

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 ГПП-3 110/6 кВ
города Нижнекамска»

Студент

А.С. Дружков

(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

В бакалаврской работе на тему «Реконструкция электрической части ГПП-3 110/6 кВ города Нижнекамска» выполнен расчет ожидаемых электрических нагрузок подстанции, произведено технико-экономическое сравнение установки на подстанции силовых трансформаторов двух разных мощностей. Выбрана новая электрическая схема подстанции, на стороне высокого напряжения устаревшие отделители и короткозамкватели заменены на высоковольтные элегазовые выключатели. На стороне низкого напряжения подстанции предусмотрена установка новых современных ячеек КРУ. Выполнен расчет значений токов короткого замыкания на стороне высокого и низкого напряжения подстанции. Выбрано и проверено на стойкость к токам короткого замыкания электрооборудование подстанции. Произведен расчет уставок новой микропроцессорной защиты.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки объемом 57 страниц, которая включает в себя 3 рисунка и 4 таблицы, и графической части, выполненной на шести листах формата А1.

Содержание

Введение	4
1 Краткая характеристика объекта проектирования	6
2 Определение ожидаемых электрических нагрузок подстанции	8
3 Определение необходимого числа и номинальной мощности силовых трансформаторов главной понизительной подстанции	12
4 Выбор схемы и конструктивных решений по главной понизительной подстанции	22
5 Расчет токов короткого замыкания	23
6 Выбор и проверка основного электрооборудования на главной понизительной подстанции	28
7 Выбор микропроцессорных устройств релейной защиты силовых трансформаторов ГПП	45
8 Определение нагрузок собственных нужд подстанции	53
Заключение	55
Список используемых источников	56

Введение

На любом промышленном предприятии, строительной площадке, в сельском хозяйстве, на электрифицированном транспорте, в городах и сельских поселениях невозможно обеспечить высокопроизводительную работу без электроэнергии.

Наиболее широко распространена схема, согласно которой промышленное предприятие получает электроэнергию от сетей электроэнергосистемы региона, входящей в единую электроэнергосистему. Электрическую энергию получают на электростанциях электроэнергосистемы и передают к месту ее последующего потребления по электрическим сетям на номинальном напряжении 110-220 кВ. На предприятии имеется главная понизительная подстанция (ГПП), которая понижает напряжение до уровня распределительных сетей промышленного предприятия, который обычно составляет 6-10 кВ. Затем электрическая энергия передается на цеховые трансформаторные подстанции, а от них по проводникам низковольтной распределительной сети к распределительным пунктам и отдельным электроприемникам [1-5].

Основная масса электроприемников участвующих в технологическом процессе промышленного предприятия выпускается на напряжение до 1 кВ. Систему электроснабжения промышленного предприятия условно можно разделить на 3 подсистемы:

- внешнее электроснабжение промышленного предприятия;
- внутреннее электроснабжение предприятия;
- внутрицеховое электроснабжение.

К внешнему электроснабжению промышленного предприятия относят электроустановки, расположенные от узловой распределительной подстанции электроэнергосистемы до понизительной подстанции предприятия. Система внешнего электроснабжения предприятия чаще всего выполняется на номинальном напряжении 35-220 кВ.

ГПП предприятия должна обеспечивать выполнение следующих требований: обеспечивать надежное электроснабжение потребителей подстанции; качество передаваемой электрической энергии должно соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013; безопасность персонала подстанции; баланс минимума затрат на строительство подстанции и ее последующую эксплуатацию [6, 7].

Целью ВКР бакалавра является реконструкция электрической части ГПП-3 города Нижнекамска, направленная на обеспечения надежного электроснабжения потребителей электроэнергии.

1 Краткая характеристика объекта проектирования

Главная понизительная подстанция ГПП-3 классов напряжения 110/6 кВ расположена в городе Нижнекамске. Ввод ее в эксплуатацию состоялся в 1975 году и на сегодняшний день оборудование подстанции морально и физически устарело. На подстанции установлены двухобмоточные силовые трансформаторы TRD-31500/110/6 производства Польши, разъединители РЛНДЗ-2-110У/1000, схема на стороне высокого напряжения подстанции выполнена с устаревшими отделителями и короткозамкательями. На стороне низкого напряжения подстанции установлены сдвоенные реакторы РБАСМ-6-2Х2500-10, высоковольтные выключатели ВМП-10 и трансформаторы напряжения НАМИ-10-95.

Необходимость скорейшей реконструкции подстанции обусловлена планируемым строительством комплекса по производству олефинов ЭП-600, который будет максимально использовать существующую инфраструктуру промышленной зоны ПАО «Нижнекамскнефтехим», но приведет к росту электрических нагрузок, получающих питание от подстанции ГПП-3. Строительство комплекса ЭП-600 не потребует значительной модификации или расширения существующих объектов инфраструктуры. Проектными решениями предусмотрена эксплуатация уже существующих на промышленной площадке водозаборных сооружений, фильтровальной станции, газотранспортной системы, полигона опасных отходов, буферных прудов на реке Тунгуче [8].

Кроме того, в рамках проекта запланировано строительство локальных очистных сооружений для очистки и возврата в технологический процесс сточных вод. Локальные очистные сооружения будут построены на месте открытой действующей складской площадки на территории «Нижнекамскнефтехима». Ливневые стоки будут предварительно механически очищаться в отстойниках сбросом в пруды на реке Тунгуче для механической очистки.

Тепловая энергия для технологических процессов будет подаваться от двух паровых котлов, каждый производительностью 66 тонн пара в час, строительство которых запланировано в рамках проекта.

Проектирование ЭП-600 начнется уже в 2018 году. В составе нового комплекса будут работать шесть печей пиролиза мощностью 120 тыс. тонн этилена в год.

Начальный цикл строительных работ, включающий мероприятия по подготовке строительной площадки, намечен на осень 2018 года. Площадь, которая отведена на строительство составляет 36 гектаров.

2 Определение ожидаемых электрических нагрузок подстанции

Список потребителей, получающих питание от главной понизительной подстанции представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Список потребителей, получающих питание от главной понизительной подстанции

№	Потребитель	Кат. надежности эл-я	P_{max} , МВт	$\cos\varphi$	U , кВ
1	ТП №60	1	0,8	0,95	6
2	РП №3, №4	1	3,762	0,96	6
3	РП №2	1	7,000	0,9	6
4	РП №6	1	8,960	0,9	6
5	РП №18	1	9,390	0,9	6
6	РП №19	1	2,400	0,9	6
7	РП №924	1	5,805	0,9	6
8	ТП №17	1	0,9	0,98	6
9	ТП №19	1	0,7	0,91	6
10	РП №11	1	11,510	0,9	6

Значения полных мощностей потребителей подстанции определим по формуле [9, 10]:

$$S_{in}(t) = \frac{P_{in}(t)}{\cos\phi_{in}(t)}. \quad (2.1)$$

- город:

$$S_{город_ТП№60} = \frac{0,91}{0,94} = 0,968 \text{ МВА};$$

- насосная:

$$S_{насосная_РП№3,№4} = \frac{3,88}{0,95} = 4,084 \text{ МВА};$$

- потребители предприятия ПАО «Нижекамскнефтехим»:

$$S_{\text{хим.}_- \text{ПИН}\#2} = \frac{7,2}{0,91} = 7,912 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{хим.}_- \text{ПИН}\#6} = \frac{10,05}{0,92} = 10,924 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{хим.}_- \text{ПИН}\#11} = \frac{11,46}{0,93} = 12,323 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{хим.}_- \text{ПИН}\#18} = \frac{9,37}{0,93} = 10,075 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{хим.}_- \text{ПИН}\#19} = \frac{1,72}{0,92} = 1,87 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{хим.}_- \text{ТИН}\#17} = \frac{0,93}{0,95} = 0,979 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{хим.}_- \text{ПИН}\#924} = \frac{5,82}{0,92} = 6,326 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{хим.}_- \text{ТИН}\#19} = \frac{1,72}{0,92} = 1,87 \text{ МВА}.$$

Суммарная полная мощность нагрузки подстанции составит:

$$S_{\text{max}}^{\text{ПС}} = \sum S_n^i = S_{\text{город}} + S_{\text{насосная}} + S_{\Sigma \text{хим.}} = 0.968 + 4.084 + 7.912 + 10.924 + \\ + 10.075 + 3.714 + 6.326 + 0.979 + 1.870 + 12.323 = 59.175 \text{ МВА}.$$

Годовое потребление электрической энергии каждым из потребителей определим по формуле:

$$W_n = \sum_{i=1}^n P_{in}(t) \cdot t_{in}. \quad (2.2)$$

– город:

$$W_{ТИИ\text{№}60} = 0,91 \cdot (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,6 + 0,6 \cdot 3,6 + 0,3 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 6159 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

– насосная:

$$W_{ПИИ\text{№}3,\text{№}4} = 3,88 \cdot (1 \cdot 2,8 + 0,91 \cdot 2,2 + 0,75 \cdot 3,76) \cdot 10^3 = 29573 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

– потребители предприятия ПАО «Нижнекамскнефтехим»:

$$\begin{aligned} W_{ПИИ\text{№}2} &= 7,2 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = \\ &= 47232 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_{ПИИ\text{№}6} &= 10,05 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = \\ &= 65928 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_{ПИИ\text{№}11} &= 11,46 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = \\ &= 75178 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_{ПИИ\text{№}18} &= 9,37 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = \\ &= 61467 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_{ПИИ\text{№}19} &= 3,38 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = \\ &= 22173 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_{ПИИ\text{№}24} &= 5,82 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = \\ &= 38179 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_{ТИИ\text{№}17} &= 0,93 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = \\ &= 6101 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} W_{ТИИ\text{№}19} &= 1,72 \cdot (1 \cdot 0,7 + 0,91 \cdot 2 + 0,8 \cdot 1,8 + 0,72 \cdot 2,8 + 0,4 \cdot 1,46) \cdot 10^3 = \\ &= 11283 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Суммарное потребление электрической энергии составит:

$$W_{ПС} = \sum W_n = 363273 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Определим число часов использования максимальной нагрузки на подстанции:

$$T_m = \frac{W_{ПС}}{\sum P_{\max}} = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}}, \quad (2.3)$$

$$T_m = \frac{363273}{59,175} = 6139 \text{ ч.}$$

Значение коэффициента заполнения графика нагрузки определим по формуле:

$$K_{зан} = \frac{W_{ПС}}{8760 \cdot P_{\max ПС}} = \frac{T_m}{8760}. \quad (2.4)$$

$$K_{зан} = \frac{6139}{8760} = 0,7.$$

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

Для питания потребителей электроэнергии, относящихся к первой и второй категориям, на ГПП устанавливаем 2 силовых трансформатора. Значение номинальной мощности силовых трансформаторов находим с учетом допустимой 40% перегрузки в послеаварийном режиме [11-14].

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

$$S_{номт} \approx 0,8 \cdot 59175 \cdot \frac{1}{1,4} = 33814 \text{ кВА.}$$

По шкале номинальных мощностей и каталогу производителя силовых трансформаторов выбираем для дальнейшего рассмотрения два варианта: трансформаторы ТРДН-40000/110/6/6 и следующий по шкале номинальных мощностей ТРДН-63000/110/6/6.

3.1 Вариант установки на ГПП двух силовых трансформаторов типа ТРДН -40000/110/6/6

По сайту производителя силового трансформатора определяем его паспортные данные: $\Delta P_{XX} = 34.5 \text{ кВт}$, $\Delta P_{КЗ} = 170.5 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.56 \%$, $u_{КЗ} = 10.5 \%$, $K_T = 39529 \text{ тыс. руб.}$

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

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

$$\Delta P_x' = 34.5 + 0.05 \cdot 224 = 45.7 \text{ кВт,}$$

где

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

$$\Delta Q_x = 0.56 \cdot 40000 / 100 = 224 \text{ квар},$$

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

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

- для обмотки напряжением 110 кВ по формулам:

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

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

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

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

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

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

$$\Delta P_{к.в} = 0.$$

- для обмотки напряжением 6 кВ по формулам:

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

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

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

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

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

$$\Delta P'_{к.н1} = \Delta P'_{к.н2} = 341 + 0.05 \cdot 7350 = 708.5 \text{ кВт},$$

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

$$\Delta P_{к.н1,2} = 2 \cdot 170 = 341 \text{ кВт}.$$

Значение коэффициентов загрузки каждой из обмоток трансформатора найдем по формуле:

$$K_{3.6} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (3.11)$$

$$K_{3.6} = \frac{59175}{40000} = 1.48.$$

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

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{29587.5}{40000} = 0.74.$$

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

$$P_m^{\dot{}} = \Delta P_x^{\dot{}} + K_{3.6}^2 \cdot \Delta P_{к.6}^{\dot{}} + K_{3.н1}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}^{\dot{}} + K_{3.н2}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}^{\dot{}}, \quad (3.13)$$

$$P_m^{\dot{}} = 45.7 + 1.48^2 \cdot 26.3 + 0.74^2 \cdot 708.5 + 0.74^2 \cdot 708.5 = 878.4 \text{ кВт.}$$

По суммарному годовому графику нагрузки подстанции (рисунок 3.1) найдем значение годовых потерь электрической энергии в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{3.6i}^2 \cdot \Delta P_{к.6}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н1i}^2 \cdot \Delta P_{к.н1}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.н2i}^2 \cdot \Delta P_{к.н2}' \cdot T_i \right) \quad (3.14)$$

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

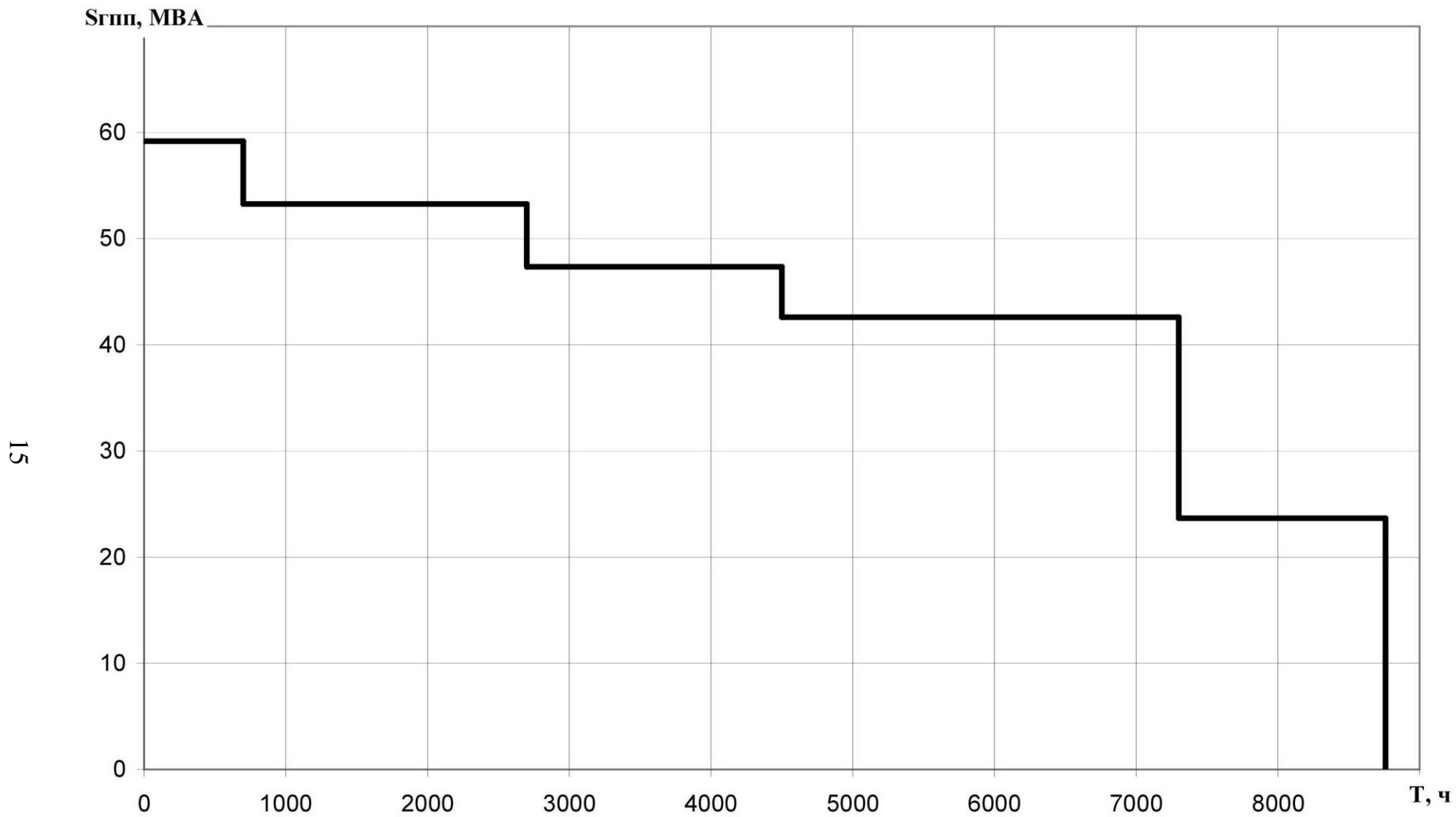


Рисунок 3.1 – Суммарный годовой график нагрузки подстанции

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

i	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	59.175	29.588	29.588	2	700	63980	1.479	0.740	0.740	20107	135676	135676
2	53.258	26.629	26.629	2	2000	182800	1.331	0.666	0.666	46534	313994	313994
3	47.340	23.670	23.670	2	1800	164520	1.184	0.592	0.592	33091	223285	223285
4	42.606	21.303	21.303	2	2800	255920	1.065	0.533	0.533	41695	281339	281339
5	23.670	11.835	11.835	2	1460	133444	0.592	0.296	0.296	6710	45277	45277
$\Sigma \Delta W_{xi} = 800664$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 2147279$		

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

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = \Delta W_{nc} \cdot C_{\text{э}}, \quad (3.15)$$

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (2147279 + 800664) \cdot 2.426 = 7152 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{\text{э}} = 2.426 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ - стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии.

Определим значение суммарных приведенных затрат на ГПП по формуле:

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

$$Z_{\text{прив}} = 0.25 \cdot 79058.61 + 7432 + 7152 = 34348 \text{ тыс. руб.}$$

где $K = 2 \cdot 39529.31 = 79058.61 \text{ тыс. руб.}$ – цена за два силовых трансформатора ТРДН-40000/110/6/6;

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 79058.61 = 7432 \text{ тыс. руб.}$$
 – годовые отчисления.

3.2 Вариант установки на ГПП двух силовых трансформаторов типа ТРДН -63000/110/6/6

По сайту производителя силового трансформатора определяем его паспортные данные: $\Delta P_{XX} = 50.5 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 245.5 \text{ кВт}$, $i_{XX} = 0.51 \%$, $u_{K3} = 10.5 \%$, $K_T = 49412 \text{ тыс. руб.}$

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

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

$$\Delta P_x' = 50.5 + 0.05 \cdot 321.3 = 60.7 \text{ кВт},$$

где

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

$$\Delta Q_x = 0.51 \cdot 63000 / 100 = 321.3 \text{ квар},$$

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

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 6 кВ по формулам:

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

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

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

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

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

$$\Delta P'_{\text{к.н1}} = \Delta P'_{\text{к.н2}} = 491 + 0.05 \cdot 11576.3 = 1069.8 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{\kappa.H1,2} = 2 \cdot \Delta P_{\kappa.BH-HH}, \quad (3.25)$$

$$\Delta P_{\kappa.H1,2} = 2 \cdot 245.5 = 491 \text{ кВт.}$$

Значение коэффициентов загрузки каждой из обмоток трансформатора найдем по формуле:

$$K_{3.6} = \frac{S_B}{S_{ном,Т}}, \quad (3.26)$$

$$K_{3.6} = \frac{59175}{63000} = 0.94.$$

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{ном,Т}}, \quad (3.27)$$

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{29587.5}{63000} = 0.47.$$

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

$$P_m^{\wedge} = \Delta P_x^{\wedge} + K_{3.6}^2 \cdot \Delta P_{\kappa.6}^{\wedge} + K_{3.H1}^2 \cdot \Delta P_{\kappa.H1}^{\wedge} + K_{3.H2}^2 \cdot \Delta P_{\kappa.H2}^{\wedge}, \quad (3.28)$$

$$P_m^{\wedge} = 66.6 + 0.94^2 \cdot 41.3 + 0.47^2 \cdot 1069.8 + 0.47^2 \cdot 1069.8 = 575 \text{ кВт.}$$

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

$$\begin{aligned} \Delta W_{nc} = & \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum n_i \cdot \Delta P_x' \cdot T_i + \\ & + \sum \left(\frac{1}{n_i} \cdot K_{3.6i}^2 \cdot \Delta P_{\kappa.6}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.H1i}^2 \cdot \Delta P_{\kappa.H1}' \cdot T_i + \frac{1}{n_i} \cdot K_{3.H2i}^2 \cdot \Delta P_{\kappa.H2}' \cdot T_i \right) \end{aligned} \quad (3.29)$$

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:

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

$$I_{\Delta W_{ПТС}} = (1310942 + 1166219) \cdot 2.426 = 6010 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{\text{э}} = 2.426 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ - стоимость 1 кВт·ч потерь электрической энергии.

Определим значение суммарных приведенных затрат на ГПП по формуле:

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

$$Z_{\text{прив}} = 0.25 \cdot 98823.27 + 9289 + 6010 = 40005 \text{ тыс.руб.}$$

где $K = 2 \cdot 49411.63 = 98823.27 \text{ тыс.руб.}$ – цена за два силовых трансформатора ТРДН-63000/110/6/6;

$$I_{\text{э}} = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 98823.27 = 9289 \text{ тыс.руб.} \text{ – годовые отчисления.}$$

По минимальным приведенным затратам выбираем к установке на ГПП вариант с установкой двух силовых трансформаторов ТРДН- 40000/110/6/6 с суммарными приведенными затратами 34348 тыс. руб.

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

i	S_{Bi} , MBA	S_{H1i} , MBA	S_{H2i} , MBA	n_i	T_i , ч	ΔW_{xi} , кВт·ч	$K_{зBi}$	$K_{зH1i}$	$K_{зH2i}$	$\Delta W_{кBi}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH1i}$, кВт·ч	$\Delta W_{кH2i}$, кВт·ч
1	59.175	29.588	29.588	2	700	93191	0.939	0.470	0.470	12767	82587	82587
2	53.258	26.629	26.629	2	2000	266260	0.845	0.423	0.423	29545	191130	191130
3	47.340	23.670	23.670	2	1800	239634	0.751	0.376	0.376	21010	135914	135914
4	42.606	21.303	21.303	2	2800	372764	0.676	0.338	0.338	26473	171252	171252
5	23.670	11.835	11.835	2	1460	194370	0.376	0.188	0.188	4260	27560	27560
$\Sigma \Delta W_{xi} = 1166219$										$\Sigma \Delta W_{кBi} = 1310942$		

4 Выбор схемы и конструктивных решений по главной понизительной подстанции

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 [15-17].

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.

В настоящее время в распределительных устройствах 110 кВ вновь возводимых и реконструируемых подстанций не используются схемы подстанций с отделителями и короткозамкательями, поэтому при реконструкции подстанции выбираем схему №110-3Н (два блока линия-трансформатор с выключателем) [18].

Применение силовых трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения позволит отказаться от использования реакторов на подстанции.

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

5 Расчет токов короткого замыкания

При определении значений тока КЗ принято не учитывать следующие факторы:

– сдвиг по фазе электродвижущих сил синхронных машин, а также изменение частоты их вращения при продолжительности короткого замыкания менее 0,5 с.;

– токи намагничивания в силовых трансформаторах и автотрансформаторах;

– насыщение магнитной системы в электрических машинах;

– поперечную емкость воздушных ЛЭП номинальным напряжением 110–220 кВ при длине до 200 км, и номинальным напряжением 330–500 кВ при длине до 150 км;

– воздействие активных сопротивлений элементов на амплитуду периодической составляющей тока короткого замыкания, в том случае если активное результирующее сопротивление составляет не более 30% от индуктивного.

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

Параметры, необходимые для определения значений токов КЗ:

Параметры внешней ЭЭС: $U_{cp} = 115$ кВ; $S_{\sigma} = 1000$ МВА; $S_{\kappa} = 3750$ МВА.

Параметры питающей кабельной линии электропередачи:
 $x_{y\partial} = 0.405$ Ом/км; $L = 3$ км.

Параметры выбранного к установке на ГПП силового трансформатора:
 $S_{н} = 40$ МВА; $U_{\kappa} = 10.5$ %.

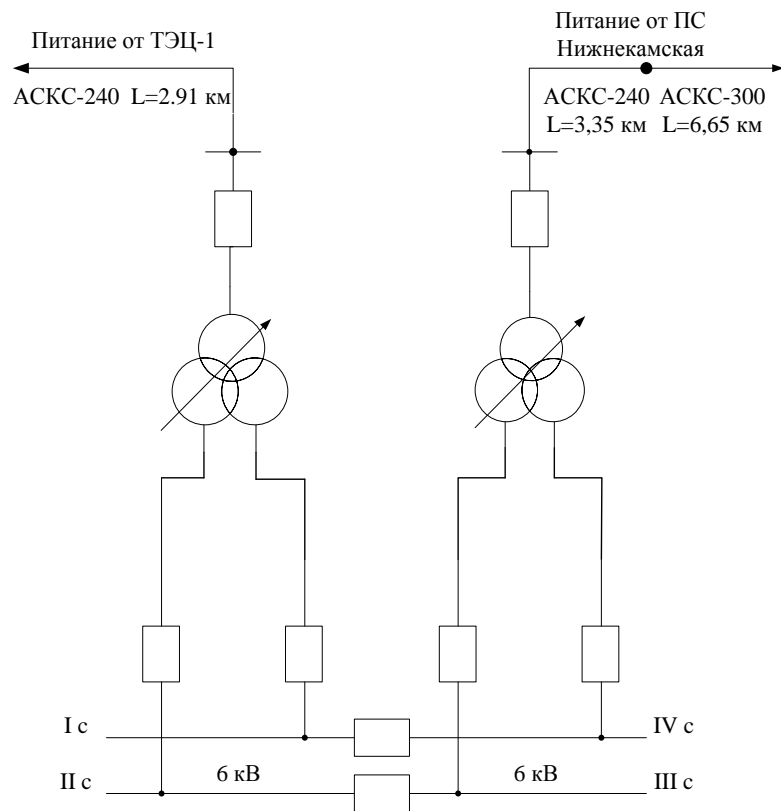


Рисунок 5.1 – Расчётная схема для определения значений тока короткого замыкания

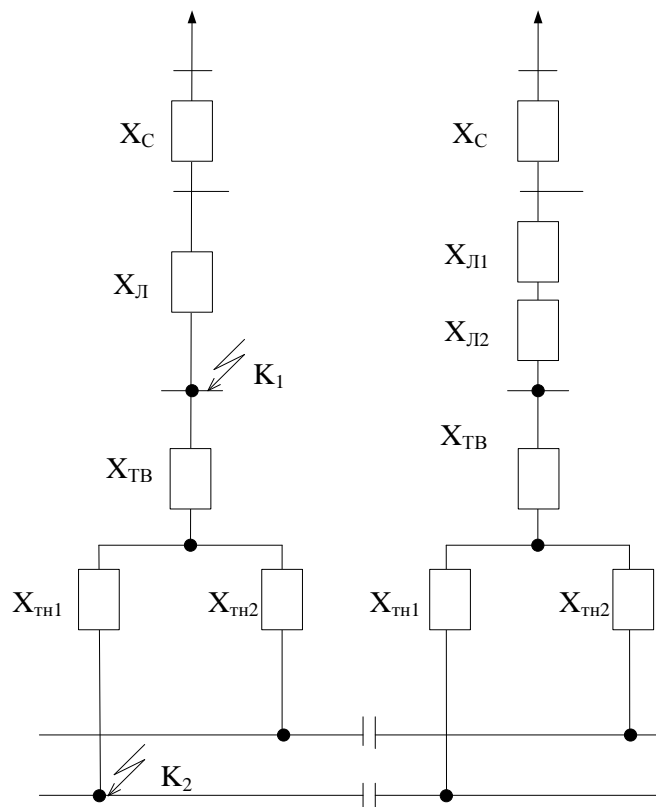


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения значений тока короткого замыкания

Определим значение сопротивления системы по формуле:

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

$$x_{c.\bar{b}} = \frac{1000}{3750} = 0.267.$$

Найдем сопротивление воздушной линии электропередачи по формуле:

$$x_{BЛ.\bar{b}} = \frac{x_{y\partial}}{2} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{CH}^2}; \quad (5.2)$$

$$x_{BЛ.\bar{b}} = 0.405 \cdot 3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0.092.$$

Определим сопротивление принятого к установке на ГПП силового трансформатора ТРДН-40000/110/6/6 по формуле:

$$x_{T.B.\bar{b}} = \frac{U_{\kappa.6}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{H}}; \quad (5.3)$$

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

$$x_{T.H.\bar{b}} = \frac{U_{\kappa.H}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{H}}; \quad (5.4)$$

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

5.1 Расчет для точки К1

Определим суммарное сопротивление цепи:

$$x_{рез1} = x_{c.\bar{b}} + x_{BЛ.\bar{b}}; \quad (5.5)$$

$$x_{рез1} = 0.267 + 0.092 = 0.359.$$

Найдем значение базисного тока:

$$I_{\sigma.k1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (5.6)$$

$$I_{\sigma.k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА.}$$

Определим начальное действующее значение трехфазного тока короткого замыкания по формуле:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}^{\wedge}}{x_{рез1}} \cdot I_{\sigma}; \quad (5.7)$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{1}{0.359} \cdot 5.02 = 14.003 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока КЗ:

$$i_{yд.k1} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}^{(3)} \cdot K_{yд}; \quad (5.8)$$

$$i_{yд.k1} = \sqrt{2} \cdot 14.003 \cdot 1.8 = 35.645 \text{ кА.}$$

5.2 Расчет для точки К2

Определим суммарное сопротивление цепи:

$$x_{рез2} = x_{рез1} + x_{Т.В.б} + x_{Т.Н.б}; \quad (5.9)$$

$$x_{рез2} = 0.359 + 0.328 + 4.594 = 5.28.$$

Найдем значение базисного тока:

$$I_{\sigma.k2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}; \quad (5.10)$$

$$I_{\sigma.k2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 91.643 \text{ кА.}$$

Определим начальное действующее значение трехфазного тока короткого замыкания по формуле:

$$I_{\kappa2}^{(3)} = \frac{E_{\sigma}}{x_{\text{рез}2}} \cdot I_{\sigma.k2}; \quad (5.11)$$

$$I_{\kappa2}^{(3)} = \frac{1}{5.28} \cdot 91.643 = 17.355 \text{ кА.}$$

Определим значение ударного тока КЗ:

$$i_{\text{уд.к}2} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,о}}^{(3)} \cdot \kappa_{\text{уд}}; \quad (5.12)$$

$$i_{\text{уд.к}2} = \sqrt{2} \cdot 17.355 \cdot 1.85 = 45.406 \text{ кА.}$$

Результаты определения значений токов короткого замыкания заносим в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты определения значений токов короткого замыкания

№ точки КЗ	$U_{сн}$, кВ	$\kappa_{\text{уд}}$	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
1	115	1.8	14	35.6
2	6.3	1.85	17.4	45.4

6 Выбор и проверка основного электрооборудования на главной понизительной подстанции

6.1 Выбор электрических аппаратов на стороне 110 кВ

6.1.1 Выбор высоковольтного выключателя

На стороне ВН ГПП устанавливаем высоковольтный выключатель (ВВ) типа LTB 145 D1/B, который выпускается компанией АВВ.

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:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.2)$$
$$281 \text{ А} < 1600 \text{ А},$$

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:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (6.4)$$
$$14 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

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

$$7.6 \text{ кА} \leq 19.8 \text{ кА},$$

где

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.6)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 14 \cdot e^{\frac{-0.048}{0.05}} = 7.6 \text{ кА},$$

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

$$i_{a.н.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \right) \cdot 40 = 19.8 \text{ кА},$$

- электродинамической стойкости:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{нр.с.}, \quad (6.8)$$

$$14 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} \leq i_{нр.с.}, \quad (6.9)$$

$$35.6 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

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

$$29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 156.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП высоковольтный выключатель типа ЛТВ 145 D1/B прошел необходимые проверки.

6.1.2 Выбор разъединителей

На стороне ВН ГПП устанавливаем разъединитель типа АВВ SGF-123.

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:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.12)$$
$$281 \text{ А} < 1600 \text{ А},$$

- электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{np.c}, \quad (6.13)$$
$$35.6 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА};$$

- термической стойкости:

$$B_k \leq I_{np.c}^2 \cdot t_{np.c}, \quad (6.14)$$
$$29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 156.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принятый к установке на стороне ВН на ГПП разъединитель типа АВВ SGF-123 прошел необходимые проверки.

6.1.3 Выбор трансформатора тока

На стороне ВН ГПП устанавливаем трансформатор тока (ТТ) типа АВВ TGn-145.

ТТ выбирается и проверяется по:

- «уровню номинального напряжения» [4]:

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

- «значению номинального тока» [4]:

$$I_{\max} \leq I_{Н.ТТ}, \quad (6.16)$$
$$281 \text{ А} \leq 400 \text{ А};$$

- «электродинамической стойкости» [4]:

$$i_{уд} \leq i_{эдин.ст}, \quad (6.17)$$
$$35.6 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- «термической стойкости» [4]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.18)$$
$$29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 245 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «величине вторичной нагрузки» [4]:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (6.19)$$

где $Z_2 \approx R_2$

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

К вторичной нагрузке трансформатора тока относятся счетчик активной энергии СЭТ-4ТМ03М и терминал ШЭ2607 с общей мощностью 19 ВА. Определим активное сопротивление прибора:

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

$$R_{\text{приб}} = \frac{19}{5^2} = 0.76 \text{ Ом}.$$

Значение максимально допустимого сопротивления проводов составит:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.8 - 0.76 - 0.1 = 0.94 \text{ Ом}.$$

Определим минимально допустимое сечение медного провода:

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

$$s = \frac{0.0175 \cdot 65}{0.94} = 1.21 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условия механической прочности, принимаем сечение медных жил 2.5 мм².

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП трансформатор тока типа АВВ ТGn-145 прошел необходимые проверки.

6.1.4 Выбор трансформатора напряжения

На стороне ВН ГПП устанавливаем трансформатор напряжения типа СРВ123.

Трансформатор напряжения выбирается и проверяется по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.23)$$

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

- по классу точности;

- по величине вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (6.24)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (6.25)$$

К вторичной нагрузке трансформатора напряжения относятся счетчик активной энергии СЭТ-4ТМ03М и вольтметр ЩП-120П с общей полной мощностью 10 ВА.

$$10 \text{ ВА} \leq 400 \text{ ВА}.$$

Принятый к установке на стороне высокого напряжения на ГПП трансформатор напряжения типа СРВ123 прошел необходимые проверки.

6.1.5 Выбор гибких шин

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

Определим необходимое сечение провода:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_s}; \quad (6.26)$$

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

Принимаем провода АС-240/32 мм² с максимальным значением продолжительного тока 605 А.

Найдем максимальное значение критической напряженности электрического поля:

$$E_0 = 30.3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0.299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (6.27)$$

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

Определим значение напряженности вблизи проводника:

$$E = \frac{0.354 \cdot U_n}{r_0 \cdot \lg \frac{1.26 \cdot D}{r_0}}; \quad (6.28)$$

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

Проверим на отсутствие короны:

$$1.07E \leq 0.9E_0; \quad (6.29)$$

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

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

6.1.6 Выбор ограничителя перенапряжения

Выбираем ограничитель перенапряжения, выпускаемый компанией АВВ РЕХЛИМ R.

6.2 Выбор электрических аппаратов на стороне 6 кВ

Для замены устаревших ячеек в РУ 6 кВ подстанции выбираем ячейки КРУ-СЭЩ-70, выпускаемые компанией Электроцит г. Самара.

6.2.1 Выбор высоковольтного выключателя

На стороне НН ГПП устанавливаем ВВ типа ВВУ-СЭЩ-10/3150.

ВВ выбираем и проверяем по следующим условиям:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.30)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- значению номинального тока:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.31)$$

$$2566 \text{ А} < 3150 \text{ А},$$

где

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн}}, \quad (6.32)$$

$$I_{max} = 1.4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6.3 \cdot 2} = 2566 \text{ А};$$

- коммутационной способности:

$$I_{к1}^{(3)} \leq I_{откл.н}, \quad (6.33)$$

$$17.4 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.н}, \quad (6.34)$$

$$19 \text{ кА} \leq 22.6 \text{ кА},$$

где

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 1}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (6.35)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 17.4 \cdot e^{\frac{-0.041}{0.16}} = 19 \text{ кА},$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \beta_n / 100 \right) \cdot I_{откл.n.}, \quad (6.36)$$

$$i_{a.n.} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \right) \cdot 40 = 22.6 \text{ кА},$$

- «электродинамической стойкости» [4]:

$$I_{\kappa 1}^{(3)} \leq I_{np.c}, \quad (6.37)$$

$$17.4 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} \leq i_{np.c}, \quad (6.38)$$

$$45.4 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- «термической стойкости» [4]:

$$B_{\kappa} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.39)$$

$$76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 145.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Принятый к установке на стороне низкого напряжения на ГПП высоковольтный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-10/3150 прошел необходимые проверки.

Для защиты отходящих линий 6 кВ выбираем высоковольтные выключатели ВВУ-СЭЩ-П на номинальные токи 1600 и 2000 А.

6.2.2 Выбор трансформатора тока

На стороне НН ГПП устанавливаем трансформатор тока типа ТШЛ-СЭЩ-10-3000/5.

Трансформатор тока выбирается и проверяется по:

- «уровню номинального напряжения» [4]:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.40)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- «значению номинального тока» [4]:

$$I_{\max} \leq I_{Н.ТТ}, \quad (6.41)$$

$$2566 \text{ А} \leq 3000 \text{ А};$$

- «электродинамической стойкости» [4]:

$$i_{уд} \leq i_{э\text{лдин.ст}}, \quad (6.42)$$

$$45.4 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА};$$

- «термической стойкости» [4]:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1\text{ном.}}^2 \cdot t_{откл} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (6.43)$$

$$76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 153 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

- «величине вторичной нагрузки» [4]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (6.44)$$

где $Z_2 \approx R_2$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (6.45)$$

К вторичной нагрузке трансформатора тока на стороне низкого напряжения ГПП относятся амперметр, счетчик активной и реактивной энергии и терминал защиты ЭКРА общей мощностью 22 ВА. Определим активное сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.46)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{22}{5^2} = 0.88 \text{ Ом.}$$

Значение максимально допустимого сопротивления проводов составит:

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

$$R_{\text{пр}} = 1.2 - 0.88 - 0.1 = 0.22 \text{ Ом.}$$

Определим минимально допустимое сечение медного провода:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}, \quad (6.47)$$

$$s = \frac{0.0175 \cdot 40}{0.22} = 3.182 \text{ мм}^2.$$

Исходя из условия механической прочности, принимаем сечение медных жил 4 мм^2 .

Принятый к установке на стороне низкого напряжения на ГПП трансформатор тока типа ТШЛ-СЭЦ-10-3000/5 прошел необходимые проверки.

6.2.3 Выбор трансформатора напряжения

На стороне низкого напряжения главной понизительной подстанции устанавливаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЦ-6.

Трансформатор напряжения выбирается и проверяется по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.48)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ};$$

- по классу точности;

- «по величине вторичной нагрузки» [4]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (6.49)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \quad (6.50)$$

К вторичной нагрузке трансформатора напряжения относятся счетчики активной и реактивной электрической энергии СЭТ-4ТМ03М и вольтметр с общей полной мощностью 24 ВА.

$$24 \text{ ВА} \leq 400 \text{ ВА}.$$

Принятый к установке на стороне низкого напряжения на ГПП трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЦ-6 прошел необходимые проверки.

6.2.4 Выбор жестких шин

Выбор жестких шин осуществляем по экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{э}}}; \quad (6.51)$$

$$s = \frac{1833}{1} = 1833 \text{ мм}^2.$$

Выбираем две алюминиевые шины прямоугольного сечения с размерами 100x10 мм, с максимальным продолжительным током 2860 А.

Определим минимальное сечение шины по условию термической стойкости:

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K} \cdot 10^3}{C_T}, \quad (6.52)$$

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{76} \cdot 10^3}{66} = 132.1 \text{ мм}^2.$$

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

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} \cdot l \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot K_{\phi} \cdot K_p, \quad (6.53)$$

$$F_{\text{max}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{1} \cdot 1 \cdot 22700^2 \cdot 1 \cdot 1 = 89.3 \text{ Н}.$$

Определим значение момента сопротивления поперечного сечения шины по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (6.54)$$

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

Найдем значение максимального напряжения в материале проводника:

$$\sigma_{\max} = \frac{F_{\max}^{(3)} \cdot l}{\lambda \cdot W}, \quad (6.55)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{89.3 \cdot 1}{8 \cdot 1.7 \cdot 10^{-5}} \cdot 10^{-6} = 0.7 \text{ МПа}.$$

Проверим на электродинамическую стойкость:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (6.56)$$

$$0.7 \text{ МПа} \leq 247.1 \text{ МПа},$$

где

$$\sigma_{\text{доп}} = 0.7 \cdot \sigma_p, \quad (6.57)$$

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

Найдем значение момента инерции поперечного сечения проводника по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (6.58)$$

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

Найдем значение частоты собственных колебаний по формуле:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad (6.59)$$
$$f_0 = \frac{3.14^2}{2 \cdot \pi \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 8.3 \cdot 10^{-7}}{2.5}} = 239.8 \text{ Гц}.$$

При частоте собственных колебаний более 200 Гц отсутствует механический резонанс.

6.2.5 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы используются для установки шин. Устанавливаем изоляторы типа ИОР-6-250 У2.

Опорные изоляторы выбираются и проверяются по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.60)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ};$$

- «по максимально допустимой нагрузке на головку изолятора» [4]:

$$F_{\max}^{(3)} \leq F_{дон}, \quad (6.61)$$

$$89.3 \text{ Н} < 808 \text{ Н},$$

где

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разруш} \cdot \frac{H_u}{H}, \quad (6.62)$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 2500 \cdot \frac{0.07}{0.13} = 808 \text{ Н}.$$

где

$$H = H_u + b + \frac{h}{2}, \quad (6.63)$$

$$H = 0.07 + 0.01 + \frac{0.1}{2} = 0.13.$$

Принятые к установке на стороне низкого напряжения на ГПП опорные изоляторы ИОР-6-250 У2 прошли необходимые проверки.

6.2.6 Выбор проходных изоляторов

Выбираем проходные изоляторы типа ИП-10/5000-42,5 УХЛ1.

Проходные выбираются и проверяются по:

- уровню номинального напряжения:

$$U_{сети} \leq U_n, \quad (6.64)$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

- номинальному току:

$$I_{max} < I_n, \quad (6.65)$$

$$2566 \text{ А} < 5000 \text{ А};$$

- значению максимальной нагрузки на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (6.66)$$

$$25.8 \text{ Н} < 25500 \text{ Н},$$

где

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \cdot l_{из} \cdot 10^{-7}, \quad (6.67)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{22700^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 25.8.$$

Принятые к установке на ГПП проходные изоляторы типа ИП-10/5000-42,5 УХЛ1 прошли необходимые проверки.

7 Выбор микропроцессорных устройств релейной защиты силовых трансформаторов ГПП

Для защиты силовых трансформаторов главной понизительной подстанции применяются следующие защиты:

- газовая защита;
- продольная дифференциальная защита (ДЗТ);
- максимальная токовая защита (МТЗ).

Релейная защита электрооборудования ГПП и силовых трансформаторов подстанции выполняется при помощи шкафов ШЭ2607 на базе микропроцессорного терминала защиты типа БЭ2704 производства ООО НПП «ЭКРА».

7.1 Выбор уставок для терминала релейной защиты БЭ2704

7.1.1 Расчет базисных токов выполняется следующим образом:

$$I_{\text{баз.ВН}} = \frac{I_{\text{ном.ВН}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (7.1)$$

$$I_{\text{баз.ВН}} = \frac{200,82 \cdot 1}{600 / 5} = 1,673 \text{ А};$$

$$I_{\text{баз.НН1(НН2)}} = \frac{I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (7.2)$$

$$I_{\text{баз.НН1(НН2)}} = \frac{1833 \cdot 1}{3000 / 5} = 3,055 \text{ А}.$$

7.1.2 Расчет и выбор параметров срабатывания ДЗТ

«Минимальный ток срабатывания ДЗТ на горизонтальном участке характеристики при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого

трансформатора при малых сквозных токах и рассчитывается по выражению» [20]:

$$I_{ДО.расч*} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч*} \quad (7.3)$$

где $K_{отс} = 1,3$; $I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр}$.

где $K_{пер} = 1,5$; $K_{одн} = 1$; $\varepsilon = 0,1$; $\Delta f_{выр} = 0,02$;

$$\Delta U_{РПН} = \frac{|U_{РПНmax} - U_{РПНmin}|}{2 \cdot 100\%}, \quad (7.4)$$

$$\Delta U_{РПН} = \frac{|9 - (-9)|}{2 \cdot 100\%} = 0,09.$$

$$I_{ДО.расч*} = 1,3 \cdot (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,02) = 0,338 \approx 0,34 \text{ о.е.}$$

Расчет тока торможения блокировки ДЗТ

«Ток торможения блокировки определяется отстройкой от максимально возможного сквозного тока нагрузки трансформатора» [20]:

$$I_{Т.БЛ.} = K_{отс} \cdot K_{пред.нагр.} \cdot \frac{I_{ном.нагр.}}{I_{баз.стор.}} \cdot \frac{k_{сх.ТТ.ВН.}}{K_{ТТ.ВН.}} \text{ о.е.} \quad (7.5)$$

где $K_{отс} = 1,1$; $K_{пред.нагр} = 2,0$; $K_{ТТ.ВН} = 600 / 5$; $k_{сх.ТТ.ВН} = 1$;

$$I_{Т.БЛ.} = 1,1 \cdot 2 \cdot \frac{200,82}{1,673} \cdot \frac{1}{600 / 5} = 2,2 \text{ о.е.}$$

Расчет коэффициента торможения ДЗТ

«Максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ» [20]:

$$I_{скв.} = \frac{I_{КЗ.Ме.стор.}}{I_{баз.стор.}} \cdot \frac{k_{сх.ТТ.стор.}}{K_{ТТ.стор.}}, \quad (7.6)$$

$$I_{скв.} = \frac{2132}{1,673} \cdot \frac{1}{600/5} = 10,62 \text{ о.е.}$$

«Расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору, ошиновке НН трансформатора сквозного тока» [20]:

$$I_{Д} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр}) \cdot I_{скв}, \quad (7.7)$$

$$I_{Д} = 0,26 \cdot 10,62 = 2,761 \text{ о.е.}$$

«Расчетный тормозной ток, определяемый по выражению» [20]:

$$I_{Т} = \sqrt{I_{скв} \cdot (I_{скв} - I_{Д}) \cdot \cos \beta}, \quad (7.8)$$

$$I_{Т} = \sqrt{10,62 \cdot (10,62 - 2,761) \cdot \cos 15^\circ} = 8,97 \text{ о.е.}$$

где $\beta = 15^\circ$.

«Значение коэффициента торможения рекомендуется рассчитывать по выражению» [20]:

$$K_{Т} = \frac{K_{омс} \cdot I_{Д} - I_{ДО}}{I_{Т} - I_{ТО}}, \quad (7.9)$$

$$K_{Т} = \frac{1,1 \cdot 2,761 - 0,34}{8,97 - 1} = 0,338 \approx 0,35 \text{ о.е.}$$

Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки

«Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

– отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора

$$I_{омс} \geq 8,97 \text{ о. е.};$$

– отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению» [20]:

$$I_{Д} = 1,5 \cdot I_{скв} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр}), \quad (7.10)$$

$$I_{Д} = 1,5 \cdot 10,62 \cdot 0,41 = 6,5 \text{ о.е.}$$

Выбираем наибольшее из двух полученных значений $I_{омс} \geq 8,97 \text{ о. е.}$

7.1.3 Защита от перегрузки трансформатора

«Первичный ток срабатывания ИО максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора» [20]:

$$I_{3П.ВН} = \frac{I_{ном.ВН}}{K_{ТТ.ВН}} \cdot \frac{K_{омс}}{K_B}; \quad (7.11)$$

где $K_{омс} = 1,05$; $K_B = 0,9$;

$$I_{3П.ВН} = \frac{200,82}{600 / 5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 1,95 \text{ А.}$$

Выдержку времени принимаем равной $t_{сз.3П} = 9 \text{ с.}$

7.1.4 МТЗ с комбинированным пуском по напряжению трансформатора со стороны низкого напряжения трансформатора

Первая ступень.

«Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению» [20]:

$$I_{сз.В6} = K_{омс} \cdot 0,7 \cdot I_{ном.НН} / K_B \cdot K_{ТТ.НН1(НН2)}, \quad (7.12)$$

$$I_{сз.В6} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 1833 / 0,95 \cdot \frac{3000}{5} = 2,7 \text{ A.}$$

где $K_{омс} = 1,2$; $K_B = 0,95$;

Найдем значение тока срабатывания максимальной токовой защиты по согласованию с защитой отходящих линий 6 кВ:

$$I_{сз.В6} = K_{нс} \cdot (0,7 \cdot I_{ном.НН} + I_{сз.отх.линии}) / K_{ТТ.НН1(НН2)}, \quad (7.13)$$

$$I_{сз.В6} = 1,1 \cdot (0,7 \cdot 1833 + 3000) / \frac{3000}{5} = 7,85 \text{ A.}$$

где $K_{нс} = 1,1$;

Принимаем наибольшее из найденных значений $I_{сз.В6} = 7,8 \text{ A.}$

Определим значение выдержки времени:

$$t_{сз.В6} = t_{сз.отх.линии} + \Delta t, \quad (7.14)$$

$$t_{сз.В6} = 1,2 + 0,4 = 1,6 \text{ с.}$$

где $\Delta t = 0,4 \text{ с.}$

Вторая ступень.

Найдем значение тока срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока нагрузки:

$$I_{сз.В6} = K_{омс} \cdot I_{ном.НН} / K_B \cdot K_{ТТ.НН1(НН2)}, \quad (7.15)$$

$$I_{сз.В6} = 1,2 \cdot 1833 / 0,95 \cdot \frac{3000}{5} = 3,85 \text{ A.}$$

Найдем значение тока срабатывания МТЗ по согласованию с защитой отходящих линий 6 кВ:

$$I_{сз.В6} = K_{нс} \cdot (I_{ном.НН} + I_{сз.отх.линии}) / K_{ТТ.НН1(НН2)}, \quad (7.16)$$

$$I_{сз.В6} = 1,1 \cdot (1833 + 3000) / \frac{3000}{5} = 8,86 \text{ A.}$$

Найдем значение тока срабатывания максимальной токовой защиты по согласованию с МТЗ секционного выключателя 6кВ

$$I_{сз.В6} = K_{нс} \cdot (I_{сз.В6}) / K_{ТТ.НН1(НН2)}, \quad (7.17)$$

$$I_{сз.В6} = 1,1 \cdot (5316) / \frac{3000}{5} = 9,74 \text{ A.}$$

Принимаем наибольшее из найденных значений $I_{сз.В6} = 10 \text{ A}$.

Определим значение выдержки времени:

$$t_{сз.Т} = t_{сз.В62-ступень} + \Delta t, \quad (7.18)$$

$$t_{сз.Т} = 1,9 + 0,3 = 2,2 \text{ с.}$$

Расчет параметра срабатывания минимального ИО напряжения

«Первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ» [20]:

$$U_{сз.} \leq \frac{U_{\min}}{K_{отс} \cdot K_B}, \quad (7.19)$$

$$U_{сз.} \leq \frac{0,85 \cdot 100}{1,2 \cdot 1,2} = 59,02 \text{ В.}$$

«Первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки» [20]:

$$U_{сз.} \leq \frac{U_{зан.}}{K_{отс}}, \quad (7.20)$$

$$U_{сз.} \leq \frac{0,7 \cdot 100}{1,2} = 58,3 \text{ В.}$$

где $U_{min} = 0,85 \cdot U_{ном}$; $U_{зан} = 0,7 \cdot U_{ном}$; $K_{отс} = 1,2$; $K_B = 1,2$;

Принимаем наименьшее из найденных значений $U_{сз} = 58 \text{ В}$.

«Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению» [20]:

I ступень

$$K_{\eta} = \frac{I_{к.мин1}^{(2)}}{I_{сз.В61-ступень}}, \quad (7.21)$$

$$K_{\eta} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 25000}{4680} = 4,62 \geq 1,5.$$

II ступень

$$K_{\eta} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 25000}{6000} = 3,6 \geq 1,5.$$

7.1.5 Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению трансформатора со стороны высокого напряжения трансформатора

Найдем значение тока срабатывания МТЗ с учетом отстройки от номинального тока силового трансформатора

$$I_{сз.В110} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном}}{K_B \cdot K_{ТТ.ВН}}, \quad (7.22)$$

$$I_{сз.В110} = \frac{1,2 \cdot 200,82}{0,95 \cdot 600 / 5} = 2,11 \text{ А.}$$

где $K_B = 0,95$;

Найдем значение тока срабатывания максимальной токовой защиты с учетом согласования с МТЗ НН

$$I_{сз.В110} = \frac{K_{отс} \cdot I_{сз.В6}}{K_{ТТ.ВН}}, \quad (7.23)$$

$$I_{сз.В110} = \frac{1,1 \cdot 6000 \cdot (6,3 / 115)}{600 / 5} = 3,01 \text{ А.}$$

где $K_{отс} = 1,1$;

Принимаем наибольшее из найденных значений $I_{сз.В110} = 3,0 \text{ А}$.

Определим значение выдержки времени при отключенном положении СВ1 НН, СВ2 НН :

$$t_{сз.В110} = t_{сз.В6 \text{ 1-ступень}} + \Delta t, \quad (7.24)$$

$$t_{сз.В110} = 1,6 + 0,3 = 1,9 \text{ с.}$$

Определим значение выдержки времени при включенном положении СВ1 НН, СВ2 НН:

$$t_{сз.В110} = t_{сз.В6 \text{ 2-ступень}} + \Delta t, \quad (7.25)$$

$$t_{сз.В110} = 1,9 + 0,3 = 2,2 \text{ с.}$$

Определим коэффициент чувствительности МТЗ ВН:

$$K_{\eta} = \frac{I_{к.мин}^{(3)}}{I_{сз.В110}}, \quad (7.26)$$

$$K_{\eta} = \frac{25000 \cdot (6,3 / 115)}{360} = 3,8 \geq 1,2.$$

8 Определение нагрузок собственных нужд подстанции

«К наиболее ответственным приемникам электроэнергии собственных нужд подстанций относятся устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики. От них зависит работа основного оборудования подстанций, прекращение их электроснабжения даже кратковременно приводит к частичному или полному отключению подстанции. Приемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или снижения мощности электроустановки, относятся к неответственным» [18].

Электроприемниками СН главной понизительной подстанции являются:

- электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов с мощностью нагрузки 29,7 кВт;
- система обогрева, освещения и вентиляции общеподстанционного пункта управления с мощностью нагрузки 59,9 кВт;
- система обогрева, освещения и вентиляции закрытого распределительного устройства 6 кВ с мощностью нагрузки 6,8 кВт;
- система обогрева, освещения и вентиляции здания для разъездного персонала подстанции с мощностью нагрузки 5,7 кВт;
- система освещения открытого распределительного устройства 110 кВ с мощностью нагрузки 2,6 кВт;
- система обогрева шкафа релейной защиты с мощностью нагрузки 1,1 кВт;
- система обогрева приводов разъединителей и выключателей с мощностью нагрузки 0,5 кВт;

Общая нагрузка электроприемников собственных нужд главной понизительной подстанции равна 187,3 кВт.

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

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

$$S_{T.C.H.} = 0,7 \cdot 189,7 = 132,79 \text{ кВА.}$$

По результатам расчета для установки на ГПП выбираем два трансформатора собственных нужд мощностью по 145 кВА каждый.

Заключение

В бакалаврской работе выполнен расчет ожидаемых электрических нагрузок подстанции, суммарная полная мощность нагрузки подстанции составила 59,175 МВА.

Произведено технико-экономическое сравнение установки на подстанции силовых трансформаторов двух разных мощностей ТРДН-40000/110/6/6 и ТРДН-63000/110/6/6. По минимуму приведенных затрат выбран к установке на ГПП вариант с установкой двух силовых трансформаторов ТРДН-40000/110/6/6 с суммарными приведенными затратами 34348 тыс. руб.

Выбрана новая электрическая схема подстанции, на стороне высокого напряжения устаревшие отделители и короткозамыкатели заменены на высоковольтные элегазовые выключатели. На стороне низкого напряжения подстанции предусмотрена установка новых современных ячеек КРУ-СЭЩ-70, выпускаемые компанией Электрощит г. Самара.

Выполнен расчет значений токов короткого замыкания на стороне высокого и низкого напряжения подстанции. Выбрано и проверено на стойкость к токам короткого замыкания электрооборудование подстанции. Произведен расчет уставок новой микропроцессорной защиты выполненной при помощи шкафов ШЭ2607 на базе микропроцессорного терминала защиты типа БЭ2704 производства ООО НПП «ЭКРА».

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2018. 462 с.
2. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. М.: Форум, 2015. 368 с.
3. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
4. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
5. 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.
6. Rajendra P. Fundamentals of electrical engineering. - PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 1064 p.
7. Liao P., Cheng R., Ruan C., Wang C., Yang W., Chang Y. Simulation and optimization of power supply system based on super capacitor tram // 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). Beijing. 2017. pp. 1-5.
8. НКНХ не планирует значительного расширения инфраструктуры для ЭП-600 [Электронный ресурс] : информационно-аналитический центр «Рупек». URL: <http://www.rupec.ru/news/36559/> (дата обращения: 15.04.2018).
9. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.

10. Liu Z., Hu K. A Model-Based Diagnosis System for a Traction Power Supply System // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2017. vol. 13. no. 6. pp. 2834-2843.
11. Алиев И.И. Электротехника и электрооборудование : учебное пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
12. Старкова Л.Е. Справочник цехового энергетика : учебно-практическое пособие. М. : Инфра-Инженерия, 2013. 352 с.
13. Мастепаненко М.А. Введение в специальность. Электроэнергетика и электротехника : учеб. пособие. Ставрополь : СтГАУ, 2015. 116 с.
14. Balagurov M. V., Korobkov D. V., Bachurin P. A., Mansurov A. R., Surov V. Y., Zharkov M. A. Primary AC power supply system for autonomous objects // 2017 18th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices (EDM). Erlagol. 2017. pp. 409-412.
15. Михайлов В.Е. Современная электросеть. СПб. : Наука и Техника, 2013. 256 с.
16. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.
17. Ma Y., Wu Y., Xu L., Liu H., Wu Y. Conceptual design of power supply system for CFETR CS model coil // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2018. vol. PP. no. 99. pp. 1-1.
18. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
19. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
20. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.120.70.99-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.