

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем электроснабжения

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Повышение надёжности электроснабжения подстанции путём внедрения средств автоматики

Обучающийся

Н.Н. Буюшин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент И.В. Горохов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Содержание

Введение.....	4
1 Описание АСУ ТП подстанции и методов её проектирования.....	7
1.1 Основные объекты автоматизации и функциональные подсистемы	9
1.2 Структурная схема АСУ ТП	11
1.3 Используемые программно-технические средства	15
2 Анализ объекта с внедрением технологии АСУ ТП и её последующая реализация.....	20
2.1 Используемые программно-технические средства нижнего уровня.....	25
2.2 Используемые программно-технические средства среднего уровня	29
2.3 Используемые программно-технические средства верхнего уровня	33
2.4 Используемый при проектировании АСУ ТП подстанции контроллер серии SPRECON-E-C	35
2.5 Анализатор качества электрической энергии Satec PM175.....	36
2.6 Аппаратное обеспечение серверного уровня АСУ ТП подстанции с помощью SCADA.....	39
2.7 Виды автоматизированных рабочих мест (АРМ) персонала	41
2.8 Автоматизированное рабочее место оперативного персонала	43
2.9 Автоматизированное рабочее место оперативного персонала инженера службы релейной защиты и автоматики.....	47
2.10 Требования, предъявляемые к автоматизированному рабочему месту оперативного персонала	52
2.11 Микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики.....	52
2.12 Выбор устройств, входящих в состав верхнего уровня АСУ ТП	54
2.13 Обеспечение бесперебойного питания верхнего уровня АСУ ТП	59
2.14 Требования, предъявляемые к программному обеспечению	60
2.15 Конфигурация локальной сети подстанции	62
2.16 Места расположения устройств АСУ ТП.....	63
2.17 Требования к устройствам верхнего уровня АСУ ТП	65

2.18 Счётчики электрической энергии ZMD402СТ.....	67
3 Расчёт технико-экономических показателей выбранной конфигурации АСУ ТП при её интеграции на ПС	70
3.1 Расчёт показателей капиталовложений в АСУ ТП.....	70
3.2 Расчёт показателей эксплуатационных затрат.....	71
Заключение	75
Список используемой литературы	78

Введение

Использование электроэнергии становится неотъемлемой частью нашей жизни. Поскольку электроэнергия играет важнейшую роль в экономическом и социальном развитии любой страны, стабильная и надежная система электроснабжения является необходимым условием технологического и экономического роста любого общества. Предприятия электроэнергетики должны обеспечивать бесперебойное электроснабжение своих потребителей.

Основной проблемой, с которой сталкиваются предприятия электроэнергетики, являются перебои в подаче электроэнергии. В связи с этим надежность является общей проблемой для энергосистемы.

На территории Российской Федерации расположено огромное количество подстанций, относящихся к подстанциям старого поколения, разработанных и построенных ещё в советские времена. Оборудование на этих подстанциях морально устарело, а для повышения надёжности и качества электроснабжения необходимо постоянно модернизировать оборудование подстанции.

Для того, чтобы обеспечить надёжность и качество электроснабжения потребителей электроэнергии, а также обеспечить ускорение действий оперативного персонала, их упрощение и правильность необходимо использовать передовые технологии автоматизации на подстанции и создать автоматизированную подстанцию.

Целью данной магистерской диссертации является обеспечение надёжности электроснабжения подстанции путём внедрения автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Решение проблемы обеспечения надёжности электроснабжения достигается за счёт следующих функций АСУ ТП:

- возможность удалённого снятия графика осциллограмм при возникновении аварийных ситуаций;

- мониторинг возникновения и возможного последующего развития аварийной ситуации, и их профилактика;
- удалённое диспетчерское и/или операторское управление технологическим процессом и контроль состояния оборудования;
- срабатывание светозвуковой сигнализации, свидетельствующей об отклонении нормального режима работы технологического процесса, неисправности оборудования, уведомлении об аварии и т.п.;
- ведение технического учёта за уровнем электротехнологических показателей;
- сбор данных, содержащих в себе информацию о протекании технологического процесса и их последующее архивирование;
- унификация устройств по времени и задание определённых временных отметок, привязанных к технологическим параметрам;
- «регистрация данных и запись на носители данных с возможностью последующей распечатки»;
- разграничение доступа к данным посредством системы паролей и блокировка несанкционированного доступа» [28];
- производство обмена данными, происходящим между подсистемами управления и контроля;
- возможность удобного взаимодействия с человеко-машинным интерфейсом, который обладает широким спектром возможностей и функций, из которых можно выделить процесс управления, происходящий путём выдачи операторских или диспетчерских команд, наглядная демонстрация структуры технологического процесса и автоматизируемого объекта, выдача ответов на запросы, необходимые для получения информации по различным показателям технологического процесса, ввод в действие аварийной и предупредительной сигнализации;
- выполнение автосохранения данных, происходящее в результате нарушения нормального режима технологического процесса или в

случае возникновения аварийной ситуации, связанной с отсутствием питания электроэнергией;

- гарантия мер безопасности, необходимых для эффективного ведения технологического процесса в ходе выработки электро- и теплоэнергии;
- автоматическая функциональная диагностика технологического оборудования, а также элементов технического и программного обеспечения АСУ ТП.

Для реализации цели магистерской диссертации необходимо выполнить следующие задачи:

- изучить теоретические подходы в области проектирования АСУ ТП подстанции, накопленные в отечественной и зарубежной науке знания и проанализировать их (работа с источниками);
- проанализировать состояние оборудования подстанции, методов модернизации оборудования и методов проектирования АСУ ТП подстанции;
- разработать метод модернизации оборудования и проектирования АСУ ТП подстанции;
- рассчитать технико-экономические показатели в ходе интеграции АСУ ТП на подстанции.

Ключевым моментом внедрения АСУ ТП на подстанции является экономический эффект. Он заключается в значительном понижении необходимого для контроля человеческого ресурса в процессе эксплуатации АСУ ТП, вызванных автоматическим обнаружением дефектов, возникающих в электрооборудовании и в управляющих органах; обеспечение более стабильной и устойчивой работы межсистемных и магистральных связей; повышении уровня надежности в снабжении потребителей электроэнергией, минимизация влияния человеческого фактора в плане допущения ошибок; меньший уровень финансовых трат, идущих на монтажные и наладочные работы, автоматическое восстановление исходной схемы энергоснабжения после аварийных нарушений.

1 Описание АСУ ТП подстанции и методов её проектирования

Проведём анализ устройства и структуры АСУ ТП подстанции на «примере АСУ ТП энергетического комплекса, состоящего из электрической подстанции ПС110/10/6кВ и газотурбинной теплоэлектроцентрали серии ГТ ТЭЦ009 «Энергомаш» электрической мощностью 18 МВт и тепловой мощностью 40 Гкал/ч (г. Крымск)» [2].

«Группа предприятий энергетического машиностроения «Энергомаш» уже более 10 лет реализует масштабный комплексный проект по возведению серии газотурбинных станций в различных регионах России. В 1999 году в Санкт-Петербурге был образован Инженерный центр по разработке, проектированию и строительству «под ключ» малых газотурбинных теплоэлектроцентралей (станций) – ГТ ТЭЦ. Эти станции предназначены для работы как в энергосистеме, так и на автономную электрическую нагрузку при одновременной работе на местную тепловую сеть. Первой разработкой Инженерного центра стала серия двух- и четырёхблочных станций (серия ГТ ТЭЦ-009) электрической мощностью 18 и 36 МВт соответственно и тепловой мощностью 40 и 80 Гкал/ч. Головная станция серии была введена в эксплуатацию в г. Вельске Архангельской области в 2003 году. В последующие годы станции в двух- и четырёхблочном исполнении были введены в эксплуатацию и в других городах. В 2007 году в г. Крымске был введён в эксплуатацию энергетический комплекс, содержащий двухблочную ГТ ТЭЦ-009 (рисунок 1) и подстанцию ПС-110/10/6кВ (рисунок 2), который и является предметом описания данной статьи» [2].



Рисунок 1 - Газотурбинная ТЭЦ серии ГТ ТЭЦ-009 «Энергомаш»
(энергетический комплекс в г. Крымске)



Рисунок 2 - Подстанция ПС-110/10/6кВ «Энергомаш» (энергетический
комплекс в г. Крымске)

Таким образом, далее будет дана подробная характеристика структурных элементов АСУ ТП данного объекта электроэнергетики.

1.1 Основные объекты автоматизации и функциональные подсистемы

«В состав технологического и электротехнического оборудования, оснащённого средствами и системами автоматизации, входят: газотурбинные двигатели (ГТД) с системами подачи топлива и подачи и очистки воздуха, турбогенераторы с воздушным охлаждением и системой возбуждения, масляные подшипники (МП) с системой управления маслонасосами, система запуска ГТД (пусковое устройство), системы охлаждения двигателей, генераторов и подшипников, системы подачи газа на энергоблоки и станцию в целом, система газоходов за рекуперативным воздухоподогревателем (РВП), котлы-утилизаторы водогрейные (КУВ), установки сетевой воды с системой водоочистки и водоподготовки, вспомогательные системы жизнеобеспечения станции, распределительные устройства высокого напряжения (ОРУ-110кВ), среднего напряжения (РУ-6,3/10кВ) и собственных нужд (РУСН-0,4кВ), разделительные трансформаторы СН (среднего напряжения), датчики и счётчики коммерческого учёта энергоносителей (воды, электроэнергии, газа)» [5].

В соответствии с «принятой технологией управления энергетическими объектами можно выделить в АСУ ТП энергетического комплекса следующие функциональные автоматизированные и автоматические подсистемы:

- АСУ ТП технологической части ГТ ТЭЦ (АСУ ТП ТЧ);
- АСУ ТП электрической части ГТ ТЭЦ (EMCS);
- АСУ ТП подстанции (АСУ ТП ПС);
- систему телемеханики и связи (СТМ и С);
- систему коммерческого учёта энергоносителей (АСКУ ЭН);
- комплексную автоматизированную систему диагностики (КАСД);
- систему дистанционного диспетчерского управления (АСДДУ);
- систему операторского управления комплексом с АРМ оператора (ОУ АСУ ТП);

- систему обеспечения единого времени (СЕВ);
- системы бесперебойного питания электронного оборудования энергетического комплекса (входят как составные части во все подсистемы АСУ ТП ЭК).

В АСУ ТП технологической части ГТ ТЭЦ входят такие составляющие, как:

- автоматическая система управления возбуждением (СУВ);
- система технологического контроля турбогенератора (СТК);
- система управления пусковым устройством (ПУ);
- автоматическая система управления двигателем (БУД);
- система контроля механических параметров (СКМ);
- автоматический синхронизатор (АС-М);
- система контроля и управления общестанционным оборудованием (АСУ ОС) и другие» [3].

Рассматриваемая АСУ ТП энергетического комплекса по архитектуре относится к многоуровневым. Это объясняется тем, что в её состав входят три внутренних и два внешних уровня автоматизации. В число внешних уровней входит региональный и центральный. Они находятся в контакте друг с другом, используя для этого метод взаимного информационного обмена сообщениями, производимых по всем доступным каналам связи. К их числу относят и корпоративную сеть «Энергомаш».

При детальном рассмотрении внутренних уровней АСУ ТП энергетического комплекса можно заметить их иерархическую структуру. Она представляет собой схему, состоящую «из полевого (нулевого), нижнего и верхнего уровней. В составе системы находятся две управляющие (газотурбинной ТЭЦ и на подстанции) и одна информационная сети. На газотурбинной ТЭЦ управляющая сеть построена на основе промышленной сети Modbus Plus. Неотъемлемой частью данной сети являются контроллерные устройства технологической АСУ ТП и АСУ ТП электрической части, содержащей подсистему EMCS фирмы Schneider Electric. На подстанции ПС-110/10/6кВ в качестве управляющей сети задействована сеть промышленного Ethernet. Информационная («верхняя») сеть имеет подключение с двух сторон. С одной стороны, информационная сеть подключена к корпоративной сети, с противоположной – ко всем рабочим станциям операторских АРМ. Такая схема подключения даёт возможность информационной сети производить необходимые запросы, которые проходят по корпоративной сети, при этом не влияя на функционирование контроллеров нижнего уровня» [3].

Рассматривая «данную конфигурацию АСУ ТП подстанции, можно заметить, что регулирование состояния оборудования осуществляется не только с верхнего уровня, но и также с местного мониторингового пульта управления (МПУ), на котором предусмотрено программное обеспечение Web Studio. В качестве резервного управления на подстанции применён ручной резервный пульт управления (РПУ) с кнопочными командными аппаратами, визуальным контролем и сигнализацией состояния коммутируемых

аппаратов. Такое резервирование в управлении обеспечивает практически непрерывную работу подстанции в любых возможных режимных ситуациях» [3].

Для осуществления унификации по времени на газотурбинной ТЭЦ и подстанции используются две системы единого времени: одна из них выполнена в виде часов точного времени LEDI (Gorgy Timing) (рисунок 5) на газотурбинной ТЭЦ, другая – в виде СЕВ, выполненный в виде сервера времени MTS (MobaTime) (рисунок 6) на подстанции.



Рисунок 5 - Часы точного времени Gorgy Timing



Рисунок 6 – Сервер времени MobatimeSystems MTS 230

«Унификация времени вызвана необходимостью строгой синхронизации контроллеров защит SEPAM (рисунок 7) и SIPRO-TEC (рисунок 8) через «сухие» контакты на различных территориях» [10].



Рисунок 7 - Реле защиты типа SEPAM 1000+ M41



Рисунок 8 - Реле максимальной токовой защиты 7SJ61 Siprotec4 Siemens

Также в данной разновидности «АСУ ТП подстанции предусмотрено наличие резервированного оптического кольца. Его область действия ограничена контроллерным оборудованием общеподстанционного пульта управления (ОПУ), групповыми распределительными устройствами ГРУ-6кВ и ГРУ-10кВ» [16]. Наличие подобного рода кольца на АСУ ТП подстанции ставит под собой цель повышения уровня надёжности управления всего электрооборудования, расположенного на подстанции. Кольцо приводит схему к изначальным значениям за время, равное 300 мс.

1.3 Используемые программно-технические средства

В технологической части «АСУ ТП, относящейся к структуре полевого уровня, первичные измерительные преобразователи представлены датчиками температуры типа ТСМ, ТСП, ТП (с выходным сигналом), измерители давления и расходомеры (с выходным сигналом 0/4...20 мА). В качестве датчиков вибрации ГТУ применяются измерительные преобразователи вихревого типа собственного производства» [16].

«В качестве исполнительных механизмов (ИМ) используются клапаны и заслонки, управляемые приводами типа Auma Norm (Auma) (рисунок 9), а также вентиляторные и насосные двигатели. В качестве измерительных трансформаторов тока и напряжения применяются изделия фирмы Schneider Electric» [5].

Электропривод Auma (Аума) представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 - Электропривод Auma (Аума)

«Контроллерные устройства нижнего уровня АСУ ТП ГТ ТЭЦ объединяются промышленной сетью Modbus Plus.

К сети подсоединены контроллеры типа Modicon TSX Quantum (ПЛК1...ПЛК3), мост-концентратор данных (мультиплексор) BM-85 и контроллер ввода/вывода типа Momentum» [9].

Вышеизложенные контроллерные устройства представлены на рисунках 10, 11 и 12 соответственно.



Рисунок 10 - Программируемый контроллер Modicon TSX Quantum

«В подсистеме АСУ ТП ЭБ (система контроля и управления энергоблоком) действуют автоматические регуляторы ГТУ, обеспечивающие регулирование частоты, напряжения и активной мощности газотурбинного энергоблока. Система БУД реализует функции управления дозатором топлива, автоматическое регулирование частоты вращения двигателя и активной мощности газотурбинной установки. БУД построен на базе устройств MicroPC (Octagon Systems) с использованием в программном обеспечении системы MS-DOS» [31].



Рисунок 11 - Мост-концентратор данных (мультиплексор) BM-85



Рисунок 12 - Контроллер ввода/вывода типа Momentum

С целью возможности влияния на «управление возбуждением синхронного турбогенератора используется цифровая система автоматического управления возбуждением типа ЦСУВ «Энергомаш». Управление возбуждением выполнена на базе цифрового анализа синусоидальных сигналов от измерительных трансформаторов генератора. ЦСУВ построен по дублированной схеме с основным и резервным управляющими контроллерами MicroPC фирмы Octagon Systems (рисунок 13)» [4].

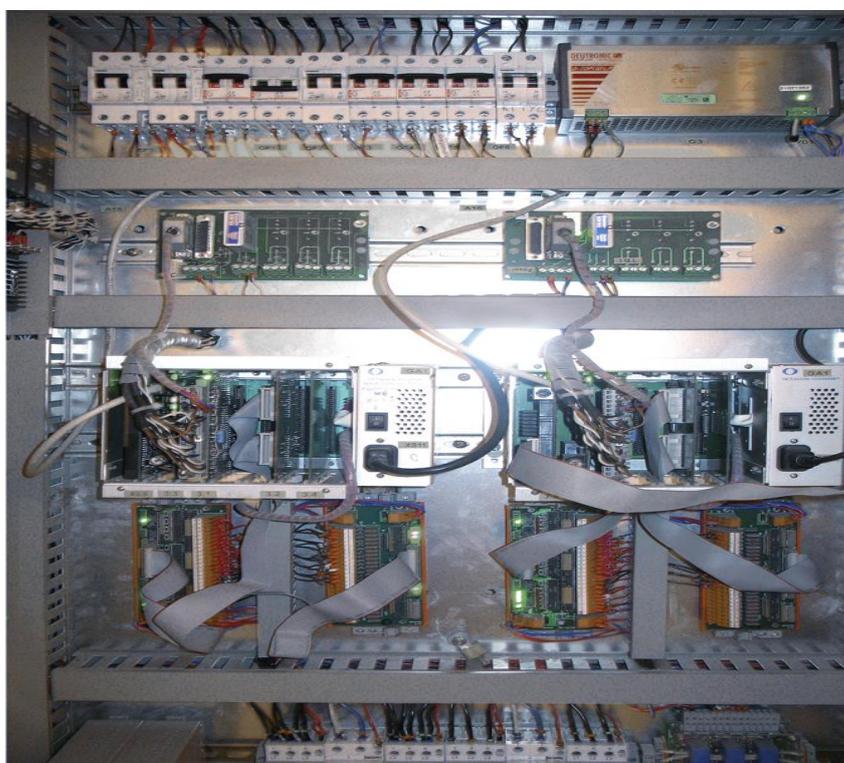


Рисунок 13 - Управляющие контроллеры MicroPC фирмы Octagon Systems

«Выходом ЦСУВ является ток возбуждения бесщёточного возбудителя генератора. ЦСУВ реализует автоматическое регулирование напряжения генератора, регулирование реактивной мощности, ограничение минимального возбуждения и форсировку возбуждения» [11].

Вывод: в данной главе произведён анализ структуры основных объектов автоматизации и функциональных подсистем рассматриваемого варианта

исполнения АСУ ТП подстанции, разобран перечень оборудования энергетического комплекса, который обладает средствами и системами автоматизации, разобраны функциональные автоматизированные и автоматические подсистемы, которые выделяют на основе принятой технологии управления энергетическими объектами.

На следующем этапе работы рассмотрена структурная схема анализируемой АСУ ТП подстанции, приведены изображения структурных схем АСУ ТП газотурбинной ТЭЦ и АСУ ТП подстанции, подробно изложена многоуровневая архитектура АСУ ТП энергетического комплекса, детально рассмотрена структура внутренних уровней АСУ ТП, управляющих и информационных сетей, а также продемонстрирована система унификации времени газотурбинной ТЭЦ и подстанции, исполненной в виде двух системы единого времени: часов точного времени LEDI (Gorgy Timing) газотурбинной ТЭЦ, другая – в виде СЕВ на подстанции (сервер времени MTS) (MobaTime)). Также показано наличие в системе резервированного оптического кольца, обеспечивающего повышения уровня надёжности в управлении состоянием электрооборудования.

«На финальном этапе оформленной главы приведен состав используемых программно-технических средств АСУ ТП; дан перечень устройств, входящих в технологическую часть АСУ ТП» [1]; приведены примеры исполнительных механизмов; представлен список контроллерных устройств, относящихся к нижнему уровню АСУ ТП газотурбинной ТЭЦ, к которым относятся «контроллеры типа Modicon TSX Quantum (ПЛК1...ПЛК3), мост-концентратор данных (мультиплексор) VM-85 и контроллер ввода/вывода типа Momentum; наглядно показана реализация системы управления возбуждением синхронного турбогенератора, представляющая собой цифровую систему автоматического управления возбуждением «Энергомаш» типа ЦСУВ» [1].

2 Анализ объекта с внедрением технологии АСУ ТП и её последующая реализация

К «неотъемлемым частям технологического объекта управления (ТОУ), на которые распространяется действие АСУ ТП, интегрированного на подстанции 220/110/10 кВ, относится:

- силовое оборудование, расположенное на ОРУ-220 кВ;
- силовое оборудование, входящее в состав КРУЭ-110кВ;
- силовое оборудование, находящееся в ЗРУ-10 кВ;
- силовое оборудование, относящееся к щиту собственных нужд 0,4 кВ (ЩСН-0,4 кВ);
- оборудование, имеющее отношение к щиту постоянного тока (ЩПТ);
- средства противоаварийной автоматики (ПА), релейной защиты и автоматики (РЗА) и подобное вспомогательное оборудование ПС.

Подробнее рассмотрим структуру технологического объекта управления. В его основу заложен определённый набор электротехнического оборудования, а именно:

- трехфазные автотрансформаторы типа АДЦТН (рисунок 14) 220/110/10 кВ;
- трансформаторы собственных нужд (ТСН) 6/0,4 кВ и 10/0,4 кВ;
- элегазовые выключатели 220 кВ;
- разъединители 220 кВ с дистанционным управлением с одним и двумя заземляющими ножами;
- элегазовые выключатели 110 кВ;
- трёхпозиционный модуль разъединителя/заземлителя» [16] (DS/ES) и быстродействующего заземлителя (HSES);
- вакуумные выключатели 10 кВ (рисунок 15);
- оборудование щита собственных нужд 0,4 кВ;
- оборудование щита постоянного тока.



Рисунок 14 – Трансформатор типа АТДЦТН



Рисунок 15 - Вакуумный выключатель 10 кВ

АСУ ТП оказывает управляющее воздействие на «следующие составные части подстанции:

- силовые элегазовые выключатели 220 кВ и 110 кВ;
- разъединители с заземляющими ножами 220 кВ и 110 кВ (рисунок 16);
- устройство РПН автотрансформаторов типа АДЦТН 220/110/10 кВ;
- вакуумные выключатели номинальным напряжением 10 кВ» [25].



Рисунок 16 - Разъединитель 220 кВ

Конечной целью внедрения АСУ ТП на подстанции является возможность эксплуатации ПС при полном отсутствии оперативного персонала, обслуживающего подстанцию. Однако на начальных стадиях эксплуатационного периода вынужденной мерой будет наличие дежурного оперативного персонала круглосуточно.

На финальной стадии построения подстанции планируется, что она будет эксплуатироваться в необслуживаемом режиме. Однако, несмотря на

высокую степень автоматизации подстанции, необходимо нахождение на рабочем месте персонала, входящего в состав оперативно-выездной бригады (ОВБ). Её наличие жизненно необходимо при:

- выполнении работ, связанных с ремонтом;
- вводе в работу оборудования, прошедшего этап ремонтных работ;
- возникновении аварийных ситуаций и чрезвычайных ситуациях с целью ликвидации технологического нарушения;
- осуществление планового технического обслуживания;
- производство технического обслуживания, выполняемого вне временных рамок графика (внепланового обслуживания).

На конечной стадии реализации проекта ПС, когда она перейдёт в необслуживаемый режим, оперативный персонал на подстанции не будет находиться. Отсюда выходит, что в процессе разработки АСУ ТП необходимо учесть определённый перечень условий, а именно:

- возможность мониторинга за состоянием программно-технических средств систем управления, силового оборудования и воздействие на режимы ПС посредством дистанционного управления (телеуправления);

- высокий уровень надёжности должен быть неотъемлемой частью системы обмена информации;

- возможность интеграции в АСУ ТП подстанции устройств пожарной сигнализации; системы мониторинга за метеорологическими величинами; системы контроля и управления доступа (СКУД) (рисунки 17, 18) непосредственно на «территории самой подстанции, так и в остальных помещениях, зданиях, сооружениях; системы измерения температуры в помещениях; системы мониторинга за состоянием всех строений на территории подстанции» [1].

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» [7].

«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» [24].

2.1 Используемые программно-технические средства нижнего уровня

«Полевой нижний уровень представляет собой совокупность устройств, которые взаимодействуют с объектом управления напрямую. При разработке АСУ ТП её нижний уровень будет базироваться на работе определённых компонентов.

К интегрированным в АСУ ТП базовым устройствам относят:

- контроллер серии SPRECON-E-C (в качестве контроллеров присоединения) (рисунок 19);
- прибор для измерений показателей качества и учёта электрической энергии Satec PM 175 (рисунок 20)» [5].

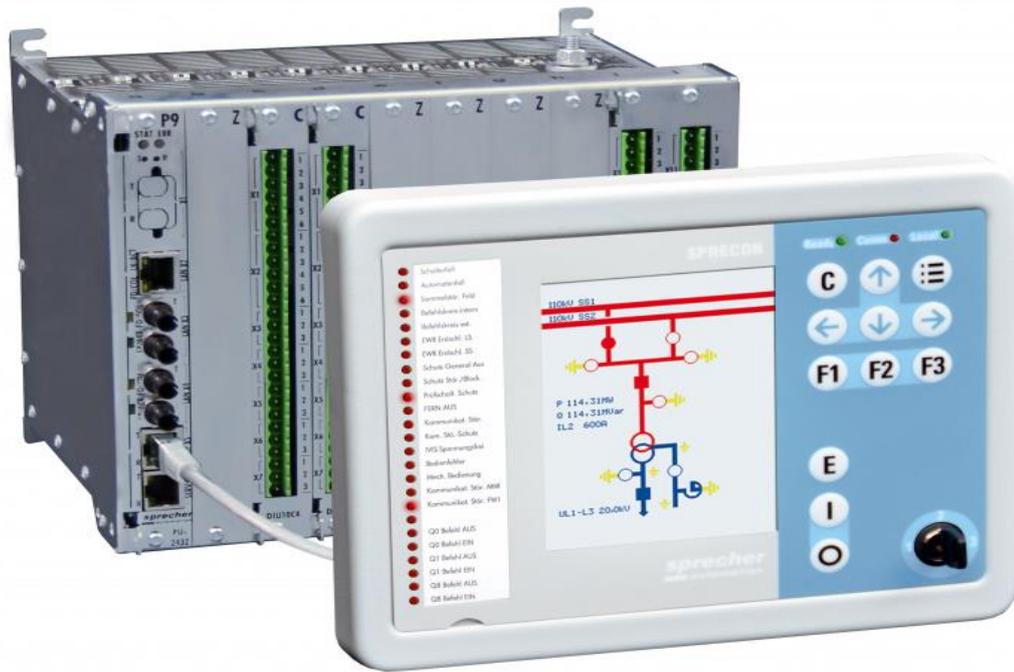


Рисунок 19 - Контроллер серии SPRECON-E-C



Рисунок 20 - Прибор для измерений показателей качества и учёта электрической энергии PM175

Программно-технические средства, имеющие отношение к смежным подсистемам, составляют основу для создания АСУ ТП подстанции по отношению «к»:

- средствам автоматизированной системы контроля и учёта электроэнергии (АСКУЭ);

- устройства автоматизированной системы мониторинга и технического диагностирования (АСМД) оборудования трансформатора;
- устройства РЗА и ПА» [32];
- системы видеонаблюдения.

Наличие данных устройств при реализации АСУ ТП обеспечивает выполнение широкого ряда задач и функций, таких как:

- внедрение в систему аварийной и предупредительной сигнализации;
- возможность удалённого доступа, позволяющее воздействовать на средства релейной защиты, а также выполнение задач по изменению значений уставок соответствующих терминалов РЗА (рисунок 21);
- регистрирование и архивирование аварийных ситуаций и технологических нарушений при помощи осциллографирования, необходимых для последующего детального анализа со стороны отдела служб РЗА;
- обеспечение показателей качества электроэнергии в пределах допустимого, а также их постоянный контроль;
- возможность мониторинга различных показателей находящегося на подстанции электрического оборудования;
- «обеспечение контроля за положением коммутационных аппаратов и вспомогательного оборудования, а также режима их работы;
- возможность постоянного приема и обработки различного рода информации о работе электрооборудования подстанции;
- обеспечение передачи данных между различными уровнями, относящимся к иерархии управления режимами и эксплуатацией подстанции» [3];
- воздействие на положение коммутационных аппаратов, находящихся на подстанции, без участия оперативного персонала (автоматизированное управление);

- возможность получения подробной информации определение места повреждения на воздушных линиях при помощи устройств определения места повреждения (ОМП) (рисунок 22).



Рисунок 21 – Терминал релейной защиты и автоматики ЭКРА



Рисунок 22 – Устройство определения места повреждения Сириус-2-ОМП

Выбранные программно-технические средства нижнего уровня далее будут применяться при проектировании АСУ ТП подстанции.

2.2 Используемые программно-технические средства среднего уровня

Средний уровень АСУ ТП включает в себя «устройства, необходимые для передачи информации, связывающей между собой нижний и верхний уровни системы. Также необходимо наличие устройств, главная функция которых состоит в синхронизации между собой различных элементов системы, а ещё устройств, выполняющих функцию передачи данных в другие системы.

В список таких устройств входит:

- оборудование, относящееся к системе унификации времени;
- оборудование, которое входит в структуру технологической локально-вычислительной сети (ЛВС);
- функциональные контроллеры, главная задача которых заключается в обеспечении связи с устройствами, входящими в структуру нижнего уровня, например, устройств РЗА и ПА;
- контроллер серии SPRECON-E-C» [14].

Функциональный контроллер представлен многофункциональным контроллером NPT 53107-13, производителем которого является общество с ограниченной ответственностью «Инжиниринговый Центр «ЭнергопромАвтоматизация» (ООО «ИЦ «ЭПА»») (рисунок 23).



Рисунок 23 - Многофункциональный контроллер NPT 53107-13

«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 оптоволоконна 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» [3].

Контроллеры серии SPRECON-E-C обладают широким рядом функций, необходимых при построении АСУ ТП подстанции. На среднем уровне АСУ ТП специальное программное обеспечение данного устройства позволяет спроектировать сервер телемеханики (ТМ).

Принцип кольцевой топологии является основополагающим при проектировании АСУ ТП по части её технологической ЛВС, поскольку такой принцип построения топологии сети серьёзно повышает надёжность системы в случае обрыва оптоволоконной линии связи между сетевыми коммутаторами или их отказе (рисунок 24).

Неотъемлемой частью построения сети также является наличие коммутаторов. В данном случае они представлены коммутаторами MOXA EDS-405A-MM-SC с интерфейсами Ethernet, RS232 и SC (оптоволоконно) (рисунок 25).

Также для построения системы АСУ ТП необходимо обеспечить унификацию времени между устройствами, находящимися на нижнем уровне, с единым временем. Это обеспечивается системой единого времени (СЕВ). Синхронизация должна производиться между серверами программного пакета SCADA и автоматизированного рабочего места (АРМ) при помощи протокола сетевого времени NTP, интегрированного в систему локально-вычислительной сети АСУ ТП, который позволяет достичь максимальных показателей синхронизации времени (около 1 мс).

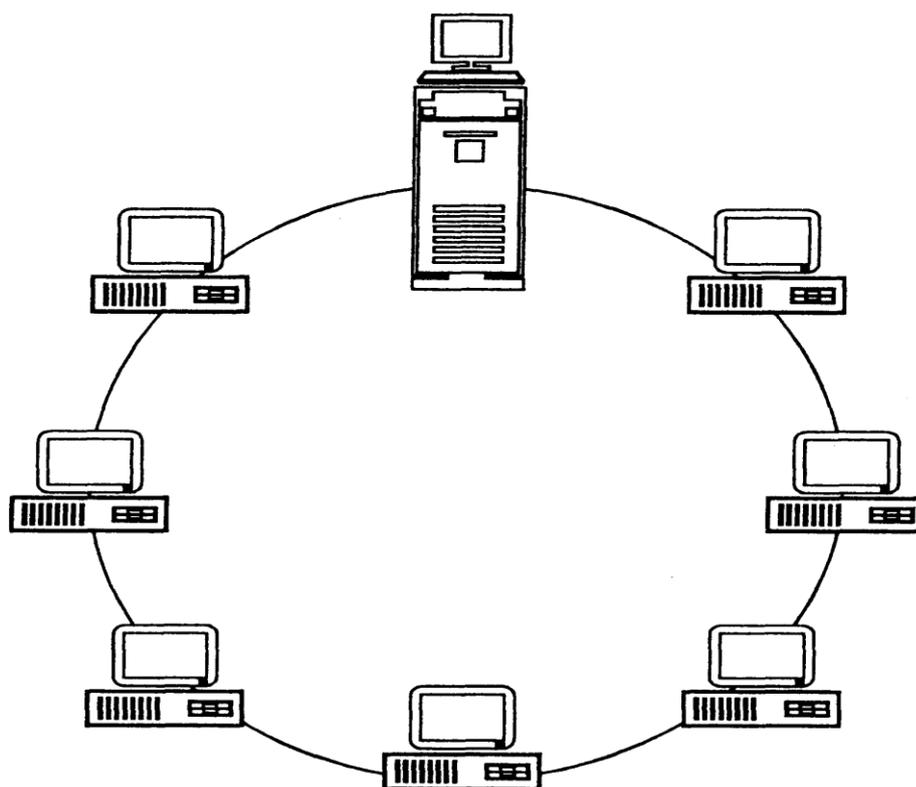


Рисунок 24 – Принцип построения кольцевой топологии сети



Рисунок 25 - Ethernet коммутатор MOXA EDS-405A MM-SC

«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» [6].

2.3 Используемые программно-технические средства верхнего уровня

«Сервер системы и автоматизированного рабочего места являются основными элементами верхнего уровня АСУ ТП» [27].

В качестве сервера системы АСУ ТП используются сервера программного пакета SCADA (рисунок 26). Данный программный пакет является неотъемлемой частью автоматизированной системы управления технологическим процессом, поскольку он позволяет производить сбор информации контролируемого или управляемого объекта, её последующую обработку, а также возможность её архивирования и передачи на сервера АРМ.

«Сервер верхнего уровня (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].

Принцип «топологии локально-вычислительной сети, внедрённой в систему энергообъекта, и характер потребностей подстанции обуславливают месторасположение автоматизированных рабочих мест» [16].

«На подстанции в явном виде предусмотрены следующие виды АРМ:

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

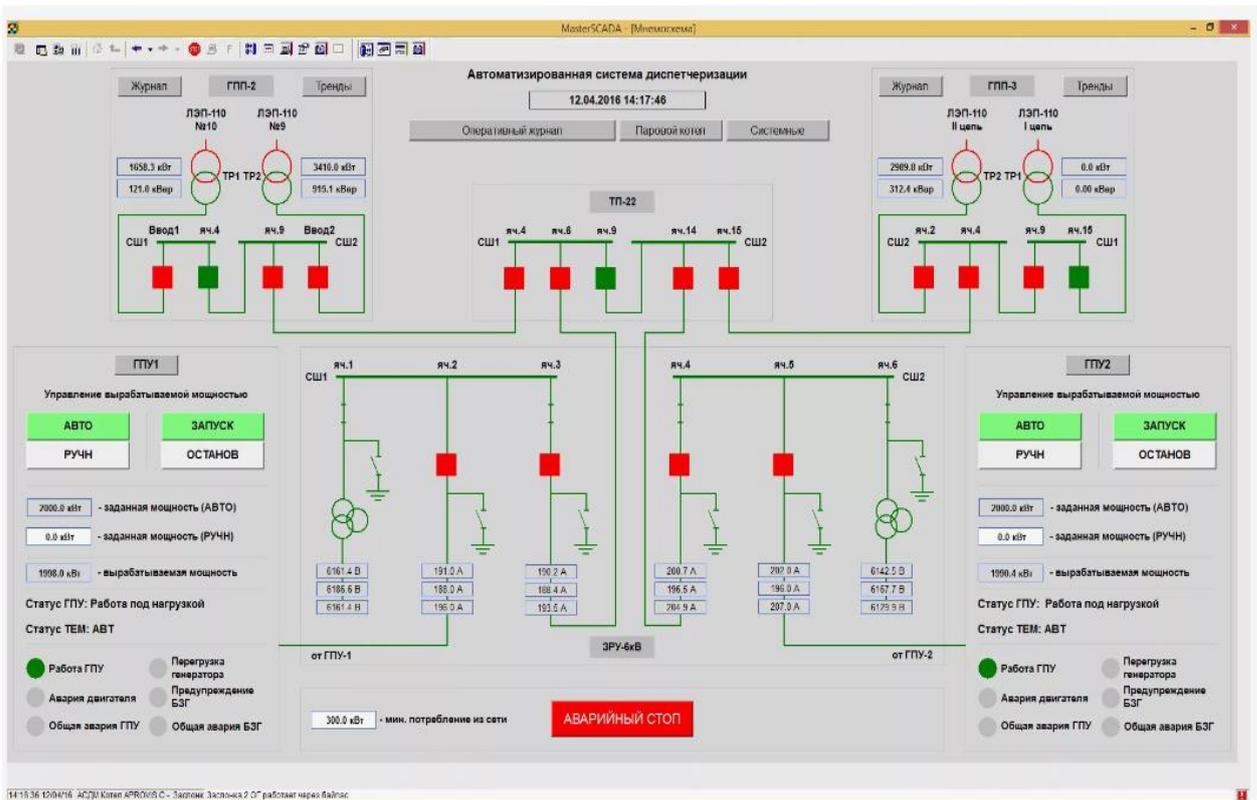


Рисунок 26 – Интерфейс системы SCADA

При проектировании автоматизированного рабочего места необходимо следовать «следующим условиям:

- 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» [29].

2.4 Используемый при проектировании АСУ ТП подстанции контроллер серии SPRECON-E-C

Контроллер серии SPRECON-E-C относится к платформам автоматизации, используемых не только в электроэнергетике, но и в коммунальном хозяйстве и промышленности. Он обладает широким рядом функций, которые позволяют решать достаточно большой объём задач в сфере автоматического и автоматизированного управления. За счёт этих качеств SPRECON-E-C пользуется спросом в качестве контроллера присоединения, коммуникационного сервера или устройства 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].

«Платформа SPRECON-E-C обладает следующим набором функций:

- обеспечение постоянства процесса самодиагностики;
- возможность архивирования событий;

- возможность вручную изменять положение коммутационного аппарата» [26];
- обеспечение контроля и управляющего воздействия на электрооборудование;
- «сбор дискретных (24 В, 220 В) и аналоговых (4–20 мА) сигналов;
- обеспечение высокой точности синхронизации по времени при помощи использования различных протоколов, модулей, систем;
- обеспечение оперативной блокировки коммутационных аппаратов;
- возможность дистанционного обслуживания и детальной настройки системы» [5];
- файлообмен «данными с иерархически высшими и низшими устройствами при помощи синхронных и асинхронных последовательных портов и сети Ethernet» [2];
- наличие в работе функций автоматического управления в области коммутационных последовательностей;
- срабатывание светодиодной сигнализации при возникновении аварийных ситуаций и срабатывании средств РЗА и ПА;
- «формирование команд управления коммутационными аппаратами; формирование дискретных выходных сигналов для цепей блокировки и сигнализации» [30];
- производство автоматического контроля и учёта электроэнергии;
- возможность фиксации и последующей обработки электротехнических параметров напрямую присоединение к трансформаторам напряжения и трансформаторам тока.

2.5 Анализатор качества электрической энергии Satec PM175

«Satec PM175 представляет собой многофункциональный трёхфазный прибор, который может применяться в качестве как анализатора качества электрической энергии, так и в качестве трёхфазного многотарифного

счетчика» [18]. Широкий ряд функций данного устройства обеспечивают выполнение потребностей различных пользователей. К ним относится большое число персонала, к которым относят всех, от операторов подстанции, до работников, осуществляющих разработку электрических панелей.

Satec PM175 производит замер различных показателей электроэнергии, в том числе и показателей качества электрической энергии; осуществляет мониторинг электросети; оказывает управляющее воздействие на «оборудование посредством замыкания и размыкания контактов реле; обеспечивает осциллографирование более ста различных параметров в нормальном режиме и в случае возникновения технологических нарушений. Все эти функции обеспечивают возможность дальнейшего разбора качества параметров электроэнергии в соответствии со следующими стандартами: EN50160, ГОСТ 32144-2013, ГОСТ Р 54149-2010 и ГОСТ Р 51317.4.30» [22].

Возможность комфортного чтения фиксируемых устройством параметров обеспечивается при помощи трёхстрочного LED дисплея. «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].

Для работы в сетях низкого напряжения (100-3000 Ампер) используется конфигурация модели Satec PM175 с подключенными к ней внешними трансформаторами тока SATEC HACS (рисунок 27). Данные трансформаторы тока имеют возможность установки на достаточно удалённом расстоянии от измерительного прибора (в пределах 200 метров), с учётом того, что это никак не сказывается на точность измерений.



Рисунок 27 – Вариация Satec PM175 с внешними трансформаторами тока SATEC HACS

На случай выхода из строя стационарной установки Satec PM175 в наличии у оперативно-выездной бригады предполагается наличие портативной модели EDL175 (рисунок 28).



Рисунок 28 – Переносной анализатор качества электроэнергии EDL175

Данный переносной вариант исполнения прибора отвечает всем требованиям в области решения различного рода прикладных задач.

2.6 Аппаратное обеспечение серверного уровня АСУ ТП подстанции с помощью SCADA

При помощи промышленных компьютеров составляется основа для проектирования верхнего уровня АСУ ТП подстанции.

Данный вариант исполнения компьютеров обладает достаточно высоким уровнем защиты от негативного влияния различных неблагоприятных факторов. К их числу можно отнести высокий уровень вибраций, скопление большого количества пыли, наличие влаги и многие другие.

Станция оператора включает в свой состав такие функциональные компоненты как:

- сетевые адаптеры, предназначенные для подключения к сетям верхнего уровня;
- программируемая клавиатура;
- комплект из нескольких широкоэкранных мониторов.

В отличие от компьютеров, предназначенных для работы в офисе, операторская станция имеет ряд своих особенностей. К ним можно отнести отличительные эксплуатационные характеристики и уникальное исполнение.

В качестве операторской станции можно применять станцию оператора на основе системы управления процессами SIMATIC PCS7 (рисунок 29). Она имеет «следующие технические характеристики:

- 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» [23].



Рисунок 29 - Станция оператора на основе системы управления процессами SIMATIC PCS7

На станции оператора устанавливается программный пакет визуализации технологического процесса (SCADA). «Большинство пакетов визуализации работают под управлением операционных систем семейства Windows» [20].

Программное обеспечение (ПО), обеспечивающее систему визуализации, способствует исполнению целого ряда задач. К их числу относится:

- обеспечение удобного для человеческого восприятия представления информации технологического толка (чаще всего характеризуется отображением мнемосхем);
- визуализация возникновения нарушения технологического процесса с помощью цветовой индикации;
- регистрация технологического процесса в ходе его выполнения и его последующее хранение
- возможность оператора воздействовать на органы управления;
- обеспечение контроля за доступом и последующая архивация произведённых оператором действий;
- автоматизированное оформление отчетов, относящихся к строго определенному временному интервалу.

2.7 Виды автоматизированных рабочих мест (АРМ) персонала

«Автоматизированное рабочее место (АРМ) персонала представляет собой комплекс программно-технических средств и вычислительной техники, включающий в себя один или несколько компьютеров, а также периферийные устройства.

Для автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанции 220/110/10 кВ предусмотрены различные виды автоматизированных рабочих мест, размещаемых непосредственно на самой подстанции» [16]. Среди них:

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

Автоматизированное рабочее место системы видеонаблюдения не имеет отношения к данному набору, поэтому не включается в общий набор поставок.

Программно-технический комплекс АСУ ТП является ключевым звеном в системе организации дистанционного оперативно-диспетчерского и

диспетчерско-технологического управления подстанцией с АРМ, которые находятся на большом расстоянии от населённых пунктов (рисунок 30).

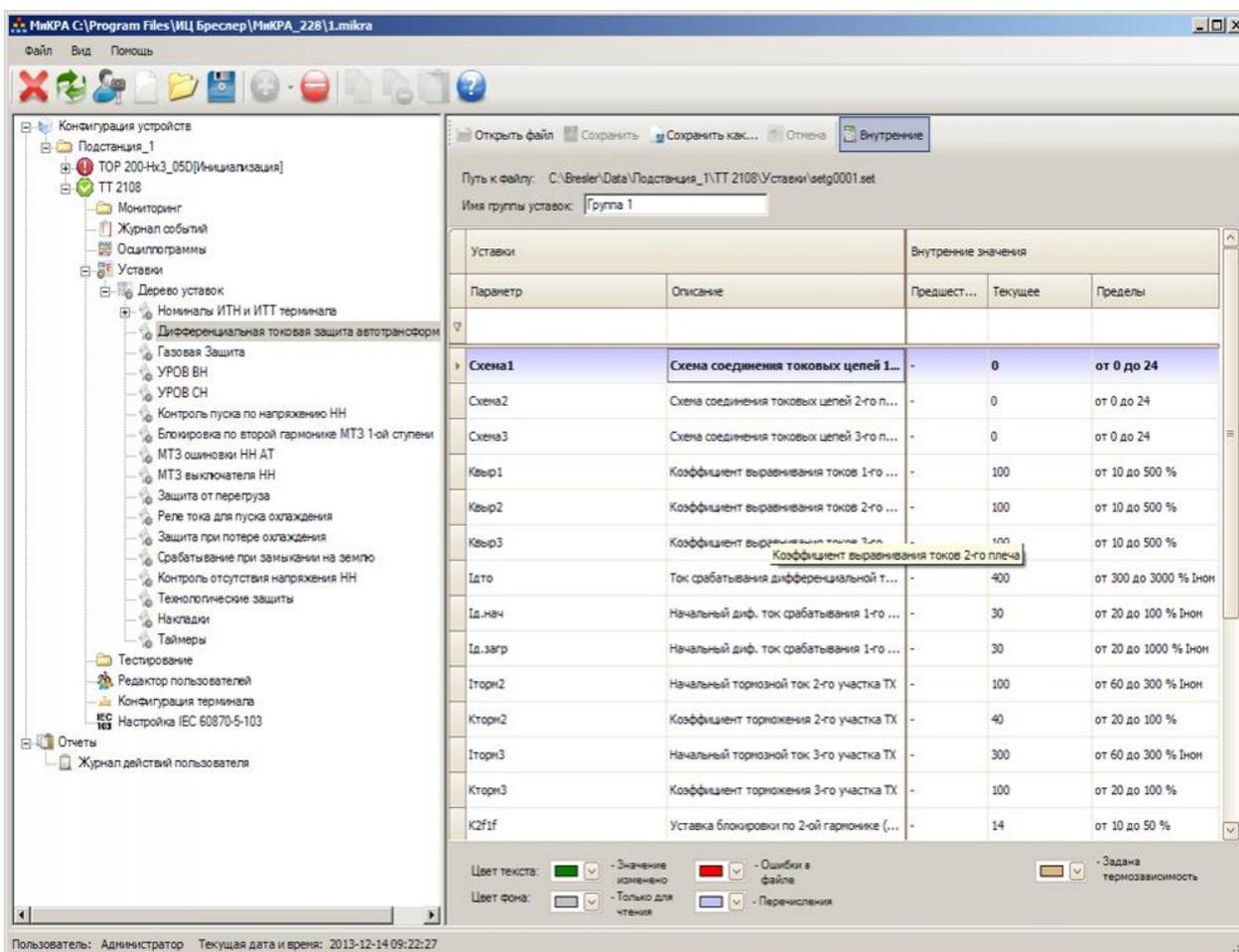


Рисунок 30 – Программно-технический комплекс (ПТК) «МиКРА ПРО» (АРМ РЗА)

«В данном случае процесс передачи информации и команд управления осуществляется в соответствии со стандартом международных протоколов, таких как ГОСТ Р МЭК 60870-5-10X и многих других» [16]. Прямой доступ с автоматизированного рабочего места инженера служб РЗА к микропроцессорным устройствам релейной защиты осуществляется по отдельному каналу связи.

2.8 Автоматизированное рабочее место оперативного персонала

В рамках автоматизированного рабочего места при функционировании программно-аппаратного комплекса подстанции, находящейся в режиме без постоянного обслуживания со стороны оперативного персонала, необходимо наличие двух взаиморезервирующих рабочих станций, которые предназначены для визуального контроля и обеспечивающие возможность оперативного воздействия на коммутационные аппараты. Также в состав АРМ включается компьютерный монитор, отвечающий за работу системы видеонаблюдения, и многофункциональное устройство (МФУ) или принтер, обеспечивающий возможность печати листов формата А3 (рисунок 31).



Рисунок 31 - МФУ Катюша

Группы уставок микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики имеют возможность изменения своих параметров путём взаимодействия с автоматизированным рабочим местом персонала. Таким же образом осуществляется возможность ввода в работу ускорений резервных защит (рисунок 32).

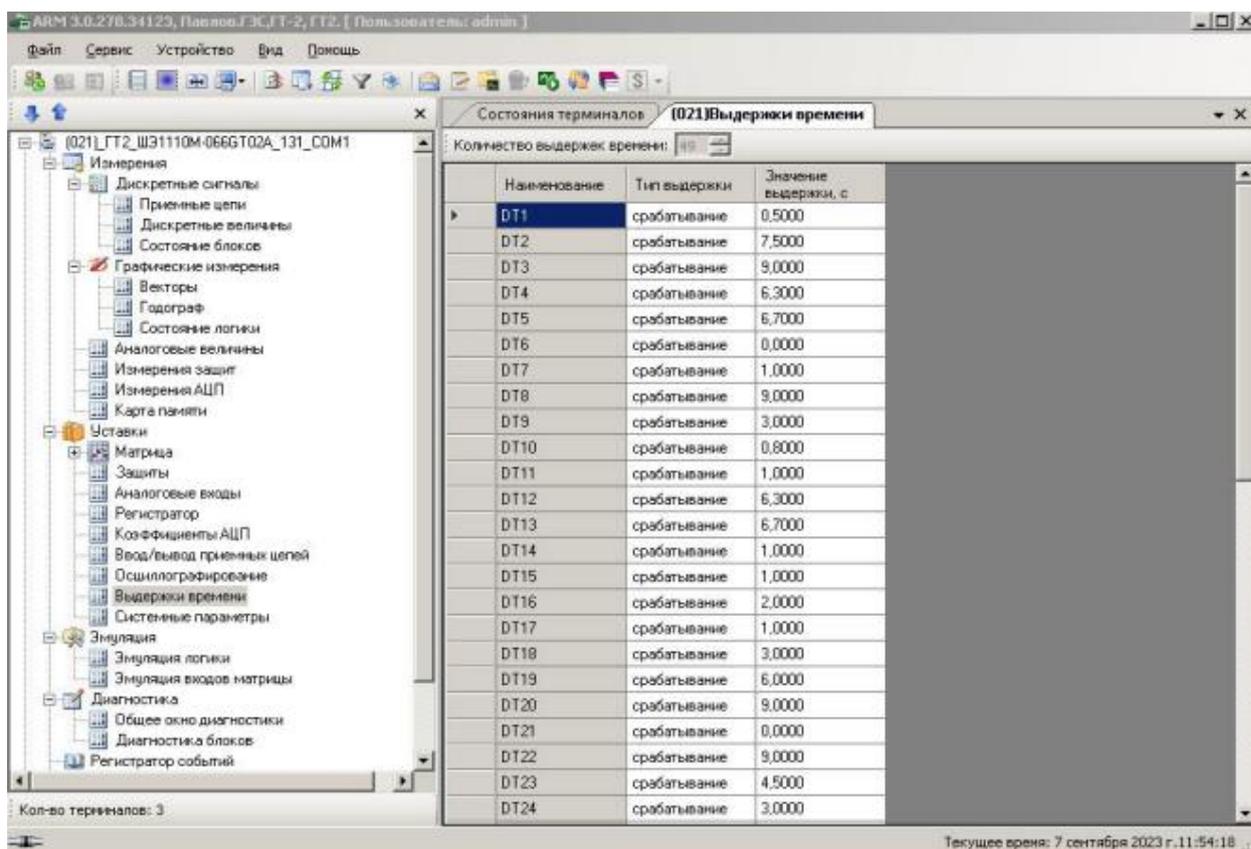


Рисунок 32 – Окно выдержки времени комплекса программ EKRASMS-SP

Высокая степень эффективности мониторинга, обеспечиваемая путём оперативного отображения широкого ряда параметров, дающих представление о текущем режиме работы оборудования, входящего в состав автоматизированной системы управления технологическими процессами, вызвана применением мнемосхем (рисунок 33).

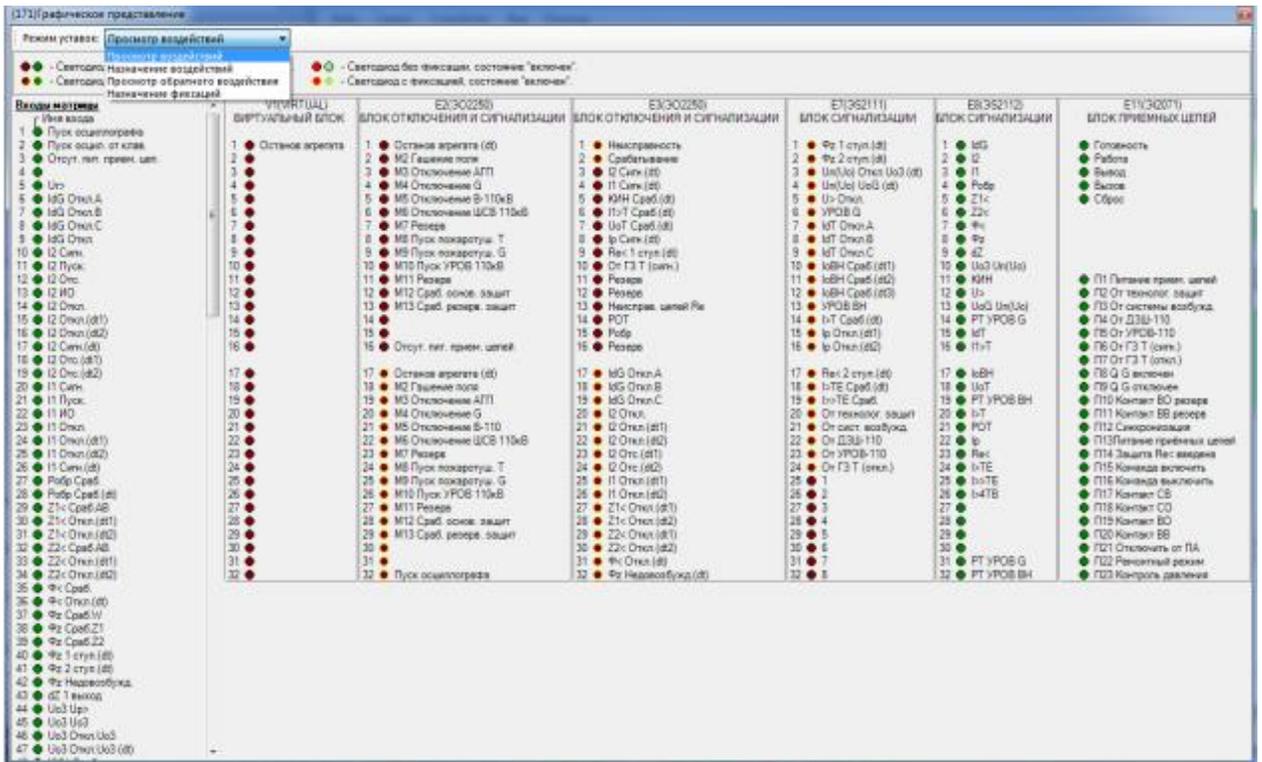


Рисунок 33 – Графическое меню комплекса программ EKRASMS-SP

По отношению к ведению текущего режима экраны процесса визуализируют контроль в рамках:

- расхождения текущей схемы подстанции с нормальной;
- наступления аварийных ситуаций, нарушений технологического процесса;
- выполнение задач устройствами системной и противоаварийной автоматики;
- отклонений от диспетчерского графика;
- возникновения разницы между параметрами режима от текущих показаний.

В части визуального отображения мнемосхемы и порядка её ведения экраны процесса выполняют задачи в области:

- квитирования сигналов;
- возможности контроля за состоянием оборудования;
- изменения положения коммутационных аппаратов независимо от его

состояния;

- осуществления ведения определённого режима, необходимого для производства работ;
- возможности получения визуальной информации о технологических нарушениях с целью последующей их ликвидации и восстановления нормального режима;
- способность изменения целого ряда показателей режима.

Система автоматизированного рабочего места оперативного персонала предоставляет пользователю удобное визуальное отображение информации, облегчающее её восприятие, путём использования мнемосхем (рисунок 34).

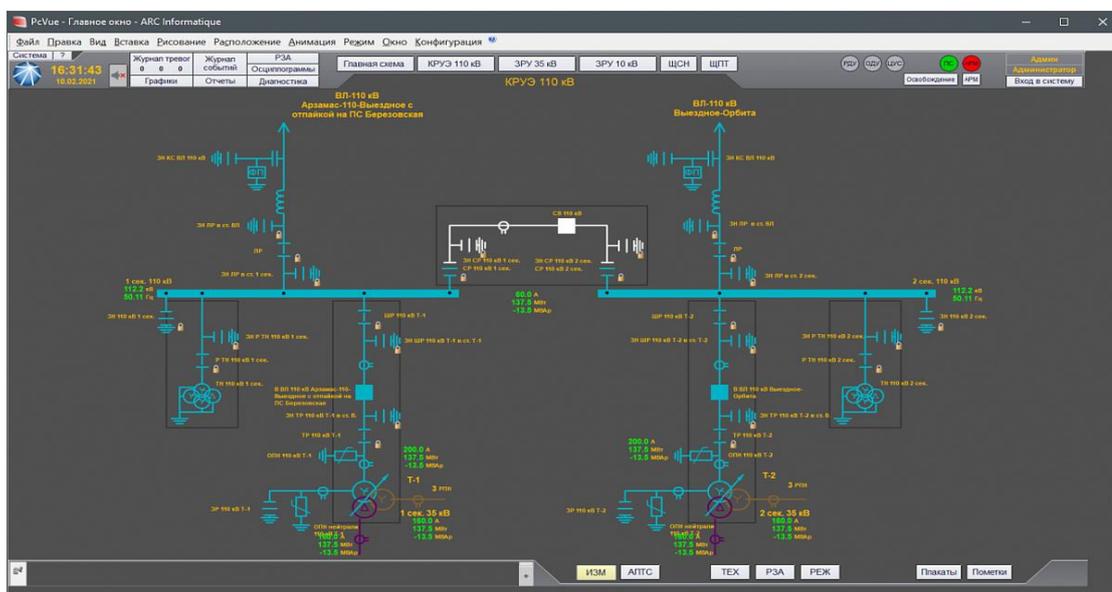


Рисунок 34 – Интерфейс программно-технического комплекса «UniSCADA»

Такой способ подачи информации обеспечивает оперативный персонал широким рядом функций. К их числу относятся:

- демонстрация утраты управления состоянием устройств и получении сигнала о неверном отображении информации;
- наглядное изображение относящихся к системе управления технологических объектов, а также их текущих показателей и состоянии сигналов;

- «поддержку диалога для выполнения функций управления с отображением ответной информации, поступающей от управляемого объекта;
- отображение предупредительных и аварийных сигналов, а также наличие возможности квитирования этих сигналов;
- навигацию по видеокадрам по принципу “от общего к частному” и наоборот» [33].

Не менее важной функцией, которая относится к автоматизированному рабочему месту оперативного персонала, является архивирование информации с возможностью её вызова на монитор и возможности её классификации по ряду признаков и применением к ней различных фильтров.

Также к важной опции можно отнести формирование отчетов (рисунок 35).

The screenshot shows the ARM 3.0.252.29916 software interface. The main window displays a terminal window with a list of switch events. The events are as follows:

Дата/время	Фаза	Состояние	Ток, А
13.05.2021 08:23:06.618	A	Вкл.	0,0000
13.05.2021 08:23:06.618	B	Вкл.	0,0000
13.05.2021 08:23:06.618	C	Вкл.	0,0000
13.05.2021 08:23:08.629	A	Откл.	0,0000
13.05.2021 08:23:08.629	B	Откл.	0,0000
13.05.2021 08:23:08.629	C	Откл.	0,0000
04.06.2021 08:52:38.549	A	Вкл.	0,0000
04.06.2021 08:52:38.549	B	Вкл.	0,0000
04.06.2021 08:52:38.549	C	Вкл.	0,0000
04.06.2021 08:52:40.572	A	Откл.	0,0000
04.06.2021 08:52:40.572	B	Откл.	0,0000
04.06.2021 08:52:40.572	C	Откл.	0,0000

The report window shows the following data:

Коллекционный аппарат 1	Фаза A	Фаза B	Фаза C
Начальный ресурс	100,00	100,00	100,00
Дата события	Ток, А (израсходованный ресурс, %)		
13-05-2021 08:2...	0,0000 (0,91%)	0,0000 (0,91%)	0,0000 (0,91%)
13-05-2021 08:2...	0,0000 (0,91%)	0,0000 (0,91%)	0,0000 (0,91%)
04-06-2021 08:5...	0,0000 (0,91%)	0,0000 (0,91%)	0,0000 (0,91%)
04-06-2021 08:5...	0,0000 (0,91%)	0,0000 (0,91%)	0,0000 (0,91%)
Остаточный ...	96,36	96,36	96,36
Количество откл...	2	2	2
Количество вкл...	2	2	2
Количество хол...	0	0	0

Рисунок 35 - Формирование отчета событий выключателей

Наличие автоматизированного рабочего места для разных групп персонала и его применение является важной частью построения АСУ ТП.

2.9 Автоматизированное рабочее место оперативного персонала инженера службы релейной защиты и автоматики

«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» [3]:

- возможность выбора конфигурации локально-вычислительной сети;
- анализ выданных программой осциллограмм и произошедших событий с целью их последующего разбора;
- преобразование осциллограмм в COMTRADE;
- «управление текущей (оперативной) базой данных (структура БД, атрибуты всех аналоговых и дискретных сигналов: идентификаторы, типы, признаки, апертуры, уставки, масштабы, тексты сообщений и т.д.);
- периодическое создание резервных копий основных файлов АСУ ТП (база данных по сигналам, системные файлы, контроллерные программы и т.п.);
- подготовка технологических программ управления;
- диагностика контроллеров, АРМ и др. (статусная информация, коды ошибок, состояние входов/выходов);
- диагностика и настройка ПТС системы единого времени (СЕВ);
- загрузка, подготовка, отладка и обновление программ АРМ, контроллеров и др.;
- 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;
- перенос архивной информации на долговременные носители;
- отображение состояния отдельных функций защит» [3].

Повышение эффективности в области надежности автоматизированной системы управления обеспечена отсутствием влияния на доступ к микропроцессорным устройствам релейной защиты и автоматики обслуживающего их релейщика со стороны остальных элементов системы. Таким образом, инженер-релейщик имеет возможность задавать значение широкого ряда уставок, а также анализировать показания осциллограмм и технологических нарушений.

«Отображаемые на АРМ оперативного персонала службы РЗА экраны процесса содержат мнемокадры, обеспечивающие доступ к МП терминалам РЗА и аварийным МП регистраторам (при их наличии)» [3].

При анализе «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;

- 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» [5].

Примеры осциллографирования при использовании автоматизированного рабочего места приведены далее на рисунке 36, рисунке 37.

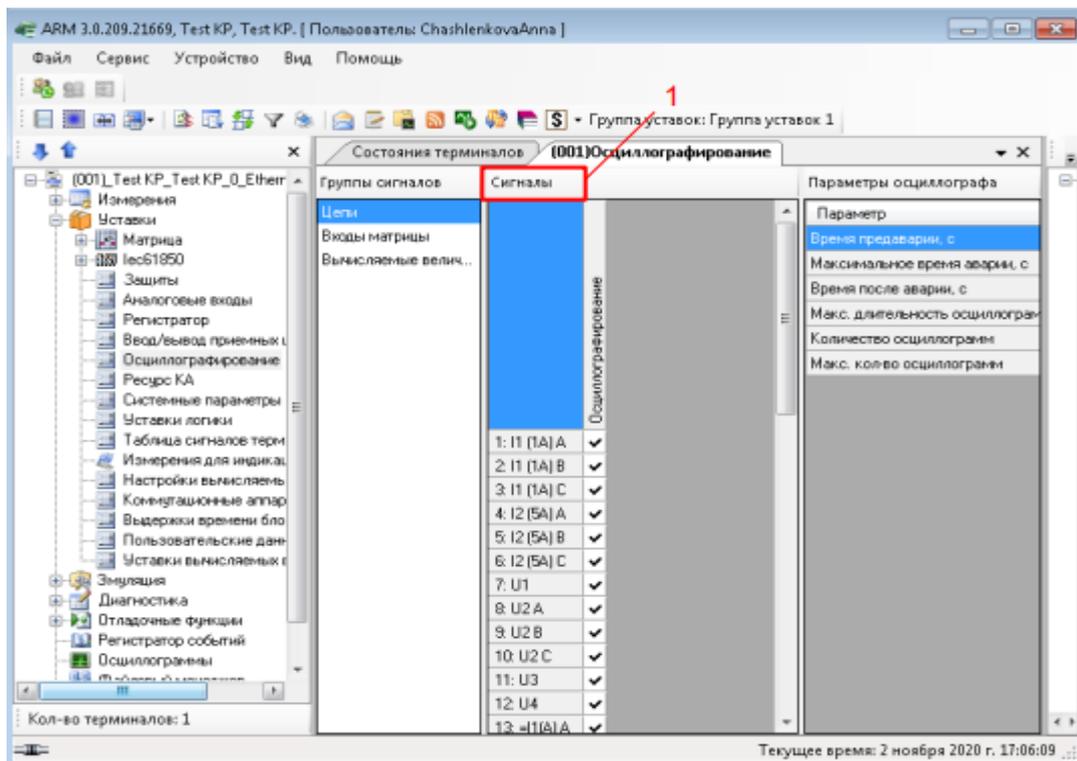


Рисунок 36 - Окно осциллографирования цепей

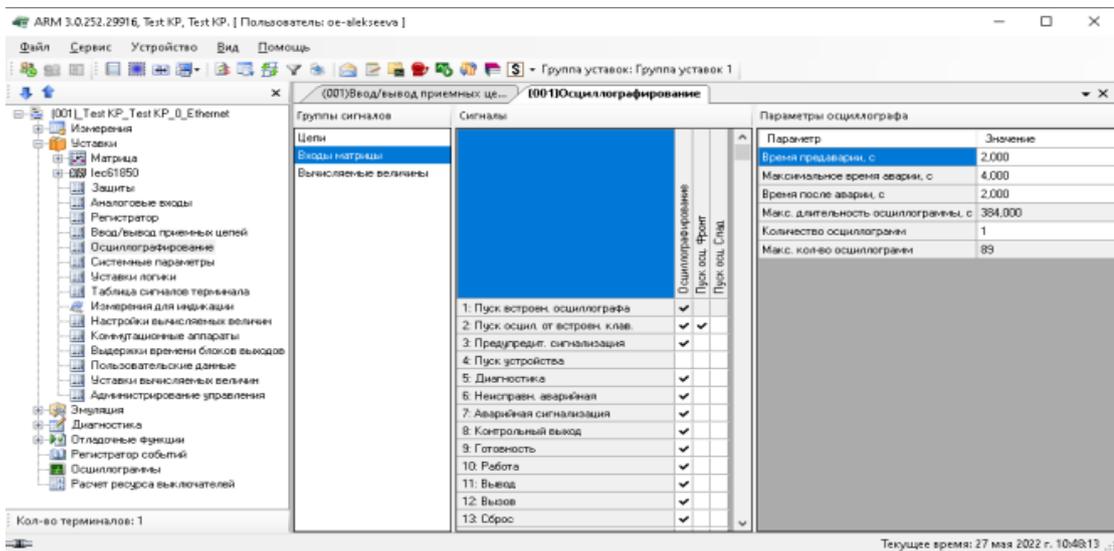


Рисунок 37 - Окно осциллографирования входов матрицы

Применение данной разновидности автоматизированного рабочего места снижает влияние человеческого фактора и позволяет оперативно реагировать на отклонения в схеме защит подстанции.

2.10 Требования, предъявляемые к автоматизированному рабочему месту 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].

Рабочим станциям автоматизированного рабочего места оперативного персонала необходимо подходить под определенные критерии и обладать набором функций. К их числу можно отнести:

- возможность воздействия на коммутационные устройства подстанции путем местного, дистанционного или ручного управления;
- получения доступа к осциллограммам и информации о технологическом нарушении;
- возможность изменения групп уставок устройств релейной защиты и автоматики;
- способность контролировать состояние устройств, входящих в систему управления, а также устройств, предназначенных для передачи данных по локальной сети;
- отображение состояния оборудования подстанции и текущей конфигурации оперативной схемы.

2.11 Микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики

Микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики является неотъемлемым элементом автоматизированной системы управления технологическим процессом. Их предназначение состоит построении комплексной системы защиты оборудования и аппаратуры подстанции.

Популярным решением при построении автоматизированной системы управления технологическим процессом подстанций 110-750 кВ является применение терминалов серии БЭ2704 производства «ЭКРА». Внешний вид терминала представлен на рисунке 38.

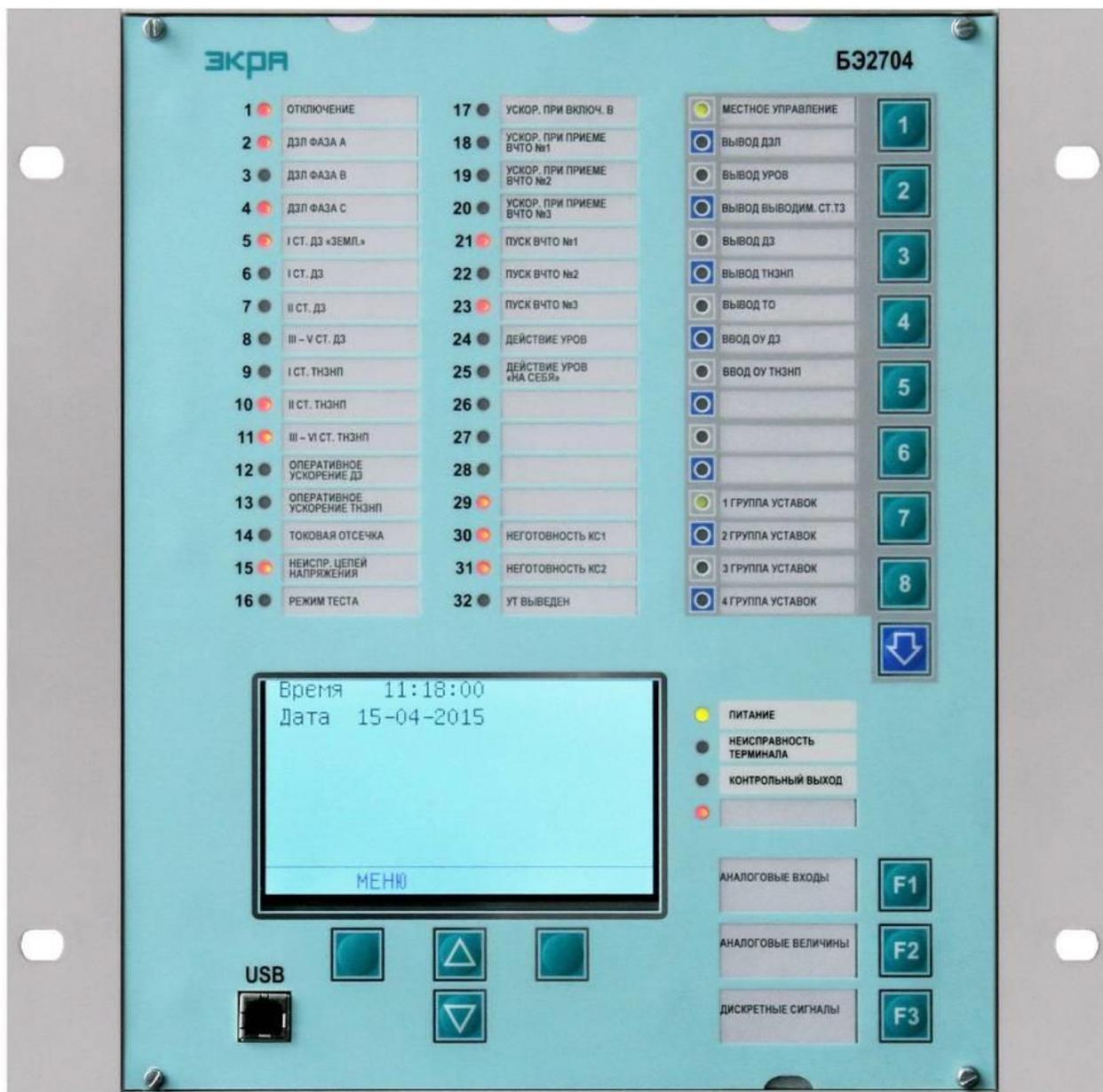


Рисунок 38 – Внешний вид терминала серии БЭ2704 производства «ЭКРА»

Размеры шкафов определяются следующими показателями:

- высота (2200 мм);

- ширина (800 мм);
- глубина (600 мм или 800 мм).

«В помещении должны устанавливаться шкафы одинаковой высоты, а в ряду - одинаковой глубины.

При формировании щитов РЗА, при размещении в рядах, шкафы должны отделяться друг от друга металлическими листами, крайние шкафы должны иметь стандартные (комплектуемые заводом изготовителем) боковые стенки, при этом ширина шкафов может быть увеличена на 15-20 мм.

При необходимости на стадии рабочего проекта по согласованию с заказчиком ряды могут формироваться из шкафов со стандартными боковыми стенками.

Шкафы с односторонним обслуживанием необходимо располагать в рядах задними стенками друг к другу, с минимально допустимым расстоянием между рядами.

Для крепления оборудования внутри шкафа должны предусмотрены внутренние поворотные рамы или монтажные панели.

Должны быть предусмотрены меры находящегося внутри шкафа (оболочкой), от проникновения в шкаф твердых предметов (включая защиту людей от доступа к опасным частям изделий) и от проникновения воды с учетом ГОСТ 14254» [2].

2.12 Выбор устройств, входящих в состав верхнего уровня АСУ ТП

При разработке автоматизированного рабочего места на подстанции необходим определенный список устройств.

Во-первых, автоматизированное рабочее место должно включать в себя жидкокристаллические мониторы с диагональю 23-27 дюймов. Такая величина диагонали экрана считается оптимальной для работы. Также экран монитора должен обладать широким углом обзора по вертикали и горизонтали в районе 160-170 градусов, что является комфортным показателем для работы.

Экран монитора должен обладать матовым покрытием, которое препятствует появлению бликов в условиях сильного искусственного и естественного освещения.

Рекомендуется также использование мониторов с технологиями защиты зрения, которые обеспечивают понижение зрительной нагрузки. К таким технологиям относят Flicker Free и Low Blue Light. Flicker Free предназначен для снижения мерцания изображения экрана, которое оказывает утомляющее и раздражающее воздействие на глаза персонала. Технология Low Blue Light понижает уровень излучения вредного синего света.

Всеми необходимыми параметрами и характеристиками обладают мониторы Irbis SMARTVIEW 24FIDLS01 (рисунок 39).



Рисунок 39 – Монитор Irbis SMARTVIEW 24FIDLS01

Во-вторых, не менее важной частью автоматизированного рабочего места являются устройства записи и архивирования 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» [8].

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.» [10].

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)» [12].

Устройства автоматизированного рабочего места должны обладать стандартом интерфейса USB 2.0 (рисунок 40).



Рисунок 40 – Кабель USB 2.0

В современных устройствах наряду с интерфейсом USB 2.0 часто встречается USB 3.0. Этот стандарт отличается более высокой скоростью передачи данных.

«Также порты USB 2.0 и 3.0 обратно совместимы. Это означает, что можно использовать USB 3.0-устройство через порт версии 2.0, а также USB 3.0 также работает на порте USB 2.0» [16].

Пример совместного расположения портов USB 2.0 и USB 3.0 представлен на рисунке 41.



Рисунок 41 - Совместное расположения портов USB 2.0 и USB 3.0

Наличие дополнительных видеовыходов различного рода стандартов интерфейса USB на системном блоке позволяет возможность подключения широкого ряда периферийных устройств с возможностью более быстрой передачи данных.

В-третьих, необходимо наличие системного блока, который в своём составе будет иметь необходимые для быстрой и удобной работы автоматизированного рабочего места комплектующие.

Системный блок автоматизированного рабочего места должен обладать следующими комплектующими с минимальными характеристиками:

- оперативная память объёмом 8 гигабайт;
- твердотельным накопителем SSD объёмом 480 гигабайт;
- процессором с 4 ядрами и 4 потоками;
- блоком питания мощность в 450 Вт;
- поддержкой операционных систем (ОС) Windows, BaseAlt, AstraLinux;
- выходами VGA, HDMI, DVI;
- стандартами интерфейса USB 2.0 и USB 3.0;

- разъемом Ethernet;
- графическим ускорителем.

Минимальными необходимыми требованиями обладает системный блок серии RDW AMD (рисунок 42).



Рисунок 42 – Системный блок серии RDW AMD

Данный системный блок также зарегистрирован в Едином реестре радиоэлектронной продукции Минпромторга России, что подтверждает его соответствие стандартам безопасности и качества.

2.13 Обеспечение бесперебойного питания верхнего уровня АСУ ТП

Система питания устройств верхнего уровня АСУ ТП должна предусматривать в себе наличие источников бесперебойного питания (ИБП), которые будут обеспечивать возможность подключения устройств к резервному источнику питания при аварийных отключения. Их использование позволит запитать устройства верхнего уровня АСУ ТП электроэнергией.

Продолжительность бесперебойного питания должна составлять не менее часа. Электропитание осуществляется со встроенных в источниках бесперебойного питания аккумуляторных батарей.

2.14 Требования, предъявляемые к программному обеспечению

Операционные системы «устройств верхнего уровня ПТК должны удовлетворять 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» [13].

Программный пакет SCADA является неотъемлемой частью автоматизированных систем управления технологическим процессом и автоматизированных систем коммерческого учёта электроэнергии.

Внешний вид используемого в АСУ ТП подстанции программного пакета представлен на рисунке 43.

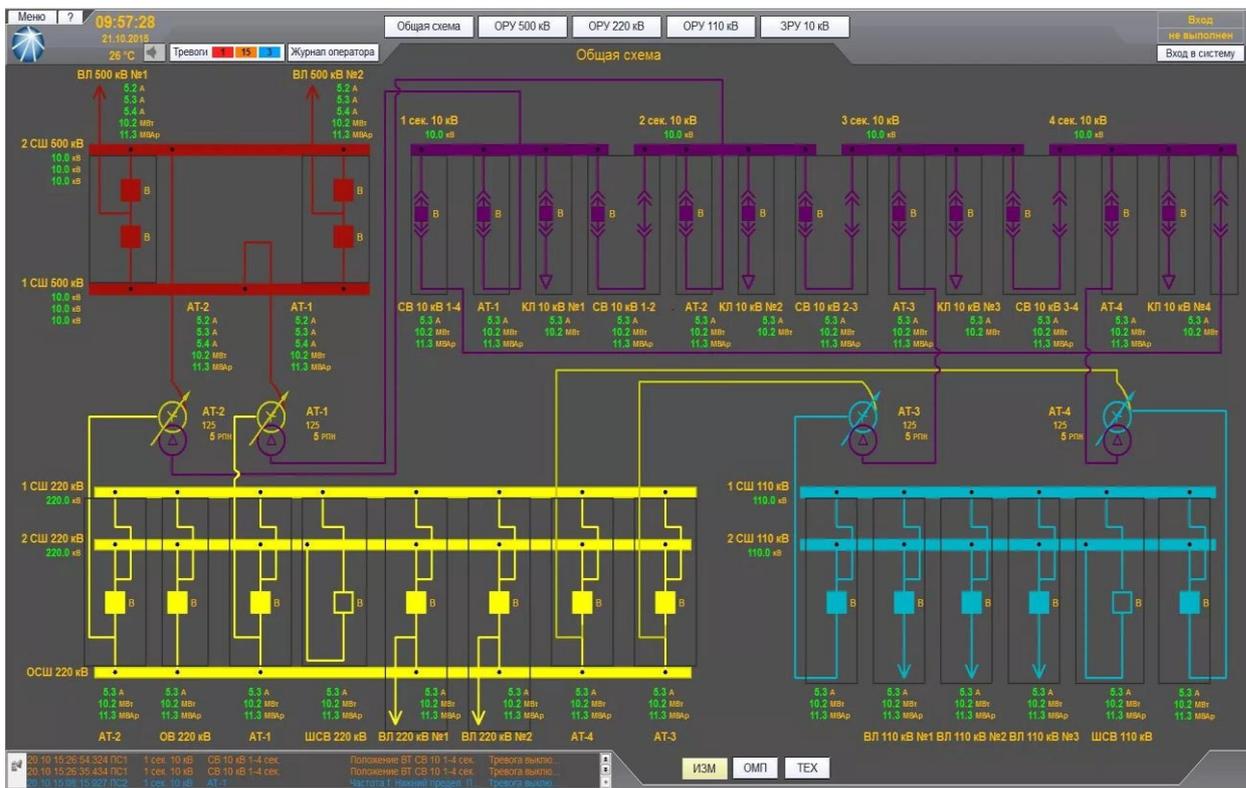


Рисунок 43 – Интерфейс SCADA для АРМ оперативного персонала

Системы SCADA «предназначены для:

- более точного ведения технологического процесса, стабилизации качества продукции и уменьшения процента брака;
- уменьшения действий оператора, с целью концентрации его внимания на выработке более эффективных решений по управлению процессом;
- программного контроля правильности выработки команд дистанционного управления и, следовательно, минимизации количества ошибок, допускаемых операторами;
- автоматического выявления и оповещения об аварийных и предаварийных ситуациях;
- предоставления полной необходимой информации персоналу в виде различных отчётов;
- анализа факторов, влияющих на качество готовой продукции» [17].

2.15 Конфигурация локальной сети подстанции

Микропроцессорные устройства, расположенные на различных участках подстанции, входят в состав локальной сети и осуществляют связь между собой по оптоволоконному кабелю. Такая система соединения называется волоконно-оптической линией связи (ВОЛС). Оптический кабель ВОЛС представлен на рисунке 44.

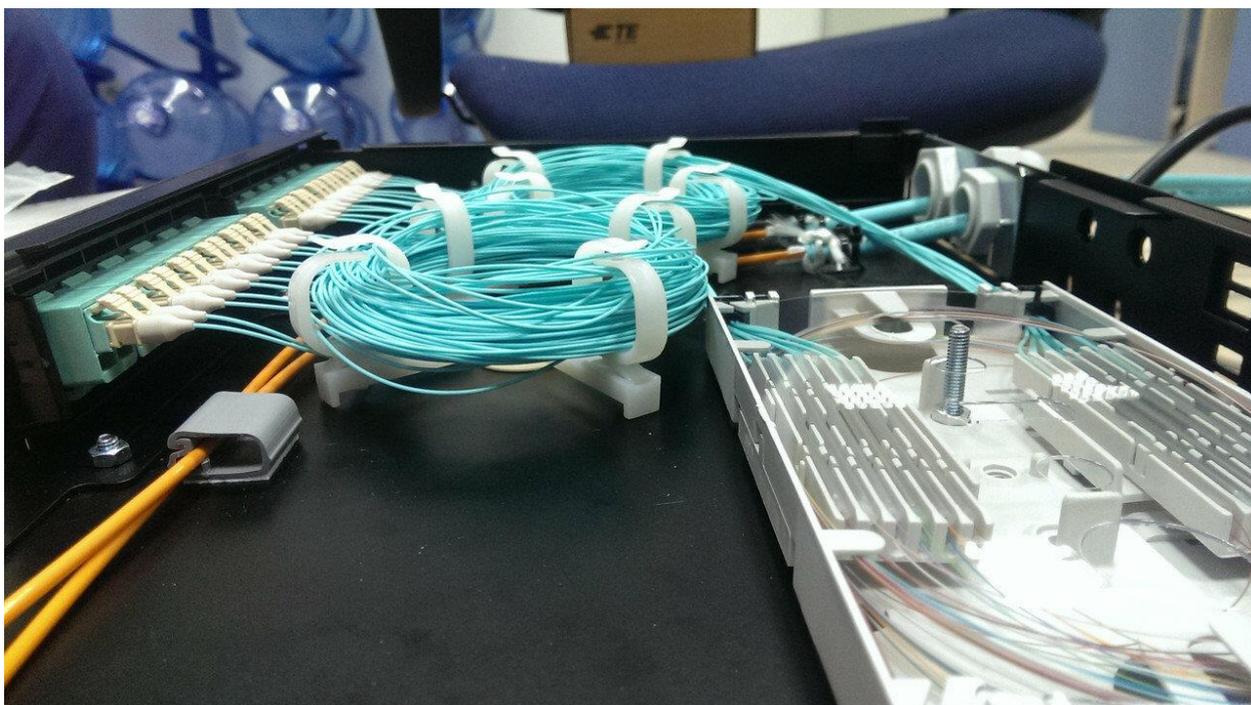


Рисунок 44 – Оптический кабель ВОЛС

Использование оптоволоконных кабелей в линиях связи обладают широким рядом преимуществ по сравнению с проводными системами связи. К ним относятся:

- возможность передачи информации на значительные расстояния, которая определяется малым затуханием сигнала;
- высокая степень защиты информации от несанкционированных подключений, обуславливаемая технологией передачи информации;
- высокая пропускная способность линии;

- малая масса;
- высокая степень надёжности за счёт неподверженности влиянию электромагнитных помех и невозможности окисления;
- высокая степень пожаробезопасности.

«Устройства, расположенные в одном здании, объединяются в локальную сеть. Интерфейсы RS485 и RS232 позволяет производить обмен данными между данными устройствами. Экранированные и оптоволоконные кабели составляют основу при построении локальной сети.

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» [21].

2.16 Места расположения устройств АСУ ТП

Устройства, входящие в состав верхнего и среднего уровня АСУ ТП подстанции, должны располагаться в здании общеподстанционного пункта управления (ОПУ) (рисунок 45).



Рисунок 45 – Здание общеподстанционного пункта управления

На главном щите управления (ГЩУ) должны располагаться устройства АРМ оперативного персонала (рисунок 46).



Рисунок 46 – Главный щит управления подстанции

В ОПУ необходимо наличие заземляющего контура для обеспечения безопасности оперативного персонала от поражения электрическим током.

«Для контроля температуры и влажности воздуха в помещениях релейного щита и оперативного персонала подстанции предусматриваются соответствующие датчики температуры и влажности, сигналы от которых должны вводиться в АСУ ТП» [18].

2.17 Требования к устройствам верхнего уровня АСУ ТП

Требования ГОСТ 24.701-86 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения», ГОСТ Р МЭК 870-4-93 «Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования» и ГОСТ 27.003-2016 «Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности» определяют требования, предъявляемые к надежности систем управления. «К этим требованиям относят:

- выбор определённого набора технических средств, учитывающих нормированные показатели надежности, а также параметров в области дублирования и резервирования;
- наличие необходимого для качественного уровня обслуживания технических средств регламента;
- использования определённых методов структурирования (использование распределенного управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.)» [13].

Количественные показатели надежности должны «составлять:

- среднее время восстановления работоспособности АСУ ТП по любой из выполняемых функций не более 0.5 часа;
- коэффициент готовности не менее 0,995;
- периодичность остановов резервированных комплектов АСУ ТП не чаще 1 раз в год, с продолжительностью не более 8 часов.

- средняя наработка на отказ каждого канала для функций АСУ ТП по информационным функциям — не менее 40000 часов, по управляющим функциям — не менее 50000 часов» [15].

АСУ ТП должна обладать устойчивостью в случае отказов входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв цепей, неисправность датчика), которые приводят к непрекращающейся генерации событий. Также необходимо, чтобы программное обеспечение АСУ ТП в подобных ситуациях исправно работало.

Возникновение отказов в системе не должно сопровождаться комплексом ложных срабатываний в оборудовании, оказывающим управляющее воздействие на коммутационные аппараты и устройств РЗА. «Устройства АСУ ТП не должны также давать ложных команд управления при снятии и подаче постоянного оперативного тока, при снижении напряжения ниже 20%, а также при замыкании на землю в цепях постоянного оперативного тока» [11].

Возможность работы в автономном режиме является неотъемлемой частью обеспечения надежности работы локальной сети в случае возникновения отказов функционирования её элементов, при этом обмен информацией автоматически возобновляется после устранения причины отказов в системе.

АСУ ТП должна обладать устойчивостью к потере постоянного оперативного тока. Потеря питания системы не должна вызывать аварийную ситуацию в ней. «После восстановления питания оперативным постоянным током система должна продолжить свою работу в нормальном режиме» [19].

Программно-технические средства АСУ ТП «должны функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленных сроков службы, которые (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) 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)» [22].

2.18 Счётчики электрической энергии ZMD402СТ

Счётчики электрической энергии трехфазные многофункциональные серии ZMD402СТ «предназначены для:

- измерения и учета активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления и четырехквadrантной реактивной энергии в трехфазных трех- и четырехпроводных цепях переменного тока трансформаторного или прямого включения, в одно- и многотарифном режимах;
- измерения и отображения мгновенных значений параметров трехфазной электрической сети;
- накопления в профиле нагрузки и расчетных данных измеренных значений энергии, мощности и параметров трехфазной электрической сети;
- измерения, отображения и накопления в профиле нагрузки и расчетных данных значений физических величин, переведенных в именованные единицы импульсов, полученных от счетчиков электрической энергии, тепловой энергии, газа и воды;
- использования в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), поддерживающих международные протоколы DLMS и МЭК 62056-21, и передачи измеренных или вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению электрической энергии» [17].

На рисунке 47 представлен счётчик электрической энергии ZMD402СТ.



Рисунок 47 - Счётчик электрической энергии серии ZMD402CT

Все счётчики программируются на 30-ти минутное усреднение мощности.

Счётчики снабжены жидкокристаллическим индикатором для визуального контроля информации.

Каждый счётчик снабжается цифровыми интерфейсами RS-485 и RS-232 для подключения к коммуникационной аппаратуре и передачи данных на вышестоящие уровни.

Вывод: в данной главе произведён анализ объекта электроэнергетики с целью последующего внедрения АСУ ТП, разобраны используемые программно-технические средства нижнего, среднего и верхнего уровней и проведен подробный разбор устройств, входящих в их состав.

Далее приведён детальный разбор используемых в структуре АСУ ТП подстанции контроллера серии SPRECON-E-C, анализатора качества электрической энергии Satec PM175 и программного комплекса SCADA. В ходе анализа данных элементов системы подробно рассмотрены их функции, назначение и условия их применения.

На следующем этапе разобраны разновидности АРМ в зависимости от выполняемых ими задач и изложен комплекс оборудования, который обеспечивает их безотказную работу.

На последнем этапе совершён выбор устройств верхнего уровня АСУ ТП на основе их назначения и условий применения. В числе таких устройств рассмотрены мониторы, системные блоки, кабели, счётчики и средства программно-технического комплекса. Также приведён список требований к устройствам верхнего уровня АСУ ТП на основе нормативных документов и показано место расположение данных устройств.

Таким образом, в данной главе произведён выбор оборудования АСУ ТП подстанции, которое отвечает всем необходимым требованиям в области обеспечения более высокого уровня надёжности работы подстанции, удобства его эксплуатации и дальнейшей интеграции, а также комфорта в использовании со стороны персонала.

3 Расчёт технико-экономических показателей выбранной конфигурации АСУ ТП при её интеграции на ПС

3.1 Расчёт показателей капиталовложений в АСУ ТП

Выбранная конфигурация АСУ ТП включает в себя определённый набор элементов. При интеграции АСУ ТП на подстанции объём капиталовложений следует рассчитывать исходя из наличия оборудования, составляющего действующую конфигурацию АСУ ТП, и его состояния. При отсутствии АСУ ТП размер капиталовложений будет существенно отличаться при модернизации или частичной замены оборудования в большую сторону.

В данном случае расчёт проводится при условии частичной замены оборудования подстанции. Объём капиталовложений приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Расчёт капиталовложений в систему АСУ ТП

Тип элемента АСУ ТП	Количество элементов	Цена за единицу оборудования, руб.	Общая сумма затрат, руб.
Ethernet коммутатор MOXA EDS-405A MM-SC	2	8457,35	160914,7
Интеллектуальный шлюз E-422	1	35560	35560
Счётчик электроэнергии ZMD402CT	29	35707,1	1035505,9
Монитор Irbis SMARTVIEW 24FIDLS01	3	17000	51000
Системный блок серии RDW AMD	2	114720	229440
Преобразователь ICF-1150-M-SC	5	31990,40	159952
-	-	-	1672372,6

Также необходимо учитывать, что при расчёте показателей капитальных вложений в АСУ ТП производство монтажных работ и строительных работ.

Таким образом, суммарный объём капитальных вложений (обозначается $K_{АСУТП}$) равняется 2500000 р.

3.2 Расчёт показателей эксплуатационных затрат

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 ($S_{ПП}$), включают в себя: затраты на прочие производственные и транспортные расходы, платежи по обязательному страхованию имущества, управленческие и эксплуатационно-хозяйственные расходы» [28].

Рассчитаем годовую норму амортизационных отчислений $H_{ам}$, учитывая, что значение срока полезного использования оборудования n обладает значением в 25 лет (формула 1):

$$H_{ам} = \frac{100}{n}, \quad (1)$$

$$H_{ам} = \frac{100}{25} = 4\% .$$

Далее произведём расчёт годовой суммы амортизационных отчислений, используя формулу 2:

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

$$S_{ам} = 2500000 \cdot 0,04 = 100000 \text{ р. / год.}$$

На следующем этапе рассчитаем объём затрат на ремонт, обслуживание и содержание элементов АСУ ТП. Примем во внимание тот факт, что их значение равно 3 процентам от суммарного объём капитальных вложений (формула 3):

$$S_{ROC} = K_{АСУТП} \cdot 0,03, \quad (3)$$

$$S_{ROC} = 2500000 \cdot 0,03 = 75000 \text{ р.}$$

Далее произведём расчёт затрат на оплату труда. Для этого необходимо составить список персонала подстанции с указанием их должностей и среднемесячной заработной платы по рынку (таблица 2).

Таблица 2 – Расчёт затрат на оплату труда персонала

Занимаемая персоналом должность	Число специалистов	Среднемесячная заработная плата по рынку, руб.
Электромонтёр по обслуживанию подстанций	5	45000
Начальник подстанции	1	100000
Инженер релейной защиты и автоматики	1	40000
Инженер АСУ ТП	1	60000
Мастер	1	55000
Охранник	3	30000
Итого	12	570000

Рассчитаем размер годовых затрат на оплату труда, учитывая, что размер среднемесячной заработной платы всего персонала подстанции $S_{ЗП}$, указанного выше в таблице 2, равен 570000 р., а число месяцев расчётного периода (года) $N_{мес}$ равно 12 (формула 4):

$$S_{OT} = S_{ЗП} \cdot N_{мес}, \quad (4)$$

$$S_{OT} = 570000 \cdot 12 = 6840000 \text{ р./год.}$$

Также необходимо учитывать, что часть от дохода сотрудника работодатель обязан переводить на страховые взносы. К таким взносам относятся:

- взнос на обязательное пенсионное страхование (22 процента).;
- взнос на обязательное медицинское страхование (5,1 процента);
- взнос на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством (2,9 процента).

Рассчитаем затраты на социальные нужды, учитывая, что суммарный объём выплат работодателя в страховые фонды за год составляет 30 процентов от годовых затрат на оплату труда работника (формула 5):

$$S_{CH} = S_{OT} \cdot 0,3, \quad (5)$$

$$S_{CH} = 6840000 \cdot 0,3 = 2052000 \text{ р. / год}$$

«Определим размер прочих расходов. Структура прочих расходов включает в себя целый ряд показателей. К ним относятся:

- расходы на обслуживание оборудования;
- логистические расходы;
- расходы на охрану труда;
- расходы на производственные затраты» [12].

Определим прочие расходы, учитывая, что их размер составляет 15 процентов от всех выше рассчитанных расходов (формула 6):

$$S_{ПП} = (S_{ам} + S_{РОС} + S_{ОТ} + S_{CH}) \cdot 0,15, \quad (6)$$

$$S_{ПП} = (100000 + 75000 + 6840000 + 2052000) \cdot 0,15 = 1360050 \text{ р. / год}.$$

Определим объём годовых эксплуатационных затрат, которые равняются сумме всех вышеперечисленных расходов (формула 7):

$$S_{\text{э}} = S_{\text{ам}} + S_{\text{РОС}} + S_{\text{ОТ}} + S_{\text{СН}} + S_{\text{ИП}}, \quad (7)$$

$$S_{\text{э}} = 100000 + 75000 + 6840000 + 2052000 + 1360050 = 10427050 \text{ р./ год.}$$

Исходя из проделанных расчётов, можно сделать вывод, что «внедрение АСУ ТП на подстанции является экономически эффективным проектом, поскольку годовые эксплуатационные затраты при интеграции АСУ ТП на подстанции сильно отличаются в меньшую сторону от годовых эксплуатационных затрат при конструировании подстанции без АСУ ТП» [12].

Вывод: в данном разделе «определены технико-экономические показатели в ходе вычислений.

Рассчитан суммарный объём капитальных вложений с учётом производства монтажных и строительных работ.

Вычислен объём годовых эксплуатационных затрат. Для расчёта их показателей использованы следующие компоненты:

- годовые амортизационные отчисления;
- затраты на ремонт, обслуживание и содержание оборудования;
- затраты на оплату труда;
- затраты на социальные нужды;
- прочие расходы.

В конце подведены итоги расчётов и дана характеристика экономической эффективности внедрения АСУ ТП на подстанции» [12].

Заключение

В первой главе изучены методы и теоретические подходы в сфере проектирования и технической реализации АСУ ТП подстанции, проведена работа с источниками, содержащих в себе накопленную за всё время существования данной области знаний, взятых из отечественной и зарубежной литературы, произведён анализ данных подходов.

В начале рассмотрен один из вариантов исполнения АСУ ТП подстанции и метод его технической реализации. В качестве примера взята «АСУ ТП энергетического комплекса, состоящего из электрической подстанции ПС110/10/6кВ и газотурбинной теплоэлектроцентрали серии ГТ ТЭЦ009 «Энергомаш» электрической мощностью 18 МВт и тепловой мощностью 40 Гкал/ч (г. Крымск)» [1]. В ходе данного раздела дана краткая историческая справка о «группе предприятий энергетического машиностроения «Энергомаш» и реализации их проекта, смысл которого состоит в проектировании и конструировании серии газотурбинных станций в различных регионах России» [1].

Далее в работе произведён анализ структуры основных объектов автоматизации и функциональных подсистем рассматриваемого варианта исполнения АСУ ТП подстанции, разобран перечень оборудования энергетического комплекса, который обладает средствами и системами автоматизации, разобраны функциональные автоматизированные и автоматические подсистемы, которые выделяют на основе принятой технологии управления энергетическими объектами.

На следующем этапе работы рассмотрена структурная схема анализируемой АСУ ТП подстанции, приведены изображения структурных схем АСУ ТП газотурбинной ТЭЦ и АСУ ТП подстанции, подробно изложена многоуровневая архитектура АСУ ТП энергетического комплекса, детально рассмотрена структура внутренних уровней АСУ ТП, управляющих и информационных сетей, а также продемонстрирована система унификации

«времени газотурбинной ТЭЦ и подстанции, исполненной в виде двух системы единого времени: часов точного времени LEDI (Gorgy Timing) газотурбинной ТЭЦ, другая – в виде СЕВ на подстанции (сервер времени MTS) (MobaTime))» [1]. Также показано наличие в системе резервированного оптического кольца, «обеспечивающего повышения уровня надёжности в управлении состоянием электрооборудования» [1].

На финальном этапе раздела «дан состав используемых программно-технических средств АСУ ТП; дан перечень устройств, входящих в технологическую часть АСУ ТП» [1]; приведены примеры исполнительных механизмов; представлен список контроллерных устройств, относящихся к нижнему уровню АСУ ТП газотурбинной ТЭЦ, к которым относятся «контроллеры типа Modicon TSX Quantum (ПЛК1... ПЛК3), мост-концентратор данных (мультиплексор) VM-85 и контроллер ввода/вывода типа Momentum; наглядно показана реализация системы управления возбуждением синхронного турбогенератора, представляющая собой цифровую систему автоматического управления возбуждением «Энергомаш» типа ЦСУВ» [1].

Во втором разделе произведён анализ объекта электроэнергетики с целью последующего внедрения АСУ ТП, разобраны используемые программно-технические средства нижнего, среднего и верхнего уровней и проведен подробный разбор устройств, входящих в их состав.

Далее приведён детальный разбор используемых в структуре АСУ ТП подстанции контроллера серии SPRECON-E-C, анализатора качества электрической энергии Satec PM175 и программного комплекса SCADA. В ходе анализа данных элементов системы подробно рассмотрены их функции, назначение и условия их применения.

На следующем этапе разобраны разновидности АРМ в зависимости от выполняемых ими задач и изложен комплекс оборудования, который обеспечивает их безотказную работу.

На последнем этапе совершён выбор устройств верхнего уровня АСУ ТП на основе их назначения и условий применения. В числе таких устройств рассмотрены мониторы, системные блоки, кабели, счётчики и средства программно-технического комплекса. Также приведён список требований к устройствам верхнего уровня АСУ ТП на основе нормативных документов и показано место расположение данных устройств.

В третьем разделе определены технико-экономические показатели в ходе вычислений.

Рассчитан суммарный объём капитальных вложений с учётом производства монтажных и строительных работ

Вычислен объём годовых эксплуатационных затрат. Для расчёта их «показателей использованы следующие компоненты:

- годовые амортизационные отчисления;
- затраты на ремонт, обслуживание и содержание оборудования;
- затраты на оплату труда;
- затраты на социальные нужды;
- прочие расходы.

Исходя из проделанных расчётов, можно сделать вывод, что внедрение АСУ ТП на подстанции является экономически эффективным проектом, поскольку годовые эксплуатационные затраты при интеграции АСУ ТП на подстанции сильно отличаются в меньшую сторону от годовых эксплуатационных затрат при конструировании подстанции без АСУ ТП» [12].

Список используемой литературы

1. АСУ ТП энергетического комплекса с подстанцией ПС-110/10/6 кВ и ГТ ТЭЦ-009 «Энергомаш» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.cta.ru/articles/otrasli/energetika/124872/> (дата обращения: 03.11.2023).
2. Вишняков, Н.П. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / Г. К. Вишняков, Е. А. Гоберман, С. Л. Гольцман и др. ; под ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. - М. : Энергоатомиздат, 1982 - 352 с.
3. Воронов, А. А. Основы теории автоматического управления. Часть 2 / А.А. Воронов. - М.: Энергия, 2014. - 372 с.
4. Воронов, А. Элементы теории автоматического регулирования / А. Воронов. - М.: Воениздат, 2015. - 472 с.
5. Деметрович, Я. Автоматизированные методы спецификации / Я. Деметрович, Е. Кнут, П. Радо. - М.: Мир, 2014. - 120 с.
6. 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.
7. Железко Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях : руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. - Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. - 277 с.
8. Иващенко, Н. Н. Автоматическое регулирование. Теория и элементы систем / Н. Н. Иващенко. — М.: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной и судостроительной литературы, 2015. — 630 с.
9. Игнатович В. М. Электрические машины и трансформаторы: Учебное пособие / Игнатович В.М., Ройз Ш.С. - Томск:Изд-во Томского политех. университета, 2013. - 182 с.

10. Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М. : Энергия, 2014. 216 с.
11. Калабеков, Б. А. Методы автоматизированного расчета электронных схем в технике связи / Б.А. Калабеков, В.Ю. Лapidус, В.М. Малафеев. - Москва: СПб. [и др.] : Питер, 2017. - 272 с.
12. Ключев, А. С. Проектирование систем автоматизации технологических процессов / А.С. Ключев, Б.В. Глазов, А.Х. Дубровский. - М.: Энергия, 2015. - 512 с.
13. Кувшинский, В. В. Автоматизация технологических процессов в машиностроении / В. В. Кувшинский. — М.: Машиностроение, 2013. — 272 с.
14. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.
15. Литвак, В. И. Фотореле в системах автоматического контроля и регулирования. Выпуск 27 / В.И. Литвак. - М.: Государственное энергетическое издательство, 2016. - 112 с.
16. Мельцер, М. И. Разработка алгоритмов АСУП / М.И. Мельцер. - М.: Статистика, 2014. - 240 с.
17. 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 15.12.2024).
18. Многофункциональный контроллер SPRECON-E-C [Электронный ресурс]: RTSoft. URL: <http://www.rtsoft.ru/press/articles/detail.php?ID=1494> (дата обращения 25.12.2024).
19. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 5-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. 608с.
20. Орлов, С. А. Технологии разработки программного обеспечения / С.А. Орлов. - М.: Питер, 2017. - 464 с.

21. РД 34.35.120-90 Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35-1150 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200045546?ysclid=lreuxq3eg2324905684> (дата обращения: 03.11.2023).

22. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций : учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1987 - 648 с.

23. Синягов, А. А. Формирование автоматизированных комплексов. Социально-экономические проблемы / А.А. Синягов. - М.: Экономика, 2016. - 232 с

24. Abe N., Yamanaka K. Smith predictor control and internal model control - a tutorial SICE 2003 Annual Conference. - vol. 2, 4-6 Aug. 2003, p.1383 - 1387.

25. Aratani T. PID control system fed back along with squares of control error and its derivative-optimum design of nonlinear PID controller. - Proceedings of the 41st SICE Annual Conference SICE 2002, vol. 4, 5-7 Aug. 2002, p.2628 – 2631.

26. Bialek J.W. Tracing the Flow of Electricity. IEE Proc-Gener., Transm., and Distrib., vol. 143, pp. 310-320, Jul. 1996.

27. Cristaldi L., Ferrero A., Muscas C., Salicone S., Tinarelli, R. The impact of Internet transmission on the uncertainty in the electric power quality estimation by means of a distributed measurement system. - IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 52, № 4, Aug. 2003, p. 1073 - 1078.

28. Cucej Z., Gleich D., Kaiser M., Planinsic P. Industrial networks. - Electronics in Marine, 2004. Proceedings 46th International Symposium Elmar 2004, 16-18 June 2004, p. 59 - 66.

29. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. 320 с.

30. Nakano K., Yamamoto T., Hinamoto T. A design of robust self-tuning GPC-based PID controllers - The 29th Annual Conference of the IEEE Industrial

Electronics Society, IECON '03, vol. 1, 2-6 Nov. 2003, p.285 - 290.

31. Nikolakopoulos G.; Koundourakis M.; Tzes A. An integrated system based on Web and/or WAP framework for remote monitoring and control of industrial processes. IEEE International Symposium on Virtual Environments, Human-Computer Interfaces and Measurement Systems, 2003. VECIMS '03. 27-29 July 2003, p. 201 – 206.

32. Renton P., Bender P., Veldhuis S., Renton D., Elbestawi A., Teltz R., Bailey, T. Internet-based manufacturing process optimization and monitoring system. - Proc. on ICRA '02. IEEE International Conference on Robotics and Automation, 2002, v. 2, 11-15 May 2002, p. 1113 - 1118.

33. Shigemasa T., Yunitomo M., Kuwata R. A model-driven PID control system and its case studies. - Proceedings of the 2002 International Conference on Control Applications, 2002, vol. 1, 2002, p.571 - 576.