



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

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ  
(институт)  
ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭЛЕКТРОНИКА  
(кафедра)

УТВЕРЖДАЮ  
Завкафедрой «Промышленная электроника»

\_\_\_\_\_ Шевцов А.А.  
(подпись) (И.О. Фамилия)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение бакалаврской работы**

Студент Дубинин Виктор Владимирович

1. Тема «Реконструкция оборудования ПС 500 кВ Азот. Автоматизация управления коммутационных аппаратов».

2. Срок сдачи студентом законченной выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Нормальная схема первичной коммутации ПС 500 кВ Азот. Перечень коммутационных аппаратов ПС 500 кВ Азот. Схема цепей сигнализации и управления.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов, разделов) Описание действующей схемы ПС 500 кВ Азот. Цели формирования АСУ ТП. Выбор оборудования. Описание схемы АСУ ТП ПС 500 кВ Азот. Система-SCADA.

5. Ориентировочный перечень графического и иллюстративного материала Схема электрических соединений. Схема структурная АСУ ТП ПС 500 кВ Азот. Экранные формы. Алгоритмы управления КА-блок схемы.

6. Консультанты по разделам \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Руководитель выпускной  
квалификационной работы

\_\_\_\_\_  
(подпись)

О.Ю. Копша  
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_  
(подпись)

В.В. Дубинин  
(И.О. Фамилия)

## Аннотация

Бакалаврская работа 61 с., 11 таблиц, 14 рисунков, использовано 20 источников.

В бакалаврской работе произведена реконструкция подстанции, а также разработана автоматизированная система управления технологическими процессами, к которым относится управление коммутационными аппаратами 500 кВ «Азот».

Изучены функции и структура автоматизированной системы управления, осуществлен обзор составляющих управления: автоматизированной системы управления коммутационными аппаратами и телемеханики. Выбрана программная среда для разработки SCADA-системы.

Построена логика оперативной блокировки коммутационных аппаратов. Разработана SCADA-система оперативных переключений коммутационных аппаратов в среде WinCC.

## Содержание

Введение.....	6
1 Анализ действующей схемы ПС 500 кВ Азот.....	7
1.1 Описание действующей схемы подстанции Азот.....	7
1.1.2 Открытое распределительное устройство 220кВ.....	7
1.1.3 Открытое распределительное устройство 110кВ.....	8
1.1.4 Собственные нужды.....	9
1.2.1 Выделение управляемых элементов подстанции 500 кВ Азот.....	12
1.2.2 Объекты контроля и управления АСУ ТП .....	12
1.3.1 Цели формирования автоматизированной системы управления техпроцессами подстанции 500 кВ Азот .....	12
1.3.2 Общие функциональные требования к структуре АСУ ТП.....	13
1.3.3 Структура основных технологических функций. ....	14
1.3.4 Требования к основным технологическим функциям АСУ ТП. ....	14
1.3.5 Итоги создания АСУ ТП .....	15
2 Выбор оборудования.....	16
2.1 Модернизация оборудования ПС 500 кВ.....	16
2.1.1 Выбор выключателей.....	16
2.1.2 Выбор разъединителей .....	20
2.2 Элементы системы АСУ ТП .....	24
3 Описание схемы АСУ ТП ПС 500 кВ Азот .....	28
3.1.1 Низший уровень .....	28
3.1.2 Средний уровень .....	29
3.1.3 Низовое оборудование технологической локальной вычислительной сети (ЛВС) АСУ ТП .....	29
3.1.4 Верхний уровень .....	30
3.1.5 Виды АРМ в АСУ ТП ПС 500 кВ Азот.....	31
3.2 Обзор применяемого оборудования .....	31
3.2.1 Оборудование системы единого времени(СЕВ).....	31
3.2.2 Контроллер присоединения SPRECON-E-C.....	32
3.2.3 Многофункциональные счетчики электроэнергии.....	34
3.2.3 Аппаратное обеспечение серверного уровня АСУ ТП .....	36
3.2.4 Функциональный контроллер (концентратор) .....	36
3.2.5 Подстанционная локальная сеть .....	36
3.2.6 Подсистема сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) .....	37
3.3 Виды и основные характеристики входных сигналов.....	38
3.3.1 Аналоговые сигналы нормального режима.....	38

3.3.2 Дискретные сигналы.....	38
3.3.3. Виды и основные характеристики выходных (управляющих) сигналов.....	39
3.3.4 Приём и первичная обработка аналоговой информации.....	39
3.3.5 Приём и первичная обработка дискретной информации в ПТК АСУТП.....	41
4 SCADA-система.....	48
4.1 WinCC.....	48
4.2 Разработка управление коммутационными аппаратами.....	48
4.3 Разработка схемы логики оперативной блокировки коммутационных аппаратов распределительных устройств.....	50
4.3 Блокировка управления, вывод и просмотр логических сигналов в диалоге управления. .....	52
4.4 Вывод в ремонт КА.....	55
4.4 Управление выключателями.....	56
4.5 Управление разъединителями, заземляющими ножами.....	57
Заключение.....	59
Список используемых источников.....	60

## Введение

Электроэнергетика - одна из базовых отраслей экономики России, обеспечивающая экономические потребности , а так же потребности населения страны в электроэнергии. Электроэнергетика является определяющим фактором устойчивого развития всех отраслей экономики страны. Эффективное использование ресурсов электроэнергетической отрасли, установление приоритетов и параметров ее развития создадут необходимые предпосылки для роста экономики и повышения качества жизни населения страны. Процесс опережающего развития электроэнергетической отрасли является необходимым фактором успешного экономического развития России. В энергетической отрасли быстрыми темпами увеличивается объем оборудования электроподстанций и электрических сетей, которое выработало свой проектный ресурс.

Для решения проблемы изношенности оборудования необходимы техническое перевооружение электростанций, трансформаторных подстанций, внедрение современных цифровых и электронных устройств, применение новейших информационных технологий, автоматизированных систем, программных обеспечений.

Рациональная модернизация электрических подстанций всех видов и категорий, выбор параметров оборудования и аппаратуры, а также построение автоматизированной системы управления представляют сложную и ответственную задачу.

В связи с этим целью бакалаврской работы является предложение альтернативного варианта замены оборудования ОРУ ПС «Азот» 500 кВ и создание АСУ ТП для обеспечения правильной работы системы и бесперебойного обеспечения потребителей электроэнергией.

## 1 Анализ действующей схемы ПС 500 кВ Азот

### 1.1 Описание действующей схемы подстанции Азот

Электроподстанция 500 кВ Азот трансформаторной мощностью 1061 МВА введена в эксплуатацию в 1981 году. Она отвечает за электроснабжение юго-западной части Самарской области, в том числе таких крупных промышленных потребителей, как ОАО «Волжский автомобильный завод», ОАО «Тольяттиазот», ОАО «Тольяттикаучук».

В энергетической системе Самарской области существует две подстанции 500 кВ-«Куйбышевская» и «Азот-500». ПС «Азот» входит в состав филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Магистральных электрических сетей Волги Нижне-Волжского ПМЭС и была основана 1981 году.

ПС «Азот-500 кВ» предназначена для осуществления транзита ВЛ-500 ЖГЭС-Бугульма, с целью приёма и распределения электрической энергии потребителям.

Схема РУ «четырёхугольник». Сама ПС состоит из открытых распределительных устройств (ОРУ) 500 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 2-х трансформаторов, питаемых по 2 воздушным линиям электропередачи (ВЛ). В схеме каждое присоединение коммутируется двумя коммутационными аппаратами. В то же время данная схема является очень экономичной. [1]

#### 1.1.1 Открытое распределительное устройство 500 кВ

В состав ОРУ 500кВ входят две секции шин; четыре воздушных выключателя типа ВВБ-500-35,5/2000 У1; четыре трансформатора тока (ТТ) типа ТФНД-500 II каскадные, состоящие из двух ступеней: верхней и нижней, применяемые в схемах измерений и учёта электроэнергии; два трансформатора напряжения (ТН) на I и II секции шин, типа НКФ-500-78, предназначенные с целью питания измерительных приборов, а так же цепей защиты и сигнализации; два ограничителя перенапряжения (ОПН) типа ОПН-500 УХЛ, предназначенные для защиты электрооборудования сетей с заземлённой нейтралью от атмосферных и коммутационных перенапряжений; конденсатор связи (КС) и высокочастотные заградители (ВЧ), применяемые для образования высокочастотных каналов защит, телемеханики телефонной связи по ВЛ-110 кВ, по схеме провод линии электропередачи-земля. Надёжность электрической схемы ОРУ-500 кВ заключается в том, что она обеспечивает бесперебойный транзит ВЛ-500, так как каждая отходящая от подстанции линия имеет по два выключателя и при выводе одного из выключателей линии в ремонт, транзит сохраняется. [2]

#### 1.1.2 Открытое распределительное устройство 220кВ

В состав ОРУ 220кВ входят две секции шин и обходная секция шин (ОСШ)-220 кВ. В такой схеме исполнения можно выводить выключатели линий в ремонт с переводом линии на обходной выключатель (ОВ)-220 кВ типа ВВБ-220 не прерывая питание потребителя; группа однофазных автотрансформаторов (АТГ-2), типа АОДЦТН-267000/500/220-79 У1(четыре фазы: три рабочих и одна резервная, АО-автотрансформатор однофазный); ТН на каждой секции шин, типа НКФ-220-

58 У1, включая ОСШ; на обеих секциях зафиксировано 10 присоединений – это 7 линий, каждой из которых соответствует свой ВВ типа ВВБ-220, ВВД-220 (ВВ-220 Серноводск, ВВ-220 КС-2), секционный выключатель (СВ)-220 кВ типа ВВБ- 220, ОВ-220 кВ типа ВВБ-220, в свою очередь последние имеют свой ТТ типа ТФНД-220Б-IV У1 и ТФЗМ-220Б-IV У1; ОПН-220 УХЛ1; на каждой линии имеется свой КС и ВЧ. [2]

### 1.1.3 Открытое распределительное устройство 110кВ

В состав ОРУ 110кВ входит две системы шин и ОСШ-110 кВ. Так же в схему ОРУ-110 кВ входит шиносоединительный выключатель (ШСВ)-110 кВ. Вывод выключателей линий в ремонт осуществляется аналогично, как и на ОРУ-220 кВ, то есть с переводом линии на ОВ-110 кВ, без потери питания потребителей. Так же, наличие в схеме ОРУ-110 кВ систем шин, позволяет перевести все присоединения одной системы шин на другую без перерыва питания потребителей, что не возможно на ОРУ-220 кВ. Автотрансформатор (АТ-1), типа АДЦТН-250000/500/110; ТН каждой системы шин, типа НКФ-110-57 У1(класс напряжения первичной обмотки-110 кВ), включая ОСШ; на обеих секциях зафиксировано 13 присоединений – это 9 линий, каждой из которой также как и на ОРУ-220 соответствует свой ВВ, типа ВВШ, В-1-110 АТ-1, В-2-110 АТ-1, шиносоединительный выключатель (ШСВ); обходной выключатель (ОВ), типа ВВШ и с 2009 года в эксплуатацию было введено новое элегазовое оборудование на линии Стройбаза-1 и Стройбаза-2:выключатель элегазовый (ВЭ), типа LTV 145D1/В с пружинным приводом. Каждому выключателю соответствует свой ТТ типа ТФЗМ-110Б-II У1, ТФЗМ-110Б-III У1, ТФНД-110 М II, серии TG (элегазовые ТТ); два ОПН, типа ОПН-110 УХЛ1. В отличии от ОРУ-220 кВ наличие КС и ВЧ предусматривается только на четырёх линиях: ТоА3-5, ТоА3-6, Мусорка, Винтай. [2]

Все три схемы ОРУ-500 кВ, ОРУ-220 кВ и ОРУ-110 кВ являются надёжными составляющими энергосистемы.

Как уже было упомянуто, на ПС «Азот» установлены два автотрансформатора (АТ-1, АТГ-2), представляющие собой многообмоточные трансформаторы, у которых две обмотки высокого и среднего напряжения связаны между собой электрически и предназначаются для преобразования электроэнергии с одного напряжения переменного тока в другое напряжение, необходимое для передачи и распределения электроэнергии потребителям. АТ-1 подключен на ОРУ-500 кВ на I секции шин 500 кВ, на ОРУ-110 кВ на I и II системах шин 110 кВ; АТГ-2 подключен на ОРУ-500 кВ на II секции шин 500 кВ, на ОРУ-220 кВ на II секции шин 220 кВ.[2]

Управление охлаждением типа ДЦ автоматическое и ручное. Аппаратура управления смонтирована в специальных шкафах ШАОТ – шкаф автоматического управления, установленные на ОРУ рядом с автотрансформатором.

#### 1.1.4 Собственные нужды

На подстанции имеются и собственные нужды, представляющие собой, два кабельных распределительных устройств наружной установки (КРУН)-10 кВ серии К-37, каждое из которых состоит из четырёх ячеек: вводная, трансформатора напряжения и две отходящих. КРУН 10кВ подключены к выводам 10 кВ АТ-1 и АТГ-2 соответственно, через токоограничивающие реакторы: КРУН-1-10 через токоограничивающий реактор РБНГ-10-1000-0,5; КРУН-2-10 через токоограничивающий реактор РБНГ-10-1000-0,45 [3]

В схеме собственных нужд ПС установлено пять трансформаторов собственных нужд (ТСН), типа ТМ–630/10, три в схеме собственных нужд ГЩУ, два трансформатора в схеме собственных нужд ТМХ. Два рабочих трансформатора (ТСН-1, 2) включены на первую и вторую секции шин 0,4 кВ ГЩУ. По стороне 10 кВ включены от КРУН-1, 2-10 соответственно. Резервный трансформатор (ТСН-3) включен от фидера №7 ПС 110/10 кВ «Узюково» по стороне 0,4 кВ в нормальном режиме находится в автоматическом резерве на первую и вторую секции шин 0,4 кВ ГЩУ. Автоматический резерв ТСН-3 позволяет, в случае погашения первого или второго ТСН, соответственно первой или второй секции 0,4 кВ, обеспечить резервное питание отключившегося участка схемы, путём срабатывания автоматического включения резерва (АВР). Два рабочих трансформатора (ТСН-4, 5) в схеме собственных нужд ТМХ, по стороне 10 кВ включены от КРУН-2, 1-10 соответственно. По стороне 0,4 кВ ТСН-4 включен на четвертую секцию шин, (ТСН-5) включен на пятую секцию шин ТМХ.[3]

Аккумуляторные батареи (АБ) и выпрямительные устройства (ВУ), установленные на ПС, предназначены для питания постоянным током:

- устройств релейной защиты;
- аварийного освещения;
- устройств связи.

В качестве источников постоянного тока на ПС установлены:

- АБ №1 типа 6 OPzS 420 LA, ёмкостью 420 Ач;
- АБ №2 типа VbVARTA 2306, ёмкостью 300 Ач;
- агрегат выпрямительный №1 типа ВАЗП-380/260-40/80-3-УХЛ4;
- агрегат выпрямительный №2 типа ВАЗП-380/260-40/80-3-УХЛ4;
- агрегат выпрямительный №3 типа ВАЗП-380/260-40/80-3-УХЛ4.

На нагрузку первой секции постоянного тока подключены первых 104 аккумулятора батареи №1, остальные 7 аккумуляторов батареи (105-111) работают без нагрузки в режиме постоянного подзаряда. Первые 104 аккумулятора батареи №1 эксплуатируются параллельно с каналом №1 зарядного устройства (ВУ1 или ВУ-3) и с потребителем нагрузки, подключенным на шины первой секции. ВУ-1 или ВУ-3 обеспечивают ток потребления и подзаряд батареи в

нормальном режиме. В режиме превышения тока потребления над током зарядного устройства (включение или отключение выключателей и т. д.) батарея обеспечивает данное превышение тока.

На нагрузку первой секции постоянного тока подключены первых 104 аккумулятора батареи №2, остальные 6 аккумуляторов батареи (105-110) работают без нагрузки в режиме постоянного подзаряда. Первые 104 аккумулятора батареи №2 эксплуатируются в буферном режиме: батарея, канал №1 зарядного устройства (ВУ-2 или ВУ-3) и потребитель подключены на шины второй секции. ВУ-2 или ВУ-3 обеспечивают ток потребления и подзаряд батареи в нормальном режиме. Шесть концевых аккумуляторов батареи работают в режиме подзаряда от канала №2 зарядного устройства ВУ-2 через предохранители на ЩПТ. АБ № 3 состоит из 12 свинцово-кислотных элементов типа 6 OPzS 420 LAB, ёмкостью 420 Ач. Батарея работает в режиме постоянного подзаряда. АБ №4 состоит из пяти необслуживаемых свинцово-кислотных 12-вольтных блоков типа А412/100 А/Ф 10. Батарея работает в режиме постоянного подзаряда.

Так же на ПС «Азот-500» установлены две компрессорные установки 1 и 2. Компрессорная установка №1 включает в себя четыре компрессора: К-1, К-2, К-3, К-4, типа ВШВ-3/110 (В-воздушный, Ш-образный, поршневой, шестирядный, пятиступенчатый, простого действия, 3-производительность м<sup>3</sup>/мин., 100-давление конечное кгс/см<sup>2</sup>). Схема компрессорной имеет два щита сборки компрессоров (ЩСК): ЩСК-1, ЩСК-2 и секционный автомат (СА) между ними, предназначенный для секционирования секций компрессорной. ЩСК-1 запитана с первой секции щита собственных нужд (ЩСН) главного щита управления (ГЩУ) п.№32 и питает компрессоры К-1 и К-3. ЩСК-2 запитана со второй секции ЩСН ГЩУ п.№40 и питает К-2, К-4. Компрессорная установка №2 включает в себя три компрессора: К-1, типа ВШВ-2,3/230 и К-2, К-3, типа ВШВ 2,3/230М (2,3-производительность м<sup>3</sup>/мин., 230-давление конечное кгс/см<sup>2</sup>).[3]

Действующая схема подстанции 500 кВ Азот представлена на рисунке 1.1.

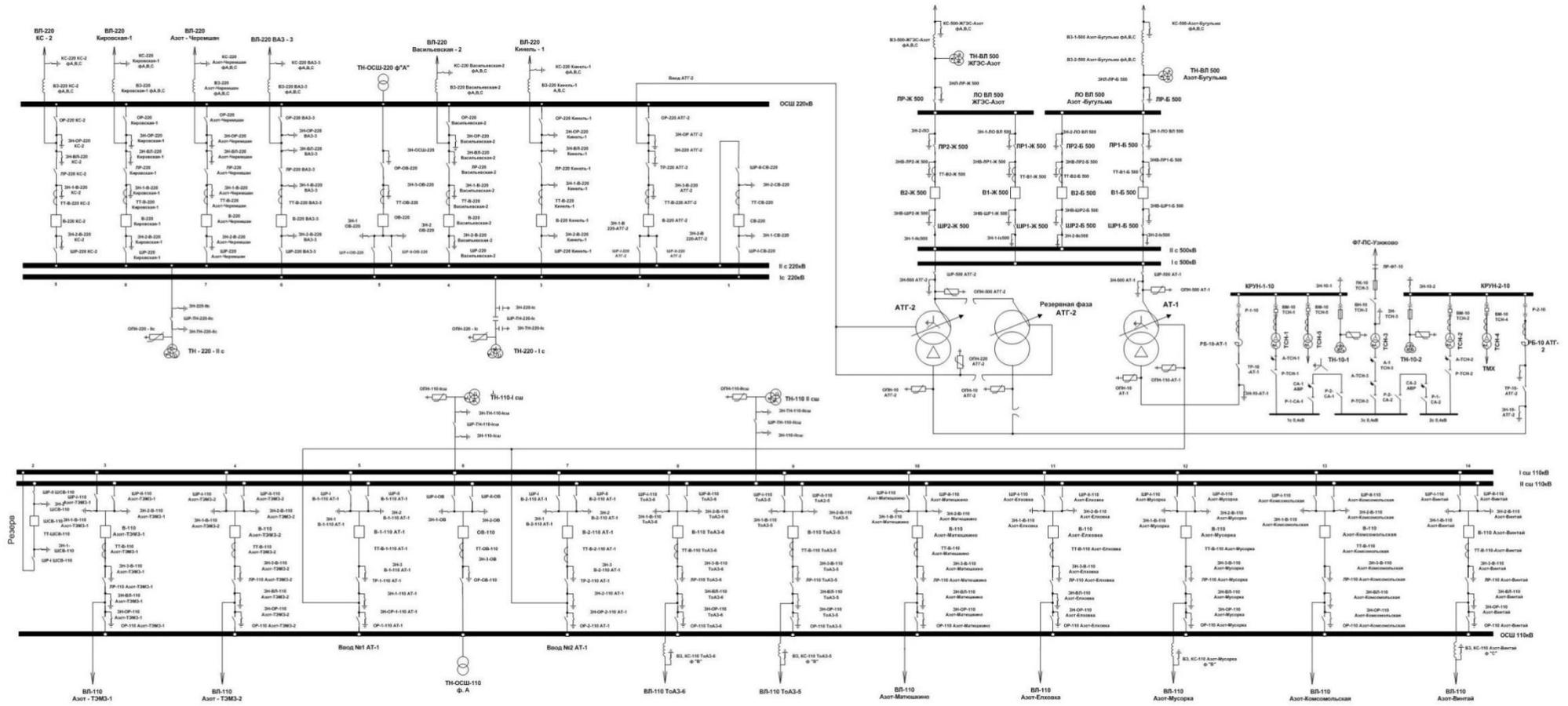


Рисунок 1.1 – Действующая схема подстанции 500 кВ Азот

В настоящее время недостатками действующей схемы являются:

- недостаточный объем информативности оперативного персонала;
- наличие устаревшего оборудования;
- большие временные затраты на осуществления операций по изменению схемы ПС;
- осуществление управления КА (разъединителей) ручным приводом.

На основании данных недостатков можно сделать вывод, что данная схема не отвечает современным требованиям надежности и безопасности.

Данная схема нуждается в модернизации, а так же в создании автоматизированной системы управления технологическими процессами подстанции 500 кВ Азот.

#### 1.2.1 Выделение управляемых элементов подстанции 500 кВ Азот

Управляемыми элементами подстанции (с точки зрения возможности непосредственного управления средствами АСУ ТП) являются:

- выключатели 500, 220, 110, 10кВ;
- разъединители 500, 220 и 110кВ;
- заземляющие ножи разъединителей 500, 220 и 110кВ.

#### 1.2.2 Объекты контроля и управления АСУ ТП

Объекты контроля и управления АСУ ТП являются:

- ОРУ-500 кВ;
- ОРУ-220кВ;
- автотрансформаторы 500/220/110/10кВ;
- ОРУ-110кВ;
- КРУН-10кВ;
- система релейной защиты и автоматики;
- система оперативного постоянного тока;
- инженерные системы (система пожаротушения).

#### 1.3.1 Цели формирования автоматизированной системы управления техпроцессами подстанции 500 кВ Азот

Целями создания АСУ подстанции являются:

- обеспечение комплексной автоматизацией технологических процессов для повышения надежности и эффективности работы оборудования подстанции;

- увеличение информативной оснащенности рабочего персонала в ходе ведения нормального режима, а так же при возникновении аварийных событий;

- повышение уровня автоматизации оперативного управления, из-за использования добавочных алгоритмов (дистанционного управления и блокировки разъединителей формирование оперативных документов и т.д.);

- повышение безопасности обслуживающего персонала подстанции;

- повышение производительности информационного обмена с вышестоящими уровнями.[4]

Поставленные цели достигаются за счет:

- повышения скорости, а также безошибочности выполнения операций персонала (представление ему наиболее полной, достоверной и оперативной информации о режимах работы и состоянии основного и вспомогательного оборудования, с целью оперативного управления и ведения различных режимов);

- повышения степени контролирования и управления техпроцессами в нормальных и аварийных режимах;

- существенного сокращения времени простоев и снижение числа отказов средств автоматизации подстанции.

### 1.3.2 Общие функциональные требования к структуре АСУ ТП

АСУ ТП ПС Азот создается как общая, интегрированная, иерархическая, распределенная человеко-машинная концепция, функционирующая в темпе протекания технологического процесса, снабженная средствами управления, сбора, обработки, отражения, регистрации, сохранения и передачи данных.[4]

Учитывая общие принципы создания АСУ ТП высоковольтных подстанций данного класса, а также специфику ПС 500 кВ Азот, средствами АСУ ТП необходимо реализовать достаточно широкие наборы главных информационных, управляющих и вспомогательных функций (или функциональных задач), решение которых следует с целью эффективной организации, как оперативно-диспетчерского управления подстанцией в нормальных, аварийных и поставарийных режимах, так и диспетчерско-технологического управления процессами эксплуатационного обслуживания оборудования ПС и прилегающих электрических сетей.[4]

В целом функциональная структура АСУ ТП строится на основе формируемой в её составе общей микропроцессорной системы измерений, сбора, обрабатывания, передачи и сохранения информации о нормальных и ненормальных режимах, в том числе регистрацию аварийных режимов и процессов и кроме того интеграции программно-технических средств соседних систем.

Основные функции АСУ ТП подразделяются на две группы: технологические и общесистемные.

### 1.3.3 Структура основных технологических функций.

В структуру главных технологических функций входят:

- прием и основная обработка аналоговых данных о текущем режиме и состоянии оснащения ПС;
- прием и основная обработка дискретных данных о состоянии оборудования ПС и технологических событиях;
- оперативный контроль текущего режима и состояния главной схемы подстанции с АРМ персонала;
- обеспечение контроля кратковременного повышения напряжения на шинах 110кВ и выше в соответствии с ГОСТ 1516.3-96 средствами измерительных контроллеров АСУ ТП;[6]
- автоматизированное управление (с АРМ ОП), коммутационными аппаратами подстанции,
- технологическая, предупредительная и аварийная сигнализация;
- регистрация средствами АСУ ТП и МП устройств РЗА, ПА-аварийных событий (РАС), включая осциллографирование аварийных процессов и их визуализацию на АРМ РЗА и АСУ и АРМ оперативного персонала, а также архивирование аварийной информации и ретроспективный анализ на АРМ РЗА и АСУ;
- автоматическая передача аварийной информации, в том числе осциллограмм, из терминалов РЗА, ПА и РАС на сервер АСУ ТП;
- контроль (мониторинг и диагностика) текущего состояния электрооборудования: трансформаторного оборудования, выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжений;
- интеграция с смежными информационно-технологическими системами (в том числе управляющими) системами, а также инженерными и вспомогательными системами на подстанции и прилегающих участках ВЛ.

### 1.3.4 Требования к основным технологическим функциям АСУ ТП.

Первичные технологические сведения, получаемые автоматически от ТТ и ТН в контроллеры присоединения в МП устройства и терминалы, обязаны быть достаточными по объему, содержанию, точности и достоверности для обеспечения правильного функционирования всех подсистем АСУ ТП.[4]

В соответствии с функциями АСУ ТП источники первичных данных делятся на следующие группы:

- аналоговые данные установившегося режима схемы подстанции;
- дискретные данные о состоянии коммутационных аппаратов схемы ПС;
- аналоговые данные об аварийных процессах в схеме подстанции;

- данные о работе устройств релейной защиты, автоматики и противоаварийной автоматики при авариях;

- дискретные сигналы системы предупредительно-аварийной сигнализации;

- аналоговые и дискретные данные о режимах вспомогательных систем и оборудования станции (давление элегаза, температура элегаза, источники постоянного тока, собственные нужды и т.п.);

- различные данные о режимах работы и состоянии РЗА и ПА.

Всем аналоговым данным нормального режима работы ОРУ, КРУН обязаны присваиваться метки времени единой системы временной синхронизации, независимо от источника информации, с точностью не выше 10 мс, а для дискретной информации аварийного режима – не выше 1 мс в том случае, если интегрированные устройства в АСУ ТП позволяют производить регистрацию с такой точностью.

Контроль достоверности организован согласно иерархическому принципу в соответствии с установленной структурой АСУ ТП:

- на уровне присоединений контроль достоверности должен осуществляться по принципу контроля предельно допустимых уставок для каждого вводимого параметра;

- на уровне подстанции в целом контроль достоверности информации осуществляется за счет контроля балансов мощности и электроэнергии (при наличии такой возможности).

#### 1.3.5 Итоги создания АСУ ТП

Итогом создания АСУ подстанции станет оборудование объекта управления микропроцессорными устройствами защит и автоматики, соединение разных средств автоматизации в общую информационную и управляющую систему.

АСУ ТП, таким образом, становится главным орудием ведения техпроцесса эксплуатационным персоналом, обеспечивающим необходимую степень надежности и производительность эксплуатации основного оборудования в абсолютно всех режимах функционирования ПС. Помимо того, АСУ ТП должна стать орудием интеграции в общем информационном пространстве всех подсистем, предусматриваемых в ПС (АСКУЭ, РЗА, ПА, мониторинга силового электрооборудования, регистрации аварийных ситуаций и др.). Интегрированная АСУ ТП позволит улучшить удобство и безаварийность эксплуатации за счет единого интерфейса средств управления на АРМ дежурного персонала.[4]

## 2 Выбор оборудования

### 2.1 Модернизация оборудования ПС 500 кВ

Проект модернизации оборудования на ПС 500 кВ Азот включает в себя реконструкцию ОРУ. Оборудование, применяемое на ОРУ, находится в состоянии морального и физического износа и находится в эксплуатации уже 35 лет. В данном разделе производится краткий анализ имеющегося оборудования и нового более современного предлагаемого для установки.

Характеристика технического состояния оборудования представлена в табл.2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика технического состояния оборудования.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Полный срок службы, г.	Оценка технического состояния
Разъединители	РНДЗ-2-500/3200 РНДЗ-1-220/1000	35	Не удовлетворяют условиям коммутационной стойкости в наиболее опасных режимах. Подлежат замене.
Выключатели	ВВБ-500-35,5/2000 ВВБ-220Б 31,5/2000	35	Являются устаревшими. Подлежат замене

Основной задачей является содержание главного и резервного оборудования в требуемом технически исправном состоянии, ремонтное обслуживание электрооборудования, его реконструкция и модернизация для предупреждения и устранения аварийных ситуаций в системе электроснабжения.

Техническое состояние оборудования обусловлено его физическим и моральным износом, а так же уровнем применимой новой техники, это зависит от возраста оборудования. Можно сделать вывод, что старая техника менее производительна и более изношена. Устаревшим оборудованием считается функционирующее от 10 до 15 лет, более 15 лет – сильно устаревшим Устройства, находящиеся в эксплуатации до 5 лет относятся к прогрессивному. [5]

#### 2.1.1 Выбор выключателей

Широкое распространение воздушных выключателей в электрических системах обусловлено их высокими, для своего времени, техническими характеристиками. Конструкция воздушных выключателей оказалась хорошо приспособляемой для различных рабочих условий современных распределительных устройств высокого напряжения при внутренней и наружной установке. К недостаткам можно отнести не высокую электрическую прочность воздуха ( $E=20$  кВ/см), что в свою очередь не позволяет получать модули с напряжением 110-500 кВ, это и

приводит к усиленному развитию выключателей с применением иной дугогасящей среды – элегаза. Выключатель находится на раме, к которой прикрепляется шкаф управления и опорный изолятор с 2-мя выполненными в металле дугогасительными камерами, разделенными опорным изолятором. Внутри дугогасительной камеры находятся 2 контакта, соединенных объединённой траверсой, а так же 2 вспомогательных контакта. Каждый из основных контактов зашунтирован резистором сопротивлением 100 Ом, необходимым для улучшения гашения дуги на главных контактах, а так же резистор необходим для выравнивания напряжения между разрывами в процессе отключения. С этой же целью используются шунтирующие конденсаторы. Вспомогательные контакты отключают ток, протекающий через резисторы. Внутри фарфорового опорного изолятора и в промежуточном изоляторе проходят два воздухопровода из стеклопластика. Один необходим для постоянной подачи сжатого воздуха в дугогасительные камеры, 2-ой-необходим для импульсной подачи сжатого воздуха в систему управления. Камеры обеспечены люками, предназначенными для выполнения проверки и ремонта контактной и дугогасительной систем. Дугогасительные камеры включены последовательно токоведущей перемычкой. [2]

Внутренние полости обладают небольшим перепадом давления по отношению к окружающей среде (6—12) 10<sup>3</sup> Па. Тем самым добивается требуемая диэлектрическая прочность по внутренней поверхности фарфоровых элементов, не имеющих крепкого глазурованного покрытия. По этой причине все воздушные выключатели обязаны иметь соответствующее компрессорное хозяйство, которое может обеспечить постоянный расход воздуха (до 1500 л/ч) на вентиляцию.

К плюсам воздушных выключателей можно отнести следующие характеристики: значительную отключающую способность; пожаробезопасность; высокое быстродействие; способность коммутации токов КЗ с большим процентом аperiodической составляющей (вплоть до коммутации цепей постоянного тока). К минусам относится высокая чувствительность к скорости восстанавливающегося напряжения при не удаленном коротком замыкании; возможность «среза» тока при отключении малых индуктивных токов (отключение ненагруженных силовых трансформаторов).

Для установки на ПС «Азот 500» ОРУ-500, ОРУ-220 ,ОРУ-110 предлагается технически более современный элегазовый выключатель типа ВГК-200 производства ОАО «Уралэнергоснаб» г. Екатеринбург.

Выключатели элегазовые типа ВГК предусмотрены для коммутации электрических цепей при рабочих и аварийных режимах в сетях трёхфазного переменного тока с заземлённой нейтралью на номинальные напряжения 110, 220, 500 кВ. Выключатели имеют автономные гидравлические привода.[2]

В выключателях в качестве дугогасительной и изолирующей среды применяют элегаз (SF<sub>6</sub>-шестифтористасера) для ВГК-220 и смесь газов (SF<sub>6</sub> + CF<sub>4</sub>-тетрафторид углерода) для ВГК-500.

Значение климатических факторов внешней среды-по [ГОСТ 15150-69] и [ГОСТ 15543.1-69] для климатического исполнения У, при этом:

- высота установки над уровнем моря до 1000 м;
- рабочее значение температуры окружающего воздуха от минус 45°С до плюс 40°С.

Коммутатор должен быть пригоден для использования при следующих условиях:

- присутствие корки льда при гололёде – не более 20 мм;
- V ветра при наличии гололёда–не более 15 м/с;
- V ветра при отсутствии гололёда–не более 40м/с;
- допустимое натяжение провода в горизонтальной плоскости, приложенное к выводам на полюс выключателя–не более 1000 Н (для ВГКг-220);-не более 1500 Н (для ВГКг-330, ВГКг-500).

Окружающая среда не взрывоопасная. Содержание коррозионно-активных агентов-согласно ГОСТ 15150-69 [2] (для атмосферы типа II).

Коммутатор представляет собой комплект трёх механически не связанных полюсов. Каждый полюс содержит дугогасительное устройство, опорную колонку, устанавливаемые на шкафу управления с гидроприводом. Гидропривод реализует включение и отключение выключателя. Связь среди гидропривода и контактами дугогасительного устройства происходит посредством изоляционной тяги, проходящей внутри опорной колонки.[2]

Гидропривод имеет высокую надёжность, т.к. в его системе нет подвижных уплотнений регулярно находящихся под высоким давлением масла.[6]

Полюс имеет сигнализатор контроля давления элегаза. При понижении давления ниже заданного значения подаётся предупредительный сигнал. Основные технические данные и общий вид выключателя показаны в табл.2.2. и на рис.2.1.

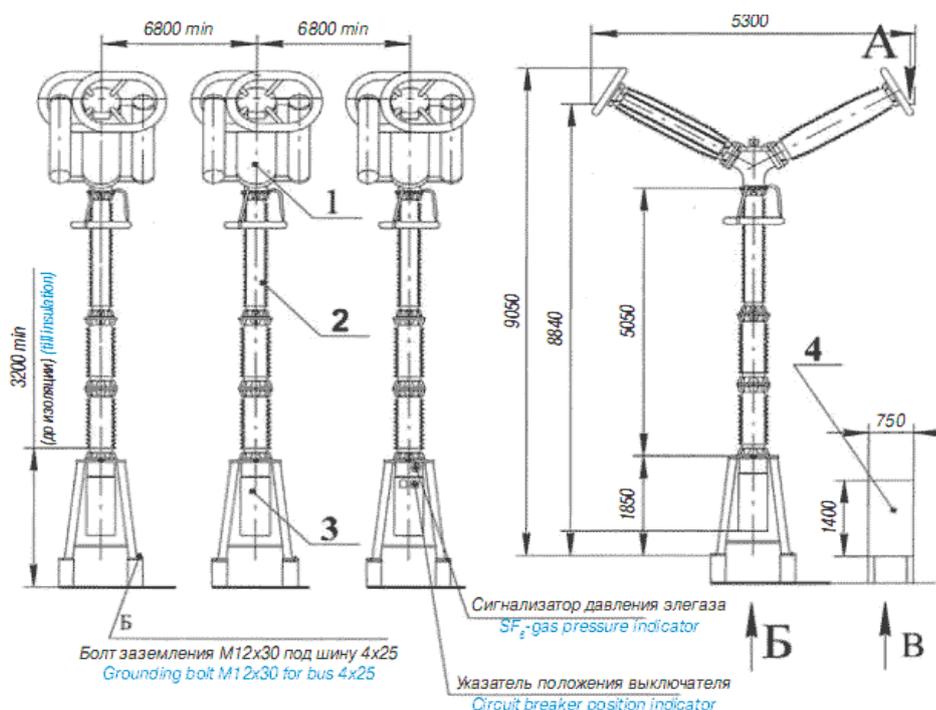


Рисунок 2.1 – Выключатели типа ВГК

1 - дугогасительный модуль, 2 - колонка опорная, 3 - цоколь с приводом, 4 - шкаф распределительный.

Технические характеристики элегазовых выключателей типа ВГ-110, ВГК-220 и ВГК-500 представлены в таблице 2.2.[7]

Таблица 2.2 – Технические характеристики элегазовых выключателей

Номинальное напряжение, кВ	110	220	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	252	525
Номинальный ток, А	2500	2500	3150
Номинальный ток отключения, кА	40	50	40
Номинальный ток включения, кА			
- наибольший пик	102	125	102
- начальное действующее значение периодической составляющей	40	50	40
Ток электродинамической стойкости, кА	100	127	102
Ток термической стойкости, кА	40	50	40
Время протекания тока термической стойкости, с.	3	2	3
Полное время отключения, с, не более	0,055	0,055	0,055
Собственное время отключения, с, не более	0,03	0,028	0,025
Собственное время включения, с, не более	0,1	0,12	0,1

Сравним каталожные и расчетные данные элегазовых выключателей типа ВГК-220

Расчетные токи продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \times \frac{S_{T,ном}}{\sqrt{3} \times U_{ном} \times 2} = 1,4 \times \frac{801000}{\sqrt{3} \times 230 \times 2} = 1407 \text{ А.} \quad (2.1)$$

Термическая стойкость с продолжительностью к.з.  $t_{откл} = 0,28 \text{ с}$  составляет

$$B_k = I_{n,o}^2 (t_{откл} + T_a) = 28,58^2 (0,2 + 0,12) = 261,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.2)$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока к.з.

для  $\tau = 0,01 + t_{c,g} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}$  определяем по формуле

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \times I_{n,o} \times e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \times 28,58 \times e^{0,07/0,12} = 22,31 \text{ кА} \quad (2.3)$$

Все каталожные и расчетные величины сведены в табл.2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные и каталожные данные

Выключатель типа ВГК-220	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 1407 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000$
$i_{ВД} = 42,6 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 127 \text{ кА}$
$I_{n,o} = 28,58 \text{ кА}$	$I_{нр.с} = 50 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 22,31 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \times \beta_{нор} \times I_{откл.ном} =$ $\sqrt{2} \times 0,6 \times 50 = 42,9 \text{ А}$
$B_K = 261,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{откл} < t_T, \text{ мс}$ $I_T^2 \times t_{откл} = 50^2 \times 0,28 = 700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 2.1.2 Выбор разъединителей

На ОРУ 500 кВ, ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ до реконструкции были установлены разъединители типа РНДЗ-1-500, РНДЗ-1-220, РНДЗ-1-110. Для примера рассмотрим конструкцию и принцип работы РНДЗ-1-220. Он выполнен в виде отдельных полюсов горизонтально-поворотного типа, одним заземлителем. Между контактными ножами и заземлителем учтена механическая, электрическая и электромагнитная блокировки.

Выключение разъединителя при прохождении через него номинального тока приведет к тяжелой аварии, с вероятностью поражения людей. Возникает дуга, которая имеет высокую подвижность, что приводит к закорачиванию полюсов и возникновению короткого замыкания. Для устранения таких последствий разъединители блокируются с выключателями при помощи механических замковых и электромагнитных замковых блокировок.

Для установки предлагаются разъединители РГ-500, РГ-220, РГ-110 производства ЗАО «Курс» (Завод электротехнического оборудования). Разъединители серии РГ с обычной степенью изоляции, также как и разъединители с повышенной электрической прочностью, выполняются с улучшенными эксплуатационными свойствами. Размеры присоединительных отверстий выбраны с расчетом установки на существующие опорные конструкции старых разъединителей.

Выводные контакты исполнены с переходными роликами и загерметезированы. Это обеспечит стабильное контактное нажатие в течение всего срока службы и сравнительно небольшие прикладываемые усилия оперирования на рукоятке ручного привода. Контактная поверхность разъемного и выводного контактов имеют покрытие серебром. Изоляторы разъединителей исполнены из высокопрочного фарфора. Несущая рама состоит из 2-х швеллеров с прикрепленными на них поворотными основаниями. Управление разъединителями и заземлителями на напряжении 110, 220, 500 кВ осуществляется приводами: двигательными ПДГ-9УХЛ1 или ручными ПРГ-6УХЛ1. Привода устанавливаются на кронштейн.[2] Общий вид разъединителя РГ представлен на рисунке 2.2.

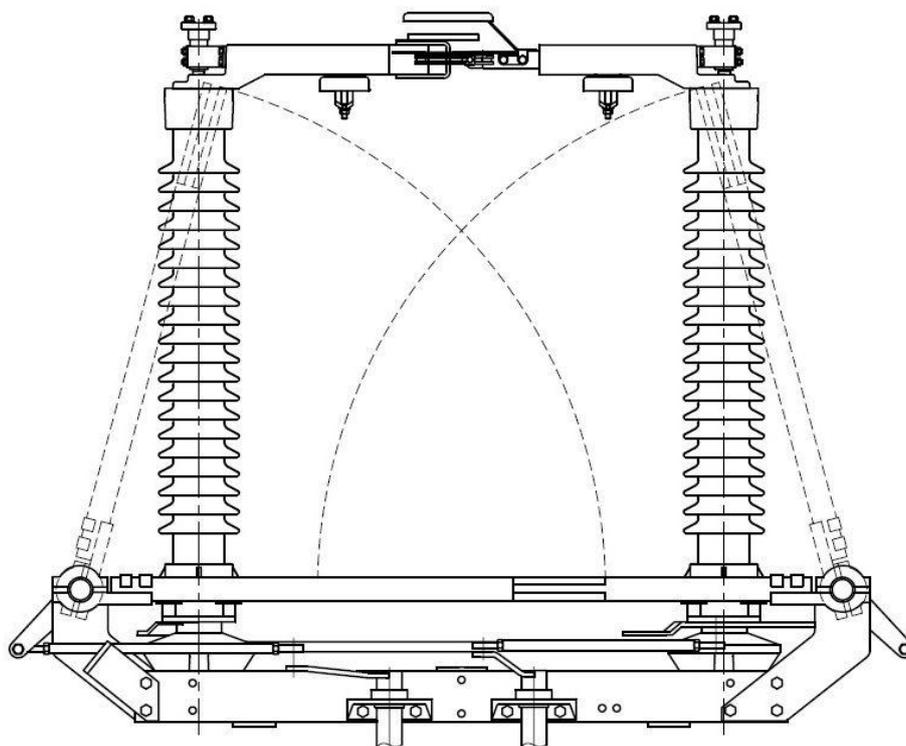


Рисунок 2.2 – Вид разъединителя типа РГ

Разъединители типа РГ на напряжения 110, 220 и 500 кВ по сравнению с устаревшими разъединителями имеют перечисленные преимущества:

- изоляция разъединителей РГ выдерживает наиболее высокие испытательные напряжения грозового импульса сравнительно земли и промеж полюсов, по этой причине есть возможность эксплуатации и в высокогорных районах;

- контакты главных ножей и заземлителей исполнены с применением контактных стержней из бронзового сплава, что привело к отказу от пружин, а это в свою очередь устраняет необходимость в постоянной регулировке контактного нажатия в течении всего срока службы;

- выводные контакты скользящего типа (взамен гибких связей) с вращением на закрытых шарикоподшипниках качения с закладываемых в них долговременной смазкой, которая не теряет своих свойств в течении всего срока службы;

- в основаниях поворотных колонок установлены закрытые шарикоподшипники с заложеной в них долговременной смазкой, которая не теряет своих свойств в течении всего срока службы;

- повышена жесткость цоколей;

- учтена возможность бесступенчатой регулировки крена поворотных оснований с изоляторами с целью установки захода контактных ножей в разъемных контактах;

- небольшие моменты на рукоятках приводов при оперировании и стабильные на протяжении всего срока службы.

- все стальные части разъединителей имеют стойкие антикоррозийные покрытия горячим и термодиффузионным цинком.

Технические характеристики разъединителя приведены в табл.2.4. [8,9]

Таблица 2.4 – Технические характеристики разъединителей типа РГ-500, РГ-220, РГ-110

Номинальное напряжение, кВ	500	220	110
Номинальное рабочее напряжение, кВ	540	240	126
Номинальный ток, А	3150	2000	1000
Ток электродинамической стойкости, кА	120	80	80
Ток термической стойкости, кА	40	31,5	31,5

Продолжение таблицы 2.4

Продолжительность тока термической стойкости мах, с.	2	3	3
Продолжительность тока термической стойкости для заземлителей	1	1	1
Тип привода	двигательный	двигательный	двигательный

Для повышения надежности и безопасности работы к данному оборудованию предъявляются жесткие требования. Это связано еще и с тем, что разъединителем запрещено коммутировать токи нагрузки, так как это приводит к выходу из строя разъединителя.

Для устранения этого недостатка и исключения возможности оперативных ошибок персоналом используют различного типа блокировки (механические и электромагнитные), которые запрещают выполнить операцию тогда, когда выключатель разъединителя включен.[10]

Для наглядности проведем проверку расчетных и каталожных данных разъединителя типа РГ-220. Результаты проверки сведены в табл.2.5.

Таблица 2.5 – Расчетные и каталожные данные

Разъединитель РГ-220	
Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{ном} = 220кВ$	$U_{ном}=220В$
$I_{ном.дл} = 1407 А$	$I_{ном}=2000А$
$I_{н,о} = 28,58кА$ кА	$I_{пр.с}=31,5кА$
$i_{уд} = 42,6кА$	$i_{пр.с}=80кА$
$B_k = 1531,6кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \times t_{откл} = 31,5^2 \times 2 = 1984кА^2 \cdot с$

## 2.2 Элементы системы АСУ ТП

Так же в данной главе необходимо перечислить оборудование применимое для создания на ПС 500 кВ Азот АСУ ТП.

Перечень применяемого оборудования необходимого при создании АСУ ТП представлен в виде таблицы 2.6,2.7,2.8.[11]

Таблица 2.6 – Шкаф ФК ОРУ 220 кВ

№	Наименование и техническая характеристика	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество
1	Шкаф ФК ОРУ 220 кВ №1			
2	Контроллер промышленного исполнения (Celeron M, LAN- 100Mbit, RAM-128MB, Flashdisk 128MB)	Advantech	шт	2
3	<b>GPS</b> (антенна, приемник, кабель связи, документация), оборудование для организации шины системы единого времени (формирователи синхросигнала, интерфейсные преобразователи)	Trimble	шт	1
4	Плата интерфейса RS485/422 8xRS485 Isolation, Surge Protection	Advantech	шт	4
5	Многофункциональный измеритель	Satec	шт	2
6	Конструктив Rittal 600x800x2200 в сборе	Rittal	комплект	1
7	бесперебойного питания UPS,19	APC	шт	1
8	Коммутатор	Hirshmann	шт	2

Таблица 2.7 –Шкаф контроллеров присоединений ОРУ 220 кВ

1	Шкаф контроллеров присоединений ОРУ 220 кВ №2		шт	
2	Контроллер SPRECON-E-C №1 ВЛ 220кВ, ВЛ 220кВ ВА3-2+ш.а. 2 с.ш. (140xDIN, 40xDOUT, 0xAInmA, 2xTT/TH)	Sprecher	шт	1
3	Модуль центрального процессора CPU9 (Встроенный Switch, 2 оптических порта для работы в кольцевой сети)		шт	1
4	Блок питания (~/= 220В, 5А)		шт	1

Продолжение таблицы 2.7

5	Комбинированный модуль входов/выходов DIU10C4 (4релейныхвыхода~/=220В,5А;10хТС=220В)в Составе блока питания		шт	1
6	Комбинированный модуль входов/выходов DIU10C4 (4 релейных выхода ~/=220В,5А; 10хТС =220В)		шт	9
7	Модуль дискретных входов DIU20 (20хТС =220В)		шт	2
8	Модуль дискретных выходов для сигнализации и блокировок DO20 (20 релейных выходов ~/=220В,1А)		шт	1
9	Модуль прямых аналоговых измерений СТ VT(4хТТIn=1А,4хТНUn=50- 130В)		шт	2
11	Контроллер SPRECON-E-C №2 ВЛ 220кВ (80хDIN, 24хDOUT, 0хAIN mA, 1хТТ/ТН)	Sprecher	шт	
12	Модуль центрального процессора CPU9 (Встроенный Switch, 2 оптических порта для работы в кольцевой сети)		шт	1
13	Блок питания (~/= 220В, 5А)		шт	1
14	Комбинированный модуль входов/выходов DIU10C4(4релейныхвыхода~/=220В,5А;10хТС=220В)всоставеблокапитания		шт	5
15	Комбинированный модуль входов/выходов DIU10C4 (4 релейных выхода ~/=220В,5А; 10хТС =220В)		шт	1
16	Модуль дискретных входов DIU20 (20хТС =220В)		шт	1
17	Модуль дискретных выходов для сигнализации и блокировок DO20 (20 релейных выходов ~/=220В,1А)		шт	1
18	Модуль прямых аналоговых измерений СТ VT(4хТТIn=1А,4хТНUn=50- 130В)		шт	1
19	Панель управления с монохромным дисплеем		шт	2
20	Конструктив Rittal 600х800х2200 в сборе		комплект	1
21	Источник бесперебойного питания UPS,19"		шт	1

Другие шкафы контроллеров присоединений ОРУ 220 кВ укомплектованы аналогично. Общее количество шкафов 9 штук.

Таблица 2.8 – Шкаф контроллеров ОРУ 110 кВ, КРУН 10 кВ

№	Наименование и техническая характеристика	Завод изготовитель	Единиц измерения	Количество
1	Шкаф ФК ОРУ 110 кВ, КРУН 10 кВ, ЩСН, ЩПТ №1			
2	Контроллер промышленного исполнения (Celeron M, LAN-100Mbit, RAM-128MB, Flashdisk 128MB)	Advantech	шт	2
3	Плата интерфейса RS485/422 8xRS485 Isolation, Surge Protection	Advantech	шт	6
4	GPS (антенна, приемник, кабель связи, документация), оборудование для организации шины системы единого времени	Trimble	комплект	1
5	Многофункциональный измеритель	Satec	шт	2
6	Конструктив Rittal 600x800x2200 в сборе	Rittal	комплект	1
7	Источник бесперебойного питания UPS,19"	APC	шт	1
8	Коммутатор	Hirshmann	шт	1
9	Шкаф контроллеров присоединений ОРУ 110 кВ №2		шт	1
10	Контроллер SPRECON-E-C №6 ВЛ 110кВ Синтезкаучук 1, ВЛ 110кВ (80xDIN, 24xDOUT, 0xAInmA, 2ТТ/ТН)	Sprecher	шт	1
11	Стойка 84TE (21 слот) в составе:		шт	1
12	Модуль центрального процессора CPU9 (Встроенный Switch, 2 оптических порта для работы в кольцевой сети)		шт	1
13	Блок питания (~/= 220В, 5А)		шт	1
14	Комбинированный модуль входов/выходов DIU10C4(4релейныхвыхода~/=220В,5А;10хТС=220В)в составе блока питания		шт	1
15	Комбинированный модуль входов/выходов DIU10C4 (4 релейных выхода ~/=220В,5А; 10хТС =220В)		шт	1

Продолжение таблицы 2.8

16	Модуль дискретных входов DIU20 (20xТС =220В)		шт	2
17	Модуль дискретных выходов для сигнализации и блокировок DO20 (20 релейных выходов ~/=220В,1А)		шт	2
18	Модуль прямых аналоговых измерений СТVT(4xTTIn=1А,4xTHUn=50- 130В)		шт	1
19	Панель управления с монохромным дисплеем		шт	1

Другие шкафы и группы контроллеров присоединений ОРУ 110кВ КРУН 10 кВ выполнены аналогичным способом. Общее количество шкафов 14 штук.

Компоновка шкафов ФК ОРУ 500 кВ и шкаф контроллеров присоединений ОРУ 500 кВ производится аналогично с вышеуказанным оборудованием. Общее количество шкафов 2 шт.[11]

### 3 Описание схемы АСУ ТП ПС 500 кВ Азот

#### 3.1.1 Низший уровень

В ПТК АСУ ТП ПС 500 кВ Азот выделяется три уровня программно-технических средств (ПТС): низший (полевой), средний и верхний. [12], [13]

К низшему (полевому) уровню относятся все устройства, которые непосредственно объединены с объектом управления. При их помощи должен обеспечиваться сбор данных и предоставление команд управления, требуемые с целью обеспечения нормального функционирования системы. Комплекс программно-технических средств (ПТС), устанавливаемых на ПС, содержит в себе следующие устройства нижнего уровня:

- контроллер присоединения SPRECON-E-C;
- микропроцессорные устройства релейной защиты (МП РЗА);
- устройства противоаварийной автоматики (ПА);
- цифровые измерительные преобразователи;
- полевые концентраторы;
- стандартные полевые (промышленные) сети- с целью коммуникации приборов низшего

уровня с устройствами среднего уровня.

В рамках предлагаемой системы вышеперечисленные устройства выполняют следующие функции:

- получение и первичная обработка аналоговых данных;
- получение и первичная обработка дискретных данных о состоянии оборудования ПС и технологических событиях;
- контроль текущего режима и состояния главной схемы ПС с АРМ оперативного персонала;
- автоматизированное управление (дистанционное и по месту) КА подстанции;
- обеспечение доступа к микропроцессорным устройствам РЗА с возможностью управления уставками МП терминалов;
- технологическая предупредительная и аварийная сигнализация;
- регистрация аварийных ситуаций (РАС), визуализация, архивирование и ретроспективный анализ результатов регистрации (осциллографирования) аварийных режимов с АРМ инженера службы РЗА;
- функции мониторинга текущего состояния электрооборудования, в том числе оперативный контроль коммутационной аппаратуры и (авто)трансформаторного оборудования;
- обмен информацией с вышестоящими уровнями иерархии.

Оборудование низшего уровня необходимо разместить в помещениях зданий ОРУ 500 кВ, ОРУ 220 кВ, ОПУ, ОРУ 110, КРУН-10кВ, ГЩУ, АТ-1, АТГ-2 на ОРУ в шкафах с микроклиматом.

### 3.1.2 Средний уровень

На среднем уровне должны применяться устройства концентрации, обеспечивающие обработку и передачу данных от оборудования низшего уровня на верхний уровень и от верхнего уровня на низший. Оборудование среднего уровня необходимо размещать как можно ближе к техническим средствам низшего уровня. С целью обеспечения наилучшей надежности оборудование среднего уровня должно быть представлено в виде контроллеров промышленного исполнения.

Средний уровень представляет собой комплекс технических средств:

- функциональный контроллер (контроллер связи и управления) – программно-аппаратное средство, которое должно обеспечивать взаимосвязь с приборами подсистем низшего уровня, предварительную обработку, промежуточное архивирование и передачу данных на верхний уровень. Связь с нижним уровнем должна производиться по стандартным интерфейсам (RS-485/422/232, Ethernet и т.д.) с применением «витой» пары;

- система единого времени (СЕВ)-систему необходимо построить в виде отдельного комплекса технических устройств, где в качестве внешнего источника синхронизации будет применяться GPS система, содержащую в себе: спутниковую антенну, приемник и кабель связи;

- локальная сеть – является резервированной с применением международных протоколов обмена данными (TCP/IP, Ethernet, 10/100 Мбит/с). В качестве сетевых магистралей в пределах одних помещений ,будет использована витая пара. Связь между зданиями и разными этажами производится по оптоволокну.

ПТС среднего уровня представлены следующим оборудованием:

- коммуникационными серверами для интеграции низовых устройств (в первую очередь, устройств РЗА и ПА) – функциональными контроллерами (ФК);

- стационарным контроллером SPRECON-E-C;

- низовым оборудованием технологической локальной вычислительной сетью (ЛВС);

- оборудованием системы единого времени.

### 3.1.3 Низовое оборудование технологической локальной вычислительной сети (ЛВС)

#### АСУ ТП

Технологическая ЛВС АСУТП строится по кольцевой топологии. Физическая среда передачи информации – оптоволокну (100 Base-FX). Применяются специализированные коммутаторы. Такая топология сети обеспечивает ее устойчивость к единичному отказу, например, отказу одного из коммутаторов или обрыву одного из соединительных кабелей.

### 3.1.4 Верхний уровень

К верхнему уровню принадлежат средства передачи, центрального хранения и представления данных, а кроме того средства ЛВС, соединяющие рабочие станции системы; сюда так же входят АРМ ОП и инженерно-технического персонала. Технические средства верхнего уровня разделены по службам ПС 500 кВ Азот.

Верхний уровень представляет собой комплекс технических средств:

- сервер ВУ – обязан быть представлен дублированным сервером БД, на котором сконцентрирована вся информация от концентраторов среднего уровня, контроллеров присоединения, охватывая все параметры нормального режима, поступающие от подсистем телемеханики (ТМ), микропроцессорной защиты, противоаварийной автоматики. Сервер ВУ должен получать информацию, относящиеся к ТП, и помещать их в базу данных процесса. Собранная информация должна использоваться для визуализации на дисплеях АРМ, сохранения в архивы, расчетов, вывода на печать. Уточненный объем собираемых данных определяется как совокупность сигналов контроллеров присоединения и цифровых сигналов от микропроцессорной техники;

- сервер с технологией ОРС – должен быть предназначен для приёма информации от смежных подсистем, которые не могут быть интегрированы по стандартным протоколам через ФК, её концентрации и передачи на сервер ВУ. Для обеспечения повышенной надежности сервер ОРС должен быть представлен в виде компьютера промышленного исполнения;

- система ССПТИ – подсистема сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) подстанции создается с целью обеспечения сбора технологической информации от АСУ ТП ПС и передачи в ЦУС.

Сервер ССПТИ – должен быть представлен резервируемым сервером, на котором концентрируется вся информация, охватывая все параметры нормального режима, от подсистем АСУТП. Общий объем собираемых данных, формат и протоколы передачи данных корректируется на этапе проектирования.

Подсистема ССПТИ подстанции предназначена:

- для обеспечения приема технологической информации от комплексов АСУ ТП ПС и от автономных систем технологического управления подстанции;

- для организации передачи технологической информации от ССПТИ подстанции в ССПТИ ЦУС.

Местоположение автоматизированных рабочих мест (АРМ) определяется нуждами подстанции в зависимости от топологии ЛВС энергообъекта.

На ПС «Азот» необходимо предусмотреть следующие виды АРМ:

- АРМ дежурного инженера ПС Азот-АРМ ОП №1 (стационарная рабочая станция).

- АРМ помощника дежурного инженера ПС 500 кВ Азот-АРМ ОП №2 (стационарный).
- АРМ инженера службы РЗА/АСУ (стационарный).
- АРМ администратора ССПТИ ПС.

### 3.1.5 Виды АРМ в АСУ ТП ПС 500 кВ Азот

Под автоматизированным рабочим местом персонала (АРМ) понимается программно-технический комплекс средств автоматизации и вычислительной техники, включающий в себя персональный компьютер, периферийные устройства (принтер и т.п.).

Каждое АРМ специализируется под выделенные для неё цели и имеет соответствующий интерфейс (мнемокадры, система меню, мнемосимволы, способы группировки информации и т.п.) и специализированное ПО.

При выборе состава и структуры программно-технических средств АСУ ТП необходимо учесть то, что для обеспечения в перспективе возможности информационного взаимодействия с высшими уровнями иерархии управления режимами и эксплуатацией электрических сетей будет предусмотрена организация выделенных цифровых каналов (поток) передачи данных.

Все АРМ оснащаются:

- жидкокристаллическими (ЖК) мониторами с диагональю экрана не менее 20" (для АРМ ОП не менее 21");
- принтерами формата А3, А4;
- устройствами для записи информации (архивов) на оптоэлектронные носители.

В качестве операционных систем рабочих станций АРМ, следует использовать операционные системы не ниже Windows XP Professional или Windows 7, а для серверов – не ниже Windows 2003 Server или выше.

## 3.2 Обзор применяемого оборудования

### 3.2.1 Оборудование системы единого времени(СЕВ)

Для обеспечения точной синхронизации всех низовых устройств с астрономическим временем, в составе АСУТП ПС предусматривается система единого времени (СЕВ). СЕВ состоит из 2-х GPS-приемников, территориально разнесенных по подстанции.

Элементы верхнего уровня Системы (серверы SCADA, АРМ операторов), а также контроллеры присоединений SPRECON-E\_C синхронизируются по ЛВС АСУТП по протоколу NTP, при этом обеспечивается точность привязки к астрономическому времени до 1мс.

Элементы верхнего уровня Системы (серверы SCADA, АРМ операторов) синхронизируются по ЛВС АСУТП по протоколу NTP или МЭК 870-5-105, при этом обеспечивается точность привязки к астрономическому времени порядка 50-100 мс.

Прочие низовые устройства и подсистемы синхронизируются либо по выделенной шине синхронизации (если данный механизм ими поддерживается), что обеспечивает максимальную

точность привязки к астрономическому времени (как правило, 1мс), либо по интерфейсным (последовательным) портам через соответствующие коммуникационные серверы. В последнем случае достигается точность привязки к астрономическому времени порядка 50-500 мс в зависимости от особенностей устройства и используемого протокола. Данный вариант используется только при невозможности синхронизации соответствующих устройств/подсистем по выделенной шине или по сети Ethernet.[14]

### 3.2.2 Контроллер присоединения SPRECON-E-C

В качестве устройства сбора дискретных сигналов (ТС) и аналоговых сигналов (ТИ) используется устройство сбора информации SPRECON-E-C, производства Sprecher Automation, Австрия, соответствующее современным техническим требованиям.[15]

Общий вид контроллера SPRECON-E-C представлен на рисунке 3.1.

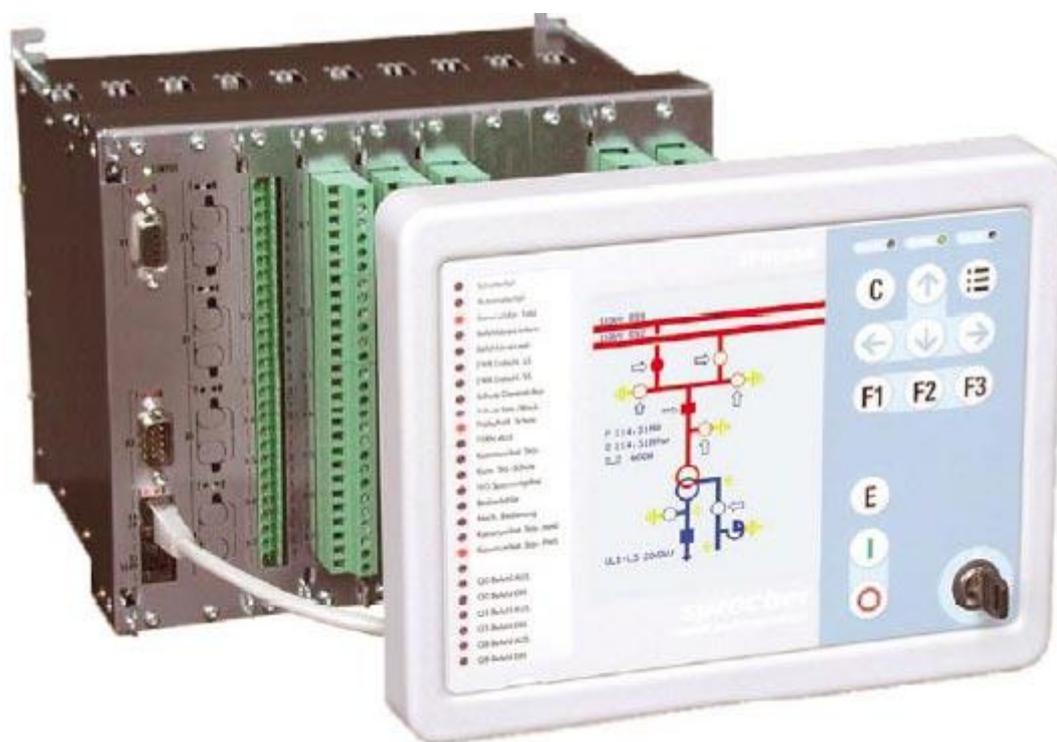


Рисунок 3.1 – общий вид контроллера SPRECON-E-C

Основные функции многофункционального контроллера SPRECON-E-C:

- сбор дискретных (24В, 220В) и аналоговых (4-20мА) сигналов;
- измерение и вычисление электрических величин с прямым подключением к измерительным ТТ и ТН;
- управление оборудованием по месту посредством стационарной или переносной панели оператора с монохромным или цветным дисплеем (опционально);
- конфигурируемые функции логической обработки сигналов;
- свободно программируемая логика в соответствии со стандартом МЭК 61131 (опционально);

- обмен информацией с вышестоящими и подчиненными устройствами по синхронным/асинхронным последовательным портам и по сети Ethernet (до 26 каналов связи на одно устройство);

- ведение внутреннего архива событий;
- синхронизация времени(GPS);
- точная (до 1мс) синхронизация времени;
- автоматическая самодиагностика;
- удаленное параметрирование и обслуживание.

Устройство автоматизации SPRECON-E-Cxx состоит из модуля управления и устанавливаемых функциональных модулей, а также опциональной Панели управления, используемой в качестве локального пользовательского интерфейса.

Модули устанавливаются в крейты различных размеров: 40HP – число слотов 10, размеры 212x176x160мм

84HP – число слотов 21, размеры 436x176x160мм

Модуль управления – состоит из процессорного модуля CPU9 и блока питания, и занимает 3 слота в крейте.[15]

В состав SPRECON-E-Cxx, входят модули представленные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Модули, входящие в состав SPRECON-E-Cxx

Наименование	Основные характеристики
CPU9	Базовый процессорный модуль. ВстроенныйSwitch, 2 оптических порта для работы в кольцевой сети. Системная память, 8Мбайт
DIU10C4	Модуль предназначен для ввода 10 телесигналов (10 универсальных входов, питание цепей ТС от 24В до 220В DC и от 110В до 230В AC 50/60Гц, гальваническая изоляция между входами и корпусом 3кВ, гальваническая изоляция между группами 1,5кВ) и вывода 4 команд (в данном Техническом предложении не используются).
DO20	Модуль управления (20 электромеханических реле, максимальное напряжение 250В AC/DC, время срабатывания <7мс, максимальный длительный ток на контакт 1А, напряжение изоляции 3кВ)

Продолжение таблицы 3.1

DIU20	Универсальный модуль ввода телесигналов, входные сигналы гальванически изолированы. (20 универсальных входов, питание цепей ТС от 24В до 220В DC и от 110В до 230В AC 50/60Гц, гальваническая изоляция между входами и корпусом 3кВ, гальваническая изоляция между группами 1,5кВ)
A18	Модуль ввода аналоговый измерений (8 измерений – 20мА..0(4)..+20мА, гальваническая изоляция между входами в группе 3кВ, гальваническая изоляция между входами и корпусом 3кВ, гальваническая изоляция между группами 1,5кВ)
СТУТ	Модуль для ввода прямых измерений с трансформаторов тока и напряжения (4 входа измерения тока и 4 входа измерения напряжения, номинальный ток входа 1А..5А, Максимальный ток = 1,2*номинального тока, мощность потребления <0,1ВА, Частота 16,7Гц, 50Гц, 60Гц, вычисляемые значения: прямая, активная, реактивная мощность, активная и реактивная энергия, коэффициент мощности, ток на землю, точность вычисляемых значений 1%, гальваническая изоляция 4кВ)
Панель управления	Панель локального интерфейса оператора. Цветная или черно- белая. На панели имеются графический интерфейс, индикаторы состояния и свободно конфигурируемые индикаторы, клавиши управления и блокировка клавиш. Может быть установлена на расстоянии до 15 м.

### 3.2.3 Многофункциональные счетчики электроэнергии

Счетчики электроэнергии многофункциональные Satel предназначены для:

- учета активной, реактивной и полной энергии в трехфазных цепях переменного тока в одно тарифных и многотарифных режимах;
- измерения и отображения дополнительных параметров трехфазной энергетической сети (активной, реактивной и полной мощностей, токов, напряжений, частоты) и основных показателей качества электроэнергии(ПКЭ).

Счетчики состоят из входных первичных преобразователей тока и напряжения, аналого-цифровых преобразователей, микропроцессора, электрически программируемых ЗУ и дисплея на ЖКИ. Сохранение данных и программ обеспечивается энергонезависимой памятью. Связь с АСУТП осуществляется с помощью цифрового интерфейса (RS-485) или оптического порта. Клавиатура на лицевой панели позволяет изменять режимы работы и отображения на дисплее всех

измеряемых и вспомогательных величин, а также включать режим тестирования.

Счетчики выпускаются по стандарту МЭК 60687 (ГОСТ 30206-94), ГОСТ 22261-94 фирмой «Satec» (Израиль).

Общий вид Satec PM175 представлен на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Общий вид Satec PM175

Основные параметры Satec PM175:

Измеряемые величины:

- напряжения и токи линейные и фазные;
- мощность: активная, реактивная, полная. Коэффициент мощности. Частота;
- энергия: активная, реактивная, полная в обоих направлениях.

Показатели качества электроэнергии (ПКЭ):

- провалы питающего напряжения;
- коэффициент не симметрии напряжения по нулевой, прямой и обратной последовательности;
- коэффициенты гармоник (отдельные, четные, нечетные, общие), до 63.

Передача данных:

- наличие 1 порта RS-485;
- наличие 1 переключаемого порта RS-232/485;
- Ethernet;
- Profibus;
- Modbus TCP на Ethernet;
- DNP 3.0 RS-232/485, модем, оптопорт;
- входы тока и напряжения 1/5 А, 100 В –6;
- аналоговые входы –2;
- аналоговые выходы –2;
- цифровые входы –2;
- дискретные выходы (управление/числоимпульсные) –2.

Регистрация данных и осциллограмм:

- запись по уставкам, расписанию или внешнему сигналу;
- последовательности событий, изменяемая глубина архива;
- регистрация мин/макс для любого параметра;
- архивный список. Каналы –128;
- регистрация осциллограмм, максимум последовательных периодов для одной записи – 2560;
- метка времени с точностью до, сек –0,001.

Уставки, оповещение и управление:

- уставки, время срабатывания, сек –0,02;
- одно- и многословные условия сигнализации.

### 3.2.3 Аппаратное обеспечение серверного уровня АСУ ТП

Аппаратное обеспечение серверов системы представляет собой высокопроизводительные компьютеры стандартного исполнения (Intel Xeon RAM-4GBLAN-10/100 Mbit - 2шт, клавиатура, мышь; монитор LCD 20", переключатель консольный, RAID массив, SAS – 6 шт.) под управлением операционной системы Windows.

### 3.2.4 Функциональный контроллер (концентратор)

ФК (поставки ООО «Энергопроматоматизация») обеспечивает связь с устройствами и подсистемами нижнего уровня, предварительную обработку, сохранение и передачу ее на Сервер базы данных АСУ ТП подстанции. Для обеспечения требуемого количества каналов связи по различным интерфейсам в ФК устанавливается 1-3 восьмиканальная плата с гальванической развязкой. Связь с нижним уровнем производится по стандартным интерфейсам (RS-485/232, Ethernet и т.д.) с использованием «витой» пары (число устройств в информационном канале определяется на основе динамических характеристик каналов связи и особенностей самих устройств). Количество одновременно обслуживаемых каналов связи определяется загрузкой контроллера (не более 70% от общего ресурса). Для обеспечения повышенной надежности устройства среднего уровня представляют собой контроллеры промышленного исполнения. Функциональный контроллер работает под управлением операционной системы реального времени QNX.

### 3.2.5 Подстанционная локальная сеть

Локальная сеть между МП-устройствами, размещаемыми в разных зданиях или в шкафах наружной установки, выполнена оптоволоконным кабелем для наружной прокладки.

Локальная сеть между устройствами, размещенными в одном здании, выполняется как электрическим экранированным сетевым кабелем интерфейса RS485 (RS232), так и оптоволоконным кабелем для внутренней прокладки.

Для передачи оперативной информации между МП устройствами нижнего(полевого) уровня и устройствами среднего (и верхнего) уровня используются протоколы:

- IEC60870-5-104;

Возможно использование других протоколов.

Подстанционная локальная сеть АСУТП дублированная.

Обмен информацией между устройствами нижнего (полевого) уровня и их дистанционное обслуживание осуществляется по специализированным протоколам, отличным от приведенных выше.

Прокладка кабелей волоконно-оптических линий связи (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.

### 3.2.6 Подсистема сбора и передачи технологической информации (ССПТИ)

Подсистема сбора и передачи технологической информации осуществляется ПТК ССПТИ подстанционного уровня на базе PI System или средствами АСУ ТП с использованием протокола МЭК 60870-6 (ICSSCASE.2) для передачи данных в ЦУС.

Программно-технический комплекс (ПТК) подсистемы ССПТИ поддерживает следующие протоколы обмена данными при приеме технологических измерений от подсистем АСУ ТП :

- IEC 60870-5-101/104;

- IEC 61850;

- OPC (OLE for Process Control);

- ODBC.

ПТК ССПТИ имеет возможность сбора оперативно-диспетчерской документации, осциллограмм РАС, данных видеонаблюдения и записи диспетчерских переговоров посредством локальной вычислительной сети подстанции средствами протокола FTP (File Transfer Protocol).

ПТК ССПТИ обрабатывает 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.

ПТК ССПТИ обрабатывает информацию с производительностью не менее 8 Гбайт в сутки.

Архитектура ПТК ССПТИ предусматривает наличие промежуточного буфера для хранения данных технологических измерений при недоступности канала связи с ЦУС.

Емкость буфера достаточна, чтобы предотвратить потерю данных при отказе канала передачи данных в течение двух суток.

При восстановлении работоспособности канала передачи данных возобновление процесса отправки данных производится автоматически, без участия оператора.

Предусмотрена 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.

Переключение на резервный компонент, с восстановлением функций ПТК происходит не более чем за 60 секунд с момента выхода из строя основного компонента.

В случае доступности нескольких равнозначных источников данных со стороны подсистем АСУТП ПС, реализована функция автоматического переключения сбора данных с отказавшего источника на работающий источник.

### 3.3 Виды и основные характеристики входных сигналов

#### 3.3.1 Аналоговые сигналы нормального режима

Источниками аналоговой информации (режимных параметров) по электрооборудованию являются измерительные трансформаторы тока (выходной сигнал – 1А) и измерительные трансформаторы напряжения (выходное напряжение ~ 100В), оборудование РУ-0,4 кВ (токи, напряжения), система ОПТ (токи, напряжения), с которых информация вводится в АСУТП без промежуточных аналоговых измерительных преобразователей на модули аналоговых измерений контроллеров SPRECON-E-C (4xТТ  $I_n=1A$  / 4xТН  $U_n=50 - 130 V$ ).[17]

Специализированные сигналы (температурный контроль в помещениях, метеоданные и т.п) допускается вводить при помощи унифицированных аналоговых сигналов постоянного тока 4-20мА.

Для ввода мА сигналов в систему используются модули AI8 (8xAI - 20mA...0(4)...+20mA) контроллеров SPRECON-E-C.

#### 3.3.2 Дискретные сигналы.

Первичными источниками дискретных сигналов являются:

- концевые выключатели и блок-контакты силовых коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей, разъединителей и заземляющих ножей, автоматических выключателей ЩСН и ЩПТ);

- контакты органов ручного управления (автоматические выключатели с ручным управлением, ключи управления, режимные ключи ит.п.);

- выходные контакты автономных устройств и подсистем (РЗА,ПА);

- МП терминалы РЗА и ПА, цифровые системы мониторинга оборудования.

Вышеуказанные сигналы могут поступать в АСУТП как в виде «сухого» контакта, так и в цифровом коде.

Сбор информации производится устройствами нижнего уровня – устройствами РЗА и контроллерами SPRECON-E-C. Функцию сбора дискретной информации в SPRECON выполняют модули DIU10C4 (10 дискретных входов и 4 выхода) и DIU20 (20 дискретных входов).

### 3.3.3. Виды и основные характеристики выходных (управляющих) сигналов

В работе предполагается производить управление выключателями, разъединителями и заземляющими разъединителями через терминалы управления.

Средствами ПТК АСУ ТП подстанции обеспечивается возможность оперативного управления следующими коммутационными аппаратами:

- выключателями 500, 220, 110, 10кВ;
- разъединителями 500, 220 и 110кВ;
- заземляющими разъединителями 500, 220 и 110кВ.

Исполнительные механизмы, на которые поступают дискретные управляющие сигналы, представляют собой:

- электромагниты включения и отключения в приводах высоковольтных выключателей;
- магнитные пускатели двигательных приводов дистанционно управляемых разъединителей и заземляющих ножей;
- приводы РПН (авто) трансформаторов;
- приводы дистанционно управляемых автоматических выключателей(ЩСН), в случае их применения;
- реле оперативной блокировки разъединителей и заземляющих ножей.

В качестве источников управляющих воздействий могут выступать устройства РЗА и SPRECON-E-C.

Функцию телеуправления коммутационным оборудованием в SPRECON-E-C выполняют модули DIU10C4. Один модуль обеспечивает выдачу 4 команд управления коммутационными аппаратами.[17]

### 3.3.4 Приём и первичная обработка аналоговой информации

Ввод текущих по фазным значений токов и напряжений в ПТК АСУ ТП осуществляется от измерительных трансформаторов тока и напряжения (для оборудования, напряжением 10-500 кВ) и напрямую (~380 В от ЩСН и =220 В от ЩПТ) при помощи контроллеров SPRECON-E-C.

При измерении неэлектрических параметров источниками аналоговых сигналов являются датчики технологических величин (температура масла, давление газа, температура воздуха) с унифицированным выходом 4-20 мА.

Первичная обработка информации от преобразователей включает аналого-цифровое преобразование, масштабирование, экспоненциальное сглаживание.

По этим данным в систему выдаются значения следующих режимных параметров:

- действующие значения фазных и средних токов для присоединения;
- действующие значения напряжения (фазные и линейные);
- действующие значения частоты;
- величину и направление активной и реактивной мощности (по фазе и средняя);
- величину активной и реактивной электроэнергии (прием и выдача относительно шин).

Общая погрешность измерений режимных электрических параметров (ток, напряжение, мощность, частота) для всего канала измерения не превышает 1% при точности ТТ и ТН не ниже 0,5% и потерях в кабелях от ТТ и ТН до локальных пунктов управления ПС не превышающих установленные пределы. При этом погрешность, вносимая средствами АСУ ТП в измерения токов, напряжений не более 0.5%, а активной и реактивной мощности не более 1% для присоединений всех уровней при изменении входных величин (токов и напряжения) в диапазоне 10-120% от номинальной величины.

В ходе первичной обработки информации выполняются следующие операции:

- сравнение текущего значения параметра с предельным длительно-допустимым значением;
- выявление параметра, устойчиво вышедшего за заданные пределы;
- фиксация времени выхода параметра за длительно-допустимое значение, времени достижения максимального значения и времени вхождения параметра в норму;
- масштабирование (вычисление реальных значений физических величин в именованных единицах с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН);
- вычисление расчетных величин (линейные напряжения по фазным модулям 3U<sub>0</sub>, вычисление мощности и т.д.).

Помимо самодиагностики микропроцессорных устройств, при первичной обработке информации производится проверка достоверности входных аналоговых сигналов. Дальнейшая обработка производится только с достоверными сигналами.

Для каждого сигнала предусматривается возможность контроля выхода за установленные пределы и возврат сигнала в норму. Предусматривается возможность задания до 4-х пределов (предупредительных и аварийных). При выходе параметра за заданные пределы может использоваться:

- звуковая сигнализация;
- выделение значения данного параметра на всех видеокдрах, где он отображается яркостью, цветом или фоном;
- вывод на экран терминала соответствующего текстового сообщения.

Все используемые виды сигнализации пропадают при восстановлении нормального значения контролируемого параметра. Выход за пределы (возврат в норму) квалифицируется как событие в случае перехода через предупредительный предел и как тревога в случае перехода через

аварийный предел. Указанные события и тревоги регистрируются в системе с присвоением метки времени, отображаются на экранах операторских станций, фиксируются в архиве и протоколах.[17]

### 3.3.5 Приём и первичная обработка дискретной информации в ПТК АСУТП

Ввод в ПТК АСУ ТП дискретной информации об изменении текущего состояния коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей), а также о срабатывании не микропроцессорных устройств РЗА, ПА и других технологических событиях осуществляется в виде «сухого» контакта. Для надежного срабатывания «сухих» контактов реле используется напряжение их питания  $U_H$  не менее 110 В постоянного тока.[16]

Дискретная информация вводится в устройства нижнего уровня АСУ ТП (ИЭУ, модули УСО, контроллеры) либо непосредственно, либо через контакты промежуточных реле. В ходе первичной обработки выполняется:

- устранение влияния «дребезга», возникающее при замыкании/размыкании контактов;
- отстройка от помех (сигналов с длительностью менее 5-7мс);
- присвоение меток времени любому дискретному сигналу с точностью, обеспечивающей

однозначное распознавание технологических ситуаций при анализе. В частности для двух последовательных переключений коммутационного аппарата наивысшего быстродействия точность фиксации времени событий не хуже 1мс.

Дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов проверяются на достоверность путем введения двух сигналов от одного КА: «Включен» и «Отключен», получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контакта, отнесенных к одному состоянию КА (при одновременном появлении двух одинаковых сигналов сигнал положения КА считается недостоверным). Признак недостоверности для таких сигналов отображается на экранах операторских станций и запоминается в архивах. Кроме того, может выполняться программная проверка сигналов на основе естественной избыточности первичной информации.

При срабатывании устройств РЗА, изменения положения коммутационных аппаратов, происходящих без команд оператора, а также при неисправностях электрооборудования появляется предупреждающая или аварийная сигнализация.

Список аналогово-дискретной информации для одной ячейки представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Список аналогово-дискретной информации

КА	Наименование сигнала	Статус	№клеммы модуля"+"	№клеммы модуля"-"
<b>DIU10C4</b>	<b>Дискретные сигналы и сигналы управления</b>			
	Сигналы управления			
Выключатель	Команда "включить"	Подана/Сброшена	X1:1	X1:3
			X1:2	X1:6
Выключатель	Команда "отключить"	Подана/Сброшена	X1:4	X1:3
			X1:5	X1:6
ЛР	Команда "включить"	Подана/Сброшена	X2:1	X2:3
			X2:2	X2:6
ЛР	Команда "отключить"	Подана/Сброшена	X2:4	X2:3
			X2:5	X2:6
	<b>Дискретные сигналы</b>			
Выключатель	Общая неисправность	Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:1	X3:3
Выключатель	Автоматическое включение обогрева	Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:2	X3:3
Выключатель	Ручное включение обогрева	Срабатывание/Возврат срабатывания	X4:1	X4:3
ЛР	Ключ управления - местное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X4:2	X4:3
ЛР	Ключ управления - дистанционное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X5:1	X5:3
ЛР	Неисправность привода	Срабатывание/Возврат срабатывания	X5:2	X5:3
ЛР	Неисправность в цепи обогрева	Срабатывание/Возврат срабатывания	X6:1	X6:3
ЗН-Л	Ключ управления - местное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X6:2	X6:3
ЗН-Л	Ключ управления - дистанционное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X7:1	X7:3
ЗН-Л	Неисправность привода	Срабатывание/Возврат срабатывания	X7:2	X7:3
<b>DIU10C4</b>	<b>Дискретные сигналы и сигналы управления</b>			
	Сигналы управления			
ЗН-Л	Команда "включить"	Подана/Сброшена	X1:1	X1:3
			X1:2	X1:6
ЗН-Л	Команда "отключить"	Подана/Сброшена	X1:4	X1:3
			X1:5	X1:6

Продолжение таблицы 3.2

ЗН-В	Команда "включить"	Подана/Сброшена	X2:1	X2:3
			X2:2	X2:6
ЗН-В	Команда "отключить"	Подана/Сброшена	X2:4	X2:3
			X2:5	X2:6
	<b>Дискретные сигналы</b>			
ЗН-Л	Неисправность в цепи обогрева	Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:1	X3:3
ЗН-В	Ключ управления - местное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:2	X3:3
ЗН-В	Ключ управления - дистанционное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X4:1	X4:3
ЗН-В	Неисправность привода	Срабатывание/Возврат срабатывания	X4:2	X4:3
ЗН-В	Неисправность в цепи обогрева	Срабатывание/Возврат срабатывания	X5:1	X5:3
ШР-1 с.ш.	Ключ управления - местное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X5:2	X5:3
ШР-1 с.ш.	Ключ управления - дистанционное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X6:1	X6:3
ШР-1 с.ш.	Неисправность привода	Срабатывание/Возврат срабатывания	X6:2	X6:3
ШР-1 с.ш.	Неисправность в цепи обогрева	Срабатывание/Возврат срабатывания	X7:1	X7:3
ЗН ШР-1 с.ш.	Ключ управления - местное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X7:2	X7:3
<b>DIU10C4</b>	<b>Дискретные сигналы и сигналы Сигналы управления</b>			
ШР-1 с.ш.	Команда "включить"	Подана/Сброшена	X1:1 X1:2	X1:3 X1:6
ШР-1 с.ш.	Команда "отключить"	Подана/Сброшена	X1:4 X1:5	X1:3 X1:6
ЗН ШР-1 с.ш.	Команда "включить"	Подана/Сброшена	X2:1 X2:2	X2:3 X2:6
ЗН ШР-1 с.ш.	Команда "отключить"	Подана/Сброшена	X2:4 X2:5	X2:3 X2:6
	<b>Дискретные сигналы</b>			
ЗН ШР-1 с.ш.	Ключ управления - дистанционное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:1	X3:3
ЗН ШР-1 с.ш.	Неисправность привода	Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:2	X3:3
ЗН ШР-1 с.ш.	Неисправность в цепи обогрева	Срабатывание/Возврат срабатывания	X4:1	X4:3

Продолжение таблицы 3.2

ШР-2 с.ш.	Ключ управления - местное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X4:2	X4:3
ШР-2 с.ш.	Ключ управления - дистанционное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X5:1	X5:3
ШР-2 с.ш.	Неисправность привода (ф. А)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X5:2	X5:3
ШР-2 с.ш.	Неисправность привода (ф. В)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X6:1	X6:3
ШР-2 с.ш.	Неисправность привода (ф. С)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X6:2	X6:3
ШР-2 с.ш.	Неисправность в цепи обогрева (ф. А)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X7:1	X7:3
ШР-2 с.ш.	Неисправность в цепи обогрева (ф. В)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X7:2	X7:3
<b>ДИУ10С4</b>	Дискретные сигналы и сигналы управления			
	Сигналы управления			
ШР-2 с.ш.	Команда "включить"	Подана/Сброшена	X1:1	X1:3
			X1:2	X1:6
ШР-2 с.ш.	Команда "отключить"	Подана/Сброшена	X1:4	X1:3
			X1:5	X1:6
ЗН ШР-2 с.ш.	Команда "включить"	Подана/Сброшена	X2:1	X2:3
			X2:2	X2:6
ЗН ШР-2 с.ш.	Команда "отключить"	Подана/Сброшена	X2:4	X2:3
			X2:5	X2:6
	Дискретные сигналы			
ШР-2 с.ш.	Неисправность в цепи обогрева (ф. С)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:1	X3:3
ЗН ШР-2 с.ш.	Ключ управления - местное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:2	X3:3
ЗН ШР-2 с.ш.	Ключ управления - дистанционное	Срабатывание/Возврат срабатывания	X4:1	X4:3
ЗН ШР-2 с.ш.	Неисправность привода (ф. А)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X4:2	X4:3
ЗН ШР-2 с.ш.	Неисправность привода (ф. В)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X5:1	X5:3
ЗН ШР-2 с.ш.	Неисправность привода (ф. С)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X5:2	X5:3
ЗН ШР-2 с.ш.	Неисправность в цепи обогрева (ф. А)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X6:1	X6:3
ЗН ШР-2 с.ш.	Неисправность в цепи обогрева (ф. В)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X6:2	X6:3
ЗН ШР-2 с.ш.	Неисправность в цепи обогрева (ф. С)	Срабатывание/Возврат срабатывания	X7:1	X7:3

Продолжение таблицы 3.2

	Резерв	Срабатывание/Возврат срабатывания	X7:2	X7:3
<b>DIU10C4</b>	Дискретные сигналы и сигналы			
	Сигналы управления			
	Резерв	Подана/Сброшена	X1:1	X1:3
			X1:2	X1:6
	Резерв	Подана/Сброшена	X1:4	X1:3
			X1:5	X1:6
	Резерв	Подана/Сброшена	X2:1	X2:3
			X2:2	X2:6
	Резерв	Подана/Сброшена	X2:4	X2:3
			X2:5	X2:6
	Дискретные сигналы			
ШЭ2607 085	Срабатывание защиты	Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:1	X3:3
ШЭ2607 085	Неисправность защиты	Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:2	X3:3
ШЭ2607 091	Срабатывание защиты	Срабатывание/Возврат срабатывания	X4:1	X4:3
ШЭ2607 091	Неисправность защиты	Срабатывание/Возврат срабатывания	X4:2	X4:3
ШЭ2607 019	Срабатывание защиты	Срабатывание/Возврат срабатывания	X5:1	X5:3
ШЭ2607 019	Неисправность защиты	Срабатывание/Возврат срабатывания	X5:2	X5:3
	Резерв	Срабатывание/Возврат срабатывания	X6:1	X6:3
	Резерв	Срабатывание/Возврат срабатывания	X6:2	X6:3
	Резерв	Срабатывание/Возврат срабатывания	X7:1	X7:3
	Резерв	Срабатывание/Возврат срабатывания	X7:2	X7:3
<b>DO20</b>	Сигналы блокировки			
ЛР	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X1:1	X1:5
ЗН-Л	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X1:2	X1:5
ЗН-В	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X1:3	X1:5
ШР-1 с.ш.	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X1:4	X1:5
ЗН ШР-1 с.ш.	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X2:1	X2:5
ШР-2 с.ш.	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X2:2	X2:5
ЗН ШР-2 с.ш.	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X2:3	X2:5

Продолжение таблицы 3.2

ЛР	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X2:4	X2:5
ЗН-Л	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X3:1	X3:5
ЗН-В	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X3:2	X3:5
ШР-1 с.ш.	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X3:3	X3:5
ЗН ШР-1 с.ш.	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X3:4	X3:5
ШР-2 с.ш.	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X4:1	X4:3
ЗН ШР-2 с.ш.	Управление разрешено	Подана/Сброшена	X4:2	X4:3
	Резерв	Подана/Сброшена	X5:1	X5:3
	Резерв	Подана/Сброшена	X5:2	X5:3
	Резерв	Подана/Сброшена	X6:1	X6:3
	Резерв	Подана/Сброшена	X6:2	X6:3
	Резерв	Подана/Сброшена	X7:1	X7:3
	Резерв	Подана/Сброшена	X7:2	X7:3
<b>СТVT</b>	Аналоговые сигналы прямого ввода			
TA5	Ток фазы А ТТ	/	X1:1	X1:2
TA5	Ток фазы В ТТ	/	X1:3	X1:4
TA5	Ток фазы С ТТ	/	X1:5	X1:6
	Ток 3I <sub>0</sub> ТТ	/	X1:7	X1:8
ТН	Напряжение фазы А ТН	/	X4:1	X4:2
ТН	Напряжение фазы В ТН	/	X4:3	X4:4
ТН	Напряжение фазы С ТН	/	X4:5	X4:6
	Напряжение 3U <sub>0</sub> ТН	/	X4:7	X4:8
	Напряжние U <sub>ав</sub>			
	Напряжние U <sub>вс</sub>			
	Напряжние U <sub>са</sub>			
	Активная мощность P <sub>a</sub>			
	Активная мощность P <sub>b</sub>			
	Активная мощность P <sub>c</sub>			
	Активная мощность P			
	Реактивная мощность Q <sub>a</sub>			
	Реактивная мощность Q <sub>b</sub>			
	Реактивная мощность Q <sub>c</sub>			
	Реактивная мощность Q			
	Полная мощность Q <sub>a</sub>			

Продолжение таблицы 3.2

	Полная мощность $Q_b$			
	Полная мощность $Q_c$			
	Полная мощность $Q$			
	Частота $f$			
	$\cos a \varphi$			
	$\cos b \varphi$			
	$\cos c \varphi$			
	$\cos \varphi$			
<b>PS</b>	Сигналы управления и блокировки			
		Срабатывание/Возврат срабатывания	X2:3	X2:1
		Срабатывание/Возврат срабатывания	X3:3	X3:1
<b>PS</b>	Дискретные сигналы и сигналы			
	Сигналы управления			
	Резерв	Подана/Сброшена	X1:1	X1:3
			X1:2	X1:6
	Резерв	Подана/Сброшена	X1:4	X1:3
			X1:5	X1:6
	Резерв	Подана/Сброшена	X2:1	X2:3
			X2:2	X2:6
	Резерв	Подана/Сброшена	X2:4	X2:3
			X2:5	X2:6

## 4 SCADA-система

### 4.1 WinCC

На рынке имеются различные программные среды для разработки SCADA-систем. Представлены как американские, европейские программные разработки, так и российские.

Выбор был сделан в пользу программной среды WinCC.

WinCC – система HMI, программное обеспечение для создания человеко-машинного интерфейса, составная часть семейства систем автоматизации Simatic, производимых компанией Siemens AG. Работает под управлением операционных систем семейства Microsoft Windows и использует базу данных Microsoft SQLServer.[18]

Основные возможности WinCC:

- визуализация техпроцесса(Graphic Designer);
- конфигурирование и настройка связи с контроллерами различных производителей (Tag Management);
- отображение, архивирование и протоколирование сообщений от технологического процесса (Alarm Logging);
- отображение, архивирование и протоколирование переменных (Tag Logging);
- проектирование системы отчетности (Report Designer);
- взаимодействие с другими приложениями, в том числе и по сети, благодаря использованию стандартных интерфейсов OLE, ODBC и SQL обеспечивает простую интеграцию WinCC во внутреннюю информационную сеть предприятия;
- простое построение систем клиент-сервер;
- построение резервированных систем;
- расширение возможностей путём использования элементов ActiveX;
- открытый OPC-интерфейс (OLE for Process Control).

### 4.2 Разработка управление коммутационными аппаратами

Управление коммутационными аппаратами (КА) будет осуществляться с АРМ ОП, находящейся в составе разработанной SCADA управления коммутационными аппаратами на подстанции 500/220/110/10 кВ.

SCADA-система разработана в программной среде WinCC. Коммутационные аппараты изображены согласно главной электрической схеме. На каждой ячейке показываются текущие значения силы тока, активной и реактивной мощностей. Для первой и второй секции шин указаны значения напряжения и частоты. А также имеются показания напряжения обходной системы шин.

В рамках системы SCADA предусмотрена возможность проведения дежурным персоналом подстанции действий по оперативному управлению коммутационными аппаратами (выключателями, заземляющими ножами и разъединителями) с АРМ Оперативного Персонала

(АРМ ОП). С АРМ ОП поступает команда на ПЛК, который в свою очередь передает воздействия непосредственно на приводы коммутационных аппаратов: выключателей, разъединителей, заземляющих ножей. Управление выполняется через диалоги управления, которые привязаны к конкретным коммутационным аппаратам на мнемосхемах и вызываются щелчком правой клавишей мыши на мнемознаке управляемого элемента на мнемосхеме распределительного устройства ОРУ, КРУН.[19][20]. Мнемосхема представлена на рисунке 4.1.

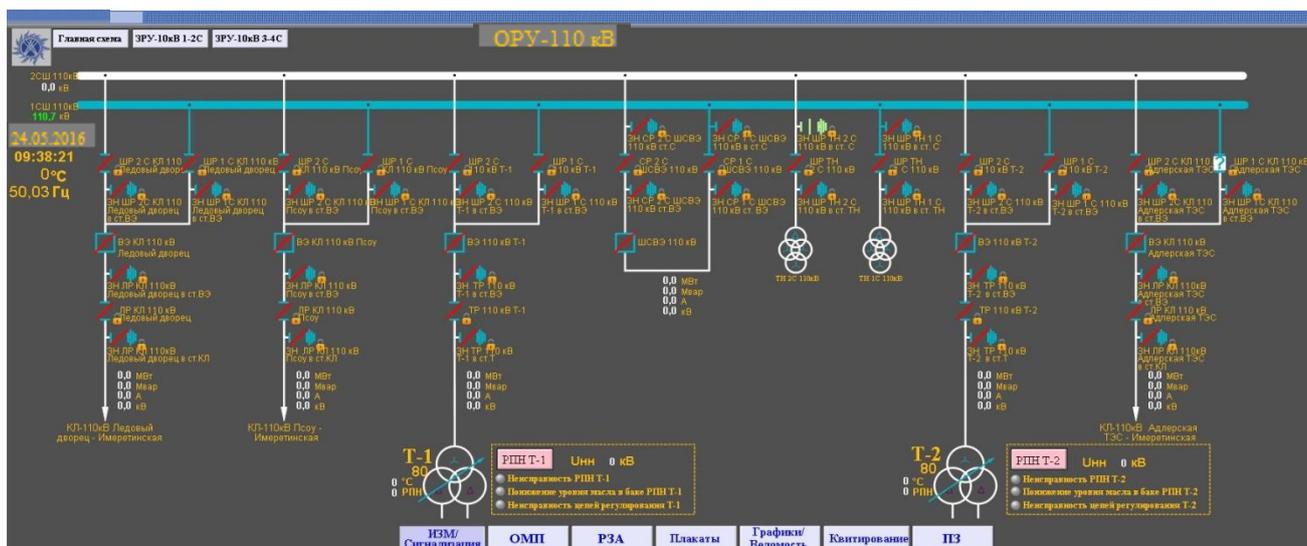


Рисунок 4.1 – Мнемосхема распределительного устройства КРУЭ-110 кВ

Диалог управления вызывается для реализации управления одним конкретным коммутационным аппаратом по выбору оперативного персонала, с контролем прав доступа ОП к функции управления. При отсутствии права доступа оператора SCADA к функции управления вызов диалога управления блокируется.

Все события по изменению состояния КА и управлению КА фиксируются в журнале событий и сохраняются в архиве SCADA.

По запросу пользователя в диалоге управления выдаётся дополнительная информация о состоянии присоединения, состоянии МП РЗА и контроллеров АСУ управляющих этим присоединением, а также условия блокировки и состояние сигналов, входящих в эту блокировку. Управление активно только для выбранного КА, команда управления выполняется только после утвердительного ответа на запрос повторного подтверждения команды.

В диалог управления выводятся следующие данные:

- диспетчерское наименование коммутационного аппарата, управление которым происходит в данном диалоге;
- мнемознак коммутационного аппарата в соответствующем состоянии; [20]
- сигналы, характеризующие состояние КА и режима управления, представленные в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сигналы характеризующие состояние КА

Наименование сигнала	Состояние сигнала
Положение КА	Отключен/Включен/Ремонт/Недостоверно
Управление	Разрешено/Запрещено
Состояние цепей сигнализации	Исправны/Неисправны
Положение КА нормально-замкнутые	Отключен/Включен/ Недостоверно
Положение КА нормально-разомкнутые контакты	Отключен/Включен/ Недостоверно
Положение ключа	Местное/Дистанционное
Положение ключа местное/дистанционное шкаф управления	Местное/Дистанционное
Состояние ОБР (кроме выключателей)	Управление разрешено/Управление заблокировано

#### 4.3 Разработка схемы логики оперативной блокировки коммутационных аппаратов распределительных устройств.

Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

Для РУ применяется механическая (ключевая) оперативная блокировка и электромагнитная блокировка.

При разработке схемы логики оперативной блокировки за основу берется главная электрическая схема подстанции (рисунок 1). Расположение коммутационных аппаратов на схеме логики оперативной блокировки совпадает с их расположением на главной электрической схеме.

С использованием условных обозначений разъединителей, выключателей, заземляющих ножей изображается схема логики оперативной блокировки. Для управления коммутационными аппаратами необходимо строго соблюдать определенную последовательность действий. Для предотвращения ошибочных действий обслуживающего персонала предусмотрена оперативная блокировка коммутационных аппаратов. В случае ошибочных действий обслуживающего персонала оперативная блокировка запрещает управление коммутационными аппаратами.[20]

На рисунке 4.2 представлена упрощенная блок-схема управления разъединителем.

Для включения/отключения линейного разъединителя необходимо выполнение условий:

- выключатель отключен;
- заземляющие ножи до ближайших разъединителей отключены.

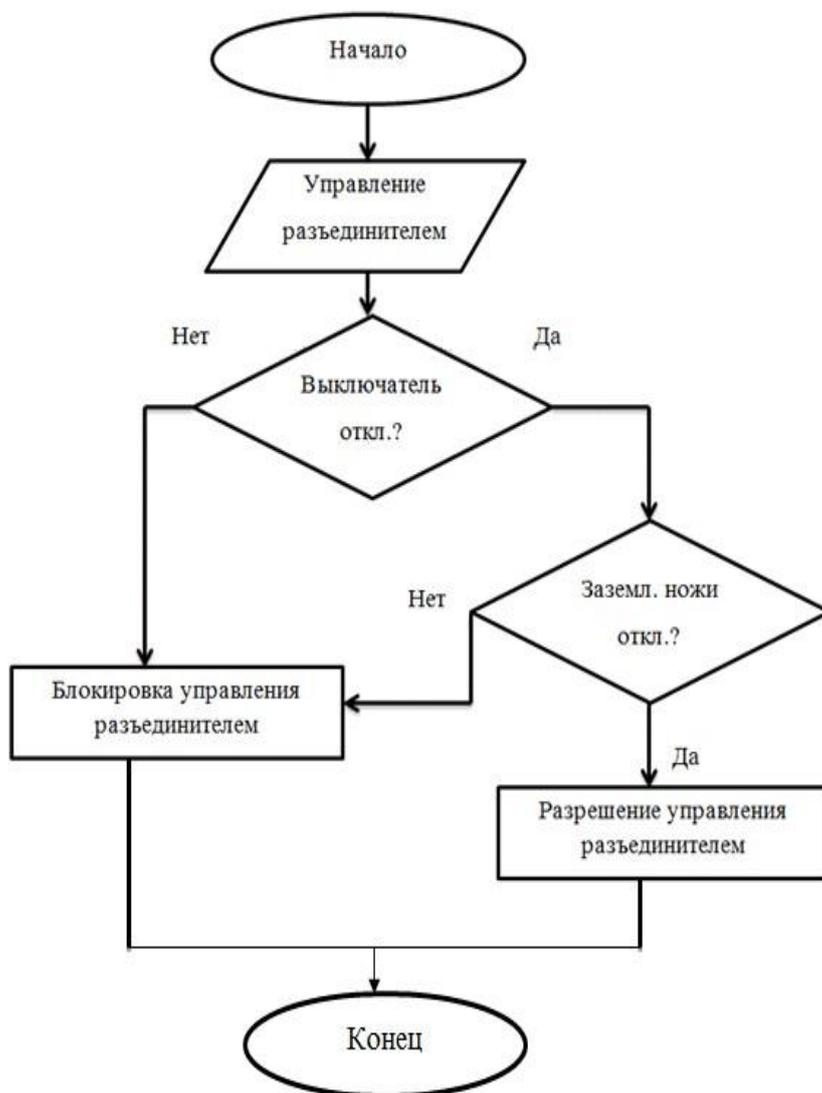


Рисунок 4.2 – Блок-схема управления разъединителем

На рисунке 4.3 представлена упрощенная блок-схема управления линейным заземляющим ножом. Для включения/отключения линейного заземляющего ножа необходимо выполнение условий:

- ближайшие разъединители отключены;
- тележка выключателя выкачана.

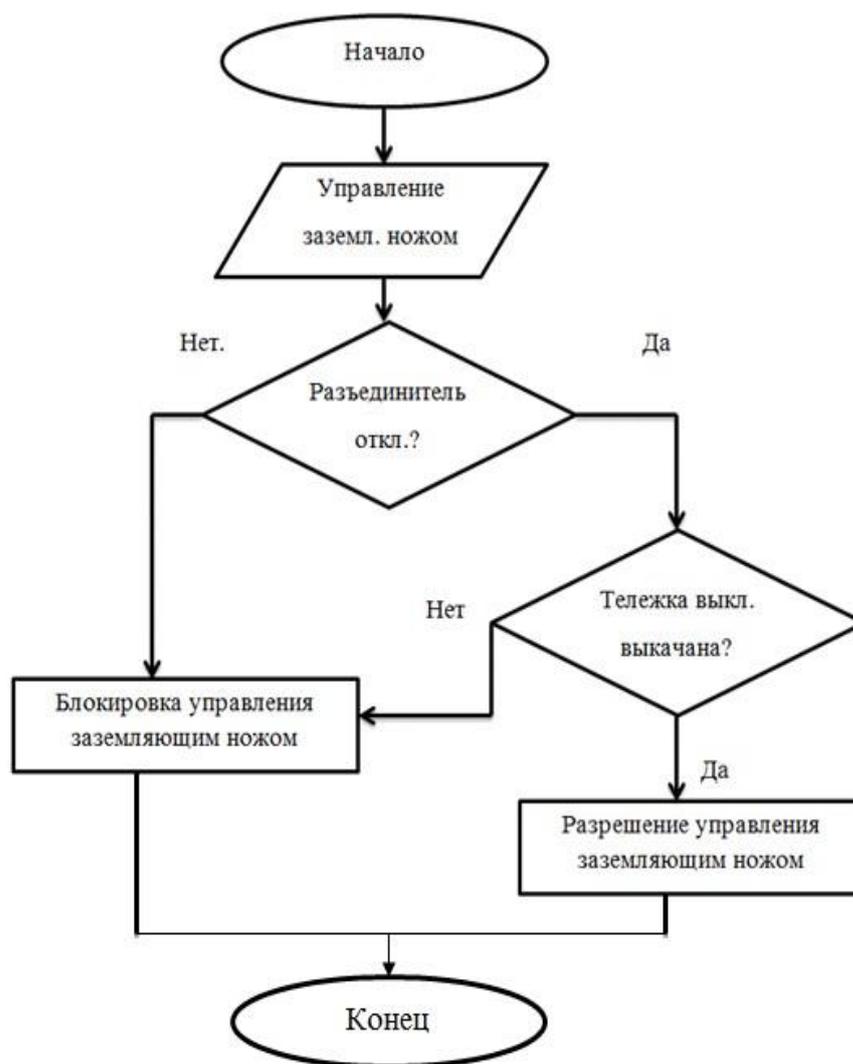


Рисунок 4.3 – Блок-схема управления линейным заземляющим ножом

Логика оперативной блокировки реализована в программе Microsoft Excel путем написания макросов. При написании макросов применены логические операции AND, OR, XOR, NOT.

#### 4.3 Блокировка управления, вывод и просмотр логических сигналов в диалоге управления.

По сигналам, характеризующим состояние КА и режима управления, в диалог управления формируется и выводится 4 обобщенных логических сигнала, разрешающих или запрещающих управление КА с АРМ ОП:

- режим управления;
- состояние;
- неисправность;
- операционная блокировка (кроме диалога управления выключателем).

Логический сигнал «режим управления» имеет 4 состояния Местное/Дистанционное/Неопределенное/Ошибка и характеризует режим управления с учетом состояния ключей управления:

- местное управление – от шкафа АСУ;
- дистанционное – с АРМ;
- неопределенное– нет данных;
- ошибка – данные от разных сигналов не совпадают.

При состоянии логического сигнала «режим управления»: Местное/Неопределенное/Ошибка – управление с АРМ блокируется (значение сигнала, блокирующего команду управления, выводится в диалоге управления красным цветом).

Дистанционное управление с АРМ разрешено (при разрешенном состоянии остальных логических сигналов).

В логику формирования обобщенного сигнала «режим управления» входит анализ следующих дискретных сигналов: положение ключа местное/дистанционное шкафа АСУ, положение ключа местное/дистанционное шкафа управления, положение ключа запрета управления шкафа АСУ и т.д.

Просмотреть состав и состояние сигналов, участвующих в формировании сигнала «режим управления», можно при нажатии на кнопку , которая находится в строке для вывода состояния сигнала.

Вид диалог «режим управления» представлен на рисунке 4.4.

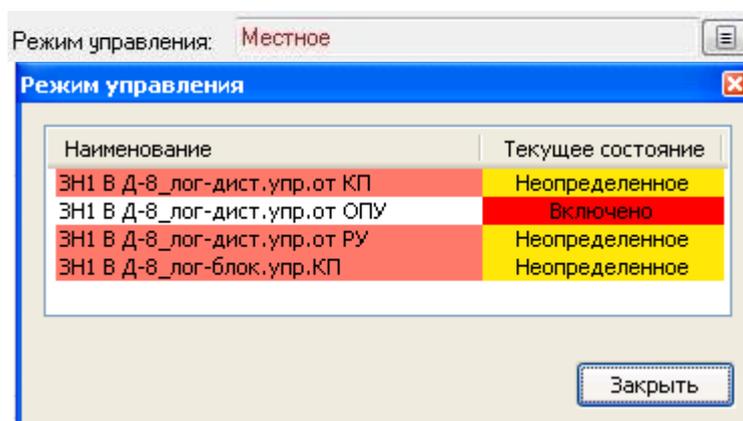


Рисунок 4.4 – Диалог «Режим управления»

Логический сигнал «состояние» имеет 4 состояния Включено/Отключено/Неопределенное/Ошибка и характеризует состояние коммутационного аппарата:

- включено - КА включен;
- отключено - КА отключен;
- неопределенное - нет данных;
- ошибка - данные от разных сигналов не совпадают.

При состоянии логического сигнала «состояние»:

Неопределенное/Ошибка-управление с АРМ блокируется (значение сигнала, блокирующего команду управления, выводится в диалоге управления красным цветом);

Включено/Отключено - управление с АРМ разрешено (при разрешенном состоянии остальных логических сигналов).

В логику формирования обобщенного сигнала «состояние» входит анализ следующих дискретных сигналов: положение КА нормально-замкнутые контакты, положение КА нормально-разомкнутые контакты, положение КА и т.д.

Просмотреть состав и состояние сигналов, участвующих в формировании сигнала «состояние», можно при нажатии на кнопку , которая находится в строке для вывода состояния сигнала.

Вид диалога «состояние» представлен на рисунке 4.5.

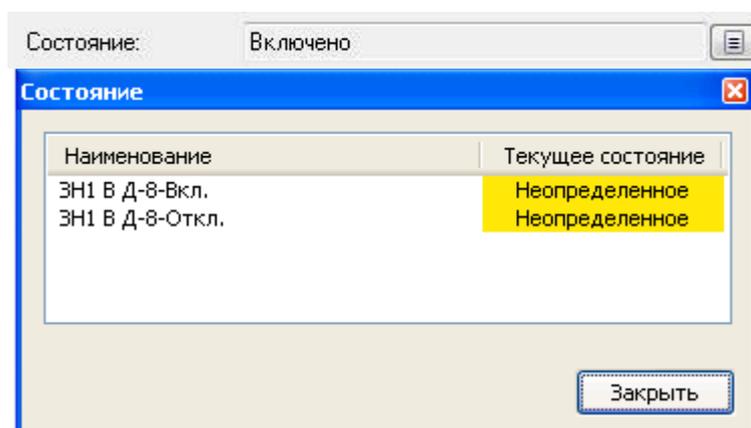


Рисунок 4.5 – Диалог «состояние»

Логический сигнал «неисправность» имеет 4 состояния Включено/Отключено/Неопределенное/Ошибка и характеризует состояние коммутационного аппарата:

- включено - КА неисправен;
- отключено - КА исправен;
- неопределенное - нет данных;
- ошибка - данные от разных сигналов не совпадают.

При состоянии логического сигнала «неисправность»:

- Включено/Неопределенное/Ошибка - управление с АРМ блокируется (значение сигнала, блокирующего команду управления, выводится в диалоге управления красным цветом);

- Отключено - управление с АРМ разрешено (при разрешенном состоянии остальных логических сигналов).

В логику формирования обобщенного сигнала «неисправность» входит анализ следующих

дискретных сигналов: состояние цепей сигнализации и т.д.

Просмотреть состав и состояние сигналов, участвующих в формировании сигнала «неисправность», можно при нажатии на кнопку, которая находится в строке для вывода состояния сигнала. Вид диалога «неисправность» представлен на рисунке 4.6.

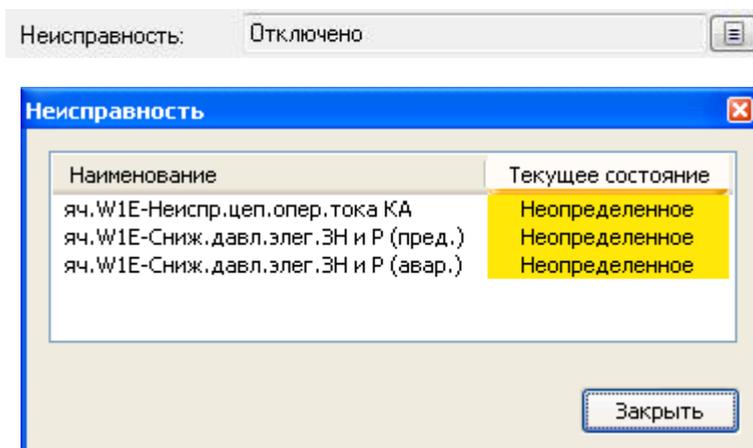


Рисунок 4.6 – Диалог «неисправность»

#### 4.4 Вывод в ремонт КА

В блоке "Управление" диалога "Управление коммутационным оборудованием" находится команда управления "Вывести в ремонт". Командой можно воспользоваться в любом режиме управления для вывода коммутационного оборудования в ремонт. Для выполнения команды необходимо нажать одноимённую кнопку. После подтверждения команды в появившемся диалоге, данный коммутационный аппарат (выключатель ВЭ КЛ 110 кВ) будет выведен в ремонт (признак «ремонт» будет присутствовать во всем сигналах, приходящих с данного коммутационного аппарата), а управление данным аппаратом - заблокировано.

Диалог вывод коммутационного аппарата в ремонт представлен на рисунке 4.7.

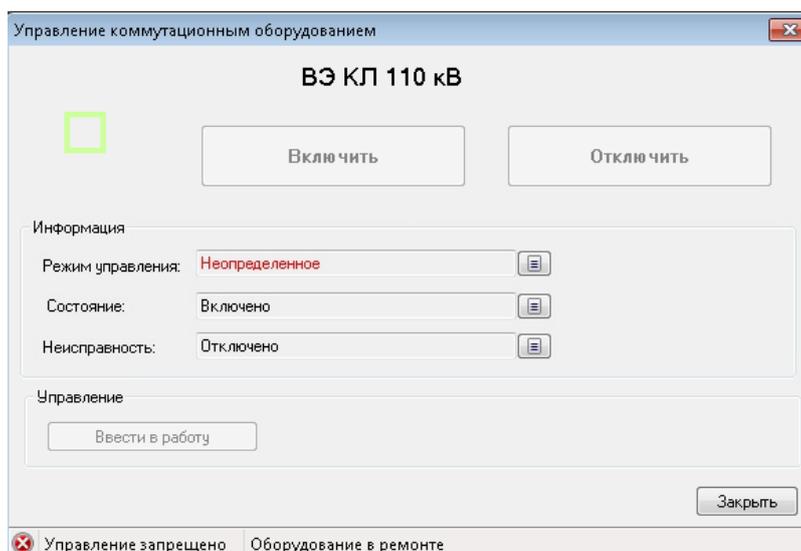


Рисунок 4.7 – Вывод в ремонт КА

КА, выведенный в ремонт, будет отображаться на мнемосхеме светло-зеленым цветом.

После выполнения любой команды управления диалог "Управление коммутационным оборудованием" необходимо закрыть, поскольку для выполнения следующей команды управления диалог открывается заново.

Для возвращения в работу выведенного в ремонт выключателя нужно повторно открыть диалог "Управление коммутационным оборудованием", а затем нажать кнопку "Ввести в работу".

#### 4.4 Управление выключателями.

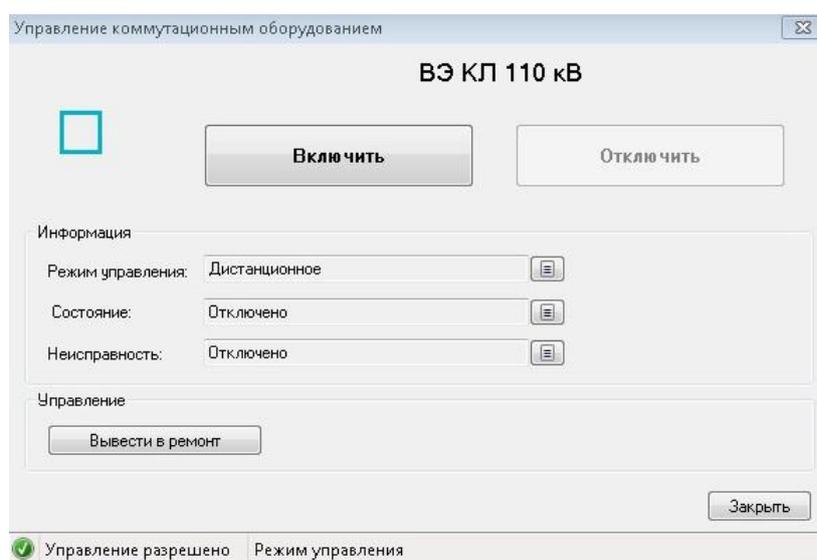


Рисунок 4.8 – Диалог управления выключателем

Вид диалога управления выключателями показан на рисунке 4.8.

В верхней части диалога выводится наименование выключателя, его мнемознак, показывающий состояние выключателя в данный момент, и две кнопки управления: "Включить" и "Отключить".

Кнопка "Отключить" активна, когда состояние выключателя - "Включено", кнопка "Включить" активна, когда состояние выключателя "Отключено":

Кнопки доступны для выполнения команд управления, если состояние логических сигналов (см.п.2) не блокирует управление данным коммутационным оборудованием.

Состояние готовности к выполнению команды управления отображается в статусной строке индикатором зелёного цвета и сообщением "Управление разрешено".

Если управление коммутационным аппаратом (выключателем) заблокировано, о чём также выводится сообщение в статусной строке, то для выяснения причины блокировки можно воспользоваться информацией, представленной в блоке "Информация". В этом блоке представлены параметры коммутационного аппарата:

- режим управления;
- состояние;
- неисправности, значения которых определяются соответствующими логическими сигналами.

Если команда управления разрешена, то значения всех параметров выводятся черным цветом. В противном случае, значение параметра, блокирующего команду управления, выводится красным цветом.[20]

#### 4.5 Управление разъединителями, заземляющими ножами

Управление заземляющими ножами и разъединителями выполняется аналогично управлению выключателем, но с учетом блокировок КА, реализованных в контроллерах присоединения АСУ ТП.

Дополнительно диалоги управления этими аппаратами содержат ещё блок "Блокировки", в котором реализован режим просмотра состояния ОБР. Вид диалога управления разъединителем представлен на рисунке 4.9.

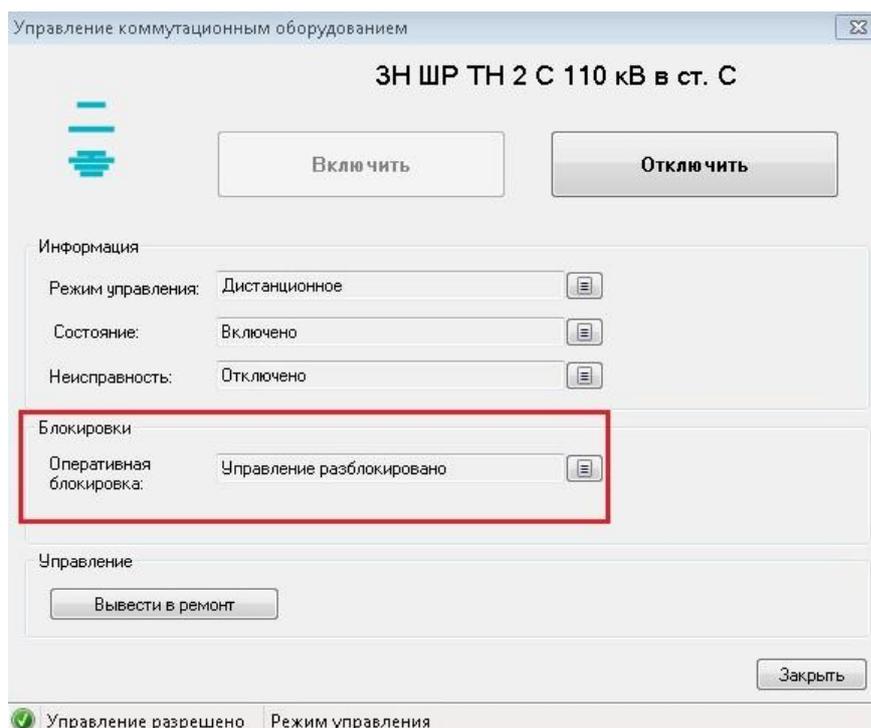


Рисунок 4.9 – Блок блокировки диалога управления

В блоке "Блокировки" представлен параметр "Оперативная блокировка". Значение этого параметра отображает текущее состояние блокировки управления данным КА (Управление заблокировано / Управление разблокировано).

Состояние блокировки определяется с помощью алгоритма блокировки, индивидуальной для каждого коммутационного аппарата и реализованной в контроллерах присоединения.

Для получения информации о причине того или иного текущего состояния блокировки нужно открыть диалог "Блокировка АСУ включения устройства" щелчком левой клавиши мыши по кнопке , расположенной справа от строки состояния блокировки.

Если управление разрешено, то становится активной одна из кнопок: "Включить" или "Отключить". Для выполнения команды управления нужно кликнуть мышью по активной кнопке и подтвердить команду в появившемся диалоге.

## Заключение

Целями данной бакалаврской работы являлись: создание автоматизированной системы управления технологическими процессами, реконструкция ОРУ ПС 500 кВ Азот, необходимая для повышения надежности электроснабжения.

Для этого в работе произведен: краткий анализ текущего состояния электрооборудования ОРУ ПС «Азот» 500 кВ; произведено описание действующей схемы ПС; осуществлено внедрение и выбор комплекса средств АСУ ТП; сформулировано назначение системы телемеханики; разработана схема управления коммутационными аппаратами, схема логики оперативной блокировки коммутационных аппаратов; реализована логика оперативной блокировки; разработана SCADA-система по управлению коммутационными аппаратами.

## Список использованных источников

1. Кокин, С.Е. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. – Екатеринбург: Изд-во Урал, 2015. – 100 с.
2. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. – М.: Изд. центр «Академия», 2013. – 448 с.
3. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции 35-500 кВ. РД 34.09.208, 23.04.1981.
4. Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 10-1150 кВ. РД 34.35.120-90, СПО ОРГРЭС, М., 1991.
5. Журавлев, В.В. Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия. - М: Издательство Эксмо, 2010. – 331 с.
6. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. – М., 1996. – 32 с.
7. Элегазовые выключатели. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energospes.ru/catalog/product/519> (дата обращения: 20.05.2016).
8. Разъединители на 500 кВ. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.elekom-ural.ru/catalog/item/47-razediniteli-na-500kv.html> (дата обращения: 22.05.2016).
9. Разъединители серии РГ на напряжение 110, 150 и 220 кВ. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.zaokurs.ru/catalog.php?ids=26> (дата обращения: 19.05.2016).
10. ГОСТ 12.2.049-80. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – М., 1982. – 21 с.
11. Егоров, Г.А. Управляющие вычислительные комплексы для промышленной автоматизации: Учебное пособие / Н.Л. Прохоров, Г.А. Егоров, В.Е. Красовский; Под ред. Н.Л. Прохоров, В.В. Сюзев. - М.: МГТУ им. Баумана, 2012. - 372 с.
12. ГОСТ 24.104-85. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. – М., 1987. – 11 с.
13. ГОСТ 34.601-90. Автоматизированные системы управления. Состав и содержание работ по стадиям создания. - М.: Издательство стандартов, 1992. – 6 с.
14. Многофункциональный контроллер SPRECON-E-C, Энергетик 09/2008. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rtsoft.ru/press/articles/detail.php?ID=1494> (дата обращения: 23.05.2016).
15. Анализатор качества электроэнергии РМ175. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.zaoplc.ru/products/satec/PM17x/pm175/> (дата обращения: 27.05.2016).
16. ГОСТ 15971-90. Системы обработки информации. - М.: Издательство стандартов, 1990. –

22 с.

17. Справочник энергетика. Учебник / В.И. Григорьев – М.: Колос, 2006. – 746 с.

18. ГОСТРМЭК60073-2000. Интерфейс человеко-машинный. - М.: Издательство стандартов,2000. – 29 с.

19.SIMATIC31 WinCC V. Основная документация.:Siemens, 2003. – 235 с.

20. ГОСТ МЭК 60073-2000. Интерфейс человеко-машинный. Маркировка и обозначение органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации. - М.: Издательство стандартов,2001. – 32 с.