

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 подстанции 35/10 кВ  
«Усинская»

Студент(ка)

А.П. Косенко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Е. Бурмутаев

(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

Темой бакалаврской работы является «Реконструкция подстанции 35/10 кВ "Усинская"».

На основании исходных данных (годовых графиков нагрузки) выполнен расчет электрической нагрузки подстанции Усинская 35/10 кВ, произведен выбор количества и мощности силовых трансформаторов подстанций, рассчитаны токи короткого замыкания на сторонах 35, 10 кВ, произведен выбор оборудования и расчет релейной защиты.

Также в объем работы входит расчет заземления и молниезащиты подстанции «Усинская».

Графический материал представлен соответствующими листами:

- главная схема подстанции 35/10 кВ "Усинская" до реконструкции;
- главная схема подстанции 35/10 кВ "Усинская" после реконструкции;
- генеральный план подстанции 35/10 кВ "Усинская";
- схема электрических соединений БЭМП-РУ-ОЛ;
- схема электрическая принципиальная БЭМП-РУ-ВВ;
- заземление и молниезащита подстанции "Усинская".

## Содержание

	<i>стр.</i>
Введение.....	5
1. Характеристика подстанции «Усинская».....	6
2. Расчет нагрузок подстанции «Усинская».....	8
3. Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов подстанции «Усинская».....	12
4. Выбор главной схемы электрических соединений подстанции «Усинская».....	19
5. Расчет токов короткого замыкания подстанции «Усинская».....	24
6. Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей подстанции «Усинская».....	29
7. Релейная защита и автоматика подстанции «Усинская».....	45
8. Расчёт защитного заземления подстанции «Усинская».....	54
9. Расчет молниезащиты подстанции «Усинская».....	57
Заключение.....	60
Список используемых источников.....	61

## **Введение**

Необходимую надежность работы всех секторов современного хозяйства любой страны обеспечивает надежные и прогрессивные электротехнические аппараты. Важное значение в этом играет состояние электрооборудования и всей электротехнической продукции, используемой в системах электроснабжения как низшего, так и высшего напряжений.

В данное время перед энергетиками остро стоит вопрос технического перевооружения парка силовых машин и другого электрооборудования. Для решения данного вопроса требуется наличие полной информации о техническом состоянии данной аппаратуры в настоящее время, возможности продления срока службы, а также частичной либо полной замене, новых конструкторских разработках, технических параметрах и иностранных аналогах.

Подстанция «Усинская» оснащена электротехническим оборудованием, произведенным в период с 1975 по 1977гг. Данные элементы уже давным-давно выработали свой ресурс, рекомендованный производителем. Оно потеряло актуальности в виду того, что не обеспечивает требуемый уровень надежности, а также не соответствует современным параметрам по пожаро-взрывоопасности и требует ежегодных значительных финансовых вливаний, идущих на обслуживание и починку изношенных элементов и узлов.

Целью представленной работы является повышение структурной надежности систем электроснабжения действующей подстанции «Усинская».

## **1 Характеристика подстанции «Усинская»**

Подстанция «Усинская» спроектирована и введена в эксплуатацию в 1975 году с целью осуществления электроснабжения Ставропольского района.

По степени надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей Ставропольского района относятся к первой и второй категориям.

Подстанция «Усинская» оснащена силовым трансформатором типа ТМ, мощностью 4000 кВА на напряжение 35/10 кВ. Предполагается установка двух трансформаторов на данной подстанции.

При осуществлении реконструкции или технического перевооружения главной понизительной подстанции мощность силовых трансформаторов выбирается таким образом, чтобы при выключении (аварийном или плановом) из сети наиболее загруженного из них на время восстановления или замены, оставшийся в работе трансформатор мог обеспечивать и поддерживать электропитание всех потребителей. [1]

Сервисное обслуживание ПС выполняется ремонтным персоналом отделения «МРСК Волги» «Самарские РС» Жигулевского ПО.

Электроснабжение самой ПС выполнено с помощью воздушной линии 35 кВ. Открытое распределительное устройство выполнено по упрощённой схеме «линия-трансформатор». В электрическую сеть трансформатора включены разъединители и выключатель на номинальное напряжение 35 кВ. Установленный ресурс, рекомендованный производителем данного оборудования и аппаратов, давным-давно истек. Внутренний (скрытый) износ и внешнее состояние (большие габариты) делает указанные элементы электротехнической системы морально устаревшими. Также они не соответствуют современным требованиям структурной надежности и защищенности системы электроснабжения от неустойчивых режимов, а также требуют существенных расходов на сервисное обслуживание и восстановление работоспособности после аварий.

Электротехническое оборудование, имеющее значительный износ, может стать причиной серьезных аварий и трагедий с участием персонала, а впоследствии привести к нарушению электроснабжения конечных пользователей электрической энергии. В связи с чем, предлагается при проведении реконструкции ПС замена существующего оборудования на новое.

Все оснащение открытого распределительного устройства 35 кВ устанавливается без изменения строительной части подстанции открытым способом. ЗРУ-10 кВ выполнено ячейками КСО-292, которые оснащены выключателями типа ВМП-10. Низшая сторона 10 кВ имеет схему с обходной системой шин. Электроснабжение собственных нужд ПС выполнено от понижающего трансформатора типа ТМ, номинальной мощности 40 кВА, напряжением 10/0,4 кВ. К собственным нуждам относятся: подогрев помещения, электрошкафов ЗРУ-10 кВ, релейной защиты и автоматики и т.д.

Согласно Правилам устройства электроустановок на ПС должна быть обеспечена следующими видами защит: защита вводов 10 кВ – двухступенчатая МТЗ, на отходящих фидерах электрического питания 10 кВ – МТО, МТЗ и защита от ЗЗ. Автоматика на ПС «Усинская» выполнена в виде АПВ-35 кВ. Релейная защита, как и основное силовое оборудование, имеет существенный износ, поэтому, несомненно, требует замены. Несрабатывание РЗ и А может стать причиной серьезной аварии и привести к человеческим жертвам. Проектом реконструкции предполагается замена существующих защит, выполненные аналоговыми приборами, на защиты в виде микропроцессорных устройств.

Заземление имеет 0,5 Ом вне зависимости от времени года. Оно выполнено из прутков легированной стали поперечным сечением 12 мм, длиной 5 м., соединенные между собой сальной полосой. Также на подстанции установлены молниеотводы для защиты от попадания разрядов молний в дорогостоящее оборудование. Защита от внешних перенапряжений выполнено с использованием ОПН-35, 10кВ.

## 2 Расчет нагрузок подстанции «Усинская»

Выполнение расчета нагрузок требуется для осуществления выбора силовых трансформаторов. Расчет ведется на основе годовых и суточных графиков нагрузок ПС 35/10кВ «Усинская», а также с учетом возможности разрастания распределительных сетей, а, следовательно, увеличением потребляемой мощности. Данные для проведения расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Нагрузочные характеристики подстанции

№ п/п	Наименование нагрузок	Тип ЛЭП	Напряжение, кВ	cosφ
1	Ввод 1	КЛ	10	0,92
2	Ввод 2	КЛ	10	0,92

Годовые графики нагрузок представлены на рисунках 1, 2.

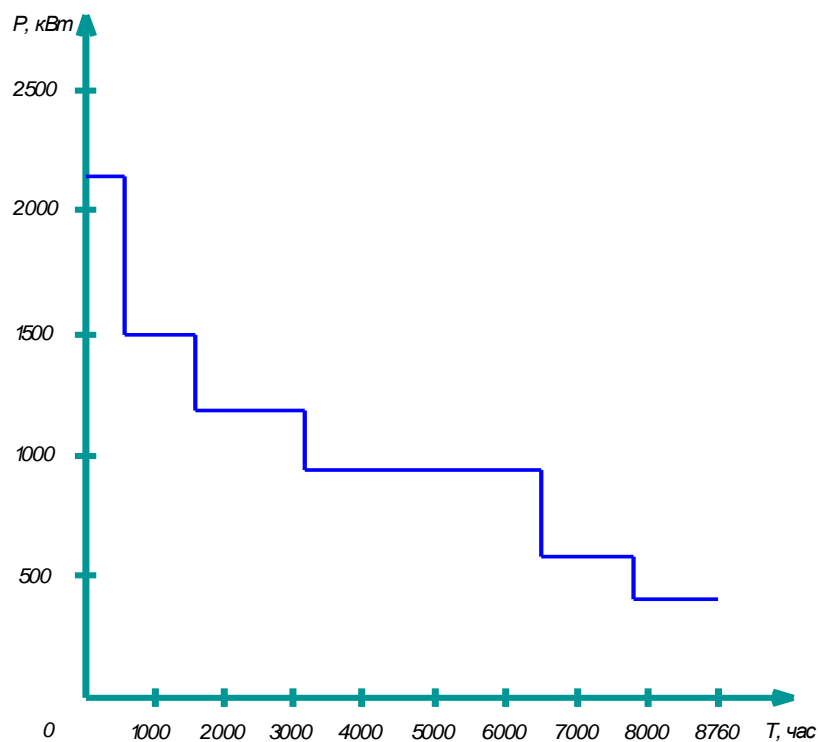


Рисунок 1 – Годовой график нагрузок вводного устройства №1 10 кВ

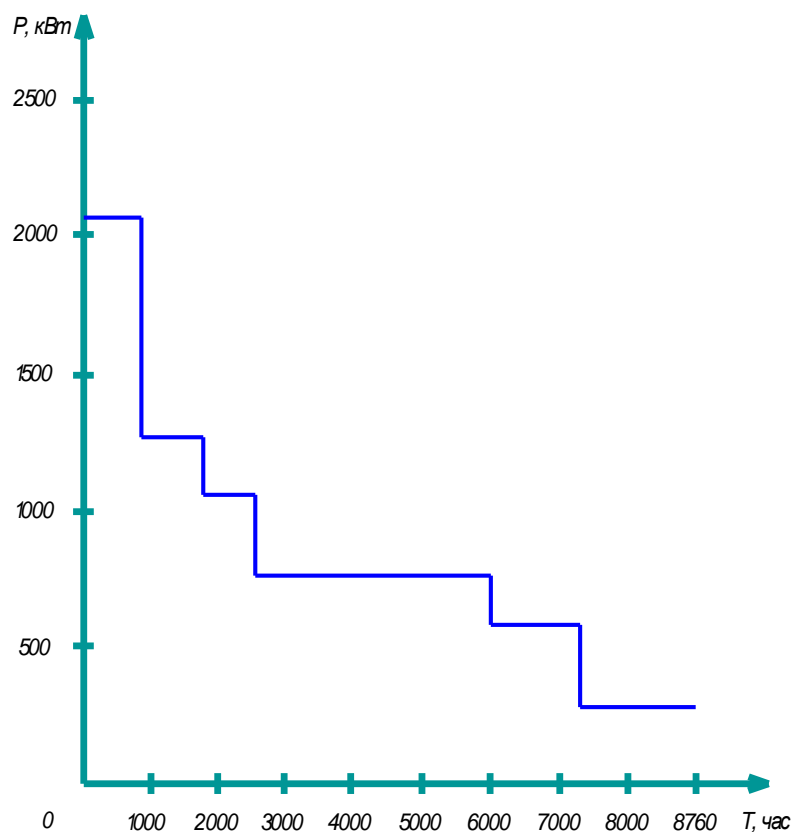


Рисунок 2 – Годовой график нагрузок вводного устройства №2 10 кВ

По представленным графикам нагрузок определяем расчетную мощность как для потребителей электрической энергии, так и по главной понизительной подстанции.

Расчет полной мощности для потребителей производим по формуле:

$$S_n = \frac{P_{in}}{\cos\varphi_{in}}, \quad (1)$$

где  $P_{in}$  – максимальная потребляемая активная мощность отдельного потребителя, кВт.

Определяем полную мощность ввода №1 10 кВ:

$$S_{\phi-1} = \frac{2200}{0.92} = 2391 \text{ кВА}$$

Определяем полную мощность ввода №2 10 кВ:

$$S_{\phi-2} = \frac{2116}{0.92} = 2300 \text{ кВА},$$



где  $\cos\varphi = 0,92$  – коэффициент мощности потребителей.

Определяем значение потребляемой электроэнергии отдельных потребителей:

$$W = \sum_{i=1}^k P_{in} \cdot t_{in} \quad (2)$$

где:  $P_{in}$  – потребляемая активная мощность соответствующей ступени графика, кВт;  $t_{in}$  – продолжительность нагрузки соответствующей ступени графика, час.

Определяем значение потребляемой электроэнергии ввод 1:

$$W_{\phi-1} = \left( \begin{array}{l} 2200 \cdot 500 + 1500 \cdot 1000 + 1230 \cdot 1630 + 980 \cdot 3240 + \\ + 630 \cdot 1210 + 420 \cdot 1180 \end{array} \right) = 9038 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии дополнительной нагрузки:

$$W_{\phi-2} = \left( \begin{array}{l} 2116 \cdot 920 + 1270 \cdot 1000 + 1030 \cdot 530 + 750 \cdot 3400 + \\ + 590 \cdot 1240 + 300 \cdot 1670 \end{array} \right) = 7545 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем значение потребляемой электроэнергии по подстанции в целом:

$$W_{nc} = \sum_1^n W_n^i \quad (3)$$

$$W_{nc} = 1,4 \cdot (9038 + 7545) = 23216 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем значение продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_{.m} = \frac{W_{.max}}{P_{.max}}, \quad (4)$$

$$T_{.m} = \frac{23216}{1,4 \cdot 4,31} = 3869 \text{ ч}$$

где:  $P_{max}$  – максимальная потребляемая мощность по подстанции в целом, МВт;  
 $W_{max}$  – максимальная потребляемая электроэнергия по подстанции в целом, МВт·ч.

Суммарный годовой график нагрузок потребителей подстанции представлен на рисунке 3.

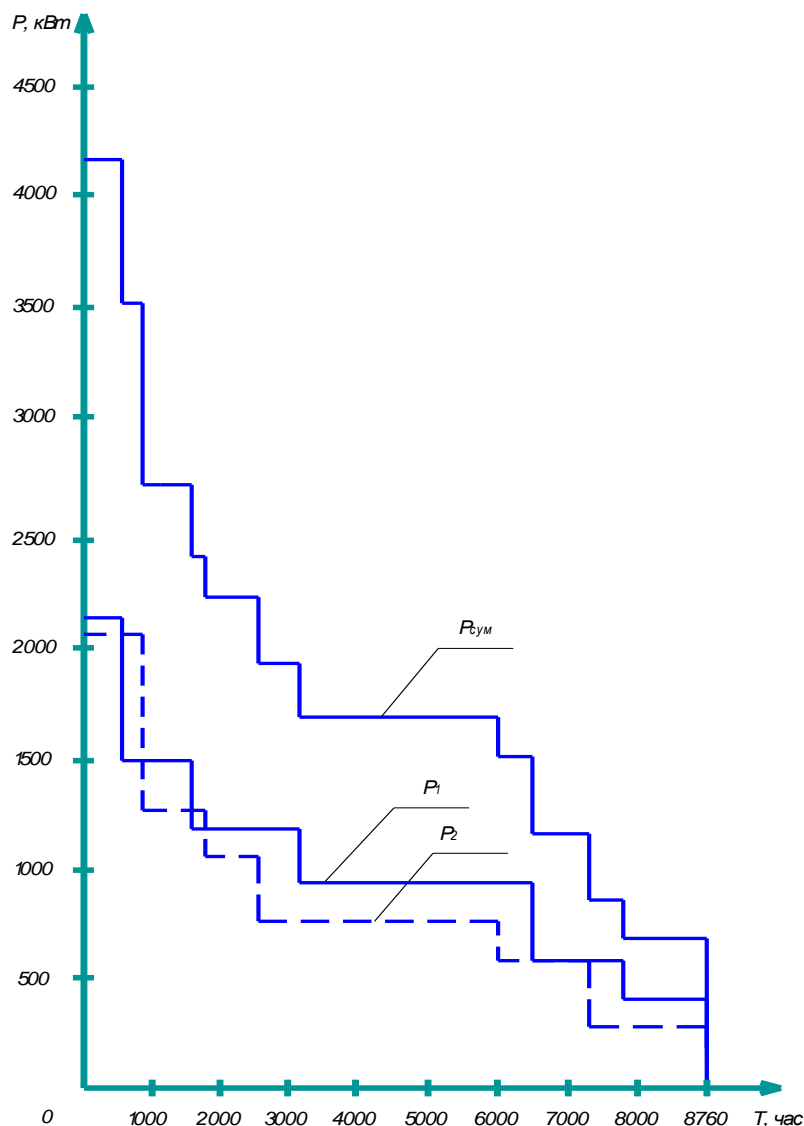


Рисунок 3 – Суммарный годовой график нагрузок подстанции

В процессе проектирования или технического перевооружения главных понизительных подстанций, а также иных распределительных устройств выбор мощности силового трансформаторного оборудования осуществляется таким образом, что при плановом или аварийном отключении одного из двух, оставшийся в работе мог бесперебойно осуществлять электроснабжение всех конечных потребителей [1].

### 3. Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции «Усинская»

Выбор числа и мощности трансформаторов выполняется, основываясь на результатах технико-экономического расчета, исходя из расчетной нагрузки, учитывающей все максимальные мощности потребителей электрической энергии, удельной плотности нагрузок, действующих цен на электроэнергию и иных факторов. Наиболее приемлемая мощность всегда соответствует наименьшим приведенным затратам.

При выборе типа и мощности трансформатора следует учитывать возможность кратковременного превышения (до 40%) установленной мощности трансформатора на время прохождения режима работы, который соответствует максимальным пикам нагрузок. [16]

На ПС «Усинская» имеются два класса напряжения (35 и 10 кВ) потребителей 1 и 2 категории надежности электроснабжения. Из этого следует, что в состав подстанции должны входить 2 трехфазных трансформатора.

Для подстанции с двумя трансформаторами справедливо следующее выражение:

$$S_{номТ} = 0,7 \cdot S_{max} \quad (5)$$

Учитывая дополнительную нагрузку мощность трансформатора будет определена как:

$$S_{номТ} = 0,7 * S_{maxПС} = 4316 \cdot 0,7 = 3021 \text{ кВА}$$

$$S_{НОМ.Т2} > S_{НОМ.Т1} \geq S_{НОМ.Т}$$

$$6,3 \text{ МВА} > 4 \text{ МВА} \geq 3,21 \text{ МВА}$$

Для дальнейшего рассмотрения выбираем два трансформатора:

- 1) ТМН – 6300/35/10 кВА;
- 2) ТМН – 4000/35/10 кВА.

Необходимые данные, принимаемых для дальнейшего расчета силовых трансформаторов приведены в таблице 2

Таблица 2 - Данные силовых трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{ном.}, \text{MVA}$	Напряжение обмотки, кВ		Потери, кВт		$U_k, \%$	$I_x, \%$	Цена, тыс.руб.
		ВН	НН	$P_x$	$P_k$	ВН-НН		
ТМН - 4000/35	4,0	35	11	5,6	33,5	7,5	0,9	2980
ТМН - 6300/35	6,3	35	11	8,0	46,5	7,5	0,8	3560

### 3.1 Технико-экономический расчет трансформатора ТМН–6300/35/10 кВА

1. Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме холостого хода.

$$P'_x = P_x + K_{u.n.} \cdot Q_x, \quad (6)$$

$$P'_x = 8 + 0,05 \cdot 50,4 = 10,52 \text{ кВт}$$

где:  $K_{ин}$  – коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителя от источника питания и составляет  $0,02 - 0,2 \text{ кВт} / \text{кВар}$ . Для расчетов принимаем  $K_{u.n.} = 0,05 \text{ кВт} / \text{кВар}$ .

2. Потери реактивной мощности трансформатора на х.х.

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (7)$$

$$Q_x = \frac{0,8}{100} \cdot 6300 = 50,4 \text{ кВар}$$

3. Напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора.

$$U_{к.в.} = 0,125 \cdot U_{к.ВН-НН} \quad (8)$$

$$U_{к.в.} = 0,125 \cdot 7,5 = 0,94\%$$

$$U_{к.н.} = 0,175 \cdot U_{к.ВН-НН} \quad (9)$$

$$U_{к.н.} = 0,175 \cdot 7,5 = 1,31\%$$

4. Потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з.

$$Q_{к.в.} = \frac{U_{к.в.}}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (10)$$

$$Q_{к.в.} = \frac{0,94}{100} \cdot 6300 = 59,22 \text{кВар}$$

$$Q_{к.н.} = \frac{U_{к.н.}}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (11)$$

$$Q_{к.н.} = \frac{1,31}{100} \cdot 6300 = 82,53 \text{кВар}$$

5. Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме короткого замыкания.

$$P'_{к.в.} = P_{к.в.н.} + K_{и.п.} \cdot Q_{к.в.} \quad (12)$$

$$P'_{к.в.} = 46,5 + 0,05 \cdot 59,22 = 49,5 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.н.} = P_{к.в.н.} + K_{и.п.} \cdot Q_{к.н.} \quad (13)$$

$$P'_{к.н.} = 46,5 + 0,05 \cdot 82,53 = 50,6 \text{ кВт}$$

$$P'_{к.} = P'_{к.в.} + P'_{к.н.} \quad (14)$$

$$P'_{к.} = 49,5 + 50,6 = 100,1 \text{ кВт}$$

6. Коэффициент загрузки ВН обмотки трансформатора на i-ой ступени годового графика нагрузки:

$$K_{з.в.} = \frac{S_{Bi}}{S_{ном.Т}} \quad (15)$$

$$K_{з.в.} = \frac{4316}{6300} = 0,7$$

7. Коэффициент загрузки НН обмотки трансформатора на  $i$ -ой ступени годового графика нагрузки:

$$K_{з.в.} = \frac{S_{Hi}}{S_{ном.Т}} \quad (16)$$

$$K_{з.в.} = \frac{4316}{6300} = 0,7$$

8. Приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + K_{загр.вн}^2 \cdot P'_{к.вн} + K_{загр.нн}^2 \cdot P'_{к.нн} ; \quad (17)$$

$$P'_T = 10,52 + 0,7^2 \cdot 49,5 + 0,7^2 \cdot 50,6 = 60,88 \text{ кВт} .$$

9. Потеря электроэнергии холостого хода на  $i$ -й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot P'_x \cdot T_i . \quad (18)$$

10. Суммарная потеря холостого хода:

$$\Delta W_{xx} = \sum \Delta W_{xx.i} . \quad (19)$$

11. Потери электроэнергии короткого замыкания на  $i$ -й ступени годового графика нагрузки:

$$\Delta W_{кз} = \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.вн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i + 2 \cdot \frac{1}{n_T} \cdot P'_{к.нн} \cdot K_{зв}^2 \cdot T_i , \quad (20)$$

где  $T_i$  – продолжительность нахождения нагрузки  $S_i$  на  $i$ -той ступени.

12. Суммарная потеря короткого замыкания:

$$\Delta W_{кз} = \sum \Delta W_{кз.i} , \quad (21)$$

13. Потери электроэнергии в трансформаторах подстанции:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xx.i} + \sum \Delta W_{кз.i} + \sum \Delta W_{кн1.i} + \sum \Delta W_{кн2.i} . \quad (22)$$

14. Экономическая нагрузка  $S_{э}$ , ниже которой целесообразно отключать один из трансформаторов:

$$S_{э.пс} = S_{ном.т} \cdot \sqrt{n_T \cdot (n_T - 1) \cdot \frac{P'_x}{P_K}} ; \quad (23)$$

$$S_{э,nc} = 6300 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \frac{10,52}{60,88}} = 3703,6 \text{ кВА}$$

Наглядно расчет потерь электрической энергии в трансформаторном оборудовании возможно представить с помощью таблицы 3.

Таблица 3 - Расчет потерь электроэнергии в ТМН-6300/35/10 кВА

i	S <sub>ВНi</sub> , кВА	S <sub>ННi</sub> , кВА	n <sub>i</sub>	T <sub>i</sub> , ч	ΔW <sub>xi</sub> , кВт·ч	k <sub>з.вi</sub>	k <sub>з.ннi</sub>	ΔW <sub>к.вi</sub> , кВт·ч	ΔW <sub>к.ннi</sub> , кВт·ч
1	4316	4316	2	500	10520,00	0,69	0,69	16,96	17,33
2	3616	3616	1	420	4418,40	0,57	0,57	28,41	29,04
3	2770	2770	1	580	6101,60	0,44	0,44	21,76	22,25
4	2300	2300	1	420	4418,40	0,37	0,37	18,07	18,47
5	2260	2260	1	530	5575,60	0,36	0,36	17,76	18,15
6	1980	1980	1	680	7153,60	0,31	0,31	15,56	15,90
7	1730	1730	1	2720	28614,40	0,27	0,27	13,59	13,89
8	1610	1610	1	520	5470,40	0,26	0,26	12,65	12,93
9	1220	1220	1	720	7574,40	0,19	0,19	9,59	9,80
10	930	930	1	490	5154,80	0,15	0,15	7,31	7,47
11	720	720	1	1180	12413,60	0,11	0,11	5,66	5,78
Итого потери:				8760	97415,20			167,31	171,03
						97753,54			

$$\Delta W_{x,i} = 97415,2 \text{ кВт·ч}$$

$$\Delta W_{\kappa} = \Delta W_{\kappa.вi} + \Delta W_{\kappa.ннi} \quad (24)$$

$$\Delta W_{\kappa} = 167,31 + 171,03 = 338,34 \text{ кВт·ч}$$

$$\Delta W_{nc} = 97753,54 \text{ кВт·ч}$$

15. Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах.

$$I_{\Delta W_{nc}} = C_{э,x}(T_x) \cdot \Delta W_x + C_{э,\kappa}(\tau) \cdot \Delta W_{\kappa} \quad (25)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,648 \cdot 97415,2 + 0,918 \cdot 338,34 = 63435,64 \text{ руб}$$

где:  $C_{э,x} T_x = 0,648$  руб/кВт·ч – стоимость 1 кВт·ч потерь эл.энергии х.х. трансформаторов за время их работы в году;

$C_{э,\kappa}(t) = 0,918$  руб/кВт·ч стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь эл.энергии трансформатора.

Дальнейшее определение вариантов выбора трансформаторов производим методом приведенных затрат.

16. Ежегодные эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K, \quad \text{где } P_{\text{сум}} = 0,094. \quad (26)$$

$$I_{\text{э}} = 0,094 \cdot 7120000 = 669280 \text{ руб.}$$

$$K_1 = 2 \cdot K \quad (27)$$

$$K_1 = 2 \cdot 3460000 = 7120000 \text{ руб.}$$

17. Приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I \Delta W_{\text{nc}} \quad (28)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 7120000 + 669280 + 63435,64 = 1800715,6 \text{ руб.}$$

### 3.2 Технико-экономический расчет трансформатора ТМН–4000/35/10 кВА

Расчет для ТМН-4000/35/10 кВА производится аналогично.

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет потерь электроэнергии в ТМН-4000/35/10 кВА

i	S <sub>внi</sub> , кВА	S <sub>ннi</sub> , кВА	n <sub>i</sub>	T <sub>i</sub> , ч	ΔW <sub>xi</sub> , кВт*ч	k <sub>з.вi</sub>	k <sub>з.ннi</sub>	ΔW <sub>к.вi</sub> , кВт*ч	ΔW <sub>к.ннi</sub> , кВт*ч
1	4316	4316	2	500	7400,00	1,08	1,08	19,09	19,49
2	3616	3616	2	420	6216,00	0,90	0,90	15,99	16,33
3	2770	2770	2	580	8584,00	0,69	0,69	12,25	12,51
4	2300	2300	2	420	6216,00	0,58	0,58	10,17	10,38
5	2260	2260	2	530	7844,00	0,57	0,57	9,99	10,20
6	1980	1980	2	680	10064,00	0,50	0,50	8,76	8,94
7	1730	1730	2	2720	40256,00	0,43	0,43	7,65	7,81
8	1610	1610	1	520	3848,00	0,40	0,40	14,24	14,54
9	1220	1220	1	720	5328,00	0,31	0,31	10,79	11,02
10	930	930	1	490	3626,00	0,23	0,23	8,23	8,40
11	720	720	1	1180	8732,00	0,18	0,18	6,37	6,50
				8760	108114			123,53	126,11
Итого потери:				108363,64					



$$\Delta W_{x.i} = 108114, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{\kappa} = 123,53 + 126,11 = 249,64 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{nc} = 108363,64, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

1. Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах.

$$I_{\Delta W_{nc}} = 0,648 \cdot 108114 + 0,918 \cdot 249,64 = 70287,04 \text{ руб.},$$

2. Ежегодные эксплуатационные издержки:

$$I_{\vartheta} = P_{\text{сум}} \cdot K, \text{ руб.}, \quad \text{где } P_{\text{сум}} = 0,094. \quad (29)$$

$$I_{\vartheta} = 0,094 \cdot 5960000 = 560240 \text{ руб.}$$

$$K_1 = 2 \cdot 2980000 = 5960000 \text{ руб.}$$

3. Приведенные затраты.

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 5960000 + 560240 + 70287,1 = 1524498,1 \text{ руб.}$$

Таблица 5 – Сопоставление двух вариантов

Трансформатор	Приведенные затраты
ТМН-6300/35/10 кВА	$Z_{np} = 1800715,6 \text{ руб.}$
ТМН-4000/35/10 кВА	$Z_{np} = 1524498,1 \text{ руб.}$

Выбор трансформатора для установки на подстанции осуществляем исходя из меньших приведенных затрат. Таким трансформатором будет ТМН-4000/35/10 кВА.

#### **4 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции «Усинская»**

Главная схема электросоединений подстанции представляет собой группу электрического оборудования (трансформаторы, реакторы, выключатели и т.д.).

Схемы главных понизительных подстанций при определенном проектировании разрабатываются на основании перспектив развития всей энергосистемы в целом, схем снабжения электрической энергией региона и иных ранее сделанных или выдвинутых предположений и разработок, направленных на развитие электросетей и должны соответствовать следующим требованиям:

1. Производить переключающие операции необходимого количества линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов с учетом возможностей подстанции.

2. Поддерживать необходимый уровень надежности функционирования распределительных устройств исходя из критериев электроснабжения покупателей электрической энергии в согласовании с категориями электроприемников потребителей и транзитных потоков мощности в устойчивом режиме без лимитирования мощности и в поставарийных режимах, когда обесточенными остаются несколько присоединений с учетом той нагрузки, которое несло на себе отключившееся оборудование. [7]

3. При необходимости производить секционирование сетей электроснабжения и гарантировать функционирование распределительных устройств при заданных значениях токов К.З.

4. Учитывать вероятность возникновения аварийных ситуаций и обеспечивать безопасность при проведении восстановительных работ на отдельных элементах системы.

5. Обеспечивать предъявляемые требования по наглядности, компактности и унификации при сервисном обслуживании.

Электрические схемы распределительных устройств должны предусматривать осуществление операции вывода отдельных элементов схемы в ремонт:

1. Для распределительных устройств до 220 кВ применим метод, при котором возможны временные отключения присоединения ЛЭП или трансформатор, в котором выключатели для осуществления коммутации для достижения требуемых целей при проведении восстановительных (сервисных) работ. Это возможно в случае, если удовлетворяются условия электроснабжения потребителей электрической энергии и обеспечения перетоков мощности; в случае, если обесточивание цепи невозможно – коммутация цепи на обходную систему шин или же внедрением таких схем, в которых в коммутациях присоединений задействовано более одного выключателя.

2. Методом выключения присоединения при согласовании с потребителем электрической энергии на определенное время.

3. Для оборудования, присоединенного к ЛЭП или трансформаторам, при отключённых ВЛ и Т. [3] В связи с возможностью развития региона возникает необходимость включения потребителей I категории, которые в соответствии Правилами устройств электроустановок допускает интервал в электроснабжении по времени функционирования АВР. Существующая схема ПС «Усинская» не соответствует данному описанию, в связи с чем, требует реконструкции.

Принимаем схему включения с выключателями на высокой стороне напряжения и переключкой с выключателями в цепях трансформатора. Представленная схема на рисунке 4 соответствует всем перечисленным требованиям.

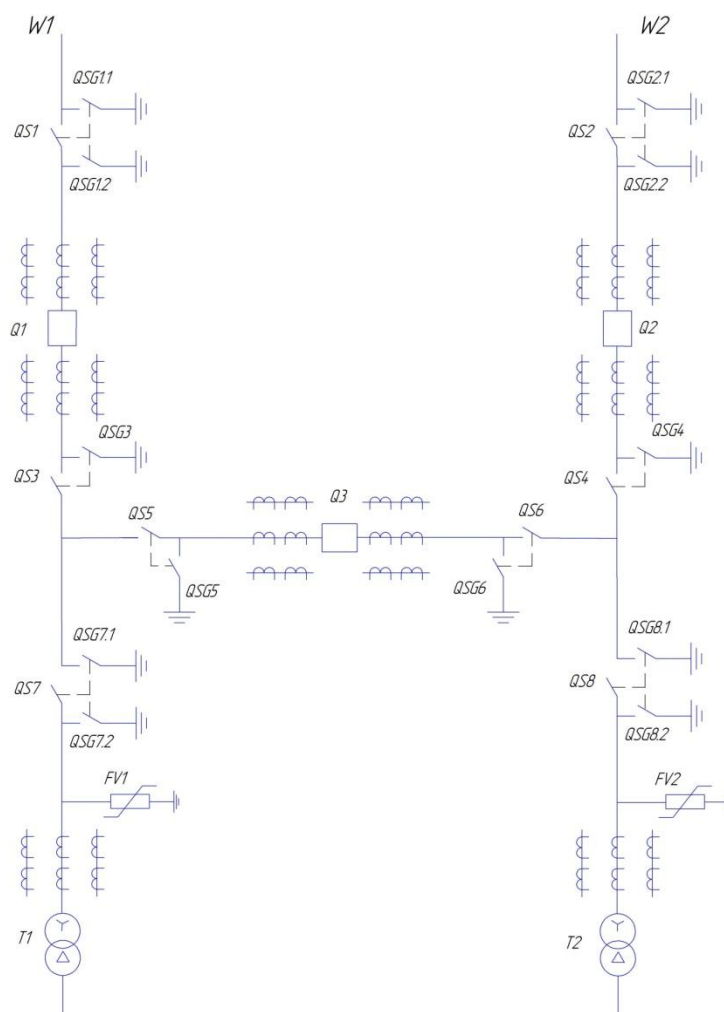


Рисунок 4 – Схема ОРУ 35 кВ

Работа схемы.

- в установившемся нормальном режиме функционирования выключатели Q1, Q2 имеют замкнутые контакты. Выключатель Q3 находится в горячем резерве. Контактные части разъединителей QS1... QS8 находятся в замкнутом положении. Электроснабжение потребителей выполнено благодаря 2-м ЛЭП W1, W2 посредством выключателей и разъединителей, а также с использованием трансформаторов.

- при осуществлении сервисного обслуживания ЛЭП W1 (W2) требуется отключение выключателя Q1 (Q2). При отключении данного выключателя включается в работу секционный выключатель Q3. Данная манипуляция проходит без отключения действующих трансформаторов.

- при выводе в ремонт части линий по причине КЗ выключается выключатель Q1 (Q2), в свою очередь трансформатор T1(T2) на какое-то время остается без напряжения. В данном случае устройством автоматического включения резерва будет введен в работу секционный выключатель, а потребитель не пострадает.

- при возникновении дефекта одного из трансформаторов газовая, дифференциальная релейная защита или МТЗ производит отключение выключателей по низкой и высокой сторонах напряжения относительно поврежденного трансформатора. Вследствие чего по стороне низкого напряжения системой АВР будут включены в работу секционные выключатели, тем самым конечный потребитель обесточен не будет.

На стороне 10 кВ выбираем схему «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (рисунок 5)

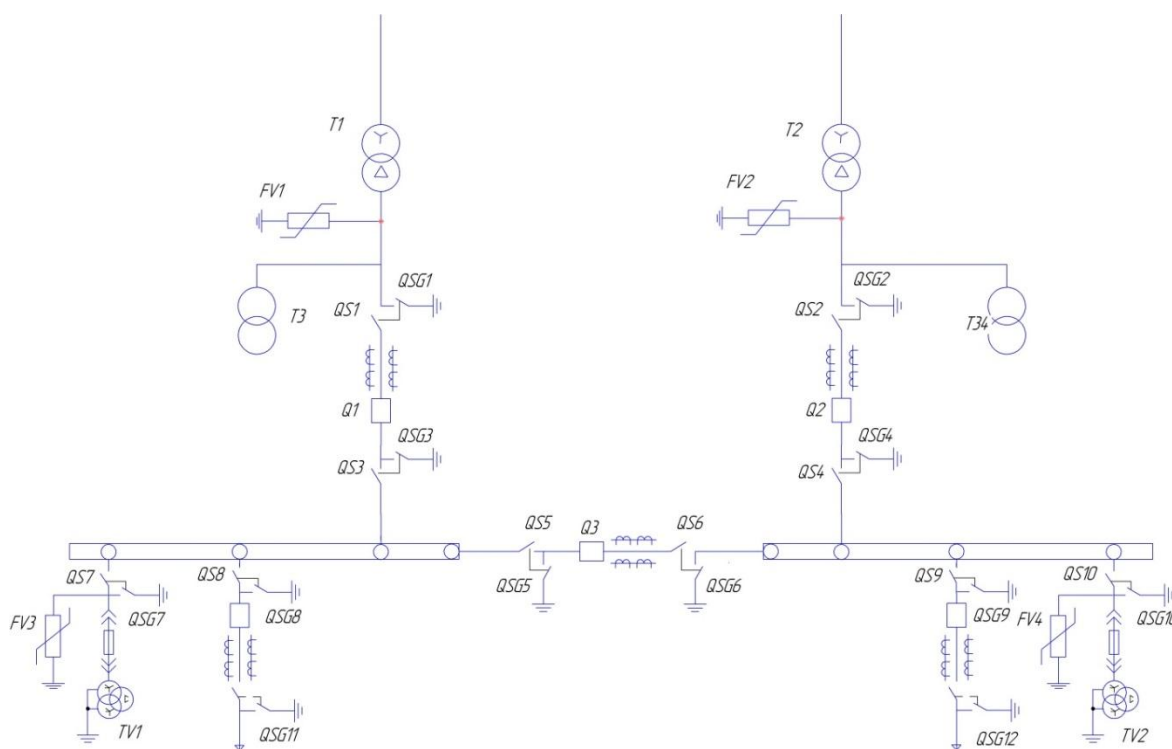


Рисунок 5 – Схема РУ 10 кВ

### Работа системы.

- в установившемся нормальном режиме функционирования выключатели Q1, Q2 имеют замкнутые контакты. Выключатель Q3 находится в горячем резерве. Контактные части разъединителей QS1... QS10 находятся в замкнутом

положении. Электроснабжение потребителей осуществляется с помощью выключателей и разъединителей, а также с использованием трансформаторов.

- при отключении напряжения I (II) секции сборных шин системой автоматического ввода резерва будет осуществлено отключение выключателя Q1 (Q2) и введен в работу секционный выключатель Q3, вследствие чего электроснабжение потребителя нарушено не будет.

- при возникновении дефекта одного из трансформаторов газовая, дифференциальная релейная защита или МТЗ производит отключение выключателей по низкой и высокой сторонах напряжения относительно поврежденного трансформатора. Вследствие чего по стороне низкого напряжения системой АВР будут включены в работу секционные выключатели, тем самым конечный потребитель обесточен не будет.

## 5 Расчет токов короткого замыкания подстанции «Усинская»

Проведение расчетов токов короткого замыкания необходимо при проектировании, реконструкции, техническом перевооружении для осуществления выбора электрооборудования, токоведущих частей, заземлений, устройств защиты и т.д.

Расчет токов короткого замыкания с целью осуществления выбора кабельной продукции производится по техническим и электродинамическим критериям при возникновении КЗ для определения характеристик срабатывания, определения чувствительности выбранных уставок РЗА рассчитывается приближенным методом. [16]

При проведении расчетов не предусматривают следующие параметры:

- сдвиг по фазе электродвижущей силы и смена частоты;
- ток намагничивания трансформаторов;
- насыщение магнитных систем;
- емкостную проводимость ЛЭП;
- возможную не симметрию нагрузок;
- влияние резкопеременной нагрузки и т.д.

Схема Исходная схема для расчётов токов короткого замыкания представлена на рисунке 6.

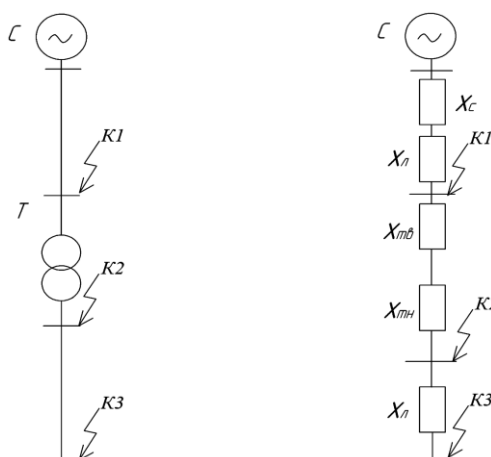


Рисунок 6 – Исходная схема для расчетов токов короткого замыкания

Исходные данные:

Система:  $U_H = 35$  кВ      $x_c = 2,25$  Ом

Воздушная линия:  $x_o = 0,195$  Ом/км;  $l = 8,5$  км;  $U_H = 35$  кВ.

Кабельная линия:  $x_o = 0,074$  Ом/км;  $r_o = 0,122$ ;  $l = 1,9$  км;  $U_H = 11$  кВ.

Трансформатор:  $S_H = 4,0$  МВА.

Определение параметров схемы замещения: при  $S_o = 1000$  МВА.

### 5.1 Расчет токов К.З. в точке К1

Принимаем базисную мощность равную:  $S_o = 1000$  МВА.

Определим сопротивление системы:

$$x_c = x_o \frac{S_o}{U_H^2} = 2,12 \cdot \frac{1000}{35^2} = 1,73 \text{ О.е.} \quad (30)$$

Определим сопротивление по линии 35 кВ:

$$X_{л} = X_o \cdot l \cdot \frac{S_o}{U_H^2} = 0,195 \cdot 8,5 \cdot \frac{1000}{35^2} = 1,35 \text{ О.е.} \quad (31)$$

где  $x_o = 0,195$  Ом/км – сопротивление 1 км воздушной линии.

Результирующее сопротивление для точки К1:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_{вл} = 1,73 + 1,35 = 3,10 \text{ О.е.} \quad (32)$$

Определим периодическую слагающую токов К.З:

$$I_{к1} = \frac{S_o}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot x_{\Sigma 1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 3,10} = 5,32 \text{ кА} \quad (33)$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{к1} = \sqrt{3} \cdot I_{к1} \times U_H = 1,73 \times 5,32 \times 35 = 322,6 \text{ МВА.} \quad (34)$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1} = 1,414 \cdot 1,8 \cdot 5,32 = 13,50 \text{ кА.} \quad (35)$$



где:  $K_y = 1,8$  – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К.3.:

$$I_{Y1} = I_{K1} \cdot \sqrt{1 + 2(K_{Y1} - 1)^2}$$
$$I_{Y1} = 5,32 \cdot \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 7,98 \text{ кА} \quad (36)$$

## 5.2 Расчет токов К.3 в точке К2

Принимаем базисную мощность равную:  $S_6 = 1000 \text{ МВА}$

Определяем сопротивление трансформатора:

$$X_m = \frac{U_k\%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (37)$$
$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4,0} = 18,75 \text{ О.е.}$$

Определяем суммарное сопротивление для точки К2:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_m \quad (38)$$
$$X_{\Sigma 2} = 3,110 + 18,75 = 21,85 \text{ О.е.}$$

Определим периодическую слагающую токов К.3:

$$I_{K2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{\Sigma 2}} \quad (39)$$
$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 21,85} = 2,4 \text{ кА}$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_H \quad (40)$$
$$S_{K2} = 1,73 \cdot 2,40 \cdot 11 = 45,80 \text{ МВА}$$

Определим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_Y \cdot I_{K2} \quad (41)$$

$$i_{УД2} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 2,40 = 5,80 \text{ кА}$$

где:  $K_Y = 1,72$  – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К.З.:

$$I_{Y2} = I_{K2} \cdot \sqrt{1 + 2(K_Y - 1)^2}; \quad (42)$$

$$I_{Y2} = 2,40 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 3,4 \text{ кА}.$$

### 5.3 Расчет токов К.З. в точке К3

Определяем сопротивление кабельной линии:

$$X_{КЛ} = X_0 \cdot l \quad (43)$$

$$X_{КЛ} = 0,074 \cdot 1,9 = 0,14 \text{ Ом}$$

$$R_{КЛ} = R_0 \cdot l \quad (44)$$

$$R_{КЛ} = 0,122 \cdot 1,9 = 0,23 \text{ Ом}$$

$$Z_{КЛ} = \sqrt{X_{КЛ}^2 + R_{КЛ}^2} \quad (45)$$

$$Z_{КЛ} = \sqrt{0,14^2 + 0,23^2} = 0,27 \text{ Ом}$$

$$Z_{КЛ} = Z_{КЛ} \frac{S_{\delta}}{U_{CH}^2} \quad (46)$$

$$Z_{КЛ} = 0,27 \cdot \frac{1000}{11^2} = 2,23 \text{ О.е.}$$

Определяем суммарное сопротивление для точки К3:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 1} + X_T + Z_{КЛ} \quad (47)$$

$$X_{\Sigma 3} = 3,1 + 18,75 + 2,23 = 24,1 \text{ О.е.}$$

Определим периодическую слагающую токов К.З.:

$$I_{K3} = \frac{S_{Б.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н} \cdot X_{\Sigma 2}} \quad (48)$$

$$I_{K3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 24,1} = 2,2 \text{ кА}$$

Определим мощность короткого замыкания:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_{н} \quad (49)$$

$$S_{K3} = 1,73 \cdot 2,2 \cdot 11 = 41,8 \text{ МВА}$$

Определим ударный ток К.З.:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_{у} \cdot I_{K4} \quad (50)$$

$$i_{уд3} = 1,414 \cdot 1,72 \cdot 2,2 = 5,4 \text{ кА}$$

где:  $K_{у} = 1,72$  – ударный коэффициент.

Определяем действующие значения полного тока К.З.:

$$I_{у3} = I_{K3} \cdot \sqrt{1 + 2(K_{у} - 1)^2} \quad (51)$$

$$I_{у3} = 2,2 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 3,08 \text{ кА}$$

Результаты расчетов токов короткого замыкания подстанции «Усинская» сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов токов к.з. подстанции «Усинская»

Точки К.З.	$I_k, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$I_{у}, \text{кА}$	$S_{к.з.}, \text{МВА}$
К1	5,32	13,5	7,98	322,6
К2	2,4	5,8	3,4	45,8
К3	2,2	5,4	3,08	41,8

## **6 Выбор электрической аппаратуры и токоведущих частей подстанции «Усинская»**

Все элементы электросистемы могут находиться в трех основных режимах функционирования: в режиме номинальной нагрузки (самый продолжительный режим работы), режиме перегрузок (до 40%) и в режиме КЗ.

При номинальном режиме эксплуатации надежное функционирование оборудования обусловлено верным выбором их по номинальному току и напряжению [9].

При ненормальном режиме, когда величина суммарной нагрузки превышает допустимое (номинальное) значение надежное функционирование оборудования лимитировано по продолжительности, а время пребывания оборудования в данном состоянии исключительно зависит от величин тока и напряжения. Так для каждой единицы электротехнической системы имеется диапазон значений тока и напряжений, при котором гарантируется работа без разрушения его целостности.

При режиме короткого замыкания надежное функционирование оборудования обусловлено соотношением выбранных характеристик данного оборудования по условиям термической и электродинамической стойкости.

Для коммутационной аппаратуры, за исключением аппаратуры с ручным приводом, добавляются обязательный параметр, который характеризует отключающую способность.

При выборе оборудования и токоведущих частей необходимо принимать во внимание род установки. Иными словами место установки может быть либо внутри помещения, либо на открытом воздухе. Также следует учитывать климатические особенности.

Схемы для расчета токов короткого замыкания выбираются или строятся таким образом, чтобы были учтены самые неблагоприятные тяжелые условия функционирования исследуемой системы. На расчётной схеме выбирается ряд

точек короткого замыкания (условно), в которых через установку, при котором замыкание протекает наибольший ток.

После проведения необходимых расчетов, выбранное оборудование и другие токоведущие части должны отвечать требованиям технико-экономического расчета.

## **6.1 Выбор оборудования 35 кВ**

### **6.1.1 Выбор выключателей**

Высоковольтные выключатели подразделяются на:

- масляные;
- электромагнитные;
- воздушные;
- вакуумные;
- элегазовые.

Одними из первых были разработаны масляные выключатели. Они и по сей день используются на различных подстанциях и электроустановках. Данные коммутационные аппараты способны производить отключения больших токов короткого замыкания. Однако у них имеются серьезные недостатки, которые побудили конструкторов и разработчиков к поиску новых технических решений. Масляные выключатели обладают высокой пожароопасностью и требуют значительных капитальных затрат на сервисное обслуживание.

На смену масляным выключателем пришли электромагнитные и воздушные выключатели. Они не смогли завоевать рынок электротехники, потому как обладали серьезными недостатками, такими как внушительные габариты. В связи с чем, они не всегда могли быть использованы при проведении реконструкций подстанций.

Следующим этапом в развитии коммутационной аппаратуры является создание новых вакуумных и элегазовых выключателей.

В сетях 110 кВ электроснабжающие организации начали масштабное применение элегазовых выключателей, а также замену масляных и воздушных на указанные типы оборудования, так как они имеют более высокую электрическую прочность по сравнению со своими предшественниками и теплопроводность, а также имеют более скромные габаритные размеры.

В свою очередь вакуумные выключатели заняли нишу более низкого класса напряжения от 6 до 35 кВ. Они наиболее востребованы и популярны на территории Российской Федерации и за ее пределами на международной энергетической арене.

Вакуумная коммутационная техника не лишена недостатков, однако имеет высокую популярность благодаря своей экологической чистоте в отличие от масляной и элегазовой техники. Современные разработки и научные изыскания в области гашения дуги дают надежду на создание в обозримом будущем вакуумной коммутационной аппаратуры высшие классы напряжения.

Рассмотрим более подробно элегазовую коммутационную технику. Данная техника развивается в различных направлениях и дает надежды на хорошие перспективы, так как прототипы новых разработок обладают весьма привлекательными технико-экономическими показателями.

Из всего разнообразия инновационных направлений в области элегазовой техники можно выделить следующие:

1. Модульные выключатели на высшие классы напряжения, предназначенные для гашения электрической дуги больших значений токов короткого замыкания. Данные серии выключателей способны функционировать в загрязненных и неблагоприятных климатических условиях.

2. Элегазовая коммутационная дугогасительная техника на классы напряжений от 10 до 35 кВ предназначенная для специального использования. Примером того может являться передвижные электрифицированные составы и пр.

3. Еще одним из направлений являются разработки выключателей нагрузки в элегазовой среде на класс напряжения от 15 до 110 кВ,

предназначенные для отключения при больших значениях емкостных и индукционных токов.

Преимущества:

- пожаробезопасность;
- быстрое действие;
- высокая отключающая способность;
- сравнительно небольшой износ рабочих поверхностей токоведущих контактов, а, следовательно, наличие хорошего и продолжительного рабочего ресурса;
- простота сервисного обслуживания;
- возможность проведения новых разработок на существующей основе.

Недостатки:

- необходимо иметь специальные устройства, позволяющие производить чистку узлов элегазового оборудования от шестифторовой серы.
- из-за сложности конструктивных элементов требуется использовать дорогостоящие высоконадежные уплотнительные изделия для удержания летучего элегаза;
- значительные стоимостные затраты на изготовления камеры гашения дуги;

Общие сведения вакуумных выключателей.

В вакуумной дугогасительной технике гашение дуги осуществляется при помощи переключающих операций в ВДК.

Преимущества:

- повышенная стойкость к износу контактных токоведущих частей при осуществлении переключающих операций при номинальных значениях токов и напряжений. Количество коммутационных операций при номинальных значениях токов и напряжений без замены вакуумно-дугогасительной камеры составляет от 10000 до 50000.

- сервисное обслуживание вакуумнодугогасительных аппаратов сводится к смазке подвижных механических сочленений устройства с периодичностью один раз в пять лет;

- возможность использования вакуумного оборудования в агрессивных средах;

- значительный спектр температур использования, в которых возможна стабильная работа вакуумнодугогасительной камеры;

- высокая вибрационная стойкость, а также стойкость к ударным нагрузкам. Причиной этого является незначительная масса и малогабаритность агрегатов;

- в связи с тем, что вакуумная аппаратура имеет меньшие габариты по сравнению с масляными производителями высоковольтных ячеек наладили производство малогабаритных ячеек с продольным и поперечным расположением переключающего устройства. Это позволило при проведении реконструкции РУ, РП усанавливать большее количество распределительных ячеек, а, следовательно, присоединять большее количество потребителей, передовая тем самым больше электрической мощности;

- удобство сервисного обслуживания и отсутствие разлива трансформаторного масла и его замены при отключении выключателя от токов короткого замыкания;

- не осуществляется загрязнение окружающей среды;

- высоконадежность и безопасность конструкции;

- малые затраты по времени при монтаже или замене переключающего устройства.

Недостатки:

- высокая степень внутренних коммутационных перенапряжений, что в свою очередь неблагоприятно сказывается на приборах и электрическом оборудовании, включенных в линию, в связи с чем, требуется установка дополнительных защит для предотвращения пагубного воздействия;



- высокая стоимость вакуумных выключателей по сравнению с элегазовыми и другими выключателями. Разница стоимости начинает значительно увеличиваться с увеличением класса напряжения.

Таблица 7 – Сравнение вакуумного и элегазового выключателя

	Вакуумный выключатель	Элегазовый выключатель
Тип выключателя	ВВС-35П-20/630	ВГБ-35-12,5/630
Номинальное напряжение, кВ	35	40,5
Номинальный ток, А	630	630
Номинальный ток отключения, кА	20	12,5
Ток термической стойкости, кА	20	12,5
Амплитуда предельного сквозного тока, кА	52	32
Время отключения, с, не более	0,06	0,04+0,005
Коммутационная износостойкость, циклов В-О при нормальном токе:	25 000	25 000
Масса выключателя на ток 630 А, кг	850	800
Срок службы до списания, лет	25	25
Стоимость	750 000	670 000

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	35	35
По ном. току	$I \leq I_{ном}, \text{А}$	92,5	630
По отключ. способности	$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}, \text{кА}$	5,09	12,5
По эл-дин. стойк.	$i_{уд.} \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	12,95	32

Рассматриваемый выключатель проходит по заданным параметрам.

### 6.1.2 Выбор разъединителей

Рабочий ток:

$$I_{\text{раб}} = \frac{K_{\text{нер}} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,5 \text{ А.} \quad (52)$$

Результаты выбора сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка разъединителей

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	35	35
По ном. длит. току	$I_{раб} \leq I_{ном}, \text{А}$	92,5	630
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	12,95	63

К установке принимаем разъединитель: РДЗ-35/630-УХЛ1

### 6.1.3 Выбор заземлителя

Для создания искусственного короткого замыкания в нейтрали трансформатора устанавливается однополюсный заземлитель. Выбор и проверка заземлителя осуществляется по номинальному напряжению, электродинамической и термической стойкости, данные по которому представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка заземлителя

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	35	35
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	12,95	40

Таким образом, для заземления нейтрали трансформатора применяем однополюсный заземлитель ЗОН-35М-УХЛ1.

### 6.1.4 Выбор ОПН-35

Одним из основных видов защиты от внешних и внутренних перенапряжений является РВ и ОПН. При составлении оперативных схем требуется решить 2 вопроса:

1. Выбор количества и места расположения р распределительной установке для наилучшего обеспечения защиты изоляции от всех видов перенапряжений.

2. Обеспечение надежного функционирования самих защитных аппаратов при воздействии на них номинального значения напряжения и квазистационарных перенапряжений, для которых данный ЗА не рассчитаны.

Защитные параметры вентильных разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжения основаны на нелинейности ВАХ. Функционирование данных защит заключается в том, что при повышенном напряжении (перенапряжении) происходит существенное снижение сопротивления, а при стабилизации рабочего напряжения до номинальных значений происходит возрастание сопротивления защитных аппаратов. Невысокая нелинейность ВАХ в РВ не может гарантировать одновременно стабильно высокое ограничение перенапряжения и малые значения токов проводимости при воздействии номинального напряжения. В связи с чем, в конструкции РВ были применены искровые промежутки, включаемые поочередно с нелинейными элементами и позволяющие избегать влияния на номинальное напряжение и срабатывающие только при появлении перенапряжения. Благодаря наибольшей нелинейности в оксидно-цинковых сопротивлениях ОПН стало возможным уйти от применения в системах защитных аппаратов искровых промежутков. Таким образом, нелинейные элементы ограничителей перенапряжения присоединены к электрической сети в течении всего срока функционирования основного электротехнического оборудования (замета только при реконструкции или аварийном восстановлении).

В настоящее время на новых подстанциях и распределительных устройствах РВ не устанавливаются. Их место прочно заняли нелинейные ограничители перенапряжения.

ОПН возможно использовать как внутри помещений, так и вне строительных частей подстанций на возвышенностях до 1000 метров над уровнем моря, а также в климатических зонах УХЛ, УХЛ1 при температуре окружающей среды от -60 до +60 градусов по шкале Цельсия. Частота колебаний напряжения может находиться в герцевом диапазоне от 48 до 68Гц.

Номинальное рабочее напряжение, при котором ОПН может длительное время на всем промежутке эксплуатации обеспечивать требуемую защиту и

надежную работу, не должно превышать, установленное производителем, его наибольшее длительно-допустимое рабочее напряжение.

Преимущества: высокая эффективность; высокая электрическая устойчивость при внешних перенапряжениях; высокая динамическая стойкость; высокая надежность функционирования; грязестойкость; антивандальная конструкция.

Конструктивно ограничитель перенапряжения состоит из колонки обработанной изоляционным покрытием. Оболочка, помимо изолирующей выполняет защитную функцию для защиты от механических повреждений.

Для сравнения выбираем два ограничителя перенапряжения, ОПН-П-35-УХЛ1 и ОПН-Ф-35-УХЛ1 производимых ООО «Завод энергозащитных устройств». Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения

Характеристики	ОПН-П-35-УХЛ1	ОПН-Ф-35-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35	35
Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А	400	400
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ	40,5	40,5
Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА	65	65
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе 1/4 мкс с амплитудой номинального разрядного тока, кВ, не более	153	153
Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ	5,0	5,0
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	140	140
Полный грозовой импульс по ГОСТ 1516.2 с амплитудой, кВ	190	190
Одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, кВ действ	105	105
Расчетный срок эксплуатации, лет.	30	30
Гарантийный срок, лет.	3	3
Цена, руб.	28700	35000

Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-35-УХЛ1, т.к. при равных характеристиках он имеет меньшую стоимость.

## 6.2 Выбор оборудования 10 кВ

Главным электрооборудованием закрытого распределительного устройства 10 кВ можно считать силовую ячейку, которая в зависимости от требования потребителя может оснащаться различным коммутационным оборудованием и средствами релейной защиты и автоматики. Комплект ячеек, собранных и присоединенных в одну электрическую цепь образуют одну или несколько секций сборных шин, которые могут быть секционированными друг относительно друга.

На основании проведенного ранее анализа существующего электротехнического оборудования был сделан вывод о необходимости замены всего действующего оборудования с целью обеспечения повышения надежности функционирования структурной схемы системы электроснабжения произведем выбор новых силовых ячеек и соответствующего оборудования.

### 6.2.1 Выбор высоковольтных ячеек

Сертифицированная ячейка типа КРУС-75 имеет существенные преимущества перед существующими аналогами российского и западного производства. К основным преимуществам можно отнести:

- малыми габаритами;
- простота и доступность основных узлов для проведения комплексного сервисного обслуживания в процессе эксплуатации;
- множество инновационных идей, реализованных в данную конструкцию.

Данные ячейки оснащены выкатными элементами, которые могут быть выполнены в виде выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения, трансформаторов собственных нужд и т.д.

Когда выкатной элемент (тележка) находится в ремонтном положении, то есть полностью выкачена из силовой ячейки, все основные токоведущие части и механизмы находятся в прямой доступности для проведения сервисного обслуживания. Контактные части в данной конструкции сконструированы в

виде втычных контактов. Отсек, предусмотренный для релейной защиты и аппаратуры, оснащен светодиодной подсветкой.

Главной особенностью ячейки КРУС-75 является способность сохранять целостность оперативного тока в момент нахождения выкатного элемента в ремонтном положении.

Во всех подобных конструкциях основным уязвимым элементом выкатного элемента являются высоковольтные контактные части, в связи с чем разработчиками произведено увеличение контактной части с 20 до 30 мм. Сами же сочленяемые узлы выполнены из бериллиевой бронзы. Данный материал обладает хорошими пружинистыми свойствами, именно поэтому конструкция не требует дополнительных металлических пружин. Дополнительным характерным качеством, которым обладает данное оборудование заключается в то, что контактные части не боятся высоких температур (нагрева).

Рассмотренная ячейка комплектно оснащается вакуумным выключателем серии ВВ\TEL.

Перейдем к рассмотрению модульной ячейки серии Schneider Electric SM6. Корпус данной ячейки выполнен из стали. Ячейка комплектно оснащается в отличие от ячейки КРУС-75 элегазовыми выключателями.

Данные ячейки устанавливаются со стороны напряжения 6 или 10 кВ в закрытых распределительных устройствах главных понизительных подстанций, распределительных пунктах соответствующего класса напряжения и распределительных устройствах энергоснабжающих организациях.

Модульные ячейки SM6 отвечают всем необходимым требованиям, действующим на территории Российской Федерации. Безопасны как для оперативного, так и для ремонтного персонала, просты и удобны при эксплуатации. Рекомендованный производителем срок эксплуатации электрооборудования составляет 30 лет при нормальных условия сервисного обслуживания. Также как и ячейки серии КРУС-75 ячейки SM6 относятся к малогабаритным, так как заявленная ширина ячейки с высоковольтным выключателем составляет 750 мм.

Присоединение кабельных линий производится с лицевой стороны ячейки. Необходимые органы управления для совершения требуемых манипуляций расположены на фронтальной панели, собственно, что упрощает использование.

Таблица 12 – Сравнение ячеек

Наименование параметра	КРУС-СЭЩ-75	SM6
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12,0	7,2; 12,5
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальный ток сборных шин, А:	630, 1000	630, 1250
Номинальный ток главных цепей:	630, 1000	630, 1250
Ток термической стойкости главных цепей, при времени протекания 3с, кА	20	25
Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51	50
Номинальный ток отключения вакуумного контактора, кА:	20	25
Ширина	750	375-750
Высота	2052	1600(2050)
Глубина	900	1200
Нижнее значение температуры окружающего воздуха, С	-20	-20
Верхнее значение температуры окружающего воздуха, С	+40	+40
Стоимость	750 000	1 040 000

В процессе сравнения двух типов КРУ выбираем ячейки типа КРУС-СЭЩ-75 на основании меньших приведенных затрат.

### 6.2.2 Выбор выключателей 10 кВ

Выключатели выбирают по номинальному значению напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению и коммутационной способности. Выбранные выключатели проверяют на стойкость при сквозных токах КЗ.

Выбор и проверку выключателей, устанавливаемых на вводе в ячейках ЗРУ ГПП, оформим в виде таблицы 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка выключателей

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	10	10
По ном. току	$I \leq I_{ном}, \text{А}$	294,3	630
По отключ. способности	$I_{п.т} \leq I_{ном.откл}, \text{кА}$	2,23	20
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	5,42	51

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630 в качестве секционного и вводного выключателей. На отходящие линии выбираем выключатели, рассчитанные на номинальный ток 400 А.

### 6.2.3 Выбор трансформаторов тока

$$I_p = \frac{K_n \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 294,3 \text{ А} \quad (53)$$

Выбор и проверку трансформатора тока оформим в виде таблицы 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка трансформатора тока

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	6	6
По ном. току	$I_{ном} \leq I_{ном}, \text{А}$	294,3	600
По эл-дин. стойк-ти	$i_y \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	3,2	-

Для расчёта  $Z_2$  выбираем приборы, устанавливаемые на п/ст на стороне 10 кВ, которые сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчёт суммарной нагрузки приборов

Тип приборов	Число	Нагрузка $S_{пр.}$ , ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Э-42702	3	0,1	0,1	0,1
Ртутный 230 АР	1	0,1		
Итого:		0,4		

Сопротивление приборов:

$$R_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_T^2}, \text{ где } I_2 = 5 \text{ А.} \quad (54)$$

$$R_{приб.} = \frac{0,4}{5^2} = 0,016 \text{ Ом.}$$



Полное вторичное сопротивление:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}}, \quad (55)$$

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,016 - 0,1 = 1,084 \text{ Ом.}$$

где сопротивление контактов принимаем  $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ .

Сечение проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} \quad (56)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,084} = 1,12 \text{ мм}^2$$

Принимаем медные жилы сечением  $S = 1,5 \text{ мм}^2$ .

К установке принимаем трансформатор тока ТОЛ-10-600/5.

#### 6.2.4 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор приборов для трансформаторов напряжения приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор приборов для трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Потребляемая мощность ВА	Кол-во, шт	Общая потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-42702	2	2	4
Ваттметр	Д-365	1,5	1	1,5
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
Ртутный 230 АР		0,65	1	0,65
Итого:				$S_{\Sigma} = 7,65$

Мощность подключаемых приборов:  $S_{\text{приб}} = 7,65 \text{ ВА}$ .

Проверку трансформатора напряжения оформим в виде таблицы 17.

Таблица 17 – Проверка трансформатора напряжения

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению установки	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	10	10
По вторичной нагрузке	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \text{ ВА}$	7,65	200

К установке принимаем трансформатор напряжения ЗНИОЛ-10 УХЛ2, соответствующий классу точности 0,5.

### 6.2.5 Выбор предохранителей

Предохранители выбираются для защиты трансформаторов напряжения по следующим условиям:

Номинальному напряжению  $U_{уст} < U_{ном}$ .

Номинальному току  $I_{п} < I_{н}$ .

$$I_{раб} = \frac{\Sigma S_{приб}}{\sqrt{3}U_{м}} \quad (57)$$

$$I_{раб} = \frac{0,0765}{1,73 \cdot 11} = 0,004 \text{ А}$$

$$0,004 < I_{М} = 3.2 \text{ А}$$

Выбираем предохранители типа ПН - 01-10.

### 6.2.6. Выбор ограничителей перенапряжения на стороне 10 кВ

С целью выбора наиболее качественного и дешевого оборудования рассмотрим 2 ограничителя перенапряжения ОПН-П-6/7,2/10 и ОПН-Ф-6-7,2/10. Сравнение осуществляем по заводским параметрам и стоимостным характеристикам. Данные представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения

Характеристики	ОПН-П-10/12/20-УХЛ1	ОПН-Ф-10/12/20-УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10	10
Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А	700	700
Номинальный разрядный ток, кА	20	20
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ	12,0	12,0
Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ	6,0	6,0
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	42,0	42,0
Расчетный срок эксплуатации, лет.	30	25
Цена, руб	1380	1560

К установке принимаем ограничитель перенапряжения серии ОПН-П, в связи с тем, что при схожих параметрах ограничитель данной серии имеет меньшую цену.

Стоит также отметить, что ОПН выбранной серии может быть охарактеризован как:

- влагонепроницаемый, цельнолитой корпус;
- кремнеорганическая наружная изоляция;
- наличие высокой термической, механической и электродинамической стойкости;
- повышенная стойкость к химическим средам;
- взрывозащищенность;
- высокий контроль качества на всех этапах производства;
- оптимальное соответствие стоимости продукта к показателям его качества.

## **7 Релейная защита и автоматика подстанции «Усинская»**

### **7.1 Описание РЗ и А подстанции «Усинская» 35/10 кВ**

В процессе эксплуатации электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и аномальные режимы работы, приводящие к резкому увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания.

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии [17].

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели.

При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети.

При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии - оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени [20].

Одним из основных видов аномальных режимов являются перегрузки, представляющие серьезную опасность для изоляции электродвигателей, трансформаторов и генераторов. Защита от перегрузок осуществляется с

выдержкой времени больше, чем у защит от КЗ. Защита от перегрузок в сетях не предусматривается, так как в правильно спроектированной сети перегрузки маловероятны.

Таким образом, релейной защитой называют защиту электрических установок от возможных повреждений и аномальных режимов работы, осуществляемую посредством автоматических устройств. Основным назначением РЗ являются выявление места повреждения и быстрое автоматическое отключение выключателем поврежденного участка или оборудования, а также обнаружение нарушения нормального режима работы с последующей подачей предупредительного сигнала обслуживающему персоналу или отключением оборудования с выдержкой времени [20].

Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

1) Селективность

Селективностью или избирательностью защиты называется способность защиты отключать при КЗ только поврежденный участок сети;

2) Быстрота действия

Отключение КЗ должно производиться с возможно большей быстротой для ограничения размеров разрушения оборудования, повышения эффективности автоматического повторного включения линий и сборных шин, уменьшения продолжительности снижения напряжения у потребителей и сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, электростанций и энергосистемы в целом. Последнее из перечисленных условий является главным;

3) Чувствительность

Для того чтобы защита реагировала на отклонения от нормального режима, которые возникают при КЗ (увеличение тока, снижение напряжения и т. п.), она должна обладать определенной чувствительностью в пределах установленной зоны ее действия.

Чувствительность защиты принято характеризовать коэффициентом чувствительности  $k_{\nu}$ . Для защит, реагирующих на ток КЗ,

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. min}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (80)$$

где  $I_{\text{к. min}}$  - минимальный ток КЗ;

$I_{\text{с.з}}$  - наименьший ток, при котором защита начинает работать (ток срабатывания защиты);

#### 4) Надежность

Требование надежности состоит в том, что защита должна безотказно работать при КЗ, в пределах установленной для нее зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается [18].

### 7.2 Описание РЗ и А подстанции «Колхозная» 35/10 кВ

В соответствии с ПУЭ на подстанции установлены следующие защиты. Защита вводов 10 выполнена 2-х ступенчатой МТЗ на реле РТ-40, на отходящих линиях установлены МТО и МТЗ на реле РТ-40 с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал.

Автоматика на подстанции выполнена в следующем объеме: автоматическое включение резерва (АВР) секционного выключателя 10 кВ при исчезновении напряжения на питающей линии, АВР трансформаторов собственных нужд, автоматическое включение обогрева счетчиков.

Оборудование релейной защиты и автоматики подстанции «Колхозная» имеет большой износ, что в аварийном режиме грозит отказом срабатывания. Это неизбежно повлечёт за собой поломку оборудования и нарушение электроснабжения потребителей, что не допустимо, так как подстанция «Колхозная» питает потребителей первой и второй категории. Предлагается заменить данное оборудование на микропроцессорные устройства защиты.

### 7.3 Выбор микропроцессорных терминалов РЗ и А

Для дальнейшего сравнения выбираем два типа микропроцессорных терминалов РЗ и А «Сириус-2» производимый ЗАО «Радиус Автоматика» и БЭМП – 2 от ЗАО «ЧЭАЗ». Стоимость обоих вариантов сведем в таблицу 19.

Таблица 19 – Сравнение стоимости аппаратуры

Назначение	ЗАО «Радиус Автоматика»			
	Терминал	Кол-во (шт.)	Цена (руб.)	Стоимость (руб.)
Защита ТМН-4000	Сириус - Т	2	117900	235800
Ввод 10 кВ	Сириус -2В	2	72500	145000
СВВ 10 кВ	Сириус – 2С	1	66300	66300
ТН 10 кВ	Сириус - ТН	2	72100	144200
Отходящая линия 10 кВ	Сириус - 2Л	10	66500	665000
Центральная сигнализация	Сириус ЦС	2	75100	150200
Всего		19		1406500
	ЗАО «ЧЭАЗ»			
Защита ТМН-40000	БЭМП-ДЗТ	2	86000	172000
Ввод 10 кВ	БЭМП РУ-ВВ	2	52000	104000
СВВ 10 кВ	БЭМП РУ-СВ	1	47500	47500
ТН 10 кВ	БЭМП РУ-ТН	2	52000	104000
Отходящая линия 10 кВ	БЭМП РУ-ОЛ	10	46800	468000
Центральная сигнализация	БЭМП РУ-ЦС	2	50100	100200
Всего		19		957700

Из таблицы видно, что стоимость варианта с микропроцессорными терминалами от ЗАО «ЧЭАЗ» является экономически выгодным по сравнению с вариантом от ЗАО «Радиус Автоматика». Так как терминалы обоих производителей имеют полный набор необходимых защит, выбор делаем в пользу ЗАО «ЧЭАЗ».

#### **7.4 Расчет уставок отходящей линии подстанции «Усинская»**

##### 7.4.1 Расчет сопротивления схемы замещения

1) *Реактансы на шинах «Усинская» :*

$$Z_{\min} = 0,681 \text{ Ом} \quad I_{K3_{\max}} = 9337 \text{ А}$$

$$Z_{\max} = 0,907 \text{ Ом} \quad I_{K3_{\min}} = 7010 \text{ А}$$

2) Сопротивление  $Z_{л1}$  и  $Z_{л2}$ :

$$Z_{л1} = \sqrt{(r_{л1})^2 + (x_{л1})^2}; \quad (58)$$

$$Z_{л1} = \sqrt{0,255^2 + 0,42^2} = 0,5 \text{ Ом}$$

$$r_{л1} = r_o \cdot l_1; \quad (59)$$

$$r_{л1} = 0,170 \cdot 1,5 = 0,255 \text{ Ом}$$

$$x_{л1} = x_o \cdot l_1, \quad (60)$$

$$x_{л1} = 0,280 \cdot 1,5 = 0,420 \text{ Ом},$$

где:  $l_1 = 1,5 \text{ км}$

$r_o = 0,170 \text{ Ом/км}$

$x_o = 0,280 \text{ Ом/км}$

$S = 185 \text{ мм}^2$

$$Z_{л2} = \sqrt{0,357^2 + 0,5^2} = 0,6 \text{ Ом}$$

$$r_{л2} = 0,210 \cdot 1,7 = 0,357 \text{ Ом}$$

$$x_{л2} = 0,278 \cdot 1,7 = 0,500 \text{ Ом}$$

где:  $l_2 = 1,7 \text{ км}$

$r_o = 0,210 \text{ Ом/км}$

$x_o = 0,287 \text{ Ом/км}$

$S = 150 \text{ мм}^2$

1) Расчет  $Z_{л3}$  и  $Z_{л4}$

$$Z_{л3} = \sqrt{0,122^2 + 0,131^2} = 0,179 \text{ Ом}$$

$$r_{л3} = 0,270 \times 0,45 = 0,122 \text{ Ом}$$

$$x_{л3} = 0,292 \times 0,45 = 0,131 \text{ Ом}$$

где:  $l_3 = 0,45 \text{ км}$

$r_o = 0,270 \text{ Ом/км}$

$x_o = 0,292 \text{ Ом/км}$



$$S=120 \text{ мм}^2$$

$$Z_{л4} = \sqrt{0,08^2 + 0,12^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

$$r_{л4} = 0,210 \cdot 0,42 = 0,08 \text{ Ом}$$

$$x_{л4} = 0,278 \cdot 0,42 = 0,12 \text{ Ом}$$

где:  $l_4 = 0,42 \text{ км}$

$$r_0 = 0,330 \text{ Ом/км}$$

$$x_0 = 0,300 \text{ Ом/км}$$

$$S=95 \text{ мм}^2$$

4) Расчет  $Z_{л5}$

$$Z_{л5} = \sqrt{0,062^2 + 0,079^2} = 0,100 \text{ Ом}$$

$$r_{л5} = 0,270 \times 0,23 = 0,062 \text{ Ом}$$

$$x_{л5} = 0,292 \times 0,27 = 0,079 \text{ Ом}$$

где:  $l_5 = 0,27 \text{ км}$

$$r_0 = 0,270 \text{ Ом/км}$$

$$x_0 = 0,292 \text{ Ом/км}$$

$$S=120 \text{ мм}^2$$

5) Расчет сопротивления трансформатора  $S=400 \text{ кВА}$

$$Z_{тр} = \frac{U_{к\max} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном\ тр}} = 13,6 \text{ Ом} \quad (61)$$

6) Расчет сопротивления трансформатора  $S=630 \text{ кВА}$

$$Z_{тр} = \frac{U_{к\max} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном\ тр}} = 10,6 \text{ Ом} \quad (62)$$

7.4.2 Расчет токов короткого замыкания

1)  $I_{к3(1)}$  на шинах ТП №1:

$$\sum Z = Z_P + Z_{л1} + Z_{л2} \quad (63)$$

$$\sum Z = 0,681 + 0,5 + 0,6 = 1,78 \text{ Ом}$$

$$I_{к3(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (64)$$

$$I_{кз(1)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 1,78} = 3572 \text{ А}$$

2)  $I_{кз(2)}$  за трансформатором ТП №1:

$$\sum Z = Z_p + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{mp-p} \quad (65)$$

$$\sum Z = 0,681 + 0,5 + 0,6 + 13,6 = 15,4 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (66)$$

$$I_{кз(2)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 15,4} = 412,9 \text{ А}$$

3)  $I_{кз(3)}$  на шинах ТП №2 в точке подключения доп. нагрузки:

$$\sum Z = Z_p + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} \quad (67)$$

$$\sum Z = 0,681 + 0,5 + 0,6 + 0,179 + 0,14 = 2,1 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (68)$$

$$I_{кз(3)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 2,1} = 3055,6 \text{ А}$$

4)  $I_{кз(4)}$  за трансформатором ТП №2 ( $S = 630 \text{ кВА}$ )

$$\sum Z = Z_p + Z_{обл} + Z_{mp-p} \quad (69)$$

$$\sum Z = 0,681 + 1,1 + 10,6 = 12,4 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(4)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (70)$$

$$I_{кз(4)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 12,4} = 512,4 \text{ А}$$

5)  $I_{кз(5)}$  в конечной точке данного режима ТП №3 на шинах 10кВ:

$$\sum Z = Z_p + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} + Z_{л5} \quad (71)$$

$$\sum Z = 0,681 + 0,5 + 0,6 + 0,179 + 0,14 + 0,1 = 2,2 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(5)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (72)$$

$$I_{кз(5)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 2,2} = \frac{11000}{3,58} = 2890 \text{ А}$$

б)  $I_{кз(6)}$  за трансформатором ТП №3 ( $S = 400$  кВА):

$$\sum Z = Z_P + Z_{обл} + Z_{тр-р} \quad (73)$$

$$\sum Z = 0,681 + 1,52 + 13,6 = 15,8 \text{ Ом}$$

$$I_{кз(6)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sum Z} \quad (74)$$

$$I_{кз(6)} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 15,8} = 402 \text{ А}$$

#### 7.4.3 Расчет уставок максимальной токовой отсечки (МТО)

$$\sum S_{ном} = 2 \times 400 + 400 + 630 + 2 \times 400 = 2630 \text{ кВА} \quad (75)$$

$$I_{ном} = \frac{\sum S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (76)$$

$$I_{ном} = \frac{2630}{19,03} \approx 138 \text{ А}$$

1) Расчет МТО от броска токов намагничивания:

$$I_{co} = 3:4 \times I_{ном} \quad (77)$$

$$I_{co} = 3:4 \times 138 \geq 414 \text{ А} \div 552 \text{ А}$$

2) Расчет  $I_{co}$  от  $I_{кз}$  в конце линии:

$$I_{co} = 1,5 \times I_{кз} \quad (78)$$

$$I_{co} = 1,5 \cdot 402 = 603 \approx 610 \text{ А}$$

#### 7.4.4 Расчет уставок максимальной токовой отсечки (МТЗ)

1) Расчет МТЗ с учетом дополнительной нагрузки при  $I_{раб} = 215 \text{ А}$ :

$$I_{раб1} = 215 + 15 = 230 \text{ А}$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot I_{раб1} \quad (79)$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 230 = 450 \text{ A}$$

2) Расчет МТЗ и допустимости тока провода при  $I_{дон} = 330 \text{ A}$ :

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 330 = 643 \text{ A} \quad (80)$$

Из расчетов следует: Пределы МТО  $I_{со} \geq 500 \text{ A} \div 610 \text{ A}$   $t=0,0\text{с.}$

Пределы МТЗ  $I_{сз} \geq 450 \text{ A} \div 650 \text{ A}$   $t=0,6\text{с.}$

В данный момент выставлены уставки:

$$I_{со} = 610 \text{ A} \quad t=0,0\text{с.}; \quad I_{сз} = 550 \text{ A} \quad t=0,6\text{с.}$$

Данные уставки входят в пределы  $K_{тр}=600/5$ .

7.4.5 Расчет коэффициента чувствительности  $K_{чувст.}$  РЗА при данных уставках МТО

1) на шинах 10кВ ГПП «Усинская»:

$$K_{чувст.} = \frac{I_{кз} \text{ на шинах "Жигули"}}{I_{со}} \quad (81)$$

$$K_{чувст.} = \frac{7010}{610} = 11,5 > 2$$

2) на шинах ТП-2:

$$K_{чувст.} = \frac{I_{кз} \text{ на шинах "ТП - 2"}}{I_{со}} \quad (82)$$

$$K_{чувст.} = \frac{3055,6}{610} = 5,01 > 2$$

Коэффициент чувствительности находится в допустимых пределах.

7.4.6 Чувствительность МТЗ

1) на шинах ТП-2:

$$K_{чувст.} = \frac{3055,6 \cdot 0,865}{550} = 4,8 > 1,5 \text{ РЗА чувствительна.}$$

2) за трансформатором ТП-2 ( $S=630\text{кВА}$ ):

$$K_{чувст.} = \frac{512,8 \cdot 0,865}{550} = 0,8 < 1,5 \text{ МТЗ не чувствительна}$$

Основная защита - предохранители ПК-10 кВ.

## **8 Расчёт защитного заземления подстанции «Усинская»**

Исключительно все металлоконструкции, а также нетоковедущие части силового оборудования (металлические корпуса) в соответствии с действующими требованиями к электроустановкам должны быть заземлены. Заземление подстанции можно подразделить на естественное и искусственное. К искусственным относятся различные металлические конструкции строительных сооружений, а также металлическая арматура и т.д.

В распределительных устройствах различного класса напряжения, равно, как и в подстанциях, заземляющие устройства предназначены для:

- обеспечения оперативному и ремонтному персоналу защиты от попадания под действие электрического тока при прикосновении к металлоконструкциям или металлическим корпусам оборудования, которые в нормальном режиме работы не должны находиться под воздействием электрического тока, но могут в случае пробоя диэлектрической изоляции;

- создания защитного заземления трансформаторному оборудованию с выведенной нейтралью;

- присоединения защитной аппаратуры, обеспечивающей нормальное функционирование при внешних и внутренних перенапряжениях;

Как было описано ранее, заземление может быть как искусственным, так и естественным. Естественным заземлителем могут выступать заземлители опор воздушных линий электропередачи, присоединенные с заземляющим устройством грозозащитным тросом. Искусственное заземление изготавливаются в виде ортогональных и горизонтальных металлических стержней или полос.

Размещение ортогональных металлических стержней должно быть выполнено по периметру территории подстанции и внутри таким образом,

чтобы весь электрический потенциал распределялся однородно по всей территории главной понизительной подстанции. Для этого на площади распределительного устройства осуществляют закладку металлических полос с заглублением от 0,5 до 0,7 м вдоль установленного силового оборудования и аппаратов со стороны сервисного обслуживания на удалении от 0,8 до 1 метра. Возможное увеличение заданных параметров от фундаментов до 1,5 метров с монтажом одного заземляющего контура для нескольких рядов электротехнического оборудования, если лицевые стороны данного оборудования установлены друг напротив друга на расстоянии не более 3,0 м.

Для главных понизительных подстанций основным напряжением 6-35 кВ заземляющее устройство изготавливают в виде прямоугольника из металлической полосы, соединенной с ортогональными заземлителями.

Для проектируемой ГПП используем в расчете следующие параметры:

- длина стержней:  $l = 5 \text{ м};$   
 диаметр стержней:  $d = 0,95 \cdot b = 0,0475 \text{ м};$   
 расстояние между стержнями:  $a = 10 \text{ м};$   
 сопротивление заземления:  $R_z = 0,5 \text{ Ом};$   
 глубина заложения полосы:  $t = 0,7 \text{ м};$   
 удельное сопротивление грунта:  $r = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$

Определяем сопротивление одного вертикального стержня:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[ \lg\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l}\right) \right], \quad (83)$$

где:  $t' = \frac{t+l}{2 \cdot 1} \approx 3 \text{ м};$   $K_c = 1,25$  – коэффициент сезонности (для климатической зоны II);  $\rho_{расч} = \rho_{гр} \cdot K_c = 100 \cdot 1,25 = 125 \text{ Ом}$  – расчётное сопротивление грунта.

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[ \lg\left(\frac{10}{0,95 \cdot 0,05}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{16}{8}\right) \right] = 22,63 \text{ Ом}.$$

Определяем необходимое количество вертикальных стержней:

$$N_c = \frac{R_C}{R_3 \cdot n_c}, \quad (84)$$

где  $n_c = 0,78$  - коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру.

$$N_c = \frac{22,63}{0,5 \cdot 0,78} = 58,02 \approx 58 \text{ шт.}$$

Определяем сопротивление заземляющей полосы:

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.з}}{L} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}\right), \quad (85)$$

$$R_{II} = \frac{0,366 \cdot 450}{140} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 140^2}{0,04 \cdot 0,5}\right) = 16,14 \text{ Ом}$$

где:  $L = A + B \cdot 2 = 30 + 40 \cdot 2 = 140 \text{ м}$  - периметр подстанции;

$\rho_{расч.з.} = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , определяется с учетом климатической зоны II.

Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{ПК} = \frac{R_{II}}{n_{II}} \quad (86)$$

$$R_{ПК} = \frac{16,14}{0,27} = 59,8 \text{ Ом.}$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлений:

$$R = \frac{R_{ПК} \cdot R_3}{R_{ПК} + R_3} \quad (87)$$

$$R = \frac{59,8 \cdot 0,5}{59,8 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Определяем уточнённое количество стержней:

$$N_c' = \frac{R_C}{R \cdot n_c} \quad (88)$$

$$N_c' = \frac{22,63}{0,49 \cdot 0,78} \approx 60 \text{ шт.}$$

Принимаем 60 стержней.

## 9 Расчет молниезащиты подстанции «Усинская»

Одним из самых весомых критериев бесперебойного функционирования электротехнических установок является обеспечение надежной защиты от грозовых явлений строительных сооружений и электротехнического оборудования. Защита ПС от прямых попаданий молнии выполняется при помощи стержневых и тросовых молниеотводов. При проектировании системы молниезащиты для рассматриваемых ПС следует придерживаться требуемым рекомендациям Правил устройства электроустановок, а именно:

- подстанции открытого типа на напряжения класса 20 и 35 кВ областях с количеством грозовых часов в году не менее 20;

- для всех открытых распределительных устройств и ПС на напряжение 220 кВ на площадках с удельным сопротивлением почвы в сезон грозовой активности не менее 2000 Ом\*м при количестве грозовых часов в году превышающее 204.

Капитальные строения закрытых распределительных устройств и ПС закрытого типа необходимо оснащать молниезащитой с числом грозовых часов свыше 20. Молниезащиту капитальных строений закрытых распределительных устройств и ПС закрытого типа с кровлей, выполненной из металлических листов или иных токопроводящих материалов, обеспечивают путем присоединения заземляющего контура к токопроводящим кровельным покрытиям или использование молниеприемных сеток. В открытых распределительных устройствах 35-150 кВ стержневые молниеотводы могут возводиться:

- при в сезон активности гроз до 500 Ом\*м (35 кВ);

- при удельном сопротивлении грунта до 1000 Ом\*м (110 и 150 кВ) - вне зависимости от контура заземления ПС;

- при 1000 до 2000 Ом\*м (110 и 150 кВ) – при S заземляющего контура ПС 10000кв.м.



На территории открытого распределительного устройства 35 кВ молниезащита должна быть выполнена таким образом, чтобы от всех строительных конструкций, включая те, на которых возведены элементы электрической системы растекание тока молнии происходило тросам молниеотвода или трассам заземления в 3-х, 4-х направлениях. Гирлянды навесной изоляции порталов, установленных на территории открытого распределительного устройства 35 кВ, с тросовыми или же стержневыми молниеотводами, а также на начальных, конечных и поворотных опорах линий электропередачи 35 кВ в том случае, если трос не заводится на ПС, должны быть оснащены на два изолятора свыше нормируемого количества.

Воздушное изоляционное расстояние от токоведущих частей высоковольтного оборудования до железобетонных, металлических сооружений, на которых возможно размещение молниеотвода, на закрытой территории открытого распределительного устройства должно быть не менее длины гирлянды. Большая угроза для состояния изоляции трансформаторного оборудования заключается при монтаже молниеотводов на трансформаторных порталах, так как при попадании молнии в молниеотвод, находящегося на портале трансформатора, металлический кожух приобретает потенциал, равный потенциалу молниеотвода, который может привести к пробое изоляции трансформаторного оборудования [8]. В связи с чем, монтаж молниеотводов на порталах трансформаторного оборудования возможен в случае, если удельное сопротивление грунта в грозовой период составляет  $350 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  и выше, а также соблюдая следующие требования:

- к вводам обмоток на напряжение 3-35 кВ или на удалении 5 м и менее присоединяют нелинейные ограничители перенапряжения или вентильные разрядники;

- растекание тока молнии происходило тросам молниеотвода или трассам заземления в 3-х, 4-х направлениях;

- на трассах заземления, на удалении 3-5 м от молниеотвода должны быть вбиты в грунт 2-3 пятиметровых металлических электрода;

- на ПС 20-35 кВ сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом.

Молниеотводы, как правило, состоят из 4-х частей:

- молниеприемника;
- основной конструкции;
- токоотвода;
- заземлителя.

Молниеприемник с точки зрения надежности систем электроснабжения должен обладать такими качествами как: живучесть, безотказность, а также обеспечивать стойкость к термическим, механическим воздействиям.

Основная конструкция обладает высокой механической прочностью, которая требуется для удержания молниеотвода при сильных порывах ветра.

Токоотвод соединен с заземляющим устройством открытого распределительного устройства подстанции в единую цепь.

Все молниеотводы выполняются из стали, поэтому требуют специальных устойчивых к коррозии покрытий.

Определяем активную высоту молниеотвода:

$$h_a = h - h_x \quad (122)$$

$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м.}$$

где  $h_x = 12$  м – высота защищаемого объекта.

Определяем зону защиты:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_0 \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}} \quad (123)$$

где  $p = 1$  – коэффициент для различных высот молниеотводов

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + \frac{12}{30}} = 20,57 \text{ м.}$$

Принимаем к установке 6 молниеотводов, расположенных по углам подстанции.

**Заключение**

Данную работу можно считать завершенным документом, в котором представлены необходимые расчеты и руководящие мероприятия по реконструкции действующей главной понизительной подстанции 35/10 кВ «Усинская».

На основе данных о типах и состоянии оборудования, суточных, годовых графиков нагрузок подстанции произведен расчет количества, мощности и типа заменяемых трансформаторов, получены данные значений токов КЗ на заданные классы напряжения, осуществлен выбор оснащения подстанции как высоковольтного электротехнического оборудования, так и релейной защиты и автоматики. Дополнительно произведен расчет молниезащиты реконструируемой подстанции. Работа выполнена руководствуясь основными нормативными документами.

#### **Список использованных источников**

1. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. М.: Энергоатомиздат, 1995 г.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Министерство энергетики РФ, 2003г.
3. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова // Учеб. пособие — Минск : ИВЦ Минфина, 2015.
4. Янукович, Г.И. Электроснабжение сельского хозяйства / Г.И. Янукович // Курсовое и дипломное проектирование: учеб. пособие: 3-е изд., доп. и исправ. — Минск: ИВЦ Минфина, 2016.
5. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов // Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2015.
6. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э.А. Киреева // учебное пособие - Кнорус: Бакалавр, 2013.
7. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. - М.: Интермет Инжиниринг, 2012.
8. Хорольский, В.Я. Эксплуатация систем электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов — Москва, Форум, Инфра-М, 2013 г.
9. Марквардт, К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквардт — Санкт-Петербург, 2012 г.
10. Принципы построения и развития городских электрических сетей и рационального использования энергии - труды Ленинградского инженерно-экономического института.
11. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. В.Г.Герасимова и др. М.: МЭИ, 2002.

12. Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства / М.А. Юндин, А.М. Королев — Санкт-Петербург, Лань, 2011 г.
13. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов — Санкт-Петербург, Форум, Инфра-М, 2013 г.
14. Алиев, И.И. Кабельные изделия / И.И. Алиев - Справочник. М.: ИП РадиоСОФТ, 2001.
15. Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин — Москва, Солон-Пресс, 2014 г.
16. Салтыков, В.М. Проектирование электрической части подстанций в энергосистемах / В.М. Салтыков // Учеб. Пособие - Тольятти: ТГУ, 2002.
17. Ким, К.К. Расчет электрических цепей в системе Mathematica / К.К. Ким, А.Н. Бестужева, А.Л. Смирнов — Москва, НИЦ "Регулярная и хаотич, 2011 г.
18. Салтыкова, О.А. Релейная защита понизительной подстанции / О.А. Салтыкова, В.В. Вахнина // Учеб. пособие. Тольятти: Кассандра, 2000.
19. Mcdonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. Mcdonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
20. Endrenyi, J. Reliability evaluation of transmission systems with switching after faults – approximation and a computer program // J. Endrenyi, P. Maenhaut, L. Payne / IEEE Transactions on power apparatus and systems. – 1973. – Vol. PAS-92. – № 6. – P. 1863-1875.
21. Ge, H. Reliability evaluation of equipment and substations with fuzzy Markov processes // H. Ge, S. Asgarpoor / IEEE Transactions on Power Systems, 25 (2010), nr. 3, 1319-1328.
22. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2<sup>nd</sup> Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
23. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.