

Аннотация

В работе представлена реконструкция понизительной подстанции ПС 110/10 кВ «Волжская-2». Реконструкция вызвана увеличением электрической нагрузки Юго-Восточной части Куйбышевского района г.о. Самара Самарской области в связи с развитием данной части района, активными темпами строительства в данном районе жилых комплексов, а также необходимостью модернизации и замены оборудования.

Работа включает в себя следующие вопросы по замене оборудования:

1. Замена высоковольтного оборудования на стороне 110 кВ;
2. Замена высоковольтного оборудования на стороне 10 кВ;
3. Замена силовых трансформаторов на более мощные;
4. Установка современной микропроцессорной защиты.

Работа состоит из пояснительной записки на 53 листах, содержащая 17 таблиц, 9 рисунков, графическая часть представлена на шести листах формата А1.

Содержание

Введение.....	6
1 Общая характеристика объекта проектирования.....	7
1.1 Описание электрической части подстанции «Волжская-2»	7
1.2 Объемы реконструкции понизительной подстанции	11
1.3 Технические решения при реконструкции ПС 110/10 кВ «Волжская-2»	11
2.1 Определение годового графика нагрузки.....	13
2.2 Показатели и коэффициенты ГН	16
3 Выбор силовых трансформаторов.....	18
4 Расчёт токов КЗ	25
4.1 Ход выполнения расчетов	25
5 Выбор электрооборудования	29
5.1 Выбор оборудования ОРУ – 110 кВ.....	29
5.1.2 Выбор разъединителей	33
5.1.3 Выбор трансформаторов тока.....	35
5.1.4 Выбор измерительного трансформатора напряжения	38
5.2 Выбор оборудования на стороне 10 кВ	39
5.2.1 Выбор выключателей на 10 кВ.....	41
5.2.3 Выбор трансформатора напряжения.....	44
6 Выбор релейной защиты и автоматики	46
6.1 Микропроцессорное устройство РС83-ДТ2.....	46
6.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства РС83- ДТ2.....	46
6.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора.....	47
Заключение	51
Список использованных источников	52

Введение

Для России проблема электроснабжения городов и промышленных центров имеет особую значимость, поскольку большая часть ее территории находится в суровых климатических зонах, и требования к надежности систем электроснабжения должны быть очень жесткими.

Работа посвящена модернизации понизительной подстанции (ПС) филиала «Волжское ПО» ПАО «МРСК – Волги» «Самарские распределительные сети» ПС 110/10 кВ «Волжская-2», которая находится в Юго-Восточной части Куйбышевского района г.о. Самара. Выбранная тема работы является актуальной, т.к. в ближайшем будущем запланировано строительство развитее данного района и увеличение потребления мощности от данной подстанции до 41,93 МВА.

Целью реконструкции является повышение надежности функционирования системы электроснабжения с. Верхние Белозёрки и обеспечение электрической энергией и мощностью новых потребителей, путем замены электрооборудования установленного на ПС 110/6 кВ «Волжская-2».

Согласно поставленной цели, в квалификационной работе решаются следующие задачи:

- Замена трансформаторов марки ТРДН-25000/110/6/6;
 - Замена высоковольтного оборудования на стороне 110 кВ на более современные;
 - Замена ячеек комплектно распределительного устройства 10 кВ;
 - Расчёт токов КЗ для максимального и минимального режимов работы,
- а также выбор и установка современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

1 Общая характеристика объекта проектирования

1.1 Описание электрической части подстанции «Волжская-2»

Действующая ПС 110/10 кВ «Волжская-2» расположена в восточной части в Юго-Восточной части Куйбышевского района г.о. Самара Самарской области, и эксплуатируется филиалом «Волжское ПО» ПАО «МРСК – Волги» «Самарские распределительные сети» с 1980 г.

Понижительная подстанция осуществляет электроснабжение потребителей II и III категории по надежности, по кабельным и воздушным линиям 10 кВ. Питание ПС осуществляется по двухцепной воздушной линии электропередач 110 кВ: «Заводская-2» и «Городская-1» отпайки ВЛ 110 кВ Безымянская ТЭЦ - СПЗ-1 и от ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Городская -1.

Районная подстанция «Волжская-2» в своем составе имеет:

- открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ;
- закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 10 кВ, для электроснабжения потребителей Юго-Восточной части Куйбышевского района г.о. Самара.

ПС является ответвительной и имеет два напряжения 110 и 10 кВ. На стороне 110 кВ предусмотрена схема «Два блока 110 кВ с отделителями в цепях линий и ремонтной перемычкой с двумя разъединителями» (рисунок 1.1). ПС «Волжская-2» является подстанцией с односторонним питанием. Согласно стандарту СТО ПАО «ФСК ЕЭС», на ПС 110/10 кВ «Волжская-2», электрическую схему соединений необходимо выполнить по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Питание 1 секции 10 кВ осуществляется от трансформатора 1Т через вводной выключатель 10 кВ. Параллельная работа трансформаторов Т1 и Т2 при производстве переключений по переводу нагрузки, не допускается, так как данный режим работы обусловлен увеличением токов КЗ в сети 10 кВ.

Регулирование напряжения выполняется при помощи РПН.

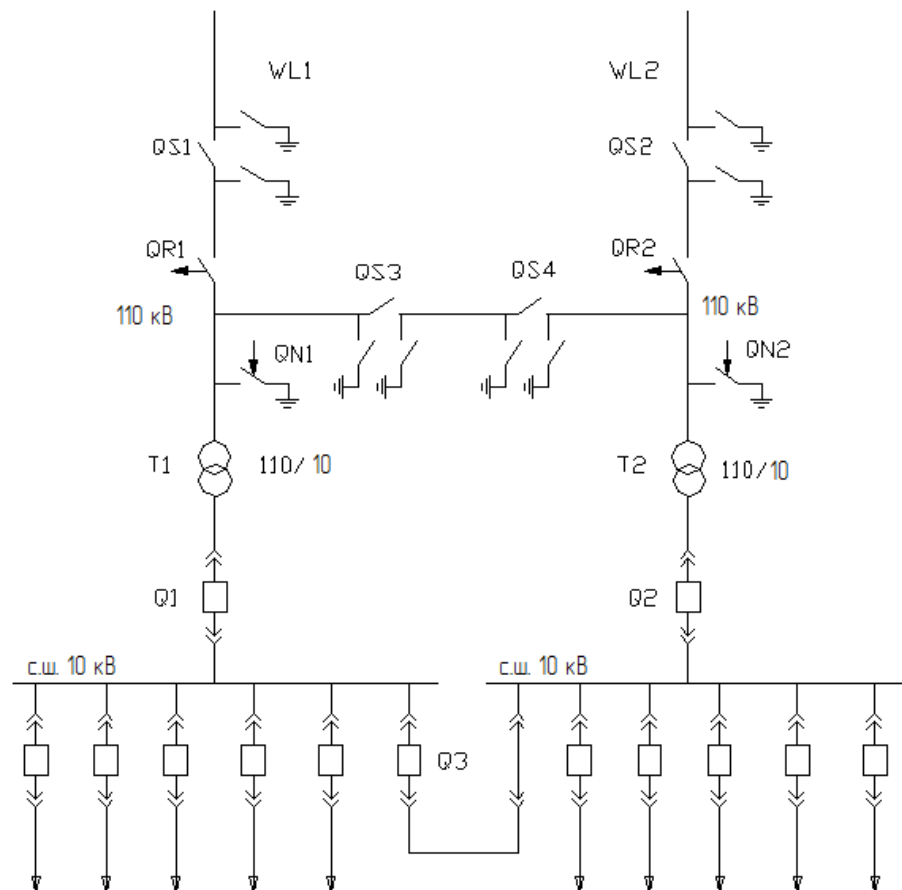


Рисунок 1.1 - Существующая схема ПС 110/10 кВ «Волжская-2»

В цепи воздушных линий ВЛ – 110 кВ установлено электротехническое оборудование, необходимое для осуществления коммутаций, а также отключений при возникновении аварийных ситуаций, а также для отсоединения коммутационных аппаратов ВЛ – 110 кВ от сборных шин.

На участке схемы ГПП 10 кВ расположены выключатели: ВМК-10-20/630, которые морально и физически устарели.

Разъединители применяются при коммутации под напряжением, но без нагрузки, а так же для создания видимого разрыва электрической сети, что обеспечивает безопасность оперативно-ремонтного персонала при ремонтных работах и оперативных переключениях. Для исключения аварий между выключателями и разъединителями, установленными на одной линии электропередачи, применяется система блокировок, упреждающая коммутацию разъединителя при замкнутых контактах выключателя.

По стороне 110 кВ в схеме предусмотрены отделители и разъединители: ОД-110/400 и РНДЗ-2-110/400.

Для защиты от внешних грозовых перенапряжений в сети сторона 110 кВ оснащена разрядниками РВС – 110/73 – 10; для защиты изоляции нейтралей трансформаторов используют РВС – 110/44 – 10; по стороне 10 кВ - РВС – 10/11. По новым нормам и правилам, согласно ПУЭ, при реконструкции подстанций вместо разрядников должны применяться современные ограничители перенапряжения ОПН.

РУ-10 кВ существующей подстанции выполнено схеме: «одна секционированная система сборных шин».

На реконструируемой ГПП в настоящее время функционируют два трансформатора типа ТРДН-25000/110 У1 мощностью 25 МВА, напряжением 110/10 кВ.

Для обеспечения измерения в сети 110кВ и 10 кВ токов и напряжений применяют трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Таблица 1.1 – Перечень измерительных трансформаторов 10 кВ

U _{Ном} , кВ	Тр-р тока	Тр-р напряжения
10	ТЛМ-10/600	НАМИ-10/600
10	ТЛН-10/600	

Так как схема РУ-10 кВ выполнена с одной секционированной системаой шин. Для ограничения токов КЗ используется раздельное функционирование секций. В схеме предусмотрен СВ 10 кВ с системой АВР.

Оборудование КРУ-10 кВ морально и физически устарело, в связи с этим в данном дипломном проекте будет рассмотрен вопрос полной замены оборудования ЗРУ – 10 кВ.

Распределение электрической энергии от ГПП осуществляется по КЛ и ВЛ электропередач 10 кВ.

Оперативный ток на ПС 110/10 кВ «Волжская-2» - переменный 220 В.

Наличие АВР на шинах собственных нужд обеспечивает достаточную надёжность питания цепей оперативного тока. Питание СН трансформаторной

подстанции и цепей 220 В, осуществляется от двух трансформаторов марки ТМ-250/10/0,23.

Территория понизительной подстанции обнесена сетчатым забором и частично ж/бетонными плитами.

К недостаткам существующей схемы можно отнести следующие моменты:

1. К основным конструкционным недостаткам находящихся в настоящее время в эксплуатации разъединителей следует отнести плохую регулировку контактной системы. Из-за низкого качества, система вспомогательных контактов (КСА) практически не работает. В связи с этим электрическая блокировка на большинстве ПС выведена из работы. Требуются постоянные эксплуатационные расходы на проверку контактных соединений и поддержание контактов в нормальном состоянии.

2. Моторизированные приводы на напряжение 110 кВ отсутствуют.

3. Для обеспечения защиты изоляции от внешних перенапряжений в сетях применяются РВ. После завершения периода нормальной эксплуатации защитные свойства разрядников снижаются, что ухудшает защиту от грозových перенапряжений в 3 – 4 раза.

4. Существующая схема «Два блока 110 кВ с отделителями в цепях линий и ремонтной перемычкой с двумя разъединителями» не отвечает современным требованиям надежности.

5. Физический износ помимо затрат на проведение плановых ремонтов на объектах реконструкции, является также причиной высокой аварийности и, соответственно, затрат на устранение последствий аварий, вызванных отказами.

По выше перечисленным причинам, возникает необходимость реконструкции и модернизации электрооборудования подстанции с целью повышения надежности электроснабжения и снижения затрат на ремонт и обслуживание оборудования.

1.2 Объемы реконструкции понизительной подстанции

Согласно объемам реконструкции планируется произвести следующие:

- Реконструкция ОРУ 110 кВ: замена электротехнического оборудования 110 кВ; замена силовых трансформаторов.

- Реконструкция РУ 10 кВ: замена комплектно распределительного устройства на более нового образца.

Установка вместо разрядников устройств ограничения перенапряжений типа ОПН.

1.3 Технические решения при реконструкции ПС 110/10 кВ «Волжская-2»

Технические решения при реконструкции электрической части и электросилового оборудования ПС 110/10кВ «Волжская-2» необходимые для обеспечения повышения надежности схемы подстанции:

- установка высоковольтных выключателей элегазовых на стороне 110 кВ на подходящих ВЛ – 110 кВ;

- замена устаревшего оборудования на современное оборудование.

К существующему ЗРУ - 10 кВ ПС 110 кВ «Волжская-2» присоединены ЛЭП, обеспечивающие снабжение электрической энергией особо значимых потребителей.

При проведении реконструкции ЗРУ - 10 кВ необходимо придерживаться следующих принципов:

– Максимальное сохранение в работе всех присоединений кабельных линий и воздушных линий 10 кВ;

– Обеспечение выдачи всей необходимой мощности, согласно договорным объемам и условиям на технологическое присоединение;

– Не допустимо использование ячеек секционного выключателя СШВ - 10 кВ для временного подключения присоединений;

– Необходимо выбрать оборудование с учетом будущих заявок на тех. присоединение будущих потребителей и выданных тех.условий для потребителей запитанных по стороне НН 10 кВ;

– Оптимальное использование территории существующей подстанции;

При проведении реконструкции ОРУ-110кВ ПС рекомендовать к использованию следующее оборудование:

1. Высоковольтные колонковые элегазовые выключатели на 110 кВ;
2. Разъединители с двигательными приводами на главные и заземляющие ножи;
3. ОПН-110 кВ.

При проведении реконструкции ЗРУ - 10 кВ рекомендовать использование модульного здания с ячейками *СЭЩ - 70* укомплектованными вакуумными выключателями.

2 График электрических нагрузок подстанции 110 кВ «Волжская-2»

На рисунке 2.1 представлены суммарные суточные графики нагрузки ПС 110/10 кВ «Волжская-2». Из анализа графиков видно, что $P_{\max} = 39$ МВт, а $P_{\min} = 3$ МВт.

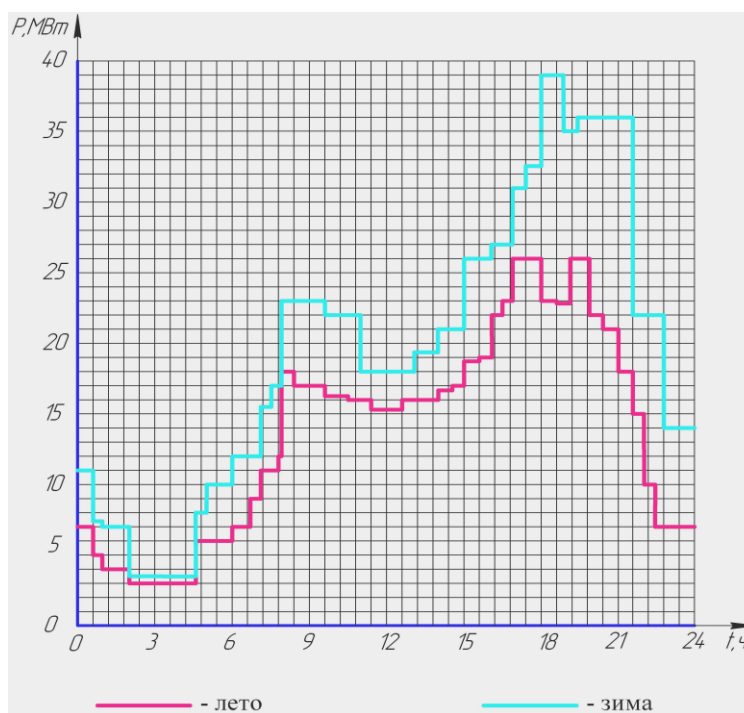


Рисунок 2.1 – Суммарные суточные графики нагрузки ПС 110/10 кВ «Волжская-2»

2.1 Определение годового графика нагрузки

Данные суточных ведомостей подстанции «Волжская-2» предоставлены диспетчерской службой ПАО «МРСК-Волги».

Годовой график электрической нагрузки строится по данным летних и зимних суток.

Электропотребление нагрузки за интервал времени T_i :

$$T_i = t_i \cdot N, \quad (1)$$

где t_i – длительность; N – количество дней: $N_{зим} = 200$ дней, $N_{лет} = 165$ дней.

Результаты сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Данные для годового графика нагрузки по активной мощности

Лето				Зима			
Р, МВт	t, ч	N, дни	T, ч	Р, МВт	t, ч	N, дни	T, ч
3	2,6	165	429	3,5	2,6	200	520
4	1	165	165	7	1	200	200
5	0,4	165	66	7,4	0,4	200	80
6	1,4	165	231	8	0,4	200	80
7	0,6	165	99	10	1	200	200
7	0,7	165	115,5	11	0,6	200	120
7	1,5	165	247,5	12	0,11	200	22
9	0,4	165	66	14	1,2	200	240
10	0,4	165	66	15,5	0,4	200	80
11	0,7	165	115,5	17	0,4	200	80
12	0,1	165	16,5	18	2,1	200	420
15	0,5	165	82,5	19,4	0,9	200	180
15,3	1,2	165	198	21	1	200	200
16	0,9	165	148,5	22	1,4	200	280
16	1,4	165	231	22	1,2	200	240
16,3	0,9	165	148,5	26	1,1	200	220
16,7	0,6	165	99	27	0,8	200	160
17	1,2	165	198	31	0,5	200	100
17	0,4	165	66	32,5	0,6	200	120
18	0,5	165	82,5	35	0,5	200	100
18	0,6	165	99	36	2,2	200	440
18,7	0,6	165	99	39	1	200	200
19	0,4	165	66				
21	0,6	165	99				
22	0,4	165	66				
22	0,5	165	82,5				
22,8	0,5	165	82,5				
23	0,4	165	66				
23	0,6	165	99				
26	1,1	165	181,5				
26	0,8	165	132				

Для упрощения дальнейших расчетов по выбору оптимальных мощностей силовых трансформаторов, годовой график объединяется.

Полученные данные приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Данные для эквивалентного годового графика нагрузки по полной мощности

S, МВА	T, ч
3,23	1545
5,38	1868
16,13	1431
19,35	946,5
22,58	1315,5
27,96	1013,5
38,71	440
41,93	200

На рисунке 2.1 представлен эквивалентный годовый график нагрузки ПС 110/10 кВ «Волжская-2» по полной мощности.

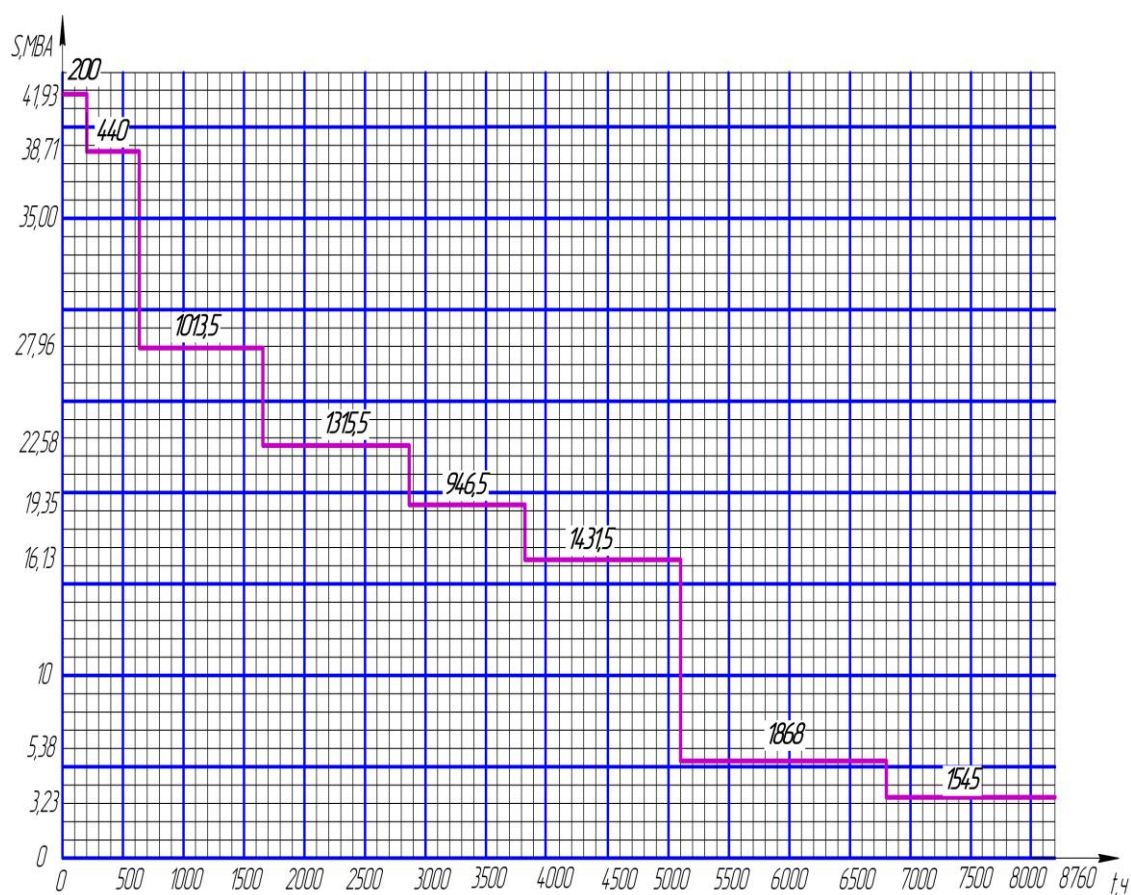


Рисунок 2.1 - Эквивалентный годовый график нагрузки ПС 110/10 кВ «Волжская-2» по полной мощности

2.2 Показатели и коэффициенты ГН

Годовое электропотребление, МВт·ч:

$$W_{i\bar{N}} = \sum_{i=1}^N (P_i \cdot T_i),$$

где P_i - мощность, МВт; T_i – интервал графика, ч.

$$W_{ПС} = (39 \cdot 200) + (36 \cdot 440) + (26 \cdot 1013,5) + (21 \cdot 1315,5) + (18 \cdot 946,5) + (15 \cdot 1431,5) + (5 \cdot 1868) + (3 \cdot 1545) = 138933,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Средняя мощность за сутки, МВт:

$$P_{\text{СР.З/Л}} = \frac{W}{8760};$$

$$P_{\text{СР.З/Л.ПН}} = \frac{138933,6}{8760} = 15,9 \text{ МВт}.$$

Число часов за год, ч:

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{ПС}}{P_{\text{max}}};$$

$$T_{\text{max}} = \frac{138933,6}{39} = 3562,4 \text{ ч}.$$

Время электрических потерь, ч:

$$\tau_{\text{max}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760;$$

$$\tau_{\text{max}} = \left(0,124 + \frac{3562,4}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2185,588 \text{ ч}.$$

Коэффициент заполнения ГН:

$$K_{зп} = \frac{P_{ср}}{P_{\max}};$$

$$K_{зп.зМ} = \frac{15,9}{39} = 0,41;$$

$$K_{зп.лТ} = \frac{15,9}{26} = 0,61.$$

Результаты расчётов сводим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 - Основные показатели и коэффициенты графика нагрузок

Показатели	Полученные данные
$W_{\text{год.}}$, МВт·ч	138933,6
$P_{\text{ср. з/л}}$, МВт	15,9
T_{max} , ч	3562,4
τ_{max} , ч	2185,588
$K_{зп.зМ}$	0,41
$K_{зп.лТ}$	0,61

3 Выбор силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется на основании годовых графиков нагрузки понизительной подстанции с учетом новых потребителей в соответствии заявленными техническими условиями.

Суммарная максимальная нагрузка подстанции:

$$S_{\max} = 41,93 \text{ МВА.}$$

Следовательно, мощность одного трансформатора, МВА:

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot S_{\max};$$

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot 41,93 = 29,36 \text{ МВА.}$$

По вышеприведённым расчётам можно сделать вывод что, в связи с ожидаемым ростом электрических нагрузок понизительной подстанции установленные трансформаторы ТРДН-25000/110/6/6 на ПС 110/6 кВ «Волжская-2» будут работать с перегрузкой.

В связи с планируемым ростом промышленных и бытовых нагрузок, выбираем силовые трансформаторы большей мощности.

По справочникам к установке выбираем силовые трансформаторы следующих марок:

ТРДН–32000/110/10;

ТРДН–40000/110/10.

Данные трансформаторы изготавливаются ООО «Тольяттинский Трансформатор» г. Тольятти.

1. Рассмотрим вариант с установкой трансформаторами типа ТРДН–32000/110/10, паспортные данные которого в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Каталожные данные трансформатора ТРДН– 32000/110/6

Тип трансформатора	$S_{ном.Т.},$ МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТРДН –32000/110/10	32	115	10,5	10,5	145	44	0,75
Цена: 7 800 000 руб.							

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего и низшего напряжений:

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т.}}$$

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т.}} = \frac{41940}{32000} = 1,31 ;$$

$$k_{з.н1} = k_{з.н2} \frac{S_{H1,2}}{S_{ном.Т.}}$$

$$k_{з.н1} = k_{з.н2} = \frac{20970}{32000} = 0,66 ,$$

где S_B, S_H – расчетные нагрузки обмоток трансформатора высшего, и низшего напряжений.

Потери холостого хода в силовом трансформаторе – активная мощность:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x ;$$

$$P'_x = 44 + 0,05 \cdot 240 = 56 \text{ кВт},$$

где потери в режиме короткого замыкания – реактивная мощность:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.} ;$$

$$Q_x = \frac{0,75}{100} \cdot 32000 = 240 \text{ квар.}$$

Потери мощности в режиме короткого замыкания:

$$P'_{к.Н1} = P'_{к.Н2} = P_{к.Н1,2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.Н1,2};$$

$$P'_{к.Н1} = 290 + 0,05 \cdot 5880 = 584 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в};$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,5 \cdot 420 = 21 \text{ кВт},$$

где потери мощности в обмотках ВН, НН1 и НН2:

$$P'_{к.в} = 0;$$

$$P_{к.Н1} = P_{к.Н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН};$$

$$P_{к.Н1} = P_{к.Н2} = 2 \cdot 145 = 290 \text{ кВт}.$$

Потери мощности (реактивной) в обмотках ВН, НН1 и НН2 в режиме короткого замыкания:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{номТ};$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 32000 = 420 \text{ квар};$$

$$Q_{к.Н1} = Q_{к.Н2} = \frac{U_{к.Н1,2}(\%)}{100} \cdot S_{номТ};$$

$$Q_{к.Н1} = Q_{к.Н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 32000 = 5880 \text{ квар},$$

где $U_{к.в}$, $U_{к.Н1}$, $U_{к.Н2}$ – напряжения к.з.,(%), обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой, которые при заданных в справочнике значениях напряжений к.з. между обмотками $u_{к.ВН-НН}$ определяются из приближенных выражений:

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН};$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \text{ %};$$

$$U_{к.н_1} = U_{к.н_2} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН};$$

$$U_{к.н_1} = U_{к.н_2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ \%}.$$

Затем определим финансовые затраты на годовые потери электрической энергии в трансформаторах:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}};$$

$$I_{\text{э}} = 1642399 \cdot 0,97 = 1593127,03,$$

где ΔW_{nc} – потери электроэнергии в трансформаторах, принимаем равными $1\ 642\ 399\ \text{кВт} \cdot \text{ч}$; $C_{\text{э}}$ – стоимость $1\ \text{кВт} \cdot \text{ч}$ электроэнергии, $\text{руб}/\text{кВт} \cdot \text{ч}$, определяется из выражения:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{max}}} + \beta,$$

$$C_{\text{э}} = \frac{270}{3754,96} + 0,9 = 0,97\ \text{кВт} \cdot \text{ч},$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа за $1\ \text{кВт}$ договорной мощности, принимаем равной $270\ \text{кВт}$; β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый $\text{кВт} \cdot \text{ч}$ активной энергии, учтенной расчетной счетчиком, принимаем равной $0,9\ \text{кВт} \cdot \text{ч}$.

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_{\text{э}};$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 7800000 + 733200 + 1593127,03 = 3496327,03\ \text{руб},$$

где K – капитальные затраты на оборудование ПС = $7\ 800\ 000\ \text{руб}$; E_H – нормативный коэффициент дисконтирования, принимаем равным $0,15$; $I_{\text{э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах, определяемых

по выражению; I_o – годовые отчисления, которые можно определить из выражения:

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K ;$$

$$I_o = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 7\,800\,000 = 733\,200 \text{ руб.},$$

где $p_{\text{сум}} = p_a + p_{op}$ – суммарный коэффициент отчислений, который состоит из отчислений на амортизацию – p_a , обслуживание и ремонт – p_{op} , принимаем равным 0,094 для ПС 110 кВ.

2. Рассмотрим вариант подстанции с установкой силовых трансформаторов типа ТРДН–40000/110/6 (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Паспортные данные трансформатора ТРДН–40000/110/6

Тип трансформатора	$S_{\text{ном.Т.}}$, МВА	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТРДН –40000/110/10	40	115	10,5	10,5	160	50	0,65
Цена: 11 200 200 руб.							

Потери мощности (активной) силового трансформатора:

$$P'_x = 50 + 0,05 \cdot 260 = 63 \text{ кВт};$$

$$Q_x = \frac{0,65}{100} \cdot 40000 = 260 \text{ квар.}$$

Потери мощности (активной) при режиме короткого замыкания, обмоток ВН, НН1 и НН2:

$$P_{k.в} = 0 ;$$

$$P_{k.н_1} = P_{k.н_2} = 2 \cdot 160 = 320 \text{ кВт} .$$

Потери мощности (реактивная) обмоток силового трансформатора в режиме короткого замыкания:

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н_1} = Q_{к.н_2} = \frac{18,375}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар};$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \text{ \%};$$

$$U_{к.н_1} = U_{к.н_2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ \%};$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н_1} = 320 + 0,05 \cdot 7350 = 688 \text{ кВт}.$$

Определим стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{г}} = 1884178 \cdot 0,97 = 1827652,66 \text{ руб.}$$

Стоимость $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ электроэнергии:

$$C_{\text{г}} = \frac{270}{3754,96} + 0,9 = 0,97 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 11200000 + 1052800 + 1827652,66 = 4560452,66 \text{ руб};$$

$$I_{\text{о}} = 0,094 \cdot 11200000 = 1052800 \text{ руб.}$$

Согласно полученным результатам приведённые затраты на установку трансформатора марки ТРДН-40000/110/10 составляет 4 560 452,66 руб, а на трансформатор марки ТРДН-32000/110/10 составляет 3 496 327,03 руб.

При этом силовые трансформаторы ТРДН-40000/10 являются более перспективными в связи с планируемым вводом новых потребителей до 2025 года.

Вследствие этого к установке на понизительной подстанции 110/10 кВ «Волжская-2» принимаются два трансформатора марки ТРДН-40000/110/10, имеющие меньшие приведённые затраты. Устанавливаемые силовые трансформаторы будут работать параллельно.

4 Расчёт токов КЗ

4.1 Ход выполнения расчетов

На рисунке 4.1 приведена схема замещения ПС 110/10 кВ «Волжская-2».

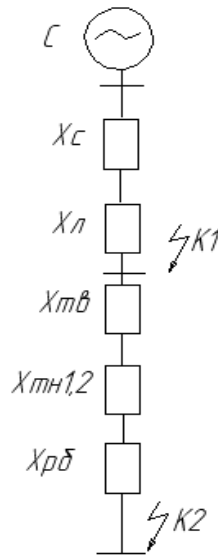


Рисунок 4.1 – Схема замещения ПС

Исходные данные для расчета:

Система: $U_H = 110 \text{ кВ}$, $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $S_{КЗ} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Линии: $x_{y\partial 1} = 0,42 \text{ Ом/км}$, $l = 8 \text{ км}$, 340 м , $U_H = 110 \text{ кВ}$,

$x_{y\partial} = 0,42 \text{ Ом/км}$, $l = 8 \text{ км}$, 340 м , $U_H = 6 \text{ кВ}$.

Трансформатор: $S_H = 32 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Необходимо определить параметры схемы замещения при приближенном приведении в относительных единицах.

Система:

$$x_{* \partial . c} = \frac{S_{\partial}}{S_k};$$

$$x_{* \partial . c} = \frac{1000}{5000} = 0,2.$$

Трансформатор:

$$x_{*б,Т_6} = \frac{U_{к.в},\%}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}};$$

$$x_{*б,Т_6} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 0,41;$$

$$x_{*б,Т_{Н1}} = x_{*б,Т_{Н2}} = \frac{U_{к.н1},\%}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}};$$

$$x_{*б,Т_{Н1}} = x_{*б,Т_{Н2}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 5,74.$$

Линия:

$$x_{*б,л} = x_{уд} l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2};$$

$$x_{*б,л} = 0,4 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13,$$

где $U_{к.в} = 1,3125\%$, $U_{к.н1} = U_{к.н2} = 18,375\%$ – (для трансформатора $S_{ном} = 32 \text{ МВ} \cdot \text{А}$).

Короткое замыкание в точке К1:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*б,с} + x_{*б,л};$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = 0,2 + 0,13 = 0,33.$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}};$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*b}}{x_{*рез(b)}} \cdot I_b;$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 15,2 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 33,47 \cdot 1,8 = 38,3 \text{ кА},$$

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

Короткое замыкание в точке К2:

$$x_{*рез(b)} = x_{*b,c} + x_{*b,l} + x_{*b,T_g} + x_{*b,T_{H1,2}} + x_{*b} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

Базисный ток:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}.$$

Значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*b}}{x_{*рез(b)}} \cdot I_b = \frac{1}{10,01} \cdot 91,75 = 9,17 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9,17 \cdot 1,96 = 25,33 \text{ кА},$$

где $k_{y\partial} = 1,96$ – ударный коэффициент.

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Данные расчета токов к.з.

№ п/п	U _н , кВ	K _{уд}	I ⁽³⁾ _к , кА	i _{уд} , кА
К1	115	1,8	15,2	38,3
К2	10,5	1,96	14,1	25,33

5 Выбор электрооборудования

5.1 Выбор оборудования ОРУ – 110 кВ

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$
$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 225,18 \text{ А.}$$

5.1.1 Выбор выключателей

Выключатель является одним из основных коммутационных аппаратов на подстанциях, способный производить операции по отключениям при любых режимах работы системы. Одной из самых сложных коммутацией является отключение токов КЗ.

К выключателям класса ВН предъявляются требования, такие как [14]:

- отключение токов широкого диапазона;
- скорость срабатывания;
- пригодность для АПВ;
- удобство обслуживания изнашиваемых узлов;
- удобство транспортировки.

Выбор выключателей производится [21]:

- 1) По напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}. \quad (5.1)$$

- 2) По максимальному рабочему току:

$$I_{\text{раб.н}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (5.2)$$

где $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ – паспортные (каталожные) параметры выключателя;

3) Проверка на отключающую способность выключателя:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}} \quad (5.3)$$

4) Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по следующим условиям:

$$i_y < I_{\text{мдин}}, \quad (5.4)$$

где $I_{\text{по}}$ и i_y - значения периодической составляющей тока к.з. и ударного тока в цепи, кА;

$I_{\text{дин}}$, $I_{\text{мдин}}$ - значение предельного и сквозного тока к.з., кА.

5) Проверка на термическую стойкость:

$$B \leq B_K, \quad (5.5)$$

где B_K – значение импульса квадратичного тока, определяется по формуле:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T, \quad (5.6)$$

где I_T – ток термической стойкости, кА;

t_T – допустимое время действия термического тока предельной стойкости, с; I_T и t_T – справочные данные;

B – расчетный импульс квадратичного тока к.з., определяется по формуле:

$$B = I_{\text{по}}^2 \cdot \left(\tau_{\text{откл}} + T_a \right), \quad (5.7)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения к.з.:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{вык}}, \quad (5.8)$$

где $t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты принимается 0,4 с. ;

$t_{\text{вык}}$ - собственное время отключения выключателя, с.

Согласно нормативным документам ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети» закреплено решение о преимущественном применении при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и замене оборудования подстанций напряжением 330—750 кВ замена на элегазовые выключатели, а на подстанциях напряжением 6, 10, 20, 35 кВ — вакуумных выключателей. В классе напряжения 110—220 кВ из – за отсутствия каких-либо альтернативных вариантов предлагается применять элегазовые выключатели. Основные достоинства данных выключателей:

- Полная заводская готовность, быстрый монтаж и наладка под руководством шеф-персонала завода;
 - Естественный уровень утечек элегаза - не более 0,5% в год;
 - Комплектация пружинным приводом с увеличенным количеством сигнальных контактов, длительно пропускающих токи широкого диапазона (от 5 до 25 А); автоматическим управлением 2-мя ступенями обогрева шкафа и контролем их исправности;
 - Высокий механический и коммутационный ресурс, обеспечивающие при нормальных условиях эксплуатации не менее, чем 25-летний срок службы до первого ремонта;
 - Высокие пожаро- и взрывобезопасность;
 - Минимальное техническое обслуживание и межремонтный период;
- Для ОРУ 110 кВ подстанции «Волжская-2» 110/10 кВ выбираем элегазовый выключатель серии ВГБ-110кВ от производителя ОАО «УЭТМ», так данные выключатели хорошо себя зарекомендовали в течение эксплуатации на многих электроэнергетических предприятиях.

Паспортные данные выключателя, а также расчетные параметры электрической сети представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 - Технические данные выключателя ВГТ-110-31,5/400У1

Методика	Расчет	Паспорт ВГБ -110-31,5/1000 У1
1	2	3
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	$I_{мах} = I_{раб.уляж} = 225,18$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$	$I_{пт} = 15,2$ кА	$I_{откл.ном} = 31,5$ кА
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 9,673$ кА	$i_{а.ном} = 16,4$ кА
$I_{дин} \geq I_{п0}$	$I_{п0} = 15,2$ кА	$I_{дин} = 31,5$ кА
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 38,3$ кА	$i_{дин} = 102$ кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 20,79$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,7$ кА ² ·с

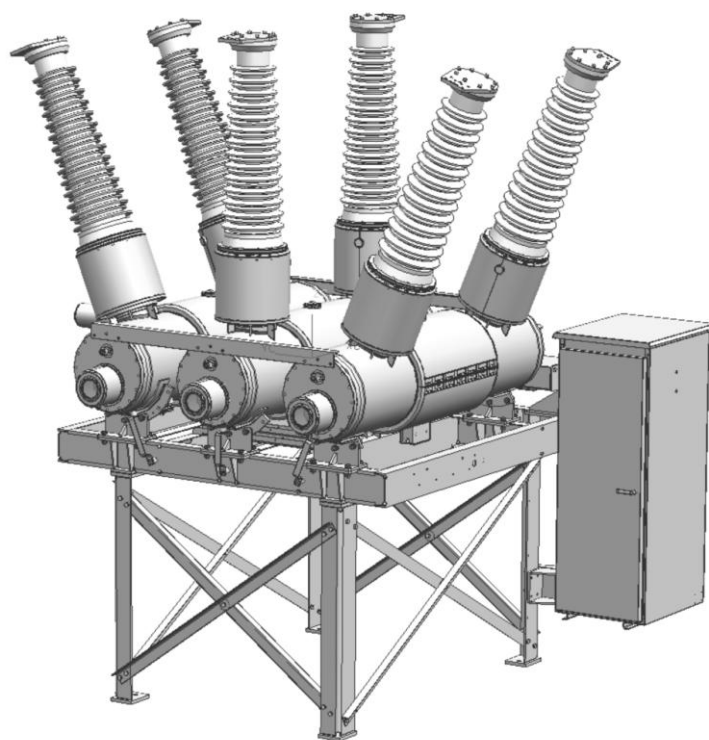


Рисунок 5.1 – Внешний вид выключателя марки ВГБ -110-31,5/400У1

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки вакуумного выключателя марки ВГБ -110-31,5/400У1 на ОРУ 110 кВ ПС «Волжская-2», так как технические параметры выключателя удовлетворяют всем условиям проверки.

5.1.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится [14] по тем же параметрам, что и для выключателя.

Результаты выбора разъединителей сведены в таблицу 5.2

Таблица 5.2 – Выбор высоковольтного разъединителя

РПД-110/1000 УХЛ 1		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
1. $U_{уст} \leq U_n$	$U_n = 115$ кВ	$U_n = 115$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 227$ А	$I_n = 1000$ А
$i_y \leq i_{пр.с}$	$i_{уд} = 38,3$ кА	$i_{пр.с} = 80$ кА
4. $B_k \leq I_T^2 t_T$	$B_k = 20,79$ кА ² ·с	$I_T^2 t_T = 3969$ кА ² ·с

Разъединители не проверяют на коммутационную способность при КЗ, поскольку они не предназначены для работы в таком режиме, при этом они так же не могут отключать элемент электрической сети при номинальных тока, так как они служат для создания видимого разрыва электрической цепи и оперативного переключения.

Выбираем к установке разъединитель марки РПД-110/1000 УХЛ 1 (ОАО «УЭТМ», г. Екатеринбург). На рисунке 5.2 представлен разъединитель марки РГП-110/1000 УХЛ 1.

Параметры разъединителя и расчетные данные сведены в таблицу 5.3

Таблица 5.3 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Методика	Паспорт
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 225,18 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 38,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 20,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Сравнивая данные (таблица 5.4), видим, что разъединитель РГП -110/1000 УХЛ 1 выбран правильно, так как основные технические параметры разъединителя удовлетворяют всем условиям проверки.

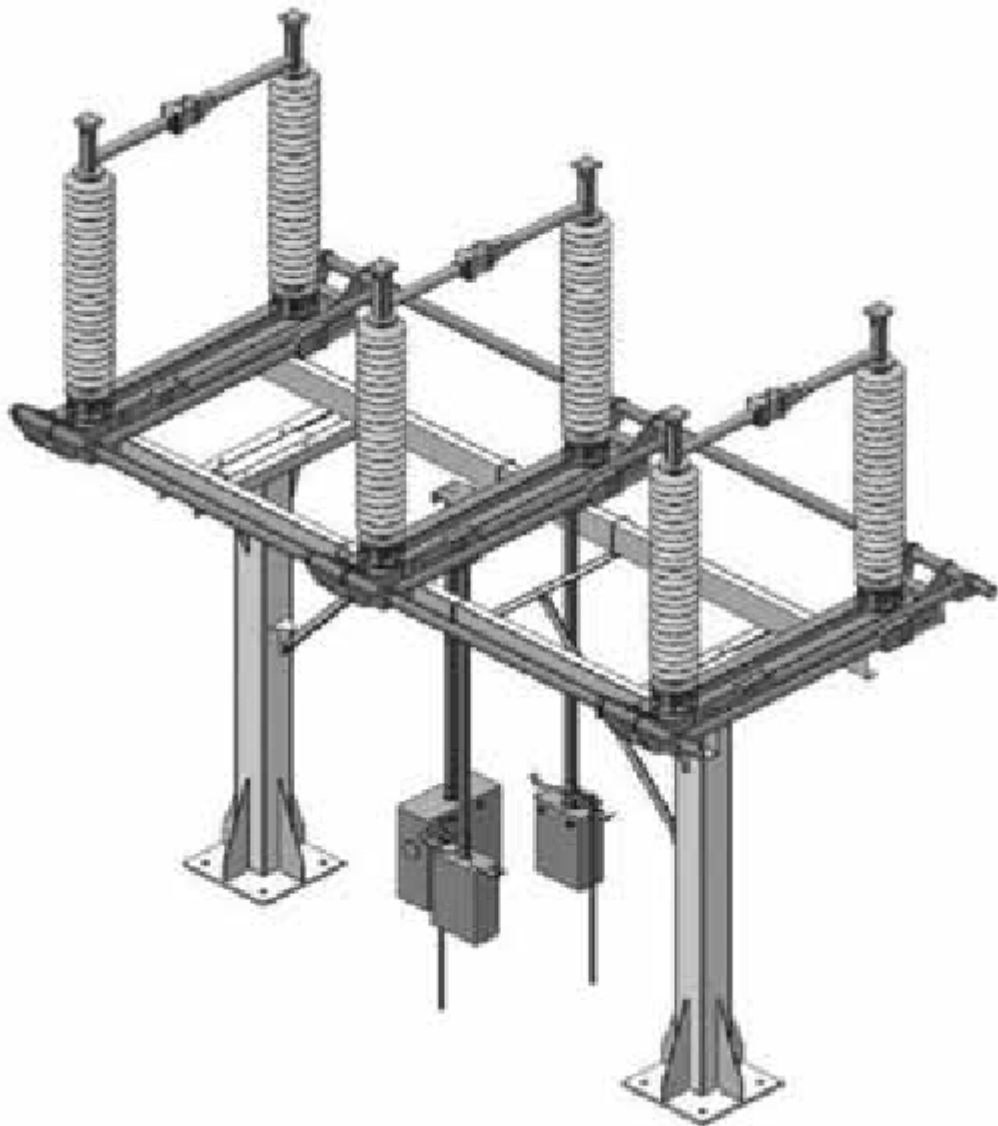


Рисунок 5.2 - Разъединитель марки РПД-110/1000 УХЛ 1

5.1.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, применяемых в токовых цепях РЗ и А [16].

На территории ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ «Волжская-2» согласно ряду положений трансформаторы тока должны устанавливаться как перед высоковольтными выключателями, так и встраиваться в вводы силовых трансформаторов.

Таблица 5.5 – Нагрузка ТТ на вторичной обмотке

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	АМ-А301	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Ц-301/1	0,5	0,5	0,5
Счетчик	СЭТ-4ТМ	3,6	3,6	3,6
Итого:		4,6	4,6	4,1

Сопротивление приборов находится по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Для ТГФМ – 110Б-1-У1 в классе 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Допускаемое сопротивление проводника:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}};$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Кабель контрольный с алюминиевыми жилами - 4мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка ТТ:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

Согласно расчетам, выбираем трансформатор тока (ТТ) типа ТГФМ – 110Б-1-У1 (ЗАО Энергомаш, г. Екатеринбург-Уралэлектротяжмаш).

Таблица 5.6 – Расчёт трансформатора тока 110 кВ

Расчёт	Паспорт ТГФМ-110Б-1-У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 225,18 \text{ А}$	$I_{ном} = 50 - 600 \text{ А}$
$i_{уд} = 38,3 \text{ кА}$	$I_{дин} = 126 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 20,79 \text{ кА}^2 * с$	$B_{\kappa} = 2028 \text{ кА}^2 * с$
$r_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

На рисунке 5.3 представлен трансформатор тока ТГФМ-110Б-1-У1.



Рисунок 5.3 - Трансформатор тока ТГФМ-110Б-1-У1

Также для установки принимается трансформатор тока типа ТВТ – 300/5 встраиваемый в высоковольтные ввода трансформатора со стороны 110 кВ производства ООО ТД «Автоматика» г. Смоленск.

5.1.4 Выбор измерительного трансформатора напряжения

Измерительные ТН предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения.

Нагрузка подключённых приборов по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \times \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \times \sin \varphi_{\text{приб}})^2} = \sqrt{P^2_{\text{приб}} + Q^2_{\text{приб}}} .$$

Таблица 5.7 – Вторичная нагрузка ТН 110кВ

Наименование прибора	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А	$\cos\varphi$	Потребляемая мощность		
			Вт	В·А	В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр Э-762	9	1	9	9	9
Ваттметр Ц-301/1	10	1	10	10	10
Счетчик СЭТ4-ТМ	1,5	0,53	0,8	0,8	1,5
Итого по ТН:	-	-	19,8	19,8	19,8

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения $S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Для ОРУ 110 кВ выбираем трансформатор напряжения типа НКФ-110-83 (ОАО ХК «Электрозавод»).

На рисунке 5.4 представлен трансформатор тока НКФ-110-83.

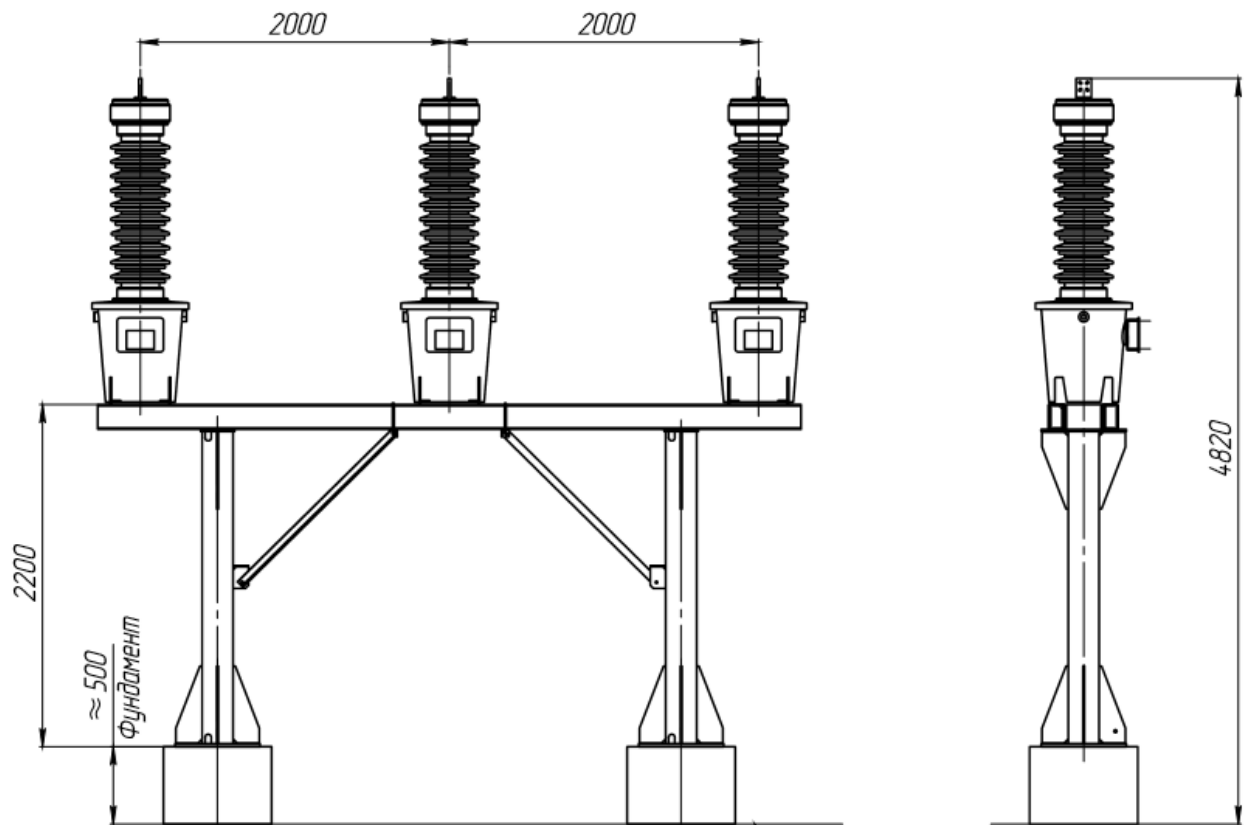


Рисунок 5.4 - Трансформатор напряжения НКФ-110-83

5.2 Выбор оборудования на стороне 10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполнено в виде комплектного распределительного устройства, с выкатными тележками и масляными выключателями марки ВМП. КРУ – 10 кВ размещен на территории закрытого распределительного устройства.

Согласно п.1.2 и п.1.3 данной квалификационной работы, при реконструкции КРУ – 10 кВ старое оборудование необходимо заменить полностью на новое КРУ-10 кВ с вакуумными выключателями.

Одним из лидеров среди отечественных производителей высоковольтного электротехнического оборудования является ОАО «Электроцит» г. Самара. Исходя из широкого применения различного встраиваемого оборудования, безопасности, высокого срока службы и надежности, а так же удобства и простоты монтажа выбираем СЭЩ-70.

Достоинствами КРУ СЭЩ-70 являются:

- В КРУ устанавливаются лучшие по параметрам «цена-качество», комплектующие;

- Не высокая стоимость по сравнению с зарубежными производителями;

- Многофункциональная система мониторинга ИНФО-СЭЦ, отображающая реальное состояние аппаратов в шкафу;

- Удобное сервисное обслуживание.

Применение вакуумных выключателей дает следующее преимущество

- Умеренные затраты на эксплуатацию вакуумных выключателей по сравнению с другими технологиями;

- В связи с высокой устойчивостью к агрессивным средам и повышенной пожаробезопасностью, поэтому данный тип выключателей имеет широкий спектр использования;

- Конструкция выключателя обладает высокой стойкостью к повышенным температурам среды;

- Повышенная стойкость к механическим нагрузкам и вибрационным воздействиям и ударам;

- Возможность использовать как продольное, так и поперечное расположение вакуумных камер в ячейках распределительных устройств, в связи с чем, имеется возможность разрабатывать малогабаритные конструкции КРУ;

- В связи с тем, что гашение дуги осуществляется в вакуумной камере, выбросы масла и газа отсутствуют при аварийных отключениях токов КЗ;

- в процессе эксплуатации не загрязняет окружающую среду;

- Обеспечение высокой степени надёжности и безопасности в процессе эксплуатации и проведении сервисного обслуживания.

Недостатки: защита от коммутационных перенапряжений, предполагает наличия специальных технических средств.

Наглядная мнемосхема, визуально дает адекватную информативную картину состояний нахождения коммутационных аппаратов шкафу.

- сигнализация отсутствия или наличия напряжения в сети.

- индикация превышения температуры в фазах.
- интуитивный интерфейс. Передача данных по каналам телемеханики.

Компоновка комплектного распределительного устройства КРУ СЭЩ-70.

Для комплектования КРУ - 10 кВ выберем силовые ячейки СЭЩ-70, производства ЗАО «Самарский Электрощит».

В составе КРУ серии СЭЩ-70 входят вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-10-20/2500У2 с пружинным приводом, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разрядники, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и переходные изоляторы [10].

Токи с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 2} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 2055 \text{ А.}$$

5.2.1 Выбор выключателей на 10 кВ

Выключатель выбирается по таким же параметрам, что и выключатель на высокой стороне. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Вакуумный выключатель 10 кВ

Расчет	Паспорт
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 2055 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{n,o}^3 = 14,1 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 5,5 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} = 20,04 \text{ кА}$
$I_{\text{дин}} = 14,1 \text{ кА}$	$I_{n,o} = 31,5 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k,\text{ном}} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$



Рисунок 5.5 – КРУ типа КРУ-СЭЩ-70

5.2.2 Выбор трансформатора тока 10 кВ

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТОЛ – СЭЩ – 10 ЗАО «Самарский электроцит» г. Самара. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 5.9. Трансформатор тока ТОЛ – СЭЩ – 10 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

Таблица 5.9 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ – 10 кВ

Расчёт	Паспорт: ТОЛ-СЭЩ 10 кВ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2055 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{уд} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 5.10.

Таблица 15 – Данные контрольно-измерительных приборов

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]
1	Амперметр	ЭА-0702	0,5
2	Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	3,6
3	Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	3,6
4	Варметр	Н-395	2
5	Ваттметр	Ц-301/1	0,5
	Итого		10,2

Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,2}{5^2} = 0,45 \text{ Ом.}$$

Для ТОЛ-СЭЩ 10 кВ в классе 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Допустимое сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}};$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,45 - 0,1 = 0,65 \text{ Ом.}$$

Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}};$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,65} = 4,51 \text{ мм.}$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{5} = 0,59 \text{ Ом.}$$

Таким образом, вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,45 + 0,59 + 0,1 = 1,14 \text{ Ом.}$$

5.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Из предлагаемого перечня трансформаторов напряжения (ТН) к установке принимается трансформатор напряжения НАМИ – 10 кВ ЗАО «Самарский Электроцит».

Контроль на стороне 10 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Контрольно-измерительные приборы во вторичной цепи ТН

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							$P, \text{ Вт}$	$Q, \text{ вар}$
Вольтметр	Э – 351	2,0	1	1	0	1	2	---
Ваттметр	Ц-301/1	2,0	1	1	0	1	2	---
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							7,04	7,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,91 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбранный трансформатор напряжения НАМИ – СЭЩ – 10 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 75 В·А. Таким образом:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$11,7 \leq 75.$$

Из произведенных расчетов сделан вывод о возможности установки трансформатора напряжения марки НАМИ – СЭЦ – 10 кВ, так как технические параметры трансформатора напряжения удовлетворяют всем условиям проверки.

6 Выбор релейной защиты и автоматики

6.1 Микропроцессорное устройство РС83-ДТ2

Микропроцессорное устройство РС83-ДТ2 изготавливается компанией ООО «Системы РЗА» (г. Москва), и выполняет функции максимальной токовой защиты.

Функции данного устройства таковы:

- 3-ступенчатая МТЗ с независимой выдержкой времени;
- 2-ступенчатая дифф. защита.

Данное техническое средство РС83-ДТ2 может снабжаться электроэнергией как от источника постоянного, так и от источника переменного оперативного тока.

Все имеющиеся данные в устройстве передаются диспетчеру и могут обрабатываться по месту или дистанционно.

6.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства РС83-ДТ2

Параметры терминала РС83-ДТ2 для защиты силового трансформатора, со схемой Y/Δ:

- на ВН – звезда;
- на НН – треугольник.

Электрическая нагрузка (максимальная) силового трансформатора –
 $S_{\text{нагр. max}} = 41,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Значения токов КЗ (максимальный/минимальный режим) на стороне 110 кВ (точка К1) и шинах 10 кВ (точка К2) представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Значения токов КЗ

Величина напряжения	Режим ЭЭС	Ток КЗ
Сторона 110 кВ	Максимальный	$I_{K1MAX}^{(3)BH} = 4827 A$
	Минимальный	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 2357 A$
Сторона 10 кВ	Максимальный	$I_{K2MAX}^{(3)HH} = 24840 A$
	Минимальный	$I_{K2MIN}^{(3)HH} = 21323 A$

Значения токов короткого замыкания в К2, приведенные к стороне ВН определяются по выражению:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T},$$

где $I_{K2}^{(3)HH}$ - ток 3х-фазного КЗ на стороне 10 кВ; k_T - коэффициент трансформации СТ.

Ток короткого замыкания в максимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MAX}^{(3)BH} = \frac{24840}{115/10,5} = 1361A.$$

Ток КЗ в минимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MIN}^{(3)BH} = \frac{21323}{115/10,5} = 1168A.$$

6.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита реализуется на основе терминала типа РС83-ДТ2. Методика выбора уставок представлено ниже:

- На стороне ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}},$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078, \quad K_{B1} = 1,08.$$

На стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}},$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, \quad K_{B2} = 1,02.$$

Уставки по току находятся:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = 4,9 \text{ А.}$$

Ток срабатывания:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}},$$

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ. min}}^{(2)}}{I_{\text{СР.ТО}}},$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)};$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 \text{ A};$$

$$k_{\times} = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

Уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot I_{\text{СР}}^{\text{ДО}}}{K_{B_1}};$$

$$I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 \text{ A}. I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} = 28 \text{ A}.$$

$$I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot I_{\text{СР}}^{\text{ДО}}}{K_{B_2}};$$

$$I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 \text{ A}. I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДО}} = 30 \text{ A}.$$

Степень отсечки дифференциальной:

$$I_{\text{СЗ.ВН}}^{\text{ДО}} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ A}.$$

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K_1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ A};$$

$$k_q = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Первая ступень отсечки терминала РС83-ДТ2 удовлетворяет требованиям.

Заключение

В работе был разработан проект реконструкции подстанции «Волжская-2» 110/10 кВ.

Согласно условиям реконструкции была произведена замена существующих трансформаторов мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА в связи с повышением нагрузки.

Согласно нормативным документам и проделанным расчетам к установке было принято следующее оборудование:

- на стороне 110 кВ: колонковый элегазовый выключатель марки ВГБ–110-31,5/1000; трансформаторы тока ТГФМ-110-У1 и ТВТ – 110 кВ; ограничители перенапряжения типа ОПНН-110/85-У1; трансформаторы напряжения марки НКФ – 110-83; разъединители марки РПД-110/1000 УХЛ 1;

- на стороне 10 кВ: были выбраны ячейки КРУ типа КРУ – СЭЩ –70 для установки в ЗРУ – 10 кВ со следующим оборудованием: вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-10-20/2500У2; трансформатор тока ТОЛ – СЭЩ - 10; трансформатор напряжения НАМИ – 10 кВ.

Также была произведена замена средств релейной защиты на микропроцессорные терминалы защит типа «РС83-ДТ2» производства ООО «Системы РЗА» (г. Москва).

В результате произведённой реконструкции главной понизительной подстанции она соответствует всем современным нормам и требованиям.

Список использованных источников

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). С.Пб.: Энергоатомиздат, 2002.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. 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.
4. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
5. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах/ С.А. Ульянов - М.: Энергоатомиздат, 1981.
6. Камнев, В.Н. Чтение схем и чертежей электроустановок/ В.Н. Камнев. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
7. Свирен, С.Я. Электрические станции и подстанции: пособие по дипломному проектированию/ С.Я. Свирен - М.: Интермет Инжиниринг, 1990.
8. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий/ Ю.Л. Мукосеев. – М.: Энергия, 1973.
9. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок/ Э. И. Басс – М.: Энергоатомиздат, 2002.
10. Двоскин, Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств/ Л.И. Двоскин - М.: Энергоатомиздат, 1985.
11. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
12. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Изд. центр «Академия», 2004.

13. 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. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.4.
14. 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. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.2.
15. 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. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.6.
16. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей/ М.А. Шабад – М.: Энергия, 1970.
17. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 1990.
18. Справочник энергетика. Учебник./В.И. Григорьев – М.: Колос, 2006.
19. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. М.: МЭИ, 2002.
20. Самолина, О.В. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие/ О.В. Самолина - Тольятти: ТГУ, 2007.
21. Щербаков, Е.Ф. Распределение электрической энергии на предприятиях: учебное пособие/ Е.Ф. Щербаков, А.Л. Дубов – Ульяновск: УГТУ, 2006.
22. Шевченко, Н.Ю. Электроснабжение: учебное пособие/ Н.Ю. Шевченко – Волгоград: ВГТУ, 2006.
23. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
24. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.

25. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 c.

26. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 c.

27. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 c.