

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) программы «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование собственных нужд и АСУ ТП подстанции 220 кВ
НПС-29 в Амурской области.

Исполнитель

студент группы 242-об1

подпись, дата

И. А. Лисогурский

Руководитель

профессор, канд. техн.
наук

подпись, дата

Ю. В. Мясоедов

Нормоконтроль

доцент, канд. тех. наук

подпись, дата

А. Н. Козлов

Благовещенск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 81 с., 21 рисунок, 12 таблиц, 8 источников, 1 приложение.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, СХЕМА СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК, АСУ ТП.

В данной работе выполнено обоснование проектирования подстанции 220 кВ НПС-29, строительство которой запланировано в связи с расширением трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Выбрана схема собственных нужд. Произведен расчёт токов короткого замыкания, приведен выбор количества и типов трансформаторов собственных нужд. Выбрано электрооборудование. Выбрана система оперативного тока. Спроектирована АСУ ТП.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	5
Введение	6
1 Характеристика района проектирования	8
2 Выбор схемы собственных нужд	10
2.1 Общие положения	10
2.2 Описание схемы питания собственных нужд	10
3 Выбор числа и мощности ТСН	12
4 Расчет токов короткого замыкания	15
5 Выбор электрооборудования СН	23
5.1 Выбор ЩСН 380/220 В	23
5.2 Выбор автоматических выключателей	24
5.3 Выбор предохранителей	27
5.4 Выбор трансформаторов тока	30
5.5 Выбор шин 0,4 кВ	33
5.6 Выбор изоляторов	36
5.7 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения	37
6 Дизельная электростанция	42
6.1 Назначение и принцип действия ДЭС	42
6.2 Выбор ДЭС	43
7 Система оперативного тока	49
8 АСУ ТП	59
8.1 Общие сведения	59
8.2 Нижний уровень	63
8.3 Средний уровень	66
8.4 Верхний уровень	68
9 Безопасность	73
9.1 Меры безопасности при работе в электроустановках до 1000 В	73

9.2 Правила по технике безопасности при работе с дизельными генераторами	75
Заключение	79
Библиографический список	80
Приложение А. Расчёт в программе Mathcad 15.0	81

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

СН – собственные нужды

КЗ – короткое замыкание

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный

ТТ – трансформатор тока

ТСН – трансформатор собственных нужд

ЩСН – щит собственных нужд

ДЭС – дизельная электростанция

ШУОТ – шкаф управления оперативным током

БАВР – быстродействующий автоматический ввод резерва

АСУ ТП – автоматизация систем управления технологическим процессом

ПЛК – программируемый логический контроллер

НПС – нефтеперекачивающая станция

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан была построена в соответствии с распоряжением правительства РФ от 31 декабря 2004 года. Цель проекта – обеспечение транспортировки нефти месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока на российские нефтеперерабатывающие заводы и на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона через порт Козьмино. Первая очередь ВСТО была введена в декабре 2009 года. Вторая очередь ВСТО сдана в эксплуатацию 25 декабря 2012 года.

К 2020 году ОАО «АК «Транснефть» планирует увеличить мощность ВСТО-1 до 80 млн тонн в год, а ВСТО-2 – до 50 млн тонн в год. Первым этапом станет строительство нефтеперекачивающей станции (НПС) №29.

Строительство и ввод в эксплуатацию НПС №29 позволит увеличить пропускную способность ВСТО-2 с 30 миллионов тонн нефти в год до 36,7 миллионов тонн нефти в год. Запланированная мощность в 50 миллионов тонн в год будет достигнута после завершения строительства НПС № 23, 26 и 32 и ввода их в эксплуатацию.

Расширение трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» играет большую роль в развитии региона и в частности в развитии компании ОАО «Транснефть». Строительство такого объекта, как НПС-29, требует реализации масштабных инвестиционных программ. Следствием их реализации является привлечение в регион определённого капитала, появление новых рабочих мест, увеличение экономической значимости региона.

Повышение мощности трубопровода позволяет увеличить объем продаж нефти в страны тихоокеанского региона, сильнее укрепиться на тихоокеанском нефтяном рынке. Высокий объем продаж способствует большему денежному потоку в регион и в страну в целом.

Функционирование НПС-29 будет невозможно без снабжения электрической энергией оборудования, расположенного на ней.

Собственные нужды подстанции обеспечивают работу подстанции, осуществляя электроснабжение внутренних потребителей ПС оперативным постоянным и переменным током. Авария в системах собственных нужд приводит к погашению подстанции в целом, а также к серьезным проблемам при последующем вводе ее в работу. Поэтому проектирование собственных нужд подстанции 220 кВ является одним из важных и актуальных составляющих проектирования НПС №29.

Строительство НПС-29 планируется в районе посёлка Архара Амурской области. Станция будет встроена в участок трубопроводной системы между действующими НПС-27 и НПС-30.

Целью данной работы является проектирование собственных нужд подстанции при НПС № 29 в Амурской области, а также проектирование АСУ ТП нефтеперекачивающей станции.

Задачи проекта:

- 1) Провести расчет нагрузок собственных нужд.
- 2) Разработать электрическую схему собственных нужд подстанции НПС-29, удовлетворяющую требованиям надёжности, выбрать ТСН.
- 3) Рассчитать токи короткого замыкания, выбрать оборудование.
- 4) Выбрать систему оперативного тока.
- 5) Выбрать ДЭС.
- 6) Рассмотреть безопасность проекта.
- 7) Спроектировать АСУ ТП.

При выполнении работы использовались такие средства программного обеспечения как: пакет Microsoft Office 2007 (в том числе Microsoft Visio 2007), Mathcad 15.0.

1 ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Строительство промежуточной нефтеперекачивающей станции (НПС) № 29 планируется в 35 км от поселка городского типа Архара в Архаринском районе Амурской области.

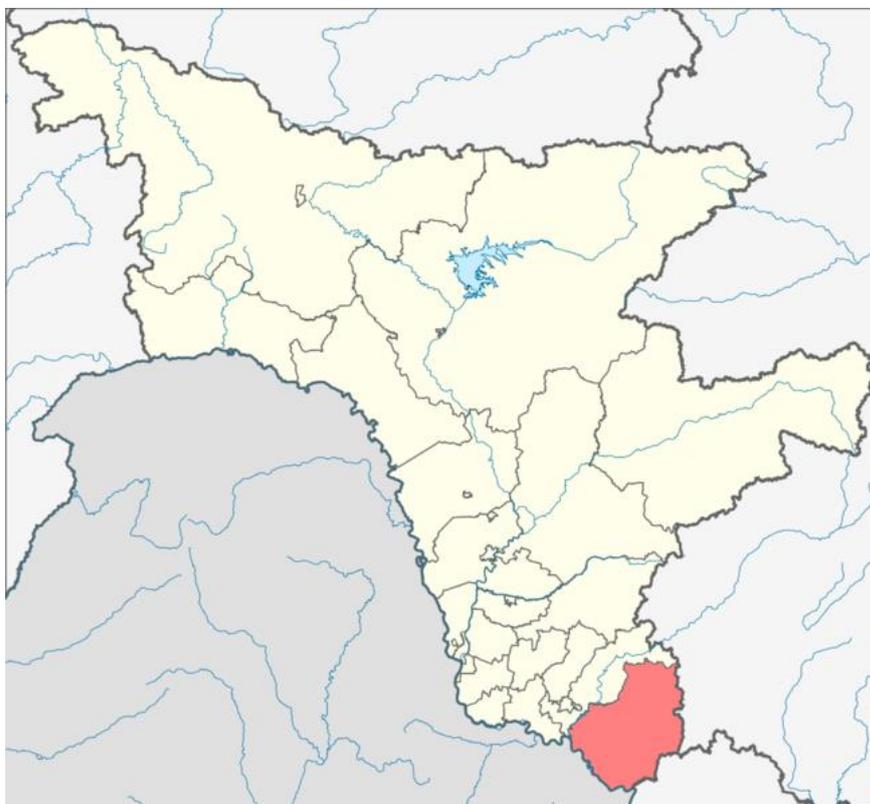


Рисунок 1 – Архаринский район на карте Амурской области

Архаринский район занимает крайний юго-восток Амурской области, в бассейне реки Архары. Площадь района — 14,6 тысяч км². Граничит с Бурейским районом Амурской области, с Верхнебуреинским районом Хабаровского края, с Облученским районом Еврейской автономной областью, а также на юго-западе и юге — государственная граница с КНР.

Климат Архаринского района умеренно - влажный. Он характеризуется малоснежной, холодной, ветреной зимой и теплым дождливым летом. Самый холодный месяц – январь, а самый жаркий – июль. Осадков в зимнее время выпадает мало. Средняя высота снежного покрова на юге составляет 20 см, на севере – 33 см. Летом теплые южные материковые ветры приносят большое количество осадков. За три месяца (июнь – август) их выпадает до 60% годовой суммы. Годовое количество осадков по данным метеостанции Архара – 685 мм.

Нормативная глубина промерзания грунта под оголенной поверхностью – 3,01 м. На территории Архаринского района нет вечномёрзлого грунта. Сейсмичность района – 6 баллов. Район по ветру – II.

Средняя скорость ветра – 29 м/с. Район по гололеду – IV. Число грозových часов от 40 до 60 в год.

Рельеф Архаринского района формируют отроги Буреинского хребта и часть Зейско-Буреинской равнины, которая представлена Архаринской низменностью.

На территории Архаринского района распространены буротаежные, лугово-болотные, лугово-черноземовидные, буро-лесные и болотные типы почв.

Район основан в 1925 году.

2 ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

2.1 Общие положения

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования [1].

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [1].

Приемниками энергии системы СН подстанций являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов и синхронных компенсаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и приборами; электродвигатели компрессоров, снабжающих воздухом воздушные выключатели и пневматические приводы; электрическое отопление и освещение; система пожаротушения.

Для электроснабжения потребителей системы СН подстанций предусматривают трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. Они могут быть присоединены к сборным шинам РУ 6—10 кВ. Однако такая схема обладает недостатком, который заключается в нарушении электроснабжения системы СН при повреждениях в РУ. Поэтому трансформаторы СН предпочитают присоединять к выводам низшего напряжения главных трансформаторов — на участках между трансформатором и выключателем [2].

2.2 Описание схемы питания собственных нужд

Для обеспечения питания собственных нужд подстанции напряжением 110 и 220 кВ с числом присоединений на стороне ВН не более 4 принимается одинарная, секционированная выключателем система сборных шин. Трансформаторы СН 10(6)/0,4 кВ присоединяются к каждой секции 0,4 кВ через автоматические выключатели. На секционном выключателе 0,4 кВ должно быть предусмотрено АВР. Отходящие линии 0,4 кВ защищаются предохранителями или автоматическими выключателями. [3].

Схема питания собственных нужд НПС №29 приведена на рисунке 2. Данная схема является простой, экономичной, обладает достаточно высокой надежностью. Секционный выключатель в нормальном режиме отключен для снижения токов короткого замыкания.

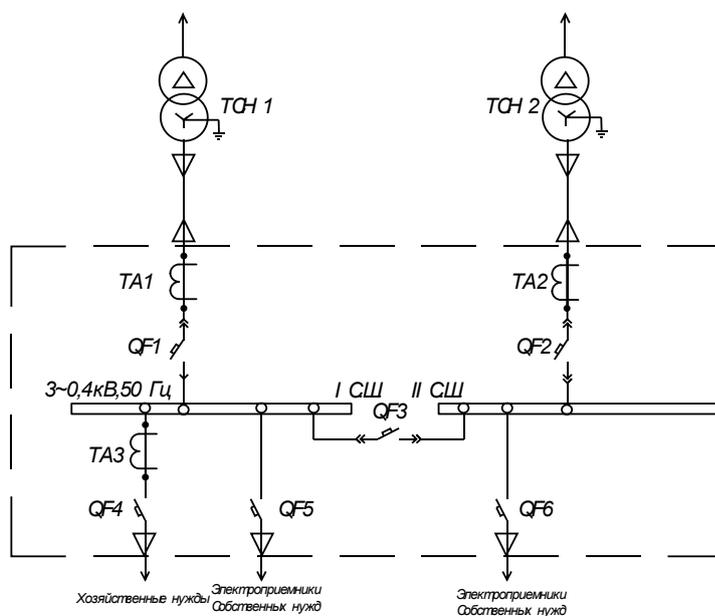


Рисунок 2 – Схема питания собственных нужд НПС №29

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ СН

Мощность трансформаторов с.н. выбирается по нагрузкам с.н. с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузки в период ремонтных работ на подстанции [1].

Состав потребителей собственных нужд электрических подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Ниже приведена таблица с основными нагрузками собственных нужд подстанции НПС №29.

Таблица 1 – Основные нагрузки с.н. подстанции НПС №29

Вид потребителя	Установленная мощность	
	Единицы, кВт*количество	Всего, кВт
1	2	3
Питание выпрямительного устройства	4*2,5	10
Питание насоса маслоб- ника	1*1	1
Силовая сборка обогрева ОПУ	1*30	30
Щиток рабочего освещения ОПУ	1*6	6
Обогрев шкафов зажимов и клеммных шкафов выключателей, ТТ и ТН, Т1 и Т2	1*3,6	3,6

1	2	3
Питание шкафа учета	1*1,3	1,3
Питание телекоммуникационного шкафа	2*0,6	1,2
Питание цепей обдувки трансформаторов	2*2,6	5,2
Силовая сборка ШР2 питания приводов выключателей 220 кВ	2*10,2	20,4
Питание цепей регулирования напряжения трансформаторов	2*0,375	0,75
Силовые сборки ШР 1 и ШР 3 питания приводов разъедин. Обогрев разъединителей и приводов выключателей	2*6,84	13,68
Наружное освещение ОРУ 220 кВ	1*3	3
Источник бесперебойного питания 220 В АС	1*5	5
Насосная пожаротушения	2*30	60
Итого		164,13

Найдем значение реактивной мощности:

$$Q_{уст} = P'_{уст} \cdot tg(\varphi), \quad (1)$$

$$Q_{уст} = 66,2 \cdot 0,62 = 41,044 \text{ квар.}$$

Определим расчетную нагрузку[1]:

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}, \quad (2)$$

где k_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. Примем $k_c = 0,8$.

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \sqrt{164,13^2 + 41,044^2} = 135,35 \text{ кВА.}$$

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по условию:

$$S_m \geq S_{\text{расч}}, \quad (3)$$

Выбираем трансформатор марки ТМГ-160/10-УХЛ1.

Таблица 2 – Параметры ТМГ-160/10-УХЛ1

Мощность, кВА	Высота, мм	Ширина, мм	Длина, мм	Потери XX, Вт	Потери КЗ, Вт	Uк, %	Масса масла, кг	Масса полная, кг
160	1300	610	1080	460	2900	4,5	220	950

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчетный вид КЗ – трехфазное короткое замыкание, значение которого используется при проверке электрических аппаратов на электродинамическую стойкость, а также при проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость.

Составим расчетную схему замещения, на которой покажем расчетные точки КЗ.

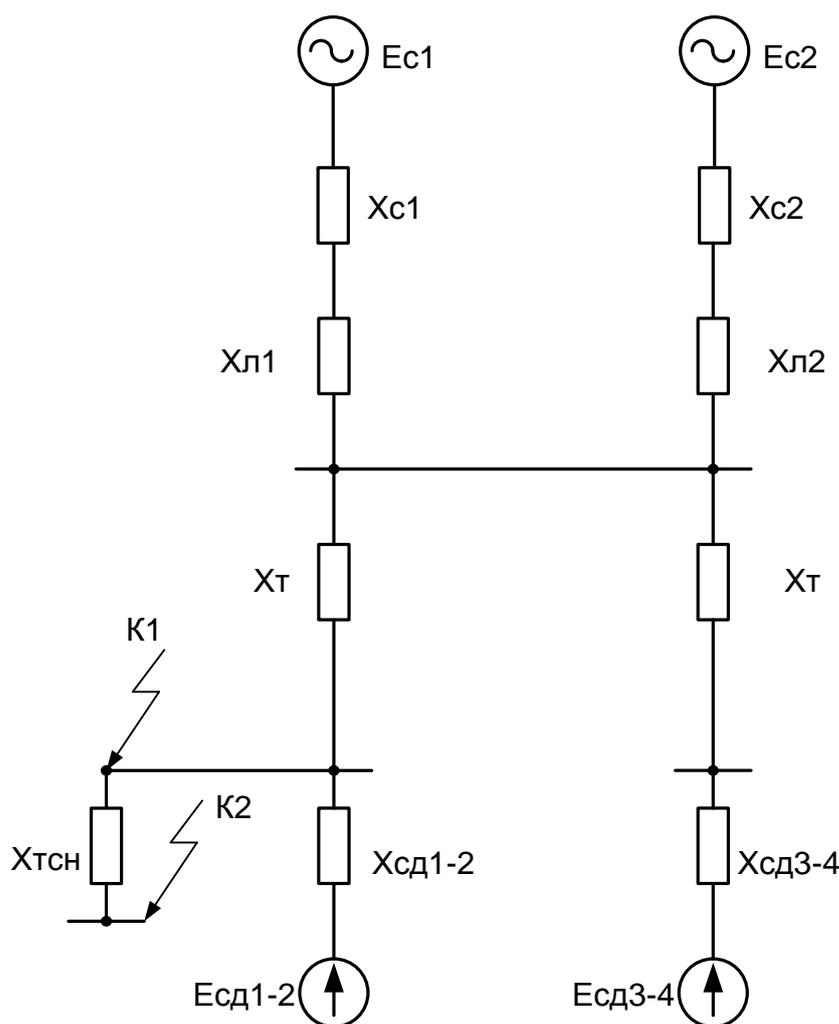


Рисунок 3 – Расчетная схема замещения

Расчет будем проводить в относительных единицах. Т.к. суммарная мощность потребителей собственных нужд относительно мала (135,35 кВА), подпитку со стороны собственных нужд при расчете токов короткого замыкания учитывать не будем. Ожидаемая мощность систем:

$$S_{сис1} = 2900 \text{ МВА}, S_{сис2} = 2500 \text{ МВА}.$$

Принимаем базисную мощность:

$$S_{\bar{o}} = 1000 \text{ МВА.}$$

В качестве базисного напряжения принимаем среднее эксплуатационное напряжение той ступени, на которой предполагается короткое замыкание (10,5; 0,4 кВ).

Находим значения базисного тока по формуле [5]:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} \quad , \quad (4)$$

$$I_{\bar{o}1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА,}$$

$$I_{\bar{o}2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443 \text{ кА.}$$

Далее находим сопротивления элементов схемы замещения.

Сопротивление силовых трансформаторов, о.е. [5]:

$$X_{*t} = \frac{U_{к.тр. \%} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном.тр}} \quad , \quad (5)$$

где $U_{к.тр. \%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{ном.тр}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$X_{*t} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2.$$

Сопротивление трансформаторов с.н., о.е. [5]:

$$X_{*тсн} = \frac{U_{к.тсн. \%} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном.тсн}} \quad , \quad (6)$$

$$X_{*тсн} = \frac{4,5 \cdot 1000}{100 \cdot 0,16} = 281,25.$$

Приведение сопротивлений СД к базисным условиям, о.е. [5]:

$$X_{*сд} = X_{сд} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{сд}} \quad , \quad (7)$$

где X_{CD} - сопротивление синхронного двигателя.

$$X_{*CD1} = 0,2 \cdot \frac{1000}{17,654} = 11,329.$$

$$X_{*CD1} = X_{*CD2}$$

Сопротивление линии, о.е. [5]:

$$X_{*л} = \frac{X_{yd} \cdot l_{лин} \cdot S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}, \quad (8)$$

где X_{yd} - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l_{лин}$ - длина линии, км;

U_{cp} - среднее напряжение в месте установки элемента, кВ.

$$X_{*л1} = \frac{0,4 \cdot 34 \cdot 1000}{230^2} = 0,257,$$

$$X_{*л2} = \frac{0,4 \cdot 112 \cdot 1000}{230^2} = 0,847.$$

Сопротивление системы, о.е. [5]:

$$X_{*c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{сис}}, \quad (9)$$

где $S_{сис}$ - мощность системы.

$$X_{*c1} = \frac{1000}{2900} = 0,345,$$

$$X_{*c2} = \frac{1000}{2500} = 0,4.$$

Произведем преобразование схемы замещения для точки К1.

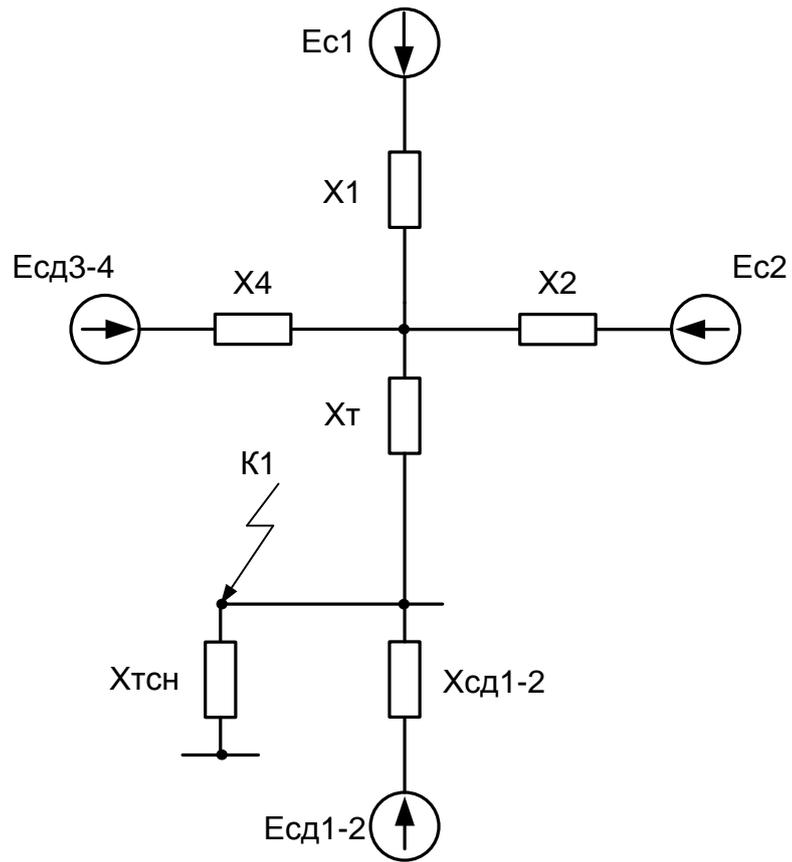


Рисунок 4 – Преобразование 1

$$X_{*1} = X_{*c1} + X_{*л1}, \quad (10)$$

$$X_{*1} = 0,345 + 0,257 = 0,602 \text{ о.е.}$$

$$X_{*2} = X_{*c2} + X_{*л2}, \quad (11)$$

$$X_{*2} = 0,4 + 0,847 = 1,247 \text{ о.е.}$$

$$X_{*4} = X_{*т} + X_{*сд34}, \quad (12)$$

$$X_{*4} = 4,2 + 11,329 \text{ о.е.}$$

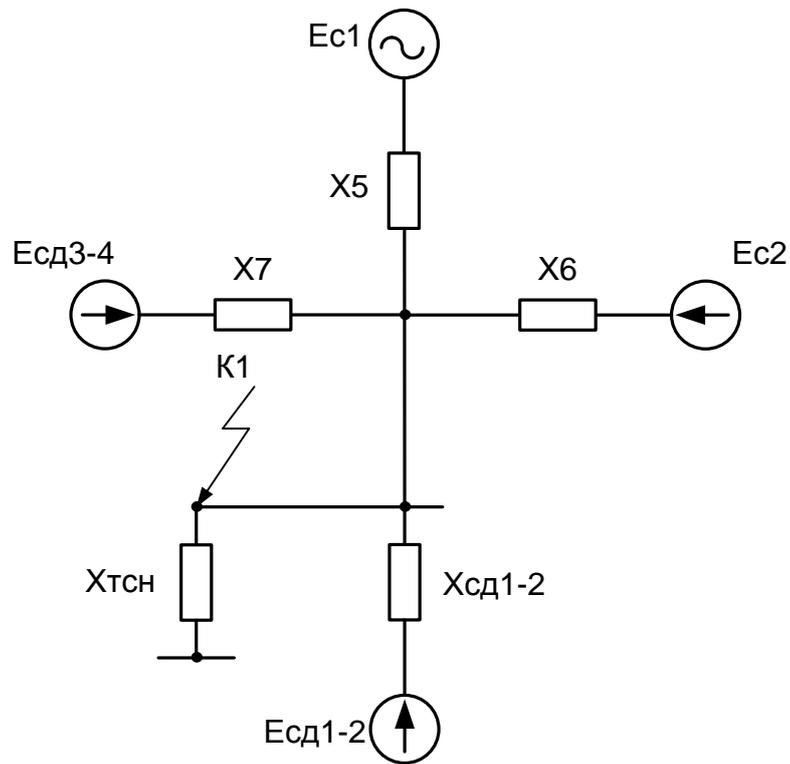


Рисунок 5 – Преобразование 2

Далее произведем преобразование из 4-х лучевой звезды в 3-х лучевую.

$$X_{*3} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n Y_i} = \frac{1}{Y_1 + Y_2 + Y_4}, \quad (13)$$

$$X_{*3} = \frac{1}{\frac{1}{0,602} + \frac{1}{1,247} + \frac{1}{15,529}} = 0,396 \text{ o.e.}$$

$$C_i = \frac{X_{*3}}{X_i}, \quad (14)$$

$$C_1 = \frac{0,396}{0,602} = 0,657,$$

$$C_2 = \frac{0,396}{1,247} = 0,317,$$

$$C_4 = \frac{0,396}{15,529} = 0,025.$$

$$X_{PE3} = X_{\mathcal{E}} + X_m, \quad (15)$$

$$X_{PE3} = 0,396 + 4,2 = 4,596 \text{ o.e.}$$

$$X_{PE3_i} = \frac{X_{PE3}}{C_i}, \quad (16)$$

$$X_{*5} = \frac{4,596}{0,657} = 6,992 \text{ o.e.},$$

$$X_{*6} = \frac{4,596}{0,317} = 14,484 \text{ o.e.},$$

$$X_{*7} = \frac{4,596}{0,025} = 180,39 \text{ o.e.}$$

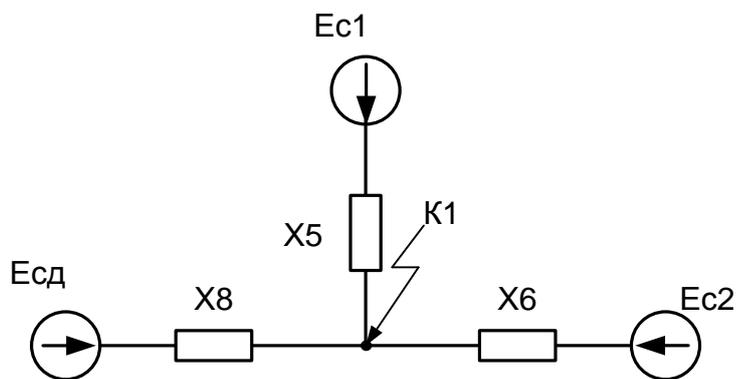


Рисунок 6 – Преобразование 3

$$X_{*8} = \frac{X_{*7} \cdot X_{*сд12}}{X_{*7} + X_{*сд12}}, \quad (17)$$

$$X_{*8} = \frac{180,39 \cdot 11,329}{180,39 + 11,329} = 10,659 \text{ o.e.}$$

$$E_{*сд} = \frac{E_{*сд12} \cdot X_{*7} + E_{*сд34} \cdot X_{*сд12}}{X_{*7} + X_{*сд12}}, \quad (18)$$

$$E_{*сд} = \frac{1,1 \cdot 180,39 + 1,1 \cdot 11,329}{180,39 + 11,329} = 1,1 \text{ o.e.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ [5]:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{E_{*ЭКВ}}{X_{*ЭКВ}} \cdot I_{\delta} , \quad (19)$$

где I_{δ} - базисный ток той ступени напряжения сети, на которой находится расчетная точка КЗ.

$$I_{ПО.с1}^{(3)} = \frac{1}{6,992} \cdot 54,986 = 7,864 \text{ кА},$$

$$I_{ПО.с2}^{(3)} = \frac{1}{14,484} \cdot 54,986 = 3,796 \text{ кА},$$

$$I_{ПО.сд}^{(3)} = \frac{1,1}{10,659} \cdot 54,986 = 5,674 \text{ кА}.$$

Значение периодической составляющей тока в точке К1:

$$I_{ПО.К1}^{(3)} = 7,864 + 3,796 + 5,674 = 17,334 \text{ кА}.$$

Ударный ток определяется по формуле [5]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot K_{y\delta} , \quad (20)$$

где $K_{y\delta}$ - ударный коэффициент.

$$i_{y\delta.с1} = \sqrt{2} \cdot 7,864 \cdot 1,8 = 20,026 \text{ кА} ,$$

$$i_{y\delta.с2} = \sqrt{2} \cdot 3,796 \cdot 1,8 = 9,667 \text{ кА} ,$$

$$i_{y\delta.сд} = \sqrt{2} \cdot 5,674 \cdot 1,779 = 14,274 \text{ кА} .$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_{y\delta.К1} = 20,026 + 9,667 + 14,274 = 54,327 \text{ кА} .$$

Апериодическая составляющая тока находится по формуле [5]:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} . \quad (21)$$

Апериодическая составляющая тока в точке К1:

$$i_{a0.К1} = \sqrt{2} \cdot 17,334 = 24,514 \text{ кА}.$$

Расчет для точки К2 ведется аналогичным образом. Подробный расчет приведен в приложении А.

Результаты расчета сведем в таблицу 3.

Таблица 3 –Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I_{ПО}^{(3)}, \text{кА}$	$i_{y0}, \text{кА}$	$i_{a0}, \text{кА}$
1	17,334	54,327	24,514
2	5,229	16,387	7,395

Максимальный рабочий ток находится по формуле [6]:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (22)$$

Максимальный рабочий ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,238 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток на стороне 0,38 кВ:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 243 \text{ А.}$$

5 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С.Н.

5.1 Выбор ЩСН 380/220 В

Щит собственных нужд (ЩСН) предназначен для питания оборудования электроэнергией в системах собственных нужд (освещение, обогрев, приводы выключателей, маслонасосы и др.) переменным током напряжением 0,4 кВ подстанций и электростанций. ЩСН запитывается от ТСН на напряжении 380/220 В. Он выполняется по схеме одиночной системы сборных шин, секционированной автоматическим выключателем (автоматом). Щит устанавливается в закрытом помещении общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

Выберем ЩСН серии ШНЭ8350 фирмы «Экра».

ООО НПП «ЭКРА» – научно-производственное предприятие «полного цикла», созданное в 1991 году российскими специалистами-релейщиками в г. Чебоксары и функционирующее без участия иностранного капитала. Предприятие специализируется на разработке и поставках наукоемких устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на новейшей микропроцессорной элементной базе для объектов электроэнергетики, нефтегазового комплекса и других отраслей промышленности. Все выпускаемые предприятием комплектные устройства релейной защиты и автоматики адаптированы к применению в составе АСУ ТП. Выпускаемые предприятием устройства аттестованы для применения на энергообъектах ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро», ОАО «Концерн «Росэнергоатом», ОАО «Газпром», АК «Транснефть».

В щите реализуется система автоматического ввода резерва (АВР). При нарушении питания ТСН одной из секций (снижении или превышении установленного уровня напряжения, обрыве одной или нескольких фаз, обрыве нейтрального проводника) автоматика ЩСН осуществляет автоматический ввод резервного питания (АВР) по схеме явного или неявного резервирования.



Рисунок 7 - Щиты собственных нужд 0,4 кВ серии ШНЭ8350

5.2 Выбор автоматических выключателей

Автоматический выключатель (автомат) – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах [1].

Автоматические выключатели предназначены для многократной защиты электрических установок от перегрузок и коротких замыканий. Главным отличием от плавкого предохранителя является возможность многократного использования. Благодаря простоте, удобству, безопасности обслуживания и надежности защиты от токов короткого замыкания эти аппараты широко применяются в электрических установках малой и большой мощности.

Для собственных нужд будут выбраны автоматические выключатели производства «КЭАЗ».

Курский электроаппаратный завод (КЭАЗ) — один из крупнейших российских производителей электротехнических изделий. Предприятие является поставщиком решения в области управления электроэнергией, защиты от негативного воздействия электрического тока и измерения и учета активности энер-

гии для многих других крупных компаний, строительно-монтажных организаций, атомных электростанций, метрополитенов. Основан в 1945 году.

Для защиты трансформаторов с.н. выбираем силовой автоматический выключатель ВА51-35М3-340010-400А-4000-690АС-УХЛ3-КЭАЗ.



Рисунок 8 - Автоматический выключатель ВА51-35М3-340010-400А-4000-690АС-УХЛ3-КЭАЗ

Проверим выбранный выключатель по основным параметрам.

По напряжению установки[1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (23)$$

$$0,38 \leq 0,69 \text{ кВ.}$$

По длительному току[1]:

$$I_{р.ном} \leq I_{ном} , \quad (24)$$

$$243 \leq 400 \text{ А.}$$

По отключающей способности[1]:

$$I_{откл,ном} \geq I_{ПО}^{(3)} , \quad (25)$$

$$10 \geq 5,229 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ[1]:

$$B_k = I_{ПО}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) , \quad (26)$$

где $t_{отк}$ – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов ($t_{отк} = \tau$).

$$B_{\kappa} = 5,229^2 \cdot 0,06 = 1,641 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (27)$$

где $I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$$1,641 \leq 10^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$1,641 \leq 300 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Результаты выбора сведем в таблицы для каждого выключателя.

Таблица 4 – Параметры выключателя ВА51-35М3-340010-400А-4000-690АС-УХЛЗ-КЭАЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 0,69 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 0,38 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 243 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 10 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 5,229 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл, ном}$
$i_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 16,387 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 1,641 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбираем секционный выключатель марки ВА51-35М2-340010-250А-3000-690АС-УХЛЗ-КЭАЗ.



Рисунок 9 - Автоматический выключатель ВА51-35М2-340010-250А-3000-690АС-УХЛЗ-КЭАЗ

Таблица 5 – Параметры выключателя ВА51-35М2-340010-250А-3000-690АС-УХЛЗ-КЭАЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 0,69 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 0,38 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 243 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 10 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 5,229 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$i_{вкл} = 25 \text{ кА}$	$i_{уд} = 16,387 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 1,641 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

5.3 Выбор предохранителей

Предохранитель – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение [1].

В большинстве предохранителей отключение цепи происходит за счет расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим через нее током защищаемой цепи. После отключения цепи необходимо заменить перего-

ревшую вставку на исправную. Эта операция производится вручную или автоматически заменой всего предохранителя.

Предохранители характеризуются номинальным током плавкой вставки, т.е. током, на который рассчитана плавкая вставка для длительной работы. В один и тот же корпус предохранителя могут быть вставлены плавкие элементы на различные номинальные токи, поэтому сам предохранитель характеризуется номинальным током предохранителя (основания), который равен наибольшему из номинальных токов плавких вставок, предназначенных для данной конструкции предохранителя [1].

Понижающие трансформаторы 10/0,4 кВ мощностью до 630 кВА включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями. С помощью плавких предохранителей можно выполнить более дешевую и простую в обслуживании защиту от КЗ, чем с выключателями, трансформаторами тока и релейной аппаратурой.

По способу гашения электрической дуги, возникающей при расплавлении плавкой вставки, предохранители делятся на три группы: 1. Предохранители для сетей до 1000 В с естественной деионизацией дуги, не имеющие специальных устройств для гашения дуги; в настоящее время они не применяются из-за малой отключающей способности и больших размеров; 2. Предохранители с наполнителем (кварцевым песком), где электрическая дуга гасится в канале малого диаметра, который образуется после испарения металла плавкой вставки, между крупинками (гранулами) кварцевого песка; эти предохранители называются кварцевыми; 3. Предохранители с трубками из газогенерирующего материала, из которого при высокой температуре горения электрической дуги обильно выделяются газы, при этом возникает высокое давление (в предохранителях типа ПР напряжением до 1000 В) или продольное дутье (в предохранителях выхлопных типа ПВ, прежнее название —стреляющие типа ПСН), что обеспечивает быстрое гашение электрической дуги.

Кварцевые предохранители типа ПК широко применяются для защиты трансформаторов мощностью до 630 кВ-А как со стороны высшего напряжения

10 кВ, так и со стороны низшего напряжения 0,4 кВ. Кварцевые предохранители имеют ряд достоинств: они выпускаются как для внутренней, так и для наружной установки, их плавкие вставки надежно защищены от воздействия внешней среды слоем кварцевого песка и закрыты фарфоровым или стеклянным патроном, поэтому они могут находиться в работе в течение нескольких лет. Гашение дуги в таких предохранителях происходит настолько быстро, что ток КЗ не успевает достичь своего максимального значения, поэтому кварцевые предохранители называют токоограничивающими и это их полезное свойство позволяет выбирать аппаратуру более легкую и дешевую.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты[6].

Выбираем плавкие предохранители 10 кВ для защиты трансформаторов собственных нужд марки ПКТ-101-10-10А-20-У3 производства «КЭАЗ».



Рисунок 10 – Плавкий предохранитель ПКТ-101-10-10А-20-У3

Проверим выбранную плавкую вставку по основным параметрам.

По напряжению установки[6]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (28)$$

$$10 \leq 10 \text{ кВ.}$$

По току предохранителя[6]:

$$I_{p.ном} \leq I_{ном} , \quad (29)$$

$$9,238 \leq 10 A.$$

По номинальному току плавкой вставки[6]:

$$I_{откл,ном} \geq I_{ПО}^{(3)} , \quad (30)$$

$$20 \geq 17,334 \text{ кА}.$$

Результаты выбора плавкой вставки сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Параметры плавкой вставки марки ПКТ-101-10-10А-20-У3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 10 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 9,238 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 17,334 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$

5.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения[1].

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5 [6].

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки[1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (31)$$

По току[1]:

$$I_{ном} \leq I_{1ном} , \quad (32)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

По электродинамической стойкости[1]:

$$i_{y\partial} \leq k_{\text{э\partial}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}, \quad (33)$$

$$i_{y\partial} \leq i_{\text{дин}},$$

где $k_{\text{э\partial}}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

По термической стойкости[1]:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (34)$$

где k_{τ} – кратность термической стойкости по каталогу

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (35)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2\text{доп}} \approx r_{2\text{доп}}$

$$r_{2\text{доп}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (36)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов[1].

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (37)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 7 – Измерительные приборы и приборы учета в ЩСН 0,4 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность приборами в фазах, ВА		
		А	В	С
Ваттметр	Д 335	0,5	0	00,5
Амперметр	Э 350	0	0,5	0
Варметр	Д 335	0,5	0	0,5
Счетчик реакт. энергии	Альфа	0,12	0	0,12
Счетчик актив. энергии	Альфа	0,12	0	0,12
Итого		1,24	0,5	1,24

Из таблицы 7 видно, что наиболее загружены ТТ фаз А и С. Выберем марку трансформатора тока Т-0,66-1000/5-0,5-5ВА.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,24}{5^2} = 0,05 \text{ Ом} .$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 0,2 - 0,05 - 0,1 = 0,05 \text{ Ом} .$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения[6]:

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (38)$$

Для 0,4 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 5 м, $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{5}{54 \cdot 0,05} = 1,852 \text{ мм}^2 .$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 2,5 мм².

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{5}{54 \cdot 2,5} = 0,037 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 0,037 + 0,05 + 0,1 = 0,187 \text{ Ом.}$$

Таблица 8 – Каталожные и расчетные данные Т-0,66-1000/5-0,5-5ВА

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 6,6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_p = 243 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 0,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,187 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{\text{дин}} = 60 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 16,387 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 12^2 \cdot 3 = 432 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

5.5 Выбор шин 0,4 кВ

Принимаем однополосные медные шины прямоугольного сечения $32 \times 8 \text{ мм}^2$, марки МГТ.

Проверяем шины по условию нагрева[6]:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{доп}} \quad , \quad (39)$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения.

$$243 \leq 630 \text{ А.}$$

Далее проведем проверку шин по термической стойкости.

Минимально допускаемое сечение шин по условию термической устойчивости определяются выражением[6]:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad , \quad (40)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{25,7 \cdot 10^3}}{165} = 1 \text{ мм}^2.$$

При сопоставлении значений должно быть выполнено соотношение[6]:

$$q_{\min} \leq q, \quad (41)$$

$$1 \leq 256 \text{ мм}^2.$$

Определение частоты собственных колебаний для медных шин определяется по формуле[6]:

$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (42)$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴;

q - поперечное сечение шины, см².

Момент инерции определяем по формуле[6]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (43)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 3,2^3}{12} = 2,185 \text{ см}^4.$$

Определим пролет при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l = \sqrt{\frac{125,2}{200} \cdot \frac{2,185}{2,56}} = 0,76 \text{ м}.$$

Принимаем длину пролета между осями опорных изоляторов равной 0,6 м. Расположение шин плашмя.

Далее производим механический расчет однополосных шин.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента[6]:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (44)$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, $см^3$.

Момент сопротивления шины находится по формуле[6]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (45)$$

$$W = \frac{0,8 \cdot 3,2^2}{6} = 1,365 \text{ см}^3.$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{13099^2 \cdot 0,6^2}{1,365 \cdot 0,4} = 1,96 \text{ МПа}.$$

Шины механически прочны, если [6]:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}, \quad (46)$$

$$1,96 \leq 140 \text{ МПа}.$$

Результаты расчета носим в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор жестких шин 0,4 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{дон} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 243 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{дон}$
$q = 256 \text{ мм}^2$	$q_{мин} = 1 \text{ мм}^2$	$q_{мин} \leq q$
$\sigma_{дон} = 140 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} = 1,96 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$

5.6 Выбор изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ИО-1-2,5 УЗ с $F_{разр}=2500$ Н.



Рисунок 11 – Опорный изолятор ИО-1-2,5 УЗ

Найдем допустимую нагрузку на головку изолятора [6]:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} , \quad (47)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2500 = 1500 \text{ Н.}$$

Расчетная нагрузка[6]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} , \quad (48)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{13099^2 \cdot 0,6}{0,8} \cdot 10^{-7} = 22,289 \text{ Н.}$$

Результат выбора внесем в таблицу 10.

Таблица 10 – Выбор опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 1 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$F_{доп} = 1500 \text{ Н}$	$F_{расч} = 22,289 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

5.7 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Варисторы изготавливаются из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой), содержащих окись цинка и другие окислы металлов и спеченные вместе[7].

Стандартные значения номинальных напряжений ограничителей в настоящее время таковы: 0.22, 0.38, 3, 6, 10, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ. Кроме того, заводами выпускается ряд аппаратов, имеющих нестандартные номинальные напряжения (например, для ж/д транспорта, нефтяной и газовой промышленности и др.). Однако предприятия сегодня готовы производить ОПН на любые напряжения до 3 кВ, через каждый кВ в диапазоне напряжений от 3 до 30 кВ, через каждые 3 кВ - в диапазоне от 30 до 54 кВ, 6 кВ - в диапазоне от 54 до 96 кВ, 12 кВ - в диапазоне от 96 до 288 кВ, 18 кВ - в диапазоне от 288 до 396 кВ и 24 кВ - в диапазоне от 396 до 756 кВ.

Стандартная номинальная частота для РФ и СНГ 50 Гц. Однако на практике частота может изменяться от 48 до 52 Гц.

Стандартными номинальными разрядными токами 8/20 мкс являются 20 кА, 10 кА, 5 кА, 2,5 кА и 1,5 кА.

Ограничители должны работать без повреждения в нормальных или аномальных условиях. К нормальным эксплуатационным условиям относятся: температура окружающего воздуха в диапазоне от -40 до +40° С; максимальная солнечная радиация 1,1 кДж/м²; высота над уровнем моря не более 1000 м; частота не менее 48 Гц, не более 52 Гц; напряжение промышленной частоты, приложенное длительно между выводами ограничителя, не превышает его длительного рабочего напряжения; механические воздействия не превосходят ве-

личин, оговоренных покупателем; условия загрязнения соответствует выбранной длине утечки.

Аномальными условиями эксплуатации считаются условия, отличные от нормальных и требующие специального рассмотрения при их проектировании, производстве, применении [7].

Находим расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{н.р.}$, которое для сетей 10кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети} , \quad (49)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 10 = 12 \text{ кВ.}$$

Далее по графику находим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса. При $\tau = 0,5 \text{ с}$, он имеет значение, равное 1,48 [7].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} , \quad (50)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{12}{1,48} = 8,1 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-10/9,5-10/650(II) фирмы «Феникс 88». В комплект поставки входят: ограничитель перенапряжений, руководство по эксплуатации, паспорт. Гарантийный срок эксплуатации - 5 лет со дня ввода ограничителя в эксплуатацию, но не более 7 лет со дня отгрузки потребителю. Общий срок службы ограничителя с вероятностью 0,98 - не менее 30 лет. Основные характеристики ОПН приведены в таблице 11.



Рисунок 12 – ОПН-10/9,5-10/650(II)

Таблица 11 – Основные характеристики ОПН-10/9,5-10/650(II).

Тип ОПН	$U_{нр}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$U_{ост к}$, при ком- мут.имп.тока 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) А, кВ	$I_{вб}$, кА	Э, кДж Полная энерго- ёмкость
ОПН-10/9,5- 10/650(II)	9,5	10	22,2(23,0)	26,0 (28,0)	29	17,2

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутренних повреждениях необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{ВБ}$ на 15-20 % превышал наибольший ток короткого замыкания в точке подключения ограничителя [8].

$$I_{ВБ} \geq (1.15 - 1.20) I_{КЗ} , \quad (51)$$

$$29 \geq 20,8 \text{ кА.}$$

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений, если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока $U_{ост к}$ меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования $U_{ки}$ с запасом 15-20 % [8]:

$$U_{ост к} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15 - 1.20)} . \quad (52)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одоминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ($U_{исп50}$). Для 10 кВ $U_{исп50} = 35$ кВ.

Переход от испытательного напряжения $U_{исп50}$ к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений осуществляется по формуле [8]:

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} , \quad (53)$$

где $K_{и}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одоминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{и}=1.35$;

$K_{к}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{к}=0.9$.

$$U_{ки} = 1.35 \cdot 0.9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60,139 \text{ кВ.}$$

$$22,2 \leq \frac{60,139}{1.20} \text{ кВ,}$$

$$22,2 < 50,116 \text{ кВ.}$$

Удельная энергоёмкость выбранного ограничителя определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} ; \quad (54)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{17,2}{10} = 1.72 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует первому классу энергоёмкости.

Таким образом, выбранный ОПН-10/9,5-10/650(II) соответствует всем условиям выбора и проверки.

6 ДИЗЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

6.1 Назначение и принцип действия ДЭС

Дизельная электростанция — стационарная или подвижная энергетическая установка, оборудованная одним или несколькими электрическими генераторами с приводом от дизельного двигателя внутреннего сгорания.

Как правило, такие электростанции объединяют в себе генератор переменного тока и двигатель внутреннего сгорания, которые установлены на стальной раме, а также систему контроля и управления установкой. Двигатель внутреннего сгорания приводит в движение синхронный или асинхронный электрический генератор. Соединение двигателя и электрического генератора производится либо напрямую фланцем, либо через демпферную муфту. В первом случае используется двухопорный генератор, то есть генератор, имеющий два опорных подшипника, а во втором — с одним опорным подшипником (одноопорный). И двигатель, и генератор устанавливаются на раму, выполненную из стали. Также дизельная электростанция снабжается пультом управления.

Дизельные генераторы могут быть как бытовыми, так и промышленными. Главное отличие бытовых дизельных электростанций от промышленных аналогов заключается в том, что последние снабжены водяной системой охлаждения. Она позволяет использовать промышленные дизельгенераторы в течение длительного времени без необходимости в остановках. Такая электростанция может быть установлена на стационарную основу или на передвижное шасси. Агрегаты, предназначенные для работы в оборудованных помещениях, не защищены кожухом, в отличие от тех, что эксплуатируются под открытым небом. Если планируется использование дизельного генератора в неблагоприятных условиях, то он помещается в специальный блок-контейнер, надежно защищающий агрегат от каких бы то ни было внешних воздействий. Дизельная электростанция является надежной установкой, которая позволяет вырабатывать электрическую энергию в необходимых объемах в случае отключения или отсутствия снабжения.

Принцип работы дизельных электростанций заключается в преобразовании механической энергии в электрическую.

Топливо в дизельном двигателе воспламеняется. Вырабатываемая при этом энергия расширения газов преобразуется в механическую энергию вращения коленвала при помощи кривошипно-шатунного механизма. Ротор генератора при вращении возбуждает электромагнитное поле, которое в свою очередь создает в обмотке генератора индукционный переменный ток, подаваемый на выход потребителю.

Все дизельные генераторы подразделяются на однофазные и трехфазные. Первые подходят для бытового использования и питания небольших объектов. Трехфазные же агрегаты, как правило, используются для обеспечения электроэнергией крупных промышленных объектов с соответствующей электросетью либо оборудования, требующего для работы напряжения 380 В.

В зависимости от модели и назначения дизельные электростанции могут оснащаться дополнительными устройствами, такими как система электрического запуска или автоматического резервирования сети и изготавливаться в различных вариантах исполнения в зависимости от поставленных задач.

6.2 Выбор ДЭС

Выбираем дизельную электростанцию марки АД-150 компании «Волга Энерго Дизель».

Компания «Волга Энерго Дизель» производит и реализует дизельные электростанции в различных вариантах исполнения. ДЭС – надежные автономные источники электроэнергии, пользующиеся в настоящее время высоким спросом на российском и зарубежном рынках.



Рисунок 13 - Дизельная электростанция АД-150

На современном рынке представлен широкий модельный и мощностной ряд электростаций, что позволяет выбрать агрегат с учетом любых условий эксплуатации и самых разных бюджетов.

Ориентируясь на потребности деловых партнеров и российского рынка в целом, компания «Волга Энерго Дизель» реализует электростанций мощностью от 12 до 2 000 кВт на базе отечественных и импортных дизельных двигателей в различных вариантах исполнения. При изготовлении ДЭС используются дизельные двигатели, произведенные в России (ЯМЗ, ТМЗ, КамАЗ), Белоруссии (ММЗ), Корее (Doosan), Швеции (Volvo Penta, Scania), США (John Deere, Cummins), Германии (MTU) и Англии (Perkins).

В настоящее время альтернативные источники электроэнергии – дизельные электростанции – стали гарантией бесперебойной работы и безопасности.

Дизельные электростанции на основе моторов ЯМЗ, выпускаемых на Ярославском Моторном заводе, предназначены для электроснабжения объектов, расположенных в отдалении от централизованного источника питания. ДЭС на основе ЯМЗ просты в использовании, практичны. Они подходят для

объектов различного масштаба и назначения, в том числе, строительных и промышленных.

Основными конкурентными преимуществами дизельных генераторов и электростанций на основе двигателей Ярославского Моторного завода являются высокая надежность и ремонтпригодность, а также широкий выбор моделей под разные сферы применения.

Дизель-генератор АД-150 обеспечивает потребителей резервным или основным электропитанием, являясь прекрасной подстраховкой на случай каких-либо неполадок с поступлением электрической энергии. В качестве главного источника питания дизельная электростанция АД-150 часто применяется на различных удаленных объектах, где существуют проблемы с бесперебойной подачей электричества.

Основные технические характеристики приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Основные технические характеристики АД-150

Наименование	Значение
1	2
Основная мощность, кВт/кВА	150/187,5
Резервная мощность, кВт/кВА	165/206,25
Род тока	переменный
Номинальное напряжение, В	400
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный коэффициент мощности (cos f)	0,8
Частота вращения вала двигателя, мин ⁻¹	1500
Система топливопитания, л	300
Система охлаждения (радиатор и двигатель), л	60
Система смазки, л	31

1	2
Расход топлива при 100% нагрузки, л	44,9
Расход масла при 100% нагрузки, л/ч	0,1
Время автономной работы при 100% мощности, ч	6,7
Габаритные размеры открытого ДГ, мм д*ш*в	2580*1200*1700
Масса заправленного открытого ДГ, кг	2500

В стандартную комплектацию входят:

- дизельный двигатель со стартером;
- синхронный силовой генератор мощностью 160 кВт;
- базовая рама;
- система впуска с воздушным фильтром;
- система газовыхлопа с глушителем;
- система топливопитания со встроенными топливным баком емкостью 300 л. с топливными фильтрами ;
- система охлаждения с водяным радиатором и крыльчаткой вентилятора обратного тока с защитой;
- система смазки с масляным радиатором, масляным фильтром и шестеренчатым масляным насосом;
- система электрооборудования с зарядным генератором;
- устройство останова двигателя на базе соленоида;
- устройство подрегулировки ТНВД;
- комплект ЗИП;
- комплект эксплуатационной документации.

На дизельную электростанцию может быть установлено дополнительное оборудование: подогреватель жидкостный предпусковой Webasto DBW 2016 с

ручным или программируемым запуском; дополнительные топливные баки различной емкости; заслонка аварийного останова по воздуху; электронный регулятор частоты вращения; комплект аккумуляторных батарей 6СТ-190А (2 шт.); система дистанционного мониторинга и управления; включение дизельного генератора в параллельные системы; исполнение с демонтажом пульта управления для установки системы автоматики заказчика; подогреватель электрический ОЖ 220 В 3 кВт; дополнительный топливный бак 600 л; дополнительный топливный бак 1000 л; дополнительный топливный бак 1500 л; дополнительный топливный бак 2000 л; система ручной дозаправки топливом; система автоматической дозаправки топливом; масляная система, обеспечивающая 150 часов непрерывной работы (третья степень автоматизации); система учета дизельного топлива; система учета электрической энергии; панель оператора АОР-2 (дополнительная) аналогового типа 24 В; панель оператора АОР-2 (дополнительная) аналогового типа 220 В; панель оператора дополнительная МТ 6070i с цветным сенсорным дисплеем 24 В; панель оператора дополнительная МТ 6070i с цветным сенсорным дисплеем 220 В; система мониторинга и управления по каналу связи Modbus RS485.

Дизельная электростанция АД-150 будет размещена в блок-контейнере «Север». Блок-контейнер «Север» — идеально подходит для районов эксплуатации электростанции, где разница температуры колеблется в пределах от +50С° до -50С°. Данный вариант исполнения обеспечивает оптимальные условия работы не только самого электроагрегата, но и обслуживающего его персонала. Блок-контейнеры «Север» изготавливаются из утепленных сэндвич-панелей с базальтовым утеплителем и самогнутых профилей. Имеют антикоррозийное покрытие. Его вес составляет 2350 кг. Габаритные размеры, мм: 4000*2300*2390.

Генератор в контейнере первой степени автоматизации требует присутствия оператора для запуска и контроля его работы. Генератор в контейнере второй степени автоматизации запускается автоматически при падении напря-

жения в основной сети - электростанция в контейнере может работать автономно.

Основная задача контейнера – обеспечение безопасности и рабочих условий для сложного промышленного оборудования.

Защита от неблагоприятных погодных условий. Оборудование в контейнере защищено от осадков, ветра, песка. Электростанция в контейнере может эксплуатироваться при температурах от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$ за счет установки внутренних систем вентиляции и обогрева.

Простой монтаж. Позволяет начать эксплуатацию оборудования без сложного монтажа на объекте, уменьшает затраты на подготовку или даже строительство помещения.

Защита от механических повреждений. Конструкция контейнера сохраняет оборудование при погрузке и транспортировке.

Удобный сервис. Пространство внутри контейнера удобно для выполнения сервисного обслуживания и ремонта.

Защита от шума. Снижает шумовое давление и вибрации, исходящие от оборудования.

Пожарная безопасность. В контейнере установлены системы пожаротушения, сигнализации и оповещения.

Защита от взлома. Установленные системы охранной сигнализации позволяют защищать оборудование от доступа посторонних.



Рисунок 14 - Блок – контейнер «Север»

7 СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет систему оперативного тока данной электроустановки. Оперативный ток на подстанциях служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация. При нарушениях нормальной работы подстанции оперативный ток используется также для аварийного освещения и электроснабжения электродвигателей (особо ответственных механизмов).

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при коротких замыканиях и других ненормальных режимов в цепях главного тока.

На подстанциях применяются следующие системы оперативного тока: 1) *постоянный оперативный ток* - система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея; 2) *переменный оперативный ток* - система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, измерительные трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия используются предварительно заряженные конденсаторы; 3) *выпрямленный оперативный ток* - система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия могут использоваться предварительно заряженные конденсаторы; 4) *смешанная система оперативного тока* - система пита-

ния оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока (постоянный и выпрямленный, переменный и выпрямленный).

В системах оперативного тока различают:

- зависимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей зависит от режима работы данной электроустановки (электрической подстанции);
- независимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей не зависит от режима работы данной электроустановки.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110-220 кВ со сборными шинами этих напряжений, на подстанциях 35-220 кВ без сборных шин на этих напряжениях с масляными выключателями с электромагнитным приводом, для которых возможность включения от выпрямительных устройств не подтверждена заводом-изготовителем.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35/6(10) кВ с масляными выключателями 35 кВ, на подстанциях 35-220/6(10) и 110-220/35/6(10) кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда выключатели 6(10)-35 кВ оснащены пружинными приводами.

Выпрямленный оперативный ток должен применяться: на подстанциях 35/6(10) кВ с масляными выключателями 35 кВ, на подстанциях 35-220/6(10) кВ и 110-220/35/6(10) кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда выключатели оснащены электромагнитными приводами; на подстанциях 110 кВ с малым числом масляных выключателей на стороне 110 кВ.

Смешанная система постоянного и выпрямленного оперативного тока применяется для уменьшения емкости аккумуляторной батареи за счет применения силовых выпрямительных устройств для питания цепей электромагнитов включения масляных выключателей. Целесообразность применения этой системы должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

Смешанная система переменного и выпрямленного оперативного тока применяется: для подстанций с переменным оперативным током при установке на вводах питания выключателей с электромагнитным приводом, для питания

электромагнитов включения которых устанавливаются силовые выпрямительные устройства. Для подстанций 35-220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда не обеспечивается надежная работа защит от блоков питания при трехфазных коротких замыканиях на стороне среднего или высшего напряжения.

В этом случае защита трансформаторов выполняется на переменном токе с использованием предварительно заряженных конденсаторов, а остальных элементов подстанции – на выпрямленном оперативном токе.

В качестве источников постоянного оперативного тока используются аккумуляторные батареи типа СК или СН.

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три группы: 1) Постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения. Постоянная нагрузка на аккумуляторной батарее зависит от мощности постоянно включенных ламп сигнализации и аварийного освещения, а также от типов реле. Так как постоянные нагрузки невелики и не влияют на выбор батареи, в расчетах можно ориентировочно принимать для крупных подстанций 110-500 кВ значение постоянно включенной нагрузки 25 А. 2) Временная нагрузка – появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима – токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность 0,5 часа). 3) Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

При переменном оперативном токе наиболее простым способом питания электромагнитов отключения выключателей является непосредственное включение их во вторичные цепи трансформаторов тока (схемы с реле прямого дей-

ствия или с дешунтированием электромагнитов отключения при срабатывании защиты). При этом предельные значения токов и напряжений в токовых цепях защиты не должны превышать допустимых значений, а токовые электромагниты отключения (реле типов РТМ, РТВ или ТЭО) должны обеспечивать необходимую чувствительность защиты в соответствии с требованиями ПУЭ. Если эти реле не обеспечивают необходимой чувствительности защиты, питание цепей отключения производится от предварительно заряженных конденсаторов.

На подстанциях с переменным оперативным током питание цепей автоматики, управления и сигнализации производится от шин собственных нужд через стабилизаторы напряжения.

Источниками переменного оперативного тока являются трансформаторы собственных нужд и измерительные трансформаторы тока и напряжения, осуществляющие питание вторичных устройств непосредственно или через промежуточные звенья – блоки питания, конденсаторные устройства. Переменный оперативный ток распределяется централизованно и, следовательно, при его использовании не требуется сложной и дорогой распределительной сети. Однако зависимость питания вторичного оборудования от наличия напряжения в основной сети, недостаточная мощность самих источников (измерительные трансформаторы тока и напряжения) ограничивает область применения оперативного переменного тока.

Трансформаторы тока служат надежными источниками для питания защит от коротких замыканий; трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд могут служить источниками для защит от повреждений и ненормальных режимов, не сопровождающихся глубокими понижениями напряжения, когда не требуется высокой стабильности напряжения и допустимы перерывы в питании.

Стабилизаторы напряжения предназначены для: 1) поддержания необходимого напряжения оперативных цепей при работе АЧР, когда возможно одновременное снижение частоты и напряжения; 2) разделения оперативных цепей

и остальных цепей собственных нужд подстанции (освещение, вентиляция, сварка и т.д.), что существенно повышает надежность оперативных цепей.

Для выпрямления переменного тока используются:

- Блоки питания стабилизированные типа БПНС-2 совместно с токовыми типа БПТ-1002 – для питания цепей защиты, автоматики, управления.
- Блоки питания нестабилизированные типа БПН-1002 – для питания цепей сигнализации и блокировки, что уменьшает разветвленность цепей оперативного тока и обеспечивает возможность выдачи всей мощности стабилизированных блоков для срабатывания защиты и отключения выключателей.
- Блоки БПН-1002 вместо БПНС-2 – для питания цепей защиты, автоматики, управления, когда возможность их использования подтверждена расчетом и не требуется стабилизация оперативного напряжения (например, при отсутствии АЧР).
- Силовые выпрямительные устройства ТЧ на УКП и УКПК с индуктивным накопителем – для питания включающих электромагнитов приводов масляных выключателей. Индуктивный накопитель обеспечивает включение выключателя на короткое замыкание при зависимом питании цепей включения.
- Блоки питания нестабилизированные БПЗ-401 применяются для заряда конденсаторов, которые используются для отключения отделителей, включения короткозамыкателей, отключения выключателей 10(6) кВ защитой минимального напряжения, а также отключения выключателей 35-110 кВ при недостаточной мощности блока питания.

На рисунке 16 приведена принципиальная структурная схема оперативного тока ПС 220 кВ НПС №29. Шкаф управления оперативным током выбираем марки ШУОТ-2405-10-230-1-УХЛ4 фирмы «Инвертор».

АО «Завод «Инвертор» - это современное, с достаточным уровнем оснащённости, высокотехнологичное предприятие, на котором обеспечивается пол-

ный цикл производства, имеются собственный научно-технический центр, испытательные лаборатории, сервисная служба.

В течение последних нескольких лет производственные мощности предприятия переориентированы на выпуск, с применением высоких технологий, электрооборудования нового поколения на унифицированной элементной базе, с микропроцессорной системой управления.

Ежегодно инвестируются средства на модернизацию и оснащённость современными системами производственных мощностей, совершенствование выпускаемого оборудования с учётом меняющихся требований, расширение продуктовой линейки.



Рисунок 15 - ШУОТ-2405-10-230-1-УХЛ4

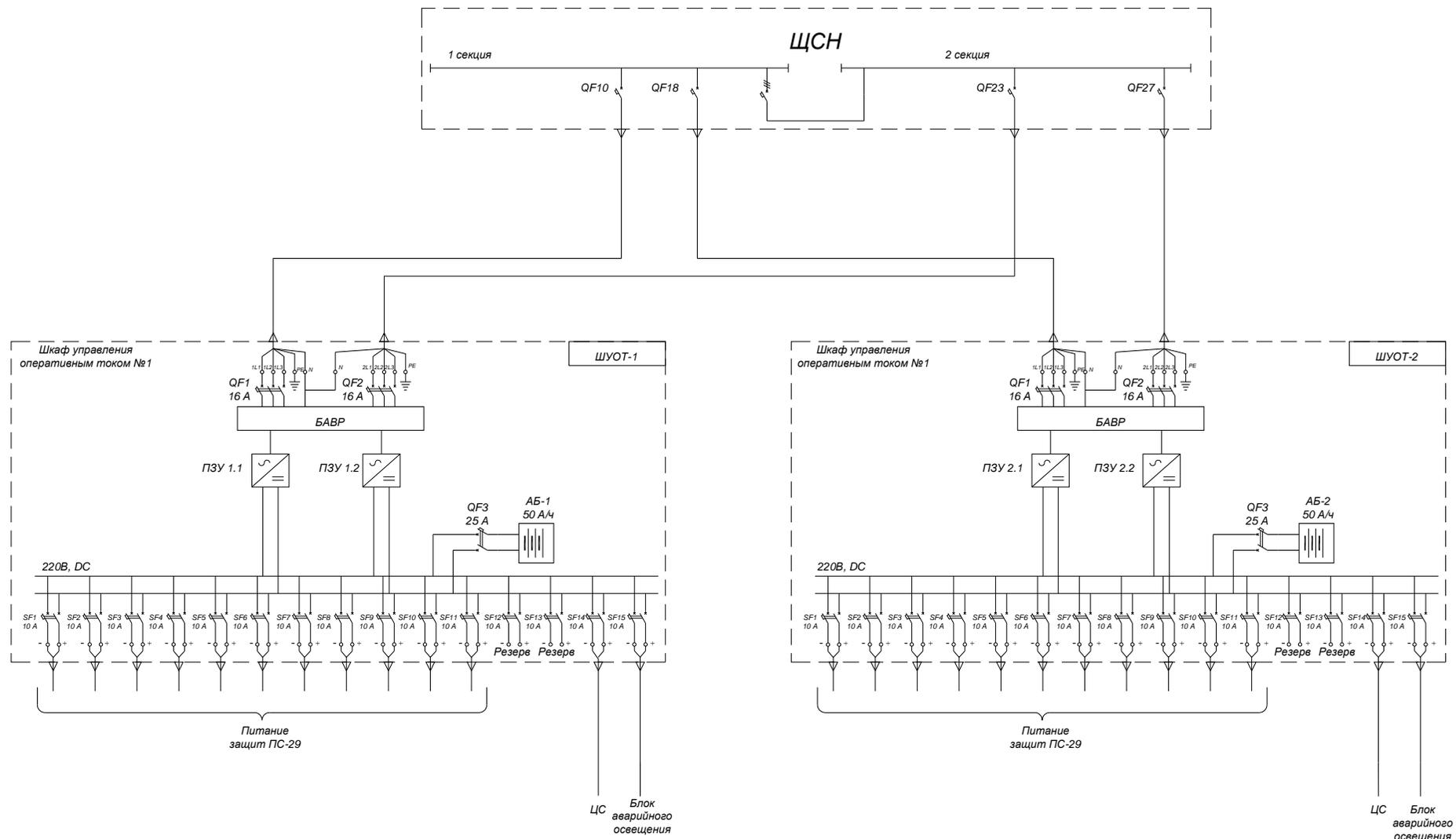


Рисунок 16 - Принципиальная структурная схема оперативного тока ПС 220 кВ НПС №29

Шкафы управления оперативным током ШУОТ с выходным напряжением 115 и 230 В предназначены для питания цепей постоянного тока напряжением 110 и 220 В в распределительных устройствах, системах аварийного питания и освещения. Шкаф имеет 15 отходящих линий с автоматическими выключателями 10 А.

В состав ШУОТ входят: шкаф ПЗУ с двумя выпрямительными модулями ПЗУ1 и ПЗУ2; шкаф аккумуляторный.

Оборудование размещено в сборных унифицированных металлических корпусах одностороннего обслуживания.

Питание шкафов ШУОТ должно осуществляться от двух автономных источников трехфазного напряжения переменного тока.

Нормально аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного подзаряда от ПЗУ, питание нагрузки при этом осуществляется от ПЗУ. Величина напряжения подзаряда в общем случае определяется величиной зарядного напряжения на ячейку, которая задается изготовителем аккумуляторов и указывается в инструкции по эксплуатации аккумулятора. При этом напряжение подзаряда автоматически поддерживается с точностью $\pm 0,5\%$.

При аварийном отключении напряжения питающей сети питание нагрузки автоматически осуществляется от АБ. После восстановления напряжения питающей сети происходит автоматическое повторное включение ПЗУ и питание нагрузки вновь осуществляется от него с одновременным подзарядом АБ, величина тока подзаряда ограничена уставкой. При этом, если АБ разряжена незначительно, то ПЗУ переходит в режим стабилизации напряжения на нормальном уровне (подзаряд АБ); если АБ разряжена значительно, но не полностью, то ПЗУ переходит в режим ограничения тока заряда АБ (заряд АБ стабильным током) с последующим переключением в режим стабилизации напряжения на нормальном уровне (подзаряд АБ). При этом нагрузка остается подключенной к ПЗУ и АБ.

Если восстановление напряжения питающей сети произошло после разряда АБ до минимального значения и срабатывания защиты "Напряжение

АБ min”, то ПЗУ переходит в режим ограничения тока заряда АБ (заряд АБ стабильным током) с последующим переключением в режим стабилизации напряжения на повышенном уровне (ускоренный заряд АБ). В этом случае нагрузка отключена от ПЗУ и АБ и подключается к ним только после прохождения полного цикла заряда АБ в момент перехода с повышенного на нормальный уровень.

Быстродействующий автоматический ввод резерва (БАВР) – комплекс, предназначенный для обеспечения непрерывного электроснабжения всех потребителей подстанции путем их переключения на резервный источник питания за время не более 65 мс при возникновении любых видов коротких замыканий в цепи основного источника питания и/или отключении головного выключателя.

ПЗУ обеспечивает следующие режимы: а) пуск выпрямителя с плавным нарастанием выходного напряжения до номинального (выставленного) значения. Время нарастания напряжения регулируется в пределах (5-30) с; б) автоматическую стабилизацию выходного напряжения в диапазоне регулирования с точностью $\pm 0,5$ % от номинального (выставленного) в режиме стабилизации выходного напряжения на нормальном и повышенном уровне при изменении: тока нагрузки от 0 до 100 % от номинального значения и температуры окружающей среды от плюс 1 до плюс 35 °С; в) автоматическую стабилизацию тока заряда АБ в диапазоне регулирования с точностью ± 1 % от номинального значения; г) автоматическое повторное включение ПЗУ при восстановлении напряжения питающей сети после его исчезновения; д) питание нагрузки постоянным током до номинального значения выходного тока с регулированием напряжения по п.3 таблицы 2 при отсоединенной АБ; ж) ШУОТ с двумя полностью независимыми каналами обеспечивает распределение тока между двумя ПЗУ с отклонением не более 5 % при изменении тока от 50 до 100 %.

ПЗУ обеспечивает следующие виды защит выпрямителя и АБ: ограничение выходного тока выпрямителя на уровне $(0,9-1,2) \cdot I_n = I$ токоогр. (пере-

ход в этот режим происходит на уровне $1,05 \cdot I$ токоогр.); время работы в этом режиме задается в пределах (0-60) мин, после чего ПЗУ отключается и выдает сигнал общей аварии во внешнюю цепь; защиту АБ от глубокого разряда при снижении напряжения АБ ниже 80–96% от номинального значения, при этом АБ отключается от нагрузки и выдается соответствующий сигнал во внешнюю цепь; защиту от повышения напряжения на входе выше 115–120% от номинального значения с действием на отключение ПЗУ с выдержкой времени 1,5 с, с автоматическим повторным включением (АПВ) ПЗУ при понижении напряжения до величины ниже 115 % от номинального значения с задержкой времени на включение (0–300) с; защиту от понижения напряжения на входе ниже 75–80 % от номинального значения с действием на отключение ПЗУ с выдержкой времени 1,5 с, с АПВ ПЗУ при повышении напряжения до величины более 80 % от номинального значения с задержкой времени на включение (0–300) с; защиту от неисправности ПЗУ с действием на отключение с выдержкой времени 5 с, при этом включается другое ПЗУ и выдается сигнал во внешнюю цепь; защиту от обрыва фаз или питания выпрямителя несимметричным входным напряжением (при разности между любыми двумя линейными напряжениями более 25 %) с выдержкой времени 2 с, при этом ПЗУ не отключается и выдается соответствующий сигнал во внешнюю цепь.

При внутреннем коротком замыкании ПЗУ отключается от питающей сети встроенными защитными устройствами.

При аварии сети и обрыве фаз БАВР обеспечивает переключение ПЗУ с основного ввода на резервный.

8 АСУ ТП

8.1 Общие сведения

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) — группа решений технических и программных средств, предназначенных для автоматизации управления технологическим оборудованием на промышленных предприятиях. Может иметь связь с более общей автоматизированной системой управления предприятием (АСУП).

Под АСУ ТП обычно понимается целостное решение, обеспечивающее автоматизацию основных операций технологического процесса на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно завершённое изделие.

Понятие «автоматизированный», в отличие от понятия «автоматический», подчёркивает необходимость участия человека в отдельных операциях, как в целях сохранения контроля над процессом, так и в связи со сложностью или нецелесообразностью автоматизации отдельных операций.

Составными частями АСУ ТП могут быть отдельные системы автоматического управления (САУ) и автоматизированные устройства, связанные в единый комплекс. Такие как системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), распределенные системы управления (DCS), и другие более мелкие системы управления (например, системы на программируемых логических контроллерах (PLC)). Как правило, АСУ ТП имеет единую систему операторского управления технологическим процессом в виде одного или нескольких пультов управления, средства обработки и архивирования информации о ходе процесса, типовые элементы автоматики: датчики, устройства управления, исполнительные устройства. Для информационной связи всех подсистем используются промышленные сети. Разработка территориально-распределенных автоматизированных систем сбора, обработки данных и управления технологическим процессом требует применения спе-

циальных решений построения сетей передачи данных. АСУ ТП строится по иерархическому принципу и имеет многоуровневую структуру.

В производственных АСУ ТП системы обычно строятся по трехуровневому принципу.



Рисунок 17 - Уровни АСУ ТП

Нижний уровень (полевой уровень, field) АСУ ТП представляет собой различные датчики (сенсоры) и исполнительные механизмы.

Средний уровень (уровень контроллеров) состоит из программируемых логических контроллеров (ПЛК, в англоязычной литературе - PLC). Он как раз принимает полевые данные и выдает команды управления на нижний уровень. Управление в ПЛК осуществляется по заранее разработанному алгоритму, который исполняется циклически (прием данных – обработка – выдача управляющих команд).

Верхний уровень - это уровень визуализации, диспетчеризации (мониторинга) и сбора данных. На этом уровне задействован человек, т.е. оператор (диспетчер). Если он осуществляет контроль локального агрегата (машины),

то для его осуществления используется так называемый человеко-машинный интерфейс (HMI, Human-Machine Interface). Если оператор осуществляет контроль за распределенной системой машин, механизмов и агрегатов, то для таких диспетчерских систем часто применим термин SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерское управление и сбор данных, англ.). В обоих случаях верхний уровень АСУ ТП обеспечивает сбор, а также архивацию важнейших данных от ПЛК, их визуализацию, т.е. наглядное (в виде мнемосхем, часто анимированных) представление на экране существа и параметры происходящего процесса.

АСУ ТП должна иметь: высокую информативность, помогающую оценить техпроцесс, выбрать критерии и определить их относительную важность; иметь возможность анализа технологической обстановки, нарушений ведения технологического процесса, позволяющую вести технологическую наладку производства; возможность поиска оптимального режима ведения технологического процесса; высокую точность по измерению технологических параметров и их регулированию; возможность автоматической дозировки компонентов; возможность качественного поддерживания технологического режима по заданному алгоритму; возможность расширения системы управления; возможность создания на базе АСУ ТП автоматизированных рабочих мест (АРМ) обслуживающего персонала.

Важным преимуществом АСУ ТП является уменьшение влияния человеческого фактора на управляемый процесс, сокращение численности штата работников, экономия сырья и расходных материалов, ну и конечно же повышение качества производимой продукции, что в конечном итоге влияет на эффективность производства.

На рисунке 18 представлена структурная схема АСУ ТП ПС 220 кВ НПС№29.

На подстанции используется стандарт МЭК – 61850.

МЭК – 61850 является объектноориентированным протоколом, фокусированным на автоматизацию подстанций, и значительно расширяет возможности предшествующих стандартов МЭК. Стандарт МЭК – 61850 предлагает использование трех протоколов передачи данных: MMS (Manufacturing Message Specification – стандарт ISO/IEC 9506) – протокол передачи данных реального времени и команд диспетчерского управления между сетевыми устройствами и/или программными приложениями; GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event – стандарт МЭК 61850-8-1) – протокол передачи данных о событиях на подстанции. Фактически данный протокол служит для замены медных кабельных связей, предназначенных для передачи дискретных сигналов между устройствами; SV (Sampled Values – стандарт МЭК 61850-9-2) – протокол передачи оцифрованных мгновенных значений от измерительных трансформаторов тока и напряжения (ТТ и ТН). Данный протокол позволяет заменить цепи переменного тока, соединяющие устройства РЗА с ТТ и ТН.

Совместимость устройств различных производителей по цифровым протоколам передачи данных – это один из базовых принципов МЭК 61850. Системы, построенные на 61850, проще обслуживать из-за уменьшения количества кабельных линий связи, что положительно сказывается на надежности системы в целом.

8.2 Нижний уровень

Полевой нижний уровень системы управления включает датчики, исполнительные механизмы, вспомогательное оборудование, обеспечивающее подготовку проб для различных измерений, промежуточное усиление сигналов и другие вспомогательные функции.

Датчик - это устройство, преобразующее контролируемую величину (давление, температуру, уровень, расход, частоту, скорость, перемещение, напряжение, электрический ток и т.п.) в сигнал, удобный для измерения, хранения, регистрации, преобразования и передачи на управляющее устройство (контроллер, регулятор, компьютер), которое должно принять и обработать

этот сигнал. Различают три класса датчиков: аналоговые датчики - датчики, вырабатывающие аналоговый сигнал; цифровые датчики - генерирующие последовательность импульсов или двоичное слово; бинарные (двоичные) датчики - вырабатывают сигнал только двух уровней: "включено/выключено" (т.е. 1 или 0).

Полевой уровень АСУ ТП образуют датчики непосредственного контроля и прямого действия с натуральным или нормированным выходом, контактные концевые выключатели арматуры (или бесконтактные преобразователи информации о конечных положениях арматуры), контактные реле, органы местного управления, в том числе аварийные кнопки. Нижний уровень предусматривает возможность аварийного оперативного отключения основных механизмов и задвижек в случае отказа контроллеров и операторских станций системы.

Аппаратура полевого уровня предназначена для измерений «по месту» (в случае, регламентированном нормативными документами), а также сбора и передачи информации в ПТК.

В качестве датчиков используется сертифицированная в России аппаратура, а так же поставляемая комплектно с оборудованием.

В настоящее время в автоматизированных системах все более широко применяют интеллектуальные датчики, которые имеют: 1. первичный преобразователь (sensorhead) и вторичный преобразователь (transducer). В одном датчике может иметься несколько первичных преобразователей, взаимодействующих с одним вторичным; 2. усилители, для усиления сигнала с первичного преобразователя, мультиплексоры для выбора первичного преобразователя, встроенный аналогово цифровой, вторичный, преобразователь (АЦП); 3. микроконтроллер, осуществляющий необходимые преобразования сигнала, коррекцию погрешностей преобразователя, фильтрацию помех, контроль работоспособности; 4. цифровой интерфейс, поддерживающий сетевой протокол и подключающий датчик через сетевой адрес в информационную сеть для передачи данных в цифровой форме пользователю, который, в свою очередь, имеет возможность настраивать параметры датчика и запрашивать дополнительную ин-

формацию о состоянии датчика и результатах измерений; 5. память для записи значений параметров, сетевого адреса, данные для выполнения функций коррекции, автоматической калибровки и компенсации нелинейностей датчика, самодиагностики и выбора режима работы; 6. дополнительным блоком может являться устройство местной индикации

Интеллектуальные датчики в пределах сети должны обладать свойством взаимозаменяемости, в частности иметь один и тот же протокол обмена и физический интерфейс связи, а также нормированные метрологические характеристики и возможность смены адреса перед заменой датчика.

Для повышения надёжности системы защит используется принцип измерения тремя независимыми приборами (датчиками).



Рисунок 19 - Интеллектуальные датчики

Вся полевая аппаратура должна соответствовать следующим требованиям: все контрольно-измерительные приборы, предназначенные для работы в тяжёлых условиях, имеют проверенную и надёжную конструкцию, материал прибора соответствует условиям измеряемой среды и соответствуют условиям эксплуатации в окружающей среде; для одинаковых технологических систем приборы и их расположение идентичны.

В качестве исполнительных механизмов регулирующих клапанов и запорной арматуры предусматриваются приводы Российского и зарубежного производства.

Связи ПТК с источниками сигналов, панелями, шкафами и сборками механизмов собственных нужд выполняются кабелями внешних связей. Кабели присоединяются к аппаратуре с помощью клеммных колодок. Все связи аппаратуры ПТК с датчиками (источниками аналоговой и дискретной информации), со сборками задвижек и другими системами выполняются кабелем с медными жилами, с изоляцией, не поддерживающей горение. Для сигналов 4-20мА и =24В кабель экранированный. Типы кабелей уточняются на стадии рабочего проектирования.

Каждая группа кабелей должна прокладывается в отдельных металлических коробах. Дублированные кабели прокладываются в отдельных коробах. Короба закрываются металлическими крышками. Участки кабелей, проходящие вне короба, прокладываются в стальных защитных трубах или лотках. Проектирование кабельных связей ведется таким образом, чтобы исключалось влияние силовых кабелей на кабели внешних связей КТС АСУ ТП.

Короба для прокладки кабелей должны заземляться на общеподстанционный контур заземления. Экраны кабелей внешних связей со стороны сборок задвижек, датчиков и других систем изолированы по всей длине кабеля от любых металлических частей оборудования, соединяемого с общим контуром заземления.

8.3 Средний уровень

Средний уровень состоит из промышленных контроллеров, силовой, сигнализационной автоматики и необходимых вторичных приборов. Они должны быть расположены на территории таким образом, чтобы минимизировать затраты на прокладку кабелей и снизить влияние помех.

Ядром программно-технических средств контроля и управления системы являются промышленные контроллеры.

Промышленные контроллеры осуществляют: сбор и обработку данных, поступающих с датчиков; управление технологическими объектами по заданным алгоритмам работы.



Рисунок 20 - Промышленный контроллер

Передача информации от контроллеров на следующий уровень и прием команд управления осуществляется с использованием стандартных интерфейсов RS485. Связь любого промышленного контроллера с сервером осуществляется одновременно по двум независимым каналам связи.

Дублирование каналов связи «сервер - промышленный контроллер» необходимо для повышения надежности системы в целом.

Программируемый логический контроллер – это устройство, предназначенное для выполнения алгоритмов управления, записанных пользователем в виде программы в память контроллера. Принцип работы ПЛК заключается в сборе и обработке данных по программе пользователя с выдачей управляющих сигналов на исполнительные устройства. Программируемые логические контроллеры (Programmable Logic Controller) применяются для решения задач автоматизации от управления несложными комплексами (автоматическими линиями, сортировки, разлива, упаковки, управление насосами, управление дверьми и воротами, системы обогрева и вентиляции, системы безопасности и сигнализации и др.) до решения задач автоматизации любой степени сложности с использованием мощных контроллеров или промышленных компьютеров объединённых в единую систему.

В средний уровень входит сетевое оборудование. Сетевое оборудование состоит из концентраторов, коммутаторов и преобразователей.

Электрический сигнал, проходя по линии передачи, ослабляется вследствие потерь на омическом сопротивлении кабеля и изменяет свою форму по

причине неоднородности линии и неточного ее согласования. Поэтому существует ограничение на предельную длину кабеля, которое зависит от типа интерфейса и скорости передачи.

Повторитель (ретранслятор, репитер - Repeater) восстанавливает уровень и форму сигнала, а также позволяет согласовать ее в пределах каждого из фрагментов, ограниченных повторителями. Поэтому повторители используют для увеличения расстояния, на которое требуется передать сигнал.

Повторители интерфейса могут содержать несколько портов. Если появляется сигнал на любом из них, микроконтроллер ретранслирует его на все другие порты. Такие многопортовые повторители называют концентраторами, или хабами (Concentrator, Hub). Они позволяют выполнить физическое разветвление сетевого кабеля или слияние нескольких кабелей в один (концентрацию) без нарушения условий согласования линии передачи. Таким образом, ограничение на длину ответвлений от шины, например, RS-485, снимается с помощью концентраторов.

Коммутаторы (Switches) - интеллектуальные многопортовые повторители. Они выполняют роль повторителей и, кроме того, анализируют фреймы (структуры, содержащие некоторую информацию), сверяют контрольную сумму, выделяют из фрейма адрес устройства назначения и направляют фрейм в нужный порт в соответствии с адресом.

Преобразователь интерфейсов используется для обеспечения совместимости устройств с разными интерфейсами или изменения физического способа передачи информации.

8.4 Верхний уровень

Верхний уровень состоит из автоматизированных рабочих мест операторов и диспетчеров, а также сетевого принтера, установленных в различных помещениях и зданиях. Объединенные в локальную сеть АРМы образуют единый информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК реализует отображение в графическом виде технологической информации, обеспечивает выдачу аварийных сигналов и взаимодействие операторов с АСУ ТП, организует связь

с другими системами управления. На этом уровне создаются как полностью дублирующие (равноправные по получаемым данным и по функциям управления) друг друга рабочие места, так и технологически ориентированные рабочие места, адекватно учитывающие специфику работы персонала и технологии участка производства.

На этом уровне задействован человек, т.е. оператор-технолог (диспетчер). Его задача – создание условий безотказной работы системы АСУ ТП, адаптация и оптимизация работы оборудования. Он осуществляет локальный контроль технологического оборудования через так называемый человеко-машинный интерфейс (HMI - Human Machine Interface). Это мониторы, графические панели, которые устанавливаются локально на пультах управления и шкафах автоматики.

Для осуществления контроля над распределенной системой машин, механизмов и агрегатов применяется SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерское управление и сбор данных) система. Эта система представляет собой программный пакет, который настраивается и устанавливается на компьютерах инженерных и операторских рабочих (диспетчерских) станций.

Он обеспечивает сбор, архивацию, визуализацию, важнейших данных от ПЛК. При получении данных система самостоятельно сравнивает их с заданными значениями управляемых параметров и при отклонении от задания уведомляет оператора с помощью тревог, позволяя ему предпринять необходимые действия. При этом система записывает все происходящее, включая действия оператора, обеспечивая контроль действий оператора в случае аварии или другой нештатной ситуации. Таким образом, обеспечивается персональная ответственность управляющего оператора.

Оператор, который для начала работы должен авторизоваться (зарегистрироваться), запускает технологический процесс, имеет возможность остановить его полностью или частично, запросить информацию о ходе процесса, зна-

чениях параметров, может изменить режимы работы агрегатов, включить резервное оборудование и т.д.

SCADA системы могут иметь дополнительное ПО для программирования промышленных контроллеров. Такие SCADA-системы называются интегрированными и к ним добавляют термин SoftLogic,

Основные функции и задачи SCADA: обмен данными с различных устройств связи с объектом управления; обработка данных в режиме реального времени; реализация SCADA HMI – человеко-машинного интерфейса с отображением информации на ПК или операторских панелях; ведение базы данных; контроль аварийной сигнализации и сообщениями о тревогах; создание отчетов о ходе технологического процесса; передача данных на верхние уровни АСУ ТП (MES/ERP системы).

Для того чтобы подсоединится к диспетчеризации с аппаратным обеспечением от различных производителей, необходимо, чтобы SCADA система поддерживала все протоколы обмена данными, которые используются в данном оборудовании.

Для обеспечения связи с объектом и оборудованием система управления SCADA использует специализированные драйверы ввода/вывода или OPC/DDE серверы. OPC сервер (OLE for Process Control - технологии связи и компоновки объектов для управления процессами)/ Dynamic Data Exchange, представляет собой целое семейство технологий, построенных на принципах OLE, ActiveX, COM/DCOM. Поддержкой спецификаций технологии OPC занимается международная организация OPC Foundation. Они же являются и создателями технологии OPC сервера. Девизом организации OPC Foundation и концепции OPC сервера является открытость коммуникаций по открытым протоколам.

Технология OPC построена по клиент-серверному принципу. В основе технологии заложена компонентная модель – COM (Component Object Model).

Технология COM представляет собой набор интерфейсов (набор функций, которые может вызывать клиент для обмена данными с COM сервером). Эти функции позволяют считать количество и тип переменных, которые заре-

гистрированы, считать их значение, выполнить подписку на эти значения и записать значения в OPC сервер.

Назначение SCADA-пакетов – сократить сроки создания конкретных систем управления. Все они обладают одинаковым набором элементов для построения подобных систем. Программистам предприятия не надо писать свою программу – есть возможность просто настроить существующую инструментальную систему под конкретные задачи. Более того, со SCADA-пакетом может работать уже не программист, а непосредственно специалист по управлению предприятием.

В SCADA системе сигналы с датчиков используются не только для управления оборудованием но и для показа хода процесса на мнемосхеме технологического процесса, которая воспроизводится на мониторах или графических панелях установленных на пультах управления и шкафах автоматики. SCADA сохраняет информацию об изменении показателей, собирает необходимые для организации производства данные, выдает информацию в виде таблиц, графиков, гистограмм, распознает аварийные ситуации, вырабатывает подсказки оператору. Система способна сама генерировать отчеты и направлять их на уровень управления предприятием.

Современные информационные системы позволяют инженеру-технологу, находясь в любом городе и имея доступ в Интернет, вызвать на экране «картинку» цеха своего предприятия и при необходимости вмешаться.



Рисунок 21 - Рабочее место оператора АСУ ТП

На верхнем уровне АСУ ТП имеется промышленный сервер.

Промышленный сервер представляет собой высоконадежную отказоустойчивую вычислительную систему и обеспечивает накопление в реальном масштабе времени и надежное длительное хранение больших объемов технологической информации, а также доступ к ней с большого числа автоматизированных рабочих мест оперативного уровня. Сетевое и телекоммуникационное оборудование, сетевые каналы, телефонные и оптоволоконные линии связи образуют высокоскоростную территориально-распределенную вычислительную сеть промышленного назначения. Отказоустойчивость сети обеспечивается резервированием сетевых каналов, линий связи и коммуникационного оборудования.

Для построения полнофункциональных, надежных и экономически эффективных АСУ ТП в настоящее время пересматривается ряд требований к архитектуре этих систем и к измерительным средствам, составляющим их основу. Задача включения в АСУ ТП средств измерений, поддерживающих функции обеспечения точного времени с широкими коммуникационными возможностями и поддержкой стандартизованных протоколов становится особенно актуальной.

На НПС №29 будет предусмотрена система обеспечения единого времени (СОЕВ), использующая данные спутников ГЛОНАСС. На сегодняшний день система обеспечения единого времени (СОЕВ) ГЛОНАСС рекомендована для использования на российских предприятиях. Спутниковые системы обеспечивают передачу временных сигналов с высокой точностью. Благодаря использованию сервера точного времени, принимающего сигналы от спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS, все процессы опроса и управления в системах телеметрии могут быть также синхронизированы с высокой точностью (500 мс) по эталонной шкале времени UTC (SU).

9 БЕЗОПАСНОСТЬ

9.1 Меры безопасности при работе в электроустановках до 1000 В

Работы в электроустановках в отношении мер безопасности подразделяются на выполняемые: со снятием напряжения; без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них; без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Работы без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них должны выполнять не менее чем два лица, из которых производитель работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные - не ниже III.

При работе в электроустановках напряжением до 1000 В без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них необходимо: оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение; работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на диэлектрическом ковре; применять инструмент с изолирующими рукоятками (у отверток, кроме того, должен быть изолирован стержень); при отсутствии такого инструмента пользоваться диэлектрическими перчатками.

Согласно правилам техники безопасности при производстве работ без снятия напряжения на токоведущих частях с помощью изолирующих средств защиты необходимо: держать изолирующие части средств защиты за рукоятки до ограничительного кольца; располагать изолирующие части средств защиты так, чтобы не возникла опасность перекрытия по поверхности изоляции между токоведущими частями двух фаз или замыкания на землю; пользоваться только сухими и чистыми изолирующими частями средств защиты с неповрежденным лаковым покрытием.

При обнаружении нарушения лакового покрытия или других неисправностей изолирующих частей средств защиты пользование ими должно быть немедленно прекращено.

При работе с применением электрозащитных средств (изолирующие штанги и клещи, электроизмерительные клещи, указатели напряжения) допускается приближение человека к токоведущим частям на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

Без применения электрозащитных средств запрещается прикасаться к изоляторам электроустановки, находящейся под напряжением.

При осмотре распределительных устройств (РУ), щитов, шинопроводов, сборок напряжением до 1000 В запрещается снимать предупреждающие плакаты и ограждения, проникать за них, касаться токоведущих частей и обтирать или чистить их, устранять обнаруженные неисправности.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться: в электроустановках напряжением выше 1000 В - изолирующими клещами (штангой), диэлектрическими перчатками и защитными очками (маской); в электроустановках напряжением до 1000 В - изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками, а при наличии открытых плавких вставок и защитными очками (маской).

Для подготовки рабочего места при работах со снятием напряжения должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия: а) произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры; б) на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой вывешены запрещающие плакаты; в) проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током; г) наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления); д) вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты, ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части. В зависимости от местных условий токоведущие части ограждаются до или после наложения заземлений. В электроустановках напряжением до

1000 В с токоведущих частей, на которых будет производиться работа, напряжение со всех сторон должно быть снято отключением коммутационных аппаратов с ручным приводом, а при наличии в схеме предохранителей - снятием последних. При отсутствии в схеме предохранителей предотвращение ошибочного включения коммутационных аппаратов должно быть обеспечено такими мерами, как запирающие рукоятки или дверцы шкафа, укрытие кнопок, установка между контактами изолирующих накладок и др. Допускается также снимать напряжение коммутационным аппаратом с дистанционным управлением при условии отсоединения проводов включающей катушки.

Если позволяют конструктивное исполнение аппаратов и характер работы, перечисленные выше меры могут быть заменены расшиновкой или отсоединением концов кабеля, проводов от коммутационного аппарата либо от оборудования, на котором должна производиться работа.

Расшиновку или отсоединение концов кабеля, проводов может выполнять лицо с группой по электробезопасности не ниже III из ремонтного персонала под руководством допускающего. С ближайших к рабочему месту токоведущих частей, доступных для непреднамеренного прикосновения, необходимо либо снять напряжение, либо их оградить.

Отключенное положение коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В с недоступными для осмотра контактами (автоматы невыкатного типа, пакетные выключатели, рубильники в закрытом исполнении и т.п.) определяется проверкой отсутствия напряжения на их зажимах либо на отходящих шинах, проводах или на зажимах оборудования, включаемого этими коммутационными аппаратами.

9.2 Правила по технике безопасности при работе с дизельными генераторами

Перед выполнением любых работ на дизельном генераторе нужно внимательно изучить инструкции по эксплуатации дизельного генератора и пульта управления, а также инструкцию по установке. В случае неясности, касаю-

щейся любого аспекта эксплуатации необходимо обратиться за консультацией к поставщику дизельного генератора.

Запрещается: использование некондиционных: масла, топлива, охлаждающей жидкости, смазок, сменных элементов и запчастей; перегрузка дизельного генератора по любой из фаз либо по всем трем фазам (для большинства моделей +10%); неравномерность нагрузки по фазам более 25%; работа дизельного генератора без предварительного заземления; работа под нагрузкой менее 20% в течение более 1 часа; работа двигателя на холостом ходу более 5 минут; проведение сварочных работ на дизельном генераторе и контуре заземления без отсоединения автоматического регулятора напряжения; заправка дизельного генератора топливом при наличии вблизи источников искр и пламени; работа дизельного генератора в среде, содержащей горючие и взрывчатые вещества; проведение работ по инсталляции, пусконаладке, обслуживанию и ремонту персоналом не прошедшим соответствующей подготовки; изменение конструкции дизельного генератора и ее узлов и агрегатов; проворачивание вала двигателя за лопасти вентилятора; проведение работ на функционирующем дизельном генераторе; работа дизельного генератора без воздушного фильтра; чистка дизельного генератора составами под давлением; использование несоответствующих инструментов; заземление дизельного генератора через различные трубопроводы; несоблюдение полярности стартерной батареи при подключении.

Требуется: устройство системы вентиляции помещения дизель-генераторной (в соответствии с инструкцией по инсталляции) во избежание перегрева дизельного генератора; устройство системы обогрева помещения дизель-генераторной для дизельного генератора с автоматическим запуском (температура внутри не должна опускаться ниже +5°C); устройство системы выпуска отработавших газов из помещения дизель-генераторной во избежание их накопления и отравления персонала; наблюдение за работой дизельного генератора по пульту управления; регулярная проверка уровня масла и охлаждающей жидкости; исключение самопроизвольного запуска дизельного генератора пе-

ред проведением любых работ посредством нажатия на кнопку аварийного останова или отсоединения кабелей стартерной батареи и ресивера пневмостартера; защита генератора переменного тока от попадания масла, топлива, охлаждающей жидкости; проведение подключения дизельного генератора в общую сеть (резервные дизельные генераторы) квалифицированным персоналом; соблюдение графика работ по техобслуживанию; хранение топлива в соответствии с действующими нормативами; обеспечение мер противопожарной безопасности.

Во избежание несчастных случаев необходимо соблюдать правила: не курить при заправке бака топливом; вытирать пролившееся топливо и хранить в безопасном месте одежду, пропитанную топливом; не заправлять бак топливом на работающем двигателе; не производить чистку, смазку и наладку работающего двигателя; поблизости от дизельного генератора не должно находиться посторонних; не подходить близко к работающей установке в свободной одежде, вращающиеся лопасти вентилятора неразличимы для глаза; не запускать двигатель, не установив защитные решетки; во избежание ошпаривания не снимать крышку радиатора на горячем двигателе, когда охлаждающая жидкость находится под давлением; не прикасаться к горячим узлам установки, таким как выхлопная труба и не класть на них горючие материалы; при контакте топлива под высоким давлением (форсунки) с кожей немедленно обращаться к врачу; избегать контактов дизельного топлива с кожей, использовать защитные перчатки или крем для рук; для проворачивания коленчатого вала вручную применять только соответствующий метод, не нужно пытаться вращать коленчатый вал, используя вентилятор в качестве рычага. Это может привести к серьезным травмам и повреждению лопастей вентилятора; перед отсоединением или снятием трубопроводов и штуцеров различных систем убедиться в отсутствии избыточного давления, не проверять рукой утечки систем под давлением, жидкости под давлением могут причинить серьезные травмы; антикоррозионные присадки являются токсичными веществами, не допускать попадания глаза, а также длительных или повторяющихся контактов с кожей, не допускать попадания

в желудочно-кишечный тракт; не используйте бензин и другие легковоспламеняющиеся продукты для очистки деталей дизельного генератора, использовать только соответствующие растворители; не использовать дефектные, плохо изолированные или временно соединенные кабели; не прикасаться к оголенным проводам или отсоединенным разъемам; не дотрагиваться до генератора мокрыми руками или ногами.

В целях максимальной эффективности и увеличения срока службы дизельного генератора необходимо регулярно выполнять процедуры технического обслуживания. Сроки выполнения работ указаны в графике планово-профилактического технического обслуживания и ремонта.

При эксплуатации дизельного генератора в зоне с повышенным загрязнением воздуха или при других неблагоприятных условиях необходимо сократить интервалы времени между выполнением плановых операций по техническому обслуживанию.

Необходимо поддерживать в чистоте внутренние системы двигателя. Это достигается путем регулярной замены фильтрующих элементов и смазочного масла.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР было проектирование собственных нужд и АСУ ТП ПС 220 кВ НПС №29. Была выбрана схема СН, рассчитаны токи КЗ, произведен выбор оборудования. Была спроектирована трехуровневая схема АСУ ТП.

Также была выбрана система оперативного тока. В качестве резервного источника питания собственных нужд была выбрана ДЭС. В главе безопасность были рассмотрены меры безопасности при работе в электроустановках до 1000 В, а также правила по технике безопасности при работе с дизельными генераторами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций : справочник / Л. Д. Рожкова, В.С. Козулин В. – М. : Энергоатомиздат, 2007. –306 с.
- 2 Васильев, А.А. Электрическая часть станций и подстанций : справочник / А. А. Васильев – М. : Энергоатомиздат, 2006. – 551 с.
- 3 Кокин, С.Е. Схемы электрических соединений подстанции : справочник / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. - М. : Энергоатомиздат, 2015. –99 с.
- 4 Неклепаев, Б. И. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 2008. - 604 с.
- 5 Мясоедов, Ю. В. Расчёт симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения : учеб. пособие / Ю.В. Мясоедов, Л.Б. Гоголева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2007. –186 с.
- 6 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части станций и подстанций : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2007. - 192 с.
- 7 Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей : учеб. пособие / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А. И. Таджибаев. - М. : Изд-во ПЭИ, 2007. - 31 с.
- 8 Тимофеев, С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжения : учебное издание / С. А. Тимофеев. - Красноярск : Изд-во ИПЦ КГТУ, 2007. - 49 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт в программе Mathcad 15.0