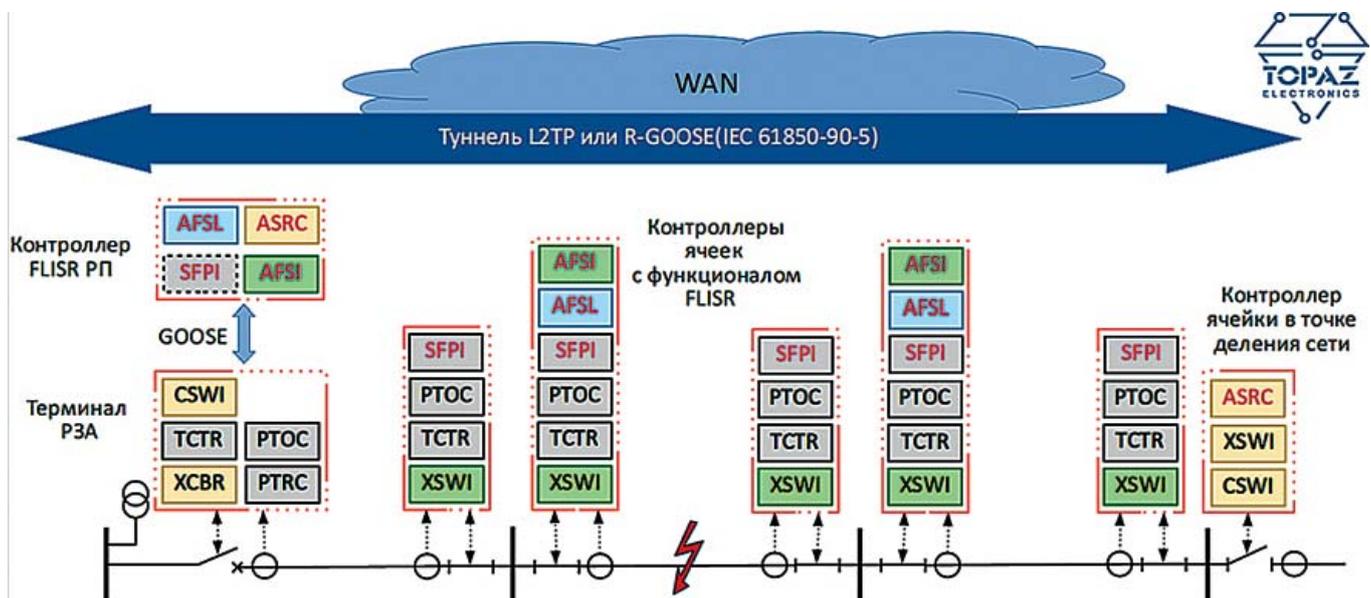


Рис. 4. Децентрализованная архитектура автоматика FLISR

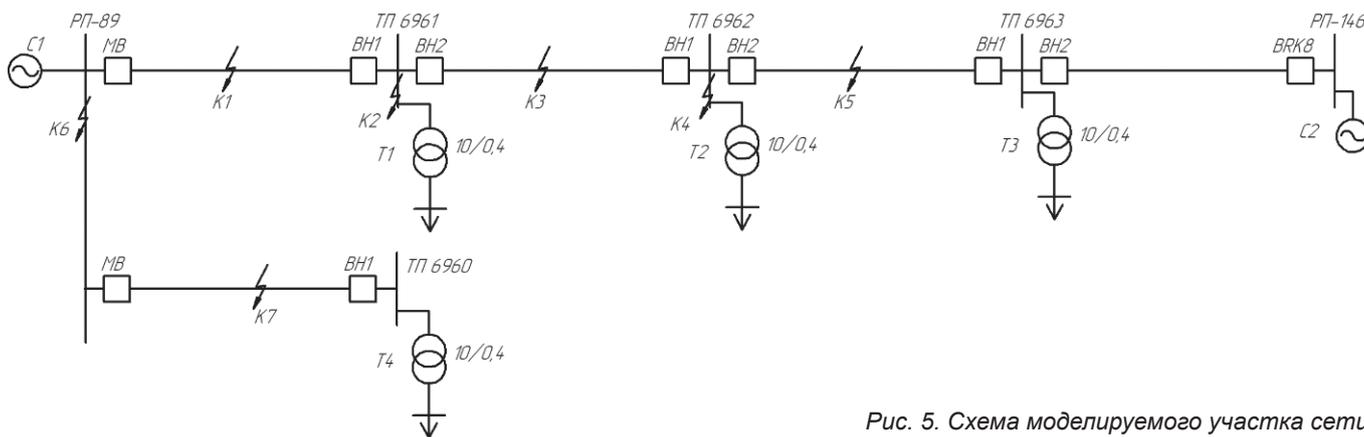


Рис. 5. Схема моделируемого участка сети

сунок 4) распределение функций выполнено по контроллерам соответствующего силового оборудования. Каждое из таких устройств реализует набор логических узлов, относящийся к данной точке питающей сети.

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ТЕСТИРОВАНИЯ АЛГОРИТМА TOPAZ FLISR

С целью проверки правильности функционирования алгоритма TOPAZ FLISR в лаборатории кафедры РЗиАЭ НИУ «МЭИ» был реализован испытательный стенд с использованием моделирующего комплекса RTDS и проведены испытания алгоритма в различных схемно-режимных ситуациях. Испытания проводились совместно со специалистами ООО «ПиЭлСи Технолоджи» в соответствии с утвержденной методикой.

Для проведения испытаний в моделирующем комплек-

се RTDS была создана модель участка распределительной сети 10 кВ, который включает в себя 2 РП 10 кВ, 5 ВЛ 10 кВ и 4 ТП 10/0,4 кВ, с обеих сторон линии установлены выключатели нагрузки. Части схемы, не входящие в область детализированного моделирования, были заменены эквивалентами энергосистем и обозначены С1 и С2 на рисунке 5.

К модели каждого объекта, реализованной в RTDS, подключен комплекс телемеханики TOPAZ, который состоит из контроллера телемеханики, блоков дискретного ввода-вывода и измерительных модулей. К программно-техническому комплексу TOPAZ FLISR подводятся сигналы тока со всех защищаемых присоединений и сигналы напряжения на шинах распределительных пунктов, а также дискретные сигналы положения и управления коммутационными аппаратами. Алгоритм обнаружения повреждения реализован в виде логических блоков и узлов стандарта IEC 61850. Сигналы о возникновении повреждений передаются с трансформаторной подстанции с помощью встроенного в контроллер телемеханики GPRS-модема. Сиг-

налы поступают на контроллер телемеханики, который установлен в распределительном пункте. В данном контроллере реализован централизованный алгоритм системы FLISR для локализации поврежденного участка электросети. Программно-технический комплекс представлен на рисунке 6.

Осуществляется контроль положения коммутационных аппаратов, токов и напряжений в SCADA TOPAZ (рисунок 7) и в RTDS.

В рамках методики испытаний для оценки функционирования алгоритма были проведены опыты двухфазного короткого замыкания, однофазного замыкания на землю, перемежающихся замыканий и несинхронного включения выключателя. При этом в режиме, предшествующем КЗ, выключатель ВН1 на ТП 6963 был отключен и питание осуществлялось от системы С1. При проведении опыта однофазного замыкания на землю были рассмотрены случаи с отключением масляного выключателя (МВ) на РП 89 и без его отключения.

В каждом опыте измерялось время действия алгоритма FLISR, начиная от момента обнаружения



Рис. 6. Программно-технический комплекс TOPAZ FLISR

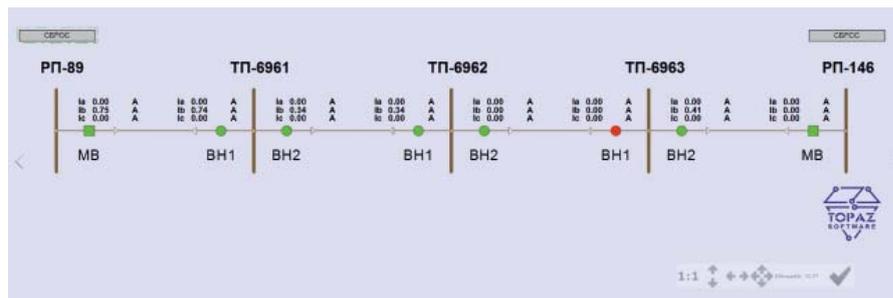


Рис. 7. Мнемосхема сети в SCADA TOPAZ

аварийной ситуации до момента включения выключателя в точке деления сети, то есть время восстановления электроснабжения потребителей. Также фиксировалась средняя продолжительность работы алгоритма по результатам 10 опытов.

На базе моделирующего комплекса RTDS был создан стенд, имитирующий два распределительных пункта и подключенные к ним три трансформаторные подстанции. Проведем анализ действия алгоритма FLISR на примере ТП 6961 и опытах КЗ и ОЗЗ в точке КЗ.

На рисунке 8 представлена осциллограмма токов и напряжений при опыте однофазного замыканий на землю (ОЗЗ) в точке КЗ. В момент времени  $T = 1,00$  с произошло однофазное замыкание на землю на фазе А. В результате чего действием РЗ, смоделированной в ПАК RTDS, произошло отключение выключателя МВ на РП 89. После чего сработал алгоритм АОП и был изолирован поврежденный участок сети. Через 11,626 с произошло восстановление электроснабжения потребителей на ТП 6961.

На рисунке 9 представлена осциллограмма токов при КЗ в точке КЗ. В момент времени  $T = 1,016$  с произошло короткое замыкание на фазах АВ. В результате чего действием РЗ, смоделированной в ПАК RTDS, произошло отключение выключателя МВ на РП 89. После чего сработал алгоритм АОП и был изолирован поврежденный участок сети. Через 11,541 с произошло восстановление электроснабжения потребителей на ТП 6961. Фаза С показана в увеличенном масштабе для лучшего отображения значений при восстановлении сети.

Проведенные испытания подтвердили правильность функционирования и эффективность алгоритма во всех схемно-режимных ситуациях при различных видах

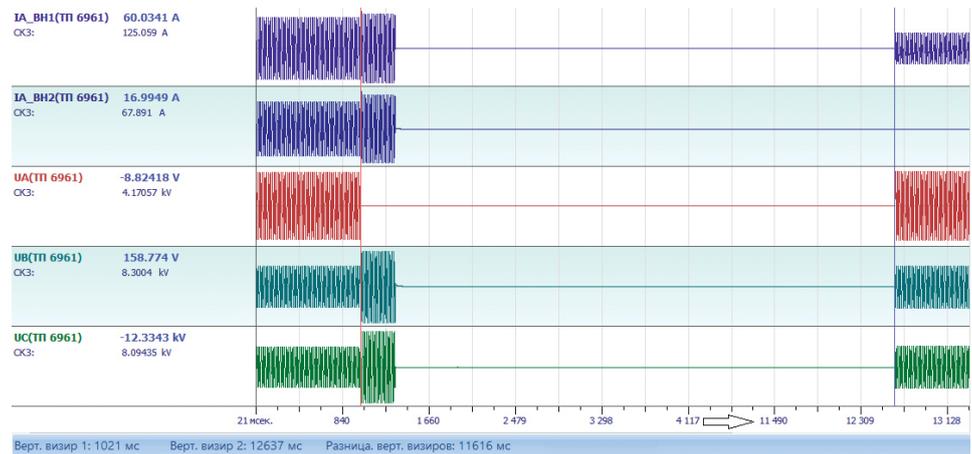


Рис. 8. Осциллограммы токов и напряжений на ТП 6961 при ОЗЗ в т. КЗ

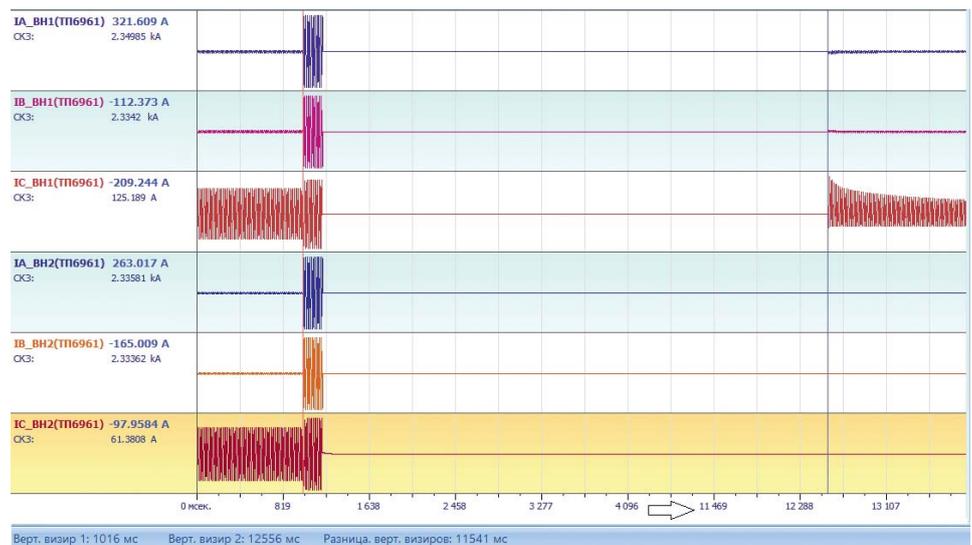


Рис. 9. Осциллограммы токов и напряжений на ТП 6961 при КЗ в т. КЗ

возмущений. ПТК ТОРАZ корректно определяет короткие замыкания, однофазные замыкания на землю и перемежающиеся однофазные замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью, локализует поврежденный сегмент электросети, автоматически выдает команды на отключение коммутационных аппаратов, ограничивающих поврежденный участок, реализует алгоритм автоматического восстановления электроснабжения.

При проведении опытов установлено, что время работы алгоритма в зависимости от места повреждения не превышает 16 с.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплекс ПТК FLISR может быть рекомендован для включения в опытную эксплуатацию в реальной электрической сети с целью определения фактических стати-

стических показателей правильности действия в условиях подключения к разным сотам.

Результаты проводимых научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию новых технологий интеллектуальной релейной защиты и активно-адаптивных сетей будут внедряться компанией «Пи-ЭлСи Технолоджи» на основе оборудования собственного производства.

Предлагаемое к внедрению оборудование ПАО «МОЭСК» соответствует концепции инновационного пути развития и автоматизации распределительных сетей, который обеспечит повышение качества и надежности электроснабжения потребителей (в частности снижение показателей SAIDI, SAIFI) и создаст условия для интеграции объектов распределенной генерации.