



## **Аннотация**

Тема ВКР: «Реконструкция электрической части главной понизительной подстанции 110/10/10 кВ автозавода».

В ходе выполнения ВКР был: произведен расчёт электрических нагрузок по главной понизительной подстанции (ГПП), на основании годовых графиков нагрузки; выполнен выбор типа, числа и номинальной мощности трансформаторов главной понизительной подстанции; осуществлен выбор электрической схемы на стороне высокого и низкого напряжения ГПП; выполнен расчёт токов короткого замыкания (КЗ); произведен выбор электрических аппаратов, устанавливаемых на подстанции; осуществлен выбор основных конструктивных решений на главной понизительной подстанции; выполнен выбор уставок релейной защиты; произведен выбор оперативного тока, собственных нужд ГПП; произведены расчеты защитного заземления и грозозащиты подстанции.

ВКР состоит из пояснительной записки объемом 53 страницы машинописного текста и 6 чертежей формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1. Характеристика объекта.....	5
2. Расчет электрических нагрузок главной понизительной подстанции...	6
3. Выбор типа, числа и номинальной мощности силовых трансформаторов ГПП.....	8
4. Выбор электрической схемы ГПП .....	19
5. Расчет токов КЗ .....	20
6. Расчет и выбор электрического оборудования и проводников.....	27
7. Релейная защита .....	40
8. Выбор оперативного тока.....	44
9. Собственные нужды подстанции .....	45
10. Расчет заземления ГПП .....	46
11. Молниезащита ГПП .....	50
Заключение .....	51
Список использованных источников .....	52

## Введение

Система электроснабжения представляет собой совокупность электроустановок, состоящих из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, приемников электроэнергии [1-3]. Требования, которым должна соответствовать реконструируемая ГПП:

- экономичность во время эксплуатации;
- обеспечение заданной надежности электроснабжения потребителей;
- обеспечение безопасности персонала и удобство последующей эксплуатации;
- качество электрической энергии, соответствующее требованиям ГОСТ и др.

При проектировании подстанции должны быть обеспечены надёжность и качество электрической энергии, использованы передовые технологии, соблюдены требования экологической безопасности, обеспечено применение передовых методов эксплуатации и безопасность условий труда для персонала.

Целью работы является повышение надежности и эффективности функционирования главной понизительной подстанции автозавода.

В соответствии с целью в работе решаются задачи:

- расчет электрической нагрузки ГПП;
- выбор типа, числа и номинальной мощности силовых трансформаторов ГПП;
- расчет токов КЗ, по результатам которого выбираются электрические аппараты и проводники;
- выбор основных конструктивных решений по ГПП;
- выбор системы оперативного тока на ГПП;
- расчёт собственных нужд;
- расчёт защитного заземления и грозозащиты ГПП.

## **1 Характеристика объекта**

Объектом проектирования является главная понизительная подстанция №1, находящаяся на территории ОАО «АВТОВАЗ».

Оборудование ГПП физически и морально устарело и подлежит замене на современное, более надежное и удобное в эксплуатации оборудование.

ГПП выполнено без ОРУ высшего напряжения, состоит из силовых трансформаторов и ЗРУ на напряжение 10 кВ.

Питание подстанции выполнено от ТЭЦ ВАЗа по кабельным линиям напряжением 110 кВ, выполненным маслonaполненными кабелями марки МССВ 3х150. Данный тип кабелей устарел как морально, так и физически.

На подстанции установлено три силовых трансформатора марки ТРДЦНК-63000/110/10/10.

В ЗРУ 10 кВ установлены шкафы серии КР-10 в которых располагается следующее оборудование: масляные высоковольтные выключатели ВМ-10; трансформаторы тока (ТТ) ТПЛ-10К и ТЗЛМ; трансформаторы напряжения (ТН) ЗНОЛТ-10; релейная защита, выполненная на электромеханических реле (РТ, РП, РВ и подобных).

## 2 Расчет электрических нагрузок главной понизительной подстанции

По известным годовым графикам нагрузки определяются значения потребляемой электроэнергии для отдельных потребителей:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in},$$

Определим потребление электроэнергии для секций шин 1, 3, 5:

$$\begin{aligned} W_{C.ш.1,3,5} = \sum P_i \cdot t_i = & 68,902 \cdot 1000 + 55,122 \cdot 550 + 55,122 \cdot 450 + 55,122 \cdot 550 + \\ & + 55,122 \cdot 2050 + 55,122 \cdot 400 + 41,341 \cdot 100 + 41,341 \cdot 900 + 27,561 \cdot 750 + \\ & + 24,561 \cdot 250 + 20,6701 \cdot 1760 = 394672 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Определим потребление электроэнергии для секций шин 2, 4, 6:

$$\begin{aligned} W_{C.ш.2,4,6} = \sum P_i \cdot t_i = & 70,751 \cdot 1000 + 70,751 \cdot 550 + 63,676 \cdot 450 + 56,601 \cdot 550 + \\ & + 42,45 \cdot 2050 + 42,45 \cdot 400 + 42,45 \cdot 100 + 26,885 \cdot 900 + 26,885 \cdot 750 + \\ & + 21,225 \cdot 250 + 21,225 \cdot 1760 = 364720 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Определим потребление электроэнергии для подстанции в целом.

$$W_{ПС} = W_{C.ш.1,3,5} + W_{C.ш.2,4,6} = 394672 + 364720 = 759392 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим число часов максимума годовой нагрузки главной понизительной подстанции:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{ПС}} = \frac{759393,2}{139,65} = 5437,71 \text{ ч}.$$

Определим коэффициент заполнения графика нагрузки главной понизительной подстанции:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{5437,71}{8760} = 0,621.$$

Найдем полную мощность потребителей главной понизительной подстанции:

$$S_{ПС} = \frac{P_{ПС}}{\cos \phi_{ПС}} = \frac{139653,2}{0,92} = 151,8 \text{ МВА.}$$

Суммарный годовой график нагрузки ГПП приведен на рисунке 2.1.

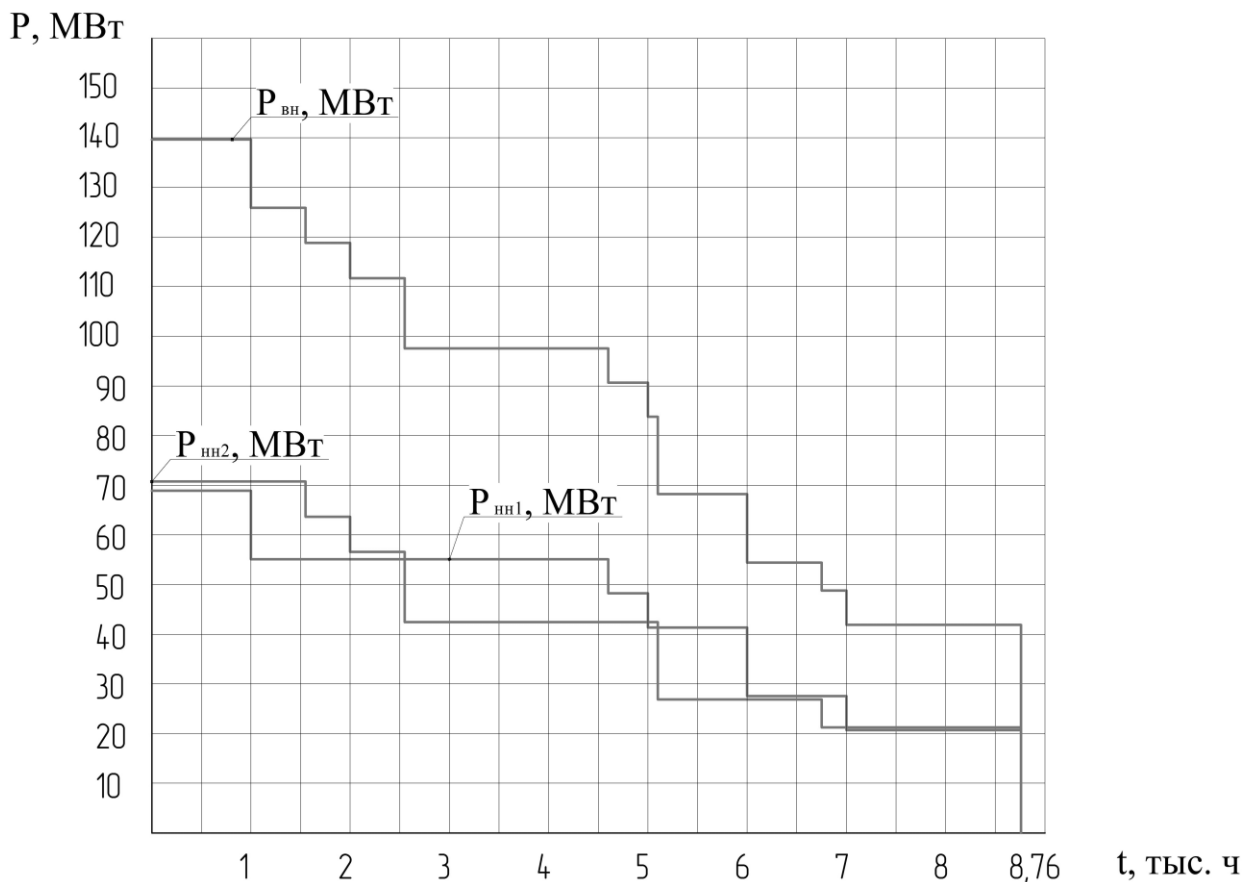


Рисунок 2.1 - Суммарный график нагрузки ГПП

### 3 Выбор типа, числа и номинальной мощности силовых трансформаторов ГПП

#### 3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

На предприятии имеются потребители, относящиеся к первой категории по надёжности электроснабжения. В настоящее время на подстанции установлено три силовых трансформатора с расщеплённой обмоткой. В работе сравним варианты с установкой на подстанции 3 и 2 силовых трансформаторов. Выбираем номинальную мощность трансформатора, используя формулу [4-7]:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max.ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n - 1)}$$

Вариант с 3 силовыми трансформаторами на подстанции:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{151,8 \cdot 0,75}{1,4 \cdot (3 - 1)} \geq 40660 \text{ МВА.}$$

Вариант с 2 силовыми трансформаторами на подстанции:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{151,8 \cdot 0,75}{1,4 \cdot (2 - 1)} \geq 81320 \text{ МВА.}$$

Исходя из этого принимаем к рассмотрению варианты с установкой трех трансформаторов типа ТРДЦН-63000/110/10/10 и двух типа ТРДЦН-125000/110/10/10.

#### 3.2 Техничко-экономический выбор силовых трансформаторов

##### 3.2.1 Вариант с тремя трансформаторами ТРДЦН-63000/110/10/10



Паспортные данные трансформатора ТРДЦН-63000/110/10/10 представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦН-63000/110/10/10

Марка СТ	$S_{ном}$ , МВА	Данные из каталога производителя						Стоимость 1го тр-ра, тыс.руб
		$U_{ном}$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	
		ВН	НН					
ТРДЦН- 63000/110/ 10/10	63	115	10.5	10.5	245	59	0.6	28000

Определим потери реактивной мощности в силовом трансформаторе на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{i_x}{100} \cdot S_{ном} = \frac{0,6}{100} \cdot 63000 = 378 \text{ квар.}$$

Определим коэффициенты загрузки всех обмоток силового трансформатора:

$$K_{3.n} = \frac{S_n}{S_{ном}};$$

$$K_{3.6} = \frac{151,797}{3 \cdot 63} = 0,803;$$

$$K_{3.n1} = \frac{74,894}{3 \cdot 63} = 0,396;$$

$$K_{3.n2} = \frac{76,903}{3 \cdot 63} = 0,407.$$

Определим приведенные потери активной и реактивной мощности в стали силового трансформатора на холостом ходу:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{um} \cdot Q_x = 59 + 0,05 \cdot 378 = 77,9 \text{ кВт},$$

Определим напряжения КЗ:

$$U_{кВ} = 0,125 \cdot U_{кВ-Н} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125;$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{кВ-Н} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375.$$

Определим приведенные потери реактивной мощности под нагрузкой в трансформаторе:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{ном};$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 63000 = 826,9 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 63000 = 11576,3 \text{ квар}.$$

Определим приведенные потери активной мощности под нагрузкой в трансформаторе:

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

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 826,875 = 41,34375 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 490 + 0,05 \cdot 11576,3 = 1068,8 \text{ кВт},$$

где

$$P_{к.н} = P_{к.в} = 0 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0 \cdot 245 = 0 \text{ кВт};$$

$$P_{к.н} = P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт}.$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{3.6}^2 \cdot P'_{\kappa.B} + \kappa_{3.H1}^2 \cdot P'_{\kappa.H1} + \kappa_{3.H2}^2 \cdot P'_{\kappa.H2} = 77,9 + 0,803^2 \cdot 41,3 + 0,396^2 \cdot 1068,8 + 0,41^2 \cdot 1068,8 = 449,356 \text{ кВт.}$$

Определим экономическую нагрузку трансформаторов ГПП:

$$S_{э.нс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_\kappa}} = 63000 \cdot \sqrt{3 \cdot (3-1) \cdot \frac{77,9}{41,3 + 2 \cdot 1068,8}} = 29,178 \text{ МВА.}$$

Найдём потери электроэнергии на ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^{\kappa} \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.B} \cdot \kappa_{\kappa.B}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H1} \cdot \kappa_{\kappa.H1}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H2} \cdot \kappa_{\kappa.H2}^2 \cdot T_i \right)$$

Результаты расчётов потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП сведём в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты расчётов потерь электроэнергии в трансформаторах ТРДЦН-63000/110/10/10

$i$	$S_{\text{в}i}$ , МВА	$S_{\text{н}1i}$ , МВА	$S_{\text{н}2i}$ , МВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$W_{\text{x}i}$ , кВт·ч	$K_{\text{зв}}$	$K_{\text{зн}1}$	$K_{\text{зн}2}$	$W_{\text{кв}}$ , кВт·ч	$W_{\text{кн}1}$ , кВт·ч	$W_{\text{кн}2}$ , кВт·ч
1	151,8	74,9	76,9	3	1000	233700	2,41	1,19	1,22	80008	503491	530867
2	136,8	59,9	76,9	3	550	128535	2,17	0,95	1,22	35748	177228	291977
3	129,1	59,9	69,2	3	450	105165	2,05	0,95	1,1	26053	145005	193501
4	121,4	59,9	61,5	3	550	128535	1,93	0,95	0,98	28162	177228	186865
5	106,1	59,9	46,1	3	2050	479085	1,68	0,95	0,73	80064	660580	391780
6	106,1	59,9	46,1	3	400	93480	1,68	0,95	0,73	15622	128893	76444
7	91,08	44,9	46,1	3	100	23370	1,45	0,71	0,73	2880	18125	19111
8	74,16	44,9	29,2	3	900	210330	1,18	0,71	0,46	17186	163131	68991
9	59,18	30	29,2	3	750	175275	0,94	0,48	0,46	9120	60418	57492
10	53,03	30	23,1	3	250	58425	0,84	0,48	0,37	2440	20139	11944
11	45,54	22,5	23,1	3	1760	411312	0,72	0,36	0,37	12673	79752	84089
$\Sigma$						2354250				309960	2133996	1913066
$\Sigma W_{\text{nc}} = 6404236$ кВт·ч												

### 3.2.2 Вариант с двумя трансформаторами ТРДЦН-125000/110/10/10

Паспортные данные трансформатора ТРДЦН-125000/110/10/10 представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦН-125000/110/10/10

Марка СТ	$S_{ном}$ , МВА	Данные из каталога производителя						Стоимость 1го тр-ра, тыс.руб
		$U_{ном}$ , кВ		$U_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	
		ВН	НН					
ТРДЦН- 125000/11 0/10/10	125	115	10.5	10.5	400	100	0.55	44000

Определим потери реактивной мощности в силовом трансформаторе на холостом ходу:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном} = \frac{0,55}{100} \cdot 125000 = 687,5 \text{ квар.}$$

Определим коэффициенты загрузки всех обмоток силового трансформатора:

$$K_{3.n} = \frac{S_n}{S_{ном}};$$

$$K_{3.6} = \frac{151,8}{2 \cdot 125} = 0,607;$$

$$K_{3.H1} = \frac{74,9}{2 \cdot 125} = 0,3;$$

$$K_{3.H2} = \frac{76,9}{2 \cdot 125} = 0,307.$$

Определим приведенные потери активной и реактивной мощности в стали силового трансформатора на холостом ходу:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 100 + 0,05 \cdot 687,5 = 134,4 \text{ кВт},$$

Определим напряжения КЗ:

$$U_{кВ} = 0,125 \cdot U_{кВ-Н} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125;$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{кВ-Н} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375.$$

Определим приведенные потери реактивной мощности под нагрузкой в трансформаторе:

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}}{100} \cdot S_{ном};$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 125000 = 1640,6 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,375}{100} \cdot 125000 = 22968,7 \text{ квар}.$$

Определим приведенные потери активной мощности под нагрузкой в трансформаторе:

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

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 1640,6 = 82 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 800 + 0,05 \cdot 22968,7 = 1948,4 \text{ кВт},$$

где

$$P_{к.н} = P_{к.в} = 0 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 0 \cdot 400 = 0 \text{ кВт};$$

$$P_{к.н} = P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ кВт}.$$

Приведенные потери активной мощности в силовом трансформаторе:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{3.6}^2 \cdot P'_{\kappa.B} + \kappa_{3.H1}^2 \cdot P'_{\kappa.H1} + \kappa_{3.H2}^2 \cdot P'_{\kappa.H2} = 134,4 + 0,607^2 \cdot 82 + \\ + 0,3^2 \cdot 1948,4 + 0,307^2 \cdot 1948,4 = 523,9 \text{ кВт.}$$

Определим экономическую нагрузку трансформаторов ГПП:

$$S_{э.нс} = S_{ном.Т} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P'_\kappa}} = 125000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{134,4}{82 + 2 \cdot 1948,4}} = \\ = 32,5 \text{ МВА.}$$

Найдём потери электроэнергии на ГПП:

$$\Delta W_{nc} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^{\kappa} \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.B} \cdot \kappa_{\kappa.B}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H1} \cdot \kappa_{\kappa.H1}^2 \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot P'_{\kappa.H2} \cdot \kappa_{\kappa.H2}^2 \cdot T_i \right)$$

Результаты расчётов потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП сведём в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 - Результаты расчётов потерь электроэнергии в трансформаторах ТРДЦН-125000/110/10/10

$i$	$S_{ei}$ , МВА	$S_{н1i}$ , МВА	$S_{н2i}$ , МВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$W_{xi}$ , кВт·ч	$K_{з6}$	$K_{зн1}$	$K_{зн2}$	$W_{к6}$ , кВт·ч	$W_{кн1}$ , кВт·ч	$W_{кн2}$ , кВт·ч
1	151,8	74,9	76,9	2	1000	268750	1,21	0,6	0,62	60486	349726	368742
2	136,8	59,9	76,9	2	550	147812,5	1,09	0,48	0,62	27025	123103	202808
3	129,1	59,9	69,2	2	450	120937,5	1,03	0,48	0,55	19696	100721	134406
4	121,4	59,9	61,5	2	550	147812,5	0,97	0,48	0,49	21291	123103	129797
5	106,1	59,9	46,1	2	2050	550937,5	0,85	0,48	0,37	60528	458841	272132
6	106,1	59,9	46,1	2	400	107500	0,85	0,48	0,37	11810	89530	53098
7	91,08	44,9	46,1	2	100	26875	0,73	0,36	0,37	2177	12590	13274
8	74,16	44,9	29,2	2	900	241875	0,59	0,36	0,23	12992	113311	47921
9	59,18	30	29,2	2	750	201562,5	0,47	0,24	0,23	6895	41967	39934
10	53,03	30	23,1	2	250	67187,5	0,42	0,24	0,18	1845	13989	8296
11	45,54	22,5	23,1	2	1760	473000	0,36	0,18	0,18	9580	55396	58408
$\Sigma$						2354250				234330	1482282	1328824
$\Sigma W_{nc} = 5399687$ кВт·ч												



Определим стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч.

$$C_э = \frac{\alpha}{T_{.м}} + \beta;$$

$$C_э = \frac{240}{5437,7} + 0,7 = 0,744 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}},$$

где  $\alpha = 240$  - ставка тарифа за 1 кВт договорной мощности;

$\beta = 0,7$  - ставка тарифа за каждый потребленный кВт·ч электроэнергии.

Определим стоимость годовых потерь электроэнергии в силовых трансформаторах:

$$I_э = \Delta W_{nc} \cdot C_э;$$

$$I_{э,63} = 6404236,4 \cdot 0,744 = 4765624,5 \text{ руб};$$

$$I_{э,125} = 5399687 \cdot 0,744 = 4018102,8 \text{ руб},$$

где  $I_{э,63}$  - стоимость потерь электрической энергии за год в трансформаторе ТРДЦН-63000/110/10/10,

$I_{э,125}$  - стоимость потерь электрической энергии за год в трансформаторе ТРДЦН-125000/110/10/10.

Найдем наиболее экономически целесообразный вариант используя метод приведённых затрат:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + p_{сум} \cdot K + I_э ,$$

где  $E_n = 0,1$  - нормативный коэффициент дисконтирования;

$K$  - капитальные затраты на трансформаторы ГПП, для трансформаторов ТРДЦН-63000/110/10/10  $K = 28$  млн. руб., для трансформаторов ТРДЦН-125000/110/10/10  $K = 44$  млн. руб.

$$Z_{np.63} = 3 \cdot (0,1 \cdot 28 \cdot 10^6 + 0,094 \cdot 28 \cdot 10^6) + 4765624,5 = 21061624,5 \text{ руб.}$$

$$Z_{np.125} = 2 \cdot (0,1 \cdot 44 \cdot 10^6 + 0,094 \cdot 44 \cdot 10^6) + 4018102,8 = 21090102,8 \text{ руб.}$$

По наименьшим приведенным затратам выбираем вариант с тремя силовыми трансформаторами ТРДЦН-63000/110/10/10.

#### **4 Выбор электрической схемы ГПП**

Принимаемые схемно-компоновочные решения должны обеспечивать сокращение площади, занимаемой подстанцией [3, 8-10]. Дистанционное управление и контроль должны обеспечивать работу без постоянного обслуживающего персонала.

Запрещены к применению на строящихся подстанциях: схемы подстанций с высшим номинальным напряжением 35-110 кВ с отделителями и короткозамыкателями; схемы подстанций с высшим номинальным напряжением 35-110 кВ с беспортальным приемом воздушных линий (кроме районов Крайнего Севера). Металлоконструкции порталов должны иметь повышенную прочность, устойчивость к коррозии, что может быть обеспечено применением новых видов материалов, обеспечивающих коррозионную стойкость строительных конструкций.

Схемы и оборудование РУ 6-10 кВ подстанций выполняются, как правило, с одной секционированной системой шин на двухтрансформаторных подстанциях, с двумя секционированными системами шин на подстанциях с трансформаторами с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

В РУ 6-10 кВ в качестве основного коммутационного аппарата рекомендуются к использованию вакуумные выключатели, трансформаторы тока и напряжения с литой изоляцией, сухие трансформаторы собственных нужд. Трансформаторы тока должны иметь две-три вторичные обмотки. Если не устанавливаются антиферрорезонансные ТН, то должны приниматься меры по недопущению резонансных перенапряжений в цепях ТН.

На высокой стороне подстанции открытое распределительное устройство отсутствует, всё коммутационное оборудование устанавливается на электростанции «ТЭЦ ВАЗа», на стороне низкого напряжения предусмотрено шесть секций сборных шин. Схема представлена на листе графической части.

## 5 Расчет токов КЗ

Существуют следующие основные виды коротких замыканий: трехфазное, когда все три фазы образуют соединение друг с другом; двухфазное – когда две из трех фаз образуют соединение друг с другом, но при этом не соединяются с землей; однофазное – когда одна из трех фаз образует соединение с нейтральной точкой источника питания через землю; двойное замыкание фаз на землю – когда две фазы из трех образуют соединение друг с другом и с землей.

Одними из основных причин появления таких КЗ в сети предприятия являются: повреждение изоляции частей электроустановок; ошибочные действия персонала; перекрытия незащищенных токоведущих частей электроустановки.

Короткие замыкания в сети предприятия приводят к: прекращению электроснабжения потребителей электроэнергии, подключенных за местом возникновения КЗ; нарушению нормального функционирования остальных электроприемников, запитанных от неповрежденных участков сети из-за недопустимого снижения напряжения; нарушению нормального режима работы системы электроснабжения всего предприятия.

Для предотвращения появления КЗ и минимизации их последствий могут быть приняты следующие меры: устранение причин, приводящих к КЗ; сокращение времени действия защиты при возникновении КЗ; применение быстродействующих выключателей; правильное определение значений токов КЗ и выбор по ним электрических аппаратов, защит и средств, ограничивающих токи КЗ.

### 5.1 Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Составляем расчетную схему для определения значений токов КЗ, и намечаем расчетные точки.

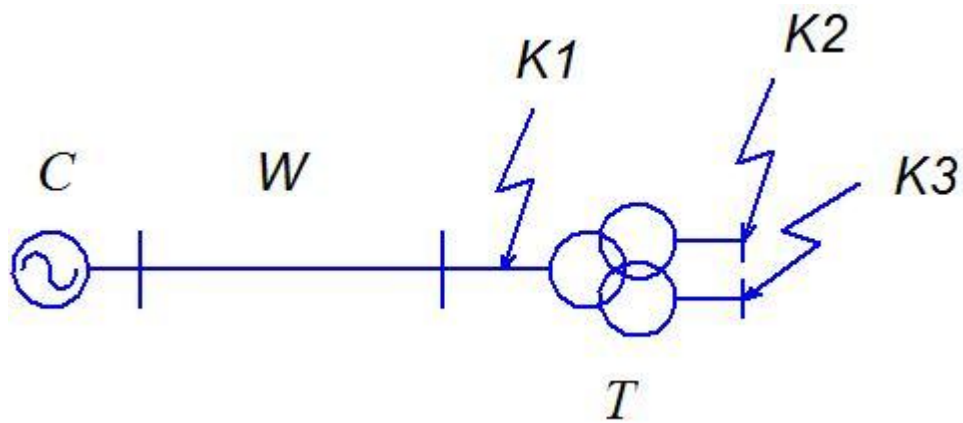


Рисунок 5.1 – Расчетная схема для определения токов КЗ

На основе расчетной схемы разрабатываем схему замещения с обозначением всех сопротивлений элементов, вошедших в нее.

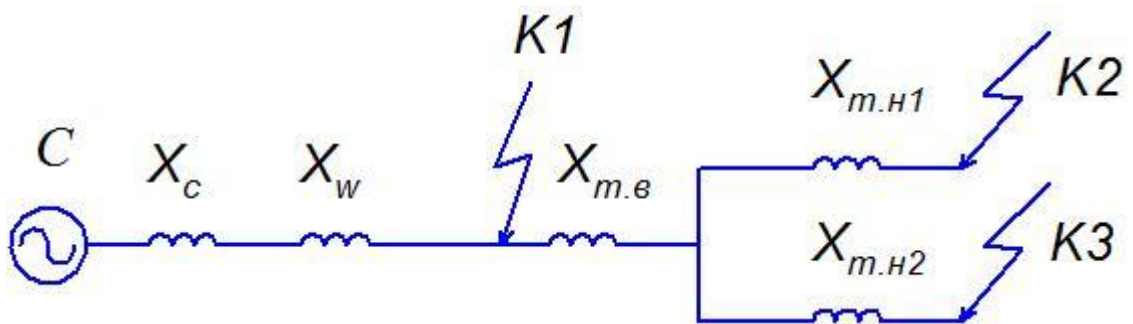


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения токов КЗ

Определим в относительных единицах сопротивление системы, приведенное к базисной мощности [11-14]:

$$x_c = \frac{S_{\phi}}{S_k} = \frac{1000}{4640} = 0,216$$

Определим в относительных единицах сопротивление силового трансформатора, приведенное к базисной мощности:

$$x_{T.B} = \frac{U_{kB}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном } T}} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,208$$

$$x_{T.H1} = x_{T.H2} = \frac{U_{kH}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном } T}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,916$$

$$R_{TB} = \frac{x_{TB}}{\left(\frac{X}{R}\right)_T} = \frac{0,208}{27} = 0,008$$

$$R_{TH1} = R_{TH2} = \frac{x_{TH}}{\left(\frac{X}{R}\right)_T} = \frac{2,917}{27} = 0,108$$

Определим в относительных единицах сопротивление высоковольтной линии, приведенное к базисной мощности:

$$x_l = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0,147 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,022$$

$$R_l = R_{y0} l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0,102 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,019$$

Определим начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле:

$$I_{n,o} = \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определим по формуле:

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a}$$

Ударный ток КЗ рассчитаем по формуле:

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

Определим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$T_{a.к1} = \frac{x_c + x_l}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_l} = \frac{0,216 + 0,022}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,015} = 0,049 \text{ с.}$$

Определим постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ в точках К2 и К3:

$$T_{a.к2} = T_{a.к3} = \frac{x_c + x_l + x_{T.B} + x_{T.H}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_l + R_{T.B} + R_{T.H}};$$
$$T_{a.к2} = T_{a.к3} = \frac{0,216 + 0,022 + 0,208 + 2,917}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,015 + 0,008 + 0,108} = 0,082 \text{ с.}$$

Определим ударный коэффициент тока КЗ в точке К1:

$$k_{y\partial.к1} = 1 + e^{-\tau/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,04898} = 1,815.$$

Определим ударный коэффициент тока КЗ в точках К2 и К3:

$$k_{y\partial.к2} = k_{y\partial.к3} = 1 + e^{-\tau/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,0816} = 1,885.$$

Определим суммарные значения сопротивлений для точек К1, К2 и К3 по следующим формулам:

$$x_{\Sigma \kappa 1} = x_C + x_L = 0,216 + 0,022 = 0,238 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma \kappa 2} = x_{\Sigma \kappa 3} = x_C + x_L + x_{TB} + x_{TH} = 0,216 + 0,022 + 0,208 + 2,917 = 3,363 \text{ Ом}.$$

Определим базисный ток по формуле:

$$I_{\sigma \kappa 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma \kappa 2} = I_{\sigma \kappa 3} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,985 \text{ кА}.$$

Найдем действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для точек К1, К2 и К3:

$$I_{n,o \kappa 1} = \frac{E_{*\sigma}''}{x_{\Sigma \kappa 1}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,238} \cdot 5,02 = 21,117 \text{ кА};$$

$$I_{n,o \kappa 2} = I_{n,o \kappa 3} = \frac{E_{*\sigma}''}{x_{\Sigma \kappa 2}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{3,363} \cdot 54,985 = 16,351 \text{ кА}.$$

Найдем максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ для каждой из расчетных точек:

$$I_{a,\tau \kappa 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 21,117 \cdot e^{-0,04/0,049} = 13,197 \text{ кА};$$

$$I_{a,\tau \kappa 2} = I_{a,\tau \kappa 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 16,351 \cdot e^{-0,04/0,082} = 14,163 \text{ кА}.$$

Найдем значения ударного тока для точек К1, К2 и К3:

$$i_{y\partial \kappa 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 21,117 \cdot 1,815 = 54,213 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial \kappa 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 16,351 \cdot 1,885 = 43,581 \text{ кА}.$$



## 5.2 Расчет токов однофазного короткого замыкания

Схема замещения для определения токов нулевой последовательности представлена на рисунке 5.3.

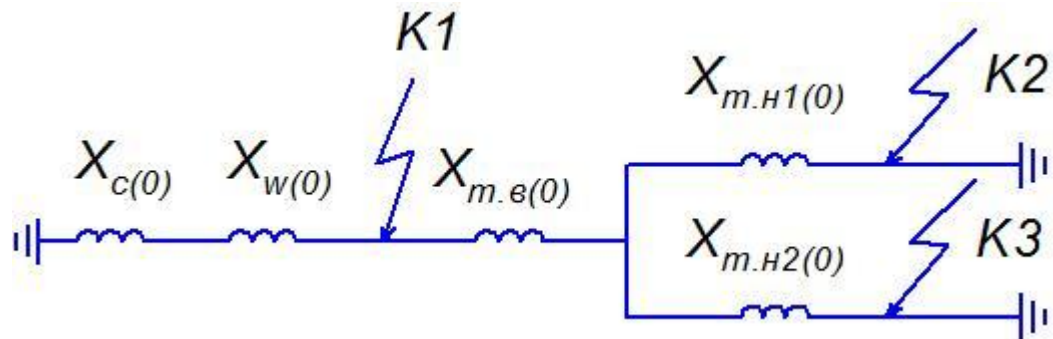


Рисунок 5.3 - Схема замещения для расчета токов нулевой последовательности

Определим сопротивление нулевой последовательности для линии:

$$x_{л(0)} = x_{л} \cdot d;$$

$$x_{л(0)} = 0,022 \cdot 4 = 0,089.$$

Определим значение результирующего сопротивления нулевой последовательности:

$$x_{\Sigma \kappa 1(0)} = \frac{(x_C \cdot x_{л(0)}) \cdot (x_{ТВ} + 2 \cdot x_{ТН})}{(x_C + x_{л(0)}) + (x_{ТВ} + 2 \cdot x_{ТН})};$$

$$x_{\Sigma \kappa 1(0)} = \frac{(0,216 + 0,089) \cdot (0,208 + 2 \cdot 2,917)}{(0,216 + 0,089) + (0,208 + 2 \cdot 2,917)} = 0,29$$

Определим периодическую составляющую тока несимметричного короткого замыкания:

$$I_{n,o}^{(n)} = m^{(n)} \cdot \frac{E_*''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(n)}} I_b;$$

$$I_{n,ok1}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,238 + 0,238 + 0,29} \cdot 5,02 = 19,68 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов симметричного и несимметричного тока КЗ приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Значения симметричного и несимметричного тока КЗ

Точка КЗ	Однофазное	Трёхфазное
К1	19,68	21,117
К2	-	16,351
К3	-	16,351

По данным таблицы 5.5 можно сделать вывод, что наиболее опасным видом короткого замыкания:

- на стороне ВН является трехфазное КЗ ток которого равен 21,117 кА;
- на стороне НН является трехфазное КЗ ток которого равен 16,351 кА.

## 6 Расчет и выбор электрического оборудования и проводников

6.1 Выбор электрического оборудования на стороне высокого напряжения 110 кВ

### 6.1.1 Выбор трансформатора тока

На стороне 110 кВ предварительно выбираем трансформатор тока типа ТВ–110–600/5.

Трансформатор тока выбираем и проверяем по следующим условиям:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.1)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{ном} \leq I_{н.т.т.}, \quad (6.2)$$

$$I_{ном} = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,288 \text{ А},$$

$$316 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{электр.ст.}, \quad (6.3)$$

$$54.2 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.4)$$

$$39.7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (6.5)$$

Принимаем  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (6.6)$$

Для нахождения  $R_{приб}$  необходимо определить нагрузку по фазам трансформатора тока  $S_{приб}$  и принять за расчетную наиболее загруженную фазу.

Вторичной нагрузкой трансформатора тока является микропроцессорное устройство защиты с максимальной мощностью 1,8 ВА. Найдем сопротивление устройства:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (6.7)$$

$$R_{приб} = \frac{1.8}{5^2} = 0.072 \text{ Ом}.$$

Тогда допустимое сопротивление проводов:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k,$$

$$R_{пр} = 1.2 - 0.072 - 0.1 = 0.828 \text{ Ом}.$$

Найдем минимальное сечение соединительных медных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (6.8)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 1.73 \cdot 45}{0.828} = 1.655 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности сечение медных жил должно быть не менее  $2.5 \text{ мм}^2$ , поэтому принимаем стандартное сечение жилы  $2.5 \text{ мм}^2$ .

Выбранный трансформатор тока ТВ-110-600/5 прошел проверку.

### 6.1.2 Выбор силового кабеля

Для кабельных линий напряжением 110 кВ принимаем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) марки ПвВнг 1x185/95 – 64/110 .

Кабель выбирается и проверяется по:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}},$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

2. Конструкции – кабели располагают по углам треугольника, экраны соединяют по системе правильной транспозиции.

3. Условию экономической плотности тока.

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{J_{\text{э}}} = \frac{316,3}{2,7} = 117,14 \text{ мм}^2,$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,3 \text{ А}.$$

Минимальное сечение кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена выпускаемое заводом изготовителем составляет 185 мм<sup>2</sup>.

4. Проверяем по длительно допустимому току:

$$I_{\text{продол.расч}} \leq I_{\text{дл.доп}};$$

$$442,8 \text{ А} \leq 573,62 \text{ А},$$

$$I_{\text{продол.расч}} = 1,4 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,4 \cdot 316,3 = 442,8 \text{ А};$$

$$I_{\text{дл.доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot K_1 = 667 \cdot 0,86 = 573,62 \text{ А},$$

5. Проверяем на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t;$$

$$B_{\kappa} \leq 26,5^2 \cdot 1 = 702,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\kappa} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 21,117^2 \cdot (0,04 + 0,049) = 39,679 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$39,679 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 702,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Кабель ПвВнг 1x185 / 95 – 64 / 110 прошел проверку и может быть использован при реконструкции ГПП.

6.2 Выбор электрического оборудования на стороне низкого напряжения 10 кВ

6.2.1 Выбор высоковольтного выключателя

На стороне 10 кВ предварительно выбираем высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЦ-П-10-50.

Высоковольтный выключатель выбирается и проверяется по:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.9)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- НОМИНАЛЬНОМУ ТОКУ:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.10)$$

$$2425 \text{ А} < 2500 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (6.11)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 2425 \text{ А};$$

- ПО ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}, \quad (6.12)$$

$$16.4 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (6.13)$$

$$14.2 \text{ кА} \leq 29 \text{ кА},$$

где

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.14)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 16.4 \cdot e^{\frac{-0.04}{0.06}} = 14.2 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.n}, \quad (6.15)$$

$$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{41}{100} \right) \cdot 50 = 29 \text{ кА},$$

- по предельному сквозному току КЗ:

$$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}, \quad (6.16)$$

$$43.6 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА};$$

- по значению теплового импульса:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.17)$$

$$32.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный высоковольтный выключатель ВВУ-СЭЦ-П-10-50 прошел проверку.

### 6.2.2 Выбор трансформатора тока

На стороне 10 кВ предварительно выбираем трансформатор тока типа ТЛШ – 10 – 2000/5.



Трансформатор тока выбираем и проверяем по следующим условиям:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.18)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{\max} \leq I_{Н.ТТ}, \quad (6.19)$$

$$1734 \text{ А} \leq 2000 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (6.20)$$

$$43.6 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.21)$$

$$32.5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 39.7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (6.22)$$

Принимаем  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (6.23)$$

Для нахождения  $R_{\text{приб}}$  необходимо определить нагрузку по фазам трансформатора тока  $S_{\text{приб}}$  и принять за расчетную наиболее загруженную фазу.

Вторичной нагрузкой трансформатора тока являются амперметр, счетчик активной и реактивной энергии, ваттметр и варметр с суммарной максимальной мощностью 6,45 ВА. Найдем сопротивление прибора:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.24)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{6.45}{5^2} = 0.258 \text{ Ом}.$$

Тогда допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}},$$

$$R_{\text{пр}} = 0.8 - 0.258 - 0.1 = 0.442 \text{ Ом}.$$

Найдем минимальное сечение соединительных медных проводов:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (6.25)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 1.73 \cdot 40}{0.442} = 2.75 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение жилы 4 мм<sup>2</sup>.

Выбранный трансформатор тока ТЛШ – 10 – 2000/5 прошел проверку.

Аналогичным образом выбираем и проверяем трансформаторы тока на отходящих линиях.

### 6.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Измерительный трансформатор напряжения выбираем по:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.26)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по классу точности;

- по величине вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (6.27)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \phi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (6.28)$$

На стороне 10 кВ выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 с классом точности 0.5. В комплекте с ТН идет предохранитель ПКТ-101-10. К ТН подключается вольтметр и счетчики активной и реактивной электроэнергии, ваттметр и варметр с суммарной потребляемой мощностью 23 Вт и 29 вар.

Тогда:

$$36 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10 прошел проверку.

#### 6.2.4 Выбор жестких шин

Выбираем жесткие шины по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_э}; \quad (6.29)$$
$$s = \frac{1732}{1} = 1732 \text{ мм}^2.$$

Выбираем две алюминиевые прямоугольные шины сечением 100x10 мм, с длительно допустимым током 2860 А.

Найдем минимально допустимое сечение шины по термической стойкости:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (6.30)$$
$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{43} \cdot 10^3}{66} = 99.4 \text{ мм}^2.$$

Найдем максимальную силу, действующую на проводники при трехфазном КЗ:

$$F_{\text{max}}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot K_\phi \cdot K_p, \quad (6.31)$$
$$F_{\text{max}}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 1 \cdot 21500^2 \cdot 1 \cdot 1 = 80.1 \text{ Н}.$$

Найдем момент сопротивления поперечного сечения шины:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (6.32)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.1^2}{6} = 1.7 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

Определим максимальное напряжение в материале шины:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^3 \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (6.33)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{80.1 \cdot 1}{8 \cdot 1.7 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 0.6 \text{ МПа}.$$

Условие проверки на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (6.34)$$

$$0.6 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (6.35)$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot 353 = 247.1 \text{ МПа}.$$

Определим момент инерции поперечного сечения шины:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (6.36)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.1^3}{12} = 8.3 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

Определим частоту собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (6.37)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 8.3 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 239.8 \text{ Гц}.$$

Т.к. частота собственных колебаний больше 200 Гц, то механический резонанс не появляется.

### 6.2.5 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы необходимы для крепления шин. Выбираем изолятор типа ИОР-10-3.75 II УХЛ2.

Опорные изоляторы выбираем и проверяем по параметрам:

- номинальному напряжению:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.38)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по максимально допустимой нагрузке на головку изолятора:

$$F_{\max} \leq F_{дон}, \quad (6.39)$$

$$80.1 \text{ Н} < 1500 \text{ Н},$$

где

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (6.40)$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.18} = 1500 \text{ Н.}$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (6.41)$$

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.1}{2} = 0.18 \text{ м.}$$

Опорный изолятор ИОР-10-3.75 П УХЛ2 прошел проверку.

## 7 Релейная защита

### 7.1 Дифференциальная защита трансформаторов блоками БМРЗ

Расчёт дифференциальной защиты силовых трансформаторов выполним по указаниям завода-изготовителя блока микропроцессорной защиты БМРЗ-ТД-12-20-21 [18].

#### 7.1.1 Расчёт сопротивлений

Сопротивление системы:

$$X_{C \max} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K \max}} = \frac{115^2}{5000} = 2,645 \text{ Ом},$$

$$X_{C \min} = \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{K \min}} = \frac{115^2}{1500} = 8,817 \text{ Ом},$$

Напряжение обмотки ВН при крайних положениях РПН:

$$U_{\min.ВН} = \left(1 - \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 96,58 \text{ кВ},$$

$$U_{\max.ВН} = \left(1 + \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}\right) = \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100}\right) = 133,423 \text{ кВ}.$$

Для дальнейших расчетов принимаем  $U_{\max.ВН} = 126 \text{ кВ}$ , так как это максимально допустимое значение напряжения в сетях 110 кВ.

Сопротивление СТ:

$$x_{T.ВН \max} = \frac{U_{K \max}}{100} \cdot \frac{U_{\max.ВН}^2}{S_{T.H}} = \frac{1,4875}{100} \cdot \frac{126^2}{63} = 3,749 \text{ Ом},$$

$$x_{T.ВН \min} = \frac{U_{K \min}}{100} \cdot \frac{U_{\min.ВН}^2}{S_{T.H}} = \frac{1,355}{100} \cdot \frac{96,58^2}{63} = 2,006 \text{ Ом},$$



$$x_{T.HH1cp} = x_{T.HH2cp} = \frac{U_{K.HHcp}}{100} \cdot \frac{U_{cp.BH}^2}{S_{T.H}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 38,573 \text{ Ом},$$

Сопротивление КЛ:

$$x_l = x_{y0} \cdot l = 0,147 \cdot 2 = 0,294 \text{ Ом}.$$

7.1.2 Выбираем уставки срабатывания дифференциальной токовой отсечки

Относительный ток небаланса при максимальном значении тормозного тока внешнего КЗ:

$$I_{НБ.расч} = (k_{ПЕР} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon_{max} + U_{РЕГ} \cdot k_{ТОК} + \gamma) \cdot \frac{I_{кз.маx.прив}^{HH}}{I_{НОМ.Т}^{BH}},$$

$$I_{НБ.расч} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16,02}{100} \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1414,412}{316,288} = 2,058 \text{ А}.$$

Относительные погрешности при регулировании напряжения:

$$U_{РЕГ} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} = \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} = 16,02.$$

Уставку срабатывания ДТО:

$$I_{ДТО} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.расч} = 1,2 \cdot 2,058 = 2,47 \text{ А}.$$

7.1.3 Выбор уставки начального тока срабатывания дифференциальной токовой защиты

Относительный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ.расч}} = 0,5 \cdot (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{\text{РЕГ}} \cdot k_{\text{ТОК}} + \gamma),$$

$$I_{\text{НБ.расч}} = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16,02}{100} \cdot 1 + 0,05) = 0,155 \text{ А.}$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной токовой защиты:

$$I_{\text{ДЗТ.нач}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.расч}} = 1,5 \cdot 0,1551 = 0,23265 \text{ А,}$$

Принимаем значение уставки равное 0,3.

7.1.4 Выбор уставки коэффициента торможения для второго участка тормозной характеристики ДЗТ

Расчетное относительное значение тока небаланса:

$$I_{\text{НБ.расч.2}} = 1,5 \cdot (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{\text{РЕГ}} + \gamma),$$

$$I_{\text{НБ.расч.2}} = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16,02}{100} + 0,05) = 0,6153 \text{ А.}$$

Ток срабатывание ДЗТ2:

$$I_{\text{ДЗТ,2}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.расч,2}} = 1,2 \cdot 0,615 = 0,738 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения для второго участка тормозной характеристики ДЗТ:

$$K_{\text{ТОРМ,2}} = \frac{I_{\text{ДЗТ,2}} - I_{\text{ДЗТ,нач}}}{1,5 - 0,5} = \frac{0,738 - 0,3}{1,5 - 0,5} = 0,438.$$

7.1.5 Выбор уставки коэффициента торможения для третьего участка тормозной характеристики ДЗТ

Ток торможения:

$$I_{K,ТОРМ} = \left(1 - \frac{k_{неп} \cdot \varepsilon_{МАКС}}{2}\right) \cdot \frac{I_{K,max}}{I_{НОМ.ТР}^{BH}} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2}\right) \cdot \frac{1414,412}{316,288} = 3,913 \text{ А,}$$

Коэффициент торможения для третьего участка тормозной характеристики ДЗТ:

$$K_{ТОРМ,3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ,2}}{I_{K,ТОРМ} - I_{ТОРМ,2}} = \frac{2,47 - 0,738}{3,913 - 1,5} = 0,717.$$

7.1.6 Проверка чувствительности дифференциальной токовой защиты

Минимальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания на стороне низкого напряжения.

$$I_{кз.min.прив}^{HH} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{ном.ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{Cmax} + X_l + x_{T.BHmin} + x_{T.HH1cp}},$$

$$I_{кз.min.прив}^{HH} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115}{1,73 \cdot (2,645 + 0,294 + 2,006 + 38,573)} = 1109,59 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты при металлическом коротком замыкании:

$$K_{\chi} = \frac{I_{кз.min.прив}^{HH} \cdot (1 - \varepsilon_{min})}{I_{НОМ.ТР}^{BH} \cdot I_{ДЗТ.нач}} = \frac{1109,59 \cdot (1 - 0,1)}{316,29 \cdot 0,3} = 10,5.$$

При коэффициенте чувствительности больше 2 блок БМРЗ позволяет обеспечить требуемую чувствительность ДЗТ.

## 8 Выбор оперативного тока

Управление выключателями, питание устройств сигнализации, автоматики и связи выполняется оперативным током.

Принимаем питание собственных нужд подстанции от системы постоянного оперативного тока, как обладающей высокой надежностью и наиболее подходящей для питания микропроцессорной релейной защиты, для которой предъявляются требования по постоянному, без пульсаций оперативному питанию.

Источниками постоянного оперативного тока (ПОТ) являются аккумуляторные батареи которые находятся в состоянии постоянного подзаряда. Рабочее напряжение батарей составляет 110–220 В. Роль подзарядного устройства выполняет мощный тиристорный преобразователь, который снабжается элементным коммутатором, служащим для изменения числа участвующих в химической реакции пластин. С целью повышения надежности сеть оперативного тока секционируют на отдельные участки, каждый из которых имеет самостоятельное питание от сборных шин батарей.

Основными достоинствами системы постоянного оперативного тока являются:

- независимость от состояния основной системы электроснабжения;
- возможность работы при одном замыкании на землю одного из полюсов при сохранении междуполюсного напряжения.

Основными недостатками системы постоянного оперативного тока являются:

- сложность обеспечения защиты от повреждений в цепях ПОТ;
- необходимость в специальном помещении;
- повышенные требования к квалификации обслуживающего персонала;
- высокая стоимость.

## 9 Собственные нужды подстанции

К категории собственных нужд ГПП относится потребление электрической энергии ЭП, обеспечивающими необходимые условия функционирования оборудования главной понизительной подстанции [19-20].

Выбор трансформаторов собственных нужд с учетом состава и мощности электроприемников сведем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Электроприемники собственных нужд подстанции

№	Потребители	$P_{\Sigma}, \text{кВт}$
1	Электродвигатели охлаждения СТ	88,8
2	Обогрев шкафов КРУ	5
3	Отопление релейного шкафа	5
Отопление, освещение, вентиляция		
4	ЗРУ 10 кВ вместе с ОПУ	25
5	Помещение персонала	22
6	ОРУ 110 кВ	6,0
7	Отопление, освещение	15
8	Зарядно-подзарядные агрегаты	23
Итого		169,3кВт
С учетом $K_3=0,7$		
Всего		118,5 кВт

По данным из таблицы 9.1 для ГПП выбираем три трансформатора собственных нужд ТЛС мощностью 40 кВА каждый. ТСН устанавливаются в шкафах КРУ.

## 10 Расчет заземления ГПП

Характеристикой электробезопасности является предельно допустимое значение напряжения прикосновения, которое должно быть обеспечено при всех условиях эксплуатации объекта.

Рабочее заземление должно обеспечивать при эксплуатации следующие функции электроустановок:

- правильную работу релейной защиты от замыканий на землю; правильную работу защит от перенапряжений; передачу в грунт молниевых разрядов; передачу несимметричных рабочих токов; защиту изоляции цепей и оборудования низкого напряжения; снижение влияний электромагнитного поля на вторичные цепи; обеспечивать защиту расположенного под землей оборудования и различных коммуникаций от перегрузок по току;

- выравнивание разности потенциалов и обеспечивать защиту от статического электричества;

- взрыво- и пожаробезопасность.

Заземляющие устройства должны отвечать жестким требованиям обеспечения электробезопасности всех людей обслуживающих электроустановки и обеспечивать надежную работу электрооборудования установки во всех режимах работы в течение всего срока службы.

При времени отключения тока КЗ  $\tau = 0.04$  с наибольшее допустимое напряжение прикосновения составляет  $U_{пр.дон} = 200$  В.

Найдем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{пр.дон}}{K_{II}}, \quad (10.1)$$

$$U_3 = \frac{200}{0,121} = 1652,6 \text{ В,}$$

где коэффициент напряжения прикосновения:

$$\kappa_{II} = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_6 L_2}{a\sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (10.2)$$
$$\kappa_{II} = \frac{0,5 \cdot 0,943396}{\left(\frac{5 \cdot 936}{5 \cdot \sqrt{2074}}\right)^{0.45}} = 0,121,$$

коэффициент, зависящий от сопротивления тела человека:

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + 1.5\rho_{г.с}}, \quad (10.3)$$
$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 40} = 0.943.$$

Найденное значение напряжения на заземлителе находится в пределах допустимого значения 10 кВ.

Сопротивление ЗУ должно соответствовать неравенству:

$$R_3 < R_{3,доп}. \quad (10.4)$$

Найдем число ячеек по стороне расчетной модели заземлителя:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (10.5)$$
$$m = \frac{936}{2 \cdot 45,541} - 1 = 9,3.$$

Найдем длину полос в расчетной модели:

$$L_2 = 2\sqrt{S}(m+1) , \quad (10.6)$$

$$L_2 = 2 \cdot 45,541 \cdot 10 = 910,8 \text{ м.}$$

Найдем количество вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_6 = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_6} , \quad (10.7)$$

$$n_6 = \frac{45,5 \cdot 4}{1 \cdot 5} = 36,4 .$$

Найдем суммарную длину вертикальных заземлителей:

$$L_6 = l_6 \cdot n_6 , \quad (10.8)$$

$$L_6 = 5 \cdot 37 = 180 \text{ м.}$$

Найдем относительную глубину погружения вертикальных электродов:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} , \quad (10.9)$$

$$\frac{5 + 0,7}{45,541} = 0,125 .$$

Найдем суммарное сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6} , \quad (10.10)$$

$$R_3 = 0,354 \cdot \frac{40}{45,5} + \frac{40}{910,8 + 180} = 0,35 \text{ Ом,}$$



где

$$A = \left( 0.444 - 0.84 \frac{l_s + t}{\sqrt{S}} \right), \quad (10.11)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{5 + 0,7}{45,541} = 0,35.$$

Суммарное сопротивление сложного заземлителя  $R_3$  меньше допустимого сопротивления  $R_{3,доп}$   $0,35 < 0,5$  Ом.

## 11 Молниезащита ГПП

Для защиты подстанции выбираем одностержневой молниеотвод.

Определим высоту вершины конуса защиты молниеотвода:

$$h_0 = 0,7 \cdot h,$$

$$h_0 = 0,7 \cdot 61 = 41,35 \text{ м.}$$

Определим максимальный радиус молниезащиты:

$$r_0 = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (h - 30)] \cdot h,$$

$$r_0 = [0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (61 - 30)] \cdot 61 = 33,9 \text{ м.}$$

Найдём максимальную полуширину зоны  $r_x$  в горизонтальном сечении на высоте защищаемого объекта:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0},$$

$$r_x = \frac{33,9 \cdot (41,35 - 6,5)}{41,35} = 28,57 \text{ м.}$$

Молниезащита закрывает всю площадь подстанции.

## Заключение

В ходе выполнения ВКР были выбраны три трансформатора типа ТРДЦН-63000/110/10/10.

Выбраны основные конструктивные решения по главной понизительной подстанции и составлена электрическая схема ГПП.

Произведен расчет токов КЗ на шинах ГПП. По результатам расчётов токов КЗ было выбрано и проверено основное оборудование главной понизительной подстанции:

- высоковольтные выключатели (ВВУ-СЭЩ-10-П-10-50/4000);
- трансформаторы тока (ТВ-110, ТЛШ-10-4000/5);
- трансформаторы напряжения (ЗНОЛ-СЭЩ-10).

Были выбраны микропроцессорные блоки релейной защиты БРМЗ и выполнен расчет уставок.

Выбрана система постоянного оперативного тока на подстанции.

Выполнен расчет и выбор трансформаторов собственные нужд.

Произведен расчёт защитного заземления и молниезащиты главной понизительной подстанции.

## Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы 6 и 7 издания с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2015 г. - 7-е изд., Литтерра, 2015.
2. Ковалев, И.Н. Электроэнергетические системы и сети: учебник / И. Н. Ковалев. - Москва : Учеб.-метод. центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015.
3. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Учебное пособие / Г.Н. Ополева – Москва: Инфра-М, 2017.
4. Ушаков, В.Я. Современные проблемы электроэнергетики: учеб. пособие / В.Я. Ушаков ; Томский политехнический университет. - Томск : ТПУ, 2014.
5. Hickey, R.B. Electrical Engineer's Portable Handbook / R.B. Hickey, B. Robert. – USA: McGraw-Hill Companies, 2012.
6. Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению: учеб. пособие / М.А. Юндин, А.М. Королев. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Санкт-Петербург: Лань, 2014.
7. Электроснабжение: методические указания к курсовой работе для студентов очной и очно-заочной форм обучения / сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2013.
8. Пилипенко, О.И. Выбор силовых трансформаторов: учебно.-метод. пособие / О.И. Пилипенко. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2013.
9. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей – 3-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 2014.
10. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения. Электрон. учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко - Тольятти: ТГУ, 2016.
11. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.

12. Шлейников, В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учеб. пособие / В.Б. Шлейников, Т.В. Сазонова. - Оренбург : ОГУ, 2014.
13. Электроснабжение: расчет токов короткого замыкания: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет; сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.
14. Beaty, H.W. Handbook of electric power calculations / H.W. Beaty. – USA: McGraw-Hill Companies, 2011.
15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: руководящий документ РД 153-34.0-20.527-98. Москва: НЦ ЭНАС, 2001.
16. Вахнина, В.В. Системы электроснабжения. Электрон. учеб.-метод. пособие / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко - Тольятти: ТГУ, 2015.
17. Электроснабжение: выбор и проверка токоведущих частей и коммутационных аппаратов: метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет ; сост. Т.В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ, 2014.
18. Khan, S. Industrial power systems / S. Khan, S. Khan, G. Ahmed. – Boca Raton: CRC Press, 2016.
19. Соловьёв, А.Л. Трансформаторы и Автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчёт уставок: методическое указание. Санкт-Петербург: ООО «НТЦ «Механотроника»», 2013.
20. Adamiak, M. Design of a priority-based load shed scheme and operation tests / M. Adamiak, M.J. Schiefen, G. Schauerma, B. Cable - 2014 IEEE Transactions on Industry Applications, 50 (1), art. no. 6509919, pp. 182-187, 2014.
21. Carneiro, J.C. Substation power transformer risk management: Predictive methodology based on reliability centered maintenance data / J.C. Carneiro. - International Conference on Power Engineering, pp. 1431-1436, 2013.