

Аннотация

В представленной бакалаврской работе на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ г.Сызрань» представлены мероприятия по замене силового оборудования, в том числе силовых трансформаторов, систем управления и релейной защиты.

Работа содержит характеристику и описание объекта реконструкции. Приведены результаты расчётов числа и мощности трансформаторов, обоснование и выбор аппаратов силовых цепей, а так же расчёт симметричного короткого замыкания. Подготовлены мероприятия по модернизации релейной защиты и автоматики на стороне 10 кВ.

Выпускная бакалаврская работа включает в себя пояснительную записку объёмом 59 страниц и графическую часть на 6 чертежах.

Содержание

Введение.....	4
1 Описание объекта проектирования.....	6
2 Анализ графиков нагрузок и расчёт нагрузок подстанции.....	10
3 Выбор типа трансформаторов, их числа и номинальной мощности.....	16
3.1 Определение оптимального варианта силового трансформатора	20
4 Расчёт токов короткого замыкания.....	22
5 Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей.	25
5.1 Выбор КРУ 10 кВ	25
5.2 Выбор высоковольтных выключателей.....	27
5.3 Выбор трансформатора тока.....	30
5.4 Выбор трансформатора напряжения.....	32
5.5 Выбор ограничителей перенапряжения.....	34
5.6 Выбор опорных и проходных изоляторов на стороне 10 кВ.....	35
6 Выбор релейной защиты.....	38
7 Расчёт электрического освещения.....	42
8 Собственные нужды подстанции.....	46
8 Заземление подстанции.....	48
9 Молниезащита подстанции.....	52
Заключение.....	55
Список использованных источников.....	57

Введение

Главные понизительные электроподстанции были и остаются ключевым звеном в системе распределения электрической энергии между потребителями и приёмниками РЭС. Они обеспечивают электроэнергией населённые пункты с их транспортной и коммунальной системой, инфраструктуру и технологические процессы промышленных предприятий. Являясь сложным инженерным сооружением главная понизительная подстанция (ГПП) должна отвечать самым высоким требованиям надёжности и безотказности работы, обеспечивать гибкость схемы и обладать высоким модернизационным ресурсом. От слаженности работы её составляющих зависит не только бесперебойное, но и качественное электроснабжение ответственных потребителей.

Главная понизительная подстанция представляет собой комплекс силового электрооборудования, оборудования вспомогательных цепей управления, измерений и сигнализации, а так же систему зданий и сооружений, обеспечивающих их работу.

Цель, поставленная в данной бакалаврской работе – повышение надёжности работы электрооборудования стороны 10 кВ, подстанции 110/10 кВ г. Сызрань. Данная подстанция обеспечивает электроэнергией потребителей промышленно-коммунальной зоны города, при этом оборудование, эксплуатируемое на подстанции, либо выработало свой ресурс, либо морально устарело. Стало быть, повышение надёжности работы подстанции возможно только при его замене на более современное и эффективное.

Достижение поставленной цели невозможно без решения ряда задач, в числе которых расчёт электрических нагрузок, выбор типа, числа и мощности трансформаторов, расчёт токов КЗ, выбор ячейки КРУ с комплектующим электрооборудованием, проектирование системы заземления и молниезащиты. Так же для надёжной и селективной работы систем защиты и противоаварийной автоматики подстанцию необходимо оснастить современной микропроцессорной релейной защитой на стороне 10 кВ.

Сторона 110 кВ в данной бакалаврской работе не подвергалась рассмотрению в связи с недавней реконструкцией ОРУ 110 кВ с установкой современного оборудования. Реконструкция проводилась в 2010-ом году.

Результатом достижения поставленных задач реконструкции должен стать объект электроэнергетики, отвечающий требованиям безопасности и обеспечивающий надёжное электроснабжение потребителей.

1 Описание объекта проектирования

Подстанция 110/10 кВ г.Сызрань расположена в промышленно-коммунальной зоне города (рисунок 1) и служит для преобразования и распределения электроэнергии. Электроснабжение потребителей осуществляется по кабельным линиям 10 кВ.



Рисунок 1 – Местоположение объекта проектирования

Подстанция получает питание от энергосистемы по двум радиальным воздушным ЛЭП 110 кВ – «Сызрань-7» и «Тяжмаш».

Конструктивно подстанция состоит из распределительного устройства ВН (110 кВ) открытого типа, трансформаторной площадки с двумя трансформаторами марки ТРДН- 16000/110/10/10 (расщеплённые обмотки на стороне НН, мощность 16000 кВА каждый), распределительного устройства НН (10 кВ) закрытого типа, а так же общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

Основными потребителями ГПП являются промышленные объекты и городские потребители:

- завод «Тяжмаш»;
- гаражный кооператив;
- промышленный мкр-рп;
- военный городок;
- дачный массив

Планируется подключение потребителей в строящемся микрорайоне.

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ 10 кВ) подстанции размещено в отдельно стоящем кирпичном строении. Схема главных соединений выполнена на базе двух рядов ячеек КРУ 10 кВ (рисунок 2), четыре секции шин 10 кВ, каждая из которых подключена к своей обмотке НН трансформатора. Ячейки КРУ 10 кВ укомплектованы выкатными масляными выключателями типа ВМП-10.



Рисунок 2 – ЗРУ-10 кВ п/ст 110/10

Открытое распределительное устройство размещено на огороженной площадке и состоит из двух ячеек с ремонтной переключкой. После реконструкции на ОРУ 110 кВ установлены линейные и шинные разъединители марки РЛНД-2-110-2000, элегазовые выключатели марки ВГП-110-2000/40 УХЛ4, ограничители перенапряжения ОПНн-110. Ремонтная переключка состоит из модульного блока с двумя разъединителями марки РЛНД-1-110-2000.



Рисунок 3 – ОРУ-110 кВ после реконструкции

Силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 (рисунок 3), установленные на площадках маслоприёмного устройства, являются физически и морально устаревшими (1973 и 1976 годы выпуска соответственно). В связи с чем рассматривается вариант замены существующих трансформаторов на аналогичные или на более мощные, для чего производится расчёт силовых нагрузок подстанции по графикам нагрузки зимнего и летнего периода.



Рисунок 4 – Силовой трансформатор Т-2

Схема главных соединений силового оборудования в процессе реконструкции не затрагивается и остается без изменений в связи с достаточной степенью надёжности и оперативной гибкости.

2 Анализ графиков нагрузок и расчёт нагрузок подстанции

Расчёт электрических нагрузок может производиться по различным методикам, однако для подстанции 110/10 кВ с большим количеством потребителей, различных по режиму работы и мощности, наиболее рациональным является анализ графиков нагрузок. Данный метод учитывает как систематические, так и случайные колебания мощности, и даёт представление об изменении потребляемой мощности во времени за определённый период.

Для учёта сезонного колебания спроса на мощность были проведены замеры нагрузки летних и зимних рабочих суток. Осреднённые результаты замеров сведены в таблице 1 и таблице 2.

Произведём суммирование токовой нагрузки всех ячеек на стороне 10 кВ подстанции на каждый момент времени замера нагрузки (для примера возьмём 1:00):

$$\begin{aligned} I_{\Sigma A} = & 30 + 40 + 35 + 40 + 20 + 25 + 35 + 55 + \\ & + 40 + 40 + 40 + 30 + 30 + 35 + 50 + 55 + 55 + \\ & + 35 + 30 + 35 + 35 + 35 = 830 \text{ A}. \end{aligned} \quad (2.1)$$

Исходя из этого, определим полную мощность:

$$S_{\Sigma MBA} = U \cdot I = 10 \text{ кВ} \cdot 830 \text{ А} = 8,3 \text{ МВА}. \quad (2.2)$$

Аналогичным образом производим расчёт суммарной мощности для остальных моментов времени. Полученные результаты сводим в таблицу 1 и таблицу 2.

Таблица 1 - Суточный график нагрузок для летних суток

Время	Номер ячейки и величина нагрузки																								S_{Σ} МВА
	5	10	11	12	13	14	17	19	20	22	24	28	32	37	39	41	42	48	49	52	53	58	60	62	
0:00	65	50	50	0	30	135	30	92	80	-	80	10	35	40	70	70	85	95	-	50	70	65	80	-	13,4
1:00	35	40	35	0	20	50	35	55	40	-	40	30	25	30	35	40	55	55	-	30	30	35	35	-	8,3
2:00	35	40	35	0	20	50	35	55	40	-	40	30	25	30	35	40	55	55	-	30	30	35	35	-	8,3
3:00	20	21	20	20	100	85	30	40	20	-	60	10	15	20	20	70	30	50	-	20	20	10	30	-	7,6
4:00	20	21	20	20	100	85	30	40	20	-	60	10	15	20	20	70	30	50	-	20	20	10	30	-	7,6
5:00	20	21	20	20	100	85	30	40	20	-	60	10	15	20	20	70	30	50	-	20	20	10	30	-	7,6
6:00	25	20	20	25	80	90	20	40	30	-	70	0	15	30	30	50	30	50	-	20	30	10	50	-	7,8
7:00	40	40	60	0	20	105	30	40	35	-	70	10	15	30	50	50	45	60	-	30	30	40	50	-	9,1
8:00	65	50	50	0	30	135	30	92	80	-	80	10	35	40	70	70	85	95	-	50	70	65	80	-	13,4
9:00	70	60	65	0	40	135	35	92	85	-	85	10	35	45	75	75	85	95	-	60	70	70	85	-	14,4
10:00	70	70	75	0	55	140	35	100	90	-	85	20	55	50	75	75	85	95	-	65	70	70	85	-	15,3
11:00	70	70	70	0	55	140	35	100	80	-	80	20	50	50	75	70	85	95	-	60	70	70	75	-	15,1
12:00	50	50	55	20	40	100	20	90	60	-	80	0	25	20	45	50	60	90	-	45	50	55	60	-	11
13:00	70	60	65	0	40	135	35	92	85	-	85	10	35	45	75	75	85	95	-	55	70	70	85	-	14,3
14:00	70	60	65	0	40	135	35	92	85	-	85	10	35	45	75	75	85	95	-	55	70	70	85	-	14,1
15:00	70	60	65	0	40	135	35	92	85	-	85	10	35	45	75	75	85	95	-	55	70	70	85	-	14,2
16:00	70	60	65	0	35	130	35	92	70	-	80	10	35	45	70	70	80	90	-	55	70	70	70	-	13,6
17:00	35	50	50	0	30	50	20	65	55	-	45	5	30	30	45	55	65	45	-	40	30	40	55	-	9,4
18:00	55	55	55	0	35	80	30	75	60	-	75	10	35	45	60	65	75	75	-	50	50	65	65	-	11,7
19:00	55	50	55	0	30	80	30	75	60	-	75	10	35	45	60	60	75	75	-	50	50	65	60	-	11,4
20:00	55	50	55	0	30	80	30	75	60	-	70	10	35	45	60	60	75	75	-	50	50	65	60	-	11,2
21:00	35	45	55	0	30	60	30	70	50	-	60	10	30	30	45	50	65	60	-	35	40	45	50	-	9,5
22:00	30	40	35	0	20	50	30	50	40	-	40	10	20	30	35	40	55	55	-	30	30	35	35	-	8,3
23:00	30	40	35	0	20	50	30	50	40	-	40	10	20	30	35	40	55	55	-	30	30	35	35	-	8,3

Таблица 2 - Суточный график нагрузок для зимних суток

Время	Номер ячейки и величина нагрузки																								Σ МВ.А
	5	10	11	12	13	14	17	19	20	22	24	28	32	37	39	41	42	48	49	52	53	58	60	62	
0:00	47	34	30	34	17	26	30	26	34	-	34	26	26	34	30	43	47	47	-	0	21	30	30	-	7,1
1:00	47	34	30	34	17	26	30	26	34	-	34	26	26	34	30	43	47	47	-	0	21	30	30	-	7,1
2:00	47	34	30	34	17	26	30	26	34	-	34	26	26	34	30	43	47	47	-	0	21	30	30	-	7,1
3:00	26	18	17	60	85	17	26	17	17	-	51	9	17	17	17	72	34	43	-	17	13	9	17	-	6,4
4:00	26	18	17	60	85	17	26	17	17	-	51	9	17	17	17	72	34	43	-	17	13	9	17	-	6,4
5:00	26	18	17	60	85	17	26	17	17	-	51	9	17	17	17	72	34	43	-	17	13	9	17	-	6,4
6:00	26	17	17	43	68	26	43	26	26	-	60	0	17	17	26	77	34	43	-	21	13	9	21	-	6,6
7:00	38	34	51	43	17	26	43	26	30	-	60	9	26	26	43	89	34	51	-	0	13	34	34	-	7,7
8:00	72	43	43	60	26	34	68	60	68	-	68	9	43	51	60	115	78	81	-	0	30	55	55	-	11,4
9:00	72	51	55	64	34	38	72	60	72	-	72	9	51	55	64	115	78	81	-	0	30	60	60	-	12,2
10:00	72	60	64	64	47	43	72	60	77	-	72	17	55	55	64	119	85	81	-	0	47	60	60	-	13
11:00	72	60	60	60	47	43	64	60	68	-	68	17	51	55	64	119	85	81	-	0	43	60	60	-	12,6
12:00	51	43	47	43	34	17	51	43	51	-	68	0	38	26	38	85	77	77	-	17	21	47	43	-	9,3
13:00	72	51	55	64	34	38	72	60	72	-	72	9	47	55	64	115	78	81	-	0	30	60	60	-	12,2
14:00	72	51	55	64	34	38	72	60	72	-	72	9	47	55	64	115	78	81	-	0	30	60	60	-	12,2
15:00	72	51	55	64	34	38	72	60	72	-	72	9	47	55	64	115	78	81	-	0	30	60	60	-	12,2
16:00	68	51	55	60	30	38	60	60	60	-	68	9	47	51	60	111	78	77	-	0	30	60	60	-	11,6
17:00	55	43	43	47	26	26	47	26	47	-	38	4	34	30	38	43	55	38	-	0	26	34	30	-	7,4
18:00	64	47	47	55	30	38	55	43	51	-	64	9	43	47	51	68	64	64	-	0	30	55	47	-	10
19:00	64	43	47	51	26	38	51	43	51	-	64	9	43	47	51	68	64	64	-	0	30	55	47	-	9,8
20:00	64	43	47	51	26	38	51	43	51	-	60	9	43	43	51	68	64	64	-	0	30	55	47	-	9,8
21:00	55	38	47	43	26	26	43	34	43	-	51	9	30	38	38	51	60	51	-	0	26	38	30	-	8
22:00	47	34	30	34	17	26	30	26	34	-	34	9	26	34	30	43	43	47	-	0	17	30	26	-	7,1
23:00	47	34	30	34	17	26	30	26	34	-	34	9	26	34	30	43	43	47	-	0	17	30	26	-	7,1

По расчётным данным таблицы 1 и таблицы 2 необходимо построить суточные графики нагрузок (рисунок 5).



Рисунок 5 – Внешний вид суточного графика нагрузки подстанции
 Суточный график необходим для нахождения следующих величин:
 Суточный расход электроэнергии в летний и зимний период:

$$W_c = \sum_{i=0}^{24} P_i \cdot t_i, \quad (2.3)$$

Лето:

$$W_c = (5,8 \cdot 5) + (5,3 \cdot 3) + (5,4 \cdot 1) + (6,3 \cdot 1) + (9,3 \cdot 1) + (10 \cdot 1) + (10,7 \cdot 1) + \\ + (10,3 \cdot 1) + (7,6 \cdot 1) + (10 \cdot 1) + (10,6 \cdot 1) + (10,3 \cdot 1) + (7,6 \cdot 1) + (10 \cdot 3) + (9,5 \cdot 1) + \\ + (6,1 \cdot 1) + (8,2 \cdot 1) + (8 \cdot 1) + (6,6 \cdot 1) = 193 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Зима:

$$W_c = (6,81 \cdot 3) + (6,2 \cdot 3) + (6,4 \cdot 1) + (7,63 \cdot 1) + (10,99 \cdot 1) + (11,81 \cdot 1) + \\ + (12,55 \cdot 1) + (12,4 \cdot 1) + (9 \cdot 1) + (11,7 \cdot 1) + (11,6 \cdot 1) + (11,6 \cdot 1) + (11,2 \cdot 1) + \\ + (7,7 \cdot 1) + (9,6 \cdot 1) + (9,3 \cdot 1) + (9,2 \cdot 1) + (7,8 \cdot 1) + (6,8 \cdot 2) = 213 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Среднесуточную электрическую нагрузку:

$$P_{срс} = \frac{W_c}{t_c} \quad (2.4)$$

где t_c – продолжительность суток, 24 часа.

Лето:

$$P_{cpc} = \frac{193}{24} = 8 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Зима:

$$P_{cpc} = \frac{213}{24} = 8,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Коэффициент полноты графика нагрузки:

Лето:

$$P_{зз} = \frac{W_c}{P_{\max} \cdot t_c} = \frac{193}{13 \cdot 24} = 0,62. \quad (2.5)$$

Зима:

$$P_{зз} = \frac{W_c}{P_{\max} \cdot t_c} = \frac{213}{15,3 \cdot 24} = 0,58. \quad (2.6)$$

Для определения требуемой мощности силовых трансформаторов необходимо графика нагрузок построить по продолжительности ступеней. Данное построение выполняется на основании суточных графиков и представляет собой упорядоченный годовой график (нагрузки располагаются в порядке их убывания).

По упорядоченному годовому графику (рисунок 6) определяем следующие параметры.

Потребление электроэнергии за год:

$$W_c = P_i \cdot T_i, \quad (2.7)$$

где P_i - активная мощность i -той ступени графика, МВт;

T_i - продолжительность i -той ступени графика, ч.

$$W_c = (13,4 \cdot 1460) + (13,1 \cdot 1460) + (10,7 \cdot 1095) + (9 \cdot 1460) + (7,4 \cdot 1825) + (7 \cdot 1460) = 87272 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

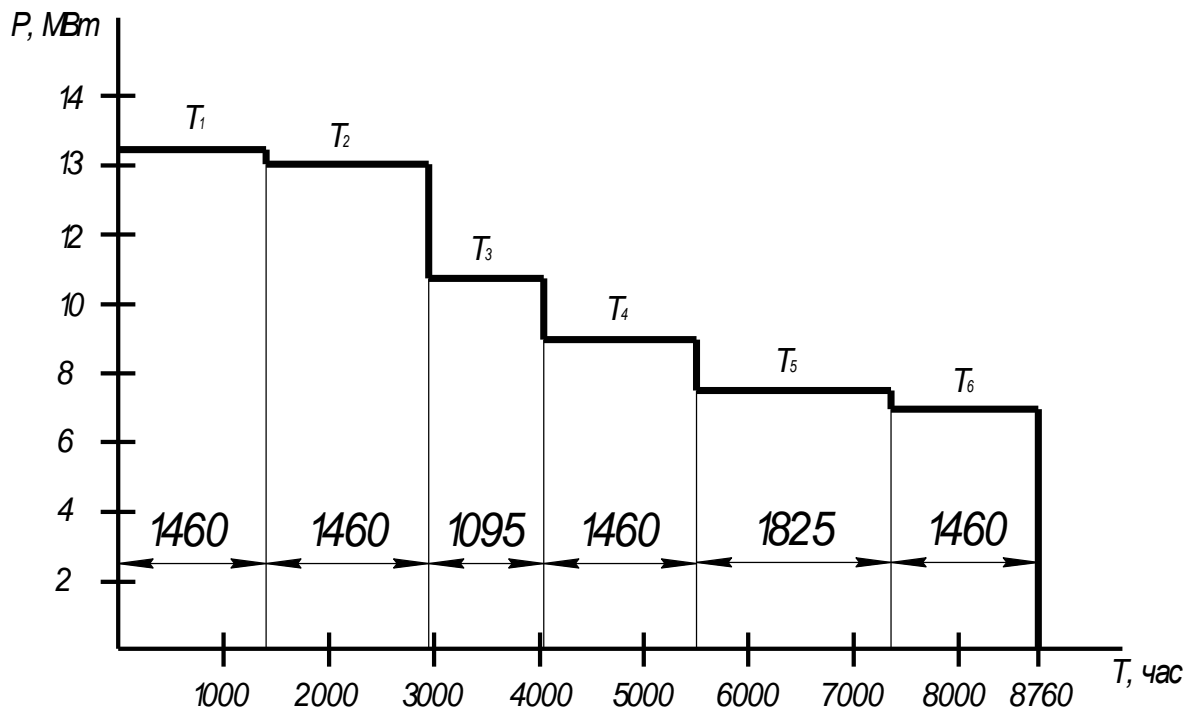


Рисунок 6 - Годовой график нагрузок по продолжительности

Средняя годовая нагрузка:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_c}{T_2}, \quad (2.8)$$

где $T_2 = 8760$ ч/год,

$$P_{\text{ср}} = \frac{87272}{8760} = 9,96 \text{ МВт.}$$

Коэффициент заполнения годового графика.:

$$P_{\text{з}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \quad (2.9)$$

где P_{max} - максимальная электрическая нагрузка, МВт.

$$P_{\text{з}} = \frac{9,96}{13,4} = 0,7.$$

Исходя из полученных данных приступаем к выбору трансформаторов подстанции.

3 Выбор типа трансформаторов, их числа и номинальной мощности

Выбор трансформаторов начинаем с определения их числа на трансформаторной подстанции. Так как в числе потребителей присутствует II и I категории надёжности, требуется обеспечить установку не менее двух трансформаторов. Кроме того, мощность каждого трансформатора должна быть выбрана с учётом перегрузки 40% при поломке одного из них.

Расчёт потребной единичной мощности производим по выражению 3.1:

$$S_{ТНОМ} = 0,7 \cdot S_{\max} = 0,7 \cdot 14,6 = 10,22 \text{ МВА.} \quad (3.1)$$

Для дальнейшего рассмотрения в работе необходимо принять силовые трансформаторы с номинальной мощностью больше, чем получена в выражении 3.1. Таковыми являются мощности 16 МВА и 25 МВА соответственно.

По каталогам производителей выбираем трансформаторы марок ТРДН-16000/110/10/10 и ТРДН-25000/110/10/10

В первую очередь рассматривается вариант комплектования подстанции трансформаторами, аналогичными по мощности. Это трансформатор ТРДН-16000/110/10/10.

Таблица 3 – Номинальные параметры трансформатора (вариант 1)

Наименование	Ном.мощность, МВА	Каталожные данные						
		Ном.напряжение обмоток, кВ		Напряжение КЗ, %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	Ток ХХ, %	Раночная стоимость, тыс.руб.
		ВН	НН					
ТРДН – 16000/110/10/10	16	115	11	10,5	88	19	0,72	9.850



Рисунок 8 – Трансформатор ТРДН-16000/110/10/10

Приведенные потери мощности трансформатора на холостом ходу:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x = 18 + 0,05 \cdot 112 = 23,6 \text{ кВт}; \quad (3.15)$$

$$\text{где } \Delta Q_x = I_{xx} \cdot S_{ном.м} / 100 = 0,7 \cdot 16000 / 100 = 112 \text{ квар}; \quad (3.16)$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар};$$

Приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

$$U_{кв\%} = 0,125 \cdot U_{квв-нн} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125\%; \quad (3.17)$$

$$U_{кн\%} = 1,75 \cdot U_{квв-нн} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\%; \quad (3.18)$$

$$\Delta Q_{кв\%} = U_{кв\%} \cdot S_{ном.м} / 100 = 1,3125 \cdot 16000 / 100 = 210 \text{ квар}; \quad (3.19)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{кн1\%} = \Delta Q_{кн2\%} &= U_{кн\%} \cdot S_{ном.м} / 100 = 18,375 \cdot 16000 / 100 = \\ &= 2940 \text{ квар} \end{aligned} \quad (3.20)$$

$$\Delta P_{кв} = 0; \quad (3.21)$$

$$\Delta P_{кн} = 2 \cdot \Delta P_k = 2 \cdot 85 = 170 \text{ кВт}; \quad (3.22)$$

$$\Delta P'_{кв} = \Delta P_{кв} + K_{un} \cdot \Delta Q_{кв} = 0 + 0,05 \cdot 210 = 10,5 \text{ кВт}; \quad (3.23)$$

$$\Delta P'_{кн} = \Delta P_{кн} + K_{un} \cdot \Delta Q_{кн} = 170 + 0,05 \cdot 2940 = 317 \text{ кВт}; \quad (3.24)$$

$$\Delta P'_k = \Delta P'_{кн} + \Delta P'_{кв} = 10,5 + 317 = 327,5 \text{ кВт}; \quad (3.25)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}} = \frac{14,6}{2 \cdot 16} = 0,47 \quad (3.13)$$

Приведенные потери мощности:

$$P'_m = \Delta P'_x + K_3^2 \cdot \Delta P'_k = 10,5 + 0,47^2 \cdot 327,5 = 82,8 \text{ кВт} \quad (3.14)$$

Далее рассматриваем вариант установки на ГПП трансформаторов ТРДН-25000/110/10/10, то есть увеличенной мощности.

Таблица 4 – Номинальные параметры трансформатора (вариант 2)

Наименование	Ном. мощность, МВА	Каталожные данные						
		Ном. напряжение обмоток, кВ		Напряжение КЗ, %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	Ток ХХ, %	Рабочая стоимость, тыс.руб.
		ВН	НН					
ТРДН – 25000/110/10/10	25	115	11	10,55	123	27	0,68	18.550



Рисунок 9 – Трансформатор ТРДН-25000/110/10/10

Приведенные потери мощности трансформатора на холостом ходу:

$$\Delta P'_x = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x = 25 + 0,05 \cdot 162,5 = 33,13 \text{ кВт}; \quad (3.15)$$

$$\text{где } \Delta Q_x = I_{xx} \cdot S_{ном.м} / 100 = 0,65 \cdot 25000 / 100 \text{ квар}; \quad (3.16)$$

$$K_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар};$$

Приведенные нагрузочные потери мощности трансформатора:

$$U_{кв\%} = 0,125 \cdot U_{квв-нн} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125\%; \quad (3.17)$$

$$U_{кн\%} = 1,75 \cdot U_{квв-нн} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375\%; \quad (3.18)$$

$$\Delta Q_{кв\%} = U_{кв\%} \cdot S_{ном.м} / 100 = 1,3125 \cdot 25000 / 100 = 328,13 \text{ квар}; \quad (3.19)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{кн1\%} = \Delta Q_{кн2\%} &= U_{кн\%} \cdot S_{ном.м} / 100 = 18,375 \cdot 25000 / 100 = \\ &= 4593,75 \text{ квар} \end{aligned} \quad (3.20)$$

$$\Delta P_{кв} = 0; \quad (3.21)$$

$$\Delta P_{кн} = 2 \cdot \Delta P_k = 2 \cdot 120 = 240 \text{ кВт}; \quad (3.22)$$

$$\Delta P'_{кв} = \Delta P_{кв} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{кв} = 0 + 0,05 \cdot 328,13 = 16,41 \text{ кВт}; \quad (3.23)$$

$$\Delta P'_{кн} = \Delta P_{кн} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{кн} = 240 + 0,05 \cdot 4593,75 = 469,69 \text{ кВт}; \quad (3.24)$$

$$\Delta P'_k = \Delta P'_{кн} + \Delta P'_{кв} = 16,41 + 469,69 = 486,1 \text{ кВт}; \quad (3.25)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном,Т}} = \frac{14,6}{2 \cdot 25} = 0,29. \quad (3.26)$$

Приведенные потери мощности:

$$P_m = \Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P'_k = 33,13 + 0,29^2 \cdot 486,1 = 74,01 \text{ кВт}. \quad (3.27)$$

3.1 Определение оптимального варианта силового трансформатора

Расчёт единичной номинальной мощности показал, что оба выбранных для рассмотрения трансформатора пригодны к установке на подстанции. Дальнейший выбор производится технико-экономическим сопоставлением вариантов трансформаторов. В результате выберем наиболее экономически выгодный вариант.

Вариант 1:

Капиталовложения в электрооборудование:

$$K_2 = 2 \cdot K_{16} = 2 \cdot 9,8 = 19,6 \text{ тыс. руб.}, \quad (3.28)$$

где K_{16} - рыночная цена трансформатора.

Среднегодовые издержки:

$$I_{a16} = p_a \cdot K_2 = 0,1 \cdot 19,6 = 1,96 \text{ тыс. руб.} \quad (3.29)$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{э} = C_{э} \cdot \Delta C_{П16} = 1,3 \cdot 725328 = 942,9 \text{ тыс. руб. / год}, \quad (3.30)$$

где $\Delta C_{П16} = P_m \cdot 8760 = 82,8 \cdot 8760 = 725328 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$.

Затраты суммарные годовые:

$$Z_{нр1} = E_H \cdot K + I_{a16} + I_{э16} = 0,15 \cdot 19,6 + 1,96 + 942,9 = 947,8 \text{ тыс. руб.} \quad (3.31)$$

Вариант 2:

Капиталовложения в электрооборудование:

$$K_1 = 2 \cdot K_{25} = 2 \cdot 18,4 = 36,8 \text{ тыс. руб.}, \quad (3.32)$$

где K_{25} - рыночная цена трансформатора.

Среднегодовые издержки:

$$I_{a25} = p_a \cdot K_1 = 0,1 \cdot 36,8 = 3,68 \text{ тыс. руб.} \quad (3.33)$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\text{э}} = C_{\text{э}} \cdot \Delta C_{\text{П25}} = 1,3 \cdot 648327,6 = 842,83 \text{ тыс. руб. / год}, \quad (3.34)$$

$$\text{где } \Delta C_{\text{П25}} = P_m \cdot 8760 = 74,01 \cdot 8760 = 648327,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \quad (3.35)$$

Затраты суммарные годовые:

$$Z_{\text{ПР2}} = E_n \cdot K + I_{a25} + I_{\text{э}} = 0,15 \cdot 36,8 + 3,68 + 842,83 = 852,03 \text{ тыс. руб.} \quad (3.36)$$

Сравнение показало, что невзирая на более высокие капитальные затраты второго варианта, издержки ощутимо меньше, что в конечном итоге скажется на стоимости эксплуатации подстанции. Так же учитывались перспективы расширения подстанции с подключением новых потребителей. Окончательно принять вариант 2 – два трансформатора марки ТРДН-25000/110/10/10.

4 Расчёт токов короткого замыкания

Правильное определение величины токов короткого замыкания (КЗ) необходимо для дальнейшего выполнения работы, так как от этого зависят электрические аппараты, изоляторы, уставки РЗиА и т.п.

Короткие замыкания бывают симметричными и несимметричными. В работе произведём расчёт токов только трёхфазного короткого замыкания напряжением выше 1 кВ, так как данное КЗ является наиболее опасным. Схемы для расчёта (расчётная и схема замещения) представлены на рисунке 10.

Сопротивления схемы замещения:

$$x_{* \bar{b},c} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{3000} = 0,33; \quad (4.1)$$

$$x_{* \bar{b},T_{BH}} = \frac{U_{\kappa.в},\%}{100} \frac{S_{\bar{b}}}{S_{номТ}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,525; \quad (4.2)$$

$$x_{*T_{HH2}} = x_{*T_{HH2}} = \frac{U_{\kappa.в},\%}{100} \frac{S_{\bar{b}}}{S_{номТ}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35. \quad (4.3)$$

$$x_{л1} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{номт}^2}; \quad (4.4)$$

$$x_{л1} = x_{y\partial} * l * \frac{S_{\bar{b}}}{U_{номт}^2} = 0,4 \cdot \left(\frac{5}{2}\right) \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,076;$$

$$x_{л2} = x_{y\partial} * l * \frac{S_{\bar{b}}}{U_{номт}^2} = 0,4 \cdot \left(\frac{6}{2}\right) \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,091;$$

$$x_{л3} = x_{y\partial} * l * \frac{S_{\bar{b}}}{U_{номт}^2} = 0,4 \cdot \left(\frac{20}{2}\right) \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,302;$$

$$x_{\Sigma} = x_{л1} + x_{л2} + x_{л3} = 0,076 + 0,091 + 0,302 = 0,47.$$

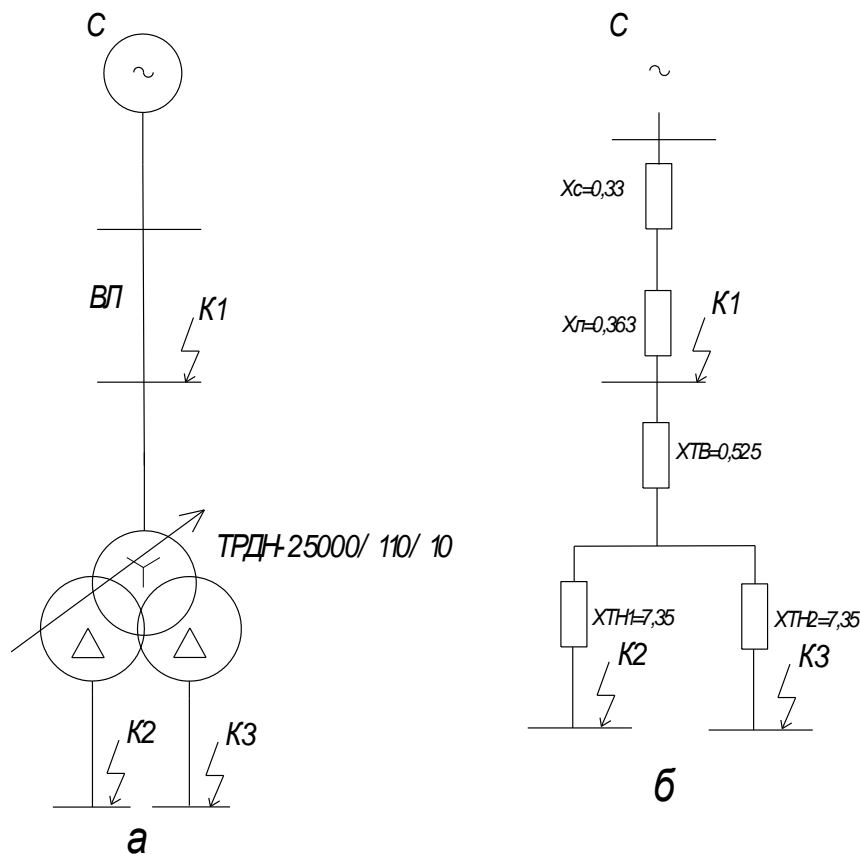


Рисунок 10 - Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Короткое в точке $K1$. Суммарное сопротивление до точки $K1$:

$$x_{*рез(\delta)} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,\Sigma} = 0,33 + 0,47 = 0,8.$$

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.} \quad (4.5)$$

Первоначальное действующее значение периодической составляющей тока $K3$:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{0,8} \cdot 5,02 = 6,28 \text{ кА.} \quad (4.6)$$

Ударный ток $K3$ следует определять по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,28 \cdot 1,8 = 15,99 \text{ кА,} \quad (4.7)$$

где $k_{y\delta} = 1,8$ –ударный коэффициент.

Короткое в точке $K2$ и $K3$. Суммарное сопротивление до точки $K2$:

$$x_{*рез(\delta)} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l\Sigma} + x_{*\delta,ТВ} + x_{\delta,ТНН} = 0,33 + 0,47 + 0,525 + 7,35 = 8,68 \quad (4.8)$$

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА}. \quad (4.9)$$

Первоначальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ находится по формуле:

$$I^{(3)}_{n,o} = \frac{E''_{*\delta}}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{8,68} \cdot 54,98 = 6,33 \text{ кА}. \quad (4.10)$$

Ударный ток КЗ следует определять по формуле :

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,34 \cdot 1,92 = 17,21 \text{ кА}. \quad (4.11)$$

Данные, полученные в результате расчёта приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Параметры 3-х фазного КЗ

Точка КЗ	Напряжение ступени КЗ, U_n , кВ	Ударный коэффициент, $K_{уд}$	Ток периодической составляющей, $I^{(3)}_к$, кА	Ударный ток, $i_{уд}$, кА
К1	110	1,8	6,28	15,99
К2; К3	10	1,92	6,33	17,21

Полученные данные о величине токов короткого замыкания учитываются при выборе и проверке силового оборудования на термическую и динамическую стойкость.

5 Выбор основного оборудования и токоведущих частей

5.1 Выбор КРУ 10 кВ

Анализ состояния основного оборудования подстанции 110/10 кВ г.Сызрань показал необходимость полной замены всего оборудования главных схем на стороне НН (10 кВ). Установленные ячейки 10 кВ с масляными выключателями ВМП-10 не только физически и морально устарели, но и требуют сложных мероприятий в эксплуатации и обслуживании (замену масла в дугогасящих камерах, контроль уровня масла и т.д.).

По вариантам исполнения распределительное устройство НН на подстанциях такого типа может быть закрытого исполнения (в отдельном здании) или комплектного типа наружной установки (в виде блока заводской сборки). При проектировании новых объектов электроэнергетики предпочтение отдаётся второму типу исполнения (КРУН), так как применение укрупнённых блоков существенно упрощает монтажные и пуско-наладочные работы. Время между доставкой КРУН на строительную площадку и включением шин под напряжение составляет от 8 до 12 часов. Так же уменьшается сметная стоимость проекта благодаря минимальным земляным и строительным работам. Модуль КРУН заводского изготовления содержит кроме ячеек силового оборудования так же необходимые вспомогательные системы (освещение, отопление, вентиляцию) в готовом к работе виде.

Однако при реконструкции существующих объектов зачастую нет возможности закладывать в проект некоторые технические решения. В частности, при наличии здания действующего ЗРУ-10 его снос с последующей установкой КРУН обойдётся дороже, нежели замена оборудования внутри ЗРУ. В связи с чем принимается решение в данной бакалаврской работе произвести подбор оборудования и токопроводящих частей для замены существующего в данный момент, без изменения

конструкции распределительного устройства.

Всё установленное в ЗРУ-10 силовое оборудование размещено в двух рядах ячеек 10 кВ. Для замены существующих ячеек выбрано комплектное распределительное устройство производстве Самарского завода «Электрощит» серии КРУ СЭЩ-68 (рисунок 11).

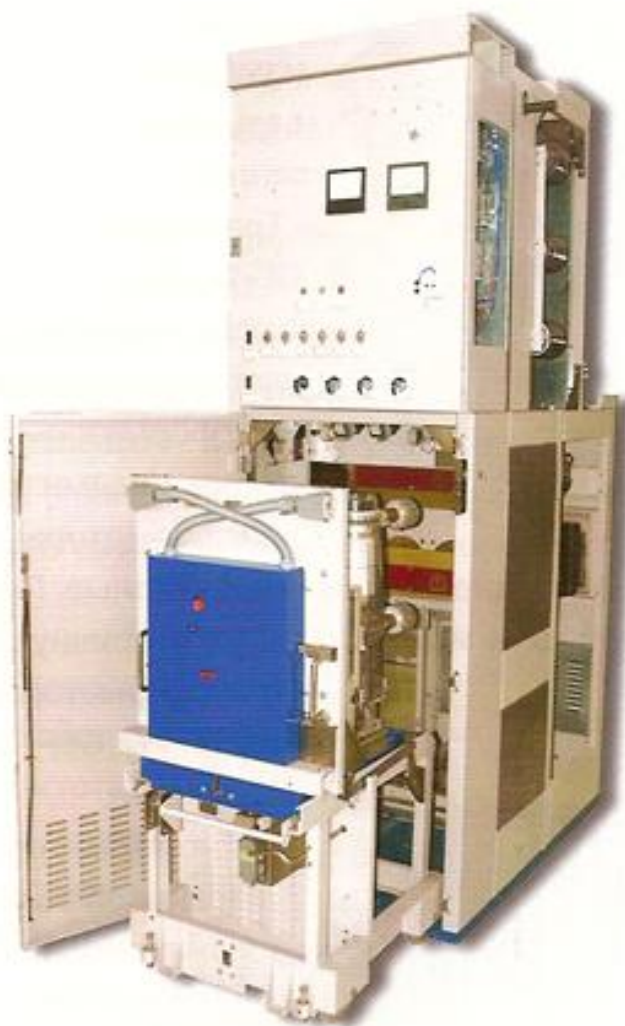


Рисунок 11 – Внешний вид шкафа КРУ СЭЩ - 68

Данное распределительное устройство выполнено в виде шкафа одностороннего обслуживания с выкатным элементом, что значительно упрощает проведение работ по замене силового выключателя.

КРУ марки СЭЩ - 68 предназначены для работы внутри помещения при высоте над уровнем моря до 1000 м, температуре окружающего воздуха

от -25 до +40 °С, атмосфера типа II по ГОСТ 15150—69. При необходимости эксплуатации шкафа марки СЭЩ-68 в помещениях с температурой ниже -25 °С шкафы комплектуются встроенными автоматическими обогревателями, позволяющими создать необходимые для работы температурные условия.

Шкафы КРУ СЭЩ-68 имеют габаритные размеры, не более:

- высота – 2385 мм;
- ширина – 750 мм;
- глубина – 1350 мм;
- масса не более –1100 кг.

На базе шкафа КРУ СЭЩ-68 завод-изготовитель выпускает полный перечень ячеек в зависимости от назначения: вводная, отходящей линии (фидерная), секционная, с измерительным трансформатором напряжения, с трансформатором собственных нужд и т.д. Всего возможно около двухсот вариантов схем главных соединений, включая схемы для одностороннего и двухстороннего вариантов обслуживания.

Шкафы КРУ СЭЩ-68 имеют верхнее расположение сборных шин, что упрощает обслуживание и делает эксплуатацию ячеек более безопасной. Кроме того в ячейке предусмотрены автоматические защитные шторки, защищающие токоведущие части при извлечении выкатного элемента.

5.2 Выбор высоковольтных выключателей

Основным аппаратом КРУ-10 кВ является высоковольтный выключатель, осуществляющий оперативные и аварийные коммутации. Выключателями укомплектовано 90% ячеек КРУ-10 – вводные, секционные, отходящих линий и резервные.

При выборе выключателей руководствуются в основном конструктивным исполнением дугогасящей камеры, которая для напряжения 10 кВ может быть масляной, элегазовой или вакуумной. Для выключателей,

установленных в закрытых помещениях, наиболее предпочтительной является вакуумная дугогасящая камера, так как она не содержит опасного газового наполнения и не требует установки газоанализирующих устройств. Всё это делает вакуумные выключатели простыми, надёжными и безопасными в эксплуатации.

Внешний вид вакуумного выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000, принятого к установке, на рисунке 12.

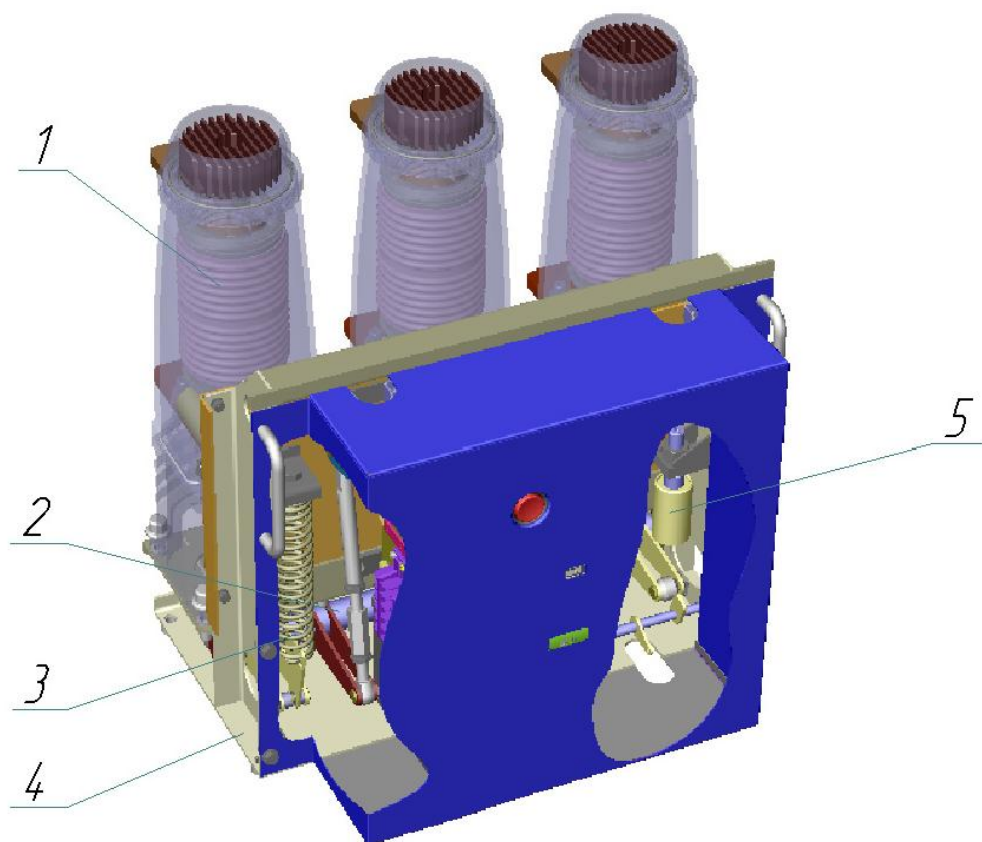


Рисунок 12 – Выключатель ВВУ-СЭЩ-10-20/1000

- 1 – полюс с дугогасящей камерой; 2 - вал выключателя; 3 - пружина отключения; 4 – монтажная рама;
5 – маслянный демфер.

Выбор выключателя осуществляется по следующим параметрам:

- номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.1)$$

$$U_{уст} = 10кВ \leq U_{ном} = 10кВ;$$

- Номинальному току:

$$I_p \leq I_{ном}; \quad (5.2)$$

$$I_p = \frac{S_{Н.Т}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_H} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10,5} = 687,32; \quad (5.3)$$

$$I_p = 687,3А \leq I_{ном} = 1000А;$$

- Отключающей способности:

$$I_{нт} \leq I_{откл.ном}; \quad (5.4)$$

$$I_{нт} = 6,42кА;$$

$$I_{откл.ном} = 20кА;$$

$$I_{нт} = 6,42кА \leq I_{откл.ном} = 20кА;$$

- Предельному сквозному току КЗ (электродинамическая стойкость):

$$I_{н.о} \leq I_{пр.с}; \quad (5.5)$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}; \quad (5.6)$$

где $I_{пр.с} = 20кА$ – предельный сквозной;

$I_{н.о} = 6,42кА$ – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

$$I_{н.о} = 6,42кА \leq I_{пр.с} = 20кА;$$

$$i_{уд} = 12,3кА \leq i_{пр.с} = 52кА;$$

- Тепловому импульсу (термическая стойкость)

$$B_k \leq B_{ном}; \quad (5.7)$$

$$\begin{aligned}
 B_k &= I_n^2 \cdot (\tau + T_a) = 6,42^2 \cdot 0,16 = 6,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \\
 B_{ном} &= I_{тер}^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.
 \end{aligned}
 \tag{5.8}$$

где I_T – предельный ток термической стойкости;

t_T – длительность действия тока термической устойчивости.

$$B_k = 6,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{ном} = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

По результатам всех проверок выключатель марки ВВУ-СЭЩ-П-10-20/1000 удовлетворяет всем требованиям и принимается к установке в КРУ-10.

5.3 Выбор трансформатора тока

Измерительные трансформаторы тока необходимы для преобразования величины тока в удобную для измерения. В связи с этим большинство трансформаторов тока изготавливаются с вторичным током 5 А и 1 А. Кроме того трансформатор тока обеспечивает гальваническую развязку цепей высокого напряжения и цепей измерения и защиты, что необходимо для безопасности обслуживающего персонала.

Предварительно для проверки принимаем трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ- 10-1000/5 с литой изоляцией и первичным током до 1000 А. Выбранный трансформатор тока проверяется по следующим параметрам:

- номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \tag{5.9}$$

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

- номинальному длительному рабочему току:

$$I_p \leq I_{ном}; \tag{5.10}$$

$$I_p = \frac{S_{Н.Т}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_H} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10,5} = 687,32; \tag{5.11}$$

$$I_p = 687,3A \leq I_{ном} = 1000A;$$

- На электродинамическую стойкость

$$i_{y\partial} \leq I_{\partial\partial}; \quad (5.12)$$

$$I_{\partial\partial} = k_{\partial\partial} \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 100 \cdot \sqrt{2} \cdot 1 = 141,42кА; \quad (5.13)$$

$$i_{y\partial} = 12,3кА \leq I_{\partial\partial} = 141,4кА;$$

- Тепловому импульсу (термическую стойкость)

$$B_k \leq I_{тер}; \quad (5.14)$$

$$B_k = I_n^2 \cdot (\tau + T_a) = 6,42^2 \cdot (0,04 + 0,12) = 6,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (5.15)$$

$$I_{тер} = K^2_T \cdot I_{ном} \cdot t_T = 40^2 \cdot 1^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

где t_T – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$B_k = 6,59кА^2с \leq I_{тер} = 1600кА^2с;$$

- Вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}; \quad (5.16)$$

Вторичной нагрузкой является микропроцессорное устройство релейной защиты БМРЗ, а так же система измерительных приборов.

Сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{S_{\sum_{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}; \quad (5.17)$$

где I_2 - вторичный номинальный ток прибора;

$S_{\sum_{пр}}$ – мощность приборов.

$$Z_{2ном} \approx R_2;$$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k = 0,22 + 0,09 + 0,1 = 0,41; \quad (5.18)$$

где $R_k = 0,1Ом$ – сопротивление контактов;

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}} = \frac{0,028 \cdot 8}{2,5} = 0,09 \text{ мм}^2. \quad (5.19)$$

Контрольные кабели и соединительные провода имеют сечение 2,5 мм², алюминиевая жила.

$$0,41 \leq 0,66;$$

По результатам всех проверок трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-10-1000/5 удовлетворяет всем требованиям и принимается к установке в КРУ-10. Внешний вид представлен на рисунке 13.



Рисунок 13 – Внешний вид трансформатора ТОЛ-СЭЩ- 10-1000/5

5.4 Выбор трансформатора напряжения

Измерительный трансформатор напряжения применяется для измерения фазного и междуфазного напряжения, а так же, аналогично трансформатору тока, для гальванической развязки цепей измерения и силовых цепей. Трансформатор напряжения устанавливается в отдельной ячейке на каждой секции шин и присоединяется к шинам через разъединитель и предохранитель, установленные в ячейке ТН. Вторичное напряжение 100 В трансформатора при помощи контрольных кабелей подводится к измерительным приборам и счётчикам электрической энергии. Предварительно выбираем трансформатор напряжения марки НАЛИ- СЭЩ-

10- 2, трансформатор проверяется по следующим параметрам:

- Номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.20)$$

$$U_{уст} = 10кВ \leq U_{ном} = 10кВ;$$

- Вторичной нагрузке

$$S_{\sum пр} \leq S_{ном}; \quad (5.21)$$

где $S_{\sum пр}$ – нагрузка измерительных приборов и устройств РЗА.

$$S_{ном} = 400ВА;$$

$$S_{\sum пр} = 50ВА;$$

$$S_{\sum пр} = 50ВА \leq S_{ном} = 400ВА;$$

По результатам всех проверок трансформатор напряжения марки НАЛИ-СЭЦ-10-2 удовлетворяет всем требованиям и принимается к установке в КРУ-10. Внешний вид на рисунке 14.



Рисунок 14 – Внешний вид трансформатора НАЛИ- СЭЦ- 10- 2

5.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничитель перенапряжения, известный как ОПН, служит для защиты от перенапряжений (атмосферных и внутренних) оборудования переменного тока частоты 50 Гц. Ограничители устанавливаются перед силовыми трансформаторами и концевыми кабельными муфтами для гашения импульса перенапряжения и недопущения повреждения изоляции. Для работы данных ограничителей система заземления нейтрали может быть любой (изолированной, компенсированной, заземлённой через сопротивление, глухозаземлённой, эффективно заземлённой).

Ограничитель перенапряжения выбирается по номинальному напряжению и частоте тока. Предполагается, что ОПН работает только в момент гашения импульса, хотя он включен в сеть постоянно. Тем не менее, он не нуждается в проверках, которые необходимы для остального оборудования. Для установке на подстанции принят ограничитель перенапряжения ОПН/TEL – 10 – УХЛ, характеристики данного ОПН представлены в каталоге завода изготовителя.

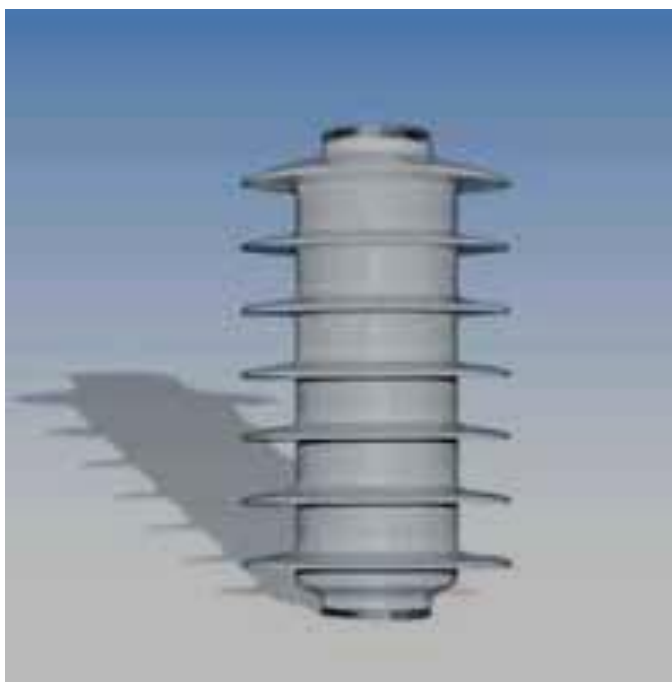


Рисунок 15 – Внешний вид ОПН - 10 – УХЛ1

5.6 Выбор опорных и проходных изоляторов на стороне 10 кВ

Выбор изоляторов сводится к расчету механических усилий, передаваемых жесткими шинами опорным и проходным изоляторам. Следует стремиться к тому, чтобы они не превышали 0,6 от предела прочности, указанного в паспортных данных.

Предварительно выбираем в качестве опорных изоляторов фарфоровый изолятор типа С4-80 УХЛ (рисунок 16). Ниже приведены основные характеристики выбранного к рассмотрению изолятора.

Таблица 9 - Паспортные данные изолятора С4-80 УХЛ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение	10 кВ
Испытательное напряжение грозового импульса	80 кВ
Минимальная разрушающая сила на изгиб	4 кН

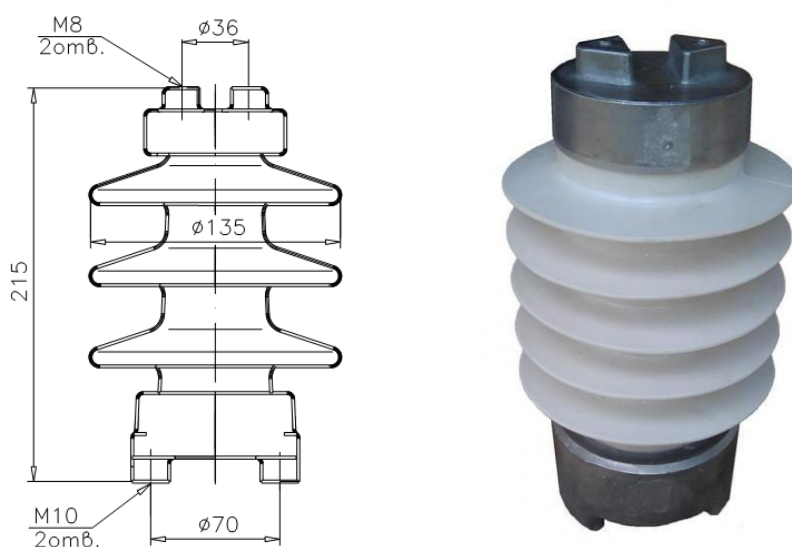


Рисунок 16 – Изолятор С4-80

Максимальная сила, действующая на изгиб

$$F_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l \cdot 10^{-7}}{a}; \quad (5.22)$$

где l - расстояние м-ду опорными изоляторами, $l = 0,5$ м;

i_y - ударный ток КЗ, $i_y = 18508$ А;

a - расстояние м-ду осями соседних фаз, $a = 0,3$ м;

$$F_{РАСЧ} = \frac{1,76 \cdot 17410^2 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7}}{0,3} = \frac{26,7}{0,3} = 89 \text{ Н.}$$

Расчёт показал удовлетворение условию проверки изолятора на электродинамическую прочность, так как:

$$F_{РАСЧ} = 89 \text{ Н} \leq F_{ДОП} = 0,6 \cdot F_{РАЗР} \frac{H_{из}}{H} = 0,6 \cdot 4000 \frac{0,190}{0,190 + 0,01 + 0,04} = 1900 \text{ Н};$$

где $F_{РАЗР}$ - разрушающая нагрузка на изгиб;

$H_{из}$ - высота изолятора, $H_{из} = 0,190$ м;

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2}.$$

Проверочное условие выполняется, следовательно, принятый к рассмотрению изолятор удовлетворяет условиям механической прочности. Принимаем к установке опорные изоляторы серии С4-80 УХЛ.

Предварительно выбираем для рассмотрения в работе проходные изоляторы типа ИП-10/1000-7.5 (рисунок 17). Ниже приведены основные характеристики принятого к рассмотрению изолятора.

Таблица 10 - Паспортные данные изолятора ИП-10/1000-7.5

Параметр	Значение
Номинальное напряжение	10 кВ
Номинальный ток	1000 А
Минимальное усилие на изгиб	750 Н
Длина	565 мм
Масса	7,4 кг

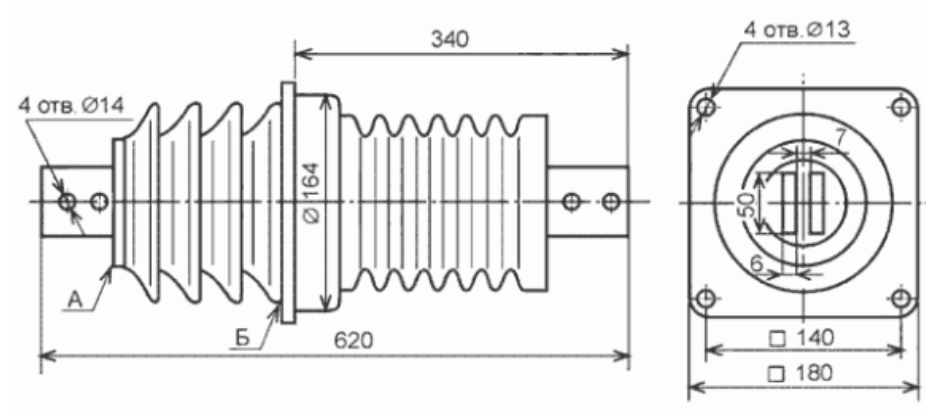


Рисунок 17 – Изолятор проходной ИП-10/1000-7.5

Проверяем условия:

$$U_{уст} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ} \quad (5.23)$$

$$I_{уст} \leq I_{ном} = 687,32 \text{ А} \leq 1000 \text{ А} \quad (5.24)$$

Максимальная сила, действующая на изгиб

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_v^2 \cdot l \cdot 10^{-7}}{a}; \quad (5.25)$$

$$F_{расч} = \frac{1,76 \cdot 17410^2 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7}}{0,3} = \frac{26,7}{0,3} = 89 \text{ Н.}$$

Расчёт показал удовлетворение условию проверки изолятора на электродинамическую прочность, так как:

$$F_{расч} = 89 \text{ Н} \leq F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 750 = 450 \text{ Н},$$

где $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

В результате проверки проходной изолятор серии ИП-10/1000-7.5 принимается к установке.

6 Выбор релейной защиты

Релейная защита является важнейшим элементом всех без исключения систем электроснабжения. От правильного, быстрого и надёжного срабатывания того или иного вида защиты напрямую зависит надёжность и бесперебойность электроснабжения потребителей. На сегодняшний день система релейной защиты и автоматики подстанции 110/10 кВ г.Сызрань построена на базе устаревших электромеханических реле. Вся аппаратная часть РЗА подстанции смонтирована в релейном зале и включает в себя:

- комплект защиты силовых трансформаторов (дифференциальная защита, газовая двухуровневая защита, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита, токовая защита от перегрузки, автоматика системы обдува);

- защита отходящих кабельных линий (максимальная токовая защита, токовая отсечка, устройство сигнализации замыкания на землю);

- защита вводных и секционных выключателей (максимальная токовая защита, токовая отсечка, АПВ на вводных и АВР на секционном выключателях).

Связь с измерительными трансформаторами тока ТВТ и газовыми реле, размещёнными на трансформаторе, осуществляется при помощи контрольных кабелей.

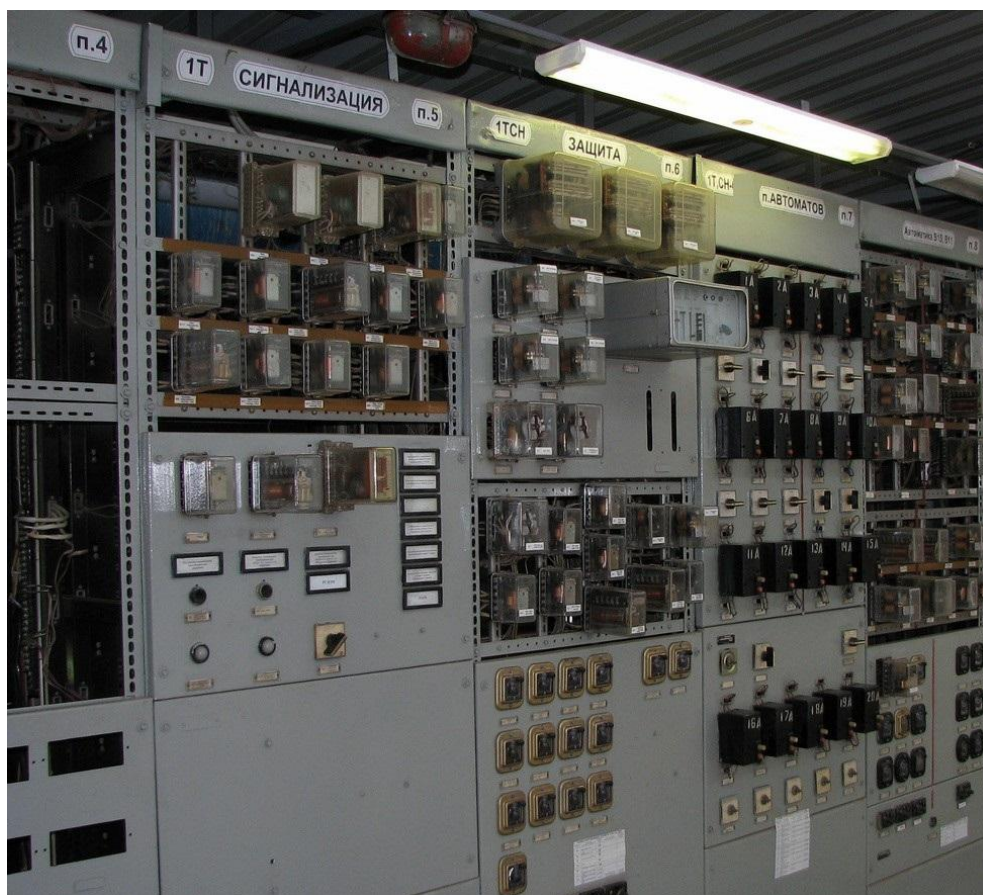


Рисунок 18 – Существующее помещение РЗиА п/ст 110/10 г.Сызрань

В процессе решения задач бакалаврской работы решено произвести полную замену всего комплекта релейной защиты и автоматики на современную микропроцессорную защиту. Выпускаемые сегодня блоки микропроцессорной РЗиА обладают меньшими размерами при более высоком функционале (функции нескольких защит, управления, измерения и регистрации в одном устройстве). Более низкие эксплуатационные затраты, оперативная гибкость и возможная интеграция в АСУТП и АСКУЭ так же являются достоинствами микропроцессорной защиты.

Для установки на подстанции принимаем серию устройств защиты и измерения БМРЗ (рисунок 19), производства НТЦ «Механотроника».



Рисунок 19 – Варианты исполнения шкафов БМРЗ

Данные устройства РЗА совмещают в себе качества релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации. Напряжение сети, в которой работают данные устройства 6 - 35 кВ. Они могут применяться на отходящих выключателях воздушных и кабельных линий электропередачи, секционных и вводных выключателях подстанций в качестве защиты, автоматики и оперативного управления. Блок БМРЗ–ТД включает в себя комплект основных и дополнительных защит, а так же автоматики силовых трансформаторов (двухобмоточных и с расщепленной НН), а также для цепей управления, измерения и сигнализации трансформаторов.



Рисунок 20 – Шкаф комплекта защиты трансформатора

Гибкая аппаратная и программная структура позволяет внедрять систему при реконструкции существующих объектов энергетики. Блочная структура позволяет обеспечить высокую ремонтпригодность оборудования БМРЗ.

Для работы блоков БМРЗ необходимо осуществлять от источника бесперебойного питания с напряжением 220В 50Гц. Поскольку на подстанции применяется система постоянного оперативного тока и имеется действующая аккумуляторная станция с ИБП и зарядными агрегатами, дополнительной закупки оборудования для внедрения микропроцессорной БМРЗ не требуется.

7 Расчёт электрического освещения

Освещение на подстанции включает в себя внутреннее освещение общеподстанционного пункта управления (ОПУ), закрытого распределительного устройства (ЗРУ) 10 кВ, а также территории открытого распределительного устройства 110 кВ.

В данной бакалаврской работе для расчёта искусственного освещения выбран метод коэффициента использования светового потока. Он является простым и надёжным. Методика расчёта показана на примере помещения щита управления собственных нужд. Расчёт по остальным помещениям аналогичен.

Исходные данные для расчёта:

- площадь 96 м²;
- размеры помещения (LxВxН) 12x8x6 м;
- минимально необходимая освещённость 200 лк.

В первую очередь определяем индекс помещения:

$$I = \frac{S}{h \cdot (A+B)} = \frac{96}{5,88 \cdot (8+12)} = 0,81633 ,$$

где S - площадь помещения, м² ;

h= 5,88 - высота подвеса светильников, м;

A - ширина помещения, м;

B - длина помещения, м.

Зная индекс помещения I, P_c и P_п, по таблице нашли n равное 0,29.

На следующем этапе вычисляем световой поток, падающий на рабочую поверхность:

$$F = \frac{E \cdot K \cdot S \cdot Z}{n} = \frac{200 \cdot 1,5 \cdot 96 \cdot 1,1}{0,29} = 109241,38 \text{ Лм};$$

Для искусственного освещения внутренних помещений приняты к установке люминесцентные лампы типа ЛБ-60, с величиной светового потока $F_{\text{л}} = 4530$ Лк, потребляемая мощность лампы составляет 60 Вт, напряжение питания 220 В, 50 Гц.

Для расчёта требуемого количества ламп выбранного типа используем следующую формулу:

$$N = \frac{F}{F_{\text{л}}} = \frac{109241,38}{4530} = 24 \text{шт.}$$

Окончательно к установке принимаем светильники серии ЛСП02-2x58-001 (рисунок 21), и ЛСП01-1x58-003 с люминесцентными лампами.



Рисунок 21 – Светильник ЛСП02-2x58-001

Для помещения щита собственных нужд требуется установка 12-ти светильников данного типа.

Результат расчёта системы освещения остальных помещений сводим в таблице 11.

Наружное освещение подстанции осуществляется прожекторами типа ПЗС – 45, оснащёнными лампами мощностью 1,0 кВт напряжением 220 В (рисунок 22).



Рисунок 22 – Внешний вид прожектора ПЗС – 45.

Питание прожекторов осуществляется от трансформаторов собственных нужд (ТСН) подстанции через шкаф наружного освещения (ШНО), размещённый в здании ОПУ. Прожектора размещаются попарно на прожекторных мачтах, установленных в углах площади, занимаемой подстанцией.

Управление включением и отключением прожекторов осуществляется в двух режимах: ручном и автоматическом. В автоматическом режиме сигнал на включение подаёт фотоэлектрический датчик, размещённый на крыше ОПУ. Датчик замыкает свой управляющий контакт при снижении уровня естественной освещённости до величины 0,5 лк. В ручном режиме управление осуществляется с кнопочного поста на лицевой панели ШНО. Для перехода в режим ручного управления необходимо переключить пакетный выключатель в положение «ручн».

Таблица 11 – Ведомость светильников внутренних помещений

Наименование помещения	Тип ламп и серия светильников	Количество светильников, шт.
Щит собственных нужд	ЛБ-60 (ЛСП02-2х58-001)	12
Релейный зал	ЛБ-60 (ЛСП02-2х58-001)	10
Помещение ИБП и аккумуляторная	ЛБ-60 (ЛСП02-2х58-001)	6
Корридор 1	ЛБ-60 (ЛСП02-1х58-003)	4
Комната мастера	ЛБ-60 (ЛСП02-2х58-001)	2
Помещение дежурного персонала	ЛБ-60 (ЛСП02-2х58-001)	4
Помещение хранения электрозащитных средств	ЛБ-60 (ЛСП02-2х58-001)	2
Сан. узел 1	ЛБ-60 (ЛСП02-1х58-003)	2
Сан. узел 2	ЛБ-60 (ЛСП02-1х58-003)	2
Вестибюль	ЛБ-60 (ЛСП02-2х58-001)	4
Тамбур	ЛБ-60 (ЛСП02-1х58-003)	2
Крыльцо	ДРИ (РКУ01-250 УХЛ)	1
Коридор 2	ЛБ-60 (ЛСП02-1х58-003)	4
ЗРУ-10	ЛБ-60 (ЛСП02-2х58-001)	16
ИТОГО		71
Суммарная мощность		15,6 кВт

8 Собственные нужды подстанции

Под собственными нуждами подстанции понимается мощность, требуемая для работы оборудования, установленного на подстанции, и для обеспечения её работы в целом. К основным потребителям мощности в системе собственных нужд относятся:

- зарядные устройства аккумуляторных батарей и источники оперативного тока;
- освещение площадки ОРУ 110 кВ и территории подстанции;
- освещение помещения ЗРУ-10 и внутреннее освещение ОПУ;
- обогрев высоковольтных выключателей и помещения ЗРУ-10;
- система охлаждения силовых трансформаторов (для трансформаторов с системой Д и ДЦ);
- прочие потребители подстанции.

Питание перечисленных потребителей осуществляется от специальных трансформаторов собственных нужд (ТСН), установленных со стороны НН силового трансформатора. На подстанции 110/10 г.Сызрань установлены два ТСН мощностью 100 кВА, которые выработали ресурс нуждаются в замене.

Определим суммарную мощность потребителей собственных нужд подстанции (таблица 11).

Таблица 11 – Собственные нужды подстанции

Вид потребителя собственных нужд подстанции 110/10 г.Сызрань	Кол-во	Мощность на единицу, кВт	ИТОГО, кВт
ТРДН-25000/110/10 (охлаждение)	2	5	10
Приводы и подогрев ВПП-110	2	2,7	5,4
Приводы разъединителей РЛНД-110	6	0,6	3,6
Подогрев шкафов КРУ-10	32	1	32
Релейный зал и ИБП	1	2	2
ОПУ	1	30	30
Освещение	-	-	15,6
ИТОГО			98,6
ИТОГО с коэффициентом загрузки $k_3=0,7$			69,02

Выбираем трансформатор собственных нужд 2хТМГ-100/10/0,4-У1.

Определим максимальный ток трансформатора собственных нужд:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}} = 1,4 \cdot \frac{69,02}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,346 \text{ А}.$$

Для оперативных коммутаций и защиты ТСН от коротких замыканий со стороны 10 кВ установлены разъединитель РЛНД-10/400 производства компании «СЭЦ» и предохранитель ПКТ-101-10-10-31,5. Расчётные параметры не превышают каталожные, таким образом, разъединитель РЛНД-10/400 и предохранитель ПКТ-101-10-10-31,5 удовлетворяет всем требованиям.

Габариты трансформатора собственных нужд не позволяют разместить их в ячейке КРУ-10, поэтому ТСН устанавливаются на места демонтированных ТСН на шинный мост 10 кВ непосредственно за силовыми трансформаторами.

9 Заземление подстанции

Защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением.

В соответствии с ПУЭ заземлители могут быть естественными и искусственными. На главных понизительных подстанциях естественные заземлители в необходимом количестве отсутствуют, поэтому на всех без исключения ГПП монтируется заземляющее устройство. Оно необходимо для обеспечения надёжного электрического контакта с землёй и служит для присоединения металлических конструкций (порталов, фундаментов), корпусов оборудования и иных проводящих частей к земле для обеспечения безопасности.

При расчёте заземляющего устройства необходимо определить количество и длину вертикальных и горизонтальных заземлителей, а так же их расположение, для обеспечения переходного сопротивления менее величины, указанной в ПУЭ.

Типовым проектным решением по организации заземления подстанции напряжением 110 кВ является заземляющий контур, представляющий собой горизонтально уложенную сетку с ячейками прямоугольной формы, в узлах которой заглублены вертикальные электроды. Горизонтальный заземлитель выполняется в виде стальной полосы сечением 5х40 мм, вертикальные заземлители как правило из стальных прутков диаметром 18 мм. Возможно применение в качестве вертикальных заземлителей стальных труб или уголка.

В расчёте заземления принимается площадь, определяемая по чертежу плана подстанции. Размер контура заземления принимаем 40х40 метров. Первым шагом определяем длительность воздействия электрического тока на человека

$$\tau = t_{p.z} + t_{o.g} = 0,12 + 0,06 = 0,18,$$

где $t_{p.з}$ - время действия РЗиА, $t_{p.з} = 0,12$;

$t_{o.б}$ - полное время работы выключателя, $t_{o.б} = 0,06$.

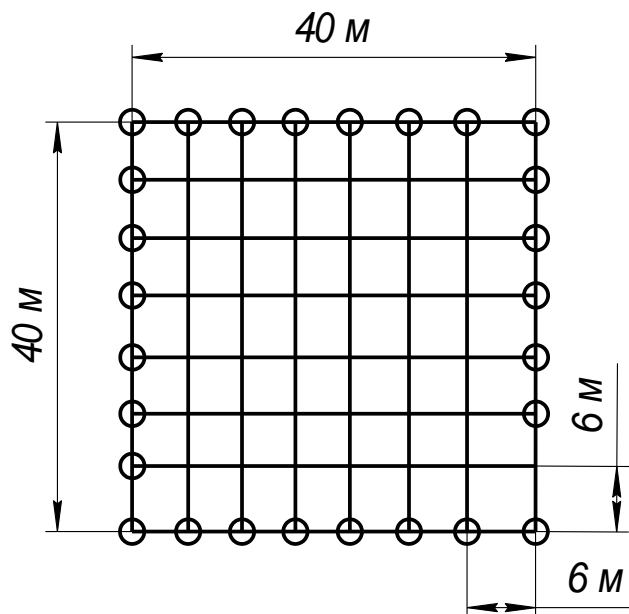


Рисунок 23 – Контур заземляющего устройства подстанции

Исходя из этого следует, что наибольшее допустимое напряжение прикосновения составляет $U_{пр.дон} = 400В$

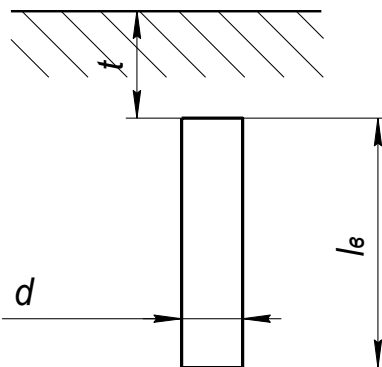


Рисунок 24 – Вертикальный заземляющий электрод

$l_в = 5м$ - длина одного стержня;

$L_2 = 640м$ – общая длина полосы;

$a = 5м$ - расстояние м-ду стержнями;

$t = 0,7м$ – глубина заложения стержня в грунт,

$d = 0,025м$ - диаметр стержня.

$$\beta = \frac{R_q}{R_c + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_{вс}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 300} = 0,69$$

Вычисляем коэффициент напряжения прикосновения по формуле ниже:

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_0 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}},$$

$$\text{где } \beta = \frac{R_q}{R_c + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot \rho_{вс}} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 300} = 0,69,$$

$$R_c = \rho_{в.с.} \cdot 1,5 = 30 \cdot 1,5 = 45 \text{ Ом};$$

$\rho_{в.с.} = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - среднее сопротивление грунта.

$$k_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,957}{\left(\frac{5 \cdot 640}{5 \cdot \sqrt{800}}\right)^{0,45}} = \frac{0,479}{3,48} = 0,138$$

Далее вычисляем напряжение, приходящееся на заземлитель:

$$U_3 = \frac{U_{нр.дон}}{k_{II}} = \frac{400}{0,138} = 2898,6 \text{ В}$$

Величина находится в допустимых пределах.

Следующим шагом определяем сопротивление одного стержня:

$$R_{з.дон} = \frac{U_3}{I_3} = \frac{2898,6}{3770} = 0,77 \text{ Ом}$$

Заземляющее устройство имеет квадратную форму, размер стороны квадрата:

$$\sqrt{S} = \sqrt{40 \cdot 40} = 40 \text{ м}.$$

Среднее количество ячеек квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{640}{2 \cdot \sqrt{800}} - 1 = 7.$$

Принимаем $m = 7$.

Суммарная длина горизонтального заземлителя определяется как:

$$L_2 = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) = 2 \cdot 40 \cdot 8 = 640 \text{ м}.$$

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{40}{7} = 5,7 \approx 6 \text{ м}.$$

Теперь необходимо определить число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру контура, при условии $\frac{a}{l_g} = \frac{5}{5} = 1$:

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} = \frac{40 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 32 \text{ м}.$$

Зная длину одного заземлителя и их количество определим общую длину вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g \cdot n_g = 5 \cdot 32 = 160 \text{ м}.$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{40} = 0,143 > 0,1;$$

$$A = (0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}}) = (0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,7}{40}) = 0,3494.$$

Исходя из полученных данных общее сопротивление сложного заземлителя определяется по формуле:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g} = 0,3494 \cdot \frac{30}{40} + \frac{30}{640 + 160} = 0,2996 \text{ Ом}.$$

Напряжение прикосновения составляет:

$$U_{np} = k_{II} I_3 R_3 = 0,138 \cdot 550 \cdot 0,2996 = 22,74 \text{ В}.$$

Получившаяся в результате расчётов величина удовлетворяет условию $22,74 \text{ В} < 400 \text{ В}$, следовательно заземляющее устройство подстанции спроектировано правильно.

10 Молниезащита подстанции

Молниезащита - это комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасного отвода грозового разряда в землю и недопущения поражения людей, разрушения сооружений и оборудования, возгораний или взрывов при воздействии молнии.

В соответствии с РД 34.21.122 «Инструкция по молниезащите зданий и сооружений» молниеприёмные устройства подразделяются на одиночный стержневой, двойной стержневой, тросовой, а так же молниеприёмная сетка. Область применения каждого из типов молниеприёмного устройства зависит от конструкции и назначения защищаемого сооружения и типа защитной зоны.

Под защитной зоной следует понимать пространство, защищенное молниеприёмным устройством от прямого удара молнии. Для определения зоны действия необходимо знать площадь, занимаемую подстанцией. Она составила $100 \times 80 = 8000 \text{ м}^2$. Для организации защиты оборудования подстанции необходима установка стержневых молниеприёмников в количестве шести штук. Исходя из компоновки подстанции целесообразно установить четыре из шести молниеотводов по углам площади, занимаемой территорией подстанции, а два молниеприёмника смонтировать на трансформаторных порталах. Для монтажа отдельно стоящих молниеприёмников предусмотрена установка мачт с закреплённым наверху металлическим стержнем.

Согласно ПУЭ и РД34.21.122 необходимо присоединять молниеприёмные устройства к общему контуру заземления электроустановки для обеспечения условия уравнивания потенциала.

Для удобства обслуживания молниеотводы промаркированы М1...М6, молниеотводы с номерами 1...4 установлены на отдельно стоящих металлических опорах, молниеотводы с номерами 5 и 6 - на опорах портала ВЛ 110 кВ.

Расчетная высота молниеотводов М1...М4 определяется по формуле:

$$h = h_x + h_A$$

где $h_x = 20$ м - высота опоры, на которую ставится молниеприёмный штырь;

$$h_A = 5 \text{ м} - \text{высота молниеприёмного штыря.}$$

$$h = 20 + 5 = 25 \text{ м.}$$

Максимальное расстояние между молниеотводами при такой компоновке молниеприёмного устройства состоит:

$$L_{\text{МАКС}} = 5,75 \cdot h = 143,8 \text{ м.}$$

$$\text{Критерий сравнения: } L_C = 2,25 \cdot h = 56,3 \text{ м}$$

В связи с тем, что расстояние между молниеотводами меньше критерия сравнения l_c , высота зоны защиты в средней точке (расположенной между молниеотводами) будет определяться по формуле:

$$h_c = \frac{L_{\text{МАКС}} - L}{L_{\text{МАКС}} - L_C} \cdot h_0 = \frac{143,8 - 60}{143,8 - 2,5 \cdot 25} \cdot 20 = 20,6 \text{ м.}$$

Так как высота защищаемого объекта в средней точке между молниеотводами меньше h_c

$$L_x = \frac{L}{2} = \frac{60}{2} = 30 \text{ м.}$$

Так же для оценки эффективности молниеприёмного устройства определяем зону защиты молниеотводов на уровне 0.0 м (уровень земли):

$$r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ м.}$$

Сужение зоны защиты в средней точке между молниеотводами:

$$r_x = \frac{r_0}{h_c} \cdot (L_C - h_x) = \frac{30}{20,6} \cdot (56,3 - 12,5) = 11,8 \text{ м.}$$

Поскольку в соответствии с РД 34.21.122 многостержневое молниеприёмное устройство расценивается как комплекс двухстержневых молниеприёмных устройств необходимо выполнить аналогичный расчет для каждой пары молниеотводов.

Результаты всех расчетов сведены в таблице 12.

Таблица 12 - Результаты расчета молниезащиты

Наименование параметра	Значение
<i>M1, M2</i>	
Максимальная высота сооружений подлежащих защите, $h_x, м$	12,5 м
Высота молниеприёмных устройств, $h, м$	25 м
Высота зоны защиты в средней точке, $h_c, м$	20,6 м
Зона защиты молниеприёмников на отметке 0.0 м, $r_0, м$	30 м
Зона защиты молниеприёмников на высоте защищаемых сооружений, $r_x, м$	11,8 м
<i>M3, M4</i>	
Максимальная высота сооружений подлежащих защите, $h_x, м$	12,5
Высота молниеприёмных устройств, $h, м$	25
Высота зоны защиты в средней точке, $h_c, м$	20,6
Зона защиты молниеприёмников на отметке 0.0 м, $r_0, м$	30
Зона защиты молниеприёмников на высоте защищаемых сооружений, $r_x, м$	14,7
<i>M5, M6</i>	
Максимальная высота сооружений подлежащих защите, $h_x, м$	12,5
Высота молниеприёмных устройств, $h, м$	15
Высота зоны защиты в средней точке, $h_c, м$	13
Зона защиты молниеприёмников на отметке 0.0 м, $r_0, м$	18
Зона защиты молниеприёмников на высоте защищаемых сооружений, $r_x, м$	7

Заключение

В результате выполнения бакалаврской работы на тему «Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ г.Сызрань» разработаны технические решения по реконструкции подстанции для повышения её надёжности. Работа затрагивает только силовые трансформаторы и сторону 10 кВ, так как реконструкция высокой стороны не требуется. Установленное на ОРУ 110 кВ современное оборудование не нуждается в замене.

Расчёт электрических нагрузок подстанции, а так же план подключения дополнительных мощностей показал необходимость увеличения установленной трансформаторной мощности. В связи с чем главное мероприятие реконструкции – замена физически устаревших силовых трансформаторов ТРДН-16000/110/10/10 на современные и более мощные ТРДН-25000/110/10/10.

Полностью пересмотрена концепция построения стороны 10 кВ с учётом применения современного силового оборудования и микропроцессорной релейной защиты. К установке на подстанции приняты ячейки КРУ СЭЩ-68 10 кВ укомплектованные:

- *ВВУ – СЭЩ – П – 10 – 20 / 2000;*
- *ТОЛ – СЭЩ – 10 – 1000 / 5;*
- *НАЛИ – СЭЩ – 10 – 2;*
- *ОПН / TEL – 10 – УХЛ .*

Релейная защита, выполненная на электромеханических реле типа РТ-40, и РТ-80, а так же ДЗТ-11 заменена на микропроцессорные устройства БМРЗ производства НТЦ «Мехатроника» (Россия). Данное устройство не только обладает всеми стандартными функциями микропроцессорных защит, но и позволяет существенно расширить функционал без капитальной замены аппаратной части. Кроме того применение более компактных блоков БМРЗ

позволило сэкономить площадь в релейном зале, повысив тем самым удобство эксплуатации.

Реконструкция коснулась так же замены контура наружного и внутреннего заземления и установку новых молниеприёмных устройств. Спроектирована более энергоэффективная система электрического освещения, обеспечивающая комфортные и безопасные условия труда.

В результате внедрения мероприятий, рассмотренных в бакалаврской работе, полученный объект полностью отвечает высоким требованиям надёжности и энергоэффективности.

Список использованных источников

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). –7-е изд. с изм. и доп. – СПб.: Энергоатомиздат, 2007.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2004.
3. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: учеб. пособие / В.В. Вахнина, В.Л. Горячева, Ю.В. Степкина. – Тольятти : ТГУ, 2004.
4. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учеб. пособие / В.В. Вахнина. – Тольятти : ТГУ, 2006.
5. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. - метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти : ТГУ, 2007.
6. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб. - метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. – Тольятти : ТГУ, 2007.
7. Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок: учеб пособие / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. – Тольятти : ТГУ, 2008.
8. Горина, Л.Н. Обеспечение безопасных условий труда на производстве: учеб. пособие / Л.Н. Горина. – Тольятти : ТГУ, 2000.
9. Гужов, Н. П. Системы электроснабжения: учеб. пособие по напр. подгот. 140400 «Электроэнергетика и электротехника» / Н. П. Гужов, В. Я. Ольховский, Д. П. Павлюченко. - Ростов н/Д : Феникс, 2011 г.
10. Кужеков, С. Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - Изд. 4-е, доп. и перераб. - Ростов н/Д : Феникс, 2010.

11. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети/АВ.Лыкин. – М.: Логос, 2006.
12. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т/ Е.Ф. Макаров; под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2005. – Т.5.
13. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие/Г.Н.Ополева. – М.: Форум-Инфра-М, 2006.
14. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов/ под ред. И.П. Крючкова и др. – М.: Академия, 2005.
15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
16. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Академия, 2005.
17. Руководящие указания по релейной защите. Защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. – М. : НТЦ«Мехатроника», 2012.
18. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / под. общ. ред. А.А. Фёдорова. – М. : «Энергоатомиздат», 2011.
19. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий/ учебник для студентов высших учебных заведений/ Б.И. Кудрин.- М.: Интермет Инжиниринг, 2007.
20. Степкина, Ю. В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий: учеб.пособие/ Ю. В. Степкина, В. В. Вахнина; ТГУ; Электротехн. фак.; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Гриф УМО; ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2009.
21. Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
22. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М. : Высшая школа, 1990.

23. Справочная книга по светотехнике / под ред. Ю.Б. Айзенберга. – М. : ЭнергATOMиздат, 1995.
24. Электрический справочник. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова [и др.]. – М. : Издательство МЭИ, 2002.
25. Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. для вузов / М.А. Самсонов, М.А. Вяткин. – М. : «Высшая школа», 2003.
26. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров; под ред. Гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Энергия, 2006. – Т.6.
27. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – М. : «Интермет Инжиниринг», 2007.
28. СО 153-34.20.122-2006. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – М. : Издательство стандартов, 2006.
29. www.laborant.ru
30. www.ielectro.ru
31. www.energo-k.ru