

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем  
электроснабжения  
(направленность (профиль))

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Разработка АСУ ТП понизительной подстанции 220/110/10 кВ»

Студент	<u>Ю.А. Самышкина</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Научный руководитель	<u>А.Н. Черненко</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина \_\_\_\_\_  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## Содержание

Введение.....	3
1 Анализ технологического объекта управления и предлагаемой системы.....	6
1.1 Программно-технические средства нижнего уровня.....	8
1.2 Программно-технические средства среднего уровня.....	10
1.3 Программно-технические средства верхнего уровня.....	12
1.4 Элементы системы.....	14
1.5 Методика испытаний предлагаемой системы.....	29
1.6 Технические требования к АСУ ТП.....	32
2 Исследование основных технологических и общесистемных функций АСУ ТП.....	44
2.1 Технологические функции АСУ ТП.....	45
2.2 Общесистемные функции АСУ ТП.....	57
2.3 Смежные средства и системы контроля и управления подстанцией.....	65
3 Расчет технико-экономических показателей при внедрении АСУ ТП на ПС.....	72
3.1 Капитальные вложения.....	72
3.2 Годовые эксплуатационные затраты.....	73
3.3 Оценка эффективности проекта по внедрению АСУ ТП.....	76
Заключение.....	79
Список используемых источников.....	82

## Введение

На сегодняшний день одним из основных технических решений по вопросам повышения скорости и безошибочности действий персонала, улучшение контроля над технологическим процессом является внедрение автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП).

АСУ подстанции создается с целью обеспечить комплексную автоматизацию технологических процессов, что приводит к повышению эффективности и надежности работы оборудования.

Поставленная цель достигается за счёт:

- представление персоналу более полной, достоверной информации о работе оборудования;
- упрощения эксплуатации средств автоматизации подстанции;
- существенного сокращения простоев и уменьшения количества отказов средств автоматизации подстанции.

Разработка АСУ ТП предусматривает решение следующих задач:

1. Анализ технологического объекта управления и предлагаемой системы
2. Исследование основных общесистемных и технологических функций АСУ ТП
3. Расчет технико-экономических показателей при внедрении АСУ ТП

Для решения первой задачи предусматривается составление характеристики объекта автоматизации, а также описание состава и структуры системы.

Средства АСУ ТП должны обеспечивать реализацию широкого набора различных функций, с учетом принципов проектирования АСУ для высоковольтных подстанций (ПС). Данные функции решаются путем использования программного обеспечения, которое поставляется в составе комплекса, являющегося базой для создания АСУ ТП.

Расчет технико-экономических показателей при внедрении АСУ ТП на подстанции представляет собой комплексный анализ организационных, технических и экономических характеристик проектного решения.

Основным элементом внедрения при реализации АСУ ТП является автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

«Система АИИС КУЭ ПС предназначена для осуществления автоматизации процесса коммерческого учета электроэнергии и мощности, а также для контроля распределения и потребления электроэнергии и мощности, проходящей через все присоединения подстанции с целью получения на всех уровнях управления точной, достоверной и легитимной информации» [1].

Создание системы АИИС КУЭ ПС предусматривает выполнение следующего объема работ:

- разработка, согласование и утверждение техно-рабочего проекта;
- поставка оборудования и программного обеспечения;
- монтаж оборудования на объекте;
- пуско-наладочные работы;
- наладка технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурация, программирование счетчиков, устройств сбора и передачи данных (УСПД) и др. оборудования;
- ревизия информационно-измерительного комплекса (ИИК);
- предварительные испытания;
- опытная эксплуатация системы;
- утверждение типа АИИС в качестве единичного экземпляра средств измерений (СИ):
  - разработка программы и методики испытаний с целью утверждения типа СИ;
  - проведение испытания с целью утверждения типа СИ;
  - внесение АИИС КУЭ в Госреестр СИ;
- создание Методики выполнения измерений:

- разработка и согласование технического задания (ТЗ);
- метрологическая поверка измерительных каналов АИИС КУЭ;
- испытания АИИС с целью установления соответствия техническим требованиям ОРЭ, подтверждение класса качества АИИС КУЭ:
  - разработка Программы и методики испытаний;
  - проведение испытаний;
- проведение приемочных испытаний системы, сдача комплекса в постоянную эксплуатацию.

Монтаж и наладку оборудования должен проводить квалифицированный персонал. Уровень подготовки монтажников в соответствии с «Правилами техники безопасности по устройству и эксплуатации электроустановок на напряжение до 1000В» должен быть не ниже 3 квалификационной группы по электробезопасности, а также им должны быть предоставлены соответствующие защитные средства.

Внедрение АСУ на подстанции позволит оснастить объект управления микропроцессорными устройствами защит и автоматики, объединение различных средств автоматизации в единую информационную и управляющую систему.

## **1 Анализ технологического объекта управления и предлагаемой системы**

В состав компонентов технологического объекта управления (ТОУ), охватываемых АСУ ТП понизительной ПС 220/110/10 кВ, входит силовое оборудование ОРУ-220 кВ, КРУЭ 110кВ, ЗРУ-10 кВ, ЩСН-0,4 кВ, оборудование системы оперативного щита постоянного тока (ЩПТ), ПА, РЗиА и т.п. вспомогательное оборудование ПС.

Таким образом, в состав ТОУ входит следующее основное электротехническое оборудование:

- Трехфазные автотрансформаторы 220/110/10 кВ;
- Трансформатор собственных нужд 10/0,4 кВ;
- Оборудование ОРУ-220 кВ:
- Выключатель 8 шт.;
- Разъединитель с одним заземляющим ножом 12 шт.;
- Разъединитель с двумя заземляющими ножами 11 шт.;
- Оборудование КРУЭ 110кВ:
- Выключатель 24 шт.;
- Разъединитель DS ES 48шт.;
- Разъединитель HSES 30 шт.;
- Оборудование ЗРУ 10 кВ:
- Выключатель 2 шт.;
- Оборудование ЩСН 0,4 и ЩПТ;
- Инженерные системы.

К управляемым средствам АСУ ТП элементам подстанции относятся:

- силовые выключатели 220 кВ;
- силовые выключатели 110 кВ;
- линейные разъединители и заземляющие ножи 220 кВ;
- разъединители и заземляющие ножи 110 кВ;
- РПН автотрансформаторов 220/110/10 кВ;

- выключатели 10 кВ;
- вводные и секционные автоматические выключатели;
- вводные и секционные автоматические выключатели.

«Кроме того, управляемыми элементами смежных систем РЗА и ПА подстанции, для которых также предусматривается возможность управления с помощью средств АСУ ТП, являются микропроцессорные устройства указанных систем в части обеспечения возможности изменения элементов конфигурирования и уставок (групп уставок)» [2].

В перспективе подстанция должна эксплуатироваться без постоянного обслуживающего персонала на объекте (на первых этапах эксплуатации - с постоянным дежурством оперативного персонала).

В необслуживаемом режиме присутствие на ПС персонала - оперативно-выездной бригады (ОВБ) – требуется при:

- авариях и чрезвычайных ситуациях, для их обнаружения и последующего устранения;
- проведении ремонтных работ и введении в эксплуатацию отремонтированного оборудования;
- техническое обслуживание в соответствии с графиком (плановое);
- внеплановое техническое обслуживание.

Для обеспечения возможности работы ПС без присутствия оперативного персонала, при проектировании АСУ ТП принимается во внимание следующее:

- системы информационного обмена должны обладать повышенной надежностью;
- наличие возможности осуществления контроля и тестирования, как силового электрооборудования, так и программно-технических средств систем управления (АСУ ТП, РЗА), а также возможность дистанционного управления (телеуправления) режимами ПС;
- обеспечение возможности дистанционного управления технологическими процессами на подстанции;

- возможность реализации пожарной сигнализации, системы доступа на территорию и в помещения, мониторинга метеоданных и температуры в помещениях для слежения за состоянием помещений, зданий, сооружений и территории ПС.

«АСУ ТП строится как единая, интегрированная, иерархическая, распределенная человеко-машинная система, работающая в темпе протекания технологического процесса, оснащенная средствами управления, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

В Системе выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС): нижний (полевой), средний и верхний.

К нижнему (полевому) уровню относятся все устройства, связанные с объектом управления и обеспечивающие сбор данных и передачу управляющих сигналов, необходимых для работы всей системы в штатном режиме.

В качестве ПТС нижнего уровня используется набор локальных МП устройств (контроллеров), в том числе: устройств измерения, сигнализации и управления, подключаемых к промышленным сетям передачи данных» [1].

«Средний уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации от устройств нижнего уровня на верхний уровень и от верхнего уровня на нижний.

К верхнему уровню относятся средства передачи, хранения, накопления и представления информации, а также средства локальной вычислительной сети, объединяющей рабочие станции системы» [1].

### **1.1 Программно-технические средства нижнего уровня**

К нижнему (полевому) уровню относятся все устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления. Нижний уровень предлагаемой Системы строится на базе следующих устройств:

- 1) Устройства, входящие в состав системы:
  - контроллер присоединения SPRECON-E-C;



- счетчики электрической энергии Satec PM 175.

2) ПТС смежных подсистем (в общем случае):

- релейной защиты, автоматики и управления (РЗА);

- противоаварийной автоматики (ПА);

- коммерческого контроля и учета электроэнергии;

- мониторинга и диагностики (авто)трансформаторного оборудования;

- инженерные и вспомогательные системы, в том числе технологическое и охранное видеонаблюдение и др.

В составе проектируемой системы все используемые устройства выполняют следующие функции:

- прием и обработка аналоговой информации;

- прием и обработка информации о функционировании оборудования ПС;

- мониторинг режима в текущий момент времени и состояния коммутационных аппаратов и вспомогательного оборудования;

- автоматизированное управление коммутационными аппаратами подстанции;

- предоставление доступа к устройствам релейной защиты и обеспечение возможности изменения уставок терминалов;

- различные виды сигнализации;

- сохранение информации об аварийных ситуациях с возможностью записи осциллограмм для проведения дальнейшего анализа инженерными службами РЗА

- постоянный контроль параметров электрооборудования (коммутационных аппаратов, автотрансформаторов)

- технический учет электроэнергии, расчет балансов;

- контроль качества электроэнергии;

- определение места повреждения на ВЛ - ОМП (средствами МП устройств РЗА и АСУТП);

- передача данных между уровнями иерархии управления режимами и эксплуатацией ЭС.

## **1.2 Программно-технические средства среднего уровня**

В состав средств среднего уровня входят устройства передачи информации между нижним и верхним уровнем иерархии; устройства, обеспечивающие синхронизацию компонентов системы; устройства передачи данных в другие системы. К таким устройствам относятся:

- функциональные контроллеры, обеспечивающие связь с устройствами нижнего уровня (РЗиА).
- контроллер SPRECON-E-C;
- оборудование, относящееся к низовому оборудованию технологической ЛВС;
- оборудованием системы единого времени.

### **1.2.1 Функциональный контроллер (концентратор)**

В качестве функционального контроллера используется контроллер производства ООО «Энергопромавтоматизация». Данный контроллер используется для обеспечения связи с устройствами нижнего уровня, а также выполняет обработку данных и передает данные на сервер АСУ ТП подстанции. В ФК имеется восьмиканальная плата, обеспечивающая требуемое количество каналов связи. Для связи используются интерфейсы RS-485/232, Ethernet и т.д. Линии связи выполняются из оптоволокна и «витой» пары. Количество одновременно обслуживаемых каналов связи напрямую зависит от степени загрузки контроллера. Устройства среднего уровня выполнены на базе контроллеров промышленного исполнения, что повышает надежность. В качестве операционной системы используется система QNX, которая является системой реального времени.

### **1.2.2 Сервер ТМ**

Сервер ТМ представляет собой стационарный контроллер SPRECON-E-C, оснащенный аппаратным обеспечением (комплектom коммуникационных плат и др.) и специализированным программным обеспечением.

Программное обеспечение контроллера SPRECON-E-C позволяет осуществить:

1) Сбор информации в частичном объеме с устройств нижнего и среднего уровней АСУТП подстанции по протоколу МЭК 60870-5-104;

2) Передачу данных на верхний уровень с использованием протокола МЭК 60870-5-104 для основных каналов и МЭК 60870-5-101 для резервных каналов.

Необходимый для передачи объем информации утверждается соответствующими службами и представляет собой список сигналов.

### **1.2.3 Низовое оборудование технологической локальной вычислительной сети (ЛВС) АСУ ТП**

Технологическая вычислительная сеть АСУ ТП проектируется по принципу кольцевой топологии. Линии связи выполняются с использованием оптоволокна марки 100 Base-FX. В составе сети так же используются специальные коммутаторы. Построение сети по кольцевому принципу позволяет повысить устойчивость системы к отказам отдельных элементов (коммутаторов) или обрыву линии связи между ними.

### **1.2.4 Оборудование системы единого времени (СЕВ)**

На территории подстанции устанавливаются 2 GPS-приемника, на базе которых строится система единого времени. СЕВ АСУ ТП используется для точной синхронизации времени устройств нижнего уровня с эталонным (астрономическим) временем.

Для синхронизации серверов SCADA, АРМ операторов, а также контроллеров Sprecher SPRECON-E-C используется ЛВС АСУ ТП.

Синхронизация осуществляется по протоколу NTP. Данный протокол способен обеспечить точность синхронизации в пределах 1 мс.

Для синхронизации серверов SCADA, АРМ операторов используется протокол NTP или МЭК 870-5-105, что позволяет добиться точности синхронизации в пределах 50-100 мс.

Остальные устройства и подсистемы, в случае невозможности синхронизации по выделенной шине или сети Ethernet, синхронизируются по последовательным портам через серверы. Такой способ позволяет обеспечить точность синхронизации в пределах 50-500 мс. При наличии технической возможности устройства синхронизируются через выделенную шину.

### **1.3 Программно-технические средства верхнего уровня**

Верхний уровень системы представлен сервером системы и автоматизированными рабочими местами (АРМ).

#### **1.3.1 Сервер ВУ**

В составе предлагаемой АСУ ТП предполагается поставка сервера SCADA-системы SCADA. Сервер осуществляет сбор, обработку информации, ее сохранение в архивах и отправку ее на АРМ операторов для предоставления пользователям Системы. «Сервер ВУ- представлен дублированным Сервером базы данных, на котором концентрируется вся информация от концентраторов среднего уровня, охватывая все параметры нормального режима, которые поступают с контроллеров SPRECON-E-C, технического учета электрической энергии, микропроцессорных защит» [3].

#### **1.3.2 Автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), обслуживающего систему**

«Месторасположение автоматизированных рабочих мест определяются потребностями подстанции и располагаются в зависимости от топологии ЛВС

энергообъекта. На подстанции в явном виде предусмотрены следующие виды АРМ:

- АРМ ОП оперативного персонала;
- АРМ инженера службы РЗА, совмещенный с АРМ инженера службы АСУ» [3].

Основные требования, предъявляемые к АРМ:

- «Пользователь СКАДА системы должен иметь доступ к оперативной информации, позволяющей качественно и количественно оценить состояние объекта или подсистемы.

- Вывод количественной информации при аварии или смене режима должен производиться по требованию, подачей однократного сигнала (нажатия клавишей) из любой видеоформы.

- Визуализация данных должна производиться с использованием всех современных средств отображения (изменение цветовой гаммы, вывод информации в графической, табличной и обобщенной форме, использование объемных изображений, использование аудиосредств и т.д.).

- Система должна обеспечивать возможность модификации видеоформ пользователем простыми средствами, самостоятельно без изменения и переработки программного обеспечения.

- В системе должно быть полностью исключено "навязывание" количественной информации, т.е. происходит автоматическая блокировка всплывающих меню, автоматическая смена видеок кадров по событиям и т.д.

- Несанкционированный доступ к рабочей станции и системе отображения должен быть запрещен системой паролей» [3].

## 1.4 Элементы системы

### 1.4.1 Контроллер присоединения SPRECON-E-C

«Платформа SPRECON-E-C, являясь многофункциональным устройством автоматизации, может применяться как контроллер присоединения, коммуникационный сервер или устройство телемеханики. Благодаря модульной структуре конфигурация устройства может быть гибко адаптирована для различных применений. Устройство поддерживает все основные протоколы информационного обмена, благодаря чему легко осуществляет интеграцию различных устройств сторонних производителей. SPRECON-E-C обладает свободно программируемой логикой, что позволяет выполнять практически любые функции контроля и управления. Устройства сопровождаются единым объектно-ориентированным инженерным инструментарием для конфигурирования системы. Кроме того, можно осуществить установку панели управления с монохромным или цветным графическим дисплеем» [4].

Основные функции контроллера SPRECON-E-C:

- сбор дискретных (24 В, 220 В) и аналоговых (4–20 мА) сигналов;
- формирование команд управления коммутационными аппаратами;
- формирование дискретных выходных сигналов для цепей блокировки и сигнализации;
- определение и расчет электрических величин посредством подключения к измерительным ТТ и ТН на прямую;
- технический учет электроэнергии;
- «управление оборудованием по месту посредством стационарной или переносной панели управления с монохромным или цветным дисплеем» [4];
- визуализация состояния аварийно-предупредительных сигналов на панели сигнализации (опционально);
- логические блокировки (локальные, централизованные или распределенные);

- выполнение последовательностей переключений;
- «конфигурируемые функции логической обработки сигналов» [4];
- свободно программируемая логика в соответствии со стандартом МЭК 61131;
- контроль синхронизма (опционально);
- файлообмен данными с иерархически высшими и низшими устройствами при помощи синхронных и асинхронных последовательных портов и сети Ethernet;
- сведение событий в архив»;
- точная (до 1 мс) синхронизация времени (NTP, GPS, IRIG-B или по протоколу МЭК 60870-5-10x);
- автоматическая самодиагностика;
- удаленное параметрирование и обслуживание.

Основные протоколы обмена информацией, поддерживаемые контроллером SPRECON-E-C: МЭК 60870-5-104, МЭК 61850, МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-103, Modbus, RP570, SPA-bus, DNP 3.0. Возможна реализация дополнительных или нестандартных протоколов.

### **Панель управления SPRECON-E-C**

Панель управления (рисунок 1) обеспечивает возможность локального контроля и управления оборудованием соответствующего присоединения или электроустановки. Она может присоединяться прямо к контроллеру SPRECON-E-C или устанавливаться на двери шкафов на расстоянии до 15 м/1500 м. Пользовательский интерфейс панели управления русифицирован.

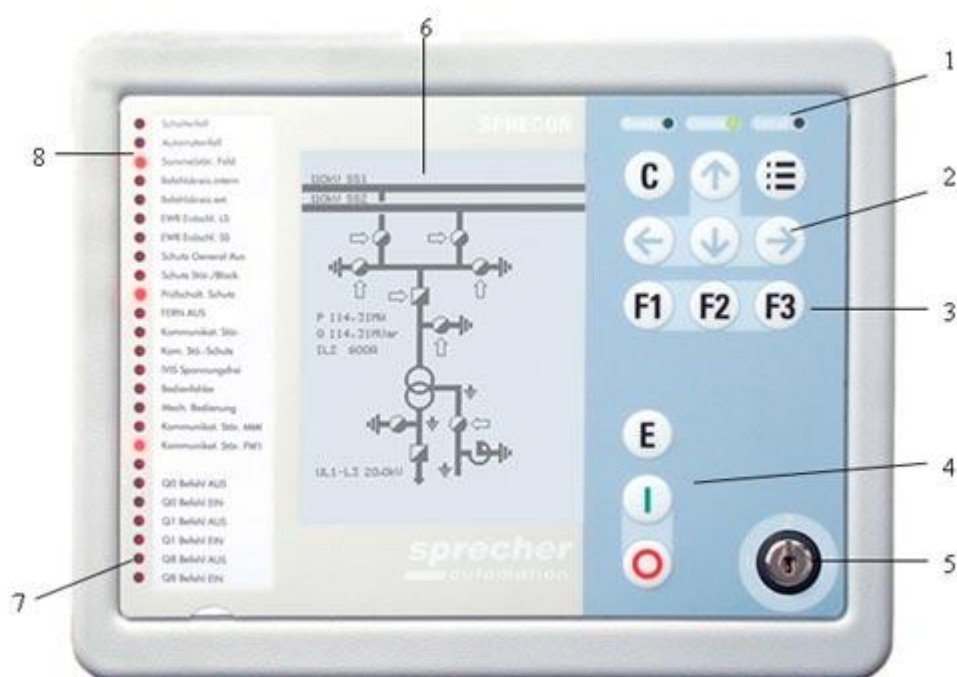


Рисунок 1 - Панель управления контроллера SPRECON-E-C:

- 1 - Светодиоды состояния (Готовность, Связь, Местное управление);
- 2 - Клавиши навигации; 3 - Свободно конфигурируемые функциональные клавиши; 4 - Клавиши управления («I» – команда включения, «O» – команда отключения, «E» – команда подтверждения); 5 - Свободно конфигурируемый ключ (местное/дистанционное/обход блокировки); 6 - Графический дисплей;
- 7 - Панель для маркировки, изготавливаемая по техническим условиям заказчика; 8 - Свободно конфигурируемые светодиоды состояния и сигнализации

#### 1.4.2 Многофункциональные счетчики электроэнергии Satec PM175

Прибор серии PM175 (рисунок 2) является компактным, многофункциональным, трёхфазным счетчиком и анализатором качества электрической энергии переменного тока, специально разработанным для удовлетворения требований широкого спектра пользователей, от разработчиков электрических панелей до операторов подстанций.





Рисунок 2 – Внешний вид прибора Sattec PM175

Прибор обеспечивает трехфазные измерения параметров электроэнергии, включая показатели качества, в распределительных энергосистемах, мониторинг внешних событий, взаимодействие с внешним оборудованием через контакты реле, быстросействующую и долгосрочную запись в самом приборе измеряемых параметров и формы волны, а также событий и статистики в соответствии со стандартами: EN50160, ГОСТ 32144-2013 включая фликер и интергармоники.

Трёхстрочный LED дисплей обеспечивает удобное чтение данных с прибора. Модуль дисплея может удаляться на расстояние до 1000 метров от прибора (при расстоянии более 3 метров требуется дополнительный источник питания). Также возможна установка графического дисплея RGM180.

Два порта связи позволяют локальное и удалённое автоматическое чтение данных с прибора и его установки через канал связи, а также с использованием программы сбора данных. Имеются различные опции удалённой связи с прибором, включая телефонные линии, локальную сеть и Интернет.

### **1.4.3 Сервер ВУ SCADA**

#### **1.4.3.1 Аппаратное обеспечение серверного уровня АСУ ТП**

«Верхний (операторский) уровень АСУ ТП реализуется на базе компьютеров промышленного исполнения.

Промышленное исполнение обеспечивает повышенный уровень защиты от воздействия вибраций, пыли, влаги и других неблагоприятных факторов.

Как правило, станция снабжается несколькими широкоэкранными мониторами, функциональной клавиатурой и необходимыми сетевыми адаптерами для подключения к сетям верхнего уровня (например, на базе Industrial Ethernet). Станция оператора несколько отличается от привычных для нас офисных компьютеров, прежде всего, своим исполнением и эксплуатационными характеристиками» [6].

На рисунке 3 изображена рабочая станция оператора системы SIMATIC PCS7 производства Siemens, обладающая следующими техническими характеристиками:

- Основной вычислительный процессор: Intel Pentium 4, 3.4 ГГц;
- Оперативная память типа: DDR2 SDRAM объемом 4 ГБ;
- Материнская плата на основе чипсета 945G;
- Винчестер с интерфейсом Serial ATA-RAID 1/2 и общим объемом 120 ГБ;
- Степень защиты от внешних воздействий: IP 31;
- Температура окружающей среды во время эксплуатации: 5 – 45 С;
- Влажность в помещении: 5 – 95 % (без образования конденсата);
- Операционная система, устанавливаемая на рабочую станцию: Windows XP Professional/2003 Server.

Системный блок как правило монтируется в запираемую стойку для лучшей защищенности и предотвращения несанкционированного доступа.



Рисунок 3 – Пример промышленной рабочей станции оператора

#### **1.4.3.2 Программное обеспечение серверного уровня АСУ ТП**

«На станции оператора устанавливается программный пакет визуализации технологического процесса (SCADA). Большинство пакетов визуализации работают под управлением операционных систем семейства Windows» [6].

ПО визуализации служит для решения следующих задач:

1. Воспроизведение данных в графическом виде (мнемосхемы);
2. Индикация нарушения нормального режима работы оборудования;
3. Сведение в архив информации о протекании технологического процесса;
4. Обеспечение доступного контроля оператором над объектами управления;

5. Управление доступом и фиксирование операций, выполняемых диспетчером;

6. Автоматизированное формирование отчетных протоколов за определенный промежуток времени.

#### **1.4.4 Автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала**

##### **1.4.4.1 Виды АРМ в АСУ ТП подстанции**

Автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) представляет собой совокупность программно-технических средств и вычислительной техники и состоит из одного или нескольких компьютеров, а также включает в себя периферийные устройства.

Для АСУ ТП подстанции 220/110/10 кВ предусмотрены следующие виды АРМ, размещаемых на самой подстанции:

- «АРМ оперативного персонала - АРМ ОП;
- АРМ инженера службы РЗА и инженера службы АСУ» [3].

АРМ видеонаблюдения не входит в объем поставки по настоящему предложению.

ПТК АСУ ТП позволяет организовать оперативно-диспетчерское и диспетчерско-технологическое управление подстанцией с АРМ, размещенных в удаленных пунктах, с передачей информации и команд управления по стандартным международным протоколам: ГОСТ Р МЭК 60870-5-10X и др. Исключением является обеспечение прямого доступа к МП устройствам РЗА на подстанции с автоматизированных рабочих мест служб РЗА (требует отдельного канала связи).

##### **1.4.4.2 АРМ оперативного персонала**

На АРМ при работе ПС в необслуживаемом режиме, предусмотрены: 2 взаиморезервирующих рабочих станции мониторинга и оперативного управления коммутационными аппаратами; монитор системы видеонаблюдения; цветной струйный принтер (формат А3).

С рабочей станции АРМ ОП возможно выполнение переключения групп уставок МП устройств РЗА, а также ввод ускорений резервных защит.

Предусмотрена защита от несанкционированного использования АРМ ОП.

Использование мнемосхем и видеокадров способствует повышению эффективности мониторинга, за счёт оперативного воспроизведения данных о текущем режиме работы оборудования АСУ ТП.

Экраны процесса отражают:

- ведение текущего режима:
  - Контроль возникновения технологических нарушений;
  - Контроль отклонений параметров режима от заданных значений;
  - Контроль отклонений от нормальной схемы;
  - Контроль отклонений от диспетчерского графика;
  - Контроль и реализация заданий средств системной и противоаварийной автоматике;
- ведение мнемосхемы;
  - Задания состояния коммутационных аппаратов, в том числе выведенных в ремонт;
  - Задания значений параметров режима;
  - Квитирование сигналов событий и изменение состояний;
  - Ликвидация технологических нарушений и восстановление нормального режима;
  - Управление оборудованием;
  - Подготовка режима для производства работ;
  - Контроль ремонтов оборудования.

«Информация представляется в виде однолинейных мнемосхем, обеспечивая при этом:

- визуализацию технологических объектов, фактических параметров и сигналов, поступающих в систему контроля и управления;

- навигацию по видеокадрам по принципу “от общего к частному” и наоборот;
- отображение предупредительных и аварийных сигналов, а также наличие возможности квитирования этих сигналов;
- отображение неготовности аппаратуры к управлению и потери достоверности информации (в том числе - в части положения коммутационной аппаратуры);
- поддержку диалога для выполнения функций управления с отображением ответной информации, поступающей от управляемого объекта» [2].

Вид мнемосимволов и их расцветка, а также количество отображаемых параметров на фрагментах и их формы определяются при рабочем проектировании системы.

Предоставляется возможность распечатки экранных форм на принтере с фиксацией времени распечатки.

Помимо отображения данных о текущем режиме работы оборудования АСУ ТП есть возможность вызова на экран архивной информации и ее обработки с фильтрацией по предусмотренным признакам.

Все оборудование АРМ ОП рассчитано на круглосуточную эксплуатацию.

Примеры мнемосхем АРМ ОП (экранных и отчетных форм) приведены на рисунках.

Отчет за период времени с 06.12.2003 по 09.12.2003 по устройствам Экра				09.12.2003 10:14:21
Названия устройств	Состояние	Количество срабатываний	%	
<b>Экра</b>				
ОРУ 110 ТС Я-1 Б32704 Неисправность блока	Выкл	2	13,33	
ОРУ 110 ТС Я-1 Б32704 Реле подтверждения отключения (РПО)	Вкл	2	13,33	
ОРУ 110 ТС Я-1 Б32704 Реле подтверждения включения (РПВ)	Вкл	2	13,33	
ОРУ 110 ТС Я-1 Б32704 Авария - индикация	Вкл	2	13,33	
ОРУ 110 ТС Я-1 Б32704 Контрольный выход	Вкл	2	13,33	
ОРУ 110 ТС Я-1 Б32704 Неисправность блока	Выкл	1	6,67	
ОРУ 110 ТС Я-1 Б32704 Реле подтверждения отключения (РПО)	Выкл	1	6,67	
ОРУ 110 ТС Я-1 Б32704 Реле подтверждения включения (РПВ)	Выкл	1	6,67	
ОРУ 110 ТС Я-1 Б32704 Авария - индикация	Выкл	1	6,67	
ОРУ 110 ТС Я-1 Б32704 Контрольный выход	Выкл	1	6,67	
<b>Итого по устройству Экра</b>		<b>75</b>	<b>100,00</b>	

Рисунок 4 – Пример отчетной формы

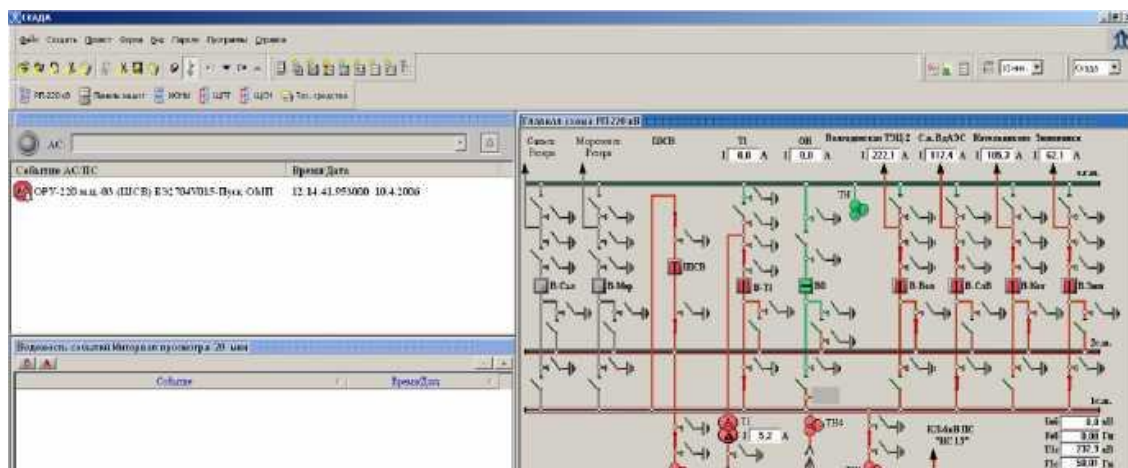


Рисунок 5 – Пример экранной формы

#### 1.4.4.3 АРМ инженера службы РЗА

Основная задача АРМ РЗА - работа с МП устройствами РЗА, РАС, ПА в режиме «online», ретроспективный анализ полученной аварийной информации.

АРМ инженера РЗА включает в себя одну рабочую станцию: стационарный компьютер, постоянно подключенный к ЛВС ПТК и терминалам РЗА, РАС.

В рамках единого интерфейса внутрисистемных коммуникаций между компонентами системы обеспечен регламентированный доступ к МП устройствам РЗА и соответствующим контроллерам АСУТП с автоматизированных рабочих мест, как оперативного персонала, так и инженера-релейщика (службы РЗА).

С АРМ инженера-релейщика с помощью специального поставляемого инструментария системы управления «СКАДА-РЗА» обеспечиваются следующие функции в части интеграции с устройствами МП РЗА, РАС:

- «дистанционный просмотр конфигурации, уставок, состояний дискретных входов/выходов, диагностических параметров МП устройств РЗА и ПА;
- дистанционное изменение как отдельных уставок, так и активной группы уставок устройств МП РЗА в диалоговом режиме;

- считывание событий и осциллограмм из МП устройств РЗА и РАС в ручном и автоматическом режиме;
- выдача считанных осциллограмм в формате COMTRADE с целью их дальнейшей обработки;
- доступ к архиву уже считанных осциллограмм и событий для ретроспективного анализа;
- отображение состояния отдельных функций защит;
- управление текущей (оперативной) базой данных (структура БД, атрибуты всех аналоговых и дискретных сигналов: идентификаторы, типы, признаки, апертур, уставки, масштабы, тексты сообщений и т.д.);
- подготовка и корректировка мнемосхем (с привязкой к сигналам, анимацией и т.п.);
- конфигурирование ЛВС (назначение свойств абонентов сети - АРМ / шлюзы / контроллеры; структурирование сетей, определение прав пользователей - пароли/функции);
- разработка форм отчетов и протоколов;
- подготовка технологических программ управления;
- загрузка, подготовка, отладка и обновление программ АРМ, контроллеров и др.» [2];
- диагностика контроллеров, АРМ и др. (статусная информация, коды ошибок, состояние входов/выходов);
- перенос архивной информации на долговременные носители;
- периодическое создание резервных копий основных файлов АСУТП (база данных по сигналам, системные файлы, контроллерные программы и т.п.);
- диагностика и настройка ПТС системы единого времени (СЕВ).

Доступ инженера-релейщика к МП устройствам РЗА ПС независим от состояния других компонентов АСУ, что позволяет повысить надежность системы управления. Инженер-релейщик может производить изменение



уставок, производить анализ осциллограмм и произошедших аварийных событий.

Отображаемые на АРМ оперативного персонала службы РЗА экраны процесса содержат мнемокадры, обеспечивающие доступ к МП терминалам РЗА и аварийным МП регистраторам (при их наличии). Примеры мнемосхем АРМ РЗА приведены на рисунке 6.

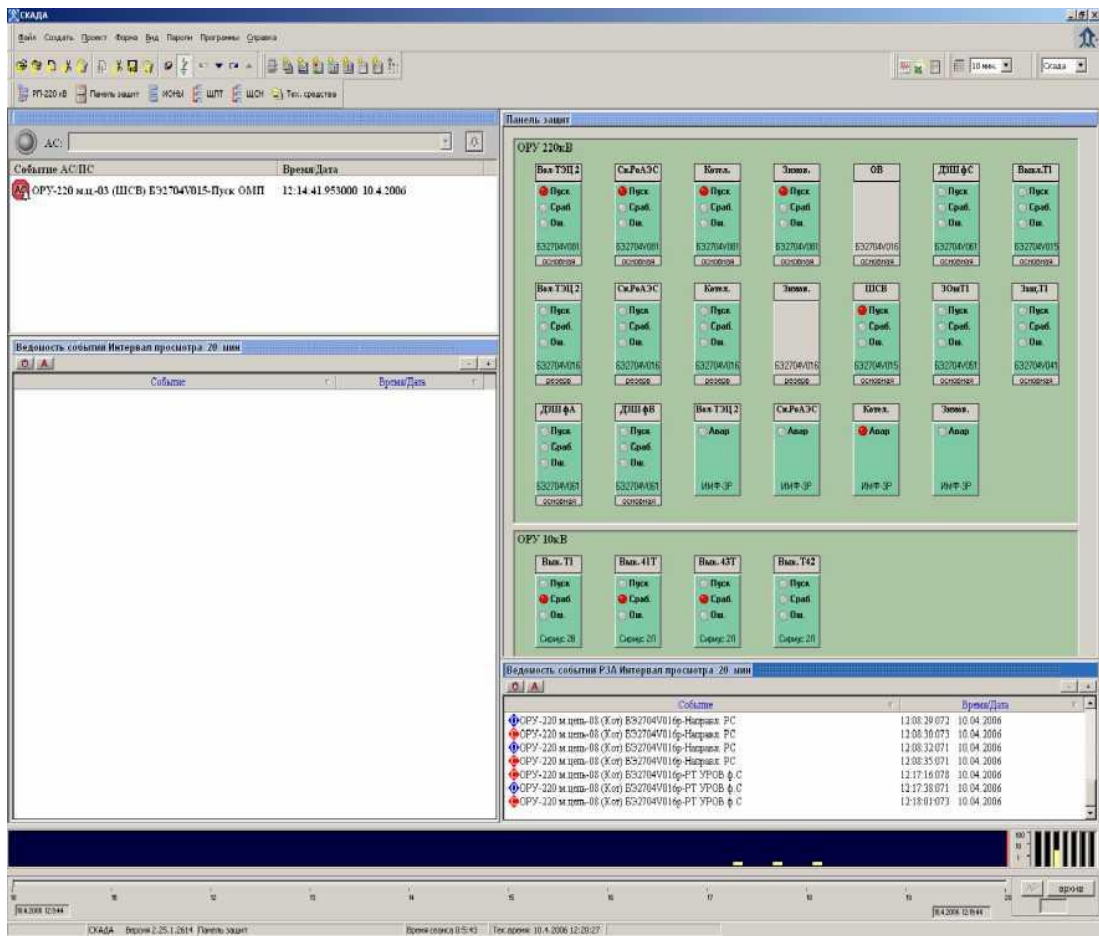


Рисунок 6 – Пример мнемосхемы АРМ РЗА

- В процессе анализа осциллограмм на АРМ обеспечивается возможность:
- получения уже предварительно обработанной информации из Сервера системы в виде единого, аварийного процесса;
  - полного доступа к архивной информации на сервере;
  - выбора аварийной информации по шаблонам;

- объединения в одной аварии до 1000 осциллограмм аварийных процессов;
- отображения на осциллограмме последовательности срабатывания защит, блинкеров, коммутационной аппаратуры и других дискретных сигналов, имеющих место в общем архиве АСУ ТП;
- совместное отображение графиков аналоговых и дискретных величин, в том числе от разных присоединений, на одной осциллограмме;
- автоматической разбивки по кадрам по заранее заданным пользователем критериям (в один кадр попадает информация от физически связанных величин, например, 3 фазы токов и 3 фазы напряжений по присоединениям);
- режима «прокрутки» осциллограмм;
- наличия обзорного кадра, позволяющего осуществлять экспресс-анализ всего аварийного процесса и быстро перемещаться по аварии;
- изменения масштаба по осям X, Y графиков;
- выделение цвета кривых и маркировка точек;
- определения амплитудных и действующих значений токов и напряжений, а также измерения временных интервалов;
- построения векторных диаграмм;
- спектрального анализа;
- фильтрация U, I «по первой гармонике» [2];
- сохранения полученной информации в локальном архиве на АРМе службы РЗА и АСУ для долговременного хранения или обмена информацией между службами ПС;
- документирования полученной информации;
- организации передачи полученной информации на верхний уровень.

Примеры мнемосхем подсистемы обработки осциллограмм ЦРА приведены на рисунках.



Рисунок 7 – Пример мнемосхемы с графиками

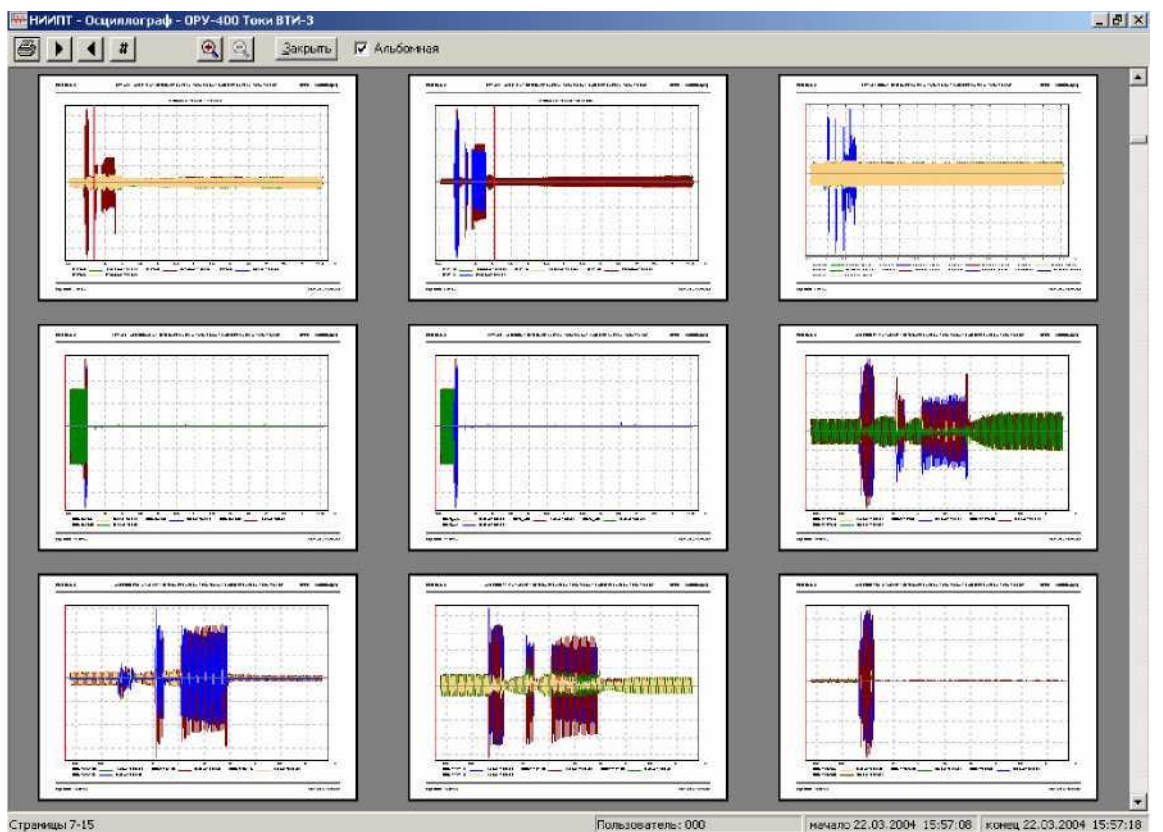


Рисунок 8 – Пример мнемосхемы с осциллограммами

#### 1.4.4.4 АРМ инженера службы АСУ

«АРМ инженера службы АСУ, совмещен с АРМ инженера службы РЗА и предназначен для выполнения инструментальных, отладочных и диагностических функций по отношению к ПТС АСУ ТП» [2].

Для организации АРМ инженера службы АСУ, предусмотрены два компьютера (рабочие станции): стационарный и переносной.

«В состав функций, реализуемых в АРМ инженера службы АСУ, входят:

- управление текущей (оперативной) базой данных (структура БД, атрибуты всех аналоговых и дискретных сигналов: идентификаторы, типы, признаки, апертур, уставки, масштабы, тексты сообщений и т.д.);

- подготовка и корректировка мнемосхем (с привязкой к сигналам, анимацией и т.п.);

- конфигурирование ЛВС (назначение свойств абонентов сети - АРМ/шлюзы/контроллеры; структурирование сетей, определение прав пользователей - пароли/функции);

- разработка форм отчетов и протоколов;

- подготовка технологических программ управления;

- загрузка, подготовка, отладка и обновление программ АРМ, контроллеров и др.» [2];

- диагностика контроллеров, АРМ и др. (статусная информация, коды ошибок, состояние входов/выходов);

- перенос архивной информации на долговременные носители;

- периодическое создание резервных копий основных файлов АСУТП (база данных по сигналам, системные файлы, контроллерные программы и т.п.);

- диагностика и настройка ПТС системы единого времени (СЕВ);

- отображение (и сигнализация) результатов диагностики компонентов ПТК АСУТП.

## 1.5 Методика испытаний предлагаемой системы

На рисунке 1 - показана блок-схема предлагаемой методики тестирования.

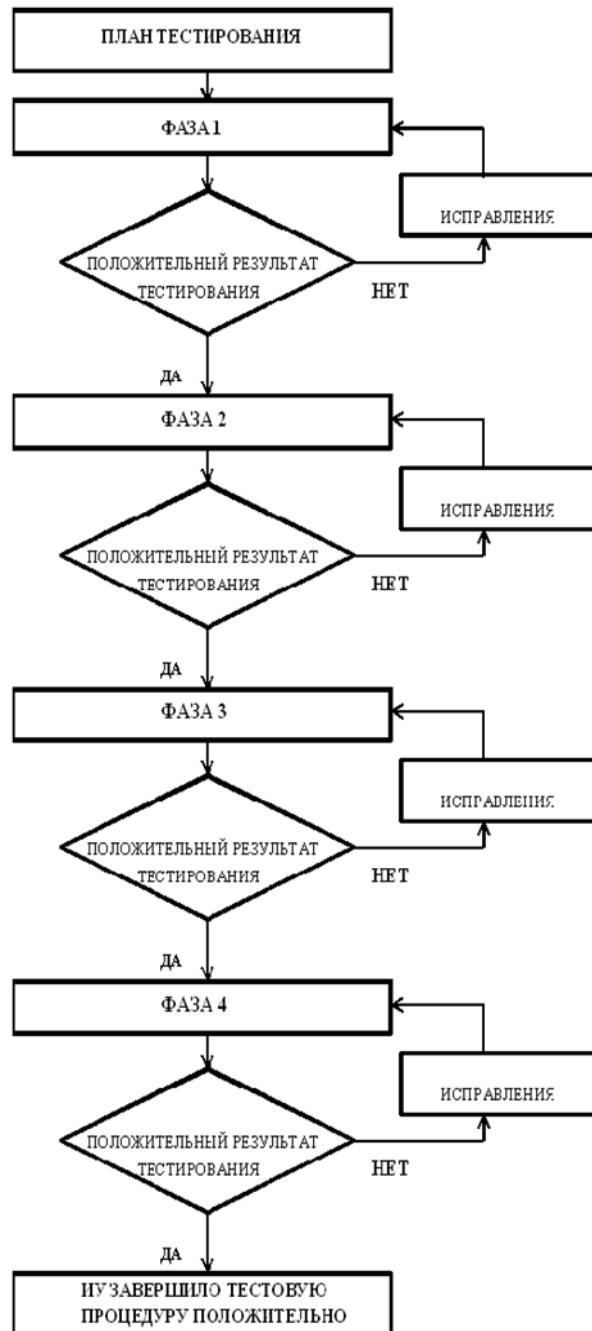


Рисунок 1 - Технологическая схема алгоритма тестирования

«В процессе проектирования устройства необходимо определить подробный план тестирования. План тестирования содержит требования, основанные на спецификации тестируемого устройства, список необходимого оборудования для тестовой обстановки, описание всех запланированных тестов и ожидаемых результатов тестирования. В качестве входных данных в каждой фазе мы используем плана тестирования, как выход из каждого этапа, мы получим отчет о положительно завершившихся результатах тестирования и тот, где мы должны повторить испытания или отчёт об ошибке. Если некоторые требования не прошли тестирование важно использовать систему в виде проблема/вопрос - система слежения, через которую инженер-испытатель сообщает, что ошибка была найдена» [7].

В зависимости от того, осуществляется ПКИ или ПТП тестирование, отчёт об ошибке направляется на изучение или группе разработчиков (в случае тестирования ПКИ), или производственной группе (к техникам ПТП).

Когда соответствующая группа исправляет ошибку, она сообщает, что ошибка исправлена, затем инженер-испытатель повторяет этап, на котором он обнаружил ошибку и из-за чего были прекращены испытания.

### **1.5.1 Тестирование оборудования**

Первая фаза заключается в изучении правильности аппаратного устройства. Осмотр демонстрационной монтажной схемы, соединений в ней, смонтированных электронных компонентов, обнаружение, проверка и исправление ошибок, которые могли произойти во время изготовления.

Собранные демонстрационные монтажные схемы тестируются на наличие электрического соединения и бесконечное сопротивление в различных узлах.

Следующий этап - это монтаж (пайка), где используются оптические испытания и рентгеновское излучение, чтобы проверить, есть ли нужные компоненты в нужном месте, и являются ли они правильно сориентированными или есть плохие пайки, замыкания и т.д.

### **1.5.2 Тестирование функциональности**

Вторая фаза - это тестирование программного обеспечения устройства. После отчета по тестированию оборудования отмеченного положительно, мы приступаем к проверке работоспособности устройства. Сложность этой фазы зависит от конструкции устройства.

Тестирование функциональности определяется как деятельность, которая проводится, чтобы оценить качество оборудования и программного обеспечения системы, для их же улучшения, через выявление недочетов и ошибок. План тестирования на данном этапе содержит требования, которые подготовлены в соответствии со спецификациями устройства, описание тестовой среды, которая будет моделировать реалистичную рабочую среду ИУ, подробные инструкции хода тестирования, которые предусматривают все функции, поддерживаемые ИУ и предполагаемый результат теста. В зависимости от назначения устройства будет определяться приемлемое отклонение относительно результата теста.

### **1.5.3 Нагрузочное тестирование**

Нагрузочное тестирование – это третья фаза. Целью этой фазы является проверка устойчивости системы, когда окружающие и другие условия отличаются от номинальных, определяемых спецификацией устройства. Данная фаза предполагает тестирование вне нормальной работы, часто умышленное причинение выхода устройства из строя, в интересах результатов тестирования.

План тестирования определяет среду, в которой устройства должны быть испытаны, условия окружающей среды, продолжительность испытания, в зависимости от назначения устройства и ожидаемых тестовых результатов.

### **1.5.4 Тестирование надежности**

Заключительная фаза тестирования устройства заключается в изучении работы в сверх номинальных условиях и последствий таких ситуаций, при неправильном использовании устройства. Тестирование надежности

определяется как степень, в которой система или компонент могут нормально функционировать в экстремальных условиях.

Содержание этих тестов определяется в соответствии с анализом рисков и последствий использования ИУ в среде за пределами заданных условий (РОАВ - режим отказа и анализа воздействия).

План тестирования определяет среду, в которой устройства должны быть испытаны, условия окружающей среды, продолжительность испытания, в зависимости от назначения устройства и ожидаемых тестовых результатов.

В зависимости от назначения устройства, самые экстремальные и неожиданные ситуации, в которых ИУ может оказаться, уже были предположены, например, падение устройства, проливание жидкостей, быстрое охлаждение или нагревание устройства и т. д.

## **1.6 Технические требования к АСУ ТП**

### **1.6.1 Требования к автоматизированным рабочим местам (АРМ) персонала**

Автоматизированное рабочее место представляет собой автоматизированный программно-технический комплекс, оснащенный персональным компьютером и периферийными устройствами.

В АСУ ТП ПС должны быть предусмотрены следующие АРМ, размещаемые на самой подстанции:

- АРМ оперативного персонала.
- АРМ инженера службы АСУ/РЗА.
- АРМ администратора ССПТИ.

«Каждое АРМ должно специализироваться под выделенные задачи и иметь соответствующий интерфейс (мнемокадры, система меню, мнемосимволы, способы группировки информации и т.п.) и специализированное программное обеспечение. Установка на перечисленных



АРМ посторонних программ, не предусмотренных поставщиком ПТК, запрещается» [2].

### **1.6.1.1 Требования к АРМ оперативного персонала**

«В составе АРМ ОП, размещаемого на подстанции и являющегося основным рабочим местом дежурного оператора (при работе ПС в обслуживаемом режиме) или персонала ОВБ (в перспективе - при работе ПС в необслуживаемом режиме), должны быть предусмотрены две взаиморезервирующие рабочие станции мониторинга и управления с идентичными функциональными возможностями» [2].

Рабочие станции АРМ ОП должны обеспечивать возможность:

- Контроля оперативной схемы и состояния оборудования.
- Управления коммутационными аппаратами.
- Контроля состояния устройств управления (РЗА, ПА, ПТК и др.) и локальных сетей передачи данных.
- Переключения групп уставок МП устройств РЗА, ввода ускорений резервных защит и других оперативных функций.
- Доступа к информации аварийных режимов (событиям и осциллограммам).

Место расположения (установки) рабочих станций определяется при проектировании с учетом того, что кроме рабочих станций на рабочем месте диспетчеров ОП размещаются оборудование не входящее в поставку АСУ ТП:

- средства подстанционной связи;
- средства диспетчерской связи.

Должна быть предусмотрена защита для предотвращения несанкционированного использования рабочих станций АРМ ОП.

Для оперативного отображения информации должны использоваться экраны процесса (мнемосхемы, видеокadres), содержимое которых должно определяться на стадии разработки рабочей документации.

Экраны процесса должны отражать:

- текущий режим и состояние главной электрической схемы ПС;
- состояние основного и вспомогательного электрооборудования;
- текущий режим и состояние схем ОРУ 220 и КРУЭ 110кВ;
- текущий режим и состояние схем ЗРУ 10 кВ, а также схем ЩСН и ЩПТ;
- состояние устройств систем РЗА, ПА;
- состояние средств АСУ ТП.

«Информация должна представляться в виде однолинейных мнемосхем, обеспечивая при этом:

- визуализацию технологических объектов, фактических параметров и сигналов, поступающих в систему контроля и управления;
- навигацию по видеокдрам по принципу “от общего к частному” и наоборот;
- отображение предупредительных и аварийных сигналов, а также наличие возможности квитирования этих сигналов» [2];
- индикация потери контроля над управлением аппаратурой и достоверностью данных о режиме работы коммутационной аппаратуры;
- обеспечение обмена информацией при осуществлении управления.

Визуализация информации должна осуществляться с помощью анимированных мнемосимволов на мнемокадрах. Выбор мнемосхемы и фрагмента осуществляется оператором.

Степень подробности изображений коммутационной аппаратуры и элементов схемы, вид мнемосимволов и их расцветка, а также количество отображаемых параметров на фрагментах и их формы определяются при рабочем проектировании системы.

Должна быть возможность распечатки мнемосхем (на принтере) с фиксацией времени.

Помимо текущей оперативной информации должна быть возможность вызова на экран архивной информации и ее обработки с фильтрацией по заданным признакам.

Текстовая информация на мнемокадрах и меню должна быть на русском языке.

Все оборудование АРМ ОП должно быть рассчитано на круглосуточную эксплуатацию.

Необходимо предусмотреть для АРМ ОП цветной струйный принтер формата А3.

#### **1.6.1.2 Требования к АРМ инженера службы РЗА АСУ ТП**

Основная задача АРМ службы РЗА - работа с МП устройствами РЗА, ПА, РАС в режиме «on-line», а также ретроспективный анализ полученной аварийной информации.

АРМ инженера РЗА должен включать в себя стационарную рабочую станцию, постоянно подключенную к ЛВС ПТК и терминалам РЗА (в общем случае);

Программные средства, в том числе специальное «инструментальное» программное обеспечение, поставляемые в комплекте ПТС АСУ ТП, должны обеспечивать:

- дистанционный просмотр конфигурации, уставок, состояний дискретных входов/выходов, диагностических параметров МП устройств защиты;
- дистанционное изменение как отдельных уставок, так и активной группы уставок устройств МП устройств защиты в диалоговом режиме;
- «считывание событий и осциллограмм из МП устройств и специализированных регистраторов и хранение их в стандартном формате COMTRADE с целью их дальнейшей обработки» [2];
- доступ к аварийной информации (осциллограммы и события) для ретроспективного анализа или передаче на верхние уровни управления;
- отображение состояния отдельных функций защит.

«Отображаемые на рабочих станциях АРМ службы РЗА экраны процесса должны содержать мнемокадры, обеспечивающие доступ к МП терминалам

РЗА и аварийным МП регистраторам. Должна быть предусмотрена возможность вывода на печать результатов анализа (осциллограмм, перечня событий и др.).

При обработке и отображении осциллограмм на АРМ инженера-релейщика должна обеспечиваться возможность» [2]:

- совмещения на одной осциллограмме графиков аналоговых и дискретных величин, в том числе аналоговых и дискретных сигналов от разных присоединений;
- режима «прокрутки» осциллограмм;
- изменения масштаба по осям X, Y графиков;
- возможности изменения цвета кривых и пометка точек маркерами;
- определения амплитудных и действующих значений токов и напряжений, а также измерения временных интервалов;
- построения векторных диаграмм.

### **1.6.1.3 Требования к АРМ инженера службы АСУ ТП ПС**

«АРМ инженера АСУ предназначен для выполнения инструментальных, отладочных и диагностических функций по отношению к программно - техническим средствам АСУ ТП» [2].

АРМ инженера АСУ является стационарной рабочей станцией.

«В состав функций, реализуемых посредством АРМ инженера АСУ, входят:

- управление текущей (оперативной) базой данных (структура БД, атрибуты всех аналоговых и дискретных сигналов: идентификаторы, типы, признаки, апертур, уставки, масштабы, тексты сообщений и т.д.);
- подготовка и корректировка мнемосхем (включая привязку к сигналам, анимацию и т.п.)» [2];
- конфигурирование ЛВС;
- разработка форм отчетов и протоколов;
- подготовка технологических программ управления;

- «загрузка, подготовка, отладка и обновление программ (в АРМ, контроллеры, шлюзы и др.)» [2];
- диагностика контроллеров, АРМ и др. (статусная информация, коды ошибок, состояние входов/выходов);
- перенос архивной информации на долговременные носители;
- периодическое создание резервных копий основных файлов АСУ ТП (база данных по сигналам, системные файлы, контроллерные программы и т.п.);
- диагностика и настройка ПТС системы единого времени (СЕВ);
- отображение (и сигнализация) результатов диагностики компонентов ПТК АСУ ТП;
- формирование выходных форм по получению и анализу состава и номенклатуры контролируемых аналоговых и дискретных сигналов, в том числе, с возможностью фильтрации.

### **1.6.2 Шкафы для МП устройств**

МП устройства АСУТП монтируются в шкафах двухстороннего обслуживания. Количество органов ручного оперативного управления минимально.

В шкафу предусмотрена лампа неисправности.

В выходных цепях терминалов предусмотрены испытательные разъемы для удобства их вывода из работы при техническом обслуживании.

Шкафы снабжены устройствами, позволяющими микропроцессорным устройствам выдерживать перерыв в питании до 0,5 сек без перезагрузки.

Для заземления корпусов терминалов, экранов кабелей и др. устройств внутри шкафа используется медная шина.

Размеры шкафов 2200 x 800 x 600мм (высота-ширина-глубина).

### **1.6.3 Устройства верхнего уровня АСУТП**

Все АРМ оснащаются:

- мониторами с жидкокристаллическими экранами с диагональю не менее 19”;

- устройствами для записи информации (архивов) на оптоэлектронные носители.

Все АРМ имеют USB 2.0.

Системные блоки рабочих станций АРМ ОП снабжены дополнительным видеовыходом.

### **Электропитание устройств верхнего уровня**

АРМ оснащаются UPS, которые обеспечивают электропитание от собственной АБ в течение времени не менее 60 мин.

С целью обеспечения достаточной надежности и живучести системы архитектура выбираемого ПТК имеет горячее резервирование всех элементов АСУ ТП (кроме компонентов нижнего уровня).

### **1.6.4 Программное обеспечение**

Операционные системы устройств верхнего уровня ПТК удовлетворяют следующим требованиям:

- высокая производительность, поддержка многозадачного режима;
- высокая степень устойчивости и надежности;
- поддержка обменов информации по используемым в ПТК локальным сетям;
- удобный и понятный пользователю графический интерфейс, простота и эффективность использования;
- возможность работы с мультимедиа;
- возможность конфигурирования под конкретные условия использования.

Основу прикладного программного обеспечения верхнего уровня ПТК составляет SCADA-система.

### **1.6.5 Подстанционная локальная сеть**

Для объединения МП-устройств в разных зданиях в единую локальную сеть используется оптоволоконный кабель.

Передача данных между устройствами в одном здании осуществляется посредством интерфейса RS485 и RS232. Сеть выполняется экранированным и оптоволоконным кабелями.

Передача данных между устройствами разных уровней осуществляется по протоколу IEC 60870-5-104.

Прокладка кабелей ВОЛС осуществляется в подстанционных кабельных каналах. Сетевые кабели, прокладываемые в помещениях, не распространяют горение и не выделяют вредных газов.

Кабели ВОЛС, прокладываемые вне и внутри помещений, имеют защиту (пропитку) от грызунов.

В части надежности, живучести, помехозащищенности АСУ ТП, состава технической и эксплуатационной документации, комплектности запасных частей, безопасности и экологии система удовлетворяет техническим требованиям, изложенным в конкурсной документации.

### **1.6.6 Размещение и эксплуатация**

Во всех помещениях, в которых размещаются устройства АСУ ТП, предусмотрено оборудование для контроля и обеспечения санкционированного доступа. Помещения оборудованы контурами заземления (PN и PE).

Устанавливаемые в указанных помещениях устройства имеют допустимые нормы по температуре и влажности воздуха, составляющие:

- по температуре воздуха - от 5 до 55 °С;
- по влажности воздуха - от 5 до 75 % (без конденсации влаги).

Для контроля температуры и влажности воздуха в помещении ЩУ предусматриваются соответствующие датчики температуры и влажности, сигналы от которых вводятся в АСУ ТП.

### **1.6.7 Требования к надежности и живучести ПТК АСУ ТП**

Надежность АСУ ТП ПС должна быть обеспечена:

- «выбором и разработкой совокупности технических, программных средств, имеющих требуемые показатели надежности;
- определением регламента обслуживания составных частей и системы в целом;
- распределенным управлением и автономностью отдельных модулей, дублированием (горячим резервированием) основных компонентов;
- независимостью выполнения основных функций модулей системы при работе в автономном режиме в случае отказа канала связи с сервером АСУ ТП;
- сохранением настройки модулей системы при временном перерыве питания без дополнительных операций со стороны персонала при перезапуске системы;
- автоматической синхронизацией работы модуля с системой после восстановления канала связи;
- автоматическим восстановлением значений технологических параметров в базе данных процесса, после перезапуска как отдельных модулей, так и комплекса АСУ ТП ПС в целом» [2];
- «возможностью вывода каждого отдельного устройства в ремонт с минимальным ограничением выполняемых функций;
- устойчивостью к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов.

При отказе любой части АСУ ТП ПС не должно быть потери функций защит, автоматики и ПА, ложных управляющих воздействий, блокировки независимого (дистанционного и местного) управления коммутационными аппаратами» [2].

ПТС АСУ ТП должны постоянно, круглосуточно работать в течение утвержденных сроков службы, которые (при своевременном техническом обслуживании) должны быть не менее:

- 20 лет - для устройств нижнего (полевого) уровня системы;
- 15 лет - для устройств среднего уровня системы;



- 10 лет - для устройств верхнего уровня системы.

При этом в течение всего указанного срока службы все указанные выше устройства должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтпригодным и восстанавливаемым системам.

ГОСТ Р МЭК 870-4-93, ГОСТ 27.003-90, ГОСТ 24.701-86 регламентируют требования к обеспечению надежности системы управления, которая достигается за счёт:

- выбора комплекса технических элементов, которые отвечают требованиям по показателям надежности, а также дублирования и резервирования;
- грамотного структурирования (применение распределенного управления, независимость компонентов и т.п.);
- соответствия необходимым регламентам, касающихся обслуживания технических элементов.

Количественные показатели надежности должны составлять:

- средняя наработка на отказ каждого канала для функций АСУ ТП по информационным функциям - не менее 40000 часов;
- по управляющим функциям - не менее 50000 часов;
- период возобновления функционирования АСУ ТП в нормальном режиме в среднем – не более 0,5 часа;
- коэффициент готовности - не менее 0,995;
- простой резервированного оборудования АСУ ТП должен длиться не более 8 часов, при этом не должен происходить чаще, чем 1 раз в год.

Во время отказов в АСУ ТП не могут быть допущены ложные срабатывания управленческих функций над КА и РЗА. Также не может быть допущено ложное срабатывание оборудования АСУ ТП при снятии и подаче постоянного оперативного тока, при падении напряжения ниже 20%, а также при замыкании на землю в цепях постоянного оперативного тока.

Устойчивость АСУ ТП к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов, которые приводят к постоянной генерации событий, должна быть обеспечена без нарушений нормального режима работы системного ПО.

Необходимо обеспечить такой механизм, который при повторном сборе данных во время перезапусков как каждого элемента, так и всей системы целиком, позволит воссоздать информацию о технологических характеристиках и их величинах, с последующим фиксированием в архиве системы.

«При отказах локальной сети АСУ ТП ее элементы должны функционировать в автономном режиме. После восстановления работоспособности локальной сети должен автоматически восстанавливаться обмен информацией» [9].

«Кратковременная и долговременная потеря питания постоянного оперативного тока не должна приводить к необратимым последствиям как для системы в целом, так и для отдельных частей, (например, подсистем регистрации аварийных ситуаций и неисправностей, архива событий, тревог и осциллограмм, подсистемы регистрации и архивирования аналоговых параметров и т.п.). После восстановления питания оперативным постоянным током система должна продолжить свою работу в нормальном режиме» [2].

Система должна нормально работать при отклонении оперативного напряжения от номинального в пределах от +10% до -20%.

Повреждение любого компонента защиты или управления не должно влиять на нормальное функционирование рабочего защищаемого звена первичной сети и на нормальное функционирование остальных рабочих компонентов, в том числе не должно возникать отказов и ложных срабатываний.

Источники бесперебойного питания должны обеспечивать питание АСУ ТП ПС на время не менее 1 часа.

Среднее время восстановления нормального режима работы отдельного элемента системы не может превышать 8 часов (включая время локализации

неполадки) с условием наличия в запасе полного комплекта резервных устройств.

Все компоненты АСУ ТП ПС должны иметь сертификаты качества и соответствия и удовлетворять требованиям электромагнитной совместимости по ГОСТ Р 51317.4 (МЭК 61000-4) и ГОСТ Р 50648 (МЭК 1000-4).

## **Выводы**

Средства АСУ ТП должны обеспечивать реализацию системы контроля и управления подстанции, решающей задачи управления, контроля, измерений и диагностики с передачей информации в центр управления сетями (ЦУС).

При этом средства АСУ ТП подстанции будут выполнять функции традиционных устройств телемеханики.

Программно-технические средства, входящие в состав АСУ ТП ПС 220/110/10 кВ, должны быть серийными, унифицированными, со сроком службы не менее 12 лет «при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию каждого компонента и системы в целом» [8].

Средний срок службы МП терминалов защит и автоматики должен быть не менее 20 лет.

Разработка ПТК должна осуществляться на основе и с учетом положений и требований, действующих в настоящее время стандартов, норм, правил и других НТД.

## **2 Исследование основных технологических и общесистемных функций АСУ ТП**

Функции АСУ ТП подразделяются на технологические и общесистемные. Отказ хотя бы одной из основных функций существенно затрудняет эксплуатацию оборудования ПС.

«Решение о распределении функций зависит от конкретных требований к проекту и эффективности использования аппаратного и ресурсного обеспечения программными модулями» [10].

Электрическая подстанция является важной частью электрической системы. С появлением перегулирования в электроэнергетике важность автоматизации подстанций еще больше возросла и стала необходимостью для современной электросети следующего поколения. Автоматизация подстанции также представляет большой интерес как новая проблема для исследователей и ученых во всем мире из-за правильной эксплуатации, технического обслуживания и анализа потока нагрузки в современной энергетической промышленности.

«Информация о существующих условиях различных оборудований на подстанции дает четкую картину состояния ее компонентов. Кроме того, информация о направлении потока электроэнергии поможет провайдеру электроснабжения лучше контролировать эту подстанцию. Хотя можно контролировать состояние оборудования в подстанции вручную, человеческие ошибки и скорость реакции системы становятся решающими факторами при создании успешной системы мониторинга. Чтобы уменьшить эти ограничения и улучшить коммуникационные и компьютерные технологии, техническое обслуживание подстанции на основе условий становится возможным с помощью онлайн-измерительных приборов. Таким образом, требуется измерить информацию о рабочем уровне напряжения, величине потока тока и направлении потока мощности в разных узлах шин, частоте питания и т. д., чтобы передавать и хранить в центральном местоположении, чтобы их

удаленный мониторинг и анализ. Кроме того, анализ тенденций выполняется с использованием вышеупомянутых сохраненных данных для лучшего планирования и расширения подстанции. Анализ потока нагрузки помогает в реализации работоспособности узлов, и любой неисправный узел, если он возникает, может быть изолирован от цепи, чтобы поддерживать бесперебойное питание в зоне безопасности» [11].

«С достижениями электронных и программных технологий системы диспетчерского контроля и сбора данных широко используются в автоматизации промышленных установок. Он обеспечивает эффективный инструмент для мониторинга и управления оборудованием в производственных процессах в режиме онлайн. АСУТП всегда включает в себя несколько функций, например, обнаружение сигнала, контроль, человеко-машинный интерфейс, управление и сетевое взаимодействие» [12].

«В последние годы, понижающие подстанции (ПП) обеспечиваются оборудованием, которое позволяет полностью управлять ими. Это особенно полезно не только для целей контроля и планирования, но также для обнаружения ошибочных измерений, которые могут негативно повлиять на производительность ПП» [13].

## **2.1 Технологические функции АСУ ТП**

### **2.1.1 Контроль текущего режима и состояния главной схемы подстанции**

«Для оперативного персонала подстанции предусматривается автоматизированное рабочее место (АРМ), осуществляющее контроль за текущим режимом и состоянием главной схемы ПС» [14].

В контроль текущего режима входит:

- отслеживание основных параметров силового электрооборудования ПС (напряжение, мощность, частота);

- контроль состояния коммутационных аппаратов (КА) ПС: выключатели, разъединители, заземляющие ножи;

- контроль состояния всего оборудования.

Информация на АРМ отображается в виде динамических мнемосхем и их фрагментов.

На мнемосхемах отображаются:

- режимные параметры (токи, напряжения, мощности и т.п.);

- положение и состояние КА;

- положение выкатных элементов;

- установка переносных заземлений;

- потеря сигнала связи с КА;

- наличие напряжения на участках линий и шин.

Обновление информации на мнемосхемах происходит при изменении контролируемого параметра и составляет 1-2 сек.

### **2.1.2 Автоматизированное управление коммутационными аппаратами ПС 220/110/10 кВ**

Проектируемая система обеспечивает доступ к оперативному управлению КА (таблица 1).

Таблица 1 – Средства управления коммутационными аппаратами

	Место управления	Примечание
1	С АРМ оперативного персонала на ПС 220 кВ	«Все функции управления коммутационными аппаратами реализуются в полном объеме. Является основным способом управления для дежурного оперативного персонала (при работе ПС с постоянным обслуживающим персоналом) и для персонала ОВБ (при работе ПС без постоянного обслуживающего персонала)» [15].

Продолжение таблицы 1

2	С контроллеров АСУ ТП управления коммутационными аппаратами на подстанции	Используется только при отказах средств верхнего и среднего уровней ПТК АСУ ТП. Команды управления фиксируются в системе. Оперативная блокировка разъединителей выполняется контроллерами АСУ ТП нижнего уровня.
3	Из шкафа управления коммутационным аппаратом и шкафа привода на ОРУ	Применяется при обслуживании КА и при выходе из строя соответствующих средств управления АСУ ТП. Соответствующие действия по осуществлению управления регистрируются в АСУ ТП.

При управлении КА с АРМ обеспечивается:

- выборочное управление КА с индикацией сделанного выбора;
- возможность вывода всех цепей ТУ общим ключом и отдельно по КА;
- индикация неисполнения команды;
- возможность отмены команды.

Передача команд управления выполняется по цифровым каналам связи.

«Система проектируется таким образом, чтобы в перспективе при развитии комплекса АСУ ТП была возможность организовать оперативно-диспетчерское управление КА ПС с удаленного пункта управления» [17].

Для исключения одновременного управления КА с нескольких рабочих мест предусматривается блокировка (программная или аппаратная).

Система управления разъединителями и заземляющими ножами включает в себя оперативную блокировку, выполняемую средствами нижнего уровня АСУ ТП - контроллерами SPRECON-E-C.

Предусматривается программная блокировка в зависимости от следующих условий:

- положение других КА и заземляющих устройств;

- наличие аварийных и/или предупредительных сигналов;
- наличие напряжения на шинах;
- установка переносных заземлений;
- наличие тока через присоединение.

Сигналы блокировки проверяются на достоверность. При выявлении недостоверности хотя бы одного сигнала управление запрещается.

Архивы АСУТП позволяют фиксировать с указанием необходимой информации все действия персонала по управлению КА с АРМ.

На базе контроллеров SPRECON-E-C и/или МП устройств РЗА реализуется передача команд управления от АРМ к исполнительным механизмам.

Устройства SPRECON-E-C и РЗА имеют дискретные выходы, формирующие импульсные команды (включить/выключить), рассчитанные на напряжение 220В и ток 5А.

«Управляющая выключателями автоматика устанавливается в шкафах МП РЗ» [18].

Время от момента посылки команды управления с АРМ оперативного персонала до выдачи её на исполнительный орган, т.е. время выдачи команд управления на исполнительный орган составляет 1-2 секунды. Если подтверждающий сигнал о выполнении команды отсутствует, то база данных системы регистрирует это событие.

### **2.1.3 Технологическая аварийная и предупредительная сигнализация в АСУ ТП**

«Технологическая сигнализация оповещает оперативный персонал о возникновении нарушений в технологическом процессе ПС» [19].

При этом обеспечиваются:

- предупредительная сигнализация об отклонении за установленные пределы и восстановлении технологических параметров, изменении состояния автоматических устройств;



- «аварийная сигнализация при аварийных отклонениях параметров, срабатывании устройств РЗА, аварийных и самопроизвольных (в том числе неполнофазных) отключениях выключателей;

- сигнализация о действии блокировок, АВР источников электропитания, об изменении положения коммутационных аппаратов, происходящем без команд от оперативно-диспетчерского персонала;

- сигнализация неисправности технических средств АСУ ТП, отсутствия электропитания и т.п.» [2].

Классификация сигналов на аварийные и предупредительные реализуется путем присвоения сигналам различных типов тревог.

«Срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации различаются звуковыми сигналами, а их отображение на дисплеях - разными цветами» [20].

Появление и пропадание информации об указанных событиях фиксируется в архивах SCADA. Квитирование сигнала выполняется с АРМ ОП, при этом прекращается мигание меток сигнализации объекта.

Так же SCADA-система позволяет задавать сигналы, обобщающие информацию, относящуюся к одному присоединению, системе шин и т.д.

Предусмотрена возможность включения от АСУ ТП общеподстанционной звуковой сигнализации (громкоговорящей связи) при срабатывании аварийной или предупредительной сигнализации. Соответствующие требования должны быть учтены при проектировании системы громкоговорящей связи.

Предусмотрена возможность ручной проверки устройств звуковой сигнализации.

#### **2.1.4 Регистрация аварийных ситуаций (РАС) в АСУ ТП**

Система РАС в АСУ ТП осуществляет сбор полной информации об аварийных ситуациях на ПС, что позволяет точно определить причину отключения и правильность работы устройств РЗА.

Информация об аварийных ситуациях сохраняется в базе данных АСУ в виде осциллограмм, графиков и текстовой информации, содержащей временные метки, что обеспечивается с помощью МП терминалов РЗА.

При аварийных ситуациях в базу данных сохраняются значения напряжения, тока, информация о состоянии КА, дискретные сигналы о работе РЗА.

Основные технические характеристики представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Основные характеристики

Точность привязки событий к единому времени	$\leq 1$ мс
Частота регистрации	1000 – 2000 Гц
Время записи аварийных событий	$\leq 1$ мс
Допустимая кратность тока КЗ	$\geq 30$
Погрешность взаимной синхронизации параметров	$\leq 1$ мс
Частота регистрации параметров МП устройством АСУ ТП	$\geq 1800$ Гц

При настройке времени записи осциллограмм возможно задать общую длительности записи, а так же длительность записи осциллограммы предаварийного, аварийного и послеаварийного режима. Так же имеется возможность задания количества сохраняемых записей.

Зарегистрированные результаты автоматически передаются для дальнейшего архивирования и анализа в SCADA-системе, а также отображения информации на АРМ инженера-релейщика.

### **2.1.5 Контроль (мониторинг) состояния электрооборудования ПС**

Мониторинг состояния электрооборудования подразумевает возможность отслеживания основных характеристик оборудования.

К основным целям мониторинга оборудования относится:

- определение ненормальных режимов работы и предупреждение аварийных ситуаций путем вывода оборудования из эксплуатации;
- определение фактического состояния оборудования для планирования ТО и ТР;
- анализ информации с целью проведения полного обследования оборудования;
- получение точных данных о ненормальном режиме работы оборудования для оперативного выявления причины отказа.

Мониторинг состояния оборудования происходит в течение определенных промежутков времени для каждого отдельно взятого оборудования

С помощью АРМ оперативный персонал получает от систем контроля информацию о состоянии оборудования и информацию о текущем режиме работы.

Полученная в ходе мониторинга информация сохраняется в архиве и может быть передана на верхний уровень управления.

### **Контроль (мониторинг) выключателей и разъединителей, ОПН, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения**

Для выключателей осуществляются:

- пофазная оценка степени коммутационного износа по формуле  $N=EnI$ , где  $n$  - число отключений при токе  $I$  (кА);
- формирование предупреждающего сигнала о приближающемся исчерпании ресурса.

Для разъединителей осуществляется пофазный подсчет количества циклов «Включение/Отключение».

«Мониторинг (контроль) выключателей и разъединителей, ОПН, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения осуществляется средствами АСУ ТП при наличии соответствующих датчиков» [21].

## **Система сбора и обработки информации с маслонаполненного оборудования**

Система сбора и обработки информации с АТ-1, АТ-2 осуществляется посредством регистрации в контроллерах SPRECON-E-C основных параметров, характеризующих текущее состояние маслонаполненного оборудования, с последующим отображением информации на соответствующих АРМ.

Система сбора и обработки информации с (авто) трансформаторного (АТ-1, АТ-2) оборудования средствами АСУ ТП входит в комплект поставки по настоящему предложению.

«Система сбора и обработки информации с (авто) трансформаторного оборудования средствами АСУ ТП осуществляется при наличии соответствующих датчиков» [22].

### **2.1.6 Технический учет электроэнергии. Балансные расчеты**

«Предусмотрена организация технического учета электроэнергии на ПС на основании текущих значений активной мощности, определяемых в контроллерах нижнего уровня АСУ ТП SPRECON-E-C.

Нормируемая погрешность измерений мощности и количества электроэнергии для технического учета не хуже 1,0 % для присоединений всех уровней напряжения.

На основе данных, полученных в контроллерах нижнего уровня, рассчитывается баланс потребленной электроэнергии по фидерам ПС с составлением ведомости технического учета.

Отображение ведомости технического учета электроэнергии осуществляется программой «Генератор отчетов» на АРМ оперативного персонала» [2].

При разработке рабочей документации рассматривается возможность использования для целей технического учета в АСУТП информации, получаемой от средств АИИС КУЭ (АСКУЭ), в том числе (в общем случае):

- количество электроэнергии, зафиксированной электросчетчиками:

- за заданный период (сутки, месяц, год) - потребленная, выданная, полная;
- групповые значения/суммарные величины (электроэнергия, отданная с шин, электроэнергия на собственные нужды, небаланс по распредустройству и др.);
- режимные параметры - могут рассчитываться в ПТК по количеству электроэнергии, зафиксированной электросчетчиками:
  - ток (текущее значение, усредненное на заданном интервале);
  - напряжение (текущее значение, усредненное на заданном интервале);
  - мощность (текущая - активная/реактивная, усредненная на заданном интервале);
  - данные графиков нагрузки (максимумы/минимумы нагрузки, средние нагрузки на заданном интервале и т.п.);
  - показатели качества электроэнергии (для использования при реализации функции контроля качества электроэнергии - в случае, если выбранные средства АИИС КУЭ поддерживают такую функцию);
  - статусная информация;
  - исправность счетчиков и УСПД;
  - сигналы отключений питания, отключений фаз напряжения и т.п.

### **2.1.7 Контроль качества электроэнергии**

На высоковольтных шинах постоянный мониторинг качества электроэнергии обеспечивается с помощью определенных датчиков и приборов. С помощью расчетов, выполняемых на основании мгновенных значений электрических параметров, вычисляются различные параметры несинусоидальности.

Приборы (датчики) контроля качества сертифицированы и удовлетворяют требованиям ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Для проведения комплексного анализа данные о качестве электроэнергии передаются в архив и на АРМ оперативного персонала.

В системе предусмотрено следующее:

- при невыполнении заданных требований в определенный момент времени происходит регистрация этого события с указанием соответствующих параметров;
- все данные зафиксированные в момент такого события передаются на АРМ оперативного персонала и сопровождаются сигнализацией;
- все данные о показателях качества электроэнергии, зафиксированные при таком событии, передаются в архив для последующего хранения.

### **2.1.8 Определение места повреждения на ВЛ 220 и ВЛ 110 кВ (ОМП)**

Определение места повреждения на ВЛ осуществляется:

а) Средствами ПТК АСУТП:

- регистрация факта повреждения конкретной фазы и значения вычисленного расстояния до места повреждения в базе событий (и тревог) АСУТП, по данным цифровых осциллографов;
- отображение указанной информации ОМП на АРМ оперативного персонала;
- обеспечение возможности передачи данных ОМП на вышестоящие уровни (в ПМЭС) наряду с другой диспетчерско-технологической информацией.

б) С помощью функции ОМП установленных на линиях 220 и 110 кВ МП устройств РЗА, с точностью не хуже  $\pm 3\%$  от длины ВЛ.

Возможен вариант уточнения места повреждения средствами ПТК АСУТП по данным цифровых осциллографов и МП терминалов.

### **2.1.9 Контроль кратковременного повышения напряжения**

Измерительные контроллеры АСУТП отслеживают повышения напряжения на шинах подстанции, что позволяют соблюдать требования ГОСТ

1516.3-96. При реализации функции осуществляется расчет кратковременных повышений напряжения частоты 50 Гц по отношению к номинальному для различных уровней и на разных временных интервалах с записью информации в архив АСУ ТП. В случае превышения допустимых уровней напряжения формируется предупредительный сигнал.

### **2.1.10 Подсистема сбора и передачи технологической информации (ССПТИ)**

ССПТИ может быть реализована двумя способами:

- ПТК на базе PI System
- протокол МЭК 60870-6 (ICCP TASE.2)

Подсистема сбора и передачи технологической информации обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор технологической информации от подсистем АСУТП;
- передача поступающей технологической информации на уровень ЦУС;
- обработка запросов на предоставление ретроспективных данных и передача результата выполнения запроса в ЦУС;
- промежуточная буферизация технологической информации для предотвращения потери информации при отказе канала связи с ЦУС;
- мониторинг и диагностика доступности и работоспособности каналов сбора и передачи данных, самодиагностику программно-технических средств и передачу результатов на уровень ЦУС.

К основным протоколам, используемым при передаче данных от средств измерений к ПТК СПТИ относятся:

- IEC 60870-5-101/104;
- IEC 61850;
- OPC (OLE for Process Control);
- ODBC.

Задачи ПТК СПТИ приведены в таблице 3.

Таблица 3 - задачи ПТК ССПТИ

№п/п	Задача ПТК ССПТИ	Примечание
1	Сбор оперативно-диспетчерской документации, осциллограмм РАС, данных видеонаблюдения и запись диспетчерских переговоров.	Реализуется с помощью локальной вычислительной сети подстанции средствами протокола FTP (File Transfer Protocol).
2	Сбор от подсистем АСУ ТП и передача в ЦУС всего объема технологической информации.	
3	Обработка не менее 20000 информационных сигналов с частотой поступления данных от 6 до 600 измерений в минуту.	Средняя частота поступления данных составляет 1 измерение в секунду.
4	Обработка информации с производительностью не менее 8 Гбайт в сутки.	
5	Хранение данных технологических измерений при недоступности канала связи с ЦУС.	Реализуется с помощью промежуточного буфера. Емкость буфера достаточна, чтобы предотвратить потерю данных при отказе канала передачи данных в течение двух суток.
6	Автоматическое возобновление процесса отправки данных при восстановлении работоспособности канала передачи данных.	Осуществляется без участия оператора.



Продолжение таблицы 3

7	Диагностика на случай исчерпания емкости промежуточного буфера.	ПТК ССПТИ реализован в отказоустойчивой конфигурации, обеспечивающей выполнение всех основных функций ПТК при выходе из строя одного из программных или технических компонентов.
8	Переключение на резервный компонент, с восстановлением функций ПТК.	Не более чем за 60 секунд с момента выхода из строя основного компонента.
9	Автоматическое переключение сбора данных с отказавшего источника на работающий источник.	В случае доступности нескольких равнозначных источников данных со стороны подсистем АСУ ТП ПС.

## 2.2 Общесистемные функции АСУ ТП

### 2.2.1 Синхронизация компонентов ПТК АСУ ТП

Под синхронизацией понимается подстройка локальных таймеров, имеющих в микропроцессорных компонентах ПТК (контроллерах, терминалах РЗА, серверах, аварийных осциллографах, шлюзах и т.п.) в соответствии с общесистемным временем ПТК, а также подстройка общесистемного времени ПТК к астрономическому времени по спутниковым сигналам точного времени.

Метка времени для событий присваивается в устройствах нижнего уровня (контроллеры, терминалы РЗА и т.п.). При присвоении меток времени учитываются переходы на летнее и зимнее время.

При этом выполняется:

- периодическая рассылка сигналов точного времени для всех терминалов, входящих в состав ПТК;
- подстройка локального времени терминалов к общесистемному времени;
- контроль работоспособности устройств системы единого времени.

Точность синхронизации всех устройств, играющих роль устройств нижнего уровня АСУТП, в том числе: устройств (контроллеров) измерения, сигнализации и управления, МП устройств смежных подсистем (РЗА, мониторинга и диагностики оборудования), не хуже 1 мс.

Высокая точность привязка элементов ПТК АСУТП к астрономическому времени (1 мс) обеспечивается благодаря применению выделенной шины синхронизации (RS485/RS422, секунднй/минутнй импульс или специализированный цифровой протокол синхронизации).

«Осуществляется самодиагностика ПТС синхронизации; при этом сигналы неисправности подсистемы в целом и отдельных устройств синхронизации квалифицируются как тревоги с соответствующим классом и формой обработки данного сигнала. Диагностическая информация о состоянии устройств системы единого времени поступает в архив и отображается на АРМ службы АСУ» [24].

### **2.2.2 Тестирование и самодиагностика компонентов ПТК**

В процессе работы ПТК АСУТП происходит постоянная диагностика как отдельных компонентов, так и всей системы в целом.

В объем диагностируемых средств входят: устройства верхнего и нижнего уровней, средства коммуникаций, программное обеспечение.

Система включает в себя журнал, сохраняющий различную информацию:

- данные о функционировании системных компонентов;
- информацию о последовательности действий оперативного персонала, а так же данные о полномочиях оператора

- сведения о состоянии оборудования и ПО во всех возможных режимах работы.

Устройство для сохранения данных журнала выполняется независимым от наличия внешнего напряжения и позволяет хранить информацию не менее 45 суток. Изменение информации в журнале не допускается.

Все компоненты ПТК подлежат автоматической диагностике.

Все подсистемы, входящие в АСУ ТП, обладают возможностью производства самостоятельной диагностики. Информация о результатах диагностики передается в базу данных ПТК для последующего анализа.

Глубина самодиагностики ПТК АСУ ТП - до сменного устройства (блока, модуля). В ПТК предусмотрено резервирование компонентов. Выход из строя одного из компонентов не приводит к нарушению нормальной работы комплекса, при этом информация, полученная в ходе диагностики передается в ПТК.

Диагностическая информация представляется на АРМ службы АСУ в виде кадров, с размещенными на них графическими обозначениями реальных устройств ПТК. Так же на видеокадрах обозначены линии связи устройств.

Информация о потере связи и выходе из строя оборудования регистрируется в архиве с временной отметкой и выдается на АРМ как сообщение.

Предусмотрена возможность просмотра текущих активных подключений к серверу системы с указанием имени компьютера-клиента (IP-адреса) и фамилии конкретного пользователя (логина) на экране диагностики компонентов верхнего уровня системы управления.

### **2.2.3 Архивирование информации**

Все регистрируемые параметры и события подлежат длительному хранению в базе данных (архивов) для ретроспективного анализа состояния и режимов работы электрооборудования.

Средства архивирования выполняют следующие функции:

- концентрация информации, поступающей на верхний уровень АСУ ТП;

- хранение информации;
- защита информации;
- представление архивной информации персоналу.

«Система архивирования данных обеспечивает их последующее представление для анализа и подготовки отчетной информации об истории протекания технологических процессов, развитии аварии, работе автоматики, действиях операторов, функциях и параметрах системы управления и т.п.» [25].

Объем архива обеспечивает хранение информации в течение 2 лет.

К автоматически архивируемой информации относится вся информация, регистрируемая средствами АСУ ТП, в том числе:

- значения аналоговых сигналов (регистрируемые циклически или спорадически).
- любые изменения дискретных сигналов;
- выход параметров за аварийные и предупредительные уставки и вхождение в норму;
- команды управления основным электрооборудованием и средствами ПТК;
- диагностическая информация по силовому электрооборудованию;
- результаты определения места повреждения (ОМП) на ВЛ;
- работа устройств технологической сигнализации;
- срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;
- переключения режимов работы оборудования и автоматических устройств с помощью оперативных элементов управления;
- информация от смежных подсистем;
- информация и команды управления с верхнего уровня управления;
- системные события, формируемые внутри АСУ ТП (информация по программным и техническим средствам ПТК).

Объем архива обеспечивать хранение перечисленной информации, зарегистрированной в течение 2 лет.

Обеспечена возможность как событийной записи в архив, так и периодической. Информация, записываемая в архив, сопровождается сопутствующими признаками (недостоверности, выхода за предупредительные и аварийные уставки и т.д.), а также имеет метку времени с разрешающей способностью 1 мс. Также автоматически с указанием времени и соответствующим признаком регистрируются отдельные команды, вводимые вручную с клавиатуры.

Для всей аналоговой информации в архиве предусмотрены следующие виды обработки информации:

- вычисление сумм, разностей параметров;
- усреднение выборок с заданным периодом усреднения, кратным 1 мин;
- определение максимального и минимального значений из выборки.

Сохраненные данные выводятся по требованию персонала на дисплей, принтер или в файл. Вывод информации на дисплей или принтер осуществляется в виде графика или таблицы.

Недостоверная информация при просмотре архива отмечается поясняющим текстом или символом (цветом).

Подсистема архивирования информации обеспечивает возможность переноса архивной информации на сменные носители для создания долгосрочных внешних архивов и автономного просмотра этих архивов. С этой целью система укомплектована долгосрочным носителем информации, емкость которого определяется при рабочем проектировании системы. Для периодического освобождения архива предусмотрена возможность переноса информации на долговременные электронные носители в упакованном виде (в согласованном формате).

Запись на долговременный носитель осуществляется с помощью инструментального ПО ПТК АСУТП.

## 2.2.4 Защита информации

Программно-техническое обеспечение системы предоставляет возможность:

- сохранности данных от незаконного проникновения;
- сохранения данных на любых технических устройствах.

Защита информации от несанкционированного доступа обеспечивается с помощью системы паролей, которые проверяются при записи, коррекции или удалении информации.

Защищенность информации от несанкционированного доступа организуется программно-аппаратными средствами защиты, которые обеспечивают:

- гарантированное разграничение доступа к информации (по уровням ответственности);
- регистрацию событий, имеющих отношение к защищенности информации;
- возможность доступа только после предъявления идентификатора и личного пароля. «Сохранность информации в процессе ее хранения на машинном носителе обеспечивается путем копирования информации на резервный носитель» [2].

При записи информации в оперативный архив обеспечена синхронная запись информации на резервный носитель, в качестве которого может быть массив дисков (Raid Array), зеркальный сервер и т.п.

Основной способ обеспечения защиты и сохранности информации в АСУ ТП - использование специальных методов и программно-технических средств, - сегментирование локальных вычислительных сетей, Firewall и др., которые обеспечивают надежное отделение «технологических» сетей каждой из подсистем АСУ ТП от ЛВС коллективного пользования (Internet, Intranet, ЛВС предприятий и т.п.) и исключают несанкционированный доступ к ресурсам АСУ ТП.

### 2.2.5 Формирование документов

Из информации, накапливаемой в архиве системы при решении отдельных задач АСУТП и структурируемой хронологически и по ряду других признаков (вид оборудования, тип событий и т.д.), в соответствии с требованиями эксплуатационных инструкций средствами системы формируются и распечатываются различные документы, характеризующие технологический процесс подстанции, в том числе:

- суточная ведомость режимов (содержащая определенное количество электротехнических параметров режима, по каждому из которых в течение смены фиксируются с заданной периодичностью усредненные значения);
- ведомость технологических событий;
- ведомость параметров, отклонившихся от предельных длительно-допустимых значений;
- ведомость недостоверных параметров;
- перечень устройств, имеющих положение, отличное от нормального;
- перечень установленных переносных заземлений.

Документы формируются автоматически, с заданной периодичностью и выводятся на печать в определенные моменты времени (смена, сутки и т.д.) или в произвольные моменты времени по запросу персонала.

Помимо фиксированных протоколов обеспечивается возможность оперативного формирования необходимых пользователю протоколов из любой имеющейся информации, в частности, информации, сгруппированной по видам обработок и состоянию сигналов: недостоверные сигналы, архивные сигналы - с указанием вида архива и цикла записи в архив, списки параметров для накопления трендов, положения дискретных органов, протоколы-сообщения, например, проведения операции с разъединителем (заземляющим ножом) на участках, находящихся под напряжением, и т.п.

Перечень регистрируемых и архивируемых данных и их атрибутов, а также перечень формируемых документов, их форма и состав выводимой в них информации определяются при разработке рабочей документации АСУ ТП ПС.

## **2.2.6 Организация внутрисистемных коммуникаций между компонентами АСУ ТП. Информационный обмен с автономными подсистемами**

Средства коммуникаций АСУ ТП обеспечивают информационную связь между устройствами и подсистемами, (как входящими в состав АСУ ТП, так и автономными), установленными на самой ПС или в удаленных пунктах мониторинга и управления, в том числе с подсистемами и средствами:

- регистрации аварийных ситуаций (РАС);
- релейной защиты и электроавтоматики (РЗА) по стандартным протоколам МЭК 60870-5-103;
- противоаварийной автоматики (ПА) по протоколу МЭК 60870-5-104 или стандартному ОРС-механизму;
- АСКУЭ;
- связи.

При интеграции в состав ПТК АСУ ТП отдельных МП устройств и/или подсистем к информационному обмену с интегрируемыми компонентами предъявляются следующие требования:

- для информационного обмена используется цифровой интерфейс с поддержкой протокола стандарта МЭК 60870-5-10х, ОРС - 1 технологии;
- обеспечена возможность синхронизации интегрируемых компонентов системы с астрономическим временем с точностью не хуже 1 мс;
- имеется в составе передаваемой информации служебной информации (результаты внутренней самодиагностики технического и программного обеспечения, наличие нечитанной информации, синхронизации и т.п.).

Информация, поступающая от подсистем и устройств, обрабатывается в ПТК АСУТП аналогично «собственной» информации ПТК (архивируется, отображается, передается на верхний уровень управления и т.п.).



## **2.3 Смежные средства и системы контроля и управления подстанцией**

«Смежными с АСУ ТП являются устанавливаемые на подстанции средства и системы контроля и управления, реализующие свои основные функции независимо от АСУ ТП, но находящиеся в определённой информационной взаимосвязи с программно-техническими средствами АСУ ТП» [26].

Таковыми смежными средствами являются (в общем случае):

- «релейной защиты, автоматики и управления (РЗА)» [8];
- противоаварийной автоматики (ПА);
- «коммерческого контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ)» [2];
- мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования;
- инженерные и вспомогательные системы, в том числе технологическое и охранное видеонаблюдение и др.

### **2.3.1 Взаимосвязи с устройствами РЗА и технологической автоматики**

Устанавливаемые на подстанции микропроцессорные устройства РЗА имеют «двойное назначение: как устройства автономной системы РЗА и как компоненты нижнего уровня ПТК АСУ ТП, которые используются в качестве источников значительного объёма цифровой информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах» [2]. Для обеспечения возможности интеграции в АСУ ТП, микропроцессорные устройства РЗА содержат 2 порта связи - один для связи с АСУ ТП, а второй - для локальной (автономной) системы конфигурирования и мониторинга.

Средства АСУ ТП обеспечивают персоналу службы РЗА на создаваемом «автоматизированном рабочем месте (АРМ) инженера-релейщика проведение ретроспективного анализа аварийных событий, событий и сигналов

нормального режима, а также доступ к МП устройствам РЗА с указанного АРМ с возможностью дистанционного управления уставками терминалов» [2].

«Для обеспечения интеграции МП РЗА в АСУ ТП используются стационарный контроллер, устанавливаемые в помещениях соответствующих РЩ, с коммуникационным программным обеспечением» [27].

«Предварительную минимально необходимую номенклатуру сигналов, поступающих в цифровом коде от терминалов РЗА в АСУ ТП (преимущественно для обеспечения АРМ оперативного персонала), можно укрупнено охарактеризовать следующим образом:

- от основных защит (дифференциальных защит, газовых и т.п) ВЛ, АТ - сигналы срабатывания защиты; неисправностей, требующих определённых действий оперативного персонала;
- от дистанционных защит, ТЗНП, МТЗ - сигналы работы всех ступеней защиты; неисправностей, требующих определённых действий оперативного персонала; ряд блокировок;
- от защит неполнофазного режима - сигналы работы;
- от АПВ - сигналы работы; неисправностей, требующих определённых действий оперативного персонала; запрет на выполнение операции; контроль по наличию напряжения;
- от УРОВ - работа; неисправность, контроль по току.

Кроме того, в АСУТП от терминалов РЗА передаются данные, используемые в работе подсистемы регистрации аварийных событий (РАС)» [2].

### **2.3.2 Взаимосвязи с устройствами ПА**

В АСУТП предусматривается использование информации от МП устройств ПА.

Дискретные сигналы от ПА в объеме, указанном в Конкурсной документации, забираются от МП устройств ПА по информационным каналам

(по протоколу МЭК 608705-104 или по протоколу OPC спецификации 2.0), а также в виде «сухого» контакта.

### **2.3.3 Взаимосвязи с подсистемой АСКУЭ**

«В системе АСУ ТП предусмотрена организация технического учета электроэнергии на ПС по усредненным значениям параметров электроэнергии, получаемым из АСКУЭ или расчетным способом на основании текущих значений активной мощности, определяемых в Контроллерах нижнего уровня SPRECON-E-C» [28].

Информацию от автономной АИИС КУЭ (АСКУЭ) - от МП счетчиков электроэнергии и устройств сбора и передачи данных (УСПД) - предполагается использовать в АСУТП для нужд технического учета электроэнергии. В частности, таким образом может быть получена информация об основных режимных параметрах, качестве электроэнергии (если электросчетчики поддерживают такую функцию) и др. В составе информации, получаемой средствами ПТК АСУТП от МП устройств систем РЗА, АИИС КУЭ (АСКУЭ) должны также быть предусмотрены сигналы самоконтроля (самодиагностики) указанных МП устройств (нахождение в режиме on line, неисправность или аварийное отключение и т.п.). Состав таких сигналов уточняется при рабочем проектировании в соответствии с возможностями конкретных устройств.

Интеграция с системой АСКУЭ производится только при наличии технической возможности, по стандартным протоколам обмена и в рамках существующих отраслевых норм организации связи.

### **2.3.4 Взаимосвязь с самостоятельной системой видеонаблюдения и другими инженерными системами подстанции**

«Задача видеонаблюдения за состоянием оборудования и территории подстанции, а также за ходом переключений (особенно перспективная в связи с необходимостью обеспечения возможности перехода на «необслуживаемый» режим эксплуатации ПС) рассматривается как задача самостоятельной

(внедряемой практически независимо от состояния АСУ ТП) системы видеонаблюдения» [29].

От системы видеонаблюдения обеспечена передача в АСУ ТП подстанции определенного набора сигналов: неисправность, частичный отказ с предупредительной сигнализацией, потеря питания, потеря обогрева камер и т.п.

Также обеспечивается возможность архивирования информации системы видеонаблюдения средствами ПТК АСУ ТП наряду с другими видами данных.

Аналогичная взаимосвязь ПТК АСУ ТП предусматривается с другими самостоятельными инженерными системами ПС, в том числе с системами охранной сигнализации, пожарной сигнализации и вспомогательными системами.

### **2.3.5 Система информационного взаимодействия в структуре АСДУ**

Система АСДУ ПС реализуется техническими средствами АСУ ТП и является информационной базой для передачи оперативно-диспетчерской информации в АСДУ.

Состав информации, передаваемой с ПС, формируется при решении специализированной функциональной задачи.

### **2.3.6 Система сбора и передачи информации для АСТУ**

Автоматизированная система диспетчерско-технологического управления ЕНЭС ФСК предназначена для повышения эффективности функционирования электрических сетей путем комплексной автоматизации процессов сбора, обработки, передачи информации, принятия решений и реализации технологического управления. Информация для передачи в центр управления ЦУС Нижней Волги, МЭС Волги формируется средствами КПТС системы сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) ПС Левобережная.

### **2.3.7 Организация доступа к уставкам МП РЗА**

Управление уставками МИРЗА осуществляется в следующих режимах:

- с АРМ РЗА и АСУ в составе АСУ ТП посредством ЛВС АСУТП (основной режим доступа к МП РЗА при обслуживаемом режиме работы ПС);
- с лицевой панели МП РЗА;
- с ноутбука с установленной «фирменной» программой разработчика МП РЗА, если это входит в комплект поставки МП РЗА;
- со стационарного АРМ РЗА с установленной «фирменной» программой разработчика МП РЗА посредством автономной ЛВС, объединяющей устройства МП РЗА, если это входит в комплект поставки МП РЗА (ПТС для организации автономной ЛВС РЗА не входят в объем поставки по настоящему предложению);
- с АРМ инженера РЗА на удалённом пункте управления предприятием МЭС Волги (основной способ доступа при необслуживаемом режиме работы ПС) - может быть реализовано в перспективе, ПТС удаленного АРМ и соответствующие средства связи в объем поставок и работ по настоящему предложению не включены.

### **Выводы**

Исследованы основные технологические и общесистемные функции АСУ ТП, а также смежные средства и системы контроля и управления подстанцией.

В состав технологических функций входит:

- контроль текущего режима и состояния главной схемы подстанции;
- автоматизированное управление коммутационными аппаратами ПС 220/110/10 кВ;
- технологическая аварийная и предупредительная сигнализация в АСУ ТП;
- регистрация аварийных ситуаций в АСУ ТП;

- контроль (мониторинг) состояния электрооборудования ПС;
- технический учет электроэнергии. Балансные расчеты;
- контроль качества электроэнергии;
- определение места повреждения на ВЛ 220 и ВЛ 110 кВ;
- контроль кратковременного повышения напряжения;
- подсистема сбора и передачи технологической информации.

В состав общесистемных функций АСУ ТП:

- синхронизация компонентов ПТК АСУ ТП;
- тестирование и самодиагностика компонентов ПТК;
- архивирование информации;
- защита информации;
- формирование документов;
- организация внутрисистемных коммуникаций между компонентами

АСУ ТП. Информационный обмен с автономными подсистемами.

При исследовании смежных средств и системы контроля и управления подстанцией, рассмотрено:

- взаимосвязи с устройствами РЗА и технологической автоматики;
- взаимосвязи с устройствами ПА;
- взаимосвязи с подсистемой АСКУЭ;
- взаимосвязь с самостоятельной системой видеонаблюдения и другими

инженерными системами подстанции;

- система информационного взаимодействия в структуре АСДУ;
- система сбора и передачи информации для АСТУ;
- организация доступа к уставкам МП РЗА.

Таким образом, на ПС 220/110/10 кВ должна быть предусмотрена возможность эксплуатации АСУ ТП постоянным обслуживающим персоналом для выполнения следующих задач:

- нормальный режим работы объекта;

-проведение ремонтных работ и введение в эксплуатацию отремонтированного оборудования;

- техническое обслуживание в соответствии с графиком (плановое);

- внеплановое техническое обслуживание.

### 3 Расчет технико-экономических показателей при внедрении АСУ ТП на ПС

#### 3.1 Капитальные вложения

Внедрение АСУ ТП на существующей ПС требует вложений на частичную замену оборудования. В основе автоматизированной системы лежит применение АИИС КУЭ. Затраты на основные элементы АИИС КУЭ сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Капитальные затраты на АИИС КУЭ

№	Наименование элемента	Единицы измерения	Количество	Единицы оборудования, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Счетчик ZMD402CT	шт.	36	8600	309600
2	Шкафы учёта	шт.	4	3990	15960
3	Преобразователи RS-232/ RS-485 в оптоволокно MOXA ICF-1150-M-C	шт.	6	17930	107580
4	Блок питания DR 4524	шт.	2	5770	11540
5	Шлюз E-422	шт.	1	42600	42600
6	Ethernet-коммутатор Мохэ EDS-405A-MM-SC	шт.	2	44750	89500



Продолжение таблицы 4

7	Модем сотовой связи стандарта GSM Conel ER75i	шт.	1	25189	25189
Итого: 601969 руб.					

С учетом проектных и монтажных работ капитальные затраты на внедрение АСУ ТП на существующей подстанции составят примерно 2000000 руб.

$$K_{АСУТП} = 2\,000\,000 \text{ руб.}$$

### 3.2 Годовые эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты состоят из следующих экономических затрат:

- годовые амортизационные отчисления ( $S_{ам}$ );
- затраты на ремонт, обслуживание и содержание ( $S_{рос}$ );
- затраты на оплату труда ( $S_{от}$ );
- выплаты социальных нужд ( $S_{сн}$ );
- прочие расходы ( $S_{пр}$ ), включают в себя: затраты на прочие производственные и транспортные расходы, платежи по обязательному страхованию имущества, управленческие и эксплуатационно-хозяйственные расходы.

#### 3.2.1 Годовые амортизационные отчисления

Норма амортизации определяется по формуле (1):

$$H_{ам} = 100/n, \tag{1}$$

где  $n$  - срок службы оборудования 25 лет.

$$H_{ам} = 100/25 = 4\%$$

Годовые амортизационные отчисления рассчитываются линейным способом по формуле (2):

$$S_{ам} = K_{АСУТП} \cdot H_{ам} \quad (2)$$

$$S_{ам} = 2\,000\,000 \cdot 4/100 = 80\,000 \text{ руб/год}$$

### 3.2.2 Затраты на ремонт, обслуживание и содержание оборудования

Затраты на ремонт, обслуживание и содержание принимаются в размере 3% от капитальных затрат на оборудование:

$$S_{РОС} = 3/100 \cdot K_{АСУТП}$$

$$S_{РОС} = 3/100 \cdot 2\,000\,000 = 60\,000 \text{ руб.}$$

### 3.2.3 Затраты на оплату труда

В таблице 5 представлен сводный перечень занимаемых должностей на ПС при внедренной АСУ ТП с указанием ежемесячной заработной платы.

Таблица 5 – Сводный перечень должностей

Должность	Кол-во специалистов, шт.	Заработная плата, руб.
Начальник подстанции	1	35000
Зам. начальника подстанции	1	30000
Диспетчер	5	22000
Электромонтер релейной защиты и автоматики	1	23000
Инженер АСУТП	1	25000

Продолжение таблицы 5

Мастер	1	20000
Охранник	3	17000
Клинер	2	15000
Итого:	15	328000

Годовые расходы на оплату труда рассчитываются по формуле (3):

$$S_{OT} = ЗП \cdot P \cdot n, \quad (3)$$

где ЗП - средняя месячная заработная плата одного работника в планируемом году, тыс. руб.;

P - численность работников в планируемом году, чел;

n - количество месяцев в планиваемом периоде.

$$S_{OT} = 21867 \cdot 15 \cdot 12 = 3\,936\,000 \text{ руб/год}$$

### 3.2.4 Затраты на социальные нужды

Расходы на социальные нужды состоят из следующих выплат:

- 22% составляют выплаты в Пенсионный фонд;
- 5,1% - в Фонд медицинского страхования;
- 2,9% - в Страховой фонд.

Суммарно затраты на социальные нужды составят:

$$S_{CH} = 3936000 \cdot 30/100 = 1\,180\,800 \text{ руб/год}$$

### 3.2.5 Прочие расходы

Прочие расходы включают в себя внутрипроизводственные затраты, расходы на охрану труда, на содержание помещений, где располагается

оборудование, необходимые транспортные расходы; примем их равными 15% от суммы общих расходов.

$$S_{\text{ПР}} = (S_{\text{ам}} + S_{\text{РОС}} + S_{\text{ОТ}} + S_{\text{СН}}) \cdot 15/100$$

$$S_{\text{ПР}} = (80000 + 60000 + 3936000 + 1180800) \cdot 15/100 = 788520 \text{ руб/год}$$

Годовые эксплуатационные затраты таким образом составят:

$$S_{\text{Э}} = S_{\text{ам}} + S_{\text{РОС}} + S_{\text{ОТ}} + S_{\text{СН}} + S_{\text{ПР}}$$

$$S_{\text{Э}} = 80000 + 60000 + 3936000 + 1180800 + 788520 = 6045320 \text{ руб/год}$$

### 3.3 Оценка эффективности проекта по внедрению АСУ ТП

Для определения эффективности проекта по внедрению АСУ ТП необходимо произвести аналогичный расчет капитальных вложений и годовых эксплуатационных затрат по строительству ПС без применения АСУ ТП. Полученные результаты сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов по затратам на строительство ПС без АСУТП

Капитальные вложения К <sub>ПС</sub> , руб.	Годовые амортизационные отчисления S <sub>ам1</sub> , руб./год	Затраты на ремонт, обслуживание и содержание S <sub>РОС1</sub> , руб./год	Затраты на оплату труда S <sub>ОТ1</sub> , руб./год	Выплаты социальных нужд S <sub>СН1</sub> , руб./год	Прочие расходы S <sub>ПР1</sub> , руб./год	Годовые эксплуатационные затраты S <sub>Э1</sub> , руб./год
6000000	300000	180000	4920000	1476000	1031400	7907400

Экономический эффект определяется по формуле (4):

$$\text{Э} = S_{\text{Э1}} - S_{\text{Э}} \quad (4)$$

$$\mathcal{E} = 7907400 - 6045320 = 1\,862\,080$$

Срок окупаемости определяется по формуле (5):

$$T_0 = K_{АСУТП} / \mathcal{E} \quad (5)$$

$$T_0 = 2000000 / 1862080 = 1,1 \text{ года}$$

Коэффициент экономической эффективности определяется по формуле (6):

$$K_{\mathcal{E}} = \mathcal{E} / K_{АСУТП} \quad (6)$$

$$K_{\mathcal{E}} = 1862080 / 2000000 = 0,93$$

## **Выводы**

Произведен расчет технико-экономических показателей при внедрении АСУ ТП на ПС.

С учетом проектных и монтажных работ капитальные затраты на внедрение АСУ ТП на существующей подстанции составили  $K_{АСУТП} = 2\,000\,000$  руб.

Годовые эксплуатационные затраты составили  $S_{\mathcal{E}} = 6045320$  руб/год. Для определения данного вида затрат также определены следующие расходы:

- годовые амортизационные отчисления:  $S_{ам} = 80\,000$  руб/год;
- затраты на ремонт, обслуживание и содержание оборудования:  $S_{РОС} = 60\,000$  руб/год;
- затраты на оплату труда:  $S_{ОТ} = 3\,936\,000$  руб/год;
- затраты на социальные нужды:  $S_{СН} = 1\,180\,800$  руб/год;
- прочие расходы:  $S_{ПР} = 788520$  руб/год.

Для оценки эффективности проекта по внедрению АСУ ТП определены следующие параметры:

- экономический эффект:  $\mathcal{E} = 1\,862\,080$ ;
- срок окупаемости:  $T_0 = 1,1$  года;
- коэффициент экономической эффективности:  $K_{\mathcal{E}} = 0,93$ .

Инвестиционный проект может считаться привлекательным при его окупаемости в 6–7 лет. После выполнения технико-экономического расчета основных показателей данный проект по внедрению АСУ ТП можно считать эффективным, так как срок его окупаемости составляет 1,1 года.

## Заключение

Средства АСУ ТП должны обеспечивать реализацию системы контроля и управления подстанции, решающей задачи управления, контроля, измерений и диагностики с передачей информации в центр управления сетями (ЦУС).

При этом средства АСУ ТП подстанции будут выполнять функции традиционных устройств телемеханики.

Программно-технические средства, входящие в состав АСУ ТП ПС 220/110/10 кВ, должны быть серийными, унифицированными, со сроком службы не менее 12 лет (с учетом своевременного технического обслуживания отдельных компонентов и системы в целом).

Средний срок службы МП терминалов защит и автоматики должен быть не менее 20 лет.

«Разработка ПТК должна осуществляться на основе и с учетом положений и требований, действующих в настоящее время стандартов, норм, правил и других НТД» [31].

Исследованы основные технологические и общесистемные функции АСУ ТП, а также смежные средства и системы контроля и управления подстанцией.

В состав технологических функций входит:

- контроль текущего режима и состояния главной схемы подстанции;
- автоматизированное управление коммутационными аппаратами ПС 220/110/10 кВ;
- технологическая аварийная и предупредительная сигнализация в АСУ ТП;
- регистрация аварийных ситуаций в АСУ ТП;
- контроль (мониторинг) состояния электрооборудования ПС;
- технический учет электроэнергии. Балансные расчеты;
- контроль качества электроэнергии;
- определение места повреждения на ВЛ 220 и ВЛ 110 кВ;

- контроль кратковременного повышения напряжения;
- подсистема сбора и передачи технологической информации.

В состав общесистемных функций АСУ ТП:

- синхронизация компонентов ПТК АСУ ТП;
- тестирование и самодиагностика компонентов ПТК;
- архивирование информации;
- защита информации;
- формирование документов;
- организация внутрисистемных коммуникаций между компонентами

АСУ ТП. Информационный обмен с автономными подсистемами.

При исследовании смежных средств и системы контроля и управления подстанцией, рассмотрено:

- взаимосвязи с устройствами РЗА и технологической автоматики;
- взаимосвязи с устройствами ПА;
- взаимосвязи с подсистемой АСКУЭ;
- взаимосвязь с самостоятельной системой видеонаблюдения и другими

инженерными системами подстанции;

- система информационного взаимодействия в структуре АСДУ;
- система сбора и передачи информации для АСТУ;
- организация доступа к уставкам МП РЗА.

Таким образом, на ПС 220/110/10 кВ должна быть предусмотрена возможность эксплуатации АСУ ТП постоянным обслуживающим персоналом для выполнения следующих задач:

- нормальный режим работы объекта;
- проведение ремонтных работ и введение в эксплуатацию отремонтированного оборудования;
- техническое обслуживание в соответствии с графиком (плановое);
- внеплановое техническое обслуживание.

Произведен расчет технико-экономических показателей при внедрении АСУ ТП на ПС.



С учетом проектных и монтажных работ капитальные затраты на внедрение АСУ ТП на существующей подстанции составили  $K_{АСУТП} = 2\,000\,000$  руб.

Годовые эксплуатационные затраты составили  $S_{\text{Э}} = 6045320$  руб/год. Для определения данного вида затрат также определены следующие расходы:

- годовые амортизационные отчисления:  $S_{\text{ам}} = 80\,000$  руб/год;
- затраты на ремонт, обслуживание и содержание оборудования:  $S_{\text{РОС}} = 60\,000$  руб/год;
- затраты на оплату труда:  $S_{\text{ОТ}} = 3\,936\,000$  руб/год;
- затраты на социальные нужды:  $S_{\text{СН}} = 1\,180\,800$  руб/год;
- прочие расходы:  $S_{\text{ПР}} = 788520$  руб/год.

Для оценки эффективности проекта по внедрению АСУ ТП определены следующие параметры:

- экономический эффект:  $\text{Э} = 1\,862\,080$ ;
- срок окупаемости:  $T_{\text{О}} = 1,1$  года;
- коэффициент экономической эффективности:  $K_{\text{Э}} = 0,93$ .

Инвестиционный проект может считаться привлекательным при его окупаемости в 6–7 лет. После выполнения технико-экономического расчета основных показателей данный проект по внедрению АСУ ТП можно считать эффективным, так как срок его окупаемости составляет 1,1 года.

## Список используемых источников

1. «РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ Сборник докладов XX конференции (Москва, 1–4 июня 2010) Научно-инженерное информационное...» [Электронный ресурс]: БЕСПЛАТНАЯ БИБЛИОТЕКА РОССИИ. URL: <http://libed.ru/konferencii-mehnika/657336-9-releynaya-zaschita-avtomatika-energosisistem-sbornik-dokladov-konferencii-moskva-1-4-iyunya-2010-nauchno-inzhenernoe.php> (дата обращения 01.12.2017).
2. Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий. М. : Издательский дом «Спектр», 2014. 228 с.
3. АСУ ТП на базе микропроцессорных устройств РЗА, АСКУЭ и телемеханики. Опыт разработки и проблемы внедрения [Электронный ресурс]: Публикации lib.znate.ru. URL: <http://lib.znate.ru/> (дата обращения 01.12.2017).
4. Многофункциональный контроллер SPRECON-E-C [Электронный ресурс]: RTSoft. URL: <http://www.rtsoft.ru/press/articles/detail.php?ID=1494> (дата обращения 01.12.2017).
5. PM175 АНАЛИЗАТОР КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ SATEC [Электронный ресурс]: МОБИЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ. URL: [http://www.m-energy.ru/card\\_prod.php?id=19214](http://www.m-energy.ru/card_prod.php?id=19214) (дата обращения 01.12.2017).
6. Методическое пособие для студентов специальностей 220301 «Автоматизация технологических процессов и производств» [Электронный ресурс]: Refdb.ru. URL: <https://refdb.ru/look/1712572-p4.html> (дата обращения 01.12.2017).
7. Paunović, N, Kovačević, J, Rešetar, I. A Methodology for Testing Complex Professional Electronic Systems [Text] / N. Paunović / Serbian journal of electrical engineering. – 2012. – PP. 71-77. <http://www.doiserbia.nb.rs/img/doi/1451-4869/2012/1451-48691201071P.pdf>

8. Чичёв С.И. Модель автоматизированной системы технологического управления электросетевым комплексом 6 – 220 кВ ПАО «МОЭСК». М.: Издательский дом «Спектр», 2017. 228 с.
9. Дорогунцев В.Г., Овчаренко Н.И. Элементы автоматических устройств энергосистем: учеб. пособие для вузов. 2-е изд. перераб. и доп. М. : Энергия, 2009. 520 с.
10. Csanyi, E. A case study of 110/10 kV substation with centralized protection, automation and control system [Text] / E. Csanyi / Electrical Engineering Portal. – 2016. <http://electrical-engineering-portal.com/110-10-kv-substation-centralized-protection-control>
11. Roy, A. Wireless sensing of substation parameters for remote monitoring and analysis [Text] / A. Roy, J. Bera, G. Sarkar / Ain Shams Engineering Journal. – 2015. – PP. 95-106. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447914001142>
12. Lakhoua, M. N. Application of Functional Analysis on a SCADA System of a Thermal Power Plant [Text] / M.N. Lakhoua / Advances in Electrical and Computer Engineering. – 2009. – PP. 90-98. <http://www.aece.ro/abstractplus.php?year=2009&number=2&article=14>
13. Moriano, J. A New Approach to Detection of Systematic Errors in Secondary Substation Monitoring Equipment Based on Short Term Load Forecasting [Text] / J. Moriano / Sensors. – 2016. <http://www.mdpi.com/1424-8220/16/1/85>
14. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: учебник для вузов. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2010. 504 с.
15. Белецкий О.В., Лезнов С.И., Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций. М. : Энергоатомиздат, 2015. 416 с.
16. Вишневецкий Л.М., Левин Л.Г. Я – электроналадчик. М. : Энергоатомиздат, 2017. 160 с.
17. Федоров Ю.Н. Порядок создания, модернизации и сопровождения АСУ ТП. М. : Инфра-Инженерия, 2011. 576 с.

18. Барзам А.Б. Системная автоматика. 4-е изд., перераб. и доп. М. : Энергоатомиздат, 2009. 446 с.
19. Соснин О.М. Основы автоматизации технологических процессов и производств. М. : Академия, 2017. 240 с.
20. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М. : Энергия, 2014. 216 с.
21. Radu, S. Control engineering on board [Text] / S. Radu / 2012. – PP. 7-9. [http://www.utgjiu.ro/rev\\_mec/mecanica/pdf/2012-02/2\\_Serghei%20Radu,%20Gheorghe%20Samoilescu.pdf](http://www.utgjiu.ro/rev_mec/mecanica/pdf/2012-02/2_Serghei%20Radu,%20Gheorghe%20Samoilescu.pdf)
22. Csanyi, E. 7 practical tips for installing a good measuring system [Text] / E. Csanyi / Electrical Engineering Portal. – 2014. <http://electrical-engineering-portal.com/7-practical-tips-for-installing-a-good-measuring-system>
23. Das, A. Anti-Theft Automatic Metering Interface [Text] / A. Das / International Journal of Scientific & Technology Research. – 2015. – PP. 99-101. <http://www.ijstr.org/final-print/oct2015/Anti-theft-Automatic-Metering-Interface.pdf>
24. Блейхман А.М., Бородатов М.Ю., Брынский Е.А. и др. Современные автоматизированные системы управления, контроля и диагностики энергетических объектов. СПб: Изд. ПЭИПК, 2009. 173 с.
25. Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А. Автоматика энергосистем: учеб. для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп. М. : Энергоатомиздат, 2011. 240 с.
26. Федоров Ю.Н. Справочник инженера по АСУ ТП. Проектирование и разработка. М. : Инфра-Инженерия, 2008. 928 с.
27. Kabović, A. V. Software Realization on the MSC nanoRISC Hardware Platform, for Communication according to the IEC61850 Standard [Text] / A. V. Kabović, M. M. Kabović, V. V. Čelebić / Telfor Journal. – 2015. – PP. 20-25. [http://journal.telfor.rs/Published/Vol7No1/Vol7No1\\_A4.pdf](http://journal.telfor.rs/Published/Vol7No1/Vol7No1_A4.pdf)
28. Абрамова Е.Я., Алешина С.К., Чиндяскин В.И. Расчет понизительной подстанции в системах электроснабжения: Учебное пособие по курсовому и

дипломному проектированию. 2-е изд., перераб. и доп.- Оренбург: ГОУ ОГУ, 2014. 91 с.

29. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М. : Наука, 2010. 200 с.

30. Кислова В.Н. Экономическая эффективность автоматизированных систем управления технологическими процессами. Нижнекамск: Нижнекамский химико-технологический институт (филиал) КГТУ, 2009. 74 с.

31. Bruckner, D, Velik, R, Penya, Y. Machine Perception in Automation: A Call to Arms [Text] / D. Bruckner / EURASIP Journal on Embedded Systems. – 2011. – PP. 1-3. <http://jes.urasipjournals.springeropen.com/articles/10.1155/2011/608423>