

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль))

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему «Реконструкция электрической части ОРУ 110 кВ и 220 кВ  
подстанции «Канаш»

Студент(ка)

А.В. Завьялов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## **Аннотация**

В работе выполнена реконструкция электрической части открытых распределительных устройств (ОРУ) 110 кВ и 220 кВ подстанции 220 кВ «Канаш».

Выполнен анализ существующей электрической схемы подстанции, выполнен расчет электрических нагрузок подстанции, расчет токов короткого замыкания. Разработаны мероприятия по реконструкции ОРУ 110 кВ и 220 кВ. Выполнено технико-экономическое обоснование принятых решений по реконструкции. Также рассмотрены вопросы расчета заземляющих устройств и молниезащиты ОРУ 110 кВ и 220 кВ подстанции.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки объемом 57 страниц, 19 рисунков, 38 таблиц и графической части из 6 листов формата А1.

## Содержание

	стр.
Введение	5
1 Характеристика существующей электрической схемы подстанции «Канаш»	6
2 Расчет электрических нагрузок подстанции «Канаш»	9
3 Разработка мероприятий по реконструкции ОРУ 110 кВ и 220 кВ подстанции «Канаш»	12
4 Замена автотрансформаторов на подстанции «Канаш»	13
4.1 Выбор автотрансформаторов с учетом категории потребителей	13
4.2 Выбор рациональной номинальной мощности автотрансформаторов подстанции	13
5 Расчет токов короткого замыкания	20
6 Мероприятия по реконструкции ОРУ 110 кВ и 220 кВ подстанции «Канаш»	26
6.1 Замена масляных выключателей высокого напряжения на элегазовые выключатели	26
6.2 Замена измерительных трансформаторов тока и напряжения	39
6.3 Замена разъединителей	46
6.4 Замена разрядников на ограничители перенапряжений	50
7 Расчет заземляющих устройств ОРУ 110 кВ и 220 кВ	51
8 Молниезащита ОРУ 110 кВ и 220 кВ	54
Заключение	55
Список использованных источников	56

## **Введение**

Подстанция 220/110/10 кВ «Канаш» по своему назначению является районной подстанцией и входит в состав ПАО «ФСК ЕЭС». От подстанции запитаны такие крупные предприятия г. Канаш, как ЗАО «Промтрактор - вагон», ОАО «Стройтехника», ОАО «Канашский автоагрегатный завод», ОАО «Вторчермет» и другие промышленные потребители, а также городские потребители г. Канаш Республики Чувашия.

Электрическая схема подстанции (ПС) обладает высокой надежностью, обеспечиваемой обходной системой сборных шин 110 кВ, двойным секционированием по стороне 110 кВ, секционированием по стороне 220 кВ, резервным питанием по стороне 110 кВ (вплоть до потери питания по стороне 220 кВ) по линии «Канаш-3», т.е. соответствует нормам [1-3].

Необходимость реконструкции подстанции заключается в моральном и физическом устаревании оборудования [3,20]. В приводах высоковольтных выключателей У-110 и У-220, используемых на подстанции, применяется сжатый воздух, что усложняет эксплуатацию и снижает надежность электроснабжения. Сжатый воздух вырабатывается в компрессорной и подается по воздуховодам к выключателям, образуя разветвленную сеть трубопроводов. Поэтому при реконструкции необходимо предусмотреть отказ от масляных выключателей с приводом сжатого воздуха с заменой их на элегазовые [22].

Целью работы является повышение надежности электроснабжения потребителей подстанции «Канаш» 220/110/10 кВ.

Исходя из поставленной цели, задачами работы являются:

- анализ существующей схемы электроснабжения и электрооборудования ОРУ 220 кВ и 110 кВ;
- разработка мероприятий по реконструкции электрической части ОРУ 110 кВ и 220 кВ;
- технико-экономическое обоснование принятых решений.

## **1 Характеристика существующей электрической схемы подстанции «Канаш»**

Подстанция «Канаш» введена в эксплуатацию в 1968 г. и подключена к электроэнергосистеме через воздушные линии электропередачи (ВЛ) 220 кВ «Канаш-1» и «Канаш-2». Подстанция предназначена для питания потребителей промышленной зоны и городских потребителей г.Канаш республики Чувашия. Напряжение 220 кВ на ввода автотрансформаторов АТ1 и АТ2 подается по двум взаиморезервируемым линиям «Канаш-1» и «Канаш-2», что позволяет производить поочередный ремонт выключателей без отключения потребителей. Электрическая схема подстанции «Канаш» приведена на рисунке 1.1.

Подстанция «Канаш» состоит из основного электрооборудования выпуска шестидесятых годов. На подстанции установлены два автотрансформатора 1АТ и 2АТ – АТДЦТН-200000/220/110, введенные в эксплуатацию соответственно в 1967 и 1968 гг. На стороне 220 кВ автотрансформатор АТ1 запитан от ВЛ «Канаш-1», АТ2 – от ВЛ «Канаш-2».

Секций 2 и 4 напряжением 110 кВ запитаны от автотрансформатора 1АТ, секции 1 и 3 – от автотрансформатора 2АТ. На напряжении 110 кВ допускается кратковременная (не более 10 мин.) параллельная работа автотрансформаторов 1АТ и 2АТ для переключений по переводу нагрузки с одного автотрансформатора на другой. Регулирование напряжения осуществляется на стороне 220 кВ с помощью РПН автотрансформаторов 1АТ, 2АТ автоматически или дистанционно.

На ОРУ 220 кВ установлены выключатели У-220-25/2000 1968 и 1972 гг. выпуска. На ОРУ 110 кВ установлены выключатели У-110-40/2000 1968 г. выпуска. На ОРУ 220 кВ установлены разъединители РНДЗ-1<sup>б</sup>-220/1000-У1 и РНДЗ-2-220-1000-У1; на ОРУ 110 кВ установлены разъединители РНДЗ-1<sup>б</sup>-110/1000-У1, РНДЗ-1<sup>б</sup>-110/2000-У1 и РНДЗ-2-110/1000-У1, РНДЗ-2-110/2000-У1 1968 г выпуска.

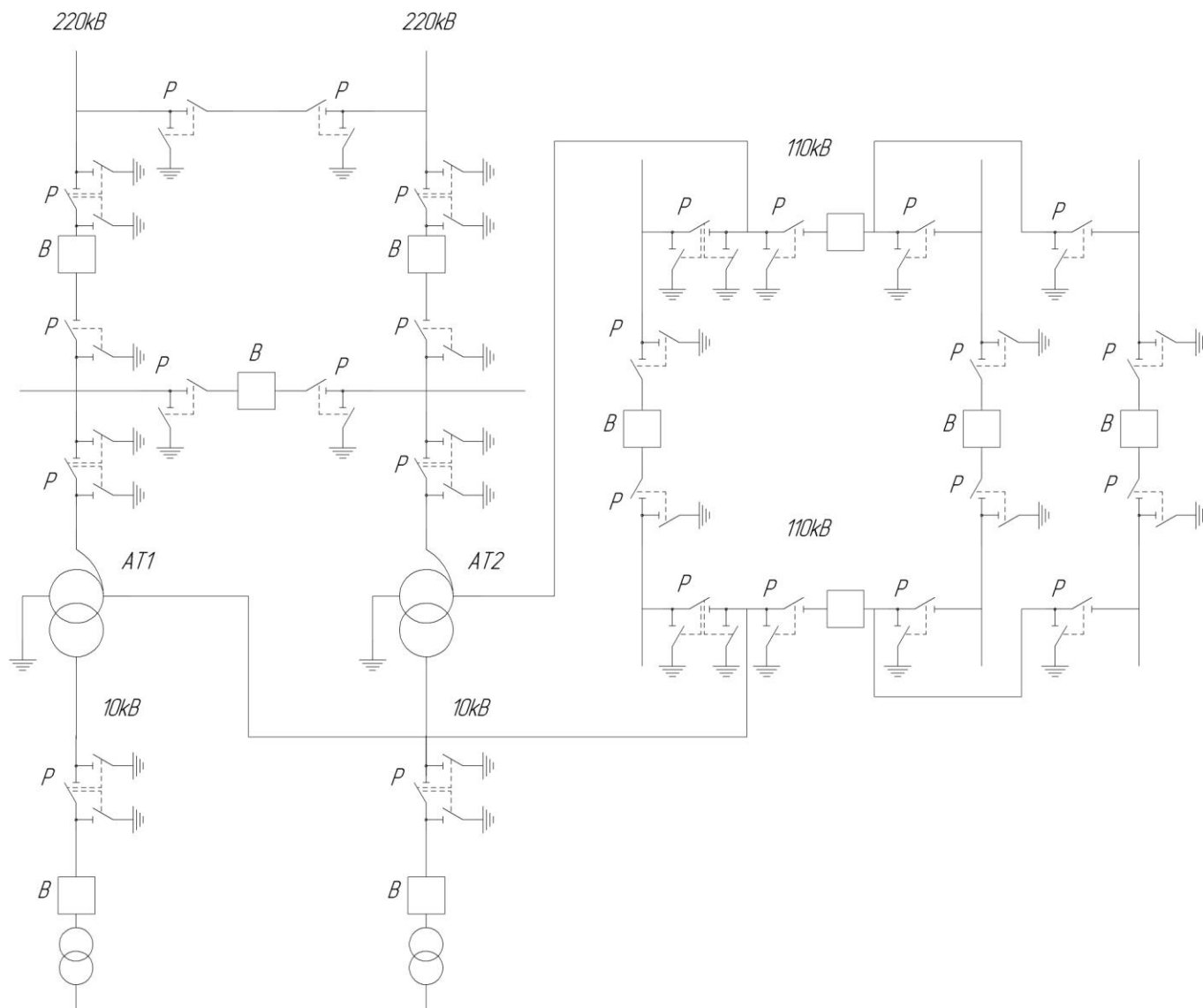


Рисунок 1.1 - Электрическая схема подстанции 220/110/10 «Канаш»

Для защиты от перенапряжений на ОРУ 220 кВ применяют разрядники РВМГ – 220М; на ОРУ 110 кВ: РВС – 110М и для защиты изоляции нейтралей трансформаторов РВС – 110М 1968 г. выпуска.

Типы измерительных трансформаторов тока и напряжений, установленных на ОРУ 220 и 110 кВ подстанции «Канаш», до реконструкции приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Измерительные трансформаторы тока и напряжения, установленные на подстанции 220/110/10 «Канаш» до реконструкции

U, кВ	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения
220	ТФНД-220-25-1000/1	НКФ-220-58
110	ТВ-220-25-1200/1	НКФ-110-58
	ТВТ-220-1000/1	
	ТВ-110-50-2000/1	
	ТВТ-110-2000/1	

Схема ОРУ 110 кВ - четырехсекционная система шин с обходной системой шин. В целях ограничения токов короткого замыкания предусмотрена отдельная работа секций. В схеме установлено 6 секционных выключателей с устройством автоматического включения резерва (АВР). Распределение электроэнергии от подстанции осуществляется: воздушными ЛЭП 110 кВ.

На подстанции установлены три трансформатора собственных нужд - два трансформатора 10/0,4 кВ мощностью по 630 кВА и один резервный трансформатор 6/0,4кВ для резервного питания собственных нужд подстанции.

Таким образом, всё электрооборудование ОРУ подстанции «Канаш» физически и морально устарело, поэтому необходима реконструкция электрической части ОРУ 220 кВ и 110 кВ подстанции «Канаш» [3,21].

## 2 Расчет электрических нагрузок подстанции «Канаш»

Расчетная максимальная мощность потребителей подстанции «Канаш» приведена в таблице 2.1. По известным годовым графикам, по продолжительности для заданных потребителей определены расчетные мощности, как для отдельных потребителей, так и для подстанции в целом.

Расчет полной мощности производится по формуле [14]:

$$S_i = \sqrt{3} \cdot I_i \cdot U_{\text{ср.ном}}, \quad (2.1)$$

где  $I_i$  - потребляемый ток линии,  $U_{\text{ср.ном}}$  - среднее номинальное напряжение линии.

Расчет количества потребленной активной электроэнергии производится по формуле [14]:

$$W_i = \sum_{k=1}^n S_{ik} \cdot \cos \varphi_i \cdot t_{ik}, \quad (2.2)$$

где  $S_{ik}$  - полная мощность  $i$ -й линии на  $k$ -й ступени,  $t_{ik}$  - продолжительность  $k$ -й ступени для  $i$ -й линии.

Продолжительность максимальной годовой нагрузки:

$$T_m = \frac{W_{\text{ПС}}}{\sum P_{\text{max ПС}}} = \frac{1127325.89}{151.531} = 7435 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{\text{зн}} = \frac{W_{\text{ПС}}}{8760 \cdot P_{\text{max ПС}}} = \frac{T_m}{8760} = \frac{7435}{8760} = 0.849$$

По данным таблицы 2.1 построен годовой график нагрузки подстанции «Канаш», который приведен на рисунке 2.1.



Таблица 2.1 - Расчетная максимальная мощность потребителей подстанции «Канаш»

№ п/п	Наименование потребителей	Категория потребителей	Потребляемый ток, $I_{раб}$ , А	Коэффициент мощности, $\cos\varphi$	Тип линии эл.передачи (ВЛ,КЛ)	Напряжение, кВ	Полная мощность, $S$ , МВА	Потребляемая активная электроэнергия, $W_i$ , МВт час
1	Линия «Южная»	2	30	0,9	ВЛ	110	5,98	32446,8
2	Линия «Промтрактор»	1	30	0,85	ВЛ	110	5,98	34889,1
3	Линия «Агрегат-1»	2	20	0,85	ВЛ	110	3,98	18330,1
4	Линия «Агрегат-2»	2	20	0,85	ВЛ	110	3,98	18330,1
5	Линия «Промтрактор-3»	1	80	0,85	ВЛ	110	15,94	95363,5
6	Линия «Промтрактор-4»	1	70	0,85	ВЛ	110	13,94	81065,8
7	Линия «Стройтехника-1»	2	115	0,85	ВЛ	110	22,91	133194,3
8	Линия «Стройтехника-2»	2	115	0,85	ВЛ	110	22,91	133194,3
9	Линия «Стройтехника-3»	2	112,5	0,85	ВЛ	110	22,41	130321,1
10	Линия «Стройтехника-4»	2	112,5	0,85	ВЛ	110	22,41	130321,1
11	Линия «Вторчермет-1»	1	65	0,85	ВЛ	110	12,94	75182,6
12	Линия «Вторчермет-2»	1	65	0,85	ВЛ	110	12,94	75182,6
13	Линия «Вторчермет-3»	1	60	0,85	ВЛ	110	11,95	69504,6
	По подстанции в целом						178,3	1127325,9

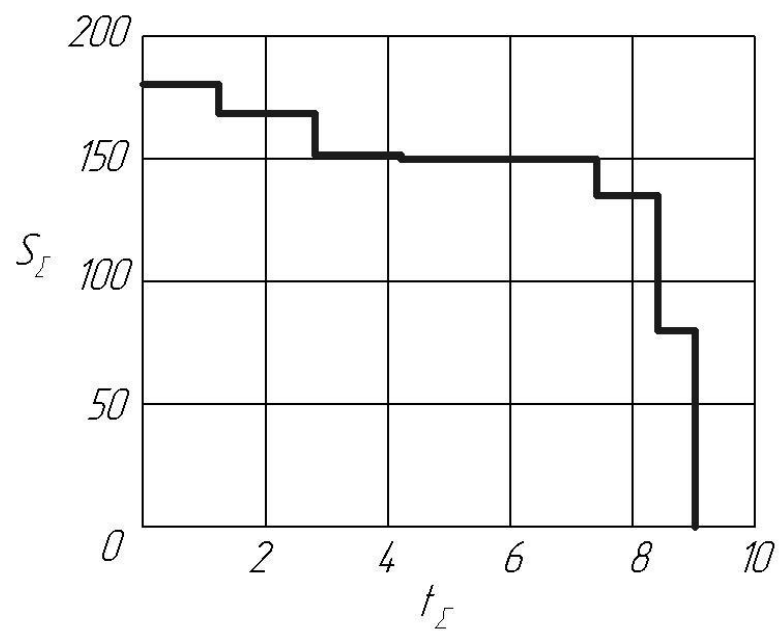


Рисунок 2.1 - Годовой график нагрузки подстанции «Канаш»

### **3 Разработка мероприятий по реконструкции ОРУ 110 кВ и 220 кВ подстанции «Канаш»**

Мероприятия по реконструкции ОРУ 110 кВ и 220 кВ подстанции «Канаш» направлены на повышение надежности схемы подстанции и разработаны в соответствии с требованиями, изложенными в [3]:

- замена масляных выключателей на элегазовые выключатели на ОРУ 220 и 110 кВ на подходящих линиях и перемычке между линиями;
- замена устаревшего электрооборудования (разъединители, отделитель, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений) на новое и современное.

В основу реконструкции ОРУ 220 и 110 кВ подстанции «Канаш» заложены следующие принципы:

- обеспечение возможности подключения ВЛ 220 кВ на любом из этапов реконструкции;
- сохранение связи между ОРУ 220 кВ и 110 кВ;
- минимальное количество переключений коммутационного оборудования;
- максимальное сохранение в работе всех присоединений;
- минимальное количество и протяжённость временных перемычек и участков линий.

К существующему ОРУ 110 кВ подстанции «Канаш» подключены линии электропередачи 110 кВ, которые обеспечивают электроснабжение потребителей I и II категории.

## 4 Замена автотрансформаторов на подстанции «Канаш»

### 4.1 Выбор автотрансформаторов с учетом категории потребителей и расчет номинальной мощности

Выбор типа, числа и мощности автотрансформаторов выполнен согласно [14]. На подстанции установлены автотрансформаторы АДЦТН-200000/220/121/10 1967 и 1968 гг. выпуска. Предложено заменить на автотрансформаторы АДЦТН-125000/220/121/10 2015 г. выпуска производства ООО «Тольяттинский трансформатор» или АДЦТН-200000/220/121/10 2015 г. выпуска, производство ООО «Тольяттинский трансформатор» [12,16].

Так как подстанция обеспечивает электроснабжение потребителей 1 и 2 категории и по своему значению является районной, то к установке следует принять два автотрансформатора [15]. Для двухтрансформаторной ПС номинальная мощность каждого трансформатора  $S_{ном.Т}$  определяется по выражению:

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot S_{max.ПС} ; \quad (4.1)$$

$$S_{ном.Т} \approx 0,7 \cdot 178,27 = 124,89 \text{ МВА.}$$

Для дальнейшего рассмотрения выбираем автотрансформаторы с номинальной мощностью 125 МВА и 200 МВА:

Вариант 1: АДЦТН-125000/220;

Вариант 2: АДЦТН-200000/220.

### 4.2 Выбор рациональной номинальной мощности автотрансформаторов подстанции

**Вариант 1:** подстанция комплектуется автотрансформаторами АДЦТН-125000/220/121/10.

Паспортные данные [12,16]:  $P_{xx}=65$  кВт;  $P_{кз}=315$  кВт;  $I_{xx\%}=0,4\%$ ;  $K=18997010$  руб.

Приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + k^2_{з.в} \cdot P'_{к.в.} + k^2_{з.с} \cdot P'_{к.с.} + k^2_{з.н} \cdot P'_{к.н.};$$

Коэффициенты загрузки обмоток автотрансформатора (высшего, среднего и низшего напряжения):

$$k_{зB} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}; \quad (4.2)$$

$$k_{зB} = \frac{178270}{125000} = 1.43;$$

$$k_{зC} = \frac{S_c}{S_{ном.Т}}; \quad (4.3)$$

$$k_{зC} = \frac{176700}{125000} = 1.41;$$

$$k_{зH} = \frac{S_n}{S_{ном.Т}}; \quad (4.4)$$

$$k_{зH} = \frac{1571}{125000} = 0.013.$$

Приведенные потери активной мощности автотрансформатора в режиме холостого хода (х.х.):

$$P'_x = P_x + K_{um} \cdot Q_x; \quad (4.5)$$

$$P'_x = 65 + 0.05 \cdot 500 = 90 \text{ кВт},$$

$$\text{где } \Delta Q_x = \frac{I_{xx\%} \cdot S_{ном.Т}}{100}, \quad (4.6)$$

$$\Delta Q_x = \frac{0.4 \cdot 125000}{100} = 500 \text{ квар}, \quad K_{um} = 0.05 \text{ кВт / квар}.$$

По паспортным данным для каждой обмотки определяем

$$P_{кB} = P_{кC} = P_{кH} = 0.5 \cdot P_{кBH-HH}; \quad (4.7)$$

$$P_{кB} = P_{кC} = P_{кH} = 0.5 \cdot 315 = 157.5 \text{ кВт}.$$

$$Q_{кB} = \frac{U_{кB\%}}{100} \cdot S_{номТ}; \quad (4.8)$$

$$Q_{кC} = \frac{U_{кC}}{100} \cdot S_{номТ}; \quad (4.9)$$

$$Q_{кH} = \frac{U_{кH\%}}{100} \cdot S_{номТ}, \quad (4.10)$$

где  $U_{кB\%}$ ,  $U_{кC\%}$ ,  $U_{кH\%}$  – напряжения КЗ(%) обмоток трехфазного автотрансформатора, которые при заданных в справочнике значениях

напряжений КЗ между обмотками:  $U_{кВН-СН}$ ,  $U_{кВН-НН}$ ,  $U_{кСН-НН}$  определяются из выражений:

$$U_{кВ\%} = 0.5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кВН-НН} - U_{кСН-НН}) ; \quad (4.11)$$

$$U_{кВ\%} = 0.5 \cdot (11 + 45 - 28) = 14\%;$$

$$U_{кС\%} = 0.5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-НН}) ; \quad (4.12)$$

$$U_{кС\%} = 0.5 \cdot (11 + 28 - 45) = -3\% \rightarrow 0\%;$$

$$U_{кН\%} = 0.5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН}) ; \quad (4.13)$$

$$U_{кН\%} = 0.5 \cdot (45 + 28 - 11) = 31\%;$$

$$Q_{к.в} = \frac{14\%}{100} \cdot 125000 = 17500 \text{ квар};$$

$$Q_{к.с} = \frac{0}{100} \cdot 125000 = 0 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н} = \frac{31\%}{100} \cdot 125000 = 38750 \text{ квар}.$$

Приведенные потери активной мощности КЗ обмоток ВН, СН и НН:

$$P'_{кВ} = P_{кВ} + K_{un} \cdot Q_{кВ}; \quad (4.14)$$

$$P'_{кВ} = 157.5 + 0.05 \cdot 17500 = 1032.5 \text{ кВт};$$

$$P'_{кС} = P_{кС} + K_{un} \cdot Q_{кС}; \quad (4.15)$$

$$P'_{кС} = 157.5 + 0.05 \cdot 0 = 157.5 \text{ кВт};$$

$$P'_{кН} = P_{кН} + K_{un} \cdot Q_{кН}; \quad (4.16)$$

$$P'_{кН} = 157.5 + 0.05 \cdot 38750 = 2095 \text{ кВт}.$$

Приведенные потери мощности:

$$P'_T = 90 + 1.43^2 \cdot 1032.5 + 1.41^2 \cdot 157.5 + 0.013^2 \cdot 2095 = 2130 \text{ кВт}.$$

Определяем экономическую нагрузку автотрансформаторов ПС:

$$S_{э.пс} = S_{номТ} \cdot \sqrt{n(n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_k}} ; \quad (4.17)$$

$$S_{э} = 125000 \sqrt{2 \cdot \frac{90}{2130}} = 36,33 \text{ МВА}.$$

При нагрузке ниже 36,33 МВА целесообразно один автотрансформатор отключить.

На основании расчетных годовых графиков нагрузки определяются потери электроэнергии в автотрансформаторах ПС  $\Delta W$  и их стоимость  $I_{\Delta W}$ :

$$\Delta W_{ПС} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \frac{1}{n_i} \cdot K_{zi}^2 \cdot \Delta P'_x \cdot T_i = \Delta W_x + \Delta W_k. \quad (4.18)$$

В соответствии с рисунком 2.1 получаем:

$$S_{B1} = 178270 \text{ МВА}; S_{C1} = 178270 \text{ МВА}; S_{H1} = 74409 \text{ МВА};$$

$$S_{B2} = 168661 \text{ МВА}; S_{C2} = 168661 \text{ МВА}; S_{H2} = 66968 \text{ МВА};$$

$$S_{B3} = 150833 \text{ МВА}; S_{C3} = 150833 \text{ МВА}; S_{H3} = 63527 \text{ МВА};$$

$$S_{B4} = 150535 \text{ МВА}; S_{C4} = 150535 \text{ МВА}; S_{H4} = 59527 \text{ МВА};$$

$$S_{B5} = 149539 \text{ МВА}; S_{C5} = 149539 \text{ МВА}; S_{H5} = 44645 \text{ МВА}$$

$$S_{B6} = 131512 \text{ МВА}; S_{C6} = 131512 \text{ МВА}; S_{H6} = 36645 \text{ МВА}$$

$$S_{B7} = 81437 \text{ МВА}; S_{C7} = 81437 \text{ МВА}; S_{H7} = 24825 \text{ МВА}.$$

$$\sum \Delta W_{xi} = 1576800 \text{ МВА}; \sum \Delta W_k = 7807376,73 \text{ МВА}.$$

$$\Delta W_{ПС} = 9384176,73 \text{ МВА}.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в автотрансформаторах:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{ПС} \cdot C_{\Delta W}; \quad (4.19)$$

$$I_{\Delta W} = 1576800 + 7807376,73 \cdot 1.115 = 10462825.14 \text{ руб},$$

где  $C_{\Delta W} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta;$  (4.20)

$$C_{\Delta W} = \frac{2676}{7435} + 0.755 = 1.115,$$

где  $\alpha = 2676 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ ,  $\beta = 0.755 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ ,  $T_M = 7435 \text{ ч}$ .

Определяются приведенные затраты:

$$Z_{пр} = E_n \cdot K + II = E_n \cdot K + I_0 + I_{\Delta W}; \quad (4.21)$$

$$Z_{пр} = 0.15 \cdot 2 \cdot 18997010 + 2 \cdot 0.094 \cdot 18997010 + 10462825.14 = 19733366.02 \text{ руб}.$$

где  $E_n = 0.15$  – номинальный коэффициент эффективности;

$K = 2 \cdot 18997010 \text{ руб}$ . – стоимость двух автотрансформаторов;

$I_0 = P_{сум} \cdot K$  – ежегодные эксплуатационные издержки (по [10] для ПС 220 кВ  $P_{сум} = 0.094$ );

$I_0$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в автотрансформаторе.

**Вариант 2:** подстанция комплектуется автотрансформаторами АТДЦТН-200000/220/121/10.

Паспортные данные [12,16]:  $P_{xx}=105$  кВт;  $P_{кз}=430$  кВт;  $I_{xx\%}=0.4\%$ ;  $K=23760000$  руб.

Приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + k^2_{з.в} \cdot P'_{к.в.} + k^2_{з.с} \cdot P'_{к.с.} + k^2_{з.н} \cdot P'_{к.н.};$$

Коэффициенты загрузки обмоток автотрансформатора (высшего, среднего и низшего напряжения):

$$k_{зв} = \frac{178270}{200000} = 0.891; \quad k_{зс} = \frac{176700}{200000} = 0.883; \quad k_{зн} = \frac{1571}{200000} = 0.008.$$

Приведенные потери активной мощности автотрансформатора в режиме холостого хода (х.х.):

$$P'_x = 105 + 0.05 \cdot 800 = 145 \text{ кВт.}$$

$$P'_{кв} = P'_{кс} = P'_{кн} = 0.5 \cdot 430 = 215 \text{ кВт.}$$

$$U_{кв\%} = 0.5 \cdot (11 + 32 - 20) = 11.5\%;$$

$$U_{кс\%} = 0.5 \cdot (11 + 20 - 32) = -0.5\% \rightarrow 0\%;$$

$$U_{кн\%} = 0.5 \cdot (32 + 20 - 11) = 20.5\%;$$

$$Q_{кв} = \frac{11.5\%}{100} \cdot 200000 = 23000 \text{ квар}; \quad Q_{кс} = \frac{0}{100} \cdot 200000 = 0 \text{ квар};$$

$$Q_{кн} = \frac{20.5\%}{100} \cdot 200000 = 41000 \text{ квар.}$$

Приведенные потери активной мощности КЗ обмоток ВН, СН и НН:

$$P'_{кв} = 215 + 0.05 \cdot 23000 = 1365 \text{ кВт};$$

$$P'_{кс} = 215 + 0.05 \cdot 0 = 215 \text{ кВт};$$

$$P'_{кн} = 215 + 0.05 \cdot 41000 = 2265 \text{ кВт.}$$

Приведенные потери мощности:



$$P'_T = 150 + 0.891^2 \cdot 1365 + 0.883^2 \cdot 215 + 0.008^2 \cdot 2265 = 1397.48 \text{ кВт.}$$

Определяем экономическую нагрузку трансформаторов ПС:

$$S_{\text{э}} = S_{\text{номТ}} \cdot \sqrt{n(n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_\#}} ;$$

$$S_{\text{э}} = 200000 \sqrt{2 \frac{145}{1397,48}} = 91,1 \text{ МВА.}$$

При нагрузке ниже 91,1 МВА целесообразно один автотрансформатор отключить.

На основании расчетных годовых графиков нагрузки определяются потери электроэнергии в автотрансформаторах ПС  $\Delta W$  и их стоимость  $I_{\Delta W}$ .

В соответствии с рисунком 2.1 получаем:

$$S_{B1} = 178270 \text{ МВА}; S_{C1} = 178270 \text{ МВА}; S_{H1} = 74409 \text{ МВА};$$

$$S_{B2} = 168661 \text{ МВА}; S_{C2} = 168661 \text{ МВА}; S_{H2} = 66968 \text{ МВА};$$

$$S_{B3} = 150833 \text{ МВА}; S_{C3} = 150833 \text{ МВА}; S_{H3} = 63527 \text{ МВА};$$

$$S_{B4} = 150535 \text{ МВА}; S_{C4} = 150535 \text{ МВА}; S_{H4} = 59527 \text{ МВА};$$

$$S_{B5} = 149539 \text{ МВА}; S_{C5} = 149539 \text{ МВА}; S_{H5} = 44645 \text{ МВА}$$

$$S_{B6} = 131512 \text{ МВА}; S_{C6} = 131512 \text{ МВА}; S_{H6} = 36645 \text{ МВА}$$

$$S_{B7} = 81437 \text{ МВА}; S_{C7} = 81437 \text{ МВА}; S_{H7} = 24825 \text{ МВА.}$$

$$\sum \Delta W_{xi} = 2540400 \text{ МВА}; \sum \Delta W_K = 4049116,97 \text{ МВА.}$$

$$\Delta W_{ПС} = 6589516,97 \text{ МВА.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторе:

$$I_{\text{э}} = 2540400 + 4049116,97 \cdot 1.115 = 7346937.91 \text{ руб,}$$

Определяются приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = 0.15 \cdot 2 \cdot 23760000 + 2 \cdot 0.094 \cdot 23760000 + 7346937.91 = 18941817.91 \text{ руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 23760000 \text{ руб}$  – стоимость автотрансформаторов.

Так как затраты на автотрансформатор АТДЦТН-125000/220/121/10 превышают затраты на автотрансформатор АТДЦТН-200000/220/121/10, то выбираем для дальнейшего рассмотрения и установки на реконструируемой подстанции автотрансформатор АТДЦТН-200000/220/121/10. Габаритный чертеж автотрансформатора приведен на рисунке 4.1 [11].

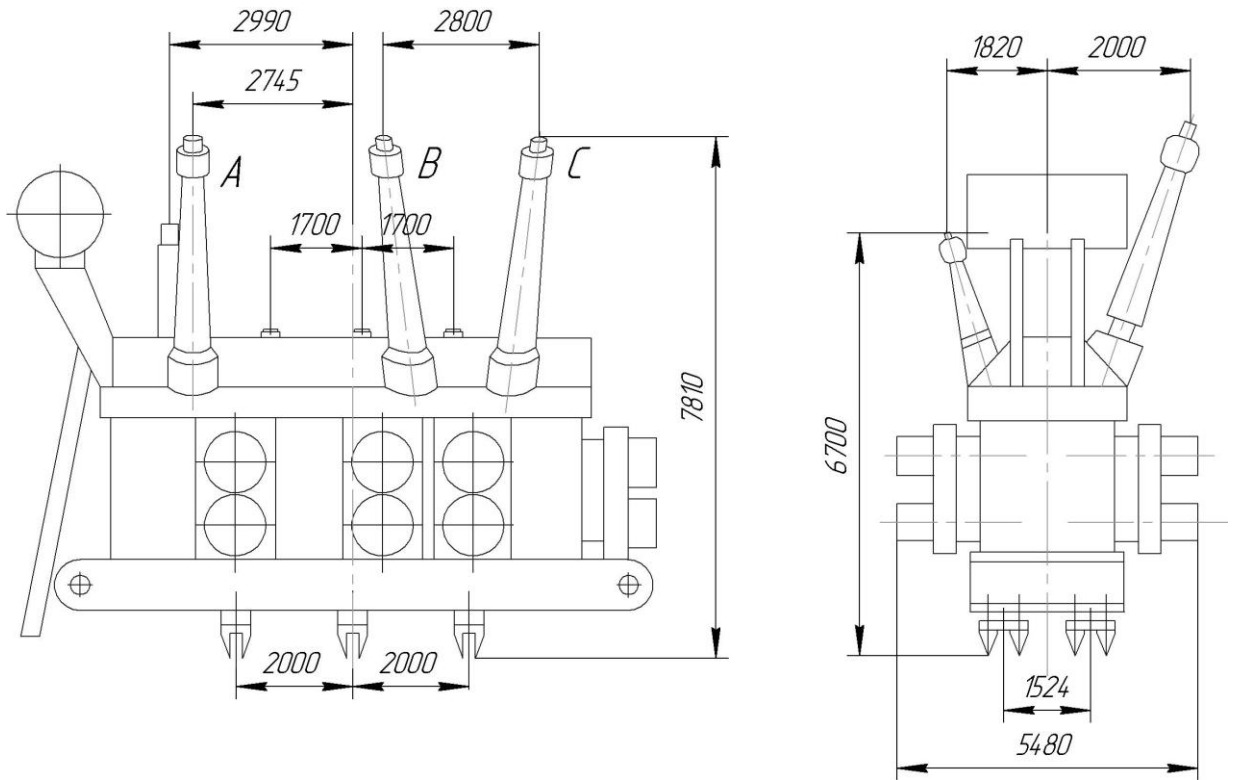


Рисунок 4.1 - Габаритный чертеж автотрансформатора  
 АДЦТН-200/220/121/10

## 5 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора и проверки электрооборудования ОРУ 110 кВ и 220 кВ необходимо рассчитать токи короткого замыкания (КЗ) [4,5,8].

Схема замещения для расчётов токов КЗ представлена на рисунке 5.1.

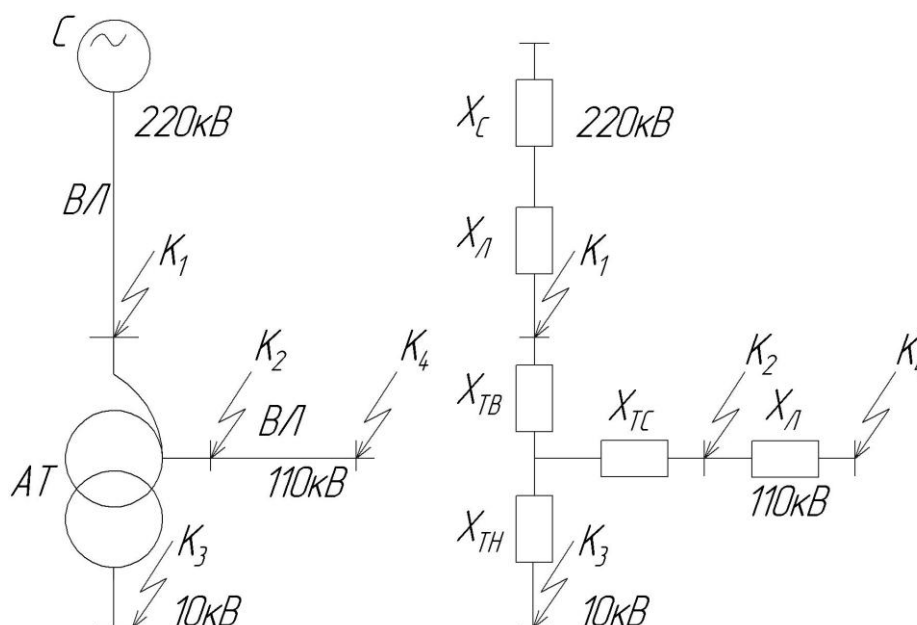


Рисунок 5.1 - Электрическая схема и схема замещения для расчета токов короткого замыкания

### Расчет тока трехфазного КЗ

Технические данные системы, ВЛ 110 кВ и 220 кВ, автотрансформаторов подстанции приведены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1 - Напряжение и мощность короткого замыкания в системе в различных режимах

$U_n$ , кВ	$S_{кзmax}$ , МВА	$S_{кз}$ , МВА	$S_{кзmin}$ , МВА
230 кВ	8614.54	9120.69	10170.32

Таблица 5.2 - Значения сопротивлений, длин и сечений проводов воздушных линий 110 и 220 кВ

№ п/п	Наименование линии	Тип и сечение провода, мм <sup>2</sup>	Длина ВЛ, км	Сопротивл. X <sub>0</sub> , Ом/км	Напряжение, кВ
1	Линия «Южная»	АС-150	22.8	0.426	110
2	Линия «Промтрактор»	АС-95	2.97	0.433	110
3	Линия «Агрегат-1»	АС-240	9.6	0.41	110
4	Линия «Агрегат-2»	АС-240	9.6	0.41	110
5	Линия «Промтрактор-3»	АС-240	7.42	0.41	110
6	Линия «Промтрактор-4»	АС-185	7.42	0.42	110
7	Линия «Стройтехника-1»	АС-240	3.6	0.41	110
8	Линия «Стройтехника-2»	АС-240	3.6	0.41	110
9	Линия «Стройтехника-3»	АС-240	2.6	0.41	110
10	Линия «Стройтехника-4»	АС-240	2.6	0.41	110
11	Линия «Вторчермет-1»	АС-240	5.55	0.41	110
12	Линия «Вторчермет-2»	АС-240	5.55	0.41	110
13	Линия «Вторчермет-3»	АС-240	5.74	0.41	110
14	Линия «Канаш-1»	АСО-500	12.86	0.39	220
15	Линия «Канаш-2»	АСО-500	12.86	0.39	220

Таблица 5.3 - Напряжения U<sub>к</sub> между обмотками для минимального, среднего, максимального напряжения [9]

	Max (- PO)	Ср (0 PO)	Min (+ PO)
U <sub>кВ-Н</sub> , %	31.8	31.8	31.8
U <sub>кС-Н</sub> , %	21.5	19.9	21.2
U <sub>кН-Н</sub> , %	19.4	10.2	6.7

Расчет сопротивлений элементов схемы:

$$X_{C_{\max}} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K_{\max}}} ; \quad (5.1)$$

$$X_{C_{\max}} = \frac{230^2}{8614.54} = 6.14 \text{ Ом};$$

$$X_C = \frac{U_{\text{номBH}}^2}{S_K} ; \quad (5.2)$$

$$X_C = \frac{230^2}{9120.69} = 5.8 \text{ Ом};$$

$$X_{C \min} = \frac{U_{\text{номBH}}^2}{S_{K \min}} ; \quad (5.3)$$

$$X_{C \min} = \frac{230^2}{10170.32} = 5.2 \text{ Ом}.$$

Расчет сопротивлений автотрансформатора в максимальном режиме:

$$U_{\kappa BH \max \%} = 0.5 \cdot (19.4 + 31.8 - 21.5) = 14.9\% ;$$

$$U_{\kappa CH \max \%} = 0.5 \cdot (19.4 + 21.5 - 31.8) = 4.55\% ;$$

$$U_{\kappa HH \max \%} = 0.5 \cdot (31.8 + 21.5 - 19.4) = 16.95\% ;$$

$$X_{mB \max} = \frac{U_{\kappa BH \max \%}}{100} \cdot \frac{U_{BH \max}^2}{S_T} ; \quad (5.4)$$

$$X_{mB \max} = \frac{14.9}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 39.41 \text{ Ом};$$

$$X_{mC \max} = \frac{U_{\kappa CH \max \%}}{100} \cdot \frac{U_{BH \max}^2}{S_T} ; \quad (5.5)$$

$$X_{mC \max} = \frac{4.55}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 12.03 \text{ Ом};$$

$$X_{mH \max} = \frac{U_{\kappa HH \max \%}}{100} \cdot \frac{U_{BH \max}^2}{S_T} ; \quad (5.6)$$

$$X_{mH \max} = \frac{16.95}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 44.83 \text{ Ом}.$$

Расчет сопротивлений автотрансформатора в среднем режиме:

$$U_{\kappa BH \text{cp} \%} = 0.5 \cdot (10.2 + 31.8 - 19.9) = 11.05\% ;$$

$$U_{\kappa CH \text{cp} \%} = 0.5 \cdot (10.2 + 1.9 - 31.8) = -0.85\% ;$$

$$U_{\kappa HH \text{cp} \%} = 0.5 \cdot (31.8 + 19.9 - 10.2) = 20.75\% ;$$

$$X_{mB} = \frac{11.05}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 29.23 \text{ Ом};$$

$$X_{mC} = \frac{0}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{mH} = \frac{20.75}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 54.88 \text{ Ом.}$$

Расчет сопротивлений автотрансформатора в минимальном режиме:

$$U_{кВН \text{ min}} \% = 0.5 \cdot (6.7 + 31.8 - 21.2) = 8.65 \% ;$$

$$U_{кСН \text{ min}} \% = 0.5 \cdot (6.7 + 21.2 - 31.8) = -1.95 \% ;$$

$$U_{кНН \text{ min}} \% = 0.5 \cdot (31.8 + 21.2 - 6.7) = 23.15 \% ;$$

$$X_{mB \text{ min}} = \frac{8.65}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 22.88 \text{ Ом};$$

$$X_{mC \text{ min}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{mH \text{ min}} = \frac{23.15}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 61.23 \text{ Ом.}$$

Расчет сопротивлений линий:

$$X_{Л} = x_0 \cdot l ; \tag{5.7}$$

$$X_{Л.Вас-1} = 0.39 \cdot 12.86 = 5.02 \text{ Ом} ; X_{Л.Вас-2} = 0.39 \cdot 12.86 = 5.02 \text{ Ом} ;$$

$$X_{Л.Матюшкино-1} = 0.426 \cdot 22.8 = 9.7 \text{ Ом} ; X_{Л.ОСК-1} = 0.433 \cdot 2.97 = 1.3 \text{ Ом};$$

$$X_{Л.ВЦМ-1} = 0.41 \cdot 9.6 = 3.9 \text{ Ом} ; X_{Л.ВЦМ-2} = 0.41 \cdot 9.6 = 3.9 \text{ Ом} ;$$

$$X_{Л.Качук-3} = 0.41 \cdot 7.42 = 3.0 \text{ Ом} ; X_{Л.Качук-4} = 0.42 \cdot 7.42 = 3.1 \text{ Ом} ;$$

$$X_{Л.ТОА3-1} = 0.41 \cdot 3.6 = 1.5 \text{ Ом} ; X_{Л.ТОА3-2} = 0.41 \cdot 3.6 = 1.5 \text{ Ом} ;$$

$$X_{Л.ТОА3-3} = 0.41 \cdot 2.6 = 1.1 \text{ Ом} ; X_{Л.ТОА3-4} = 0.41 \cdot 2.6 = 1.1 \text{ Ом} ;$$

$$X_{Л.АЗОТ-1} = 0.41 \cdot 5.55 = 2.3 \text{ Ом} ; X_{Л.АЗОТ-5} = 0.41 \cdot 5.74 = 2.4 \text{ Ом} .$$

Суммарное сопротивление всех элементов до места КЗ в точке К1:

$$X_{\Sigma \text{ max1}} = X_{C \text{ max}} + X_{Л} ; \tag{5.8}$$

$$X_{\Sigma \text{ max1}} = 6.14 + 5.02 = 11.16 \text{ Ом} ;$$

$$X_{\Sigma 1} = X_C + X_{Л} ; \tag{5.9}$$

$$X_{\Sigma 1} = 5.8 + 5.02 = 10.82 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma \text{ min1}} = X_{C \text{ min}} + X_{Л} ; \tag{5.10}$$

$$X_{\Sigma \text{ min1}} = 5.2 + 5.02 = 10.22 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление всех элементов до места КЗ в точке К2:

$$X_{\Sigma \max 2} = X_{\Sigma \max 1} + X_{mB \min} + X_{mC \min} \quad ; \quad (5.11)$$

$$X_{\Sigma \max 2} = 11.16 + 22.88 + 0 = 34.04 \text{ Ом} \quad ;$$

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{mB} + X_{mC}; \quad (5.12)$$

$$X_{\Sigma 2} = 10.82 + 29.33 + 0 = 40.15 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma \min 2} = X_{\Sigma \min 1} + X_{mB \max} + X_{mC \max}; \quad (5.13)$$

$$X_{\Sigma \min 2} = 10.22 + 39.41 + 12.03 = 61.66 \text{ Ом}.$$

Суммарное сопротивление всех элементов до места КЗ в точке К3:

$$X_{\Sigma \max 3} = X_{\Sigma \max 1} + X_{mB \min} + X_{mH \min} \quad ; \quad (5.14)$$

$$X_{\Sigma \max 3} = 11.16 + 22.88 + 61.23 = 95.27 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 1} + X_{mB} + X_{mH}; \quad (5.15)$$

$$X_{\Sigma 3} = 10.82 + 29.33 + 54.88 = 95.03 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma \min 3} = X_{\Sigma \min 1} + X_{mB \max} + X_{mC \max} \quad ; \quad (5.16)$$

$$X_{\Sigma \min 3} = 10.22 + 39.41 + 44.83 = 94.46 \text{ Ом}.$$

Результаты расчетов токов КЗ сведены таблицу 5.4.

Таблица 5.4 - Расчетные токи трехфазного короткого замыкания

Мощность трансформатора (МВА) и напряжения (кВ)	Мощность К.З. системы (МВА)	Ток трехфазного КЗ (кА)		
		230 кВ	121 кВ	10,5 кВ
$S_{\text{НОМ.Т}} = 200 \text{ МВА}$	8614,54	13.01	3.94	30.89
$U_{\text{НОМВН}} = 230 \text{ кВ}$	9120,69	12.31	6.32	30.71
$U_{\text{НОМСН}} = 121 \text{ кВ}$				
$U_{\text{НОМНН}} = 10,5 \text{ кВ}$	10170,2	11.91	9.31	30.45

Результаты расчета ударного тока короткого замыкания, мощности короткого замыкания и максимального тока в нормальном режиме:

$$\text{Т. К1 } i_{\text{уд}} = 33.61 \text{ кА};$$

$$\text{Т. К2 } i_{\text{уд}} = 16.1 \text{ кА};$$

Т. КЗ  $i_{уд} = 78.17$  кА.

Расчет токов КЗ в конце отходящих линиях 110 кВ сведен в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 - Значения токов КЗ для отходящих линий 110 кВ

Линии 110 кВ	$I_{max}$ , А	$I_{к}^{(3)}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$S_{к}$ , МВА
Линия «Южная»	470	5.16	12.91	1060
Линия «Промтрактор»	340	6.06	15.51	1274
Линия «Агрегат-1»	600	5.87	14.62	1200
Линия «Агрегат-2»	600	5.87	14.62	1200
Линия «Промтрактор-3»	600	5.91	14.93	1226
Линия «Промтрактор-4»	520	5.90	14.91	1224
Линия «Стройтехника-1»	600	6.04	15.31	1270
Линия «Стройтехника-2»	600	6.04	15.33	1270
Линия «Стройтехника-3»	600	6.15	15.67	1282
Линия «Стройтехника-4»	600	6.15	15.67	1282
Линия «Вторчермет-1»	600	6.05	15.45	1247
Линия «Вторчермет-2»	600	6.05	15.45	1247
Линия «Вторчермет-3»	600	6.01	14.99	1243



## **6 Мероприятия по реконструкции ОРУ 110 кВ и 200 кВ подстанции «Канаш»**

### **6.1 Замена масляных выключателей высокого напряжения на элегазовые выключатели**

#### **6.1.1 Анализ технических характеристик выключателей серий У-110- и У-220**

На подстанции на ОРУ 220 кВ установлены выключатели У-220-25/2000 1968 и 1972 гг. выпуска. На ОРУ 110 кВ установлены выключатели У-110-40/2000 1968 г. выпуска. Масляные выключателями серии У-110 и У-220, которые предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах. Выключатели управляются электромагнитным приводом и снабжены встроенными трансформаторами тока типа ТВТ-110 и ТВТ-220. В приводах высоковольтных выключателей У-110 и У-220, используемых на подстанции, применяется сжатый воздух, что усложняет эксплуатацию и снижает надежность электроснабжения. Сжатый воздух вырабатывается в компрессорной и подается по воздухопроводам к выключателям, образуя разветвленную сеть трубопроводов. Также требуется осуществлять периодический контроль за состоянием и уровнем масла в баке и вводах выключателей. Масляные выключатели обладают высокой взрыво- и пожароопасностью.

Поэтому при реконструкции необходимо предусмотреть отказ от масляных выключателей с приводом сжатого воздуха с заменой их на элегазовые [22].

Общий вид, габаритные размеры выключателя серии У-110 представлены на рисунке 6.1.

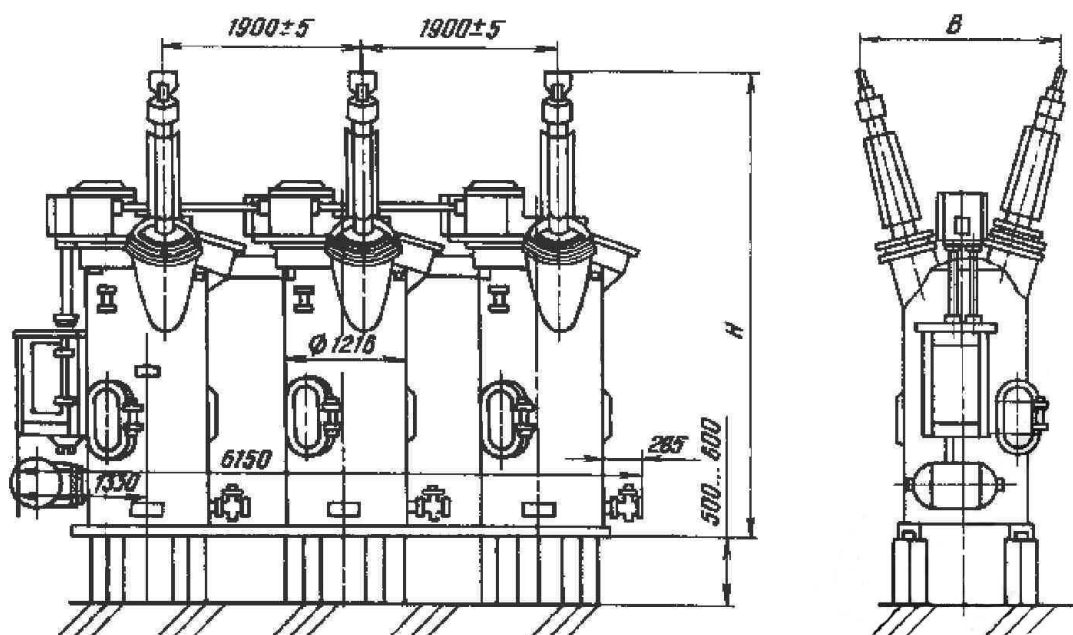


Рисунок 6.1 - Общий вид, габаритные размеры выключателя У-110

### 6.1.2 Сравнение элегазовых выключателей по техническим параметрам

Выполним анализ технических и экономических характеристик элегазовых выключателей типа ВЭБ-110П-40/2500У1, ЛТВ 145D<sub>1</sub>/В, ВГТ-110П-40/2500У1, ЗАР1FG-145-С [12,15,17-19].

#### Выключатель типа ВЭБ-110П-40/2500У1

Выключатель типа ВЭБ-110П\*-40/2500 У1 производства ОАО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург,  $f_{\text{ном}} = 50$  Гц;  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ,  $U_{\text{ном макс.}} = 126$  кВ,  $I_{\text{ном}} = 2500$  А [12,15]. Общий вид этого выключателя и его габаритно-установочные размеры представлены на рисунке 6.2.

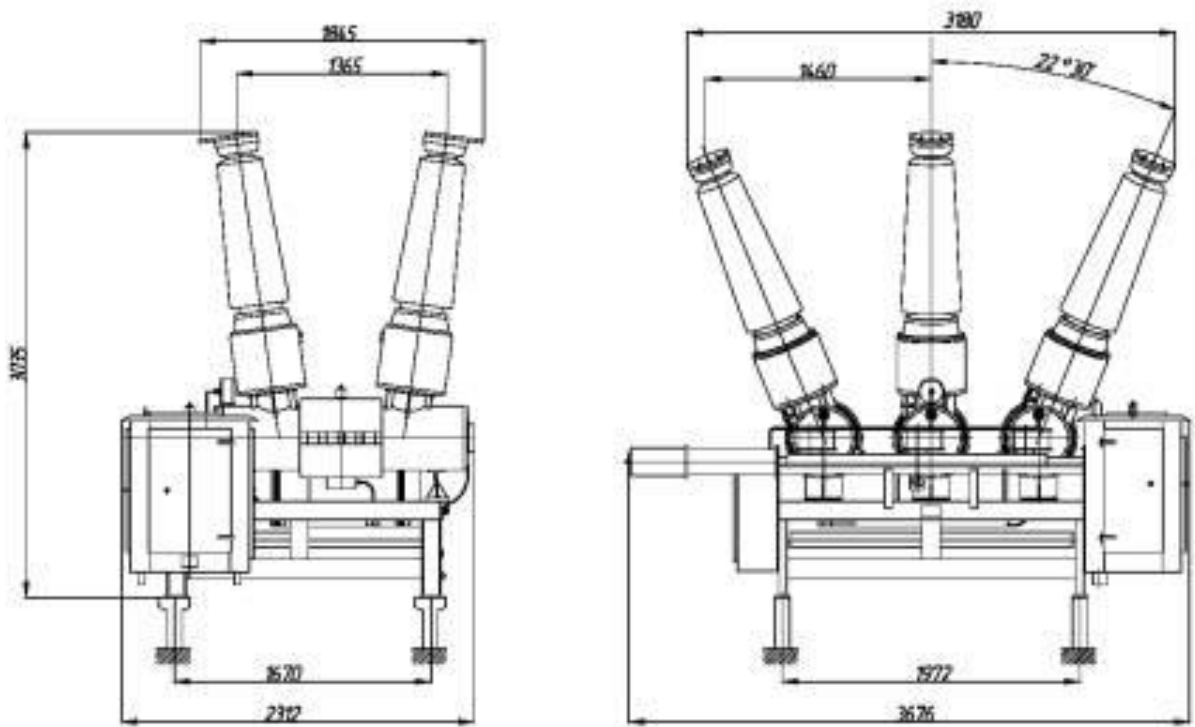


Рисунок 6.2 - Общий вид, габаритно-установочные размеры выключателя ВЭБ-110П\*-40/2500 У1

### Выключатель типа ЛТВ 145D<sub>1</sub>/В

Выключатель типа ЛТВ 145D<sub>1</sub>/В производства «АББ Электроинжинеринг» г.Екатеринбург,  $f_{\text{ном}} = 50$  Гц;  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ,  $U_{\text{ном макс.}} = 126$  кВ,  $I_{\text{ном}} = 3150$  А [18]. Выключатель ЛТВ 145D<sub>1</sub>/В представлен на рисунке 6.3.



Рисунок 6.3 - Выключатель LTB 145D<sub>1</sub>/B

Внешний вид и габаритные размеры выключателя LTB 145D<sub>1</sub>/B представлены на рисунке 6.4.

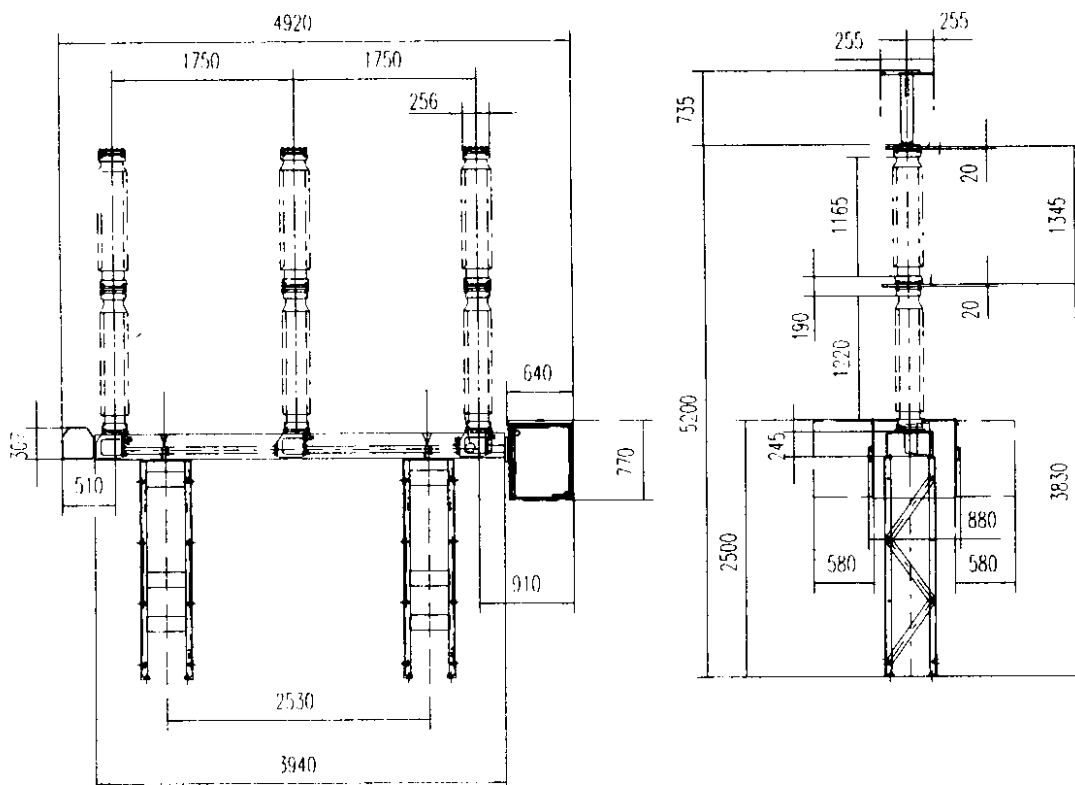


Рисунок 6.4 - Внешний вид и габаритные размеры выключателя  
LTB 145D<sub>1</sub>/B

### Выключатель типа ВГТ-110П-40/2500У1

Выключатель типа ВГТ-110П-40/2500У1 производства ОАО «Уралэлектротяжмаш» г.Екатеринбург,  $f_{\text{ном}} = 50$  Гц;  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ,  $U_{\text{ном макс.}} = 126$  кВ,  $I_{\text{ном}} = 2500$  А [17].

Внешний вид выключателя ВГТ-110П-40/2500У1 представлен на рисунке 6.5.

Габаритные размеры выключателя ВГТ-110П-40/2500У1 представлены на рисунке 6.6.



Рисунок 6.5 - Внешний вид выключателя ВГТ-110II-40/2500У1

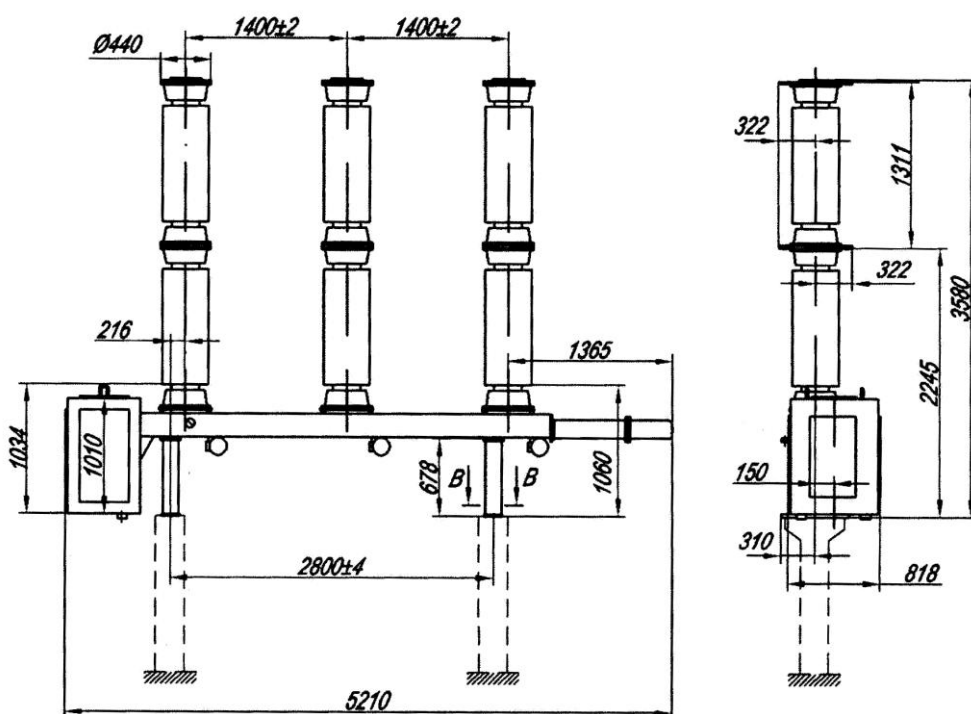


Рисунок 6.6 - Габаритные размеры выключателя

ВГТ-110II-40/2500У1

## Выключатель типа 3AP1FG-145-C

Выключатель типа 3AP1FG-145-C производства Siemens,  $f_{\text{ном}} = 50$  Гц;  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ,  $U_{\text{ном макс.}} = 145$  кВ,  $I_{\text{ном}} = 4000$  А [19]. Внешний вид и конструкция выключателя 3AP1FG-145-C представлены на рисунке 6.7.

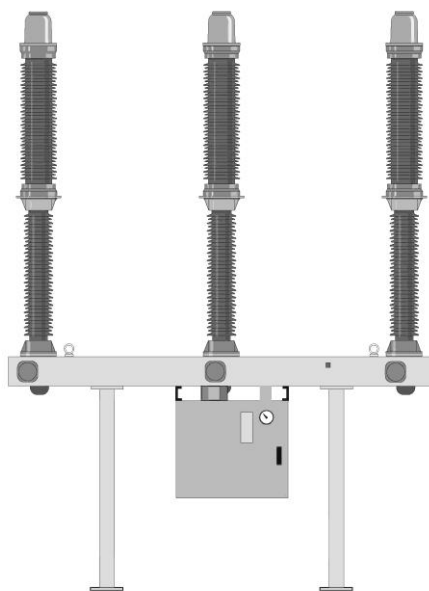


Рисунок 6.7 - Внешний вид и конструкция выключателя 3AP1FG-145-C

Выключатель выполнен 3AP1FG-145-C в колонковом трёхполюсном исполнении с общей рамой для полюсов и привода. Привод взводится электродвигателем. Привод:

- допускает возможности ручного оперирования и ручного натяжения пружин;

- оснащён 1-м электромагнитом включения (возможна установка 1-го дополнительного) и 2-мя электромагнитами отключения (возможна установка 4-х дополнительных).

- имеет механическую блокировку, а также электрическую блокировку от повторных включений в цепях управления («блокировка от прыганья»).

Выключатели 3AP1FG-145-C комплектуются металлическими, оцинкованными стойками. Привод выключателя, по желанию заказчика, может доукомплектовываться дополнительным оборудованием, как-то – напряженческие или токовые соленоиды, дополнительные реле контроля,

манометры. Внешний вид и габаритные размеры выключателя ЗАР1FG-145-С представлены на рисунке 6.8.

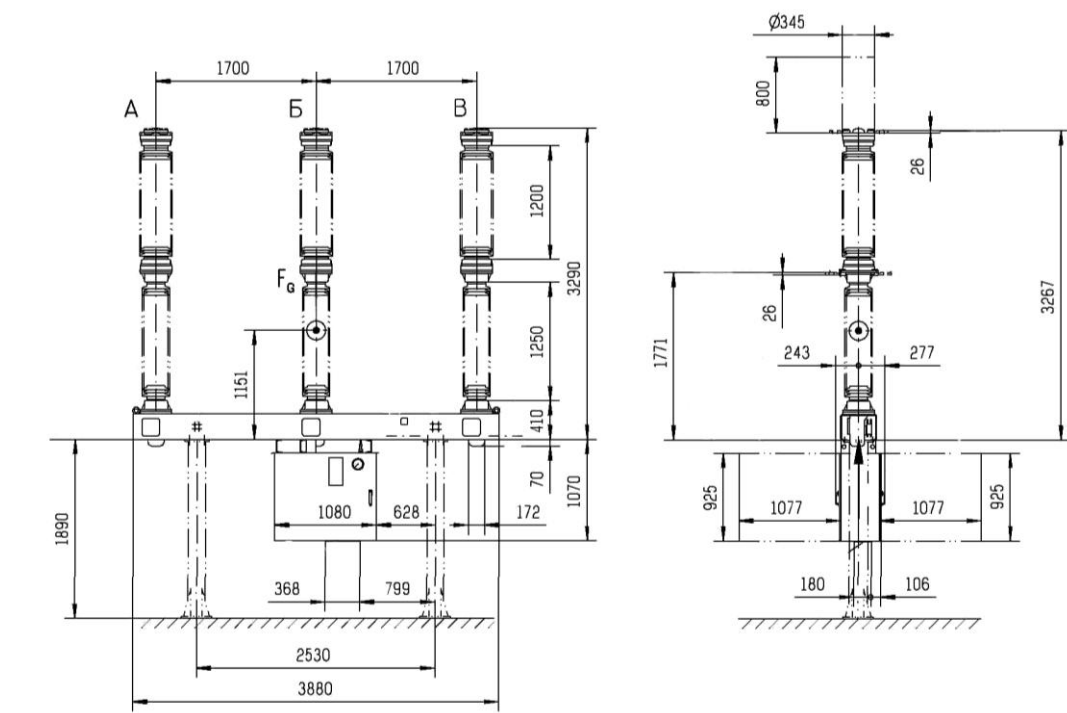


Рисунок 6.8 - Внешний вид и габаритные размеры выключателя ЗАР1FG-145-С

В ассортименте приведенных производителей есть высоковольтные выключатели на напряжение 220 кВ с аналогичными техническими параметрами, отличающимися только габаритными размерами. Поэтому сравнение выключателей на 220 кВ не производится.

Рассмотрев четыре типа выключателей для подстанции «Канаш», приходим к выводу, что все они удовлетворяют общим требованиям надежной работы, как в длительном режиме, так и в условиях кратковременного аварийного режима, но сравнив технические характеристики, стоимость, эксплуатационные расходы наиболее оптимальными являются выключатели типа ВГТ-110П-40/2500У1 и ВГТ-220П-40/2500У1 производства ОАО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург.



### 6.1.3 Выбор и проверка выключателей

#### Выбор выключателя на стороне 220 кВ

Выполним выбор и проверку выключателя типа ВГТ-220П-40/2500У1 по следующим условиям:

1. номинальному напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;  $U_{уст} = 220 \leq U_{ном} = 220$  (кВ).

2. номинальному току  $I \leq I_{ном}$ ;  $I = 703 \leq I_{ном} = 2500$  (А).

3. отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения

$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$ ;  $I_{пт} = 12,29 \leq I_{откл.ном} = 40$  (кА).

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ.

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}$$

где  $i_{a,\tau}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.}; \tau = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ сек},$$

где  $t_{р.з.} = 0,01$  с – время действия релейной защиты;  $t_{с.в.} = 0,055$  с – собственное время срабатывания выключателя.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,29 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,05}} = 4,74 \text{ кА}$$

где  $T_a = 0,05$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [8];  $\beta_{ном} = 0,2$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе [8].

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 40 = 11,31 \text{ кА}; i_{a,\tau} = 3,57 \leq i_{a,ном} = 11,31 \text{ (кА)}.$$

4. предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость  $I_{п.о} \leq I_{пр.с}$ ;  $i_{уд} \leq i_{пр.с}$ ,

где  $I_{пр.с} = 40$  кА – предельный сквозной ток;  $I_{п.о} = 9,27$  кА – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

$$I_{п.о} = 12,29 \leq I_{пр.с} = 40 \text{ (кА)}; i_{уд} = 33,5 \leq i_{пр.с} = 102 \text{ (кА)}$$

5. тепловому импульсу – на термическую стойкость

$$V_k \leq V_{ном};$$

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 12,29^2 \cdot (0.065 + 0.05) = 17,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $I_T$  – ток термической стойкости (по справочнику);  $t_T$  – время протекания тока термической стойкости.

$$B_k = 17.37 \leq B_{\text{ном}} = 4800 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Таким образом, выключатель ВГТ-220П-40/2500У1 удовлетворяет условиям. В связи идентичностью параметров линий «Канаш-1» и «Канаш-2», шинного секционного выключателя 220кВ выбираем одинаковые типы выключателей.

### Выбор выключателя на стороне 110 кВ

Выбор выключателя на линии «Южная» приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор выключателя 110 кВ на линии «Южная»

Наименование величин		Расчетные данные	Паспортные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение		110 кВ	110 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
Номинальный ток		470 А	2500 А	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
Отключающая способность	симметричный ток отключения	5.16	40	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
	апериодическая составляющая тока КЗ	1.95	11.31	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
Ток динамической стойкости		12.91 кА	102 кА	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{пик дин}}$
Тепловой импульс		3.42 кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq B_{\text{ном}}$

Выбор выключателя на линии «Промтрактор» приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Выбор выключателя 110 кВ на линии «Промтрактор»

Наименование величин		Расчетные данные	Паспортные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение		110 кВ	110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
Номинальный ток		340 А	2500 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
Отключающая способность	симметричный ток отключения	6.06 кА	40 кА	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$
	апериодическая составляющая тока К.З.	2.33 кА	11.31 кА	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
Ток динамической стойкости		15.51 кА	102 кА	$i_{уд} \leq I_{пик\ дин}$
Тепловой импульс		5.61 кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq B_{ном}$

Выбор выключателя на линии «Агрегат-1» и «Агрегат-2» приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Выбор выключателя 110 кВ на линии «Агрегат-1» и «Агрегат-2»

Наименование величин		Расчетные данные	Паспортные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение		110 кВ	110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
Номинальный ток		600 А	2500 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
Отключающая способность	симметричный ток отключения	5.87 кА	40 кА	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$
	апериодическая составляющая тока К.З.	2.21 кА	11.31 кА	$i_{а.т} \leq i_{а.ном}$
Ток динамической стойкости		14.62 кА	102 кА	$i_{уд} \leq I_{пик\ дин}$
Тепловой импульс		4.93 кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq B_{ном}$

Выбор выключателя на линии «Промтрактор-3» и «Промтрактор-4» приведен в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Выбор выключателя 110 кВ на линии «Промтрактор-3» и «Промтрактор-4»

Наименование величин		Расчетные данные	Паспортные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение		110 кВ	110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
Номинальный ток		600 (520) А	2500 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
Отключающая способность	симметричный ток отключения	5,91 кА	40 кА	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$
	апериодическая составляющая тока К.З.	2.25 кА	11,31 кА	$i_{a.т} \leq i_{a.ном}$
Ток динамической стойкости		14.93 (14.91) кА	102 кА	$i_{уд} \leq I_{пик дин}$
Тепловой импульс		5.51 (5.49) кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq B_{ном}$

Выбор выключателя на линии «Стройтехника-1» и «Стройтехника-2» приведен в таблице 6.5.

Таблица 6.5 - Выбор выключателя 110 кВ на линии «Стройтехника-1» и «Стройтехника-2»

Наименование величин		Расчетные данные	Паспортные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение		110 кВ	110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
Номинальный ток		600 А	2500 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
Отключающая способность	симметричный ток отключения	6,04 кА	40 кА	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$
	апериодическая составляющая тока К.З.	2.34 кА	11,31 кА	$i_{a.т} \leq i_{a.ном}$
Ток динамической стойкости		15,31 кА	102 кА	$i_{уд} \leq I_{пик дин}$
Тепловой импульс		6,21 кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq B_{ном}$

Выбор выключателя на линии «Стройтехника-3» и «Стройтехника-4» приведен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 - Выбор выключателя 110 кВ на линии «Стройтехника -3» и «Стройтехника-4»

Наименование величин		Расчетные данные	Паспортные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение		110 кВ	110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
Номинальный ток		600 А	2500 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
Отключающая способность	симметричный ток отключения	6,15 кА	40 кА	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$
	апериодическая составляющая тока К.З.	2.36 кА	11,31 кА	$i_{a.т} \leq i_{a.ном}$
Ток динамической стойкости		15.67 кА	102 кА	$i_{уд} \leq I_{пик\ дин}$
Тепловой импульс		6.62 кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq B_{ном}$

Выбор выключателя на линии «Вторчермет-1» и «Вторчермет-2» приведен в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Выбор выключателя 110 кВ на линии «Вторчермет -1»

Наименование величин		Расчетные данные	Паспортные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение		110 кВ	110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
Номинальный ток		600 А	2500 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
Отключающая способность	симметричный ток отключения	6.05 кА	40 кА	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$
	апериодическая составляющая тока К.З.	2.29 кА	11.31 кА	$i_{a.т} \leq i_{a.ном}$
Ток динамической стойкости		15.45 (15.15) кА	102 кА	$i_{уд} \leq I_{пик\ дин}$
Тепловой импульс		5.24 (4.07) кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq B_{ном}$

Выбор выключателей для ШСМВ-110-1, ШСМВ-110-2, ОМВ-110-1, ОМВ-110-2, СМВ-110-1/3, СМВ-110-2/4, ввод с АТ-1, ввод с АТ-2 ввиду однотипности параметров произведен одновременно и приведен в таблице 6.8.

Таблица 6.8 - Выбор выключателей 110 кВ для ШСМВ-110-1, ШСМВ-110-2, ОМВ-110-1, ОМВ-110-2, СМВ-110-1/3, СМВ-110-2/4, ввод с АТ-1, ввод с АТ-2

Наименование величин		Расчетные данные	Паспортные данные	Условие выбора
Номинальное напряжение		110 кВ	110 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
Номинальный ток		954 А	2500 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
Отключающая способность	симметричный ток отключения	6.29 кА	40 кА	$I_{пт} \leq I_{откл.ном}$
	апериодическая составляющая тока К.З.	2.42 кА	11,31 кА	$i_{a,\tau} \leq i_{a.ном}$
Ток динамической стойкости		16.0 кА	102 кА	$i_{уд} \leq I_{пик\ дин}$
Тепловой импульс		4.55 кА <sup>2</sup> с	4800 кА <sup>2</sup> с	$B_k \leq B_{ном}$

Тип выбранных выключателей ВГТ-110П-40/2500У1.

## 6.2 Замена измерительных трансформаторов тока и напряжения

### 6.2.1 Замена измерительных трансформаторов тока

Замена измерительных трансформаторов тока связана с моральным и физическим устареванием существующих трансформаторов тока и заменой оборудования, в которое встроены трансформаторы тока. Для дальнейшего рассмотрения и проверки были выбраны измерительные трансформаторы тока ОАО «СЗТТ» следующих типов [12,15]:

- на ОРУ 220 кВ - ТВ220-I-750/1У1, ТФ3М220Б-III-800/1У1;

- на ОРУ 110 кВ - ТВ110-III-1500/1У2, ТВ110-III-750/1У2.

Внешний вид и габаритные размеры трансформатора тока ТВ-110-III представлены на рисунке 6.9. Технические характеристики приведены в таблице 6.9.

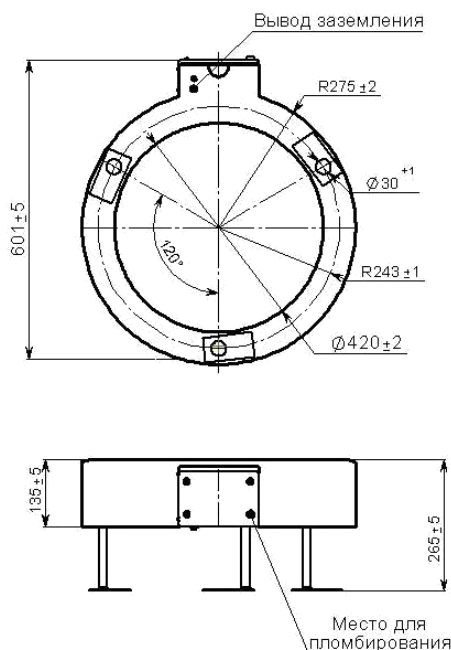


Рисунок 6.9 - Внешний вид и габаритные размеры трансформатора тока ТВ-110-III

Таблица 6.9 - Технические характеристики трансформаторов тока [12,15]

Наименование параметра	ТВ110-III-750/1У2	ТВ110-III-1500/1У2	ТВ220-I-750/1У1	ТФ3М220Б-III-800/1У1
$I_{НОМ1}$ , А	750	1500	750	800
$I_{НОМ2}$ , А	1	1	1	1
Кратность тока термической стойкости	(25)	(25)	(25)	18
Время протекания тока $I_T$ , с	3	3	3	3
Вторичная нагрузка при $\cos\phi = 0,8$ в классе точности 0.5, кВ·А	40	40	15	30
Номинальная предельная кратность	23	25	25	-

## Выбор и проверка трансформаторов тока на ОРУ 220 кВ

Для линий «Канаш-1», «Канаш-2», шинного секционного выключателя 220кВ необходимо применить встроенные трансформаторы тока, а для ремонтной перемычки 220кВ - внешний, поэтому будет производиться отдельный выбор ТТ.

Трансформатор тока выбирается по следующим параметрам:

- номинальному напряжению:

1) «Канаш-1», «Канаш-2»

$$U_{уст} \leq U_{ном}; U_{уст} = 220 \leq U_{ном} = 220 \text{ (кВ)}.$$

2) Ремонтная перемычка 220 кВ

$$U_{уст} \leq U_{ном}; U_{уст} = 220 \leq U_{ном} = 220 \text{ (кВ)}.$$

- номинальному длительному току:

1) «Канаш-1», «Канаш-2»

$$I_{ном} \leq I_{ном}; I_{ном} = 703 \leq I_{ном} = 750 \text{ (А)}.$$

2) Ремонтная перемычка 220 кВ

$$I_{ном} \leq I_{ном}; I_{ном} = 703 \leq I_{ном} = 800 \text{ (А)}.$$

- тепловому импульсу – на термическую стойкость

1) «Канаш-1», «Канаш-2»

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 9,27^2 \cdot (0,065 + 0,05) = 6,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{тер} = I_{ном}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 0,75^2 \cdot 3 = 1054 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $t_t$  – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$B_k = 6,02 \leq 1054 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

2) Ремонтная перемычка 220 кВ

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 9,27^2 \cdot (0,065 + 0,05) = 6,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{тер} = I_{мер}^2 \cdot t_m = 18^2 \cdot 0,8^2 \cdot 3 = 622 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = 6,02 \leq 622 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

- вторичной нагрузке

1) «Канаш-1», «Канаш-2». Данные приборов приведены в таблице 6.10.



Таблица 6.10 - Данные приборов

Прибор	Тип	S прибора (В·А)
Амперметр	ЭА – 0702	0,05
Амперметр	ЭА – 0702	0,05
Ваттметр	Д1628.1	1
Варметр		

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\sum \text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1}{1^2} = 1,1 \text{ Ом}$$

где  $I_2$  - вторичный номинальный ток прибора;  $S_{\sum \text{пр}}$  - мощность, потребляемая приборами.

$$z_{\text{пров}} = 30 - 1,1 - 0,1 = 28,8 \text{ Ом}$$

$r_k = 0,1$  Ом – переходное сопротивление контактов;

$$S = \frac{0,0175 \cdot 105}{28,8} = 0,66 \text{ мм}^2$$

Принятое сечение медных проводов  $2,5 \text{ мм}^2$ .

2) Ремонтная перемычка 220 кВ. Данные приборов приведены в таблице 6.11.

Таблица 6.11 - Данные приборов

Прибор	Тип	S прибора (В·А)
Амперметр	ЭА – 0702	0,05

Сопротивление приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\sum \text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,05}{1^2} = 0,05 \text{ Ом}$$

где  $I_2$  - вторичный номинальный ток прибора;  $S_{\sum \text{пр}}$  - мощность, потребляемая приборами.

$$z_{\text{пров}} = 30 - 0,05 - 0,1 = 29,85 \text{ Ом}$$

$r_k = 0,1$  Ом – переходное сопротивление контактов;

$$S = \frac{0,0175 \cdot 105}{29,85} = 0,06 \text{ мм}^2$$

Принятое сечение медных проводов 2,5 мм<sup>2</sup>.

Выбор трансформаторов тока приведен в таблице 6.12.

Таблица 6.12 - Выбор трансформаторов тока 220 кВ [17]

Название приходящей линии	Тип ТТ
«Канаш-1»	ТВ220-I-750/1У1
«Канаш-2»	ТВ220-I-750/1У1
Шинный секционный выключатель 220кВ	ТВ220-I-750/1У1
Ремонтная перемычка 220 кВ	ТФЗМ220Б-III-800/1У1

### Выбор трансформатора тока на ОРУ 110 кВ

Выбор ТТ на ОРУ 110 кВ производится по аналогичным условиям.

Выбранные типы ТТ для линий 110 кВ приведены в таблице 6.13.

Таблица 6.13 - Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ [17]

Линии 110 кВ	Тип трансформатора тока
Линия «Южная»	ТВ110-III-500/1У2
Линия «Промтрактор»	ТВ110-III-500/1У2
Линия «Агрегат-1»	ТВ110-III-750/1У2
Линия «Агрегат-2»	ТВ110-III-750/1У2
Линия «Промтрактор-3»	ТВ110-III-750/1У2
Линия «Промтрактор-4»	ТВ110-III-600/1У2
Линия «Стройтехника-1»	ТВ110-III-750/1У2
Линия «Стройтехника-2»	ТВ110-III-750/1У2
Линия «Стройтехника-3»	ТВ110-III-750/1У2
Линия «Стройтехника-4»	ТВ110-III-750/1У2
Линия «Вторчермет-1»	ТВ110-III-750/1У2
Линия «Вторчермет-2»	ТВ110-III-750/1У2
Линия «Вторчермет-3»	ТВ110-III-750/1У2
ШСМВ-110-1	ТВ110-III-1500/1У2
ШСМВ-110-2	ТВ110-III-1500/1У2
ОМВ-110-1	ТВ110-III-1500/1У2
ОМВ-110-2	ТВ110-III-1500/1У2
СМВ-110-1/3	ТВ110-III-1500/1У2
СМВ-110-2/4	ТВ110-III-1500/1У2
Ввод с АТ-1	ТВ110-III-1500/1У2
Ввод с АТ-2	ТВ110-III-1500/1У2

### 6.2.2 Замена измерительных трансформаторов напряжения

Замена измерительных трансформаторов напряжения (ТН) связана с моральным и физическим устареванием существующих трансформаторов напряжения. Для дальнейшего рассмотрения и проверки были выбраны измерительные трансформаторы напряжения следующих типов [17]:

- на ОРУ 220 кВ - ЗНОГ-М-220-1 УХЛ4;
- на ОРУ 110 кВ - ЗНОГ-М-110-1 УХЛ4.

Каталожные параметры ТН приведены в таблице 6.14.

Таблица 6.14 - Каталожные параметры трансформаторов напряжения

Наименование параметра		ЗНОГ-М-110-1 УХЛ4	ЗНОГ-М-220-1 УХЛ4
Номинальное первичное напряжение, В		$110000/\sqrt{3}$	$220000/\sqrt{3}$
Номинальное вторичное напряжение, В		$100/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$
Номинальная вторичная нагрузка основной обмотки с коэффициентом мощности $\cos\varphi = 0,8$ , В·А, класса точности	- 0,2	150	150
	- 0,5	400	400
	- 1,0	600	600
Предельная мощность, В·А	- трансформатора	3200	3200
	- вторичной дополнительной обмотки	2000	2000
Рабочее давление элегаза при температуре 20 °С, МПа		0.39	0.39
Годовая утечка элегаза, %, не более		1	1

#### Выбор трансформаторов напряжения на ОРУ 220 кВ

- по номинальному напряжению

$$U_{уст} = 220 \leq U_{ном} = 220 \text{ (кВ)}$$

- по вторичной нагрузке

$$S_{\Sigma пр} \leq S_{ном},$$

где  $S_{\Sigma пр}$  – сумма всех S прибора, приведена в таблице 6.15.

Таблица 6.15 - Данные приборов

Прибор	Тип	S прибора (В·А)
Вольтметр	ЭВ-0702	0,5
Вольтметр фазный	ЭВ-0702	0,5
Ваттметр	Д – 1628.1	3
$S_{\Sigma пр} = 4,0 \text{ В·А}$		

$$S_{\Sigma пр} = 4 \leq S_{ном} = 400 \text{ (В·А)}.$$

Трансформатор напряжения ЗНОГ-М-220-1-УХЛ1 удовлетворяет условиям проверки.

### **Выбор трансформатора напряжения на ОРУ 110 кВ**

- по номинальному напряжению

$$U_{уст} = 110 \leq U_{ном} = 110 \text{ (кВ)}$$

- по вторичной нагрузке (таблица 6.16).

Таблица 6.16 - Данные приборов

Прибор	Тип	S прибора (В·А)
Вольтметр,	ЭВ-0702	0,5
Вольтметр фазный	ЭВ-0702	0,5
Ваттметр	Д – 1628.1	3
Варметр		
Счетчик активной и реактивной энергии	ЦЭ 6850	5
$S_{\Sigma пр} = 9,0 \text{ В·А}$		

$$S_{\Sigma пр} = 9 \leq S_{ном} = 400 \text{ (В·А)}$$

Трансформатор напряжения ЗНОГ-М-110-1-УХЛ1 удовлетворяет условиям проверки.

### 6.3 Замена разъединителей

Замена разъединителей связана с моральным и физическим устареванием существующих на подстанции. Для дальнейшего рассмотрения и проверки были выбраны разъединители ЗАО «ЗЭТО» [17] следующих типов:

- на ОРУ 220 кВ - РДЗ-220-П/1000У1 и РДЗ-220-П/1500У1;
- на ОРУ 110 кВ - РДЗ-110-П/1000У1 и РДЗ-110-П/1500У1.

Внешний вид и габаритные размеры разъединителя РДЗ-110-П представлены на рисунке 6.10. Технические характеристики разъединителей приведены в таблице 6.17.

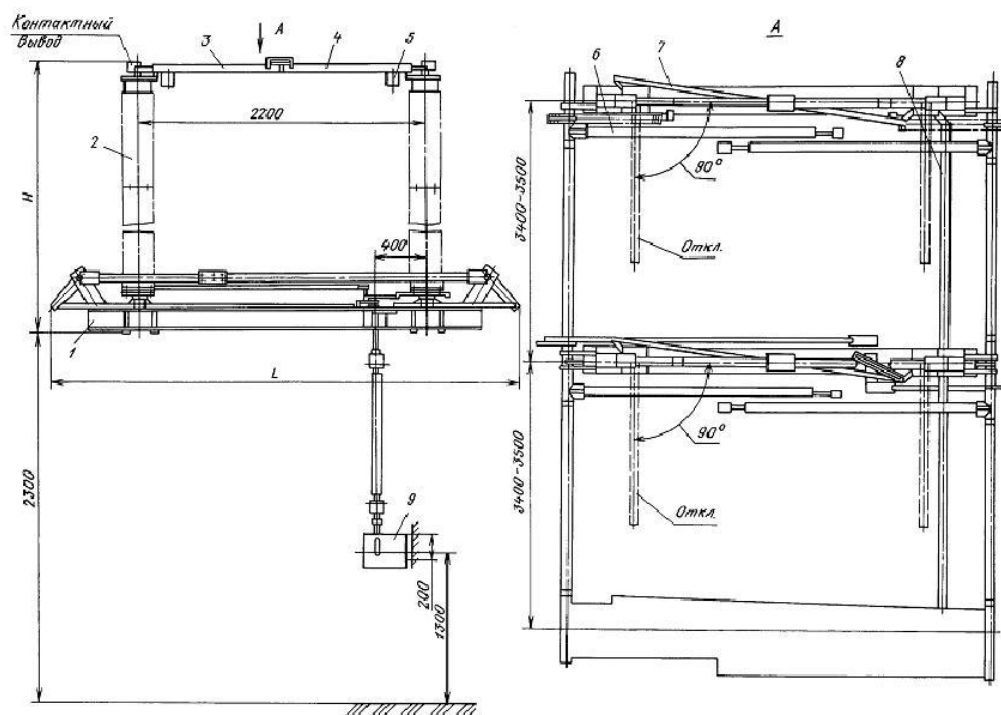


Рисунок 6.10 - Внешний вид и габаритные размеры разъединителя РДЗ-110-П

Таблица 6.17 – Каталожные параметры разъединителей [17]

Параметры		РДЗ-110- П/1000У1	РДЗ-110- П/1500У1	РДЗ-220- П/1000УХЛ1	РДЗ-220- П/1500УХЛ1
$U_{НОМ}$ , кВ		110	110	220	220
$I_{НОМ}$ , А		1000	1500	1000	1500
$I_{дин}$ , кА		80	102	63	80
$I_T$ , кА		31.5	40	25	31.5
$t_T$ , с	для главных ножей	3	3	3	3
	для заземляю- щих ножей	1	1	1	1
Установленная наработка на отказ, циклов ВО, не менее		2000	2000	2000	2000

### Выбор разъединителей на ОРУ 220 кВ

Результаты выбора разъединителей приведены в таблице 6.188.

Таблица 6.18 - Выбор разъединителей на ОРУ 220 кВ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{НОМ}$ , кВ	220	220
$I_{max} \leq I_{НОМ}$ , А	703	1000
$i_{уд} \leq I_{дин}$ , кА	33,61	63
$B_k \leq B_{НОМ}$ , кА <sup>2</sup> с	21,11	1875

В связи идентичностью параметров линий «Канаш-1», и «Канаш-2», шинного секционного выключателя и ремонтной перемычки выбрали

одинаковые типы разъединителей с разным количеством заземляющих ножей. Выбор разъединителей приведен в таблице 6.19.

Таблица 6.19 - Выбор разъединителей 220 кВ

№	Название приходящей линии	Тип разъединителей
1	«Канаш-1»	РД32-220/1000НУХЛ1 РД31-220/1000НУХЛ1
2	«Канаш-2»	РД32-220/1000НУХЛ1 РД31-220/1000НУХЛ1
3	Шинный секционный выключатель 220кВ	РД31-220/1500НУХЛ1
4	Ремонтная перемычка 220 кВ	РД31-220/1500НУХЛ1

### Выбор разъединителей на ОРУ 110 кВ

Выбор типа разъединителя на линии «Южная» приведен в таблице 6.20.

Таблица 6.20 - Выбор разъединителя на линии «Южная»

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
$I_{max} \leq I_{ном}, \text{А}$	470	1000
$i_{уд} \leq I_{дин}, \text{кА}$	12.91	80
$B_k \leq B_{ном}, \text{кА}^2\text{с}$	3.2	2976

Для остальных линий 110 кВ выбор разъединителей выполняется аналогично. Типы выбранных разъединителей на 110 кВ приведены в таблице 6.21.

Таблица 6.21 - Выбор разъединителей 110 кВ

Линии 110 кВ	Тип разъединителей
Линия «Южная»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Промтрактор»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Агрегат-1»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Агрегат-2»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Промтрактор-3»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Промтрактор-4»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Стройтехника-1»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Стройтехника-2»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Стройтехника-3»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Стройтехника-4»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Вторчермет-1»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Вторчермет-2»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
Линия «Вторчермет-3»	РД32-110-П/1000 У1 и РД31-110-П/1000 У1
ШСМВ-110-1	РД31-110-П/1500 У1
ШСМВ-110-2	РД31-110-П/1500 У1
ОМВ-110-1	РД32-110-П/1500 У1 и РД31-110-П/1500 У1
ОМВ-110-2	РД32-110-П/1500 У1 и РД31-110-П/1500 У1
СМВ-110-1/3	РД31-110-П/1500 У1
СМВ-110-2/4	РД31-110-П/1500 У1
Ввод с АТ-1	РД32-110-П/1500 У1 и РД31-110-П/1500 У1
Ввод с АТ-2	РД32-110-П/1500 У1 и РД31-110-П/1500 У1



#### **6.4 Замена разрядников на ограничители перенапряжения**

В настоящее время на ОРУ 220 кВ установлены разрядники РВМГ – 220М; на ОРУ 110 кВ: РВС – 110М и в нейтралях силовых трансформаторов РВС – 110М, которые морально и физически устарели [13].

Выбираем ограничители перенапряжения [17]:

На стороне 220 кВ - ОПНО-220 У1.

На стороне 110 кВ - ОПНО-110 У1.

## 7 Расчет заземляющих устройств ОРУ 110 кВ и 220 кВ

Расчет заземляющих устройств ОРУ 110 кВ и 220 кВ подстанции «Канаш» выполнен по методике [7].

Рассчитаем заземляющее устройство для ОРУ 110 кВ площадью 129м×244м, грунт однородный  $\rho_{в.с} = \rho_3 = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ,  $t = 1 \text{ м}$ ,  $t_{п.з} = 0,12 \text{ с}$ ,  $t_{о.г} = 0,055 \text{ с}$ , ток замыкания на землю при однофазном к.з. на рассматриваемой подстанции  $I_3 = 2,8 \text{ кА}$ . Намечена к выполнению сетка с прямоугольными ячейками и вертикальными проводниками с  $l_г = 5 \text{ м}$ ;  $a = 15 \text{ м}$ . Естественных заземлителей нет.

1. Определяем длительность воздействия напряжения:

$$\tau = t_{п.з} + t_{о.г}; \quad (7.1)$$

$$\tau = 0,12 + 0,055 = 0,175 \text{ с},$$

где  $t_{о.г}$  – собственное время отключения выключателя.

2. Коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_г L_з}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}}; \quad (7.2)$$

$$k_{II} = \frac{0,52 \cdot 0,571}{\left(\frac{5 \cdot 4260}{15\sqrt{31480}}\right)^{0,45}} = 0,117,$$

где  $L_з = 4260 \text{ м}$  – длина горизонтальных заземлителей,  $S = 31480 \text{ м}^2$  – площадь заземляющего устройства;  $M$  – коэффициент определяется по [7]

Для однородной среды принимаем  $M = 0,5$ .

В расчетах принимаем  $R_ч = 1000 \text{ Ом}$ ,  $R_с = 1,5 \cdot \rho_{в.с}$ ,

где  $\rho_{в.с} = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – удельное сопротивление верхнего слоя земли

Напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{пр.дон}}{k_{II}}; \quad (7.3)$$

$$U_3 = \frac{500}{0.117} = 4290 \text{ В} \leq 10000 \text{ В}$$

где  $U_{np, доп} = 500 \text{ В}$ , для  $\tau = 0.175$

### 3. Число вертикальных заземлителей

$$n_g = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{3 \cdot l_g}; \quad (7.4)$$

$$n_g = \frac{177.42 \cdot 4}{15} = 47.3,$$

принимая  $n_g = 48$ .

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_g = l_g n_g = 5 \cdot 48 = 240 \text{ м}$$

### 4. Сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_g}; \quad (7.5)$$

$$R_3 = 0.416 \frac{500}{177.42} + \frac{500}{4260 + 240} = 1.282 \leq R_{3, доп},$$

где  $A = \left( 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \right)$ , (7.6)

при  $0 \leq \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1$   $A = \left( 0,444 - 0,84 \frac{5 + 1}{177.42} \right) = 0.282$ .

### 5. Напряжение прикосновения:

$$U_{np} = k_{II} I_3 R_3 ;$$

$$U_{np} = 0,112 \cdot 2800 \cdot 1.282 = 402.3 \text{ В},$$

что меньше допустимого значения 500 В.

Рассчитаем заземляющее устройство для ОРУ 220 кВ площадью 100м×121м, грунт однородный  $\rho_{г.с} = \rho_3 = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ,  $t = 1 \text{ м}$ ,  $t_{p.3} = 0,12 \text{ с}$ ,  $t_{o.6} = 0.055 \text{ с}$ , ток замыкания на землю при однофазном КЗ на рассматриваемой подстанции  $I_3 = 3,4 \text{ кА}$ . Намечена к выполнению сетка с прямоугольными ячейками и вертикальными проводниками с  $l_g = 5 \text{ м}$ ;  $a = 5 \text{ м}$ . Естественных заземлителей нет.

1. Определяем длительность воздействия напряжения:

$$\tau = t_{p,з} + t_{o,с};$$

$$\tau = 0.12 + 0.055 = 0.175c.$$

$$2. k_i = \frac{0.52 \cdot 0.571}{\left( \frac{5 \cdot 4820}{5\sqrt{12100}} \right)^{0.45}} = 0.117,$$

где  $S = 12100 \text{ м}^2$  – площадь заземляющего устройства;  $M = 0,5$ ;  $\beta = 0.571$ .

Напряжение на заземлителе:

$$U_з = \frac{U_{np,дон}}{k_{II}};$$

$$U_з = \frac{500}{0.054} = 9200B \leq 10000B,$$

где  $U_{np,дон} = 500B$ , для  $\tau = 0.175$ .

$$3. n_г = \frac{110 \cdot 4}{5} = 88,$$

принимая  $n_г = 88$ .

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_г = l_г n_г = 5 \cdot 88 = 240 \text{ м}.$$

$$4. R_з = 0.398 \frac{500}{110} + \frac{500}{4820 + 440} = 1.905 \leq R_{з,дон},$$

где  $A = \left( 0,444 - 0,84 \frac{l_г + t}{\sqrt{S}} \right)$ ,

$$\text{при } 0 \leq \frac{l_г + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1 \quad A = \left( 0,444 - 0,84 \frac{5+1}{110} \right) = 0.398.$$

5.  $U_{np} = 351.2 B$ , что меньше допустимого значения 500 В.

## 8 Молниезащита ОРУ 110 кВ и 220 кВ

Расчет молниезащиты ОРУ 110 кВ и 220 кВ выполняется согласно рекомендациям [6]. Защита от прямых ударов молнии ОРУ выполняется стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми, как правило, на конструкциях ОРУ.

Расчет защиты от прямых ударов молнии заключается в определении зон защиты. Для этого надо знать размеры площади ПС, высоту защищаемого объекта.

Активная высота молниеотвода

$$h_a = h - h_x, м,$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта.

Зона защиты

$$r_x = 1,6 \cdot h_a \cdot p / (1 + h_x / h),$$

где  $p$  - коэффициент для различных высот молниеотвода:

$$\text{при } h \leq 30 м - p = 1; \text{ при } h \geq 30 м - p = 5,5\sqrt{h}.$$

Из-за неодинаковой высоты подстанции молниезащита ПС рассчитана участками. Расчет молниезащиты подстанции «Канаш» приведен в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Расчет молниезащиты подстанции

№ участка	$h$	$h_x$	Количество МОЛНИЕОТВОДОВ	$h_a$	$r_x$
1	30	11,5	7 шт.	18,5	21,39
2	30	16,5	8 шт.	13,5	13,94
3	19	7,5	9 шт.	11,5	13,19

Зона защиты молниеотводов одинаковой высоты определяется внешним радиусом  $r_x$  рассчитываемым по приведенному выше выражению для одиночного молниеотвода, и наименьшей шириной защиты.

Общая зона защиты молниеотводов полностью покрывает площадь подстанции. План подстанции с нанесением зоны молниезащиты показан на листе формата А1.

## **Заключение**

В работе выполнена реконструкция открытых распределительных устройств 110 кВ и 220 кВ подстанции «Канаш». Выбрана электрическая схема подстанции на стороне 220 кВ и 110 кВ.

На основании разработанных мероприятий по реконструкции электрической части ОРУ 110 кВ и 220 кВ выбраны: автотрансформаторы АДЦТН-200000/220/121/10, элегазовые выключатели типа ВГТ-110П-40/2500У1 и ВГТ-220П-40/2500У1, разъединители РДЗ-220-П/1000У1, РДЗ-220-П/1500У1 и РДЗ-110-П/1000У1, РДЗ-110-П/1500У1, измерительные трансформаторы тока ТВ220-І-750/1У1, ТФЗМ220Б-Ш-800/1У1 и ТВ110-Ш-1500/1У2, ТВ110-Ш-750/1У2, измерительные трансформаторы напряжения ЗНОГ-М-220-1 УХЛ4 и ЗНОГ-М-110-1 УХЛ4, ограничители перенапряжения ОПНО-220 У1 и ОПНО-110 У1. Коммутационное оборудование проверено на воздействие токов короткого замыкания.

Выполнен расчет заземления и молниезащиты подстанции.

Выполнено технико-экономическое обоснование всех принятых решений по реконструкции ОРУ 110 кВ и 220 кВ подстанции «Канаш».

## Список использованных источников

1. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: НЦ ЭНАС, 2014.
2. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7-ое издание. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
3. СО 153-34.20.122-2006. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Издательство стандартов, 2006.
4. ГОСТ Р 52735-2007. Расчет токов КЗ в сетях выше 1 кВ. – М.: Издательство стандартов, 2007.
5. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2004.
6. РД 34.21.122. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 280.
7. СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.
8. Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крюčkова, В.А. Старшинова. – М. : Изд. дом МЭИ, 2012.
9. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.
10. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.5/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2005.
11. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.6/ под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006.

- 12.Электрическая часть электростанций и подстанций : справочник / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – Энергоатомиздат, 2014.
13. Рекомендации по выбору и применению ограничителей перенапряжений для оптимальной защиты электрооборудования// Электротехнический рынок. – 2012. - № 3. - С.1-8.
- 14.Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М.: Энергомиздат, 2012.
- 15.Чухонин, В.В. Высоковольтные аппараты / В.В. Чухонин. – М.: Энергият, 2012.
- 16.<http://www.cztt.ru/main.html>
- 17.<http://enp-e.ru/catalog>.
- 18.<http://www.energy-book.ru/2012/09/abb-ltb-145d1b.html>.
- 19.<http://forca.ru/vyklyuchateli/elegazovye/3ap1fg-145-ek.html>.
- 20.IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting with Electric Power Systems. IEEE Standards Coordinating Committee 21, 15 April 2009.
- 21.Peng, Li. Research on calculating leakage inductance of power transformer and its application to winding deformation analysis / Li Peng, , Huang Guoqiang, Xie Liqiang, Hu Xiaojing. // Proceedings of China International Conference on Electricity Distribution, 2008, 10–13 Dec. — Pp. 1–7.
- 22.Statistical Review of World Energy 2014. [www.bp.com/ statistical review](http://www.bp.com/statistical-review).
23. Sulphur hexafluoride// Solvay fluor and derivate gmbh. SF<sub>6</sub> and environment// ABB Hochspanungtecnic AG, 2012.
- 24.Regh, J.A. Industrial Electronics / J.A. Regh, G.J. Sartori. – Pearson, Prentice Hall Uper Saddle River, New Jersey 2006.