

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)

Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и
учреждений
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ
Красногорской ТЭЦ г. Каменск-Уральск Свердловской области»

Студент	<u>А.А. Бойков</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>А.А. Кувшинов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультант	<u>А.В. Кириллова</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

« _____ » _____ 2018 г.

(личная подпись)

Тольятти 2018

Аннотация

Целью бакалаврской работы является реконструкции подстанции 110/10кВ для увеличения её пропускной способности.

В пояснительной записке данной работы представлены:

- анализ состояния электроснабжения промышленного района и постановка задачи исследования;
- выбор схемы электроснабжения после реконструкции подстанции;
- расчет токов короткого замыкания;
- расчет и подбор силовых трансформаторов;
- выбор необходимого электротехнического оборудования.

Пояснительная записка содержит 58 страниц, 6 рисунков, 5 таблиц.

Abstract

The aim of the bachelor's work is the reconstruction of the substation 110 / 10kV to increase its throughput.

In the explanatory note of this work are presented:

- analysis of the state of power supply in the industrial region and setting the research task;
- Choice of the power supply scheme after reconstruction of the substation;
- calculation of short circuit currents;
- calculation and selection of power transformers;
- selection of necessary electrical equipment.

The explanatory note contains 58 pages, 6 figures, 5 tables.

Содержание

Введение.....	5
1 Обоснование реконструкции подстанции 110/10 кВ Красногорской ТЭЦ.....	7
1.1 Анализ состояния электроснабжения промышленного района.....	7
1.2 Исходные данные для реконструкции подстанции.....	8
1.3 Задачи проектирования подстанции.....	8
2 Реконструкция подстанции 110/10 кВ Красногорской ТЭЦ.....	10
2.1 Выбор вариантов главной схемы электрических соединений подстанции.....	10
2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	11
2.3 Расчет токов короткого замыкания.....	15
2.4 Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей.....	20
2.4.1 Выбор шин, токопроводов, изоляторов и кабелей.....	20
2.4.2 Выбор электрических аппаратов высокого напряжения.....	31
2.4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.....	36
2.5 Выбор релейной защиты и автоматики.....	43
Заключение.....	54
Список используемых источников.....	55

Введение

Производство электроэнергии всеми электростанциями России к 2017 г. достигло 1000 млрд.кВт/ч. Основными потребителями электроэнергии являются промышленные предприятия. Они расходуют более половины всей электроэнергии вырабатываемой в нашей стране.

Ввод новых объектов, расширение существующих, рост энерговооруженности, широкое внедрение различных видов электротехнологий во всех отраслях во всех отраслях производств выдвигают проблему их рационального электроснабжения.

Основой энергосистемы России являются, в порядке укрупнения, районные электроэнергетические системы (ЭЭС), объединенные энергосистемы (ОЭС) и единая энергетическая система России (ЕЭС). Вновь вводимые в эксплуатацию станции и подстанции создаются с учетом интеграции в действующие энергосистемы.

При создании новых электростанций и подстанций преследуются следующие цели:

- произвести заданное (недостающее) количество энергии;
- безотказная эксплуатация;
- производство, передача и распределение заданного количества электроэнергии в соответствии с заданным графиком потребления;
- уменьшение затрат на проектирование и постройку;
- уменьшение эксплуатационных издержек.

У каждой цели есть задачи, на решение которых она направлена. Количество произведенной и переданной потребителям электроэнергии задается при проектировании новой подстанции. Уменьшение капитальных и эксплуатационных затрат обусловлены необходимостью оптимизации экономических расходов. При этом финансовые затраты должны сочетаться с планируемым производственным и экономическим эффектом.

Алгоритм решения задачи проектирования любой технической системы состоит из ряда проектных процедур и операций. При решении поставленных задач, необходимо не только привести параметры подстанции к требуемым, но также и обновить силовое оборудование подстанции, релейную защиту, элементы системы автоматического контроля и учета электроэнергии.

Целью бакалаврской работы является реконструкции подстанции 110/10кВ для увеличения её пропускной способности.

Объектом исследования является энергетическая система города Каменск-Уральск Свердловской области.

Предметом исследования является Красногорская ТЭЦ.

При выполнении данной выпускной квалификационной работы использована учебная и справочная литература по электроэнергетике, электроснабжению промышленных предприятий и населенных пунктов, интернет-ресурсы.

Структура выпускной квалификационной работы следующая: введение, основная часть из 2 разделов, заключение, список использованных источников.

1 Обоснование реконструкции подстанции 110/10 кВ Красногорской ТЭЦ

1.1 Анализ состояния электроснабжения промышленного района

График электрических нагрузок подстанции с учетом требуемой пропускной способности к 2020 году приведен в таблице 1.

Таблица 1- График электрических нагрузок

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
S, МВА	177	180	178	177	175	173	170	175	175	175	176	176

Как видно из графика, мощность практически не изменяется в течение суток, поэтому трансформаторы мощностью 40 МВ·А обеспечат заведомо недостаточную мощность, предварительно выбираем трансформаторы мощностью 63 МВ·А.

Основные потребители – круглосуточно работающие химические производства.

Были: трансформаторы ТРДН-40000/110.

Стали: трансформаторы ТРДЦН-63000/110 (расчет и выбор далее).

Оборудование на подстанции давно выработало свой ресурс, устарело морально и физически, не соответствует требуемой надежности и пропускной способности. Поэтому в задачи реконструкции подстанции входит не только приведение параметров подстанции к требуемым, но также и обновление силового оборудования подстанции, релейной защиты, элементов системы автоматического контроля и учета электроэнергии

Анализ показывает, что при планируемом увеличении мощности пропускной способности подстанции будет недостаточно и возникнет дефицит.

Для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения предприятия возникает потребность в реконструкции подстанции 110/10 кВ с целью увеличения пропускной способности.

1.2 Исходные данные для реконструкции подстанции

На подстанцию приходят четыре воздушных линии:

ВЛ "Западная 1" длиной 4,5 км - на 1 секцию шин;

ВЛ "Западная 2" длиной 6 км - на 4 секцию шин;

ВЛ "Восточная 1" длиной 6 км - на 2 секцию шин;

ВЛ "Восточная 2" длиной 3 км - на 3 секцию шин.

Мощность КЗ системы 2260 МВ·А.

Требуемая максимальная мощность, передаваемая через подстанцию к 2020 году $S_{\text{нагр. макс.}} = 180 \text{ МВ}\cdot\text{А}$.

Основные потребители электрической энергии – химические производства, относятся к первой категории надежности электроснабжения в соответствии с ПУЭ.

ГРУ 10 кВ находится в 100 м от ОРУ-110 кВ, распреустройства связаны между собой кабельным туннелем, также имеется связь гибким шинопроводом.

Размеры ОРУ 70 x 70 м.

Для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения предприятий возникает потребность в реконструкции подстанции 110/10 кВ с целью увеличения пропускной способности.

1.3 Задачи реконструкции подстанции

Оборудование на подстанции давно выработало свой ресурс, устарело морально и физически, не соответствует требуемой надежности и пропускной способности. Поэтому в задачи реконструкции подстанции входит не только приведение параметров подстанции к требуемым, но также и обновление

силового оборудования подстанции, релейной защиты, элементов системы автоматического контроля и учета электроэнергии.

2 Реконструкция подстанции 110/10 кВ Красногорской ТЭЦ

2.1 Выбор вариантов главной схемы электрических соединений подстанции

Исходная схема электрических соединений подстанции - двойное Н.

Число присоединений - 8.

Количество трансформаторов - 4.

Для увеличения пропускной способности подстанции, проанализировав график электрических нагрузок, принимаем решение о замене трансформаторов ТДН-40000/110 на более мощные.

В соответствии с рекомендациями исходя из величины напряжения и количества присоединений для РУ-110 кВ выбираем способ подключения "одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями (7-10 присоединений)" [1]. При этом для создания схемы требуется 10 высоковольтных выключателей и 27 разъединителей, требуется полная замена конструкций всего ОРУ-110 кВ, площадь подстанции намного превышает предельно возможную площадь расширения (то есть имеем стесненные условия). Достоинством данной схемы является высокая надежность электроснабжения потребителей.

Схема изображена на рисунке 1.

Рассмотрим другие варианты реконструкции ОРУ, учитывая все вышеизложенные факторы.

При анализе же существующей схемы видна возможность увеличения гибкости за счет установки двух секционных выключателей, причем площадь ОРУ-110 кВ расширяется незначительно. Четыре секции шин соединяются в кольцо при помощи межсекционных выключателей, к каждой секции шин через выключатель подключена воздушная линия, трансформаторы же присоединены через разъединители. Получившаяся схема вполне обеспечивает надежное электроснабжение потребителей 1 категории надежности [2].

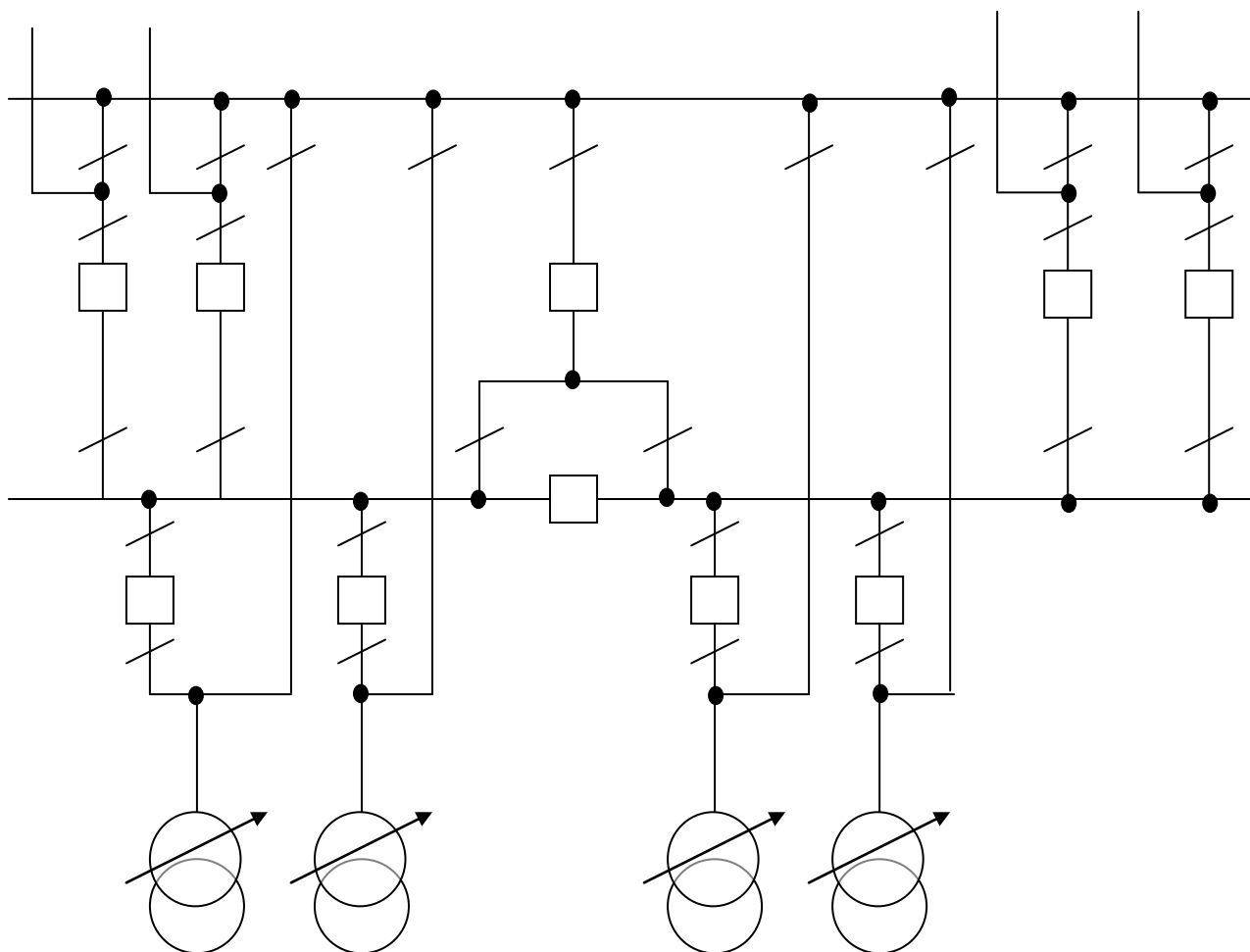


Рисунок 1 - Одна секционированная система шин с обходной с отдельным секционным и обходным выключателями

В итоге выбираем доработку существующей схемы, так как она обеспечивает надежное снабжение потребителей электрической энергией, обладает заметно меньшими затратами на силовое электрооборудование и капитальное строительство, достаточно компактна, а также в этом случае максимально используются элементы существующей схемы.

Схема изображена на рисунке 2.

2.2 Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов

ГОСТ 14209-85 рекомендует на крупных подстанциях от 35 до 750 кВ использовать автотрансформаторы или трансформаторы в трехфазном

исполнении, с встроенными устройствами РПН (регулирование напряжения под нагрузкой), в соответствии с ГОСТом 13109-87 [3].

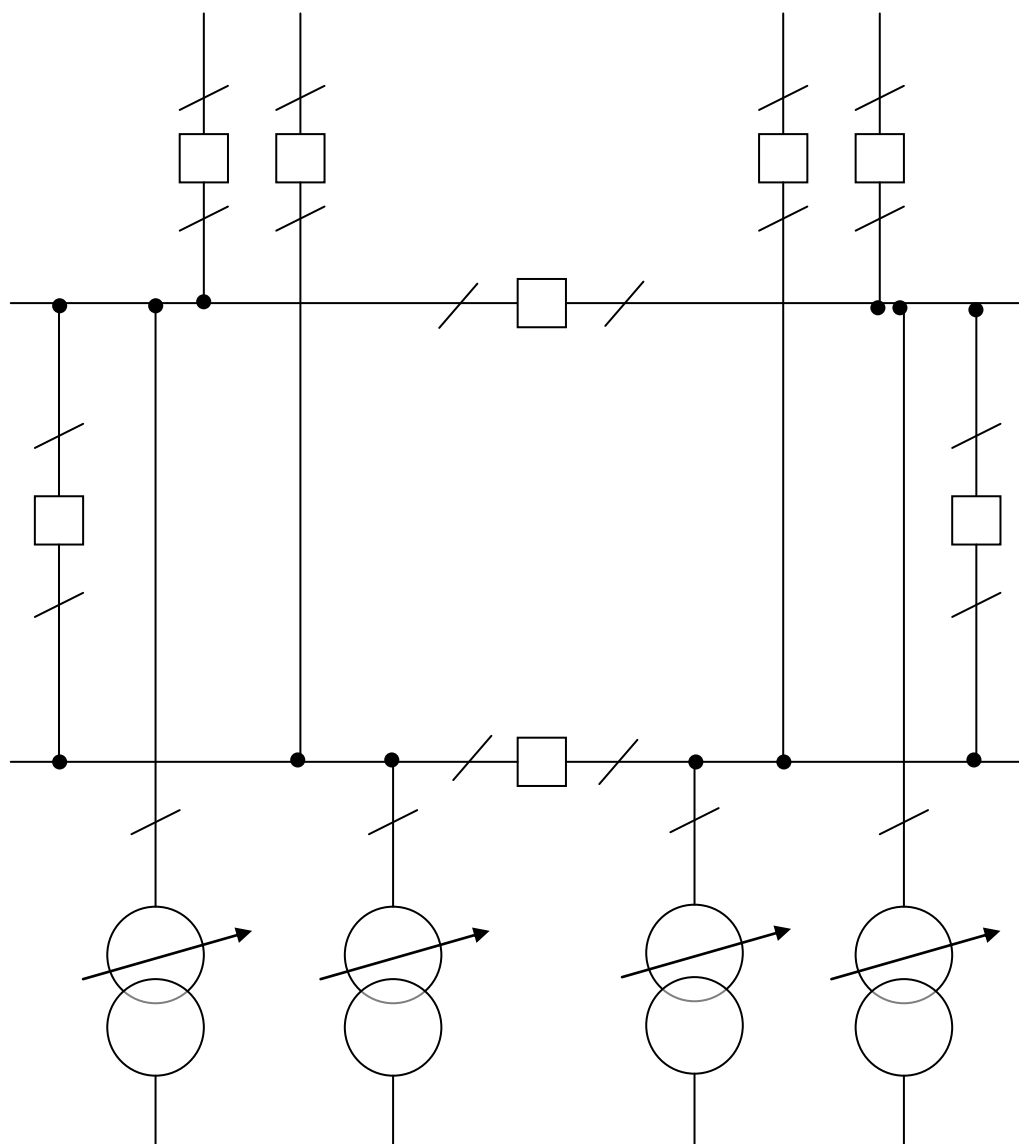


Рисунок 2 - Изменение существующей схемы

Применение групп однофазных трансформаторов не рекомендуется, за исключением невозможности использования трехфазных трансформаторов.

При выборе номинальной мощности силовых трансформаторов необходимо учитывать множество факторов, в том числе режимы работы с перегрузками и в аварийных режимах. Нормативные документы допускают 40% перегрузку силовых трансформаторов за время не более пяти суток при

коэффициенте начальной нагрузки K_1 не более 0,93 [4].

Номинальная мощность трансформаторов определяется:

$$S_{T.НОМ} \approx \frac{S_{наг.макс.} \cdot K_{12}}{1,4(n-1)}, \quad (1)$$

где $S_{наг.макс.}$ - суммарная активная максимальная нагрузка на расчетный уровень 10 лет;

K_{12} - коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категорий;

$\cos\varphi_{наг}$ - коэффициент мощности нагрузки;

n – число параллельно работающих трансформаторов ($n = 4$);

1,4 – коэффициент, учитывающий нагрузочную способность.

$$S_{T.НОМ} \approx \frac{180 \cdot 1}{1,4(4-1)}$$

$$S_{T.НОМ} \approx 42,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

С учетом допустимых аварийных и систематических перегрузок принимается наибольшее значение мощности трансформатора.

Для подсчета допустимой систематической перегрузки действительный график нагрузок преобразуется в двухступенчатый [5].

График электрических нагрузок подстанции с учетом требуемой пропускной способности к 2015 году приведен в таблице 2

Таблица 2- Суточный график нагрузок

Часы	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
S, МВА	177	180	178	177	175	173	170	175	175	175	176	176

Как видно из графика, мощность практически не изменяется в течение суток, поэтому трансформаторы мощностью 40 МВ·А обеспечат заведомо недостаточную мощность, предварительно выбираем трансформаторы мощностью 63 МВ·А.

Коэффициент начальной нагрузки K_1 эквивалентного графика определяется по формуле

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (2)$$

где S_1, S_2, \dots, S_m - значения нагрузки в интервалах $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$;

$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{сред}}$ - находится из заданного или типового графика нагрузок.

$$K_1 = \frac{1}{4 \cdot 63} \cdot \sqrt{\frac{177^2 \cdot 2 + 180^2 \cdot 2 + 178^2 \cdot 2 + 177^2 \cdot 2 + 175^2 \cdot 8 + 173^2 \cdot 2 + 170^2 \cdot 2 + 176^2 \cdot 4}{24}}$$

$$K_1 = 0,7$$

По систематическим перегрузкам трансформаторы проходят, так как коэффициент загрузки всегда меньше единицы. Далее проверяем трансформаторы по аварийным перегрузкам. При этом учитываем, что один трансформатор выведен в ремонт.

$$K_{1A} = \frac{1}{3 \cdot 63} \cdot \sqrt{\frac{177^2 \cdot 2 + 180^2 \cdot 2 + 178^2 \cdot 2 + 177^2 \cdot 2 + 175^2 \cdot 8 + 173^2 \cdot 2 + 170^2 \cdot 2 + 176^2 \cdot 4}{24}}$$

$$K_{1A} = 0,93$$

Как видим, коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме также меньше единицы, что удовлетворяет условиям надежного электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категорий надежности [6].

Окончательно выбираем трансформаторы ТРДЦН-63000/110.

Каталожные данные трансформаторов:

$$U_{\text{ном.вн}} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном.нн}} = 10,5/10,5 \text{ кВ}$$

$$u_k = 10,5 \%$$

$$\Delta P_k = 260 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_x = 59 \text{ кВт}$$

$$R = 0,87 \text{ Ом}$$

$$X = 22 \text{ Ом}$$

Пределы регулирования напряжения при помощи РПН $\pm 9 \times 1,78 \%$.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания выполнен на ЭВМ с помощью программы ТКЗ-3000 (не очень новая, но работоспособная и бесплатная программа). Для расчета составим схему (см. рисунок 3) [7]. На схеме обозначим номера узлов, и найдем все сопротивления для заполнения таблицы 3. Сопротивления между узлами 1-5, 1-6, 1-7, 1-8 есть сопротивления трансформаторов, $X_{тр} = 22 \text{ Ом}$ $R_{тр} = 0,87 \text{ Ом}$, также в таблице 3 указываются коэффициенты трансформации трансформаторов:

$$K = \frac{U_B}{U_H}, \quad (3)$$

где U_B – высокое напряжение, кВ

U_H – низкое напряжение, кВ

$$K = \frac{115}{10,5}$$

$$K = 10,95$$

Сопротивления между узлами 5-9, 6-9, 7-9, 8-9 являются сопротивлениями реакторов РБ-10-2000-10 [7].

$$X_P = \frac{X_P \%}{\sqrt{3}} \frac{U_{P,НОМ}}{I_{P,НОМ}}, \text{ Ом} \quad (4)$$

где $X_P \%$ - сопротивление реактора, %

$I_{P,НОМ}$ - номинальный ток реактора, А

$U_{P,НОМ}$ - номинальное напряжение реактора, кВ

Параметры генераторов указываются как сопротивления ветвей 0-5, 0-6, 0-7, 0-8, и ЭДС генераторов.

$$X_G = \frac{X_d'' \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \text{ Ом}, \quad (5)$$

где X_d'' - относительное сверхпереходное сопротивление при номинальных условиях, о. е.

$$X_d'' = 0,132 \text{ о.е. (для генераторов Т2-25-2)}$$

$$S_{Г,НОМ} = 31,25 \text{ МВ} \cdot \text{А (генераторы типа Т2-25-2, P=25 МВт)}$$

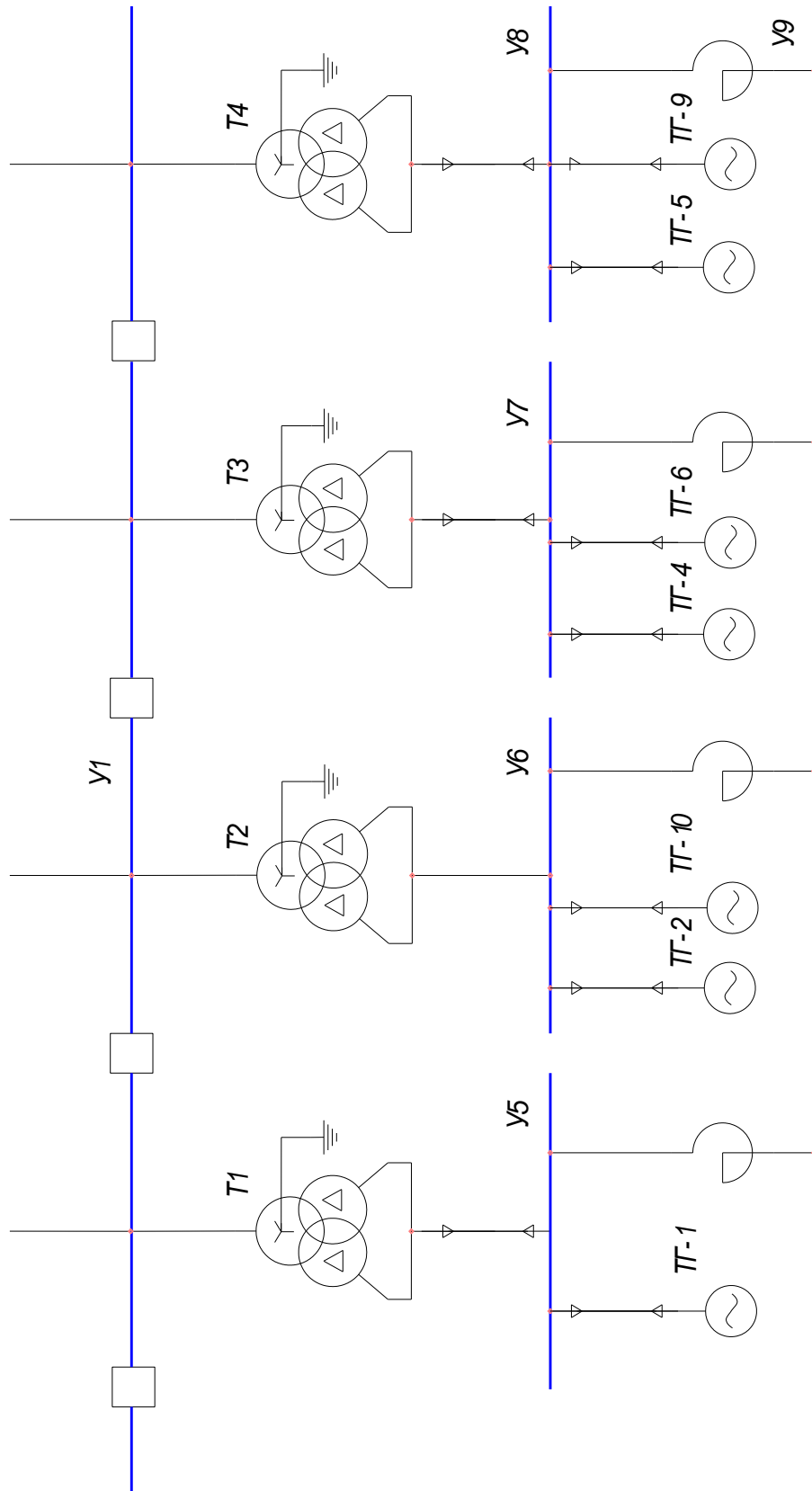


Рисунок 3- Схема для расчета токов КЗ

$U_{НОМ} = 10,5 \text{ кВ}$

$$X_r = \frac{0,132 \cdot 10,5^2}{31,25}$$

$$X_r = 0,47 \text{ Ом}$$

Параметры системы указываются как сопротивление и ЭДС системы:

$$E_c = 115000 \text{ В}$$

Таблица 3- Исходные данные для расчета токов короткого замыкания

Тип	Примеч.	Узел 1	Узел 2	R, Ом	X, Ом	E или K
1	2	3	4	5	6	7
0	Система	0	1	0,631	3,92	115000
3	Т-1	1	5	0,87	22	10,95
3	Т-4	1	6	0,87	22	10,95
3	Т-2	1	7	0,87	22	10,95
3	Т-3	1	8	0,87	22	10,95
0		5	9	0	0,289	0
0		6	9	0	0,289	0
0		7	9	0	0,289	0
0		8	9	0	0,289	0
4	ТГ-1	0	5	0	0,47	10,5
4	ТГ-2	0	6	0	0,47	10,5
4	ТГ-10	0	6	0	0,47	10,5
4	ТГ-4	0	7	0	0,47	10,5
4	ТГ-6	0	7	0	0,47	10,5
4	ТГ-5	0	8	0	0,47	10,5
4	ТГ-9	0	8	0	0,47	10,5

Сопротивление системы предоставлены организацией:

$$Z_1 = 0,631 + j3,920 \text{ Ом}$$

$$Z_0 = 0,189 + j2,951 \text{ Ом}$$

В таблице 3 в первом столбце указывается тип ветви:

0 - сопротивление,

3 - трансформатор,

4 - генератор.

Во 2-м столбце - примечания.

В 3-м и 4-м столбцах указываются узлы, между которыми расположена ветвь.

В 5-м и 6-м столбцах указываются активные и реактивные сопротивления ветвей.

В 7-м столбце указываются:

в ветви "система" - ЭДС системы,

в ветви "трансформатор" - коэффициент трансформации,

в ветви "генератор" - ЭДС генератора.

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.

Для нахождения ударного тока на подстанциях и электростанциях можно принимать некоторые обобщенные значения постоянной времени $T_{a,c}$ и ударного коэффициента $k_{уд}$.

РУ повышенного напряжения станции: $T_{a,c}=0,13$ с; $k_{уд}=1,92$ [8]

РУ генераторного напряжения станции: $T_{a,c}=0,06$ с; $k_{уд}=1,85$ [8]

$$i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \text{ , А} \quad (6)$$

Ударный ток на напряжении 110 кВ (Узел1):

$$i_{уд.У1} = 1,92 \cdot \sqrt{2} \cdot 23480 \text{ А}$$

$$i_{уд.У1} = 63755 \text{ А}$$

Ударный ток в узлах 6 и 8 (максимальное значение на напряжении 10 кВ):

$$i_{уд.У6,8} = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 70515 \text{ А}$$

$$i_{уд.У6,8} = 184494 \text{ А.}$$

Таблица 4- Результаты расчетов токов короткого замыкания

Узел	Наименование	$I_{(1)3}$, А	$I_{(1)1}$	$I_{(2)1}$	$3I_{(0)1}$, А
1	2	3	4	5	6
1- Подпитка 0 5 6 7 8	Секция 110 кВ	I=23480 18334 1168 1326 1326 1326	I=20334	I=20334	I=38851
5- Подпитка 1 0, ТГ-1 9	Секция 10 кВ	I=56694 30064 12898 13734	I=49097	I=49097	
6- Подпитка 1 0,ТГ-2 0,ТГ-10 9	Секция 10 кВ	I=70515 31240 12898 12898 13576	I=61066	I=61066	
7- Подпитка 1 0,ТГ-4 0,ТГ-6 9	Секция 10 кВ	I=68565 29204 12898 12898 13567	I=59377	I=59377	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
8- Подпитка 1 0,ТГ-5 0,ТГ-9 9	Уравнительная система шин	I=70515 31240 12898 12898 13576	I=61066	I=61066	
9- Подпитка 5 6 7 8		I=58384 13636 14916 14916 14916	I=50561	I=50561	

2.4 Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей

2.4.1 Выбор шин, токопроводов, изоляторов и кабелей

В РУ 35 кВ и выше используются гибкие провода или жесткие шины. При всех этих напряжениях по условиям коронирования применяются жесткие шины круглого сечения. В РУ подстанций наиболее широко применяются гибкие сталеалюминиевые провода марки АС [9].

Токоведущие части РУ 35 кВ и выше выбираются по тем же условиям, что и при низких напряжениях.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так, для сборных шин расстояния должны быть не менее: при 35 кВ - 1,5 м, 110 кВ - 3 м, 220 кВ - 4 м, 500 кВ - 6 м. [10] При таких расстояниях силы взаимо-

действия между фазами невелики, поэтому расчет на электродинамическое действие обычно не производится. Однако при больших токах к.з. провода могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие токов к.з. должны проверяться гибкие шины РУ при мощности к.з. $S_{к}$, равной или большей следующих значений:

$U_{н}$, кВ	110	220	330	500
$S_{к}$, МВ·А	4000	8000	21000	18000

В данном случае расчет гибких шин ОРУ - 110 кВ не выполняется, так как при номинальном напряжении 110 кВ мощность короткого замыкания не превышает 4000 МВ·А [11].

Питание подстанции осуществляется по двум 2^х-цепным воздушным линиям со сталеалюминиевыми проводами марки АС.

Определим сечение проводов ВЛ по следующим условиям:

1) Длительно допустимый нагрев расчетным током:

$$I_{дл. доп.} \geq \frac{I_p}{2}, \text{ А}, \quad (7)$$

где $I_{дл. доп.}$ - длительно допустимый ток для выбранного сечения провода, А;

I_p - расчетный ток предприятия, А.

$$I_p = \frac{S_{нагр. макс.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \text{ А}, \quad (8)$$

где $S_{нагр. макс.}$ - планируемая требуемая мощность подстанции, кВ·А

$$S_{нагр. макс.} = 180 \text{ МВ·А}$$

U_n - напряжение внешнего электроснабжения, кВ.

$$I_p = \frac{180000}{\sqrt{3} \cdot 110},$$

$$I_p = 944 \text{ А}$$

Расчет ведем для максимально тяжелого режима, когда одна линия находится в ремонте, и еще на одной линии произошло аварийное отключение,

то есть в работе остаются 2 линии:

$$I_{\text{дл. доп.}} \geq \frac{944}{2} \text{ А}$$

$$I_{\text{дл. доп.}} \geq 472 \text{ А}$$

Выбираем сечение провода [12]:

а) по механической прочности сечение провода должно быть не менее 35 мм² ;

б) по условию потерь на коронирование для напряжения 110 кВ сечение проводов должно быть не менее 70 мм².

По ПУЭ выбираем сечение 185/29 мм² при $I_{\text{дл. доп.}} = 510 \text{ А}$.

$$510 > 472$$

2) По экономической плотности тока [13].

Здесь учитывается нормальный режим работы линий, то есть все 4 линии находятся в работе.

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{4 \cdot j_{\text{ЭК}}}, \text{ мм}^2, \quad (9)$$

где $j_{\text{ЭК}}$ - экономическая плотность тока при $T_{\text{м.г.}}$ свыше 5000 часов для алюминиевых проводов

$$j_{\text{ЭК}} = 1 \text{ А/мм}^2;$$

Тогда

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{944}{4 \cdot 1} \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{ЭК}} = 236 \text{ мм}^2.$$

Полученное сечение округляется для ближайшего стандартного сечения проводника.

Окончательно выбираем провод АС-240/32 с длительно допустимым током 605 А.

Определим сечение проводов при для ошиновки цепей трансформаторов и секционных выключателей.

При выборе ошиновки в цепи трансформаторов по номинальному току

необходимо учитывать максимальное значение нормального, послеаварийного и ремонтного режимов, а так же перегрузочную способность трансформаторов [14].

В ремонтном и послеаварийном режиме (при работе трех трансформаторов) коэффициент загрузки трансформаторов не превышает единицы. Таким образом, принимаем номинальный ток, равный току трансформатора в ремонтном режиме (коэффициент загрузки трансформатора - 0,93 см)

В цепи секционных выключателей обычно значение $I_{\text{макс}}$ не превышает тока самого мощного трансформатора, присоединенного к шинам подстанции.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{S_{\text{ТР.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТР}}}, \text{ А}, \quad (10)$$

где $S_{\text{тр.ном}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{ном.тр}}$ - напряжение высокой стороны трансформатора, кВ.

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110}, \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ТР}} = 330 \text{ А}$$

По ПУЭ выбираем сечение проводов марки АС.

Выбираем АС-120/19 с длительно допустимым током 390 А [16].

По экономической плотности тока, согласно ПУЭ ошиновка открытых и закрытых РУ всех напряжений не проверяется.

Выполним проверку ошиновки на термическую стойкость токам КЗ.

$$F \geq F_{\text{мин}},$$

$$F_{\text{МИН}} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{ЗАЩ}}}}{C}, \text{ мм}^2 \quad (11)$$

$$F_{\text{МИН}} = \frac{23480 \cdot \sqrt{0,505}}{100}$$

$$F_{\text{МИН}} = 166 \text{ мм}^2$$

Условие: $120 \geq 166$.

Условие не соблюдается, по термической стойкости токам КЗ провода АС-120/19 не проходят, окончательно выбираем провод АС-185/29 с длительно допустимым током 510 А.

Произведем выбор опорных изоляторов и проверку по следующим условиям:

- 1) Номинальное напряжение;
- 2) Допустимое усилие на головку изолятора.

Найдем расчетное усилие от динамического воздействия тока короткого замыкания:

$$F = 1,76 \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \text{ Н}, \quad (12)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания, А

$$i_{уд} = 63755 \text{ А};$$

l - длина пролета шин, м

$$l = 3 \text{ м};$$

a - расстояние между осями шин смежных фаз, м

$$a = 3 \text{ м}.$$

$$F_{расч} = 1,76 \cdot \frac{63755^2 \cdot 3}{3} \cdot 10^{-7}, \text{ Н}$$

$$F_{расч} = 715,4 \text{ Н}$$

Выбираем изоляторы типа ОНС-110-300 [17].

Проверяем изолятор по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{уст},$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение изолятора, кВ;

$U_{уст}$ - номинальное напряжение установки, кВ.

$$110 = 110$$

Усилие на изолятор не должно превышать 60% от разрушающего усилия изолятора на изгиб:

$$F_{изол} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (13)$$

Разрушающее усилие изолятора на изгиб:

$$F_{\text{изол}} = 39200 \text{ Н}$$

$$39200 \cdot 0,6 \geq 715,4$$

$$23520 \geq 715,4$$

Условие выполняется.

Выполним проверку сборных шин ГРУ 10 кВ по условиям воздействия длительно допустимого тока, термической и электродинамической стойкости токам короткого замыкания [19].

Расположение шин и их габариты указаны на рисунке 4.

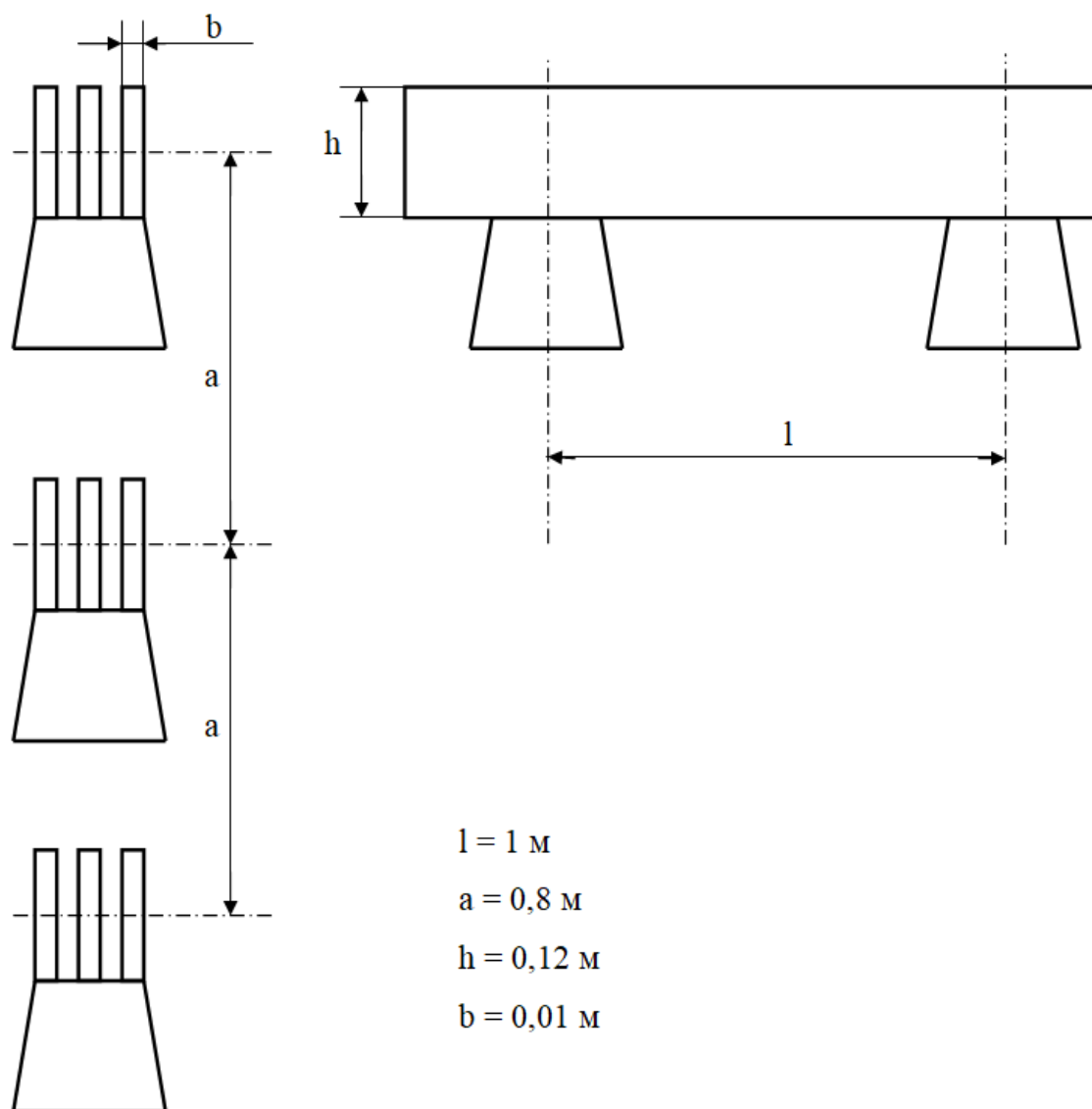


Рисунок 4- Расположение сборных шин в ГРУ-10 кВ

Материал шин - алюминий.

Сечение шин $S = 3600 \text{ мм}^2$ (10x120 мм, три полосы).

По условию длительно допустимого нагрева максимальным расчетным током:

$$I_{\text{дл. доп}} \geq I_p$$

Допустимый длительный ток для этих шин составляет 4100 А.

Расчетный ток равен номинальному току трансформатора:

$$I_p = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \text{ А} \quad (14)$$

$$I_p = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10}$$

$$I_p = 3600 \text{ А}$$

$$4100 > 3600$$

Условие выполняется.

Проверяем сборные шины на термическую стойкость токам короткого замыкания:

$$S_{\text{МИН}} = \frac{I_k \cdot \sqrt{t_{\text{ЗАЩ}}}}{C}, \text{ мм}^2, \quad (15)$$

где $S_{\text{МИН}}$ - минимально допустимое сечение по условиям термической стойкости;

I_k - периодическая составляющая тока короткого замыкания,

$$I_k = 70515 \text{ А};$$

$t_{\text{защ}}$ - наибольшее время срабатывания релейной защиты,

$$t_{\text{защ}} = 2,6 \text{ с};$$

C - термический коэффициент,

$$C = 95.$$

$$S_{\text{МИН}} = \frac{70515 \cdot \sqrt{2,6}}{95}, \text{ мм}^2,$$

$$S_{\text{МИН}} = 1197 \text{ мм}^2$$

$$S > S_{\text{МИН}}$$

$$3600 > 1197$$

Условие выполняется.

Проверяем сборные шины ГРУ 10 кВ по электродинамической стойкости.

Должно выполняться условие:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}} \text{ , Па ,}$$

где $\sigma_{\text{расч}}$ - расчетное механическое напряжение в материале шины, Па;

$\sigma_{\text{доп}}$ - максимально допустимое механическое напряжение в материале шины, Па,

$$\sigma_{\text{доп}} = 41,5 \text{ МПа для алюминия.}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \text{ , Па ,} \quad (16)$$

где M - изгибающий момент, Н/м;

$$M = \frac{F \cdot l}{10} \text{ , Н}\cdot\text{м ,} \quad (17)$$

где F - расчетное усилие от динамического воздействия тока короткого замыкания, Н;

l - длина пролета шин, м;

$$F = 1,76 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ , Н ,}$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания на стороне 10 кВ, А ,

$$i_{\text{уд}} = 184494 \text{ А;}$$

$$l = 1 \text{ м;}$$

$$a = 0,8 \text{ м.}$$

$$F = 1,76 \cdot \frac{184494^2 \cdot 1}{0,8} \cdot 10^{-7} \text{ Н}$$

$$F = 7488 \text{ Н}$$

$$M = \frac{7488 \cdot 1}{10} \text{ Н}\cdot\text{м}$$

$$M = 748,8 \text{ Н/м;}$$

W - момент сопротивления изгибу поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению силы, м³,

Для шин данной конструкции

$$W = \frac{b \cdot h^2}{2}, \text{ м}^3,$$

(18)

где b - сторона, перпендикулярная моменту силы, м;

h - сторона, параллельная моменту силы, м.

$$W = \frac{0,01 \cdot 0,12^2}{2} \text{ м}^3$$

$$W = 7,2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

$$\sigma_{PACЧ} = \frac{748,8}{7,2 \cdot 10^{-5}} \text{ Па}$$

$$\sigma_{PACЧ} = 10,4 \text{ МПа}$$

$$41,5 > 10,4$$

Условие выполняется.

Выбор кабелей, соединяющих ГРУ-10 кВ и трансформаторы связи Т1, Т2 и Т3.

Кабели проложены в кабельном туннеле размером 1800x2100 мм на лотках. Максимальная длина кабелей 150 м. Кабельный туннель - с принудительной вентиляцией, в летнее время температура воздуха в нем достигает +35 С. Для прокладки выбираем кабель марки ААШв [20].

Расчетный ток жил кабелей определим в ремонтном режиме - коэффициент загрузки трансформаторов около единицы.

$$I_p = \frac{S_{TP} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А}, \quad (19)$$

где S_{TP} - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

U_H - номинальное напряжение сети, кВ;

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора в ремонтном режиме,

$$K_3 = 0,93$$

$$I_p = \frac{63000 \cdot 0,93}{\sqrt{3} \cdot 10} \text{ А}$$

$$I_p = 3382 \text{ А}$$

Определим длительно допустимый ток для последующего выбора сечения жил кабелей.

$$I_{\text{дл.доп}} = \frac{I_p}{K_{\text{ср}}}, \text{ А}, \quad (20)$$

где $K_{\text{ср}}$ - поправочный коэффициент на температуру окружающей среды $K_{\text{ср}} = 0,85$ (для $+35^\circ\text{C}$) при температуре жил кабелей $+60^\circ\text{C}$.

Коэффициент на количество кабелей, проложенных в воздухе на лотках в одной кабельной линии не учитывается.

$$I_{\text{дл.доп}} = \frac{3382}{0,85} \text{ А}$$

$$I_{\text{дл.доп}} = 3979 \text{ А}$$

Сечение жил кабелей выбираем по ПУЭ.

Выбираем кабель 15 ААШв 3х240 при этом $I_{\text{дл.доп}} = 4050 \text{ А}$.

Определим сечение кабелей по экономической плотности тока $j_{\text{ЭК}}$:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}}, \text{ мм}^2, \quad (21)$$

где I_p - максимальный расчетный ток в нормальном режиме (коэффициент загрузки трансформаторов 0,7) [21];

$j_{\text{ЭК}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ для кабелей с алюминиевыми жилами в бумажной изоляции при числе часов использования максимума нагрузки более 5000 часов в год (так как нагрузка практически постоянная) [21].

$$I_p = \frac{S_{\text{ТР}} \cdot k_{\text{з.н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \text{ А}, \quad (22)$$

где $k_{\text{з.н}}$ - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$I_p = \frac{63000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10} \text{ А}$$

$$I_p = 2546 \text{ А}$$

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{2546}{1,2} \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{ЭК}} = 2121 \text{ мм}^2$$

По условиям экономической плотности тока сечение будет следующим:

9 ААШВ 3х240 с суммарным сечением 2160 мм². Окончательно выбираем сечение кабелей 15 ААШВ 3х240.

Проверим сечение жил кабелей на термическую стойкость [22].

$$F_{\text{мин}} \leq F,$$

где F - выбранное сечение кабеля, мм² ;

$F_{\text{мин}}$ - минимальное сечение жил кабеля по условиям термической стойкости;

$$F_{\text{мин}} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{защ}}}}{C}, \text{ мм}^2, \quad (23)$$

где I_{∞} - периодическая составляющая тока короткого замыкания,

$$I_{\infty} = 70515 \text{ А};$$

$t_{\text{защ}}$ - наибольшее время срабатывания релейной защиты,

$$t_{\text{защ}} = 2,6 \text{ с};$$

C - термический коэффициент,

$$C = 100.$$

$$F_{\text{мин}} = \frac{70515 \cdot \sqrt{2,6}}{100} \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{мин}} = 1137 \text{ мм}^2$$

$$1137 < 3600$$

Кабели проходят по термической стойкости.

Выбор токопровода для связи трансформатора Т4 с ГРУ-10 кВ.

По условию длительно допустимого нагрева максимальным расчетным током:

$$I_{\text{дл.доп}} \geq I_p$$

Расчетный ток равен номинальному току трансформатора в ремонтном режиме:

$$I_p = 3382 \text{ А}$$

Выбираем провода 2 АС 240/32 ($I_{\text{дл.доп}} = 1210 \text{ А}$) + 4 А-240 ($I_{\text{дл.доп}} = 2360 \text{ А}$).

Длительно допустимый ток для гибкой связи $I_{\text{дл.доп}} = 3570 \text{ А}$, что больше расчетного тока.

$$3570 > 3382$$

Условие выполняется.

Проверяем сборные шины на термическую стойкость токам короткого замыкания:

$$F_{\text{мин}} = 1137 \text{ мм}^2 \text{ (см. выше)}$$

$$F > F_{\text{мин}}$$

$$F = (2 \cdot 240) + (4 \cdot 240) \text{ мм}^2$$

$$F = 1440 \text{ мм}^2$$

$$1440 > 1137$$

Условие выполняется.

2.4.2 Выбор электрических аппаратов высокого напряжения

Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

При выборе высоковольтных выключателей были учтены как технические, так и климатические условия эксплуатации. Правильность проверки выбора проведена для наиболее тяжелого режима работы, т.е. в режиме протекания токов короткого замыкания [23].

Выбираем выключатели типа ВЭБ-110П-40/ 2500 УХЛ1 - выключатель элегазовый, баковый, со встроенными трансформаторами тока. Полное время отключения выключателя $t_{0.в} = 0.055$ с. Привод выключателя - пружинный типа ППрК-2000С. Основными преимуществами выключателя являются высокая надежность и механический ресурс, а также малые габариты и масса.

Проверяем выключатель по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению

$$U_{\text{ном. в}} \geq U_{\text{ном. уст}},$$

где $U_{\text{ном. в}}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{\text{ном. уст}}$ - номинальное напряжение установки, кВ.

$$110 = 110$$

2. По номинальному току

$$I_{\text{НОМ.В}} \geq I_p ,$$

где $I_{\text{НОМ.В}}$ - номинальный ток выключателя, А;

I_p - расчетный ток, проходящий через выключатель, А,

$I_p = 472$ А (для выключателей ВЛ в наиболее тяжелом режиме работы).

$$2500 > 472$$

3. По отключающей способности

$$I_{\text{НОМ.ОТК}} \geq I_{\text{П}} ,$$

где $I_{\text{НОМ.ОТК}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА,

$$I_{\text{НОМ.ОТК}} = 40 \text{ кА.}$$

$I_{\text{П}}$ - действующее значение периодической составляющей , кА.

$$40 > 23,5$$

4. По термической стойкости

$$B_K \geq B_{K \text{ расч}} ,$$

$$B_K = I_T^2 \cdot t_T , \text{ кА}^2 \cdot \text{с} , \tag{24}$$

где I_T - ток термической стойкости выключателя, кА,

$$I_T = 40 \text{ кА};$$

t_T - время протекания тока термической стойкости, с,

$$t_T = 3 \text{ с.}$$

$$B_K = 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K.PACЧ} = I_T^2 \cdot t_{T.PACЧ} , \tag{25}$$

где $t_{T \text{ расч}}$ - расчетное время протекания I_{K3} , с;

$$t_{PACЧ} = t_{P.3} + t_{O.B} , \tag{26}$$

где $t_{p.3}$ - время действия релейной защиты (0,45 с);

$t_{O.B}$ - время отключения выключателя (0,055 с).

$$t_{PACЧ} = 0,45 + 0,055 \text{ с}$$

$$t_{PACЧ} = 0,505 \text{ с}$$

$$B_{K.PACЧ} = 23,5^2 \cdot 0,505 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K.PACЧ} = 279 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4800 > 279$$

5. По электродинамической стойкости

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}},$$

где $I_{\text{дин}}$ - амплитудное значения тока динамической стойкости выключателя, кА. $I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$;

$I_{\text{уд}}$ - ударный ток на стороне 110 кВ, кА. $I_{\text{уд}} = 63,8 \text{ кА}$

$$102 > 63,8$$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем вышперечисленным условиям.

Окончательно выбрал для ГРУ-10 кВ МГГ-229, $I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$, $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{разр}} = 80 \text{ кА}$, $I_{\text{T}} = 80 \text{ кА}$, $I_{\text{дин}} = 200 \text{ кА}$, $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$.

Проверка:

1. По номинальному току

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{р}},$$

$$4000 > 3600$$

2. По отключающей способности

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п}},$$

$$80 > 70,5$$

3. По термической стойкости

$$B_{\text{к}} \geq B_{\text{к расч}},$$

$$B_{\text{к}} = 80^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.РАСЧ}} = 70,5^2 \cdot 2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к.РАСЧ}} = 12923 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$19200 > 12923$$

4. По сопротивляемости токам короткого замыкания

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}},$$

$$I_{уд} = 185 \text{ кА}$$

$$200 > 185$$

Установленные выключатели удовлетворяют всем условиям и не требуют замены.

Выбор разъединителей на стороне 110 кВ. Назначение разъединителей - создание видимого разрыва между электрическими участками сети.

При подборе разъединителей учитывается:

$$\text{напряжение установки: } U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$\text{номинальный ток: } I_{мах} \leq I_{ном};$$

конструкция;

$$\text{сопротивление токам короткого замыкания: } I_{уд} \leq I_{дин};$$

$$\text{стойкость воздействию высоких температур: } B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}.$$

Для установки принимаем разъединитель типа РНДЗ-1-110/630 по справочнику, паспортные данные [24]:

$$U_{ном}=110 \text{ кВ, } I_{ном}=630 \text{ А, } i_{пр,с}=80 \text{ кА, } I_T^2 \cdot t_T=1452 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Проверяем разъединитель:

1. По напряжению установки.

$$110 = 110$$

2. По номинальному току.

$$472 < 630$$

3. По электродинамической стойкости.

$$63,8 < 80$$

4. По термической стойкости.

$$B_k \geq B_{к \text{ расч}},$$

$$B_{расч} = I_{п}^2 \cdot t_k \tag{27}$$

$$B_{расч} = 23,5^2 \cdot 0,45 = 249 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$249 < 1452$$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям.

Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН) на стороне 110 кВ.

Ограничители перенапряжения ОПН 110 кВ предназначены для защиты электрооборудования подстанций и воздушных линий электропередачи от грозовых коммутационных перенапряжений в сетях с эффективно заземленной нейтралью. Нелинейные ограничители перенапряжения в отличие от вентильных разрядников не имеют искровых промежутков и непосредственно подключаются к защищаемому объекту. В итоге происходит глубокое ограничение перенапряжений, возникающих при коммутациях и грозовых перенапряжениях [25].

Для выбора ОПН определим расчетную величину длительно допустимого напряжения на ограничителе 110 кВ.

По требованиям ПУЭ напряжение на подстанциях в нормальном режиме не должно превышать $1,15 \cdot U_{\text{ном}}$.

Таким образом, величина длительно допустимого напряжения на ОПН:

$$U_{\text{рнр}} = \frac{110 \cdot 1,15}{\sqrt{3}} \text{ кВ} \quad (28)$$

$$U_{\text{рнр}} = 73 \text{ кВ.}$$

Одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики ОПН, является величина импульсного тока, допустимого через варисторы защитных аппаратов. Исследование импульсных перенапряжений показало, что величина импульсного тока через ограничители зависит от типа подстанции, однако в подавляющем большинстве случаев импульсные токи не превосходят $I_p = 5 \text{ кА}$ на подстанциях 110 кВ.

Расчет коммутационных токов через ограничители перенапряжений обычно выполняется при помощи ЭВМ. Ориентировочные значения I_k для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в справочниках ($I_k = 400 \text{ кА}$).

К установке принимаем ограничители ОПНп-110/550/77/10 (IV)-УХЛ1 из каталога ЗАО "Полимер - Аппарат".

$$U_{\text{рнр}} = 77 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$$

$$I_p = 10 \text{ кА}$$

$$I_k = 550 \text{ кА.}$$

2.4.3 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

На подстанциях предприятий должны предусматриваться контрольно-измерительные приборы и счетчики активной и реактивной энергии для денежных расчетов с энергоснабжающей организацией и для технического учета. В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и места установки контрольно-измерительной аппаратуры могут быть различными. Минимальный объем средств измерения предусматривается в соответствии с Указаниями по проектированию контрольно-измерительной системы понижающих подстанций. На понизительных подстанциях без сборных шин на стороне высшего напряжения и при питающем напряжении 110 кВ после трансформатора, т.е. на стороне низшего напряжения, должны устанавливаться амперметры, ваттметры, счетчики активной и реактивной энергии [26].

Размещение приборов зависит от способа обслуживания подстанции и назначения контроля.

Контрольно-измерительные приборы и счетчики присоединяются через измерительные трансформаторы тока (Т.Т.) и напряжения (Т.Н.). Для приборов и для измерительных трансформаторов нормируется класс точности - наибольшая приведенная погрешность средств измерения, выраженная в процентах.

Класс точности приборов используемых для измерения переменных токов и напряжений составляет: 0,5; 1; 1,5; 2. Класс точности трансформаторов тока и счетчиков, участвующих в коммерческом учете электроэнергии должен быть не более 0,5.

Измерительные приборы бывают показывающими и регистрирующими. Объем измерения при этом определяется требованиями режима работы электроустановки и зависит от типа, мощности, назначения и категории ЭП.

Выбор трансформаторов напряжения, установленных на стороне 110 кВ.

Трансформаторы напряжения выбирают исходя из следующих условий:

1. По типу.

Применяем трехфазную группу из однофазных ТН. Выбираем трансформаторы напряжения 3 х НКФ-110-58, соединенные в звезду.

2. По напряжению.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \text{ кВ}$$

$$110 = 110$$

3. По классу точности.

$$S_{2 \text{ ном}} \geq S_{\text{приб}}, \text{ В}\cdot\text{А},$$

где $S_{2 \text{ ном}}$ - мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности, В·А;

$S_{\text{приб}}$ - нагрузка всех подключенных к ТН приборов, В·А.

$$S_{\text{ПРИБ}} = \sqrt{P_{\text{ПРИБ}}^2 + Q_{\text{ПРИБ}}^2}, \text{ В}\cdot\text{А} \quad (29)$$

Максимальная мощность одного ТН в классе точности 0,5 $S_{2 \text{ ном}} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}$.

$$\sum S_{2 \text{ ном}} = 3 \cdot S_{2 \text{ ном}} \text{ В}\cdot\text{А} \quad (30)$$

$$\sum S_{2 \text{ ном}} = 3 \cdot 400 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$\sum S_{2 \text{ ном}} = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}$$

К одной трехфазной группе ТН подключено 6 вольтметров типа Э377 (3 фазно, 3 линейно). Данные приборов приведены в таблице 5.

$$\sum S_{\text{ПРИБ}} = 6 \cdot 2,6 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$\sum S_{\text{ПРИБ}} = 15,6 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$1200 > 15,6$$

Для соединения ТН с приборами используем кабель с медными жилами типа КВВГ сечением $1,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

Выбор трансформаторов напряжения, установленных на стороне 10 кВ.

1. Устанавливаем трехфазную группу однофазных ТН, соединенных в звезду:

3 x ЗНОЛ.09-10.02 для внутренней установки.

$$2. U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \text{ кВ}$$

$$10 = 10$$

$$3. S_{2\text{ ном}} \geq S_{\text{приб}}, \text{ В}\cdot\text{А} .$$

Таблица 5- Данные приборов

Прибор	Тип	Полная потребляемая мощность S, МВ·А
Амперметр	Э309	5
Вольтметр	Э377	2,6
Ваттметр	Д585	0,5
Варметр	Д335	1,5
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1,5

Мощность $S_{2\text{ ном}} = 50 \text{ В}\cdot\text{А}$ для одного ТН при классе точности 0,2.

$$\sum S_{2\text{ ном}} = 3 \cdot 50 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$\sum S_{2\text{ ном}} = 150 \text{ В}\cdot\text{А}$$

К одной трехфазной группе ТН, установленных в ГРУ-10 кВ подключено 6 вольтметров типа Э377, трехфазный счетчик электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03, ваттметр типа Д585, варметр типа Д335.

$$\sum S_{\text{приб}} = 6 \cdot 2,6 + 1,5 + 0,5 + 1,5 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$\sum S_{\text{приб}} = 19,1 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$150 > 19,1$$

Для соединения ТН с приборами используем кабель КВВГ с жилами $1,5\text{мм}^2$ по условию механической прочности.

Выбор трансформаторов тока, установленных на стороне 110 кВ.

Трансформаторы тока выбираем исходя из следующих условий:

1. По типу.

Для установки выбираем трансформаторы тока встроенные в выключатели, типа ТВГ-110-II-600/5.

2. По напряжению установки.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \text{ кВ}$$

$$110 = 110$$

3. По номинальному току.

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}}, \text{ А},$$

где $I_{\text{р}}$ - максимальный расчетный ток в наиболее тяжелом режиме,

$$I_{\text{р}} = 472 \text{ А}$$

$I_{\text{н}}$ - номинальный первичный ток трансформаторов тока, А

$$I_{\text{н}} = 600 \text{ А.}$$

$$600 > 472.$$

4. По термической стойкости.

$$B_{\text{к}} \geq B_{\text{к расч}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к расч}} = 279 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$B_{\text{к}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - трансформаторы тока идут в комплекте с выключателями,

а значит столь же устойчивы к воздействию токов КЗ.

$$4800 > 279$$

5. По электродинамической стойкости.

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}},$$

где $I_{\text{дин}}$ - амплитудное значения тока динамической стойкости ТТ, кА.

$$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА};$$

$I_{\text{уд}}$ - ударный ток на стороне 110 кВ, кА. $I_{\text{уд}} = 63,8 \text{ кА}$

$$102 > 63,8$$

6. По классу точности

$$S_{2 \text{ ном}} \geq S_{\text{приб}}, \text{ В} \cdot \text{А}$$

Из условия соответствия классу точности определяют сечение токоведущих жил контрольных кабелей, используемых для соединения приборов во вторичной цепи.

$$Z_{НОМ} \geq Z_2, \text{ Ом} ,$$

где $Z_{НОМ}$ - номинальное допустимое сопротивление вторичной цепи ТТ в выбранном классе точности, Ом;

Z_2 - Сопротивление во вторичной цепи ТТ, Ом.

$$Z_{НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2} , \quad (31)$$

где $I_{2НОМ}$ - вторичный номинальный ток ТТ, А.

$$I_{2НОМ} = 5 \text{ А.}$$

$S_{2НОМ} = 30 \text{ В}\cdot\text{А}$ для класса точности 0,2.

$$Z_{НОМ} = \frac{30}{5^2} \text{ Ом}$$

$$Z_{НОМ} = 1,2 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = r_{ПРИБ} + r_{ПРОВ} + r_K, \text{ Ом} , \quad (32)$$

где $r_{ПРИБ}, r_{ПРОВ}, r_K$ - активные сопротивления соответственно приборов, соединительных проводов, контактов, Ом.

$$r_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2НОМ}^2}, \text{ Ом} , \quad (33)$$

где $\sum S_{ПРИБ}$ - суммарная мощность, потребляемая приборами, В·А.

К ТТ подключен амперметр типа Э309.

$S_{приб} = 5 \text{ В}\cdot\text{А}$ (см. таблицу 5)

$$r_{ПРИБ} = \frac{5}{5^2} \text{ Ом}$$

$$r_{ПРИБ} = 0,2 \text{ Ом}$$

r_K - при подключении до трех приборов принимается равным 0,05 Ом, при подключении свыше 3 приборов принимается 0,1 Ом.

$$r_{ПРОВ} = Z_{НОМ} - r_K - r_{ПРИБ}, \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 1,2 - 0,05 - 0,2 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 0,95 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов:

$$F = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПРОВ}}}, \text{ мм}^2, \quad (34)$$

где ρ - удельное сопротивление материала проводов ($\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ -

для меди);

l - длина проводов, м ($l = 200$ м).

$$F = \frac{0,0175 \cdot 200}{0,95} \text{ мм}^2$$

$$F = 3,68 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель КВВГ с сечением жилы 4 мм^2 .

Выбор трансформаторов тока, установленных на стороне 10 кВ.

Трансформаторы установлены в ГРУ-10 кВ.

1. Выбираем трансформатор тока типа ТПШЛ-10-У3.

2. Проверяем по напряжению установки.

2. По напряжению установки.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \text{ кВ}$$

$$10 = 10$$

3. По номинальному току.

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}}, \text{ А},$$

где $I_{\text{р}}$ - максимальный расчетный ток в наиболее тяжелом режиме ,

$$I_{\text{р}} = 3382 \text{ А (рассчитан ранее)}$$

$I_{\text{н}}$ - номинальный первичный ток трансформаторов тока, А

$$I_{\text{н}} = 3600 \text{ А.}$$

$$3600 > 3382.$$

4. По термической стойкости.

$$W_{\text{к}} \geq W_{\text{к расч}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{\text{к расч}} = 70,5^2 \cdot 2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_{k \text{ расч}} = 12923 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \text{ (рассчитан ранее)}$$

$$W_k = 250^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$W_k = 187500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$187500 > 12923$$

5. По электродинамической стойкости.

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}},$$

где $I_{\text{дин}}$ - амплитудное значения тока динамической стойкости ТТ, кА.

$$I_{\text{дин}} = 250 \text{ кА};$$

$I_{\text{уд}}$ - ударный ток на стороне 110 кВ, кА. $I_{\text{уд}} = 185 \text{ кА}$ (рассчитан ранее)

$$250 > 185$$

6. По классу точности

$$S_{2 \text{ ном}} \geq S_{\text{приб}}, \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$Z_{\text{ном}} \geq Z_2, \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}, \quad (35)$$

где $I_{2 \text{ ном}}$ - вторичный номинальный ток ТТ, А.

$$I_{2 \text{ ном}} = 5 \text{ А.}$$

$S_{2 \text{ ном}} = 20 \text{ В} \cdot \text{А}$ для класса точности 0,5.

$$Z_{\text{НОМ}} = \frac{20}{5^2} \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПРОВ}} + r_k, \text{ Ом}, \quad (36)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}, \text{ Ом}, \quad (37)$$

где $\sum S_{\text{ПРИБ}}$ - суммарная мощность, потребляемая приборами, В·А.

К ТТ подключен амперметр типа Э309, ваттметр Д585, варметр Д335, счетчик электрической энергии СЭТ-4.ТМ.03.

$$S_{\text{приб}} = 5 + 0,5 + 1,5 + 1,5 \text{ В} \cdot \text{А} \text{ (см. таблицу 5)}$$

$$S_{\text{приб}} = 8,5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{8,5}{5^2} \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = 0,34 \text{ Ом}$$

r_k - при подключении до трех приборов принимается равным 0,05 Ом, при подключении свыше 3 приборов принимается 0,1 Ом.

$$r_{\text{ПРОВ}} = Z_{\text{НОМ}} - r_k - r_{\text{ПРИБ}}, \text{ Ом} \quad (38)$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 0,8 - 0,1 - 0,34 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 0,36 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов:

$$F = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{ПРОВ}}}, \text{ мм}^2, \quad (39)$$

где ρ - удельное сопротивление материала проводов ($\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ -

для меди);

l - длина проводов, м ($l = 75$ м).

$$F = \frac{0,0175 \cdot 75}{0,36} \text{ мм}^2$$

$$F = 3,66 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель КВВГ с сечением жилы 4 мм².

По другим ТТ расчет аналогичный.

2.5 Выбор релейной защиты и автоматики

На Красногорской ТЭЦ выполнены следующие виды защит и автоматики.

Частотные защиты.

АЧР - автоматическая частотная разгрузка.

Служит целям предотвращения и ликвидации аварии из-за внезапного возникновения дефицита мощности и опасного снижения частоты. При

аварийном снижении частоты до уставок АЧР происходит отключение фидеров потребителей.

На Красногорской ТЭЦ установлено 4 совмещенных автомата разгрузки по частоте, по два на 1 и 2 секции 10 кВ АЧР-1 и АЧР-2. АЧР-1 - быстродействующая защита, предназначенная для предотвращения чрезмерного снижения частоты в аварийных режимах. АЧР-2 предназначена для подъема частоты после действия АЧР-1, а так же предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне и ее снижении при сравнительно медленном аварийном увеличении дефицита мощности.

АЧРС - автоматическая частотная разгрузка по скорости снижения частоты [27].

Предназначена для предотвращения глубокого снижения и осуществления разгрузки в момент срабатывания первых очередей АЧР-1. При быстром снижении частоты (например, когда ТЭЦ отделилась от системы) АЧРС отключит часть нагрузки потребителей и тем самым сбалансирует вырабатываемую мощность с нагрузкой.

ЧДЗ - Частотная делительная защита.

Предназначена для отделения станции со сбалансированной нагрузкой от остальной нагрузки узла системы при снижении частоты или при отделении этого узла от системы с большим дефицитом мощности. В результате отделения станции обеспечивается работа ее собственных нужд. Отделение станции происходит путем отключения МВ-10 кВ трансформаторов связи 110/10 кВ.

АПВ, защита и автоматическая разгрузка ВЛ 110 кВ.

АРЛ - автоматическая разгрузка линий 110 кВ.

Предназначена для разгрузки станции при одновременной перегрузке всех трех фаз линий 110 кВ по току нагрузки с уставками, изменяемыми на летний и зимний периоды. Разгрузка осуществляется двумя способами: 1- Автоматически, несколькими ступенями, с определенной выдержкой времени для каждой ступени. Каждая последующая ступень работает в случае, если

работа предыдущей ступени не устранила перегрузку.2- вручную, с помощью кнопок централизованного сброса нагрузки.

АПВ ВЛ 110 кВ.

Предназначено для ликвидации ненормального режима и восстановления нормальной схемы сети 110 кВ при самоустраняющихся повреждениях на ВЛ; в случаях ложной или неселективной работы защит, самопроизвольного отключения выключателя, при повреждениях изоляции в оперативных цепях, приводящих к отключению выключателя, ошибочных действий персонала. На ВЛ применяется АПВ однократного действия с контролем наличия напряжения на ВЛ и контролем синхронизма. Пуск АПВ происходит при отключении выключателя от р.з. или самопроизвольном в результате возникновения несоответствия между положением ключа управления и положением выключателя.

Защита от перегрузки ВЛ 110 кВ.

Предназначена для выдачи светового и звукового сигнала оперативному персоналу с целью предупреждения об увеличении тока нагрузки на ВЛ по величине близкой к уставкам АРЛ, и принятия мер по разгрузке линии.

Основная защита ВЛ 110 кВ.

На ТЭЦ используется быстродействующая высокочастотная дифференциально-фазная защита ДФЗ-201. Состоит из двух комплектов, расположенных по концам защищаемой линии. Для селективного действия при внешних к.з. используется связь посредством ТВЧ.

Резервная защита ВЛ 110 кВ.

Комбинированная защита ЭПЗ 1636 используется в качестве панели резервной защиты для ВЛ 110 кВ и осуществляет ближнее и дальнее резервирование в случае отказа основной защиты ВЛ или отказа защит на смежных подстанциях.

Включает в себя: 3-х ступенчатую дистанционную защиту, четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности, междуфазную токовую неселективную отсечку.

Релейная защита трансформаторов связи с системой 110/10 кВ.

МТЗ для защиты от сверхтоков и внутренних межфазных повреждений с реле вольтметровой блокировки. Используются ТТ 10 кВ и ТН 110 кВ.

Продольная дифзащита от межфазных замыканий в трансформаторе на реле ДЗТ-11 действует на отключение трансформатора, то есть на отключение соответствующей секции 110 кВ и МВ 10 кВ трансформатора.

Газовая защита действует при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа и выбросом масла в расширитель, а так же при понижении уровня масла и попадании воздуха в трансформатор.

Действует на сигнал от верхних контактов газового реле и на отключение от нижних контактов. При необходимости газовая защита, действующая на отключение может быть переведена на сигнал.

Защита от однофазных замыканий на землю на стороне 110 кВ с уставками по первичному току и времени срабатывания.

На трансформаторах установлена защита нулевой последовательности от однофазных замыканий на землю на стороне 10 кВ. С разными уставками действует на сигнал и на отключение.

МТЗ с пуском по минимальному напряжению от ТН 10 кВ. Осуществляет вторую ступень защиты после дистанционной и подготавливает цепи пуска дистанционных защит. Действует на отключение трансформатора со стороны 10 и 110 кВ.

Дистанционная защита является защитой секции 10 кВ, к которой подключен трансформатор и сам трансформатор. Она осуществляет первую ступень защиты трансформатора [28].

От контактов выходного реле зоны 1 осуществляется запуск ускорения максимальной защиты генераторов, от мгновенных контактов реле времени 1 зоны - ускорения максимальной защиты ШСВ 10 кВ. Первая ступень дистанционной защиты отключает секцию 10 кВ, к которой подключен трансформатор.

Перегрузочная защита. Действует на сигнал.

Релейная защита шин.

Дистанционная защита с реле типа КРС с пуском от токовых реле максимальной защиты, установлена на трансформаторе связи и на реакторной связи - для отделения поврежденной секции.

Четная и нечетная сторона уравнильных шин защищаются дифзащитой. Она резервируется максимальной защитой реакторной связи. Защита от замыканий на землю действует на сигнал.

Дифзащита шин 110 кВ предназначена для быстрого отключения межфазных замыканий и однофазных замыканий на землю на шинах подстанции 110 кВ. Выполнена на реле типа ДЗТ-11/3.

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Служит для прекращения подачи напряжения к месту короткого замыкания в случае, если при работе защиты не выключился выключатель, то есть происходит подпитка места к.з. Действует на отключение выключателей на соседней секции шин.

Расчет релейной защиты трансформатора.

Используем реле ДЗТ-11.

Определяем минимальный ток срабатывания для защиты.

Для основной зоны минимальный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от броска намагничивающего тока при включении наружного трансформатора под напряжением:

$$I_{сз} = k_n \cdot I_{НОМ} \quad (40)$$

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ,СР}}, \text{ А} \quad (41)$$

$$I_{НОМ.110} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} \text{ А}$$

$$I_{НОМ.110} = 316,29 \text{ А}$$

$$I_{НОМ.10} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \text{ А}$$

$$I_{НОМ.10} = 3464,1 \text{ А}$$

$$\text{ВН} - n_{ТВН} = \frac{600}{5}, \text{ВН} - n_{ТВН} = 120$$

$$\text{НН} - n_{ТНН} = \frac{3600}{5}, \text{НН} - n_{ТНН} = 720$$

Вторичный ток в плечах защиты:

$$I_{НОМ.В} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{СХ}}{n_T}, \text{ А}, \quad (42)$$

где $I_{НОМ.В}$ – номинальный ток трансформатора;

$k_{СХ}$ – коэффициент схемы, зависит от вида соединения трансформаторов тока;

n_T – коэффициент трансформации трансформатора тока.

На высшей стороне:

$$I_{НОМ.110} = \frac{316,29 \cdot \sqrt{3}}{120} \text{ А}$$

$$I_{НОМ.110} = 4,57 \text{ А}$$

На низшей стороне:

$$I_{НОМ.10} = \frac{3464,1 \cdot 1}{720} \text{ А}$$

$$I_{НОМ.10} = 4,81 \text{ А}$$

$$I_{СЗ} = 1,5 \cdot 3464,1 = 5196,2 \text{ А}$$

Ток срабатывания реле на основной стороне:

$$I_{СР} = \frac{I_{СЗ} \cdot k_{СХ}}{n_T}, \text{ А}, \quad (43)$$

где $I_{СЗ}$ – ток срабатывания защиты.

$$I_{СР} = \frac{5196,2 \cdot 1}{720} \text{ А}$$

$$I_{СР} = 7,22 \text{ А}$$

Количество витков:

$$W_{OCH.P} = \frac{F_{CP}}{I_{CP}}, \quad (44)$$

где F_{CP} – минимальная МДС срабатывания для реле ДЗТ – 11 равна 100 А·W.

$$W_{OCH.P} = \frac{100}{7,22}, \quad W_{OCH.P} = 13,85$$

Округляем до $W_{OCH} = 14$

Число витков обмотки НТТ реле для не основной стороны:

$$W_{Ip} = \frac{I_{НОМ.НВ}}{I_{НОМ.ВВ}} \cdot W_{OCH} \quad (45)$$

$$W_{Ip} = \frac{4,81}{4,57} \cdot 14, \quad W_{Ip} = 14,78$$

Округляем до $W_I = 15$

Выбираем $W_{OCH} = 14$ витков. Для него определяем

$$I_{CЗ.МИН} = \frac{100 \cdot 720}{14 \cdot 1} \text{ А}$$

$$I_{CЗ.МИН} = 5143 \text{ А}$$

Первичный расчёт тока небаланса с учётом составляющей $I''_{нб.р}$

$$I_{нб.р} = I'_{нб.р} + I''_{нб.р} + I'''_{нб.р} \quad (46)$$

где $I'_{нб.р}$ – составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока

$I''_{нб.р}$ – составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора под нагрузкой

$I'''_{нб.р}$ – составляющая, обусловленная неточностью установки на БНТ реле расчётных витков для не основных сторон

$$I_{НБ.Р} = \left(1,1 \cdot 0,1 + 0,16 + \left| \frac{14,78 - 15}{14,78} \right| \right) \cdot 31240 \text{ А},$$

$$I_{НБ.Р} = 8898 \text{ А}$$

$$I_{CP} = \frac{8898}{720} \text{ А}, \quad I_{CP} = 12,4 \text{ А}$$

Число витков тормозной обмотки БНТ реле:

$$W_{TOP.P} = k_3 \cdot \frac{I_{НБ.Р} \cdot W_{Ip}}{I_{TOP} \cdot tg\alpha} \quad (47)$$

$$W_{TOP} = 1,5 \cdot \frac{31240}{8898 \cdot 0,75} ,$$

$$W_{TOP} = 7,01$$

Принимаем $W_{top} = 7$

Определяем чувствительность защиты при к.з. между двумя фазами в минимальном режиме работы системы, когда торможение отсутствует

$$I_{КЗ.МИН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 31240 \text{ А} ,$$

$$I_{КЗ.МИН}^{(2)} = 27054 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ.МИН}^{(2)}}{I_{СЗ.МИН}} \quad (48)$$

$$k_{ч} = \frac{27054}{5143} ,$$

$$k_{ч} = 5,26$$

$$5,26 > 1,5$$

Расчет МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению [29].

Первичный ток срабатывания:

$$k_{ч} = \frac{K_n}{K_B} I_n \quad (49)$$

где k_n – коэффициент надёжности, учитывающий ошибку в определении токов и необходимый запас, принимаем $k_n = 1,2$

k_B – коэффициент возврата токового реле $k_B = 0,85$

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{ср} = \frac{U_{раб.мин}}{K_n \cdot K_B} \quad (50)$$

$$U_{раб.мин} = 0,9 - 0,95 U_{ном}, \quad k_n = 1,2 \quad , \quad k_B = 1,25$$

$U_{ср.U2} = 0,06 U_{ном}$ – при выполнении пуска по напряжению с помощью реле минимального напряжения и реле обратной последовательности.

Расчёт МТЗ на стороне высшего напряжения.

$$I_{HOM.B} = \frac{S_{HOM}}{\sqrt{3} \cdot 115}, \text{ A} \quad (51)$$

$$I_{HOM.B} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} \text{ A}$$

$$I_{HOM.B} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} \text{ A}$$

$$I_{HOM.B} = 316,3 \text{ A}$$

$$I_{C3.B} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{HOM.B}, \text{ A} \quad (52)$$

$$I_{C3.B} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 316,3 \text{ A}$$

$$I_{C3.B} = 446,5 \text{ A}$$

$$I_{CP.B} = \frac{I_{C3} \cdot k_{CX}}{n_T}, \text{ A} \quad (53)$$

$$I_{CP.B} = \frac{446,5 \cdot \sqrt{3}}{600/5} \text{ A}$$

$$I_{CP.B} = 6,44 \text{ A}$$

Порог срабатывания защиты на высоковольтной стороне:

$$k_{\bar{z}} = \frac{I_{\bar{z}.c.}^{(2)}}{I_{\bar{n}.c.}} \quad (54)$$

Расчет МТЗ на низковольтной части:

$$I_{НОМ.НН} = 3600 \text{ A}$$

$$I_{C3.H} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{НОМ.Н}, \text{ A} \quad (55)$$

$$I_{C3.H} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 3600 \text{ A}$$

$$I_{C3.H} = 5082 \text{ A}$$

Порог срабатывания защиты на низковольтной стороне:

$$k_{\bar{q}} = \frac{26036}{5082}$$

$$k_{\bar{q}} = 5,1$$

на стороне высшего напряжения

$$k_q = \frac{2490,4}{446,5}$$

$$k_q = 5,6$$

Определение напряжения срабатывания защиты

$$U_{C.3} = \frac{0,9 \cdot 10,5}{1,2 \cdot 1,25} \text{ В}$$

$$U_{C.3} = 6300 \text{ В}$$

$$U_{CP} = \frac{U_{C.3}}{k_{1H}}, \text{ В} \quad (56)$$

$$U_{CP} = \frac{6300}{10000 / 100} \text{ В}$$

$$U_{CP} = 63 \text{ В}$$

МТЗ прошел проверку.

Ток срабатывания защиты на ВН:

$$I_{C.3} = I_{НОМ} \frac{k_H}{k_B}, \text{ А} \quad (57)$$

$$k_H = 1,05 \quad k_B = 0,85$$

$$I_{C.3} = 316,29 \cdot \frac{1,05}{0,85} \text{ А}$$

$$I_{C.3} = 390,7 \text{ А}$$

$$I_{C.3.U2} = \frac{I_{C.3} \cdot k_{CX}}{n}, \text{ А}, \quad (58)$$

$$k_{CX} = \sqrt{3}$$

$$I_{C.3.U2} = \frac{390,7 \cdot \sqrt{3}}{600 / 5} \text{ А}$$

$$I_{C.3.U2} = 5,64 \text{ А}$$

Время действия защиты от перегрузки выбирается больше, чем время действия всех присоединений.

Газовая защита

Газовая защита реагирует на витковые замыкания и другие внутренние повреждения [30].

В качестве реагирующего органа выбирается реле типа ВF-80/Q. Установка скоростного элемента принимается 0,6 м/с. Он действует на отключение трансформатора через выходное реле РП-255.

Заключение

В моей бакалаврской работе я рассмотрел основные аспекты реконструкции подстанции 110/10 кВ. При этом было выполнено следующее:

- проведен анализ состояния электроснабжения промышленного района и поставлена задача исследования;
- выбрана схема электроснабжения после реконструкции подстанции;
- рассчитаны токи короткого замыкания;
- рассчитаны и подобраны силовые трансформаторы;
- выбрано необходимое электротехническое оборудование.

Главными причинами модернизации подстанции являлись: оборудование давно выработало свой ресурс, устарело морально и физически, не соответствует требуемой надежности и пропускной способности.

Результаты модернизации следующие:

- максимальная мощность, передаваемая через подстанцию $S_{\text{нагрмакс.}}=180\text{МВ}\cdot\text{А}$;
- для РУ-110 кВ выбрали способ подключения: одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями;
- рассчитали и выбрали трансформаторы ТРДЦН-63000/110 взамен старых ТРДН-40000/110;
- проверена стойкость выбранных трансформаторов токам короткого замыкания;
- проведен выбор основного электрооборудования и токоведущих частей.

Список используемых источников

1. Быстрицкий Г. Ф. Основы энергетики : учеб. для студентов вузов, обуч. по направлениям "Электромеханика, электротехника и электротехнологии" и "Электроэнергетика" / Г. Ф. Быстрицкий. - 4-е изд., стер. ; гриф УМО. - Москва : Кнорус, 2017. - 350 с.
2. Алиев И. И. Электротехника и электрооборудование [Электронный ресурс] : справочник : учебное пособие для вузов / И. И. Алиев. - Саратов : Вузовское образование, 2014. - 1199 с.
3. Гурина И. А. Инженерные расчеты в электротехнике [Электронный ресурс] : учеб.-метод. пособие для выполнения контрольных работ по дисциплине «Инженерные расчеты в электротехнике» для студентов направления подготовки 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» / И. А. Гурина. - Черкесск : БИЦ СевКавГГТА, 2014. - 29 с.
4. Миленина С. А. Электротехника, электроника и схемотехника : учеб. и практикум для акад. бакалавриата / С. А. Миленина ; под ред. Н. К. Миленина. - Гриф УМО. - Москва : Юрайт, 2016. - 398 с.
5. Климова Г. Н. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение : учеб. пособие для приклад. бакалавриата / Г. Н. Климова ; Томский политехн. ун-т. - 2-е изд. ; гриф УМО. - Москва : Юрайт, 2016. - 179 с.
6. Энергосбережение в низковольтных электрических сетях при несимметричной нагрузке [Электронный ресурс] : монография / Ф. Д. Косоухов [и др.] ; под ред. Ф. Д. Косоухова. - Санкт-Петербург : Лань, 2016. - 280 с.
7. Шукуров И. С. Инженерные сети [Электронный ресурс] : учебник / И. С. Шукуров, И. Г. Дьяков, К. И. Микири. - Москва : МГСУ : ЭБС АСВ, 2016. - 278 с.
8. Быстрицкий Г. Ф. Электроснабжение. Силовые трансформаторы : учеб. пособие для акад. бакалавриата / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. - 2-е изд., испр. и доп. ; гриф УМО. - Москва : Юрайт, 2016. - 173,

9. Электроснабжение [Электронный ресурс] : методические указания к курсовой работе для студентов по направлению подготовки 140400 «Электроэнергетика и электротехника» профиля подготовки «Электропривод и автоматика» очной и очно-заочной форм обучения / сост. Т. В. Синюкова. - Липецк : ЛГТУ, 2013. - 26 с.

10. Коробов Г. В. Электроснабжение : курсовое проектирование : учеб. пособие для вузов / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - Изд. 3-е, испр. и доп. ; гриф УМО. - Санкт-Петербург : Лань, 2014. - 191 с.

11. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие для студентов вузов, обуч. по направлению подготовки 140400 "Электроэнергетика и электротехника" / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. - 4-е изд., стер. - Москва : КНОРУС, 2014. - 648 с.

12. Коробов Г. В. Электроснабжение [Электронный ресурс] : Курсовое проектирование : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - Изд. 3-е, испр. и доп. - Санкт-Петербург : Лань, 2014. - 192 с.

13. Сивков А. А. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. А. Сивков, Д. Ю. Герасимов, А. С. Сайгаш ; Томский политехнический университет. - 2-е изд., доп. - Томск : ТПУ, 2014. - 173 с.

14. Электроснабжение : выбор и проверка токоведущих частей и коммутационных аппаратов [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет ; сост. Т. В. Синюкова. - Липецк : ЛГТУ, 2014. - 63 с.

15. Вахнина В. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Тольятти : ТГУ, 2015. - 46 с.

16. Кудрин Б. И. Электроснабжение : учеб. для студентов вузов, обуч. по направлению подготовки бакалавров "Электроэнергетика и электротехника" / Б. И. Кудрин. - 3-е изд., стер. - Москва : Академия, 2015. - 351 с.

17. Анчарова Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учеб. для студентов вузов, обуч. по курсу "Электрооборудование и электроснабжение пром. предприятий" / Т. В. Анчарова, М. А. Рашевская, Е. Д. Стебунова. - 2-е изд., перераб. и доп. ; гриф УМО. - Москва : Форум : [ИНФРА-М], 2016. - 414 с.

18. Вахнина В. В. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2016. - 78 с.

19. "Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов" : IV Всерос. науч.-техн. конференция студентов, магистрантов, аспирантов : (Тольятти, 12-14 апр. 2016 г.) : сб. трудов / [отв. за вып. В. В. Вахнина]. - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2016. - 414 с.

20. Юндин М. А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства : учеб. пособие для студентов аграр. вузов, обуч. по направлению 110300 "Агроинженерия" / М. А. Юндин, А. М. Королев. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Санкт-Петербург [и др.] : Лань, 2016. - 319 с.

21. Стрельников Н. А. Электроснабжение промышленных предприятий [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. А. Стрельников. - Новосибирск : НГТУ, 2013. - 100 с.

22. Конюхова Е. А. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры) [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Е. А. Конюхова. - Москва : Русайнс, 2016. - 159 с.

23. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб. пособие для бакалавров / Воронеж. гос. аграр. ун-т им. Императора Петра I ; [сост. В. В. Картавцев, Е. А. Извеков]. - Воронеж : ВГАУ им. Петра I, 2016. - 142 с.

24. Булычев А. В. Релейная защита в распределительных электрических сетях : пособие для практ. расчетов / А. В. Булычев, А. А. Наволочный. - Москва : ЭНАС, 2016. – 206

25. Robert A. Mammano. Fundamentals of Power Supply Design. Hardcover. Four color print. 352 Pages. Publish date: March 2017. ISBN: 978-0-9985994-0-3.

26. Switchmode Power Supply Handbook, Third Edition. Publisher: McGraw-Hill Education: New York, Chicago, San Francisco, Athens, London, Madrid, Mexico City, Milan, New Delhi, Singapore, Sydney, Toronto/ Copyright / Pub. Date: 2016 The McGraw-Hill Companies ISBN: 9780071639712

27. Fundamentals of Electric Power Engineering Kindle Edition/ By Isaak D. Mayergoyz, Patrick McAvoy. Published by World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd. 2014

28. Prof. Dr. Vasily Y. Ushakov Electrical Power Engineering - 2018 Current State, Problems and Perspectives Published by Springer. ISBN 9783319623016

29. A Textbook Of Water Power Engineering, 1/e. R.K. Sharma & T.K. Sharma. Including Dams Engineering, Hydrology and Fluid Power Engineering. For the student of B.E./B.Tech. Civil Engg., Institution of Engineers (India) U.P.S.C. Exam & Practising Engineers. ISBN9788121922302

30. Advanced Engineering and Electromagnetics - 2nd edition. By Constantine A. Balanis Cover type: Hardback Edition: 2ND 12 Copyright: 2014 Publisher: John Wiley & Sons, Inc. Published: 2014.