

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ  
«Лесная»

Студент

М.С. Можяев

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

**Допустить к защите**

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## **Аннотация**

Бакалаврская работы выполнена на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Лесная». При выполнении бакалаврской работы был составлен годовой график нагрузки подстанции, которая снабжает электроэнергией потребителей севера Ленинского района г. Ульяновска. Выполнено технико-экономическое сравнение двух вариантов установки трансформаторов на ГПП. Выбрана электрическая схема ГПП. Произведен расчет значений тока КЗ в характерных точках, выбрано и проверено на стойкость к токам КЗ электрооборудование подстанции. Выбрана релейная защита для защиты оборудование подстанции и произведен расчет ее уставок. Рассчитаны мощности потребителей собственных нужд подстанции.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки суммарным объемом 56 страниц машинописного текста, включая 4 рисунка и 2 таблицы, а также графической части на шести листах А1.

## Содержание

Введение.....	4
1. Краткая характеристика объекта проектирования .....	6
2. Определение ожидаемых электрических нагрузок подстанции .....	7
3. Определение необходимого числа и номинальной мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции.....	9
4. Выбор схемы главной понизительной подстанции .....	18
5. Расчет токов короткого замыкания .....	19
6. Выбор и проверка основного электрооборудования на главной понизительной подстанции .....	24
7. Выбор релейной защиты силового трансформатора ГПП.....	40
8. Определение нагрузок собственных нужд подстанции .....	50
9. Расчет молниезащиты главной понизительной подстанции .....	51
Заключение .....	53
Список используемых источников.....	54

## Введение

В настоящее время идет непрерывный рост городов. Вместе с этим продолжает увеличиваться общее число городских жителей. Это происходит как за счет увеличения рождаемости в последние годы, так и за счет перетока жителей из сельской местности в города, особенно крупные.

Наблюдается постоянный рост потребления электрической энергии на удовлетворение бытовых нужд населения городов из-за увеличения насыщенности электроприборами [1, 2].

В городскую систему электроснабжения входят электрические сети с номинальными напряжениями 35–220 кВ, имеющими связь с электрическими сетями энергосистемы с номинальным напряжением 220-750 кВ. Отдельные крупные промышленные предприятия имеют самостоятельные системы электроснабжения с уровнем первичного напряжения 35–220 кВ. Для питания большинства потребителей электроэнергии применяется распределительная сеть с номинальным напряжением 6–10 кВ и питающая сеть с номинальным напряжением 0,38 кВ. В городах наблюдается непрерывный рост потребления электроэнергии, что требует постоянного развития электрической сети города.

Население городов можно разделить на следующие группы:

- градообразующую;
- обслуживающую;
- несамодеятельную.

Территория города может быть разделена на зоны:

- промышленную;
- селитебную;
- коммунально-складскую;
- системы внешнего транспорта.

Селитебная зона делится на районы, которые в свою очередь делятся на микрорайоны, на территории которых размещаются не только жилые дома, но и предприятия по обслуживанию населения. В крупных городах количество

проживающих жителей в микрорайоне составляет 12000–20000 человек, в больших и средних – 6000–12000 человек, в остальных – 4000–6000 человек.

При планировании и строительстве жилых районов города следует создать максимально благоприятные условия для проживания и отдыха жителей. Понижающие подстанции располагают в промышленных зонах или на границе селитебных зон, при этом предусматривая для них создание дорожной сети и трас для воздушных и кабельных линий [3-7].

Целью бакалаврской работы является разработка мероприятий по реконструкции подстанции «Лесная», направленных на повышение надежности питания потребителей подстанции.

## 1 Краткая характеристика объекта проектирования

Подстанция «Лесная» с высшим напряжением питания 110 кВ располагается на севере Ленинского района города Ульяновск. На рисунке 1.1 показано размещение подстанции на карте и выделена область, получающая питание от подстанции.

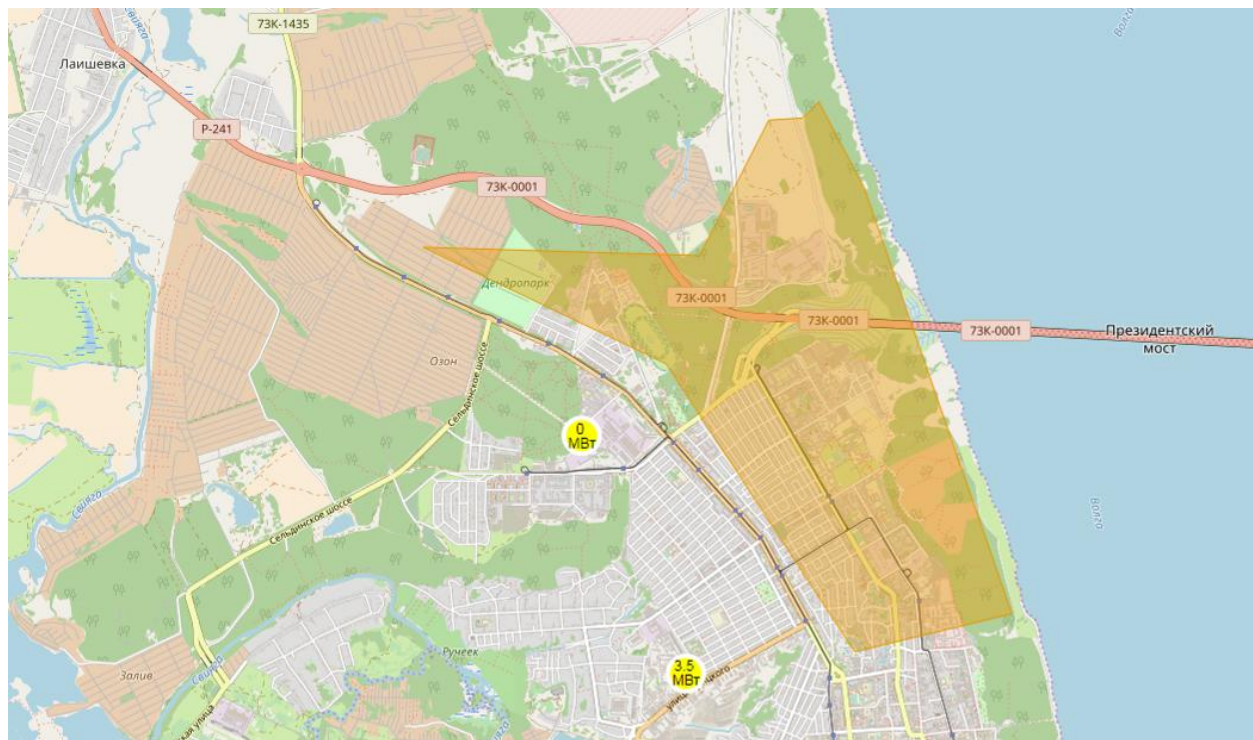


Рисунок 1.1 – Размещение подстанции «Лесная» на карте и область, получающая питание от подстанции

В настоящее время на ней установлены два трансформатора ТРДН-25000/110. Подстанция введена в эксплуатацию в августе 1972 года и на сегодняшний момент установленное на ней электрооборудование морально и физически устарело. По данным ульяновских распределительных сетей в часы максимума нагрузок объем свободной трансформаторной мощности на подстанции равен 0 МВт, а процент загрузки объекта составляет 100%.

Большая часть потребителей подстанции относится ко II-й категории надежности электроснабжения. По расположению в энергосистеме подстанция является тупиковой.

## 2 Определение ожидаемых электрических нагрузок подстанции

По суммарному годовому графику нагрузки подстанции определим значение потребленной электроэнергии за год по формуле [8, 9]:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}, \quad (2.1)$$

$$W_{nc} = 48.549 \cdot 1000 + 40.919 \cdot 2000 + 35.024 \cdot 2000 + 29.823 \cdot 1760 + 24.968 \cdot 2000 = \\ = 302859.4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определим число часов использования максимальной нагрузки на подстанции:

$$T_m = \frac{W}{P_{\max.nc}}; \quad (2.2)$$

$$T_m = \frac{302859.4}{48.549} = 6238.3 \text{ ч.}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки определим по формуле:

$$K_{\text{зап}} = \frac{T_m}{8760}; \quad (2.3)$$

$$K_{\text{зап}} = \frac{6238.3}{8760} = 0.712.$$

Построим годовой график нагрузки подстанции с учетом средневзвешенного коэффициента мощности. Годовой график нагрузки представлен на рисунке 2.1.

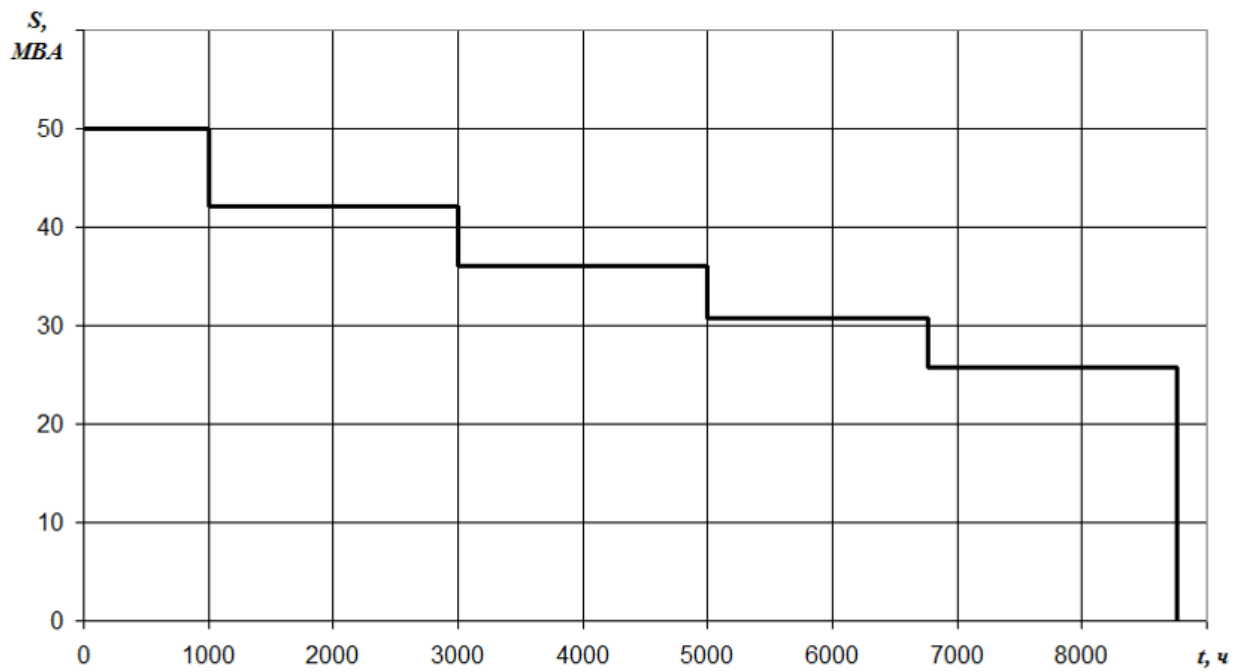


Рисунок 2.1 – Годовой график нагрузки подстанции «Лесная»

По значению максимальной полной мощности нагрузки подстанции найдем значение номинальных мощностей силовых трансформаторов ГПП.



### 3 Определение необходимого числа и номинальной мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции

Для электроснабжения потребителей электроэнергии, относящихся к первой и второй категориям, на подстанции «Лесная» установлено 2 силовых трансформатора. Значение номинальной мощности силовых трансформаторов находим с учетом допустимой 40% перегрузки в послеаварийном режиме [10-12]:

$$S_{номт} \approx K_{1-2} \cdot S_{ПИ} \frac{1}{K_{пер}}, \quad (3.1)$$

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 50050 \cdot \frac{1}{1,4} = 28600 \text{ кВА.}$$

По шкале номинальных мощностей и каталогу производителя силовых трансформаторов выбираем для дальнейшего рассмотрения два варианта: трансформаторы ТРДН-40000/110/10/10 и следующий по шкале номинальных мощностей ТРДН-63000/110/10/10.

#### 3.1 Вариант установки на подстанции двух силовых трансформаторов ТРДН -40000/110/10/10

По каталогу, размещенному на сайте производителя силового трансформатора определяем его паспортные данные:  $\Delta P_{XX} = 35 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{K3} = 169 \text{ кВт}$ ,  $i_{XX} = 0.57 \%$ ,  $u_{K3} = 10.5 \%$ ,  $K_T = 40111 \text{ тыс. руб.}$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе на холостом ходу по формуле:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{un} \cdot \Delta Q_x, \quad (3.2)$$

$$\Delta P_x' = 35 + 0.05 \cdot 228 = 46.4 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (3.3)$$

$$\Delta Q_x = 0.57 \cdot 40000 / 100 = 228 \text{ квар},$$

$$K_{\text{ин}} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания:

- для обмотки напряжением 110 кВ по формулам:

$$\Delta Q_{\text{к.в}} = U_{\text{к.в}\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{\text{к.в}} = 1.3 \cdot 40000 / 100 = 525 \text{ квар},$$

$$U_{\text{к.в}\%} = 0,125 \cdot u_{\text{к.ВН-НН}}, \quad (3.5)$$

$$U_{\text{к.в}\%} = 0,125 \cdot 10.5 = 1.3 \%,$$

$$\Delta P'_{\text{к.в}} = \Delta P_{\text{к.в}} + K_{\text{ин}} \cdot \Delta Q_{\text{к.в}}, \quad (3.6)$$

$$\Delta P'_{\text{к.в}} = 0 + 0.05 \cdot 525 = 26.3 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{\text{к.в}} = 0.$$

- для обмотки напряжением 10 кВ по формулам:

$$\Delta Q_{\text{к.н1}} = \Delta Q_{\text{к.н2}} = U_{\text{к.н1,2}\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (3.7)$$

$$\Delta Q_{\text{к.н1}} = \Delta Q_{\text{к.н2}} = 18.375 \cdot 40000 / 100 = 7350 \text{ квар},$$

$$U_{\text{к.н1}\%} = U_{\text{к.н2}\%} = 1,75 \cdot u_{\text{к.ВН-НН}}, \quad (3.8)$$

$$U_{\text{к.н1}\%} = U_{\text{к.н2}\%} = 1,75 \cdot 10.5 = 18.375 \%,$$

$$\Delta P'_{\text{к.н1}} = \Delta P'_{\text{к.н2}} = \Delta P_{\text{к.н1,2}} + K_{\text{ин}} \cdot \Delta Q_{\text{к.н1,2}}, \quad (3.9)$$

$$\Delta P'_{\text{к.н1}} = \Delta P'_{\text{к.н2}} = 338 + 0.05 \cdot 7350 = 705.5 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{\text{к.н1,2}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{к.ВН-НН}}, \quad (3.10)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 169 = 338 \text{ кВт.}$$

Значение коэффициентов загрузки каждой из обмоток трансформатора найдем по формуле:

$$K_{3.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (3.11)$$

$$K_{3.б} = \frac{50050}{40000} = 1.25.$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (3.12)$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{25025}{40000} = 0.63.$$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе по формуле:

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{3.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б}^{\dot{}} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}}, \quad (3.13)$$

$$P_m^{\dot{}} = 46.4 + 1.25^2 \cdot 26.3 + 0.63^2 \cdot 705.5 + 0.63^2 \cdot 705.5 = 639.8 \text{ кВт.}$$

По суммарному годовому графику нагрузки подстанции (изображенному на рисунке 2.1) найдем значение годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} = & \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \\ & + \sum \left( \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.бi}^2 \cdot \Delta P_{к.б}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}' \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (3.14)$$

Результаты определения потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции на каждой ступени годового графика нагрузки сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты определения потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции «Лесная» на каждой ступени годового графика нагрузки

$i$	$S_{Bi},$ $MBA$	$S_{H1i},$ $MBA$	$S_{H2i},$ $MBA$	$n_i$	$T_i, \text{ ч}$	$\Delta W_{xi},$ $\kappa Bm \cdot \text{ч}$	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{\kappa Bi},$ $\kappa Bm \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{\kappa H1i},$ $\kappa Bm \cdot \text{ч}$	$\Delta W_{\kappa H2i},$ $\kappa Bm \cdot \text{ч}$
1	50.050	25.025	25.025	2	1000	92800	1.251	0.626	0.626	20549	138069	138069
2	42.185	21.093	21.093	2	2000	185600	1.055	0.527	0.527	29196	196170	196170
3	36.108	18.054	18.054	2	2000	185600	0.903	0.451	0.451	21390	143718	143718
4	30.745	15.373	15.373	2	1760	163328	0.769	0.384	0.384	13647	91696	91696
5	25.740	12.870	12.870	2	2000	185600	0.644	0.322	0.322	10870	73036	73036
$\Sigma \Delta W_{xi} = 812928$										$\Sigma \Delta W_{\kappa Bi} = 1381028$		

По величине суммарных годовых потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции определяем стоимость потерь за год:

$$I_{\Delta W_{nc}} = \Delta W_{nc} \cdot C_3, \quad (3.15)$$

$$I_{\Delta W_{nc}} = (1381028 + 812928) \cdot 2.471 = 5421 \text{ тыс. руб.}$$

где  $C_3 = 2.471 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$  - стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии.

Определим значение суммарных приведенных затрат на ГПП по формуле:

$$Z_{прив} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_3 + I_{\Delta W_{nc}}, \quad (3.16)$$

$$Z_{прив} = 0.25 \cdot 80221.24 + 7541 + 5421 = 33017 \text{ тыс. руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 40110.62 = 80221.24 \text{ тыс. руб.}$  – цена за два силовых трансформатора ТРДН-40000/110/10/10;

$I_3 = P_{сум} \cdot K = 0,094 \cdot 80221.24 = 7541 \text{ тыс. руб.}$  – годовые отчисления.

### **3.2 Вариант установки на подстанции двух силовых трансформаторов ТРДН -63000/110/10/10**

По сайту производителя силового трансформатора определяем его паспортные данные:  $\Delta P_{xx} = 51 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{кз} = 244 \text{ кВт}$ ,  $i_{xx} = 0.52 \%$ ,  $u_{кз} = 10.5 \%$ ,  $K_T = 50138 \text{ тыс. руб.}$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе на холостом ходу по формуле:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + K_{ин} \cdot \Delta Q_x, \quad (3.17)$$

$$\Delta P_x' = 51 + 0.05 \cdot 327.6 = 67.4 \text{ кВт},$$

где

$$\Delta Q_x = I_{xx\%} \cdot S_{\text{ном.т}} / 100, \quad (3.18)$$

$$\Delta Q_x = 0.52 \cdot 63000 / 100 = 327.6 \text{ квар},$$

$$K_{\text{ин}} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}.$$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе в режиме короткого замыкания:

- для обмотки напряжением 110 кВ по формулам:

$$\Delta Q_{\text{к.в}} = U_{\text{к.в}\%} \cdot S_{\text{ном т}} / 100, \quad (3.19)$$

$$\Delta Q_{\text{к.в}} = 1.3 \cdot 63000 / 100 = 826.9 \text{ квар},$$

$$U_{\text{к.в}\%} = 0,125 \cdot u_{\text{к.ВН-НН}}, \quad (3.20)$$

$$U_{\text{к.в}\%} = 0,125 \cdot 10.5 = 1.3 \%,$$

$$\Delta P'_{\text{к.в}} = \Delta P_{\text{к.в}} + K_{\text{ин}} \cdot \Delta Q_{\text{к.в}}, \quad (3.21)$$

$$\Delta P'_{\text{к.в}} = 0 + 0.05 \cdot 826.9 = 41.3 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{\text{к.в}} = 0.$$

- для обмотки напряжением 10 кВ по формулам:

$$\Delta Q_{\text{к.н1}} = \Delta Q_{\text{к.н2}} = U_{\text{к.н1,2}\%} \cdot S_{\text{ном т}} / 100, \quad (3.22)$$

$$\Delta Q_{\text{к.н1}} = \Delta Q_{\text{к.н2}} = 18.375 \cdot 63000 / 100 = 11576.3 \text{ квар},$$

$$U_{\text{к.н1}\%} = U_{\text{к.н2}\%} = 1,75 \cdot u_{\text{к.ВН-НН}}, \quad (3.23)$$

$$U_{\text{к.н1}\%} = U_{\text{к.н2}\%} = 1,75 \cdot 10.5 = 18.375 \%,$$

$$\Delta P'_{\text{к.н1}} = \Delta P'_{\text{к.н2}} = \Delta P_{\text{к.н1,2}} + K_{\text{ин}} \cdot \Delta Q_{\text{к.н1,2}}, \quad (3.24)$$

$$\Delta P'_{\text{к.н1}} = \Delta P'_{\text{к.н2}} = 488 + 0.05 \cdot 11576.3 = 1066.8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (3.25)$$

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 244 = 488 \text{ кВт.}$$

Значение коэффициентов загрузки каждой из обмоток трансформатора найдем по формуле:

$$K_{3.б} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (3.26)$$

$$K_{3.б} = \frac{50050}{63000} = 0.79.$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{Н1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (3.27)$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{25025}{63000} = 0.40.$$

Найдем значение приведенных потерь активной мощности в силовом трансформаторе по формуле:

$$P_m^{\wedge} = \Delta P_x^{\wedge} + K_{3.б}^2 \cdot \Delta P_{к.б}^{\wedge} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\wedge} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\wedge}, \quad (3.28)$$

$$P_m^{\wedge} = 67.4 + 0.79^2 \cdot 41.3 + 0.4^2 \cdot 1066.8 + 0.4^2 \cdot 1066.8 = 430.1 \text{ кВт.}$$

По суммарному годовому графику нагрузки подстанции найдем значение годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P'_x \cdot T_i + \sum \left( \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.бi}^2 \cdot \Delta P'_{к.б} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н1} \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P'_{к.н2} \cdot T_i \right) \quad (3.29)$$

Результаты определения потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции на каждой ступени годового графика нагрузки сводим в таблицу 3.2.

По величине суммарных годовых потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции определяем стоимость потерь за год:

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \quad (3.30)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (844270 + 1180498) \cdot 2.471 = 5003 \text{ тыс. руб.}$$

где  $C_{\text{э}} = 2.471 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$  - стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии.

Определим значение суммарных приведенных затрат на ГПП по формуле:

$$Z_{\text{прив}} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\Delta W_{ПТС}}, \quad (3.31)$$

$$Z_{\text{прив}} = 0.25 \cdot 100276.6 + 9426 + 5003 = 39498 \text{ тыс. руб.}$$

где  $K = 2 \cdot 50138.28 = 100276.6 \text{ тыс. руб.}$  – цена за два силовых трансформатора ТРДН-63000/110/10/10;

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 100276.6 = 9426 \text{ тыс. руб.}$$
 – годовые отчисления.

По минимальным приведенным затратам выбираем к установке на ГПП «Лесная» вариант с установкой двух силовых трансформаторов ТРДН-40000/110/10/10 с суммарными приведенными затратами 33017 тыс. руб.



Таблица 3.2 - Результаты определения потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции «Лесная» на каждой ступени годового графика нагрузки

$i$	$S_{Bi},$ $MBA$	$S_{H1i},$ $MBA$	$S_{H2i},$ $MBA$	$n_i$	$T_i, ч$	$\Delta W_{xi},$ $кВт \cdot ч$	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi},$ $кВт \cdot ч$	$\Delta W_{кH1i},$ $кВт \cdot ч$	$\Delta W_{кH2i},$ $кВт \cdot ч$
1	50.050	25.025	25.025	2	1000	134760	0.794	0.397	0.397	13047	84164	84164
2	42.185	21.093	21.093	2	2000	269520	0.670	0.335	0.335	18537	119581	119581
3	36.108	18.054	18.054	2	2000	269520	0.573	0.287	0.287	13581	87608	87608
4	30.745	15.373	15.373	2	1760	237178	0.488	0.244	0.244	8665	55896	55896
5	25.740	12.870	12.870	2	2000	269520	0.409	0.204	0.204	6902	44521	44521
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1180498$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 844270$		

#### **4 Выбор схемы главной понизительной подстанции**

Блочные схемы применяются на стороне высокого напряжения тупиковых подстанций у потребителей при напряжении до 500 кВ включительно. Это упрощенные, экономичные схемы подстанций территориально недалеко расположенных от источников питания. Выбранная схема главной понизительной подстанции должна обеспечивать требуемую надежность работы подстанции исходя из условий электроснабжения потребителей, получающих от нее питание, в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности через подстанцию в нормальном и в послеаварийном режиме с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования. Кроме того, схема должна обеспечить возможность безопасного проведения ремонтных работ и работ, необходимых во время эксплуатации схемы, удовлетворять требованиям наглядности, удобства эксплуатации, экономичности и экономии места на размещение [12-16].

В настоящее время в распределительных устройствах 110 кВ вновь возводимых и реконструируемых подстанций не используются схемы подстанций с отделителями и короткозамыкателями, поэтому при реконструкции подстанции выбираем схему №110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий).

Для распределительного устройства 6 кВ подстанции выбираем схему 6-2 - две секционированные выключателями системы шин.

## 5 Расчет токов короткого замыкания

К основным причинам появления КЗ в системе электроснабжения промышленного предприятия можно отнести: нарушение изоляции в отдельных частях электроустановок, ошибочные действия обслуживающего персонала. Короткие замыкания в системе электроснабжения могут привести к прекращению питания потребителей, находящихся за точкой КЗ, нарушению режима работы крупных потребителей электроэнергии, получающих питание от поврежденных участков сети из-за снижения действующего значения напряжения на этих участках, нарушению режима работы электроэнергосистемы.

Расчетным видом тока короткого замыкания, который используют для выбора и проверки электроаппаратов и проводников, как правило, является значение трехфазного тока КЗ, а в электрических сетях с номинальным напряжением 110 кВ и выше – значение однофазного тока короткого замыкания. В расчетах уставок релейной защиты за расчетный вид тока КЗ обычно принимаются: в сети напряжением 6–35 кВ – 2х и 3х-фазные токи короткого замыкания, а в электрических сетях напряжением 110–220 кВ – значения 3х-, 2х- и 1-фазных токов КЗ [17, 18].

Для расчета значений токов короткого замыкания составляем две схемы: расчетную (рисунок 5.1) и схему замещения (рисунок 5.2).

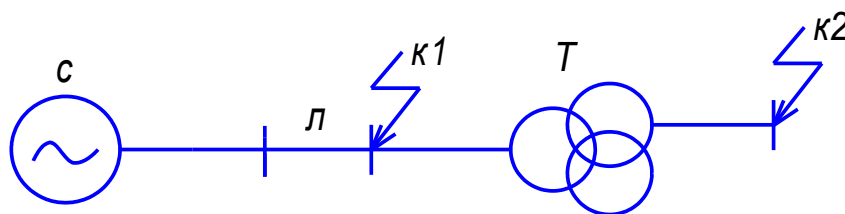


Рисунок 5.1 – Расчётная схема для определения значений тока короткого замыкания

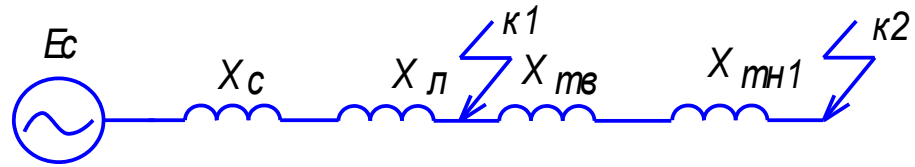


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения значений тока короткого замыкания

Параметры, необходимые для определения значений токов КЗ:

Параметры внешней ЭЭС:

$$U_{cp} = 115 \text{ кВ}; S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}; S_{\kappa} = 1370 \text{ МВА}.$$

Параметры питающей кабельной линии электропередачи:

$$x_{y\delta} = 0.4 \text{ Ом/км}; L = 28 \text{ км}.$$

Параметры выбранного к установке на ГПП силового трансформатора:

$$S_{н} = 40 \text{ МВА}; U_{\kappa} = 10.5 \text{ \%}.$$

Определим сопротивление системы по формуле:

$$x_{c.\delta} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}}; \quad (5.1)$$

$$x_{c.\delta} = \frac{1000}{1370} = 0.73.$$

Определим сопротивление воздушной линии электропередачи по формуле:

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{x_{y\delta}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{сн}^2}; \quad (5.2)$$

$$x_{ВЛ.\delta} = \frac{0.4}{2} \cdot 28 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.423.$$

Определим сопротивление принятого к установке на ГПП силового трансформатора ТРДН-40000/110/10/10 по формуле:

$$x_{T.B.\bar{\sigma}} = \frac{U_{к.в}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}; \quad (5.3)$$

$$x_{T.B.\bar{\sigma}} = \frac{1.3125}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0.328.$$

$$x_{T.H.\bar{\sigma}} = \frac{U_{к.н}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H}; \quad (5.4)$$

$$x_{T.H.\bar{\sigma}} = \frac{18.375}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 4.594.$$

### 5.1 Расчет для точки К1

Определим суммарное сопротивление цепи:

$$x_{рез1} = x_{с.\bar{\sigma}} + x_{ВЛ.\bar{\sigma}}; \quad (5.5)$$

$$x_{рез1} = 0.73 + 0.423 = 1.153.$$

Найдем значение базисного тока:

$$I_{\bar{\sigma}.к1} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (5.6)$$

$$I_{\bar{\sigma}.к1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

Определим начальное действующее значение трехфазного тока короткого замыкания по формуле:

$$I_{\kappa 1} = \frac{E_{\sigma}}{x_{\text{рез}1}} \cdot I_{\sigma}; \quad (5.7)$$

$$I_{\kappa 1}^3 = \frac{1}{1.153} \cdot 5.02 = 4.353 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока КЗ:

$$i_{\text{уд.}\kappa 1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о}}^3 \cdot K_{\text{уд}}; \quad (5.8)$$

$$i_{\text{уд.}\kappa 1} = \sqrt{2} \cdot 4.353 \cdot 1.8 = 11.081 \text{ кА.}$$

## 5.2 Расчет для точки К2

Определим суммарное сопротивление цепи:

$$x_{\text{рез}2} = x_{\text{рез}1} + x_{\text{Т.В.}\sigma} + x_{\text{Т.Н.}\sigma}; \quad (5.9)$$

$$x_{\text{рез}2} = 1.153 + 0.328 + 4.594 = 6.075.$$

Найдем значение базисного тока:

$$I_{\sigma.\kappa 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сн}}}; \quad (5.10)$$

$$I_{\sigma.\kappa 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 54.986 \text{ кА.}$$

Определим начальное действующее значение трехфазного тока короткого замыкания по формуле:

$$I_{\kappa 2}^3 = \frac{E_{\sigma}}{x_{\text{рез}2}} \cdot I_{\sigma.\kappa 2}; \quad (5.11)$$

$$I_{\kappa 2}^3 = \frac{1}{6.075} \cdot 54.986 = 9.051 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока КЗ:

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot \kappa_{\text{уд}}; \quad (5.12)$$

$$i_{\text{уд.к2}} = \sqrt{2} \cdot 9.051 \cdot 1.9 = 24.32 \text{ кА.}$$

## 6 Выбор и проверка основного электрооборудования на главной понизительной подстанции

### 6.1 Выбор высоковольтного выключателя на стороне 110 кВ

На стороне высокого напряжения главной понизительной подстанции устанавливаем высоковольтный выключатель (ВВ) типа GL312, который выпускается компанией Alstom.

Высоковольтный выключатель выбираем и проверяем по следующим условиям [19]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.1)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.2)$$
$$281 \text{ А} < 600 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (6.3)$$
$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 \text{ А};$$

- коммутационной способности:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}, \quad (6.4)$$
$$4.4 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА},$$



$$i_{a,\tau} \leq i_{a.n.}, \quad (6.5)$$

$$2.5 \text{ кА} \leq 17.6 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.6)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 4.4 \cdot e^{\frac{-0.045}{0.05}} = 2.5 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.n}, \quad (6.7)$$

$$i_{a.n.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{39}{100} \right) \cdot 32 = 17.6 \text{ кА},$$

- электродинамической стойкости:

$$I_{к1} \leq I_{np.c}, \quad (6.8)$$

$$4.4 \text{ кА} \leq 32 \text{ кА};$$

$$i_{y0} \leq i_{np.c}, \quad (6.9)$$

$$11.1 \text{ кА} \leq 110 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.10)$$

$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 97.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП высоковольтный выключатель типа GL312 прошел необходимые проверки.

## 6.2 Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

На стороне высокого напряжения главной понизительной подстанции устанавливаем разъединитель типа РНДЗ-110.

Разъединитель выбираем и проверяем по следующим условиям:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.11)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.12)$$
$$281 \text{ А} < 1000 \text{ А},$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{нр.с}, \quad (6.13)$$
$$11.1 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq I_{нр.с}^2 \cdot t_{нр.с}, \quad (6.14)$$
$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 97.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП разъединитель типа РНДЗ-110 прошел необходимые проверки.

### 6.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

На стороне высокого напряжения главной понизительной подстанции устанавливаем трансформатор тока типа ТОЛ 110/5.

Трансформатор тока выбирается и проверяется по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.15)$$
$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{\max} \leq I_{Н.ТТ}, \quad (6.16)$$
$$281 \text{ А} \leq 300 \text{ А};$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (6.17)$$
$$11.1 \text{ кА} \leq 30 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном.}}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.18)$$
$$2.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (6.19)$$

где  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (6.20)$$

К вторичной нагрузке трансформатора тока относятся амперметр, ваттметр и варметр с общей мощностью 3 ВА. Определим активное сопротивление прибора:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.21)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{3}{5^2} = 0.12 \text{ Ом}.$$

Значение максимально допустимого сопротивления проводов составит:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.8 - 0.12 - 0.1 = 1.58 \text{ Ом}.$$

Определим минимально допустимое сечение медного провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (6.22)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 45}{1.58} = 0.498 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условия механической прочности, принимаем сечение медных жил  $2.5 \text{ мм}^2$ .

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП трансформатор тока типа ТОЛ 110/5 прошел необходимые проверки.

#### 6.4 Выбор гибких шин

В качестве гибких шин при номинальном напряжении 110 кВ используются сталеалюминевые провода типа АС.

Определим необходимое сечение провода:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (6.23)$$

$$s = \frac{201}{1} = 201 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провода АС-240/32 мм<sup>2</sup> с максимальным значением продолжительного тока 605 А.

Найдем максимальное значение критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_o}} \right); \quad (6.24)$$

$$E_0 = 30.3 \cdot 0.82 \cdot \left( 1 + \frac{0.299}{\sqrt{1.08}} \right) = 32 \text{ кВ/м.}$$

Определим значение напряженности вблизи проводника:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_o \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_o}}; \quad (6.25)$$

$$E = \frac{0.354 \cdot 115}{1.08 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot 300}{1.08}} = 14.8 \text{ кВ/м.}$$

Проверим на отсутствие короны:

$$1.07E \leq 0.9E_o; \quad (6.26)$$

$$15.9 \text{ кВ/м} < 28.8 \text{ кВ/м.}$$

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП в качестве гибких шин провод типа АС-240/32 прошел необходимые проверки.

### 6.5 Выбор ограничителя перенапряжения 110 кВ

Выбираем ограничитель перенапряжений нелинейный по значению номинального напряжения установки:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети ном}}, \quad (6.27)$$

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

Принимаем к установке ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН-110.

### 6.6 Выбор высоковольтного выключателя 10 кВ

На стороне низкого напряжения главной понизительной подстанции устанавливаем ВВ типа LF-2.

ВВ выбираем и проверяем по следующим условиям:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (6.28)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{\text{max}} < I_n, \quad (6.29)$$

$$1540 \text{ А} < 1600 \text{ А},$$

где

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (6.30)$$

$$I_{\max} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = 1540 \text{ А};$$

- коммутационной способности:

$$I_{к1} \leq I_{откл.н}, \quad (6.31)$$

$$9.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н.}, \quad (6.32)$$

$$10.3 \text{ кА} \leq 23.8 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.33)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9.1 \cdot e^{\frac{-0.04}{0.18}} = 10.3 \text{ кА},$$

$$i_{a.н.} = \sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \cdot I_{откл.н}, \quad (6.34)$$

$$i_{a.н.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{42}{100} \right) \cdot 40 = 23.8 \text{ кА},$$

- электродинамической стойкости:

$$I_{к1} \leq I_{нр.с}, \quad (6.35)$$

$$9.1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta} \leq i_{нр.с}, \quad (6.36)$$

$$24.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (6.37)$$

$$22.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принятый к установке на стороне низкого напряжения на ГПП высоковольтный выключатель типа LF-2 прошел необходимые проверки.

### 6.7 Выбор трансформатора тока 10 кВ

На стороне низкого напряжения главной понизительной подстанции устанавливаем трансформатор тока типа ТЛК-10.

Трансформатор тока выбирается и проверяется по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (6.38)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{н.т.т}}, \quad (6.39)$$

$$1540 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$

- «электродинамической стойкости» [10]:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{эдин.ст}}, \quad (6.40)$$

$$24.3 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$



- «термической стойкости» [10]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.41)$$

$$22.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 144 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «величине вторичной нагрузки» [10]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (6.42)$$

где  $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k, \quad (6.43)$$

К вторичной нагрузке трансформатора тока на стороне низкого напряжения ГПП относятся амперметр, счетчик активной и реактивной энергии общей мощностью 14 ВА. Определим активное сопротивление приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (6.44)$$

$$R_{приб} = \frac{14}{5^2} = 0.56 \text{ Ом}.$$

Значение максимально допустимого сопротивления проводов составит:

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

$$R_{пр} = 1.2 - 0.56 - 0.1 = 0.54 \text{ Ом}.$$

Определим минимально допустимое сечение медного провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}}, \quad (6.45)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.54} = 1.296 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условия механической прочности, принимаем сечение медных жил  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Принятый к установке на стороне низкого напряжения на ГПП трансформатор тока типа ТЛК-10 прошел необходимые проверки.

### 6.8 Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

На стороне НН ГПП устанавливаем трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-10.

Трансформатор напряжения выбирается и проверяется по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.46)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по классу точности;

- по величине вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (6.47)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (6.48)$$

К вторичной нагрузке трансформатора напряжения относятся счетчики активной и реактивной электрической энергии и вольтметр с общей полной мощностью 20 ВА.

$$20 \text{ BA} \leq 130 \text{ BA} .$$

Принятый к установке на стороне низкого напряжения на ГПП трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-10 прошел необходимые проверки.

### 6.9 Выбор жестких шин

Выбор жестких шин осуществляем по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s} ; \quad (6.49)$$

$$s = \frac{1100}{1} = 1100 \text{ мм}^2 .$$

Выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения с размерами 120x10 мм, с максимальным продолжительным током 2070 А.

Определим минимальное сечение шины по условию термической стойкости:

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T} , \quad (6.50)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{22.4} \cdot 10^3}{66} = 71.7 \text{ мм}^2 .$$

Определим значение силы, действующей на шины во время трехфазного короткого замыкания:

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{yd}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p , \quad (6.51)$$

$$F_{\max}^3 = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 1 \cdot 24300^2 \cdot 1 \cdot 1 = 102.3 \text{ Н} .$$

Определим значение момента сопротивления поперечного сечения шины по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (6.52)$$

$$W = \frac{0.01 \cdot 0.12^2}{6} = 2.4 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

Найдем значение максимального напряжения в материале проводника:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^3 \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (6.53)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{102.3 \cdot 1}{8 \cdot 2.4 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 0.5 \text{ МПа}.$$

Проверим на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (6.54)$$

$$0.5 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (6.55)$$

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

Найдем значение момента инерции поперечного сечения проводника по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (6.56)$$

$$J = \frac{0.01 \cdot 0.12^3}{12} = 1.4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

Найдем значение частоты собственных колебаний по формуле:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (6.57)$$

$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1.4 \cdot 10^{-6}}{2.5}} = 315.3 \text{ Гц}.$$

При частоте собственных колебаний более 200 Гц отсутствует механический резонанс.

### 6.10 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы используются для установки шин. Устанавливаем изоляторы типа ИОР-10-3.75 II УХЛ 2.

Опорные изоляторы выбираются и проверяются по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (6.58)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- по уровню максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{\text{max}} \leq F_{\text{дон}}, \quad (6.59)$$

$$102.3 \text{ Н} < 1421 \text{ Н},$$

где

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot F_{\text{разруш}} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (6.60)$$

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot 3750 \cdot \frac{0.12}{0.19} = 1421 \text{ Н.}$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (6.61)$$

$$H = 0.12 + 0.01 + \frac{0.12}{2} = 0.19.$$

Принятые к установке на стороне низкого напряжения на ГПП опорные изоляторы ИОР-10-3.75 II УХЛ 2 прошли необходимые проверки.

### 6.11 Выбор проходных изоляторов

Выбираем проходные изоляторы типа ИП-10/1600-7,5 УХЛ2.

Проходные выбираются и проверяются по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{\text{сети}} \leq U_n, \quad (6.62)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{\text{max}} < I_n, \quad (6.63)$$

$$1540 \text{ А} < 1600 \text{ А};$$

- значению максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (6.64)$$

$$29.5 \text{ Н} < 4500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (6.65)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{24300^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 29.5.$$

Принятые к установке на ГПП проходные изоляторы типа ИП-10/1600-7,5 УХЛ2 прошли необходимые проверки.

## 7 Выбор релейной защиты силового трансформатора ГПП

### 7.1 Защита двухобмоточного силового трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения

7.1.1 Определим значения уставок дифференциальной токовой защиты трансформатора ГПП типа ТРДН 40000/110/10/10, выполненной с использованием реле типа ДЗТ-21

Значение номинального тока в силовом трансформаторе определим по формуле [20]:

$$I_{ном} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (7.1)$$

Значение тока на стороне ВН 110 кВ:

$$I_{ном\ вн} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210,2 \text{ А.}$$

Значение тока на стороне НН 10 кВ:

$$I_{ном\ нн} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1618,5 \text{ А.}$$

Определим значения коэффициентов трансформации у трансформаторов тока:

- на ВН:

$$K_{та\ вн} = \frac{I_{НОМ\ ВН\ ТА}}{I_{НОМ\ НН\ ТА}} = 300 / 5.$$



- на НН:

$$K_{та нн} = \frac{I_{НОМ ВН ТА}}{I_{НОМ НН ТА}} = 2000 / 5.$$

Значения вторичных токов в плечах защиты найдем по формуле:

$$I_{ном в} = \frac{I_{НОМ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТА}}, \quad (7.2)$$

- на ВН:

$$I_{ном в вн} = \frac{216 \cdot \sqrt{3}}{300 / 5} = 3,5 \text{ А.}$$

- на НН:

$$I_{ном в нн} = \frac{1618,5 \cdot 1}{2000 / 5} = 4,1 \text{ А.}$$

«Номинальный ток принятого ответвления трансреактора реле на основной стороне определяется выражением» [20]:

$$I_{отв ном осн} \leq I_{ном в осн} \quad (7.3)$$

где  $I_{отв ном осн} = 3 \text{ А.}$

«Расчётный ток ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения реле» [20]:

$$I_{отв\ торм\ расч} = \frac{I_{НОМ.В.}}{K_{АТ}}, \quad (7.4)$$

- на ВН:

$$I_{отв\ торм\ расч\ вн} = \frac{3,50}{1} = 3,5 \text{ А};$$

- на НН:

$$I_{отв\ торм\ расч\ нн} = \frac{4,05}{1} = 4,05 \text{ А.}$$

Значение номинального тока выбирается равным или ближайшим к расчётному:

- на ВН:

$$I_{отв\ торм\ ном\ вн} = 3,63 \text{ А}, N_{отв} = 4;$$

- на НН:

$$I_{отв\ торм\ ном\ нн} = 4,25 \text{ А}, N_{отв} = 3.$$

«Номинальный ток принятого ответвления трансреактора на основной стороне» [20]:

$$I_{отв\ ном\ осн} \leq I_{ном\ в\ осн},$$

Принимаем значение тока равным 3А.

«Расчётный ток ответвления трансреактора на неосновных сторонах» [20]:

$$I_{отв\ расч\ неосн} = I_{НОМ.В.НЕОСН} \cdot \frac{I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}}{I_{НОМ.В.ОСН.}} = 3,61 \text{ А.}$$

«Номинальный ток принятого ответвления трансреактора на неосновной стороне» [20] – 3,63 А.

«Номер используемого ответвления трансреактора» [20]:

- на ВН – 5;
- на НН – 3.

«Расчётный ток ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения реле» [20]:

$$I_{отв\ торм\ расч} = \frac{I_{НОМ.В.}}{K_{АТ}}$$

- на ВН:

$$I_{отв\ торм\ расч} = 3,5 \text{ А.}$$

- на НН:

$$I_{отв\ торм\ расч} = 4,05 \text{ А.}$$

«Номинальный ток принятого ответвления промежуточных трансформаторов тока цепи торможения» [20]:

- на ВН – 3,63 А,  $N_{отв} = 4$ ;
- на НН – 4,25 А,  $N_{отв} = 3$ .

Найдем значение первичного тормозного тока:

$$I_{\text{торм нач п}} = K \cdot I_{\text{НОМ}} = \left( K_{\text{ТОК1}} \cdot \frac{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.НОМ}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ}}^{\text{ВН}}} + K_{\text{ТОК2}} \cdot \frac{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.НОМ}}^{\text{НН}}}{I_{\text{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ}}^{\text{НН}}} \right), \quad (7.5)$$

$$I_{\text{торм нач п}} = 0,5 \cdot 210,19 \cdot \left( 1 \cdot \frac{3}{3,5} + 1 \cdot \frac{3,63}{4,05} \right) = 184,3 \text{ А.}$$

«Ток небаланса в режиме, соответствующем началу торможения» [20]:

$$I_{\text{нб торм нач}} = I'_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}} + I''_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}} + I'''_{\text{НБ.ТОРМ.НАЧ.}}, \quad (7.6)$$

«Составляющая тока небаланса от регулирования коэффициента трансформации защищаемого трансформатора» [20]:

$$I''_{\text{нб торм нач}} = \Delta U_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТОК.ВН}} \cdot I_{\text{ТОРМ.НАЧ.П.}} \quad (7.7)$$

«Составляющая тока небаланса от несовпадений расчётных токов и номинальных токов используемых ответвлений автотрансформаторов тока» [20]:

$$I'''_{\text{нб торм нач}} = \left| \frac{I_{\text{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.}}^{\text{НН}} - I_{\text{ОТВ.НОМ.НЕОСН.}}^{\text{НН}}}{I_{\text{ОТВ.РАСЧ.НЕОСН.}}^{\text{НН}}} \right| \cdot I_{\text{торм нач п}}, \quad (7.8)$$

$$I'''_{\text{нб торм нач}} = \left[ 1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \times 184,3 = 22,938 \text{ А.}$$

«Определение первичного минимального тока срабатывания защиты» [20].

«Первичный минимальный ток срабатывания защиты определяется из двух основных условий:

1) отстройки от расчётного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения» [20]:

$$I_{c.з.min} = K_{OTC.} \cdot I_{НБ.ТОРМ.НАЧ.}, \quad (7.9)$$

$$I_{c.з.min} = 1,5 \cdot 22,938 = 34,4 \text{ А.}$$

2) «отстройки от тока небаланса переходного режима при внешнем коротком замыкании» [20]:

$$I_{c.з.min} = 0,3 \cdot I_{НОМ}^{BH} \quad (7.10)$$

$$I_{c.з.min} = 0,3 \cdot 210,19 = 63,1 \text{ А.}$$

Выбираем максимальный из определенных токов  $I_{c.з.min} = 63,1 \text{ А.}$

«Определение относительного минимального тока срабатывания реле» [20]:

$$I_{*cp min} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{CX}}{K_{TA} \cdot I_{ОТВ.НОМ.}}, \quad (7.11)$$

$$I_{*c pmin} = \frac{63,057 \cdot \frac{110}{10} \cdot 1,5}{2000 \cdot 3,63} = 0,478 \text{ А.}$$

«Определение коэффициента торможения защиты» [20]:

$$K_{торм} = \frac{K_{OTC.} \cdot \frac{I_{НБ.РАСЧ.}}{I_{НОМ}^{BH}} \cdot \frac{I_{НОМ.ОСН.}}{I_{ОТВ.НОМ.ОСН.}} - I_{*c.з.min}}{0,5 \cdot \sum \frac{I_{ТОРМ.РАСЧ.}}{I_{НОМ}^{BH}} \cdot \frac{I_{ОТВ.ТОРМ.РАСЧ.}}{I_{ОТВ.ТОРМ.НОМ}} - \frac{I_{ТОРМ.НАЧ.П.}}{I_{НОМ}^{BH}}}, \quad (7.12)$$

$$I_{НБ.РАСЧ.} = \left[ 1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \cdot 210 = 49,508 \text{ А;}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot \frac{49.508}{210} \cdot \frac{3,61}{3,63} - 0,478}{0,5 \cdot \frac{1666}{210} \cdot \left(\frac{3,61}{3,63}\right) - \frac{184,3}{210}} = 0,81$$

«Расчёт тока срабатывания дифференциальной токовой отсечки» [20]:

- отстройка от броска тока намагничивания:

$$I_{с.з.} = 6 \cdot I_{\text{ОТВ.НОМ.ОСН.}} \cdot \frac{K_{TA}}{K_{CX}}, \quad (7.13)$$

$$I_{с.з.} = 6 \cdot 3 \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 623,538 \text{ А.}$$

- отстройка от тока небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{\text{нб расч}} = \left[ 3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,08 \cdot 1 + \left| \frac{3,61 - 3,63}{3,61} \right| \right] \times 210 = 81,037 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.} = 1,5 \cdot 81,037 = 121,556 \text{ А.}$$

Выбираем большее из значений  $I_{с.з.} = 623,538 \text{ А.}$

7.1.2 Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению на стороне низкого напряжения трансформатора для защиты от многофазных коротких замыканий.

Найдем значение тока срабатывания защиты по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ}^{HH}}{K_B}, \quad (7.14)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 1618}{0,9} = 2157 \text{ А.}$$

Определим значение тока срабатывания реле по формуле:

$$I_{c.p.} = \frac{K_{CX} \cdot I_{C.3.}}{K_{TA}} \quad (7.15)$$

$$I_{C.P.} = \frac{1 \cdot 2157 \cdot 5}{2000} = 5,393 \text{ A.}$$

«Первичное напряжение срабатывания фильтр-реле напряжения обратной последовательности определяется из условия отстройки от напряжения небаланса в нагрузочном режиме» [20]:

$$U_{2C.P.} = \frac{0,06 \cdot U_{НОМ}}{K_{TV}}, \quad (7.16)$$

$$U_{2C.P.} = 0,06 \cdot 100 = 6 \text{ В.}$$

«Защита действует последовательно на отключение выключателя НН и затем на выходные реле защиты, отключающие трансформатор со всех сторон, то есть выполняется с двумя выдержками времени» [20]:

$$t_{1HH} = t_{ПП.max} + \Delta t; \quad (7.17)$$

$$t_{1HH} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с;}$$

$$t_{2HH} = t_{1HH} + \Delta t,$$

$$t_{2HH} = 1 + 0,5 = 1,5.$$

«Чувствительность максимальной токовой защиты (МТЗ) по току при трехфазном КЗ в минимальном режиме на шинах НН оценивается коэффициентом чувствительности» [20]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3 \text{ min HH}}^{(2)}}{I_{C.3.}}, \quad (7.18)$$

$$K_{ч} = \frac{1666 \cdot 110}{10 \cdot 2157} = 8,496 > 1,5.$$

7.1.3 Максимальная токовая защита с пуском по напряжению на стороне высокого напряжения трансформатора для защиты от многофазных коротких замыканий.

Найдем значение тока срабатывания защиты по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 210}{0,9} = 280 \text{ А};$$

Определим значение тока срабатывания реле по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{1 \cdot 280 \cdot 5}{300} = 4,667 \text{ А.}$$

«Выдержка времени принимается равной наибольшей из выдержек времени МТЗ, установленных на стороне НН» [20]:

$$t_{1вн} = t_{3сн} = 3,5 \text{ с.}$$

Найдем величину коэффициента чувствительности защиты:

$$K_{ч} = 1666 / 280 = 5,95 > 1,5,$$

7.1.4 Максимальная токовая защита силового трансформатора ГПП для защиты от перегрузки.

Найдем значение тока срабатывания защиты по формуле:



$$I_{с.з.} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ} \quad (7.19)$$

Определим значение тока срабатывания реле по формуле:

- на НН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 1618 = 1888 \text{ A};$$

$$I_{с.р.} = \frac{1888 \cdot 1 \cdot 5}{2000} = 4,72 \text{ A.}$$

- на ВН:

$$I_{с.з.} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 210 = 245 \text{ A};$$

$$I_{с.р.} = \frac{245 \cdot 1 \cdot 5}{300} = 4,083 \text{ A.}$$

## 8 Определение нагрузок собственных нужд подстанции

Электроприемниками собственных нужд (СН) главной понизительной подстанции «Лесная» являются:

- электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов с мощностью нагрузки 5 кВт;
- система обогрева высоковольтных выключателей и их приводов с мощностью нагрузки 3 кВт;
- система обогрева комплектного распределительного устройства наружной установки с мощностью нагрузки 3 кВт;
- система обогрева приводов разъединителей с мощностью нагрузки 4,2 кВт;
- система обогрева шкафа релейной защиты с мощностью нагрузки 1,1 кВт;
- система обогрева, освещения и вентиляции общеподстанционного пункта управления с мощностью нагрузки 68,9 кВт;
- система обогрева, освещения и вентиляции здания ОВБ с мощностью нагрузки 22,1 кВт;
- система освещения открытого распределительного устройства 110 кВ с мощностью нагрузки 6 кВт;

Общая нагрузка электроприемников собственных нужд главной понизительной подстанции равна 115,3 кВт.

Найдем значение номинальной мощности силовых трансформаторов собственных нужд подстанции при значении коэффициента загрузки равном  $k_3 = 0,7$

$$S_{T.C.H.} = k_3 \cdot \sum P_{i.C.H.}, \quad (8.1)$$

$$S_{T.C.H.} = 0,7 \cdot 115,3 = 80,7 \text{ кВА.}$$

По результатам расчета для установки на ГПП «Лесная» выбираем два трансформатора собственных нужд мощностью по 100 кВА каждый.

## 9 Расчет молниезащиты главной понизительной подстанции

Для обеспечения защиты электрооборудования подстанции от молниевых разрядов выбираем два одиночных стержневых молниеотвода.

Согласно нормативных документов надежность защиты от попадания молний принимается равной  $P_3 = 0,999$  [21].

Для первого молниеотвода предварительно задаемся его высотой равной 25 м. При  $h = 25$  м,  $h_0 = 14$  м,  $r_0 = 12$  м,  $h_x = 3.5$  м получим:

$$r_{x1} = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (9.1)$$
$$r_{x1} = \frac{12 \cdot (14 - 3.5)}{14} = 9 \text{ м.}$$

Для второго молниеотвода предварительно задаемся его высотой равной 30 м. При  $h = 30$  м,  $h_0 = 21$  м,  $r_0 = 18$  м,  $h_x = 4.5$  м получим:

$$r_{x2} = \frac{18 \cdot (21 - 4.5)}{21} = 16,71 \text{ м.}$$

Найдем значения  $L_{max}$  и  $L_c$  для первого и второго молниеотводов:

$$L_{max1} = 25 \cdot 4,25 = 106,25 \text{ м;}$$

$$L_{c1} = 25 \cdot 2,25 = 56,25 \text{ м;}$$

$$L_{max2} = 30 \cdot 4,25 = 127,5 \text{ м;}$$

$$L_{c2} = 30 \cdot 2,25 = 67,5 \text{ м.}$$

По условию  $L \leq L_c \Rightarrow h_c = h_0$

$$\left. \begin{array}{l} 22,5 \leq 45 \\ 22,5 \leq 67,5 \end{array} \right\} \Rightarrow h_c = h_0 = \begin{array}{l} h_{c1} = h_{01} = 14 \text{ м} \\ h_{c2} = h_{02} = 21 \text{ м} \end{array}$$

Таким образом, окончательно принимаем к установке на подстанции «Лесная» два стержневых молниеотвода с высотой первого – 25 м и высотой второго - 30 м.

## Заключение

В бакалаврской работе был разработан проект реконструкции электрической части подстанции 110/10 кВ «Лесная».

При выполнении бакалаврской работы был составлен годовой график нагрузки подстанции, которая снабжает электроэнергией потребителей севера Ленинского района г. Ульяновска.

Выполнено технико-экономическое сравнение двух вариантов установки трансформаторов на ГПП. По минимальным приведенным затратам выбран к установке на ГПП «Лесная» вариант с установкой двух силовых трансформаторов ТРДН-40000/110/10/10 с суммарными приведенными затратами 33017 тыс. руб.

При реконструкции подстанции выбрана схема №110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий) для ОРУ 110 кВ. Для распределительного устройства 6 кВ подстанции выбрана схема 6-2 - две секционированные выключателями системы шин.

Произведен расчет значений тока КЗ в характерных точках, выбрано и проверено на стойкость к токам КЗ электрооборудование подстанции (высоковольтные выключатели 110 кВ GL312 выпускаемый компанией Alstom, разъединители РНДЗ-110, трансформаторы тока ТОЛ 110/5, ограничители перенапряжений нелинейные ОПН-110, высоковольтные выключатели 10 кВ типа LF-2, трансформаторы тока ТЛК-10 и др.).

Выбрана релейная защита для защиты оборудование подстанции и произведен расчет ее уставок. Рассчитаны мощности потребителей собственных нужд подстанции. Выполнен расчет молниезащиты главной понизительной подстанции.

## Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
2. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова. Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник , 2-е изд., перераб. и доп. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2018. 415 с.
3. Гальперин М.В. Электротехника и электроника : учебник, 2-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 480 с.
4. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве: учебное пособие, 2-е изд. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. 204 с.
5. Bobby Rauf S. Electrical Engineering for Non-electrical Engineers. - Lulu Press. Inc, 2015. 235 p.
6. Ko A., Shestopalova T. A., Malinin N. K. Development of theoretical bases for solving the problems of power supply system of autonomous rural consumer in Myanmar by using renewable sources of energy // 2017 2nd International Conference on the Applications of Information Technology in Developing Renewable Energy Processes & Systems (IT-DREPS). 2017. pp. 1-5.
7. Suslov K., Stashkevich E., Shushpanov I., Voropai N., Son P. T. Expansion planning of active power supply systems // 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). Torino. 2017. pp. 1-5.
8. Валеев И.М., Мусаев Т.А. Методика расчета режима работы системы электроснабжения городского района : монография. Казань : КНИТУ, 2016. 132 с.
9. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
10. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
11. Feng X., Tao Y., Wan M. Energy management and control strategy for

multiport power supply system based on energy storage // 2017 Chinese Automation Congress (CAC). Jinan. 2017. pp. 5225-5230.

12. Матаев У.М. Практикум по электроэнергетике (в примерах с решениями) : учебное пособие. Алматы: Нур-Принт, Казахский национальный аграрный университет, 2014. 195 с.

13. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.

14. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.

15. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.

16. Konovalov Y. V., Nurbosynov D. N. Optimization of power supply system reactive power compensation at the oil field electrical substation // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). St. Petersburg. 2017. pp. 1-5.

17. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.

18. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.

19. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.

20. Ершов Ю.А. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика

электроэнергетических систем: учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2014. 68 с.

21. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов. Москва : Издательский дом МЭИ, 2016. 543 с.